



elering

EESTI ELEKTRIÜLEKANDEVÕRGU ARENGUKAVA 2025-2034

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

Foto: Tõnu Tunnel

SISUKORD

SISUKORD	2
LÜHENDITE LOETELU	4
1. SISSEJUHATUS.....	5
2. OLEMASOLEV VÕRK.....	8
2.1 OLEMASOLEVA VÕRGU SEISUKORD.....	8
2.2 VÕRGU TÄNASE SEISUKORRA ANALÜÜS.....	12
2.3 ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS.....	14
2.3.1 Väljalülitumised ja ülekandekindlus vahelduvvooluvõrgus.....	14
2.3.2 Väljalülitumised ja piiriülest ühenduste kättesaadavus alalisvooluühendustel.....	17
2.3.3 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia vahelduvvooluvõrgus.....	19
2.3.4 Suuremad häiringuid põhjustanud sündmused 2023-2024 (esimene pool) aastal	27
2.3.5 Valik suurematest sündmustest sisevõrgus	29
3. TARBIMISE PROGNOOS	31
4. TOOTMISE PROGNOOS	36
4.1 EUROOPA LIIDU KLIIMAEESMÄRGID	37
5. VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	38
5.1 LIITUMISLEPINGUTEGA KAETUD VÕIMSUSE HETKESEIS.....	38
5.2 UUS LIITUMISE KONTSEPTSIOON	39
5.3 PAINDLIKKUSE KASUTAMINE VÕRGUGA LIITUMISEL.....	40
5.4 SALVESTUSSEADMETE LIITUMINE.....	40
6. SUURPROJEKTID	42
6.1 EUROOPA LIIDU ÜHISHUVI PROJEKTID	42
6.2 VÄLISÜHENDUSED SOOME JA LÄTIGA	42
6.2.1 Eesti-Sooma kolmas ühendus.....	43
6.2.2 Eesti-Läti neljas ühendus	48
6.3 SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPAGA	52
6.4 VÕIMALUSED TEISTE RIIKIDEGA KAUPLEMISEKS	56
6.5 VÕRGU PIKAAJALINE TULEVIKUVISIOON.....	61
6.6 MERE- JA MAISMAATUULEPARGID.....	62
6.6.1 Läänemereäärsete riikide meretuule potentsiaal	63
6.6.2 Eesti meretuule potentsiaal	63
6.7 VESINIKU ARENGUSUUNAD	64
7. SISEVÕRGU PIIRKONDADE INVESTEERINGUD	66
7.1 TALLINN JA SELLE ÜMBRUS	66

7.2	KIRDE-EESTI	67
7.2.1	Eleringi ja Elektrilevi ühine arengukava - Ida-Virumaa fookuspiirkond.....	69
7.2.2	Eleringi ja Elektrilevi ühine arengukava - Lääne-Virumaa fookuspiirkond	73
7.3	TARTU PIIRKOND	79
7.3.1	Eleringi ja Elektrilevi ühine arengukava - Põhja-Tartumaa fookuspiirkond.....	80
7.4	PÄRNU PIIRKOND	86
7.5	LAHUTUSKOHAD.....	86
8.	EUROOPA LIIDU TAASTEKAVA - RRF.....	88
9.	TE100 PROGRAMM.....	91
9.1	ÕIGUSAKTIDE MUUDATUSED.....	92
9.2	STSENAARIUMID	93
9.3	STSENAARIUM 1	98
9.3.1	Lääne-Eesti arengusuunad	100
9.3.2	Ida-Eesti arengusuunad	110
9.3.3	Kesk- ja Lõuna-Eesti arengusuunad.....	121
9.3.4	Esimese stsenaariumi tulemuste analüüs	129
9.4	STSENAARIUMID 2 JA 3	137
9.5	VÕIMALIKU 1 MW* VÕRGUTUGEVDUSE FIKSEERITUD TASU MÄÄRAMINE	140
10.	ELEKTRIVÕRGU ARENDAMISE PÕHIMÕTTED	143
10.1	VÕRGU VANANEMISE PEATAMINE	143
10.2	KOORMUSKASVUST TINGITUD INVESTEERINGUD	144
10.3	STSENAARIUMITE MÄÄRATLEMINE JA MUDELARVUTUSED	144
10.4	LIITUMISEGA KAASNEVATE VÕRGUTUGEVDUSTE LEIDMISEKS TEHTAVATE ARVUTUSTE PÕHIMÕTTED.....	145
10.5	INVESTEERINGUPROJEKTIDE RISKIJUHTIMINE	146
10.6	PAINDLIKKUSE KASUTAMINE VÕRGUINVESTEERINGUTE AJALDAMISEL	148
11.	TUGITEENUSED	151
12.	VÕRGU KRIISIOOLUKORRA VALMIDUS	153
13.	KÜBERTURVALISUSE MÕJU VARUSTUSKINDLUSELE	154
13.1	ÜLDINE OHUPILT EESTIS AASTAL 2023	154
13.2	KÜBERJULGEOLEK JA ÜLEVAADE KÜBERRÜNNAKUTE MÕJUST UKRAINA SÕJAS.....	154
13.3	ÜLEVAADE, MILLISTESSE TEGEVUSSUUNDADESSE ELERING PANUSTAB	155
13.4	KÜBERTURVALISUSE MÕJU VARUSTUSKINDLUSELE	156
14.	LISAD	157
14.1	LISA 1. EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5 MW INSTALLEERITUD TOOTMISVÕIMSUSED	157
14.2	LISA 2. KINDLAD INVESTEERINGUD	160
14.3	LISA 3. 2024-2040 PLANEERITAVAD JA PERSPEKTIIVSED INVESTEERINGUD	163

LÜHENDITE LOETELU

AJ	-Alajaam
aFRR	-Üleeuroopalise automaatse sageduse taastamise reserv (<i>Automatic Frequency Restoration Reserve</i>)
BAU	-Investeeringu tavastsenaarium (<i>Business as Usual</i>)
BRELL	-Süsteemihaldurite liit, kuhu kuuluvad Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti ja Leedu.
CEF	-Euroopa Liidu rahastusinstrument, mille eesmärk on tõsta konkurentsivõimet Euroopa tasemel infrastruktuuri investeeringute kaudu (<i>Connecting Europe Facility</i>).
ENTSO-E	-Üleeuroopaline elektri süsteemioperaatorite ühendav organisatsioon
ER	-Elering
FCR	-Sageduse hoidmise reserv (<i>Frequency Containment Reserve</i>)
FRR	-Sageduse taastamise reserv (<i>Frequency Restoration Reserve</i>)
HVDC	-Alalisvooluühendus (<i>High Voltage Direct Current</i>)
IPS/UPS	-Venemaa sagedusala, millega on ühendatud järgnevad piirkonnad: Baltikum, Ukraina, Kasahstan, Kõrgõzstan, Valgevene, Aserbaidžaan, Tadžikistan, Gruusia, Moldova ja Mongoolia
KAUR	-Keskkonnaagentuur
mFRR	-Manuaalsete sageduse taastamise reserv (<i>Manual Frequency Restoration Reserve</i>)
N-1	-Ühe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmisseade, jne.) avariiline väljalülitumine
N-2	-Kahe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmisseade, jne.) avariiline väljalülitumine korraga
PCI	-Ühishuvi projekt (<i>Project of Common Interests</i>)
PEJ	-Päikeseelektrijaam
RRF	-Euroopa Liidu Taastekava (<i>Recovery and Resilience Facility</i>)

1. Sissejuhatus

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

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

Arengukavas kirjeldatakse olemasoleva võrgu olukorda, tuleviku prognoosi tarbimise, tootmise ja liitujate poole pealt ning võrgu turvalisust. Samuti räägitakse taastuvenergia eesmärkide täitmiseks vajalikest võrgutugevdustest ja erinevatest investeeringutest. Peatükis 6 on kirjeldatud projektid (sünkroniseerimine Mandri-Euroopa võrguga, välisühendused Läti ja Soomega, Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine), mis kuuluvad Euroopa elektri ülekandevõrgu iga kahe aasta tagant uuendatavasse kümne aasta arengukavasse. Lisas 1 on välja toodud Eesti elektrisüsteemis olevad üle 0,5 MW installeeritud tootmisvõimsused 2024. aasta augusti seisuga.

Investeeringud on arengukavas jagatud kolme erinevasse gruppi - kindlad, planeeritavad ning perspektiivsed.

- Kindlad investeeringud (Lisa 2) - investeeringud, mille puhul on tagatud on 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 - investeeringud, mille ettevalmistuste või ehitusega planeeritakse alustada järgmise viie aasta jooksul, kuid millel puudub investeerimisotsus (Lisa 3).
- Perspektiivsed investeeringud - 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 ka kogu arengukava värskendamine (Lisa 3).

Investeeringute ajakava ja eri tüüpi investeeringud asuvad aruande lisas.

Arengukavas välja toodud nimetus „kindlad investeeringud“ käsitletakse arengukava koostamise hetkel oleva elektrituruseaduse eelnõu kontekstis põhivõrguettevõtja investeeringutena, mis tulenevad põhivõrguettevõtja investeeringute kavast. Nimelt näeb eelnõu ette, et elektrituruseaduse § 72 täiendatakse lõikega, mille kohaselt on võrguettevõtjal võrgu arenduskohustuse täitmiseks õigus teha investeering, mis on vajalik võrguettevõtja prognoositud uue tootmis- ja tarbimissuunalise võimsuse liitmiseks või tarbimis- või tootmistingimuste muutmiseks võrgus ning sellise investeeringu võib teha ainult liitumisel võrguettevõtja olemasolevasse võrku olemasoleval pingestmel või kui uue võrgu rajamise näeb ette investeeringute kava.

Uue „Taastuvelekter 100“ programmi raames analüüsitud investeeringutest ja uuest liitumiste kontseptsioonist on räägitud peatükis 9. Eesti riik on võtnud ambitsioonika eesmärgi 2030. aastal katta summaarsest elektri lõpptarbimisest taastuvelektriga vähemalt 100%. Programmi eesmärgiks on kaardistada ja ellu viia Eleringi vastutusalade tegevused, mille elluviimine on vajalik riigi kliimaeesmärgi täitmise võimaldamiseks, tagades samal ajal elektrisüsteemi varustuskindluse. Kliimaeesmärkide täitmiseks on edaspidi põhivõrku vajalik arendada selliselt, et sinna oleks võimalik kiiremini liita uusi taastuvenergial põhinevaid tootmisseadmeid. Eleringi elektrivõrgu kontekstis tähendab Eesti võetud kliimaeesmärk täpsemalt seda, et elektrivõrguga peab selle eesmärgi saavutamiseks kokku olema võimalik liita hinnanguliselt vähemalt 5500 MW tootmissuunalist võimsust. Kuna Eesti taastuvelektri arenduse potentsiaal on suurem kui aasta 2030 eesmärgi täitmiseks vaja ning tänaseks ei ole täpselt teada, kuhu täpselt ja mis mahu eesmärgi täitmiseks vajalik täiendav võimsus liitub, siis ei ole ka veel võimalik määrata ühest tuleviku võrgutugevduse investeeringute paketti. Käesolevas arengukavas uuritakse erinevaid ühenduse stsenaariume ning võrgutugevdusvajadustes püütakse leida sarnaseid mustreid ning tugevdusi, mis on vajalik näiteks kas kõikide või paljude erinevate tulevikustsenaariumite korral. Samuti on arengukava üks eesmärke leida võimalikud uute trasside vajadused, et nende planeerimisega alustada juba varem, eesmärgiga teostada ennetavaid tegevusi ning tuleviku investeeringute teostamise aega selle võrra lühendada.

Lisaks on Elering koostöös Elektrileviga võtnud eesmärgiks koostada ühine elektrivõrgu pikaajaline arengukava „Eesti elektrivõrgu arengukava aastani 2040“. Ühine arengukava käsitleb võrgu arengut perioodil 2024-2040. Arengukavas arvestatakse lõppkliendi pikaajalistest koormuste muutustest tulenevaid vajadusi, tootmise arengut ja taastuvelektrile üleminekut, samuti ka varustuskindlust ning ühiskondlikku kulu.

Arengukava mahus vaadatakse piirkondade lõikes ülekande- ja jaotusvõrgule kuuluvaid elektrivõrgu osasid, alustades kõige kriitilisematest ja tähelepanu vajavatest fookuspiirkondadest. Analüüsitakse ja ühildatakse võimaluste ulatuses Elektrilevi ja Eleringi lühi- ja pikaajalised investeeringute kavad ning plaanid. Analüüsitakse võrgu arendamiseks vajalikke alternatiivseid tehnilisi lahendusi, tagades vähimad kogukulud ühiskonnale seadmete elukaare jooksul, sh mõõdetakse järgnevaid väärtuseid:

- Lahenduste maksumus - BAU (Business as usual ehk Tavastsenaarium), alternatiivsed stsenaariumid
- Võrgu mahu vähenemine
- Varustuskindluse parendamine

Seejärel koostatakse võrgu arengu tervikvaade, mis arvestab optimeeritud stsenaariumite elluviimisega. Arenguplaan on aluseks elektrivõrkude investeeringute kavandamisel, Eesti elektrivõrgu arengusuundasid käsitlevate sisendite andmisel siseriiklike (Majandusministeerium, Konkurentsiamet), regionaalsete (Läänemere regiooni elektrivõrgu arengukava) ning üleeuroopaliste (ENTSO-E) organisatsioonide töödes. Samuti on arenguplaan aluseks sisendi andmisel maavalitsuste ning kohalike omavalitsuste töödesse (maakonnaplaneeringud, üldplaneeringud, detailplaneeringud, teemaplaneeringud). „Eesti elektrivõrgu arengukava aastani 2040“ osad (fookuspiirkonnad) kinnitatakse ettevõtete osapoolte poolt nende valmimise järgselt. Praeguseks on kinnitatud “EESTI ELEKTRIVÕRGU ARENGUKAVA AASTANI 2040 OSA NR 1. PÕHJA-TARTUMAA” ja “EESTI ELEKTRIVÕRGU ARENGUKAVA AASTANI 2040 OSA NR 2. IDA-VIRUMAA”. Investeeringuid seotud “EESTI ELEKTRIVÕRGU ARENGUKAVA AASTANI 2040” asuvad Lisas 3 ning täpsemalt saab lugeda antud teema kohta peatükis 7.2 ja 7.3.

2024. aasta lõpuks on arengukava läbinud avaliku konsultatsiooni ning esitatud Konkurentsiametile. 2025. aasta kevadel võetakse vastu elektrituru seaduse uus redaktsioon ning Konkurentsiamet annab arengukava lõplikule versioonile oma tagasiside. Vastavalt Konkurentsiameti suunistele teeb Elering arengukavas muudatused. Suvel avatakse maismaa vähempakkumised, mille tulemusi on oodata sügisel 2025. Lisaks jõustuvad sügisel ka Eleringi uued liitumiste tüüptingimused ja metoodika. Järgnevatel aastatel realiseerib Elering täiendavaid investeeringuid ning alustab arengukava uuendamist peale vähempakkumiste tulemusi.

2. Olemasolev võrk

2.1 Olemasoleva võrgu seisukord

Elering AS haldab Eesti põhivõrku, mis koosneb 5 135 kilomeetrist õhu- ja kaabelliinist ning 156 alajaamast.¹ Põhivõrgu selgroo moodustavad võimsad suurte elektrikoguste ülekandmiseks mõeldud 330 kV õhuliinid, kuid kõige enam on võrgus 110 kV õhuliine, mis tagavad elektri jõudmise piirkondadesse. Põhivõrgu liinide jaotus pingeklasside ja -tüübi järgi on järgmine:

Õhuliinid:

- üle 1 600 kilomeetrit 330 kV liine;
- üle 3 300 kilomeetrit 110 kV liine;
- 5 kilomeetrit 6-35 kV liine.

Eleringile kuulub Eestis üle 135 km kaabelliine, millest

- 112 km on 110 kV kaablid;
- 23 km on 6-35 kV kaablid.

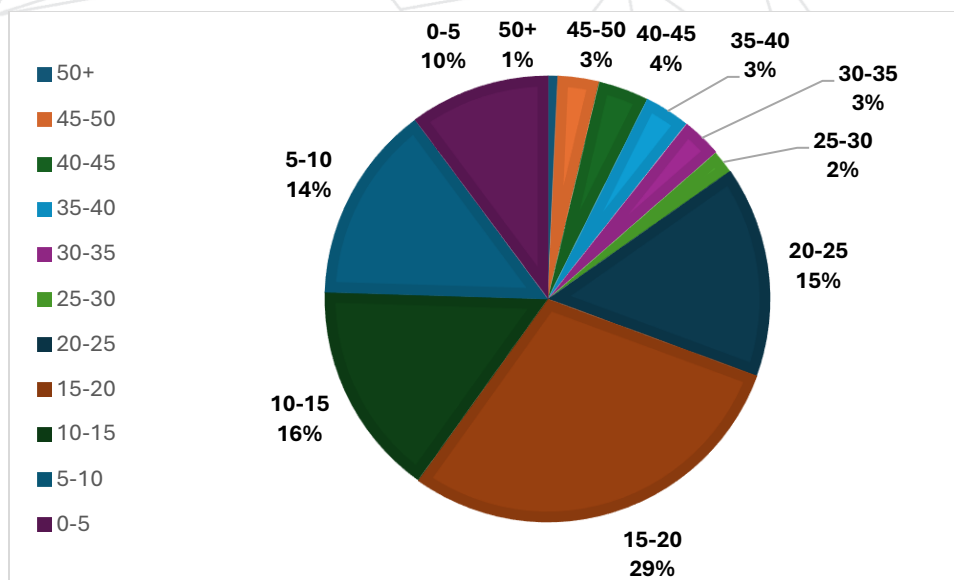
Lisaks opereerib Elering Eesti ja Soome vahelisi alalisvooluühendusi EstLink 1 ja EstLink 2. Mõlemad ühendused koosnevad nii maismaal kui meres kulgevast kaablist. Kokku on EstLinkide pikkused:

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

Eleringi elektriliinidel on kokku ~14 800 masti ning Eleringi alajaamades paikneb elektri edastamise ja muundamise jaoks ~28 000 erinevat seadet. Eesti põhivõrk on oma alguse saanud 1960ndatel 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 (k.a jõutrafod) tehniliseks elueaks 40 aastat ning sekundaarseadmete tehniliseks elueaks 15 aastat. Elektriliinide puhul arvestatakse mastide puhul tehnilise elueaga 60 aastat, juhtmetel 40 aastat ning piksekaitsetrossidel elueaga 30 aastat.

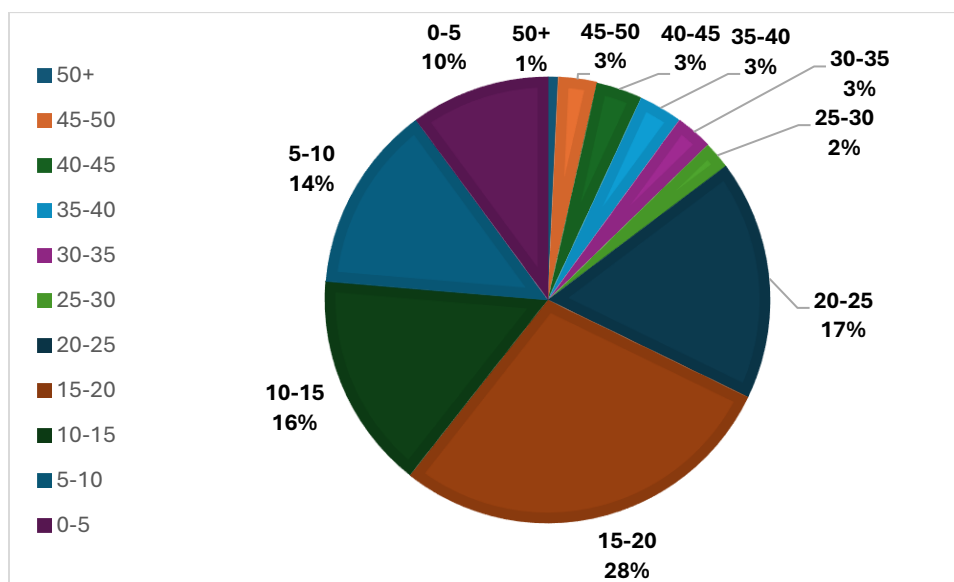
Eleringi alajaamade seadmete vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.1, kus on näha, et kogu Eleringi alajaamade seadmepargist 8% (1% 50+, 3% 45-50 ja 4% 40-45 aasta vanuseklassides) on vanemad kui 40 aastat.

¹ <https://elering.ee/eleringile-kuuluvad-liinid>

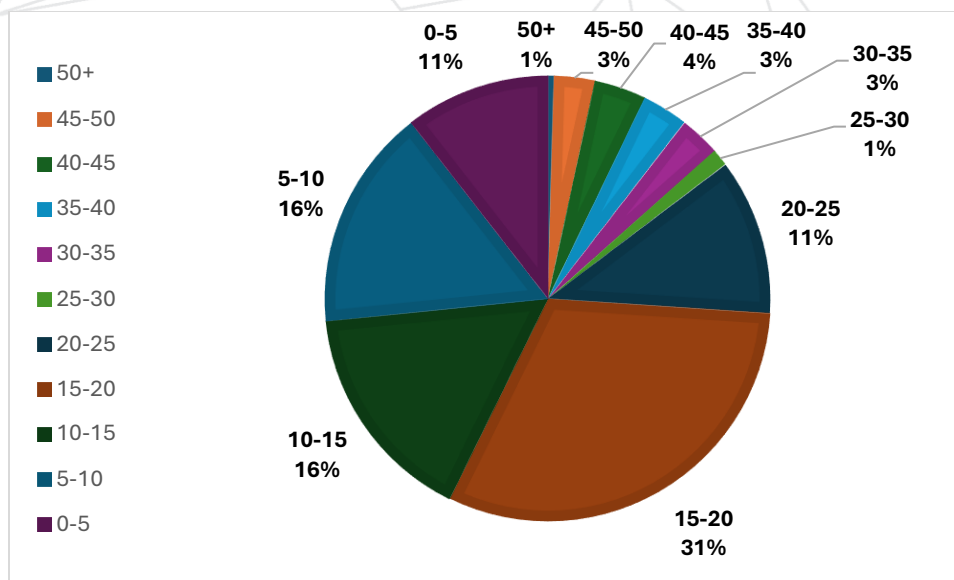


Joonis 2.1 Eleringi kogu seadmepargi jagunemine vanuseklassidesse

Seadmepargist primaarseadmete, juhtimis- ja sideseadmete jagunemine vanuseklassides on toodud vastavalt joonistel 2.2 ja 2.3. Joonistelt on võimalik näha, et primaarseadmete puhul on oma eeldatava eluea ületanud 7% seadmetest ning juhtimis- ja sideseadmetest on eluea ületanud 26% seadmepargist.



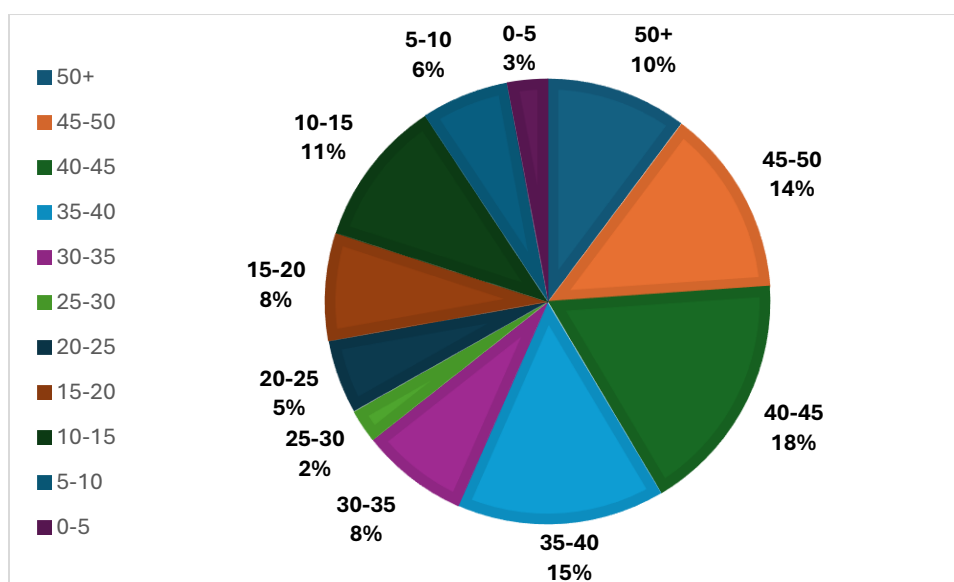
Joonis 2.2 Eleringi primaarseadmete jagunemine vanuseklassidesse



Joonis 2.3 Eleringi juhtimis- ja sideseadmete jagunemine vanuseklassidesse

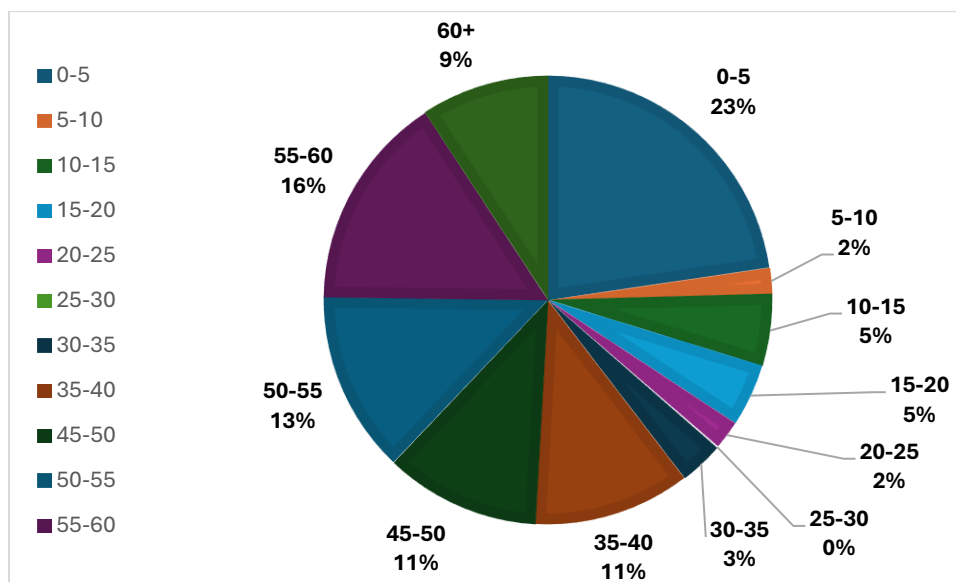
Tulenevalt juhtimis- ja sideseadmete suuremast eluea ületanud seadmete hulgast teostab Elering ka paigaldistele ainult nende seadmete rekonstrueerimisi alajaamades, kus nad on oma eluea ületanud.

Jõutrafode lõikes on eeldatava 40 aastase eluea ületanud seadmeid 42% jagu, kuid siinjuures teostatakse trafodele regulaarseid ülevaatuseid ning õlianalüüse, mille tulemusel on võimalik trafode eluiga pikendada. Trafode vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.4.

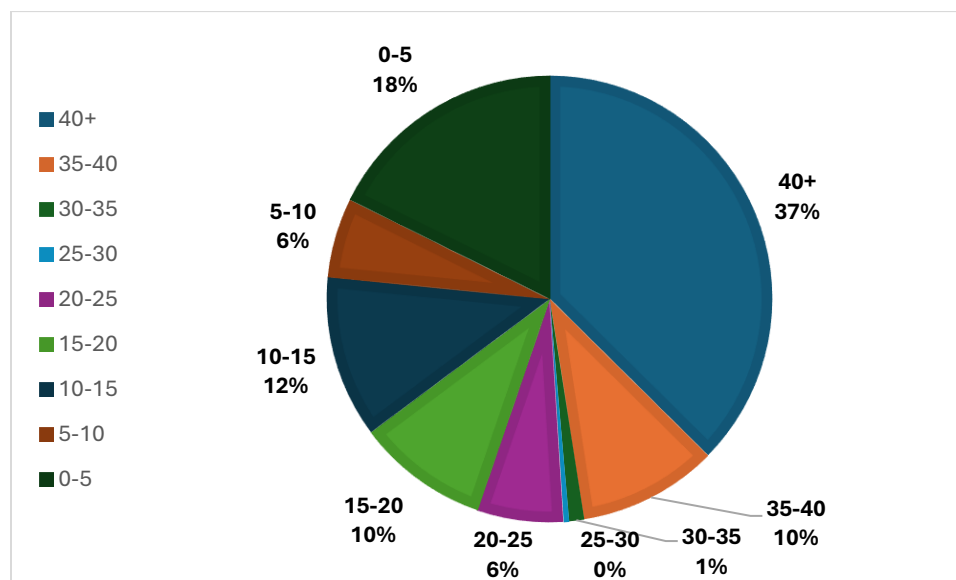


Joonis 2.4 Eleringi jõutrafode jaotus vanuseklassidesse

Õhuliinide vaates vaadeldakse eraldi vanuseid õhuliinide mastide ning juhtmete osas. Õhuliinide mastide vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.5, juhtmete vanuseline jaotus on nähtav joonisel 2.6 ja piksekaitsetrosside vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.7.



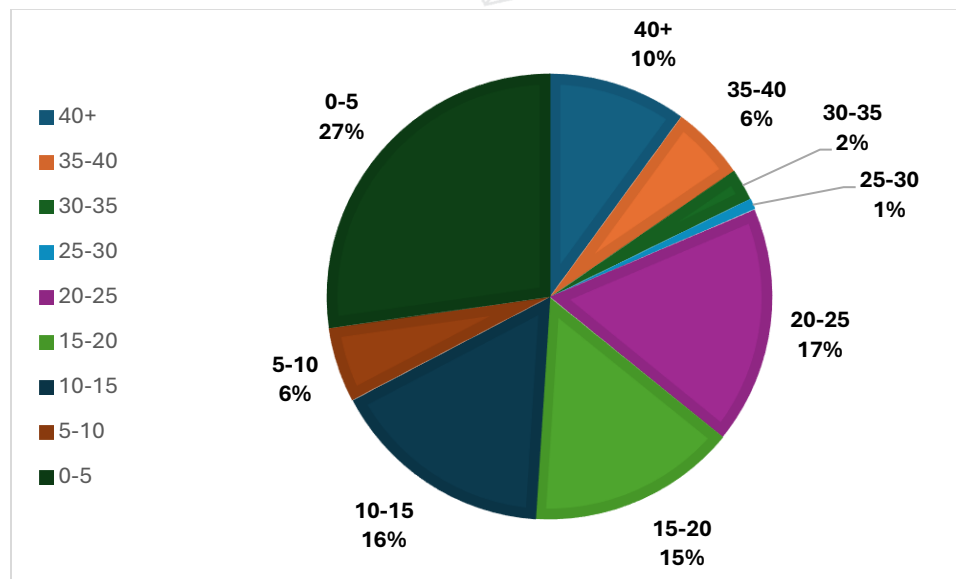
Joonis 2.5 Eleringi mastide jagunemine vanuseklassidesse



Joonis 2.6 Eleringi õhuliinijuhtmete jagunemine vanuseklassidesse

Õhuliine iseloomustavatelt joonistelt on näha, et Eleringi mastidest 9% on vanemad kui 60 aastat ning 16% on vanemad kui 55 aastat. Õhuliinide juhtmetest 37% on vanemad kui 40 aastat ning piksekaitsetrossidest 10% vanemad kui 40 aastat. Vaatamata sellele, et osad õhuliinide komponendid on ületanud oma projekteeritud eluea, siis kasutusele

võetud analüüsimetoodika (täpsemalt järgmises peatükis) võimaldab pikendada liinide eluiga samas minimeerides riske varustuskindlusele, võttes arvesse komponentide tegelikku seisukorda.



Joonis 2.7 Eleringi piksekaitsetrosside jagunemine vanuseklassidesse

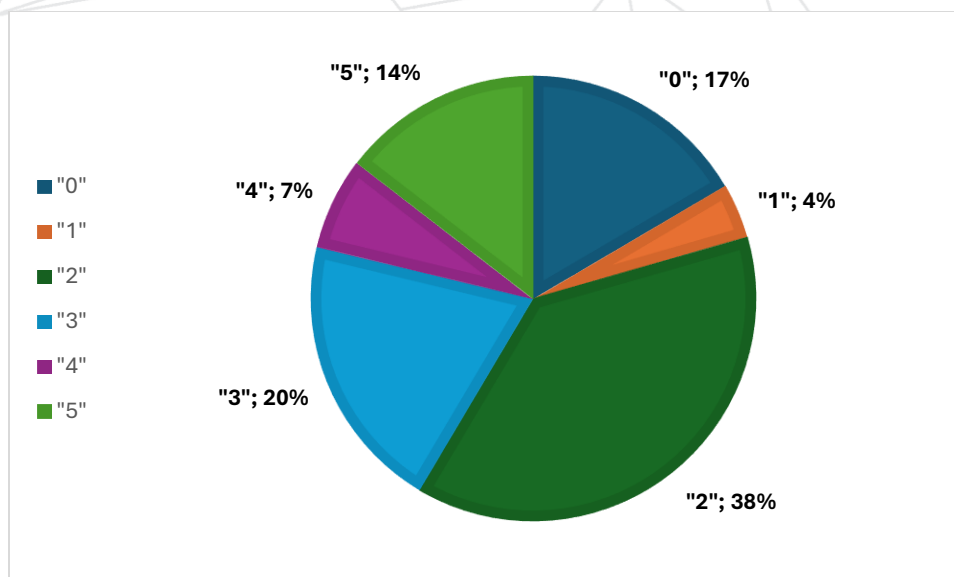
2.2 Võrgu tänase seisukorra analüüs

Elering hindab kõikide elektripaigaldiste seisukorda minimaalselt üks kord aastas. Selle tarbeks teostatakse alajaamades korralisi ülevaatuseid ning elektriliinide puhul korralisi läbikäike partnerite poolt. Lisaks on paljud olulisemad seadmed varustatud reaajas seisundi järgimise süsteemidega, millega on võimalik pidevalt omada ülevaadet nende seadmete seisundist. Vastavate monitooringusüsteemide kasutamist plaanib Elering järgnevatel aastatel laiendada, et omada veelgi paremat ülevaadet elektrivõrgu seadmetest.

Elektriliinide seisukorra hindamise tarbeks on Eleringil kasutusel HI-põhine (*Health Index*) meetodika², millega hinnatakse elektriliini seisukorda komponenditi. Igal aastal tellib Elering partneritelt võrgu läbikäigu-ülevaatuse, millega kogutakse informatsioon kogu võrgu kohta.

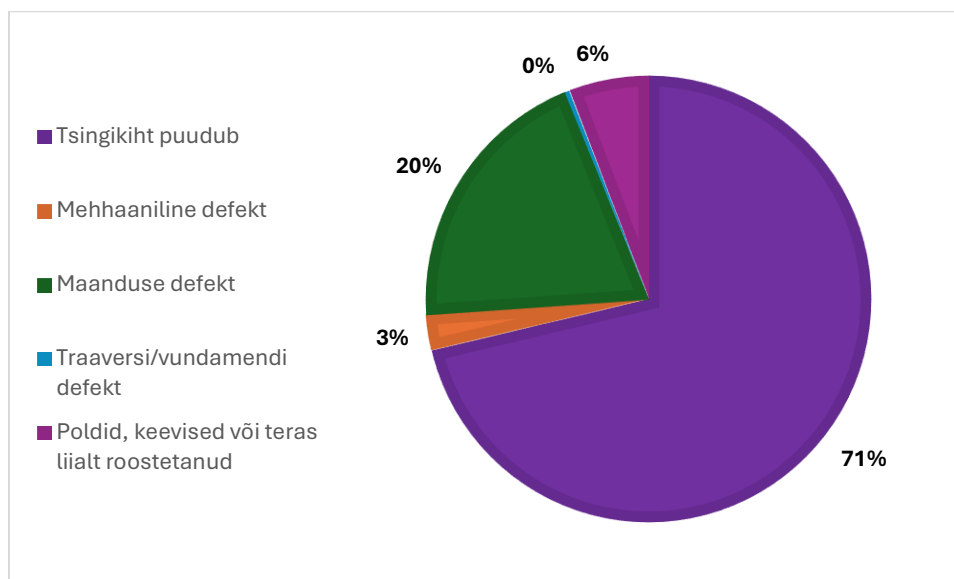
Hinnangumetoodika põhiselt antakse mastidele hinnang baseerudes komponentide halvimale väärtusele. Üldises vaates hinnanguskoor “5” tähistab seadet, mis vajab kõrgendatud tähelepanu (seade on oma eluea lõpus) ning skoor “0” tähistab uueväärsset seadet. 2023. aasta läbikäigu andmete kohased elektriliinide hinnangud toodud joonisel 2.8.

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



Joonis 2.8 Eleringi õhuliini mastide maksimaalsed HI väärtused 2023 läbikäikude põhjal

Läbikäigu andmed näitavad, et Eleringi õhuliinide mastidest on hinnatud skooriga “5” 14% (2 096 masti) mastidest. Nendest mastidest moodustavad mastid vahemikus 0-30 aastat 2% ning kõrgendatud tähelepanu põhjustavad mastide tsingikihi defektid, mis moodustavad kogu seisukorrast “5” olevatest mastidest 71%. Suuremate kõrget hinnangut põhjustavad defektide jaotus on välja toodud joonisel 2.9.



Joonis 2.9 Hinnanguindeksit “5” põhjustavate tegurite jagunemine

Juhtme ja piksekaitsetrosside osas on olemasoleva võrgu olukord mastidega võrreldes oluliselt parem. Nii juhtmetel kui piksekaitsetrossidel on antud hinnanguks “0” üle 99%-l kogu Eleringi visangutest. Juhtmete poolest on nullist erinev skoor 276-l visangul ning trosside puhul 51-l visangul.

Eleringil on plaanis järgnevatel aastatel elektrivõrku oluliselt investeerida³ ning vastavalt investeeringukavas olevatele objektidele asendatakse või korrastatakse suures osas olemasolevaid maste. Investeeringute käigus on plaanis välja vahetada suurusjärgus 1000 liinimasti, millel on eelmise aasta läbikäigu hinnangutest märgitud seisundiks “5”.

2.3 Elektrivõrgu talitluskindlus

2.3.1 Väljalülitumised ja ülekandekindlus vahelduvvooluvõrgus

Väljalülitumiste arvu poolest oli 2023. aasta viimase 10 aasta arvestuses kolme suurima väljalülitumiste arvuga aastate seas. Samas 10 aasta väljalülitumiste arvu keskmine näitaja on pideva languse tendentsis. Enam väljalülitumisi oli veel 2014. ja 2015. aasta jooksul.

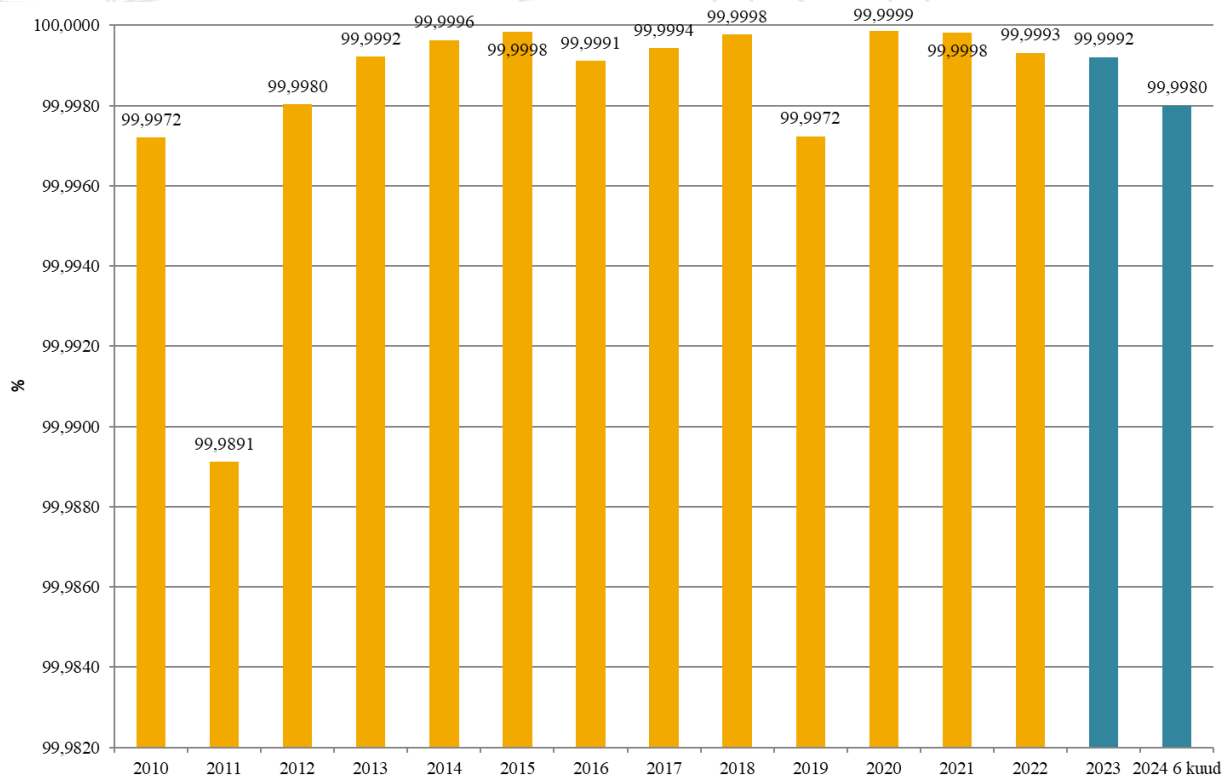
Andmata jäänud energia poolest oli 2023. aasta viimase 10 aasta arvestuses kolme suurima andmata energia kogusega tulemuse seas. Viimase 10 aasta lõikes olid 2023. aastast suuremad näitajad veel aastatel 2016. ja 2019. aastad.

Tegeliku ja arvutusliku ülekantud energia omavahelise suhte ülekandekindluse näitajad on näha allpool toodud graafikutelt nii läbi aastate kui ka 2023. ja 2024. aastate kuude lõikes. Allolev graafik näitab, et 2023. aastal oli jaanuaris ja juunis ülekandekindlus 100 %. 2024. aasta graafikust selgub, et esimesel poolaastal oli ülekandekindlus 100 % märtsikuuks. Terve 2023. aasta ülekandekindluse näitaja viis üldkokkuvõttes alla tööst väljas oleva vana õhuliini demonteerimise käigus toimunud intsident, millest tuleb edaspidi juttu. Sootuks teist liiki sündmuste jada tekitas andmata energia rekordi 2024. aasta esimesel poolaastal.

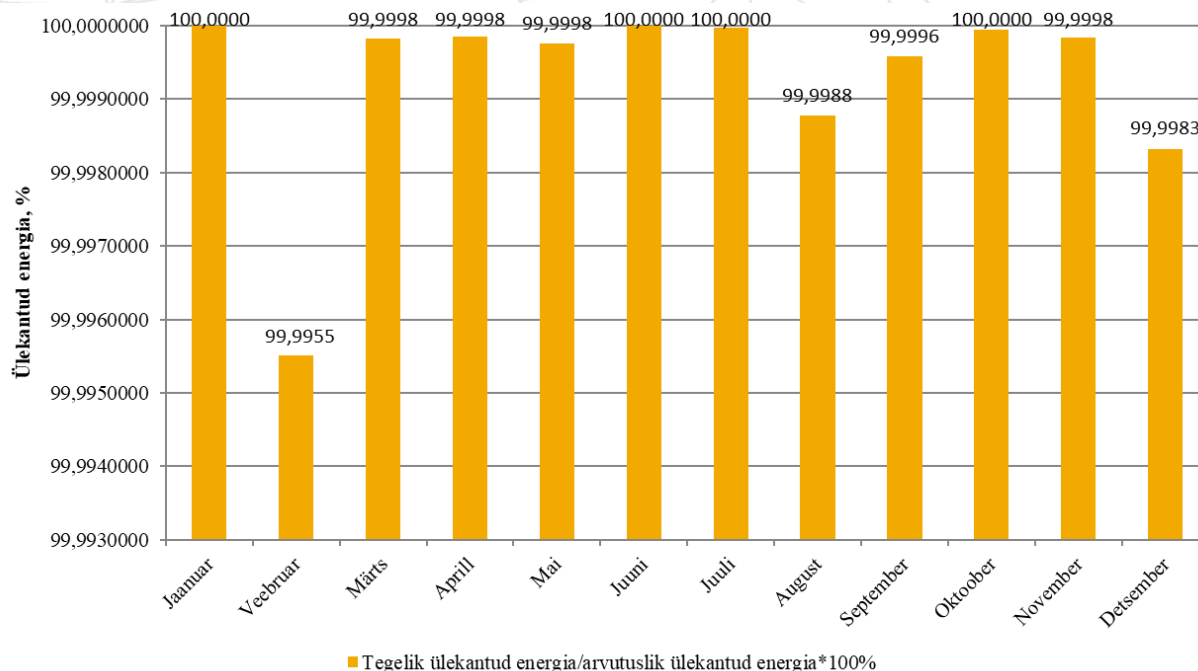
2024. aasta esimese poolaasta näitajaid halvendas sündmus, mis koosnes kokkuvõttes korduvatest sündmustest, kuid kokkuvõttes põhjustas läbi aegade ühe suuremaid andmata energiaga sündmusi üldse. Põhjuseks oli juhtmetele tekkinud jääde, mis raskuse tõttu põhjustasid juhtmetevahelisi lühiseid. Üldiselt on olnud Eleringi vahelduvvoolu võrgu talitluskindlus hea, kui välja jätta need kaks sündmust 2023. ja 2024. aastal.

2023. ja 2024. aasta talvekuudel oli palju juhtmete jäitest põhjustatud väljalülitumisi. Kohati oli tegemist mitme väikeste ajavahemike tagant korduvalt esinevate sündmustega. Joonistel 2.10, 2.11 ja 2.12 saab tutvuda ülekandekindlusega aastate vältel ning 2023. aasta ja 2024. aasta kuue kuu jooksul.

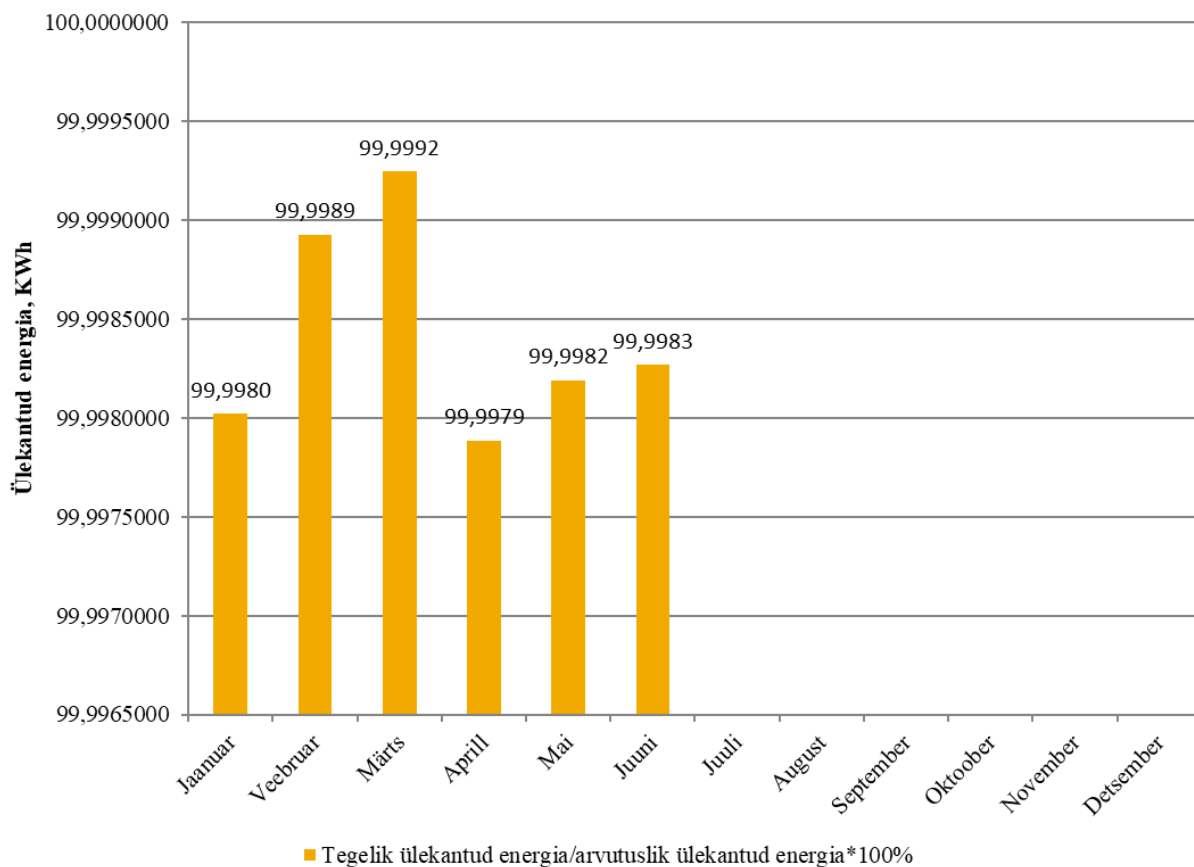
³ <https://elering.ee/investeeringud-2024-2033>



Joonis 2.10 Ülekandekindlus aastate lõikes perioodil 2010-2024 (6 kuud)



Joonis 2.11 Ülekandekindlus 2023. aastal kuude lõikes



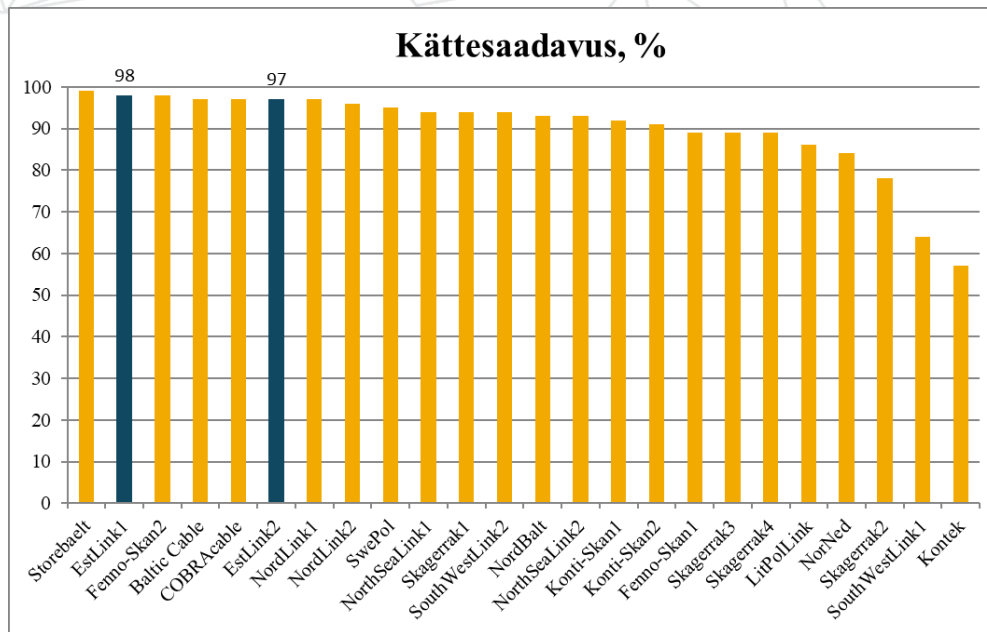
Joonis 2.12 Ülekandekindlus 2024. aastal 6 kuu lõikes

2.3.2 Väljalülitumised ja piiriüleste ühenduste kättesaadavus alalisvooluühendustel

2023. aasta oli Eesti-Soome vaheliste kõrgepinge alalisvooluühenduste osas väga hea hoolimata sellest, et nii EstLink 1 kui EstLink 2 osas oli linkide kasutatavus ajaloo kõrgeim. Kuigi EstLink 1 ja 2 ühenduste avariilisi väljalülitumisi või koormuse piiramise sündmusi oli 2023. aastal kokku 9 tk, siis nende likvideerimine toimus kiiresti, nende kestus oli lühike ning mõju väike. EstLink 1 kõik viis toimunud avariilist väljalülitumist olid seotud tulekahju tuvastamise süsteemi keskseadme defektiga ning sündmuste tagajärjel tekkinud katkestuste kestus oli kokku 11,6 tundi. EstLink 2 osas toimus 2023. aastal kokku neli sündmust, mis tingis lingi välja lülitumise kahel korral ning võimsuse ülekande ajutise piirangu samuti kahel korral. EstLink 2 avariiliste väljalülitumiste kestus kokku oli 2023. aastal ca 4 tundi ning EstLink 2 koormuse ajutist piiramist toimus ekvivalentse kestvusega kokku ca 56 tundi.

Koos plaaniliste hooldustega oli Eesti-Soome vaheliste alalisvooluühenduste tehniline töökindlus 2023. aastal väga hea: EstLink 1 osas 96,73 % ja EstLink 2 osas 96,32 %.

2024. esimese poolaasta jooksul on toimunud EstLink 1 ühendusel kokku kuus avariilist väljalülitumist, kestusega kokku ca 30 tundi. EstLink 2 ühendusega on toimunud 2024. esimesel poolaastal kaks intsidenti. Esimene oli seotud ülekandevõimsuse ajutise vähendamisega tulenevalt elektrivõrgus toimunud sündmustest ning teine on seotud EstLink 2 kaabli rikkega, mis toimus 26.01.2024 ning mille tagajärjel on EstLink 2 olnud tööst väljas rikke toimumise ajast kuni planeeritud remonditööde lõpetamiseni 2024. aasta septembri alguseni. Joonisel 2.13 saab tutvuda Põhja- ja Baltimaade alalisvoolukaablite ülekandekindlusega.



Joonis 2.13 Põhja- ja Baltimaade alalisvoolukaablite ülekandekindluse ehk kättesaadavuse % täisvõimsusest 2023. aastal

Eesti-Soome ristlõikel tekkis 2023. aastal kokku 4 945 pudelikaela tundi ehk ca 56,44 % tundidest aastal, millest:

- kogu installeeritud ülekandevõimsus oli kasutatud (st EstLinke kasutati täisvõimsusel ilma piiranguteta): 2 596 tundi ehk 29,63 % aastast;
- ülekandevõimsust piirati Eleringi või Fingridi võrgust tulenevalt (sh HVDC ühenduste piirangute tõttu) 3 011 tundi ehk ca 34,37 % aastast! NB! Sealjuures selliseid ülekandevõimsuse piiranguid, mille korral oli elektrituru käsutuses alla 1000 MW Eesti-Soome vahelisest ülekandevõimsusest, oli kokku 439 tundi st 5 % aasta tundidest. HVDC linkidest tingituna oli Eesti-Soome ristlõige piiratud alla 1000 MW kokku 408 tunnil ehk ca 4,66 % aasta tundidest.
- Põhjamaade võimsuse muutuse kiirusest tingitud piiranguid oli 9 tunnil ehk 0,1 % aastast

Joonisel 2.14 on näidatud mõningate HVDC ühenduste asukohad.



Joonis 2.14 20 HVDC ühenduse geograafilised asukohad aastal 2023

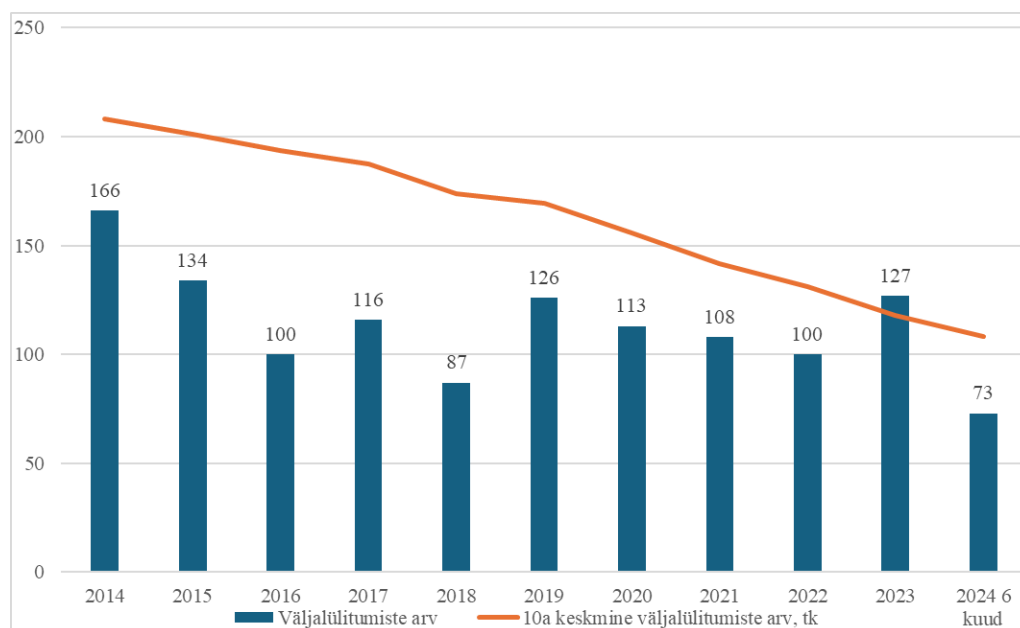
2.3.3 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia vahelduvvooluvõrgus

Vahelduvvooluvõrgu seadme ehk võrguelemendi väljalülitumine toimub automaatikaseadmete abil inimese, seadme või teiste seadmete kaitseks, kui väljalülitatav seade on ohtlikus või töövõimetus olukorras. Seadme väljalülitumisega ei kaasne enamjaolt katkestust tarbijale, kuna süsteemid on dubleeritud või reserveeritavad, kui siis ainult automaatika töötamise aeg. Väljalülitumiste statistikat peetakse selliste kõrgepingeseadmete kohta, mille kaudu toimub elektrienergia ülekanne, tööst väljalülitumine automaatikaseadmete abil, mil katkeb elektrienergia ülekanne, näiteks kõrgepingeliini mast, kõrgepinge trafo jne. Selles dokumendis ei peeta väljalülitumiste statistikat madalpinge ehk abistavate seadmete kohta, kui nende talitlusvõime katkemine ei katkesta elektrienergia ülekannet, näiteks releekaitse- või automaatikaseade, valgustus, küte jne. Kui nende vea tõttu kaasneb aga elektrienergia ülekande katkestus, siis läheb see sündmus statistika arvestusse. Samuti ei kajastu selles statistikas tarbijate katkestused, kui tarbimiskohtade toited olid kõrvaldatud automaatikaseadmete töötamise aja jooksul.

2023. aasta väljalülitumiste arv 127 korda on suurem kui eelnevatel lähiaastatel, kuid võrdluseks 10 eelneva aasta perioodil on olnud aastatel 2014 ja 2015 veelgi suurem väljalülitumiste arv. 10 aasta keskmisest numbrist 118 tk. ületab 2023. aasta väljalülitumiste arv 7,6 % ehk 10 aasta keskmine on 92 % 2023. aasta sündmuste arvust. Mitmest lühikese aja jooksul korduvatest sama põhjusega väljalülitumisi oli 2023/2024 aasta talvel rohkem kui 2024. aastal, kus iga korduv väljalülitumine on statistikas eraldi sündmusena arvestatud. Sellest ka see suurem väljalülitumiste arv. 2022. aasta

väljalülitumiste arv moodustas eelmise aasta omast 79 %. Väikseim väljalülitumiste rekordarv aastate lõikes oli 2018 aasta (86). 2023. aastal oli liinide seadmete tõttu väljalülitumisi 76, alajaamade seadmete tõttu 43, alalisvooluseadmete tõttu 8 ja avariijaamade seadmete tõttu mitte ühtegi korda, mis teeb vastavalt 60%, 34% ja 6% 2022. aasta väljalülitumiste koguarvust 127. Kui üle-eelmisel aastal 2022 oli alajaamade ja liinide seadmetest põhjustatud väljalülitumiste arv enam-vähem võrdne, siis eelmisel aastal oli liinide seadmetest põhjustatud väljalülitumiste arv märkimisväärselt suurem.

Ettevõttel on kehtestatud piirmääraks 180 väljalülitumist aastas. Seda numbrit ei ole ühelgi siin dokumendis käsitletaval aastal ületatud. Joonis 2.15 tutvustab väljalülitumiste arvu aastate lõikes.



Joonis 2.15 Väljalülitamiste arv aastate lõikes

2024. aasta esimese poolaasta jooksul oli väljalülitumiste arv 73. Võrreldes eelmise kümne aasta esimese poolaasta näitajatega, siis on see suurem kui kümne aasta keskmine – 48,9 ja viimase viie aasta keskmine – 53,2. Võrreldes lähiaastatega oli 2023. aasta esimese poolaasta väljalülitumiste arv 43 ja 2018. aasta kui kõige väiksema väljalülitumiste arvuga aasta esimese poolaasta väljalülitumiste arv 36. 2024. aasta esimesel poolaastal oli liinide seadmete tõttu väljalülitumisi 24, alajaamade seadmete tõttu 46, alalisvooluseadmete tõttu 3, avariijaamade seadmete tõttu ei olnud ja sünkroonkompensaatorite tõttu 5 korda, mis teeb vastavalt 63%, 33% ja 4% 2024. esimese poolaasta väljalülitumiste koguarvust. Väljalülitumiste üldarvestuses ei ole sünkroonkompensaatoreid kajastatud, kuna nende rikked ei ole põhjustanud elektrienergia ülekande katkemist, aga süsteemi töökindluse seisukohast on nende rikestest ülevaade.

Lisaks otsest väljalülitumist põhjustavatele riketele on ka selliseid rikkeid, kus väljalülitumine on enne seadme talitlusvõime kadumist suudetud ära hoida seadme töö käigus kas juhuslikult ülevaatuste ajal, lülitamiste protsessis või mingil muul moel. Need on potentsiaalsed väljalülitumised, kus seade pole veel riket põhjustanud, kuid on ohtlik seadme edasisele tööle ja ei suuda enam normaalselt talitleda. Need on sisuliselt rikke-ennetuslikud sundkatkestused, mil seade tuleb viivitamatult tööst välja viia vältimaks seadme iseeneslikku väljalülitumist. Nende arv oli 2023. aastal 50, millest alajaamades 35 ja liinidel 12, avariijaama seadmetega 3 ja sünkroonkompensaatoritega 1 tk. Viie täisaasta keskmine oli 41,6. 2024. aasta esimesel poolaastal oli elektriseadmete sundkatkestusi 27, nendest alajaamades 22, liinidel 4, alalisvooluseadmetel 2, lisaks avariijaamas 1 ja sünkroonkompensaatoritel 3.

Võrgu töökindluse seisukohast peame eraldi arvestust selliste Eleringi seadmete väljalülitumiste kohta, mille puhul põhjuseks ei ole olnud rike Eleringi seadmetega, vaid rikke põhjus on ilmnenud klientide või naabervõrkude seadmetes. Lisaks juhud, kui seadme kaitseks ja ohutuse tagamiseks on töötanud olenevalt skeemist Eleringile kuuluv kaitse-automaatikaseade, ja lülitanud kliendi seadme välja. Kokkuvõttes, kui Eleringi mistahes seadmed on olnud osalised väljalülitumisprotsessis, kui välja on lülitunud Eleringile mittekuuluv seade. Selliseid väljalülitumisi oli 2023. aastal 62. Nendest kliendi põhjustatud oli 59 ja naabervõrkudest tingitud väljalülitumisi oli 5 ehk vastavalt 95% ja 4%. 2024. aasta esimesel poolaastal oli selliseid väljalülitumisi 24 korral, millest kliendi põhjustatud oli 19 ja naabervõrkude põhjustatud 5 korral ehk vastavalt 79% ja 21%.

Klientide ja naabervõrkude põhjustatud väljalülitumiste osakaal kogu väljalülitamiste arvust oli 2023. aastal 33%. 2023. aasta esimesel poolaastal oli see suurusjärg 25%.

Alla 3-minutilise pikkusega tarbimiskohtadele põhjustatud katkestuste arv, millest valdav osa on möödunud lühised ainult mõne sekundiga piirneva automaatikatöötamise aja kestusega, oli 2023. aastal 63 tk., samas oli 2022. aastal sellised väljalülitumisi 25 tk. 2024. aastal on esimese poolaasta jooksul olnud 35 tk, kui 2023. aasta esimesel poolaasta oli neid 19 tk.

Eleringi elektrivõrk on küllalt väike, et siin ilmneksid traditsioonilised põhjused. Põhiliselt on kõik põhjused väga erinevad. Ainult üksikud on sarnaste põhjustega, peamiselt ümbritsevast keskkonna põhjustatud.

Väljalülitumisi kategooriate järgi grupeerides oli 2023. aastal suurim arv täpselt välja selgitamata ehk teadmata põhjused, mida oli 40 tk. 138-st. Teadmata põhjuste puhul, ei õnnestunud põhjust välja selgitada, kuna seadme ülevaatusel mingit nähtavat jälge, mis oleks väljalülitumise põhjustanud, ei avastatud ning seade on töötanud pärast käsitsi tagasi töösse lülitamist või automaatika tõttu tagasi töösse lülitumist tõrgeteta

edasi. Need on näiteks elektriliinidel olnud mööduvad lühised, mis on tingitud kas lindude tegevusest (roojamine) või tuulega lendavatest objektidest nagu oks või kile vms või on alajaamas mõne seadme automaatikakaitseade töötanud, mis on seadme välja lülitanud, aga seadme ülevaatusel pole midagi leitud. Mõnikord on seade ka nii hävinud või kahjustunud, et on võimatu täpset põhjust tuvastada. On esinenud rikkeid, kus on pärast rikke esinemist põhjus kadunud ja seega võimatu aru saada, kas see oli Eleringi või kliendi seadmetes või sootuks nende koosmõjus, kuna füüsiliselt mingit piiri seadmete vahel ei ole. Likvideerida saab seda ainult katsetamise meetodil.

Teadmata põhjustest on mingi hulk arvatavad, oletuslikud, eeldatavad. Nendest 40-st 14 väljalülitumist toimus õhuliinidega, kus väljalülitumise põhjuseks oli eeldatavasti lumi ja jäide. Kui lisada nendele kindlalt tuvastatud jäitest põhjustatud väljalülitumised, siis oli kokku neid suisa 23 tk, ehk 17% väljalülitumiste koguarvust. Neist 5 esines jaanuaris, 2 veebruaris, 10 novembris ja 6 detsembris. Jäitega ümbritsetud juhe või juhtmelõik venis raskusega pikemaks, ning hakkas tuulisemates ilmastikuoludes mängima, puutus vastu teise juhtmega või juhtiva osaga ja põhjustas lühise. Jäite põhjus ei ole küll päris selge, kuid eeldatavasti olid sellel talveperioodil jäidet soodustavad ilmastikutingimused. Vanemate kolleegide kogemuste põhjal pole varasematel aastatel jäite perioodid nii pikalt kestnud. Üks jäite tekkimise põhjust soodustav asjaolu on ka erinevad pinnastikuolud. Sügisel ja enne lume sadamist sadas erakordselt palju vihma, maapind oli veest läbi imbunud ja ei jõudnud enne lume sadamist ära külmuda ja nii aurustus altpoolt niiskus üles. Külma kraadide tõttu jäätus see niiskus juhtmetele. Kohati polnudki see jää, vaid pigem nagu kleepuv lumi, mis ei varisenud ka tuulega juhtmetelt maha. Visangud ei ole järjest jääs, vaid ilmselt kohtades, kus liinijuhtmete all on niiskem ala, näiteks raba. Liinijuhtmete jäite järgi saab kohati ära hinnata pinnase koosluse - kui ühes visangus on juhtmed lumeklompidega kaetud, siis kohe järgmised visangud võivad olla täiesti puhtad. Õhutemperatuur kõikus pidevalt -10 ja 0 °C vahel ning aegajalt sadas ka lörtsi ja jäitetaolist jäävihma, isegi kui tuul on suhteliselt vaikne. Aga olid ka jäävihmad, mis tekitasid jäidet juhtmetele. Näiteks 2022. aastal esines jäävihmade tagajärjel tekkinud jäitest 17 väljalülitumist. Kahjuks ei ole sellised nähtused meie ilmastikuoludes välditavad. Varasematel aastatel ei ole lumi ja jäitest nii intensiivselt meie seadmete väljalülitumisi põhjustanud, kus liinijuhtmed oleksid jäätumise tagajärjel raskuse tõttu välja veninud ja tuule mõjul „tantsima“ või millegi vastu peksma hakates väljalülitumisi põhjustanud.

Teiseks suurimaks väljalülitumiste põhjuste kategooriaks olid personali eksimused, mida oli kokku 30 väljalülitumist. Sellest grupist suurim hulk oli automaatikaseadmete sätete seadistamisega seonduv kas arvutus- või paigaldusvead, mis põhjustasid kas liigse väljalülitumise või ei taastanud väljalülitunud seadme algset seisundit - 12 tk. Teine

suurim väljalülitumiste põhjustaja selles kategoorias olid ehituse ajal tekitatud eksimused, vead, mis ilmnesid alles seadmete käidus olles 9 tk.

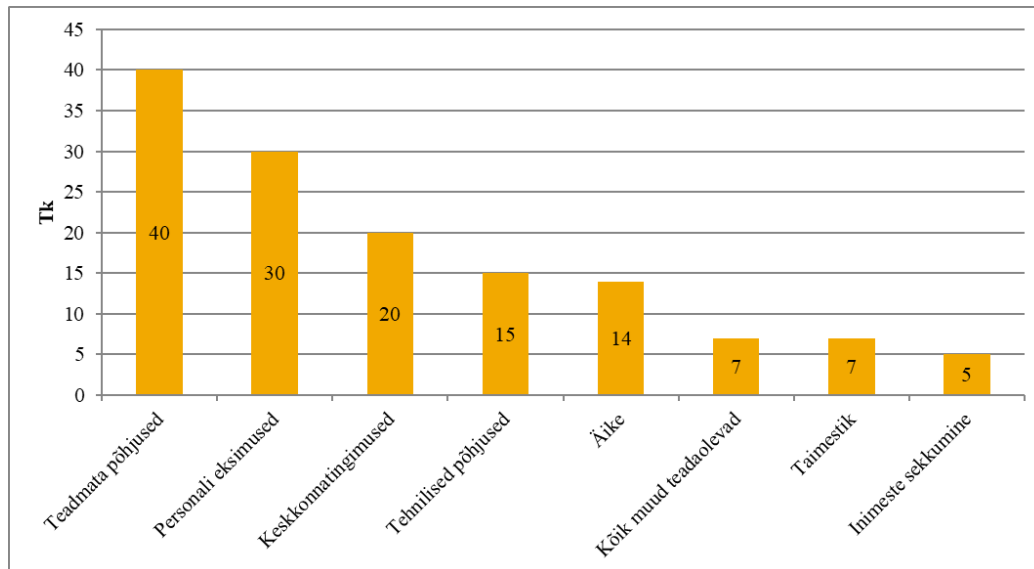
Keskkonnatingimuste kategoorias, kuhu liigendus 20 väljalülitumist, moodustasid suurima osa erinevalt linnud, loomad ja teisena jääde ja lumi, mis on muidugi ainult osaliselt selles kategoorias. Mustunud isolatsioonist põhjus esines ainult 1 korral. Kokkuvõttes ikka kui teadmata põhjuste kategooriast ka arvatavad jäitest sõltuvad liinirikked jäitega liigitada, siis on jääde ja lumi (vt joonis 2.16) rohkearvulisim väljalülitumiste põhjustaja põhjuste täpsemas liigituses üldse.



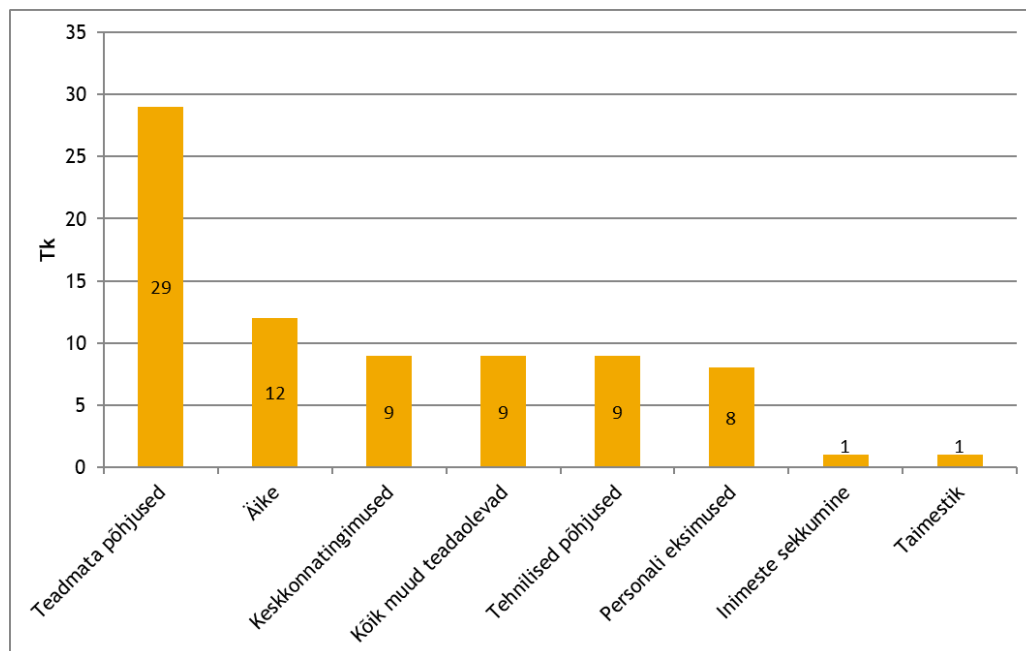
Joonis 2.16 Lumi õhuliini juhtmel

Muidugi on põhjuste grupeerimine mõnes mõttes meelevaldne, seega, kui keskkonnatingimuste gruppi lisada veel äikesest põhjustatud väljalülitumised, mida oli 2023. aastal 14 korda, aga on toodud eraldi põhjuste kategooriana, siis saaks keskkonnatingimuste väljalülitumiste arvuks suisa 34. ehk teisel kohal peale teadmata põhjuste, milles ka suur osa on oletuslikult keskkonna kategooriasse kuuluv. Äike on toodud välja eraldi kategooriana selleks, et see on siiski küllalt rohkearvuline väljalülitumiste põhjustaja, kuid sellest tingitud väljalülitumisi me mõjutada ei saa. Äike on loodusjõud, samas kui lindude eest kaitseks saame paigaldada linnutõkkeid ja loomade eest kaitseks on niigi palju tehtud ehkki üksikuid juhtumeid ikka esineb, kus nad on pääsenud elektriseadmetesse. Peale teadmata põhjuste, personali eksimuste, keskkonnatingimuste ja äikese on väiksemate väljalülitumiste arvuga kategooriad veel tehnilised põhjused 15 tk., taimestik, 7 tk., kõik muud teadaolevad, 7 tk. ja inimeste sekkumine ehk siis välised osapooled, 5 tk. Nii oli 2023. aastal 40 korral ehk 29% juhtudest teadmata põhjused, 20 korral ehk ca 15% juhtudest olid personali eksimused,

kolmanda suurima kategooria moodustasid keskkonnatingimused 14%, koos äikesega moodustasid keskkonnatingimused 35%, väljalülitumiste arvu poolest teise, kolmanda ja neljanda põhjuste kategooria moodustasid personali eksimused 19 ehk 33%, teadmata 19 ehk 33% ja tehnilised põhjused 19 ehk 33% Eleringi põhjustatud väljalülitumiste koguarvust (vt joonis 2.17 ja 2.18). Õhuliini juhtmetesse sõitnud masinate põhjustatud väljalülitumisi oli eelmisel aastal 1 kord, samas kui 2021. aastal lausa 4 korda.



Joonis 2.17 Väljalülitumised 2023. aasta põhjuste lõikes

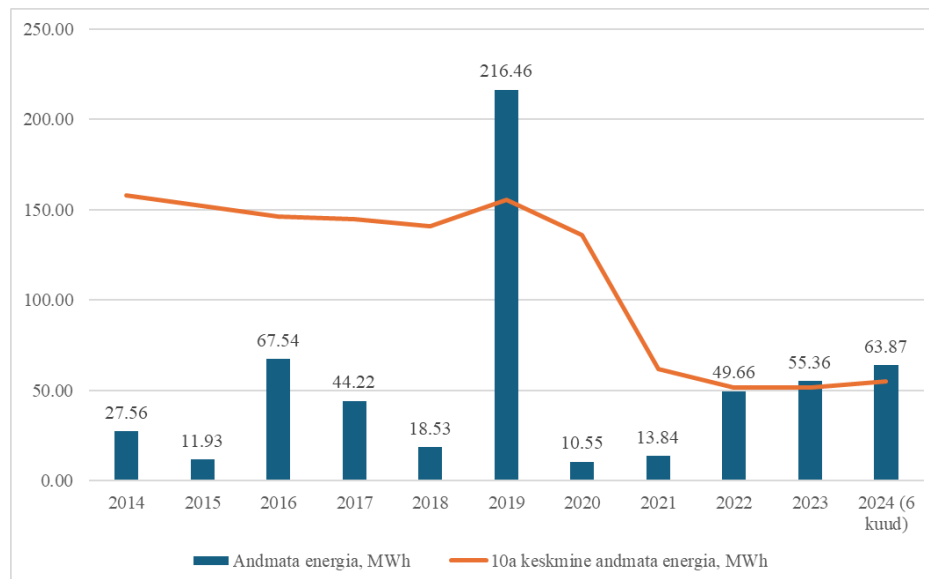


Joonis 2.18 Väljalülitumised 2024. aasta 6 kuud põhjuste lõikes

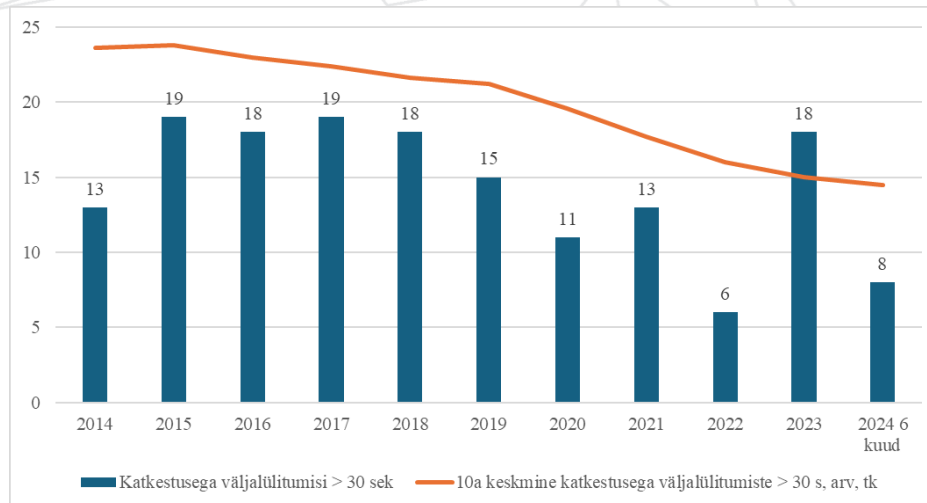
2024. aasta esimese poolaasta suurim väljalülitumiste põhjuste kategooria oli sarnaselt eelmise aastaga teadmata põhjused - 29 tk, 78-st sündmusest ehk 37% kogu poolaasta

sündmuste arvust, teisel kohal oli äike - 12 väljalülitumist ehk 15% ja kolmandat kohta jagasid 3 kategooriat 9 väljalülitumisega 12%: keskkonnatingimused, millest suurim alampõhjus lumi ja jäide moodustasid 7 väljalülitumist, kõik muud teadaolevad, millest testimise tõttu toimus 8 väljalülitumist ja tehnilised põhjused, millest suurim põhjustaja oli tootmisviga 3 tk. Järgnevad personali eksimused – 8 väljalülitumist, millest automaatika- ja releekaitse valede sätete arvele läheb 5 sündmust, välised osapooled, kus ainsa alampõhjusena masin elektripaigaldises oli 1 korral ja taimeistiku puhul võsa põhjustas ka 1 väljalülitumise, palava ilmaga kui liinijuhe langes liiga madalale. 2024. aasta esimesel poolaastal oli arvatavalt, mis kuuluvad teadmata põhjuste hulka, siiski suurim põhjuste allikas nagu seda oli 2023. aastalgi lumi ja jäide. Samad ilmastikutingimused, millest oli eespool juttu. Neid, võiks öelda, et oli arvatavatega kokku 29 sündmust, mille hulgas mitmeid lühiajaliselt korduvaid sama põhjusega väljalülitumisi, millel oleks põhjus üks ja sama, aga samas põhjustas palju lühiseid, mida kõiki eraldi arvestatakse. Jaanuaris oli 7, veebruaris 5, aprillis 17 väljalülitumist.

Võrdluseks oli 2023. aasta esimesel poolaastal oli jäitest põhjustatud väljalülitumisi 7, 2024. aasta esimesel poolaastal kindlalt tuvastatud samuti 7, kuid arvatavalt kokku 29 tk. ja millest näiteks 9 sündmust toimusid ühel liinil ja ühel ja samal päeval ja suhteliselt lühikese ajavahemiku jooksul.



Joonis 2.19 Andmata jäänud elektrienergia aastate lõikes



Joonis 2.20 Andmata energiat põhjustanud väljalülitumiste > 30 sek arv aastate lõikes

Andmata elektrienergia hulk oli 2023. aastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 55,36 MWh (vt joonis 2.19). Kui liigitada andmata energia kategooriate järgi, siis suurim andmata energiat põhjustanud põhjuste kategooria on välised tegurid 30,30 MWh, mille alampõhjustest suurim liigitub pealevisete alla 29,75 MWh ja mis andis peaaegu 50 % kogu aasta andmata energia kogusest. Teine suurim kategooria oli keskkonnatingimused 13,38 MWh, millest suuremaid koguseid andmata energiat põhjustas lumi ja jäide 11,87 MWh ja andmata energia koguselt kolmandale kohale liigitus taimestik 6,25 MWh, mille ainus põhjuse liik oli puu langemine kaitsevööndis 6,25 MWh.

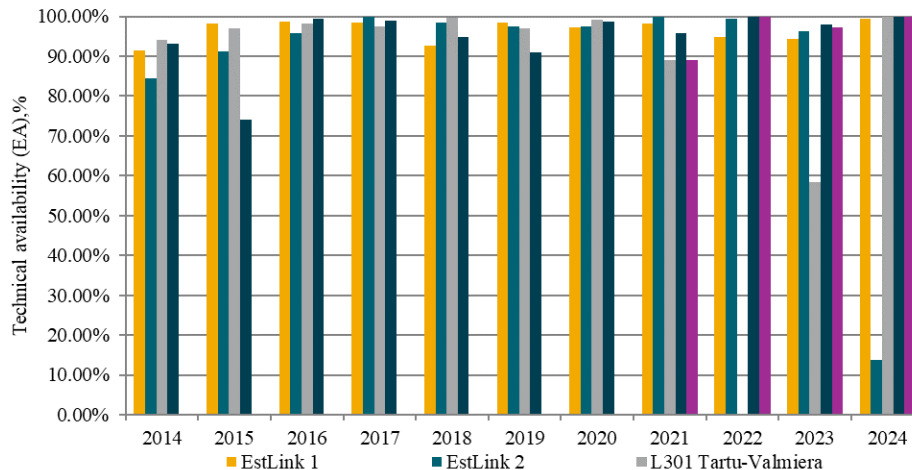
Järgnevad juba väiksemad põhjuste liigitused nagu personali kategooriasse kuuluv ehitaja eksimusest põhjustatud andmata energia 2,40 MWh, keskkonnatingimuste kategooriasse kuuluv lindude loomade põhjustatud 1,51 MWh ja teadmata põhjuste hulka liigitub 1,13 MWh andmata jäänud elektrienergiat. Ülejäänud andmata MWh-d kogused olid väga marginaalsed. Klientide seadmete rikete tõttu ei olnud Eleringil võimalik edastada 69,11 MWh elektrienergiat.

Andmata elektrienergia hulk oli 2024. aasta esimesel poolaastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 63,87 MWh, mis on peaaegu 2 korda suurem kui eelmise 2023 aasta I poolaastal. Kui liigitada andmata energia põhjuste järgi, siis kõige suurem andmata energia põhjuse kategooria oli teadmata põhjused. Selle kategooria arvatav põhjus võiks öelda oli lumi ja jäide ja selle tõttu jäi energiat kliendile andmata 42,89 MWh suuruses, järgmine kategooria andmata energia suuruse poolest kuulus keskkonnale, järele lumi ja jäide 16,74 MWh suuruses mahus. Kolmandaks suurimaks andmata energia põhjustajaks oli äike 4,64 MWh. Need 3 kategooriat, mis on sisuliselt ilmastikust tingitud, annavad 63,86 MWh andmata energiat. Ülejäänud tegurite mõju oli väga marginaalne, sisuliselt olematu. Klientide seadmete rikete tõttu ei olnud Eleringil võimalik edastada 10,83 MWh elektrienergiat.

2.3.4 Suuremad häiringuid põhjustanud sündmused 2023-2024 (esimene pool) aastal

2.3.4.1 Ülepiirised ühendused

Eesti piiriüleste ühenduste töökindlus on olnud läbi aastate hea (vaata ka joonis 2.21, joonis 2.22, joonis 2.23, tabel 2.1, tabel 2.2)



Joonis 2.21 Välisühenduste töökindlus aastate lõikes

2.3.4.2 Estlink 1 väljalülitumised

Vahemikus 25.06.2023 kuni 22.07.2023 toimus EstLink 1-s kokku 5 avariilist väljalülitumist kogukestusega 11,6 tundi, mille põhjustas automaatse tulekahjusüsteemi (ATS) vale rakendumine. Kuigi alarmid tekkisid näiliselt erinevatest aspiratsioonisüsteemidest, oli kõikide rikete põhjuseks siiski ATS keskseadme enda rike. Valesti toimiv ATS keskseade viidi tööst välja 22.07.2023 ning vahetati välja plaanilise katkestuse ajal 10.08.2023.

2023. aastal oli EstLink 1 plaanilises hoolduses 274 tundi (11 päeva).

2024. esimesel poolaastal toimus viis EstLink 1 väljalülitumist Soome poolelt kokku kestusega 28 tundi ja üks väljalülitamine Eesti poolelt kestusega 2,5 tundi. Väljalülitamiste põhjusteks olid probleemid konverterjaama omatarbe- ja kaitsesüsteemides ning üks inimlik eksimus.

2.3.4.3 Estlink 2 väljalülitumised

Vahemikus 22.09.2023-31.12.2023 oli EstLink 2 ülekandevõimsus piiratud 15 MW ulatuses, et kaitsta merekaablit ülekuumenemise eest - merekaabli jahutustingimused olid halvenenud, mida näitasid kaabli temperatuuri mõõtmise tulemused Soome madalmerere piirkonnas.

2023. aastal toimus kaks EstLink 2 väljalülitumist seoses Anttila konverterjaama jahutussüsteemi riketega kokku kestvusega 4,37 tundi.

Kahel korral (16.02.2023 ja 22.01.2024) vähendas EstLink 2 juhtimissüsteem automaatselt oma ülekandevõimsust tulenevalt elektrivõrgus toimunud häiringutele (tegemist on konverterjaama türistoride kaitsmiseks sisseehitatud funktsionaalsusega).

2023. aastal oli EstLink 2 plaanilises hoolduses 262 tundi (11 päeva).

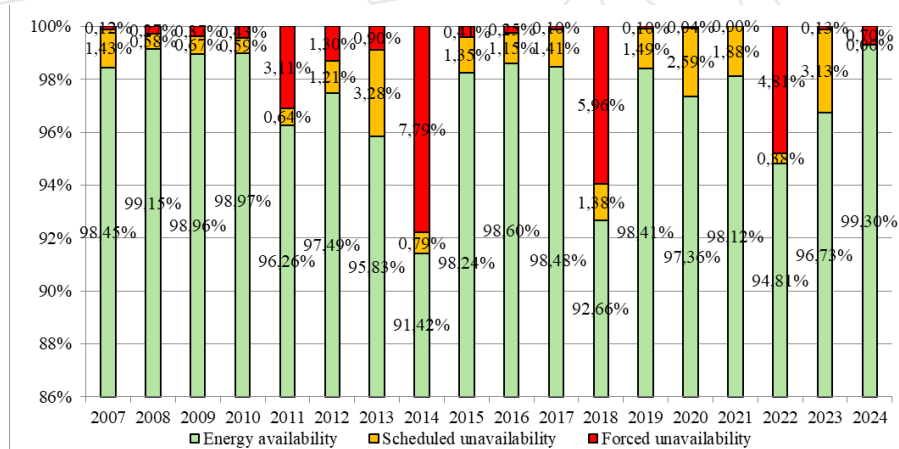
26.01.2024 toimus EstLink 2 merekaabli lühis, mille parandamine on kestnud Eesti ranniku lähedal terve kevade ja suve. Kaabel on planeeritud töösse viia 2024. aasta septembri esimeses pooles.

Tabel 2.1 Eesti-Soome elektriühenduse töökindluse statistika 2023. aastal

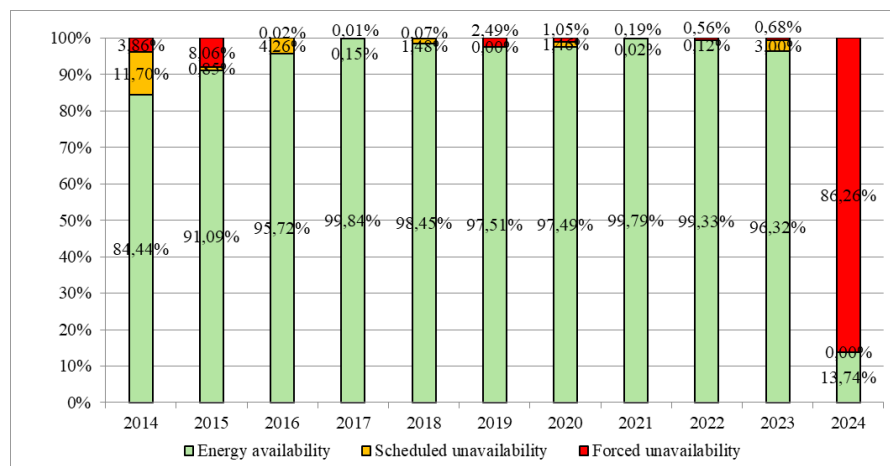
Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Elektrienergia kasutus	69,71%	86,85%
	(ca 1 839 GWh)	(5 043 GWh)
	EE->FI: 21,8 GWh FI->EE: 2 115,4 GWh	EE->FI: 33,3 GWh FI->EE: 4912 GWh
Tehniline töövalmidus	96,73% (1,92% kõrgem kui 2022)	96,32% (3,01% madalam kui 2022)
Plaaniline mittekättesaadavus	3,13% (274,5 h)	3% (262 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,13% (11,6 h)	0,68% (60 h)
Katkestuste arv kokku	8	6
Plaaniliste katkestuste arv	3 (1 FIN, 1 EST, 1 ühine)	2 (1 FIN, 0 EST, 1 common)
Rikkeliste katkestuste arv	5 (0 FIN, 5 EST)	4 (3 FIN, 1 EST): Ülekande piirang: 2 Ülekande katkestus: 2

Tabel 2.2 Eesti-Soome elektriühenduse töökindluse statistika 2024. aastal I poolaastal

Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Elektrienergia kasutus	77,65%	9,73%
	(ca 1 187 GWh)	(ca 276 GWh)
	EE->FI: 166,59 GWh FI->EE: 1 020,56 GWh	EE->FI: 73,43 GWh FI->EE: 202,43 GWh
Tehniline töövalmidus	99,30% (1,92% kõrgem kui 2022)	13,74% (3,01% madalam kui 2022)
Plaaniline mittekättesaadavus	0% (0 h)	0% (0 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,70% (30,6 h)	86,26% (3768 h)
Katkestuste arv kokku	6	2
Plaaniliste katkestuste arv	0	0
Rikkeliste katkestuste arv	5 (0 FIN, 5 EST)	2 (0 FIN, 2 EST): Ülekande piirang: 1 Ülekande katkestus: 1



Joonis 2.22 Estlink 1 töökindlus aastate lõikes



Joonis 2.23 Estlink 2 töökindlus aastate lõikes

2.3.5 Valik suurematest sündmustest sisevõrgus

16.02.2023 110 kV ühisriputusega õhuliinide L183 ja L184 väljalülitumine

16.02.2023 L206 demontaaži ajal läks juhtme ankurdus lahti ja töövõtjal kukkus ristumisvisangus ühisriputusega mastidel olevatele õhuliinidele juhe peale. Mõlema liini toitel oleva Topi alajaama tarbijad jäid toitetud. Andmata energiat oli 29,75 MWh.



Joonis 2.24 L183-L184 väljalülitumine 2023, mis põhjustas Topi alajaama tarbijatele suurima andmata energia koguse.

31.08.2023 110 kV õhuliinide L154/L155/L156 väljalülitumine

31.08.2023 kell 00:02 lülitusid välja 110 kV õhuliinid L154 (Tartu-Maaritsa)/L155 (Maaritsa-Kanepi)/L156 (Kanepi-Võru). Pingetuks jäid Maaritsa ja Kanepi alajaamade tarbijad. Lühise põhjuseks oli tugeva tormiga liinile L155 langenud puu, mida maaomanik ei olnud lubanud varem langetada. Andmata energiat oli 5,95 MWh.

11.12.2023 110 kV õhuliinide L025/L026/LL027 väljalülitumine

11.12.2023 kell 9:07 lülitusid välja 110 kV õhuliinid L025/L026/L027 (Rapla-Kehtna-Järvakandi-Valgu), liinid jäid välja. Kuna 110 kV õhuliin L188 oli hoolduses, siis jäid toiteta Kehtna, Järvakandi, Vigala ja Valgu alajaamade tarbijad. Väljalülitumise põhjuseks oli Kehtna ja Järvakandi alajaamadevaheline jäite raskusest purunenud optikakaabel. Andmata energiat oli 11,87 MWh.

22.01.2024 110 kV õhuliinide L103 väljalülitumine

22. jaanuaril kell 19:56 lülitus uuesti välja 110 kV õhuliin L103 (Rakvere - Rakvere-Põhja - Uhtna - Püssi). Toiteta jäid Rakvere-Põhja alajaama 110 kV trafo C2T tarbijad ja Uhtna alajaama tarbijad. Rakvere-Põhja alajaama 110 kV trafo C2T tarbijate toite taastas reservlülitusautomaatika. Lühise põhjus võis olla jäite ja tuule koosmõju. Andmata energiat oli 12,74 MWh.

03.04.2024 110 kV õhuliinide L126 väljalülitumine

3.04.2024 kell 15:40 lülitus välja 110 kV õhuliin L126 (Püssi - Aseri) Püssi alajaamast. L126 oli jäitest ja tuulest tingitud "juhtmete tantsimine" ehk juhtmetevahelised lühised. Andmata energiat oli 42,49 MWh.

22.01.2024 110 kV õhuliinide L103 väljalülitumine

01. juunil kell 19:20 lülitus välja 110 kV õhuliin L116 (Balti-Allika-Oru-Püssi), põhjuseks Oru alajaama 110 kV trafo C2T faasi L3 katkine pingepiirik. Põhjuseks oli äike, mille välguvool oli 15 kA. Andmata energiat oli 4,64 MWh.

3. Tarbimise prognoos

Järgnev peatükk annab ülevaate Eesti lõpptarbija tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest teguritest. Prognoose uuendatakse vastavalt uuenenud statistikale, valminud uuringute tulemuste⁴⁵ ja uuenenud kliimaeesmärkidele. Tuleviku elektritarbimist mõjutavad paljud tegurid, millest mitmed põhinevad Euroopa Roheleppel, Euroopa Komisjoni välja käidud Eesmärk 55 paketil (*Fit for 55*), „REPowerEU” energiapoliitikal ning fossiilenergia üldisel konkurentsivõimel võrreldes taastuvatest allikatest toodetud elektriga.

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. Alates 2035. aastast on Euroopa Liidus kohustus müüa vaid nullheitmega uusi sõiduautosid ja väikekaubikuid.⁶ Seega on Euroopas poliitiline motivatsioon vähendada heitmete hulka transpordisektoris, mis on näha ka sõiduautode müügitrendidest. 2022. ja 2023. aastal olid Euroopas müüdnud sõiduautodest vastavalt 21% ja 22% täiselektrilised või plug-in hübriidid ja Eestis oli see osakaal vastavalt 3% ja 5%. Üldisele elektrisõidukite osakaalu suurenemisele aitab kaasa lisaks laadimisinfrastruktuuri areng, inimeste teadlikkuse kasv ning vedelkütuste suhteliselt kõrge hinnatase.
- Hoonete rekonstrueerimine ja hajatootmise kasv – Valitsus kiitis 2020. aasta juulis heaks hoonete pikaajalise rekonstrueerimise strateegia, mille peamine eesmärk on renoveerida kogu Eestis 2050. aastaks terviklikult enne 2000. aastat ehitatud hooned. Koos sellega kehtestati uutele ja rekonstrueeritud hoonete energiatõhususe miinimumnõuded. Uute hoonete energiatõhususe miinimumnõudeks on A-klass ehk liginullenergia hoone, mille täitmise üks osa on lokaalse taastuvelektri tootmise (päikesepaneelide) paigaldamine. Nimetatud meetmed tagavad energiatõhususe kasvu hoonete soojuskao vähenemise kaudu, kuid toovad kaasa teatava elektritarbimise kasvu tulenevalt rekonstrueerimise raames ventilatsiooniseadmete paigaldamisega. Hoonete juurde päikesepaneelide paigaldamine vähendab elektrisüsteemis aastast energiatarbimise kasvu kiirust, kuid toob kaasa suurema volatiilsuse võrguelekttri

⁴ [Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuring 2022](#)

⁵ [Eesti elektritarbimise tundlikkusanalüüs 2024](#)

⁶ [EU ban on the sale of new petrol and diesel cars from 2035 explained \(europa.eu\)](#)

tarbimises, juhul kui ei hakata paigaldama lokaalset energiasalvestust (akusid või küttesüsteemi akumulatsioonipaake) või kasutama tarbimise ajatamist.

- Soojusenergia elektrifitseerimine - Hoonete energiatõhususe nõuete tõttu väheneb tõenäoliselt väikeste ja vähem efektiivsete kaugküttevõrkude arv, mis seni kasutasid maagaasi ning toimub üleminek lokaalsetele elektrilistele soojuspumpadele. Uusi gaasi lokaalküttel hooneid ei rajata, kuna hoonete energiatõhususe meetodika kohaselt ei ole nendega võimalik saavutada kõrgemat energiaklassi kui C. Suuremates kaugküttevõrkudes nagu Tallinn, Tartu ja Pärnu võetakse tulevikus lisaks koostootmisjaamadele kasutusele suured elektrilised soojuspumbad, mis suudavad kasutada kohaliku veekogu- või linna reovee soojust. 2025. aastast lõpeb Eesti Keskkonnainvesteeringute Keskuse poolt biomassi katelde paigaldamise rahastamine ja 2040. aastaks lähenevad olemasolevad biomassi katlad oma efektiivse eluea lõpule, mis tõstab veelgi soojusenergia tootmiseks kuluva elektri mahtu kaugküttevõrkudes. Uue heitkogustega kauplemise, ETS 2⁷, süsteemi kasutusele võtmine 2027. aastal muudab tõenäoliselt taastuvenergial põhineva elektrilise soojuspumba kasutamise konkurentsivõimelisemaks võrreldes fossiilse maagaasi kasutamisega. Lõpliku fossiilkütuste tarbimise vähenemise mahu soojusenergiaks, selle ülemineku ulatuse ning kiiruse elektrile määrab suuresti nende kütuste hind ja nende majanduslik konkurentsivõime võrreldes alternatiividega.

Tabelis 3.1 olevad väärtused on viimase 10 aasta statistiline kogum ning järgneva 15 aasta prognoos. Tarbimise prognoosis on ära toodud aastate keskmised kogutarbimised ja prognoositava külma talve tiputarbimise väärtused. Prognoosid põhinevad ENTSO-E süsteemivõimekuse hindamise jaoks tarbimise modelleerimise tulemustel ja Eleringi tellitud Eesti elektritarbimise tundlikkusanalüüsil⁸.

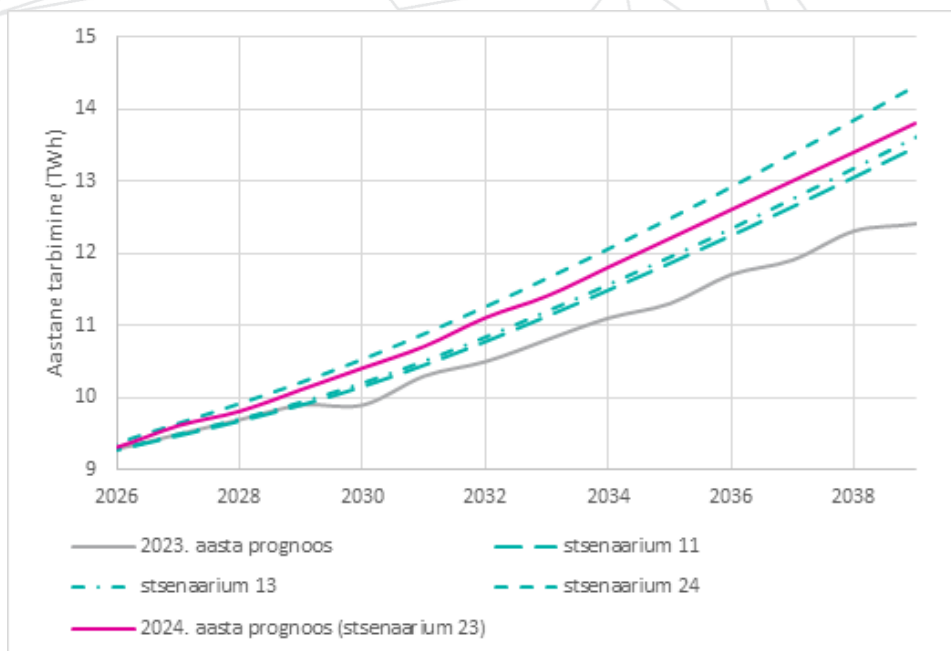
⁷ [ETS 2 Hooned, maanteetransport ja muud sektorid](#)

⁸ [Eesti elektritarbimise tundlikkusanalüüs 2024](#)

Tabel 3.1 Tarbimise statistika ja tiputarbimise prognoos kuni 2039

Tarbimise statistika			Tarbimise prognoos		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW	Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2013	7,9	1510	2024	8,8	1656
2014	8,1	1423	2025	9,1	1719
2015	8,1	1553	2026	9,3	1816
2016	8,4	1472	2027	9,6	1860
2017	8,5	1474	2028	9,8	1904
2018	8,7	1544	2029	10,1	1949
2019	8,6	1541	2030	10,4	1993
2020	8,4	1409	2031	10,7	2053
2021	9,0	1570	2032	11,1	2112
2022	8,5	1464	2033	11,4	2171
2023	8,2	1552	2034	11,8	2231
			2035	12,2	2290
			2036	12,6	2391
			2037	13,0	2492
			2038	13,4	2592
			2039	13,8	2693

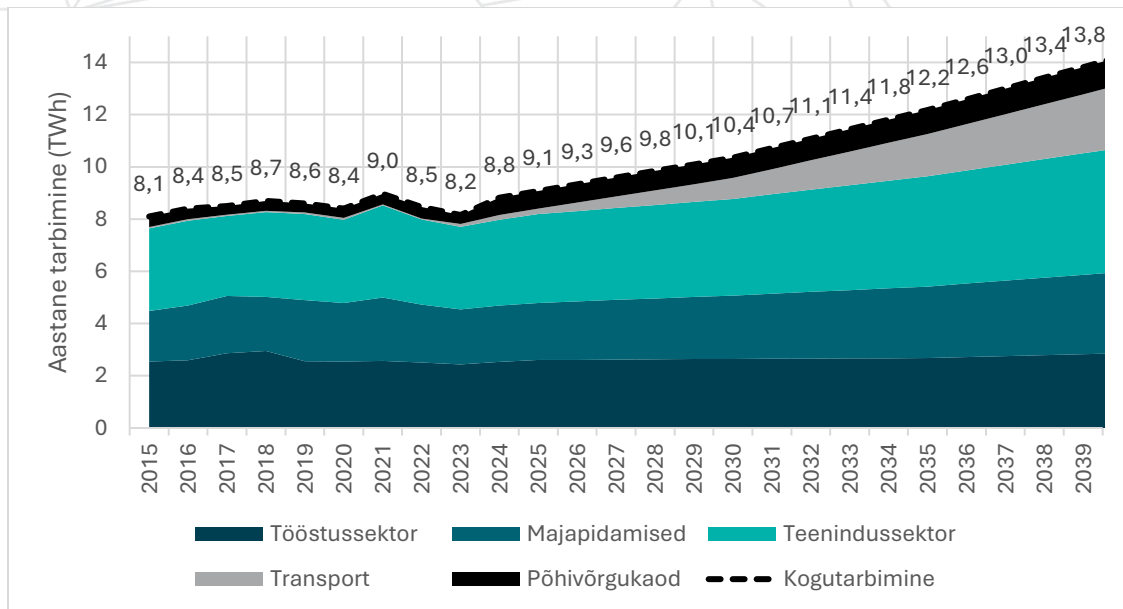
Tundlikkusanalüüsist on valitud aluseks stsenaarium 23 (joonis 3.1), mis prognoosib lisaks baastarbimise kasvule, mis on tugevas korrelatsioonis sisemajanduse koguprodukti kasvuga, elektritranspordi kiiret kasutuselevõttu ja küttesüsteemide baaskoormuse elektrifitseerimist elektriboilerite ja soojuspumpadega. Eelduseks on, et 2030. aastaks on 80% müüdavatest uutest sõidukitest nullheitmega ning 2035. aastal enam uusi fossiilkütustel sõitvaid autosid turule ei tule. Seega igal aastal lisandub umbes 22 000 elektriautot, mis teeb 2030. aastaks kokku 133 649 elektrisõidukit. Võrreldes eelmise uuringuga, mis arvestas maagaasi tarbimise osalist asendumist elektritarbimisega, vaadeldakse tundlikkusanalüüsiga soojuse tarbimise elektrifitseerimist laiemalt. Eelduseks on, et 2050. aastaks elektrifitseeritakse 50% kohalikust ja kaugkütte soojusenergia tarbimisest. Baassoojuskooormus nii kohalikus kui ka kaugküttevõrgus on kaetud soojuspumpadega ning soojuskooormuse tipuhetkedel kaetakse lokaalküttevõrkudes vajadus muude biokütustega. Joonisel 3.3 on välja toodud eelmise aasta aastase tarbimise prognoos ja ka teised stsenaariumid 2024. aasta tundlikkuseanalüüsist.



Joonis 3.1 Tarbimise prognoosi stsenaariumid

Prognoositav tiputarbimine kasvab järgneva 15 aasta jooksul keskmiselt 69 MW võrra aastas ja alates 2029. aastast ületab aastane kogutarbimine 10 TWh piiri. Prognoositud aastane tarbimine on 2039. aastal ligi 57% kõrgem võrreldes 2024. aasta prognoosiga.

Joonisel 3.3 on näidatud prognoositava aastase kogutarbimise jaotumist tarbimissektorite kaupa kuni aastani 2039. 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 taastuvelektri ülejäägiga.



Joonis 3.2 Tarbimise statistika ja prognoos aastani 2039

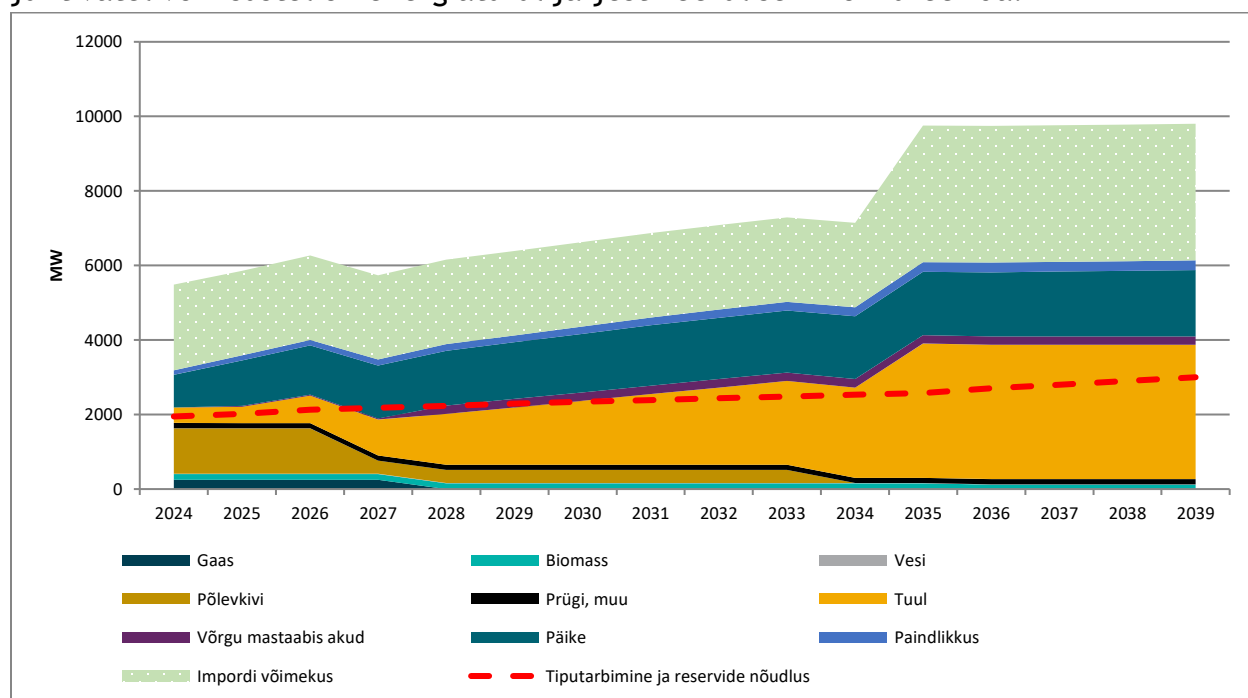
Kui üldise elektritarbimise statistika näitab kerget kasvutrendi, siis elektrisüsteemi tipukoormused on viimasel kümnel aastal püsinud sisuliselt muutumatuna, jäädes vahemikku 1400 ja 1600 MW. 2024. aasta 4. jaanuaril kell 11 registreeriti uus tiputarbimise rekord 1595 MW eelnev rekord oli 1587 MW, mis registreeriti 14 aastat tagasi ehk 2010. aastal. Tulevikus on oodata tiputarbimise kasvu kiirenemist tulenevalt soojusenergiatarbimise elektrifitseerimisest.

Kui üldine elektrifitseerimine suurendab eelkõige lõpptarbija aastast tarbimise mahtu, siis võrguelekttri tarbimise maht kasvab hajatootmise mahu kasvust tulenevalt väiksemas tempos. Koos elektrifitseerimise ja elektritranspordi kasutuselevõtuga kasvab elektritarbimise paindlikkus (võimekus elektritarbimist juhtida, ajastada ja salvestada), mis toetab taastuvatele energiaallikatele üleminekut, üldist kasvuhoonegaaside heitmete vähenemist, hinnavolatiilsust ja väldib tiputarbimise koondumist samale ajale. Tarbimise juhtimist tiputunni välisele ajale toetab nutika tehnoloogia kasutuselevõtt, mis suudavad tarbimist ajastada vastavalt elektribörsi hinnasignaalidele. Elektriautode targad laadijad, soojuspumpade akumuleerimispaakide 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 salvestustehnoloogiate, nagu akupatareide ja pumphüdroakumuleerimise jaama(de) kasutusele võtmist ja elektriturul aktiivselt osalemist – see omakorda ühtlustab võrgu tarbimisprofiili ning vähendab elektrihindade volatiilsust.

4. 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 oluline arvestada riiklikest kliima eesmärkidest tuleva võimsuse jaoks võrgu arendamine.

Eesti elektrivõrgus on aruande kirjutamise ajal ligikaudu 3200 MW ressursse, mis suudavad tarbimist katta või ümber ajastada ning lisaks välisühendused Läti ja Soomega. Joonis 4.1 illustreerib, kuidas installeeritud võimsuste ja kasutatavate ressursside kogus (sh taastuvatest allikatest toodetav elekter) ületab mitmekordselt tipunõudlust nii 2024. aastal kui ka järgneva 15 aasta jooksul. Mida aasta edasi, seda suurem osakaal on taastuvelektril võimsus- ja ka energiabilansis terve aasta vältel. Suurel osal joonisel olevatest võimsustest on planeerimine alles algfaasis või vaid eesmärgina paika seatud ning edasise arenduse puhul võib tekkida probleeme, mille tõttu projekti realiseerimine ei pruugi olla võimalik või majanduslikult mõistlik. Sellise elektrisüsteemi opereerimise peamiseks väljakutseks on elektrisüsteemi tasakaalus hoidmine ning tarbimise katmine pimedatel talvepäevadel ning päikeselistel ja tuulistel suvapäevadel eriti, kuna juhtivatel võimsustel on energiaturul järjest keerulisem konkureerida.



Joonis 4.1 Installeeritud tootmisvõimsused, paindlik tarbimine ja nõudlus Eestis

Eesti tootmisvõimsuste ja tarbimise kasvutrendid on väga selged- elektritarbimine nagu ka tootmisvõimsuste kogumaht (eelkõige päikese ja tuule arvelt) kasvab iga aasta

märkimisväärselt. Ühtlasi muutub Euroopa elektrivõrk järjest paremini ühendatuks, mis võimaldab ilmastikust sõltuvat elektrit tarnida sinna, kus seda parasjagu kõige enam vaja. Eesti elektrisüsteemi impordi võimekus on juba praegu Euroopa üks parimatest, võrreldes seda tiputarbimise vastu ning 2035. aastast kasvab see veel EstLink 3 ja Eesti-Läti 4. ühenduse, ehk umbes 1200 MW võrra. Sarnased trendid on toimumas ka naaberriikides ja üle terve Euroopa, mis toob tõenäoliselt kaasa pikad perioodid, kus suur osa elekter toodetakse taastuvatest allikatest, tuues ühel hetkel elektrihinna nullilähedaseks. Ühtlasi esineb hetki, kus regioonis on samal ajal pime, tuulevaikne ning külm, tuues kaasa kõrged elektri hinnad, et anda turule signaali, et vajadus on paindliku tarbimise ja juhitava võimsuse järele.

4.1 Euroopa Liidu 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 heitkogusteid 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 kasvuhoonegaase 70% võrra (võrreldes 1990. aastaga).

Eesti siseriikliku eesmärgi saavutamiseks tuleb toota 2030. aastal Eestis sama palju taastuvelektrit, kui kohapeal aastases arvestuses tarbime. Prognoosi kohaselt on Eesti 2030. aasta elektritarbimine ca 10 kuni 10,5 TWh, mille tootmiseks peab olema elektrivõrguga ühendam ca 5500 MW ulatuses toimivaid taastuvatest energiaallikatest elektrit tootvaid elektrijaamu. 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 suurema mõjuga, et saavutada kliimaeesmäärke. Lähitulevikus muutub energiasüsteem järjest paindlikumaks, mis tähendab, et süsteemis on palju hajatootmist ning see vajab tarbimise juhtimist ja ajastamist.

5. Võrguga liitumise võimekus

5.1 Liitumislepingutega kaetud võimsuse hetkeseis

2024. aasta lõpu seisuga on Eleringi elektrivõrguga ühendatud ca 3 500 MW elektrijaamasid, millest:

- 2 656 MW sünkroongeneraatoritega konventsionaalsed soojuselektrijaamad või soojuse- ja elektri koostootmisjaamad;
- 651 MW tuuleelektrijaamad;
- 238 MW päikeseelektrijaamad.

Lisaks on jaotusvõrkudega ühendatud ca 870 MW ulatuses taastuvatest energiaallikatest elektrit tootvaid elektrijaamasid.

Täiendavalt on Eleringi poolt täitmisel liitumislepinguid uute elektrijaamade ühendamiseks võrguga ca 2 130 MW ulatuses, millest:

- 734 MW salvestusseadmed (akud);
- 1 400 MW päikeseelektrijaamad.

Esitatud statistikas on kajastatud ka hübriidelektrijaamade koosseisus paigaldatavate erinevate tootmistehnoloogiatega tootmisseedmed.

Eleringi poolt on valmis ehitatud võrguühendusi tuuleelektrijaamade ühendamiseks ca 855 MW ja päikeseelektrijaamade ühendamiseks ca 180 MW ulatuses, mis ei ole liitujate poolt veel kasutusele võetud.

Kokku on olemasolevaid ning liitumisprotsessis taastuvatest allikatest elektrienergiat tootvaid elektrijaamasid, mis tagavad 2030. aasta eesmärgi vaates ca 55% vajaminevatest elektrienergiast. Riigi eesmärgi saavutamiseks on veel vaja rajada ning võrguga liita ligikaudu 3 300 MW ulatuses taastuvelektri tootmisvõimsusi.

Alates 17.03.2023 jõustunud elektrituruseaduse muudatuste kohaselt peab tootja enne elektrivõrguga liitumistaotluse esitamist tasuma võrguettevõtjale tagatise 38 000 eurot ühe tootmisvõimsuse MVA kohta. Samuti tuleb liitujal tasuda liitumistasu, mis katab kõik täiendava liituja tõttu võrgus tehtavad ümberehitused ja võrgutugevduskulud. Seega ei soodusta tänane liitumisprotsess elektriehitusturul toimunud märkimisväärse hinnatõusu ja sellest lähtuva prognoosimatu liitumistasu suuruse ning tagatise kohustuse tõttu uute elektrijaamade rajamist. Alates seaduse jõustumisest ei ole Eleringile esitatud liitumistaotluseid uute elektrijaamade võrguga ühendamiseks, millega lisanduks täiendavalt tootmisvõimsust põhivõrku. Soodustamaks täiendava tootmisvõimsuse lisandumist põhivõrku, on Elering esitanud ettepanekud liitumist reguleerivate õigusaktide muutmiseks.

5.2 Uus liitumise kontseptsioon

Eesti kliimaeesmärkide täitmiseks on oluline, et tootjad saaksid riigi poolt, kas läbi taastuvelektri vähempakkumiste, kiire ja vastuvõetava liitumistasu vms meetmete näol signaali täiendavate elektrijaamade arendamiseks. Lisaks annaks see võimaluse põhivõrku arendada selliselt, et elektrivõrk oleks aastaks 2030 valmis ühendatavat toomisvõimsust vastu võtma.

Põhivõrguga seotud investeeringute tegemine, eriti uue põhivõrgu õhuliini või alajaama planeerimine ja ehitamine, on ajaliselt pikk protsess. Olles olukorras, kus liitumisalane regulatsioon ei võimalda enne klientide poolt liitumistasu tasumist alustada elektrijaamade toimimiseks vajalike võrkude tugevdamist, ei ole võimalik ilma liitumisreegleid muutmata 2030. aastaks seatud eesmärki täita.

Eleringi ettepanek on kujundada senine liitumisprotsess ümber viisil, mis võimaldab kiiremas tempos liitumiste menetlemist ja võrguühenduste, s.h. võrgutugevduste rajamiseks vajalike tegevustega alustamist juba enne liitumistaotluste esitamist klientide poolt.

Lisaks võimaldab Eleringi poolt välja pakutud uus liitumisprotsessi kontseptsioon pakkuda elektrijaama arendajatele olemasoleva elektrivõrguga liitumist fikseeritud liitumistasu eest. Olemasolevaks Eleringi elektrivõrguks loetakse olemasolevat põhivõrku ning Eleringi kindlad investeeringud põhivõrgu rajamiseks (elektriliinid ja elektriliinist kuni ühe visangu kaugusele rajatav uus alajaam). Eleringi poolt välja pakutud liitumistasu moodustub kahest osast - liitumispunkti rajamise kuludest, mis sõltub liitumispunkti pingest ja tehnilisest konfiguratsioonist ning liitumisvõimsuse suurusega seotud kuludest, elektrivõrgu tugevduste kulude katmiseks.

Põhjusel, et tootmise liitmiseks teostavatest elektrivõrgu tugevdustest saavad kasu ka tarbijad (näiteks uuendatakse vananenud liine), kaetakse osa võrgutugevduste kuludest võrguteenuse tasust ning teine osa tootmissuunaliste liitujate poolt. Selline lähenemine suurendab elektriturul konkurentsi ning ühtlasi saavad tarbijad kindlama elektrivõrgu ja taastuvelektrist tulenevalt soodsama elektrihinna.

See annab arendajatele võimaluse arendusprotsessi alguses äriplaane tehes pikalt ja täpselt ette teada, kui suur on iga konkreetse projekti liitumiskulu. Selline liitumiskontseptsiooni muutus võimaldab tootmist alustada juba liitumispunkti valmimisel ning tagada 2030. aastaks seatud riigi eesmärkide täitmise.

5.3 Paindlikkuse kasutamine võrguga liitumisel

Tänaased kehtivad liitumistingimused võimaldavad liitujatele paindlikku liitumist, mille puhul Elering ei teosta liitumistasu eest investeeringuid võrgu läbilaskevõime suurendamiseks. See tähendab, et Elering tagab liitujale võrguühenduse tingimused, et Eleringil on õigus võrgu elektrielementidel tekkiva ülekoormumise vältimiseks piirata liituja liitumispunkti võimsust, ilma piirangute eest kompensatsiooni maksmata.

Juhul, kui perspektiivsete liitumisvõimsustega seotud võrguarenduskohustus muutub, mille eelduseks on elektrituruseaduse muudatuste jõustumine, siis muutub ka paindliku liitumise kontseptsioon. Uus liitumise kontseptsioon võimaldab tootjatele põhivõrguga liitumist fikseeritud liitumistasu eest, millega kaetakse osaliselt uue arenduskohustuse järgi tehtavaid investeeringuid põhivõrgu arendamiseks. Sellisel juhul tagab Elering liitujale vastavalt lepingu kokku lepitud tootmissuunalise võimsuse lisandumist põhivõrku alates liitumispunkti valmimisest. Juhul, kui Eleringil ei ole võimalik liitujale tagada piisavat läbilaskevõimet, kasutatakse liituvat võimsust paindlikult ning sellisel juhul Elering piirab liitumispunktis liituja tootmissuunalise võimsuse kasutamist elektrivõrguvõrgu osade ülekoormuse tekkimise vältimiseks ning seeläbi investeeringute mahu kokkuhoidmiseks. Täpsemad paindliku piiramise põhimõtted ja meetodika on väljatöötamisel ning koos sellega töötatakse välja ka täpsemad kompenseerimise põhimõtted. Kirjeldatud paindlikkuse põhimõtteid hakatakse rakendama kõikidele klientidele, kes liituvad uue liitumise kontseptsiooni alusel, alates liitumispunkti valimisest ning juhul, kui klient on rajanud liitumislepingu kohase tootmismooduli.

Selline paindlikkuse kasutamine võib olla põhjendatud ka pikema perioodi vältel näiteks olukorras, kus eeldatav piirangutundide arv ja piiratava võimsuse mahud on väikesed ning sealjuures selle piirangu likvideerimiseks vajalik investeering on oluliselt kulukam. Elering planeerib enne investeerimisotsust teha uute investeeringute puhul tasuvusarvutuse paindlikkuse rakendamiseks.

Uus liitumise kontseptsioon võimaldab Eleringil kasutada ka investeeringute ajastamisel ja planeerimisel paindlikku võimsuse juhtimise võimalust juhul, kui uute täiendavate investeeringute maksumus on oluliselt suurem piirangutest tulenevate kuludega.

5.4 Salvestusseadmete liitumine

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

Võrguga liitumisel kehtivad salvestusseadmetele sarnased nõuded nagu tootismoodulitele, erinevus tootismoodulitega seisneb salvestusseadmete võimes siirduda tootmissuunalisest talitlusest üle tarbimissuunalisele talitlusele ja vastupidi.

Eesti elektrisüsteemi ülekandevõrku salvestusseadmeid tänase seisuga ühendatud ei ole. Hetkel on Eleringi poolt täitmisel olevaid liitumislepinguid, mille alusel rajatakse salvestusseadmetele võrguühendus, kokku 734 MW ulatuses. Nendest on planeeritud lähiaastatel põhivõrguga ühendada elektriakudel baseeruvaid salvestusseadmeid 217 MW ulatuses.

Kokkuvõttes on võrk salvestusseadmete ühendamiseks valmis ning Elering on välja töötanud ja rakendamas reguleerimisturge, kus on salvestusseadmed oodatud osalema. Lisaks on Eleringi poolt kehtestatud salvestusseadmetele sobilikum ülekandetasu struktuur, kus on eraldi ainult püsitasukomponentidel põhinev tariifipakett. Salvestusseadmetele on püsitasupõhine tariifipakett sobilikum, kuna salvesti ei pea sellisel juhul tasuma energiapõhist tariifi, mis võimaldab madalama muutuvkuluga elektriturul osaleda.

6. Suurprojektid

6.1 Euroopa Liidu ühishuvi projektid

Mitmed mahukad projektid (Eesti-Läti neljas ühendus, Eesti-Soome kolmas ühendus, sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga, RRF investeeringud) kuuluvad Euroopa elektri ülekandevõrgu iga kahe aasta tagant uuendatavasse kümne aasta arengukavasse (lühendatult TYNDP - *ten year network development plan*). Nimetatud arengukavasse projekti lisamiseks esitavad Euroopa Liidu põhivõrguoperaatorid või välised osapooled arengukava platvormil iga projekti kohta taotluse, kus on kirjeldatud projekti üldine tehniline lahendus, ajakava ja kulud. Samuti esitab põhivõrguoperaator võrgumodeli, mis sisaldab taotletavaid projekte. ENTSO-E hindab projektide taotluseid ja võrgumodelit ning teostab projektidele euroopaülse tasuvusanalüüsi.

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

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

6.2 Välisühendused Soome ja Lätiga

Eestil on vaja varustuskindluse ja energiajulgeoleku tagamiseks, kliimaeesmärkide täitmiseks ning elektrituru integreerimiseks luua täiendavad ühendused Läti ja Soomega. Täiendav ühendus Soomega vähendab Eesti ja Soome vahel kaubanduslikku ülekoormust ning seeläbi väheneb elektribörsi hinnaerinevus, kuna uus ühendus tagab parema juurdepääsu Põhjamaade taastuvelektrole. Lisäühendus Lätiga aitab üle kanda Läänemere meretuuleparkidest toodetud energiat ning samuti aitab vältida kaubandusliku ülekoormuse teket Eesti ja Läti vahel.

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

Elering plaanib rahastada välisühenduste projekte ülekoormustasust ja Euroopa abivahenditest. Ülekoormustasu on sihtotstarbeline eraldi fondi laekuv turupiirkondade hinnaerinevusest tasu eesmärgiga suurendada piiridel ülekandevõimsusi. Euroopa abivahendiks on CINEA (*European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency*) CEF-E abirahastu. CEF-E abirahastu kaudu rahastatakse Euroopa TEN-E regulatsioonis (EU/2022/869) märgitud Euroopa ühishuvi projekte, mis ühendavad erinevaid Euroopa turupiirkondi, suurendavad kogu Euroopa elektrisüsteemi varustuskindlust ning võimaldavad viia täide liikmesriikide ja kogu Euroopa kliimaeesmäärke. Nii Eesti-Soome kolmas ühendus kui Eesti-Läti neljas ühendus on arvatud Euroopa ühishuvi projektide nimistusse⁹.

6.2.1 Eesti-Soome kolmas ühendus

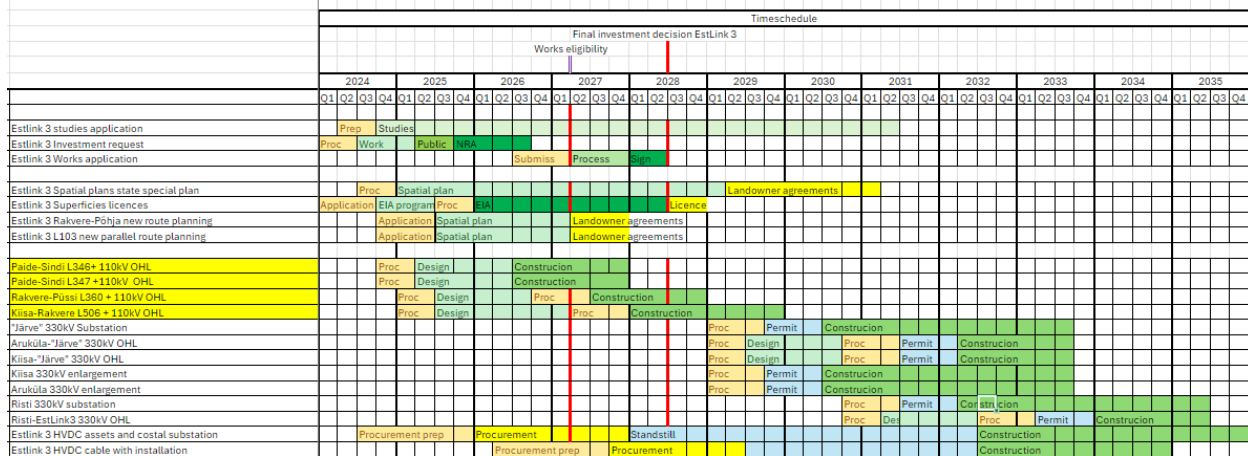
Projekti nimi: EstLink 3, Eesti - Soome kolmas ühendus

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 $\pm 300\text{kV}$
 - VSC (*Voltage Source Control*) tüüpi konverter
2. rajatavad uued õhuliinid ja alajaamad maismaal EstLink 3 võimaldamiseks
 - Konverteralajaama ja olemasolevat ülekandevõrku ühendav 2x330 kV õhuliin
 - 330 kV alajaam olemasolevas ülekandevõrgus Harku-Lihula vahelisel liinil
 - Uus alajaam Tallinna
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
 - L347 Sopi - Sindi 330 kV õhuliini rekonstrueerimine

Projekti algusaeg: ettevalmistusaeg 2022-2029, planeeringute läbiviimine: 2024-2029 (kasutuselevõtt 6 aastat peale planeeringu kehtestamist), olemasolevate liinide rekonstrueerimine: 2025-2030, uute liinide ja alajaamade rajamine: 2030-2035, merekaabli paigaldamine: 2034-2035 (vt ka joonis 6.1).

⁹https://energy.ec.europa.eu/document/download/3db5e3d1-9989-4d10-93e3-67f5b9ad9103_en?filename=Annex%20PCI%20PML%20list.pdf



Joonis 6.1 EstLink 3 projekti tööde ajakava

Kasutuselevõtu aeg: 12/2035

Projekti staadium: planeerimises

Projekti osapooled: Fingrid OYj, projekti koostöö memorandum sõlmitud 2022

Prognoositud investeeringu maht: koguinvesteering Eestis ja Soomes kokku umbes 1,5 miljardit eurot

Võimsus: planeeritav ülekandevõimsus 700 MW, vastavalt Baltimaade sagedusreservide dimensioneerimisele maksimaalne võimsus, mis võimalik ükselemendile

Projekti komponendid:

1. rajatav mereühendus, merekaabli kogupikkus ca 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.
2. uued rajatavad õhuliinid ja alajaamad:
 - Olemasolevast võrgust uude konverteralajaama 2x330 kV eraldi mastidel õhuliinid koos alajaamaga olemasolevas võrgus ja konverteralajaama rajamisega võimalikult randumiskoha lähedal (riigi eriplaneeringu (REP) taotlus esitatud)
 - Tallinna ringliin: Kiisa ja Aruküla alajaamasid ühendav 1x330 kV õhuliin, mille kulgemine lahendatakse võimalikult Tallinna lähedalt koos uue alajaama rajamisega Ülemiste järve piirkonnas (REP taotlus esitatud)
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 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) Olemasolevast võrgust uude konverteralajaama 2x330 kV eraldi mastidel õhuliinid koos alajaamaga olemasolevas võrgus ja konverteralajaama rajamisega võimalikult randumiskoha lähedal (REP taotlus esitatud)
- b) Tallinna ringliin: Kiisa ja Aruküla alajaamasid ühendav 1x330kV õhuliin, mille kulgemine lahendatakse võimalikult Tallinna lähedalt koos uue alajaama rajamisega Ülemiste järve piirkonnas (REP taotlus esitatud)

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

Projekti asukoht ja skeem:

Kokkuvõtlikud argumentatsioonipunktid asukohaotsuseks:

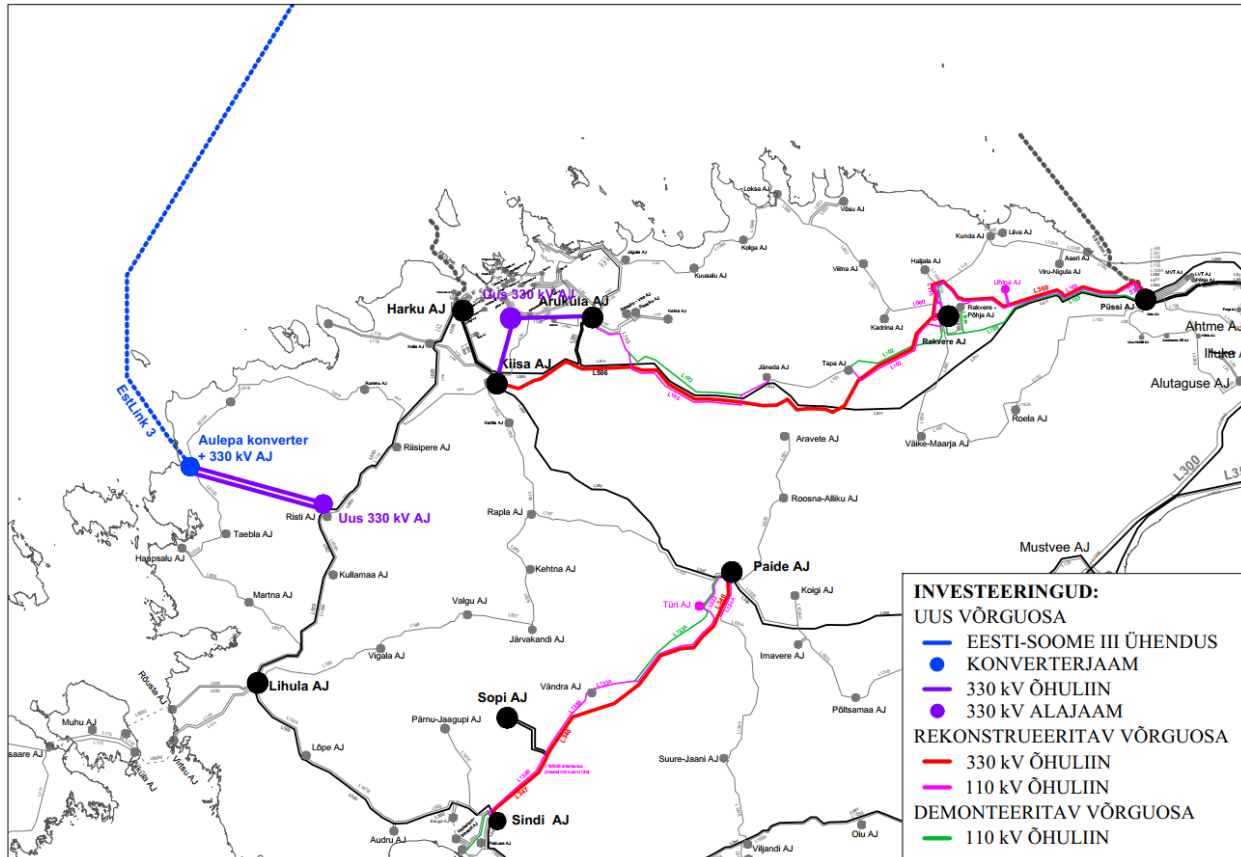
Estlink 3 parim trass sõltumata Soomepoolsest randumispunktist saab alguse Aulepast.

Eestis eri trasside maksumuste vahe kuni 5%, Soomes kuni 11%, olulist maksumuste vahet ei ole ühegi trassivaliku korral.

Varustuskindluse seisukohalt, kaablite koospurunemise riski vähendamiseks, on kõige mõistlikum valida Aulepa trass.

Aulepa trass võimaldab arvestada võimalike tulevikutootmistega Hiiumaa ranniku piirkonnas ja kaugemalgi.

Aulepa trass omab teadaolevalt kõige väiksemat mõju keskkonnale.



Joonis 6.2 Planeeritav EstLink 3 ühendus Eesti poolel ja sellega seonduvad võrgutugevdused

Projekti riskid:

- Riigi eriplaneeringu mittekehtestamine
Elering on esitanud Regionaal- ja Põllumajandusministeeriumile kõik vajalikud riigi eriplaneeringu taotlused uute liinide rajamiseks, mis EstLink 3 ühendust võimaldaksid. Planeeringumenetlusi pole veel alustatud ning hetkel puudub kindlus planeeringu kehtestamise osas.
- Riigi eriplaneeringu menetluse pikenedamine
Elering toetudes eelmiste suurprojektide kogemusele on ajakavastanud EstLink 3 uute 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 pikenedamine
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.

EstLink 3 projekti kirjeldus

Eesti ja Soome elektrisüsteemi haldurid Elering ja FinGrid sõlmisid 2022. aasta juunis vastastikuse mõistmise memorandum, milles lepidi kokku ühine tööprotsessi käivitamine Eesti-Soome kolmanda elektriühenduse (EstLink 3) rajamiseks. Kokkuleppe kohaselt hõlmavad ühised tegevused nii tehnilisi küsimusi, vajalikke investeeringuid kui ka asjakohast ajagraafikut.

2024. aasta suvel esitas Elering Regionaal- ja Põllumajandusministeeriumile taotluse algatada riigi eriplaneering Eesti ja Soome vahelise EstLink 3 ühenduse rajamisega seotud võrgutugevduste teostamiseks maismaal. Samuti algatas Tarbijakaitse ja tehnilise järelevalve amet EstLink 3 hoonestusloa menetluse, mille eesmärgiks on seada kaabli mereosa ehitamise õigus randumiskohaga Hara lahes Lääne-Nigula vallas. Riigi eriplaneeringu algatab Vabariigi Valitsus ja viib läbi Regionaal- ja Põllumajandusministeerium. Estlink 3 on Euroopa ühishuviprojekt ning see plaanitakse rajada Euroopa Liidu ja ülekoormustasu vahenditest, seega ei too ehitus kaasa elektri koguhinna tõusu tarbijatele.

Eesti ja Soome uue elektriühenduse rajamisega seoses on vajalik olemasoleva võrgu tugevdamine. Selleks on vaja rajada Tallinnasse uus kõrgepinge alajaam, mis ühendatakse uute õhuliinide abil Aruküla ja Kiisa 330 kV alajaamadega. Selle ühendamiseks tuleb ehitada 330 kV pingel õhuliinid Kiisa ja Aruküla alajaamadeni. Tallinna uus alajaam hakkab paiknema Ülemiste järve piirkonnas, selle täpne asukoht selgub riigi eriplaneeringu käigus.

Lisaks uute liinide ehitamisele rekonstrueeritakse EstLink 3 ühenduse rajamise raames olemasolevad 330 kV õhuliinid Kiisa ja Rakvere alajaamade vahel, Rakvere ja Püssi, Paide ja Sopi ning Sopi ja Sindi alajaamade vahel. Nende liinide rekonstrueerimisel tõstetakse ühistele mastidele paralleelselt kulgevaid 110 kV liine, mis võimaldab vähendada mõju keskkonnale ja hoida kokku tulevikus trasside ja liinide hoolduskuludelt.

EstLink 3 planeeritav alalisvoolu ühendusvõimsus on 700 MW nimipingel 450 kV või 320 kV. EstLink 3 koosneb Eestit ja Soomet ühendavast alalisvoolukaabelliinist ning kaabli otstes paiknevatest konverterjaamadest. Eesti poolel koosneb kavandatav Estlink 3 alalisvoolu merekaablist, maismaakaablist, konverterjaamast Lääne-Nigula vallas Aulepa lähedal ning uuest 330 kV õhuliinist maismaal, mis ühendab Estlink 3 olemasoleva 330 kV võrguga Lääne-Eestis.

Kolmas elektriühendus Soomega panustab täiendavalt varustuskindlusesse, kliimaeesmärkide saavutamisse ning seob Balti riigid ja Põhjamaad senisest veel tihedamalt üheks turupiirkonnaks.

Investeeringisotsuseni jõuab Elering eeldatavalt 2026.-2027. aastal kui riigi eriplaneering on kehtestatud, Eesti ja Soome riikide energiaregulaatorid on teinud riigipiiri üleste kulude-tulude jaotuse otsuse ning esitatud on CEF-E abirahastustaotlus. Alles peale seda tekib projekti elluviimise kindlus ja ühenduse ehitamise täpne ajagraafik. Eelduslikult võiks uus ühendus valmida 2035. aastal. Euroopa Komisjon on võtnud EstLink 3 projekti Euroopa ühishuvi projektide nimistusse, mis loob eeldused Euroopa Liidu toetuse kaasamiseks.

6.2.2 Eesti-Läti neljas ühendus

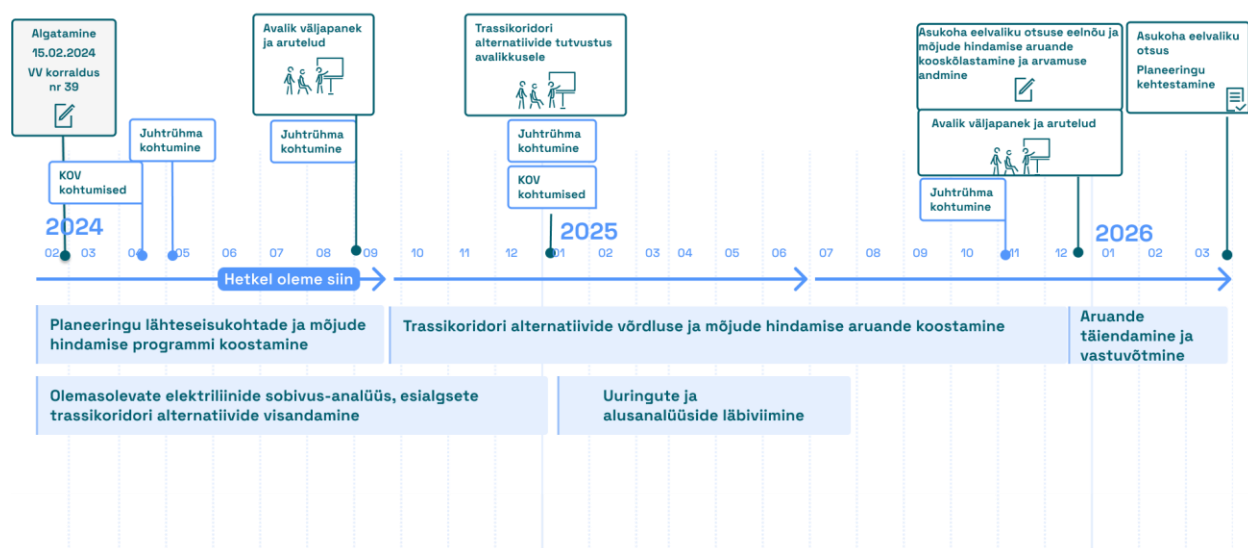
Projekti nimi: Eesti-Läti neljas ühendus

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

Projekti algusaeg: projekti ettevalmistusaeg 2022-2029, planeeringute läbiviimine 2024-2026 (kasutuselevõtt 7 aastat peale planeeringu kehtestamist), maaküsimuste lahendamine ja projekteerimine 2026-2029, projekti rahastuse kindlustamine 2027, ehitushanked 2026-2030, ehitus 2030-2033

Kasutuselevõtu aeg: 12/2033 (vt joonis 6.3)

Eesti-Läti neljada elektriühenduse riigi eriplaneering – asukoha eelvaliku ajakava



Joonis 6.3 Eesti-Läti 4. ühenduse projekti ajakava

Projekti staadium: planeeringu läbiviimine (link: <https://riigiplaneering.ee/riigieriplaneeringud/eesti-lati-neljas-elektrihendus/eesti-lati-neljanda-elektrihenduse>), hoonestuslubade menetlus

Projekti osapooled: Läti põhivõrgu operaator AS “Augstsprieguma tīkls”

Prognoositud investeeringu maht: koguinvesteering Eestis ja Lätis kokku umbes 1,3 miljardit eurot.

Võimsus: turuvõimsus 500 MW

Projekti komponendid:

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

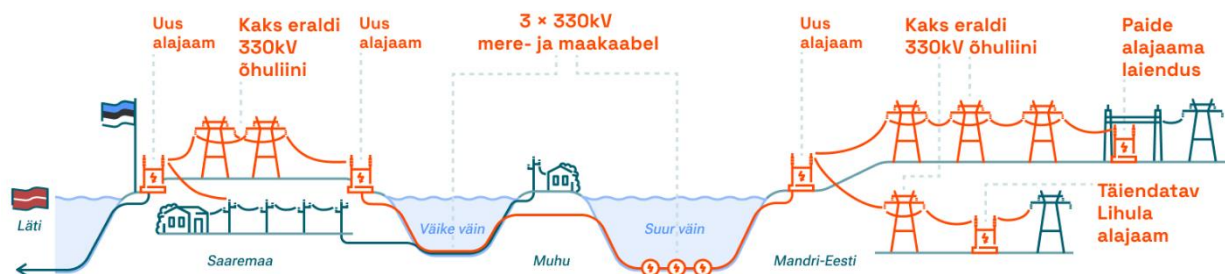
Projekti eesmärk ja saadav tulemus: täiendav varustuskindlus, taastuvelektri toodangu võrku ühenduse võimaldamine, kliimaeesmärkide täitmine

Projekti kirjeldus: Paide-Ranniku 1x330 kV õhuliin, Lihula-Ranniku 1x330 kV õhuliin, Ranniku alajaam, Ranniku alajaam - Saaremaa rannaalajaam merekaabel trassiasukohaga, kas merest või üle Muhumaa, Saaremaa rannaalajaam, Saaremaa rannaalajaam - Saaremaa HUB 2x330 kV õhuliin, Saaremaa HUB alajaam, Saaremaa HUB AJ-Läti.

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

Projekti asukoht ja skeem (joonis 6.4):

Eesti-Läti neljanda ühenduse asukohapõhjendus on välja toodud peatüki lõpus.



Joonis 6.4 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 pikenedamine
Elering toetudes eelmiste suurprojektide kogemusele on ajakavastanud Eesti-Läti 4. elektripaigaldise valmimise 7 aastat peale planeeringu 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 pikenedamine
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.

Eesti - Läti neljanda ühenduse trassikulgemise valik

Elering on valinud Eesti-Läti neljanda ühenduse rajamise trassikulgemise üle Saaremaa järgmistel põhjustel:

Üle Saaremaa kulgev ühendus on kõige soodsam

18.11.2022 Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi otsusega nr 1.1-5/22-077 riigivara seadus § 88 lõike 1 punkti 7¹ alusel kinnitas Elering AS omaniku ootused. Ootused kinnitati eesmärgiga tagada Eesti merealaplaineeringus Saaremaa läänerrannikule planeeritud uue meretuuleenergia tootmisala ühendamise Eesti elektrisüsteemiga. Sellest tulenevalt on Eleringile seatud ülesandeks alustada selleks vajaliku põhivõrgu 330 kV ühenduse väljaarendamist Saaremaale.

Elering plaanib kasutada Eesti-Läti neljanda ühenduse rahastamiseks ÜKT ja CEF-E rahastust. Nii ÜKT kui ka CEF-E rahastus on kasutatava vaid riigipiiriüleste projektide rahastuseks.

Eesti-Läti neljanda ühenduse eeldatavad maksumused erinevatel variantidel:

- V1 Saaremaa (üle Saaremaa vastavalt REP-ile ja randumiskoht Lätis Ventspils)
 - Maksumus kokku 1,3 miljardit eurot

Võimalikud alternatiivid läbi Liivi lahe

- V2 Liivi laht HVDC (Ühendus Kilingi-Nõmme või Sindi ja randumiskoht Lätis Dundagas)
 - Maksumus kokku 1,2 miljardit eurot
 - Puudub võimalus tootjate/tarbijate ühenduste loomiseks tehnoloogilistel põhjustel
 - Läti põhivõrk ei soovi liituda Dundagas (kõige lühem ühenduse pikkus)
- V3 Liivi laht HVAC (Ühendus Kilingi-Nõmme või Sindi ja randumiskoht Lätis Dundagas)
 - Maksumus kokku 1,3 miljardit eurot
 - Kulukas tootjate/tarbijate ühendus loomine merealajaama rajamise vajaduse tõttu
 - Läti põhivõrk ei soovi liituda Dundagas (kõige lühem ühenduse pikkus)

Võimalikud alternatiivid läbi Liivi lahe Läänemere poole

- V4 Liivi laht HVDC (Ühendus Kilingi-Nõmme või Sindi ja randumiskoht Lätis Ventspilsis)
 - Maksumus kokku 1,6 miljardit eurot
 - Puudub võimalus tootjate/tarbijate ühenduste loomiseks tehnoloogilistel põhjustel
- V5 Liivi laht HVAC (Ühendus Kilingi-Nõmme või Sindi ja randumiskoht Lätis Ventspilsis)
 - Maksumus kokku 2,0 miljardit eurot
 - Kulukas tootjate/tarbijate ühendus loomine merealajaama rajamise vajaduse tõttu

Eesti-Läti neljanda ühenduse maksumus jääb 1,2-2 miljardi euro maksumuse piiridesse sõltuvalt asukohast. Läti põhivõrk ei kaalu randumiskohta Liivi lahes, vaid AST Läti põhivõrgu operaatorina on teavitanud Eleringi, et soovivad ühendada Eesti-Läti neljandat võimalikult läänepoole Ventspilsi, kuna Dundaga ühendus ei pruugi anda täiendavat tootmisvõimsust Lätti. AST on alustanud ka planeeringutegevusi Ventspilsi lähedale täiendava alajaama ala leidmiseks.

Kõiki turuosalisi koheldakse võrdselt

Saaremaalt kulgev Eesti-Läti ühendus võimaldab liita võimalikult suure taastuvelektri hulga, tagades kõikide potentsiaalsete merre rajatavatele tuuleparkidele liitumiseks soodsaima võimaluse ning võimalikud liitumispunktid saavad asuma liitujatele võimalikult lähedal.

Nimelt üle Saaremaa kulgev Eesti-Läti neljas ühendus tekitab Saaremaale täiendavad liitumispunktid ida ja lääne Saaremaale uute alajaamade näol. Neisse liitumispunktidesse saavad liituda Eesti merealaplaneeringus ettenähtud aladelt

meretuulepargid sõltumata nende asukohast kas Liivi lahes või Läänemeres, Saaremaast läänepool ning ka Saaremaalt endalt.

Vaid meres paikneva ühenduse korral ei oleks võimalik tagada võrdset kohtlemist turuosaliste vahel merre rajatava taristu eripärade tõttu järgmistel põhjustel:

- Sõltuvalt valitavast tehnoloogiast ei pruugi olla võimalik rajada liitumist meres. Nimelt HVDC ühenduste korral on maailmas kokku 9 objekti, kus on sama alalisvoolu ühenduse külge ühendatud rohkem kui ühenduse otspunktid ning ükski nendest ühenduspunktidest ei asu meres. Mitmikterminal HVDC tehnoloogiat, mis oleks tootjaneutraalne, maailmas hetkel ei eksisteeri. Seega on eelistatud HVAC tehnoloogia, kuna sellega saavad turuosalised liituda.
- HVAC tehnoloogia puhul on ühenduste loomine meres tehnoloogiliselt otstarbekas sõltuvalt pingeastmest kuni kahe alajaama vahelise vahekauguseni ca 120 km. Selle põhjuseks on elektrijuhi mahtuvuslikkus, mida on vaja kompenseerida reaktoriga, mis kujutab endast induktiivpooli. Pikemate, kui 120 km kaabelliinide puhul ei piisa enam vaid kaabli otstest kompenseerimisega, vaid on vaja ka kaabli keskelt kompenseerida, mis tähendaks mereühenduse korral merel reaktorjaama rajamist ning väga suurt ühenduse maksumuse tõusu.
- Erinevalt maismaale rajatavatest alajaamadest on ülimalt keeruline ning kallis laiendada meres asuvat alajaama. Nimelt paiknevad alajaamad meres vaiadel 10-20 m kõrgusel merepinnast ning merealajaam projekteeritakse konkreetse koguraskuse ning raskuskeskme järgi. Laiendusvõimalusega alajaama rajamine tähendab oluliselt suurema ning kallima mererajatise loomist ilma kindluseta, et liituja liitub. Maismaa alajaamade laiendamine lahendatakse maaküsimuste lahendamise ning seadmete lisamisega võrgu tavaprotsessina.

Võttes arvesse eelmainitud on kõiki turuosalisi arvesse võttes kõige otstarbekam rajada Eesti-Läti neljas ühendus üle Saaremaa ning vahelduvvoolu tehnoloogias.

Võttes arvesse eelmainitud on üle Saaremaa kulgev Eesti-Läti neljas ühendus kõige optimaalsem lahendus mille mõju võrgutariifidele on võimalikult väike ja mis võrdselt kõigile turuosalistele loob liitumisvõimalusi.

6.3 Sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga

Projekti nimi: Sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga

Projekti liigitus ja kategooriad: Sünkroniseerimise teostamiseks vajalike investeeringute pakett

Projekti algusaeg: 2019. aasta

Prognoositud investeeringu maht: Esialgne prognoositud investeeringute maht oli 298 miljonit eurot, millele tagas 75% kaasrahastuse Euroopa Ühendamise Rahastu (CEF).

2024. aasta seisuga on sünkroniseerimise investeeringute kogumaht on tõusnud 320 miljoni euroni, mis on põhiliselt tingitud nõudluse kasvust energeetikataristu ehitamisel, toorainete kallinemisest ja tarneahelate pikenemisest. Programmi täiendav rahastamine toimub läbi ülekoormustasu (ÜKT).

Projekti periood, staatused ja komponendid:

Esimese rahastusfaasi investeeringute loetelu:

- Laiseiresüsteemi WAMS arendamine ning paigaldamine. Süsteem koos täiendavate arendustega valmis detsembris 2022.
- 330 kV kõrgepingeliini L300 Balti-Tartu rekonstrueerimine. Tööd lõpetatud ning liin pingestatud märtsis 2023.
- Püssi sünkroonkompensaatorjaama ehitus. Tööd lõpetatud ja jaam kasutuses maist 2023.
- 330 kV kõrgepingeliini L301 Tartu-Valmiera rekonstrueerimine. Tööd lõpetatud ning liin pingestatud mais 2023.
- Balti ja Paide alajaamade sujuvreguleeritavate šuntreaktorite paigaldus. Tööd lõpetatud ja alajaamad pingestatud juunis 2023.
- 330 kV kõrgepingeliini L353 Viru-Tsirculiina rekonstrueerimine. Liin pingestatud novembris 2024.

Teise rahastusfaasi investeeringute loetelu:

- Kiisa sünkroonkompensaatorjaama ehitus. Tööd lõpetatud ja jaam kasutuses detsembrist 2023.
- Viru sünkroonkompensaatorjaama ehitus. Tööd lõpetatud ja jaam kasutuses maist 2024.

Kolmanda faasi investeeringute loetelu:

- Reaktorite lülitusseadmete vahetus Aruküla, Kiisa, Rakvere, Paide, Sindi ja Harku alajaamades. Tööd käimas, lülitusseadmed vahetatud viies alajaamas. Lõpptähtaeg detsember 2024.
- IT investeeringud, sealhulgas uue juhtimissüsteemi SCADA/EMS arendus ja paigaldus, bilansihaldustarkvara arendus, faasimõõteseadmete (PMU) paigaldamine alajaamadesse (ca 60 alajaama), sidevõrgu uuendused, RTU-de ja releekaitse ning automaatika renoveerimine seitsmes alajaamas jms. Kõik projektid on lepingus ning arendus, paigaldus või testimine käimas. Investeeringute lõpptähtaeg detsember 2025.
- EstLink 1 ja EstLink 2 juhtimissüsteemide uuendused. Leping sõlmitud EstLink 1 uuenduste teostamiseks, tööde planeeritud algus september 2024 ning lõpp

oktoober 2027. Hanke avalikustamise ettevalmistused käimas EstLink 2 uuenduste tegemiseks. Täna planeeritav lõpptähtaeg detsember 2025.

Projekti staadium: ehituses

Projekti osapooled: Elering AS, projektipõhised lepingupartnerid, AST, Litgrid, PSE, Euroopa Komisjon (CINEA), Mandri-Euroopa sagedusala TSOd (RGCE), Fingrid OYj

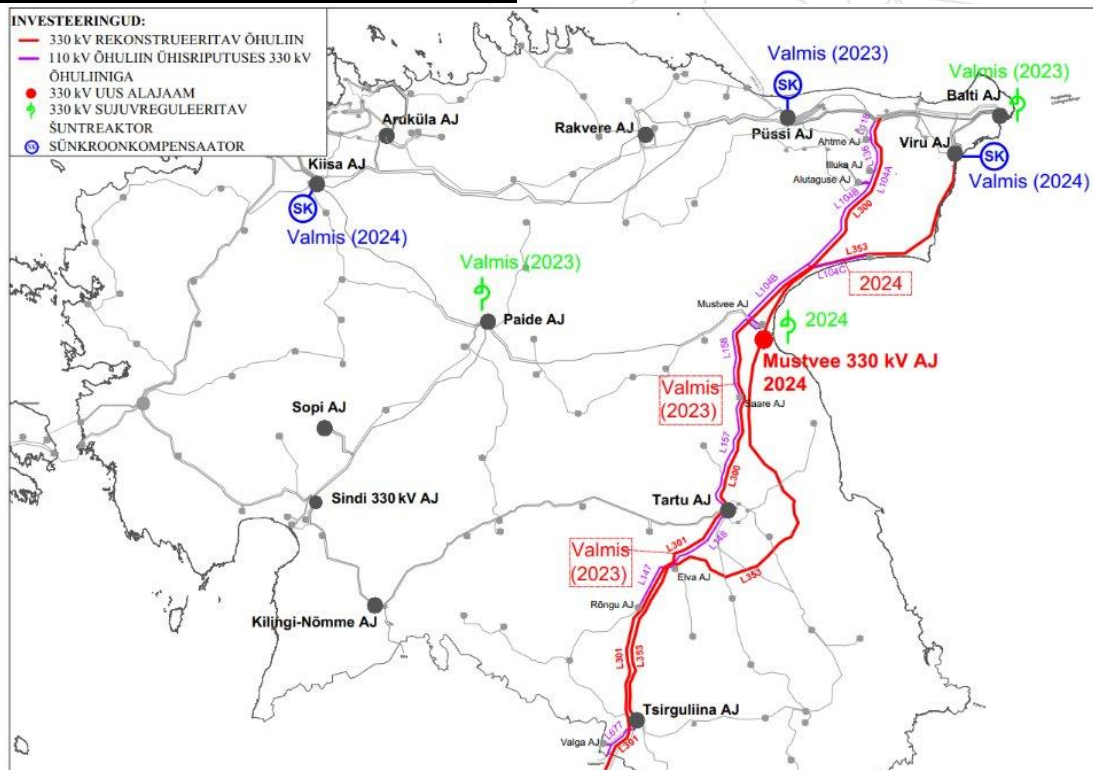
Võimsus: L301 Tartu-Valmiera ning L353 Viru-Tsirguliina õhuliinide rekonstrueerimise järgselt lisandub Eesti-Läti vahel ülepiirilist ülekandevõimsust ca 600 MW.

Projekti eesmärk ja saadav tulemus:

Eelpool mainitud investeeringute eesmärk on luua piisav tehniline valmisolek desünkroniseerimiseks IPS/UPS sagedusalast ning sünkroniseerimaks Mandri-Euroopa sagedusalaga, vastates liitumislepingu poolt ette määratud tehniliste ja protseduurilistele parameetritele. Tulenevalt Balti riikide valitsuste ja TSO-de 2023 aasta otsusest, liituvad Eesti, Läti ja Leedu Mandri-Euroopa sagedusalaga esialgse tähtaja (2026 aasta algus) asemel 2025. aasta veebruaris. Sellest lähtuvalt valmivad mitmed sünkroniseerimisega seonduvad investeeringud pärast sünkroonala vahetust veebruaris 2025. Veel kestvad süsteemikriitilised investeeringud enne veebruarit 2025 on kolmanda Eesti-Läti 330 kV kõrgepingeliini L353 Viru-Tsirguliina rekonstrueerimine ning uute funktsionaalsustega juhtimissüsteemi SCADA/EMS arendus ning kasutusele võtmine.

Ülejäänud investeeringud on vajalikud, et toetada ja hõlbustada igapäevast opereerimist Mandri-Euroopa sünkroonalas.

Projekti asukoht ja skeem (joonis 6.5):



Joonis 6.5 Sünkroniseerimise projektiga seonduvad tegevused ja valmimisajad

Projekti kirjeldus:

Elering koos Läti ja Leedu elektrisüsteemi halduritega ühendab end lahti Venemaa elektrisüsteemist ning sünkroniseerib Mandri-Euroopa sagedusalaga 2025. aasta 9. veebruaril. Vastavasisuline teavitus Venemaa ja Valgevene süsteemihalduritele esitati juulis 2024. Pärast liitumislepingu sõlmimist Mandri-Euroopa sagedusala põhivõrguettevõtetega 2019. aastal on järk-järgult teostatud investeeringuid, et saavutada tehniline vastavus sagedusala nõuetega. Sünkroniseerimise investeeringud on jaotatud vastavalt rahastuslepingutele kolme faasi. Esimese faasi (rahastusleping sõlmitud 2019) investeeringuteks on 330 kV kõrgepingeliinide rekonstrueerimine ning ühe sünkroonkompensaatorjaama rajamine Püssi 330 kV alajaama. Teise faasi (rahastusleping sõlmitud 2020) investeeringute loetelus on kahe täiendava sünkroonkompensaatori ehitamine Kiisa ja Viru alajaamadesse. Kolmanda faasi (rahastusleping sõlmitud 2022) investeeringud jagunevad kolmeks: šuntreaktorite lülitusseadmete vahetus, IT-investeeringud ning EstLink 1 ja EstLink 2 juhtimissüsteemide uuendused.

Projekti riskid:

Sünkroniseerimise programmi ja projektide riskide maandamisega on tegeletud järjepidevalt ning riski stsenaariumeid ning maandavaid meetmeid on uuendatud

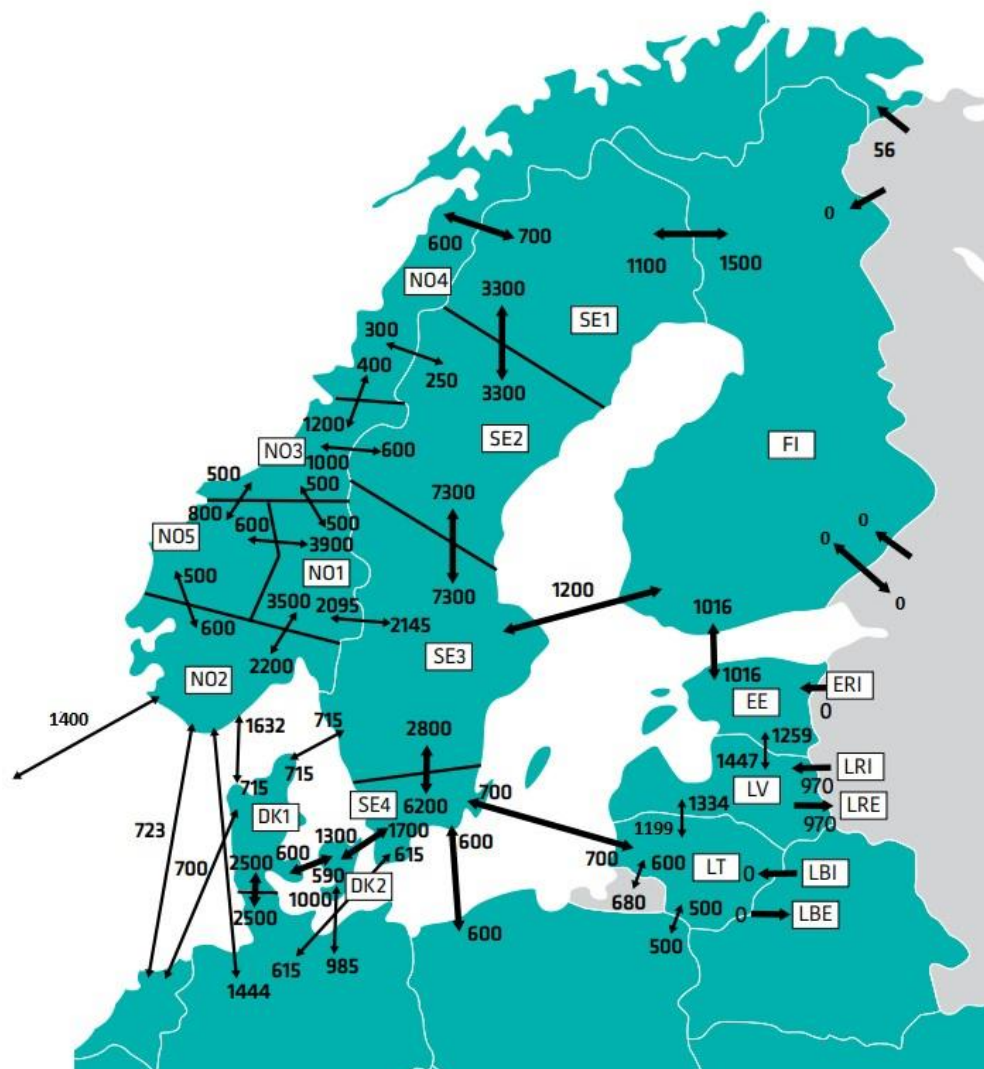
programmi käigus. Üleüldise programmi üheks olulisemaks riskiks on Venemaa ühepoolne erakorraline desünkroniseerimine IPS/UPS süsteemist. Antud riski vastu on sõlmitud Mandri-Euroopa põhivõrguettevõtetega erakorralise sünkroniseerimise leping, mille tulemusena ühendatakse Balti riigid Mandri-Euroopa sagedusalaga loetud tundide jooksul.

Suuremate ja süsteemikriitilistest projektide puhul on Elering suutnud ennetada ja leevendada mitmete riskide mõju. Retrospektiivselt on olulisemad riskid olnud COVID-19 ja sõjast tingitud raskused tarneahelate toimimisega, Venemaa-Ukraina sõja tulemusena toimunud märkimisväärne materjalide kallinemine ning kiire nõudluse kasv elektriinfrastruktuuri projektide ehitamiseks. Eleringi teadlik strateegia oli kuulutada suuremahulised hanked (nt 330 kV kõrgepingeliinid ja sünkroonkompensaatorid) välja ja jõuda lepingutesse võimalikult varakult, et ennetada riskide võimalikku mõju projektide planeeritud lõpptähtaegadele. Investeeringute maksumuste vaatest on rakendatud erinevaid riskide maandamise meetmeid. Näiteks materjali hindade indekseerimist, mis aitab ressursimahukate projektide puhul ennetada ja leevendada toormaterjalide hinnakasvust tingitud mõjusid projektide eelarvetele.

Samuti on toimunud märkimisväärne nõudluse kasv alalisvoolulinkide (HVDC) ehitamises, mis on tinginud tähtaegade pikenemise ning projektide maksumuse kallinemise. Sünkroniseerimise programmi puhul on see mõjutanud EstLink 1 juhtimissüsteemide uuendamist, mille tööde teostamise tähtajaks oli planeeritud detsember 2025. Lähtudes nõudluse kasvust ei saa töövõtja alustada EstLink 1 vajalike uuendustega enne septembrit 2024, mis on põhjustanud projekti lõpptähtaja edasilükkamise. Sarnane risk esineb ka EstLink 2 uuenduste teostamisel. Riski maandamiseks oleme hankedokumentatsiooni koostamise käigus korrigeerinud tööde mahtu, et tagada uuenduste kiirem valmimine ja prognoositud eelarves püsimine.

6.4 Võimalused teiste riikidega kauplemiseks

Eesti ning Baltikum tervikuna on naaberriikidega elektriliselt hästi ühendatud. Euroopa elektrituruga ühendavad Baltikumi lisaks EstLinkidele ka Leedu ühendused Rootsiga (NordBalt) ja Poolaga (LitPol). Ühendused Soomega on kokku 1 016 MW, Poolaga 500 MW ja Rootsiga 700 MW. Teiste turupiirkondade ühenduste läbilaskevõimed on näha joonisel 6.6.



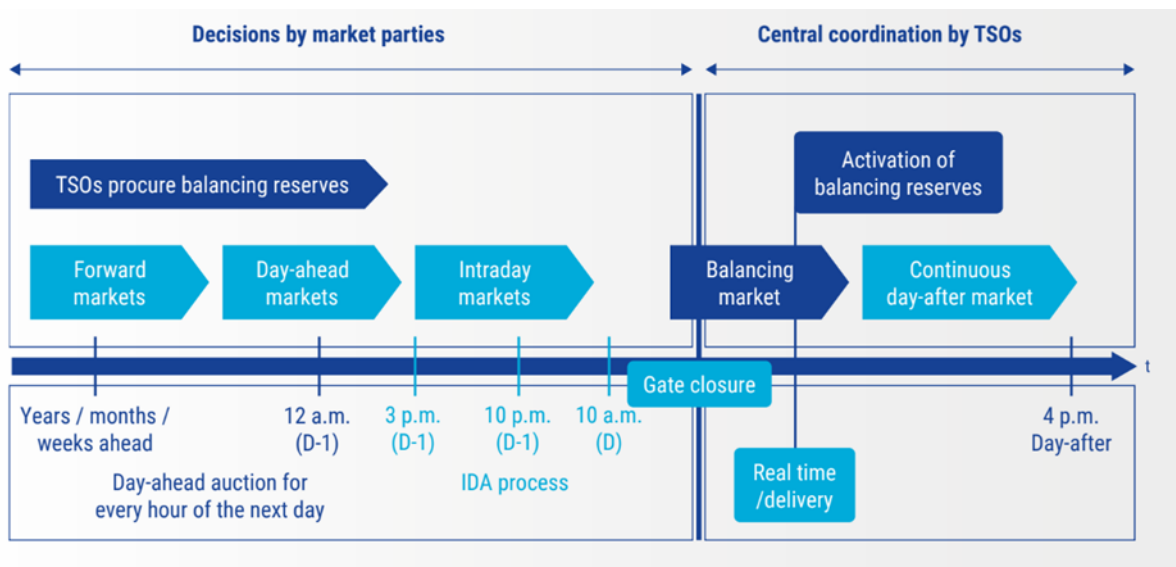
Joonis 6.6 Läänemere regiooni maksimaalsed ülekandevõimsused (MW) 01.01.2024 seisuga

Arendatud ajalooliselt osana Venemaa elektrisüsteemist, on Balti riikide elektrisüsteemidel mitmed ühendused ka Venemaa ja Valgevenega. Eesti elektrisüsteem kuulub koos Läti, Leedu, Vene ja Valgevene elektrisüsteemidega koostööorganisatsiooni BRELL, mille raames toimub koordineeritud süsteemi opereerimine ja sageduse juhtimine - seda kuni Kesk-Euroopaga sünkroniseerimiseni, mis on kavandatud 2025. aasta veebruarisse. Elering kui süsteemihaldur vastutab piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise eest ning teeb seda vastavalt Euroopa Liidu määrustele ja Eesti elektrituruseadusele. Euroopa Komisjon on võtnud eesmärgiks kasutada ülekandevõimsuse jaotamisel vaid turupõhiseid lahendusi ning mitte anda eeliseid üksikutele turuosalistele. Selline lähenemine tõhustab konkurentsi ning suurendab läbipaistvust, mis on vajalik uute investeerimisotsuste tegemiseks. Piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted on reguleeritud ELi määrusega nr

2024/1747, nr 2019/943 ja 1222/2015 (CACM NC), 2016/1719 (FCA NC), 2017/2195 (EB GL) võrgueeskirjadega.

Süsteemihalduri kohustus on tagada ülekandevõimsuste jaotamisel süsteemi varustuskindlus. Vastavalt Eesti võrgueeskirjale lubab süsteemihaldur elektrienergia impordi teistest elektrisüsteemidest ja eksporti teistesse elektrisüsteemidesse ning samuti transiiti põhivõrguettevõtja elektrivõrgu kaudu sellisel määral ning tingimustel, mis otseselt ei kahjusta riigi elektrisüsteemi, ei tekita lisapiiranguid elektri sisetarbimisele ega halvenda riigi elektrisüsteemi tarbijate varustuskindlust ja elektrienergia kvaliteeti. Oluline on märkida, et võrgueeskirjad ei käsitle kauplemist kolmandate riikidega (nagu Venemaa ja Valgevene). Venemaa agressiooniga Ukraina vastu 2022. aastal lõppes süsteemihaldurite, Euroopa Komisjoni ja Venemaa vaheline dialoog ja energiakaubandust Venemaaga enam ei toimu.

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



Joonis 6.7 Euroopa ühtne turumudel ajaperioodide lõikes

Pikaajalisi tooteid pakub Elering Soome piiril (suunas FI-EE) ja Läti piiril (suunal EE-LV) üleeuroopalise pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise ühisel platvormil SAP (single allocation platform), mida opereerib JAO. Järgmise päeva ehk päev-ette turg on elektrituru osa, kus börsidel kaubeldakse järgmisel päeval tarnitava füüsilise elektriga igaks turuperioodiks (2024. aastal on turuperioodiks üks tund, 2025. aastal on plaan liikuda 15-minutilise turuperioodi peale). Eestis saab kahepoolseid elektri ostu/müügi otselepinguid sõlmida vaid riigisiselt. Teine võimalus elektrienergia kauplemiseks

on osaleda elektribörsil, mis on üle-euroopalise turgude ühendamise projekti osa (SDAC). Eestis on börsikorraldajaks määratud elektriturukorraldaja NordPool ja EPEX, kuid viimane 2024. aasta seisuga kauplemist veel ei pakkunud. Börsil kujuneb hind kindlal kokkulepitud perioodil tehtud pakkumiste alusel marginaalse hinnastamise (marginal-pricing) põhimõtte alusel igaks turuaajaühikuks kõikidele ühinenud pakkumispärikkondadele korraga.

Päevasisene turg on elektrituru nõ järgmine etapp, kus turuosalistel on võimalik täiendavalt üleeuroopaliselt (SIDC) kaubelda elektritarnetega, et korrigeerida järgmise päeva turul tehtud tehinguid. Vajadus teha täiendavaid ostu-müügitehinguid võib tuleneda ka täpsustunud tootmis- /tarbimisproгноosidest (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).

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

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

Balti elektrisüsteemide liitumine Mandri-Euroopa sünkroonlaga veebruaris 2025 toob kaasa fundamentaalse muudatuse kogu senise Balti elektrisüsteemide tasakaalustamise korraldusel, mille tulemusena Balti süsteemihaldurid loovad võimekuse osaleda ise sageduse juhtimise ehk load-frequency control (LFC) vastutuse kandmisel. Euroopa süsteemi osana peavad Balti riigid olema vajadusel valmis oma elektrisüsteemi iseseisvaks juhtimiseks. Seejuures peavad Balti riigid liituma üleeuroopalise automaatse sageduse taastamise (aFRR) reservi platvormiga (PICASSO) ja manuaalsete sageduse taastamise (mFRR) reservide platvormiga (MARI). Päev-ette reservide võimsusturult hangitakse iga päev järgmiseks ööpäevaks kolme Balti riigi jaoks ühiselt vajalik kogus kiiret sageduse taastamise reservi (FCR) ning automaatselt ja manuaalselt aktiveeritavat sageduse taastamise reserve (aFRR ja mFRR). Reguleerimisturgude kohta leiab rohkem informatsiooni Eleringi veebilehelt.

Piiriüleste ülekandevõimsuste jagunemine reserviturgude ja päev-ette turu vahel toimub vastavalt tasakaalustamise võrgueeskirja (määrus 2017/2195) artikkel 41(1) turupõhise jaotamise metoodikale „*Methodology for the market-based allocation*

process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Baltic CCR in accordance with Article 41(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing“. Metoodika on Balti riikide ülene ja kooskõlastatud kõige Balti võimsusarvutusala regulaatoritega. Balti riikide sisestel piiridel ei saa reserviturgude jaoks reserveeritud ülekandevõimsus ületada 50% ning Balti riikide välistel piiridel 10% ülekandevõimsusest.

Olukorras, kus füüsiline energiavoog ületab võrgu läbilaskevõimsust ning on oht süsteemi juhtimise võimekusele, siis tuleb füüsilise ülekoormuse eemaldamiseks teha vastukaubandust. Vastukaubandust teostatakse ainult operatiivtunnil, ennetavalt (näiteks 8 tundi ette) vastukaubandust ei teostata. Vastukaubanduse teostamiseks suurendatakse genereerimist piirkonnas, kuhu aktiivvõimsusvoog siseneb ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust aktiivvõimsusvoog väljub (väljus). Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämise tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Peamiselt tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel (vahelduvvoolu ühendus) just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutemperatuuri tõusu tõttu.

Tabelis 6.1 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel. Tabelis toodud väärtused on Eleringi poolt arvutatud ülekandevõimsused vastavalt täna kehtivale ülekandevõimsuste arvutamise metoodikale. Turu käsutusse antav võimsus koordineeritakse Läti süsteemihalduri AST´ga, kus mõlema süsteemihalduri piirangud võetakse arvesse.

Tabel 6.1 Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eesti ristlõigetel talvel ja suvel 2023-2033

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

2030	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2030	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2031	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2031	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2032	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2032	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2033	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2033	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0

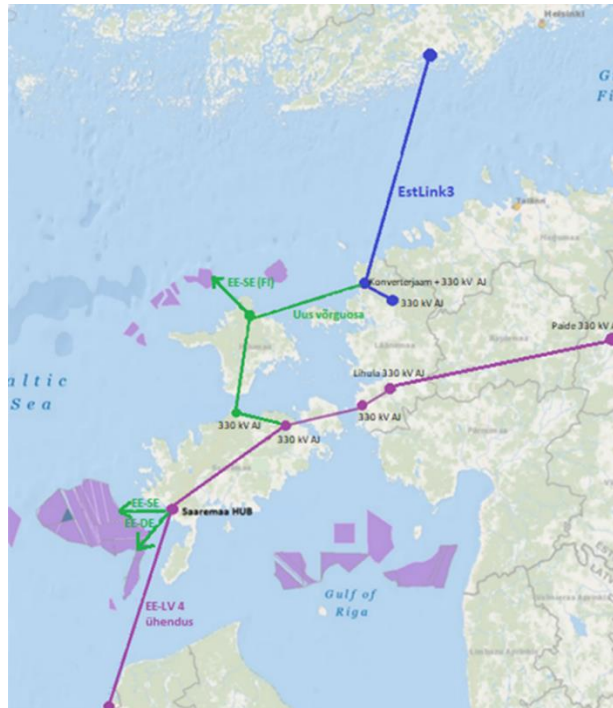
6.5 Võrgu pikaajaline tulevikuvision

Eesti elektritarbimise tõusu prognoos näeb ette 2050. aastaks tarbimise kasvu 15 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, 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.

Allpool väljatoodud pikaajaline vaade (joonis 6.8) 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 (2033) 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 6.8 Eesti elektrivõrgu pikaajaline vaade

6.6 Mere- ja maismaatuulepargid

Aina rohkem taastuvaid energiaallikaid, sealhulgas tuuleenergiat, kasutatakse elektri tootmiseks, mistõttu teevad kõik Euroopa Liidu riigid koostööd Euroopaülese energiaturu loomise nimel. Enamik Läänemere piirkonna riike täidab seatud kliimaeesmärgid erinevate energiaallikate kasutamisega. Kliimaeesmärkide osaks olevaid taastuvelektri eesmärke saab saavutada nii maismaa- kui ka meretuulega. Elering vastutab seejuures võrgu valmisoleku eest nii mere- kui ka maismaatuuleparkide liitumiseks.

Eesti koos teiste Läänemereäärsete riikidega on allkirjastanud Marienborgi deklaratsiooni¹⁰, mille kohaselt peaks aastaks 2030 olema Läänemere piirkonnas võrku

¹⁰ https://www.regeringen.dk/media/11544/the-marienborg-declaration-_300822.pdf

ühendatud 19,6 gigavatti (GW) meretuuleenergiat. Seetõttu on riik seadnud ambitsiooniks, et Eestis on aastal 2030 1 GW meretuuleenergiat, aastal 2040 3,50 GW meretuulikutest toodetud energiat ning aastal 2050 7 GW jagu meretuuleelektrijaamu. Kui täna asuvad tootmisüksused suuremas osas Ida-Eestis, siis praegu luuakse uusi tootmisvõimsusi rohkem Lääne-Eesti poole, kus asuvad ka potentsiaalsed meretuulealad.

6.6.1 Läänemereäärsete riikide meretuule potentsiaal

Eesti teeb teiste Euroopa Liidu riikidega tihedat koostööd, et kõik koos jõuda seatud eesmärkide täitmiseni. Eesti teeb peamiselt koostööd Läänemereäärsete riikidega: Läti, Leedu, Poola, Saksamaa, Soome, Rootsi ja Taaniga. 2024. aastal koostatud on nimetatud riikide poolt koostatud merevõrgu arengukava ONDP (*Offshore Network Development Plan*¹¹), mis annab ülevaate avamere tootmisvõimsuse potentsiaali ja sellest tulenevate merevõrgu ülekandevajaduste kohta. Euroopa Liit on enda liikmesriikidele näinud ette, et 2030. aastaks võiks olla meretuuleenergia võimsus Euroopa Liidu riikides kokku olla vähemalt 60 GW ning 2050. aastaks 300 GW. Eeldatakse, et nendele eesmärkidele aitavad märkimisväärselt kaasa Läänemereäärsed riigid. Läänemereäärsete põhivõrguettevõtete andmed (tabel 6.2) näitavad, et meretuule taastuvelektri eesmärgid 2050. aastaks ulatuvad kuni 70 GW-ni. Meretuuleelektrijaamade poolt toodetud energia ülekandmiseks on vajalik luua riikidevahelisi ühendusi, et toimetada osades riikides üle jääv elektrienergia seda vajava riigini (nt Eestist Saksamaale).

Tabel 6.2 Läänemereäärsete riikide meretuuleelektrijaamade võimsuste eesmärgid aastateks 2030, 2040 ja 2050 (2025. aasta alguse seisuga)

	2030, GW	2040, GW	2050, GW
Saksamaa	4,1	4,1	4,1
Taani	6,4	7,2	7,2
Eesti	1,0	2,0	7,0
Soome	1,0	5,0	12,0
Leedu	1,4	2,8	4,5
Läti	0,4	2,0	5,0
Poola	5,9	17,9	17,9
Rootsi	-	-	-
KOKKU	20,2	41,0	57,7

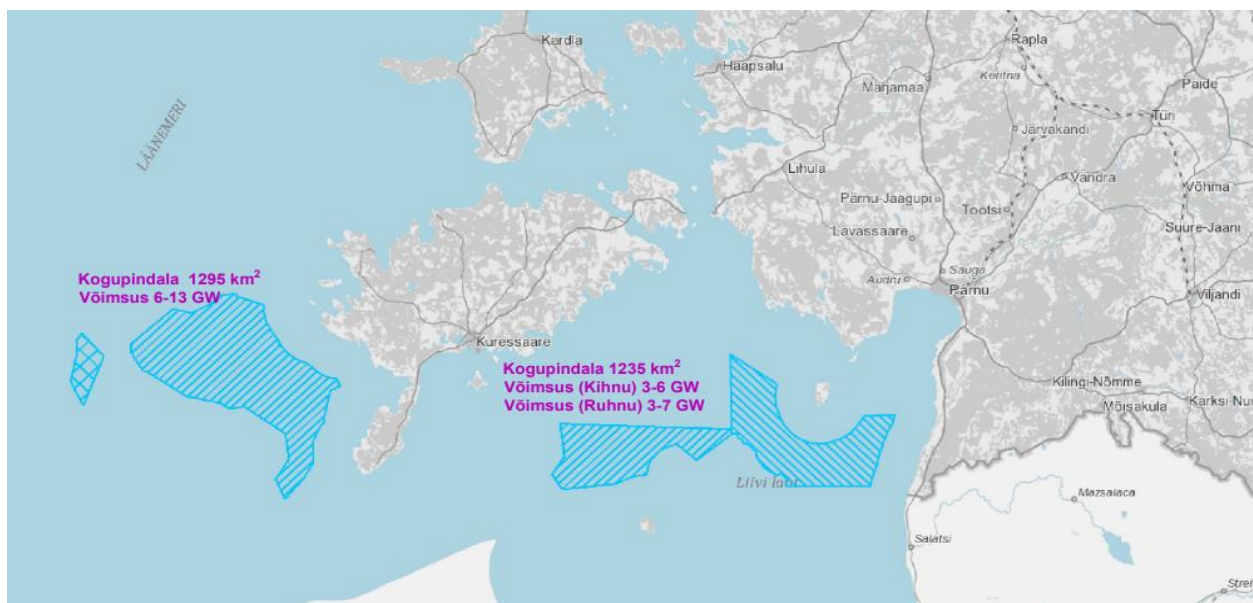
6.6.2 Eesti meretuule potentsiaal

Eestis on suurepärased tingimused meretuuleparkide rajamiseks - meil on palju madalat merd, kus on head tuuleolud. See tähendab, et tuuleparke on lihtsam hooldada ja tuulikud on töös 97-98 protsendil aastast. Taastuvenergeetikavõimsuste lisandudes on

¹¹ [Offshore Network Development Plans \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)

rajamisel ka elektri salvestuslahendusi, see valdkond on kogu maailmas kiiresti arenev ja potentsiaalseid lahendusi on ka Eestis töös juba mitmeid.

Eestis on kaks kehtivat mereala planeeringut, kus on tuuleenergeetika arendamiseks sobilikke alasid kokku 2439 km². Sobivate tingimuste korral on võimalik planeeringutega kehtestatud tuuleenergeetika aladel meretuuleparke rajada suurusjärgus 15-17 GW. Eesti meretuulealade potentsiaal on umbes 10 korda suurem, kui Eestil on omatarbeks vaja. Tuuleenergeetika arendamiseks sobilikud alad on kehtestatud Eesti mereala planeeringuga ja asuvad Liivi lahes, Saaremaa ning Hiiumaa rannikutel. Eri alade tuulepotentsiaaliga saab tutvuda joonisel 6.9. Täpsemalt arendajate projektidega saab tutvuda siin: <https://xgis.maaamet.ee/xgis2/page/app/TTJAhoonestusload>



Joonis 6.9 Eri alade meretuuleparkide potentsiaal

6.7 Vesiniku arengusuunad

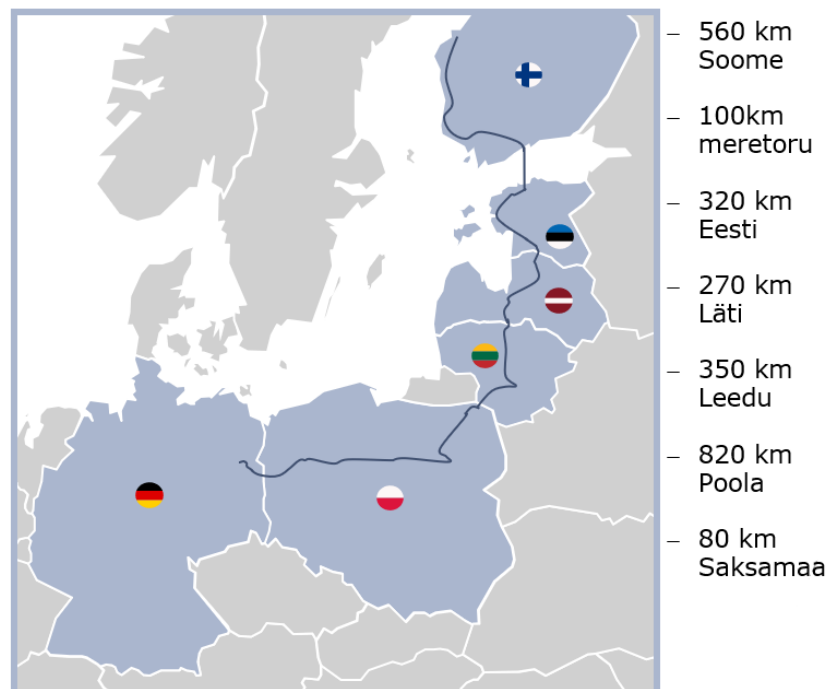
Kui peamine tuleviku energiaallikas hakkab olema ilmastikust sõltuv taastuvelekter (tuul ja päike), mille tootmine ei ühti alati tarbimisega ning mille suurtes energiamahdades salvestamine tuulevaikseks ööks on ülemäära kallis, on vesiniku tootmisel ja kasutamisel arvestatav potentsiaal, kui seda on võimalik transportida ja hoiustada suures infrastruktuuris (torustikus ja maa-alustes soolakoobastes).

Põhjamaade-Balti vesinikukoridor (Nordic-Baltic Hydrogen Corridor või NBHC) projekt on vesiniku transiiditaristu projekt, mis läbib kuute riiki ning võimaldaks transportida 100% vesiniku (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 kliima-, energia- ja julgeolekupoliitika eesmärkide saavutamisele. Projekti realiseerimine võimaldab:

- Energiasüsteemi ühendada rohkem taastuvelektrit ja pikaajalist energiasalvestust vesinikuna
- Vähendada süsinikuemissioone rasketööstuses (väetised, rafineerimine, keemia) ja transpordisektoris
- Luua majanduskasvu läbi uute tööstuste (e-kütused)
- Suurendada energiajulgeolekut, vähendades sõltuvust kolmandatest riikidest

Joonisel 6.10 on välja toodud indikatiivne Põhjamaade-Balti vesinikukoridor trassikoridori pikkusega umbes 2500 km, mis läbib peamisi vesiniku tootmise ja tarbimise punkte. Lõplik trassikoridor Eestis selgub riigi eriplaneeringu läbiviimise käigus.



Joonis 6.10 Põhjamaade-Balti vesinikukoridor

7.Sisevõrgu piirkondade investeeringud

7.1 Tallinn ja selle ümbrus

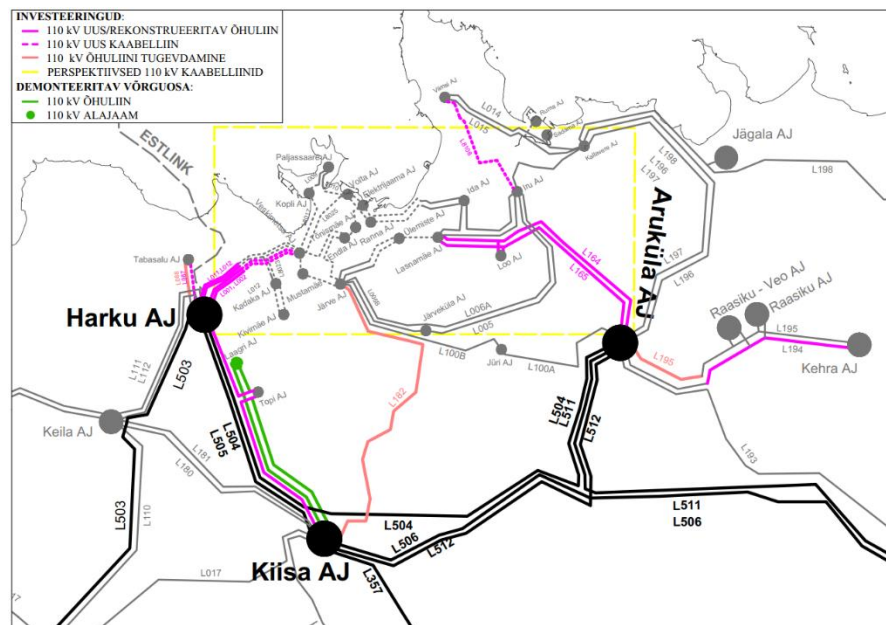
Suurima tarbimisega piirkond Eestis on endiselt Tallinn ja selle lähiümbrus ning tulevikuperspektiivis on ette näha tarbimise keskmisest kiiremat kasvu võrreldes teiste Eesti piirkondadega.

Tallinnas on käimas õhuliinide asendamine kaabelliinidega:

- L001 Harku - Veskimetsa osalise kaabel- ja õhuliini ehitus (tähtaeg 2025)
- L002 Harku - Veskimetsa osalise kaabel- ja õhuliini ehitus (tähtaeg 2025)
- L011 Harku - Veskimetsa kaabel- ja õhuliini ehitus (tähtaeg 2025)
- L012 Harku - Kadaka kaabel- ja õhuliini ehitus (tähtaeg 2025)
- L8108 Iru - Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine (tähtaeg 2026)
- L087 Harku - Tabasalu õhuliini asendamine kaabelliiniga (tähtaeg 2030)

110 kV õhuliini tööd:

- L088 Harku - Tabasalu liini osaline renoveerimine (tähtaeg 2029)
- L164 ja L165 Aruküla - Lasnamäe liinide rekonstrueerimine (tähtaeg 2025)
- Kehra - Aruküla liinid rajatakse eraldi mastidele, et oleks tagatud Kehra alajaama toide kahe üheaheelalise liiniga (tähtaeg 2026)
- Kiisa - Harku 110 kV õhuliin rekonstrueeritakse Kiisa - Topi ja Topi - Harku liinideks (tähtaeg 2026)
- Kiisa - Järve 110 kV õhuliini juhtme vahetus ja gabariitide tõstmine (tähtaeg 2026)



Joonis 7.1 Tallinna piirkonna investeeringud

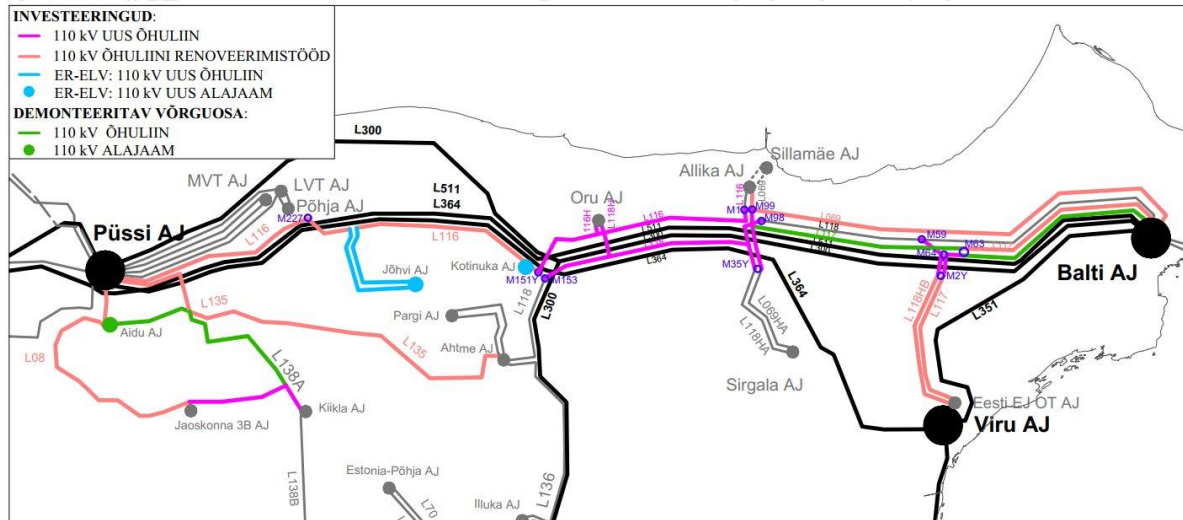
7.2 Kirde-Eesti

Kirde-Eesti võrgupiirkonnas muutuvad võimsusvood, kuna pärast Eesti sünkroniseerimist Mandri-Euroopa võrguga ei vajata enam Eesti ja Venemaa vahelisi ülekandeliine.

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

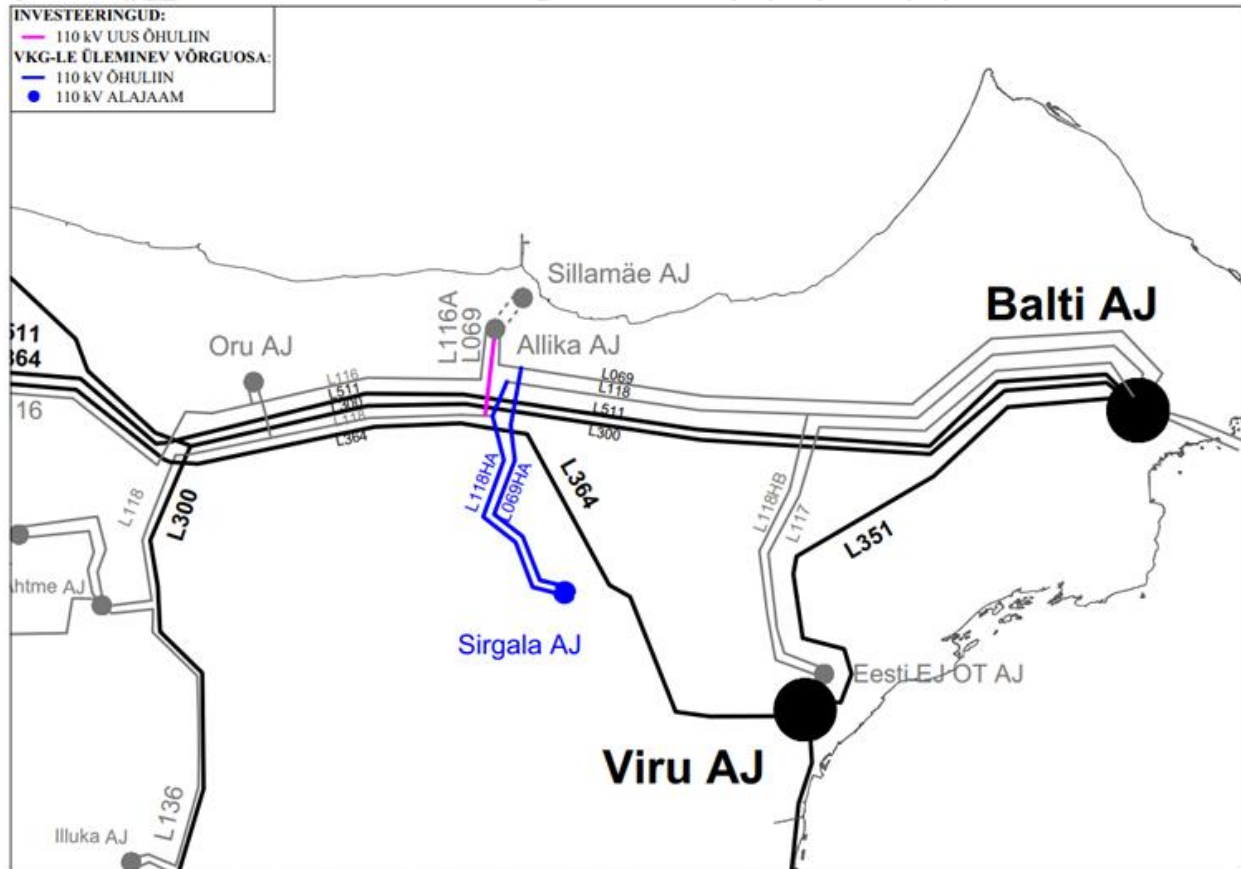
Balti alajaama suunduvate 110 kV liinide konfiguratsiooni plaanitakse samuti optimeerida. L118 jaoks ehitatakse L300 demonteerimisel vabanenud liinikoridori uus 110 kV õhuliinilõik algusega L118 mastist 153 kuni olemasoleva Balti-Püssi L116 mastini 98. Mastist 98 ühendatakse kokku L118 uus liinilõik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

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



Joonis 7.2 Kirde-Eesti võrgupiirkonna arengud

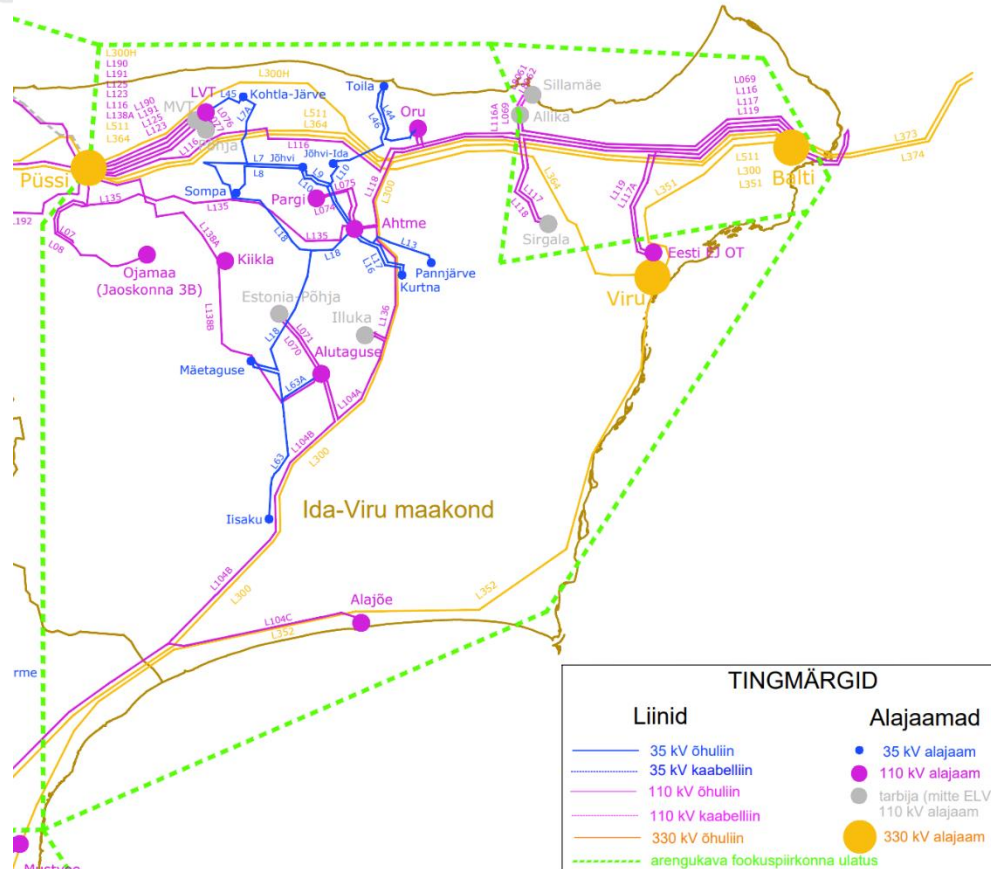
Lisaks piirkonnas planeeritud elektrivõrgu rekonfigureerimisele on võimalik 110 kV võrku täiendavalt vähendada, kui Viru Elektrivõrgud loobuvad tarbimiskohast Sirgala alajaamas ja Sirgala 110 kV jaotla demonteeritakse. Sirgala alajaama ühendavad liinid lähevad üle Viru Elektrivõrkudele. Viru Elektrivõrgud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



Joonis 7.3 Allika-Sirgala võrgupiirkonna optimeeritud stsenaarium

7.2.1 Eleringi ja Elektrilevi ühine arengukava - Ida-Virumaa fookuspiirkond

Ida-Virumaa fookuspiirkonna (joonis 7.3) moodustab 35-330 kV võrk Püssi 330/110/20/10 kV, Balti 330/110 kV ja Mustvee 110/35/15/10 kV alajaamadest vahel (v.a. Viru Elektrivõrkude võrgupiirkond Sirgala, Allika ja Sillamäe 110 kV AJ-d).



Joonis 7.4 Ida-Virumaa fookuspiirkonna ulatus, olemasolevad 35-330 kV võrgud

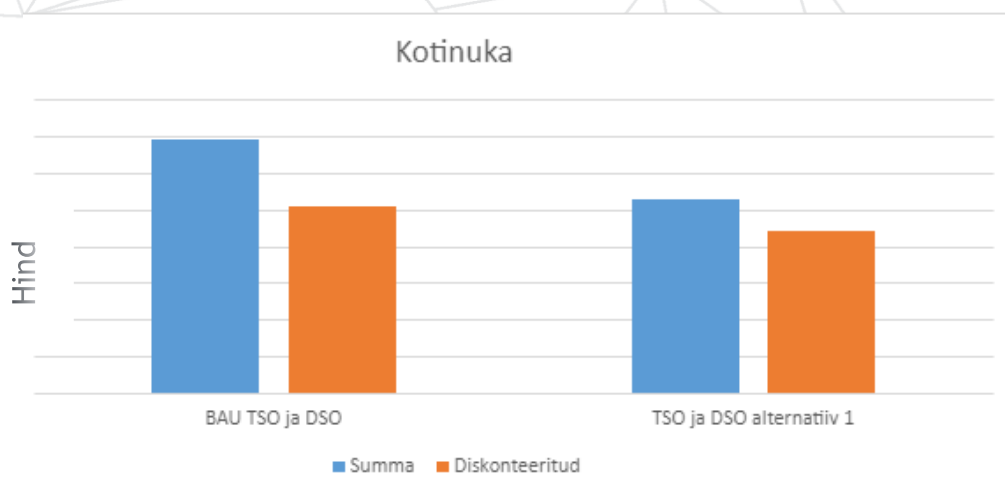
Ida-Virumaa fookuspiirkonnas analüüsiti Kotinuka ja Jõhvi alajaamade võimalikke arengustsenaariumeid, mille alusel leiti piirkonnale parim investeeringulahendus, mis võtab arvesse ühiskondlikku kasu läbi kõrgema varustuskindluse taseme, võrgu mahu vähenemise ja optimaalse investeeringukulu.

Kotinuka alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta.
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Kotinuka 110/20 kV alajaama ehitus toitega liinilt L116 Balti - Püssi.

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.4):

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



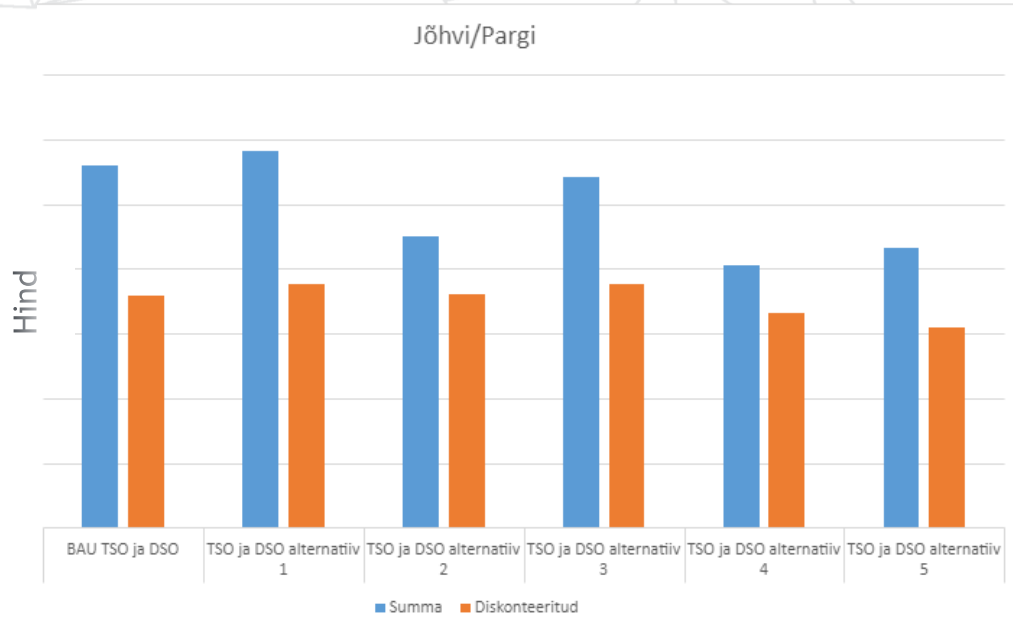
Joonis 7.5 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

Jõhvi alajaama piirkonna 35-110 kV 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

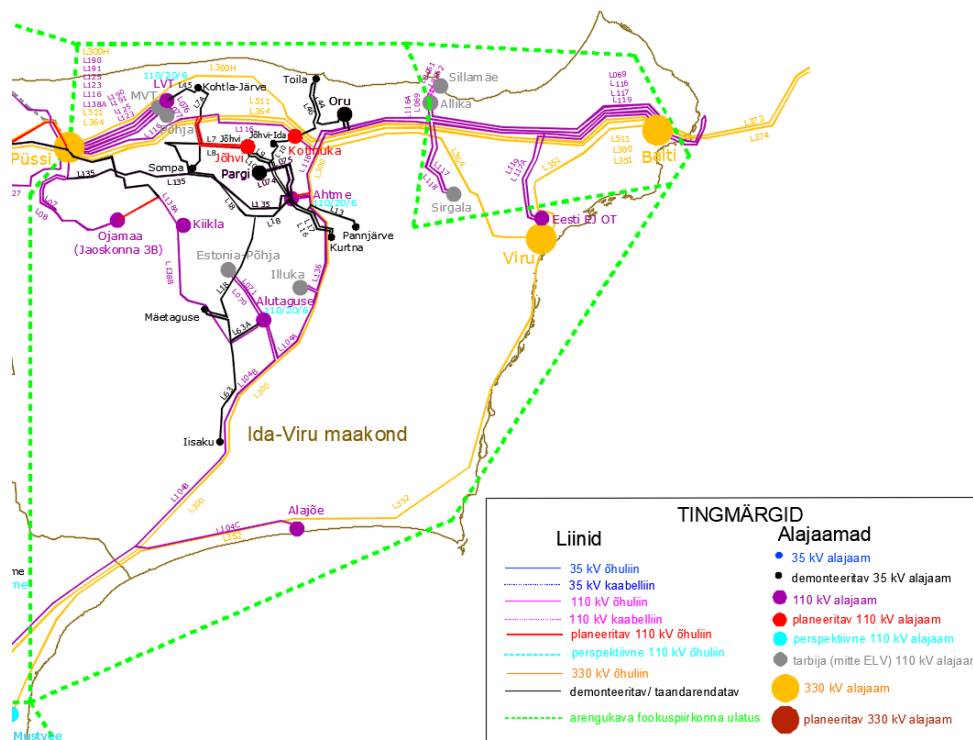
Uuritud kuue arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust ja on kuludelt üks kallimatest;
- Alternatiivse lahendusega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Alternatiiv 2-5 korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Jõhvi AJ-s kasvatada ning likvideerida Pargi 110/6 kV alajaam;
- Alternatiiv 5 on kuludelt kõige odavam.



Joonis 7.6 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

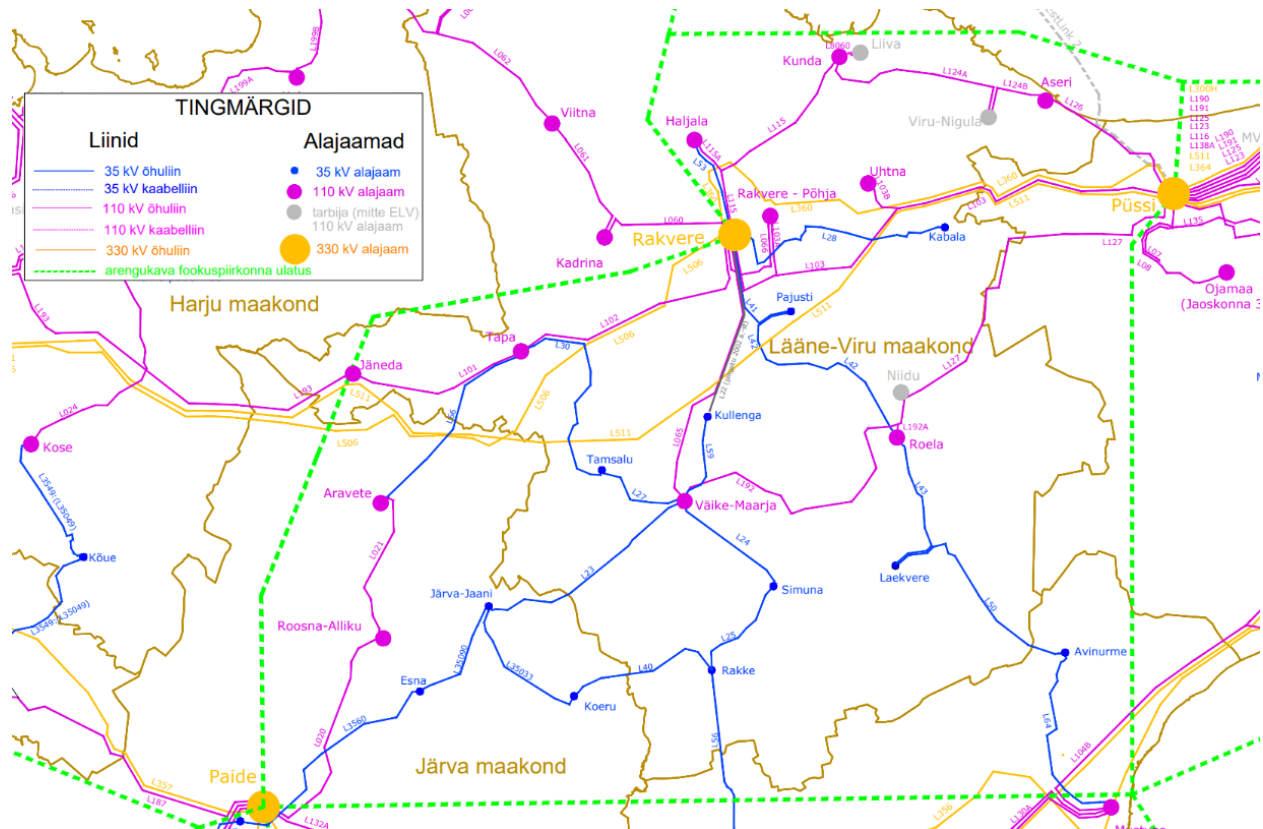
Joonisel 7.7 on näha planeeritavad liinid ning alajaamad Ida-Virumaa piirkonnas. Selles piirkonnas on kõik investeeringud planeeritavad.



Joonis 7.7 Planeeritavad ja perspektiivsed liinid ning alajaamad Ida-Virumaa piirkonnas

7.2.2 Eleringi ja Elektrilevi ühine arengukava - Lääne-Virumaa fookuspiirkond

Lääne-Virumaa fookuspiirkonna (joonis 7.8) 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 7.8 Lääne-Virumaa fookuspiirkonna ulatus, olemasolevad 35-330 kV võrgud

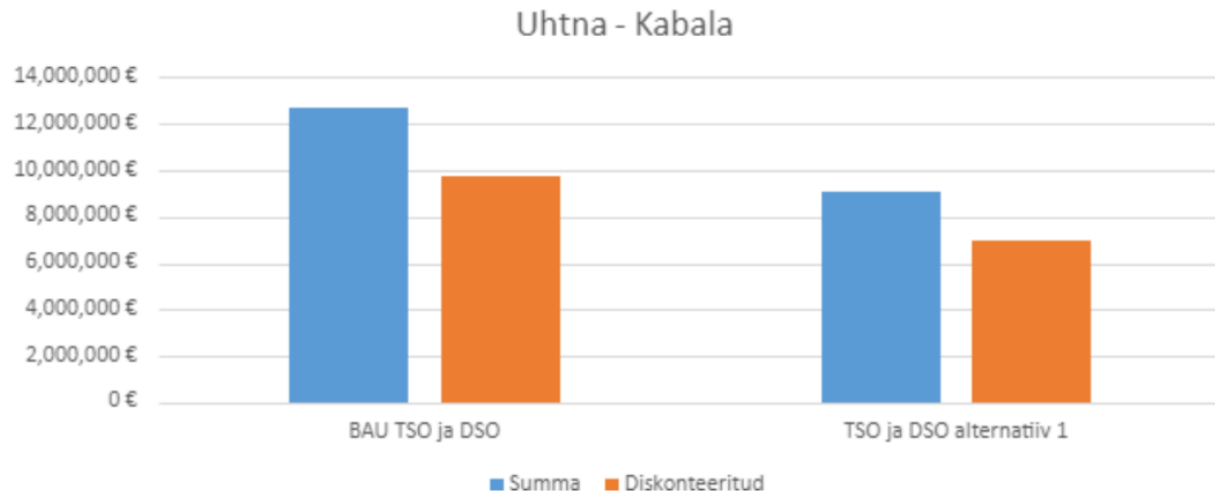
Lääne-Virumaa fookuspiirkonnas analüüsiti Aravete, Tapa ja Uhtna alajaamade võimalikke arengustsenaariumeid, mille alusel leiti piirkonnale parim investeeringulahendus, mis võtab arvesse ühiskondlikku kasu läbi kõrgema varustuskindluse taseme, võrgu mahu vähenemise ja optimaalse investeeringukulu.

Uhtna alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, Uhtna 110 kV ja Kabala 35 kV alajaamade rekonstrueerimine
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - uue Uhtna 110/20/10 kV alajaama ehitus toitega liinidelt L511, L103 ja L360

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.9):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust ja on lahenduste 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.



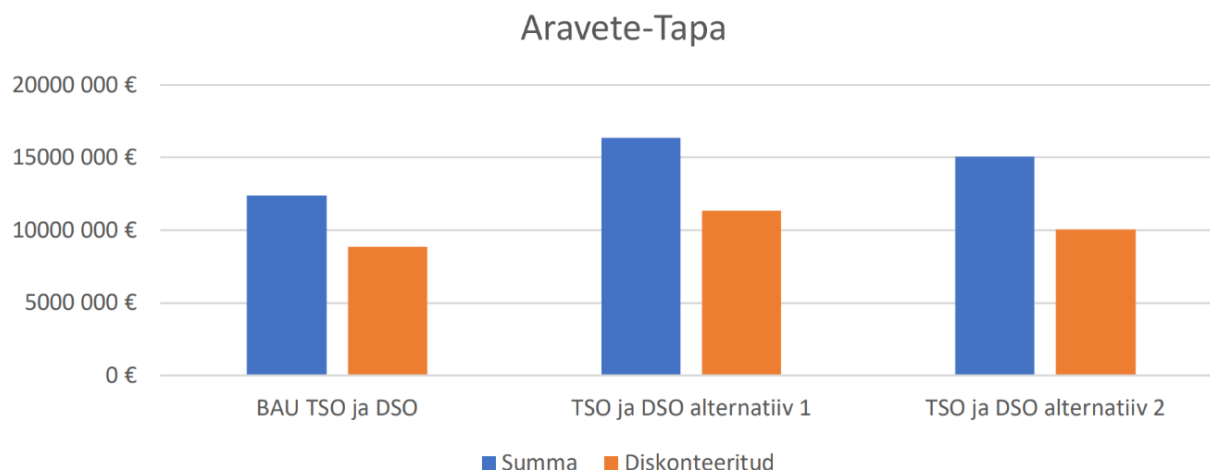
Joonis 7.9 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

Aravete alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** - L101 Tapa - Jäneda rekonstrueerimine
- **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 võrdlus (joonis 7.10):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust;
- Alternatiivse lahendusega 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.



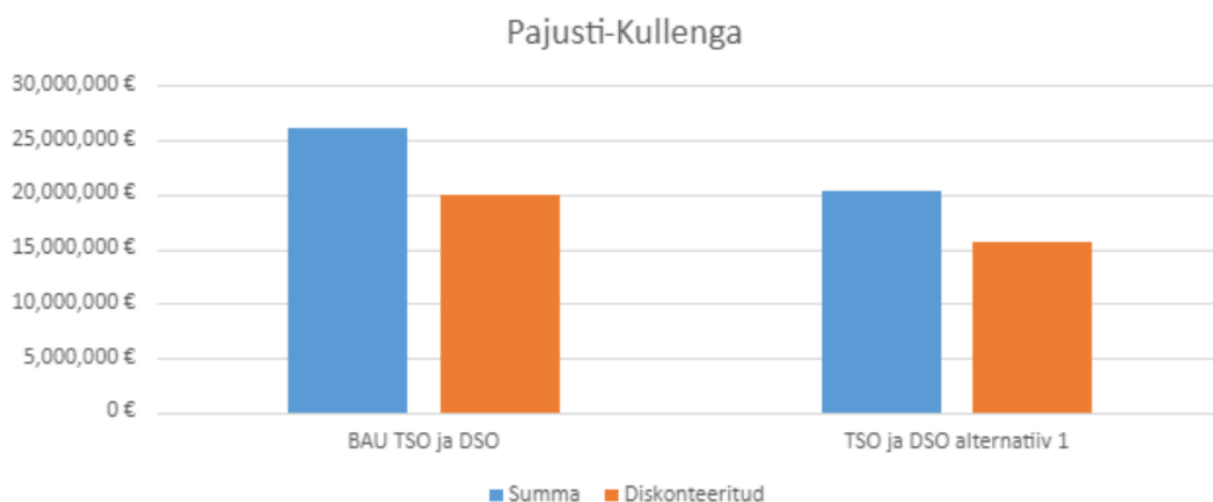
Joonis 7.10 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

Pajusti ja Kullenga alajaamade piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, Rakvere - Väike-Maarja L065 110 kV õhuliini rekonstrueerimine
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Kullenga ja Pajusti alajaamade 110 kV pingele viimine (kahes etapis)

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.11):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisest N-1 reserveeritavust ja on kuludelt kallim;
- Alternatiivse lahendusega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine;
- Alternatiivlahenduse puhul väheneb 110 kV liinide võrgumaht 27,7 km võrra ja 35 kV liinide võrgumaht 19,9 km võrra.



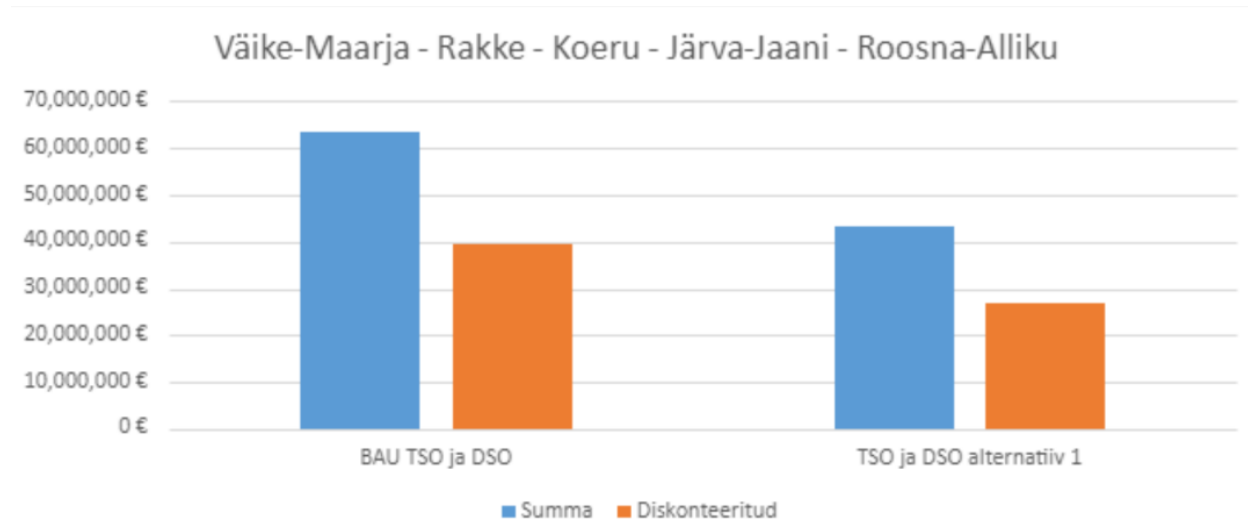
Joonis 7.11 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

Järva-Jaani, Koeru ja Rakke alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Väike-Maarja - Simuna - Rakke - Koeru - Järva-Jaani - Roosna-Alliku õhuliini rekonstrueerimine 110 kV gabariidis

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.12):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisest N-1 reserveeritavust ja on kuludelt üks kallimatest;
- Alternatiivse lahendusega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine;
- Alternatiivlahenduse puhul väheneb 35 kV liinide võrgumaht 102,7 km võrra ja saab likvideerida kaks 35/10 kV alajaama;
- Tulevikus kasvavaid koormusi silmas pidades on mõistlik kaaluda uue 110 kV alajaama ehitamist Mäo piirkonda või käsitletava piirkonna üleviimist 20 kV-le.



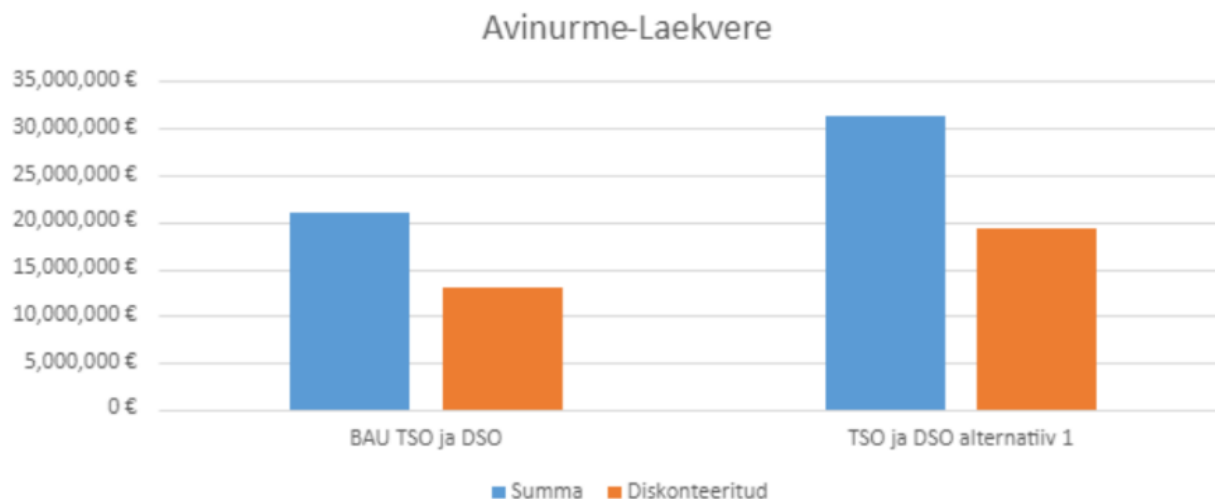
Joonis 7.12 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

Avinurme ja Laekvere alajaamade piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - uued alajaamad Laekvere ja Avinurme, Mustvee - Avinurme - Laekvere - Roela õhuliini rekonstrueerimine 110 kV gabariidis

Uuritud kahe arengustsenaariumite võrdlus (joonis 7.13):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisest N-1 reserveeritavust;
- Kallima alternatiivse lahendusega tagatakse kolme alajaama läbilaskevõime suurenemine ning koormuste reserveerimine.



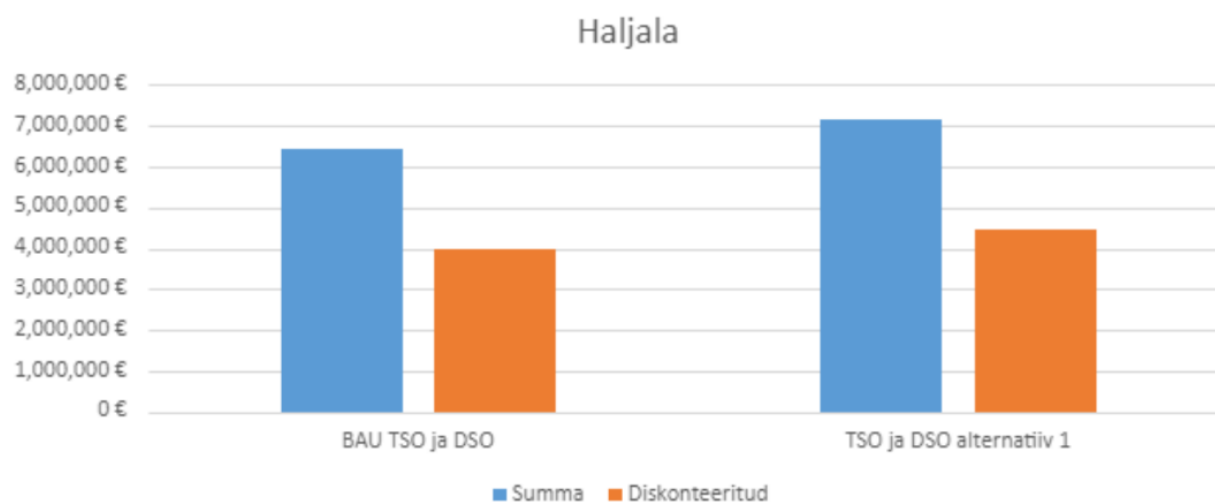
Joonis 7.13 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

Haljala alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Haljala-Rakvere 35 kV liini ja alajaama demontaaž, L115A rekonstrueerimine ja L115 pikendamine

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.14):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust;
- Kallima alternatiivse lahendusega tagatakse Haljala alajaama läbilaskevõime suurenemine ning koormuste reserveerimine.



Joonis 7.14 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

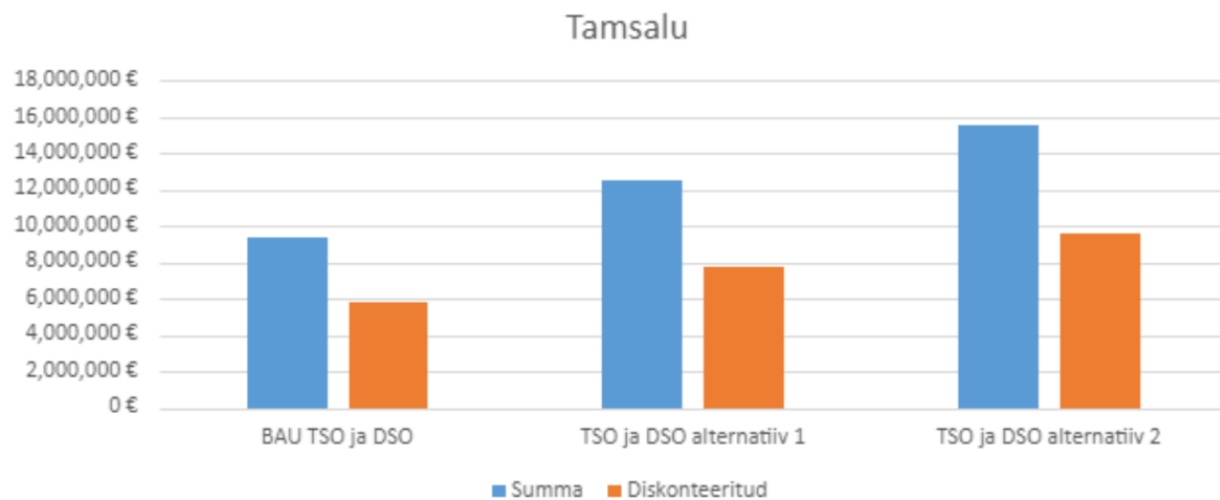
Tamsalu alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta

- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Tamsalu - Väike-Maarja õhuliini rekonstrueerimine 110 kV gabariidis, Tamsalu AJ laiendus H-skeemiga alajaamaks
- **Alternatiivne stsenaarium 2** - Tamsalu - Väike-Maarja ja Tapa - Tamsalu õhuliinide rekonstrueerimine 110 kV gabariidis, Tamsalu AJ laiendus H-skeemiga alajaamaks

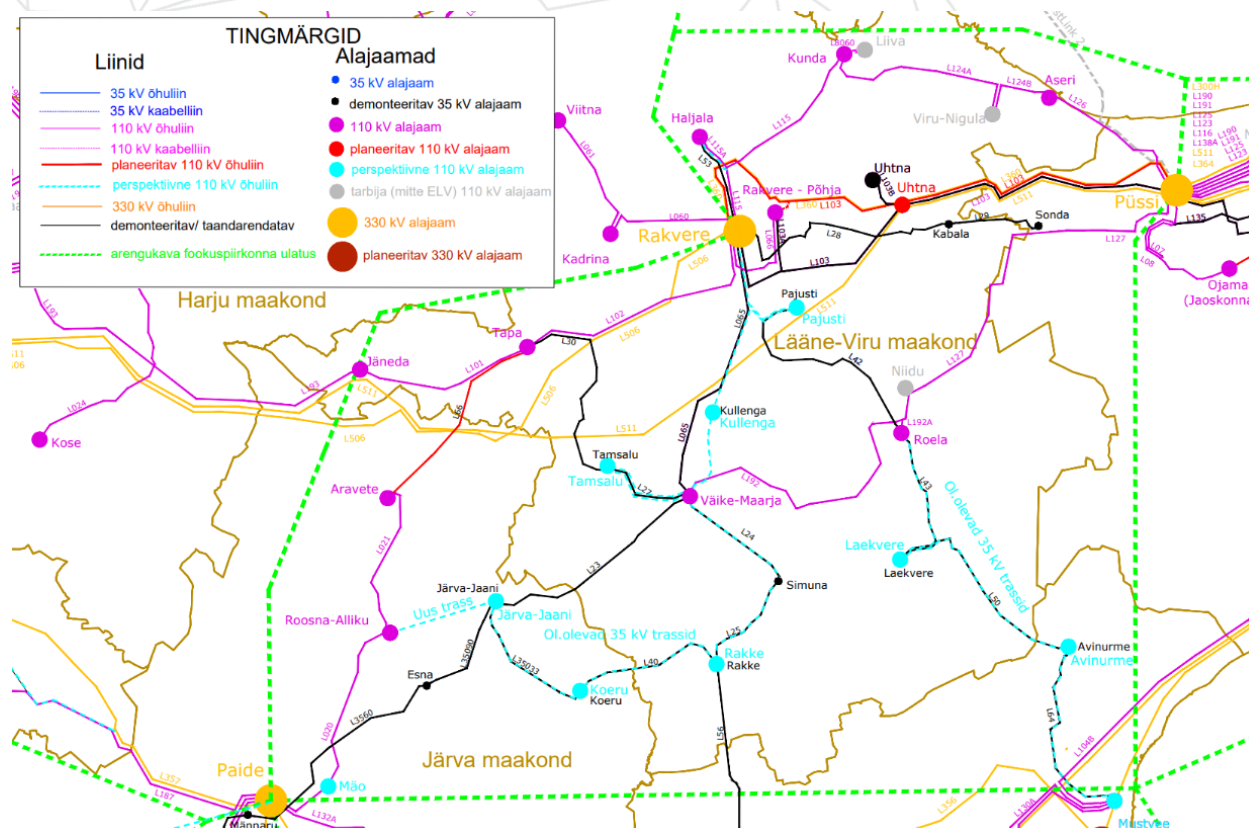
Uuritud kolme arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.15):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisest N-1 reserveeritavust;
- Kallima alternatiivse lahendusega tagatakse Tamsalu ja Väike-Maarja alajaamade läbilaskevõime suurenemine ning koormuste reserveerimine.



Joonis 7.15 Arengustsenaariumite kulude võrdlus

Joonisel 7.16 on näha planeeritavaid ja perspektiivseid liine ja alajaamasid Lääne-Virumaa piirkonnas. Planeeritavate investeeringute alla lähevad Aravete, Tapa ja Uhtna alajaamade lahendused. Kõik ülejäänud alajaamadega seotud tööd on perspektiivsed.

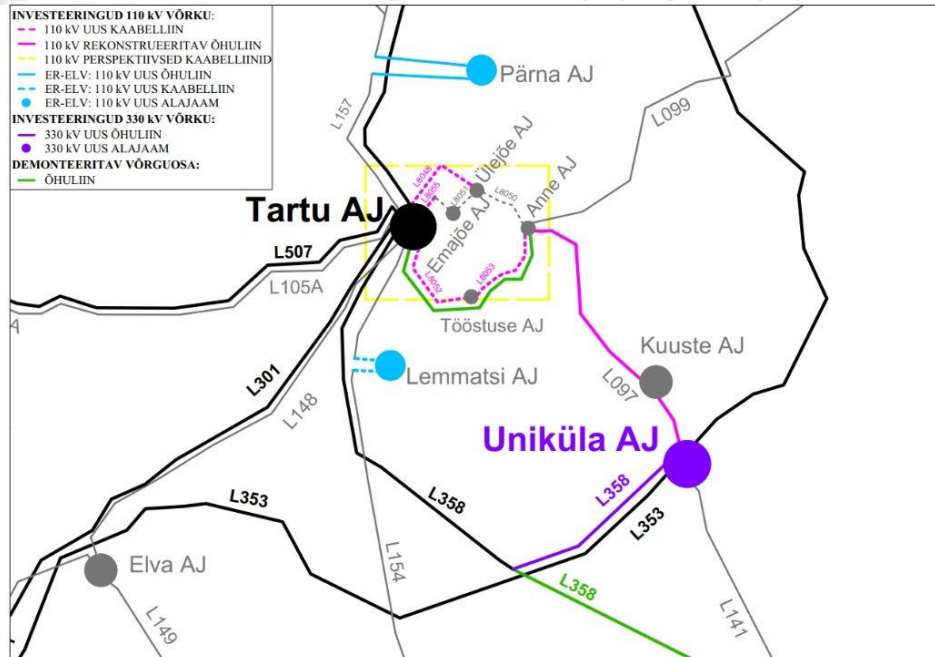


Joonis 7.16 Planeeritavad ja perspektiivsed liinid ning alajaamad Lääne-Virumaa piirkonnas

7.3 Tartu piirkond

Tallinna järel on Tartu üks tihedama koormusega piirkond, kus tulevikus on ette näha kiiremat koormuste kasvu. Tartu sisemuses paiknevad Tartu-Tööstuse-Anne 110 kV õhuliinid on halvas tehnilises seisukorras ning kulgevad elumajade vahetus läheduses, mistõttu rekonstrueeritakse nimetatud õhuliinid kaabelliinideks. Lisaks on kavas rajada uus Tartu-Ülejõe 110 kV kaabelliin ning asendada Emajõe-Tartu alajaamade vaheline segaliin täies ulatuses kaabelliiniga.

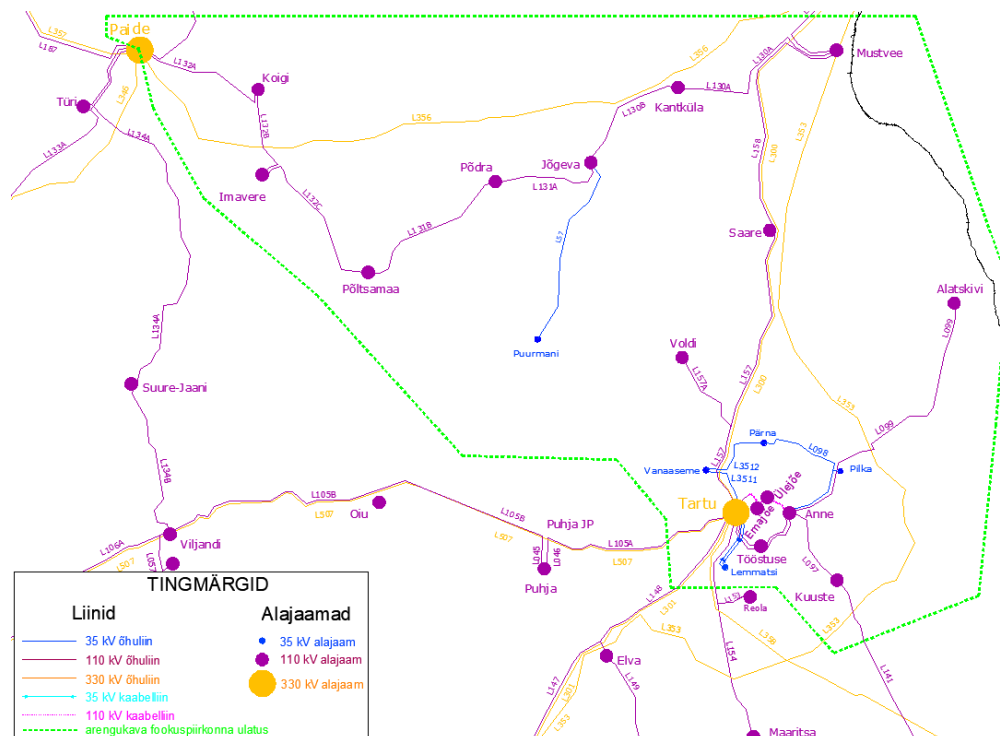
330 kV võrguarengutest on plaanis rajada uus 330 kV alajaam Uniküla piirkonda 2027. aastaks. Alajaama ühendatakse L353 Viru-Tsirguliina ja L358 Tartu-Pihkva 330 kV õhuliin. L358 Pihkva poolne osa demonteeritakse. 110 kV liinidest ühendatakse uude alajaama L141 Kuuste-Põlva liin. 110 kV liinide osas rekonstrueeritakse L097 Anne - Kuuste liin ja L141 Kuustest Unikülani.



Joonis 7.17 Tartu võrgupiirkonna arengud

7.3.1 Eleringi ja Elektrilevi ühine arengukava - Põhja-Tartumaa fookuspiirkond

Põhja-Tartumaa fookuspiirkonna moodustab 35-330 kV võrk Tartu, Uniküla, Mustvee ja Paide alajaamade vahel, kaasaarvatud Tartu linna piirkond (joonis 7.18).



Joonis 7.18 Põhja-Tartumaa fookuspiirkonna ulatus, olemasolevad 35-330 kV võrgud

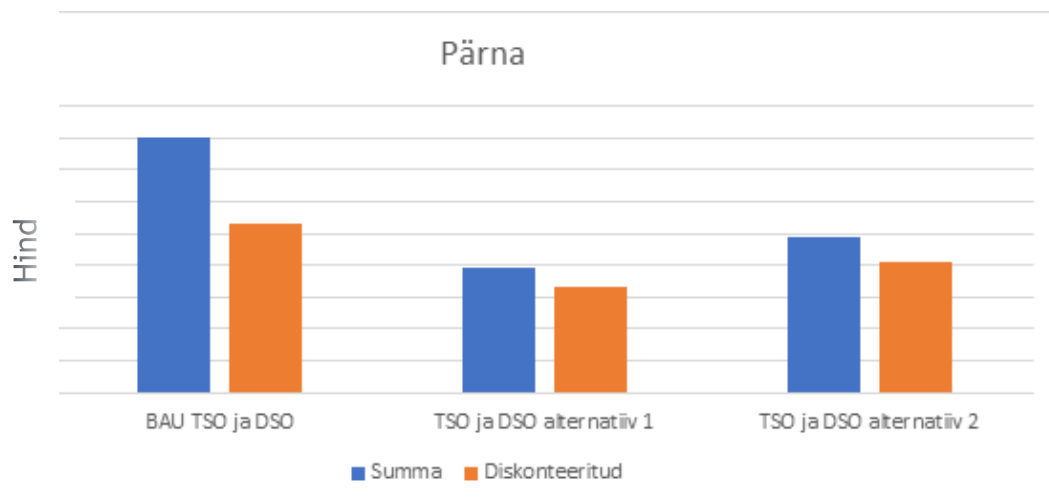
Põhja-Tartumaa fookuspiirkonnas analüüsiti Pärna, Lemmatsi, Pilka, Alatskivi ja Puurmani alajaamade võimalike arengustsenaariumeid, mille alusel leiti piirkonnale parim investeeringulahendus, mis võtab arvesse ühiskondlikku kasu läbi kõrgema varustuskindluse taseme, võrgu mahu vähenemise ja optimaalse investeeringukulu.

Pärna alajaama piirkonna 35-110 kV 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

Uuritud kolme arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.19):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust ja on kuldelt 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 alajaam reserveerimiseks.



Joonis 7.19 Pärna alajaama arengustsenaariumite kulude võrdlus

Lemmatsi alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

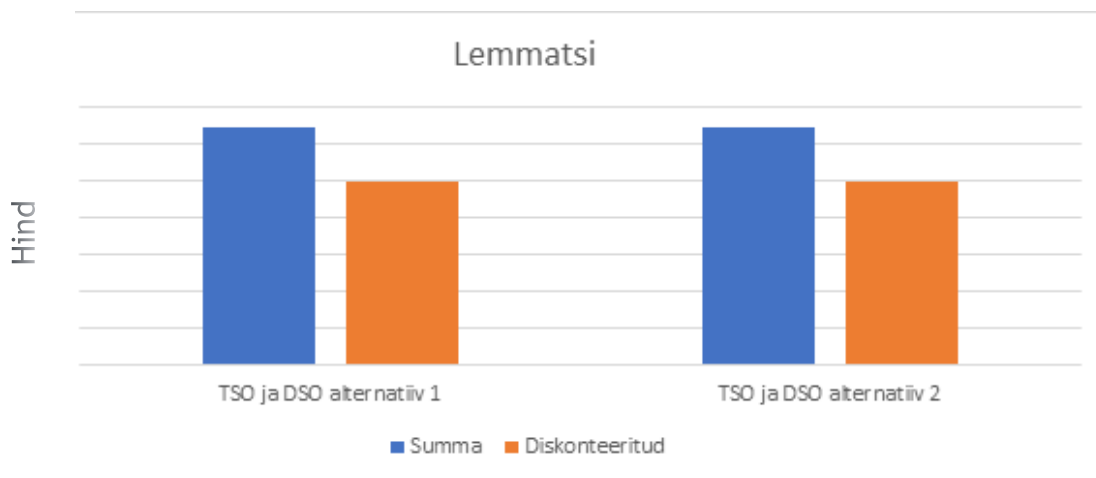
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Lemmatsi alajaam viiakse üle 110 kV pingele toitega liinilt L144A Tartu - Tööstuse.

- **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.

Uuritud kahe arengustsenaariumi (jättes BAU stsenaarium kõrvale) võrdlus (joonis 7.20):

- 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.



Joonis 7.20 Lemmatsi alajaama arengustsenaariumite kulude võrdlus

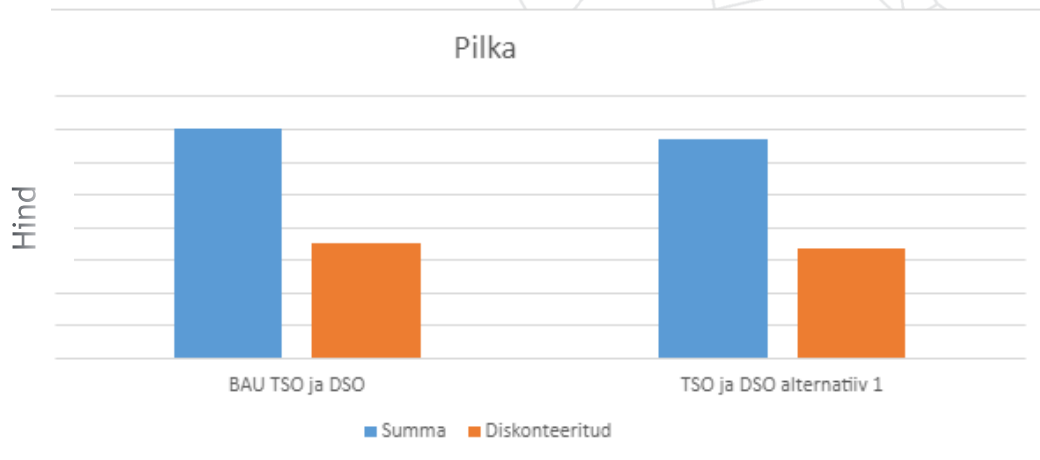
Pilka alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta.
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Pilka alajaam viiakse üle 110 kV pingele toitega liinilt L099 Anne - Alatskivi.

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (vt joonis 7.21):

- 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).



Joonis 7.21 Pilka alajaama arengustsenaariumite kulude võrdlus

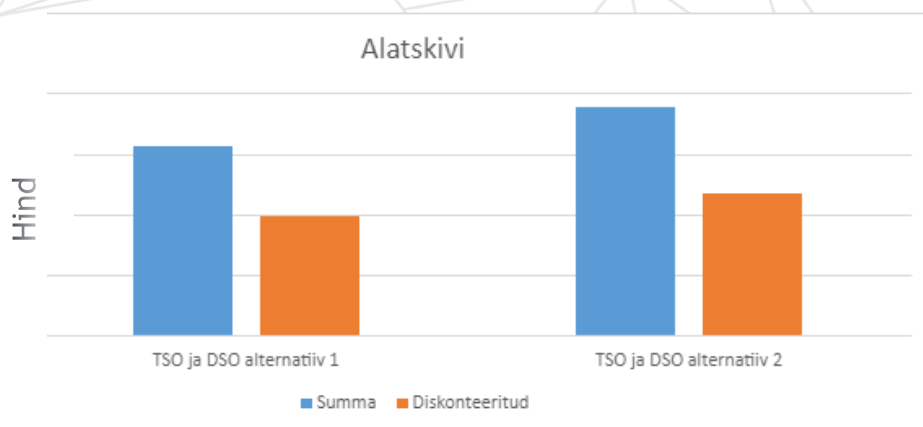
Alatskivi alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Anne-Alatskivi teine 110 kV ahel.
- **Alternatiivne stsenaarium 2** - Alatskivi - Saare 110 kV ühendus.

BAU lahendust ei ole mõistlik vaadata, kuna puudub ruum tarbimis- ja toomissuunaliste võimsuste suurendamiseks. Lisaks ei ole võimalik alajaamas tarbimis- ega tootmisvõimsust reserveerida.

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (Joonis 7.22):

- Alternatiivsete lahendustega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Alternatiiv 1 ja alternatiiv 2 korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Alatskivi alajaamas kasvatada;
- Alternatiiv 1 on odavam ning uue 110 kV liini rajamiseks on võimalik kasutada olemasolevat 35 kV liinitrassi.



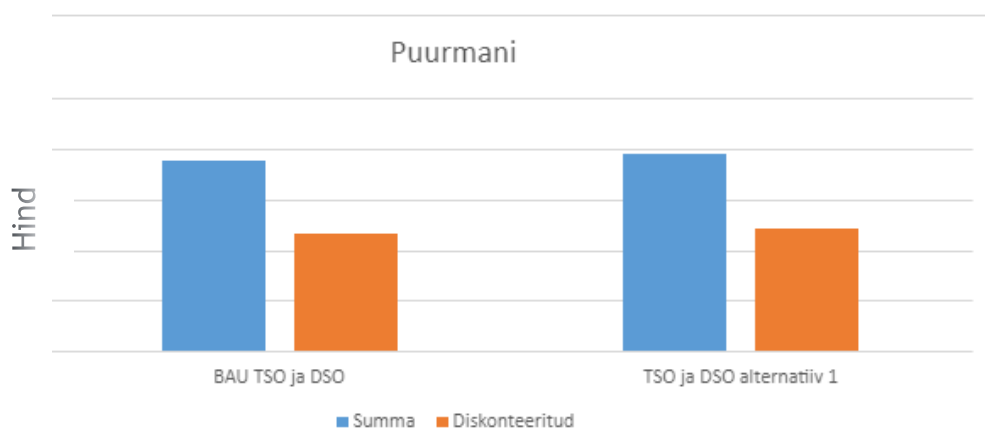
Joonis 7.22 Alatskivi alajaama arengustsenaariumite kulude võrdlus

Puurmani alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta.
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Puurmani alajaam viiakse üle 110 kV pingele toitega Jõgeva ja Voldi alajaamadest.

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.23):

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust, kuid on kuludelt odavam kui alternatiivlahendus;
- Alternatiivse lahendustega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Alternatiiv 1 korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Puurmani ja Voldi alajaamades reserveerida.

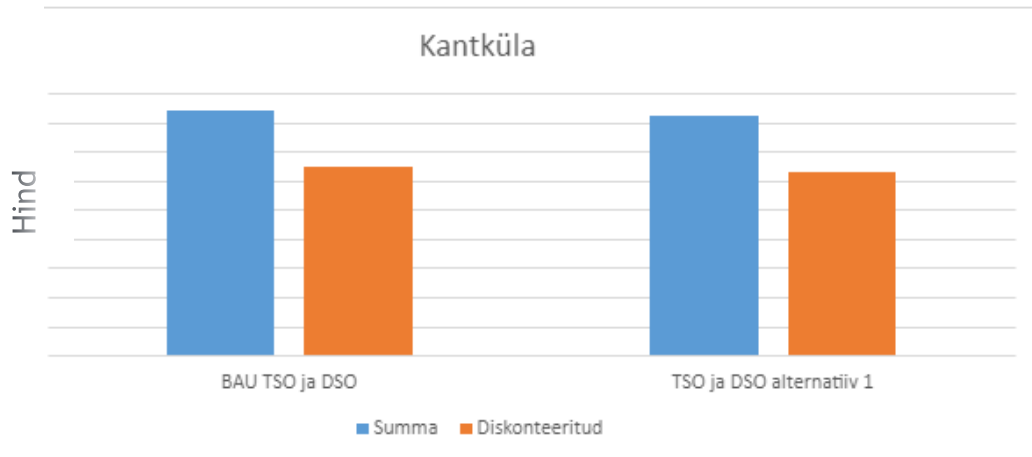


Joonis 7.23 Puurmani alajaama arengustsenaariumite kulude võrdlus

Kantküla alajaama piirkonna 35-110 kV võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

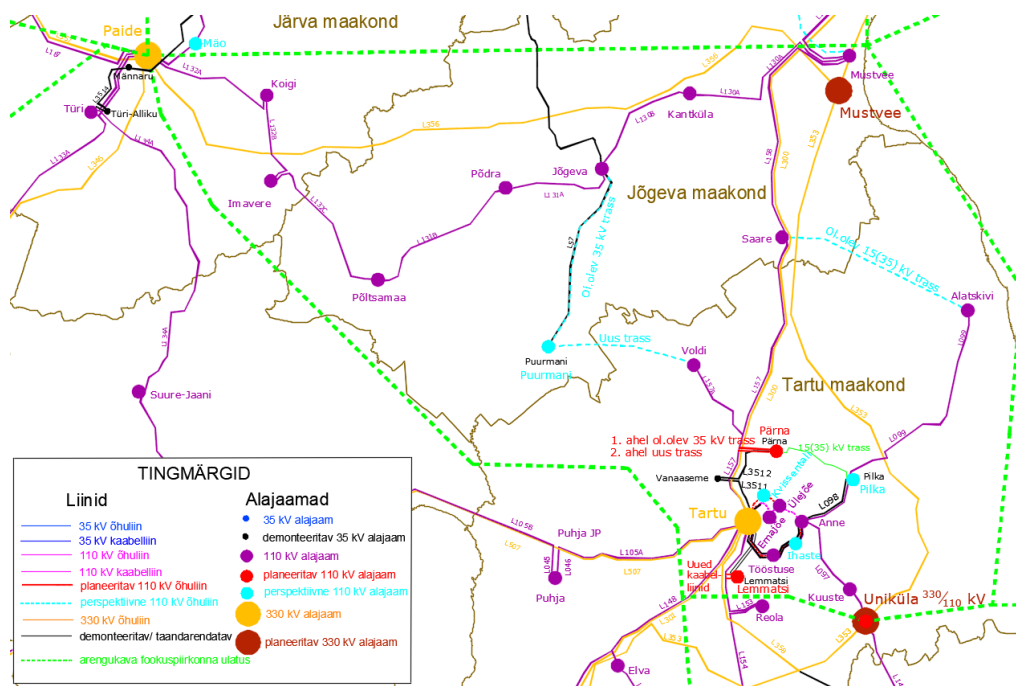
- **BAU stsenaarium** - Business as Usual lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta.
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Kantküla alajaam laiendus H-skeemiga alajaamaks.

Uuritud kahe arengustsenaariumi võrdlus (joonis 7.24):



Joonis 7.24 Kantküla alajaama arengustsenaariumite kulude võrdlus

Joonisel 7.25 on näha planeeritavad ja perspektiivsed liinid ning alajaamad Põhja-Tartumaa piirkonnas. Planeeritavate investeeringute alla lähevad Lemmatsi ja Pärna alajaamade rekonstrueerimisega seotud tööd ning ülejäänud alajaamadega seotud tööd on perspektiivsed.

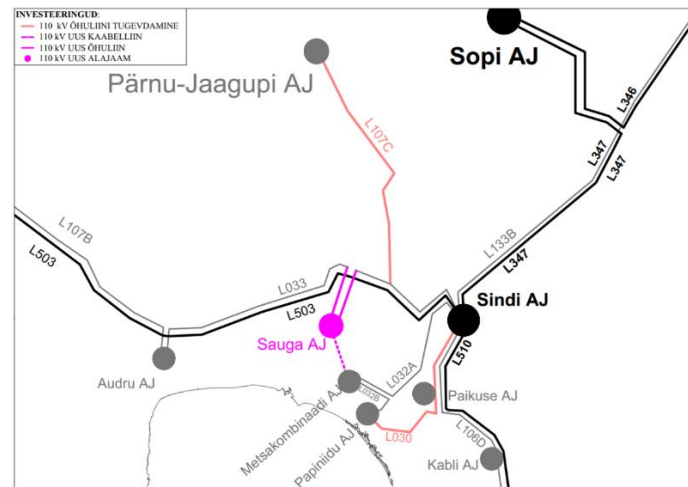


Joonis 7.25 Planeeritavad ja perspektiivsed liinid ning alajaamad Põhja-Tartumaa piirkonnas

7.4 Pärnu piirkond

Pärnu on lisaks Tallinnale ja Tartule samuti üks tihedama koormusega piirkond Eestis. Lisaks võimsuste normaalsele kasvule on oodata täiendavat koormuste suurenemist elektritranspordi ja tehnoloogiate elektrifitseerimisest tingituna. Pärnu piirkonnas planeeritavad tööd on järgmised:

- L030 Sindi-Papiniidu renoveerimine (tähtaeg 2025)
- L107C Pärnu -Jaagupi gabariitide tõstmine (tähtaeg 2026)
- Sauga piirkonda uue 110 kV alajaama rajamine (tähtaeg 2030). Uus alajaam ühendatakse 110 kV õhuliiniga L033 Sindi-Audru (tekivad Audru-Sauga ja Sauga-Sindi liinid) ja uue 110 kV kaabelliini abil Metsakombinaadi alajaamaga.



Joonis 7.26 Pärnu võrgupiirkonna arengud

7.5 Lahutuskohad

Eesti ülekandevõrgus osalevad võimsusvoogude ülekandes paralleelselt 330 kV ja 110 kV liinid. Olukordades, kus mõni liin on hoolduses või avariiliselt välja lülitunud, kandub osa väljalülitunud liini võimsusvoost 110 kV liinidele ja need võivad üle koormuda või nende võimsusvood läheneda maksimaalselt lubatud piirini. 110 kV liinide võimsusvoogude vähendamise üks võimalus on lahutuskohdade kasutamine. Liinide koormustest sõltuvad ka alajaamade vabad liitumisvõimsused. Suuremad vabad liitumisvõimsused soodustavad elektritootjaid ja -tarbijaid liituma Eesti ülekandevõrguga. Lisaks võimaldavad suuremad vabad liitumisvõimsused suurendada taastuvatest allikatest toodetava elektrienergia mahtu, mis omakorda aitab Eestil täita oma kliimaeesmäärke. Eleringi läbiviidud uuringust ¹² selgus, et 110 kV võrgus kasutatavad lahutuskohad ei suurenda üldist 110 kV alajaamade vabu liitumisvõimsusi ning ei anna otsest majanduslikku lisaväärtust. Lisaks on pidevalt vaja optimeerida lahutuskohdade asukohta. Optimaalsete lahutuskohdade asukohad võivad ajas muutuda

¹² <https://digikogu.taltech.ee/et/Download/06533504-c9d4-4322-9833-1bf519845627>

ja mitteoptimaalsete lahutuskohtadega võivad elektrisüsteemi aktiivenergia kaod suureneda. Lahutuskohtade kasutamisega väheneb ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindlus, mis on tingitud reservlülitusautomaatika viiteaegadest põhjustatud lühiajalistest katkestustest.

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

Ajalooliselt suurim tootmisvõimsus oli keskendunud Ida-Eestis, kuid liitumiste trend näitab teiste piirkondade, eelkõige Lääne-Eesti, osakaalu kasvamist. Meretuuleparkide suurte võimsuste lisandumisega Lihula piirkonnas võivad tekkida 110 kV ülekoormused 330 kV liinide väljalülitumisel. Meretuuleparkide liitumiste võrguarvutused näitavad, et suuremad ülekoormused tekkivad liinidel suunas Lihula - Risti - Keila ja Rapla - Kohila - Kiisa. Arvutuste eelduseks oli Lihula 330 kV alajaama valmimine, uus Paide-Ranniku 1x330 kV õhuliin, Lihula-Ranniku 1x330 kV õhuliin ja Ranniku alajaam. Suuremad 110 kV liinide ülekoormused tekivad transiidi tõttu L503 Harku - Lihula - Sindi või L510 Kilingi-Nõmme - Sindi 330 kV liinide väljalülitumisel. Antud olukorda parandaksid dünaamilised lahutuskohad näiteks Haapsalu või Lihula ja Rapla alajaamades, mis on esialgse analüüsi järgi liigikaudu 20 miljonit eurot odavamad kui ülekoormatud liinide rekonstrueerimised.

8. Euroopa Liidu Taastekava - RRF

Ajalooliselt on elektri tootmine paiknenud Eestis peamiselt ühes piirkonnas - Ida-Virumaal. Taastuvelektri tootmisest (tuuleparkide, päikeseelektrijaamade) jaoks sobilikud asukohad paiknevad aga üle Eesti, eelkõige Lääne-Eestis, mis on taastuvelektri tootmisvõimsuse võrguga ühendamise seisukohalt kõige nõrgem. Liitumisvõimaluste parandamiseks tuleb 110-330 kV võrgus teha olemasolevate õhuliinide läbilaskevõimete suurendamisega seotud investeeringuid ning siduda 110 kV võrk tugevamini 330 kV transiitvõrguga, et vähendada riikidevaheliste võimsusvoogude mõju läbi kohaliku 110 kV elektrivõrgu.

Euroopa Liidu Taastekava (RRF) paketi raames teostatavad lääne ja saarte piirkonna 110 kV võrgutugevdused näevad ette liinide rekonstrueerimistööid, uute liinide rajamist ja gabariitide tõstmist. Gabariitide tõstmine ja uute liinide ehitamine aitab eelkõige tõsta nende liinide läbilaskevõimet, mis täna jäävad piirama uute võimsuste liitmist ja koormuste kasvu. Uue Lihula 330/110 kV alajaama abil vähenevad lääne piirkonna 110 kV liinide ülekantavad võimsusvood, ning pingelangusest põhjustatud negatiivsed mõjud ja kaod. Ka väheneb põhja-lõuna suunaliste transiitvoogude mõju läbi Lääne-Eesti 110 kV võrgu. Lisaks on planeeritava alajaama abil võimalik luua lahutuspunkte transiitvoogude täielikuks elimineerimiseks, eriti nõrgematel liinidel. Investeeringute tulemusena suureneb võrgu läbilaskevõime ja töökindlus, uueneb vananenud võrk ning likvideeritakse pudelikaelad. Samuti tõuseb ka vastupidavus kliimamuutustele - tormikindlus.

Projekti nimi: Euroopa Liidu Taastekava (RRF) paketi raames teostatavad võrgutugevdused

Projekti liigitus ja kategooriad: Eestisisese ülekandevõrgu arendamine, mille tulemusel suureneb võrgu läbilaskevõime, paraneb võrgu liitumisvõimekus ning varustuskindlus.

Projekti algusaeg: RRF projektide tegevused algasid 2021. Ehitustöödega alustati 2022. aastal ning viimaste tööde lõpptähtaeg on 2026. aasta juuli.

Kasutuselevõtu aeg: 07/2026

Projekti staadium: ehituses

Projekti osapooled: Elering AS, projektipõhised lepingupartnerid

Proгноositud investeeringu maht: Euroopa komisjon (10/21) 30 M€, Kliimaministeerium (09/23) 6,2 M€, Elering AS

Võimsus: Paraneb üldine elektrivõrgu konjunktuur ja luuakse võimalused uute võimsuste lisandumiseks.

Projekti komponendid:

- Lääne ja saarte piirkonna 110 kV võrgutugevdused

- 330 kV õhuliinide rekonstrueerimine
- Alajaamadega seotud tööd

Projekti eesmärk ja saadav tulemus:

- Hõlbustada kliimaneutraalsele elektritootmisele üleminekut, lähtudes Eesti 2035 strateegiast.
- Suurendatakse 110-330 kV võrgus olemasolevate õhuliinide läbilaskevõimet ning seotakse 110 kV võrk tugevamini 330 kV transiitvõrguga. Eesmärgiga vähendada riikidevaheliste võimsusvoogude mõju läbi kohaliku 110 kV elektrivõrgu, mis takistab kohalikel tootjatel täiendavaid võimsusi ühendada.
- Tõsta võrkude tormikindlust Lääne-Eestis ja saartel:
Suurendatakse Saaremaa ja Muhu varustuskindlust. Lihula-Rõuste liinid ühendatakse kokku, lisatakse Virtsu-Rõuste liinilõik, mille tulemusena tekib kolme otsaga Lihula-Rõuste-Virtsu 110 kV liin.
- Muhul rajatakse Võiküla-Orissaare paralleelliin eraldi mastidele, kuna Saaremaad, Hiiumaad ja osaliselt Muhut toitvad liinid on hetkel ühistel mastidel ehk masti purunemise korral katkeks täielikult toide mandriga.
- Sikassaare piirkonna varustuskindluse tõstmiseks rajatakse eraldi mastidele ka Sikassaare alajaama suunduvad liinid.
- Keskkonnamõjude vähendamiseks ja ilmastikukindluse tõstmiseks viiakse kaablisse üle Väikese väina tammi kulgev õhuliinilõik.

Projekti kirjeldus:

I - Lääne ja saarte piirkonna 110 kV võrgutugevdused

- L175 Leisi-Sikassaare eraldi mastidele rajamine L176 Sikassaare-Valjala liinist
- L036 Rõuste-Virtsu 110 kV kaabelliini ehitus
- L174 Rõuste-Leisi gabariitide tõstmine
- L177 Orissaare - Valjala juhtme vahetus ja gabariitide tõstmine
- L176 Sikassaare - Valjala gabariitide tõstmine
- L175A Valjala haru gabariitide tõstmine
- L175 Sikassaare - Leisi gabariitide tõstmine
- L171 Lihula-Virtsu gabariitide tõstmine
- L185 Kiisa - Kohila gabariitide tõstmine
- L186 Rapla - Kohila gabariitide tõstmine
- L170 Lihula - Virtsu 110 kV õhuliini ehitus
- L173 Võiküla - Orissaare paralleelliini ehitamine
- L017 Kiisa-Rummu rekonstrueerimine

II - 330 kV õhuliinide rekonstrueerimine

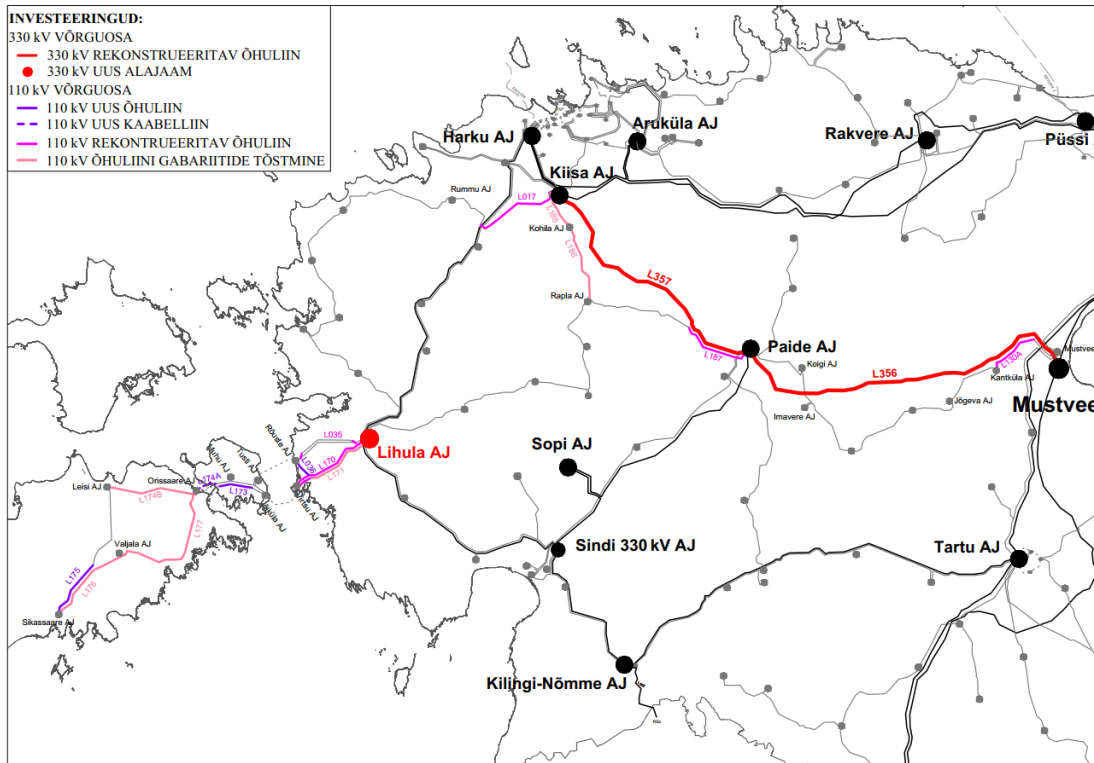
- L356 Mustvee-Paide 330 kV õhuliini rekonstrueerimine

- L357 Kiisa - Paide 330 kV õhuliini rekonstrueerimine

III - Alajaamadega seotud tööd

- Uue Lihula 330/110 kV alajaama rajamine
- Orissaare 110 kV alajaama laiendustööd

Projekti asukoht ja skeem (joonis 8.1):



Joonis 8.1 Lääne-Eesti ja saarte haja- ja taastuvelektri mahtude suurendamist võimaldavad investeeringud

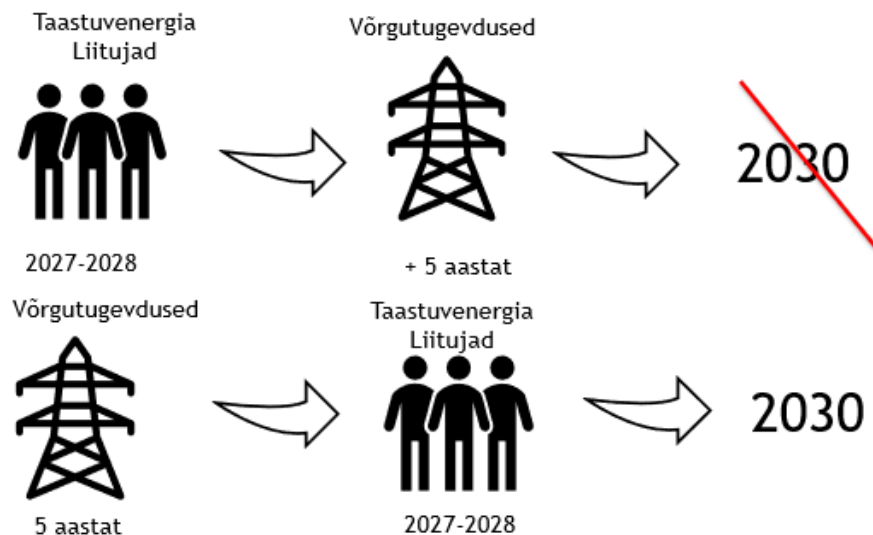
Projekti riskid:

- Ajagraafikus püsimine. Tööd on vaja lõpetada 2026. a. juuliks.
- Projektide ehitusmaksumuste kallinemine. Lühikestest tähtaegadest tingitud kõrgemad hinnad, materjalide tarnepiirangud.
- Tähtajas püsimine: (24 aasta lõpp ehituslepingud, 26 suvi tööd), hindade kallinemine, lühikesed tähtjad tõstavad hindu.

9. TE100 programm

Eleringi nõukogu seadis Eleringile ülesandeks välja töötada Eleringi tegevustest kava täitmaks 2030. aastaks võetud taastuvenergia eesmärke. Eesti riik on võtnud ambitsioonika eesmärgi 2030. aastal katta summaarsest elektri lõpptarbimisest taastuvelektriga vähemalt 100%. Eleringi taastuvelekter 100% (TE100) programmi eesmärgiks on kaardistada ja ellu viia Eleringi vastutusala tegevused, mille elluviimine on vajalik riigi kliimaeesmärgi täitmise võimaldamiseks tagades samal ajal elektrisüsteemi varustuskindluse.

Eesti riiklikus energia- ja kliimakavas on planeeritud 2030. aastaks jõuda 42% taastuvelektri osakaaluni energia summaarsest lõpptarbimisest ja 2022. aasta oktoobris jõustus uus eesmärk, et 2030. aastal toodetakse kogu Eestis tarbitav elekter taastuvatest energiaallikatest. Seoses taastuvelektri eesmärgi tõstmisega sajale protsendile tõusis ka kogu taastuvelekter tarbimise eesmärk 42%-lt 65%-le. Selleks, et arendajad saaksid enne 2030. aastat võrguga sujuvalt ja tõrgeteta liituda, on vaja võrk ette valmistada ja ette arendada (joonis 9.1).



Joonis 9.1 Milleks võrku ette arendada?

10,5 TWh eesmärgi täitmiseks järgmise 5 aasta jooksul tuleb võrku liita ca 3-3,5 GW taastuvelektri võimsusi. Perioodil 2025-2030 ühendatakse põhivõrguga elektrijaamasid tänaste liitumislepingute mahus ca 1,2 GW ulatuses, seega juurde on vaja veel ca 2 GW (tabel 9.1).

Tabel 9.1 Olemasolevad ja võimalikud lisanduvad taastuvatel allikatel põhinevad tootmisvõimsused

Olemasolevad võimsused (2025. aastaks)			
Tehnoloogia	Põhivõrgus, MW	Ligikaudne aastatoodang, TWh	Märkused
Tuul	650	1,42	
Päike	1000	1,05	Jaotusvõrk + põhivõrk
Bio	160	0,98	
Kokku	1810	3,46	
2025-2030 kehtivate liitumislepingutega lisanduv võimsus			
Tehnoloogia	Põhivõrgus, MW	Ligikaudne aastatoodang, TWh	Märkused
Tuul	545	1,43	Perioodil 2025-2030 on põhivõrguga valmis
Päike	685	0,72	ühendatavaid elektrijaamasid ca 1230 MW ulatuses
Kokku	1230	2,15	
Juurde on vaja ~ 4,9 TWh			
Tehnoloogia	Põhivõrgus, MW	Ligikaudne aastatoodang, TWh	Märkused
Tuul	1730	4,55	
Päike	325	0,34	
Kokku	2055	4,89	
Kõik kokku	5095	10,50	

9.1 Õigusaktide muudatused

Eespool viidatud kliimaeesmärkide täitmiseks on edaspidi põhivõrku vajalik arendada selliselt, et sinna oleks võimalik kiiremini liita uusi taastuenergiat põhinevaid tootmisettevõtteid. Eleringi elektrivõrgu kontekstis tähendab Eesti võetud kliimaeesmärk täpsemalt seda, et elektrivõrguga peab selle eesmärgi saavutamiseks kokku olema võimalik liita hinnanguliselt vähemalt 5500 MW tootmisuunalist võimsust.

Põhivõrguga seotud investeeringute tegemine, eriti uue põhivõrgu õhuliini või alajaama planeerimine ja ehitamine, on ajaliselt pikk protsess. Praegune õigusaktidest tulenev liitumiste süsteem, kus põhivõrgu tugevdamist alustatakse pärast konkreetse liituja liitumislepingu sõlmimist, on jäämas ette kiirele taastuvelektri tootmisvõimuste arendamise arengule ja ambitsioonikad kliimaeesmärgid põhjustavad vajaduse hakata Eleringi võrku ette ehitama. Seetõttu on seaduseelnõuga kavatsus laiendada võrguettevõtjate arenduskohustuse ulatust.

Selleks, et põhivõrgu ehitamist kiirendada ja praegust tootmisettevõtte liitumisprotsessi ajakulu vähendada, on Kliimaministeerium ette valmistanud elektrituruseaduse ja Vabariigi Valitsuse 14.02.2019 määruse nr 10 „Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskiri“ muudatuste eelnõud. Kui hetkel kehtivate reeglite kohaselt tasub liituja kõik tema liitumisega seonduvad kulud ise, siis eelnõude kohaselt muudetakse põhivõrguga liitumise kontseptsiooni selliselt, et olemasoleva võrguga liituda soovivate tootjate liitumiskulud sotsialiseeritakse osaliselt üldisesse võrgutarasusse. Samuti planeeritakse määru kehtestada põhivõrgu taristu ehitamisega seonduvate tööde fikseeritud hinnakiri, võimaldamaks liitujal oma liitumisega seonduvad kulud paremini

prognoosida. Kohtades, kus ei ole olemasolevat põhivõrku, jääks eelnõude kohaselt endiselt kehtima kulupõhine liitumistasu.

Selleks, et vabaneda tootjatest liitujate poolt kasutusele võtmata tootmisvõimsuste hoidmisest ja soodustada optimaalset võrgukasutust, muudeti 2023. aastal elektrituruseadust ja viidi sisse tootmissuunalisel liitumisel tagatise esitamise kohustus ja kehtestati kasutamata tootmisvõimsuse kõrvaldamiseks ja selle tekkimise vältimiseks tulevikus alakasutustasu kontseptsioon. Eespool nimetatud uus elektrituruseaduse ja määruse eelnõud täpsustavad samuti sellekohaseid hetkel kehtivaid reegleid.

9.2 Stsenaariumid

Eesti püsitud eesmärgi saavutamiseks tuleb toota 2030. aastal Eestis sama palju - taastuvelektrit, kui kohapeal aastases arvestuses tarbime. Prognoosi kohaselt on Eesti 2030. aasta elektritarbimine ca 10 kuni 10,5 TWh, mille tootmiseks peab olema elektrivõrguga ühendatud ca 5500 MW ulatuses elektrijaamu (sh kindlad tootmisvõimsused olukorras, kus taastuvelektrilistest toodetud võimsus pole piisav).

Selleks, et eesmärgi saavutamine oleks võimalik, tuleb Eleringil tagada piisava läbilaskevõimega võrk. Lähitulevikus muutub energiasüsteem järjest paindlikumaks, mis tähendab, et süsteemis on palju hajatootmist ning see vajab tarbimise juhtimist ja ajastamist. Selle võimaldamiseks tuleb teha investeeringuid võrgu tugevdamiseks ja paindlikumaks muutmiseks.

Tootjatega sõlmitud kehtivaid võrgulepinguid tootmisseadmete elektrivõrgus 2024. aasta lõpuks talitlemiseks ca 890 MW ulatuses, millest 650 MW on tuult ja 240 MW päikest. Jaotusvõrgus installeeritud võimsustega arvestades, Eesti taastuvelektri eesmärgi täitmise võimaldamine tähendab, et järgmise 5 aasta jooksul Eesti elektrivõrku tuleb täiendavalt juurde lisada ca 3500 MW ulatuses taastuvelektri tootmisüksusi. Perioodil 2025-2030 on põhivõrguga valmis ühendatavaid elektrijaamasid ca 1230 MW ulatuses, millest 545 MW on tuul ja 685 MW päike. Selline suur muutus elektrisüsteemis tähendab Eleringile suure mahuga tegevusi elektrivõrgu arendamises, liitumiste juhtimises ja elektrisüsteemi juhtimise arendamises. Võimalike pudelikaelade, uute trassikoridoride vajaduste ning täiendavate investeeringute mahu väljaselgitamiseks viis Elering läbi analüüsi, mille käigus modelleeriti erinevad taastuvelektri tootmisvõimsuste mustriga stsenaariumid, eesmärgiga katsetada võrgu jaoks kõige raskemad töörežiimid N-1 olukorras.

2030. aastaks Eesti elektrivõrguga ühinevad taastuvelektri moodulid ja nende võrguga ühendumise kohad ei ole täna veel teada. Leidmaks võrgu investeeringu vajadusi koostati erinevaid stsenaariumeid arvestades võimalikke 2030. aasta tootmisportfelle ja liitumispunkte. Tootmisportfellide koostamisel ning võimalike liitumispunktide

valimisel võeti aluseks liitumistaotlused, Keskkonnaagentuuri avaldatud tuuleenergeetika võimsused Eestis¹³ ja arendajate tagasiside.

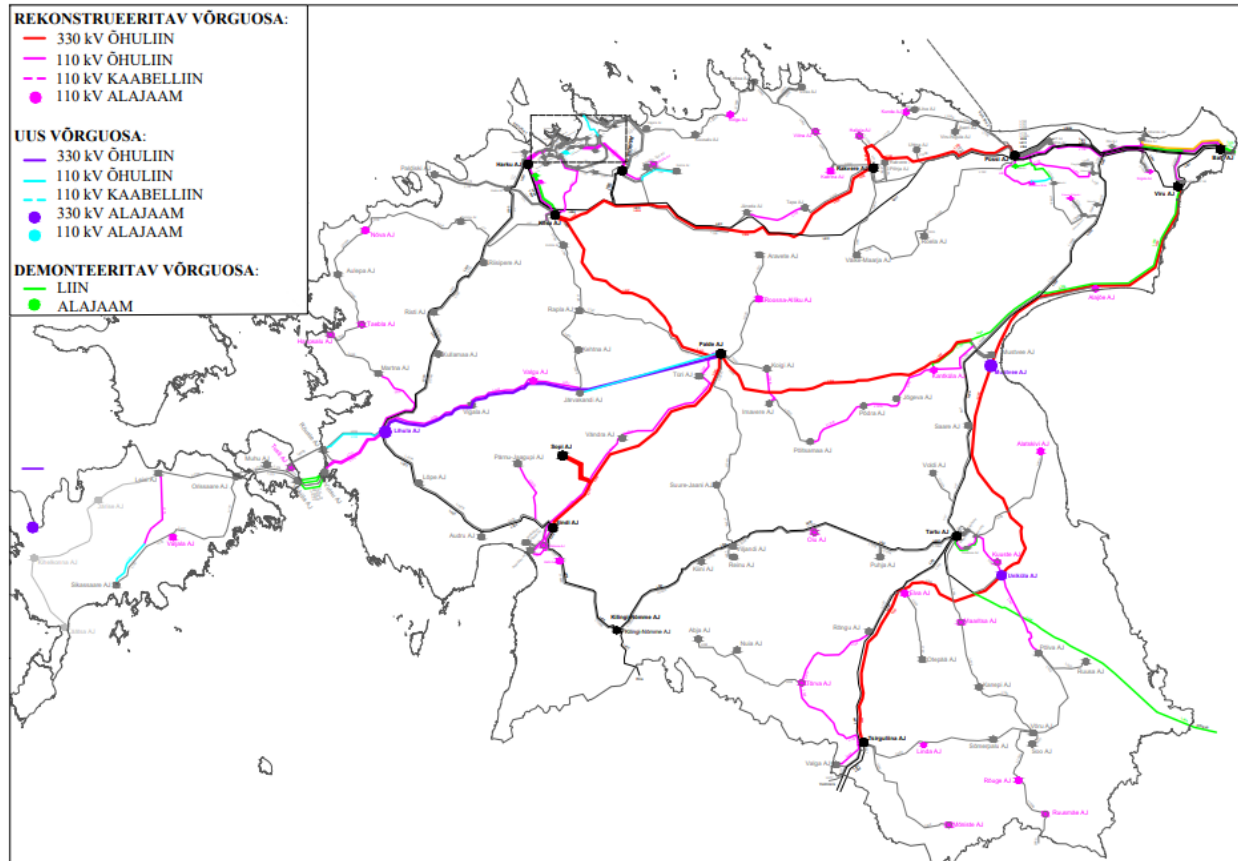
Eesti 2030 taastuvelektri eesmärgi täitmiseks vajalikud Eleringi tegevused võib jaotada nelja põhilisse kategooriasse:

- uus elektrivõrgu arengukava;
- uus liitumise kontseptsioon;
- võrguga liitumise protsessi arendamine ja investeeringute realiseerimine;
- elektrisüsteemi juhtimise arendamine.

TE100 eesmärgi täitmiseks ja täiendavate investeeringute võimaliku mahu väljaselgitamiseks loodi kokku kolm stsenaariumi. Kõikide stsenaariumite lähtepunktiks on 2030. aasta elektrivõrgu baasmudel, kus arvestati Eleringi kindlate investeeringute nimistus (Lisa 2) olevate alajaamades tehtavate töödega ja liinide rekonstrueerimistega, mis avaldavad mõju süsteemi läbilaskevõimele. Lisaks arvestati mudeli koostamisel, et 2030. aastaks on valminud järgmised EstLink 3-ga ja EE-LV 4- ga seotud investeeringud (vt joonis 9.2):

- Õhuliini L506 Kiisa - Rakvere rekonstrueerimine
- Õhuliini L360 Rakvere - Püssi rekonstrueerimine
- Õhuliini L346 Paide - Sopi rekonstrueerimine
- Õhuliini L347 Sindi - Sopi rekonstrueerimine
- Õhuliini Lihula-Paide 330 kV ehitamine
- Õhuliini Paide-Järvakandi 110 kV ehitamine
- Õhuliini L189 Lihula - Vigala rekonstrueerimine
- Õhuliini L027 Valgu - Järvakandi rekonstrueerimine
- Õhuliini L188 Vigala - Valgu rekonstrueerimine

¹³ [Tuuleenergeetika võimsus Eestis | Keskkonnaportaal](#)



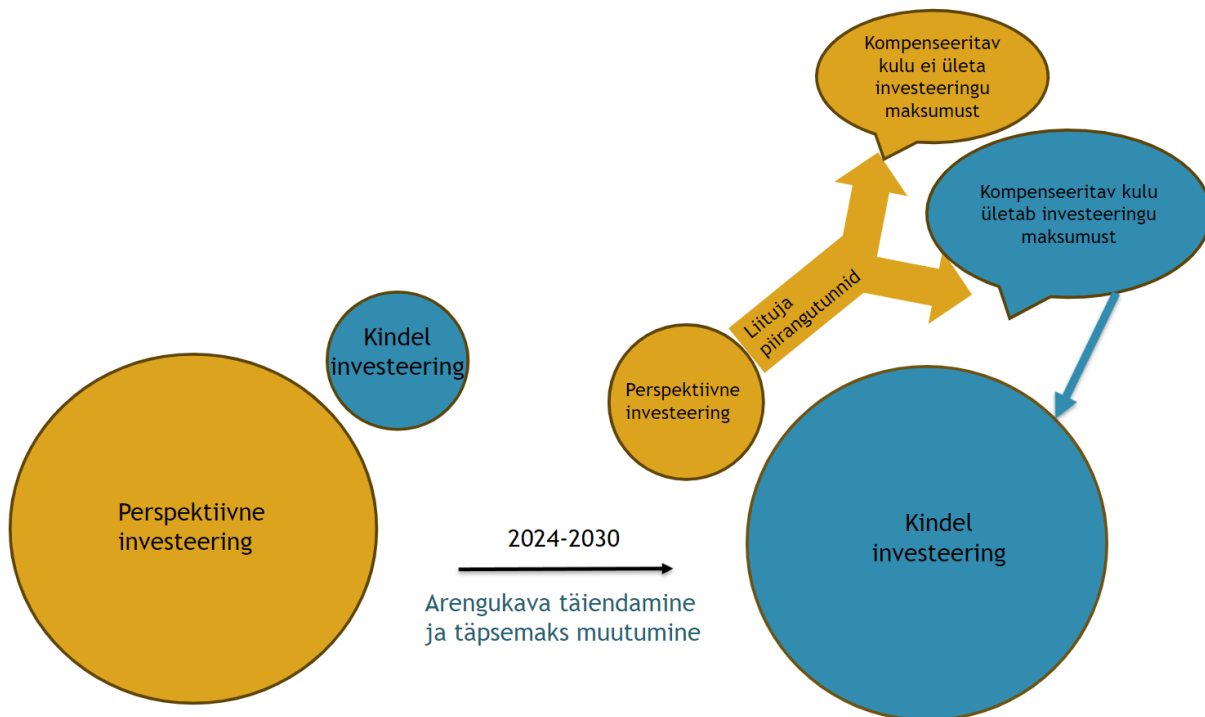
Joonis 9.2 Investeeringud kuni 2030

Analüüsi jaoks alajaamade lõikes 2030. aastaks prognoositud tarbimise lähteandmeteks kasutati Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu tulemusi (keskmise kliima-aasta /ACY- *Average Climate Year*/ ja baasstsenaarium). Uuringu kohaselt on Eesti elektritarbimine kasvutrendis eeskätt tänu kiirenevale teenindus-, tööstus- ja transpordisektori elektrifitseerimisele. Kogu Eesti tiputarbimine suvel määrati 1370 MW ja talvel 2035 MW.

Kuna uued taastuvelektri võimsused on jaotatud Eestis laiali, kasutati analüüsis piirkondlikku jaotust, mis ei ole geograafiline ja on seotud normaalskeemiga tavaolukorra järgi (süsteemis pole ühtegi N-1). Näiteks Lääne-Eesti piirkonda kuulub nii Saaremaa võrguosa kui ka 110 ja 330 kV õhuliinid ning 330/110 kV jõutrafod Harku - Lihula (tuleviku alajaam) - Sindi 330 kV alajaamade vahel.

TE100 stsenaariumite koostamine toimus erinevatel aastaperioodidel, mistõttu tootmisvõimsuste lähteandmed võivad erineda, kuna vahepealsel perioodil liitus võrguga uusi tootjaid ning täiendati arendajate poolt tulnud infot. Päikeseelektrijaamade võimaliku juurdekasvu muster oli sama kõikide stsenaariumite jaoks ja on kirjeldatud „*Esimese stsenaariumi kirjeldus ja tulemused*“ peatükis.

Iga koostatud stsenaariumi alusel moodustati üks või mitu investeeringupakett. Enamus Taastuvelekter 100 programmi investeeringupakettides välja pakutud investeeringud ei ole täna veel kindlad investeeringud, kuid ajalisel kaalutlusel on võimalik alustada trassikoridoride ja alajaama maatükkide eeluuringutega. Investeeringud muutuvad kindlateks investeeringuteks peale taastuvelektri vähempakkumist ja konkreetsete liitumislepingute sõlmimist. Lisaks arvestatakse perspektiivsete investeeringutega. Investeeringute realiseerumise põhimõtte kohta näeb rohkem jooniselt 9.3.



Joonis 9.3 Investeeringute realiseerumise põhimõte

Erinevad investeeringutepaketid on toodud allolevates peatükkides tabeli kuju. Tabelites kasutatud tegevuste lühendid:

- Lisa trafo - uue 330/110 kV jõutrafo paigaldamine alajaama
- 330 kV lahtri lisamine/ehitamine - 330 kV duplex-lahtri lisamine/ehitamine
- 110 kV lahtri lisamine/ehitamine - 110 kV simplex-lahtri lisamine/ehitamine
- Uus 330/110 kV alajaam - uue 330/110 kV alajaama ja lahtrite ehitamine
- Uus 110 kV alajaam - uue 110 kV alajaama ja lahtrite ehitamine

Olemasoleva liini puhul (objekti tähis on märgitud liini numbrina):

- Gabariidi tõstmine 60°C - olemasoleva liini juhtme gabariidi tõstmine 60°C
- 1x240 - liini rekonstrueerimine uue 1x240 mm² juhtmega
- 2x240 - liini rekonstrueerimine uue 2x240 mm² juhtmega
- 2x2x240 - liini rekonstrueerimine uue kaheaahelalise 2x240 mm² juhtmega
- Voolutrafo - liinile uue voolutrafo paigaldamine ühes või mõlemas alajaamas

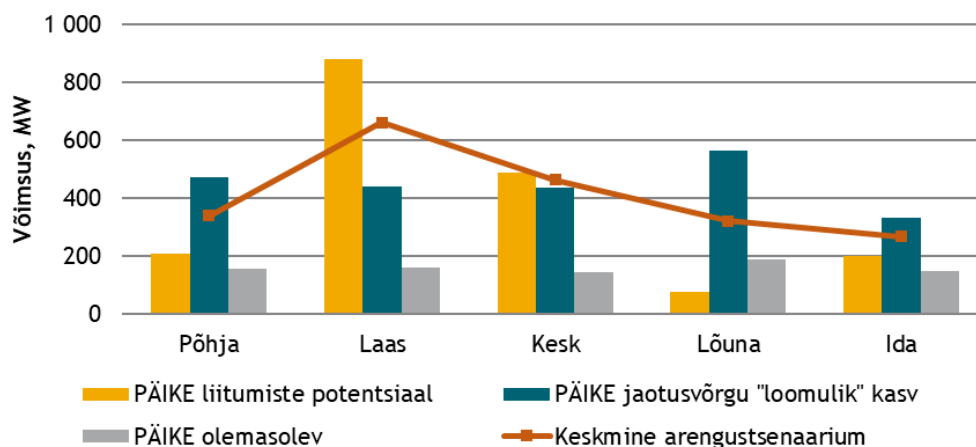
Uue liini puhul (objekti tähis on märgitud “uus”):

- 1x240 - ehitatakse uus liin 1x240 mm² juhtmega ning olemasolevatesse alajaamadesse liinilahter
- 2x240 - ehitatakse uus liin 2x240 mm² juhtmega ning olemasolevatesse alajaamadesse liinilahter
- 2x2x240 - ehitatakse uus kaheahelalise 2x240 mm² juhtmega ning olemasolevatesse alajaamadesse liinilahter
- 330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine - uue 330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine (3x400 + 1x240)
- Lisa kaabel - uue kaabli paigaldus ja olemasolevatesse alajaamadesse lahtri lisamine

Majandus ja Kommunikatsiooni ministeeriumi 2023. aasta sisendi ¹⁴ järgi päikeseelektrijaamade võimsus võib 2030. aastaks kahe- või kolmekordistuda. Mudeli koostamisel päikeseelektrijaamade jaotus- ja põhivõrgu koguvõimsus oli ca 750 MW. Eeldusel, et 2030. aastaks võimsus kasvab 2000 MW-ni ning olemasoleva päikese toodang on lokaalselt ära tarbitud, lisati põhivõrgu mudelisse 1250 MW juurde. Piirkondliku ja alajaamade kaupa võimsuste jaotamiseks kasutati jaotusvõrgu olemasolevat piirkondlikku võimsuste jaotust ja Eleringis täitmisel olevaid liitumislepingute andmeid. Modelleerimiseks võrreldi kahte varianti, kus ühes variandis olid realiseerunud kõik Eleringi liitumised ja teises jaotusvõrgus päikese võimsus kasvas, säilitades sama piirkondliku protsentuaalse osakaalu. Kuna mõlemad variandid mingis ulatuses katavad üksteist, võivad realiseeruda paralleelselt ning lõplik maht ei ole kummagi variandi puhul teada, kasutati baasmudeli jaoks keskmiseid väärtuseid nende kahe variandi vahel (joonis 9.4).

¹⁴ https://wec-estonia.ee/wp-content/uploads/2023/06/TimoTatar_WEC_Akadeemia_130623.pdf

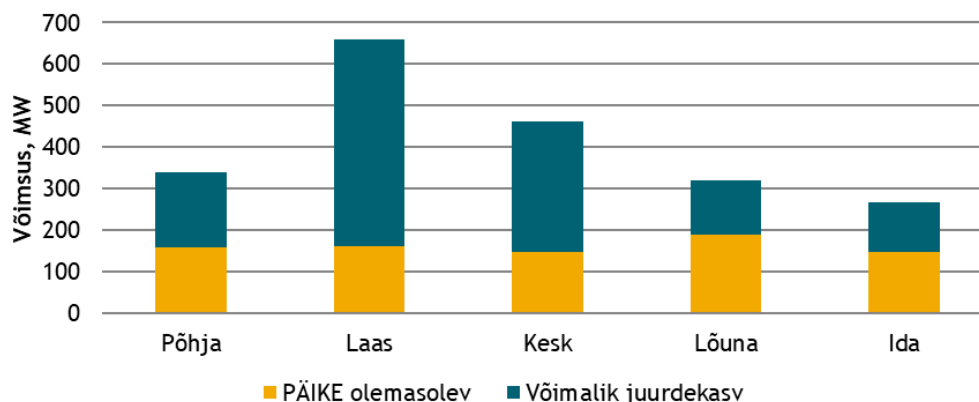
PEJ võimalik juurdekasv 2030. aastaks



Joonis 9.4 PEJ võimalik juurdekasv piirkondade kaupa aastaks 2030

Iga piirkonna jaoks saadud potentsiaalsed võimsused jaotati ühtlaselt selles piirkonnas olevate 110 kV alajaamade vahel (joonis 9.5).

Keskmise stsenaariumi PEJ potentsiaalne arenguruum 2030. aastaks



Joonis 9.5 PEJ potentsiaalne arenguruum aastaks 2030

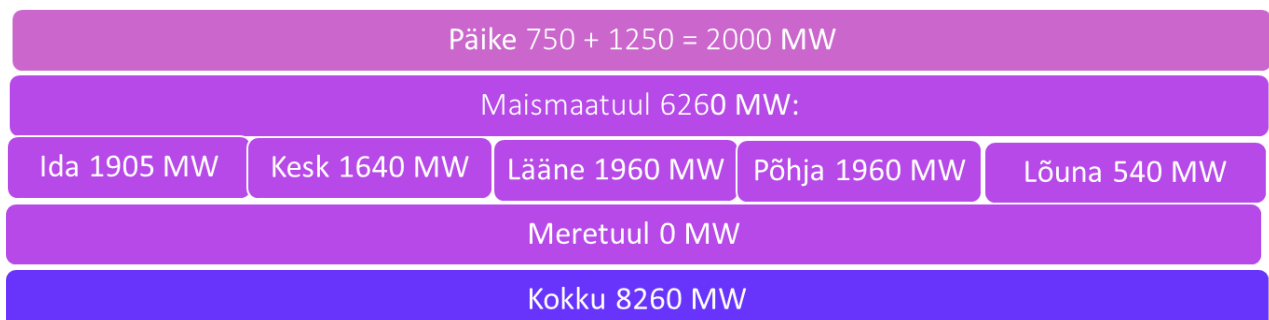
Maismaatuuleparkide võimsuste modelleerimiseks kasutati Keskkonnaagentuuri avaldatud tuuleenergeetika planeeritud võimsuste andmeid (info 2024. aasta veebruari seisuga).

9.3 Stsenaarium 1

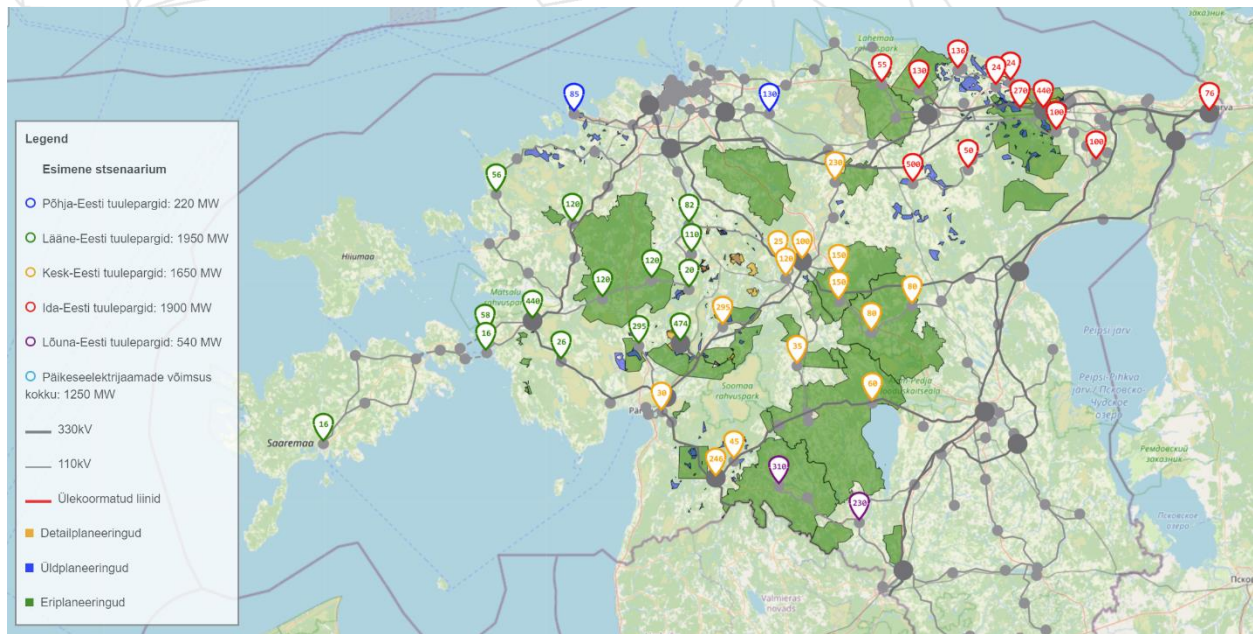
Esimene stsenaarium loodi eeldusega, et piirkonnad ei arene ühtlaselt ning kogu vajalik TE100 võimsus (maismaatuul) kontsentreerub ühte piirkonda. Võrgu seisukohalt on see kõige raskem olukord ning annab ekstreemväärtusi, mille järgi on võimalik piirkonniti

määrata maksimaalse võrgutugevduste mahu. Maismaatuule kogupotentsiaali määramiseks kasutati KAURI andmeid (eriplaneeringute, detailplaneeringute ja üldplaneeringute võimsusi) sinna lisandunud olemasolevad tuulepargid ning Eleringi lepingulised võimsused.

Kokku loodi kolm piirkonda: Lääne-, Kesk- ja Ida-Eesti. Selleks, et modelleerimiseks kasutada maksimaalselt maismaatuuleparkide potentsiaali, kasutati ühte võrgurežiimi kõikide piirkondade jaoks, mille järgi Eesti ekspordib toodetud elektrit Soome ja Lähti (kokku 2000 MW). Kogu tarbimise, ekspordi ja kadude katmiseks on vaja ca 3500 MW elektrienergiat. Kõikide stsenaariumite puhul on päikeseelektrijaamad jaotatud sarnaselt eelmiste stsenaariumitega ning puuduolev võimsus on kaetud maismaatuulega (ca 2300 MW). Juhul, kui sama piirkond ei kata tuule puudujääki, siis kasutati skaleerituna kõrvalasuvaid piirkondi vajaliku koguse ulatuses. Piirkondlike alastsenaariumite koostamisel kogu kolmanda stsenaariumi tootmisprofiili maksimumvõimsused on toodud joonisel 9.13. Loodud piirkondlikud alastsenaariumid on vaadeldud eraldiseisvana, kuna vastasel juhul kogu süsteemi aastatoodang ületaks praktiliselt kaks korda vajalikku 10-11 TWh elektritoodangut. Piirkondlik maismaatuule maksimumpotentsiaal on näidatud joonisel 9.6.



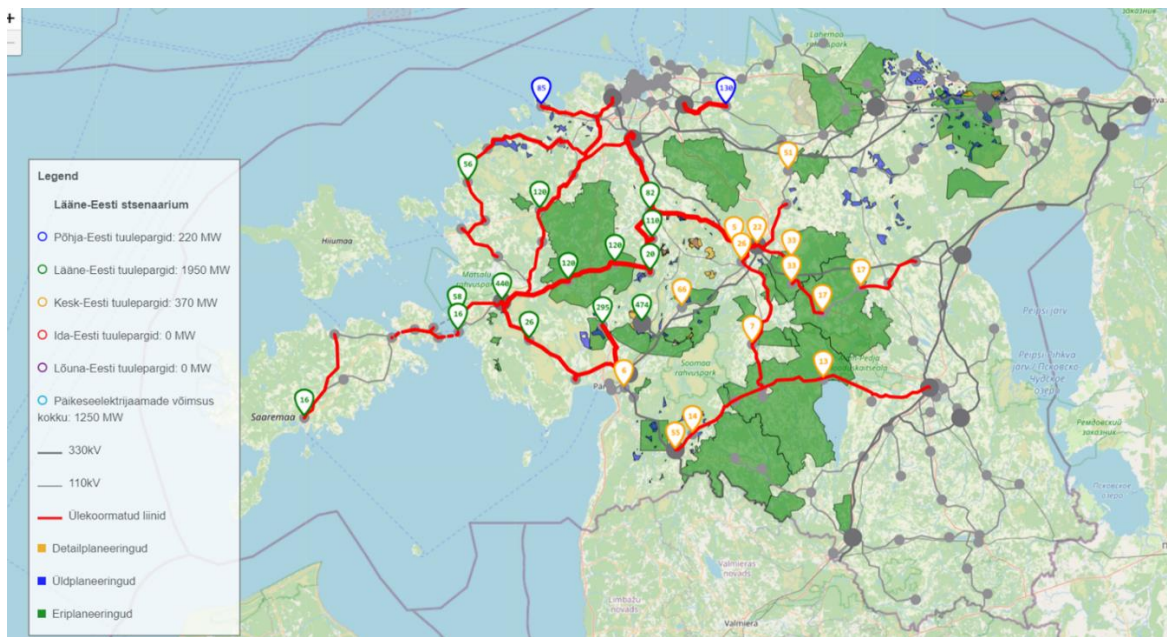
Joonis 9.6 Esimese stsenaariumi tootmisprofiili võimsused



Joonis 9.7 Piirkondlik maismaatuule maksimumpotentsiaal esimese stsenaariumi tootmisportfelli korral

9.3.1 Lääne-Eesti arengusuunad

Esimese stsenaariumi tootmisprofiili alusel Lääne-Eesti piirkondliku stsenaariumi raames modelleeriti Lääne- ja Põhja-Eestis asuvad maatuulepargid maksimaalse võimsusega ning Kesk-Eestis asuvad maatuulepargid ühtlaselt jaotatud võimsusega. Joonis 9.8 kajastab tuulevõimsuste jaotust Lääne-Eesti stsenaariumi korral, lisaks on joonisel punasega märgitud kõik ülekoormatud liinid.



Joonis 9.8 Lääne-Eesti stsenaarium

Lääne-Eesti stsenaariumi puhul ilmnes kolm probleemset kohta:

1. Lihula 330/110 kV alajaam
2. Pärnu-Jaagupi 110 kV alajaama piirkond
3. Muhu kaabel- ning õhuliinid

Arvutuste kohaselt tuleb BAU (*business as usual*) varianti kasutades Lihula 330/110 kV alajaama lisada neli trafot. Lihula 330/110 kV alajaama territooriumil puudub aga ruum laiendusteks. Pärnu-Jaagupi 110 kV alajaam on harualajaam, mille läheduses on palju potentsiaalseid tuulealasid ¹⁵. Pärnu-Jaagupi haruliin ei ole piisavalt tugev, et potentsiaalset tootmisvõimsust üle kanda Audru - Sindi õhuliinini. Suure ning Väikese väina merekaablitel puudub N-1 olukorras piisav läbilaskevõime tagamaks Saaremaa varustuskindlus.

Lihula 330/110 kV alajaama territooriumi probleemi üheks lahenduseks on Lihula alajaamas liitujate liitumine 330 kV võrguga 110 kV võrgu asemel, mis võimaldaks Lihulasse vähem lisa jõutrafosid paigaldada. Kahe jõutrafo paigaldamist saaks vältida kui enamus võimsust Lihula 330/110 kV alajaamas liituks 330 kV võrku. Teiseks variandiks on uus Lihula 2 /Ranniku alajaam Lihula alajaama piirkonna lähistel (alajaamu vaja ka Eesti - Läti 4 ühenduse vaates).

Pärnu-Jaagupi 110 kV alajaama piirkonna lahendusteks on leitud kolm erinevat varianti:

1. Uute alajaamadeta variant
2. Uute alajaamade ja uute trassikoridoridega variant
3. Uute trassikoridorideta variant

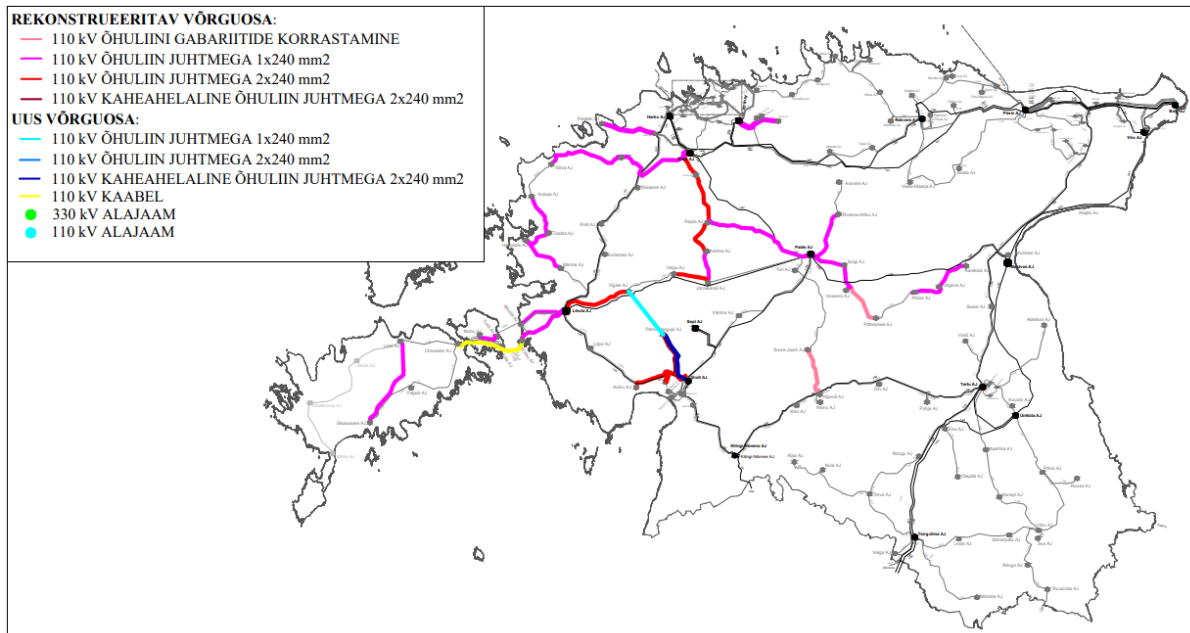
Uute alajaamadeta variandi puhul, mis on näha joonisel 9.17, tuleks arvestada kahe uue võimaliku trassikoridoriga. Üks uus trassikoridor kulgeks Pärnu-Jaagupi alajaamast Vigala alajaama. Teine uus trassikoridor kulgeks Pärnu-Jaagupi alajaamast Sindi alajaama. Pärnu-Jaagupi haru rekonstrueeritakse kaheaheelaliseks 2x240 mm² liiniks ja uus Pärnu-Jaagupi - Sindi ehitatakse samuti kaheaheelalise 2x240 mm² liinina. Uute alajaamadeta variandi perspektiivsed investeeringud on märgitud tabelis 9.2, vaata lähemalt ka jooniselt 9.9 ja Lisas 3.

Tabel 9.2 Esimese alternatiivlahenduse realiseerimiseks vajalike investeeringute maht

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Paide alajaam	Lisa trafo x 2
	Lihula alajaam	Lisa trafo x 4
	Sindi alajaam	Lisa trafo
L017	Rummu - Kiisa	1x240
L018	Rummu - Nõva	1x240
L019B	Aulepa - Taebla	1x240

¹⁵ [Tuuleenergeetika võimsus Eestis | Keskkonnaportaal](#)

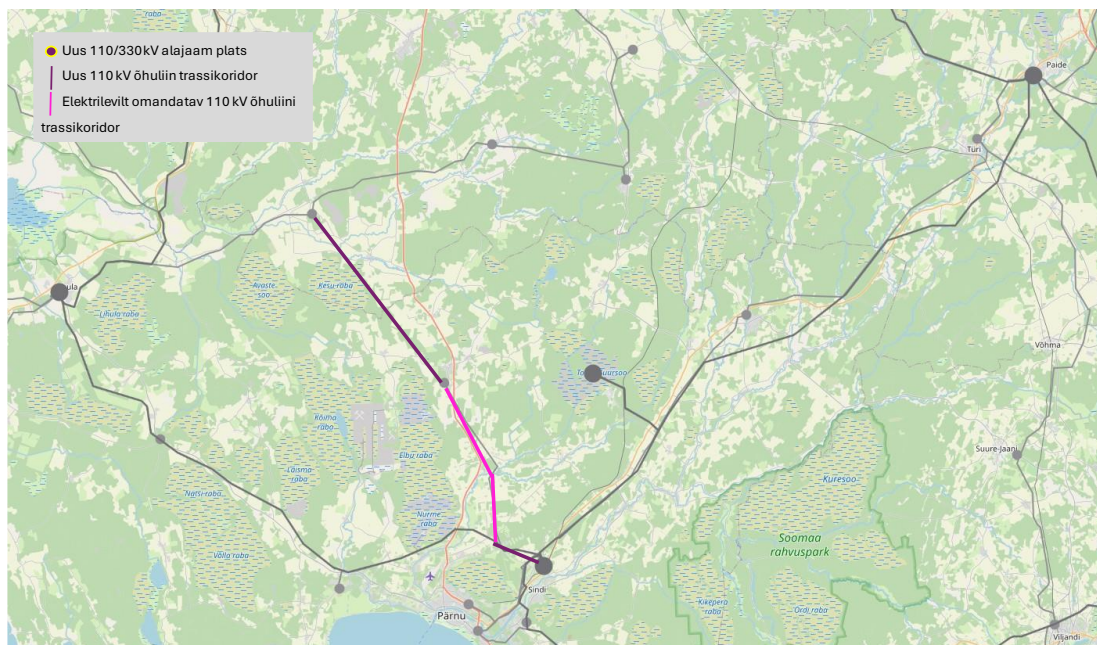
L020	Paide - Roosna-Alliku	1x240
L025	Kehtna - Rapla	2x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L027	Valgu - Järvakandi	2x240
L033	Audru - Sindi	2x240
L035	Lihula - Rõuste	1x240
L038	Haapsalu - Martna	1x240
L039	Taebla - Haapsalu	1x240
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	2x2x240
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240
L132A	Paide - Koigi	1x240
L171	Lihula - Virtsu	1x240
L178	Paldiski - Keila	1x240
L179	Paldiski - Keila	1x240
L185	Kiisa - Kohila	2x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	1x240
L189	Lihula - Vigala	2x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
uus	Pärnu-Jaagupi - Sindi	2x2x240
uus	Pärnu-Jaagupi - Vigala	1x240
L105A	Tartu - Puhja	Voolutrafo
L108A	Kullamaa - Risti	Voolutrafo x 2
L108B	Kullamaa - Lihula	Voolutrafo x 2
L111	Harku - Keila	Voolutrafo x 2
L110	Riisipere - Keila	Voolutrafo
L109	Riisipere - Risti	Voolutrafo x 2
L112	Harku - Keila	Voolutrafo x 2
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60° C
L134B	Viljandi - S-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C



Joonis 9.9 Lääne-Eesti võrgu areng ilma uute alajaamadeta perspektiivsed investeeringud

Uute alajaamadeta variandi planeeritavad investeeringud (vt. joonist 9.10 ja Lisa 3):

- Umbes 24 km ulatuses Vigala - Pärnu-Jaagupi 110 kV õhuliini jaoks 75 m laiuse trassikoridori uuring
- Umbes 5 km ulatuses Pärnu-Jaagupi - Sindi 110 kV teise õhuliini jaoks 75 m laiuse trassikoridori uuring ning Elektrilevi trassikoridori omandamine



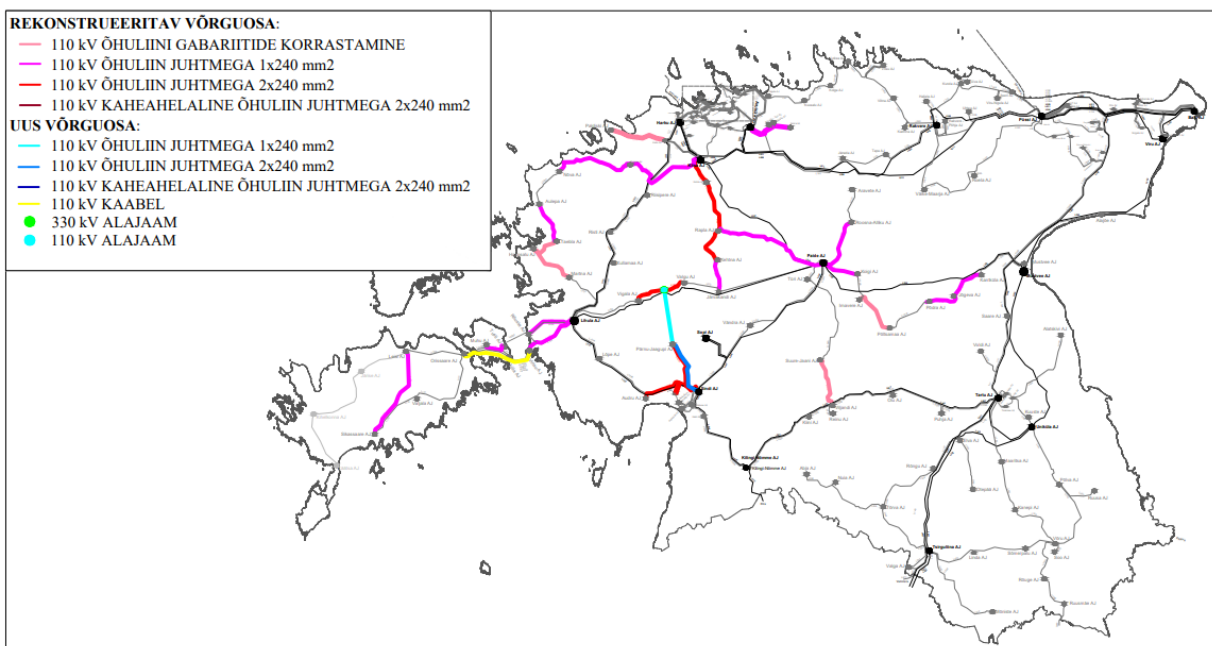
Joonis 9.10 Lääne-Eesti võrgu areng ilma uute alajaamadeta planeeritavad investeeringud

Uute alajaamade ja trassikoridoridega variandi puhul, mis on näha joonisel 9.19, tuleb arvestada ühe uue võimaliku 330/110 kV alajaama ning kahe uue võimaliku trassikoridoriga. Uue alajaama asukoht tuleks praeguste alajaamade, Vigala ja Valgu, vahele. Uue alajaama 110 kV jaotla tuleks liinile L188 Vigala - Valgu ning 330 kV jaotla tuleks Eesti - Läti neljanda ühenduse investeeringute käigus rajatavale Lihula - Paide liinile. Üks uus trassikoridor kulgeks uuest alajaamast Pärnu-Jaagupi alajaamani ja teine kulgeks Pärnu-Jaagupi alajaamast Sindi alajaamani. Uute alajaamade ja trassikoridoridega perspektiivsed investeeringud on märgitud tabelis 9.3, vaata lähemalt ka jooniselt 9.11 ja Lisas 3.

Tabel 9.3 Teise alternatiivlahenduse realiseerimiseks vajalike investeeringute maht, mis on ühtlasi ka optimeeritud lahendus

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Paide alajaam	Lisa trafo
	Lihula alajaam	Lisa trafo x 3
	Sindi alajaam	Lisa trafo
L017	Rummu - Kiisa	1x240
L018	Rummu - Nõva	1x240
L019B	Aulepa - Taebla	1x240
L020	Paide - Roosna-Alliku	1x240
L025	Kehtna - Rapla	2x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L033	Audru - Sindi	2x240
L035	Lihula - Rõuste	1x240
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	2x240
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240
L132A	Paide - Koigi	1x240
L171	Lihula - Virtsu	1x240
L185	Kiisa - Kohila	2x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	1x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
uus	Uus AJ	Uus 330/110 kV alajaam (Vigala - Valgu)
uus	Pärnu-Jaagupi - Sindi	2x240
uus	Uus AJ - Vigala	2x240
uus	Valgu - Uus AJ	2x240
uus	Pärnu-Jaagupi - Uus AJ	2x240
L038	Haapsalu - Martna	Gabariidi tõstmine 60°C

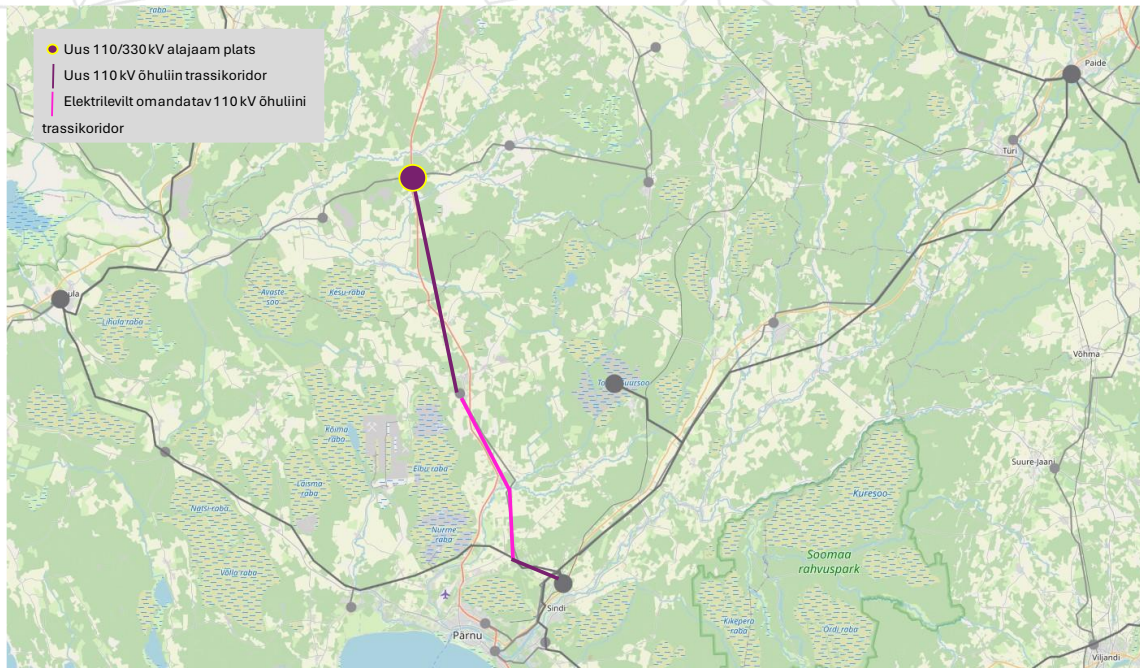
		Voolutrafo
L039	Taebla - Haapsalu	Gabariidi tõstmine 60° C Voolutrafo x 2
L105A	Tartu - Puhja	Voolutrafo
L108A	Risti - Kullamaa	Voolutrafo x 2
L108B	Kullamaa - Lihula	Voolutrafo x 2
L109	Riisipere - Risti	Voolutrafo x 2
L110	Riisipere - Keila	Voolutrafo
L111	Harku - Keila	Voolutrafo x 2
L112	Harku - Keila	Voolutrafo x 2
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60° C
L134B	Viljandi - S-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C
L178	Keila - Paldiski	Gabariidi tõstmine 60° C
L179	Keila - Paldiski	Gabariidi tõstmine 60° C



Joonis 9.11 Lääne-Eesti võrgu areng uute alajaamade ja trassikoridoridega perspektiivsed investeeringud

Uute alajaamade ja trassikoridoridega variandi planeeritavad investeeringud (vt. lähemalt Lisa 3):

- Uue 330/110 kV alajaama aluse maatüki suurusega 300x200 m uuring
- Umbes 23 km ulatuses Uus alajaam - Pärnu-Jaagupi 110 kV õhuliini jaoks 75 m laiuse trassikoridori uuring
- Umbes 5 km ulatuses Pärnu-Jaagupi - Sindi 110 kV õhuliini jaoks 75 m laiuse trassikoridori uuring ning Elektrilevi trassikoridori omandamine



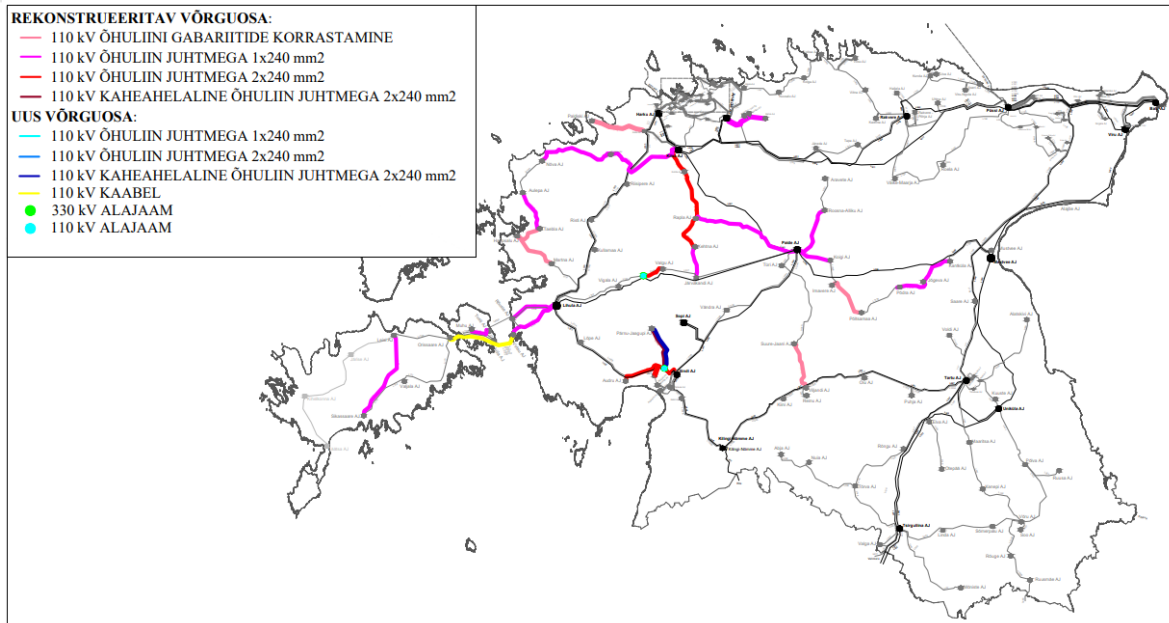
Joonis 9.12 Lääne-Eesti võrgu areng uute alajaamade ja trassikoridoridega planeeritavad investeeringud

Uute trassikoridorideta variandi puhul tuleb arvestada kahe uue võimaliku 330/110 kV alajaama ning ühe praeguse Elektrilevi trassikoridoriga. Ühe uue alajaama asukoht tuleks praeguste alajaamade, Vigala ja Valgu, vahele. Uue alajaama 110 kV jaotla tuleks liinile L188 Vigala - Valgu ning 330 kV jaotla tuleks Eesti - Läti neljanda ühenduse investeeringute käigus rajatavale Lihula - Paide liinile. Teise uue alajaama asukoht tuleks olemasoleva Pärnu-Jaagupi haru ja liini L033 Audru - Sindi ristumiskohta. Uue alajaama 110 kV jaotla tuleks liinile L033 Audru - Sindi, kuhu ühenduks ka praegune Pärnu-Jaagupi haru ning uus Pärnu-Jaagupi haru, mida oleks võimalik ehitada Elektrilevi 35 kV liini trassikoridori. 330 kV jaotla tuleks L503 Sindi - Harku liinile. Uute trassikoridorideta variandi perspektiivsed investeeringud on märgitud tabelis 9.4, vaata lähemalt ka jooniselt 9.13 ja Lisas 3.

Tabel 9.4 Kolmanda alternatiivlahenduse realiseerimiseks vajalike investeeringute maht

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Paide alajaam	Lisa trafo
	Lihula alajaam	Lisa trafo x 3
L017	Rummu - Kiisa	1x240
L018	Rummu - Nõva	1x240
L019B	Aulepa - Taebla	1x240
L020	Paide - Roosna-Alliku	1x240
L025	Kehtna - Rapla	2x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L033	Audru - Sindi	2x240

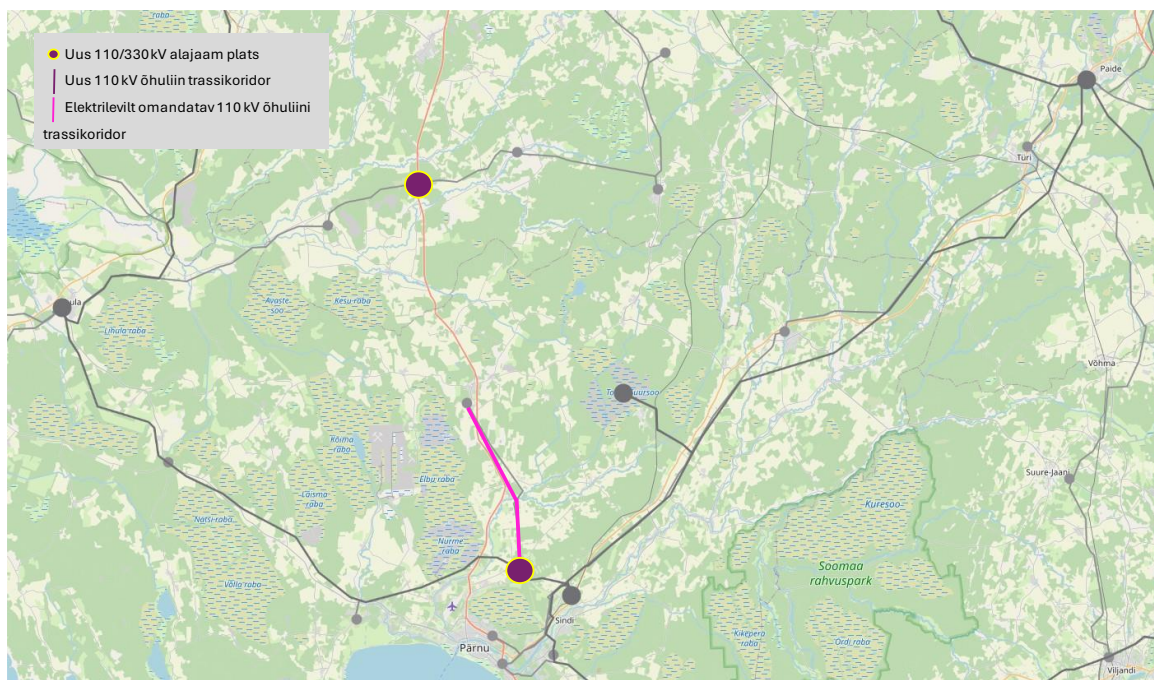
L035	Lihula - Rõuste	1x240
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	2x2x240
L109	Riisipere - Risti	Voolutrafo x 2
L110	Riisipere - Keila	Voolutrafo
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240
L132A	Paide - Koigi	1x240
L171	Lihula - Virtsu	1x240
L185	Kiisa - Kohila	2x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	1x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
uus	Uus alajaam	Uus 330/110 kV alajaam (Pärnu-Jaagupi haru)
uus	Uus alajaam	Uus 330/110 kV alajaam (Vigala - Valgu)
uus	Pärnu-Jaagupi - Sindi	2x2x240
uus	Valgu - Uus AJ (Vigala-Valgu)	2x240
L038	Haapsalu - Martna	Gabariidi tõstmine 60°C Voolutrafo
L039	Taebla - Haapsalu	Gabariidi tõstmine 60°C Voolutrafo x 2
L105A	Tartu - Puhja	Voolutrafo
L108A	Risti - Kullamaa	Voolutrafo x 2
L108B	Kullamaa - Lihula	Voolutrafo x 2
L111	Harku - Keila	Voolutrafo x 2
L112	Harku - Keila	Voolutrafo x 2
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60°C
L134B	Viljandi - Suure-Jaani	Gabariidi tõstmine 60°C
L178	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60°C
L179	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60°C



Joonis 9.13 Lääne-Eesti võrgu areng ilma uute trassikoridorideta perspektiivsed investeeringud

Uute alajaamade ja trassikoridoridega variandi planeeritavad investeeringud (vt. lähemalt Lisa 3):

- Uue 330/110 kV alajaama aluse maatüki suurusega 300x200 m uuring
- Teise uue 330/110 kV alajaama aluse maatüki suurusega 300x200 m uuring
- Elektrilevi trassikoridori omandamine



Joonis 9.14 Lääne-Eesti võrgu areng ilma uute trassikoridorideta planeeritavad investeeringud

Muhu kaabel- ning õhuliinide probleemi üheks võimalikuks lahenduseks on uus kaabelliin Orissaare ning Virtsu vahele (joonis 9.15). Saaremaa võrgutugevduste investeeringute pakett on toodud tabelis 9.5. Teiseks lahenduseks oleks ühendus Haapsalust või Aulepast läbi Hiiumaa Saaremaale (joonis 9.16), mille käigus tekiks 110 kV võrk Hiiumaale. Hiiumaa täpsem lahendus selgu Elektrilevi ja Eleringi ühise Arengukava raames. Hiiumaa eeldatavad võrgutugevdused on välja toodud tabelis 9.6. Hiiumaa alternatiiv võimaldab viia Hiiumaale 110 kV võrgu. Alternatiivselt eelmistele saab oodata 2033. aastani, mil valmib Saaremaa 330 kV ülekandevõrk.

Tabel 9.5 Saarte alternatiivlahendus Saaremaa kaabliga realiseerimiseks vajalike investeeringute maht, mis on ühtlasi ka optimeeritud lahendus

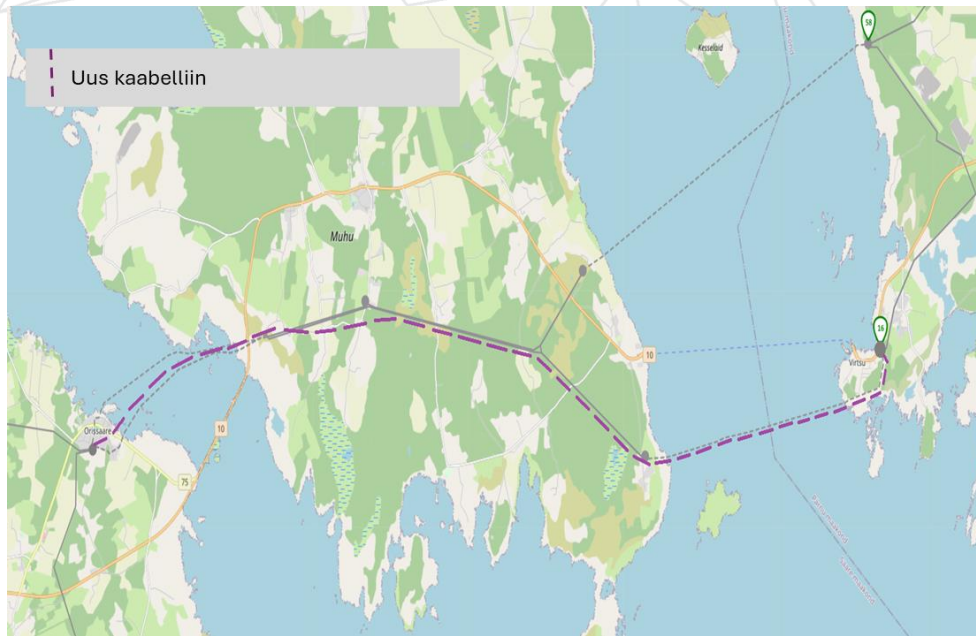
Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
L175	Sikassaare - Leisi	1x240
L174	Tusti - Muhu	1x240
uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel

Tabel 9.6 Saarte alternatiivlahendus Hiiumaa kaabliga realiseerimiseks vajalike investeeringute maht

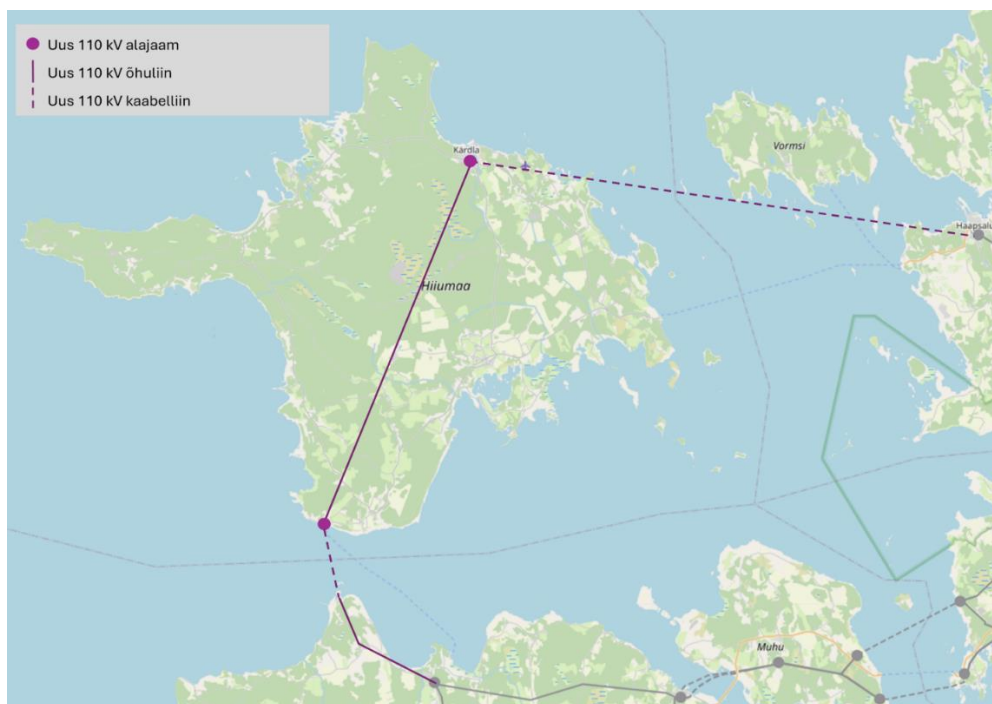
Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
L175	Sikassaare - Leisi	1x240
L174	Tusti - Muhu	1x240
L8090	Virtsu - M8Y	1x240
L173	Võiküla - M52	1x240
uus	Haapsalu/Aulepa - Kärdla	Lisa kaabel
uus	Kärdla - Emmaste	1x240
uus	Pammana - Leisi	1x240
uus	Emmaste - Pammana	Lisa kaabel
uus	Kärdla	Uus 110 kV alajaam
uus	Emmaste	Uus 110 kV alajaam

Saaremaale planeeritavad investeeringud:

- Umbes 18 km ulatuses Virtsu - Orissaare maakaabli osa jaoks 22 m laiune koridor ja umbes 10 km ulatuses Virtsu - Orissaare merekaabli osa jaoks 200 m laiune koridor



Joonis 9.15 Saaremaa võrgu areng



Joonis 9.16 Hiiumaa võrgu areng

9.3.2 Ida-Eesti arengusuunad

TE100 Ida-Eesti tootmisstsenaariumi puhul ilmnes kuus problemaatilist piirkonda (vaata joonis 9.17).

1. Püssi - Aseri - Viru-Nigula - Kunda - Rakvere alajaamade 110 kV ülekandeliinid
2. Püssi - Niidu - Väike-Maarja - Rakvere alajaamade 110 kV ülekandeliinid
3. Püssi - Jaoskonna 3B - Kiikla - Alutaguse alajaamade 110 kV ülekandeliini

4. Rakvere - Kadrina - Viitna - Võsu - Loksa - Kuusalu - Kallavere alajaamade 110 kV ülekandeliinid
5. Püssi 330/110 kV jõutrafo
6. Rakvere 330/110 kV jõutrafo

Probleemi lahendamiseks on koostatud neli alternatiivlahendust, mis erinevad peamiselt Rakvere - Väike-Maarja - Niidu - Püssi piirkonna võrgu konfiguratsiooni osas.



Joonis 9.17 Ida piirkonna tootmisstsenaariumi ülekoormatud ülekandeliinid (märgitud punasega)

Alternatiivlahendus 1

Haljala ja Viru-Nigula valdades asuvad potentsiaalsed tuulealad võimaldavad ehitada tuuleparke koguvõimsusega ca 310 MW. Püssi - Aseri - Viru-Nigula - Kunda - Rakvere ülekandeliinide läbilaskevõime suurendamiseks tuleb ehitada olemasolevate L115, L124A, L124B ja L126 liinide asemele uued liinid ristlõikega $2 \times 240 \text{ mm}^2$. Haljala alajaama lähedusse võib perspektiivselt lisanduda tuuleparke koguvõimsusega ca 130 MW. Selle võimsuse liitumiseks peab Haljala haru ristlõike olema vähemalt $1 \times 240 \text{ mm}^2$. Haljala alajaam plaanitakse perspektiivis muuta läbijooksvaks, seega uue Haljala haru mastid peavad võimaldama suurendada liini ristlõiget kuni $2 \times 240 \text{ mm}^2$.

Perspektiivis võib Kadrina valda tekkida taastuvelektri genereerimine koguvõimsusega ca 55 MW. Rakvere - Kadrina - Viitna - Võsu - Loksa - Kuusalu - Kallavere ülekandeliinide läbilaskevõime suurendamiseks tuleb korrastada olemasolevate liinide L060, L061, L062, L063, L198, L199A ja L199B gabariidid, tõstes need temperatuurile $+60^\circ \text{C}$.

Väike-Maarja ja Roela alajaamade läheduses paikneb palju potentsiaalseid tuulealasid, kuhu on võimalik ehitada tuuleparke koguvõimsusega ca 550 MW. Püssi - Niidu - Väike-

Maarja - Rakvere ülekandeliinide läbilaskevõime suurendamiseks tuleb ehitada olemasolevate liinide L065 ja L127 asemele kaheaahelised liinid ristlõikega 2x240 mm². Täiendavate ahelate ühendamiseks tuleb Püssi, Rakvere ja Väike-Maarja alajaamadesse lisada kokku neli simplex-lahtrit.

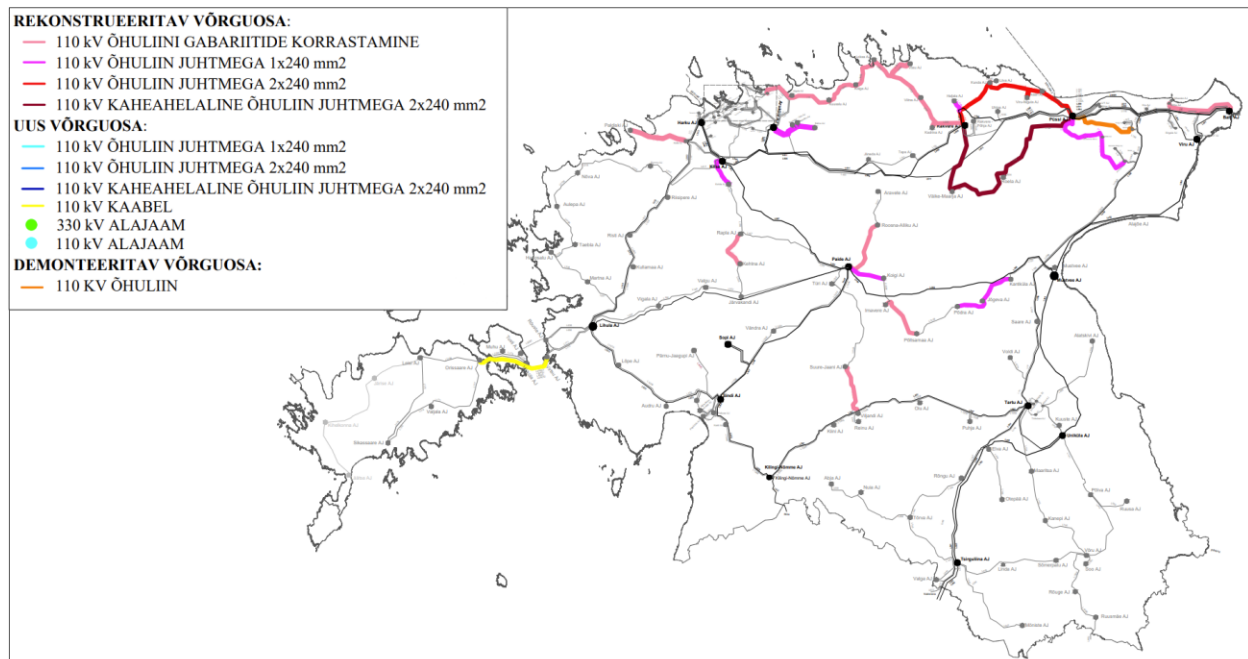
Hinnanguliselt võib Jaoskonna 3B ja Alutaguse alajaamadesse tulevikus tekkida taastuvelektri genereerimine kokku ca 200 MW. Püssi - Jaoskonna 3B - Kiikla - Alutaguse ülekandeliinide läbilaskevõime suurendamiseks tuleb ehitada olemasolevate liinide L137, L138A ja L138B asemele uued liinid ristlõikega 1x240 mm². Ahtme - Illuka - Alutaguse - Mustvee liinid on tänaseks juba rekonstrueeritud ning nende läbilaskevõime on perspektiivsete koormuste ülekandmiseks piisav.

Kogu genereeritav võimsus (va kohapeal tarbitud ning 110 kV pingestmel jaotatud) tuleb suunata 330 kV võrku ning selle kaudu Eesti teistesse piirkondadesse või see võimsus tuleb eksportida Eestist välja. 330/110 kV ühenduste tugevdamiseks tuleb Püssi ja Rakvere alajaamadesse ehitada kokku kuus täiendavat jõutrafot. Vajalike investeeringute maht on esitatud tabelis 9.7.

Tabel 9.7 Esimese alternatiivlahenduse realiseerimiseks vajalike investeeringute maht, mis on ühtlasi ka optimeeritud lahendus

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Püssi AJ	Lisa trafo x 3
	Rakvere AJ	Lisa trafo x 3
	Püssi AJ	ühe 110 kV lahtri lisamine
	Väike - Maarja AJ	kahe 110 kV lahtri lisamine
	Rakvere AJ	ühe 110 kV lahtri lisamine
L065	Rakvere - Väike-Maarja	2x2x240
L127	Niidu - Püssi	2x2x240
L192	V-Maarja - Niidu	2x2x240
L115	Aseri - Kunda	2x240
L124A	Kunda - V-Nigula	2x240
L124B	V-Nigula - Aseri	2x240
L126	Aseri - Püssi	2x240
L115A	Haljala haru	1x240
L137	Püssi - Jaoskonna 3B	1x240
L138A	Jaoskonna 3B - Kiikla	1x240
L138B	Kiikla - Alutaguse	1x240
uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel
L025	Kehtna - Rapla	Gabariidi tõstmine 60°C
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240

L132A	Paide - Koigi	1x240
L185	Kiisa - Kohila	1x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
L060	Rakvere - Kadrina	Gabariidi tõstmine 60°C
L061	Kadrina - Viitna	Gabariidi tõstmine 60°C
L062	Viitna - Võsu	Gabariidi tõstmine 60°C
L063	Võsu - Loksa	Gabariidi tõstmine 60°C
L069	Balti - Allika	Gabariidi tõstmine 60°C
L101	Tapa - Jäneda	Gabariidi tõstmine 60°C
L118	Balti - Ahtme	Gabariidi tõstmine 60°C
L198	Kallavere - Kuusalu	Gabariidi tõstmine 60°C
L199A	Kuusalu - Kolga	Gabariidi tõstmine 60°C
L199B	Kolga - Loksa	Gabariidi tõstmine 60°C
L020	Paide - Roosna-Alliku	Gabariidi tõstmine 60°C
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60°C
L134B	Viljandi - Suure-Jaani	Gabariidi tõstmine 60°C
L178	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60°C
L179	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60°C



Joonis 9.18 Võrgu arengu alternatiivlahendus 1

Eelised:

- Puudub vajadus rajada täiendavaid 330 kV liine
- 110 kV liinide rajamiseks kasutatakse olemasolevate liinide koridore

Puudused:

- Kaheaheelaliste liinide masti purunemise korral lülitub välja korraga kaks liini.
- 330/110 kV jõutrafode keskendumine ühes alajaamas - Püssi ja Rakvere alajaamadesse tuleb korraga vastavalt 4 ja 5 trafot.

Alternatiivlahendus 2 - Väike-Maarja 330/110 kV alajaam

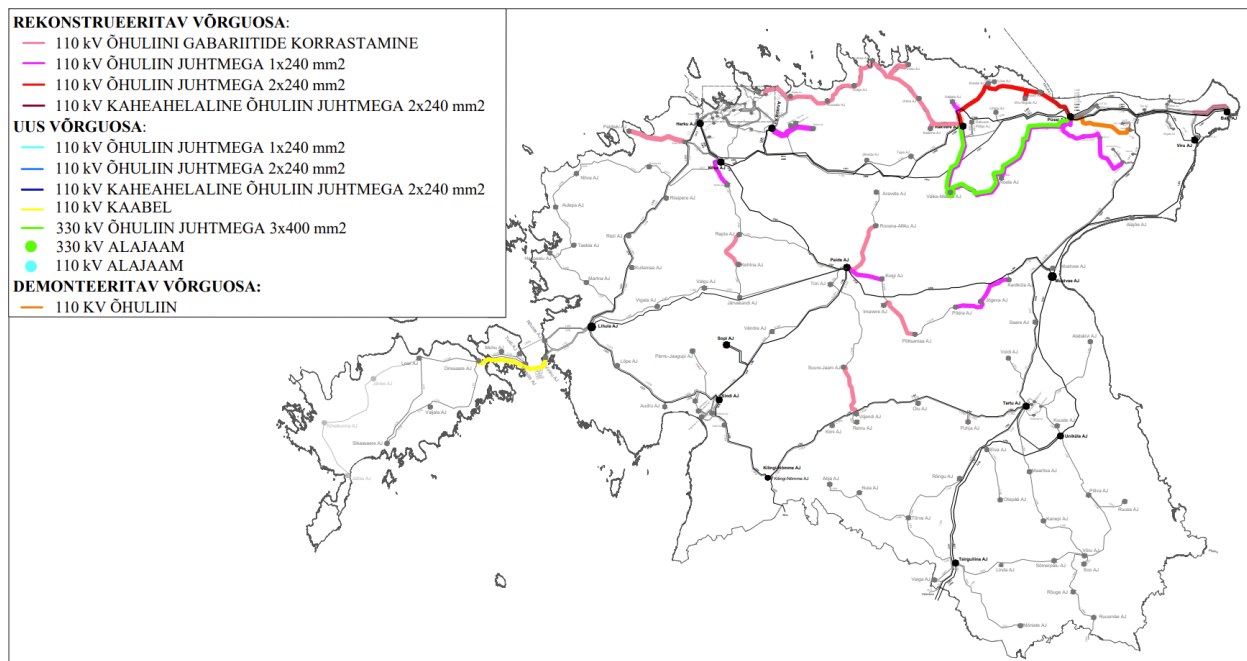
Käesolevas lahenduses on kaalutud Väike-Maarja alajaama täiendamine 330 kV pingeastmega. 330 kV ühenduse rajamiseks tuleb ehitada ümber olemasolevad Rakvere - Väike-Maarja - Niidu - Püssi 110 kV liinid 330 kV ja 110 kV ühisriputusega liinideks. Uued 330 kV Püssi - Väike-Maarja ja Rakvere - Väike-Maarja liinid tuleb ehitada ristlõikega 3x400 mm². Liinide L065, L127 ja L192 jaoks tuleb kasutada ristlõiget 1x240 mm².

Väike-Maarja alajaama tuleb paigaldada kolm 330/110 kV jõutrafot. Püssi alajaama lisada kolm täiendavat trafot ning Rakvere alajaama üks trafo. Võrreldes esimese alternatiivlahendusega aitab Väike-Maarja 330 kV ühendus oluliselt vähendada Rakvere alajaamas vajalike trafode arvu, kuid summaarselt tuleb ida piirkonda paigaldada üks trafo rohkem. Vajalike investeeringute maht on esitatud tabelis 9.8.

Tabel 9.8 Teise alternatiivlahenduse realiseerimiseks vajalike investeeringute maht

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Püssi AJ	Lisa trafo x 3
	Rakvere AJ	Lisa trafo
	Väike - Maarja AJ	Lisa trafo x 3
	Püssi AJ	ühe 330 kV lahtri lisamine
	Rakvere AJ	ühe 330 kV lahtri lisamine
	Väike - Maarja AJ	kahe 330 kV lahtri ehitamine
uus	Rakvere - Väike-Maarja	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine
uus	Väike-Maarja - Niidu	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine
uus	Niidu - Püssi	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine
L115	Aseri - Kunda	2x240
L124A	Kunda - V-Nigula	2x240
L124B	V-Nigula - Aseri	2x240
L126	Aseri - Püssi	2x240
L101	Tapa - Jäneda	1x240
L115A	Haljala haru	1x240
L137	Püssi - Jaoskonna 3B	1x240
L138A	Jaoskonna 3B - Kiikla	1x240
L138B	Kiikla - Alutaguse	1x240

uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel
L025	Kehtna - Rapla	Gabariidi tõstmine 60° C
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240
L132A	Paide - Koigi	1x240
L185	Kiisa - Kohila	1x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
L060	Rakvere - Kadrina	Gabariidi tõstmine 60° C
L061	Kadrina - Viitna	Gabariidi tõstmine 60° C
L062	Viitna - Võsu	Gabariidi tõstmine 60° C
L063	Võsu - Loksa	Gabariidi tõstmine 60° C
L118	Balti - Ahtme	Gabariidi tõstmine 60° C
L198	Kallavere - Kuusalu	Gabariidi tõstmine 60° C
L199A	Kuusalu - Kolga	Gabariidi tõstmine 60° C
L199B	Kolga - Loksa	Gabariidi tõstmine 60° C
L020	Paide - Roosna-Alliku	Gabariidi tõstmine 60° C
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60° C
L134B	Viljandi - Suure-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C
L178	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60° C
L179	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60° C



Joonis 9.19 Võrgu arengu alternatiivlahendus 2 koos uue Väike-Maarja 330/110 kV alajaamaga

Eelised:

- Võrku lisanduvad trafod jaotatakse kolme alajaama vahel, mis aitab tõsta varustuskindlust
- Võrreldes esimese alternatiivlahendusega, on selles lahenduses väiksemad kaod, kuna Väike-Maarja tootmine suundub enamasti 330 kV võrku
- Tugevam ühendus Püssi ja Rakvere alajaamade vahel

Puudused:

- Ühisriputusega liinide rajamiseks tuleb laiendada olemasolevate L065, L127 ja L192 liinide koridorid 330 kV õhuliinidel nõutud kaitsevööndi laiuseni
- Väike-Maarja 330 kV jaotusseadme ehitamise ning Püssi ja Rakvere alajaamades täiendavate 330 kV lahtrite ehitamise vajadus

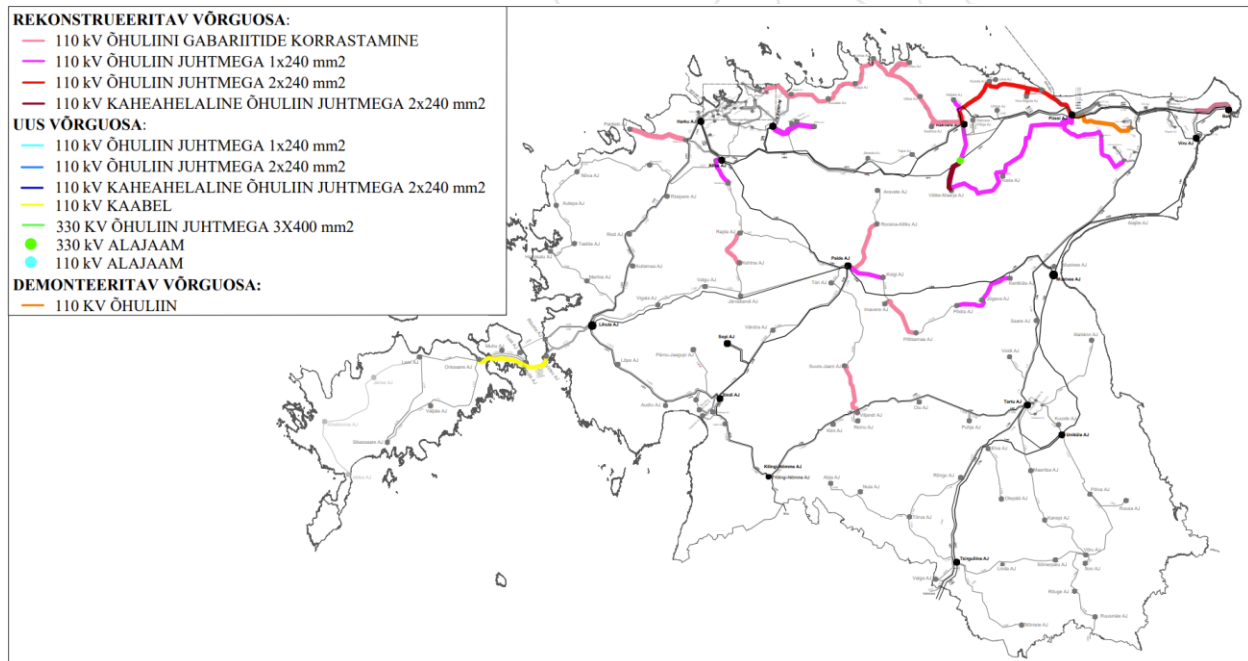
Alternatiivlahendus 3 - Pandivere 330/110 kV alajaam

Käesolevas lahenduses on kaalutud uue Pandivere 330/110 kV alajaama ehitamine olemasolevate liinide L511 ja L065 ristumiskohale. Pandivere 330/110 kV alajaama ja Väike-Maarja alajaama vahele tuleb ehitada kaks kaheaahelalist liini ristlõikega 2x240 mm², millest kaks ahelat saab paigaldada olemasolevasse L065 koridori ning ülejäänud kaks Elektrilevile kuuluvasse Väike-Maarja - Kullenga 35 kV liini trassikoridori. Pandivere - Rakvere L065 liini osa tuleb rekonstrueerida ristlõikega 2x240 mm². Väike-Maarja - Niidu - Püssi liinide gabariidid on vajalik tõsta temperatuurile +60°C. Pandivere alajaama tuleb paigaldada kolm 330/110 kV jõutrafot. Püssi alajaama tuleb paigaldada kaks täiendavat trafot ning Rakvere alajaama samuti kaks trafot. Vajalike investeeringute maht on esitatud tabelis 9.9.

Tabel 9.9 Kolmanda alternatiivlahenduse realiseerimiseks vajalike investeeringute maht

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
uus	Pandivere AJ	Uus 330/110 kV alajaam
	Väike-Maarja AJ	kolme 110 kV lahtri ehitamine
	Püssi AJ	Lisa trafo x 2
	Rakvere AJ	Lisa trafo x 2
uus	Pandivere - Väike-Maarja	2x2x240
uus	Pandivere - Väike-Maarja	2x2x240
L065	Rakvere - Pandivere	2x240
L115	Aseri - Kunda	2x240
L124A	Kunda - V-Nigula	2x240
L124B	V-Nigula - Aseri	2x240
L126	Aseri - Püssi	2x240
L101	Tapa - Jäneda	1x240
L115A	Haljala haru	1x240
L127	Niidu - Püssi	1x240

L137	Püssi - Jaoskonna 3B	1x240
L138A	Jaoskonna 3B - Kiikla	1x240
L138B	Kiikla - Alutaguse	1x240
L192	Väike-Maarja - Niidu	1x240
uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel
L025	Kehtna - Rapla	Gabariidi tõstmine 60° C
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240
L132A	Paide - Koigi	1x240
L185	Kiisa - Kohila	1x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
L060	Rakvere - Kadrina	Gabariidi tõstmine 60° C
L061	Kadrina - Viitna	Gabariidi tõstmine 60° C
L062	Viitna - Võsu	Gabariidi tõstmine 60° C
L063	Võsu - Loksa	Gabariidi tõstmine 60° C
L118	Balti - Ahtme	Gabariidi tõstmine 60° C
L198	Kallavere - Kuusalu	Gabariidi tõstmine 60° C
L199A	Kuusalu - Kolga	Gabariidi tõstmine 60° C
L199B	Kolga - Loksa	Gabariidi tõstmine 60° C
L020	Paide - Roosna-Alliku	Gabariidi tõstmine 60° C
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60° C
L134B	Viljandi - Suure-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C
L178	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60° C
L179	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60° C



Joonis 9.20 Võrgu arengu alternatiivlahendus 3 koos uue Pandivere 330/110 kV alajaama rajamisega

Eelised:

- Võrku lisanduvad trafod jaotatakse kolme alajaama vahel, mis aitab tõsta varustuskindlust
- Puudub vajadus rajada täiendavaid 330 kV liine

Puudused:

- Kaheaahelaliste liinide masti purunemise korral lülitub välja korraga kaks liini
- Pandivere 330 kV ja 110 kV jaotusseadmete ehitamise vajadus koos Väike-Maarja alajaama laiendamise vajadusega

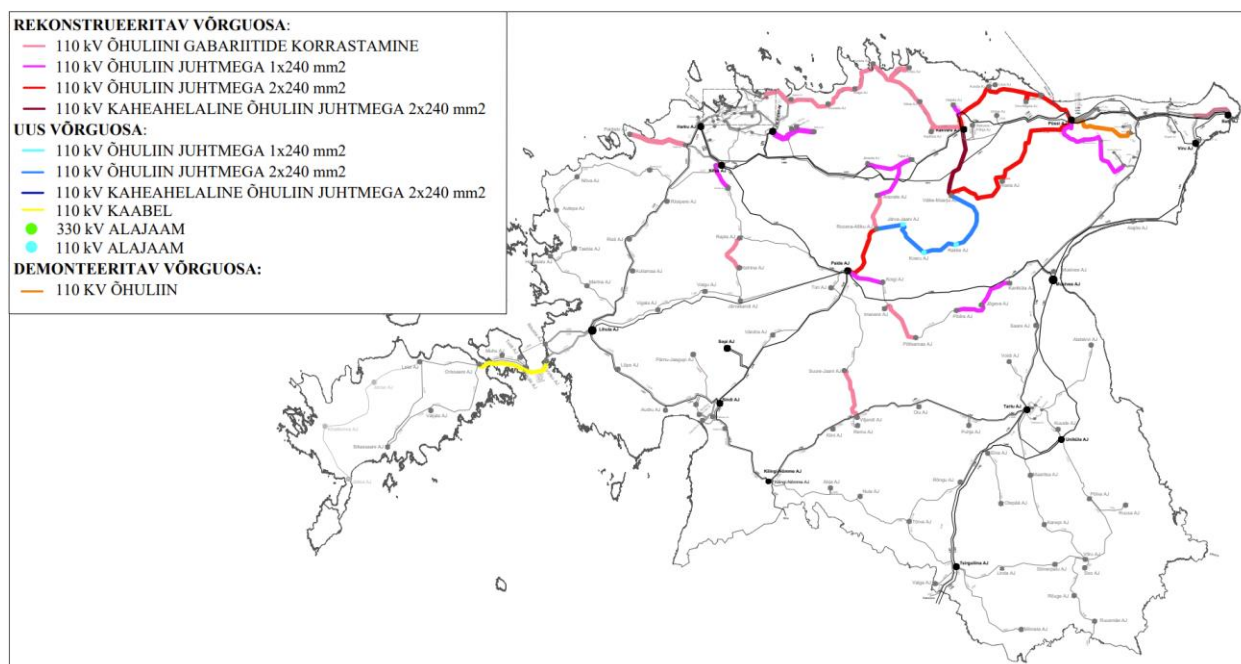
Alternatiivlahendus 4 - võrgu laiendamine Paide suunas

Käesolevas lahenduses on kaalutud 110 kV võrku laiendamine Väike-Maarja alajaamast Paide 330/110 kV alajaama suunas. Uued liinid saaks ehitada hetkel Elektrilevi valduses olevate 35 kV liinide koridoridesse koos 35 kV alajaamade üleviimisega 110 kV pingeklassile. Väike-Maarja ja Roosna-Alliku vahele lisandub kolm uut 110 kV alajaama: Rakke, Koeru ja Järva-Jaani. Uute alajaamade ühendamiseks kasutatakse ristlõiget 2x240 mm². Sama ristlõikega tuleb rekonstrueerida olemasolev Paide - Roosna-Alliku liin. Osaliselt koormuse üleviimiseks Paide - Roosna-Alliku N-1 korral tuleb Aravete ja Tapa vahele ehitada Elektrilevi olemasoleva 35 kV liini trassikoridoris uus 110 kV liin ristlõikega 1x240 mm². Paide alajaama tuleb paigaldada üks täiendav 330/110 kV jõutrafo. Püssi ja Rakvere alajaamadesse lisada kolm täiendavat trafot. Kokku tuleb võrku lisada seitse trafot. Vajalike investeeringute maht on esitatud tabelis 9.10.

Tabel 9.10 Neljanda alternatiivlahenduse realiseerimiseks vajalike investeeringute maht

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Püssi AJ	Lisa trafo x 3
	Rakvere AJ	Lisa trafo x 3 Ühe 110 kV lahtri lisamine
	Paide AJ	Lisa trafo
uus	Rakke AJ	Uus 110 kV alajaam
uus	Koeru AJ	Uus 110 kV alajaam
uus	Järva-Jaani AJ	Uus 110 kV alajaam
uus	Roosna-Alliku AJ	Uus 110 kV alajaam
uus	Aravete AJ	Uus 110 kV alajaam
	Väike-Maarja AJ	kahe 110 kV lahtri lisamine
	Tapa AJ	ühe 110 kV lahtri lisamine
L065	Rakvere - V-Maarja	2x2x240
L020	Paide - Roosna-Alliku	2x240
uus	V-Maarja - Rakke	2x240
uus	Rakke - Koeru	2x240
uus	Koeru - Järva-Jaani	2x240
uus	Järva-Jaani - Roosna-Alliku	2x240
L115	Aseri - Kunda	2x240
L124A	Kunda - V-Nigula	2x240
L124B	V-Nigula - Aseri	2x240
L126	Aseri - Püssi	2x240
L127	Niidu - Püssi	2x240
L192	Väike-Maarja - Niidu	2x240
uus	Aravete - Tapa	1x240
L101	Tapa - Jäneda	1x240
L115A	Haljala haru	1x240
L137	Püssi - Jaoskonna 3B	1x240
L138A	Jaoskonna 3B - Kiikla	1x240
L138B	Kiikla - Alutaguse	1x240
uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel
L025	Kehtna - Rapla	Gabariidi tõstmine 60°C
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240
L132A	Paide - Koigi	1x240
L185	Kiisa - Kohila	1x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
L021	Roosna-Alliku - Aravete	Gabariidi tõstmine 60°C
L060	Rakvere - Kadrina	Gabariidi tõstmine 60°C

L061	Kadrina - Viitna	Gabariidi tõstmine 60°C
L062	Viitna - Võsu	Gabariidi tõstmine 60°C
L063	Võsu - Loksa	Gabariidi tõstmine 60°C
L118	Balti - Ahtme	Gabariidi tõstmine 60°C
L198	Kallavere - Kuusalu	Gabariidi tõstmine 60°C
L199A	Kuusalu - Kolga	Gabariidi tõstmine 60°C
L199B	Kolga - Loksa	Gabariidi tõstmine 60°C
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60°C
L134B	Viljandi - Suure-Jaani	Gabariidi tõstmine 60°C
L178	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60°C
L179	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60°C



Joonis 9.21 Võrgu arengu alternatiivlahendus 4 koos uute Rakke, Koeru ja Järva-Jaani 110 kV alajaamade rajamisega

Eelised:

- Võrku lisanduvad trafod jaotatakse kolme alajaama vahel, mis aitab tõsta varustuskindlust
- Puudub vajadus rajada täiendavaid 330 kV liine
- 110 kV võrgu laiendamine soodustab tootmismoodulite liitumist perspektiivsete tuulealade vahetusläheduses

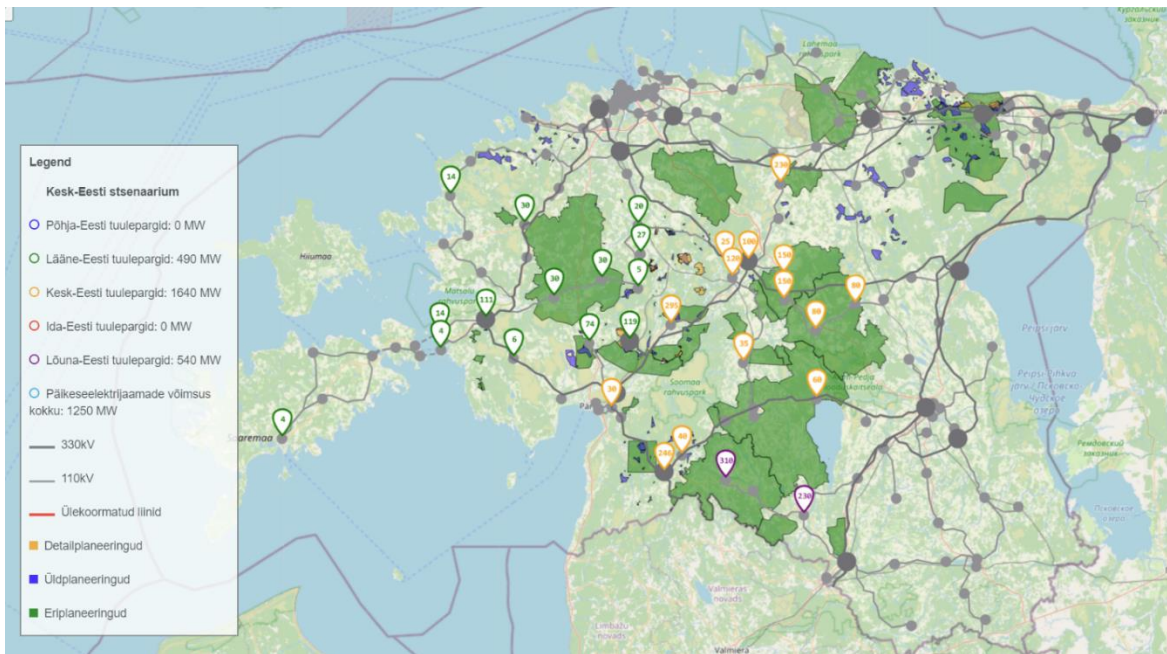
Puudused:

- Kaheahelaliste liinide masti purunemise korral lülitub välja korraks kaks liini

- Kolme jaotusvõrgu alajaama üleviimine 110 kV pingele nõuab investeeringuid ka jaotusvõrgu poolt
- Järva-Jaani ja Roosna-Alliku alajaamade vahelise ühenduse loomiseks tuleb teostada trassiuuring

9.3.3 Kesk- ja Lõuna-Eesti arengusuunad

Esimese stsenaariumi tootmisprofiili alusel Kesk-Eesti piirkondliku stsenaariumi raames modelleeriti Kesk- ja Lõuna-Eestis asuvad tuulepargid maksimaalse võimsusega. Joonisel 9.22 on näha tuulevõimsuste jaotust Kesk-Eesti stsenaariumi korral.



Joonis 9.22 Tuulevõimsuste jaotus Kesk-Eesti stsenaariumi korral

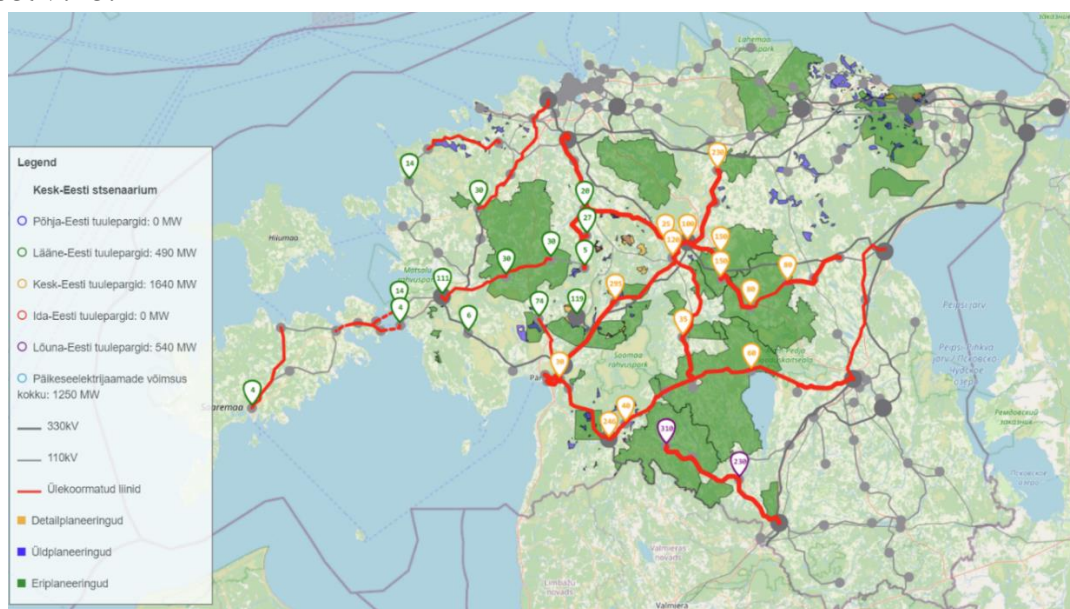
Nii nagu eelmistes stsenaariumites lisati uued võimsused otse 110 kV võrku, selleks, et saada ekstreemväärtused (võimsuste 330 kV võrku liitumise analüüs on kirjeldatud peatükis 9.4). Abja ja Tõrva 110 kV alajaamade piirkondades eriplaneeringute järgi planeeritud võimsus ületab 500 MW. L058 Tõrva - Abja on tupikliin ning teatud N-1 olukorras kogu Abja alajaama võimsus võib kukkuda süsteemist välja. Juhul, kui selle ala potentsiaal realiseerub, vajab nii suurte võimsuste ülekandmiseks antud piirkond lisainvesteeringuid nii olemasolevate liinide rekonstrueerimiseks, kui ka uute liinide ehitamiseks.

Ülekoormuste likvideerimiseks täiendavad võrgutugevdused katavad ca 1000 km ulatuses uute liinide ehitamist või rekonstrueerimist ning 11 uue jõutrafo lisamist. Stsenaariumi tulemused on kokku võetud tabelis 9.11.

Tabel 9.11 Lõuna-Eesti piirkonna stsenaarium 3 tulemused

TEGEVUS	PIKKUS, km	ELEMENTIDE ARV, tk
Gabariidid +60C	35	1
Liini rekk 1x240 mm ²	120	5
Liini rekk 2x240 mm ²	374	16
Liini rekk 2x2x240 mm ²	456	15
Lisa kaabel	8	1
Jõutrafo 330/110 kV	-	10
KOKKU:	991	49

Kesk-Eesti stsenaariumi ülekoormused suures osas kattuvad Lääne-Eesti stsenaariumiga, kuna piirkonnad on elektriliselt seotud ja samad liinid osalevad võimsuste, nii Eesti siseses transiidis, kui ka Soome ja Läti ekspordis. Ülekoormatud liinid on esitatud joonisel 9.23.



Joonis 9.23 Ülekoormatud liinid Kesk-Eesti stsenaariumi korral

Tulemustest on näha, et 110 kV võrgu jaoks lisatud võimsus tugevasti koormab võrku ja suur osa liinidest tuleb rekonstrueerida kaheaahelisteks, mis sisuliselt tähendab 110 kV paralleelvõrku või uute ühenduste ehitamist. Antud liinide loetelu on esitatud tabelis 9.12.

Tabel 9.12 Kaheaahelisteks rekonstrueeritavad liinid

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
L058	Tõrva - Abja	2x2x240
L105A	Tartu - Puhja	2x2x240
L105B	Puhja - Viljandi	2x2x240
L106A	Viljandi - K-Nõmme	2x2x240
L106B	Sindi - K-Nõmme	2x2x240

L130B	Jõgeva - Kantküla	2x2x240
L131A	Jõgeva - Põdra	2x2x240
L132A	Paide - Koigi	2x2x240
L133A	Paide - Vändra	2x2x240
L133B	Vändra - Papiniidu	2x2x240
L145	Tsirculiina - Tõrva	2x2x240
L157	Saare - Tartu	2x2x240
L158	Mustvee - Saare	2x2x240
L185	Kiisa - Kohila	2x2x240
L186	Kohila - Rapla	2x2x240

Paide - Mustvee - Tartu - Kilingi-Nõmme - Sindi ringil kulgevate liinide investeeringu mahtu saab vähendada tekitades uued 330 kV ühendused nt liinidel L346 Paide - Sopi ning L356 Paide - Mustvee. Sel juhul võimsused, mis stsenaariumi järgi paiknevad 110 kV alajaamades Sindi - Paide ja Paide - Mustvee suunas on võimalik suunata osaliselt (või täielikult juhul, kui liitumine toimub otse 330 kV võrgus) üle 330 kV võrku ning läbi selle vähendada 110 kV võrgus transiidi koormust (330 kV analüüs on käsitletud peatükis 9.4). Uue 330/110 kV alajaama tekitamine liinil L346 Sopi - Paide ning liinil L356 Paide - Mustvee vähendab oluliselt 110 kV liinide investeeringute mahtu.

Lõuna piirkonnas asuvate võimsuste ülekandmiseks olemasolevate liinide kaheaahelaliseks rekonstrueerimine ei ole piisav, kuna N-1 olukorras tootmine võib kas täielikult või osaliselt välja kukkuda. Selle probleemi lahendamiseks modelleeriti kaks varianti (alternatiiv 2 ja alternatiiv 3).

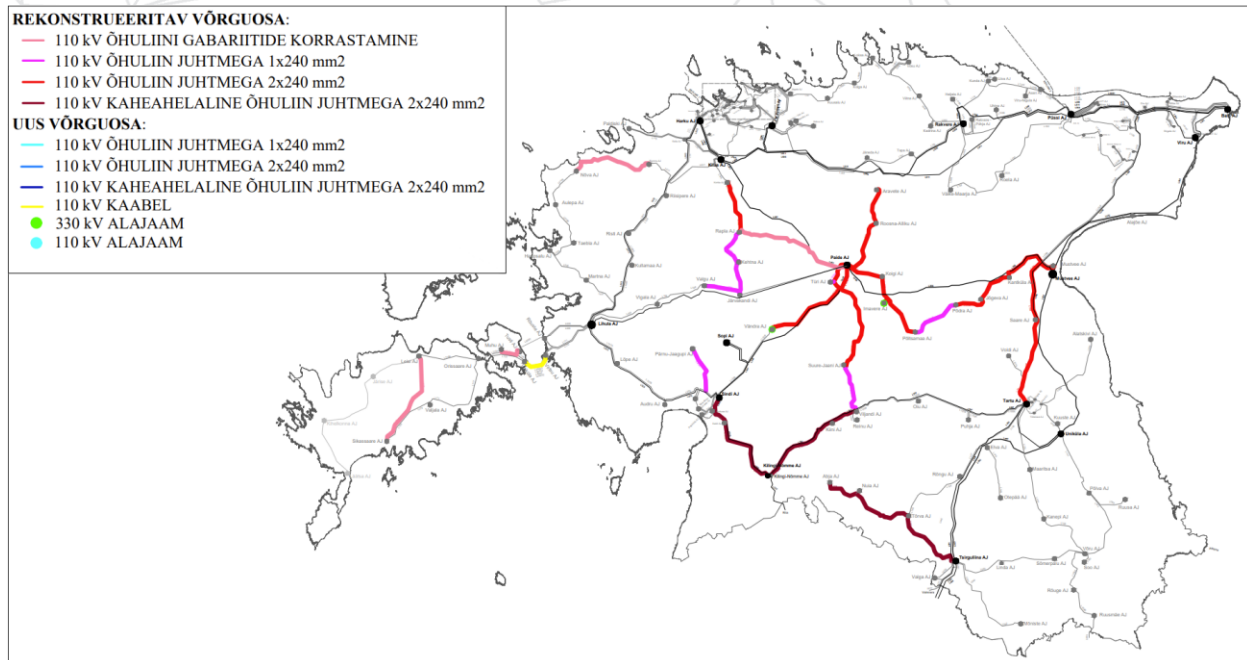
Alternatiiv 1: Uued 330/110 alajaamad ja olemasolevate 110 kV õhuliinide rekonstrueerimine

Alternatiiv näeb ette, et 110 kV võrgu alla koormamiseks tuleb lisada kaks 330/110 alajaama L356 Paide - Mustvee ja L346 Paide - Sopi liinidel. Antud variandi järgi uusi liine võrku ei lisandu, see tähendab, et Lõuna-Eesti liinide ülekoormused lahendatud olemasolevate õhuliinide rekonstrueerimisega.

Tabel 9.13 Alternatiiv 1 investeeringute loetelu ja kogumaksumus

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
L018	Rummu - Nõva	Gabariidi tõstmine 60° C
L020	Paide - Roosna-Alliku	2x240
L021	Roosna-Alliku - Aravete	2x240
L025	Kehtna - Rapla	1x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L027	Valgu - Järvakandi	1x240
L058	Tõrva - Abja	2x2x240
L106A	Viljandi - Saarde	2x2x240

L106B	Sindi - K-Nõmme	2x2x240
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	1x240
L130A	Kantküla - Mustvee	2x240
L130B	Kantküla - Jõgeva	2x240
L131A	Jõgeva - Põdra	2x240
L131B	Põdra - Põltsamaa	1x240
L132A	Paide - Koigi	2x240
L132B	Imavere - Koigi	2x240
L132C	Põltsamaa - Imavere	2x240
L133A	Paide - Vändra	1x240
L133AH	Türi haru	1x240
L134A	Paide - S-Jaani	2x240
L134B	Viljandi - S-Jaani	1x240
L145	Tsirculiina - Tõrva	2x2x240
L157	Saare - Tartu	2x240
L158	Mustvee - Saare	2x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	Gabariidi tõstmine 60°C
uus	Vändra alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Imavere alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Vändra alajaam	Lisa trafo x3
uus	Imavere alajaam	Lisa trafo x3
uus	Lihula alajaam (laiendus)	Uus 330/110 kV alajaam
	Lihula alajaam	Lisa trafo
	Sindi alajaam	Lisa trafo
	Tsirculiina alajaam	Lisa trafo x3
	Paide alajaam	Lisa trafo x3
L174	Tusti - Muhu	Gabariidi tõstmine 60°C
L175	Sikassaare - Leisi	Gabariidi tõstmine 60°C
uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel



Joonis 9.24 Lõuna piirkonna arengute alternatiiv 1

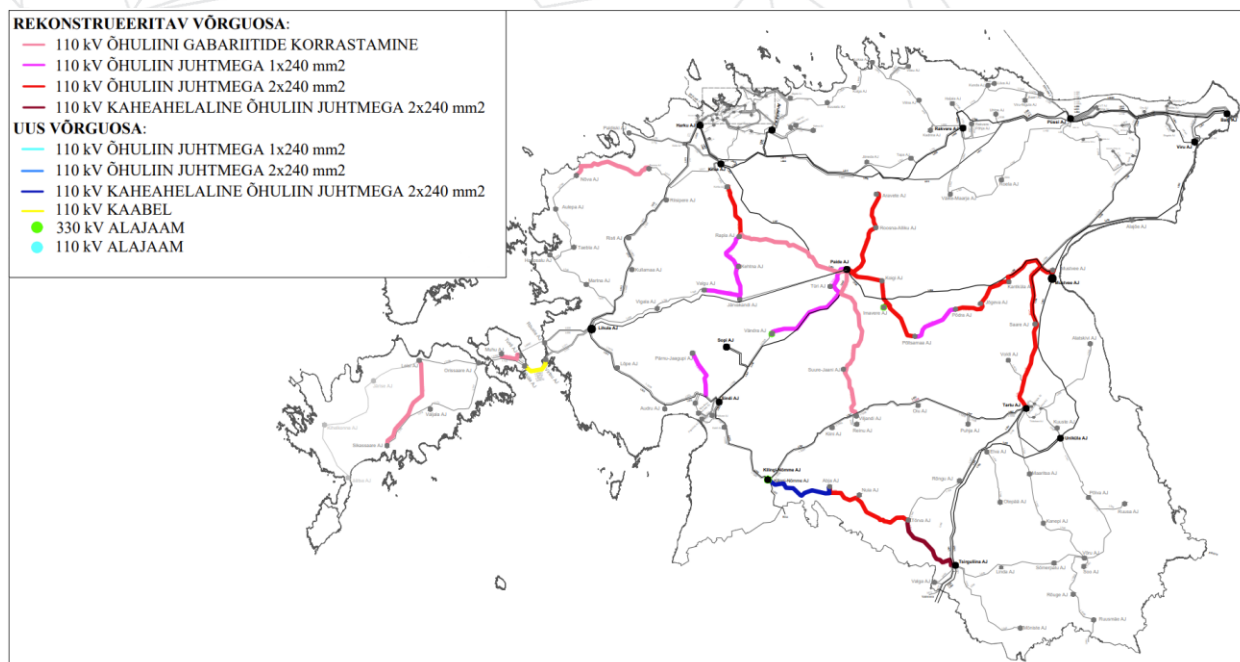
Alternatiiv 2: Uued 330/110 alajaamad ja Abja - Kilingi-Nõmme uus 110 kV liin (kaheahelaline)

Alternatiiv näeb ette, et Abja ja Kilingi-Nõmme vahele tekib uus 110 kV ühendus. Abja alajaama jaoks tähendab see, et tekib kolme liiniga ühendus, millest kaks kulgevad Kilingi-Nõmme ning üks Tõrva suunas. Abja - Tõrva - Tsirguliina liinid tuleb rekonstrueerida 2x240 mm² juhtmega. 110 kV võrgu koormuse vähendamiseks tuleb Abja võimsus suunata 330 kV võrku, selleks on alternatiivi järgi loodud ühendus Kilingi-Nõmme 110 kV ja 330 kV alajaamades. Kokku tuleb Kilingi-Nõmme 330 kV alajaama lisada neli jõutrafot ning Tsirguliina 330 kV alajaama kolm trafot.

Tabel 9.14 Alternatiiv 2 investeeringute loetelu ja kogumaksumus, mis on ühtlasi ka optimeeritud lahendus

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
L018	Rummu - Nõva	Gabariidi tõstmine 60° C
L020	Paide - Roosna-Alliku	2x240
L021	Roosna-Alliku - Aravete	2x240
L025	Kehtna - Rapla	1x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L027	Valgu - Järvakandi	1x240
L058	Tõrva - Abja	2x240
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	1x240
L130A	Kantküla - Mustvee	2x240
L130B	Kantküla - Jõgeva	2x240
L131A	Jõgeva - Põdra	2x240

L131B	Põdra - Põltsamaa	1x240
L132A	Paide - Koigi	2x240
L132B	Imavere - Koigi	2x240
L132C	Põltsamaa - Imavere	2x240
L133A	Paide - Vändra	1x240
L133AH	Türi haru	1x240
L134A	Paide - S-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C
L134B	Viljandi - S-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C
L145	Tsirculiina - Tõrva	2x2x240
L157	Saare - Tartu	2x240
L158	Mustvee - Saare	2x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	Gabariidi tõstmine 60° C
uus	Vändra alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Imavere alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Kilingi-Nõmme alajaam (laiendus)	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Vändra alajaam	Lisa trafo x3
uus	Imavere alajaam	Lisa trafo x3
uus	Kilingi-Nõmme alajaam	Lisa trafo x3
uus	Abja - Kilingi-Nõmme	2x2x240
uus	Lihula alajaam (laiendus)	Uus 330/110 kV alajaam
	Lihula alajaam	Lisa trafo
	Sindi alajaam	Lisa trafo
	Tsirculiina alajaam	Lisa trafo x2
	Paide alajaam	Lisa trafo x3
L174	Tusti - Muhu	Gabariidi tõstmine 60° C
L175	Sikassaare - Leisi	Gabariidi tõstmine 60° C
uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel



Joonis 9.25 Lõuna piirkonna arengute alternatiiv 2

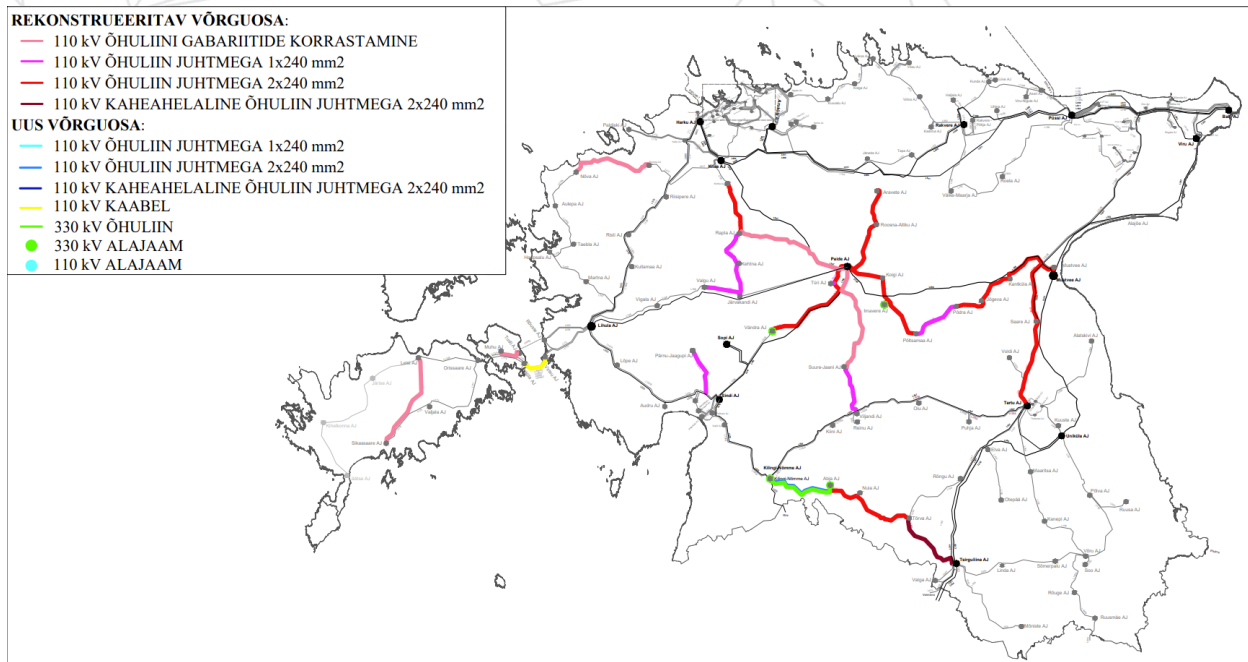
Alternatiiv 3: Uued 330/110 alajaamad ja Abja - Kilingi-Nõmme uus 330 kV liin koos 110 kV ühisriputusega (kaheaheelaline 1x240)

Teise alternatiivina tekib võrku uus 330 kV kahe jõutrafodega Abja alajaam. Abja ja Kilingi-Nõmme alajaamade ühendamiseks on rajatud uus 330 kV liin Abja - Kilingi-Nõmme ühisriputusega kaheaheelalise 110 kV liiniga. Lisaks ka piirkonna varustuskindlus uue 330 kV alajaama tõttu oluliselt kasvab.

Tabel 9.15 Alternatiiv 3 investeeringute loetelu ja kogumaksumus

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
L018	Rummu - Nõva	Gabariidi tõstmine 60° C
L020	Paide - Roosna-Alliku	2x240
L021	Roosna-Alliku - Aravete	2x240
L025	Kehtna - Rapla	1x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L027	Valgu - Järvakandi	1x240
L058	Tõrva - Abja	2x240
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	1x240
L130A	Kantküla - Mustvee	2x240
L130B	Kantküla - Jõgeva	2x240
L131A	Jõgeva - Põdra	2x240
L131B	Põdra - Põltsamaa	1x240
L132A	Paide - Koigi	2x240
L132B	Imavere - Koigi	2x240
L132C	Põltsamaa - Imavere	2x240

L133A	Paide - Vändra	2x240
L133AH	Türi haru	1x240
L134A	Paide - S-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C
L134B	Viljandi - S-Jaani	1x240
L145	Tsirguliina - Tõrva	2x2x240
L157	Saare - Tartu	2x240
L158	Mustvee - Saare	2x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	Gabariidi tõstmine 60° C
uus	Vändra alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Imavere alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Kilingi-Nõmme alajaam (laiendus)	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Abja alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Lihula alajaam (laiendus)	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Vändra alajaam	Lisa trafo x3
uus	Imavere alajaam	Lisa trafo x3
uus	Kilingi-Nõmme alajaam	Lisa trafo x3
uus	Abja alajaam	Lisa trafo x2
uus	Abja - Kilingi-Nõmme	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine
	Lihula alajaam	Lisa trafo
	Sindi alajaam	Lisa trafo
	Tsirguliina alajaam	Lisa trafo x2
	Paide alajaam	Lisa trafo x3
L174	Tusti - Muhu	Gabariidi tõstmine 60° C
L175	Sikassaare - Leisi	Gabariidi tõstmine 60° C
uus	Virtsu - Orissaare	Lisa kaabel



Joonis 9.26 Lõuna piirkonna arengute alternatiiv 3

9.3.4 Esimese stsenaariumi tulemuste analüüs

Esimese stsenaariumi raames loodud piirkondlikud stsenaariumid näitasid kõige suuremaid ülekoormusi 110 kV liinidel. 330 kV liinidel aga ühtegi ülekoormust ei esinenud. Suured ülekoormused tekivad ka 330/110 jõutrafoodel, kuna 110 kV võrgu võimsusvoog mõnedes piirkondades ületab korduvalt jõutrafoode läbilaskevõimet. Esimese stsenaariumi investeeringupaketide maksumused jäävad vahemikku ca 200 - 400 MEUR.

Lääne-Eesti stsenaariumi puhul ilmnes kolm probleemset kohta:

1. Lihula 330/110 kV alajaam
2. Pärnu-Jaagupi 110 kV alajaama piirkond
3. Muhu kaabel- ning õhuliinid

Ida-Eesti tootmisstsenaariumi puhul ilmnes kuus problemaatilist piirkonda:

1. Püssi - Aseri - Viru-Nigula - Kunda - Rakvere alajaamade 110 kV ülekandeliinid
2. Püssi - Niidu - Väike-Maarja - Rakvere alajaamade 110 kV ülekandeliinid
3. Püssi - Jaoskonna 3B - Kiikla - Alutaguse alajaamade 110 kV ülekandeliini
4. Rakvere - Kadrina - Viitna - Võsu - Loks - Kuusalu - Kallavere alajaamade 110 kV ülekandeliinid
5. Püssi 330/110 kV jõutrafood
6. Rakvere 330/110 kV jõutrafood

Kesk-Eesti stsenaariumi ülekoormused suures osas kattuvad Lääne-Eesti stsenaariumiga, kuna piirkonnad on elektriliselt seotud ja samad liinid osalevad võimsuste, nii Eesti siseses transiidis, kui ka Soome ja Läti ekspordis.

Kesk-Eesti stsenaariumi puhul ilmnes problemaatilisest piirkonda:

Kesk-Eesti piirkond:

1. Paide 330/110 kV alajaama piirkond
2. Paide - Mustvee - Tartu - Kilingi-Nõmme - Sindi alajaamade 110 kV ülekandeliinid

Lõuna-Eesti piirkond:

Abja - Tõrva - Tsirguliina 110 kV õhuliinid

Allolevates tabelites on näha eelnevalt mainitud kolme piirkonna kõige mahukamat piirkonna investeeringute paketti, kust on välja arvatud erinevate piirkondade kattuvad investeeringud ning kolmes piirkonnas kattuvaid investeeringuid on näha tabelist 9.15.

Tabel 9.14 Lääne-Eesti piirkonna investeeringud, mis ei kattu kahe teise piirkonna investeeringutega

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Lihula alajaam	Lisa trafo x4
	Sindi alajaam	Lisa trafo
L017	Rummu - Kiisa	1x240
L018	Rummu - Nõva	1x240
L019B	Aulepa - Taebla	1x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L027	Valgu - Järvakandi	2x240
L033	Audru - Sindi	2x240
L035	Lihula - Rõuste	1x240
L038	Haapsalu - Martna	1x240
L039	Taebla - Haapsalu	1x240
L105A	Tartu - Puhja	Voolutrafo
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	2x2x240
L108A	Kullamaa - Risti	Voolutrafo x2
L108B	Kullamaa - Lihula	Voolutrafo x2
L109	Riisipere - Risti	Voolutrafo x 2
L110	Riisipere - Keila	Voolutrafo
L111	Harku - Keila	Voolutrafo x2
L112	Harku - Keila	Voolutrafo x2
L171	Lihula - Virtsu	1x240
L178	Paldiski - Keila	1x240
L179	Paldiski - Keila	1x240

L185	Kiisa - Kohila	2x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	1x240
L189	Lihula - Vigala	2x240
uus	Uus AJ - Vigala	2x240
uus	Valgu - uus AJ	2x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
uus	Pärnu-Jaagupi - Sindi	2x2x240
uus	Pärnu-Jaagupi - Vigala	1x240
uus	Uus alajaam	Uus 330/110 kV alajaam (Vigala - Valgu)
uus	Pärnu-Jaagupi - uus alajaam	2x240
uus	Uus alajaam	Uus 330/110 kV alajaam (Pärnu-Jaagupi haru)
L173	Võiküla - M52	1x240
L174	Tusti - Muhu	1x240
L175	Sikassaare - Leisi	1x240
L8090	Virtsu - M8Y	1x240
uus	Haapsalu/Aulepa - Kärkla	Lisa kaabel
uus	Kärkla - Emmaste	1x240
uus	Pammana - Leisi	1x240
uus	Emmaste - Pammana	Lisa kaabel
uus	Kärkla	Uus 110 kV alajaam
uus	Emmaste	Uus 110 kV alajaam

Tabel 9.15 Ida-Eesti investeeringud, mis ei kattu kahe teise piirkonna investeeringutega

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Püssi alajaam	Lisa trafo x 3, ühe 330 kV lahtri lisamine
	Rakvere alajaam	Lisa trafo x 3, ühe 110 kV ja 330 kV lahtri lisamine
	Väike-Maarja alajaam	kahe 110 kV ja 330 kV lahtri lisamine
	Tapa alajaam	ühe 110 kV lahtri lisamine
L021	Roosna-Alliku - Aravete	Gabariidi tõstmine 60°C
L060	Rakvere - Kadrina	Gabariidi tõstmine 60°C
L061	Kadrina - Viitna	Gabariidi tõstmine 60°C
L062	Viitna - Võsu	Gabariidi tõstmine 60°C
L063	Võsu - Loksas	Gabariidi tõstmine 60°C
L065	Rakvere - Väike-Maarja	2x2x240

L069	Balti - Allika	Gabariidi tõstmine 60° C
L101	Tapa - Jäneda	1x240
L115	Aseri - Kunda	2x240
L115A	Haljala haru	1x240
L118	Balti - Ahtme	Gabariidi tõstmine 60° C
L124A	Kunda - Viru-Nigula	2x240
L124B	Viru-Nigula - Aseri	2x240
L126	Aseri - Püssi	2x240
L127	Niidu - Püssi	2x2x240
L137	Püssi - Jaoskonna 3B	1x240
L138A	Jaoskonna 3B - Kiikla	1x240
L138B	Kiikla - Alutaguse	1x240
L178	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60° C
L179	Paldiski - Keila	Gabariidi tõstmine 60° C
L185	Kiisa - Kohila	1x240
L192	Väike-Maarja - Niidu	2x240
L194	Aruküla - Kehra	1x240
L195	Aruküla - Kehra	1x240
L198	Kallavere - Kuusalu	Gabariidi tõstmine 60° C
L199A	Kuusalu - Kolga	Gabariidi tõstmine 60° C
L199B	Kolga - Loks	Gabariidi tõstmine 60° C
uus	Aravete - Tapa	1x240
uus	Rakke alajaam	Uus 110 kV alajaam
uus	Koeru alajaam	Uus 110 kV alajaam
uus	Järva-Jaani alajaam	Uus 110 kV alajaam
uus	Roosna-Alliku alajaam	Uus 110 kV alajaam
uus	Aravete alajaam	Uus 110 kV alajaam
uus	Väike-Maarja - Rakke	2x240
uus	Rakke - Koeru	2x240
uus	Koeru - Järva-Jaani	2x240
uus	Järva-Jaani - Roosna-Alliku	2x240
uus	Pandivere alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Pandivere - Väike-Maarja	Kaks 2x2x240
uus	Rakvere - Väike-Maarja	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine
uus	Väike-Maarja - Niidu	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine
uus	Niidu - Püssi	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine

Tabel 9.16 Kesk-Eesti stsenaariumi investeeringud, mis ei kattu teiste piirkondade investeeringutega

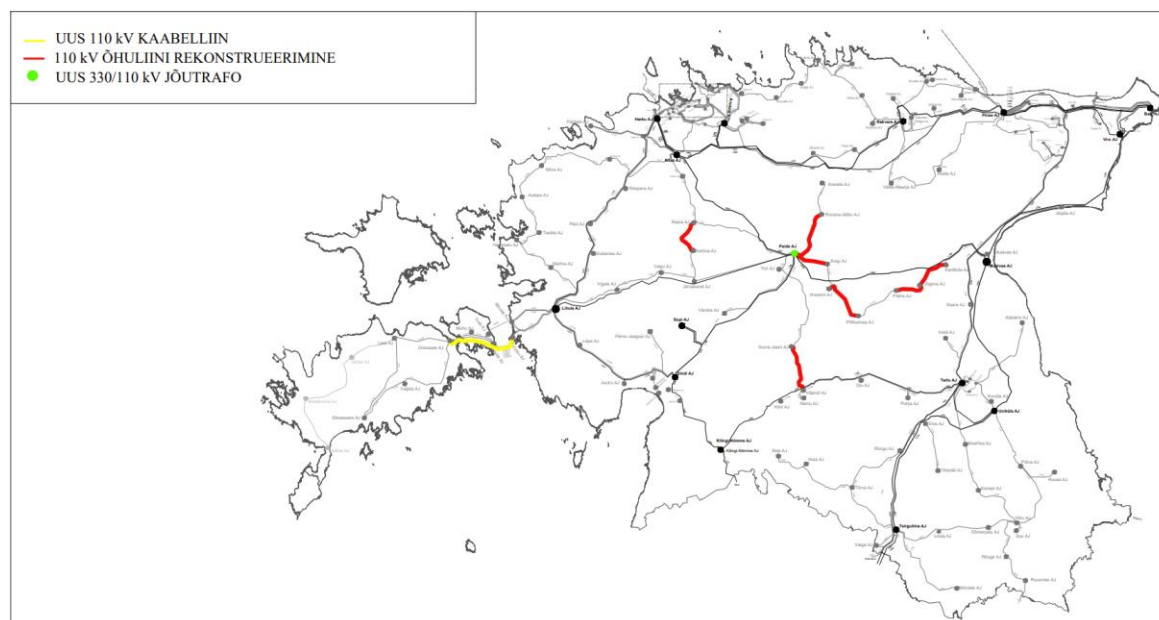
Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus
	Abja alajaam	Lisa trafo x 2
	Kilingi-Nõmme alajaam	Lisa trafo x 3
	Tsirguliina alajaam	Lisa trafo x 3
	Lihula alajaam	Lisa trafo
	Sindi alajaam	Lisa trafo
	Vändra alajaam	Lisa trafo x 3
	Imavere alajaam	Lisa trafo x 3
uus	Vändra alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Imavere alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Kilingi-Nõmme alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Abja alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
uus	Lihula alajaam	Uus 330/110 kV alajaam
L018	Rummu - Nõva	Gabariidi tõstmine 60°C
L021	Roosna-Alliku - Aravete	2x240
L026	Järvakandi - Kehtna	1x240
L027	Valgu - Järvakandi	1x240
L058	Tõrva - Abja	2x2x240
L106A	Viljandi - Kilingi-Nõmme	2x2x240
L106B	Sindi - Kilingi-Nõmme	2x2x240
L107C	Pärnu-Jaagupi haru	1x240
L130A	Kantküla - Mustvee	2x240
L131B	Põdra - Põltsamaa	1x240
L132B	Imavere - Koigi	2x240
L133A	Paide - Vändra	2x240
L133AH	Türi haru	1x240
L134A	Paide - Suure-Jaani	2x240
L145	Tsirguliina - Tõrva	2x2x240
L157	Saare - Tartu	2x240
L158	Mustvee - Saare	2x240
L174	Tusti - Muhu	1x240
L175	Sikassaare - Leisi	1x240
L186	Kohila - Rapla	2x240
L187	Rapla - Paide	Gabariidi tõstmine 60°C
uus	Abja - Kilingi-Nõmme	330 ja 110 kV ühisriputusega liini ehitamine

Lääne-, Ida- ja Lõuna-Eesti piirkondades on 9 kattuvat investeeringut. Kolmes piirkonnas kattuvad investeeringud jäävad enamjaolt Paide piirkonda.

Tabel 9.17 Kolmes piirkonnas kattuvad investeeringud

Objekti tähis	Objekti nimi	Tegevus		
		Ida-Eesti	Kesk-Eesti	Lääne-Eesti
	Paide alajaam	Lisa trafo x 1	Lisa trafo x 3	Lisa trafo x 2
L020	Paide - Roosna-Alliku	2x240	2x240	1x240
L025	Kehtna - Rapla	Gabariidi tõstmine 60° C	1x240	2x240
L130B	Jõgeva - Kantküla	1x240	2x240	1x240
L131A	Jõgeva - Põdra	1x240	2x240	1x240
L132A	Paide - Koigi	1x240	2x240	1x240
L132C	Põltsamaa - Imavere	Gabariidi tõstmine 60° C	2x240	Gabariidi tõstmine 60° C
L134B	Viljandi - Suure-Jaani	Gabariidi tõstmine 60° C	1x240	Gabariidi tõstmine 60° C
Uus	Virtsu - Orissaare*	Lisa kaabel	Lisa kaabel	Lisa kaabel

*Kui Saaremaa 330 kV võrk ehitatakse EE-LV 4 ehitamise raames, siis ei ole vaja Virtsu - Orissaare 110 kV kaabelliini ehitada. Antud juhul muutuvad TE100 programmi investeeringute paketid odavamaks.



Joonis 9.27 TE100 kolme piirkonna stsenaariumis kattuvad investeeringud

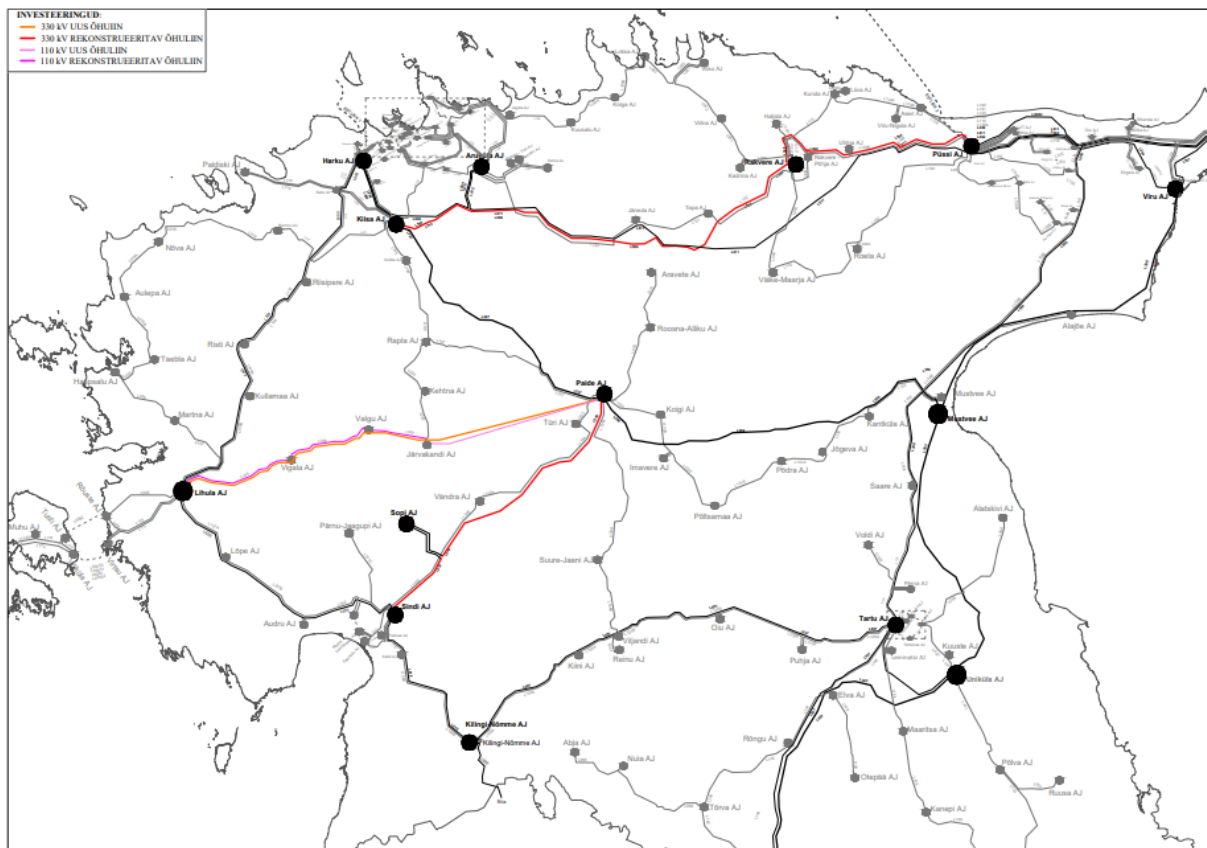
2025. aastal hakatakse eelprojekteerima tabelis 9.17 mainitud investeeringuid. Antud liinide ja alajaama tegevus valitakse hiljem, kui on selgunud taastuvelektri vähempakkumised. Järgmisel aastal saadavad vähempakkumiste tulemused mõjutavad suurel määral fookuspiirkondasid ning tulemused kitsendavad olukorda nii, et edasi saab liikuda vaid ühe stsenaariumiga. Eelprojekteerimisel valitakse kõige raskema stsenaariumi tegevus. Kuigi investeeringud on planeeritud valmis saada 2030. aastaks, siis varajane eelprojekteerimine on vajalik, et jõuaks kõikide töödega õigeks ajaks ära. Projektidega varakult alustamine säästab ka ressursse. Lisaks kolmes stsenaariumis kattuvate investeeringutele, oleks vaja alustada Estlink 3 ja Eesti-Läti 4. ühenduse

investeeringute eelprojekteerimisega. Viimased on vajalikud eeldused, et üldse TE100 eesmärke täita. Seega oleks vaja 2025. aastal eelprojekteerimisega alustada ka järgnevatele investeeringutele:

- Õhuliini L506 Kiisa - Rakvere rekonstrueerimine
- Õhuliini L360 Rakvere - Püssi rekonstrueerimine
- Õhuliini L346 Paide - Sopi rekonstrueerimine
- Õhuliini L347 Sindi - Sopi rekonstrueerimine
- Õhuliini Lihula-Paide 330 kV ehitamine
- Õhuliini Paide-Järvakandi 110 kV ehitamine*
- Õhuliini L189 Lihula - Vigala rekonstrueerimine**
- Õhuliini L027 Valgu - Järvakandi rekonstrueerimine**
- Õhuliini L188 Vigala - Valgu rekonstrueerimine**

**Kui Paide-Järvakandi 110 kV õhuliini ei ehitata EE-LV 4. ühenduse raames, siis peab selle ehitama TE100 programmi raames ning kõik investeeringute paketid lähevad kallimaks.*

***Kui 110 kV liinide L189 Lihula - Vigala, L188 Vigala - Valgu ja L027 Valgu - Järvakandi rekonstrueerimine tehakse EE-LV 4 õhuliini Lihula - Paide 330 kV ehitamise raames ühisriputusena, muutuvad TE100 programmi investeeringute paketid odavamaks.*

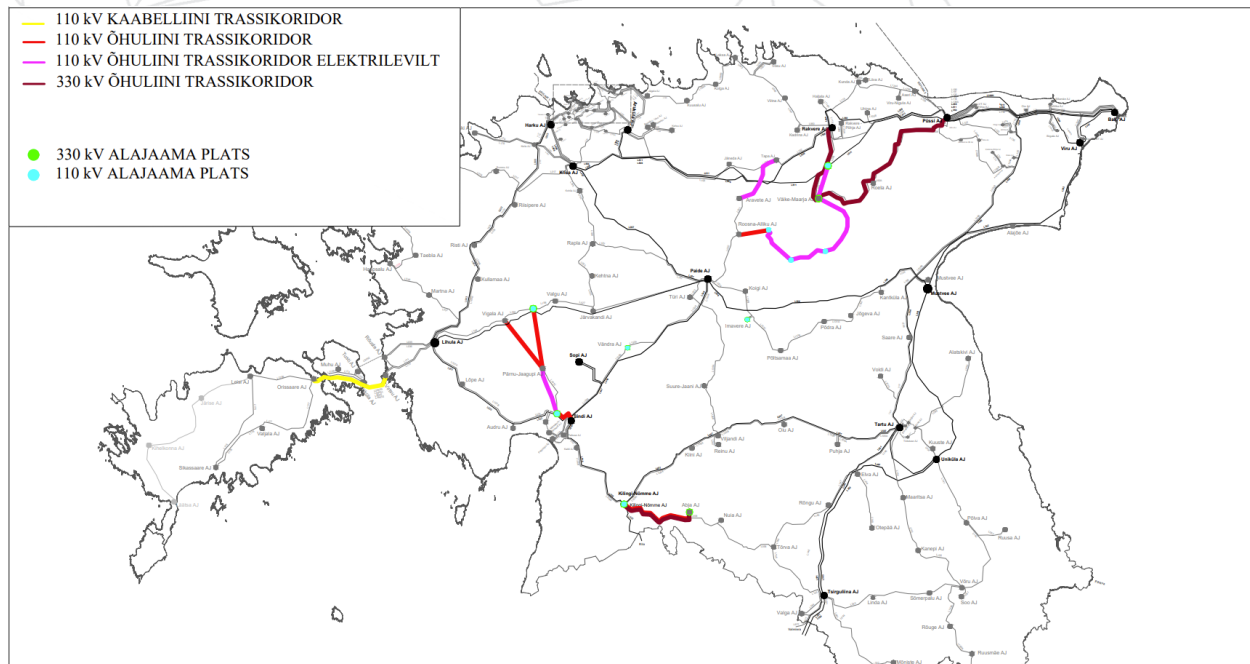


Joonis 9.28 TE100 täitmiseks vajalikud eeldused (Estlink 3 ja EE-LV 4. ühenduse tööd)

Tabelis 9.18 ja joonisel 9.29 on näha uute potentsiaalsete trassikoridoride ja alajaamade platside mahte ning asukohti. Kokku on 13 õhuliini trassikori ning 11 uut alajaama. Virtsu - Orissaare 110 kV kaabelliini pole vaja TE100 programmi raames ehitada, kui Saaremaa 330 kV võrk ehitatakse EE-LV 4 ehitamise raames.

Tabel 9.18 Uute trassikoridoride ja alajaama platside informatsioon

Objekt	Liini pikkus (km)/ alajaama platsi pikkus (m)	Pinge (kV)	Laius (m)	Tüüp
Õhuliin Vigala - Pärnu-Jaagupi	24	110	75	uus
Õhuliin P-Jaagupi - Uus AJ (Vigala - Valgu)	23	110	75	uus
Õhuliin Pärnu-Jaagupi - Uus AJ (Pärnu-Jaagupi haru)	19	110	75	Elektrilevi trassikoridor
Õhuliin Pärnu-Jaagupi - Sindi	5 (24 koos Elektrilevi trassikoridoriga)	110	75	uus
Uus AJ (Vigala - Valgu)	300	330/110	200	uus
Uus AJ (P-Jaagupi haru)	300	330/110	200	uus
Õhuliin Püssi - Väike-Maarja - Rakvere	100	330	140	uus
Uus AJ (V-Maarja)	300	330	200	uus
Uus AJ (Pandivere)	300	330/110	200	uus
Uus AJ (Rakke)	200	110	100	uus
Uus AJ (Koeru)	200	110	100	uus
Uus AJ (J-Jaani)	200	110	110	uus
Õhuliin R-Alliku - Järva-Jaani	11	110	75	uus
Õhuliin Järva-Jaani - Koeru	15	110	75	Elektrilevi trassikoridor
Õhuliin Väike-Maarja - Rakke	23	110	75	Elektrilevi trassikoridor
Õhuliin Rakke - Koeru	15	110	75	Elektrilevi trassikoridor
Õhuliin Pandivere - Väike- Maarja	13	110	75	Elektrilevi trassikoridor
Õhuliin Abja - Kilingi-Nõmme	30	110	75	Elektrilevi trassikoridor
Õhuliin Abja - Kilingi-Nõmme	30	330	140	uus
Uus AJ (K-Nõmme)	300	330/110	200	uus
Uus AJ (Abja)	300	330	200	uus
Kaabelliin Virtsu - Orissaare	28	110		uus
Õhuliin Aravete - Tapa	22	110	75	Elektrilevi trassikoridor
Uus AJ (Vändra)	300	330/110	200	uus
Uus AJ (Imavere)	300	330/110	200	uus



Joonis 9.29 Potentsiaalsed uued trassikoridorid ja alajaamade platsid

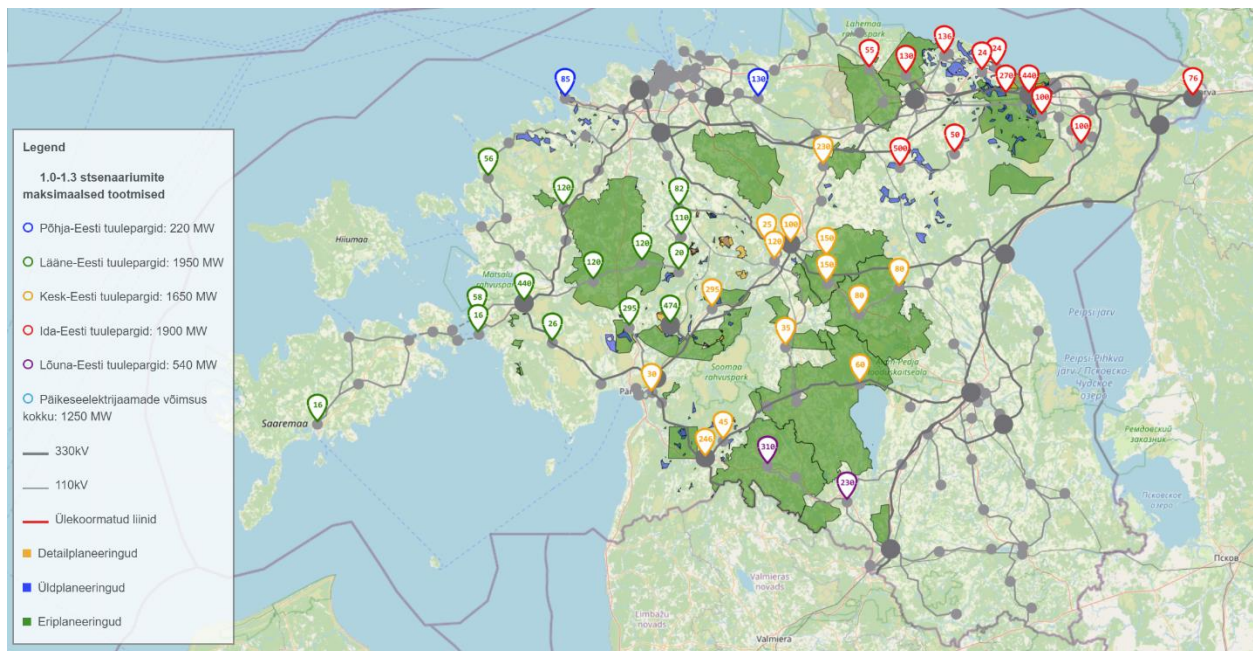
9.4 Stsenaariumid 2 ja 3

Esimese stsenaariumi baasil modelleeriti lisastsenaariumid, kus lisanduv maismaatuule võimsus lisati ka 330 kV võrku. Teise stsenaariumi puhul lisanduv võimsus jagati 110 kV ja 330 kV võrkude vahel (ca 35-50% kogu võimsusest lisati 330 kV võrku). Kolmanda stsenaariumi puhul lisati kogu tuuleparkide lisanduv võimsus 330 kV võrku. 330 kV võrku liitumiste puhul on arvestatud nii maismaa tuuleparkide kui ka meretuuleparkidega, kuna Eleringi vaates asuvad liitumispunktid maismaal ning pole vahet milline tootmismoodul liitumispunktis ühineb. Piirkondliku mustri ja mudeli koostamise eeldused jäid samaks. Analüüsi käigus lisati ka variant, kus kõikide piirkondade võimsusi ühtlaselt vähendati vajaliku tootmisvõimsuse saavutamiseks. Antud stsenaariumi puhul eeldati, et kogu Eesti toodab samal ajal, seetõttu piirkondlikku eelistust nendes variantides ei kasutatud.

Mudel arvutuste jaoks loodud stsenaariumite versioonide kirjeldus:

- 1.0 - kolmanda stsenaariumi tootmisprofiil, kus võimsus lisati 110 kV võrku, piirkondlikku eelistust ei ole ja alajaamade võimsused on ühtlaselt jaotatud võrgurežiimi järgi vajaliku tootmismahu saavutamiseks (joonis 9.29).
- 1.1 - Lääne-Eesti stsenaarium kirjeldatud ptk 9.2.4
- 1.2 - Ida-Eesti stsenaarium kirjeldatud ptk 9.2.5
- 1.3 - Kesk-Eesti stsenaarium kirjeldatud ptk 9.2.6
- 2.1 - Lääne-Eesti stsenaarium uue jaotusega 35/65 - Võimsused on jaotatud 110 kV ja 330 kV vahel, tuuleparkide tootmine on kontsentreeritud Lääne-Eestis. 35 % kogu võimsusest on lisatud 330 kV võrku.

- 2.2 - Kesk-Eesti stsenaarium uue jaotusega 50/50 - Võimsused on jaotatud 110 kV ja 330 kV vahel võrdselt, tuuleparkide tootmine on kontsentreeritud Kesk-Eestis.
- 3.0 - kolmanda stsenaariumi tootmisprofiil, kus võimsus lisati 110 kV võrku, piirkondlikku eelistust ei ole ja alajaamade võimsused on ühtlaselt jaotatud võrgurežiimi järgi vajaliku tootmismahu saavutamiseks.
- 3.1 - Lääne-Eesti stsenaarium uue jaotusega 100% lisanduvate tuuleparkide võimsusest on 330 kV võrgus
- 3.2 - Kesk-Eesti stsenaarium uue jaotusega 100% lisanduvate tuuleparkide võimsusest on 330 kV võrgus
- 3.3 - Ida-Eesti stsenaarium uue jaotusega 100% lisanduvate tuuleparkide võimsusest on 330 kV võrgus



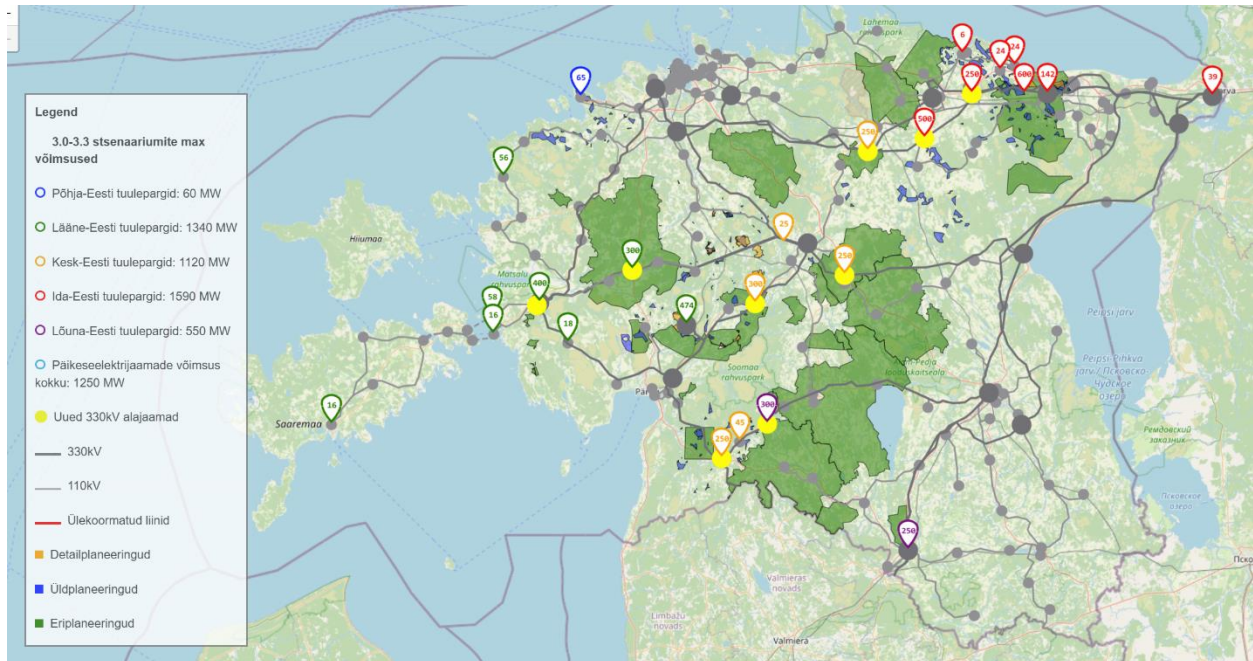
Joonis 9.30 Maismaatuule maksimaalsete võimsuste jaotus 1.0-1.3 stsenaariumi puhul.

Võimsuste üleviimiseks 330 kV võrku piirkondades, kus planeeringute järgi paiknevad potentsiaalsed tuulealad, loodi 330 kV alajaamad. Mudelarvutuste jaoks loodud 330 kV alajaamad:

- Olemasoleva 330 kV Lihula alajaama laiendus (olemasolevas on vähe ruumi liitumiste jaoks)
- Olemasoleva 330 kV Kilingi-Nõmme alajaama laiendus
- Tulevasel 330 kV õhuliinil Lihula - Paide uus alajaam Vigala ja Valgu vahel
- Liinil L346 Paide - Sopi
- Liinil L507 Tartu - Kilingi-Nõmme
- Liinil L356 Paide - Mustvee

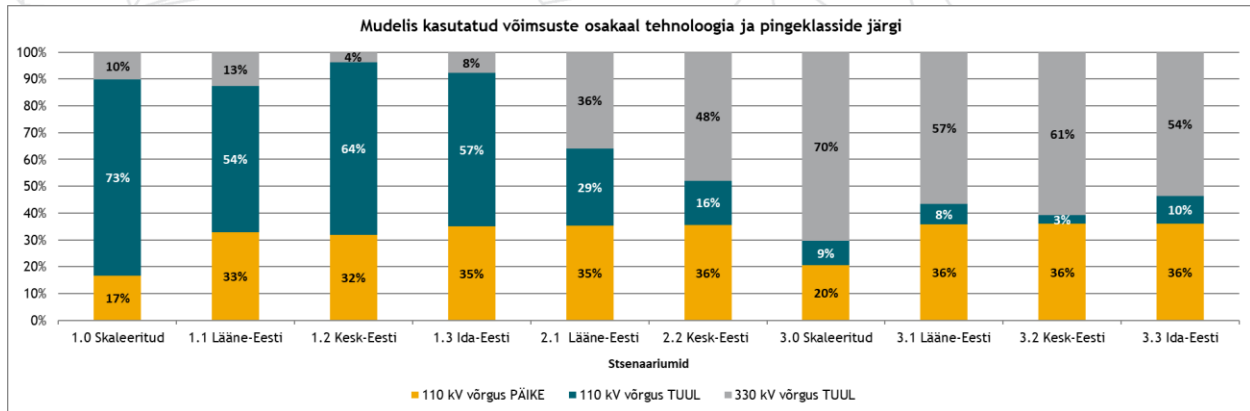
- Liinil L506 Rakvere - Kiisa
- Liinil L511 Balti - Aruküla
- Liinil L360 Rakvere - Püssi

Kõikide alajaamade asukohad on tinglikud, seega reaalne asukoht võib muutuda. Mudelarvutuste kontekstis on tähtis ainult, mis liinidel alajaam tekib ning missuguste alajaamade vahel võimsus jaotub. Joonisel 9.30 on esitatud võimsuste jaotus 3.0-3.3 variandi stsenaariumi korral.



Joonis 9.31 3.0-3.3 stsenaariumites kasutatud tootmisvõimsuste jaotus.

Stsenaariumite jaoks kasutati sama piirjuhtumit, kus Eesti eksportiigina ekspordib 1 000 MW Soome ning 1 000 MW Lähti. Suvise tiputarbimise katmiseks on vaja ca 1 400 MW Eesti siseselt tootmist. Kõikide stsenaariumite 110 kV ja 330 kV võrgus oleva võimsuse osakaal on välja toodud joonisel 9.32.



Joonis 9.32 Erinevate stsenaariumite korral võrgutugevduste maht ning võimsuste jaotus 110 ja 330 kV võrkude vahel.

Stsenaariumite tulemused näitasid, et 330 kV õhuliinidel ülekoormuseid ei teki. EstLink 3 ja Eesti-Läti neljanda ühenduse projektide raames planeeritud investeeringud on piisavad vajaliku taastuvelekter võimsuste ülekandmiseks ja tugeva 330 kV võrgu loomiseks. 330 kV võrgus võimsuse osakaalu suurendades kaovad ka lisaks 330/110 kV jõutrafode ülekoormused (3.1-3.3 stsenaariumites jõutrafode ülekoormusi ei teki). See näitab, et varasemad ülekoormused on tingitud just 110 kV võrgu võimsusest.

Suurem osa võrgutugevdustest tuleb planeerida 110 kV võrgus, kus maht sõltub palju võimsuse osakaalust 110 kV ja 330 kV vahel. Investeeringute mahtu saab oluliselt vähendada suunates uusi liitumisi 330 kV võrku. Üks võimalikest mehhanismidest on 330 kV liitumiste puhul madalama MW fikseeritud hinna määramine. Teatud juhtudel 330 kV liitumine võib osutuda odavamaks.

9.5 Võimaliku 1 MW* võrgutugevduse fikseeritud tasu määramine

110 kV võrku liitumise stsenaariumitega uuriti läbi erinevad tootmise paiknemise mustrid ning režiimilised piirjuhtumid: täiendav võimsus liitus kas erinevatesse Eesti piirkondadesse või jaotus ühtlaselt üle Eesti ning arvutati süsteemi jaoks keerulisemaid režiime. Võrgutugevduste kulud erinesid ühe liituva MW kohta üsna suurel määral. Kõige suuremad keskmised võrgutugevduste kulud ilmnesid võimsuse 110 kV võrku liitumisel. Antud juhul sõltuvalt arengustsenaariumist kõigub võrgutugevduse kulu vahemikus ca 86 000 euro kuni 165 000 euro vahel ühe liituva MW kohta. Kaalutud keskmine kulu 1 MW liituva võimsuse kohta on sealjuures ca 130 000 EUR 1 MW liituva võimsuse kohta. Kui võtta aluseks keskmine võrgutugevduse kulu 110 kV liitumise stsenaariumite lõikes ning arvestada sellest 50%, mille kataks liituja läbi fikseeritud võrgutugevduse tasu, kujuneks selle hinnaks 65 000 eurot/1 MW.

Võrgutugevduste kulu ühe megavati kohta liitumisel 330 kV võrku on oluliselt väiksem ja keskmine kulu väheneks ca 5 korda. 330 kV võrku liitumise stsenaariumite

arvutamisel ja investeeringumahtude analüüsil kujunes keskmiseks võrgutugevduste kuluks ühe liituva MW kohta ca 24 000 EUR. Sellisel juhul jääks eeldatav liitumistasu hind vahemikku 8 000 - 18 000 eurot 1 MW kohta, keskmise hinnaga 12 000 eurot/1 MW. See näitab, et võrgu jaoks on kasulikum suunata liitumisi otse tugevasse 330 kV võrku.

Poolteist aastat tagasi indikeeris Elering esmakordselt võimalikku keskmist fikseeritud liitumistasu, milleks prognoositi 44 000 EUR/1 MW. Antud indikatsiooni puhul eeldati, et suurem osa täiendavatest tootmisvõimsustest liitub 110 kV võrku. Võrreldes 2023. aastal arvutatud prognooshinnaga on ühikhinnad oluliselt kasvanud. Kui esialgne poolteist aastat tagasi prognoositud fikseeritud liitumistasu oli ca 44 tuhat EUR/1 MW kohta, siis sama mahu elektrivõrgu tugevduste jaoks 1 MW kohta oleks liitumistasu tänaste ühikhindade juures ca 60...70 tuhat EUR/1 MW. Samasse vahemikku langeks keskmine hind ka käesoleva arengukava raames arvutatud 110 kV stsenaariumite analüüsi tulemuste põhjal, kui arvestada 50% keskmisest võrgutugevduse kulust. Käesoleva arengukava raames leitud 110 kV võrku ühendamise stsenaariumite keskmise võrgutugevduse kulu kujunes 130 000/1 MW kohta.

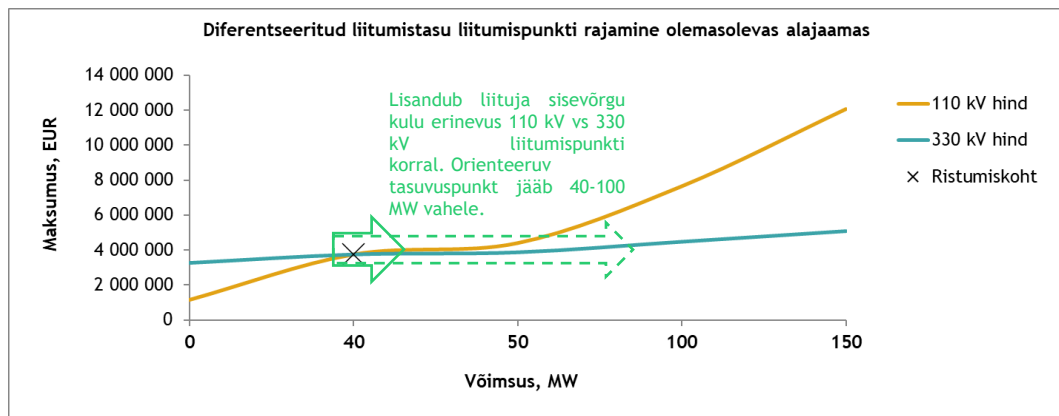
Elering on vahepealsel perioodil konsulteerinud erinevate arendajatega ja kogunud tagasisidet. Üheks tagasiside punktiks oli: algselt välja pakutud ühtlase fikseeritud hinna põhjal ei tundunud arendajatele, et kohtades kus on lähestikku nii 110 kui ka 330 kV võrk oleks liitujatel motivatsiooni liituda 330 kV võrku. Liitumispunkti ehitamise maksumus on 330 kV pingel kordades kallim. Tasuvaks muutuks 330 kV poolele liitumine vaid ülisuurte tuuleparkide korral, 300 MW ja suuremate võimsuste liitumisel, kus 110 kV liitumisel tuleks sellise suure pargi ühendamiseks rajada kolm või enam liitumispunkti võrreldes ühe liitumispunktiga 330 kV poolel.

Keskmist summaarset võrgutugevduste kulu oleks võimalik alla tuua, kui liitujad liituksid suuremas mahus ka 330 kV võrku. Liitumise ning võrgutugevduse kogukulude vähendamiseks ning liitumiste suunamiseks otse 330 kV võrku, oleks vajalik liitumiskulusid diferentseerida 110 kV ja 330 kV võrku liitumiste vahel, et tekitada motivatsioon arendajatel liituda ka 330 kV võrku. Lähtudes Arengukavas analüüsitud stsenaariumitest oleks 1 MW liitumishind 110 kV võrku liitumisel 65 000 eurot ja 330 kV võrku liitumisel 12 000 eurot. Sellisel juhul oleks võimalik tuua 330 kV võrku liitumise tasuvuspunkt 300 MW ja suuremate parkide pealt hinnanguliselt vahemikku 40-100 MW (vt joonis 9.32). Lisaks tekiks sellisel moel liitujatele liitumiskulude kokkuhoiu võimalus. Näiteks 1 MW keskmine liitumise hind kujuneks 44 000 eurot 1 MW kui arvestada kombineeritud 330 ja 110 kV võrku ühendatud stsenaariumi, kus 1/3 võimsusi ühendatakse otse 330 kV võrku ja ülejäänud täiendav võimsus ühendatakse 110 kV võrku.

Diferentseeritud tariifiga on väiksemate tootmisvõimsuste puhul liitujal endiselt odavam liituda 110 kV võrku, mille summaarne võimsus jääb vahemikku 40-100 MW.

Lisaks võib mõnes kohas olla mõistlikum liituda endiselt 110 kV võrku kui 110 kV liinid või alajaam on perspektiivsele elektrijaamale oluliselt lähemal. 330 kV võrku liitumine muutub 110 kV võrku liitumisest odavamaks suuremate liitumisvõimsuste juures (joonis 9.33). Täpne tootmisvõimsus, millest alates on mõistlikum liituda 330 kV võrku sõltub liitumise asukohast ja liituja enda paigaldise sisevõrgu kulude erinevusest 110 kV ja 330 kV liitumispunktini.

**Liitumistingimustes arvestatud 1 MVA on käsitletud arengukavas 1 MW-ga, $\cos \varphi = 1$ juures*



Joonis 9.33 Diferentseeritud liitumistasuga 110 kV ja 330 kV liitumispunkti rajamise hinnavõrdlus

10. Elektrivõrgu arendamise põhimõtted

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

- võrgu vananemise peatamine;
- koormuskasvust tingitud investeeringud;
- taastuvelektri liitmise võimekuse tõstmise investeeringud (RRF kaasrahastus);
- Eesti 2030 taastuvelektri eesmärgi täitmiseks tehtavad investeeringud (TE100 programm);
- sünkroniseerimise projektiga seotud tegevused (CEF kaasrahastus);
- täiendavad välisühenduste investeeringud.

Elektrivõrgu planeerimisel on fookus sisemaise varustuskindluse tagamisel ning arengute optimeerimisel sellisel viisil, mis on ühiskonnale kõige kasulikum. Oluline on põhivõrguettevõtte tihe koostöö jaotusvõrguettevõtetega, kohalike omavalitustega, riigiametite ja muude huvitatud osapooltega.

Võrgu arendamine on jaotatud kolme horisonti:

- Eleringi 10a investeeringute kava, mida uuendatakse vähemalt kord aastas.
- Võimalikud pikaajalise perspektiiviga lisaarendused, mis sõltuvad koormuskasvust või konkreetsest liitumisest. Üldiselt on nendega seotud objektide rekonstrueerimise vajadus tehnilisest elueast lähtuvalt pärast 2030. aastat, kuid võib tõusta päevakorda varem sõltuvalt kolmandate osapoolte huvidest.

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

10.1 Võrgu vananemise peatamine

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

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

10.2 Koormuskasvust tingitud investeeringud

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

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

10.3 Stsenaariumite määratlemine ja mudelarvutused

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

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

- Alajaamade minimaalne ja maksimaalne tarbimine (olemasolevad kliendid) vastavalt realselt mõõdetud andmetele ning juurdekasvu prognoosile.
- Maksimaalne tootmine arvestatakse kehtivate võrgulepingute, kehtivate liitumislepingute ja kehtivate liitumispakkumiste mahus. Iga tootmisseadme

väljundvõimsus võib varieeruda minimaalselt 0 ja maksimaalse lepingujärgse tootmisvõimsuse vahel, kaasa arvatud.

- Ekspordi ja impordi stsenaariumite juures arvestatakse maksimaalseid aastaajast sõltuvaid läbilaskevõimsusi riikide vahel.
- Arvutatakse läbi raskeimad tootmise, tarbimise ja impordi/ekspordi kombinatsioonid, mis võivad võrku kõige rohkem koormata.
- Naaberriikide vahelist transiiti läbi Eesti elektrisüsteemi ei arvestata - võetakse võrdseks nulliga.

Tabel 10.1 Piirstsenaariumite tarbimis-, tootmisprofiili maatriks.

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

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

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

10.4 Liitumisega kaasnevate võrgutugevduste leidmiseks tehtavate arvutuste põhimõtted

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

Õhuliinide peamiseks piiranguks on terminine taluvus, mis otseselt tuleneb juhtme ristlõikest ja gabariidist. Ebapiisava läbilaskevõime korral uuritakse esmalt, kas ülekoormus kaob olemasolevate juhtmete gabariitide tõstmisega temperatuurini +60°C. Juhul kui olemasolevad juhtmed on ebapiisava ristlõikega, kaalutakse uue liini ehitamist olemasolevasse liinikoridori. Ettevõtte siseseks standardseks ristlõikeks on võetud uute 110 kV liinide jaoks 1x240 mm² või 2x240 mm² ning 330 kV liinide jaoks 3x400 mm². Uued liinid projekteeritakse gabariitidega +80°C. Kaitsevööndi alla mineva maa kokkuhoidmiseks on liinide ehitamisel eelistatud 110 kV ja 330 kV paralleelselt

kulgevate ahelate paigaldamine ühistele mastidele ning olemasolevate trassikoridoride kasutamine.

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

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

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

10.5 Investeeringuprojektide riskijuhtimine

Eleringi riskijuhtimine on kahetasemeline: ettevõtte tase ning üksuse tase.

Ettevõtte tasemel kasutab Elering COSO riskijuhtimise metoodikat, mille järgi koostatakse riskikaardid ettevõtte tasemel olulistele riskidele. Ettevõtte riskiregistris on kokku kirjeldatud 44 olulisemat riski, millest 2 käsitlevad investeerimisprojektide realiseerimist.

Need on:

- Sünkroniseerimise hiline mine;
- ehitusprojekti hiline mine (v.a. sünkroniseerimise ehitusprojektid).

Riskikaartidel on kirjeldatud võimalikud riski realiseerumist esile kutsuvad sündmused, võimalikud tagajärjed ning maandavad meetmed. Riskikaardile kantakse ka vastava riskide töörühma poolt hinnatud olemusliku riski ning jääkriski hinnangud vastavalt ühingu riskijuhtimise korras sätestatud metoodikale. Käesoleval ajal on mõlemad nimetatud riski jääkriski tasemed ettevõtte poolt aktsepteeritud tasemel.

Lisaks ettevõtte tasemele on Eleringis erinevatel üksustel omad riskide hindamise praktikad, mis võtavad arvesse vastava üksuse spetsiifikat - nii ka projektijuhtimise ja sünkroniseerimise osakonna (PSO) ning selle all olevatel üksustel. Riskijuhtimise praktika PSO projektide puhul on sarnaselt ettevõtte üldisele strateegiale mitmetasandiline. See tähendab, et riske hinnatakse ja maandatakse mitmel erineval juhtimistasandil. Kokkuvõtlikult toimub PSO projektide riskide hindamine ja maandamine läbi kolme tasandi.

1. Eleringi investeeringute realiseerimise korras tulenevalt on kõikide lepinguliste küsimuste osas otsustusõigus Eleringi juhatusel, mis hindab sõlmitavate lepingute mõju ning võimalikke lepinguliste muudatustega kaasnevaid riske kogu ettevõtte äritegevusele. Sellest lähtuvalt tuleb kõikide investeeringuprojektide eelarvelised, ajalised ja sisulised muudatused kinnitada projektijuhtide poolt Eleringi juhatuses. Muudatustele annavad hinnangu juriidiliste, tehnoloogiliste ja finantsiliste riskide osas erinevad Eleringi struktuuriüksused. Süsteemikriitiliste ning investeeringumahukate projektide puhul toimub juhatuses regulaarne (kord kuus) projektide hetkeseisu ja akuutsete riskide hindamine, mille tarbeks koostavad projektijuhid koos üksuste juhtidega ülevaate projektide hetkeseisust.
2. Täiendavaks juhtimistasandiks on varahalduse valdkonnas juhtrühmad, mis eesmärk on tegeleda valdkonnas olevate projektide operatiivse juhtimisega, kaasates eri sisuosakondi vastavalt investeeringuprojektide spetsiifikale. PSO investeeringuprojekte kureeritakse regulaarselt läbi nelja juhtrühma: liitumisprojektide juhtrühm, sünkroniseerimise juhtrühm, varahalduse juhtrühm ning EstLink 3 juhtrühm. Regulaarselt ja ad hoc kohtuvate juhtrühmades keskendutakse vastavalt projektide spetsiifikale operatiivsete probleemide lahendamise ja riskide maandamisega puutuvuses olevate osakondade üleselt. Juhtrühmades hinnatakse projektide planeerimise ja teostamise faasides võimalikke riske ning nende maandavaid meetmeid.
3. Kolmandaks tegeletakse riskide hindamise, maandamise ja teavitamisega läbi regulaarse monitooringu ning seire üksuste tasandil. Selleks on loodud erinevad

seireinstrumendid (põhiliselt erinevad äriraportid, koos kokku lepitud indikaatorite ja formaadiga), mis annavad ülevaate projektide põhilistest riskidest ning vastavusest kokkulepitud tähtaegadele ja kinnitatud eelarvele. Nendele andmetele tuginedes saavad PSO üksuste juhid iganädalasi ülevaateid käimasolevatest ja planeeritud investeeringuprojektidest ning nende hetkeseisust.

PSO projektide nimekirjas on lisaks Eleringi enda investeeringutele ka suur hulk EL kaasrahastusega projekte. Nimelt on sünkroniseerimisega seotud projektid rahastatud läbi Euroopa Ühendamise Rahastu (CEF) ning projektid, mis on kaasrahastatud läbi Euroopa Liidu Taastekava (RRF). Antud projektide puhul on rahastuslepingutest tuleneva tingimus riskiregistri koostamine, haldamine ja uuendamine. Riskiregistri eesmärk on kirjeldada võimalikke riske, andes neile hinnangu esinemise tõenäosuse ja mõju osas. Samuti kirjeldatakse võimalikke ennetavaid ja/või leevendavaid meetmeid. Antud projektide puhul käib riskiregistri koostamine ja uuendamine regulaarselt.

10.6 Paindlikkuse kasutamine võrguinvesteeringute ajaldamisel

Tugev elektrivõrk ja läbilaskevõimete suurendamine elektrisüsteemis annavad eeldused erinevate paindlikkusteenuste kasutamiseks. Paindlikkuse all mõistetakse võimekust reguleerida elektri tootmist ja tarbimist eesmärgiga hoida neid igal ajahetkel tasakaalus, et tagada elektrisüsteemi toimimine. Paindlikkusteenuse kasutamisel juhitakse vastavalt vajadusele kas tootmist või tarbimist soovitud suunas. Süsteemi toimimiseks on vajalik tootmine ja tarbimine pidevalt tasakaalus hoida, et vältida süsteemi pinget ja sageduse kõikumisi, mis omakorda võivad tekitada rikkeid, kahjustada seadmeid ning tekitada elektrikatkestusi. Kui võrk ei ole piisava läbilaskevõimega ning on piiratud sisemiste ülekandevõimsuste pudelikaelt, siis võib paindlikkuse kasutamine süsteemi tasakaalustamiseks tekitada täiendavaid võrgu ülekoormusi ning ohtu elektrivõrgu toimimisele.

Kui süsteemi tasakaalustamiseks on olemas piisav võrgu ülekandevõimsuste varu ja paindlikud reservid, võib ülemäärast paindlikku ressursi rakendada investeeringute ajaldamiseks. Võrguinvesteeringu võiks üldjuhul edasi lükata, kui sellest põhjustatud piirangud, kaasnevad kulud ja riskid ei ületa uue investeeringu kulu. Investeeringute planeerimisel ja dimensioneerimisel kasutatakse stsenaariumanalüüsi deterministliku põhimõtte järgi, mis näeb ette, et süsteem oleks stabiilne ja terviklik erinevate võimalike režiimide ja N-1 (elektrisüsteemi mistahes elemendi väljalülitumine) korral. N-1 ei tohi põhjustada ülekoormusi ning toite katkemist süsteemi koormuskeskustele. Paindlikkusteenuste kasutamine investeeringute ajaldamise kontekstis on planeeritud läbi viia tulevikus võrguinvesteeringute puhul, mille vajadus tuleneb taastuvelektri tootmiseseadmete lisandumise tõttu. Paindlikkusteenuse kasutamiseks tuleb välja

töötada täpsem metoodika ning luua paindlikkuse kasutamise andmebaasid ja juhtimissüsteemid.

Tootmise piiramise osas tuleb eristada kahte piiramise liiki:

1. majanduslik piiramine elektribörsi poolt;
2. tehniline piiramine võrgupiirangutest tulenevalt võrguettevõtja poolt.

Majanduslik piiramine toimub, kui madala muutuvkuluga (nt tuul ja päike) toodang on suurem, kui elektritarbimine ja ekspordivõimalused. Sellisel juhul tekib elektribörsil null või negatiivne hind ning kõikide tootjate poolt börsile tehtud pakkumisi ei võeta börsi poolt vastu. Börsile müüdnud koguse võtavad bilansihaldurid arvesse oma portfellides ning vähendavad tootmist. Vastasel korral tekib eabilanss, mille kulu on bilansihalduri kliendiks oleva tootja kanda. Majanduslik piiramine on tavapärane vaba turu protsess ning Eleringile annab see eelkõige läbi hinnaerinevuste naaberriikidega indikatsiooni täiendavate ülekandevõimsuste vajadusest. Tehniline piiramine toimub, kui tootmise prognoosi ja võrgu seisundi tulemusel on oodata mõne võrgu elemendi ülekoormumist. Sellisel juhul peab võrguettevõtja tootmist piirama, et võrgu element üle ei koormuks ning ei tekiks tehnilist riket. Elektrituruseaduse muutmise eelnõus on Elering teinud ettepaneku võrgupiirangust põhjustatud tehnilise piiramise korral kompenseerida tootjale piiramise perioodi elektri börsihind ning saamatajäänud taastuenergia toetus. Eleringi eesmärgiks on läbi võrguinvesteeringute tehnilise piiramise vajadus viia võimalikult väikeseks sh arvestades majanduslikku efektiivsust.

Tarbimiskaja võrgueeskirjas on ette nähtud paindlikkuse infosüsteemi loomine, mille peamine eesmärk on toetada süsteemioperaatoreid paindlikkusteenuste turupõhises hankimises ja hallata sellega seotud protsesse. See süsteem sisaldab erinevaid funktsionaalseid platvorme, sealhulgas:

- moodul teenusepakujate andmete haldamiseks, mis sisaldab teenusepakujate kvalifikatsiooni, toodete eel- ja järelkontrolli ning muid andmeid
- moodul juhtimisüksuste andmete haldamiseks, mis võimaldab jälgida üksikute seadmete või nende rühmade käitumist võrgu paindlikkusteenuste raames.

Paindlikkuse infosüsteem peaks toetama ka kohalike turgude loomist, mis aitavad võrguoperaatoritel paindlikkust efektiivselt kasutada, lahendades võrgu kitsaskohti ja pingeprobleeme enne võrguinvesteeringute tegemist.

Uue liitumiskontseptsiooni järgi rakenduvad samasugused paindlikud liitumistingimused kõigile uutele liitujatele põhimõttega, et Elering kompenseerib ebapiisava läbilaskevõime korral piirangutest saamata jäänud tulu. Saamata jäänud tulu arvestuse põhimõtted töötatakse välja hiljem. 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. Investeeringute valmimise järjekorra ja tähtaegade seadmiseks on päris mitu kriteeriumi nagu näiteks:

- Investeeringu tegemata jätmise või edasilükkamise mõju ülekoormustele ja piirangutele. Suuremad ja sagedasemad ülekoormused, mis kujutavad võrgu talitlusele ka suuremat riski lahendatakse esmajärjekorras;
- Investeeringu realiseerimise jaoks vajalike katkestuste graafik ja võimalused.
- Investeeringuvajadusega otseselt seotud tootmisvõimsuste ajagraafik ja nende võrku tulemise kindlus;
- Muud tööde kavandamisel selguvad nüansid.

Kokkuvõtvalt EL võrgueeskirja peamine eesmärk on kõrvaldada regulatiivsed tõkked, et hõlbustada turul osalemist tarbimiskajas, sealhulgas koormuses, energia salvestamises ja hajatootmises. Need võivad olla eraldi või koondatuna agregaatoreite kaudu võrgu optimeerimiseks, tasakaalustamiseks ja süsteemile sujuvama ülemineku taastuvelektri suurema kasutamise tagamiseks.

2019. aastal vastu võetud elektrituru korraldus (määrus EL 2019/943 ja direktiiv EL 2019/944) tunnustab tugevalt suurenenud vajadust tarbimise juhtimise ja paindlikkuse järele, et saavutada Euroopa Liidu CO₂-heite vähendamise eesmärgid kõige kulutõhusamal viisil. See regulatiivne raamistik võimaldab tarbijatel aktiivselt osaleda energiasüsteemi üleminekus puhtale energiale, pakkudes uusi võimalusi süsteemi haldamiseks ja investeeringute optimeerimiseks. Määrus EL 2019/943 kehtestab selged eeskirjad, mis tagavad individuaalsete ja agregeeritud hajutatud energiaressursside mittediskrimineeriva osalemise elektriturgudel, tasakaalustamisturgudel, päevasisesel ja päev ette elektriturul, koormuste ümberjaotuses (*re-dispatching*), reservvõimsuste ja strateegiliste reservide mehhanismides. Agregaatrid mängivad selles protsessis võtmerolli, ühendades ja hallates mitmete väikeste energiaressursside paindlikkust suuremates portfellides. Võrgueeskirjas nähakse ette paindlikkuse infosüsteemi loomine, mis hõlbustab süsteemioperaatoritel turupõhiste paindlikkusteenuste hankimist ja haldamist.

Paindlikkuse kasutamise metoodika peab lähtuma tulevikus rakenduvatest paindlikku juhtimist reguleerivatest Euroopa võrgueeskirjadest. Taastuvelektriga seotud võrguinvesteeringute võimalikul ajaldamisel tuleb hinnata 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. Esimene hinnang investeeringute edasilükkamiseks ja ajaldamiseks tehakse peale seda kui on selgunud taastuvelektri vähempakkumise tulemused ning sõlmitud uued tootmisvõimsuste liitumislepingud.

11. Tugiteenused

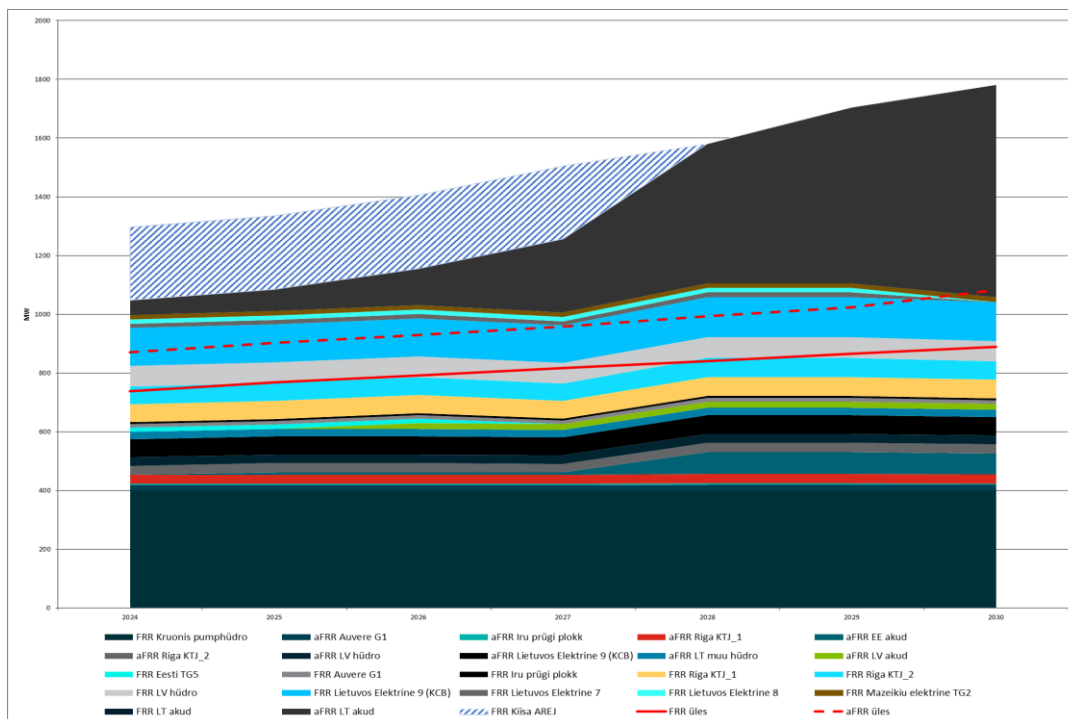
Eleringi juhtimiskeskuse põhilisteks ülesanneteks on Eesti elektrisüsteemi talitluse planeerimine ja reaalajas juhtimine. Talitluse planeerimise ülesandeks on viia läbi elektrisüsteemi talitluse lubatavuse koordineeritud kontroll ehk talitluskindluse analüüs ja vajadusel planeeritud talitluse viimine lubatud piiridesse ning koostada plaanid ja prognoosid talitluse juhtimise faasi jaoks. Talitluse planeerimise käigus koostatavad plaanid ja prognoosid peavad vastama töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalselt võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse.

Elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele järgneb talitluse reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringselt. Elektrisüsteemi juhtimisprotsessi viivad läbi vastava ettevalmistuse saanud energiasüsteemi juhtijad, kelle ülesanneteks on korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansiplaanist, tagada põhivõrgu klientidele kvaliteetne elektrivarustus, juhtida põhivõrgu seadmete hooldusesse, töösse ning reservi viimist, häiritud ja avariitalitluse tuvastamine ning likvideerimine, koostöö korraldamine klientidega ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskuste ning turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest. Süsteemi reaalajaliseks juhtimiseks on kasutusel reaalaja seire- ja juhtimissüsteem (SCADA). Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab energiasüsteemi juhtijatel jälgida põhivõrgu seadmete asendi-, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Ka partnerite ning klientide andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi talitluse juhtimiseks, jõuavad sellesse juhtimissüsteemi.

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

Eesti elektrisüsteem kuulub hetkel sünkroonselt töötavasse ühendssüsteemi IPS/UPS. Eesti elektrisüsteem on ühendssüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kolm 330 kV elektriülekanaliini ja Venemaaga kolm 330 kV elektriülekanaliini. Automaatse sageduse reguleerimise tagab Venemaa süsteemihaldur. Eesti elektrisüsteemi osa sünkroonala sageduse reguleerimises on süsteemi vahelduvvoolusaldo (ehk

vahelduvvooluliinide kaudu planeeritud elektrienergia piiriüleste tarnete summa) hoidmine vajalikes piirides koostöös Läti ja Leedu süsteemihalduritega. Pingestabiilsus tagatakse Eesti elektrisüsteemis reaalajas juhtimise faasis, kus reguleeritakse süsteemi reaktiivenergia tasakaalu vastavalt, et pärast süsteemhäiringuid ei oleks ületatud pingestabiilsuse piire. Balti riikide süsteemihalduritel on kohustus Mandri-Euroopa sünkroonalaaga liitudes hakata juhtima Baltikumi vahelduvvoolu saldot reaalajas võimsuse põhiselt, mis võtaks arvesse ka erinevate elektrisüsteemide bilansside tasakaalustavat mõju. Lisaks peab Baltikum hakkama toetama sagedusala ja piirkondlikku sagedust kahte tüüpi reservidega - sageduse hoidmise reserve (*Frequency Containment Reserves - FCR*) ja sageduse taastamise reserve (*Frequency Restoration Reserves - FRR*). Sageduse hoidmise reserv käivitatakse arvestades süsteemi sageduse kõrvalekallet nimisagedusest ja reservi eesmärk on pidurdada üle sagedusala toimuvat sageduse muutust. Sageduse taastamise reserv jaguneb automaatselt (aFRR) ja manuaalselt (mFRR) aktiveeritud reservideks, mille eesmärk on vabastada sageduse hoidmise reservi ja taastada süsteemi sagedus nimisagedusele. Reservide tehnilised nõuded ja piirkondlikult vajatavad kogused määratakse vastavalt Euroopa regulatsioonide põhimõtetele. Alloleval joonisel 11.1 on välja toodud üles reguleerimise aFRRi ja mFRRi kogused ning Baltikumis neid tooteid pakkuvate ressursside võimekus (võttes arvesse ka elektrijaamade avariide tõttu reservide pakkumise vähenemise). Sageduse stabiilsuse tagamiseks rajati 2023. ja 2024. aastal süsteemi inertsis lisavad sünkroonkompensaatorid, uuendatakse elektrisüsteemi, IT süsteeme ja olemasolevate alalisvooluühenduste juhtimise süsteeme.



Joonis 11.1 Baltikumi üles reguleerimise vajadus ja olemasolevate ressursside võimekus

12. Võrgu kriisiolukorra valmidus

Kriisiolukorra valmiduse õiguslikud alused sätestab hädaolukorraseadus (HOS). Elering on elektri võrguteenuse osutamisel elutähtsa teenuse osutaja (ETO). HOS sätestab, et ETO-d peavad koostama oma elutähtsa teenuse riskianalüüsi ning toimepidevuse plaani. Need tuleb koostada HOS-s ning selle alamaktides sätestatud nõuete (sh metoodika) kohaselt.

Riskianalüüsis on kirjeldatud ohud (nii inimtekkelised kui looduse poolt põhjustatud), teenuse osutamiseks vajalikud ressursid, ennetavad meetmed (nii olemasolevad kui kavandatavad) ja võimalikud riskistsenaariumid (17tk). Vastavalt kehtestatud metoodikale hinnatakse riskistsenaariumid ära ning olulisuse kriteeriume ületavatele riskistsenaariumitele koostatakse taasteplaanid ETO toimepidevuse plaanis (7tk).

Eleringi elektrivõrk on hästi valmis loodusnähtustest põhjustatud riskideks. Riskid on kirjeldatud, piisav hulk reservseadmeid on laos ning lepingud on sõlmitud partneritega, kes on valmis 24/7 rikkeid likvideerima.

Inimtekkeliste riskidega on olukord keerulisem. Turvakaalutlustel ei ole võimalik suuremaid haavatavusi avalikustada, eriti arvestades käesolevat geopoliitilist olukorda. Kahjuks pole täielikult võimalik välistada terrorismi või sabotaaži eesmärkidel korraldatavate rünnakute tulemusel elektrikatkestuste tekkimist. Elering on taolistel juhtudel valmis koheselt alustama elektrivarustuse taastamisega.

Kokkuvõttes võib öelda, et kuigi Elering on hästi valmistunud võimalikeks kriisiolukordadeks, siis täielikult neid siiski välistada pole võimalik. Seetõttu on oluline, et ühiskond oleks valmis toimima ka lühiajaliste elektrikatkestuste korral. Teistel ETO-del peavad olema samasugused riskianalüüsid ning toimepidevuse plaanid, milles kindlasti ühe riskistsenaariumina on kirjeldatud elektrivarustuse katkemist. Ka elanikkond peaks olema valmis lühiajaliselt ilma elektrita hakkama saama. Selles osas on riik koostanud infomaterjale, vt näiteks www.olevalmis.ee või Ole Valmis! mobiilirakendus.

13. Küberturvalisuse mõju varustuskindlusele

13.1 Üldine ohupilt Eestis aastal 2023

Venemaa täiemahulise sõja algus Ukrainas 2022. aastal tõi kaasa ka Eesti-vastaste küberrünnakute mahu märkimisväärse suurenemise. Sarnaselt 2022. aastale jätkusid Eestis ka 2023. aastal Kremli-meelsete häktivistide poolt läbi viidud ummistusründed, püstitades uusi rekordeid nii rünnakute koguarvu kui ka üksikrünnakute mahu osas. Kuigi selliste rünnakute tehniline tase, keerukus ja sihitus kasvas, siis nende mõju siiski märkimisväärselt ei suurenenud. Tõenäoliselt oli selles oluline osa asutuste ja ettevõtete märkimisväärselt paranenud ettevalmistus ja võimekus taoliste rünnakutega toimetulemiseks.

Kuigi ummistusrünnakud olid oluliselt kasvanud, omasid suurimat mõju andmelekked ja teenuskatkestused, mis sageli tulenesid inimlikest vigadest või turvameetmete ebapiisavusest. Pettuste ja õngitsusrünnete arv püsis kõrge ning ründajad muutusid veelgi nutikamateks, kasutades üha keerukamaid tehnikaid heausksete kasutajate andmete, sealhulgas paroolide, pangakaardiandmete ja raha väljapetmiseks.

RIA märgib oma aastaraamatus, et lunavararünnakute arv küll vähenes 2023. aastal, kuid rünnakud muutusid sihitumaks ja keerukamaks. Positiivne areng oli see, et paljud ettevõtted olid hästi ette valmistatud varukoopiate abil andmete taastamiseks, kuid murettekitav on asjaolu, et lunavararünnakud said endiselt ja järjest enam võimalikuks, kuna kaugtööks vajalike ühendustega käidi ümber ebapiisava ettevaatusega. See avas ründajatele võimaluse kasutada nõrku turvameetmeid, et levitada lunavara ja kahjustada ettevõtete, sealhulgas ka elutähtsat teenust osutavate, tööd. RIA rõhutab vajadust tõsta teadlikkust ja parandada küberhügieeni, et vähendada edaspidiseid riske.

13.2 Küberjulgeolek ja ülevaade küberrünnakute mõjust Ukraina sõjas

2023. aasta jooksul on küberjulgeolek olnud jätkuvalt oluliseks teemaks seoses Venemaa täiemahulise sõjaga Ukraina vastu. Venemaa on jätkanud oma hübriidsõja taktikat, kus küberrünnakud mängivad olulist rolli nii Ukraina kui ka teiste riikide, sealhulgas Eesti, destabiliseerimises. Need rünnakud on sihitud eelkõige kriitilise taristu vastu, mille eesmärk on häirida elutähtsaid teenuseid ja ennekõike tekitada ühiskonnas hirmu ja ebakindlust.

Kaitsepolitsei 2024. aasta aastaraamat toob esile, et küberrünnakud on muutunud intensiivsemaks ja sihitumaks, kasutades järjest rohkem ära tarneahelate haavatavusi. Lisaks tuuakse eraldi välja inimfaktori olulisus küberrünnakute läbiviimise töövahendina. Venemaa on suunanud oma tegevust, et häirida mitte ainult sõjalisi sihtmärke, vaid ka

tsiviilasutusi, et suurendada surveavaldust ja kurnata vastaseid. Üks peamisi eesmärke on luua kaos ja kahjustada sihtriikide võimet efektiivselt reageerida kriisidele.

Ukraina sõja käigus on küberrünnakud sageli olnud koordineeritud traditsiooniliste sõjaliste operatsioonidega, luues sünergia, mis suurendab mõlema mõju. Ukraina kriitiliste teenuste toimepidevus on olnud jätkuvalt märkimisväärne, sest riigi digiteenused üldiselt toimivad ja küberrünnete tõttu pole ka enamus elutähtsaid teenuseid tööd lõpetanud. Kriitiliste teenuste toimepidevuse katkestusi on põhjustanud peamiselt kineetiline sõjategevus. Üheks märkimisväärsmaks küberrünnakuks 2023. aastal oli rünnak Ukraina suurima telekommunikatsioonioperaatorit Kyivstari vastu. Lisaks lihtsamale ja levinumale ummistusründele, olid ründajad tegelikult saanud 7 kuud varem ligipääsu ka Kyivstari sisemistele süsteemidele, millest osa õnnestus neil ka rünnaku käigus täielikult hävitada, mõjutades selliselt 24 miljoni kasutaja teenuste toimimist. See rünnak näitas taaskord, et ennetavad meetmed ei pruugi olla piisavad katkestuste vältimiseks. Kaitse planeerimisel on oluline arvestada ka seda, kuidas ründeid avastada, neile reageerida ja infosüsteeme õnnestunud rünnaku järgselt taastada.

Ukraina ja selle liitlased, sealhulgas Eesti, on olnud pidevas valmisolekus nende rünnakute tõrjumiseks, kuid rünnakute ulatus ja keerukus on nõudnud pidevat valvsust ja tehnoloogiliste lahenduste arendamist. Ukraina sõda on näidanud, kui oluline on küberjulgeoleku tugevdamine ja rahvusvaheline koostöö, et kaitsta end hübriidsõja ohtude eest. Küberrünnakud on saanud lahutamatuks osaks kaasaegsest sõjapidamisest, mis nõuab riikidelt uusi strateegiaid ja investeringuid küberkaitse valdkonda.

13.3 Ülevaade, millistesse tegevussuundadesse Elering panustab

Tehniliste lahenduste uuendamine: Pöörame tähelepanu kaugligipääsudele, tavakasutaja kaitsmisele ja rünnakute tuvastamisele.

Standardiseeritus: Võtame kasutusele maailmas levinud ja standardiseeritud tehnoloogilised ning organisatoorsed meetmed, mille toimimine ja efektiivsus on praktikas selgelt tõestatud. Standardiseerime küberturvalisuse juhtimissüsteemi.

Reageerimisvõimekuse parandamine: Seire ja reageerimise mehhanismide ja protsesside muutmine, eesmärgiga parandada reageerimise kiirust.

Turvanõrkuste haldus: Turvanõrkuste tuvastamise ja nende parandamise võimekuse tõstmine.

Meeskond: Tagame piisava küberturvalisuse eest vastutava meeskonna olemasolu, nende pideva arengu, koolitamise.

Regulaarsed kontrollid ja hindamised: Viime läbi regulaarseid küberrünnakute simulatsioone, turvatestimisi ja turvaanalüüse, et määrata kindlaks nõrkused ja parandada need ennetavalt.

Riigisisene ja rahvusvaheline koostöö: Teeme tihedat koostööd rahvusvaheliste partnerite, riigiasutuste ja teiste elutähtsate teenuste osutajatega, jagades teavet ohtudest ja parimatest tavadest, et tugevdada sektorisest ja sektoritevahelist koostööd.

Koolitus ja teadlikkuse tõstmine: Korraldame regulaarseid koolitusi ja seminare meie töötajatele, et neid ajakohastada viimaste ohtude ja parimate praktikatega, tõstes sellega teadlikkust ja ettevalmistust.

13.4 Küberturvalisuse mõju varustuskindlusele

Nagu ka eelnevatel aastatel, ei olnud 2023. aastal Eleringi võrgus andmata jäänud energiat, mis oleks põhjustatud küberrünnakust. Enda tegevuste planeerimisel lähtume eesmärgist kaitsta Eesti põhivõrkude juhtimissüsteeme ja hoida ära elutähtsate teenuste katkestusi.

14. Lisad

14.1 Lisa 1. Eesti elektrisüsteemis olevad üle 0,5 MW installeeritud Tootmisvõimsused

Allolevas tabelis on loetletud tootjate poolt esitatud installeeritud tootmisvõimsused Eestis asuvatele suurematele tootmisüksustele 2024. aasta augusti seisuga.

Elektrijaama (EJ) nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2024 seisuga
ELEKTRIJAAAMAD			1340 MW
Eesti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	866
Auvere elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	272
Balti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	192
Enefit elektrijaam	jääksoojust kasutav auruturbiin-generaator	põlevkivi	10
KOOSTOOTMISJAAAMAD			269,1 MW
Iru elektrijaam	koostootmisplokk	segaolmejäätmad	17
Põhja soojuselektrijaam	koostoomis- ja kondensatsiooniturbiinid	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	gaasimootor	maagaas	1,8
Repo Vabrikud AS	gaasiturbiin	maagaas	1,8
Ilmatsalu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,5
Vinni biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,4
Oisu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,2
Tallinna Prügilagaas OÜ	gaasimootor	prügilagaas	1,9
Põlva elektri ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
Rakvere Päikese koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	0,9
Tartu Aardlapalu prügilakoostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	0,5
HÜDROELEKTRIAAMAD			8 MW
Jägala hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	2
Linnamäe hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	1,1
Muu väike	hüdroturbiin	vesi	4,9
TUULEELEKTRIAAMAD			681,9 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
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

*võrku sünkroniseerimine on pooleli, kuid plaanide kohaselt on 2025. aasta alguseks olemas

Installeeritud päikeseparkide võimsused muutuvad äärmiselt kiiresti, aruande kirjutamise ajal on Eestis installeeritud päikeseparke võimsusega 969 MW ning jaguneb maakondadesse vastavalt tabelile.

PÄIKESEELEKTRIAAMAD agregeeritult	969 MW
Maakond	Tootmisvõimsus 2024 septembri seisuga (MW)
Harju	208
Lääne-Viru	119
Pärnu	113
Tartu	100
Ida-Viru	79
Viljandi	66
Järva	57
Jõgeva	46
Valga	42
Võru	34
Saare	30
Rapla	28
Põlva	26
Lääne	16
Hiiu	5

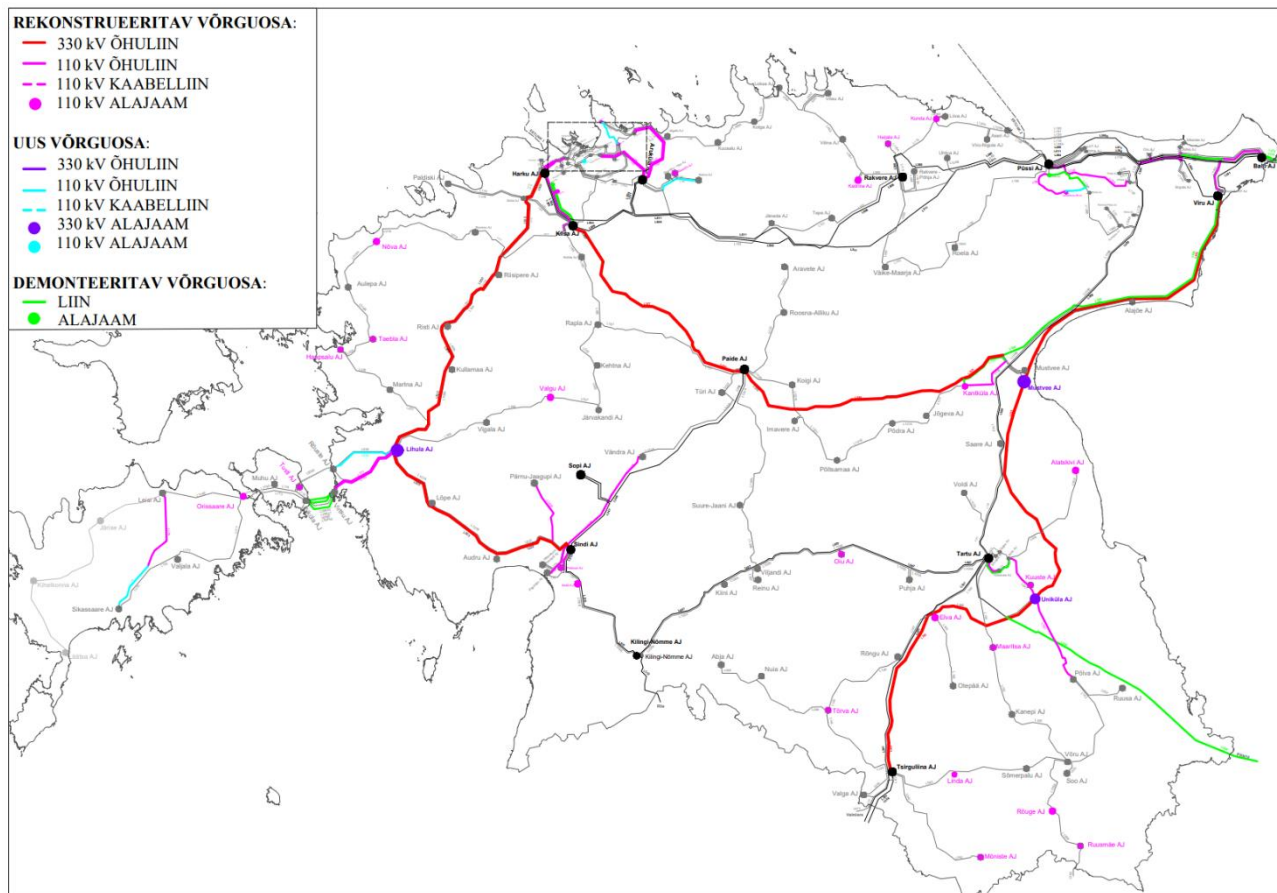
14.2 Lisa 2. Kindlad investeeringud

- Kindlad investeeringud - investeeringud, mille puhul on tagatud on 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.

Investeering	Algusaasta	Valmimise aasta
Elektri alajaamad		
Elva 110kV alajaama renoveerimine	2023	2026
Haapsalu 110kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Linda 110 kV alajaam	2024	2026
Kunda 110 kV alajaama renoveerimine	2024	2026
Kuuste 110 kV alajaama renoveerimine	2022	2026
Maaritsa 110 kV AJ rekonstrueerimine	2025	2026
Kantküla 110kV AJ rekonstrueerimine	2025	2027
Raasiku 110kV alajaama renoveerimine	2024	2028
Nõva 110kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Kadrina 110kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Tusti 110kV alajaama renoveerimine	2023	2027
Tõrva 110kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Kabli 110kV alajaama renoveerimine	2023	2025
Ruusmäe 110kV alajaama renoveerimine	2024	2026
Paikuse 110kV alajaama renoveerimine	2024	2025
Oiu 110kV alajaama rekonstrueerimine	2025	2027
Taebla 110kV alajaama renoveerimine	2024	2027
Veerenni alajaama rajamine	2023	2026
Haljala AJ rekonstrueerimine	2024	2026
Rõuge 110 kV alajaama renoveerimine	2025	2026
Mõniste 110kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Valgu 110kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Alatskivi 110kV alajaama renoveerimine	2024	2026
Jaoskonna 3B alajaama renoveerimine	2025	2027
Elektriliinid		
L107C Pärnu-Jaagupi haru gabariitide tõstmine +45C	2025	2026
L105C Oiu haru osaline renoveerimine	2025	2026
L138 Kiikla-Jaoskonna 3B õhuliin	2021	2025
L117A Eesti EJ OT haru osaline renoveerimine	2025	2027
L117 Balti-Sirgala osaline renoveerimine	2025	2027
L118 Sirgala - Ahtme uue liinilõigu ehitus	2025	2026
L119 Balti-Eesti EJ OT osaline renoveerimine	2025	2027

L085 õhuliini Kiisa - Topi rekonstrueerimine	2024	2026
L086 õhuliini Topi - Harku rekonstrueerimine	2024	2026
L164 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2024	2026
L165 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2024	2026
L194 Raasiku-Kehra õhuliini rekonstrueerimine	2025	2025
L196 Aruküla - Kallavere osaline renoveerimine	2025	2025
L197 Aruküla - Kallavere osaline renoveerimine	2025	2025
L001 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2023	2026
L002 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2023	2026
L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin	2019	2026
L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin	2019	2025
L8052 Tartu - Tööstuse kaabelliin	2024	2027
L503 Sindi - Harku osaline renoveerimine	2025	2025
Eestisisese võrgu arendus		
TALLINNA VÕRGUPIIRKONNA ARENGUS		
Topi 110 kV alajaama renoveerimine	2024	2027
Iru 110 kV AJ laiendamine L8108 kaabelliini ühendamiseks	2025	2027
Viimsi 110 kV AJ ümberehitus L8108 kaabelliini ühendamiseks	2025	2027
L8108 Iru-Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine	2025	2027
TARTU VÕRGUPIIRKONNA ARENGUD		
Uniküla 330 kV alajaama rajamine	2024	2027
L097 Anne-Kuuste rekonstrueerimine	2025	2027
L141 Kuuste-Põlva osaline rekonstrueerimine	2025	2027
KIRDE-EESTI VÕRGUPIIRKONNA ARENGUD		
L135 Püssi-Ahtme õhuliini gabariitide tõstmine	2024	2025
L08 Aidu - Jaoskonna 3B gabariitide korrastamine	2024	2025
Taastuvelektri liitmise võimekuse tõstmise investeeringud (RRF kaasrahastus)		
Lihula 330/110 kV alajaam	2023	2026
Uus 110 kV liinilahter Lihula alajaamas L171 jaoks	2023	2025
L356 Mustvee-Paide rekonstrueerimine	2023	2026
L357 Kiisa - Paide õhuliini rekonstrueerimine	2024	2026
L170 Lihula - Virtsu 110 kV õhuliini ehitus	2024	2026
L175 Leisi-Sikassaare eraldi mastidele rajamine L176 Sikassaare-Valjala liinist	2024	2026
L036 Rõuste-Virtsu 110 kV uue kaabelliini ehitus	2024	2026
L171 Lihula-Virtsu gabariidi tõstmine 60C	2024	2026
Orissaare 110 kV alajaama laiendustööd	2023	2025
Sünkroniseerimine (CEF kaasrahastus)		
L353 Viru-Tsirculiina õhuliini rekonstrueerimine	2019	2025
Mustvee jaotuspunkti ehitus	2024	2025
Eesti-Soome kolmanda ühenduse investeeringud		

Estlink 3 uuringud	2024	2027
Eesti - Läti IV ühenduse investeeringud		
Eesti-Läti ühenduse uuringud	2024	2029
TE100		
TE100 investeeringute ettevalmistavad uuringud	2025	2026
TE100 investeeringute projekteerimine	2025	2026



Joonis L2.1 Kindlad investeeringud

14.3 Lisa 3. 2024-2040 Planeeritavad ja perspektiivsed investeeringud

- Planeeritavad investeeringud - investeeringud, mille ettevalmistuste või ehitusega planeeritakse alustada järgmise viie aasta jooksul, kuid millel puudub investeerimisotsus
- Perspektiivsed investeeringud - 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 ka kogu arengukava värskendamine.

Investeering	Algusaasta	Valmimise aasta
TARTU VÕRGUPIIRKONNA ARENGUD		
Planeeritavad investeeringud		
110 kV kaabelliinide rajamine Tartu võrgupiirkonnas	2027	2035
L130B Jõgeva-Kantküla juhtme vahetus	2028	2028
L131A Jõgeva-Põdra juhtme ja üksikute mastide vahetus	2028	2028
L131B Põdra-Põltsamaa juhtme ja üksikute mastide vahetus	2028	2028
L132B Imavere-Koigi üksikute mastide vahetus	2028	2028
Eleringi ja Elektrilevi ühisest arengukavast tulenevad investeeringud		
Pärna 110 kV alajaama ehitamine	2026	2028
Lemmatsi 110 kV alajaama ehitamine	2027	2029
Perspektiivsed investeeringud		
Eleringi ja Elektrilevi ühisest arengukavast tulenevad investeeringud		
Kantküla 110 kV rekonstrueerimine	2028	2030
Alatskivi 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2033+	2035+
Saare 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2033+	2035+
Uus 110 kV õhuliin Alatskivi - Saare, endisel 35 kV liini trassil	2033+	2035+
Puurmani 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2033+	2035+
Jõgeva 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2033+	2035+
Voldi 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2033+	2035+
Uus 110 kV õhuliin Jõgeva - Puurmani, endisel 35 kV liini trassil	2033+	2035+
Uus 110 kV õhuliin Puurmani - Voldi uuel trassil	2033+	2035+
Pilka 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2033+	2035+
Taastuvelekter 100		
Liini L130B Jõgeva - Kantküla osaline rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L131A Jõgeva - Põdra rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L132C Põltsamaa - Imavere gabariitide korrastamine	2026	2030
Imavere 330/110 kV alajaama ehitamine	2026	2030
Liini L132A Paide - Koigi rekonstrueerimine	2026	2030
L105A Tartu - Puhja voolutrafo vahetus	2026	2030

KIRDE-EESTI VÕRGUPIIRKONNA ARENGUD		
Planeeritavad investeeringud		
Sirgala 110 kV alajaama renoveerimine	2026	2028
Estonia-Põhja 110 kV alajaama renoveerimine	2026	2028
L137 Püssi - Aidu osaline renoveerimine	2026	2026
L101 Tapa - Jäneda osaline renoveerimine	2026	2026
Kolga 110 kV alajaama renoveerimine	2027	2028
Viitna 110 kV alajaama renoveerimine	2027	2028
L069 Balti-Allika gabariitide tõstmine +60C	2027	2027
L8053 Tööstuse - Anne kaabelliin	2027	2030
L116 Balti-Püssi osaline renoveerimine	2026	2026
Uhtna 110 kV alajaama renoveerimine	2029	2030
Roosna-Alliku 110 kV alajaama renoveerimine	2029	2029
Rakvere-Põhja 110 kV alajaama renoveerimine	2029	2030
Liini L103B Uhtna haru demontaaž	2030	2031
L102 Rakvere - Tapa osaline renoveerimine	2032	2032
Eleringi ja Elektrilevi ühisest arengukavast tulenevad investeeringud		
Aravete 110 kV alajaama renoveerimine	2026	2028
Tapa 110 kV alajaama renoveerimine	2026	2028
110 kV õhuliini trassikoridor Aravete alajaamast Tapa alajaamani	2026	2028
Jõhvi 110 kV alajaama ehitamine	2026	2028
110 kV liinide L075 ja L074 Pargi - Ahtme osaline demontaaž ja Pargi alajaama demontaaž	2026	2028
Kotinuka 110 kV alajaama ehitamine	2028	2030
Perspektiivsed investeeringud		
Eleringi ja Elektrilevi ühisest arengukavast tulenevad investeeringud		
LVT 110 kV alajaama uued trafod	2028+	2030+
Kullenga 110 kV alajaama ehitamine	2028	2030
Pajusti 110 kV alajaama ehitamine	2028	2030
110 kV õhuliini trassikoridor Rakvere - Pajusti - Kullenga - Väike-Maarja	2028	2030
Alutaguse 110 kV alajaama uued trafod	2030+	2032+
Haljala 110 kV alajaama renoveerimine	2032+	2035
Liini L115A Haljala haru rekonstrueerimine	2032+	2035
110 kV trassikoridor liinilt L115 Haljala alajaamani	2032+	2035
Ahtme 110 kV alajaama uued trafod	2032+	2034+
Väike-Maarja 110 kV alajaama renoveerimine	2032+	2035
Tamsalu 110 kV alajaama ehitamine	2032+	2035
110 kV õhuliini trassikoridor Tamsalu alajaamast Väike-Maarja alajaamani	2032+	2035
Laekvere 110 kV alajaama ehitamine	2032+	2034+
Avinurme 110 kV alajaama ehitamine	2032+	2034+
Reola 110 kV alajaama renoveerimine	2032+	2034+

Mustvee 110 kV alajaama renoveerimine	2032+	2034+
110 kV trassikoridor Avinurme alajaamast Laekvere alajaamani	2032+	2034+
110 kV trassikoridor Reola alajaamast Laekvere alajaamani	2032+	2034+
110 kV paralleelliin Reola - L192	2032+	2034+
110 kV trassikoridor Avinurme alajaamast Mustvee alajaamani	2032+	2034+
110 kV trassikoridor Väike-Maarja alajaamast Rakke alajaamani	2032+	2034+
Rakke 110 kV alajaama ehitamine	2032+	2034+
110 kV trassikoridor Rakke alajaamast Koeru alajaamani	2032+	2034+
Koeru 110 kV alajaama ehitamine	2032+	2034+
110 kV trassikoridor Koeru alajaamast Järva-Jaani alajaamani	2032+	2034+
Järva-Jaani 110 kV alajaama ehitamine	2032+	2034+
Roosna-Alliku 110 kV alajaama renoveerimine	2032+	2034+
110 kV trassikoridor Järva-Jaani alajaamast Roosna-Alliku alajaamani	2032+	2034+
Liini L136 Ahtme - Illuka osaline rekonstrueerimine	2048	2050
Liini L135 Ahtme - Aidu demontaaž	2048	2050
Taastuvelekter 100		
Liini L020 Paide - Roosna-Alliku rekonstrueerimine	2026	2030
PÄRNU VÕRGUPIIRKONNA ARENGUD		
Planeeritavad investeeringud		
Sauga 110 kV uus alajaam	2025	2030
Uus 110 kV liinilahter Metsakombinaadi alajaama	2027	2030
Sauga-Metsakombinaadi uus 110 kV kaabelliin	2025	2030
Sauga 110 kV alajaama sisestusliin Audru-Sauga	2025	2030
Sauga 110 kV alajaama sisestusliin Sindi-Sauga	2025	2030
L030 Sindi - Papiniidu osaline renoveerimine	2026	2026
L037 Lihula - Martna osaline renoveerimine	2027	2027
Perspektiivsed investeeringud		
Taastuvelekter 100		
Kahe uue Pärnu-Jaagupi - Sindi liini ehitus	2026	2030
Pärnu-Jaagupi haru rekonstrueerimine	2026	2030
Teise Pärnu-Jaagupi haru rajamine	2026	2030
Uue Pärnu-Jaagupi - Vigala liini ehitus	2026	2030
Liini L033 Audru - Sindi rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L189 Lihula - Vigala rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L171 Lihula - Virtsu rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L035 Lihula - Rõuste rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L027 Valgu - Järvakandi rekonstrueerimine	2026	2030
Paide alajaama kahe uue 330/110 kV trafo lisamine	2026	2030
Lihula alajaama nelja uue 330/110 kV trafo lisamine	2026	2030
Sindi alajaama kahe uue 330/110 kV trafo lisamine	2026	2030

Liin L108A Kullamaa - Risti voolutrafode vahetus	2026	2030
Liin L108B Kullamaa - Lihula voolutrafode vahetus	2026	2030
Liin L111 Harku - Keila voolutrafode vahetus	2026	2030
Uus liin uuest alajaamast (Vigala ja Valgu vahel) Vigalani	2026	2030
Uus liin uuest alajaamast (Vigala ja Valgu vahel) Valguni	2026	2030
Uue alajaama ehitus Vigula - Valgu vahele	2026	2030
Uue alajaama ehitus Sindi - Lihula vahele	2026	2030
L032B Metsakombinaadi - Papiniidu rekonstrueerimine	2026	2030
L106A Viljandi - Kilingi-Nõmme rekonstrueerimine	2026	2030
L106B Sindi - Kilingi-Nõmme rekonstrueerimine	2026	2030
Vändra 330/110 kV alajaama ehitamine	2026	2030
LOODE-EESTI VÕRGUPIIRKONNA ARENGUD		
Planeeritavad investeeringud		
L088 Harku - Tabasalu osaline renoveerimine	2031	2031
L087 Harku - Tabasalu õhuliini asendamine kaabelliiniga	2030	2030
Perspektiivsed investeeringud		
Taastuvelekter 100		
Liini L038 Haapsalu - Martna rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L038 Haapsalu - Martna gabariitide korrastamine	2026	2030
Liini L038 Haapsalu - Martna voolutrafo vahetus	2026	2030
Liini L039 Taebla - Haapsalu rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L039 Taebla - Haapsalu gabariitide korrastamine	2026	2030
Liini L019B Aulepa - Taebla rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L018 Rummu - Nõva rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L017 Rummu - Kiisa rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L025 Kehtna - Rapla rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L026 Järvakandi - Kehtna rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L110 Riisipere - Keila voolutrafo vahetus	2026	2030
Liini L178 Paldiski - Keila rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L178 Paldiski - Keila gabariitide korrastamine	2026	2030
Liini L179 Paldiski - Keila rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L179 Paldiski - Keila gabariitide korrastamine	2026	2030
Liini L185 Kiisa - Kohila rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L186 Kohila - Rapla rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L187 Rapla - Paide rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L109 Riisipere - Risti voolutrafo vahetus	2026	2030
Liini L212 Järvakandi - Paide rekonstrueerimine	2026	2030
TALLINNA VÕRGUPIIRKONNA ARENGUD		
Planeeritavad investeeringud		
L195 Aruküla-Raasiku õhuliini rekonstrueerimine	2026	2026
110 kV kaabelliinide rajamine Tallinna võrgupiirkonnas	2028	2033
L100A Aruküla - Jüri osaline renoveerimine	2030	2030
L100B Järve - Jüri osaline renoveerimine	2031	2031

Perspektiivsed investeeringud		
Taastuvelekter 100		
Liin L111 Harku - Keila voolutrafode vahetus	2026	2030
Liin L112 Harku - Keila voolutrafode vahetus	2026	2030
Liini L195 Aruküla - Kehra rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L194 Aruküla - Kehra rekonstrueerimine	2026	2030
LÕUNA-EESTI VÕRGUPIIRKONNA ARENG		
Planeeritavad investeeringud		
L044 Valga-Tsirculiina osaline renoveerimine	2028	2028
L145 Tsirculiina-Tõrva osaline renoveerimine	2028	2028
L146 Rõngu - Tõrva osaline renoveerimine	2028	2028
L354 Tsirculiina - Valmiera osaline renoveerimine	2031	2031
Perspektiivsed investeeringud		
Taastuvelekter 100		
L134B Viljandi - Suure-Jaani rekonstrueerimine	2026	2030
Tsirculiina 330/110 kV 125 MVA jõutrafo asendamine 200 MVA vastu	2026	2030
L058 Tõrva-Abja rekonstrueerimine	2026	2030
L145 Tsirculiina - Tõrva rekonstrueerimine	2026	2030
Lisa jõutrafo 330/110 kV Tsirculiinas	2026	2030
SAARTE VÕRGUPIIRKONNA ARENG		
Perspektiivsed investeeringud		
Taastuvelekter 100		
Liini L173 Võiküla - Orissaare õhuliini osa rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L175 Sikasaare - Leisi rekonstrueerimine	2026	2030
Liini L174 Tusti - Muhu rekonstrueerimine	2026	2030
Uue 110 kV mere- ja maakaabli rajamine Virtsust Orissaarde	2026	2030
Liini L8090 Virtsu - Võiküla osaline rekonstrueerimine	2026	2030
Uue 110 kV õhuliini rajamine Leisist Pammanani	2026	2030
Uue 110 kV alajaama ehitus Emmastesse	2026	2030
Uue 110 kV õhuliini rajamine Emmastest Kärklani	2026	2030
Uue 110 kV alajaama ehitus Kärklasse	2026	2030
Uue 110 kV mere- ja maakaabli rajamine Kärklast Haapsalusse	2026	2030
Eesti-Soome kolmanda ühenduse investeeringud		
Planeeritavad investeeringud		
EstLink 3 330 kV alajaam	2024	2032
EstLink 3 330 kV alajaama ühendamine olemasoleva võrguga	2024	2032
Keila 330 kV alajaam	2023	2032
Järve-Aruküla 330 kV õhuliin	2024	2029
Järve-Kiisa 330 kV õhuliin	2024	2029
Keila-Kiisa uus 330 kV õhuliin	2024	2030
L346 Paide-Sopi õhuliini rekonstrueerimine	2024	2029
L347 Sopi-Sindi õhuliini rekonstrueerimine	2024	2029

L360 Püssi-Rakvere õhuliini rekonstrueerimine	2024	2029
L506 Rakvere-Kiisa õhuliini rekonstrueerimine	2024	2029
Estlink 3 ühenduse investeeringud	2023	2035
Eesti - Läti IV ühenduse investeeringud		
Planeeritavad investeeringud		
Lihula-Paide uus 330 kV õhuliin	2024	2035
Eesti-Läti ühenduse investeeringud	2024	2035