

# **EESTI ELEKTRISÜSTEEMI VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE 2020**

Tallinn 2020





**EESTI  
ELEKTRISÜSTEEMI  
VARUSTUSKINDLUSE  
ARUANNE 2020**

Tallinn 2020

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

Nende ülesannete täitmiseks esitab Elering vastavalt elektrituruseadusele (õ 39 lg 7 ja lg 8; õ 66 lg 2, lg 3, lg 4 ) varustuskindluse aruande. Süsteemi piisavuse varu hinnang järgneval 10 aastal on esitatud vastavalt elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja õ 14 lg 3 toodud valemile.





## SISUKORD

<b>EESSÕNA</b>	<b>9</b>
<b>1 KOKKUVÕTE</b>	<b>13</b>
1.1 2020. AASTA OLULISEMAD JÄRELDUSED	15
1.1.1 Süsteemi piisavus	15
1.1.2 Süsteemi töökindlus	16
1.1.3 Võrgupiisavus	16
1.1.4 Küberturvalisus	17
<b>2 SÜSTEEMI TÖÖKINDLUS</b>	<b>19</b>
2.1 SÜSTEEMI JUHTIMINE	20
2.1.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas	20
2.1.2 Abinõud varustuskindluse tagamiseks	21
2.1.3 Sageduse reguleerimine	21
2.1.4 Süsteemi taaspingestamine	22
2.1.4.1 Tarbimise piiramine	22
2.1.4.2 Avariitõrjeautomaatika	22
2.1.5 Eleringi avariireservelektrijaamad	23
2.2 SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA ELEKTRISÜSTEEMIGA	23
2.2.1 Sünkroniseerimise olulisemad versta postid	24
2.2.1.1 Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise tulemusel tekkivad muutused CoM)	26
2.2.1.2 Sagedusejuhtimise põhimõtted	26
2.2.2 Eesti elektrisüsteemis sünkroniseerimiseks tehtavad investeeringud	27
2.2.2.1 Inerti tagamine sünkroonkompensaatorite abil	27
2.2.2.2 Juhtimissüsteemide uuendamine	27
2.3 SÜSTEEMI TALITUSKINDLUSE ÜLEVAADE	28
2.3.1 Talveperiood 2019/2020 aastal	28
2.3.2 2019. aasta suveperioodil (mai-september)	29
2.3.3 Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2019/2020. aasta talveperioodil	30
2.4 SÜSTEEMIPIISAVUSE TAGAMINE LÄBI DIGITAALSETE LAHENDUSTE	32
2.4.1 Energy Data Bridge Alliance	33
2.4.2 Paindlikkusteenuste turg	33
2.4.3 Taastuvenergia infosüsteem	36
<b>3 VÕRGU PIISAVUS</b>	<b>39</b>
3.1 OPTIMAALNE VÕRGU ARENGUPLAAN	41
3.1.1 Sünkroniseerimise raames tehtavad võrgutugevdused ja riikidevahelised läbilaskevõimsused	42
3.1.1.1 Harku - Sindi - Riia liini ehitamine ning olemasolevate 330 kV liinide rekonstrueerimine	42
3.1.1.2 Sünkroonkompensaatorid	42
3.1.1.3 Planeeritavad riikidevahelised NTC-d	43
3.1.2 Eestisesed võrguarengud	43
3.1.2.1 Tallinn ja Tallinna ümbrus	43
3.1.2.2 Kirde-Eesti	44
3.1.2.3 Kesk- ja Lõuna-Eesti	46
3.1.2.4 Saared ja Lääne-Eesti	47
3.1.3 35(20)-330 kV elektrivõrgu pikaajaline arenguplaan	48
3.1.3.1 Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve piirkond Tallinnas ja selle lähiümbruses	48
3.1.3.2 Saaremaa, Muhu ja Hiiumaa võrgupiirkond	49
3.1.3.3 Pärna võrgupiirkond Tartumaal	51
3.1.3.4 Kehra-Kose-Rapla-Aravete-Jäneda võrgupiirkond	52
3.1.3.5 Balti-Allika-Sirgala võrgupiirkond	53
3.2 VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	56
3.2.1 Vabad liitumisvõimsused	56

3.2.2	Tootmissuunalised võimsused .....	56
3.2.3	Tarbimissuunalised võimsused .....	56
3.2.4	Paindlik liitumine .....	56
3.3	VÕRGU TALITLUSKINDLUS.....	58
3.3.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia.....	59
3.3.2	Välisühendused.....	62
3.3.3	Sisevõrk .....	65
3.3.4	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest .....	66
3.4	RISKI- JA SEISUNDIPÕHINE HOOLDUS.....	66
3.4.1	Riskipõhine hooldus (Risk-Based Maintenance RBM).....	66
3.4.2	Seisundipõhine hooldus (Condition-Based Maintenance CBM) .....	67
<b>4</b>	<b>ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUS .....</b>	<b>71</b>
4.1	ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE PEATÜKI KOKKUVÕTE .....	72
4.2	ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE MÕISTE JA ROLL VARUSTUSKINDLUSES .....	72
4.3	EESTI VARUSTUSKINDLUSE NORM .....	73
4.4	EUROOPA JA LÄÄNEMERE REGIOONI ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUS.....	74
4.4.1	Elektrisüsteemi piisavus ENTSO-E MAFi põhjal .....	74
4.4.2	Regiooni elektrisüsteemi piisavus deterministliku analüüsi põhjal .....	76
4.5	ERAKORRALISED STSENAARIUMID .....	78
4.5.1	Balti sünkroonala stsenaarium .....	78
4.5.2	Baltikumi hädaolukorra toimepidavuse stsenaarium.....	79
4.5.3	Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium.....	80
4.6	ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2035.....	81
4.6.1	Jaotusvõrgud .....	83
4.7	EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2020. AASTAL .....	84
4.8	ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2019-2029.....	85
4.8.1	Muutused võrreldes 2019. aastaga .....	85
4.8.2	Suletavad tootmisseedmed ja olemasolevate tootmisseedmete võimsuse vähenemine.....	85
4.9	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2029.....	86
4.9.1	Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel.....	86
4.9.2	Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil.....	87
4.9.3	Eesti elektrisüsteemi piisavus aastani 2035 .....	88
4.10	TULEVIKUTEHNOLOOGIAD ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE TAGAMISEL .....	89
4.10.1	Energiasalvestus .....	90
4.10.2	Personaalne päikesepaneelide ja akude süsteem.....	92
4.10.3	Tarbimise juhtimine (Demand side response-DSR) .....	93
4.10.4	Riikidevaheline merevõrk .....	95
<b>5</b>	<b>KÜBERTURVALISUS .....</b>	<b>99</b>
5.1	KÜBERTURVALISUSE OLULISUS VARUSTUSKINDLUSE VAATES .....	100
5.2	ELERINGI KÜBERTURBE PEAMISED TEGEVUSSUUNAD.....	100
5.2.1	Küberturbe juhtimine ja haldus.....	100
5.2.2	Operatiivne küberturve.....	100
5.2.3	Teadlikkuse ja valmisoleku tõstmine.....	100
5.3	ÜHISKONNA OOTUSED ELEKTRISÜSTEEMI TURVALISUSELE .....	101
5.4	TULEVIKUVAADE – UUED RISKID UUTEST TEHNOLOOGIADEST.....	101
5.5	HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST .....	102
<b>6</b>	<b>ENAMKASUTATUD LÜHENDITE LOETELU .....</b>	<b>105</b>
<b>7</b>	<b>LISAD.....</b>	<b>109</b>
	LISA 1. ELERINGI INVESTEERINGUTE EELARVE 2020-2024.....	110



# Eessõna

---

### Hea Eesti energia varustuskindluse huviline

Elame enneolematult ettearvamatutel aegadel. Need lähenemised ja lahendused, mis on meid toonud tänasesse, ei ole paljuskki ei sobivad ega piisavad alistamaks tuleviku väljakutseid. See üldine muutuste möödapääsmatuse tajutajad kehtib ka energeetikas. Või isegi eelkõige energeetikas. Meie suurim väljakutse inimkonnana on saada hakkama üha kiireneva kliimamuutusega ja energeetika seisab siin kesksel kohal. Energeetikapoliitika valikud lähtuvad kliimapoliitika eesmärkidest. Aga ometi me tahame kõik selle juures näha tulesid põlemas ja kodusid soojadena. Sellepärast on Elering sõnastanud enda visioonina hoida tuled põlemas kliimaneutraalsel moel, toetudes seejuures digitaalsetele tööriistadele. Energia- poliitika ei ole väärtustevaba ja meie väärtustega haakuvad Euroopa Komisjoni ja Eesti Vabariigi valitsuse kliimapoliitilised sihid. Soovime neid oma turupõhiste tegevustega Eesti tarbijate varustuskindluse tagamisel toetada.

Samas, nagu iga muutus, tekitab revolutsioon energiaspektori dekarboniseerimisel palju ebakindlust tarbijates ja erinevate huvide põrkumist. Seepärast on igati õigustatud ja asjakohane küsimus, kust tuleb elekter aastal 2030. Elering on kohustatud sellele küsimusele arusaadavalt vastama. Hetkel teie käes olev 2020. aasta varustuskindluse aruanne vastab sellele küsimusele, tehes seda kõigi elektrisüsteemi oluliste lülide vaates. Elektritarbijat Eidaperes ei huvita, miks tuled ei põle. Kas tuled ei põle ebapiisava või rikkalt võrguühenduse tõttu, elektrisüsteemi halva juhtimise, elektritootmise ebapiisavuse või küberrünnakute tõttu. Tarbija varustuskindluse tagamiseks tuleb tegeleda kõigi nende elementidega üheskoos kui igapäevase eraldi.

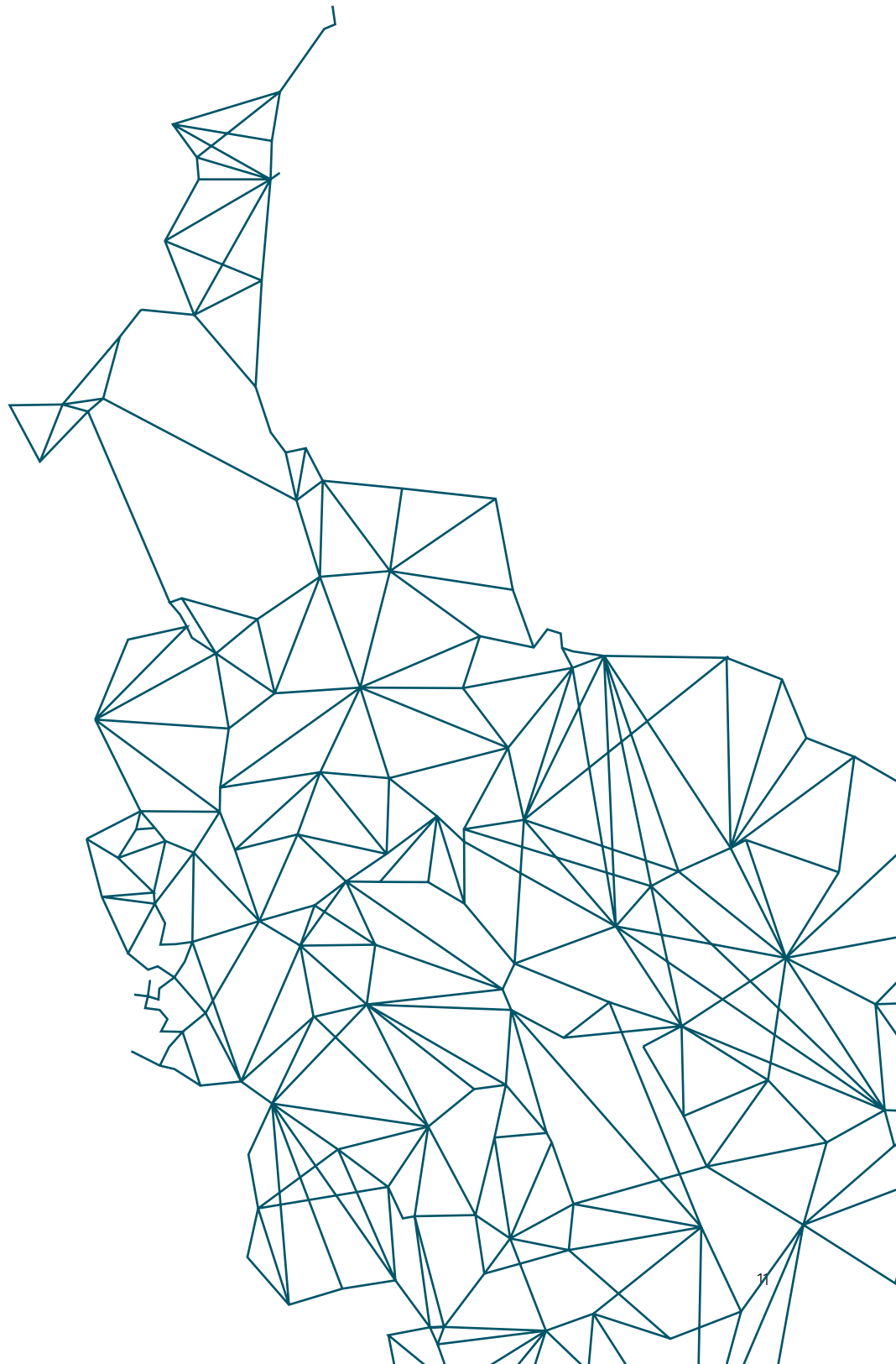
Eesti põhivõrgu, mille moodustavad suured liinid suurtel mastidel, töökindlus on olnud viimasel kümnendil eeskujulik – ligikaudu 99,9 protsenti. Sellest tulenevalt on peamine fookus läinud küsimusele, kas nende liinide taga on olemas elektrijaamad, mis ka tulevikus elektrit toodavad. Sellele küsimusele vastamiseks oleme teinud plaani, mis põhineb kolmel sammul. Esimeseks neist on Eesti varustuskindluse standardi kehtestamine. Teise sammuna oleme koostanud koos Euroopa teiste „Eleringidega“ analüüsi kuni 2030. aastani, mis annab vastuse küsimusele, kas meil on vajalikul hulgal elektrijaamasid ja „traat piisavalt jäme“ tarbijate tulede põlemas hoidmiseks. Kui selgub, et ei ole, siis kolmanda sammuna rakendame nõndanimetatud võimsusmehhanismi. See tähendab, et Elering ostab elektritarbija raha eest täiendavat tootmisvõimsust lisaks tavapäraselt turul pakutavale, kattes nii tarbimise rahuldamiseks vajaliku tootmisvõimsuse.

Olgu lõpetuseks veekord siia juurde üle korratud kõikide Eesti inimeste rahustuseks, et ükski analüüs, ei tõenäosuslik ega konkreetsete elektrijaamade kättesaadavuse hinnang, ei näita, et Eesti tarbijate elektriga varustamisel esineks 2030. aastal probleeme. Võime kinnitada, et kui ükski usaldusväärsetel algandmetel põhinev analüüs sellist probleemi kinnitaks, siis me astume otsekohe samme selle probleemi lahendamiseks. Ka Eleringile meeldib olemuslikult rohkem elektrijaamasid enam kui vähem elektrijaamasid. Meie töö on lihtsam. Aga me ei pea eetiliseks suruda kätt tarbija taskusse ja võtta sealt elektritootjatele raha nende investeeringute kasumlikkuse kindlustamiseks, kui selleks otsest vajadust ei ole.

Head lugemist!

### Taavi Veskimägi

Eleringi juhatuse esimees







# 1 Kokkuvõte

---

1.1	2020. AASTA OLULISEMAD JÄRELDUSED .....	15
1.1.1	Süsteemi piisavus .....	15
1.1.2	Süsteemi töökindlus .....	16
1.1.3	Võrgupiisavus .....	16
1.1.4	Küberturvalisus .....	17



## 1 KOKKUVÕTE

2020. aasta varustuskindluse aruanne hindab varustuskindlust kogu elektrienergia väärtusahela vaates, milleks on: süsteemi töökindlus, võrgu piisavus, süsteemi piisavus ning küberturvalisus. Elektrisüsteemi varustuskindlus sõltub kõigist neist komponentidest ning täpsemad hinnangud on antul käesoleva dokumendi vastavates peatükkides.

Süsteemi piisavus	Süsteemi töökindlus	Võrgu piisavus	Küberturvalisus
Piisav elektritootmise olemasolu koos piisavate välisühendustega tagab, et tootmine ja tarbimine on elektrisüsteemis igal ajahetkel tasakaalus. Elektrisüsteemi piisavuse hinnangu aluseks on erinevad stsenaariumid, millega analüüsitakse võimalikke olukordi ning elektrisüsteemi piisavuse seisus nendes.	Võimekus hoida elektrisüsteemi tervikuna koos ja toimimas ning tulla toime erinevate häiringute ja avariidega.	Piisavalt ülekandevõimsusi ja ühendusi naabersüsteemidega tagab turu toimimise ning suuremate avariide või siseriikliku puudujäägi korral impordi võimekuse.  Ülekandevõrk tagab elektrienergia jõudmise tarbimiskeskustesse. Jaotusvõrk hoolitseb elektri jõudmise eest lõpptarbijani.	Süsteemi juhtimine muutub üha komplekssemaks ja infotehnoloogilistest süsteemidest sõltumaks.  Eelnevalt tulenevalt on küberturvalisus oluline alustala, et tagada süsteemi turvaline toimimine.
Tarbimine			
<p><i>Tarbijate tarbimisharjumuste suunamine (nt paindlikkusteenuste turuplatvorm) võimaldab suurendada tarbijate kaasatust elektriturul. Paindlikkusteenused võimaldavad tarbijatel pakkuda enda tarbimisvõimekust turul kui võrdväärset teenust elektrienergia tootmisele.</i></p>			

Stsenaariumid	Tarbimine	Tootmine	Võrguühendused <sup>1</sup>	Hinnanguline tõenäosus <sup>2</sup>
<b>Euroopa energia-turu stsenaarium (4.4.1)</b>	Kogu tiputarbimise katmine	Kogu Euroopa kasutatav tootmine	Kasutatavad Euroopa ülekandevõimsused	>90% (oodatav)
<b>Balti sünkroonala stsenaarium (4.5.1)</b>	Kogu tiputarbimise katmine	Kogu Balti riikide kasutatav tootmine	Balti riikide vahelised vahelduvvoolu ühendused töös; alalisvooluühendused Skandinaaviamaade ja Poolaga vähendatud mahus	<10% (võimalik)
<b>Balti hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium (4.5.2)</b>	Vähendatud tiputarbimise katmine	Kogu Balti riikide kasutatav tootmine	Balti riikide vahelised vahelduvvoolu ühendused töös; ühendused Skandinaaviamaade ja Poolaga puuduvad	<1% (vähetõenäoline)
<b>Eesti elutähtsa teenuse toimepidevuse stsenaarium (4.5.3)</b>	Elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse tarbimise katmine	Kogu Eesti kasutatav tootmine	Vahelduvvoolu ühendused puuduvad; alalisvooluühendused puuduvad	<0,1% (ei ole tõenäoline)

<sup>1</sup> Võrguühendusi kolmandate riikidega ei võeta arvesse.  
<sup>2</sup> Ekspert hinnang.

## 1.1 2020. AASTA OLULISEMAD JÄRELDUSED

**Eesti ja Baltikumi elektrisüsteemi varustuskindlus on käesoleva varustuskindluse aruande analüüsi põhjal tagatud. Tulenevalt kiiresti muutuvast keskkonnast tuleb jätkata pidevat elektrisüsteemi ja energiaturgude edasiarendamist, et tagada varustuskindlus ka tulevikus.**

Elingi suurprojektid ja majanduspoliitiline keskkond toetavad pikas perspektiivis varustuskindlust. Järgnevas tabelis on kokku võetud hinnang kolme suurema tegevuse ja mõjuteguri varustuskindluse suurendavad ja vähendavad mõjud.

Tegevus/mõju	Varustuskindlust suurendav mõju	Varustuskindlust vähendav mõju
<b>Sünkroniseerimine</b>	Kaab süsteemne risk ohustada süsteemi varustuskindlust 3nda osapoole poolt.	Sünkroonühenduste arv väheneb ning suureneb saarestumise tehniline risk. Koos täiendavate meetmetega on riskid maandatud.
<b>Kliimapolitiika</b>	Lisab uusi võimsusi (avameretuulepargid) ning muudab salvestuse turul konkurentsivõimeliseks.	Viib turult välja ette planeeritava tootmis-tsükliga paindliku reguleerimisulatuses süsinikuintensiivsed tootmisvõimsused.
<b>Majanduse konkurentsivõime toetamine</b>	Efektivsem ja õhem võrk koos tarbimise paindliku juhtimise ning paindliku liitumisvõimalusega tagavad pikas perspektiivis madalamad võrgutasud ja võrguga liitumise konkurentsieelse. Samuti mõjub uute tootmisvõimsuste ühendamisele täiendavate turuvõimaluste (reservid) turule toomine.	Eestisese tootmisvõimsuse garanteerimine suurendab elektri hinda Eesti elektritarbijale ja võib vähendada loomulikku uute tootmisvõimsuste lisandumist pikas perspektiivis turupõhiselt.

### 1.1.1 Süsteemi piisavus

Elektrisüsteemi piisavusena vaatleb Eling olukorda, kus oodatav elektritarbimine on kaetud kohaliku tootmisvõimsuse, impordivõimaluste ning tarbimise juhtimise võimalustega..

Elektrisüsteemi piisavuse tagamisel on kolm olulist etappi:

1. Varustuskindluse normi rakendamine (vaata peatükk 4.3) vastavalt sotsiaalmajanduslikule tasakaalule, mille vastu varustuskindlust hinnata;
2. Pikaajaline elektrisüsteemi piisavuse hindamine (täpsemalt peatükis 4.4 ja peatükis 4.4.1);
3. Juhul kui pikaajaline elektrisüsteemi hinnang näitab paremaid süsteemi piisavuse indikaatorite väärtusi, kui varustuskindluse norm ette näeb, siis on süsteemi piisavus tagatud. Juhul kui hinnang toob välja, et tulevikus on olukord kehvem, kui norm lubab, siis on vastavalt Euroopa Komisjoni juhistele vaja eemaldada turutõrkeid ning viimase variandina rakendada võimsusmehhanism (täpsem kirjeldus peatükis 4.3).

Euroopa Parlamendi määrus kohustab kõiki liikmesriike, kes tahavad võimalust tulevikus võimsusmehhanismi rakendada, vastu võtma ühise metoodika alusel välja töötatud varustuskindluse normi. Eestis on varustuskindluse normi uuringud läbi viidud ning tulemused on Eesti õigusaktidesse rakendamisel. Normi indikaatorite selgituse ja normi määramiseks koostatud analüüsi võib leida peatükist 4.3.

Kõik Euroopa TSO-d teevad ENTSO-E-ga koostööd iga-aastase üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse analüüsi (MAF) koostamisel. Selle protsessi käigus kogutakse kõikide riikide käest parimad teadmised selle kohta, millised elektrijaamad eksisteerivad, millised töötavad, millised on reservis, kas on oodata lisanduvaid võimsusi, kuidas tarbimine kirjeldatud aastatel võib muutuda, millised on ülekandeliinide läbilaskevõimed, millal on elektrijaamade plaanilised seisakud ja mis on avariide statistika. Taolise kõikehõlmava andmebaasi põhjal teostatakse tõenäosuslikud analüüsid, mis annavad parima võimaliku ülevaate kogu Euroopa pikaajalisest elektrisüsteemi piisavuse olukorrast. Eling viib käesoleva aruande jaoks läbi samal metoodikal põhinevaid regiooni varustuskindlust kontrollivaid simulatsioone, teostamaks tulemustele kvaliteedikontrolli. Nendele analüüsidele tuginedes saab väita, et Eesti elektrisüsteemi piisavus on heal tasemel vähemalt kuni 2030. aastani. Detailsemaid tulemusi saab lugeda peatükist 4.4.

Oluline on märkida, et Elering ei lähtu elektrisüsteemi piisavuse hindamisel ainult üleeuroopalisest analüüsist ja eeldusest, et elektriturg toimib tavapärasel moel. Erakorralised stsenaariumid on viis, kuidas hinnata vähetöenäoliste, kuid suure mõjuga sündmuste riske süsteemi piisavusele. Eleringil on võimekus ja valmisolek teha töönaosuslikke ja deterministlikke analüüse kirjeldamiseks ebatöenäolisi, kuid suure mõjuga olukordi, et hinnata nende riskitaset ja valmistada ette võimalikud tegevusplaanid mõjude vähendamiseks. Näiteks võib käesolevast aruandest lugeda analüüsi erakorralise Baltikumi saarestumise kohta. Just erakorralised stsenaariumid toovad välja vajaduse kindla võimsuse olemasoluks Eestis. Kindla võimsuse alla liigitab Elering võimsused, nii tootmise kui ka juhitava tarbimise osas, millega saab arvestada kõrgete tarbimisperiodide ajal.

### 1.1.2 Süsteemi töökindlus

Tulenevalt Venemaa ühendenergiast (edaspidi IPS/UPS) toimunud arengutele on tänaseks tekkinud süsteemne risk, mille kõige rängemaks vormiks on eraldumine eraldi Baltimaade sünkroonala-  
lasse. Antud riskide vähendamiseks ja elektrisüsteemi stabiilsuse ning töökindluse tagamiseks viime ellu Baltimaade Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise projekti. Projekti raames:

- Arendame välja Baltikumi sünkroonala võimekuse** - Baltikumi ootamatu saarestumisega toimetulekuks on võimekus juba ka täna, kuid süsteemi stabiilsena hoidmiseks tuleb rakendada suuremate avariide korral saartalitlusel lühiajaliselt suures mahus tarbijate automaatset piiramist. Läbi täiendavate arenduste ja meetmete saavutame võimekuse pikaajaliseks sünkroontöök, N-1 (mistahes ühe elemendi väljalülitumise) olukorras, ilma automaatselt tarbijaid piiramata. Olulisemateks meetmeteks on:
  - **Piisava inertsiga tagamine** - tagab süsteemi stabiilsuse püsimise avariide korral ja parema sageduse stabiilsuse tavaolukorras. Baltimaade elektrisüsteemi sünkroniseerimiseks Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga on vajalik Baltimaade süsteemis igal ajahetkel tagada piisav kogus (17 100 MWs) inertsiga. Baltikumi süsteemihaldurid paigaldavad üle Baltikumi kokku 9 sünkroonkompensaatorit. Sünkroonkompensaatorite paigaldamine tagab süsteemi töökindluse avariijärgsete sageduse kõrvalekallete korral.
  - **Süsteemiteenuste raamistiku väljatöötamine ja rakendamine** - Baltikumis võetakse kasutusele ja arendatakse vastavad võimekused tulenevalt Mandri-Euroopa sageduse reservide põhimõtetele ja tekitatakse lokaalse pingeuhtimise võimekus.
  - **Uuendatakse olemasolevaid ja võetakse kasutusele täiendavaid juhtimissüsteeme**, et vastata Mandri-Euroopa sagedusalade nõuetele.
  - **Kiired avariireervid** läbi olemasolevate Baltimaade ja Põhjamaade vaheliste ning lisaks rajatavate Leedu-Poola HVDC merekaablite.
- Hetkel elluviidav sünkroniseerimise lahendus, Mandri-Euroopa sünkroonala ühendamine koos kavas olevate investeeringutega ei piira ülekandevõimsusi Baltimaade sees ega Baltimaadest Põhjamaade ning Mandri-Euroopa elektrisüsteemide suunal. Seega turuosaliste kauplemisvõimalused Euroopa Liidu siseselt ei halvene.
- Tänu Euroopa kaasrahastusele sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga, võrreldes olukorraga, kui Baltikumi elektrisüsteem jääks ühendatuks IPS/UPS süsteemiga, ülekandetariifi ei suurendata.

Nii tänane kogemus kui ka erinevad piisavuse analüüsid näitavad, et Eesti elektrisüsteemi piisavus on täna ning ka aastal 2030 kõrge tasemel. Arvestades täna teada olevaid tootmisvõimsusi, tarbimise prognoose ja tarbimise juhtimise potentsiaali on tagatud kõrge varustuskindluse normid. Seejuures on oluline märkida, et kõrge varustuskindluse tase on saavutatud arvestades, et Eestis on süsteemi opereerimise tarbeks olemas ligikaudu 1000 MW kindlat võimsust. Eleringi hinnangul on oluline tagada Eestis mainitud 1000 MW võimsuse olemasolu. Kui elektrituru info ja prognoosid näitavad, et kindla võimsuse hulk langeb Eestis 1000 MW-st madalamale või kui töönaosuslike analüüsides tulemused peaksid näitama kehvemaid tulemusi kui normis lubatud, tuleb kaaluda võimsusmehhanismi rakendamist

### 1.1.3 Võrgupiisavus

**Tänast olukorda ülekandevõrkude osas võib hinnata heaks:**

- Tulenevalt liinirasside süsteemsest hooldusest ja programmist „Liinid puuvabaks“ on olulisel määral vähendatud puude pealekukkumisi või -langetamisi, mis oli aastaid üks suurimaid andmata jäänud energia põhjustajaid.

- 2019. aastal oli ülekandevõrgu riketest tingitud andmata energia 216,14 MWh, millest suurima osakaaluga oli uue alajaama ebakvaliteetne ehitus (võrdluseks keskmise majapidamise aastane elektritarbimine on ligikaudu 10 MWh). Vaatamata eelmise aasta andmata energia hulgale, mis oli läbi aastate üks suurimaid, on ülekandevõrgu ülekandekindlus väga hea. Ülekandekindlus = tegelik ülekantud energia /arvutuslik ülekantud energia \* 100%.
- HVDC merekaablite kõrge kasutatavus: EstLink 1 – 98,42% ja EstLink 2 – 97,51% (2019. aastal).
- Piirangute vajadus siseriikliku ülekandevõrgu koormuste juhtimise osas on olnud minimaalne, kui mitte olematu.

Pikaajalise töökindluse tagamiseks ja ülekandevõrgu mittetoimimisest tuleneva andmata jäänud energia minimeerimiseks viime ellu järgmised arendused ja tegevused:

- Tagamaks piisavad läbilaskevõimsused Läti suunal valmib 2020 lõpus Eesti-Läti kolmas ühendus. Üle poolte Harku-Lihula-Sindi liinilõikudest on juba valmis ja pingestatud.
- Sünkroniseerimise projekti raames rekonstrueerime 1. ja 2. Läti-suunalised olemasolevad 330 kV õhuliinid (Narva-Valmiera).
- Sünkroniseerimise projekti raames ühendatakse võrku ka piisavad vahendid minimaalse reaktiivvõimsuse ja inertsiga tagamiseks, et säilitada süsteemi stabiilsus ja võrgu võimekus talitleda erinevat tüüpi tootmise ja sünkroonühenduse režiimides.
- Arendame edasi seisundi- ja riskipõhist seadmete hoolduse ja asendamise süsteemi, et veelgi efektiivsemalt seadmete või võrguosade riketest põhjustatud andmata energiat minimeerida. Alajaamade seadmete puhul jälgitakse hooldusel kõigepealt tehase nõudeid. Vanematele ja vähem töökindlatele seadmetele tehakse hooldust tihedamini ja vähendatakse ka hooldusintervalli pikkust vastavalt seadmete vajadusele. Otsustame ka üksikseadmete lõikes, kas enne vana alajaama täielikku rekonstrueerimist on efektiivsem ennatlikult vahetada välja konkreetne seade või hooldada seda kuni alajaama rekonstrueerimiseni, sõltuvalt sellest, kui suur risk on seadme purunemisel. Samas 3 aastat enne alajaama rekonstrueerimist rekonstrueeritava alajaama seadmeid ei hooldata, kui seadme seisukord seda vähegi võimaldab. Liinide puhul rakendatakse seisundipõhist hooldust. Liinide hooldus põhineb igaaastastel ülevaatustel kogutud andmetel, mille alusel omakorda koostatakse hoolduse plaan.
- 2020. aasta sügisel valmib võrgu pikaajaline arenguplaan koostöös jaotusvõrgu-ettevõtjatega. Arenguplaani eesmärgid on: (loe pikemalt peatükis „Optimaalne võrgu arenguplaan“)
  - leida optimaalsed investeringualternatiivid vähimat ühiskondlikku kulu arvestades,
  - tagada varustuskindluse kasv ning oluliste tarbimispiirkondade elektrivarustuse riskide maandamine ning
  - muutuvkulude vähendamine.
- Võrguga on võimalik uutel liitujatel liituda paindlikel tingimustel ja seeläbi optimeerida võrguühenduse kulusid ja samas kasutada efektiivsemalt ära olemasolevat võrguressursi.

#### 1.1.4 Küberturvalisus

**2019. aastal ei toimunud ülekandevõrkudes küberturbeinsidende, millest tulenevalt oleks tarbijatele jäänud elektrit edastamata.**

Selleks, et tagada küberturbe süsteemne korraldus, tegeleb Elering kolme suurema tegevussuunaga:

- küberturbe juhtimine ja haldus,
- operatiivse küberturbe tagamine,
- teadlikkuse ja valmisoleku tõstmine.

Viimase aasta jooksul on elektrisektori küberturbe kerkinud oluliseks teemaks Euroopa Liidu tasandil. Euroopa Komisjon valmistab ette regulatiivset raamistikku elektrisektori küberturvalisusele ühtse baastaseme seadmiseks.

Aina rohkem mõeldakse ka Euroopa Liidu kliimapoliitikast tulenevate eesmärkide saavutamisele ning sellest tulenevale deentraliseeritud tootmise kasvule, mis hakkab tulevikus järjest rohkem mõjutama elektrisüsteemi stabiilsust. See tingib tõenäoliselt erinevate paindlikkusteenuste loomise, mis võimaldavad võrguhalduril hajusalt paiknevat tootmist või tarbimist vajadusel üles või alla koormata. Taolise arengu tagajärjel kasvab varustuskindluse tagamiseks vajalike infosüsteemide ja liigutatavate andmete hulk ning laieneb elektrisüsteemi potentsiaalne ründepind.



# 2 Süsteemi töökindlus

---

2.1	SÜSTEEMI JUHTIMINE .....	20
2.1.1	Elektrisüsteemi juhtimine reaajas .....	20
2.1.2	Abinõud varustuskindluse tagamiseks .....	21
2.1.3	Sageduse reguleerimine .....	21
2.1.4	Süsteemi taaspingestamine .....	22
2.1.4.1	Tarbimise piiramine .....	22
2.1.4.2	Avariitõrjeautomaatika .....	22
2.1.5	Eleringi avariireservelektrijaamad .....	23
2.2	SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA ELEKTRISÜSTEEMIGA .....	23
2.2.1	Sünkroniseerimise olulisemad verstapostid .....	24
2.2.1.1	Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise tulemusel tekkivad muutused CoM) .....	26
2.2.1.2	Sagedusejuhtimise põhimõtted .....	26
2.2.2	Eesti elektrisüsteemis sünkroniseerimiseks tehtavad investeeringud .....	27
2.2.2.1	Inerti tagamine sünkroonkompensaatorite abil .....	27
2.2.2.2	Juhtimissüsteemide uuendamine .....	27
2.3	SÜSTEEMI TALITUSKINDLUSE ÜLEVAADE .....	28
2.3.1	Talveperiood 2019/2020 aastal .....	28
2.3.2	2019. aasta suveperioodil (mai-september) .....	29
2.3.3	Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2019/2020. aasta talveperioodil .....	30
2.4	SÜSTEEMIPIISAVUSE TAGAMINE LÄBI DIGITAALSETE LAHENDUSTE .....	32
2.4.1	Energy Data Bridge Alliance .....	33
2.4.2	Paindlikkusteenuste turg .....	33
2.4.3	Taastuenergia infosüsteem .....	36

## 2.1. SÜSTEEMI JUHTIMINE

---

- *Selged elektrisüsteemi juhtimise põhimõtted reaalajas ja põhjalik elektrisüsteemi talitluse planeerimine aitavad tagada süsteemi töökindluse praegu ja tulevikus.*
- *Täiendavad meetmed tagavad Baltimaade töökindluse ja stabiilse talitluse ning võimekuse talitleda vajadusel iseseisva saarena.*

### 2.1.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas

Eesti elektrisüsteemi reaalaja talitluse juhtimist korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Elektrisüsteemi talitluse reaalajas juhtimisele eelneb talitluse operatiivse planeerimise protsess. Talitluse planeerimise ülesandeks on viia läbi elektrisüsteemi talitluse lubatavuse koordineeritud kontroll ehk talitluskindluse analüüs ja vajadusel planeeritud talitluse viimine lubatud piiridesse ning koostada plaanid ja prognoosid talitluse juhtimise faasi jaoks. Talitluse planeerimisel lähtutakse Võrgueeskirjas toodud nõuetest ning selle käigus koostatakse plaanid ja prognoosid peavad vastama võrgueeskirjas toodud töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalse võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse.

Elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele järgneb talitluse reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringselt. Talitluse juhtimise ülesandeks on tagada reaalajas elektrisüsteemi ohutu ja töökindel toimimine. Talitluse juhtimine on protsess, mis hõlmab kõiki elektrisüsteemi reaalajas toimimiseks vajalikke tegevusi nii normaal-, häiritud ja avariitalitluse kui ka elektrisüsteemi kustumise ning talitluse taastamise korral. Juhtimisprotsessi viivad läbi vastava ettevalmistuse saanud dispetšerid, kelle teadmisi kontrollitakse perioodiliselt ja kaasajastatakse avariitreeningutel ning koolitustel. Dispetšerite ülesanneteks on korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansi plaanist, 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 reaalajal juhtimiseks on kasutusel SCADA reaalaja seire ja juhtimissüsteem. Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab dispetšeritel jälgida põhivõrgu seadmete asendi-, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Ka partnerite ning klientide andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi talitluse juhtimiseks, jõuavad sellesse juhtimissüsteemi. Olulisemad talitluse reaalajas juhtimise protsessid, mis nõuavad mitme osapoolse koordineeritud tegutsemist, kooskõlastatakse lisaks ka telefoni teel. Elektrienergia ülekande kui elutähtsa teenuse olulisuse tõttu on äärmiselt oluline minimeerida tõenäosust, et põhivõrgus toimub ulatuslik elektrivarustuse katkemine. Seetõttu on juhtimiskeskuses tagatud kõigi olulisemate töövahendite ning töötajate dubleeritus.

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



### 2.1.2 Abinõud varustuskindluse tagamiseks

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

Eriti ohtlikud on olukorrad, kus ekstreemsed ilmastikutingimused hõlmavad üheaegselt suuri piirkondi. Riski elektrivõrgu toimimisele omab ka inimfaktor, näiteks valed töövõtted puude langetamisel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimused töödel elektriseadmetega. Muuhulgas võivad laaulatuslikku ohtu omada avariid naabersüsteemides. Avariide likvideerimise aega võivad pikendada erinevad sideprobleemid. Selle vältimiseks on olulisemad sidevahendid juhtimiskeskuses dubleeritud. Dispetšerid reageerivad põhivõrgu kõikide seadmete seisundite ootamatutele muutustele. Tegevuskäik, mis dispetšer peale asjaolude selgitamist teeb, sõltub sündmuse põhjustest ja ulatusest. Kui sündmusega kaasneb oht täiendavateks häiringuteks, siis tehakse kõik võimalik, et järgnevate häiringute tõenäosust ning ulatust vähendada. Selleks võib muuta võimsusvoogusid, piirata tootmist või tarbimist, piirata piiriüleste ülekandevõimsuseid, teostada lülitamisi elektriseadmetega või võimaluse korral anda korraldus hooldustööde lõpetamiseks hoolduses olevatel seadmetel.

### 2.1.3 Sageduse reguleerimine

Eesti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi IPS/UPS. Eesti elektrisüsteem on ühendsüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kaks 330 kV elektriülekandeliini ja Venemaaga kolm 330 kV elektriülekandeliini. Automaatse sageduse reguleerimise tagab Venemaa süsteemihaldur. Eesti elektrisüsteemi osa sünkroonala sageduse reguleerimises on süsteemi vahelduvvoolusaldo (ehk vahelduvvooluliinide kaudu planeeritud elektrienergia piiriüleste tarnete summa) hoidmine vajalikes piirides. Vastavalt eelmisel aastal jõustunud Balti riikide süsteemihaldurite kokkuleppele liigutakse samm-sammult selles suunas, et saavutada Baltimaade ühtne koordineeritud bilansi juhtimine reaajas, mis võtaks muuhulgas arvesse ka erinevate elektrisüsteemide bilansside tasakaalustavat mõju.

Eesti elektrisüsteemi isoleeritult töötamise korral on vaja sagedust reguleerida Eesti elektrisüsteemi elektrijaamadega. Sageduse reguleerimise tehniline võimekus on olemas kõikidel Eesti elektrisüsteemiga liituvatel uutel elektrijaamadel, sealhulgas tuuleparkidel. 2009. aastal toimunud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsete ajal kasutati sageduse reguleerimiseks kohalike elektrijaamade võimekust. Lisaks elektrijaamadele on sageduse automaatse reguleerimise võimekus olemas ka mõlemal Eesti ja Soome vahelisel alalisvooluühendusel (EstLink 1 ja EstLink 2). Nende alalisvooluühenduste kaudu on võimalik kasutada Põhjamaade reservvõimsuseid Eesti elektrisüsteemi sageduse automaatseks reguleerimiseks.

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

## 2.1.4 Süsteemi taaspingestamine

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

Sellisteks juhtudeks, et kustunud elektrisüsteemi taaspingestada, on Eleringi juhtimiskeskuse poolt välja töötatud vastavad taastamiskavad. Nende kavade alusel on Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks võimalik kasutada:

- EstLink 1 „black start“ ehk nullist käivitamise funktsiooni;
- Pingestada Eesti elektrisüsteem Eestit naaberelektorisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- Kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmiseseadmeid;
- Eleringi avariireservelektরিijaamasid Kiisal, millel on tulevikus elektrisüsteemi „nullist käivitamise võimekus“.

### 2.1.4.1 Tarbimise piiramine

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

### 2.1.4.2 Avariitõrjeautomaatika

Võimalike raskemate avariid likvideerimiseks või nende ulatuse kontrolli all hoidmiseks on Eesti elektrisüsteemi paigaldatud mitut liiki avariitõrjeautomaatikat:

- asünkroonkäigu automaatika (lülitab võrguelemendi välja, kui võrgu kahe punkti pingvektorite vahelised nurgad suurenevad üle ettenähtu – tekib asünkroonkäik);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku võrguelemendi võimsusvajaku korral);
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika (kui elektrivõrgu teatud sõlmes alaneb pinge alla lubatu, siis lülitakse automaatika poolt sellesse sõlme ühendatud koormus välja. Sõlme pinge taastudes lülitab automaatika koormuse tagasi, kui pinge taas langeb ja koormus lülitub uuesti välja, siis taaslülitamine blokeeritakse);
- sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika (sageduse langedes alla lubatud piiri lülitab automaatika kohaliku koormuse välja. Sageduse normaliseerumisel lülitatakse koormus automaatselt tagasi. Koormuse väljalülitumine toimub astmeliselt ja selle suurus sõltub sageduse languse ulatusest, kiirusest ja kestvusest);
- tootmiseseadmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel/tõusul;
- reservlülitusautomaat (kaitsete poolt välja lülitatava seadme ümber lülitamine reservis olevale seadmele automaatika poolt);
- taaslülitusautomaat (kaitsete poolt välja lülitatava seadme taaslülitus automaatika poolt).

### 2.1.5 Eleringi avariireservelektrijaamad

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

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

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

## 2.2 SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA ELEKTRISÜSTEEMIGA

***Balti riikide elektrisüsteem on praegu tehniliselt võttes osa Venemaa ühendatud elektrisüsteemist, mis kätkeb endas geopoliitilist riski. Sagedust, mis on elektrisüsteemi üks olulisemaid parameetreid, kontrollib Venemaa ning seeläbi on meie idanaabril võimekus mõjutada elektrisüsteemi toimimist Balti riikides.***

***Riskide maandamiseks ja turu laiendamiseks ühendame Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemid Venemaa omast lahti ning liitume 2025. aasta lõpuks Mandri-Euroopa elektrivõrgu ning vastava sagedus-alaga.***

***Sünkroniseerimise ettevalmistuste käigus tugevdavad Balti riigid oma elektrivõrke ja omavahelisi ühendusi. Elering rekonstrueerib Narva piirkonnast algavad ja Valga lähistel Lätti suunduvad võimsad 330-kilovoldised elektriliinid. Sageduse stabiilsuse tagamiseks rajatakse süsteemi inertsi lisavad sünkroonkompensaatorid ning uuendatakse elektrisüsteemi ja olemasolevate alalisvooluühenduste juhtimise süsteeme.***

## 2.2.1 Sünkroniseerimise olulisemad verstepostid

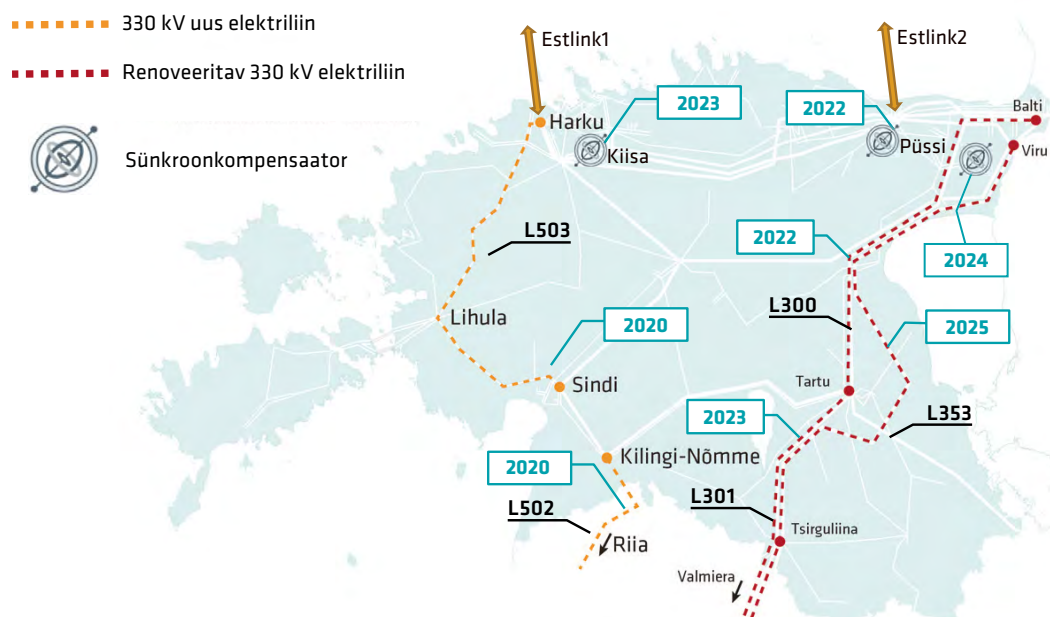
Baltimaade elektrisüsteemi desünkroniseerimine IPS/UPS elektrisüsteemist ja sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga on taristu ja kompetentside arendamise seisukohalt ning selle ühiskondlikku mõju arvestades märkimisväärne väljakutse. Projekti edukas teostus tagab Baltimaade pikaajalise varustuskindluse,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

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

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

II etapi investeeringuplaan esitati Euroopa Liidu CEF fondi kaasrahastuse saamiseks ning II etapi kogukulu Baltikumi ja Poolale on 1,22 miljardit eurot, millele taotletakse samuti Euroopa Liidu CEF rahastust 75% ulatuses. Eesti kulu II etapis on 111 miljonit eurot. CEF fondi kaasrahastusotsus tehakse oktoobris ning vastav leping sõlmitakse 2020 lõpus. Teises etapis rajatakse Eestis kaks täiendavat sünkroonkompensaatorit ja uuendatakse elektrisüsteemi ja olemasolevate alalisvooluühenduste juhtimise süsteeme.

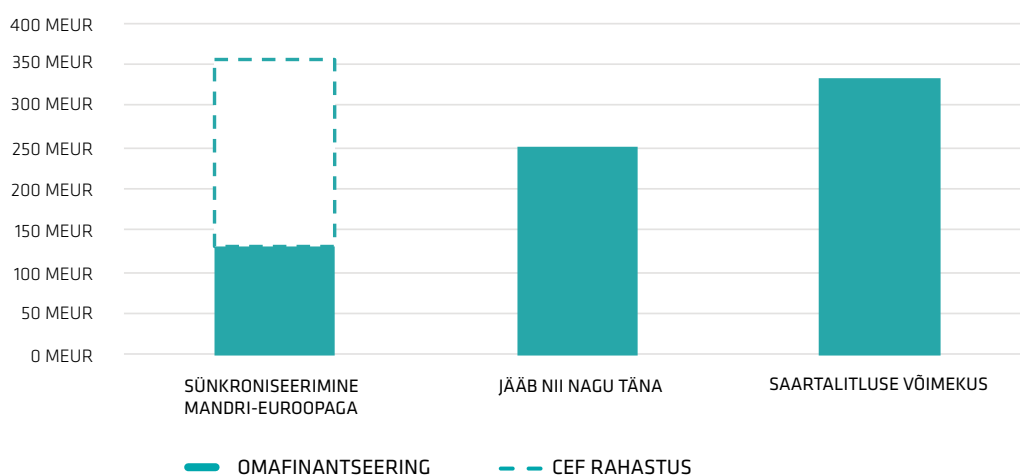
Joonis 2.1  
Sünkroniseerimise  
programmis  
tehtavad  
investeeringud Eesti  
elektrisüsteemis



Elering ja AST on kokku leppinud Eestit ja Lätit ühendavate olemasolevate vanade liinide rekonstrueerimise plaanis ning Elering on asunud investeeringute teostamiseks ettevalmistavaid tegevusi tegema. Esimesena rekonstrueeritakse olemasolevatest liinidest L300 Balti-Tartu, seejärel L301 Tartu-Valmiera ning viimasena L353 ja L354 Viru-Tsireguliina-Valmiera 330 kV õhuliin.

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

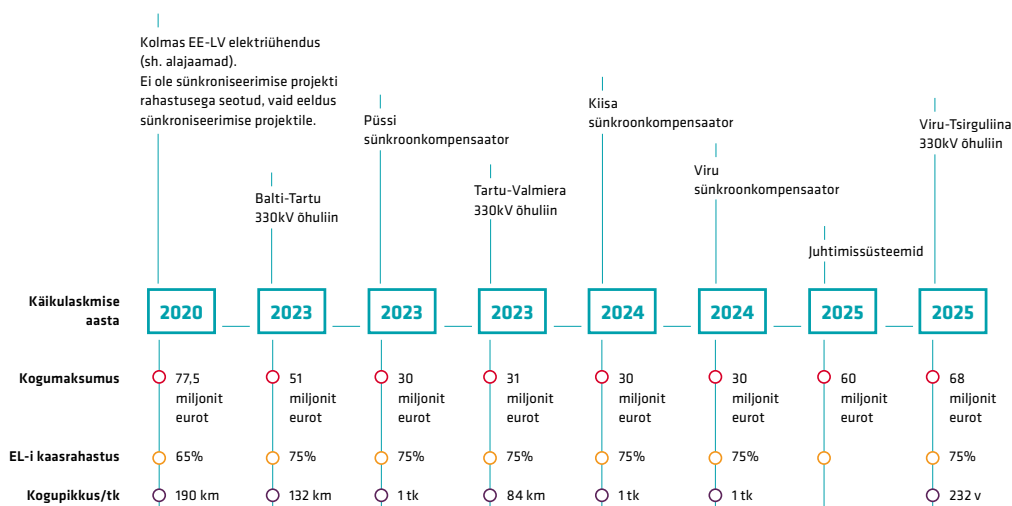
Joonis 2.2  
Sünkroniseerimise  
investeeringute  
võrdlus olemasoleva  
olukorra  
jätkumisega



Investeeringute võrdluses on näha, et investeeringute eeldatav kulu, mis tuleks Eleringil endal katta, on sünkroniseerimise stsenaariumi korral ca 2 korda väiksem võrreldes täna jätkuva olukorraga.

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

Joonis 2.3  
Sünkroniseerimise  
teekaart



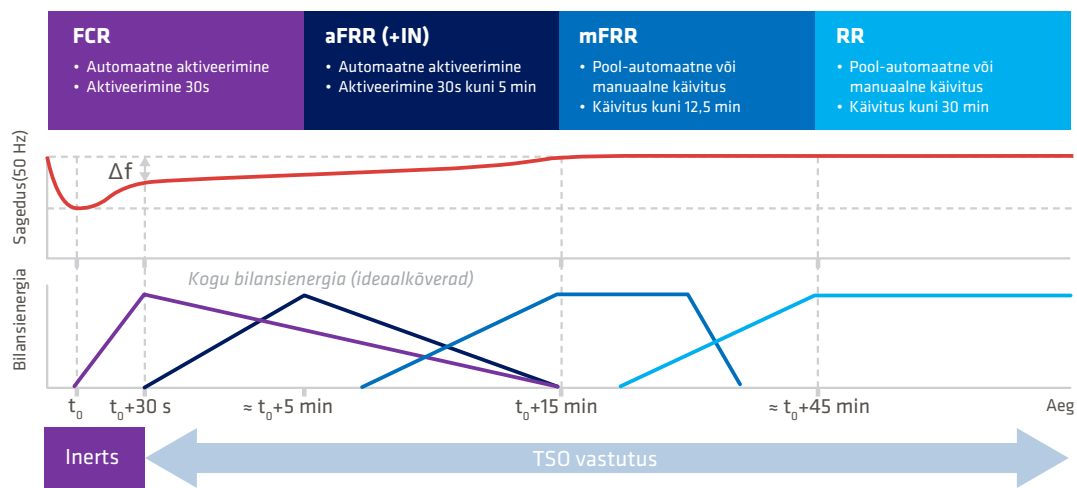
## 2.2.1.1 Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise tulemusel tekkivad muutused CoM)

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

### 2.2.1.2 Sagedusejuhtimise põhimõtted

Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise tulemusena tekib Baltikumil kohustus osaleda üle sagedusala ulatuvas sagedusejuhtimise süsteemis, mille eesmärk on jagada sagedusreservide võimekus sagedusala liikmete vahel. Baltikum peab hakkama toetama sagedusala ja piirkondlikku sagedust kaht tüüpi reservidega - sageduse hoidmise reservi (Frequency Containment Reserves - FCR) ja sageduse taastamise reserviga (Frequency Restoration Reserves - FRR). Sageduse hoidmise reserv käivitatakse arvestades süsteemi sageduse kõrvalekallet nimisagedusest ja reservi eesmärk on pidurdada üle sagedusala toimuvat sageduse muutust. Sageduse taastamise reserv jaguneb automaatselt ja manuaalselt aktiveeritud reservideks, mille eesmärk on vabastada sageduse hoidmise reservi ja taastada süsteemi sagedus nimisagedusele. Reservide tehnilised nõuded ja piirkondlikult vajatavad kogused määratakse vastavalt Euroopa regulatsioonide põhimõtetele. Joonis 2.4 kujutab sagedusjuhtimise reservide üldist aktiveerimise järjekorda ja üldisi tehnilisi põhimõtteid.

Joonis 2.4  
Euroopa-ülesed  
sagedusejuhtimise  
reservide  
põhimõtted



Sageduse hoidmise reservide aktiveerimine toimub vastavalt sageduse muutusele automaatselt tänu sagedust jälgivatele releeseadmetele. Sageduse taastamise reservide puhul kogutakse pakkumised kokku turuplatvormidel ja aktiveerimine toimub läbi juhtsüsteemi, mis hindab aktiveerimist vajava reservide hulka ja turuplatvormilt saadud info põhjal saadab aktiveerimiskäsu vastavatele reservidele. Sageduse taastamise reservide jaoks on Euroopas arendamisel kaks Euroopa-ülest turuplatvormi PICASSO ja MARI, mis on vastavalt automaatselt ja manuaalselt aktiveeritavate reservide jaoks. Turuplatvormid koguvad kokku kõik pakkumised ja optimeerivad reservide aktiveerimise saavutades suurima sotsiaalmajandusliku kasu.

## 2.2.2 Eesti elektrisüsteemis sünkroniseerimiseks tehtavad investeeringud

Sünkroniseerimise muude projektidega paralleelselt käivad juba tööd investeeringutega Eesti elektrisüsteemi tugevamaks liitmiseks lõuna suunal, seda nii kolmanda Eesti-Läti liini ehituse näol Harku alajaamast läbi Sindi ja Kilingi-Nõmme Riiga kui Ida-Virumaalt Tartu ja Valga kaudu Lätti suunduvate elektri ülekandeliinide uuendamise projektiga.

Ehitustööd Eesti-Läti kolmanda ühenduse rajamiseks on alanud ning kõik eeldused tähtaegselt valmimiseks 2020. aasta lõpuks on olemas. Ühenduse valmimisel kasvab oluliselt nii Eesti kui Läti elektrisüsteemi varustuskindlus ja paraneb ka läbilaskevõime Eesti ja Läti vahel. Eesti-Läti kolmanda ühenduse rajamisel tagatakse Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastus 65% ulatuses. Peale Eesti-Läti kolmanda ühenduse valmimist alustatakse otsekohe ka olemasolevate Balti-Tartu-Valmiera 330 kV ja Viru-Tsireguliina-Valmiera 330 kV õhuliinide tugevdamisega. Nimetatud investeeringute teostamiseks on kokkulepe Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastuse osas 75% ulatuses ning liinide rekonstrueerimise ettevalmistavad tegevused käivad. Eesti-Läti olemasolevate ühenduste rekonstrueerimine on plaanis teostada ajavahemikus 2021 kuni 2025. Täpsem liinide rekonstrueerimise järjekord on toodud eelpool esitatud joonisel (Joonis 2.1).

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

### 2.2.2.1 Inertsiga tagamine sünkroonkompensaatorite abil

Baltikumi sagedusstabiilsuse tagamiseks peab olema tagatud vähemalt 17100 MWs inertsiga, mis suudab tagada sageduse muutuse kiiruse alla 1 Hz/s. Eesti peab tagama nõutud inertsiga kogusest 5700 MWs ehk kolmandiku Baltikumi kogusest. Süsteemi inertsiga vajaduse tagamiseks ühendatakse 3 sünkroonkompensaatorit vastavalt Püssi, Viru ja Kiisa alajaamadesse, mis katavad valdava osa inertsiga vajadusest. Üks sünkroonkompensaator peab tagama vähemalt 1750 MWs inertsiga, omama võimekust reguleerida reaktiivenergiat vahemikus  $\pm 50$  MVar ja toetama süsteemi lühisvõimsusega 900 MVA. Lühisvõimsus on süsteemis vajalik alalisvoolu ühenduste normaalseks töötamiseks. Esimene sünkroonkompensaator paigaldatakse Püssi alajaama ja valmib 2023. aasta esimeses kvartalis. Teised sünkroonkompensaatorid valmivad hiljemalt 2024. aasta lõpuks.

### 2.2.2.2 Juhtimissüsteemide uuendamine

Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisel Baltikumile kohalduvad tehnilised nõuded võrgu opereerimise ja võrgu stabiilsuse hindamise vaates tekitavad vajaduse laiendada TSO-de olemasolevaid ja tekitada uusi juhtimissüsteeme.

Stabiilse võrguteenuse tagamiseks tuleb rakendada Mandri-Euroopa põhimõtetele vastav sagedusejuhtimise protseduur, hinnata erinevaid elektrisüsteemi stabiilsusnäitajaid, tagada kvaliteetne andmevahetus uute ja olemasolevate süsteemide vahel ja täiendada nii võrguseisundi kui väliste näitajate prognoosisüsteeme. Toodud funktsioonide täiendamiseks on vajalik kaasaegsed juhtimissüsteemid. Juhtimissüsteemide täiendamine ja soetamine toimub vahemikus 2021 kuni 2024.

## 2.3 SÜSTEEMI TALITUSKINDLUSE ÜLEVAADE

**Külmaperiood oli Eestis väga lühiajaline ning maksimaalne tarbimine kujunes tunduvalt madalamaks kui eelnevatel talveperioodidel.**

**Elektri tootmine langes möödunud aastal kuus protsenti ja tarbimine kasvas kolm protsenti.**

### 2.3.1 Talveperiood 2019/2020 aastal

2019/2020. aasta talveperioodil ei esinenud Eesti elektrisüsteemi talituses suuremaid probleeme. Talv oli küllaltki vihmane ja õhutemperatuur oli keskmisest soojem. 2019/2020. aasta talve maksimaalne tipukoormus oli 1382 MW (25.11.2019 16:15), mis on 11% madalam kui eelmise talveperioodi tipukoormus 1549 MW (22.01.2019 09:50). Elektrienergia netogenererimine oli 2019/2020. aasta talveperioodil maksimaalselt 1033 MW (08.11.2019 19:30). Eelmise talveperioodi maksimaalne netogenererimine oli ligi poole kõrgem ehk 2050 MW, sarnaselt langes ka keskmine netogenererimine. Tuuleparkide maksimaalne genereerimine tõusis võrreldes eelmise talveperioodiga 14%, jõudes rekordtasemele 294 MW.

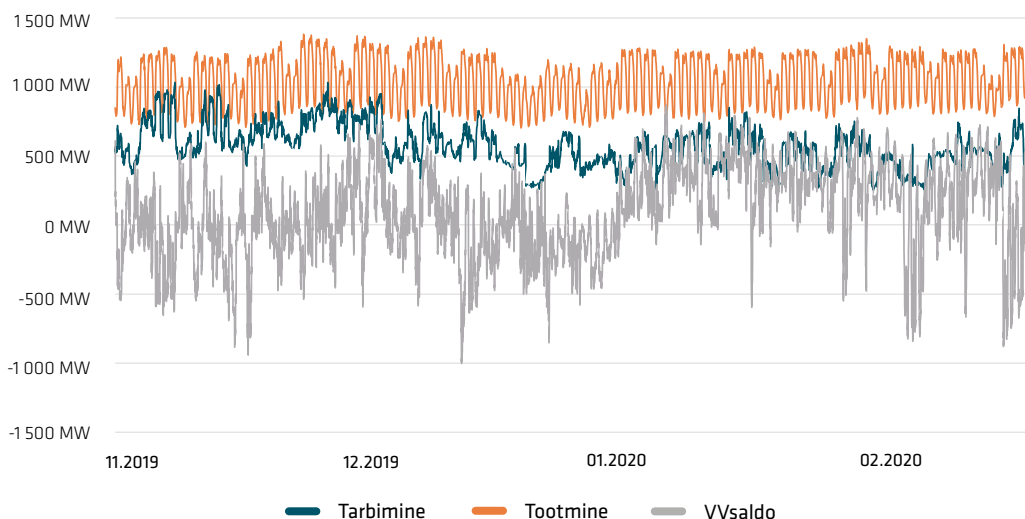
Eesti elektrisüsteem oli 2019/2020. aasta talveperioodil impordis ning keskmiseks impordiks kujunes 474 MW.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2019/2020. aasta talveperioodil (01.11.2019-1.03.2020) on esitatud alljärgnevas tabelis (Tabel 2.2) ning joonisel (Joonis 2.5).

Tabel 2.2  
Eesti elektrisüsteemi talitusparameetrid 2019/2020. aasta talveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1382	25.11.2019 16:15
Eesti minimaalne netotarbimine	701	02.01.2020 03:40
Eesti keskmine netotarbimine	1043	1.11.2019-1.3.2020
Eesti maksimaalne netogenererimine	1033	08.11.2019 19:30
Eesti minimaalne netogenererimine	241	26.01.2020 21:35
Eesti keskmine netogenererimine	568	1.11.2019-1.3.2020
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	294	24.02.2020 12:40
Eesti maksimaalne eksport	16	29.11.2019 03:35
Eesti maksimaalne import	-990	14.02.2020 09:30
Eesti keskmine import	-474	1.11.2019-1.3.2020

Joonis 2.5 Eesti elektrisüsteemi tarbimine, tootmine ja import/eksport 2019/2020. aasta talveperioodil





### 2.3.2 2019. aasta suveperioodil (mai-september)

2019. aasta suveperioodi vältel Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud. Suvised koormused olid sarnased eelnevate aastatega, kuid vähesel määral kõrgemad ulatudes maksimumi ajal 1175 MW-ni (24.09.2019 10:20). Eesti keskmine netotarbimine oli 816 MW ja minimaalselt 499 MW (24.06.2019 05:00). Üldiselt on Eesti süsteemi tarbimises näha stabiilset tõusutrendi.

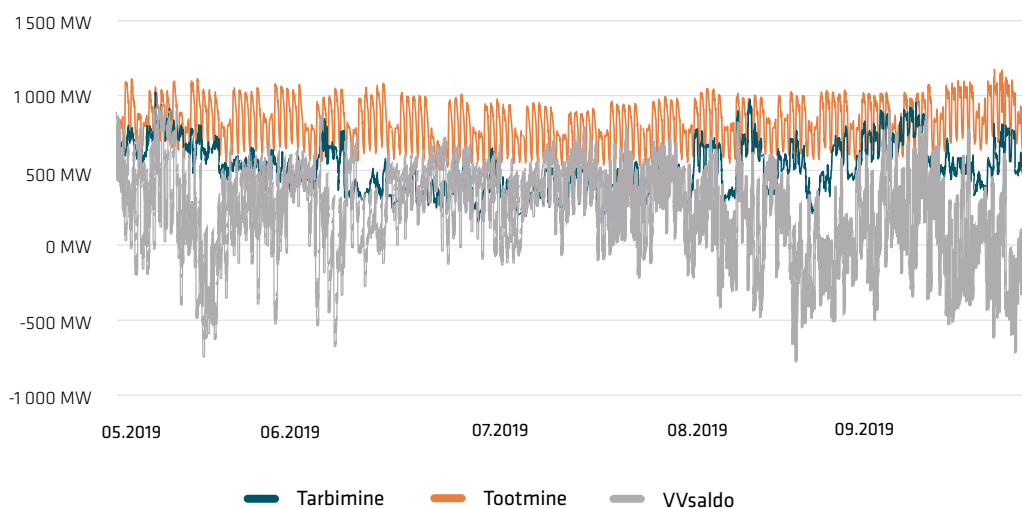
Eesti süsteem oli 2019. aasta suveperioodil 97% tundidest impordis (maksimaalne import -698 MW ning maksimaalne eksport 331 MW). Keskmiselt oli Eesti süsteemi tootmine 508 MW ning maksimaalselt 1022 MW (07.05.2019 09:50). Tuuleenergia osakaal oli sarnane võrreldes eelmise aasta suveperioodiga ning ulatus tiputootmise ajal 244 MW (11.09.2019 13:50).

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2019. suveperioodil (01.05.2019- 1.10.2019) on esitatud alljärgnevas tabelis (Table 2.3) ning joonisel (Joonis 2.6).

Tabel 2.3  
Eesti elektrisüsteemi talitusparameetrid 2019. aasta suveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1175	24.09.2019 10:20
Eesti minimaalne netotarbimine	499	24.06.2019 05:00
Eesti keskmine netotarbimine	816	1.05.2019-1.10.2019
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1022	07.05.2019 09:50
Eesti minimaalne netogenereerimine	149	30.06.2019 06:50
Eesti keskmine netogenereerimine	508	1.05.2019-1.10.2019
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	244	11.09.2019 13:50
Eesti maksimaalne eksport	331	01.08.2019 01:15
Eesti maksimaalne import	-698	11.06.2019 13:20
Eesti keskmine import	-307	1.05.2019-1.10.2019

Joonis 2.6  
Eesti elektrisüsteemi tarbimine, tootmine ja import/eksport 2019. aasta suveperioodil



### 2.3.3 Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2019/2020. aasta talveperioodil

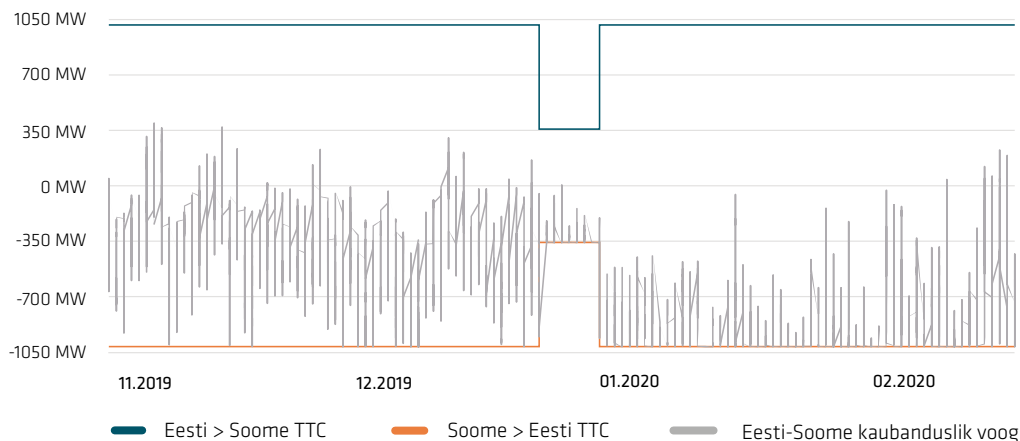
<https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2019-11-01&eventDateStop=2020-03-01&connections=EE-FI&connections=EE-LV&connections=FI-EE&connections=RU-EE>

2019/2020. aasta talveperioodil oli elektrienergia transport 95% tundidest suunaga Soomest Baltimaadesse, saavutades 566 tunnil maksimaalse ülekandevõimsuse piiri.

Eesti-Soome ristlõikel oli talveperioodil kokku üks piirang, mis tulenes Estlink2 katkestusest. Antud piirang kestis kokku 8 päeva (27.12.2019-05.01.2020) ja selle põhjustas mõõteseadmete rike Soome-poolses konverterjaamas. Eesti-siseste 330kV liinide ja süsteemitrafode hooldusest põhjustatud piiranguid Eesti-Soome ristlõikele ei esinenud. Ristlõike ülekandevõimsused ja füüsilised energiavood on toodud joonisel 2.7.

Keskmine võimsusvoog Eesti-Soome ristlõikel suurenes võrreldes eelmise aasta sama perioodiga 44,6%, olles keskmiselt 586,1 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 261,4 MW). Eesti-Soome ristlõikele antud maksimaalset ülekandevõimsust kasutati kokku 566 tunnil suunaga Soomest Eestisse. Võimsusvood Eesti-Soome ühendustel olid möödunud talveperioodil 95 protsendil ajast suunaga Eesti poole ja 5 protsendil Soome poole.

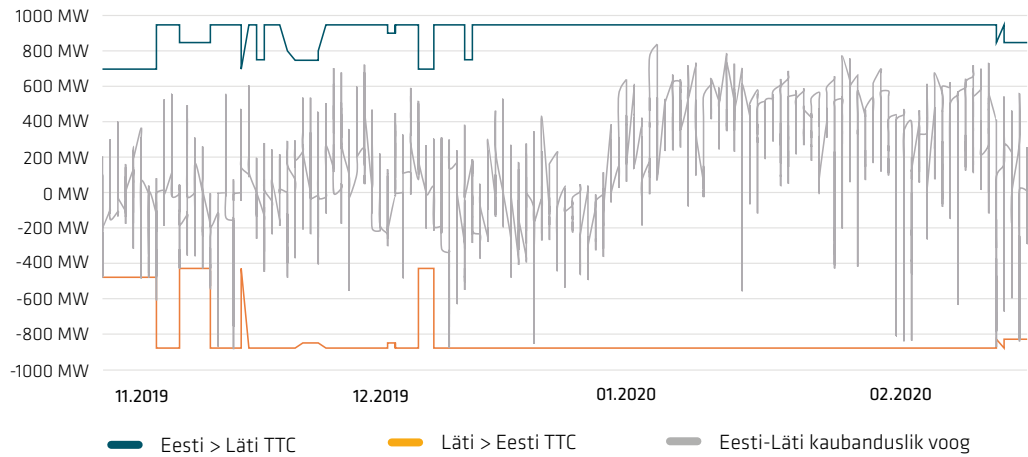
Joonis 2.7  
Eesti-Soome ristlõike  
võimsusvood 2019/2020.  
aasta talveperioodil



Eesti ja Läti vaheline keskmine võimsusvoog vähenes 30,5% võrreldes eelmise aasta sama perioodiga, olles keskmiselt 94,5 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 310,3 MW). Vähenenud keskmine võimsusvoog vähendas ka tundide arvu, millal ristlõige oli kaubanduslikult täis (eelneval talveperioodil kokku 219-l tunnil ja sellel talveperioodil 32-l tunnil). Võrreldes eelmise aasta talveperioodiga vähenes ka võimsusvoo suund Eestist Läti 18% (eelneval talveperioodil 78% ja sellel talveperioodil 60%). Maksimaalne ülekandevõimsus talveperioodil oli Läti suunas 947 MW ja Eesti suunas 879 MW. Minimaalne ülekandevõimsus Läti suunal 697 MW ja Eesti suunal 429 MW. Võimsusvoogu Eesti-Läti suunal põhjustas Leedu süsteemi negatiivne saldo ning energia import.

Eesti-Läti ristlõike 2019/2020. aasta ülekandevõimsused ning summaarsed tärned talveperioodil on toodud joonisel 2.8.

Joonis 2.8  
Eesti-Läti ristlõike  
võimsusvood 2019/2020.  
aasta talveperioodil



Olukorras, kus füüsiline energivoog ületab võrgu läbilaskevõimsust ning on oht süsteemi töökindlusele, tuleb füüsilise ülekoormuse eemaldamiseks teha vastukaubandust. Vastukaubandust teostatakse ainult operatiivtunnil, ennetavalt (näiteks 8 tundi ette) vastukaubandust ei teostata. Vastukaubanduse teostamiseks suurendatakse genereerimist piirkonnas, kuhu aktiivvõimsusvoog siseneb ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust aktiivvõimsusvoog väljub (väljus). Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämise tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Peamiselt tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel (vahelduvvoolu ühendus) just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutamperatuuri tõusu tõttu. Suured võimsusvood Läti või Eesti suunas võivad tekitada olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Selle vältimiseks kasutatakse süsteemihaldurite vahelises koostöös vastukaubandust. Eelmisel talveperioodil tehti vastukaubandust kokku 22 tunnil Soome-Eesti ristlõikel, Eesti ja Läti vahelisel ristlõikel vastukaubandust ei teostatud. Tabelis 3.8 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel.

Tabel 2.8  
Maksimaalne tehniline  
ülekandevõimsus Eesti  
ristlõigetel talvel ja suvel

Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus (TTC)	EE → LV	LV → EE	EE ↔ FI	EE → RU	RU → EE
Talvel 0 °C	1150	1150	1016	1000	850
Suvel +25 °C	700	750	1016	550	400

## 2.4 SÜSTEEMIPISAVUSE TAGAMINE LÄBI DIGITAALSETE LAHENDUSTE

- *Digitaalsed lahendused aitavad suurendada konkurentsi süsteemiteenuste turgudel.*
- *Energy Data Bridge Alliance seob Euroopa jaeturud ning toob tarbijatele suurema valiku.*
- *Paindlikkusturu platvorm loob paindlikkusele ligipääsu erinevatele turuetappidele.*
- *Taastuenergia infosüsteem võimaldab turupõhise kauplemise taastuenergiaga.*

Tagamaks süsteemipiisavuseks vajalik reservide maht mõistliku kuluga, tuleb tagada piisav konkrents süsteemiteenuste turgudel. Konkurentsi aluseks on läbipaistvad reeglid, tehnoloogianeutraalsus ja vaba ligipääs turgudele. Tuleviku energiasüsteemis, kus juhitavate elektrijaamade osakaal on vähenenud, muutub paindlikkus kõige olulisemaks ressursiks. Arvestades tehnoloogiliste lahenduste arengut, on tõenäoline, et arvestatav osa uuest paindlikkusest tuleb hajutatud allikatest – tarbimise juhtimisest, hajatootmisest ning kohalikust salvestusest.

Elering teeb olulisi pingutusi, et hajutatud paindlikkus jõuaks läbi digitaliseerimise elektriturule, ning et kaasata tarbijaid energiaturgudele. Järgnevalt tutvustame kolme projekti, mis aitavad kaasa tarbijate ja teiste hajutatud ressursside kaasamisele elektriturule.

1. Energy Data Bridge Alliance	2. Paindlikkusturu platvorm	3. Taastuenergia infosüsteem
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Ühtlustab energia andmete kättesaadavuse üle Euroopa</li><li>▪ Eesmärk on ühendada energia jaeturud (teenused ja energiamüük), et tarbijatel oleks suurem valik pakkujate vahel</li><li>▪ Koostöö jaotus- ja põhivõrkude vahel, visioonis kogu Euroopa</li><li>▪ Inimestel ja ettevõtetel on võimalik jagada oma andmeid energiategenustega üle Euroopa, et saada nendelt teenust</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Paindlikkusturu platvorm võimaldab hajutatud paindlikel ressurssidel ligipääsu kõigile elektriturule etappidele.</li><li>▪ Energiasüsteemi dekarboniseerimine toob kaasa suurenenud vajaduse paindlikkuse järele. Paindlikkusturu platvormi ambitsiooniks on sisenemisbarjääride langetamine hajutatud paindlikele ressurssidele, pääsemaks elektriturudele. Suurem hulk paindlikkust suurendab muuhulgas konkurentsi reserviturgudel.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Taastuenergia infosüsteem võimaldab taastuenergia päritolunähtustega kauplemist ja tõstab tarbija teadlikkust tarbitud energia päritolust.</li><li>▪ Aina enam tarbijatest ootab valikuvabadust oma tarbimisharjumuste üle. Tarbijate üheks valikuks võib olla oma süsinikujalajälje vähendamine. Taastuenergia infosüsteem võimaldab tarbijal teha teadlikke otsuseid tarbimisharjumuste kohta.</li></ul>

## 2.4.1 Energy Data Bridge Alliance

2020. aasta seisuga on Euroopas ligi 100 miljonit kaugloendurit. Tulenevalt Puhta Energia Paketist on võrguettevõtetele kohustus teha kolmandatele osapooltele kättesaadavaks tarbijate energia kaugloendurite mõõtetandmed. Kuid enamuses Euroopa riikidest täna vastavaid andmete jagamise tehnilisi lahendusi ei ole, ning nendel riikidel, kus lahendused olemas on (Eesti, Taani, Norra, Austria), ei ühildu need ülepiirilisel. Euroopa andmete kättesaadavus on väga killustunud, mis on takistus energiateenuste uutele turgudele sisenemisel.

Tallinnas, 28. novembril 2019 allkirjastasid kaheksa riigi võrguettevõtet ühiste kavatsuste protokoll, milles lepiti kokku:

1. Ühiste andmete jagamise visiooni loomises Euroopa vaatest, ning
2. Vajalike ettevalmistuste tegemist, et otsustada 30. septembriks 2020, kas luua või mitte luua vastav Liit, mis võimaldaks energia andmete piiriülest jagamist. Vajalikud ettevalmistused on võimaliku tütarettevõtte läbirääkimised ja tehnoloogia *due diligence*.

Meie eesmärk on 2021. aastal alustada andmeladude omavahelist ühendamist Estfeedi, mis võimaldaks nõusolekupõhist andmete jagamist üle piiri ning seeläbi jaeturgude ühtlustamist.

## 2.4.2 Paindlikkusteenuste turg

Rohkem hajatootmist ja -tarbimist ja kasvav transpordi elektrifitseerimine loovad uusi väljakutseid elektrivõrgus ning seeläbi kõigi võrguoperaatorite poolt nii uusi vajadusi kui ka võimalusi elektrisüsteemi paindlikumaks ja kuluefektiivsemaks juhtimiseks. Arvestades Eesti ja ka üldiselt Baltikumi väiksust ning niigi madalat likviidsust Baltikumi reguleerimisturul, toetab see omakorda vajadust uueks lähenemiseviisiks ja visiooni paindlikkusteenuste turu väljaarendamiseks Põhjamaade ja Baltikumi regioonis.

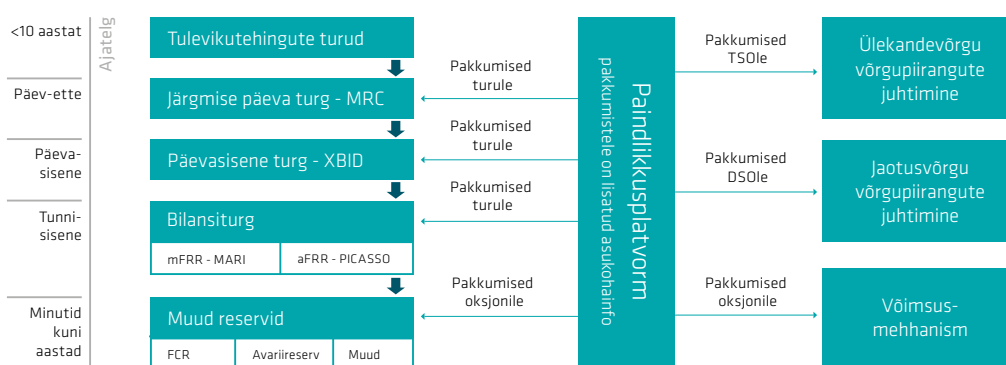
Paindlikkusteenuste turgude väljaarendamise eelduseks on digitaliseerimine, andmete vahetamine ja uued IT platvormid. Seega nähakse paindlikkusteenuste turu mõiste all turuamistikku ja paindlikkusteenuste turuplatvormi kui turuplatsti, mis ühendab erinevad paindlikkustooted ja teeb need kättesaadavaks erinevatele elektrituru etappidele. Ligipääs sellisele kauplemisskeskkonnale (paindlikkusteenuste turuplatvormile) peab olema lihtne nii lõpptarbijate kui turuosaliste jaoks, kes pakuvad või soovivad osta paindlikkusturu tooteid.

Seega tarbijate paremaks kaasamiseks elektriturudele ja paindlikkusteenuste efektiivsemaks kasutamiseks on oluline võimaldada võrgus oleval paindlikkusel osaleda samaaegselt erinevate toodete pakkumisel (erinevad süsteemiteenused, reguleerimisreserv) ning pakkuda tooteid samaaegselt erinevatele kasutajatele, nii jaotusvõrguoperaatoritele (DSO), süsteemihaldurile (TSO) kui ka teistele tootjatele, tarbijatele ja elektrimüüjatele.

Selliseks paindlikkuse efektiivseks kasutuseks on oluline paindlikkuse sisenemine kõigile turutasemetele ning seega selleks sobiva keskkonna (turuaamistiku ja paindlikkusteenuste turuplatvormi näol) loomine, mis võimaldab erinevate turu osapoolte vahelist koordineeritud suhtlust ning paindlikkuse kõige optimaalsemat kasutust nii võrguprobleemide lahendamise kui ka ressursi omanikule suurima tulu võimaldamise seisukohast.

Paindlikkusteenuste turuplatvormi võib illustreerida alljärgneva skeemiga:

Joonis 2.9  
Paindlikkusteenuste turuplatvormi seos erinevate elektrituru etappidega



Puhta energia pakett näeb omakorda ette luua toetav regulatiivne raamistik, mis annaks võrguoperaatoritele stiimuli kasutada paindlikkusteenuseid võrguarenduses ja juhtimises. Samuti luua TSOde ja DSOde vahel võimalikult ühtsed paindlikkusturu tooted ülekoormuste juhtimiseks ja bilansiturul kasutamiseks (eesmärk võimaldada sama paindlikkust kasutada mitme tootena, mis toetab visiooni tösta elektriturude likviidsust) ning seeläbi tagada TSOde ja DSOde tihe koostöö paindlikkustoodete ja -turu väljaarendamisel ja sellega seotud andmevahetuse osas.

Puhta energia paketi kohaselt peab ka tarbimise juhtimine (DSR), sh agregatorid, olema lubatud kõigile turutasemetele. Toetav turumudel ei tohi tekitada turubarjääre ja arvestab seejuures ka turule loodud tulu, vajalikku andmevahetust turuosalistele vahel (sh arvelduse turumudelit) ja tarbijate ligipääsu oma andmetele.

Seega Puhta energia pakett toetab vajalikku ühtset eesmärki defineerida paindlikkusturu tooted, luua turudisain ja turuplats (IT platvorm).

#### **Sellest järelduvalt on paindlikkusteenuste turg visioonina:**

- Üks IT platvorm, mille kaudu paindlikkuse pakkuja pääseb paljudele elektriturudele
- Koordinatsioonimehhanism erinevate elektriturude vahel:
  1. Automaatne pakkumine erinevatele järjestikustele turgudele
  2. Osalemine mitmel turul sama ressursiga
  3. Ressursi kirjeldamine parameetritega, mille alusel saab paindlikkuse nõudluse pool paindlikkust osta
  4. Paindlikkuse jõudmine turule, kus selle väärtus on suurim
- Üks koht informatsiooni jaoks, millistele turgudele saab paindlikkust pakkuda.
- Kauplemisandmed efektiivseks hinna otsimiseks (*price discovery*)
- Platvormi neutraalsus erinevate turgude ja osapoolte suhtes

#### **Paindlikkusturu tooted on visioonina:**

- Manuaalselt käivitata sagedusreserv (mFRR)
- Automaatselt käivitata sagedusreserv (aFRR)
- Primaarreserv (FCR)
- Võrguinvesteeringute edasilükkamise tooted
- Võrgupiirangute juhtimise tooted
- Paindliku liitumisega seotud paindlikkuse tooted
- Päevasisene turuosaliste vaheline kauplemine

Paindlikkusteenuste ja seda toetava turuplatvormi väljaarendamiseks osaleb Elering Horizon2020 raames kolmes üleeuroopalises paindlikkuse äriprotsesside, tehnoloogiate testimise ja väljaarendamise projektis:

- 1. EU SYSFLEX**, mille raames Elering uurib üleeuroopalises paindlikkuse äriprotsesside ja tehnoloogiate testimise projektis paindlikkusteenuste andmevahetuse lahendusi. Rohkem infot EU SYSFLEX projekti kohta: <https://elering.ee/projektid-ja-uuringud>
- 2. INTERRFACE** (2019. aasta jaanuaris alanud projekt), mille raames üleeuroopalises paindlikkuse tehnoloogiate demonstratsiooni projektis arendame ühe osana koos Soome, Läti ja Eesti põhi- ning jaotusvõrguettevõtete piiriülese paindlikkusteenuste turuplatvormi. Elering juhib INTERRFACE'i projekti raames regionaalse paindlikkusteenuste turuplatvormi väljatöötamist ja lahenduse demonstreerimist. Eesmärk on luua regionaalsed lahendused tarbimis- ja tootmispõhise paindlikkuse kaasamiseks elektriturudele.
- 3. ONENET** (2020. aasta oktoobris alanud projekt), mis on üleeuroopaline paindlikkuse tehnoloogiate demonstreerimise jätkuprojekt. Eesmärk on laiendada paindlikkusturuplatvormi nii regionaalselt (sh Leedus) kui arendada edasi paindlikkusteenuste turuplatvormiga seotud funktsionaalseid võimekusi.

Esmalt arendatakse välja Soomet, Lätit ja Eestit hõlmav paindlikkusteenuste turuplatvorm regiooniks. Visioonina näeme, et turuplatvormi on võimalik edasi arendada nii regioonis kui üle Euroopa ning lahendus on pilootprojektiks tervele Euroopale.

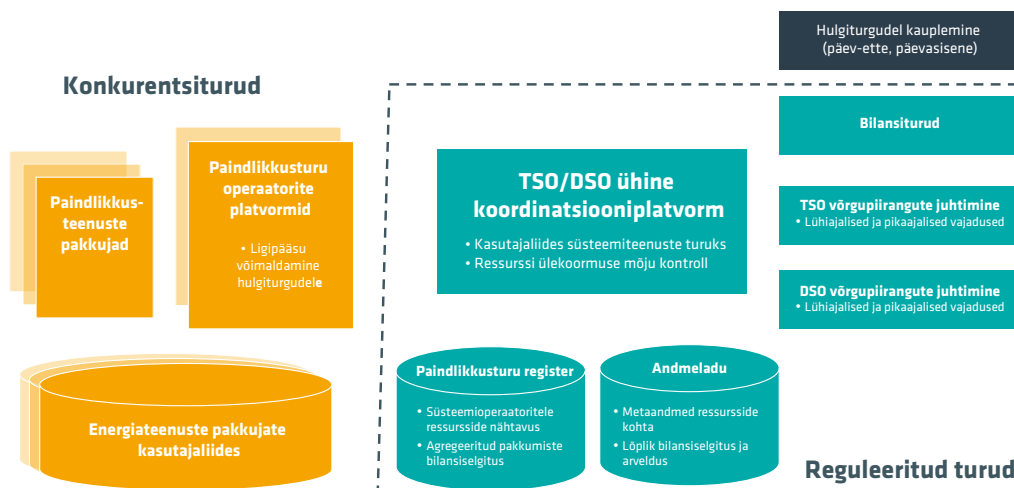
Üldpõhimõtted toetavad projekti vajadust Puhta energia paketi eesmärkidest ja TSO rollist kujundada turgu läbi ülepiirilise koostöö demonstreerimise, kogu turul oleva paindlikkuse kaasamise, TSO-DSO koordineerimismehhanismide loomise ja läbi selle turu likviidsuse tõstmise lõppeesmärgiga jõuda lähemale süsteemi reaajas juhtimisele:

- Turupõhise paindlikkuse pakkumiste samaaegne kasutamine TSO ja DSO vajaduste katmiseks (süsteemi tasakaalustamine, võrgupiirangute juhtimine), põhinedes süsteemioperaatorite vahelisel koordineerimisel ja koostööl;
- Paindlikkusteenuste pakkujal on ligipääs kõikidele turgudele, et maksimaalselt väärtustada oma paindlikkust;
- Oluline on andmevahetus ehk koordineerimine süsteemioperaatorite vahel, et paindlikkuse aktiveerimisega teise osapoole võrgus ülekoormust ei tekitataks.

Lõppeesmärk on paindlikkusteenuste platvormi prototüübi loomine, kasutades konkreetse pilootpiirkonna tegelikke andmeid võrgupiirangute juhtimise eesmärgil. Ideaalsel juhul suudab paindlikkusteenuste turuplatvorm tulevikus katta energiasüsteemi paindlikkuse vajadusi (hulgiturul, päevasisesel turul, reguleerimisturul, võimsusturul, reservide turul) ja DSR-i poolt pakutavaid võimalusi.

INTERFACE'i paindlikkusteenuste turuplatvormi eesmärk on piloteerida 2021. aastal allolevat tururaamistikku ja paindlikkusteenuseid. Pärast edukat piloteerimist on lõppeesmärk toimiv regionaalne paindlikkusteenuste turg.

Joonis 2.10  
Paindlikkusteenuste  
turuplatvormi  
arhitektuuri visioon



Seeläbi on INTERFACE'i paindlikkusteenuste turuplatvormi oodatav mõju seotud elektriturgude likviidsuse tõstmisega ja turubarjäärade vähendamisega ning ühtlasi paindlikuma ja kuluefektiivsema energiasüsteemi loomisega:

- Lihtsam osalemine erinevatel elektriturgudel (fookus on väiksematel paindlikkusteenuste pakkujatel ehk hajatootjatel ja –tarbijatel);
- Paindlikkuse kasutamine seal, kus selle väärtus on suurim;
- Uued tuluallikad erinevate võrguteenuste pakkumise näol erinevatele turuosalistele (TSOd, DSOd, bilansihaldurid, tarbijad-prosumerid, agregatorid).

Rohkem infot INTERFACE'i projekti kohta<sup>3</sup>.

### 2.4.3 Taastuenergia infosüsteem

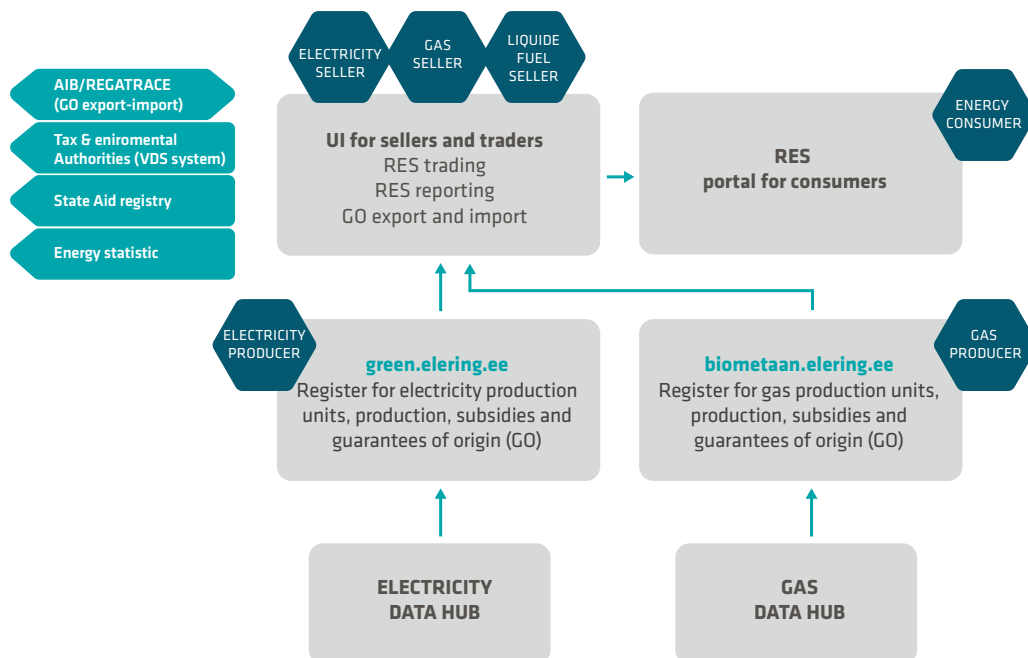
Taastuenergia infosüsteemi hakkas Elering arendama 2015. aastal, kui tekkis vajadus luua elektri päritolutunnistuste register ja automatiseerida toetuste maksmisega seonduvad arvestused ja protsessid.

Süsteem põhineb asjaolul, et Eleringil oli keskne andmeladu ja kõik mõõtepunktid Eestis on varustatud kaugloetavate arvestitega, mis tagab 24-tunnise nihkega kogu tarbimise ja tootmise andmestiku koondumise ühte tsentraalsesse andmebaasi. Sedasama andmebaasi kasutab põhilise andmeallikana ka Taastuenergia infosüsteem.

Esimese moodulina sai süsteemi arendatud tootjate ja tootmiseadmete register [green.elering.ee](https://green.elering.ee) ning võimalus sisestada kütuseandmed, mille tulemusel tekkis võimalus tehnoloogia ja kütuseliigi põhiselt arvele võtta tootmisandmeid. Väljundina tekkis sinnasamasse moodulisse võimalus väljastada kontrollitult päritolutunnistusi, registreerida tootjaid toetuskeemidesse ja maksta toetusi. On olemas portaal tootjatele oma toimingute teostamiseks, aga lisaks liiguvad andmed makstud toetuste osas riigiabi registrisse, mis tagab alates mõõtmisest kuni toetuste kuvamiseni praktiliselt automaatse protsessi.

2018. aastal lisandus analoogne moodul biometaan tootangule ja tootjatele [biometaan.elering.ee](https://biometaan.elering.ee)

Joonis 2.11  
Taastuenergia  
infosüsteemi  
kontseptuaalne  
vaade



Järgmine moodul on mõeldud energiamüüjatele ja kauplejatele ning võimaldab päritolutunnistuste abil omandada taastuenergiat tootjalt ja tõendada päritolutunnistuste abil oma tarneid tarbijatele. Olemas on ka ühendus AIB Hub'ga, mis võimaldab teostada kontrollitult ja usaldusväärselt elektrienergia päritolutunnistuste ekspordi- ja imporditehinguid teiste Euroopa riikide päritolutunnistuste registritega. Gaasi päritolutunnistuste import-eksport saab loodetavasti võimalikuks kolme-nelja aasta perspektiivis, kui tekib üleeuroopaline digitaalne vahenduskeskkond.

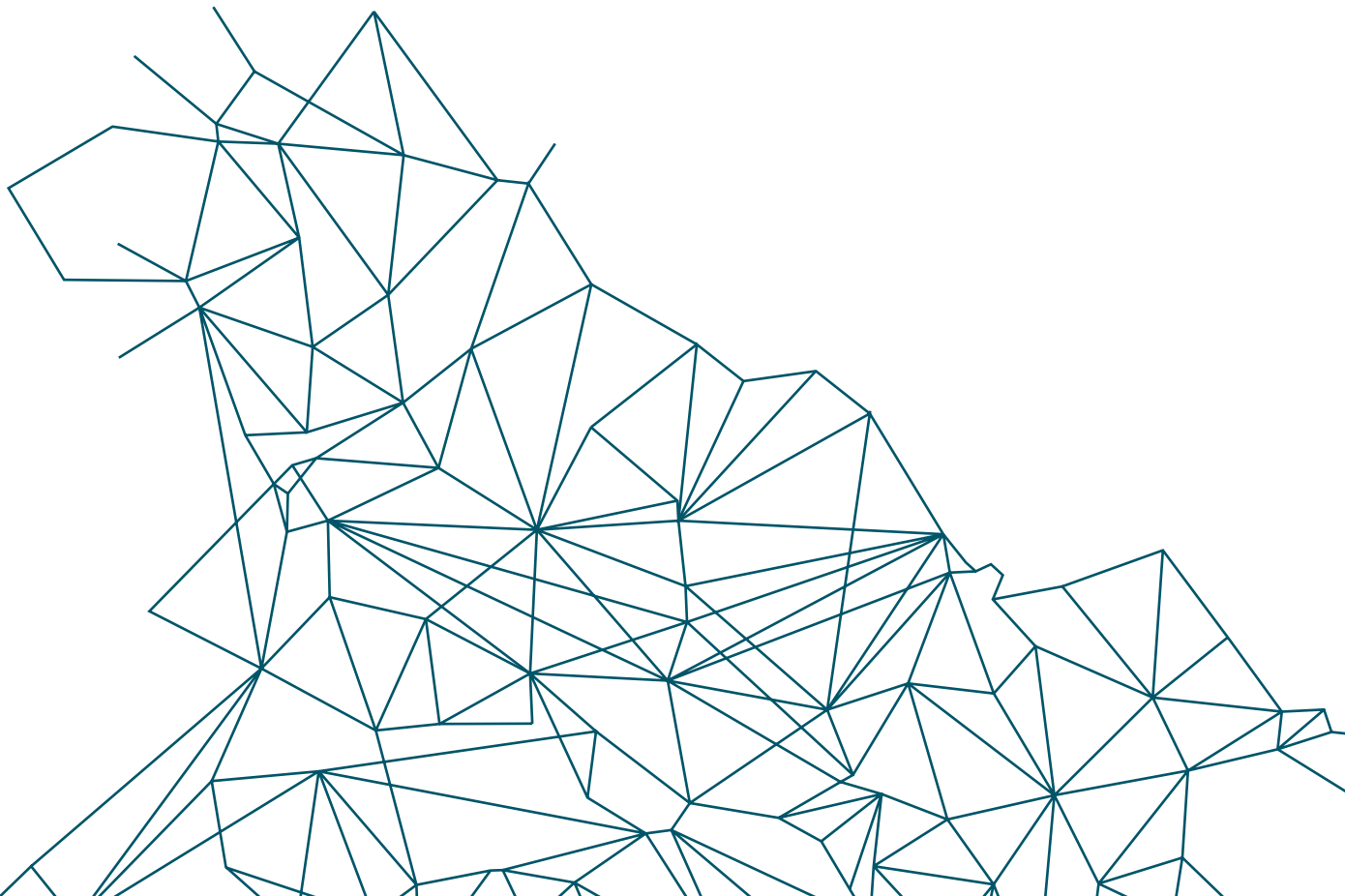
Kuna riigi jaoks on oluline jälgida, mis sektoris taastuenergiat tarbitakse, siis võimaldab Taastuenergia infosüsteem müüjatel määratleda ka mõõtepunkti ostarvet, kuhu energiat tõendatult tarnitakse ja seeläbi tekib võimalus arvele võtta näiteks transpordisektoris tarbitud energia. Kuna transpordisektori dekarboniseerimine on üks olulisemaid trende lähiaastatel, siis kavas on ühendada infosüsteem Keskkonnaameti ja Maksuameti infosüsteemidega, et tagada gaasiliste ja elektriliste kütuste täpne arvestus ja arvelevõtmine. Lisaks tekib tulevikus loodetavasti võimalus jälgida KHG kokkuhoidu.



Kuna riik on delegeerinud taastuenergia eesmärgi saavutamise kohustuse transpordisektoris vedelkütusemüüjatele, siis tekib taastuenergia infosüsteemis ka vedelkütusemüüjatele võimalus end arvele võtta ning tekib paindlikkus täita oma taastuenergia kohustusi ka transpordisektoris tarbitud bioemeetaani ning elektrienergia abil. Selle tarbeks on kavas välja arendada erinevate energiakandjate müüjatele omavaheline kauplemisskeskkond.

Kõige olulisem roll süsteemis aga on tarbijal ja sel aastal on kavas alustada Taastuenergia tarbijaportaali arendusega, et lõpptarbijal oleks võimalus näha tõendatult energia päritolu, mida tema müüja talle tarnib. Kuna vastutustundlikkus keskkonna suhtes muutub nii suurfirmadele kui ka omavalitsustele üha olulisemaks teemaks, siis tekib võimalus võrdsetel alustel ja tõendatult deklareerida oma panust keskkonnahoidu. Tulevikus tekib loodetavasti võimalus tarbijal ka tulenevalt tarbitud energiast, selle liigist ja päritolust faktipõhiselt monitoorida KHG kokkuvõidu ja keskkonnajalajälge.

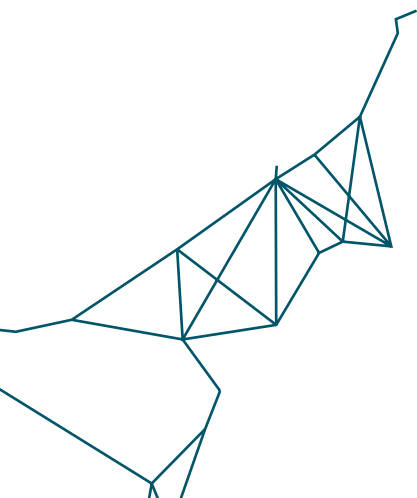
Lõpptulemus peaks olema kogu majanduse dekarboniseerimisele suunatud efektiivne ja automatiseeritud digitaalne tööriist kõikidele turuosalistele, mis võimaldab efektiivselt ja paindlikult ellu viia taastuenergia direktiivis sätestatud põhimõtteid ja teha seda ilma riigi halduskoormust kasvatamata.



# 3 Võrgu piisavus

---

3.1	OPTIMAALNE VÕRGU ARENGUPLAAN .....	41
3.1.1	Sünkroniseerimise raames tehtavad võrgutugevdused ja riikidevahelised läbilaskevõimsused .....	42
3.1.1.1	Harku - Sindi - Riia liini ehitamine ning olemasolevate 330 kV liinide rekonstrueerimine .....	42
3.1.1.2	Sünkroonkompensaatorid .....	42
3.1.1.3	Planeeritavad riikidevahelised NTC-d .....	43
3.1.2	Eestisesed võrguarengud .....	43
3.1.2.1	Tallinn ja Tallinna ümbrus .....	43
3.1.2.2	Kirde-Eesti .....	44
3.1.2.3	Kesk- ja Lõuna-Eesti .....	46
3.1.2.4	Saared ja Lääne-Eesti .....	47
3.1.3	35(20)-330 kV elektrivõrgu pikaajaline arenguplaan .....	48
3.1.3.1	Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve piirkond Tallinnas ja selle lähiümbruses .....	48
3.1.3.2	Saaremaa, Muhu ja Hiiumaa võrgupiirkond .....	49
3.1.3.3	Pärna võrgupiirkond Tartumaal .....	51
3.1.3.4	Kehra-Kose-Rapla-Aravete-Jäneda võrgupiirkond .....	52
3.1.3.5	Balti-Allika-Sirgala võrgupiirkond .....	53
3.2	VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS .....	56
3.2.1	Vabad liitumisvõimsused .....	56
3.2.2	Tootmissuunalised võimsused .....	56
3.2.3	Tarbimissuunalised võimsused .....	56
3.2.4	Paindlik liitumine .....	56
3.3	VÕRGU TALITLUSKINDLUS .....	58
3.3.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia .....	59
3.3.2	Välisühendused .....	62
3.3.3	Sisevõrk .....	65
3.3.4	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest .....	66
3.4	RISKI- JA SEISUNDIPÕHINE HOOLDUS .....	66
3.4.1	Riskipõhine hooldus (Risk-Based Maintenance RBM) .....	66
3.4.2	Seisundipõhine hooldus (Condition-Based Maintenance CBM) .....	67



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

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

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

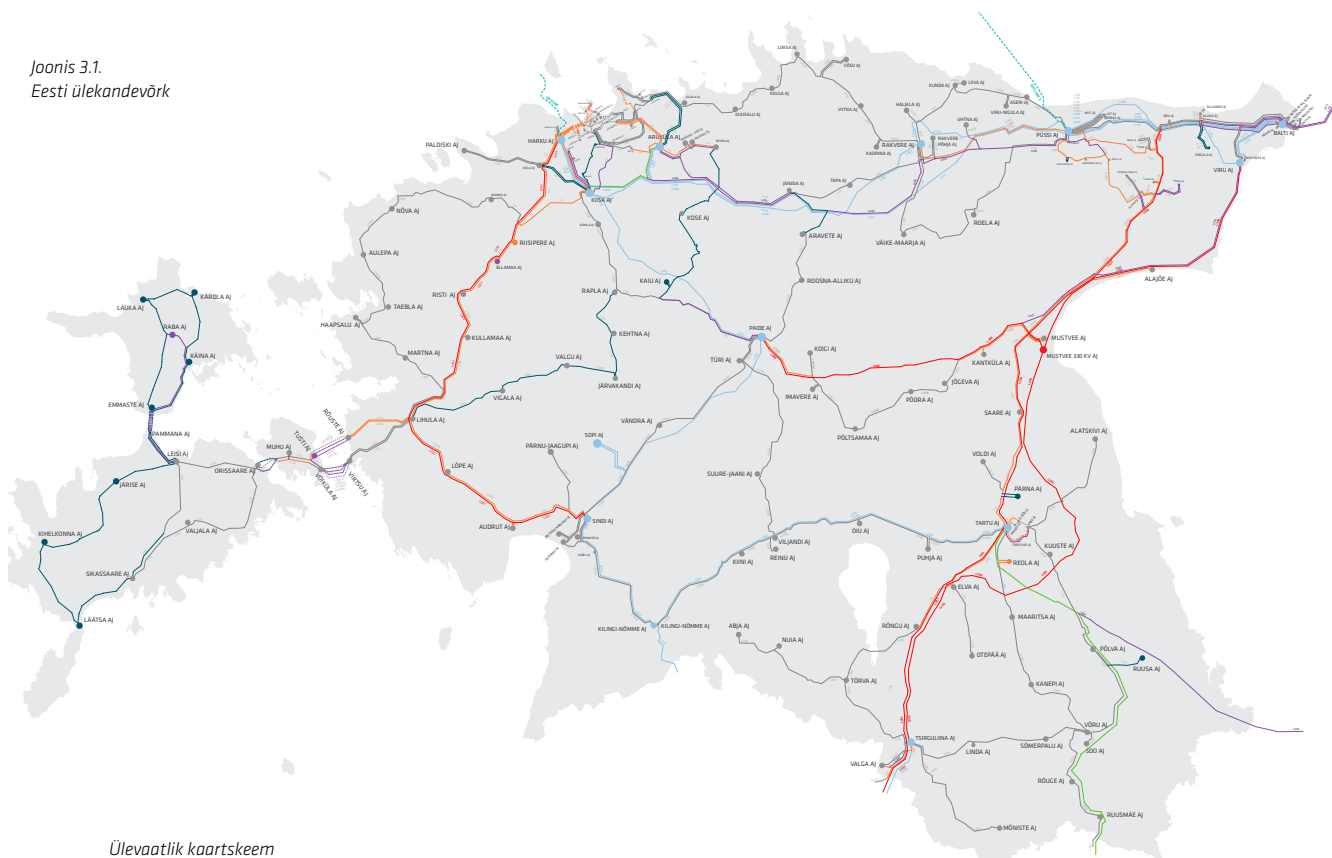
### 3.1 OPTIMAALNE VÕRGU ARENGUPLAAN

Allolev kaart annab ülevaate Eesti ülekandevõrku tehtavatest investeeringutest aastatel 2020-2029 (detailne investeeringute kava asub [Elering AS-i kodulehel](#)). Lisaks Eleringi kinnitatud investeeringutele on kaardil kuvatud võimalikke arenguperspektiive.

Kaardil kujutatud investeeringud jagunevad järgmiselt:

- Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud**  
 Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames on praegu käsil Eesti –Läti kolmanda 330 kV ühenduse rajamine ning põhja-lõunasuunaliste 330 kV õhuliinide rekonstrueerimine. Sünkroniseerimiseks tehtavatest investeeringutest on lähemalt räägitud peatükis 3.1.1.
- Eestisesed võrguarengud**  
 Tegemist on elektrivõrgu töökindluse, läbilaskevõime ja efektiivsuse tagamiseks ning võrgu vanemise peatamiseks tehtavate investeeringutega, mida on kirjeldatud peatükis 3.1.2.
- Koostöös jaotusvõrguettevõtetega Elektrilevi OÜ ja VKG Elektrivõrgud väljatöötatud võrguarengud**  
 2019. aasta teises pooles alustas Elering koostöös jaotusvõrguettevõtetega Eesti elektrivõrgu pikaajalise arenguplaani (2020-2035) koostamist. Arenguplaanis väljatöötatud lahendustest on täpsemalt räägitud peatükis 3.1.3.

Joonis 3.1.  
Eesti ülekandevõrk



Ülevaatliskarta skeem  
Planeeritud ja võimalikud investeeringud

Olemasolev võrguosa	Investeeringud	Võimalikud arengusuunad	Demonteeritav võrguosa
— 330 kV õhuliin	— 330 kV õhuliin	— 330 kV õhuliin	— Õhuliin
— 110 kV õhuliin	— 110 kV õhuliin	— 110 kV õhuliin	● Alajaam
— 110 kV kaabelliin	— 110 kV kaabelliin	— 110 kV kaabelliin	
— Estlink 1 ja 2	● 330 kV alajaam	● 110 kV alajaam	
● 330 kV alajaam	● uus 110 kV alajaam		
● 110 kV alajaam			

### 3.1.1 Sünkroniseerimise raames tehtavad võrgutugevdused ja riikidevahelised läbilaskevõimsused

#### 3.1.1.1 Harku – Sindi – Riia liini ehitamine ning olemasolevate 330 kV liinide rekonstrueerimine

Üheks sünkroniseerimise eelduseks on Eesti sisemaise põhja-lõunasuunalise 330 kV võrgu ja olemasolevate Eesti-Läti 330 kV õhuliinide tugevdamine ning kolmanda Eesti-Läti 330 kV õhuliini valmimine Tallinna ja Riia vahele.

Ehitustööd Eesti-Läti kolmanda ühenduse rajamiseks algasid 2018. aastal ning kõik eeldused tähtaegselt valmimiseks on olemas. Ühenduse valmimisel kasvab oluliselt nii Eesti kui Läti elektrisüsteemi varustuskindlus ja paraneb ka läbilaskevõime Eesti ja Läti vahel. Eesti-Läti kolmanda ühenduse rajamisel tagatakse Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastus 65% ulatuses.

Peale Eesti-Läti kolmanda ühenduse valmimist alustatakse otsekohe ka olemasolevate Balti-Tartu-Valmiera 330 kV ja Viru-Tsireguliina-Valmiera 330 kV õhuliinide tugevdamisega. Nimetatud investeeringute teostamiseks on kokkulepe Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastuse osas 75% ulatuses ning liinide rekonstrueerimise ettevalmistavad tegevused käivad. Eesti-Läti olemasolevate ühenduste rekonstrueerimine on plaanis teostada ajavahemikus 2021 kuni 2025.

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

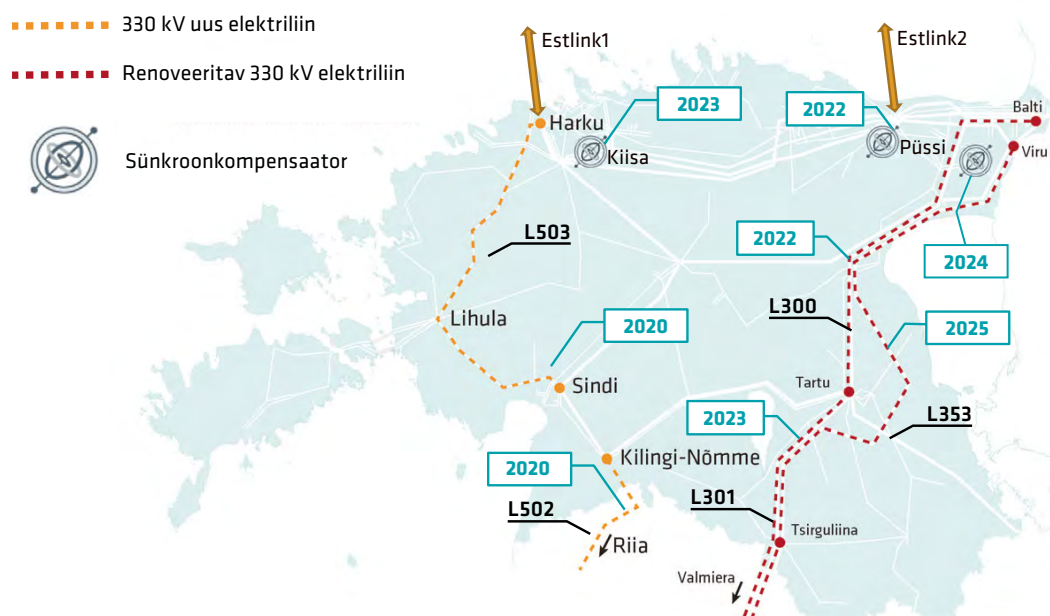
#### 3.1.1.2 Sünkroonkompensatorid

Teiseks oluliseks sünkroniseerimise eelduseks on minimaalse vajaliku inertsi ja lühisvõimsuse taseme tagamine, mis garanteerib elektrisüsteemi sagedus-, pinge- ja rootornurgastabiilsuse nii normnormaalses kui ka süsteemi häiritud olukorras.

Sünkroonkompensator on elektrivõrku ühendatav seade, mis aitab tagada süsteemi toimimiseks vajaliku inertsi ehk mehaaniliselt pöörleva massi ning samuti toetab sünkroonkompensator süsteemi lühisvõimsuse ning vajadusel reaktiivvõimsuse reserviga.

Täpsem liinide rekonstrueerimise järjekord ning sünkroonkompensatorite asukohad on esitatud alloleval joonisel:

Joonis 3.2.  
Sünkroniseerimise  
projekti raames  
rekonstrueeritavad  
liinid ja sünkroon-  
kompensatorite  
asukohad



### 3.1.1.3 Planeeritavad riikidevahelised NTC-d

Planeeritavad riikidevahelised NTC-d peale Baltimaade sünkroniseerimist Kesk-Euroopaga on toodud allolevas tabelis. NTC-d on arvatud 330 kV võrgu termilise läbilaskevõime järgi.

Koostöös teiste Balti põhivõrgu ettevõtjatega arvatatakse võimalikud NTC piirangud, mis võivad olla seotud süsteemi dünaamilise stabiilsusega. Stabiilsusest tulenevad piirangud võivad olla madalamad kui n.ö. termilised NTC-d. Sellisel juhul just see hakkab piirama lubatud maksimaalset riikidevahelist võimsust.

Tabel 3.1  
Ülepiirilised  
ülekandevõimsused

Suund	Võimsus (MW)
Eesti → Soome	1016
Eesti → Soome	1016
Eesti → Läti	1100
Läti → Soome	900

## 3.1.2 Eestisesed võrguarengud

### 3.1.2.1 Tallinn ja Tallinna ümbrus

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

Tallinnas on kavas õhuliinide asendamine kaabelliinidega:

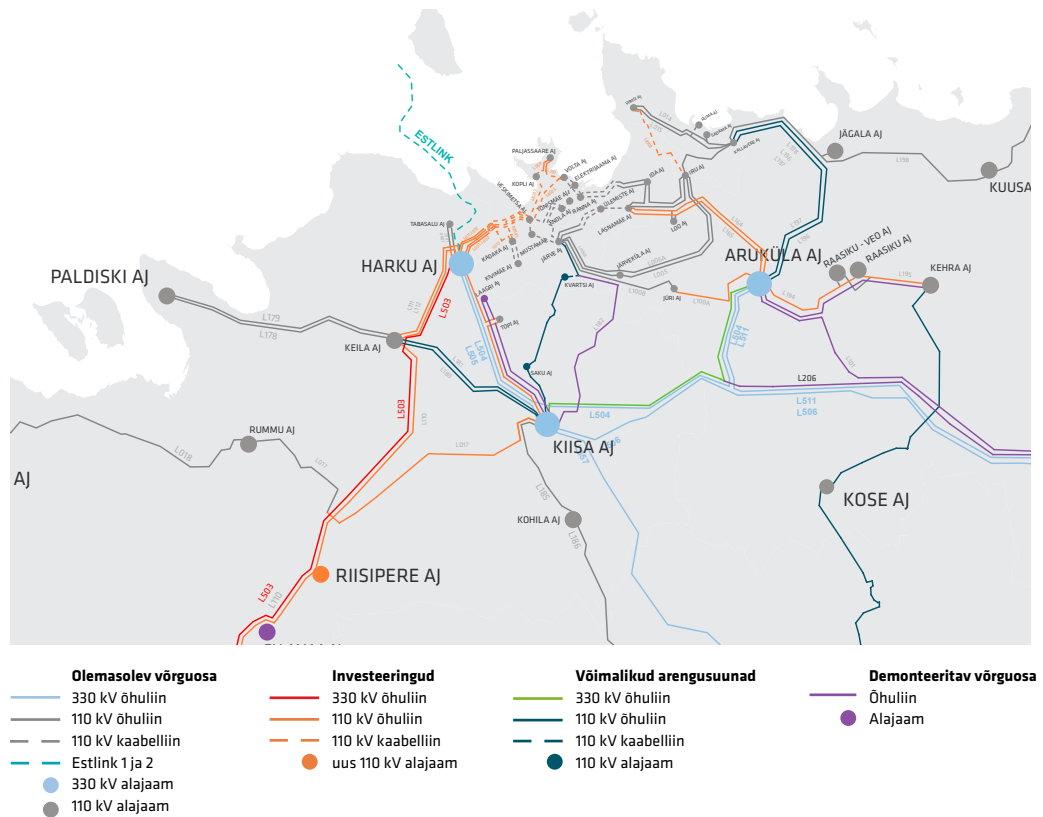
- L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin
- L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin
- L8023 Veskimetsa-Kadaka kaabelliin
- L001 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L002 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L009 Kopli - Paljassaare osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga
- L010 Paljassaare - Volta osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga
- L8017 Veskimetsa-Kopli kaabelliin
- L8025 Veskimetsa-Volta kaabelliin

Uus 110 kV kaabelliin rajatakse Viimsi ja Iru alajaamade vahele.

110 kV õhuliinidest rekonstrueeritakse Aruküla-Lasnamäe ja Kehra-Aruküla 110 kV õhuliinid. Kehra-Aruküla-Kose liinide rekonstrueerimisest ning perspektiivsest Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve 110 kV liinist on täpsemalt räägitud peatükis 3.1.3. Aruküla-Jüri liinil tõstetakse läbilaskevõime suurendamiseks gabariite. Kiisa-Harku 110 kV õhuliin rekonstrueeritakse Kiisa-Topi ja Topi-Harku liinideks ning demonteeritakse Laagri 110 kV alajaam ja Kiisa-Laagri 110 kV õhuliinid. Keila-Rummu ja Kiisa-Ellamaa 110 kV õhuliinid ühendatakse kokku ja moodustub õhuliin Kiisa-Rummu. Kiisa alajaama poolne liiniosa rekonstrueeritakse. Seoses Eesti-Läti kolmanda ühenduse rajamisega tõstetakse piirkonnas rajatava Harku-Lihula-Sindi 330 kV õhuliiniga samadele mastidele paralleelselt kulgevaid 110 kV liine.

Elektrilevi OÜ liitumisest tingituna rajab Elering uue Jäneda ja Riisipere 110 kV alajaamad (Riisipere on Ellamaa alajaama asendus). Demonteeritakse Eesti elektrisüsteemi ainus 220 kV pingel töötav liin L206 Püssi-Kiisa. L206 on plaanis demonteerida aastaks 2024–2025 ehk liini amortiseerimisperioodi lõpus. Koormuste suurema kasvu korral on võimalik, et tuleb rekonstrueerida ka Keila-Kiisa ning Aruküla-Kallaverre 110 kV liinid ning vajalikuks võib osutuda uue Kiisa-Aruküla 330 kV õhuliini rajamine.

Joonis 3.3.  
Tallinna  
võrgupiirkonna  
arenguprojektid



### 3.1.2.2 Kirde-Eesti

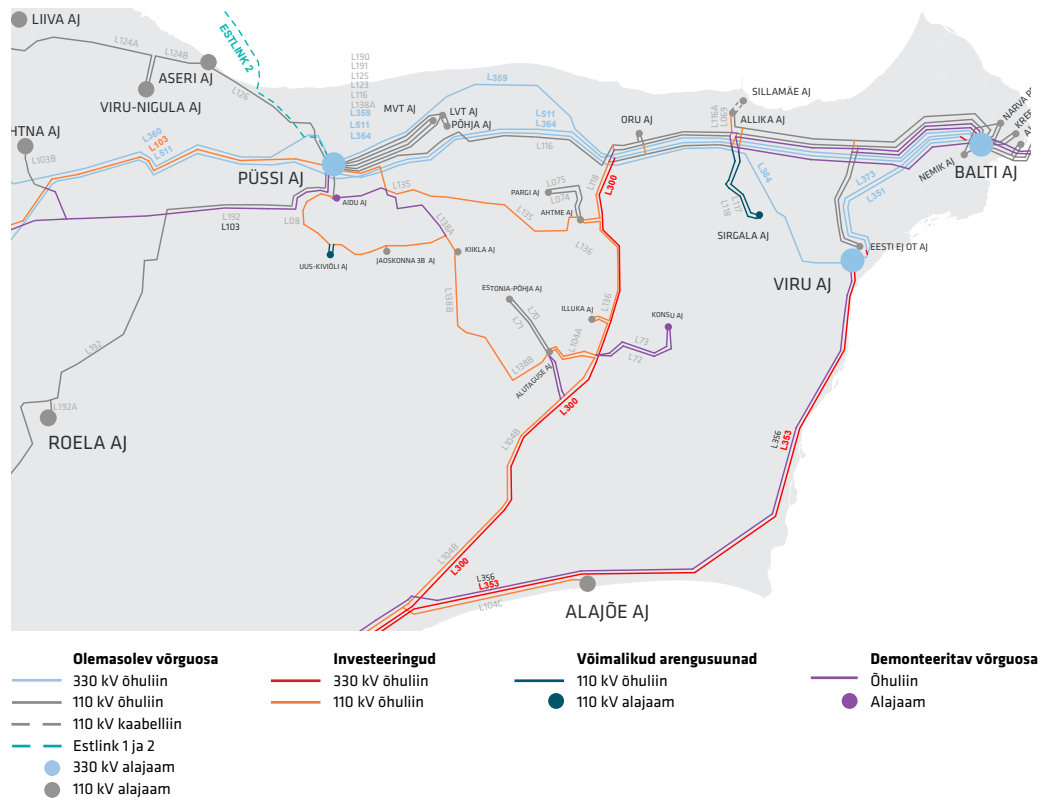
Kirde-Eesti võrgupiirkonnas muutuvad võimsusvood, kuna peale Eesti sünkroniseerimist Mandri-Euroopa võrguga ei vajata enam Eesti ja Venemaa vahelisi ülekandeliine. Nimetatud põhjusel on kavas mitmeid töid piirkonna elektrivõrgu optimeerimiseks.

Püssi-Ahtme-Alutaguse 110 kV võrgupiirkonnas toimub koormuste ümberjaotumine ja võrgu rekonfigureerimine: kavas on demonteerida Aidu ja Konsu 110 kV alajaamad, 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 Aidu-Jaoskonna 3B, Ahtme-Püssi ning Kiikla-Alutaguse 110 kV liinidel.

Kavas on rekonstrueerida 110 kV liin L103 Rakvere-Püssi. L103 rekonstrueerimiseks kasutatakse võimalusel 220 kV õhuliini Püssi-Kiisa demonteerimisel vabanevat liinikoridori.



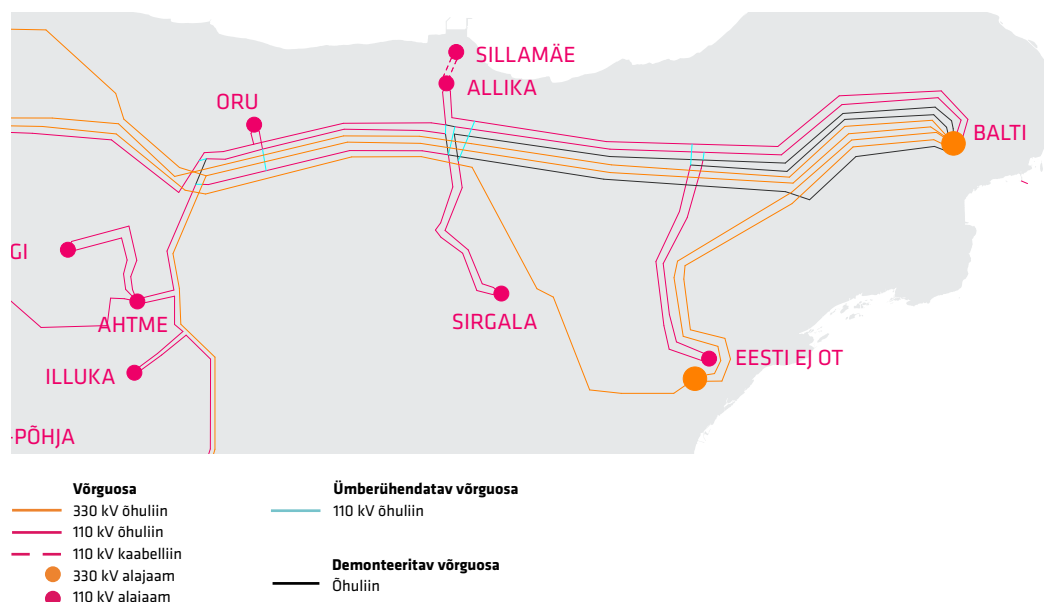
Joonis 3.4.  
Kirde-Eesti  
võrgupiirkonna  
arenguprojektid



Balti alajaama suunduvate 110 kV liinide konfiguratsiooni plaanitakse samuti optimeerida (allolev joonis). Optimeerimise käigus demonteeritakse osaliselt 110 kV liinid Balti-Sirgala ja Balti-Eesti OT kuni Balti alajaamani. 110 kV liin Balti-Püssi katkestatakse mastist M98 (Allika alajaama lähedal) ja ühendatakse kokku Tartu-Balti 330 kV õhuliini rekonstrueerimise käigus vabanenud 330 kV liinilõiguga ning tekkev Ahtme-Balti liin kulgeb vabanenud Tartu-Balti 330 kV õhuliini koridoris kuni Tartu-Balti allesjäänud osani. Edasi kulgeb Ahtme-Balti 110 kV liin Tartu-Balti 330 kV liiniga ühistel mastidel kuni Ahtme alajaamani. Seoses Tartu-Balti 330 kV õhuliini rekonstrueerimisega kasutatakse ühisriputuse võimalust ka Ahtme-Illuka, Illuka-Alutaguse ja Alutaguse-Mustvee 110 kV liinide puhul.

Olemasolevad liinid Balti-Püssi ja Sirgala-Ahtme ühendatakse kokku ühistel mastidel paiknevas osas, mille tulemusena tekib Püssi-Allika liin. Allika alajaam muudetakse läbijooksvaks alajaamaks. Alajaama Eesti OT esimene toide ühendatakse haruna liinile Allika-Balti ja teine toide haruna liinile Ahtme-Balti. Oru alajaama esimene toide ühendatakse haruna liinile Püssi-Allika ja teine toide haruna liinile Ahtme-Balti. Sirgala alajaam on hetkeseisuga planeeritud rekonstrueerida lihtsustatud skeemiga 110 kV jaotlaga ja kahe võimsuslülitiga alajaamaks ning Sirgala esimene toide ühendatakse haruna liinile Ahtme-Balti ja teine toide haruna liinile Allika-Balti. Sirgala võimalikust arengualternatiivist on räägitud peatükis 3.1.3.

Joonis 3.5  
Balti-Allika-Ahtme  
võrgupiirkonna  
rekonfigureerimine



### 3.1.2.3 Kesk- ja Lõuna-Eesti

Kesk-Lõuna piirkond hõlmab nii tihe- kui ka hajaasustusega alampiirkondi. Kõige suurema tarbimise kontsentratsiooniga on Eesti suuruselt teine linn Tartu ja selle lähiümbrus, kus on ette näha koormuste jätkuvat kasvu. Tartu sisemuses paiknevad Tartu-Tööstuse-Anne 110 kV õhuliinid on halvas tehnilises seisukorras ning kulgevad elumajade vahetus läheduses, mistõttu rekonstrueeritakse nimetatud õhuliinid kaabelliinideks. Lisaks on kavas rajada uus Tartu-Ülejõe 110 kV kaabelliin ning asendada Emajõe-Tartu 110 kV õhuliiniosa kaabelliiniga. Elektrilevi OÜ liitumisel rekonstrueeritakse olemasolev Reola 35 kV alajaam 110 kV alajaamaks. Reola alajaama toiteks rajatakse sisseviigud Tartu-Maaritsa 110 kV liinilt.

Muud investeeringud Kesk- ja Lõuna-Eestis on seotud sünkroniseerimise projektiga. Peale Eesti-Läti kolmanda ühenduse valmimist rekonstrueeritakse täies mahus Viru-Tsirguliina, Balti-Tartu ja Tartu-Valmiera 330 kV õhuliinid. Balti-Tartu ja Tartu-Valmiera õhuliinide rekonstrueerimisel paigaldatakse nendega osaliselt samadele mastidele paralleelsetes trassikoridorides kulgevad Mustvee-Alutaguse, Mustvee-Saare, Tartu-Saare, Tartu-Elva, Elva-Rõngu ning Tsirguliina-Valka 110 kV õhuliinid. Lisaks rekonfigureeritakse võrku Mustvee piirkonnas. Ehitatakse Mustvee 330 kV alajaam. Uude alajaama ühendatakse Viru-Tsirguliina 330 kV õhuliin. Viru - Paide 330 kV õhuliin demonteeritakse Viru alajaamast kuni tulevase Mustvee alajaamani ning Mustvee alajaamast kuni Paide alajaamani ehitatakse uus liin (liinikoridor väheneb umbes 85 km). Tekivad järgmised 330 kV õhuliinid: Viru-Mustvee, Paide-Mustvee ja Tsirguliina-Mustvee. Paide-Mustvee 330 kV liini rajamisel kasutatakse samuti ühisriputuse võimalust 110 kV liinidega Paide-Koigi ja Mustvee-Kantküla.

Joonis 3.6.  
Kesk- ja Lõuna-Eesti  
võrgupiirkonna  
arenguprojektid



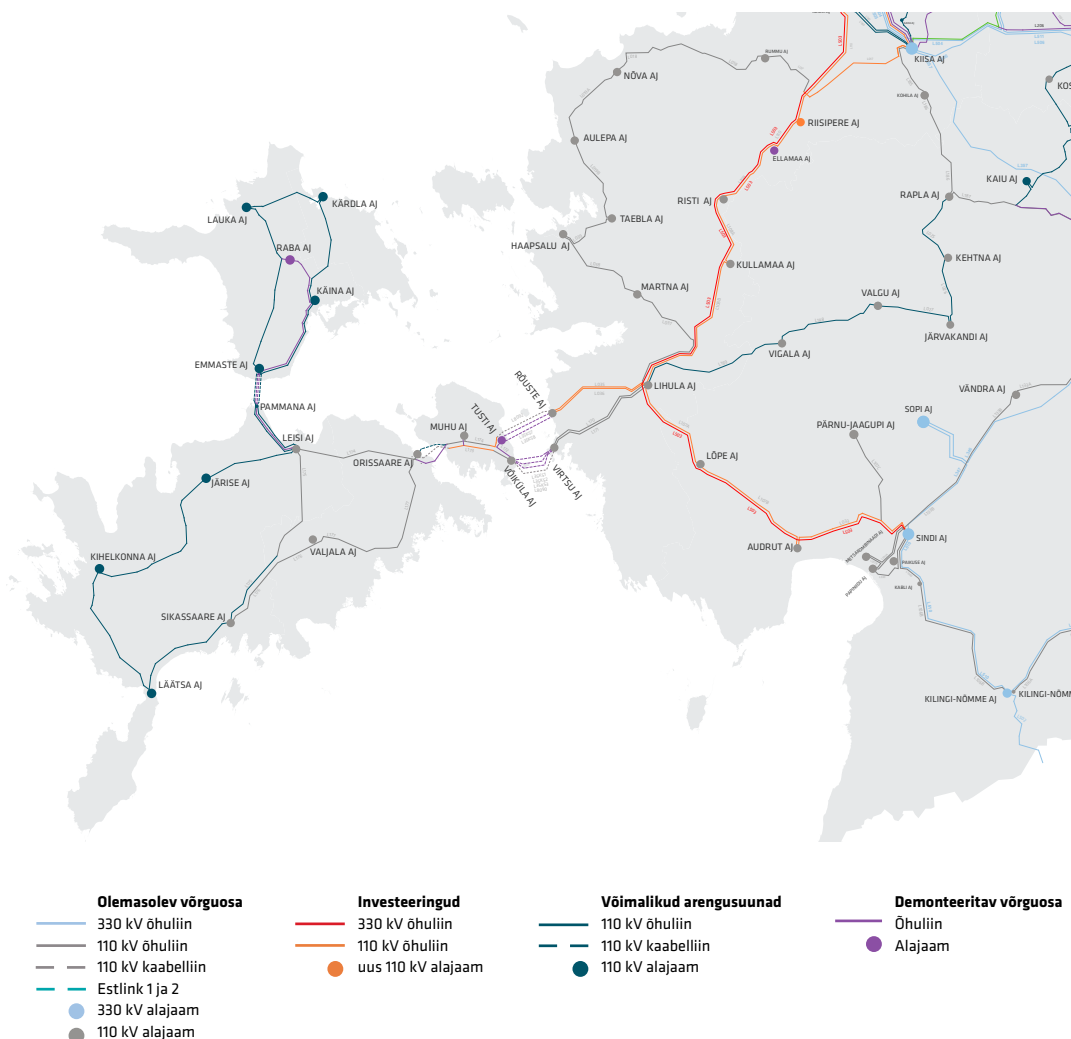
### 3.1.2.4 Saared ja Lääne-Eesti

Lääne-Eesti piirkonna võrgupiirkonnas on probleemiks läbilaskevõime piiridel talitlev võrk. Olukord paraneb, kui valmib Eesti-Läti kolmas 330 kV elektriühendus. Paralleelselt 330 kV liiniga hakkab kulgema ka 110 kV õhuliin, mis seob tugevaks tervikuks teekonnale jäävad olemasolevad 110 kV alajaamad, sealjuures Lihula 110 kV sõlmalajaama.

Saarte võrgupiirkonnas on käimas võrgu sidususe suurendamine mandriga ning seeläbi saarte varustuskindluse tõstmine. Valminud on Rõuste-Tusti ja Väikese väina 110 kV merekaabel. Vähendamaks õhuliinide mõju linnustikule, teostatakse Tusti-Leisi kaheaheelisel 110 kV õhuliinil üle Väikese väina tammi suunduv asuline juhtmete eemaldus (demonteeritakse kolm alumist faasijuhet), vahetatakse välja amortiseerunud piksekaitsetross ning lindude elu säästmiseks paigaldatakse liinile linnumärkevahendid. Kaalumisel on Väikese väina teise 110 kV merekaabli rajamine, mis võimaldaks likvideerida Tusti-Leisi õhuliini üle Väikese väina tammi suunduv osas. Varustuskindluse suurendamiseks ehitatakse Muhu saarel ühtedel mastidel paiknevad Tusti-Leisi ja Vöiküla-Orissaare 110 kV liinid eraldi mastidele. Seoses elektrivõrgu ümberkorraldamisega Muhul on võimalik Tusti alajaama likvideerimine.

Elering AS-i ja Elektrilevi OÜ ühise arenguplaani raames on tulevikus võimalik Saaremaal paiknevate 35 kV Leisi-Järise-kihelkonna-Läätsa-Sikassaare õhuliinide rekonstrueerimine 110 kV pingele, samuti on võimalik Hiiumaal 110 kV ringtoite rajamine (täpsemalt kirjeldatud peatükis 3.1.3).

Joonis 3.7.  
Saarte ja Lääne-Eesti võrgupiirkonna arenguprojektid



### 3.1.3 35(20)-330 kV elektrivõrgu pikaajaline arenguplaan

Koostöös jaotusvõrguettevõtetelega Elektrilevi OÜ ja VKG Elektrivõrgud on käimas 35(20)-330 kV elektrivõrgu pikaajalise arenguplaani koostamine aastate 2020-2045 vaates, milles ühildatakse võimaluste ulatuses jaotusvõrguettevõtete ja Eleringi lühi- ja pikaajalised investeeringute kavad ning plaanid. Arenguplaani eesmärgiks on leida elektrivõrgu arendamiseks optimaalseimad tehnilised lahendused, mis võtaksid arvesse lõpp-tarbija vajadusi ning vähimat ühiskondlikku kulu. Selleks analüüsitakse piirkonniti erinevaid arengulahendusi ja nende maksumusi, uuritakse koormuseid võrgus, mõõdetakse varustuskindluse paranemist ning võrgu mahu vähenemist. Koostatakse võrguarengute tervikvaade, mis arvestab optimeeritud alternatiivide elluviimisega.

#### Elektrilevi OÜ-ga koostöös uuritud võrgupiirkonnad:

- Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve
- Saaremaa, Hiiumaa ja Muhu
- Pärna
- Kehra-Kose-Rapla-Aravete-Jäneda

#### VKG Elektrivõrgud OÜ-ga koostöös uuritud võrgupiirkond:

- Balti-Allika-Sirgala

Uuritud võrgupiirkondade arengustsenaariumid alampunktides 3.1.3.1-3.1.3.5 ei ole kinnitatud investee-ringud ning ei pruugi realiseeruda.

#### 3.1.3.1 Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve piirkond Tallinnas ja selle lähiümbruses

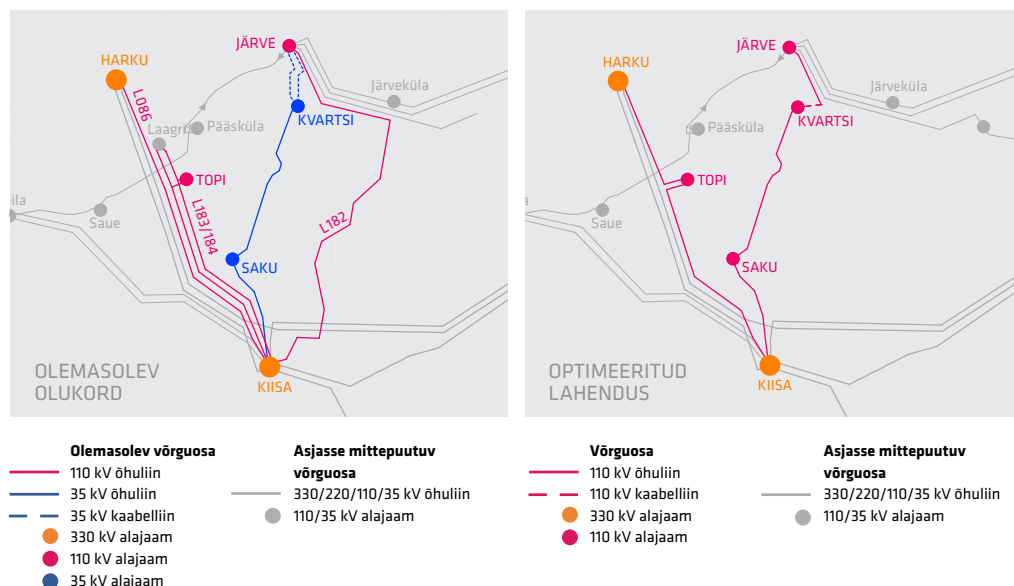
Optimeeritud lahenduses rekonstrueeritakse 110 kV pingele Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve 35 kV liinid ning Saku ja Kvartsi 35 kV alajaamad. Kiisa-Järve 110 kV õhuliin demonteeritakse osaliselt. Optimeerimise tulemusena suurendatakse võrgu läbilaskevõimet ning 20-110 kV liinitrassi maht väheneb kokku 39,2 km.

Lahendus on planeeritud etappidena:

- Esimeses etapis toimub Kvartsi 35 kV alajaama rekonstrueerimine 110 kV alajaamaks. Kvartsi 110 kV alajaamast rajatakse uus kaabelliin, mis ühendatakse kokku haruna Kiisa-Järve L182 liiniga. Osaliselt demonteeritakse 110 kV õhuliinid Laagri-Kiisa L183/184 Laagrist kuni Topi alajaamani. Laagri 110 kV alajaam demonteeritakse.
- Teises etapis rekonstrueeritakse 110 kV õhuliin Harku-Kiisa L086, millelt tehakse sisseviigid Topi alajaama ehk moodustub kaks liini Harku-Topi ja Topi-Kiisa. Demonteeritakse ülejäänud osa liinidest L183/184 (Topist Kiisa alajaamani). Rekonstrueeritakse 110 kV liiniks Kiisa-Saku 35 kV õhuliin.
- Kolmanda etapina toimub Saku-Kvartsi 35 kV õhuliini rekonstrueerimine 110 kV õhuliiniks. Saku 35 kV alajaam rekonstrueeritakse 110 kV alajaamaks. Demonteeritakse Kiisa-Saku-Kvartsi liiniga paralleelselt kulgev Kiisa-Järve L182 õhuliini osa. Ülejäänud lõik Kiisa-Järve L182 liinist rekonstrueeritakse.

Olemasolev olukord ning piirkonna optimeeritud võrgustsenaarium on näha järgneval joonisel:

Joonis 3.8.  
Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve võrgupiirkonna olemasolev olukord ning optimeeritud stsenaarium



### 3.1.3.2 Saaremaa, Muhu ja Hiiumaa võrgupiirkond

#### Saaremaa

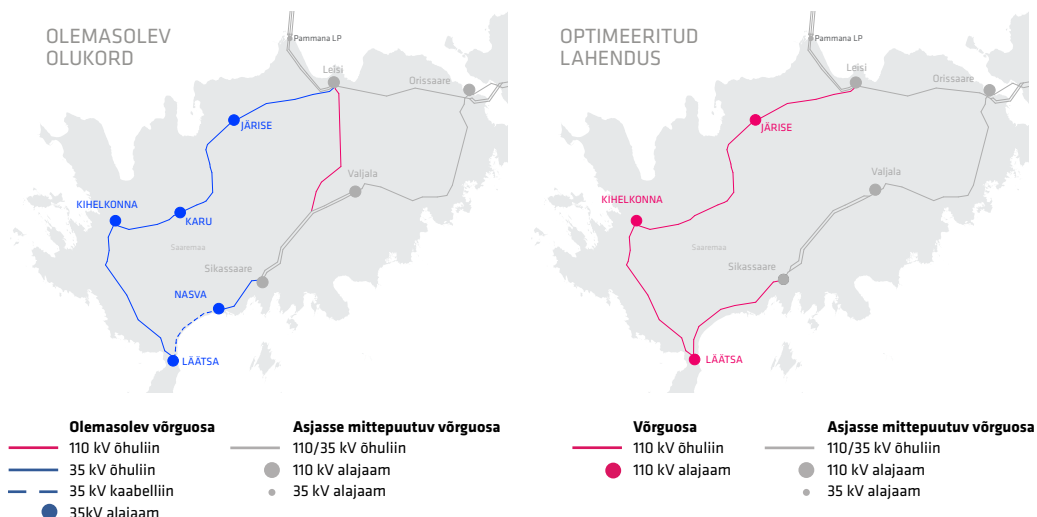
Saaremaal on probleemiks vananenud ja oma läbilaskevõime piiridel talitlev 35 kV elektrivõrk. Lisaks ei suuda pikad 35 kV liinid tagada nõutavaid pingevahemikke. Seetõttu on tekkinud vajadus optimeerida sealset elektrivõrku. Optimeeritud lahenduses rekonstrueeritakse Saaremaa läänepiirkonna 35 kV Leisi-Järise-Kihelkonna-Läätsa-Sikassaare liinid 110 kV pingele.

Lahendus on planeeritud etappidena:

- Esimeses etapis rekonstrueeritakse Nasva-Sikassaare 35 kV õhuliin 110 kV õhuliiniks.
- Teises etapis rekonstrueeritakse Leisi-Järise-Kihelkonna 35 kV õhuliinid 110 kV õhuliinideks. Kihelkonna ja Järise 35 kV alajaamad rekonstrueeritakse 110 kV alajaamadeks, Karu 35 kV alajaam likvideeritakse.
- Kolmanda etapina rekonstrueeritakse Kihelkonna-Läätsa 35 kV liin 110 kV liiniks, Läätsa 35 kV alajaam rekonstrueeritakse samuti 110 kV alajaamaks.
- Viimase etapina rekonstrueeritakse Nasva-Läätsa 35 kV kaabelliin 110 kV õhuliiniks. Nasva 35 kV alajaam ning Leisi-Sikassaare 110 kV õhuliin demonteeritakse.

Olemasolev olukord ning piirkonna optimeeritud võrgustsenaarium on antud alloleval joonisel:

Joonis 3.9.  
Saaremaa  
võrgupiirkonna  
olemasolev olukord  
ning optimeeritud  
stsenaarium



Lahendusega tagatakse piirkonnas kõrge varustuskindluse tase ja suureneb võrgu läbilaskevõime, kuna kaob 35 kV pingeklass ning tekib 110 kV ringtoide. Järise, Kihelkonna ja Läätsa 110 kV alajaamades jääb võimsuse suurenemiseks ruumi. Lisaks vabaneb alternatiivlahenduses liinialust maad, kuna likvideeritakse 24 km Leisi-Sikassaare 110 kV õhuliini.

#### Hiiumaa

Pikaajalised koormuste prognoosid näitavad saare summaarse koormuse kasvumist. Antud tingimustes on vajalik tõsta nii Hiiumaa-siseste elektriliinide läbilaskevõimet kui ka näha ette sidususe suurendamist Saaremaa ja Mandri-Eestiga. Täna saarel paiknevad 35 kV liinid seavad piiranguid võrgu läbilaskevõimele, mõjutavad pingekvaliteeti ja energiakadusid.

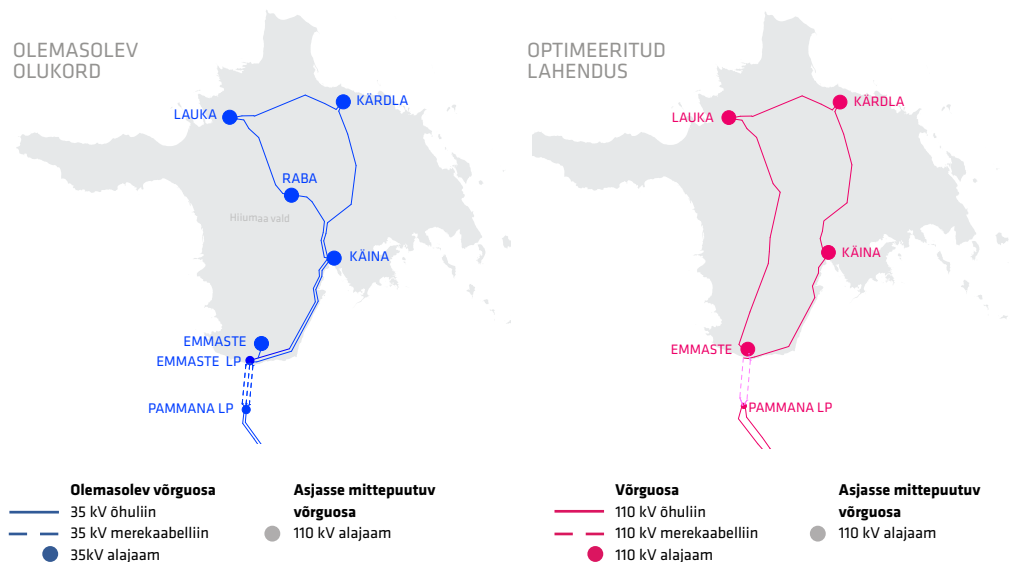
Hiiumaa 35 kV ringühendus Leisi-Emmaste-Käina-Kärdla-Lauka-Raba-Emmaste-Leisi ning Hiiumaa ja Saaremaa vahelised 35 kV merekaablid rekonstrueeritakse optimeeritud lahenduses 110 kV pingele:

- Esimene etapp näeb ette kahe olemasoleva Saaremaa ja Hiiumaa ühendava vananenud ja piirava läbilaskevõimega 35 kV merekaabli asendamise uue 35(110) kV merekaabliga. Kolmas praegu olemasolev 35 kV merekaabel jääb esialgu alles ja töösse. Uue 110 kV merekaabli talitluspingeks jääb esialgu 35 kV.

- Teine etapp näeb ette Leisi - Pammana ühise riputusega 35 kV liinide ning Emmaste - Käina 35 kV liinide rekonstrueerimist ja šunteerimist. Käina-Emmaste ja Leisi-Pammana vahele rajatakse eraldi 35(110) kV mastidel liinid. Samuti uuendatakse 35(110) kV liiniks Lauka - Kärkla ja Lauka - Raba liin. Peale liinitöid Raba 35/0,4 kV alajaam likvideeritakse ja viiakse 10 kV toitele.
- Viimane etapp näeb ette Leisi - Käina - Kärkla liini ja Käina ning Kärkla alajaamade pingestamist 110 kV pingel. Emmaste ja Lauka alajaamad jäävad 35 kV pingele, kuniks viimane 35 kV merekaabel elukaare täitumisest tingituna asendatakse 110 kV kaabliga.

Olemasolev olukord ja optimeeritud stsenaarium on antud alloleval joonisel:

Joonis 3.10. Hiiumaa võrgupiirkonna olemasolev olukord ning optimeeritud stsenaarium



Lahendusega suureneb saare elektrivõrgu läbilaskevõime ja varustuskindluse tase. Tekib eraldi mastidel 110 kV toitering (Leisi-Emmaste-Käina-Kärkla-Lauka-Emmaste-Leisi). Üleminekuga 110 kV pingele vähenevad energiakadud ja paraneb pingekvaliteet. Varustuskindluse riske suurendavaid kahe ahelaga liine alles ei jää.

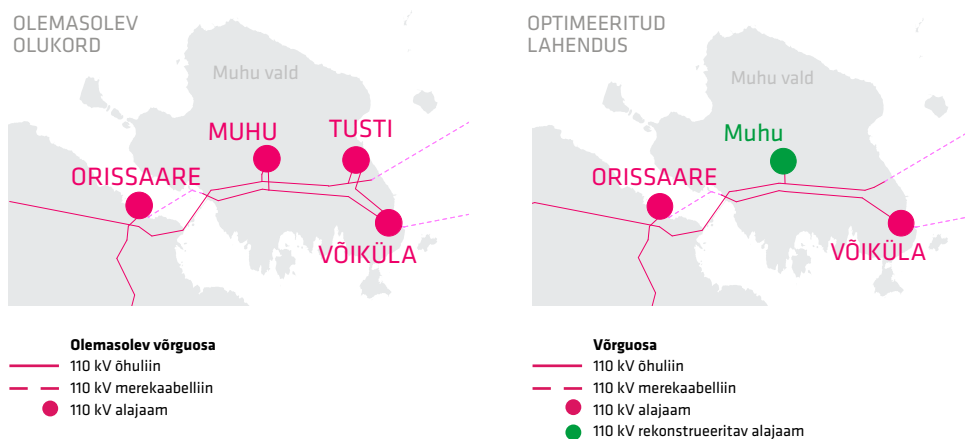
## Muhu

Seoses muudatustega Muhu võrgupiirkonnas on tekkinud vajadus optimeerida sealset elektrivõrku:

- Optimeeritud stsenaariumis demonteeritakse Muhu saarel Tusti 110 kV alajaam ehk moodustub 110 kV segaliin Rõuste-Leisi (peale Rõuste-Tusti 110 kV merekaabli valmimist).
- Muhu 110 kV alajaam rekonstrueeritakse kompaktaalajaamaks ning likvideeritakse alajaama ühendus Võiküla-Orissaare 110 kV segaliiniga. Muhu alajaam jääb ühendatuks Rõuste-Leisi 110 kV segaliinile.

Olemasolevat olukorda ja optimeeritud lahendust on näha alloleval joonisel:

Joonis 3.11. Muhu võrgupiirkonna olemasolev olukord ning optimeeritud stsenaarium



### 3.1.3.3 Pärna võrgupiirkond Tartumaal

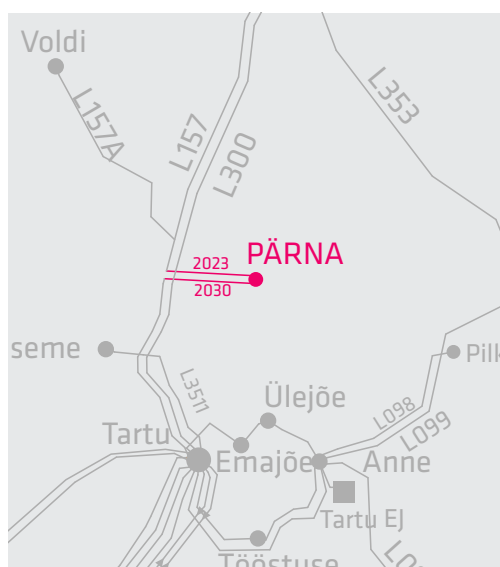
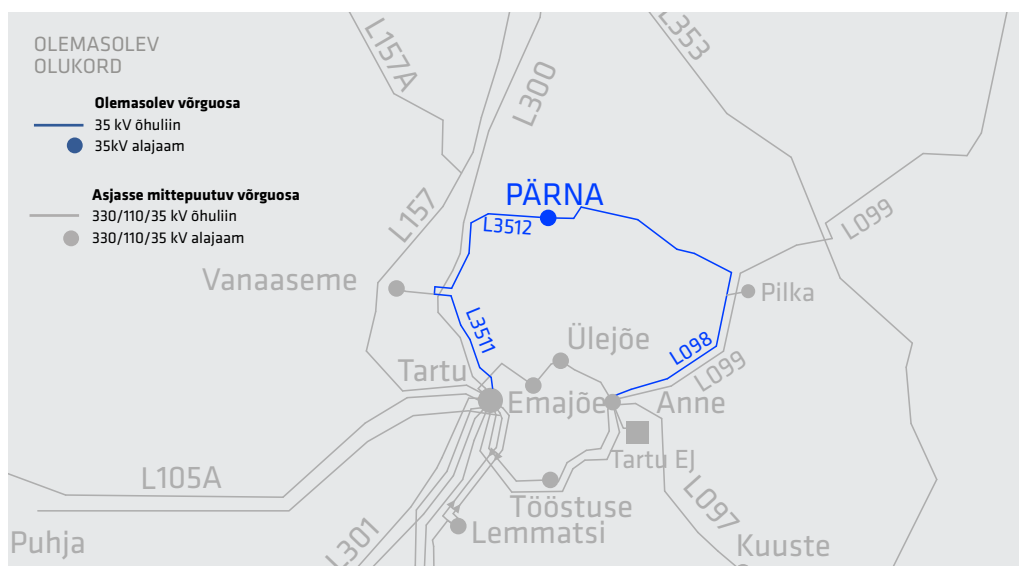
Pikaajalised koormuste prognoosid näitavad Pärna piirkonna summaarse koormuse kasvamist, mistõttu jääb tänane 35 kV võrk pudelikaelaks piirkonna arengutele. Lisaks põhjustab olemasolevate 35 kV liinide kaudu võimsuse ülekandmine arvestatavaid kadusid. Samuti ei tagata 35 kV võrguga tipukoormusel täielikku reserveerimist. Sellest tulenevalt on otstarbekas alajaam üle viia 110 kV pingeklassile. 110 kV lahendusega suureneb elektrivõrgu läbilaskevõime ja varustuskindlus ning väheneb kadu.

Lahendus on planeeritud kahes etapis:

- Esimese etapina rajatakse Pärna alajaama 110kV jaotusseade ja ühendatakse 110 kV liiniga Tartu-Saare L157.
- Teine toide tagatakse Anne-Alatskivi L099 liinilt või samuti Tartu-Saare L157 liinilt. Teise toite valik otsustatakse hiljem uue arengukava raames, kui on rohkem teadmisi piirkonna võrgulukorra kohta.

Ülevaade olemasolevast võrgu olukorrast Pärna alajaama piirkonnas ja võimalikest arengualternatiividest on toodud joonisel 3.12

Joonis 3.12.  
Pärna 35 kV alajaama piirkonna olemasolev olukord ning alternatiivlahendused



OPTIMEERITUD LAHENDUS  
VERSION 1



OPTIMEERITUD LAHENDUS  
VERSION 2



### 3.1.3.4 Kehra-Kose-Rapla-Aravete-Jäneda võrgupiirkond

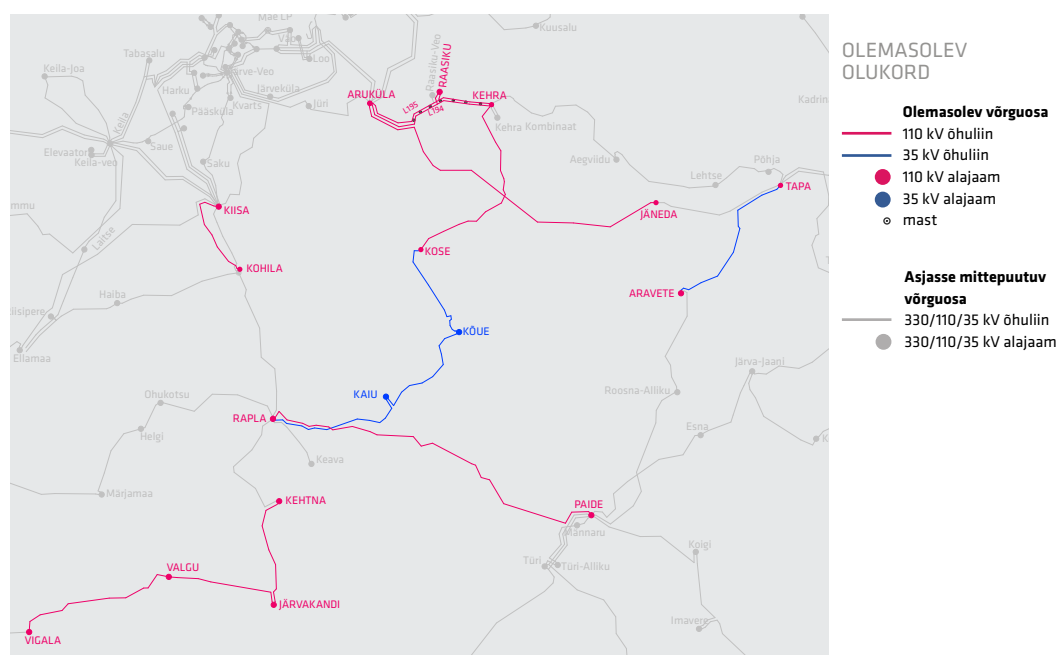
Kehra ja Raasiku alajaamad saavad oma toite kahelt ühtedel mastidel paiknevatelt liinidelt Aruküla-Kehra L194 ja L195. Sellise võrgukonfiguratsiooniga on raskendatud liinide hooldustööde läbiviimine.

Kaalumisel on erinevad lahendused. BAU (ingl. Business-as-Usual) lahendus näeb ette Aruküla – Kehra liinide ehitamise eraldi mastidele ja Raasiku alajaama rekonstrueerimise kaheks harualajaamaks. Ülejäänud võrgukonfiguratsiooni antud piirkonnas ei muudeta.

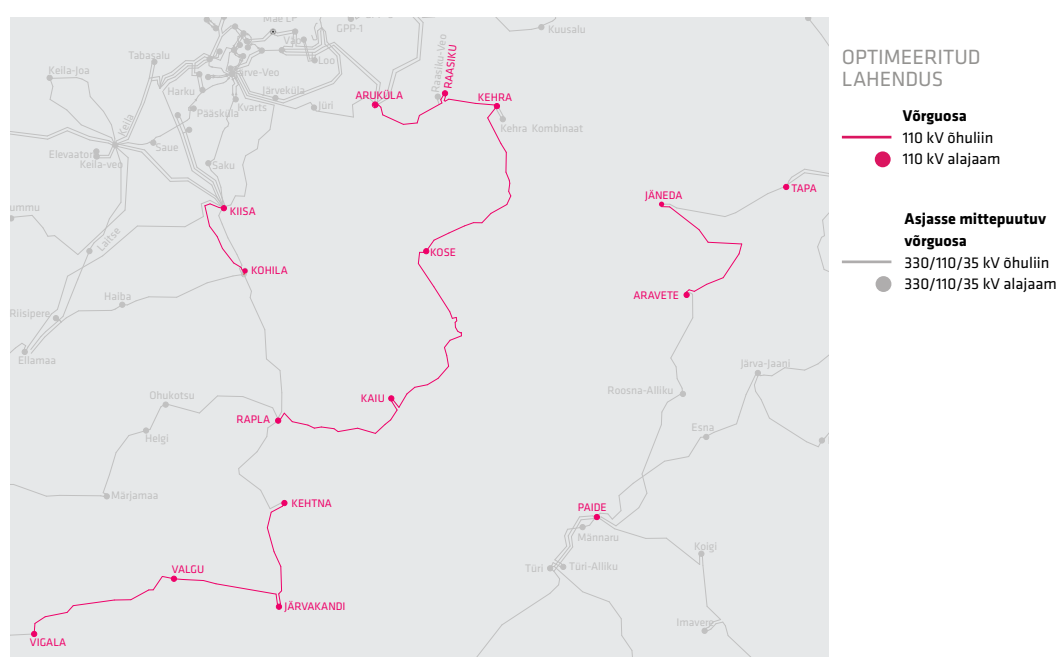
Alternatiivne lahendus oleks Kose-Kaiu-Rapla 35 kV liini rekonstrueerimine 110 kV pingele ning Paide-Rapla liin kaotatakse. Lisaks ehitatakse Aravete-Jäneda 110 kV õhuliin. Lahendusega hoitakse kokku 51 km liinikordidori ja võrgu läbilaskevõime suureneb. Seoses liinide ümberehitusega kasvab liinide Järvakandi - Kehtna, Valgu - Järvakandi, Vigala - Valgu ja Kiisa - Kohila liinide koormus ja nende gabariite on vaja tõsta.

Joonisel 3.13. on toodud olemasolev võrgu olukord Kehra-Kose-Rapla-Aravete-Jäneda piirkonnas ning joonisel 3.14. on toodud optimeeritud võrgustenaarium.

Joonis 3.13.  
Kehra-Kose-Rapla-Aravete-Jäneda võrgupiirkonna olemasolev olukord



Joonis 3.14.  
Kehra-Kose-Rapla-Aravete-Jäneda võrgupiirkonna optimeeritud stsenaarium

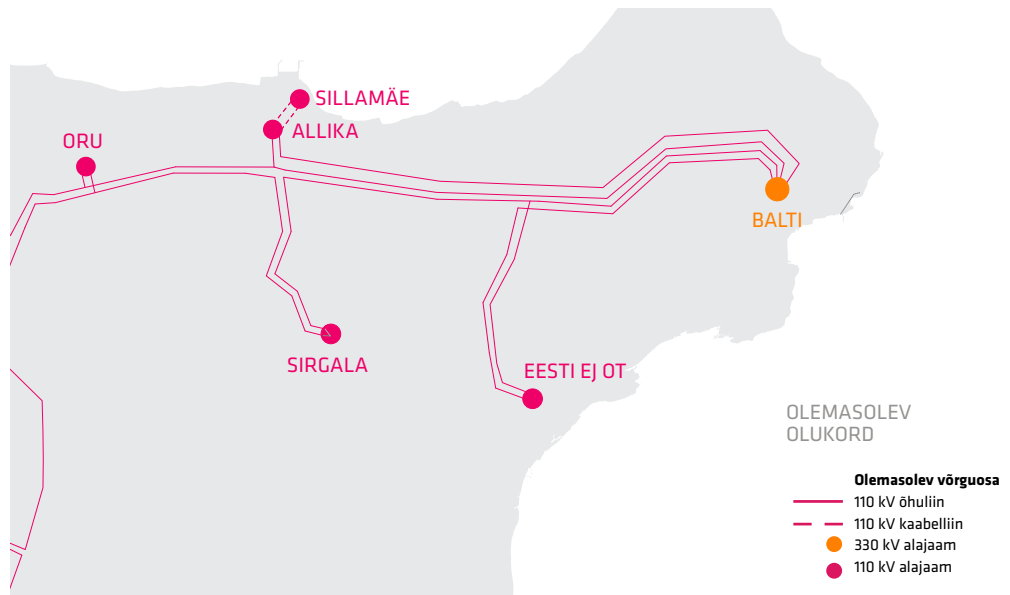




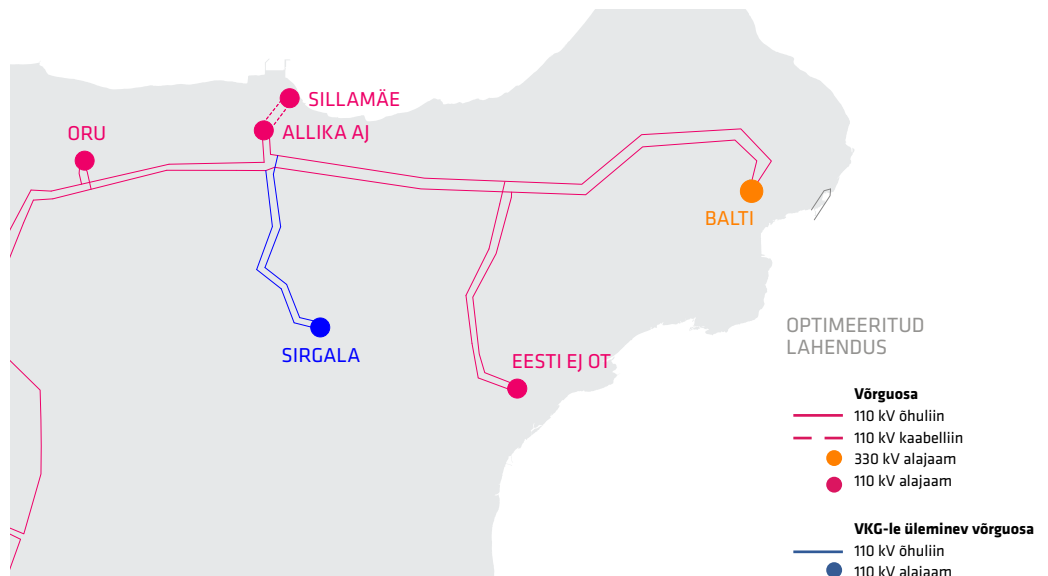
### 3.1.3.5 Balti-Allika-Sirgala võrgupiirkond

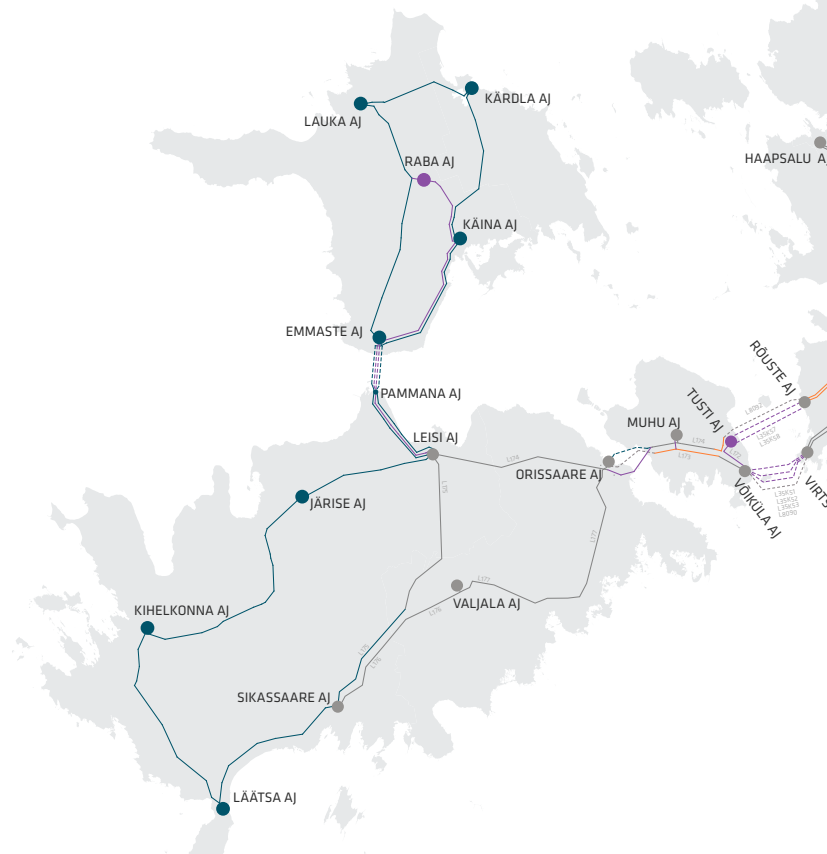
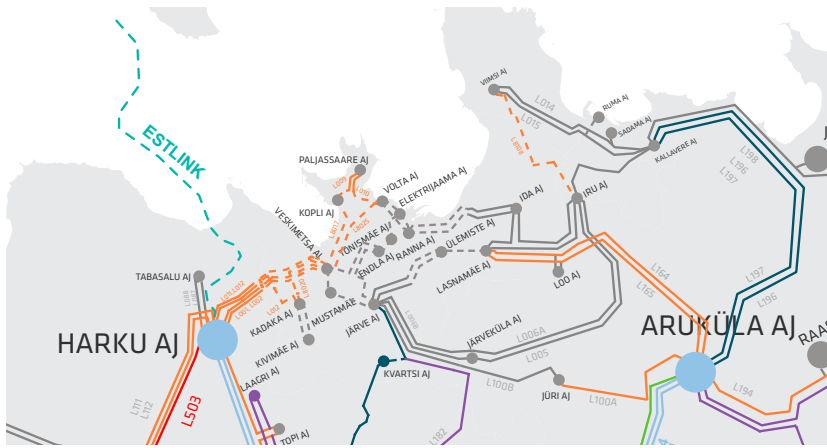
Lisaks piirkonnas planeeritud elektrivõrgu rekonfigureerimisele (kujutatud joonisel 3.15) on võimalik 110 kV võrku täiendavalt vähendada, kui Sirgala alajaam ja seda ühendavad liinid lähevad üle VKG Elektrivõrkudele. Lisaks läheb VKG Allika alajaamas üle 110 kV liitumisele ja ehitab Allika alajaamas koos trafodega uued keskpinge jaotusseadmed. Seoses Allika alajaama ümberehitusega kaotatakse Elektrilevi OÜ 10 kV liitumispunkt Allika alajaamas ja Elering ehitab Elektrilevile uue 10 kV kaabelliini Oru alajaamani.

Joonis 3.15.  
Balti-Allika-Sirgala  
võrgupiirkonna  
olemasolev olukord



Joonis 3.16.  
Balti-Allika-Sirgala  
võrgupiirkonna  
optimeeritud  
stsenaarium





- |                            |                       |                                |                               |
|----------------------------|-----------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| <b>Olemasolev võrguosa</b> | <b>Investeeringud</b> | <b>Võimalikud arengusuunad</b> | <b>Demonteeritav võrguosa</b> |
| — 330 kV õhuliin           | — 330 kV õhuliin      | — 330 kV õhuliin               | — Õhuliin                     |
| — 110 kV õhuliin           | — 110 kV õhuliin      | — 110 kV õhuliin               | ● Alajaam                     |
| — 110 kV kaabelliin        | — 110 kV kaabelliin   | — 110 kV kaabelliin            |                               |
| — Estlink 1 ja 2           | ● 330 kV alajaam      | ● 110 kV alajaam               |                               |
| ● 330 kV alajaam           | ● uus 110 kV alajaam  |                                |                               |
| ● 110 kV alajaam           |                       |                                |                               |

Joonis 3.17

Eesti elektrivõrgu skeem koos investeeringute eelarves olevate ning perspektiivsete objektidega



## 3.2 VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS

---

### 3.2.1 Vabad liitumisvõimsused

Vabad liitumisvõimsused on võimsused, mille korral ei ole vaja liitumisel Eleringiga ülekandeliinide läbilaskevõimeid suurendada. Vabad liitumisvõimsused sõltuvad Eesti ülekandesüsteemi tugevusest. Peamiseks piirajaks on ülekandeliinide termiline piirang, mis sõltub liini läbivast voolust. Vabad liitumisvõimsused vähenevad uute liitumistega ja olemasoleva liitumisvõimsuse suurendamisega ning suurenevad elektrivõrku tehtavate investeeringutega. Kõige parema ülevaate vabade liitumisvõimsuste muutuste kohta annab Eleringi kodulehel olev vabade liitumisvõimsuste rakendus (VLA).

### 3.2.2 Tootmissuunalised võimsused

Lääne-Eestis ja Saaremaal on tootmissuunalised vabad võimsused väikesed (umbes 2-4 MW), kuna nendes piirkondades on palju tuulikuid ja liinid on koormatud. Väike võimsuste suurenemine toimub peale Harku-Lihula-Sindi (edaspidi HLS) liinide valmimist 2021. aastal. Suuremat mõju avaldab HLS-i valmimine Vändra, Türi, Paide, Rapla ja Kohila alajaamade võimsustele. Saaremaal toimub väike suurenemine peale Suure-Väina kaabli paigaldamist, kuid piirama jäävad ikkagi Rõuste-Lihula liinid. Ülejäänud Eestis on peale teadaolevate investeeringute teostamist 2025. aastal 110 kV alajaamades vaba tootmissuunalist võimsust umbes 50 MW. Esineb ka alajaamu, kus võimsus on rohkem piiratud mõne konkreetsema liini läbilaskevõimsusega.

### 3.2.3 Tarbimissuunalised võimsused

Tarbimissuunalisi vabu liitumisvõimsusi on keeruline hinnata piirkonniti või Eestis tervikuna, kuna igat liitumist peab vaatama eraldi. Geograafiliselt kõrvuti asetsevate alajaamade vabad liitumisvõimsused võivad olla väga erinevad ja sõltuvad konkreetse liitumise mõjust Eesti elektrisüsteemile. VLA rakendusest on näha, et iga aastaga (peale vastava aasta investeeringu teostamist) suureneb mingis alajaamas võimsus. Suuremad investeeringud, mis mõjutavad tarbimissuunalisi vabu liitumisvõimsusi:

- HLS – Lääne- ja Kesk-Eesti;
- L300, L301 ja L353 liinide rekonstrueerimine – Lõuna-, Ida- ja Kirde-Eesti;
- Elektrivõrgu ümberkorraldamine Püssi-Alutaguse piirkonnas – Kirde-Eesti;
- L103 liini rekonstrueerimine – Kirde- ja Põhja-Eesti;

### 3.2.4 Paindlik liitumine

Uue võimalusena pakub Elering elektrivõrguga liitumistel, kus kliendi poolt soovitud võimsuse edastamise tõttu koormub mõni võrguelement üle, klientidele võimalust paindlikuks liitumiseks. Sellisel puhul on kliendil võimalik valida, kas maksta kinni ülekoormuva võrguelemendi läbilaskevõime suurendamine või leppida ühekoormuse tekkimise olukordades kokku oma tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse mahakoormamine.

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.3 VÕRGU TALITLUSKINDLUS

**2019. aasta ei olnud võrgu talitluskindluse seisukohalt just parim aasta. Väljalülitumiste arv oli viimase nelja aasta suurim ja arvutuslik andmata energia kogus oli viimase kaheksa aasta suurim.**

Võrgu talitluskindlus on samas viimastel aastatel oluliselt paranenud, seda paljuski tänu soodsatele ilmastikutingimustele, sest selliseid tugevaid sügistorme, mis on olnud varasemate aastate mõjuks väljalülitumiste põhjustajaks, pole eelneval kuuel aastal olnud. Lisaks on olulise mõjuga ka võrgu töökindluse tõstmiseks tehtavad investeeringud liinide ja alajaamade tehnilise seisukorra parandamiseks ning järjepidev panustamine õhuliinide kaitsevööndite hooldusesse.

Üle aastate oli 2019. aastal tugevat tuult rohkem kui vahepealsetel aastatel, mil torme praktiliselt üldse ei esinenud. Ehkki ametlike mõõtmistulemuste põhjal ei ületanud tuule kiirused projekteerimisnorme, ulatusid tuule kiiruse näitajad kohati üsna sinna lähedale. Vaatamata sellele ei olnud võrgus massilisi väljalülitumisi, nagu neid põhjustasid aastaid tagasi suuremad tormid. See omakorda näitab võrgu seisukorda, mis pidas nendele tormidele edukalt vastu tänu vahepealsetel aastatel tehtud töödele peamiselt liini kaitsevööndite puhastamiseks võsast ning ohtlikest puudest, mis olid aastate eest peamised väljalülitumiste põhjustajad.

Võrdluseks mõne aasta tagusele perioodile olidki õhuliinidele langenud puud kõige suurem väljalülitumiste põhjustaja.

Andmata energia hulk oli 2019. aastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 216,46 MWh. Kolm suurima andmata energiaga kaasneva sündmuse põhjustajad olid kõik ehitus/paigaldus/seadistusvead, millest suurim 107,5 MWh oli tekitatud 27.10.2019 Võru 110 kV alajaama toitvate lahtrite seadmete vigastustest, mis omakorda põhjustas ulatusliku seadmete väljalülitumise ja tarbijate toiteta jäämise. Seadmete purunemine oli tingitud tugeva tuule tõttu alajaama hoonelt rebitud katusetükkide kukkumisest kõrgepinge seadmetele, mille tagajärjel seadmeid töösse tagasi lülitada ei olnud enam võimalik. See sündmus põhjustas peaaegu 50 % Eleringi kogu aasta andmata jäänud energia kogusest. Toiteta jäid Võru, Soo, Rõuge ja Ruusmäe alajaamade 35 - 10 kV tarbijad.

21.09.2019.a. kell 06:42 lülitus välja L8060 tupikliin Kunda - Estonian Cell Kunda alajaamast, kus rakendus liigselt liigvoolukaitse. Katkestus tarbijatele oli 2 tundi ja 22 minutit. Põhjuseks 110 kV II süsteemi süsteemiautomaatika relees olev PKVA/PTLA konfiguratsioon, mis oli tehtud väga keeruliselt. Andmata energiat oli 59,73 MWh.

18.05.2019.a kell 18:58 lülitusid välja liin L300 Balti - Tartu ja Balti alajaama A1T, A2T ning 110 kV latid. Rikke põhjustas Balti alajaama voolutrafo L300 VT 3VT11 L3 purunemine kell 18:36 ja sellele järgnev põleng. Katkestus EMK, Eesti OT, Sirgala ja Narva EV tarbijatele. Lühise tagajärjel lülitus liigselt välja autotrafo A2T 110 kV võimsuslülitite trafo 110 kV poole nulljärgnevusvoolu kaitse liigse toime tõttu. Autotrafo A2T jäi 330 kV poolelt pingele alla. Andmata energiat oli 35 MWh.

Kokkuvõttes suurimaks 2019. aasta andmata energia põhjustajaks olidki ehitus/paigaldus/seadistusvead, mida oli kokku 203 MWh. Andmata energia koguselt järgmine põhjustaja oli liinidele langenud puu kaitsevööndis andmata energiaga 6 MWh ning kategoorias ja alampõhjuste liigituses, kus põhjust ei õnnestunud välja selgitada, oli andmata energiat 3,4 MWh.

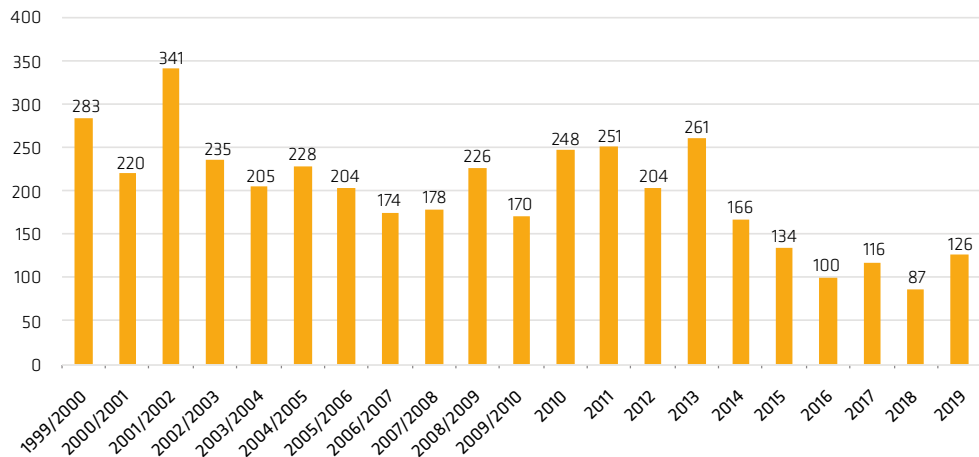
Lisaks toimusid Eleringi võrgus ka kliendi seadmetest põhjustatud väljalülitumised, mille tõttu jäi Eleringil rikkelisest tarbimiskohas üle kandmata 60,73 MWh.

EstLink ühenduste töökindluse küsimustele pöörab Elering suurt tähelepanu. Selleks on sõlmitud pikaajalised hoolduse ja remondi lepingud, mis katavad nii plaanilise ennetava hoolduse kui avariide kiire likvideerimise. Koostatud on ja jälgitakse mõõdikuid EstLink 1 ja EstLink 2 tehnilise ja kaubandusliku töövalmiduse hindamiseks.

### 3.3.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud energia

Väljalülitumiste arv 126 tk on viimase nelja aasta suurim, kuid samas ei ületanud see näitaja nende aastatele eelneva aastaid. 2019. aastal toimunud väljalülitumiste arv on 40 võrra suurem kui 2018. aastal, seega 2018. aasta väljalülitumiste arv, mis oli siiani läbi aastate kõige väiksem, on 68 % 2019. aasta väljalülitumiste arvust.

Joonis 3.18  
Väljalülitumiste arv  
aastate lõikes



Väljalülitumiste kordade arvu poolest oli suurimaks põhjustajaks äike - 23 korral, mis moodustas 18 % väljalülitumiste koguarvust. Teisel kohal olid linnud/loomad 20 korda ja kolmandal kohal 16 korral väljalülitumiste arvu poolest ei õnnestunud põhjust välja selgitada. Lindudest tingitud väljalülitumiste arv on 2018. aastaga võrreldes suurenenud peaaegu kaks korda. 2018. aastal oli 9, 2019. aastal 20. Samamoodi suurenes äikesest põhjustatud väljalülitumiste arv võrreldes 2018. aastaga vastavalt 12-lt korralt 23-le korrale. Lindude tõttu oli liinide väljalülitumisi 19 korral, alajaama seadmeid 1 kord. 2019. aastal langes puid liinidele 5 korral.

25 korral kuulusid väljalülitumised kategooriasse tehnilised põhjused kokku nii liinidel, alajaamades kui ka alalisvooluseadmetes, millest alampõhjustaja - seadme vananemine - tõttu oli 7 väljalülitumist. Ülejäänud 2.-4. kohta 23 korraga jagavad alljärgnevad kategooriad:

- keskkonnatingimused, millest mõjukama alampõhjusena moodustasid linnud 20 tk,
- personal, millest suurimaks alampõhjustajaks olid ehitus/paigaldus/seadistusvead 14 tk;
- äike.

2018. aastal oli väljalülitumiste arvu poolest nii kategooriate kui alampõhjuste lõikes juhtival kohal äike, 2019. aastal samuti. Kategooriate ehk grupeeritud alampõhjuste ulatuses oli 2018. aastal suurim kategooria väljalülitumiste arvu poolest - keskkonnatingimused, 2019. aasta suurimaks kategooriaks oli tehnilised põhjused.

Võrreldes eelneva 2018. aastaga on neli peamist põhjust samaks jäänud, ainult kohad on omavahel vahetunud.

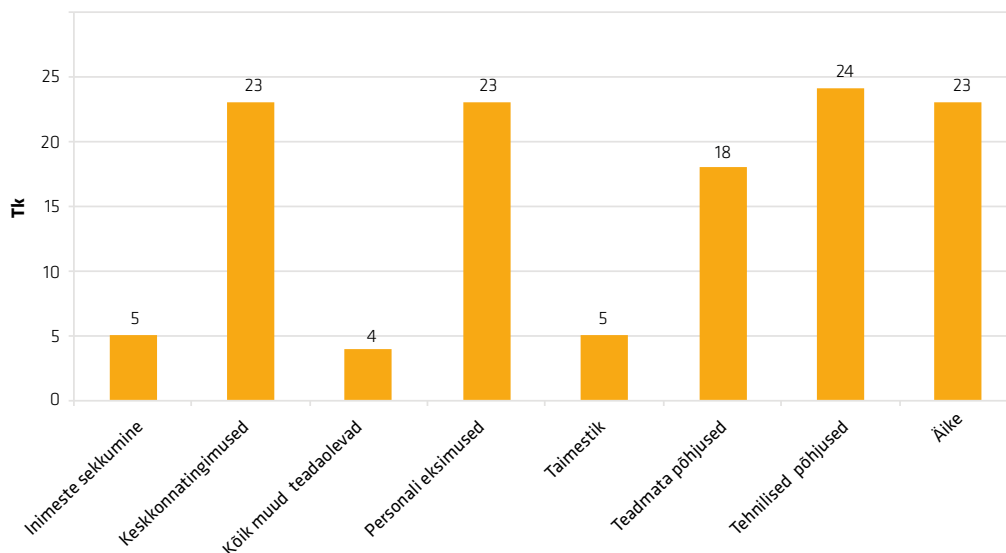
Väljalülitumisi oli liinide tõttu 70 tk, alajaamade seadmete tõttu 46 tk ja alalisvooluseadmete tõttu 10, mis teeb vastavalt 56 %, 37 % ja 8 % väljalülitumiste koguarvust.

Andmata jäänud energia Eleringi-poolsetest võrguhäiringutest oli 216,46 MWh, mis oli 11,7 korda suurem kui 18,5 MWh 2018. aastal. Võrdlusena võib tuua, et viimase 15 aasta aastane keskmine ulatub üle 100 MWh ehk 131 MWh. Keskmise numbril viivad suureks iga-aastased tormid, nagu näiteks jaanuaritorm 2005. aastal ja jõulutorm 2011. aastal. Viimasel kuul 2019. aastale eelneval aastal ei ole tugevaid torme olnud, mil andmata energia hulk oli ka väike. Tugevat tuult esines aga 2019. aastal, mis mõjutas omakorda andmata energia hulka.

Katkestatud tarbimiskohti oli 34 tk, sealhulgas alajaamade seadmete tõttu oli 32 ja liinide tõttu 2 tarbimiskoha katkestust. Alajaamade seadmetest põhjustatud katkestusega tarbimiskohti oli 94 % ja liinidest 0,06 %. Automaatika töötamise ajaga katkestused siin ei kajastu.

Joonis 3.19 kirjeldab 2019. aastal toimunud väljalülitumisi põhjuste suuremate kategooriatena. Siin on näidatud Eleringi enda seadmete riketest põhjustatud väljalülitumised. Sellel joonisel ei ole toodud Eleringi klientide ja naabervõrkude seadmete riketest põhjustatud Eleringi seadmete väljalülitumisi.

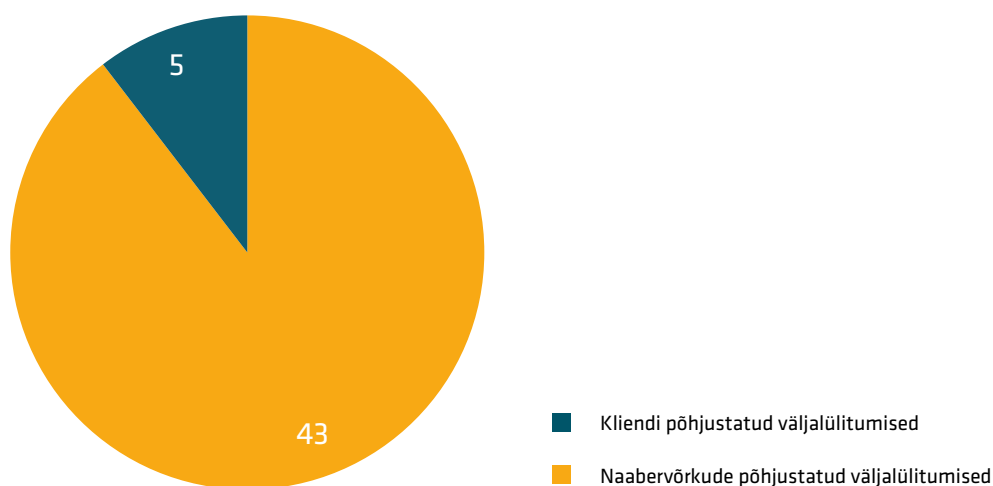
Joonis 3.19  
Väljalülitumised  
põhjuste lõikes 2019



Lisaks ülaltoodud väljalülitumistele toimus Eleringi võrgus seadmete väljalülitumisi, mille põhjustasid Eleringi klientide ja naabervõrkude seadmete rikked. Need on toodud alljärgneval joonisel 3.20.

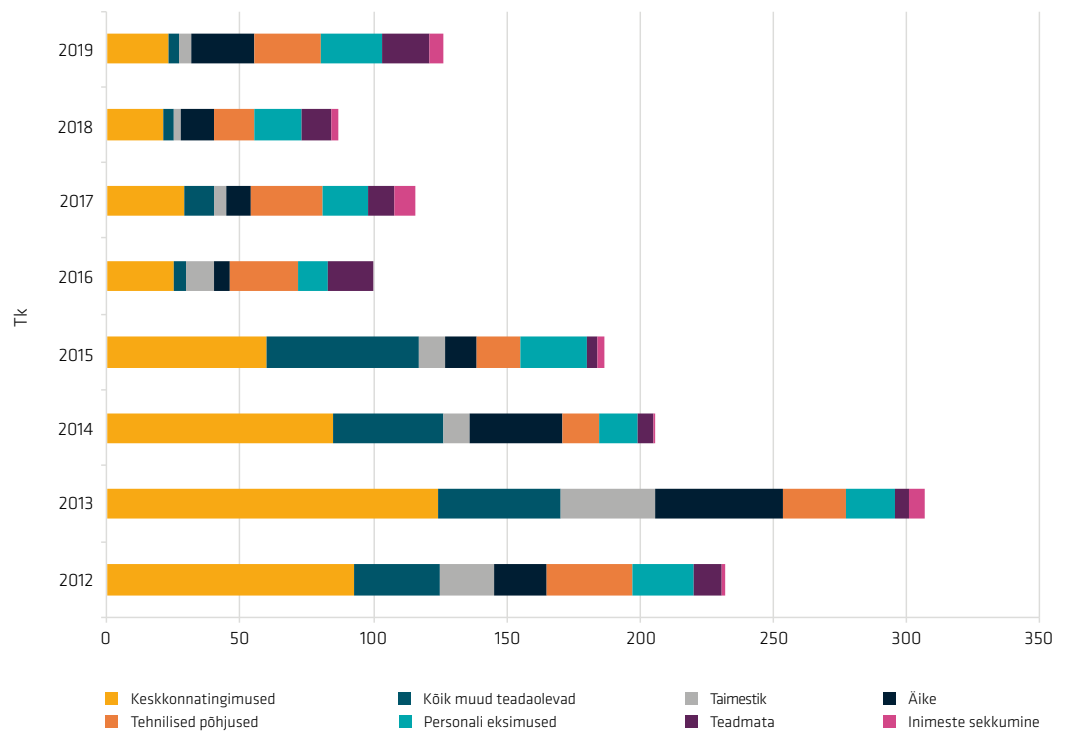
Joonis 3.20 kirjeldab 2019. aasta Eleringi klientide ja naabervõrkude seadmete riketest põhjustatud Eleringi seadmete väljalülitumisi, millest suurema osa moodustasid kliendi seadmete riketest põhjustatud Eleringi seadmete väljalülitumised. Eleringi suurim klient on jaotusvõrguettevõtte Elektrilevi. Väiksema osa moodustasid naabervõrkude seadmete riketest põhjustatud Eleringi seadmete väljalülitumised. Eleringi naabervõrgud on Soome (Fingrid), Läti (Augstsprieguma tikls) ja Venemaa elektrivõrgud.

Joonis 3.20  
Eleringi klientide ja  
naabervõrkude seadmete  
rikketest põhjustatud  
Eleringi seadmete  
väljalülitumised 2019.  
aastal.

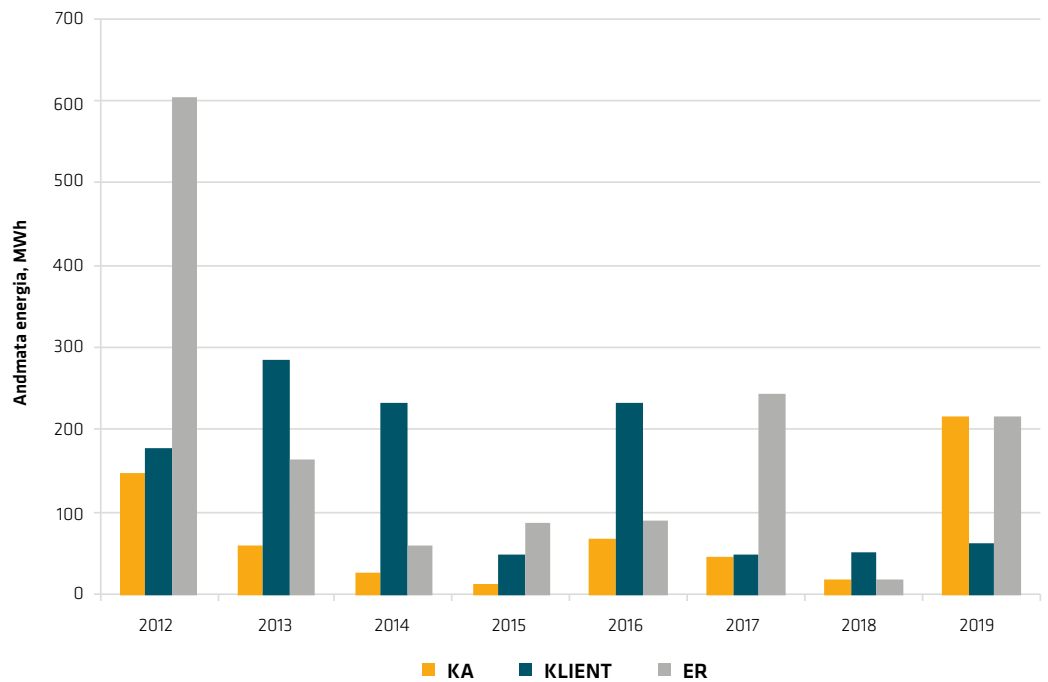




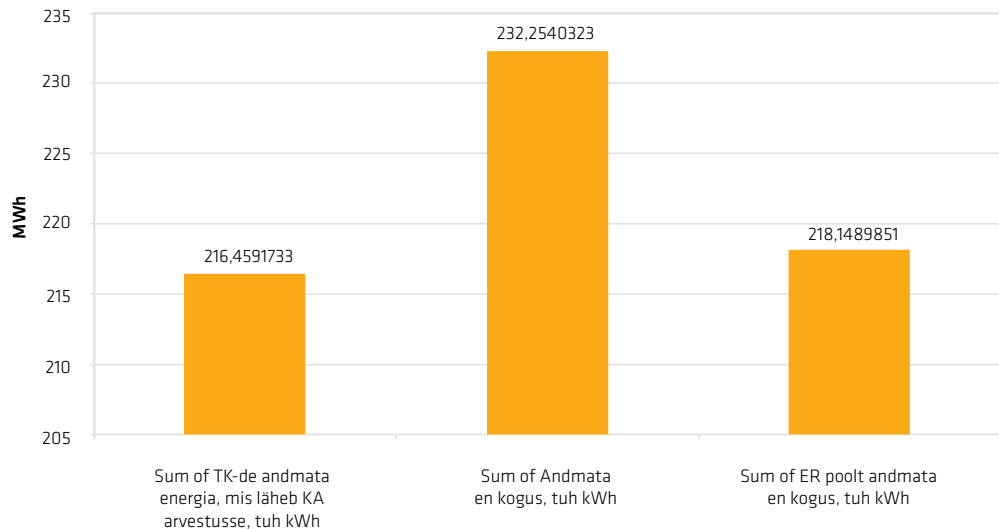
Joonis 3.21 kirjeldab Eleringi poolt põhjustatud väljalülitumisi põhjuste lõikes ajavahemikus 2012-2019.



Joonis 3.22 Andmata jäänud energia. KA - määrus; KLIENT - naabervõrgud ja kliendid; ER - tarbimiskoha kaudu edastamata jäänud energia läbi aastate.



Joonis 3.24  
Võtab kokku andmata  
jäänud energia kogused  
erinevate grupeeringute  
lõikes 2019. aastal.



### 3.3.2 Välisühendused

#### 31.03.2019 EstLink 2 väljalülitumine – põhjus materjaliviga.

31.03.2019 kell 19:39 lülitus Püssi konverterjaama HVDC muunduri rikkest avariiliselt välja EstLink 2. Väljalülitumise põhjustas türistoride torniga ühendatud jahutussüsteemi painduva vooliku defekt, mille tulemusena tekkis deioniseeritud vee leke muundurisse. Defektsed ja riknenud osad vahetatud uute vastu. Katkestuse kestus kokku oli 50,67 tundi ning EstLink 2 lülitati tagasi võrku 02.04.2019 kell 22:19 ja anti turu käsutusse pärast proovitööperioodi lõppu 03.04.2019.a. hommikul.

#### 17.04.2019 EstLink 2 väljalülitumine – põhjus rike naabervõrgus.

17.04.2019.a. kell 19:01 lülitus Anttila poolel välja EstLink 2. Väljalülitumise põhjustas kaitse- ja juhtimissüsteemi rike. Defektne kontrolleri kaart DC osa kaitsesüsteemis vahetati välja. EstLink 2 viidi tagasi töösse 18.04.2019.a. kell 05:30.

#### 8.05.2019 Püssi alajaama 330 kV latt 304, EstLink 2 väljalülitumine – põhjused seadme defekt ja paigaldusviga.

8.05.2019.a. kell 6:35 Püssi alajaamas L364 Püssi - Viru hooldusesse viimisel LL 3L44-2 väljalülitamisel lülitusid välja 330 kV latt 304 ja Estlink 2. Väljalülitamise põhjustas liini L364 330 kV võimsuslülit (3V44) rike, mille tagajärjel lülitati lahklülitiga pingestatud liini. Tekkinud elektrikaare tagajärjel rakendus alajaamas võimsuslülit tõekestaitse ja lati kaitse ning välja lülitusid latile 304 ühendatud EstLink 2 VL 3V46, L359 VL 3V49, L360 VL 3V40 ning autotrafo A3T VL 3V3T, 110 kV VL jäi sisse lülitatuks. EstLink 2 lahtri ehitusaegse seadistusvea tõttu lülitati lati kaitse poolt ekslikult välja ka EstLink 2 võimsuslülit 3V36 ning sellega koos lülitus välja EstLink 2. EstLink 2 tagasi töösse viidud kell 06:49 (katkestuse kestus 0,23 tundi). 330 kV latt 304 pingestati kell 07:03.

#### 4.06.2019 EstLink 2 väljalülitumine – põhjus seadme defekt.

4.06.2019.a. kell 13:51 lülitus Püssi konverterjaama muunduri rikke tõttu avariiliselt välja Estlink 2. Väljalülitumise põhjustas muunduri tasandusahela kondensaatori defekt, mille tagajärjel said vigastada ka ühe mooduli pooled türistorid. Riknenud seadmed asendatud varuosadega ning EstLink 2 tagasi töösse viidud 06.06.2019 kell 22:36. Avariilise katkestuse aeg oli kokku 56,75 tundi.

#### 16.06.2019 EstLink 2 filtri väljalülitumine - põhjus lubatud ebaselektiivsus.

EstLink 1 trafo pingestamisel pärast EL1 pimekäivitusteste lülitus välja EL2 filter ACF1 =60D01. Väljalülitunud filter visuaalselt üle vaadatud ja tagasi töösse viidud.

#### 06.07.2019 L301 väljalülitumine – põhjus rike naabervõrgus.

06.07.2019 kell 03:31 lülitus Tartu ja Valmiera alajaamast välja L301. TLA Tartu alajaamas ebaedukas, Valmiera alajaamas edukas. Tartu alajaamas L301 VL 3V41 ja 3V42 käsitsi sisse lülitatud. Rikkekoht Läti territooriumil.

### 05.08.2019-30.08.2019 EstLink1 blokeerumise sündmused – põhjus tehnilised põhjused.

Vahemikus 5.08.2019.a. kuni 30.08.2019 toimus Harku konverterjaama avariiline väljalülitumine (pooluste blokeerimine) kokku kuuel korral kogu katkestuse kestusega 0,73 tundi. Väljalülitumiste põhjuseks oli ekslik lingi blokeerimiskäsu („early make indication“ tulemusena) saatmine Harku alajaamast, mis omakorda oli seotud Harku alajaama DC omatarbe pinge asümmeetriaga ning ehitustöödega Harku alajaamas. Rikete tulemusena viidud Harku alajaama võimsuslüliti abikontakti DC toide Harku konverterjaama toitele.

### 27.10.2019 L301 väljalülitumine – põhjus rike naabervõrgus.

27.10.2019.a. kell 16:07 lülitus ebaeduka TLA-ga välja L301 Tartu - Valmiera Tartu ja Valmiera alajaamadest. Rikke põhjus oli Läti elektrivõrgus.

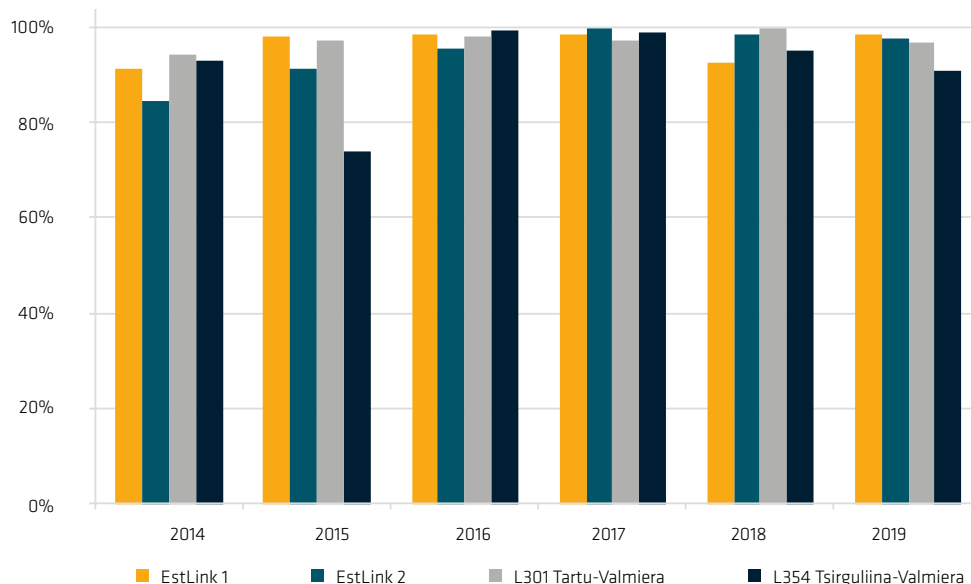
### 21.11.2019 L353 väljalülitumine – põhjus seadme vananemine.

21.11.2019.a. kell 17:58 lülitus ebaeduka TLA-ga välja L353 Viru – Tsirguliina Viru ja Tsirguliina alajaamadest. Väljalülitumise põhjustas isolaatori purunemine ja juhtme allakukkumine mastis M536, mistõttu oli ELV-le andmata energia kogus 0,69 MWh

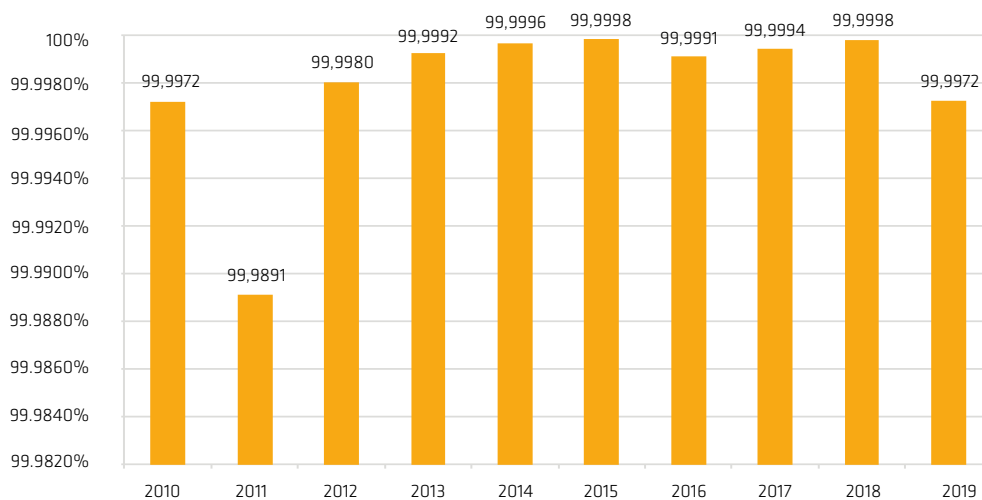
### 27.12.2019 Estlink2 väljalülitumine – põhjus rike naabervõrgus.

27.12.2019.a. kell 20:02 lülitus välja EstLink 2 tulenevalt 450 kV defektsest pingest mõõteseadmest Soome poolel. Kuna ka paigaldatud varuseadme sekundaarahelates oli valesid komponente, siis viibis EstLink 2 tagasi tööse viibimine kuni 04.01.2020 kell 16:23-ni. Kokku oli avariilise katkestuse pikkus 188,37 tundi. Väljalülitumise põhjustas HVDC pingest mõõteseadme defekt Anttila konverterjaamas.

Joonis 3.25  
Välisühenduste  
töökindlus 2014-2019  
aastate lõikes



Joonis 3.26  
Ülekandekindlus  
aastate lõikes,  
perioodile  
2010-2019



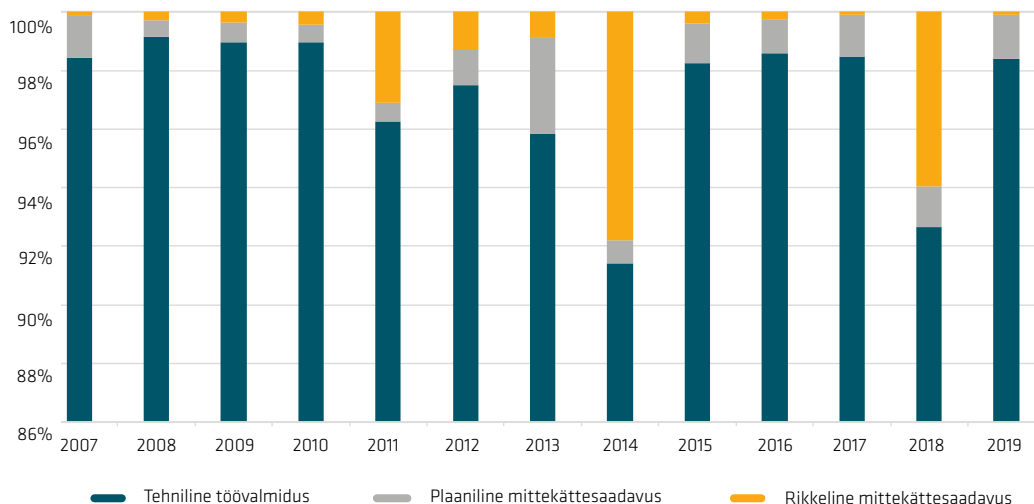
Tabel 3.2  
EstLinkide statistika

Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Energiakasutus	23,02 % (ca 706 GWh) EE->FI: 58 GWh FI->EE: 648 GWh	60,40 % (3 439 GWh) EE->FI: 255 GWh FI->EE: 3 184 GWh
Tehniline töövalmidus	98,41 % (5,75 % kõrgem kui 2018)	97,51 %* (0,94 % madalam kui 2018)
Plaaniline mittekättesaadavus	1,49 % (130,9 h)	0 % (0 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,1 % (8,3 h)	2,49 % (218,1 h)
Katkestuste arv kokku	16	5
Plaaniliste katkestuste arv	8 (1 FIN, 6 EST, 1 ühine)	0 (0 FIN, 0 EST, 0 ühised)
Rikkeliste katkestuste arv	8 (1 FIN, 7 EST)	5 (2 FIN, 3 EST)

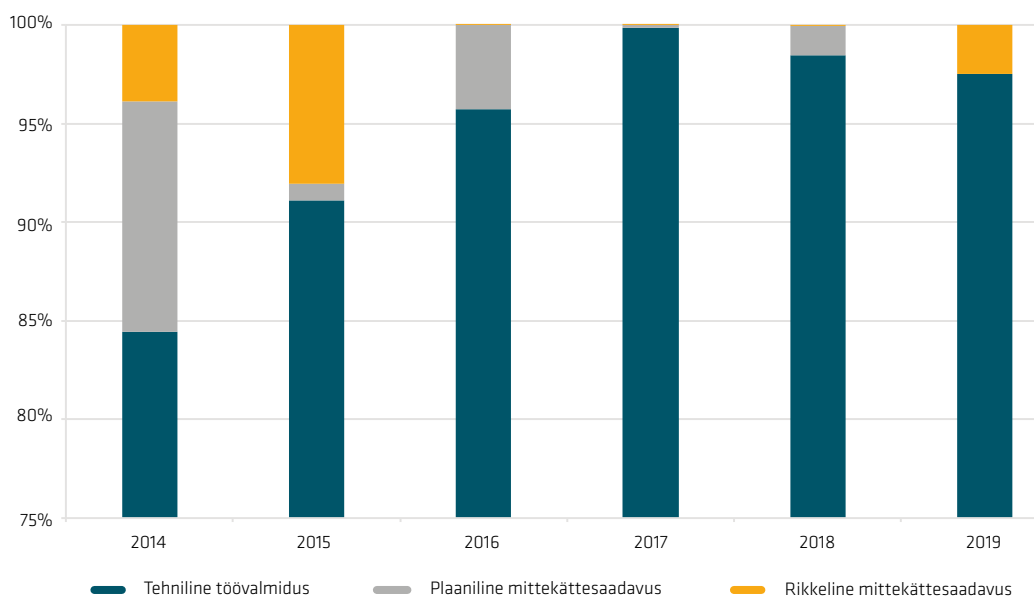
Eesti-Soome ristlõikel 2019. aastal kokku 1272 pudelikaela tundi ehk ca 14,52 % tundidest aastal, millest:

- Kogu installeeritud ülekandevõimsus oli kasutatud (st EstLinke kasutati täisvõimsusel ilma piiranguteta): 875 tundi ehk 9,99% aastast;
- Ülekandevõimsust piirati Elering või Fingridi võrgust tulenevalt (sh HVDC ühenduste piirangute tõttu) 179 tundi ehk ca 2,04% aastast;
- Põhjamaade võimsuse muutuse kiirusest tingitud piiranguid oli 39 tunnil ehk 0,45 % aastast

Joonis 3.27  
EstLink 1 töökindlus  
aastatel 2007-2019



Joonis 3.28  
EstLink 2 töökindlus  
aastatel 2014-2019



### 3.3.3 Sisevõrk

Suurimad rikked, mille puhul edastamata energia oli üle 1 MWh, olid järgmised:

#### **9.01.2019 Sikassaare alajaama trafode C1T ja C2T väljalülitumine – põhjus kliendi põhjustatud rike**

9.01.2018.a. kell 09:51 lülitusid Sikassaare alajaamas 35 kV lattide kaarekaitse töötamisel välja trafod C1T ja C2T, mis on tarbija seadmed. Katkestus oli 35 kV ja 10 kV tarbijatele, toiteta oli kogu Sikassaare alajaam, sealhulgas Kuressaare linn. 10 kV tarbijatele oli katkestus 3 tundi 44 minutit kuni kella 13:35-ni. Kell 12:48, peale trafode C1T ja C2T skeemist lahtutamist, pingestati 110 kV I ja II latisektsioon. 35 kV latid ühendati lahti. Kell 13:15 pingestati trafo C2T ja kell 13:35 trafo C1T. See on kliendi põhjustatud suurima andmata energiaga väljalülitumine. Andmata energiat oli 46,7 MWh.

#### **13.04.2019 Pargi alajaama trafo C2T väljalülitumine – põhjus seadme vananemine**

13.04.2019.a. kell 22:06 lülitus välja Pargi alajaama trafo C2T. Väljalülitumise põhjust ülevaatusel ei avastatud, kuna alajaamas releekaitse näidikud rakendunud ei olnud. Trafo pingestati kell 22:57 edukalt. ELV lülitas 6 kV latid pinge alla kell 23:05. Katkestus 6 kV 2. sektsiooni tarbijatele oli 59 minutit. Arvatavaks põhjuseks oli trafo C2T surveklapi mikrolõpplülitid defekt niiskuse sissepoole tekkimisest. Mikrolõpplülitid vahetatud 15.05.2019. Andmata energiat oli 1,7 MWh.

#### **18.05.2019 Balti alajaama L300 VT 3VT11 L3 põleng - põhjus sätete paigaldusviga.**

18.05.2019.a. kell 18:58 lülitus välja L300 Balti - Tartu ja Balti alajaama A1T, A2T, 110 kV latid. Rikke põhjustas Balti alajaama L300 voolutrafo 3VT11 L3 purunemine kell 18:36 ja põleng. Katkestus EMK, Eesti OT, Sirgala ja Narva EV tarbijatele. Narva linna tarbijate toide taastati kell 19:53. Kell 20:28 põleng Balti alajaamas likvideeritud, taastatud normaalskeem. L300 viidi töösse kell 20:33. Andmata energiat oli 35 MWh.

#### **11.06.2019.a. Linda alajaama trafo C1T väljalülitumine – põhjust ei tuvastatud**

11.06.2019.a. kell 22:03 lülitusid Linda alajaamas välja trafo C1T algselt lühisti sisse, siis lahuti välja ja L043 Tsirguliina – Linda. Liinil L043 oli L1 lühis. Tsirguliina alajaamas L043 TLA oli edukas. Katkestus Linda alajaama tarbijatele kuni 22:24-ni kestusega 1 tund ja 21 minutit. Trafo pingestati kell 23:24. Tarbijatele toite taastamisega läks kaua aega, kuna trafode oli vaja ülevaatus teha. Sel päeval oli Eleeringi trafo C2T remondis ja RLA ei saanud töötada, kuna 10 kV II sektsioon jäi ka pingetuks. Andmata energiat oli 2,26 MWh.

#### **21.09.2019 Kunda alajaamas L8060 väljalülitumine – põhjus sätete paigaldusviga**

21.09.2019.a. kell 06:42 lülitus välja tupikliin L8060 Kunda - Estonian Cell Kunda alajaamast (raken-dus liigvoolukaitse). TM teel liini võimsuslülitit sisse lülitada ei õnnestunud, tõrget uuritakse. Liin pingestati kell 09:04, katkestus tarbijale 2 tundi ja 22 minutit. Põhjuseks on see, et 110 kV II süsteemi süsteemiautomaatika relees olev PKVA/PTLA konfiguratsioon on tehtud väga keeruliselt. Andmata energiat oli 59,73 MWh.

#### **27.10.2019 L134B väljalülitumine - põhjus puu langemine liinile**

27.10.2019.a. kell 16:28 lülitus ebaeduka TLA-ga välja L134A/B Paide – Suure-Jaani – Viljandi. Katkestus Suure-Jaani alajaama tarbijatele kuni kella 18:36 kestusega 2 tundi 8 minutit. Rikke põhjustas liinile L134B kukkunud puu. Andmata energiat oli 5,9 MWh.

#### **27.10.2019 Võru alajaamas väljalülitumine - põhjus paigaldusviga**

27.10.2019.a. kell 16:32 lülitus välja Võru alajaam. Katkestus Võru, Soo, Rõuge ja Ruusmäe alajaama tarbijatele. Rikke põhjustasid tugeva tuule tõttu 110 kV lattidesse lennanud alajaama hoone katuseplekid. Andmata energiat oli 107,5 MWh.

#### **08.11.2019 Kopli alajaamas trafo C2T väljalülitumine - põhjus sätete arvutusviga**

8.11.2019.a. kell 18:35 lülitus välja Kopli alajaama trafo C2T. RLA. Toide taastati kell 18:49. Trafo pingestati edukalt kell 19:33. ER distantskaitse II aste vale sättega - viide pikem kui ELV kaitsel. Toimimis C2T distantskaitstes Z2 viitega 0,4 s, mis oli kooskõlastamata ELV voolulõikega viitega 0,5 s. 15.11.2019 tõstetud sätte viide 4,0 s peale. Kaitse toimimis liigselt. Põhjuseks sätete arvutusviga. Andmata energiat oli 1,37 MWh.

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

Eleringi strateegilised eesmärgid on seotud võrgu töökindlusega vähendamaks katkestusi või selle toimumise riski tarbijatele. Eesmärkide täitmiseks töötati 2013. aastal välja võrgu töökindluse tõstmise programm „Liinid puuvabaks“ 2013 – 2017, mille peamised osad olid:

1. Liinikoridoride laiendamine
2. Isolaatorkettide vahetamine ja linnutõkete paigaldamine
3. Õhuliinide gabariitide korrastamine
4. Alajaama üksikseadmete vahetus
5. Personal

Kuna suurem osa programmis „Liinid puuvabaks“ toodud projekte on valminud, siis arvestades ka gaasivõrgu lisandumisega koostati 2016. aastal kava võrkude töökindluse ja ohutuse edasiseks tõstmiseks järgneval 5 aastal – „Kindel võrk 2016-2021“. Eelnevast programmist on lõpetamata elektriliinide kaitsevööndite raadamine, ning vastavad tegevused ja eesmärgid on uuendatud käesolevas kavas.

„Kindel võrk“ kava eesmärgiks on parandada hoolduse, sh ka kaitsevööndite hoolduse kvaliteeti, eesmärgiga vähendada katkestusi klientidele ja piiranguid välisühendustel, samal ajal maksimeerides nii elektriliinide kui ka gaasitorustike eluiga, mille tulemusena vähendada tuleviku investeeringukulusid.

Oluliseks aspektiks on lisandunud elektri ja gaasivõrgu ohutuse suurendamine, arvestades võimalike intsidentide suure negatiivse kajastusega, vähendades ohtusid Eleringi võrgust nii inimeste elule ja tervisele kui ka ohtusid varale ja keskkonnale. Ohutuse suurendamisega seotud tegevused teenivad nii katkestuste vähendamise eesmärki kui ka ohutuse suurendamise eesmärke tulenevalt faktist, et suurem osa elektrivõrgu riketest on seotud lühistega avalikult ligipääsetavates liini kaitsevööndites ning samuti on suur osa katkestuse tõttu andmata energiast seotud inimeste tegevusega elektripaigaldises.

Käesolev plaan hõlmab tegevusi, mille eesmärk on:

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

Võrreldes eelnevaga on hoolduse põhimõtetes muutunud prioriteetide määramine, mis baseerub riski hindamisel tulenevalt seadme olulisusest ja selle seisukorrast (viimaste korrutis). Olulisuse all on seejuures silmas peetud potentsiaalset andmata energia kogust, mõju NTC-le (*Network Transmission Capacity*) ja ohutusaspekte.

Elektriliinide kaitsevööndi pindala on 2019. aasta lõpu seisuga kokku 32090 ha, millest ca 50 % paikneb metsastunud alal.

Liinid puuvabaks programmi alustamisel oli raadamata metsaala kokku ca 1400 ha, siis 2019. aasta detsembri lõpu seisuga on liinide kaitsevööndites raadamata veel 255 hektarit metsa.

## 3.4 RISKI- JA SEISUNDIPÕHINE HOOLDUS

---

### 3.4.1 Riskipõhine hooldus (Risk-Based Maintenance RBM)

Riskipõhise hoolduse (RBM) hooldusressursside prioriteediks on kõige suurema riskiga varad. See on hooldusressursside kõige säästlikuma kasutamise määramise meetodika. Seda tehakse nii, et kogu rajatise hooldustööd oleks optimeeritud, et minimeerida rikkeohtu.

Riskipõhine hooldusstrateegia põhineb kahel peamisel etapil:

1. Riski hindamine
2. Hoolduse kavandamine riski alusel

Riskipõhine hooldus (RBM) on hoolduse meetodika, mille alusel varasid, millel on suurem risk ja suuremad rikke või väljalülitumise põhjustatud kahjustuste tagajärjed, hooldatakse ja jälgitakse sagedamini. Madalama riskiga varade suhtes kehtivad vähem ranged reeglid. Riskipõhise hooldusprotsessi rakendamine tähendab, et kogu rikkeoht minimeeritakse rajatise kõige ökonoomsemal viisil.

RBM baseerub rikete riski hindamisel piiratud hooldusressursside korral, kus prioriteediks on kõige suurema(te) riskiallika(te)ga ehk kõige rohkem rikkeid ja väljalülitumisi põhjustavate seadmete hooldus.

Risk = tõenäosus x tagajärg.

Selle tulemusena kõige suuremat riski põhjustavatele seadmetele määratakse kõige väiksema välbaga hooldus koos sellele eelneva inspekteerimisega, madalama riskiga seadmeid hooldatakse ja inspekteeritakse pikema perioodi järel.

Riskipõhine hooldus on majanduslikult kõige efektiivsem ja ökonoomsem väljalülitumiste ja rikete riskide minimeerimise meetodika.

Riskipõhine hooldus on sisuliselt ennetav hooldus, kus hoolduse intervall ja maht on pidevalt optimeeritud läbi testimiste ja inspekteerimiste tehtud analüüside tulemuste ning riskide hindamise. Riskipõhise hoolduse näide oleks riskipõhine inspekteerimine. Näiteks Eleringis on endised nõukogudeaegsed seadmed lühema hooldusperioodiga kui kaasaegsed lääneriikides toodetud sama funktsionaalsusega seadmed. Mõnede seadmete lühema välbaga hooldused on kehtestatud tootja poolt ettenähtud nõuete alusel ja mõnede puhul on risk arvesse võetud vastavalt Eleringis kogemuslikult kehtestatud normidele.

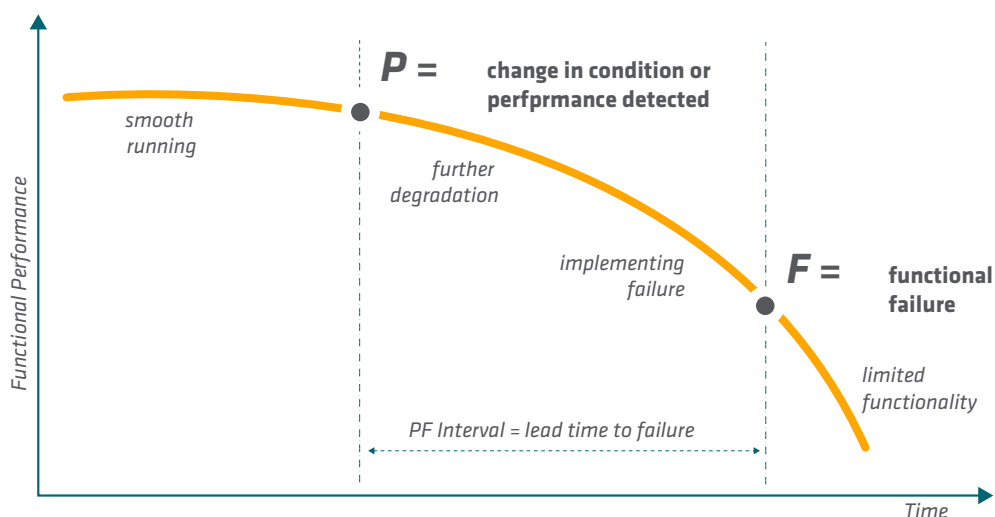
### 3.4.2 Seisundipõhine hooldus (Condition-Based Maintenance CBM)

Seisundipõhist hooldust (CBM) tehakse ainult vajaduse korral. Enamus rikkeid ei ole seotud seadme vananemisega. Suurem osa rikkeid ja defekte on võimalik ennetada enne tõsisemate tagajärgede ilmnemist, mil rikke tunnused avalduvad ja need on õigeaegselt võimalik ka avastada.

Kui avastatakse rikke tunnused juba varases staadiumis, saab rakendada meetmeid vältimaks selle süvenemist osaliselt või täielikult ja/või vältida rikke tagajärgi. Seisundipõhise hoolduse strateegia eelduseks on seetõttu füüsilised tõendid tõrke esinemise või defekti ilmnemise kohta. Seisundipõhine hooldus eeldab laialaatuslikumaid seadme välispidise seisundi jälgimise tehnika rakendamise võimalusi.

Seisundipõhise hoolduse olemus on toodud P-F kõveraga alljärgneval joonisel:

Joonis 3.29  
Seisundipõhise  
hoolduse olemus,  
P-F kõver



Kõver näitab, et rikke korral hakkab seade halvenema kuni punktini, kus riket on võimalik juba avastada (punkt "P").

Kui riket avastada ega suuremat ohtu kõrvaldada ei suudeta, siis see viga süveneb (punkt "F"). P and F vaheline ajavahemik, mida tavaliselt nimetatakse P-F intervalliks, on aken, millal ülevaatusel on võimalik rikkeline koht tuvastada ja on veel piisavalt aega selle käsitlemiseks ja kõrvaldamiseks.

Oluline on mõista, et seisundipõhine hooldus kui hooldusstrateegia ei vähenda rikete esinemisi, aga selle eesmärk on võimalus hakata riket menetlema enne, kui see areneb juba tõsiseks kahjustuseks. Selle meetodi eeliseks on ökonoomsus ja väiksem mõju seadme töövõimekusele.

Teisisõnu, seisundipõhine monitooring ei paranda seadmeid ega hoiä ära rikkeid ja defekte. Seisundipõhine monitooring võimaldab leida probleemseid kohad enne, kui need on jõudnud areneda tõsiseks rikkeks.

Lihtne rusikareegel ütleb, et seisundipõhise hoolduse etappidevaheline intervall peaks olema kas pool või üks kolmandik P-F intervallist.

See, kui palju seisundipõhine hooldus on rikkepõhisest hooldusest efektiivsem ja tulemuslikum, sõltub P-F intervalli pikkusest. Rohkete häirete ja hoiatustega saab seadme remonti juba varakult ette planeerida, materjale ja ressursse organiseerida ja seadme täielikku kahjustust ennetada, ehkki seadme normaaltalitus on hoolduse ajaks paratamatult peatatud. Kui P-F intervall on ainult mõned päevad, kuid korralduslikud ja töökoha meetmed on samad, mis oleksid seadme täieliku purunemisejärgse remondi korral, siis seisundipõhise hoolduse mõte on suures osas kadunud.

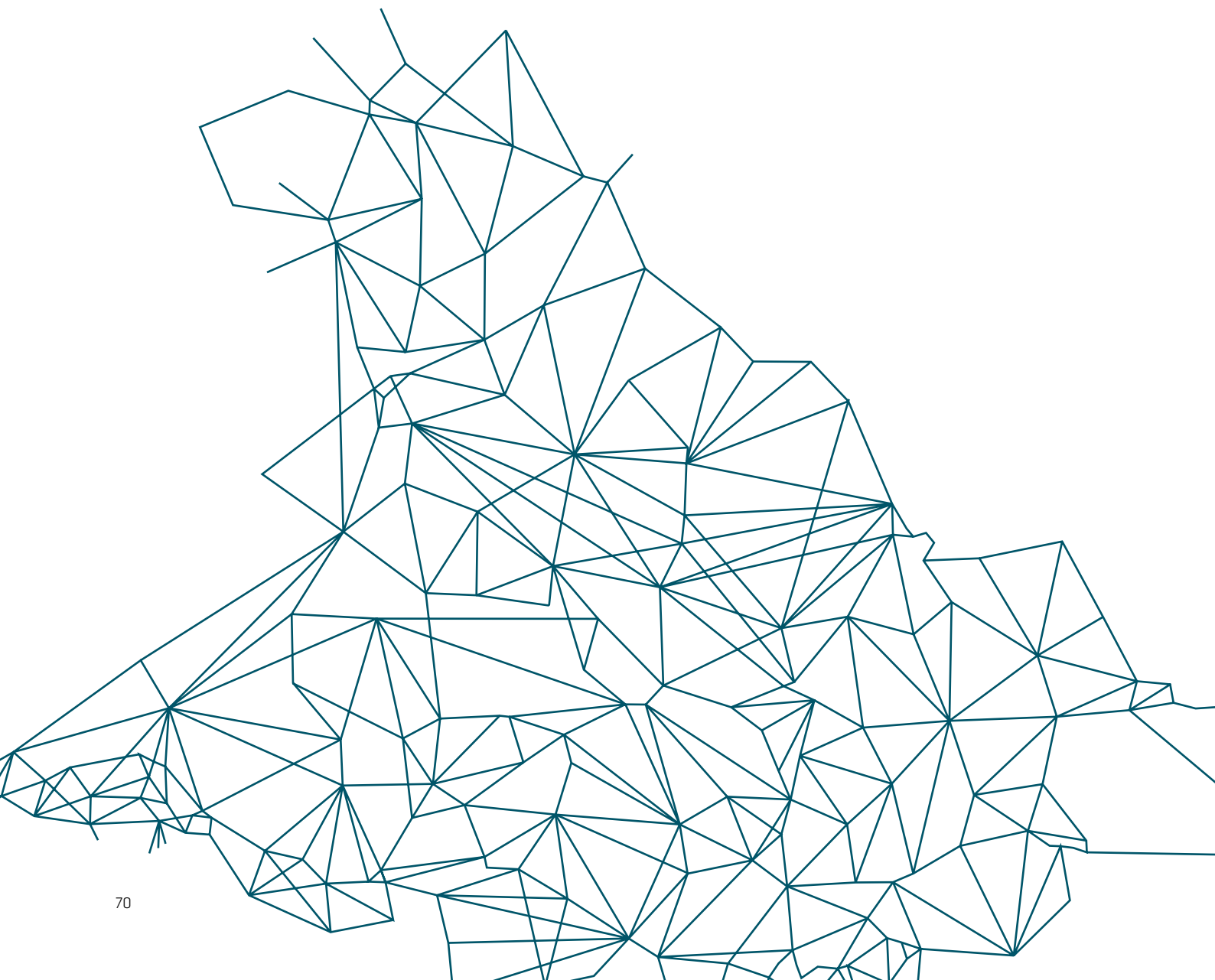
Seisundipõhise hoolduse efektiivsuse jaoks on varane sekkumine hädavajalik. See nõuab tõhusat ja efektiivset andmete kogumise, andmete analüüsimise, otsuste tegemise ja lõpuks sekkumise meetodikat.

Rikete režiimis, kus P-F intervall näitab suurt varieeruvust, ei ole seisundipõhine monitooring efektiivne strateegia.

Eleringi liinide hooldus põhineb seisundipõhisel hooldusel, mis baseerub liinide iga-aastastel ülevaatusel avastatud defektidel.

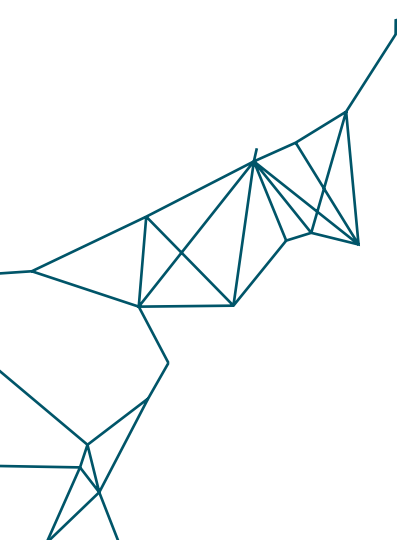






# 4 Elektrisüsteemi piisavus

4.1	ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE PEATÜKI KOKKUVÕTE .....	72
4.2	ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE MÕISTE JA ROLL VARUSTUSKINDLUSES .....	72
4.3	EESTI VARUSTUSKINDLUSE NORM .....	73
4.4	EUROOPA JA LÄÄNEMERE REGIOONI ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUS.....	74
4.4.1	Elektrisüsteemi piisavus ENTSO-E MAFi põhjal .....	74
4.4.2	Regiooni elektrisüsteemi piisavus deterministliku analüüsi põhjal .....	76
4.5	ERAKORRALISED STSENAARIUMID .....	78
4.5.1	Balti sünkroonala stsenaarium .....	78
4.5.2	Baltikumi hädaolukorra toimepidavuse stsenaarium .....	79
4.5.3	Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium.....	80
4.6	ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2035.....	81
4.6.1	Jaotusvõrgud .....	83
4.7	EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2020. AASTAL .....	84
4.8	ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2019-2029.....	85
4.8.1	Muutused võrreldes 2019. aastaga .....	85
4.8.2	Suletavad tootmisseedmed ja olemasolevate tootmisseedmete võimsuse vähenemine.....	85
4.9	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2029.....	86
4.9.1	Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel.....	86
4.9.2	Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil.....	87
4.9.3	Eesti elektrisüsteemi piisavus aastani 2035 .....	88
4.10	TULEVIKUTEHNOLOOGIAD ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE TAGAMISEL .....	89
4.10.1	Energiasalvestus.....	90
4.10.2	Personaalne päikesepaneelide ja akude süsteem.....	92
4.10.3	Tarbimise juhtimine (Demand side response-DSR) .....	93
4.10.4	Riikidevaheline merevõrk .....	95

- 
- **Tänasele parimale teadmisele tuginedes on Eesti elektrisüsteemi piisavus järgneval kümnendil tagatud.**
  - **Elering hindab elektrisüsteemi piisavust Eestis kehtestatud varustuskindluse normi vastu ning tõenäosuslikul meetodil, vastavalt Euroopa elektri siseturu määrusele. Tõenäosusliku meetodi toetamiseks on kasutusel ka deterministlik meetod.**

## 4.1 ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE PEATÜKI KOKKUVÕTE

---

Elektrisüsteemi piisavuse tagamisel on kolm olulist etappi:

1. Varustuskindluse normi kehtestamine (vaata peatükk 4.3) vastavalt sotsiaalmajanduslikule tasakaalule
2. Pikaajaline elektrisüsteemi piisavuse hindamine (täpsema meetodika kirjelduse leiab peatükist 4.4 ja detailsemad tulemused Eesti ja Läänemere regiooni riikide kohta leiab peatükist 4.4.1)
3. Juhul kui pikaajaline elektrisüsteemi hinnang näitab paremaid süsteemi piisavuse indikaatorite väärtusi kui varustuskindluse norm ette näeb, siis tähendab, et süsteemi piisavus on tagatud. Juhul kui hinnang toob välja, et tulevikus on olukord kehvem kui norm lubab, siis on vastavalt Euroopa Komisjoni juhistele vaja eemaldada turutõrkeid ning viimases olukorras välja kuulutada võimsusmehhanism (täpsem kirjeldus peatükis 4.3).

Euroopa Parlamendi määrus kohustab kõikidel liikmesriikidel, kes tahavad tulevikus võimsusmehhanismi teha, vastu võtma ühisel meetodikal välja töötatud varustuskindluse normi. Eestis on varustuskindluse normi uuringud läbi viidud ning tulemused on saadetud valitsusse kinnitamiseks, kus otsustatakse kindel väärtus indikaatoritele, mille vastu peab süsteemi piisavust hindama. Normi indikaatorite selgituse ja normi määramiseks koostatud analüüsi võib leida peatükist 4.3.

Kõik Euroopa TSO-d teevad ENTSO-E-ga koostööd iga-aastase üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse analüüsi (MAF) koostamisel. Selle protsessi käigus kogutakse kõikide riikide käest parimad teadmised selle kohta, millised elektrijaamad eksisteerivad, millised töötavad, millised on reservis, kas on oodata lisanduvaid võimsusi, kuidas tarbimine kirjeldatud aastatel võib muutuda, millised on ülekandeliinide läbilaskevõimed, millal on elektrijaamade plaanilised seisakud ja mis on avariide statistika. Taolise kõikehõlmava andmebaasi põhjal teostatakse tõenäosuslikud analüüsid, mis annavad parima võimaliku ülevaate kogu Euroopa pikaajalisest varustuskindluse olukorrast ja annab võimaluse TSO-del selgitada, mida nemad kõige kriitilisemaks punktiks peavad, olgu selleks ebapiisavad ühendused, ambitsioonikas kliimapoliitika, juhitavate võimsuste puudumine või muu selline. Elering viib käesoleva aruande jaoks läbi samal meetodikal põhinevaid regiooni varustuskindlust kontrollivaid simulatsioone teostamiseks tulemustele kvaliteedikontrolli. Nendele analüüsidele tuginedes saab väita, et Eesti elektrisüsteemi piisavus on heal tasemel vähemalt kuni 2030. aastani. Detailsemaid tulemusi saab lugeda peatükist 4.4.

Eleringil on võimekus ja valmisolek teha tõenäosuslikke analüüse kirjeldamiseks ebatõenäolisi, kuid suure mõjuga olukordi, et hinnata nende riskitaset ja valmistada ette võimalikud tegevusplaanid mõjude vähendamiseks. Näiteks võib käesolevast aruandest lugeda analüüsi erakorralise Baltikumi saarestumise kohta. Lisaks on analüüsitud, mis mõju omab süsteemi piisavusele see, kui mõni juhitava võimsusega elektrijaam peaks planeeritust varem sulguma või tekib märkimisväärne taastuvelektri võimsuste lisandumine.

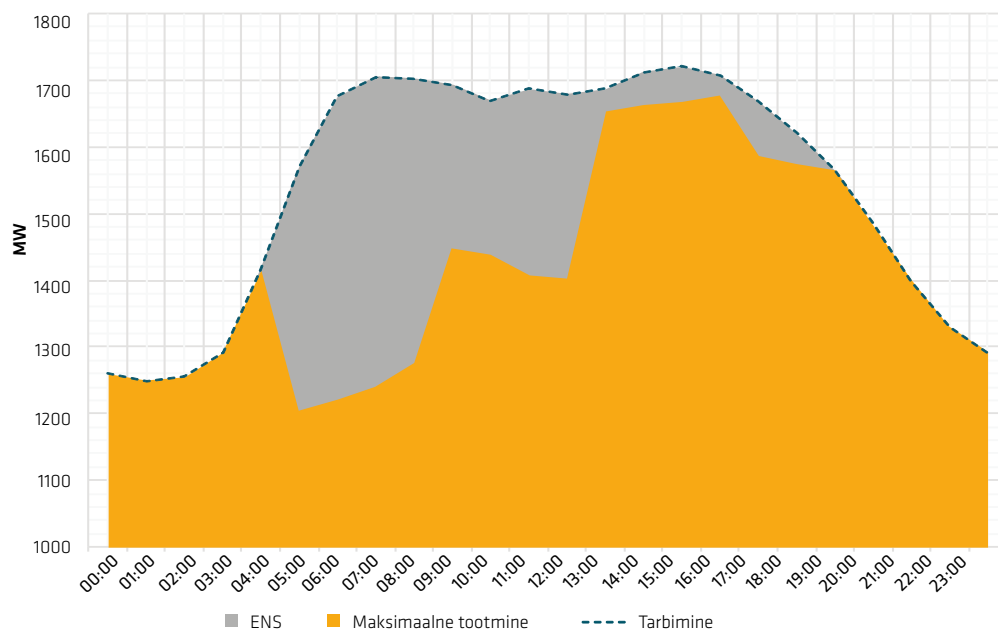
Analüüsid näitavad, et Eestis on süsteemi opereerimise poolest vaja hoida ligikaudu 1000 MW kindlat võimsust, millest enamik peaks olema ka juhitav võimsus. Seda kinnitavad ka tõenäosuslikud analüüsid, et kui 1000 MW on Eestis olemas, siis on ka elektrisüsteemi piisavus tagatud. Kui peaks juhtuma, et kindla võimsuse hulk langeb Eestis 1000 MW-st madalamale või kui eelmainitud tõenäosuslike analüüside tulemused peaksid näitama kehvemaid tulemusi kui normis lubatud, oleme valmis välja kuulutama strateegilise reservi võimsusmehhanismi.

## 4.2 ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE MÕISTE JA ROLL VARUSTUSKINDLUSES

---

Elektri tarbimine ja tootmine peavad igal ajahetkel olema omavahel tasakaalus. Elektrisüsteemi piisavus mõõdab süsteemi võimet erinevates olukordades tagada, et kodumaine elektritootmine pluss importivõimekus oleks piisav tarbimise katmiseks. Hinnagu andmisel analüüsitakse tuleviku elektrisüsteemi piisavuse näitajaid erinevates stsenaariumites, mis võivad Euroopas, regioonis ning Eestis realiseeruda. Kuna tarbimine on aastate lõikes muutuv (enamasti kasvav) ning tootmisvõimsuste maht ajas muutub, siis on oluline, et elektrisüsteemi piisavuse analüüsi uuendatakse iga-aastaselt. Nii tootmisvõimsuste kui ka juhitava tarbimise investeeringute teostamine nõuab tavapäraselt aastaid ning seetõttu on oluline vaadata elektrisüsteemi piisavust aastaid ette.

Joonis 4.1  
 Tarbimine, elektrisüsteemi  
 piisavus ja andmata jäänud  
 energia



Joonisel 4.1 on toodud näitlik olukord, kus oodatud tarbimist ei suudeta täita ning maksimaalse tootmisvõimsuse ja nõutava tarbimise vahele jääb ala, mis on *andmata jäänud energia* (Expected Energy Not Served – EENS või Energy Not Served-ENS). Jooniselt saab välja lugeda ka teise olulise parameetri - *piirangutundide arvu* (Loss of Load Expectation- LOLE). Antud olukorras on 16 piirangutundi (vahemikus 04.00 kuni 19.00), mis tähendab, et 16-l tunnill ei suudeta tarbimist täies ulatuses tootmisega katta. Piirangutund tekib nii olukorras, kus on puudu vaid mõni MW kui ka olukorras, kui on puudu mitusada MW. Piirangutundi teke näitab seda, et turul osalevatel elektrijaamadatel ei ole võimlust nii palju toota, kui tarbijad sooviks või on tekkimas pudelikael ülekande võimsustel ning toodetud elektrit ei suudeta tarbijani transportida. Siin on oluline märkida, et selline olukord ei tähenda *blackout*-i riski ega ilmtingimata tarbijate piiramist, sest LOLE on hinnatud päev-ette turu tasakaalu kohta, aga TSO-del on võimalik veel olukorda leevendada kasutades reserve.

Ainult piirangutundi arvu põhisel on raske hinnata probleemi tõsidust, sellepärast peab vaatama EENS ja LOLE parameetreid koos. Lisaks on vaja orientiiri, mille põhjal saaks otsustada, kas prognoositavad elektrisüsteemi piisavuse näitajad on „piisavad“ või „puudulikud“, selleks on kehtestatud *Eesti varustuskindluse norm*.

### 4.3 EESTI VARUSTUSKINDLUSE NORM

Euroopa Parlamendi määrus 2019/943, mis käsitleb elektri siseturgusid, ütleb, et igal liikmesriigil peab olema riiklik varustuskindluse norm, mille meetodika on kõikidele liikmesriikidele ühene. Normiga määrab iga liikmesriik oma elektrisüsteemi piisavuse taseme, mis on aksepteeritav. Elering on koos Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi ning Konkurentsiametiga läbi viinud Eesti varustuskindluse standardi taseme määramise. Eesti varustuskindluse standardi määramisel lähtuti välise konsultandi vastavasisulisest analüüsist<sup>4</sup>.

Vastavalt määrusele väljendatakse varustuskindluse standardit läbi kahe parameetri - piirangutundide arv (Loss of Load Expectation - LOLE) ja andmata jäänud elektrienergia kogus (Expected Energy Not Served - EENS). Parameetrid, mida varustuskindluse standardi määramiseks tuleb kasutada, on saamata jäänud energia hind (Value of Lost Load - VOLL), ühik [EUR/MWh], ja tasandatud uue lisandvõimsuse maksumus (Cost Of New Entry - CONE), ühik [EUR/MW]. CONE avutamiseks on vaja määrata standardtehnoloogia, mis oleks kõige tõenäolisem investimisotsus lisavõimsuse rajamiseks, eeldusel, et jaam rajatakse konkurentsitingimustele vastav.

Mõned olulisemad CONE standardtehnoloogia nõuded:

- Ei tohi olla subsideeritud ega olla riigi poolt toetatav ühelgi moel.
- Peab olema standardne lahendus, mis tähendab, et erinevatel projektiarendustel ei tohiks olla suuri tehnilisi ega majanduslikke erinevusi rajamise asukoha suhtes. Tootmisviis on töökindel ning selle kohta on teada püsi- ja muutuvkulud. Tehnoloogia efektiivsus ja kasumlikkus ei tohiks olla sõltuv üksuse võimsusest, peab olema lihtsasti skaleeritav.
- Tootmistehnoloogia lisamisega ei minda vastuollu kliima-eesmärkide saavutamiseks tehtud otsustega.

VOLL leidmiseks on vaja määrata hinnad, mida erinevad sektorid (tööstus-, teenindav ja erasektor) peavad enda saamata jäänud elektrienergia väärtuseks. Saamata jäänud elektrienergia väärtust on võimalik tõlgendada kui kahju, mis tekib ühe MWh elektrienergia andmata jäämisest või maksimaalset hinda, mida tarbijad oleksid valmis maksma MWh eest, et katkestust ära hoida.

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

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

Määratud normaal LOLE ja sellest tuleneva EENS väärtuse vastu hinnatakse kõiki edaspidiseid elektrisüsteemi piisavuse analüüse ja parameetreid. Läbi viidud uuringu põhjal oleks Eestis optimaalne keskmine piirangutundide arv 9 tundi. Aruande kirjutamise ajal ei ole piirangutundide arv veel valitsuse poolt kinnitatud, kuid sotsiaalmajanduslik kasu on suurim just selles punktis.

Kui peaks selguma, et tegelik olukord on kehvem kui 9 tundi, siis peab esiteks eemaldama võimalikud turutõrked, mis võivad takistada turupõhist võimsuste lisandumist. Juhul kui isegi see ei aita, siis peab välja kuulutama võimsusmehhanismi, mis on sisuliselt riigiabi elektritootjatele, et nad pakuksid vajalikku mahus võimsust. Erinevate mehhanismide kaardistamise ja sobilikkuse tulemusena jäi kõige perspektiivikamaks lahenduseks strateegiline reserv, uuringuga saab tutvuda Eleringi kodulehel<sup>5</sup>. Selleks peab olema võimsus, mis elektriturul ei osale, kuid on valmisolekus tiputarbimist katma.

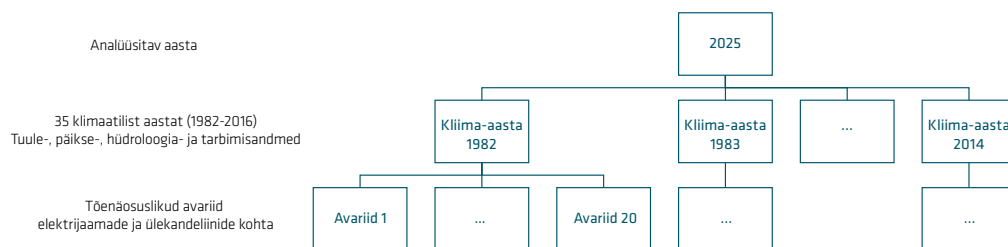
## 4.4 EUROOPA JA LÄÄNEMERE REGIOONI ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUS

### 4.4.1 Elektrisüsteemi piisavus ENTSO-E MAFi põhjal

ENTSO-E koostab igal aastal üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse aruande (Mid-term Adequacy Forecast – MAF). Aruande aluseks on Euroopa süsteemioperaatorite poolt esitatavad andmed iga riigi tootmisvõimsuste, tarbimise ning ülekandevõimsuste kohta ja kogutud andmeid sisaldav üleeuroopaline turu modelleerimise andmebaas (PEMMDB). Elering väärtustab sellist andmebaasi ja kontrollib enda parimate teadmiste järgi andmete kvaliteeti ja õigsust nii Eesti kui ka naaberriikide kohta. Aruande ajaline perspektiiv on kuni 2030. aastani ning tulemused sisaldavad kõigi Euroopa riikide elektrisüsteemi piisavuse indikaatoreid. Nimetatud aastate analüüsis võetakse andmete aluseks kõigi Euroopa Liidu riikide poolt esitatavad riiklikud energia- ja kliimakavad.

Elektrisüsteemi piisavust hinnatakse tõenäosusliku meetodi abil. Meetodika aluseks on Monte Carlo meetod, mille kohaselt simuleeritakse 35 erinevat kliima-aastat igaüht 20 korda läbi arvestades tarbimise, tuuleolude, päikse kiirguse, hüdroloogilise olukorra ja süsteemi elementide avariide muutumisega (vaata Joonis 4.2 Monte Carlo stsenaariumite skeem). Käesolev analüüs koosneb 3500st simuleeritud aastast. See valim saadakse kokku, kui tehakse 35 kliima-aasta kohta 20 juhuslikku avariiprofiili ja optimeeritakse kõikide Euroopa elektrijaamade ja ühenduste kasutamine vastavalt kõige madalamale sotsiaalmajanduslikule kulule. Selliseid optimeerimisi tehakse 5 erineva tarkvara mudeliga, et vähendada süstemaatilist viga, mis võib tekkida ühe mudeli loogika omapäras. Suure hulga simulatsioonide teostamisel on väga tõenäoline, et lisaks tavapärastele olukordadele tekib ka ebatõenäoliseid ja ekstreemseid olukordi, kus näiteks mitme suure elektrijaama avariiga samaaegselt on tiputarbimine ning satub olema madal taastuenergia tootmine.

Joonis 4.2  
Monte Carlo  
stsenariumite  
skeem

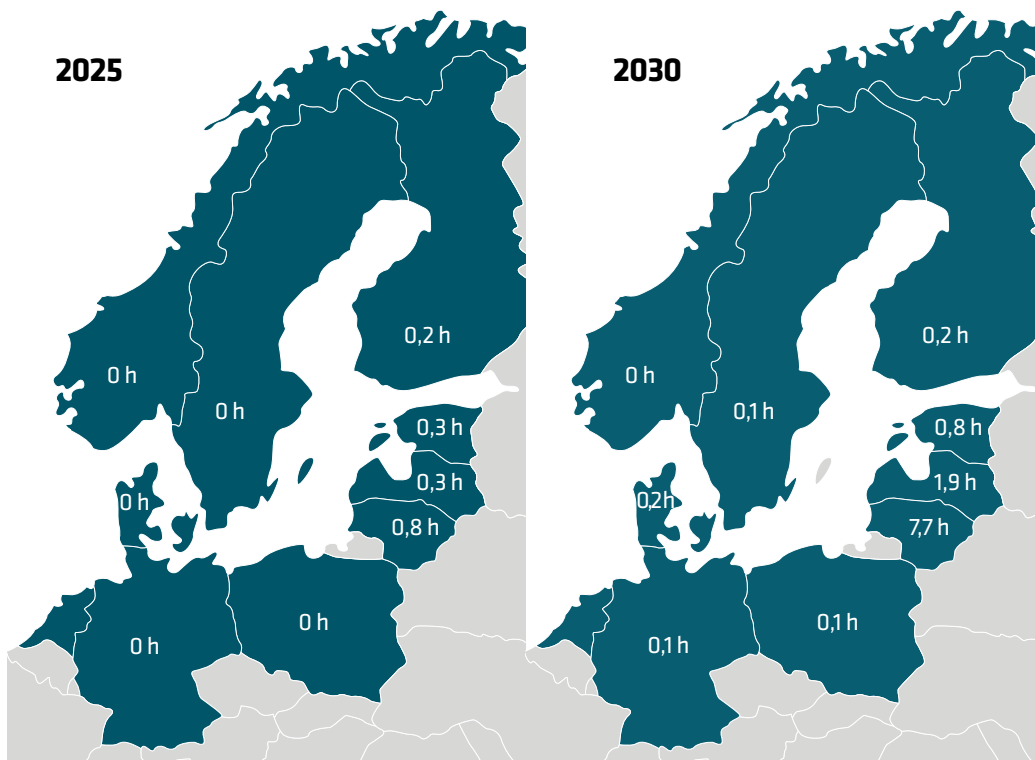


Selline analüüs võimaldab hinnata elektrisüsteemi piisavuse puudujäägi tõenäosust. Simulatsioonide tulemusena arvutatakse välja aasta keskmine andmata energia (EENS) ning keskmine piirangutundide arv (LOLE). Detailsemalt saab ENTSO-E välja töötatud metoodikast lugeda viimasest MAF-ist<sup>6</sup>. Analüüsis on välja toodud EENS ja LOLE näitajad Euroopa riikides aastate 2025 ja 2030 jaoks "baasstsenariumis", mis sisaldab endas tootmisvõimsuste arengut Euroopa riikides praeguste parimate teadmiste kohaselt.

### Tulemused

ENTSO-E MAF2020 tulemusi on võimalik lugeda aruandest<sup>6</sup>. Sealt võib leida ka TSO-de kommentaarid tulemuste kohta, mis peaksid andma parema ülevaate, miks just selliseid väärtusi oodata on. Käesolevas aruandes aga vaadeldakse peamiselt Läänemere regiooni elektrisüsteemi piisavust. Joonis 4.3 illustreerib saadud tulemusi. Siit on näha, et Balti riikidel võib mõlemal vaadeldaval aastal tekkida olukord, kus tarbimine ületab mõnel tunnil turu poolt pakutavat võimsust, kuid selle tõenäosus on väga madal ja see on oluliselt väiksem kui kehtestatud varustuskindluse standard lubab. Vastavalt Eesti varustuskindluse normile ei ole mõistlik nende väheste tundide katmiseks uutesse võimsustesse investeerida.

Joonis 4.3  
Keskmine piirangutundide  
arv 2025 ja 2030 aastal



Kui võrrelda aastaid 2025 ja 2030 teineteisega, siis on oluline märkida trendi, et süsteemipiisavuse parameetrid muutuvad peaaegu kõikides riikides kehvemaks, kuid siiski jäävad nende riikide määratud varustuskindluse normi piiresse. Peamised muutused, mis selle 5 aasta jooksul aset leiavad, tulenevad erinevate sektorite elektrifitseerimisest tekkiva tarbimise kasvu arvelt. Tarbimise kasvu suudab mingil määral tagada märkimisväärne taastuvatest allikatest toodetud elektri hulga kasv ja tarbimise juhtimise potentsiaali kasv.

Nagu Joonisel 4.1 oli näha, siis piirangutundidel võib olla väga erinev EENS ja seetõttu peab neid vaatama koos. Tabelis 4.1 on välja toodud kõikide regiooniriikide EENS ja EENS%, mis iseloomustab, kui suure osa andmata jäänud energia moodustab tervest aastastest tarbimisest.

Tabel 4.1  
Läänemere regiooni  
EENS aastatel  
2025 ja 2030

	EENS, [GWh]		EENS%, [%]	
	2025	2030	2025	2030
DE	0,12	0,33	0,0000	0,0000
DK	0,04	0,08	0,0000	0,0000
EE	0,04	0,14	0,0000	0,0000
FI	0,10	0,12	0,0000	0,0000
LT	0,12	2,71	0,0000	0,0002
LV	0,03	0,36	0,0000	0,0000
NO	0,00	0,00	0,0000	0,0000
PL	0,01	0,07	0,0000	0,0000
SE	0,04	0,07	0,0000	0,0000

Kõige suurem andmata jäänud energi hulk on Leedul, 2,71GWh. See moodustab aastal 2030 vaid 0,0002 % Leedu kogutarbimisest. Andmata jäänud energia hulgad teistes riikides jäid väga madalale tasemele.

Elering on läbi viinud sama meetodikaga simulatsioone elektrituru mudeliga PLEXOS ning saadud tulemused on samaväärsed ENTSO-E analüüsist saadud tulemustega. See annab Eleringile täiendava kindluse elektrisüsteemi piisavuse hinnangu kvaliteedi osas.

Käesolev analüüs käsitleb aastaid 2025 ja 2030. Järgnevatel aastatel on ENTSO-E analüüsi raames plaanis lisada analüüsitavaid aastaid. Analüüsides tootmise ja tarbimise trende ning riikide poolt raporteeritud andmeid ei ole põhjust eeldada, et perioodil enne aastat 2025 või perioodil 2025-2030 esineks aastaid, kui elektrisüsteemi piisavuse tase oleks halvem kui analüüsitud aastatel.

#### 4.4.2 Regiooni elektrisüsteemi piisavus deterministliku analüüsi põhjal

Elering, koostöös naaberriikide süsteemihalduritega Fingrid, AST ja Litgrid kasutab elektrisüsteemi piisavuse hindamiseks lisaks tõenäosuslikule ka deterministlikku meetodit. Deterministlikus meetodis kõrvutatakse eeldatavad kasutatavad tootmisvõimsused uuritavates riikides prognoositud elektrienergia nõudluse ja vajalike reservide kogusega visuaalselt. Meetodika eeliseks on selle lihtsus, aastane resolutsioon ja visuaalne efektsus.

Analüüsis eeldatakse ühtse elektrituru kui terviku toimimist. Alates 2025. aasta lõpust on arvestatud Baltimaade sünkroniseerimisega Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga. Tootmisvõimsuste eeldused põhinevad elektritootjate poolt esitatud andmetel ja süsteemihalduri hinnangul, arvestades kliimapoliitika eesmärke ja arenguid taastuvenergia valdkonnas. Eestis ja Lätis ei ole arvestatud tipukoormuse ajal kasutatava tuule- või päikeseenergia tootmisvõimsustega, kuna täna esineb veel talveperioodil tunde, kus Baltikumi summaarne toodang nimetatud allikatest on null. Täiendavate tuule- ja päikesevõimsuste lisandumisega nimetatud olukorrad ilmselt kaovad, kuid millal ning millises ulatuses neid deterministlikus analüüsis arvestada, on täna keeruline ette näha. Tiputarbimise prognoosis on kasutatud ka tarbimise juhtimise ja tarbimiskaja potentsiaali, mis võib olla kõrgete elektrihindadega perioodidel kasvõi lühiajaliselt arvestatav ning võib vähendada tipukoormust<sup>7</sup>. Elektrisüsteemi toimimiseks vajalike reservide mahu hindamisel on arvestatud süsteemioperaatorite prognoosidest ning Baltikumi desünkroniseerimisest IPS/UPS süsteemist ning sünkroniseerimisest Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga<sup>8</sup>.

Joonis 4.4 kujutab Balti ja Soome süsteemihaldurite parima teadmise järgi perioodil 2020-2035 kasutatavaid tootmis- ning ülekandevõimsusi Eestis, Lätis, Leedus ja Soomes. Samal joonisel on kujutatud ka perioodi tiputarbimise ja reservivajaduse prognoosid, arvestades 2025. aasta lõpus Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga sünkroniseerimist. Analüüsist selgub, et tipukoormuse katmisel sõltuvad käsitletud riigid välisest impordist, kuid reservide piiramise vajadust enne 2031. aastat näha pole. Impordivõimsuseid on riikide peale kokku täna 4800 MW ning 2026. aastal prognooside kohaselt juba 5500 MW<sup>9</sup>.

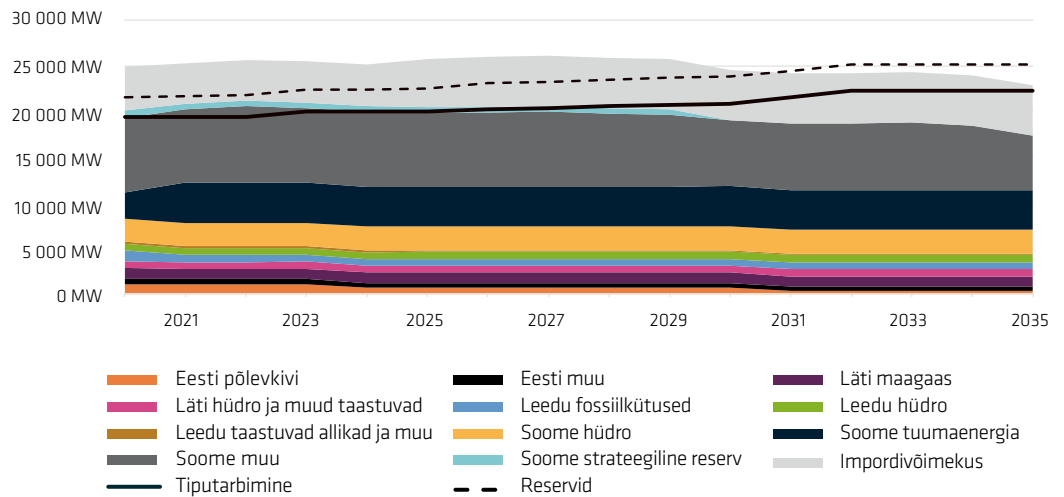
7 Tarbimise hinnatundlikkus ja sellest tulenevalt tarbimise juhtimine on väga suures määras seotud elektri hinnaga. Täna suhteliselt madalate elektrihindade juures ei ole tarbimise vähendamine või nihutamine levinud, kuna sellest tulenev majanduslik kasu on väike. Elektrihindade suurema volatilsuse korral, mida elektrisüsteemi piisavuse varu vähenemine tekitada võib, suureneb ka tarbimise juhtimisest tekkiv majanduslik kasu ja seega motivatsioon tarbimist juhtida.

8 Elektrisüsteemi toimimiseks hoitakse üldjuhul kolme tüüpi reserve. Primaarreservid ning sekundaarreservid taastavad pärast avariid elektrisüsteemi talitluse. Tertsiaalreservidega taastatakse seejärel primaar- ning sekundaarreservid järgmiseks avariiks.

9 Varustuskindluse seisukohalt ei ole Baltikumi puhul arvestatud impordivõimalusega Venemaalt, tulenevalt erinevast turukorraldusest, mis pidurdab elektrienergia vaba liikumist.

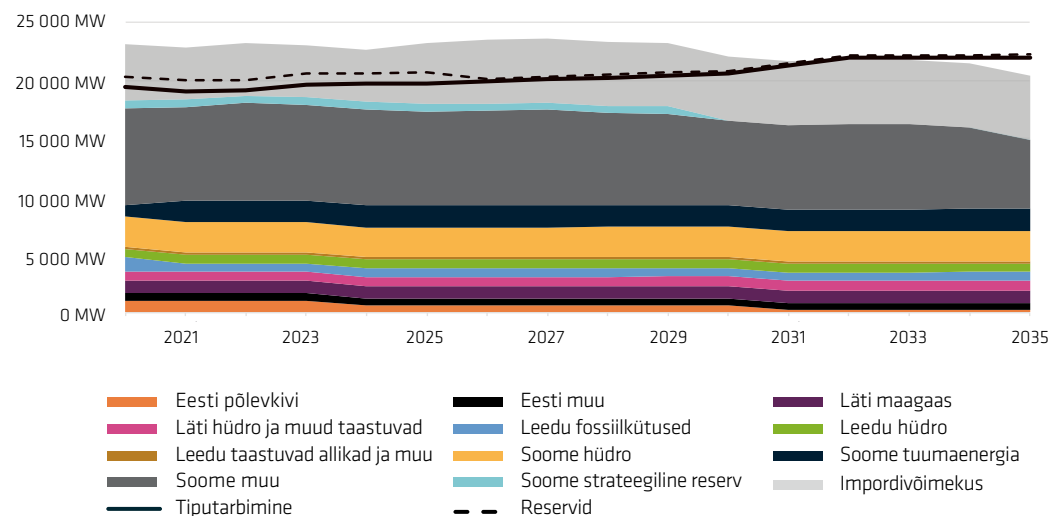


Joonis 4.4  
Kasutatavad tootmis-  
ning ülekandevõimsused  
Baltikumis ja Soomes  
perioodil 2020-2035



Joonisel 4.5 on toodud Baltikumi ja Soome tootmis- ja ülekandevõimsused raskes N-2 häiringuolukorras. Deterministlikus analüüsis on minimaalseks elektrisüsteemi piisavuse tagamise tasemeks võetud N-2 häiringuolukord. See tähendab, et süsteem peab olema valmis kahe kõige suurema elemendi avaris olekuks ning seda tiputarbimise ajal. Pärast N-2 olukorra juhtumist ei eeldata enam täiendavate reservide hoidmist järgmisteks (N-3 või N-4) avariideks. Analüüsitud regioonis on kõige raskem N-2 olukord kahe Soome tuumaelektrijaama ploki ühel ajal välja langemine. Jooniselt on näha kuni 2025. aastani hoitavad Baltimaade täiendavad reservid, mis tulenevad tänasest kokkuleppest Balti riikide ja Venemaa ning Valgevene vahel. Peale Kesk-Euroopaga sünkroniseerimist hoiavad Baltimaad N-2 olukorras ainult primaarreservi. Antud analüüsi tulemusena ei ole kuni aastani 2032 ette näha tootmisvõimsuste puudujääki.

Joonis 4.5  
Kasutatavad tootmis-  
ning ülekandevõimsused  
N-2 stsenaariumis  
Baltikumis ja Soomes  
perioodil 2020-2035



Deterministliku analüüsi tulemusi vaadates peab silmas pidama, et nii pikka perioodi prognoosides on raske ette näha majanduskeskkonna, elektrijaamade muutuvkulude ja elektri hinna arenguid, mis mõjutavad olemasolevate jaamade tasuvust ning uute investeermisotsuste kinnitamist. Narva elektrijaamade sulgemise aeg oleneb süsinikukvoodi hinnast ja selle kasvu kiirusest, Läti gaasijaamade sulgemine lisaks gaasi hinnast, mis käesoleval aastal on olnud väga madal, kuid tulevikus võivad kasvada tasemele, kus jaamad pääsevad nii vähe turule, et kõigi gaasijaamade töökorras hoidmine pole majanduslikult mõistlik. Lisaks on kümne aasta perspektiivis ette näha suurt taastuvenergiat põhinevate võimsuste kasvu, millega antud analüüsis Baltimaade puhul pole arvestatud. Soome vaates on lahtised küsimused kivisõejaamade sulgemise kiiruse ja uute tuumaenergia võimsuste osas, nimelt millal võiks toimuda Olkiluoto kolmanda reaktori käivitamine ning kas üldse, või mis ajal võiks töösse minna Hahnikivi tuumaelektrijaam.

## 4.5 ERAKORRALISED STSENAARIUMID

ENTSO-E poolt koostatav üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse hinnangu (MAF) järgi vastab Eesti Euroopas levinud varustuskindluse standardile, kuid MAF eeldab toimivat Euroopa elektriturgu ning ei arvesta võimalike väga madala tõenäosusega sündmustega. Lisaks sellele kimbutavad Euroopa energiapõhist elektriturgu mitmed turutõrked, mistõttu on elektrisüsteemi piisavuse jaoks vajalike investeeringute turupõhine teke mitmes Euroopa riigis kahtluse alla seatud. Nendel põhjustel on Elering analüüsinud lisaks täiendavaid toimepidevusstsenaariume. Stsenaariumeid analüüsid kasutame deterministlikku meetodit. Visualiseerimaks turustsenaariumist erinevate toimepidevusestsenaariumite madalat tõenäosust on koostatud Joonis 4.6, mis väljendab Eleringi hinnangul stsenaariumite tõenäosusi.

Joonis 4.6  
Stsenaariumite  
hinnanguline  
esinemise  
tõenäosus



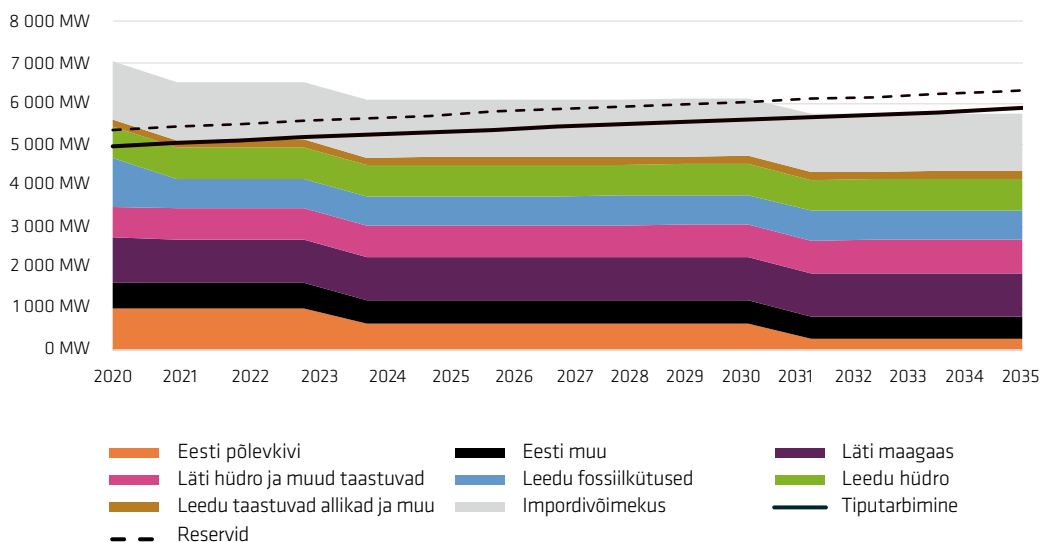
### 4.5.1 Balti sünkroonala stsenaarium

#### Eeldused

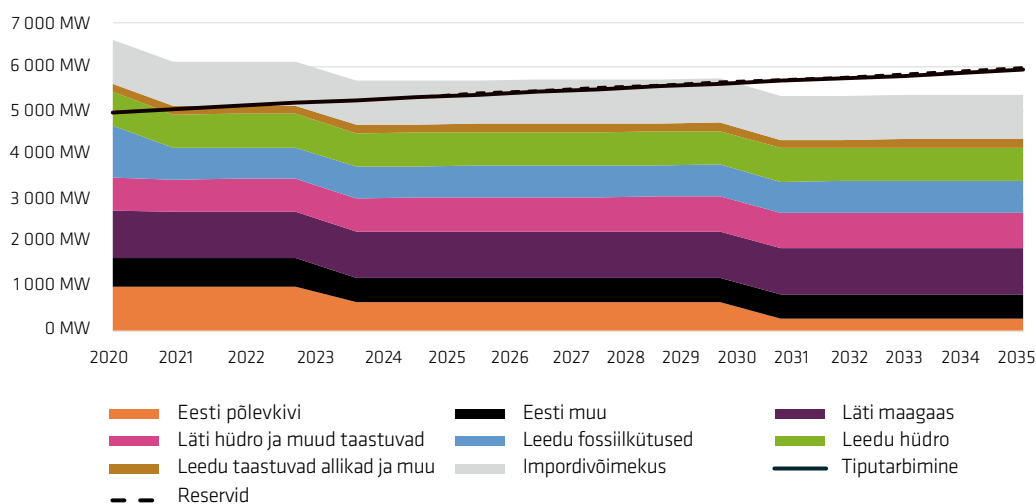
- Balti riigid peavad olema valmis Balti sünkroonala stsenaariumiks igal ajahetkel, ilma et selle stsenaariumi realiseerumine tooks kaasa tarbimise planeeritud piiramist.
- 2025. aasta lõpuni on Balti Riikide sünkroontöö IPS/UPS energiasüsteemiga kiiresti ja kokku leppimata lõppenud. Balti riigid on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

#### Deterministliku analüüsi tulemused

Joonis 4.7  
Baltikumi sünkroonala  
baasstsenaarium



Joonis 4.8  
Baltikumi sünkroonala  
N-1 stsenaarium



Joonis 4.7 ja 4.8 toodud Balti sünkroonala stsenaariumi analüüs näitab, et teadaolevate juhitavate tootmisvõimsustega ja ülekandevõimsustega oleks Baltimaade elektrisüsteemi piisavus kaetud kuni aastani 2030. Aastast 2030 võib esineda olukordi, kus tiputarbimise perioodil pole võimalik hoida piisavas koguses reservi ning N-1 olukorras võib esineda tootmisvõimsuste puudujääki. Elering on koos teiste Baltimaade süsteemihalduritega loomas saartalitluses opereerimise valmidust, nimetatud valmisolek luuakse sünkroniseerimise projekti raames tehtavate investeeringutega. Saartalitluse jäämise riski mõju meie elektrisüsteemi stabiilsusele väheneb järk-järgult tehtavate investeeringutega.

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

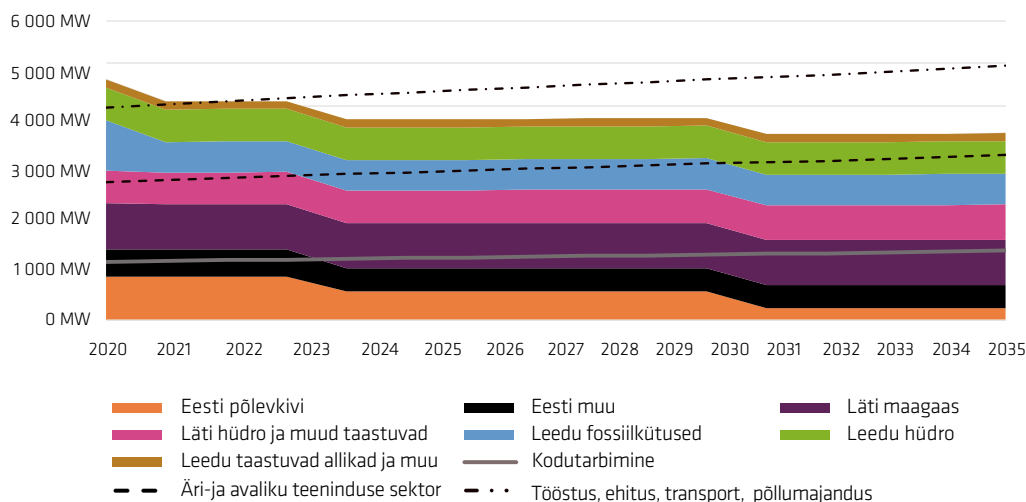
#### 4.5.2 Baltikumi hädaolukorra toimepidavuse stsenaarium

##### Eeldused

- Kuni 2025. aasta lõpuni – Balti riigid on jäänud saartalitluse IPS/UPS energiasüsteemist ja moodustavad eraldi Balti sünkroonala.
- Pärast 2025 lõppu – Balti riigid on jäänud saartalitluse Euroopa energiasüsteemist ja moodustavad eraldi Balti sünkroonala.
- Alalisvooluühendused teiste regioonidega puuduvad.
- Stsenaariumi kestuseks eeldatakse kahekuulist perioodi, millega oleks potentsiaalselt võimalik vähemalt üks alalisvoolu ühendus taastada.
- Sektorite tarbimisandmed on leitud Baltimaade statistikaametite andmebaasidest, mille kaudu on leitud sektori osakaal kogu lõpptarbimisest ning on eeldatud sektori osakaalu samaks jäämist ka tiputarbimise ajal.

Joonis 4.9  
Baltikumi  
hädalukorra  
stsenaarium

## Deterministliku analüüsi tulemused



Joonisel 4.9 toodud stsenaariumi korral, kus mitte ükski Baltimaade alalisvooluühendus ei ole kasutatav, juhitavad tootmisvõimsused lähevad tööst välja ning prognoositav tarbimiskoormus kasvab, pole võimalik kogu tarbimist tootmisvõimsustega igal hetkel katta. Analüüs näitab, et alalisvooluühenduste puudumise korral oleks Baltimaades elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt kindlasti võimalik tagada kodumajapidamiste, äri- ja avaliku teeninduse sektori elektrivarustus, muude sektorite elektrivarustust peaks vajadusel piirama. Kasvava elektritarbimise tõttu tuleks antud stsenaariumi realiseerumisel tulevikus järjest enam tööstussektori elektrivarustust piirata. Samuti tuleks taolise stsenaariumi korral arvestada, et elektrivarustuse kvaliteet oleks oluliselt häiritud. Ilma ülekandevõimsusteta ei ole tänasel päeval Balti riikidel võimalik tagada piisavaid kiireid sagedusreserve, mistõttu võivad täiendavad avariid põhjustada täiendavat tarbimise automaatset väljalülitamist. Sagedusreservid hangitakse sünkroniseerimise projekti raames.

Rõhutada tuleb, et antud stsenaarium on ebatõenäoline eksteermjuht, kus ühele ajale satub väga palju ebatõenäolisi sündmuseid: sünktoontöö katkemine kas IPS/UPS või Kesk-Euroopa sagedusalast, nelja alalisvoolu ühenduse üheaegne katkemine ning piisavalt kõrge tarbimine talveperioodil. Tõenäosus, et kõik loetletud sündmused võiks juhtuda samaaegselt, on vähem kui korra 100 aasta jooksul.

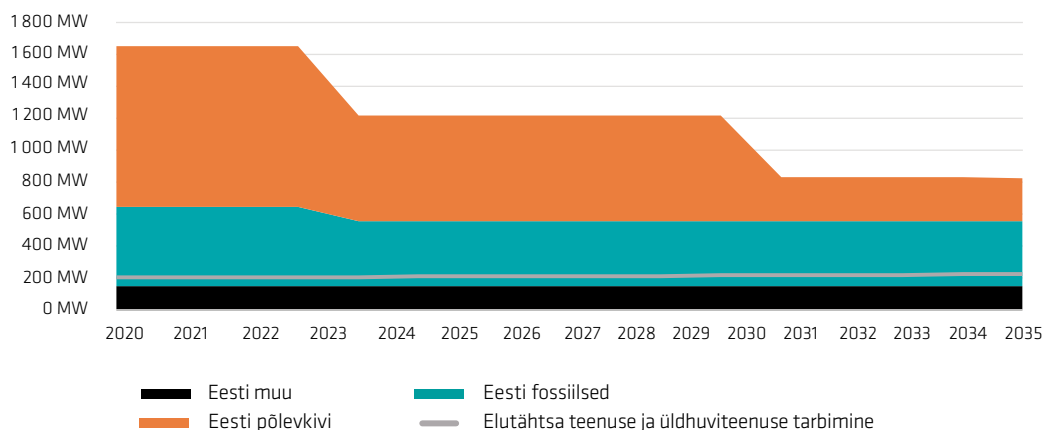
### 4.5.3 Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium

#### Eeldused

- Eesti on erakorraliselt jäänud saartalitusse.
- Puuduvad elektriühendused teiste riikidega.
- Elektrisüsteem peab olema valmis toimima piiramata ajaperioodi.
- Elektrisüsteem peab olema võimeline pidevalt katma elutähtsa teenuse tarbimise ja üldhuviteenuse tarbimise.
- Elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse maksimaalne tarbimine on hinnanguliselt 200 MW. Oluline on märkida, et tegemist on hinnanguga ning Elering koos seotud osapooltega viib läbi tegevusi, et antud hinnangut täpsustada. Siiski peab Elering antud hinnangut tegelikust kõrgemaks ning eeldust elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt konservatiivseks.

Joonis 4.10  
Eesti elutähtsa  
teenuse stsenaarium

## Tulemused



Nagu Joonis 4.10 näitab, on Eesti elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse elektritarbimine võimalik katta küll olemasoleva tootmisvõimsusega, kuid antud stsenaariumi kriitiliseks väljakutseks oleks taolise elektrisüsteemi stabiilsus ning tarbimise ja tootmise bilansis hoidmine.

## 4.6 ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2035

Järgnev alapeatükk annab ülevaate Eesti elektrisüsteemi tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest teguritest ning eeldustest. Eleringi tarbimise prognoos on jäänud viimastel aastatel muutu-matuks. Prognoosi kohendatakse vastavalt uuenenud statistikale ning valminud uuringute tulemustele.

Varasemates varustuskindluse aruannetes on Eesti elektritarbimise kasvu hindamisel võetud arvesse 1% kasvu aastas. Koormuse täpsemaks prognoosimiseks tellis Elering AS Tallinna Tehnikaülikoolilt koormusprognoosi uuringu 2017. aastal. Koormuste prognoosimiseks loodi mudel, millega on võimalik leida koormuse prognoos erinevate tasandite põhised: alajaam, piirkonnad ning kogu Eesti elektrivõrk. Selle mudeliga loodi kolm erinevat stsenaariumi: keskmine (baas), kiire ja aeglane areng. Allolev tabel kirjeldab tarbimist kahe indikaatoriga: aastane tarbimine ja tipukoormus. Tarbimise prognoosi vaates on aluseks võetud keskmine stsenaarium eelpool nimetatud koormusprognoosi uuringust.

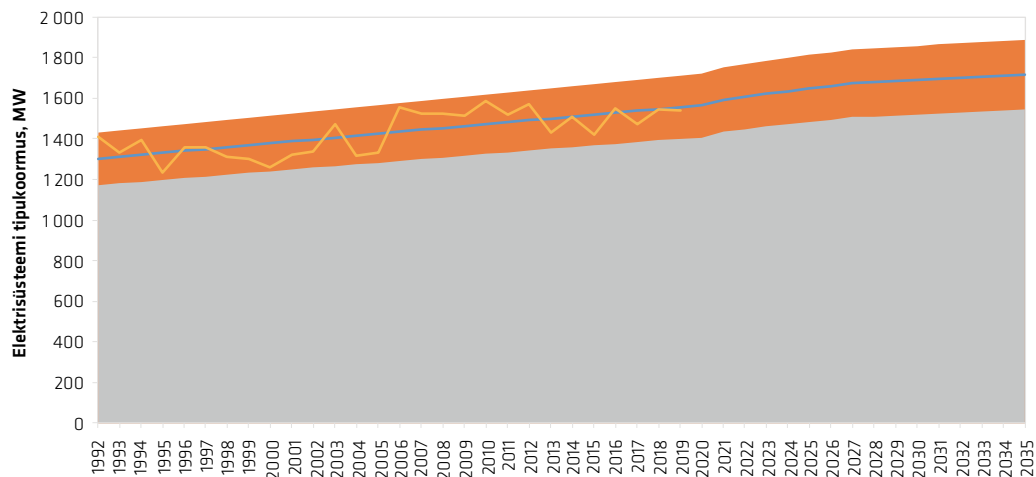
Tabel 4.2  
Kokkuvõtte  
kogutarbimise  
ja tipukoormuse  
statistikast ja  
prognoosist  
aastani 2035

Tarbimise statistika		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2005	7,2	1331
2006	7,8	1555
2007	8,2	1526
2008	8,3	1525
2009	7,8	1513
2010	8,2	1587
2011	7,9	1572
2012	8,1	1433
2013	7,9	1510
2014	7,8	1423
2015	7,9	1553
2016	8,2	1472
2017	8,3	1474
2018	8,4	1544
2019	8,2	1541

Tarbimise prognoos		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2020	8,7	1564
2021	8,9	1594
2022	9	1609
2023	9,1	1623
2024	9,2	1636
2025	9,2	1649
2026	9,3	1661
2027	9,4	1674
2028	9,4	1680
2029	9,4	1685
2030	9,5	1690
2031	9,5	1695
2032	9,5	1701
2033	9,5	1706
2034	9,6	1711
2035	9,6	1717

Üldine elektritarbimine näitab siimaani kasvutrendi, kuid elektrisüsteemi tipukoormused on viimasel kümnel aastal püsinud sisuliselt muutumatult, jäädes vahemikku 1423 ja 1587 MW. Sealjuures tipukoormus 1587 MW registreeriti 10 aastat tagasi 2010. aastal, mis langes kokku erakordselt külma talveperioodiga. Sellegipoolest tuleks arvestada, et tarbimise kasvust tulenevalt on oodata ka mõningast tipukoormuse tõusu järgmise 10 aasta jooksul ning sellele järgnevat aastase tarbimise kasvukiiruse vähenemist. Eleringi tipukoormuste prognoosivahemik aastani 2035 on toodud alloleval joonisel.

Joonis 4.11  
Tipukoormuste  
statistika ja  
prognoos aastani  
2035



Joonis 4.11 kirjeldab, et tegelik tipukoormus kõigub normeeritud tipukoormuse ja  $\pm 10\%$  vahemikus. Käesoleva prognoosi kohaselt jääb kõigi eelduste järgi tipukoormus ka 2021. aastal 1600 MW piirsesse, kuid 2032. aastal on see kasvanud juba 1700 MW tasemeni.

Keskmine tipukoormuse kasv koormusprognoosi järgi jääb ajavahemikus 2020-2022 vahemikku 1,14%, peale seda algab kasvukiiruse vähenemine ning alates aastast 2028 on näha tipukoormuse kasvu 0,31% aastas.

Tipukoormuse muutumist aastate lõikes mõjutavad oluliselt ilmastikuolud. Muutlikest ilmaoludest tulenevalt tuleb arvestada, et tegelikud tipukoormused võivad prognoosivahemikest ka ajutiselt väljuda. Viimaste aastate soojade talvede kordumine võib mõjutada tipukoormuse kasvukiirust ka tulevikus.

Üldises prognoosis ei ole uusi suuri projekte või tarbijate liitumisi otseselt arvesse võetud, kuna sellise võimsusega liitujate liitumine (metallitööstus, tselluloositehas, suured elektritranspordi projektid ning viimastel aastatel ka serveripargid), mis oluliselt mõjutaks tarbimist, on erakordne sündmus. Juhul kui Eestisse peaks tekkima täiendavalt selliseid suurtarbijaid, siis käsitletakse neid eraldi ning nende mõjuga hakatakse arvestama prognooside koostamisel.

2020. aastal uusi suurtarbijaid ei lisandunud ning ka käesolevaks hetkeks ei ole möödunud aastaga võrreldes uusi suurtarbijate liitumisprojekte lisandunud. Kaugemas perspektiivis võivad elektritarbimist mõningal määral kasvatada Rail Balticu projektiga seotud lisanduvad koormused, aga sellest tulenev süsteemi tipukoormuse kasv on pigem tagasihoidliku mõjuga ning mahub praegusel hetkel prognoosi marginali sisse.

2019. aasta oli keskmisest soojema talvega aasta ning see kajastub selgelt ka tarbimise statistikas, kus aasta tarbimine oli ca 2% madalam võrreldes eelneva 2018. aastaga. Samas kalendriaasta tipukoormus on jäänud samale tasemele – 2019. aasta tiputund 1541 MW mõõdeti süsteemis 22. jaanuari hommikul.

Elektriautode osakaalu tormiline kasv võib kaasa tuua tavapärasest suurema tarbimise kasvu. Kogu sise põlemismootoritega autopargi väljavahetamisel elektriautodega võiks väga jämeda hinnangu kohaselt elektritarbimise kasvu mõjutada vahemikus 10-20% võrreldes tänase tasemega. Elektriautode osakaalu prognoosimiseks ja selle mõjust elektritarbimisele tuleks läbi viia eraldi täpsem mõjuanalüüs.

#### 4.6.1 Jaotusvõrgud

Vastavalt elektrituruseaduse §-le 66 lõikele 2 peavad jaotusvõrguettevõtjad esitama konkurentsiametile igal aastal kirjaliku hinnangu selle kohta, missugused on tarbimisvõimsuse eeldatavad kogunõudlused nende teeninduspiirkondades, hinnangu esitamisest alates seitsme aasta perspektiiviga.

Elektrituruseaduse §66 lõige 3 sätestab, et põhivõrguettevõtja esitab iga aasta 15. juuniks kirjalikult Konkurentsiametile võimalikult täpse hinnangu selle kohta, et missugune on tarbimisvõimsuse eeldatav kogunõudlus põhivõrgus aasta kaupa hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. Seejuures märgib põhivõrguettevõtja eeldused, millele tema hinnang tugineb.

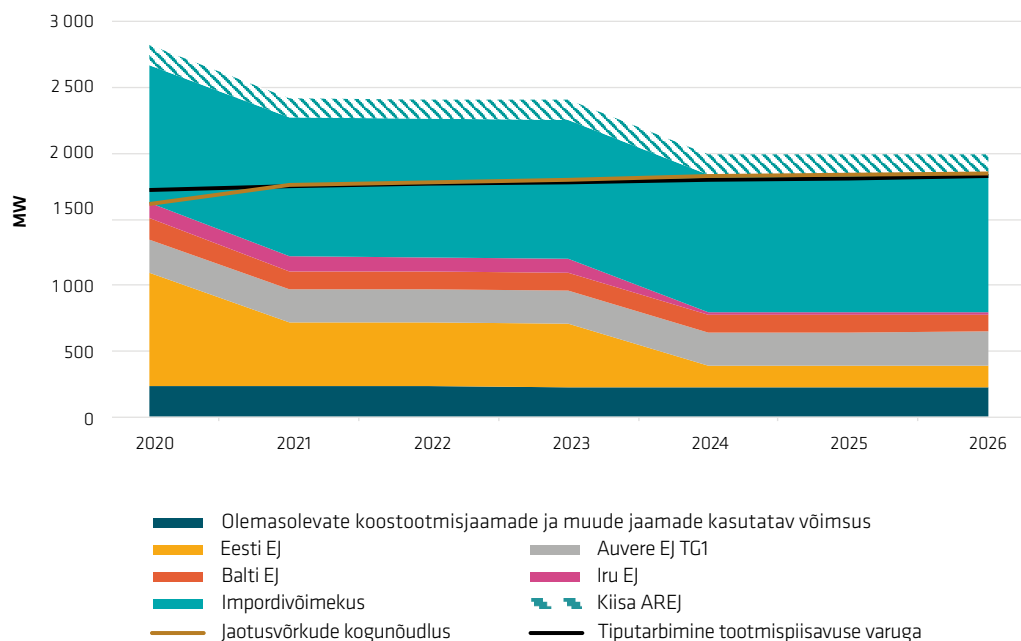
Allolevas tabelis on toodud jaotusvõrguettevõtjate poolt 2020. aastal esitatud andmed. Nende tarbimisvõimsuste kohaselt jääb aastatel 2020–2026 summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1615 MW ja 1850 MW vahele. Jaotusvõrkude poolt esitatud kogunõudlust on allolevas tabelis võrreldud ka Eleringi tipukoormuste prognoosiga ning võib järeldada, et Jaotusvõrkude tarbimisnõudluse kogusumma kajastab pigem ekstreemsemat prognoosi, mis on võrreldav Eleringi erakorraliselt külmade talvede ja kiirema koormuse kasvu marginaaliga arvestatud prognoosiga ja läheb sellega suures plaanis üsna täpselt kokku.

Tabel 4.3  
Jaotusvõrkude hinnangu tarbimisvõimsuse kogunõudlusele aastatel 2019-2025 ning Eleringi süsteemi tipukoormuse prognoosi koos 10% marginaaliga võrdlus.

Aasta	Jaotusvõrkude tarbimisvõimsuse kogunõudlus, MW	Eleringi prognoos süsteemi tipukoormuste kohta koos 10% marginaaliga erakorraliselt külmade talvede korral, MW	Eleringi ja Jaotusvõrkude prognoosi vahe, MW.
2020	1615	1720	105
2021	1758	1753	-5
2022	1779	1770	-9
2023	1805	1785	-20
2024	1831	1800	-31
2025	1840	1814	-26
2026	1850	1827	-23

Jaotusvõrkude poolt prognoositud tarbimise kogunõudluse ja süsteemi tõenäolise koormuste prognoosi erinevus on ca 10% ja tuleneb koormustippude eriaegsuse iseloomust tingitud vähenemisest. Samas on see hästi võrreldav konservatiivsema külma talve ja kiirema koormuskasvu marginaaliga arvestava prognoosiga. Analüüsist võib järeldada, et järgneva 7 aasta jooksul on süsteemi kogu tarbimisvõimsus tagatud ja on tagatud ka Jaotusvõrkude poolt esitatud kogunõudluse hinnangu vastu. Seda illustreerib allolev joonis, kus on toodud kodumaine kasutatav võimsus, Jaotusvõrkude kogunõudlus ning süsteemi tipukoormuse prognoos arvestades 10% koormusmarginali erakorraliselt külmade talvede ja oodatust kiiremate koormuskasvude puhul.

Joonis 4.12  
Jaotusvõrkude kogunõudluse ja Eleringi süsteemikoormuse koos 10% marginaaliga prognoosi võrdlus ja selle katmine sisemaiste tootmisvõimsuste ja välisühenduste kaudu.



Eleringile jaotusvõrkude poolt esitatud andmete puhul tuleb arvestada ka asjaoluga, et mõnes jaotusvõrgus prognoositav tarbimisvõimsus kaetakse selles võrgus lokaalselt ning põhivõrgust võetavat võimsust kasutatakse vaid remontide ja avariide korral.

Prognoosides toodud järgneva 7 aasta tarbimisvõimsused on Eleringi hinnangul võimalik katta koos olemasolevate ja planeeritud sisemaiste tootmiseadmete ning välisühendustega, ning sisemised ühendused ning lähiaastatel planeeritavad investeeringud elektrivõrku on selleks piisavad. Ootamatute suurtarbijate liitumiste korral võib tekkida vajadus mõningaseks võrgu ümberehitamiseks, kuid igat liitujat käsitletakse eraldi ning käesolevas hinnangus seda ei arvestata.

## 4.7 EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2020. AASTAL

Tootjatelt saadud andmete põhjal ning jaotusvõrkudelt saadud info nendega ühendatud tootmis- seadmete kohta 1. jaanuar 2020 seisuga, on summaarne installeeritud netootmisvõimsus 3041 MW, millest tipuajal kasutatav tootmisvõimsus on 1779 MW. Ülevaade 1. jaanuari 2020 seisuga Eesti elektri- süsteemiga ühendatud suurematest tootmiseadmetest ja väiksemad jaamad agregeeritult on toodud alljärgnevalt tabelis (vt Tabel 4.4)

Tabel 4.4  
Eesti elektrisüsteemiga  
ühendatud  
tootmiseadmed  
2020. aastal

<b>Elektrijaam</b>	<b>Installeeritud netovõimsus, MW</b>	<b>Võimalik tootmisvõimsus, MW</b>
Eesti Elektrijaam	1355	867
Balti Elektrijaam	322	165
Auvere Elektrijaam	272	250
Iru Elektrijaam	111	111
Kiisa avariireservelektrijaam	250	150
Põhja SEJ	78	78
Sillamäe SEJ	16	8
Tallinna elektrijaam	39	39
Tartu elektrijaam	22	22
Pärnu Elektrijaam	20,5	20,5
Enefit	10	4
Muud tööstuste ja koostootmisjaamad	80	60
Hüdroelektrijaamad	8,4	4
Tuuleelektrijaamad	329	0
Päikeselektrijaamad	128	0
<b>Summa</b>	<b>3041</b>	<b>1779</b>

Alla 15 kW võimsusega mikro- ja väiketootjad on arvestatud ülaltoodud tabeli mahtu koos teiste elektri- jaamadega vastavalt elektrijaama tüübile.



## 4.8 ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2019-2029

Vastavalt Võrgueeskirja §-le 132 "Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru" muudatusele (16.02.2016) tuleb elektritootjatel esitada süsteemihaldur Elering AS-le iga aasta 1. veebruariks Võrgueeskirja lisas 3 toodud andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks. Sellel aastal esitasid andmed kõik suuremad elektritootjad ja osa väiksemaid elektritootjaid. Väiksemate elektrijaamade puhul arvestatakse eelnevatel aastatel esitatud andmeid planeeritud elektritootmise ja/või tootmisseadmete sulgemise kohta.

Kõiki elektritootmisseadmeid, mille ehitamise kavatsustest on süsteemihaldurit teavitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid elektritootmisseadmete ehitusotsuseid. Osad projektid on juba ehitusjärgus, kuid osad ka planeerimisjärgus, kus lõplikku investeeringuotsust ei ole veel tehtud. Samas võib arvestada, et planeerimisjärgus tootmisseadmetest kõik investeeringuotsuseni ei jõua ning lisaks ei ole ka kindel, mis aastatel need projektid tegelikult valmivad.

### 4.8.1 Muutused võrreldes 2019. aastaga

Võrreldes eelmise, 2019. aastal avaldatud varustuskindluse aruandega, on elektritootjad teada andnud järgmistest suurematest muutustest:

#### **Enefit Energiatootmine AS:**

- 05.11.2019 allkirjastas Eesti Energia ainuaktsionär kirjaliku suunise, mille kohaselt peab ettevõtte vähemalt 2023. aasta lõpuni tagama enda tootmisportfellis 1000 MW juhitava elektritootmisvõimsuse olemasolu.
- Balti EJ 11. koostootmisploki sunnitud sulgemist tingituna keskkonnaalastest piirangutest 2030. aastani ette näha ei ole. Küll aga seonduvad selle plokiga olulised tehnilised ja majanduslikud piirangud, sest ploki turbiini mitmed olulised komponendid on 2020-ndate keskel saavutamas enda eluiga. Ettevõtte alles hindab nende komponentide väljavahetamisega seonduvate investeeringute majanduslikku otstarbekust.
- Eesti EJ puhastusseadmetega toimpöletusplokkide (3, 4, 5 ja 6 plokk) sulgemisajad 2020-2024 on hinnangulised ja võtavad arvesse Eesti Energia ainuaktsionäri 05.11.2019 antud suunist ning nende plokkide käitamise seonduvaid hetkel teadaolevaid majanduslikke piiranguid.
- IED-st tuleneva piiratud tööajaga erandi (artikkel 33) alusel käitatavate tootmisseadmete (Eesti EJ 1, 2 ja 7 plokk ning Balti EJ 12 plokk) sulgemisajad on hinnangulised ja sõltuvad peamiselt lubatud tundide tegelikust ärakasutamisest.

#### **Päikeseelektrijaamad:**

- Elektrisüsteemiga liidetud tuuleelektrijaamade koguvõimsus on kasvanud märkimisväärselt. 1. jaanuar 2020 seisuga oli süsteemiga ühendatud 128 MW päikeseelektrijaamu, millest 74 MW ühendati 2019. aasta jooksul. Andmed on täpsustunud vastaval jaotusvõrkude poolt esitatud andmetele nende võrguga ühendatud elektrijaamade kohta;

Üksikute elektritootjate andmeid 2020. aasta varustuskindluse aruandes enam lisades ei esitata.

### 4.8.2 Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest tootmisvõimsuste sulgemistest, võimsuse vähenemistest ja tootmisseadmete konserveerimistest:

- 2021 Eesti elektrijaama plokkide sulgemine, 815 MW;
- 2021 Balti elektrijaama ploki sulgemine, 130 MW;
- 2024 Täiendavate plokkide sulgemine Eesti Elektriijaamas, 346 MW
- 2031 Plokkide sulgemine Eesti ja Balti elektrijaamas kokku 386 MW

Suletav tootmisvõimsus kokku aastateks 2019-2024: 1291 MW.

\*suletava võimsuse hulgas on piirangutega kasutatav võimsus

## 4.9 HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2029

Käesoleva aruande hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule on koostatud põhimõttel, mis arvestab Eleringi hinnangul tõenäolisemaid tootmisvõimsuste arengusuundi, sest kõiki süsteemihaldurile esitatud lähteandmeid ei saa arvestada kui tulevikus kindlasti realiseeruvaid projekte.

### 4.9.1 Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel

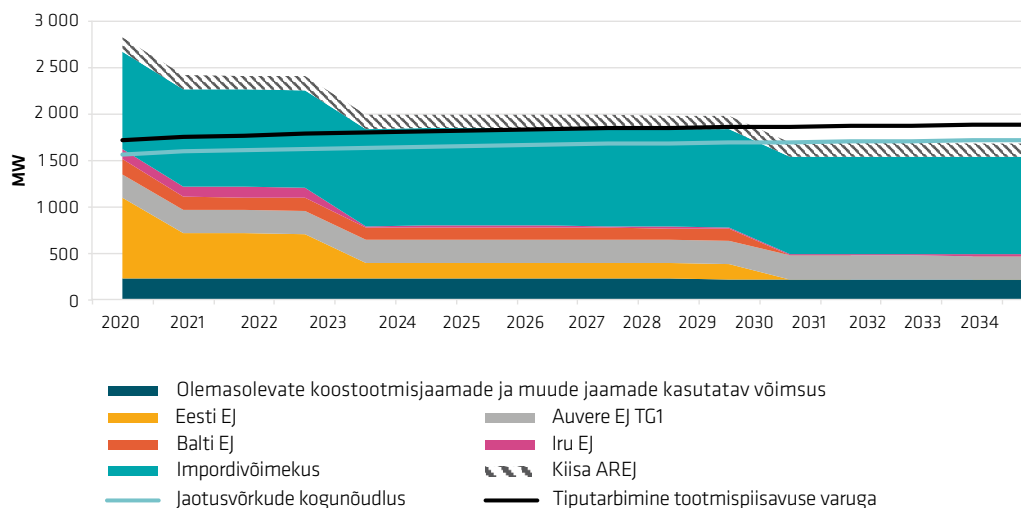
Eeldatav stsenaarium võtab arvesse neid uusi elektrijaamu, mida antud hetkel ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest või sulgemise ajast on süsteemihaldurit teavitatud.

Eesti Elektriijaama 1, 2. ja 7. ja Balti Elektriijaama 12. energiaplokki käitatakse alates 01.01.2016 tööstusheite direktiivi artikli 33(1) alusel (piiratud tööea erand), millest tulenevalt on ettevõttel lubatud käitada neid energiaplokke ajavahemikus 01.01.2016 kuni 31.12.2023 mitte rohkem kui 17 500 töötundi. Eesti Energia hinnangu kohaselt suletakse kolm plokki Eesti Elektriijaamas 2020. aasta lõpus ning Balti Elektriijaama 12. plokk samuti 2020. aasta lõpuks. Kuna piiratud tööea erandiga ettenähtud töötundide tegelik ärakasutamine sõltub elektri hulgiturul kujunevatest hinnatasemetest, siis ei ole nimetatud energiaplokkide täpne plaanitud sulgemise aeg teada. Seda tehakse esimesel võimalusel peale seda, kui ettevõtte juhatus on teinud vastava otsuse ja otsusekohane info on esitatud elektribörsil avaldamiseks.

Hetkel reguleerivad Eesti EJ, Auvere EJ ja Balti EJ tootmisseadmetele kehtestatud keskkonnanõudeid peamiselt Tööstusheide direktiivi (IED) ja Tööstusheite seaduse alusel sätestatud heidete piirnormid. Alates 25.10.2021 hakkab põlevkivi kütusena kasutatavate elektriijaamade keskkonnanõudeid reguleerima Põlevkivi energeetilise kasutamise PVT järelduste dokument. Eesti EJ, Auvere EJ ja Balti EJ olemasolevad tootmisseadmed (v.a. IED piiratud tööaja erandi alusel töötavad tootmisseadmed) vastavad nimetatud õigusaktidest tulenevatele nõuetele. Nimetatud PVT dokumendis fikseeritud nõuded jäävad eeldatavasti jõusse kuni ca 2030. aastani (pärast mida neid tõenäoliselt karmistatakse).

2030. aasta talveperioodil on tipukoormuse prognoosiks eeldatava koormusstsenaariumi kohaselt 1690 MW ning kasutatav tootmisvõimsus 935 MW ning impordivõimekus 1050 MW (arvestab N-2 olukorda). Arvestades tootjate poolt saadetud andmetega ja Eleringile teadaoleva infoga, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru 2030. aastani piisav ka erakordselt külmade talvede 10%-lise varu arvestamisel. Uuenenud prognoosi kohaselt ainult Eesti sisemaise tootmisega Eesti elektrisüsteemi tipukoormust, ilma välisühendusi arvestamata, ei ole võimalik täies mahus katta. Arvestades elektrühendusi ja tootmisvõimsust regionaalsel elektriturul, on tootmisvõimsusi Eesti vaates järgnevat kümneks aastaks piisavalt. Kodumaine elektriturul kasutatav tootmisvõimsus koos välisühendustega katab tarbimisnõudluse talvisel tipuajal. Välisühenduste avariide korral on kasutatav Eleringi avariireservelektriijaamade võimsus. Prognoos elektriturul kasutatava tootmisvõimsusega ja impordivõimekusega on toodud all oleval joonisel (vt Joonis 4.13). Täpsemalt saab lugeda elektrisüsteemi piisavusest Eestis, Baltikumis ja Läänemere regioonis aastani 2035 peatükis 4.9.3.

Joonis 4.13  
Kasutatav tootmisvõimsus, impordivõimekus ja tipunõudluse eeldatav prognoos talvel

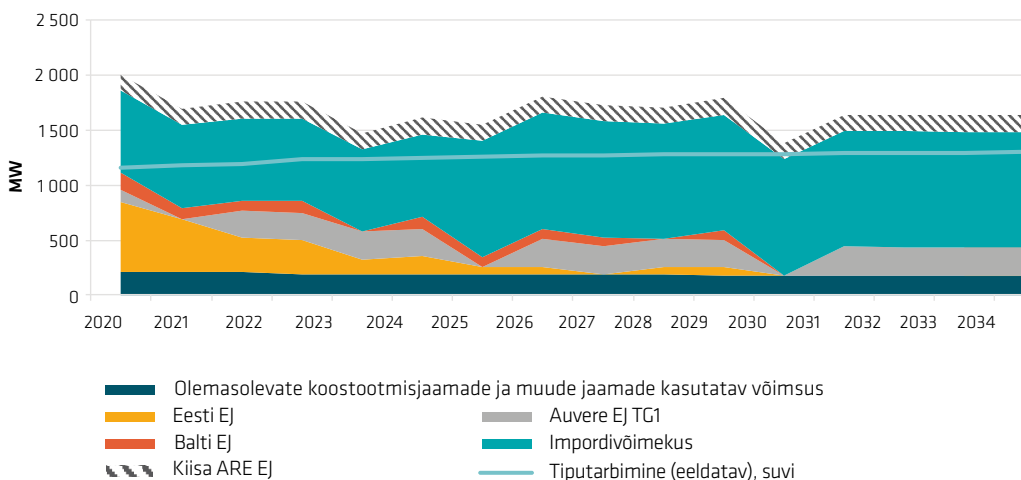


Lisaks kodumaise tootmise prognoosile saab arvestada tipukoormuse katmisel Läänemere piirkonna teiste riikide elektritootmisvõimsustega, tulenevalt tipukoormuse aja erinevusest ning võimalusest kasutada riikidevahelisi elektriühendusi. Tänu 2020. aasta lõpus valmivale Eesti-Läti kolmandale ühendusele on Eesti elektrisüsteemil võimekus säilitada 1050 MW ülekandevõimsusi N-2 olukorras ka perioodil 2020-2025, mil rekonstrueeritakse olemasolevad Eesti-Läti-suunalised 330 kV õhuliinid ning sellel perioodil arvestatakse, et samal ajal rekonstrueeritav õhuliin viiakse tööst välja. Peale 2025. aastat Kesk-Euroopaga sünkroniseerimisel ning Eesti-Läti-vaheliste õhuliinide rekonstrueerimise järgselt on eeldatud ülekandevõimsuse Eesti ja Läti vahel püsivalt vähemalt samal tasemel ning kogu impordivõimekus N-1 olukorras püsib vähemal 1050 MW-ni. Eleringi hinnangul on riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused naabersüsteemides piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine järgneval kümnel aastal ka olukorras, kus tarbimine kasvab prognoositust kiiremini või olemasolevad tootmisvõimsused suletakse enne praegu prognoositut sulgemisaega. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on toimiv regionaalne elektriturg ning töökindlad välisühendused Soome ja Lätiga. Aastatel 2031-2035 on praeguse prognoosi kohaselt ette näha mõningast võimsuse defitsiiti külmemate talvede korral.

#### 4.9.2 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil

Joonis 4.14 kirjeldab tootmisvõimsuste ja tipunõudluse prognoosi suvisel perioodil.

Joonis 4.14  
Kasutatava tootmisvõimsuse ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel)

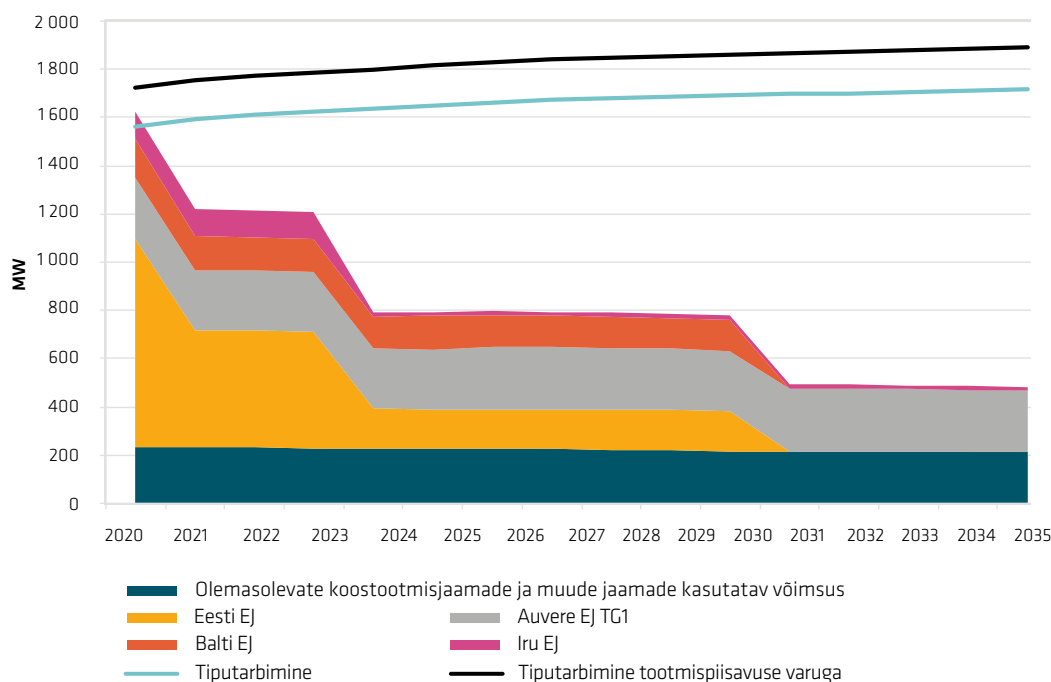


### 4.9.3 Eesti elektrisüsteemi piisavus aastani 2035

Järgnevalt analüüsitakse Eesti elektrisüsteemi piisavust kuni 15 aastat tulevikku. Euroopa ühtse energiaturu tingimustes vaatleb Elering Eesti elektrisüsteemi piisavust regionaalses perspektiivis ning seda kohalike tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus. Eleringi analüüs vaatleb elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt raskeid olukordi ning ei väljenda seda, kuidas elektri jaamu tavalistes turutingimustes kasutatakse.

Joonis 4.15 väljendab Eleringi hinnangut elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt hetkel teadaolevate ja kasutatavate tootmisvõimsuste arenguid Eestis kuni 2035. aastani. Siinjuures on konservatiivsuse seisukohast lähtudes eeldatud osalt kiirendatud elektri jaamade sulgemisi võrreldes Eesti elektrisüsteemi tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hindamisel tootjate poolt esitatud andmetest. Erinevalt tootjate andmetest ei ole siinkohal arvesse võetud ka avariisüst, avariide võimalusega arvestatakse N-1-1 olukorras (vt Joonis 4.16). Eeldatakse tööstusheitmete direktiivi (IED) erandi alla kuuluvate Narva Elektri jaamade plokide kasutusest välja minemist aastal 2019. Reaalsuses on nendel plokkidel lubatud kasutada 17 500 töötundi ajavahemikus 2016. aasta algusest kuni 2023. aasta lõpuni. See tähendab, et vastavalt turuoludele võivad antud tootmisvõimsused olla kättesaadavad pikema aja jooksul kui analüüsis eeldatud. Lisaks eeldatakse väävilfiltritega varustatud Narva Elektri jaamade plokide sulgemist aastal 2020. Tegemist on konservatiivse eeldusega, kuna antud plokid võivad keskkonnapiiirangutest ja tehnilisest seisukorrast lähtudes kauem töös olla. Reaalsuses sõltub vanade elektri jaamade töös hoidmise kestus turutingimustest – kas elektri jaama hoolduse ja vajalike investeeringute kulud on võimalik elektriturult tagasi teenida. Eleringi ülesandeks on vaadelda elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt raskeid olukordi ning sellest tulenevalt on käesolevas analüüsis kasutatud konservatiivseid elektri jaamade sulgemise eeldusi.

Joonis 4.15  
Hinnang  
kasutatavate  
tootmisvõimsuste  
koosseisule  
aastani 2035



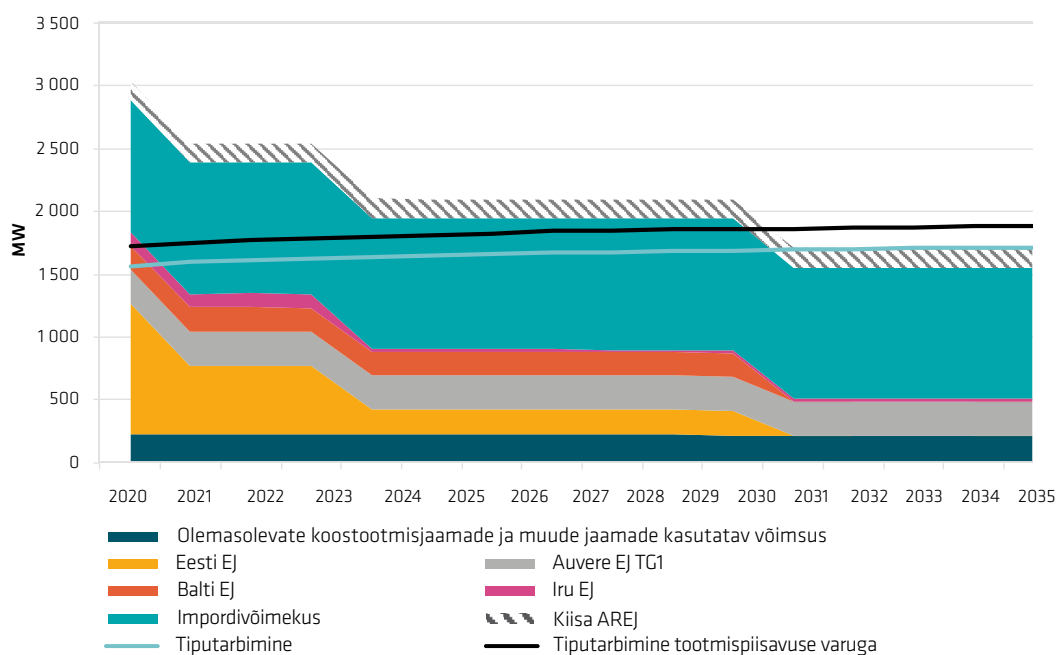
Alates aastast 2020 on Eestil praeguste plaanide järgi normaalolukorras üle 2000 MW välisühendusi<sup>10</sup>. See tähendab suuremat impordivõimekust kui selleks perioodiks prognoositav Eesti tiputarbimine, mistõttu potentsiaalne kohalike tootmisvõimsuste sulgemine ei valmista tavaolukorras elektrisüsteemi piisavusele probleeme.

10

Siinkohal on arvestatud uue Eesti-Läti ülekandeliiniga (Kilingi-Nõmme-Riia), mille planeeritud valmimisaeg on 2020. Varustuskindluse seisukohalt ei ole arvestatud impordivõimalusega Venemaalt tulenevalt erinevast turukorraldusest, mis pidurdab elektrienergia vaba liikumist.

Elektrisüsteemi piisavuse seisukohast on oluline vaadata ka süsteemi avariiolekordi. Käesolevas analüüsis on vaadeldud häiringu olukorda N-1-1<sup>n</sup>, kui süsteemi kaks suurimat elementi on tööst väljas. Perioodil kuni aastani 2035 on praeguse teadmise järgi Eesti süsteemi kaks suurimat elementi merekaabel EstLink 2 ning üks Eesti ja Läti vahelistest ülekandeliinidest. Sellises olukorras väheneb perioodil 2020-2035 Eesti välisühenduste võimsus ja sellest ka impordivõime 1050 MW-ni - Lätist 700 MW ning Soomest 350 MW. Kirjeldatud stsenaariumi korral on Eestis piisavalt tootmis- ning ülekandevõimsusi kuni 2030. aastani, mil on tagatud ka 10% varu tarbimise kiirema kasvu või erakorralise külma talve korral tipukoormuse rahuldamiseks. Aastal 2031 praeguste teadmiste järgi ei ole 1000 MW kindlat võimsust nagu süsteemi opereerimise eesmärgiks on seatud. Kui järgnevatel aastatel jooksul uusi teadmisi ei teki, mis selle ümber lükkavad, peab Elering hindama tõenäosusliku meetodi põhjal, kas olukord on vastav varustuskindluse normile ning kaaluma võimsusmehhanismi rakendamist. Joonis 4.16 illustreerib elektrisüsteemi piisavuse seisundit N-1-1 olukorras, kus kaks elektrisüsteemi suurimat elementi on tööst väljas.

Joonis 4.16  
Eesti elektrienergia  
elektrisüsteemi  
piisavus N-1-1  
olukorras kuni  
aastani 2035



#### 4.10 TULEVIKUTEHNOLOGIAD ELEKTRISÜSTEEMI PIISAVUSE TAGAMISEL

Euroopa Liit plaanib 2050. aastaks olla kliimanetraalne, taolise ambitsiooni kliimapolitikaga muutub elektrisüsteem võrreldes praegusega olulisel määral. Suure tõenäosusega hakkavad seda muutust enim vormima taastuvenergia kasvav osakaal, erinevat liiki energiasalvestustehnoloogiad, innovatsioon nii ärimudelites kui ka tehnoloogias, ning tarbijapoolne paindlikkus.

Õnneks on kõik need tehnoloogiad juba olemas ja end ühes või teises olukorras tõestanud. Seatud eesmärged oleks võimalik saavutada ka kasutades vaid neid lahendusi. Peamine küsimus on selles, kui palju see püüdlus meile kui ühiskonnale maksma läheb. Siin tulevad mängu suured erinevused geograafilistes eelistes riikide vahel, kellel on soodsamad päikesetingimused, kellel hüdro- või tuuletingimused. Hästi ühendatud ja efektiivselt toimiva elektriturul olemasolul need eelised teenivad kõiki. Ülemineku-periood fossiilselt energialt taastuval energiale saab olema võrdlemisi keeruline.

Lähituleviku üks märkimisväärseid väljakutseid tuleviku elektrisüsteemi piisavuse tagamisel on see, et turule tuleb üha enam taastuvenergia lahendusi nagu tuule- ja päikeseenergia. Fossiilkütustel põhinevatel soojuselektrijaamadel on aga järjest kallinevate süsinikukvootide tõttu suuremad kulutused elektrienergia

tootmisel. Samuti on kasvav probleem selles, et odavamad ja kergemini ligipääsetavad kütusemaardlad ammenduvad ning kütuse soodsalt kätte saamine muutub keerulisemaks. Kui soojuselektrijaamad, mille võimsus üldiselt on reguleeritav, asendatakse sama võimsusega, kuid ilmastikust sõltuva taastuvenergia lahendusega, siis elektrisüsteemi opereerimisele kaasnevad sellega mõningad muutused.

Lisaks õigele elektrikogusele on vaja pärast Kesk-Euroopa sagedusalaga liitumist suuta tagada ka võrguinerts ning sageduse reguleerimine. Praegusel hetkel on sageduse reguleerimine tagatud tänu ühendusele Venemaa elektrivõrguga, kuid edaspidi peab Baltimaades sagedusereservide võimekus endal olemas olema. See avab kohalikele ning regiooni turuosalistele uue tuluallika, mis soosib innovatsiooni nii tehnoloogias kui ka ärimudelites.

Uute arengusuundadega, millest antud peatükis juttu tuleb, on võimalik tekkivaid väljakutseid targema tootmise, tarbimise kui ka võrgu opereerimisega leevendada. Hoolimata sellest, et need tehnoloogiad võivad olla turuküpsed, ei pruugi investoritel ega otsuselangejatel olla piisavalt kindlust või taht neid veel kasutusele võtta. Lisaks erinevusele geograafilistes ja kliimaatilistes tingimustes on oluline arvestada ka poliitilisi ja olemasolevaid turumehhanismide eripärasid. Mida vähem on turgu moonutavaid mehhanisme, seda lihtsamalt saab välisriikide kogemusi kasutada, et otsuseid langetada.

#### 4.10.1 Energiasalvestus

Elektrisüsteemi üks põhitõdesid on, et elektritarbimine ja tootmine peavad igal ajahetkel olema võrdsed. Lisades võrku palju vahelduva tootlikkusega taastuvenergiat, oleks Eesti vaatenurgast hea tekitada võimalus kõrgema tootlikkuse ajal see salvestada ja madalama tootlikkuse ajal kasutusse võtta. Energiasalvestus tehnoloogiad arenevad kiiresti ja muutuvad järjest odavamaks. Tegemist on väga laia mõistega ning selle alla lähevad nii elektrist vesiniku tootmine, gravitatsioonil töötavad salvestid ja akud. Viimastel aastatel on just märkimisväärselt langenud akude tehnoloogiate hinnad nagu näiteks liitiumioonakud, mida kasutatakse nii mobiiltelefonides, elektriautodes kui ka võrgustabiliseerimise tasandil. Järjest enam uuritakse ka vesiniku tootmise ja kasutamise võimalusi.

#### Gravitatsioonipõhine energiasalvesti ja pump-hüdroelektrijaam

Maailmas on kokku installeeritud energiasalvesteid kogumahtuvusega umbes 176 GW<sup>12</sup>, sellest ligikaudu 96% on pump-hüdroelektri salvestamise tehnoloogia, kuna see on skaleeritav ja võrdlemisi lihtne energia salvestamise viis. Pumphüdro salvestuse puhul pumbatakse vesi odavama elektriga perioodil madalamalt reservuaarist kõrgemale reservuaari. Nii omandab vesi potentsiaalse energia, mis kallima elektriga ajal realiseeritakse, lastes see läbi generaatori tagasi madalamasse reservuaari. Taolisel suhteliselt odaval, efektiivsel energia salvestamise tehnoloogial on suured geograafilised piirangud, sest selleks on vaja veekogu (eelistatavalt jõge) ning suurte kõrgusevahedega asukohta, kuhu rajada veehoidlaid. Üha enam üritatakse välja töötada lahendusi, mis suudaks antud kontseptsiooni efektiivselt kasutada kõikvõimalikes muudes asukohtades.

Üheks selliseks pumphüdrosalvestist eeskuju võtvaks suunaks on gravitatsioonil töötavad tehnoloogiad, mida on samuti võimalik odava elektriga ajal mootoreid kasutades potentsiaalse energiaga „laadida“. Kal- lima elektriga ajal pannakse protsess tagurpidi liikuma ja mehaaniline energia muundatakse generaatorite abil elektriks. Salvestustsükli efektiivsus sellistel tehnoloogiatel on tavaliselt vahemikus 75-90 %, mis tähendab, et kui esialgse massi paigutamise peale kulus näiteks 10 MWh energiat, siis sobivamal ajal on võimalik sellest genereerida kuni 7,5-9 MWh energiat.

## Edulood

2019. aastal palju kõneainet tekitanud energiasalvesti Energy Vault kasutab just taolist gravitatsiooni põhimõttel salvestatud energiat. Väidetavalt suudetakse betoonplokkide tõstmise ja langetamisega luua 20, 25 või 80 MWh energiamahuvusega salvesti, mis suudab tagada 4-8 MW elektrilist võimsust 8-16 tunniks. Taoline torn on piisavalt robustne ja töökindel, et sellelt oodatakse 30+ aastat eluiga 90% salvestustsükli efektiivsusega. See kontseptsioon on saanud positiivset kajastust kümnetelt energeetika ja tehnoloogiaga seotud meediakanalilt<sup>13</sup>. Prototüüp on töötanud alates 2019. aastast ning 2020. aastal plaanitakse ehitada ka esimene täisskaalal salvesti<sup>14</sup>.

Samuti gravitatsioonil põhineva, kuid veidi teistsuguse lähenemise on võtnud üks USA California ettevõtte, kes arendab ARES (Advanced Rail Energy Storage) süsteemi. Sisuliselt on kallakuga raudteele pandud mitmeid elektrimootoriga varustatud väikesed "rongid", mis veavad raskeid betoonblokke üleliigse päikeseelektri tootmise ajal mäest üles, salvestades nii elektrit ning kallima elektriga ajal lastakse need „rongid“ tagasi allamäge. Allamäge liikudes pannakse rongis olevad generaatorid elektrit tootma, mida siis elektrivõrku tagasi antakse

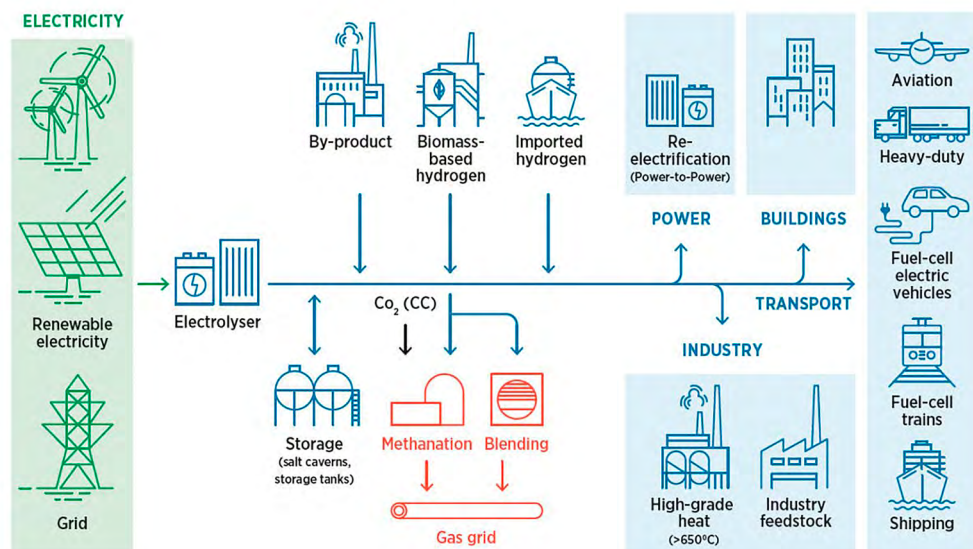
## Turuküpsus

Töötavad prototüübid on loodud, kuid Eestis on hetkel veel liiga väike taastuvelektri osakaal, et taolisi projekte õigustada. Juhul kui Eestis valmivad avamere tuulepargid, mille võimsus on oluliselt suurem kui meie tarbimine, siis muutuvad võrgu tasemel salvestust pakkuvad tehnoloogiad konkurentsivõimelisemaks. Parimate tuuleolude korral on korduvalt Euroopas esinenud olukordi, mil elektri hind muutub mõnes riigis negatiivseks ja tarbijale makstakse elektri kasutamise eest peale. Suure tõenäosusega taoliste avamere tuuleparkide optimaalsel opereerimisel oleks taolistel energiasalvestitel nagu Energy Vault palju kasutust

## Power to gas

Üheks suurima potentsiaaliga arengusuunaks on Power-to-Gas (P2G). Selle käigus toimub üleliigsest elektrist elektrolüüsi abil vesiniku ja metaani tootmine, mida võib lisada gaasivõrku. Vesinik on väga mitmekülgne kütus ning seda on võimalik hoiustada ja kasutada muudel otstarvetel (vaata Joonis 4.17). Vesinikku saab kasutada kütuseelementides, millega on võimalik toota elektrit vastavalt vajadusele, see on ka vesiniku peamine eelis akude ees - võimalus salvestada suurtes kogustes ja pikaks ajaks. See on peamine põhjus, miks P2G tehnoloogiat loetakse energiasalvestamiseks, kuna ühel hetkel üleliigne energia kasutatakse teist liiki energiaallika tootmiseks, mis hiljem võimaldab paindlikku elektri tootmist.

Joonis 4.17  
P2G võimalikud  
protsessid



Vesinikku on veel võimalik kasutada transpordisektoris kütusena kui ka metaani tootmise protsessis. Metaan on maagaasi peamine element (ligikaudu 97%); maagaasi/metaani saab põletamisel samuti kasutada elektri tootmiseks just siis, kui vaja. Soovi korral on võimalus metaani tootmise protsess üleüldse vahele jätta ja vesinikku otse gaasitorustikku lisada, kuid selle kontsentratsioon peab esialgu jääma üsna väikeseks, et tagada maagaasil töötavate seadmete töökindlus. Gaasivõrkude operaatorite seas puudub praegu ühene arusaam täpse koguse suhtes ja vastavad uuringud üritavad leida konsensust. Hetkel lubatakse näiteks Suurbritannias vesinikku vaid 0,1% ruumalalisest mahust samal ajal kui Hollandis lubatakse 12%<sup>15</sup>. Elering on koostöös TalTechi ja regiooni gaasi TSO-dega analüüsimas, milline on tänane gaasisüsteemi võimekus vesinikku torustikus üle kanda ning kuidas seda võimekust tulevikus tõsta.

## **Edulood**

Kanadas Ontarios on asutus nimega The Markham Energy Storage Facility, mis pakub P2G abil seal piirkonnas süsteemioperaatorile reguleerimise teenuseid. Nende kasutuses on 2,5 MW võimsusega Enbridge-Hydrogenics komplekt-süsteem, mille abil suudetakse pakkuda elektrisüsteemi paindlikkusega seotud ülesandeid nagu paindlik tarbimine ja vesiniku salvestamine, mida hiljem saab elektritootmiseks kasutada<sup>16</sup>.

Ontario osariigis on enamik (~60%) elektrist toodetud tuumajaamade abil, mida ei saa kergesti üles ega alla reguleerida ning seal asub ka Kanada kõige suurem osa tuuleenergiast ja lausa 98% kogu installeeritud päikeseenergiast. Hetkedel, mil tuumajaamad ei saa oma võimsust alla reguleerida ja taastuenergiat on korraga palju, võib tekkida olukordi, kus taastuenergia tootmist peaks piirama või elektritarbijatele peale maksuma. Kasutusel olev lahendus on see, et P2G jaam võtab sisuliselt üleliigse elektri taastuenergiast ja muudab selle kütuseks, mis on väga mitmekülgne ja väärtuslik.

## **Turuküpsus**

Erinevaid vesiniku kasutamise võimalusi on uuritud juba kümneid aastaid, kuid proportsionaalset edu pole sellega veel saavutatud. Suurimateks murekohtadeks on leitud kogu eelkirjeldatud protsessi madal kasutegur ja infrastruktuuri kõrge hind. Siiski langevate elektrihindade ja Euroopa kliimapoliitika tõttu on see teema jälle päevakorda tulnud ning P2G-ilt oodatakse tulevikus suurt tuge elektrisüsteemi piisavusele ja süsinikuheitmete vähendamisele nii elektri tootmises kui ka transpordi sektoris.

2019. aastal loeti kokku, et erinevaid P2G projekte ja opereerivaid vesiniku tootmise jaamu on maailmas 56 ja metaani tootmise jaamu 38. Enamik nendest on siiski väikeste võimsustega piloot- või näidisprojektid<sup>17</sup>.

### **4.10.2 Personaalne päikesepaneelide ja akude süsteem**

Varustuskindlusest rääkides tasub ära mainida, et olenemata sellest, kas riiklikul tasemel on kõik normid täidetud, võib siiski olla juhtumeid, kus lõpptarbijal, kes sõltub täielikult elektrivõrgust, tekib katkestus. Olgu selle põhjustajaks tormiga liinidele langevad puuoksad või mõni muu ettearvamatu sündmus. Enamik tarbijaid on nõus sellega, et kogu elektri võrgust ostmise puhul võib olla vahetevahel häiringuid, sest seda tasakaalustab suhteliselt odav elektrihind, kuid on ka neid, kes soovivad, et neil oleks 100% ajast elekter olemas maksu mis maksab.

Konkurentsiamet on 3. juuli 2020 otsusega kinnitanud saamata jäänud energia hinnaks 7287 EUR/MWh, mis tähendab, et kui keskmine tarbija väärtustaks elektri puudumise sellisele tasemele. Sellegipoolest tarbija hinnatundlikkus on subjektiivne ja kõikidele ei pruugi elektri olemasolu sama suurt tähtsust omada. Kui tarbija tahab olla elektrivõrgust vähem sõltuvuses ja omada tagavarasüsteemi, suurendamaks enda varustuskindlust, siis peab ta Eesti kliimas olema valmis üsna kalliks investeeringuks. Personaalne päikesepaneelide ja akusüsteem tagavad tarbijale väiksema sõltuvuse nii kõrgetest elektrihindadest kui ka elektri puudumisest.

15 <https://www.powermag.com/why-power-to-gas-may-flourish-in-a-renewables-heavy-world/>

16 [https://p2gconference.com/news/north-america%E2%80%99s-first-power-to-gas-energy-storage-facility-using-hydrogen.html#:~:text=The%20Markham%20Energy%20Storage%20Facility,IESO\)%20of%20Ontario%2C%20Canada.](https://p2gconference.com/news/north-america%E2%80%99s-first-power-to-gas-energy-storage-facility-using-hydrogen.html#:~:text=The%20Markham%20Energy%20Storage%20Facility,IESO)%20of%20Ontario%2C%20Canada.)

17 <https://www.powermag.com/a-review-of-global-power-to-gas-projects-to-date-interactive/>



Oleneb küll süsteemi dimensioonidest, kuid personaalse päikesepaneeli kasutamise puhul tuleb üsna tõenäoliselt ette olukordi, kus omatarbimine on väiksem kui paneelide toodang ning selles olukorras saab elektri edasi võrku müüa. Võrku müüdava elektri hind on hulгимүүgi hinnaga, mis võib olla oluliselt madalam kui jaemүүgi hind, millega tavatarbija elektrit ostab, sõltub elektri paketest. Lisaks elektriarve targemale haldamisele suurendab akude süsteem varustuskindlust, kuna võrgurikke korral saab varem salvestatud elektrit edasi kasutada ja päikesest toodetud elekter võib pakkuda olulist tuge hädavajalikeks toiminguteks. Päikesepaneelide ning akude integreerimine avab palju võimalusi nii tarbijale, süsteemioperaatorile kui ka kolmandale osapoolle, näiteks paljude taoliste süsteemide agregatorile. Agregeerituna suudavad sellised väikesed salvestusvõimelised tootmisüksused parandada elektrisüsteemi piisavust nii tarbija tasemel kui ka võrgu tasemel.

## **Edulood**

Edukad näited sellise süsteemi toimimisest võib leida Californiast ja Austraaliast, kus on väga soodsad tingimused päikeseelektri tootmise jaoks. Tesla on loonud *Green Mountain Power (GMP)* programmi, kus üks agregator omab kontrolli üle tuhande aku üle ja võib neid kasutada vastavalt lepingutingimustele paindlikkuse pakkumiseks või tarbija paremaks varustamiseks. GMP programm tõestas oma kasulikkust 2019. aasta oktoobris, kui USAs Vermonti osariigis 115 000 kodu jäid tormi tõttu pimedaks, kuid GMP osaliselt suutsid veel keskmiselt üheksa tundi elektrit kasutada ning osad isegi üle 80 tunni<sup>18</sup>.

## **Turuküpsus**

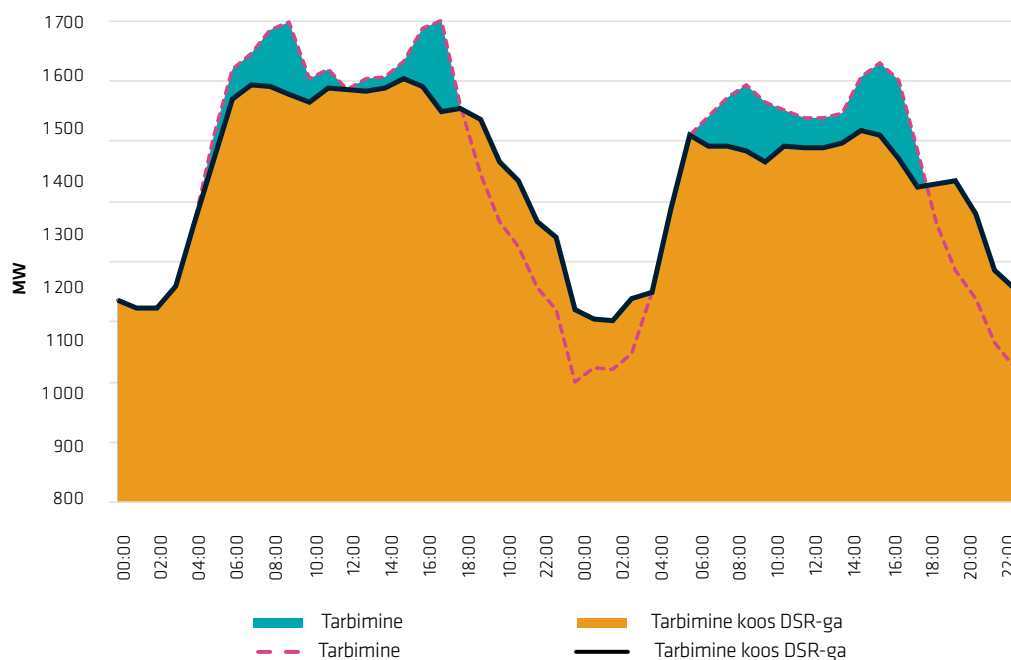
Tegemist on turuküpse tehnoloogiaga ning on ka kasutuses Eestis. Sõltuvalt kliimaoludest, turureeglitest ja elektri hinna stabiilsusest on süsteemi kasumlikkus eri riikides suuresti erinev, mis avab võimaluse innovaatilistele ärimudelitele. Agregeeritud mudel on kasutust leidnud vähestes soodsates tingimustega paikades nagu Austraalias ja USA-s, aga see teema muutub üha enam populaarsemaks.

### **4.10.3 Tarbimise juhtimine (Demand side response-DSR)**

Elektrisüsteemi piisavuse koha pealt on kõige kriitilisemad tiputarbimise hetked, mil tööstuse, tava- ja ilmastikust oleneva tarbimise profiilid langevad samale ajale. Tavaliselt on vähemalt osa tarbimisest sellise iseloomuga, mida saab edasi lükata või hoopis ära jätta. Täna ei ole taoline tarbimise juhtimine levinud, sest elektri hinna volatiilsus ei ole väga suur, lisaks ei ole tarbija vaatest mugavaid lahendusi, et seda teha. IoT lahenduste laialdase kasutuselevõtuga, spetsiaalse paindlikkusturu loomisega ja väiksemaid tarbijaid koondava agregatorite tekkimisega on võimalik paindlikkusturule pakkumist tekitada. Täna need paindlikkuse pakkujad on suuremad elektritarbijad, kes suudavad oma tarbimist ümberajastada ning pakkuda sellega enda teenuseid olemasolevale reguleerimisturule.

Veidi teistsuguse lähenemisega suudavad peale suurtarbijate konkurentsivõimeliselt osaleda ka tava- ja väiketarbijad. Selleks, et väiketarbijad saaksid enda paindlikkust turule pakkuda, peavad nad sõlmima lepingu agregatoriga, kes koondab nende võimekused kokku ning on võimeline neid ühtselt turule pakkuma. Agregeeritud pakkumisi on seejärel võimalik käivitada, koormates tarbijaid üles või alla. Joonis 4.18 illustreerib tarbimiskõvera ilma tarbimise juhtimiseta ja koos DSR-i kasutamisega. Tihti moodustub päeva jooksul kaks tiputarbimist: hommikune ärkamine ja õhtune söögitegemine. Õnneks on need tipud üsna ettearvatavad ning neid saab vajadusel tarbimise profiilil lamedamaks muuta kui käivitada tarbimise juhtimine. Uus profiil joonistub oranžiga, kus koormus on ühtlasemalt päeva peale laiali jagunenud.

Joonis 4.18  
Tarbimise profiil  
koos ja ilma  
paindlikkuseteta



## Edulood

Üks märkimisväärsemaid ettevõtteid, kes tegeleb erinevate paindlikkusturgu puudutavate projektidega on NODES. See on iseseisev turuoperaator, kes keskendub just elektrisüsteemi kitsaskohtade arendamisele. Keskendutakse näiteks taastuvenergia lisandumisega seotud väljakutsetele, detsentraliseeritud tootmisega ja tarbija muutlike profiilidega seotud katsumustele ning muidugi paindlike tarbijate integreerimisele.

Tuues välja ühe mitmest projektist: NODES koostöös Western Power Distribution ja Smart Grid Consulting lõi 2019. aastal Suurbritannias projekti nimega IntraFlex, mille kaudu tahetakse pakkuda paindlikkustooteid päev-ette ja päevasisesele turule. Omaette väljakutse on seda teha nii, et see ei tekita tavapärasel energiaturu töös häiringuid. IntraFlex-i projekti hiljutises kokkuvõttes märgiti ära, et loodud turg töötab efektiivselt, kasutades NODES paindlikkusplatvormi. Paindlikkuse pakkumised ja nõudlused suudeti omavahel kokku viia aktsepteeritava kiirusega – osad pakkumised 10 minutiga, osadega kulud kauem aega. Niisiis esimene etapp taolise paindlikkuse turu loomisel loeti õnnestunuks ning juba planeeritakse, et järgmisel etapil (2021. aasta kevadel) suurendatakse pakkumiste mahtu ja jätkatakse nii platvormi kui ka muu olulise taustsüsteemi arendamisega<sup>19</sup>.

## Turuküpsus

Eleringi jaoks on tehnoloogia ja turumudel piisavalt küps, et panna märkimisväärne pingutus sellesse, et meie regiooni tekiks paindlikkusturg. Täpsemalt saab Eleringi püüdlustest lugeda peatükist 2.4.2, kus kirjeldatakse INTERRFACE projekti. Elering juhib INTERRFACE'i projekti raames regionaalse paindlikkusteenuste turuplatvormi väljatöötamist ja lahenduse demonstreerimist. Eesmärk on luua regionaalsed lahendused tarbimis- ja tootmispõhise paindlikkuse kaasamiseks elektriturudele. INTERRFACE'i paindlikkusteenuste turuplatvormi eesmärk on piloteerida 2021. aastal allolevat tururaamistikku ja paindlikkusteenuseid. Pärast edukat piloteerimist on lõppeesmärk toimiv regionaalne paindlikkusteenuste turg.

<sup>19</sup> <https://nodesmarket.com/flexibility-project-reaches-successful-milestone-intraflex/>

#### 4.10.4 Riikidevaheline merevõrk

Tuuleenergia on Põhjamaade kliimas kõige suurema potentsiaaliga taastuvenergia allikas, kuid kuna maismaal on palju piiranguid seoses tuuleolude, kaitserajatiste ja elamupiirkondadega, siis meretuulepargid on perspektiivne lahendus. Meretuule projektiarendamise ja liitumiste kulud on oluliselt kõrgemad võrreldes maismaaparkidega ning see on ka üks põhjus, miks mastaabisäästu tõttu planeeritakse meretuuleparke oluliselt suurema võimsusega kui maismaal, kuid suure võimsusega kaasnevad ka katsumused. Esiteks peab merest elektri transportima tarbijateni, ning isegi kui merekaabel on rajatud, siis maismaavõrk ei ole tavaliselt dimensioneeritud selleks, et ühest alajaamast mitme GW suurune võimsus peaks tulema. Varem pole kunagi selleks vajadust olnud, et nii suured tootmissuunalised võimsused seda kasutama hakkavad. Vähendamaks kalleid võrgutugevdusi, on üks võimalus luua merevõrk, kus tuuleparke läbivad ühendused võimaldavad energia mitmesse riiki korraga transportida. Taoline riikidevaheline lahendus loob väärtust lisaks laiemale turule ka varustuskindlusele.

Merevõrk on Läänemere-äärseid riike ning meres paiknevaid tuuleparke ühendav energiavõrgustik, mis aitab saavutada kliimaeesmärke kulutõhusalt ja tagada energia varustuskindlust. Merevõrk loob eeldused tuuleenergia suuremahuliseks tootmiseks, mis omakorda suurendab Eestis pikaajalist varustuskindlust ja elavdab Eesti majandust. Merevõrk on realistlik viis Eesti taastuvenergia eesmärkide täitmiseks. Arvestades elu- ja looduskeskkonnast tulenevaid ning riigikaitsepiiranguid Eesti maismaal, on kõige otstarbekam arendada suuremahulist tuuleenergeetikat just avamerel. Merevõrk parandab Eesti konkurentsivõimet turupõhise ja kliimaneutraalse energiatootmise arendamise kohana.

Avamerevõrkude uuringutes<sup>20212223</sup> on toodud välja võrgutaristu erinevate tehniliste lahenduste kombinatsioone sõltuvalt tehnoloogia küpsusest ja ajahorisondist, luues merevõrgu etapilisuse. Nendeks erinevateks etappideks on:

1. riikidevahelised ühendused ühest punktist teise;
2. radiaalsed ühendused avamere tuuleelektrijaamade ja maismaaenergiasüsteemide vahel;
3. mitme tuuleelektrijaamaga radiaalsed ühendused alajaamadega, mis on radiaalselt ühendatud maismaasüsteemiga;
4. hübriidühendused (riikidevaheline ühendus, millel asub alajaam, kuhu on liidetud meretuuleenergia tootmine);
5. merevõrk - mitmed meres asuvad ühendatud alajaamad, mis on samaaegselt ühendatud mitme riigiga (inglise keeles – meshed grid)

Etapilisusest lähtub ka, et juba olemasolevaid või planeeritavaid radiaalseid meretuuleparke oleks võimalik hiljem liita merevõrguga. See annab neile arendustele väiksemate piirangutega ühenduda alati sinna hinnapiirkonda, kus toodetud hüve eest pakutakse parimat hinda. Merevõrk võimaldab vältida taastuvenergia suuremahulise ja kõikuva iseloomuga tootmisega kaasnevat ühendusvõimsuste puudujäägi teatud suundades ja teatud ajaperioodidel. Tulevikus peab võrk olema senisest paindlikum ja võimaldama transportida energiat sealt, kus seda on kõige odavam toota ning suunata sinna, kus nõudlus kõige suurem.

Toodud etappe võib käsitleda ka kui arendusetappe P2G jaamade loomisel, kus suurema tootmise korral on mõistlik merel toota elektrist mõnda muud energiakandjat, võimaldades energiasektori tõelist integreeritust. Energia tootmine sellises vormis, kus see pakub kõige rohkem lisandväärtust, aitab kaasa ka paindlikkusele.

#### Edulood

Esimene taolist lahendust kasutav tuulepark Kriegers Flak on hetkel ehituses ning peaks valmima hiljemalt 2021. aasta lõpuks. Kriegers Flak on 605 MW võimsusega avamere tuulepark, mis asub Läänemeres Taani ja Saksamaa vahel ning selle liitumisega moodustatakse ühendus läbi 3 tuulepargi: Kriegers Flak, Baltic 1 ja Baltic 2 (vaata Joonis 4.19)

20 The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative - [https://www.benelux.int/files/1414/0923/4478/North\\_Seas\\_Grid\\_Study.pdf](https://www.benelux.int/files/1414/0923/4478/North_Seas_Grid_Study.pdf)

21 Baltic InteGrid: towards a meshed offshore grid in the Baltic Sea

22 ENTSO-E TYNDP 2018; Regional Group Northern Seas Regional Investment Plan 2017 (RGNS RegIP17) ja Northern Seas Offshore Grid (NSOG) Report 2018

23 STUDY ON BALTIC OFFSHORE WIND ENERGY COOPERATION UNDER BEMIP Final Report

Joonis 4.19  
Mere hübriidvõrk  
Taani ja  
Saksamaa vahel<sup>24</sup>



## KRIEGERS FLAK – COMBINED GRID SOLUTION

- CGS project (interconnector)
- 400 kV substation (AC)
- 150 kV substation (AC)
- Converter station (AC/DC)
- 220 kV substation (AC)
- 220 kV cable
- 150 kV cable

### Turuküpsus

Eesti on üks Euroopa ääremaadest ja samuti asume üpris kitsa ja madala mere ääres, mis võimaldab luua merevõrgu ühendused näiteks Rootsi, Soome ja Lätiga. Naabersüsteemioperaatorite ja ministeeriumitega käivad arutelud, et täpsemalt määratleda kõikide osapoolte huvi ja kasulikkus taolisest süsteemist. Ühiseks merevõrgu planeerimiseks on Elering teinud ettepaneku teistele TSO-dele Läänemere avamerevõrgustiku algatuse ühiste kavatsuste protokolliga allkirjastamiseks, et alustada ühiseid võrguühenduste uuringuid ning merevõrgu teostatavusuuringuid.

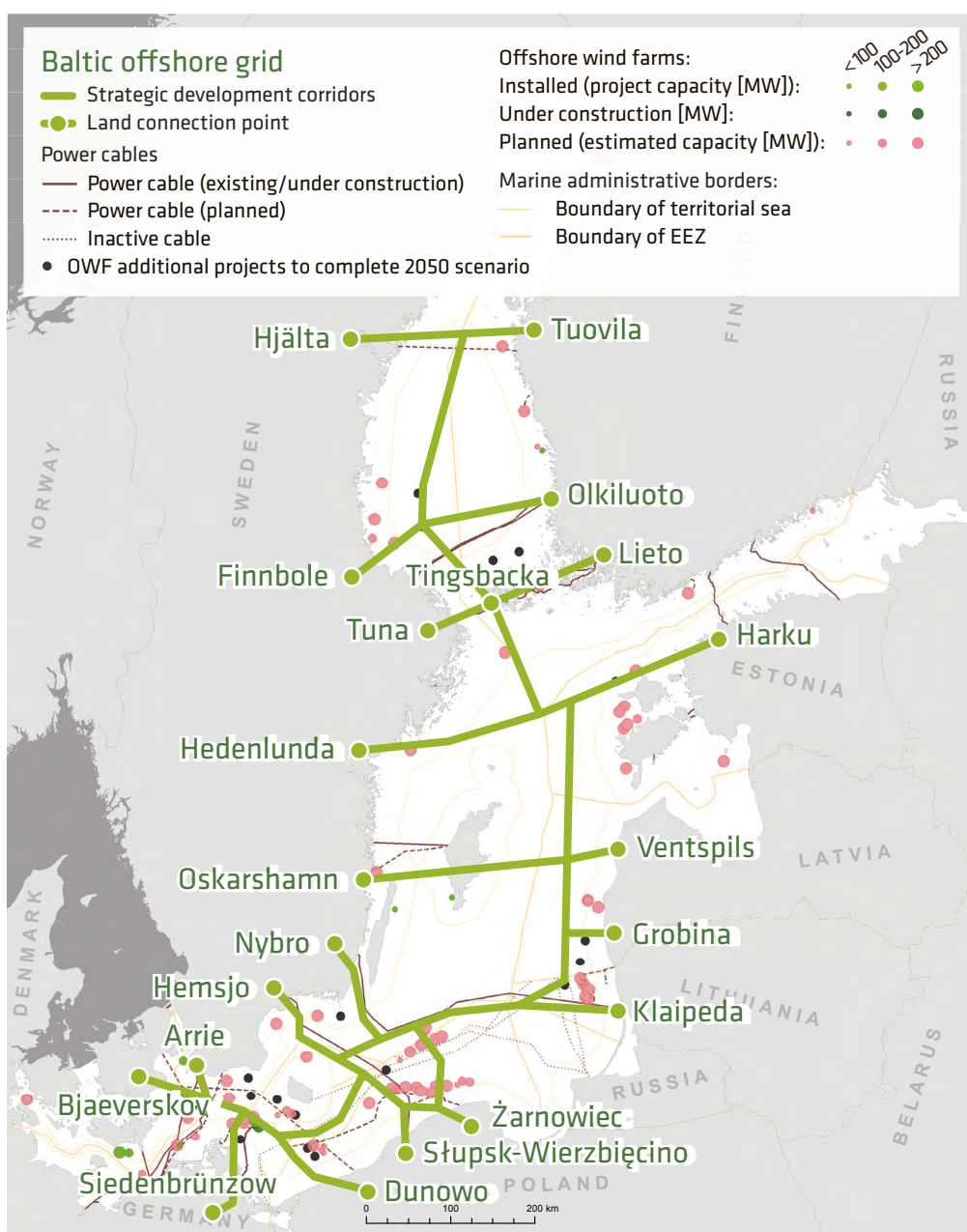
Planeeritav merevõrk panustaks varustuskindlusesse läbi täiendavate ühenduste ja tootmisvõimsuste rajamise. Otseselt varustuskindlusesse panustab merevõrk:

- Tekivad täiendavad ühendused ja läbilaskevõimsused naabersüsteemidega läbi merevõrgu sõlmpunktide, mille kaudu saab tagada elektrivarustust tundidel, kui oma genereerimist ja tavapäraselt impordi läbi olemasolevate linkide napib.
- Merevõrk seob kokku suure mereala, kuhu on seotud erinevad tuulepargid Läänemere eri piirkondades. Tõenäosus, et selles seotud piirkonnas elektrit toodetakse, on piisavalt suur, panustamaks varustuskindlusesse ja selle panusega võib tuleviku varustuskindlust planeerides arvestada sarnaselt konventsionaalsete elektrijaamadega. Mida suurema ulatusega on merevõrk, seda rohkem annab see juurde varustuskindlusele. Samuti liigub läbi merevõrgu efektiivselt toodetud elekter läbi hinnasignaali sinna, kus seda kõige rohkem vaja on.

- HVDC Lingid on väga töökindlad<sup>25</sup>, ning tõenäosus, et kaks linki korraga välja lülitub, on ülimalt väike. Kui merevõrk saab osaks ülekandevõrgust, tõstab see oluliselt ka võrgu keskmist töökindlust.
- Läbi mere kulgev paralleelvõrk võimaldab väiksema riskiga hooldada olemasolevat maismaavõrku, kuna hooldusperioodil saab osa võimsusvoost suunata ringiga läbi merevõrgu.
- Eesti elektrisüsteemi tihe integreeritus läbi mitme ühendusega merevõrguga tagab selle positiivse mõju Eesti elektrisüsteemi varustuskindlusele ka mistahes *offshore*-võrguga siduva ühenduse katkemisel.

Alalisvooluühendusi saab lisaks võimsuse tavapärasele ülekanmisele kasutada ka süsteemi stabiilsuse tagamiseks ning erinevateks kiireteks reguleerimisreservideks (sisuliselt on *offshore*-võrguga sidumine võimeline pakkuma kõikide kiirete ja ülikiirete reguleerimiste spektrit).

Joonis 4.20  
Baltic Offshore Grid  
kontsept 2050<sup>26</sup>



Joonis 4.20 Baltic Offshore Grid kontsept 2050 näitab, kuidas praeguse parima teadmisega riikidevaheline merevõrk välja näeb aastaks 2050. Siin on ka lisatud perspektiivsed avameretuule projektid.



# 5 Küberturvalisus

---

5.1	KÜBERTURVALISUSE OLULISUS VARUSTUSKINDLUSE VAATES .....	100
5.2	ELERINGI KÜBERTURBE PEAMISED TEGEVUSSUUNAD.....	100
5.2.1	Küberturbe juhtimine ja haldus.....	100
5.2.2	Operatiivne küberturve.....	100
5.2.3	Teadlikkuse ja valmisoleku tõstmine.....	100
5.3	ÜHISKONNA OOTUSED ELEKTRISÜSTEEMI TURVALISUSELE .....	101
5.4	TULEVIKUVAADE - UUED RISKID UUTEST TEHNOLOOGIADEST.....	101
5.5	HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST .....	102



## 5.1 KÜBERTURVALISUSE OLULISUS VARUSTUSKINDLUSE VAATES

---

Kõik Eleringi alajaamad, Soome merekaablite konverterjaamad ja reservelektrijaamad on kaugjuhitavad. See tähendab, et elektriobjektidel igapäevaselt juhtimistoiminguid teostav personal puudub ja kogu juhtimine toimub keskses juhtimiskeskuses. Eleringi elektriobjektid asuvad hajutatult üle Eesti, kuid spetsialistid, kes tegelevad objektide juhtimisseadmete halduse ja arendusega, töötavad igapäevaselt peakontoris ja mõnes harukontoris. Samal ajal liiguvad need spetsialistid tihti objektide vahel ning soovivad kasu saada tänapäevastest kaugtöö võimalustest.

Kaugjuhtimine, suur sõltuvus digitaalsetest juhtimissüsteemidest ja andmesidest, kaugtöö ja hoogne digitaliseerimine vajavad aina keerulisemaid IT-lahendusi – kasvav keerukus omakorda suurendab võimalusi turvaaukudeks, konfiguratsiooni vigadeks vms, mida pahatahtlikul ründajal on võimalus ära kasutada. Eleringi ohustavad Internetis levivad tavapärased ohuvektorid, kuid samas on Elering kogu Eesti elektrivarustuse eest vastutajana potentsiaalselt huvipakkuv sihtmärk ka keerukatele suunatud rünnakutele. Taustsüsteem näitab ilmekalt, miks küberturvalisuse tagamine on varustuskindluse tagamisel oluline lüli, mille tähtsus ajas tõuseb tänu hoogustuvale tööstuse, sh elektri põhivõrgu, digitaliseerimisele.

Lisaks otseselt elektrisüsteemi opereerimisega seotud süsteemidele haldab Elering mitmeid infosüsteeme, mis on kriitilised elektrituru toimimiseks ja seetõttu on nende turvalisus ja usaldusväärsus oluline Eesti pikaajalise varustuskindluse tagamiseks.

## 5.2 ELERINGI KÜBERTURBE PEAMISED TEGEVUSSUUNAD

---

Varustuskindluse vaates on Eleringi kriitilised lülid, mille küberturvalisust on oluline tagada:

1. energiasüsteemi juhtimiskeskus,
2. juhtimiskeskuse ja elektriobjektide vaheline sideühendus,
3. juhtimisseadmed elektriobjektidel.

Selleks, et tagada nende lülid küberturbe süsteemne korraldus, tegeleb Elering kolme suurema tegevussuunaga:

1. küberturbe juhtimine ja haldus,
2. operatiivse küberturbe tagamine,
3. teadlikkuse ja valmisoleku tõstmine.

### 5.2.1 Küberturbe juhtimine ja haldus

Küberturbe juhtimise peamine eesmärk on tagada turvapoliitikate väljatöötamine, turvameetmete süsteemne valik ja rakendamine ning järjepidev küberturbe riskide hindamine. Küberturbe juhtimise süsteemi üles ehitamisel kasutatakse rahvusvahelistel standarditel põhinevat parimat praktikat.

### 5.2.2 Operatiivne küberturve

Eleringi küberturbe lähiaastate eesmärk on parendada nähtavust ja kontrolli kriitilistes IT ja juhtimisvõrkudes. Seetõttu on fookuses tegevused, mis aitavad kaasa nende eesmärkide saavutamisele.

### 5.2.3 Teadlikkuse ja valmisoleku tõstmine

Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi hiljutises Eesti küberturbe majandusharu kontseptsiooni käsitlevas uuringus<sup>27</sup> tuuakse ühe küberturbe keskse probleemina välja turvateadlikkuse madal tase. Uuringu kohaselt on küberturvalisus IT ja küberturbe ekspertide silmis enamasti arusaadav vajadus, kuid

---

27 [https://www.mkm.ee/sites/default/files/content-editors/failid/E\\_riik/estonia's\\_industrial\\_policy\\_concept\\_for\\_the\\_cyber\\_security\\_market.pdf](https://www.mkm.ee/sites/default/files/content-editors/failid/E_riik/estonia's_industrial_policy_concept_for_the_cyber_security_market.pdf)



teiste elukutsete esindajad peavad seda sageli liiga keeruliseks või kalliks. Energiasektor ei ole siin erandiks, mistõttu on Eleringi küberturbe fookuses ka organisatsiooni laiem harimine küberturvalisuse ohtude, võimaluste ja väljakutsete kohta. Selle saavutamiseks suunatakse eksperte küberturbe koolitustele ja pakume töötajatele küberhügieeni koolitust.

Lisaks arendame järjepidevalt intsidentidele reageerimise protseduure ja kasutame aktiivselt võimalust õppida aset leidnud probleemidest.

### 5.3 ÜHISKONNA OOTUSED ELEKTRISÜSTEEMI TURVALISUSELE

---

2019. aastat iseloomustab huvi suurenemine elektrivõrkude küberturvalisuse vastu Euroopa Komisjoni tasandil.

1. Euroopa Komisjon andis aprillis välja soovitus<sup>28</sup>, millistest peamistest probleemidest peaksid liikmesriigid lähtuma energiasektori küberturvalisuse reguleerimisel. Euroopa Komisjon defineerib peamiste energiasektori küberturbe väljakutsetena a) reaalajasüsteemide töö tagamise, b) Euroopa energiasüsteemi laiemalt mõjutavate kaskaadmõjude vältimise ning c) uute tehnoloogiate ja aegunud seadmete ühendamisel tekkivad riskid. Samuti tuuakse välja, et Euroopa puhta energia pakett annab komisjonile mandaadi elektrisektori küberturvalisuse võrgueeskirja loomiseks, mis aitaks kaitsta elektrivõrgu toimimist ja suurendada selle vastupidavust.
2. Euroopa Komisjoni tarkvõrgu rakkerühma ekspertgrupp andis juunis välja soovitus<sup>29</sup> rahvusvaheliste elektriühenduste küberturvalisuse kohta. Üks ekspertgrupi välja pakutud meede on koostada küberturvalisuse võrgueeskiri, millega rakendada kõigile elektrisektori ettevõtetele turvanõuete baastase, mis on vastavuses ISO/IEC 27001 standardiga. Lisaks soovitatakse elutähtsa teenuse osutajatele rakendada täiendavaid turvanõudeid.
3. Veebruaris 2020 kuulutas Euroopa Komisjon välja konsultatsiooni<sup>30</sup>, milles märgitakse, et Komisjoni eesmärk on 2020. aastal käivitada küberturvalisuse võrgueeskirja koostamise protsess.

Eestis on elutähtsa teenuse küberturvalisuse regulatiivne raamistik võrdlemisi õhuke, kuid mitmes Euroopa riigis on keskselt määratud vastavusreeglid juba praegu nõudlikumad. Elektrisüsteemi varustuskindlus on regionaalset ja kontinentaalset ühisosa omav teema ning kliimameetmed toovad kaasa uute digitaaltehnoogiate kasutamise elutähtsa teenuse tagamisel. Seetõttu on tõenäoline, et järgmise 5 aasta jooksul kasvab märkimisväärselt energiasektori küberturvalisuse reguleerimine Euroopa kesksete institutsioonide poolt.

### 5.4 TULEVIKUVADE – UUED RISKID UUTEST TEHNOLOGIADEST

---

Euroopa põhivõrkude võrgustikorganisatsioon ENTSO-E avaldas novembris 2019 digitaliseerimise raporti, mille peateemaks on energiapöörde jaoks vajalik küber-füüsiline süsteem<sup>31</sup>.

Raporti tarbeks viidi läbi uuring Euroopa põhivõrgu ettevõtete seas, millest selgus, et paljud neist viivad aktiivselt läbi digitaalsete tehnoloogiatega seotud innovatsiooniprojekte. Üks selge ülesanne taoliste projektidega tegelemisel on Euroopa Liidu kliimapoliitikast tulenevate eesmärkide täitmiseks sobivate uute tehnoloogiate katsetamine. Olemasolevast energiavõrgust ja tehnoloogiatest ei piisa 2050. aasta süsinikneutraalsuse eesmärkide täitmiseks, seega on paljudele põhivõrkudele huvipakkuvad uued tehnoloogiad, mis tagavad suurema paindlikkuse elektrivõrgu juhtimisel. Selle probleemi lahendamiseks on võimalik kasutada erinevaid meetmeid, kuid vaatleme näiteks kahte stsenaariumit: detsentraliseeritud tootmise juhtimine ja tarbimise juhtimine.

---

28 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/commission\\_recommendation\\_on\\_cybersecurity\\_in\\_the\\_energy\\_sector\\_c2019\\_2400\\_final.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/commission_recommendation_on_cybersecurity_in_the_energy_sector_c2019_2400_final.pdf)  
29 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/sgtf\\_eg2\\_report\\_final\\_report\\_2019.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/sgtf_eg2_report_final_report_2019.pdf)  
30 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/07-02-2020-targeted\\_stakeholder\\_consultation-2020-2023-for\\_europa.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/07-02-2020-targeted_stakeholder_consultation-2020-2023-for_europa.pdf)  
31 [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/digital\\_report\\_2019.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/digital_report_2019.pdf)

1. Detsentraliseeritud tootmine (nt päikesepaneelid igal majal, autoakudesse talletatud energia kasutamine vmt) suurendab võrreldes praeguse olukorraga tootmisressursside hajutatust. Elektri põhivõrgu ülesanne on tagada elektrisüsteemi kui terviku toimimine, mis eeldab tootmise ja tarbimise tasakaalu igal ajahetkel. Selle tasakaalu saavutamiseks on põhivõrgul tarvis võimekust vajadusel tootmisvõimsuseid üles või alla koormata.
2. Teine pool paindlikkuse suurendamisest on tarbimise juhtimine. Enamasti mõistetakse selle all hajusalt paiknevate elektriseadmete väljalülitamist või alla koormamist – nt kui päikesepaiste asendub kiirelt vihmapiilvedega ja päikesepaneelide toodang üleriigiliselt väheneb, võidakse toodangu vähenemise kompenseerimiseks lülitada kiirelt ja operatiivselt välja tarbijate seadmeid. Üks võimalus selle saavutamiseks on nt kütteseadmete ajutine väljalülitamine, kui see ei mõjuta oluliselt tarbijate äriprotsessi või eluruumide mugavust.

Põhivõrgul on kõige selle juures endiselt ülesanne ja vajadus võrgu toimimist juhtida ja seega ka neid hajutatud ressursse juhtida – elektrivõrku liita ja lahutada tootmis- või tarbimisvõimsuseid, vajadusel reaalajas. Seetõttu on tarvis uut liiki juhtimissüsteeme, mis vajadusel suudavad turvaliselt edastada juhtimiskäsked paljudele hajusalt paiknevatele seadmetele.

Samuti muutuvad tähtsaks erinevad turuplatvormid, mis võimaldavad vabaturul tegutsevatel teenusepakkujatel paindlikkusteenuseid pakkuda. Elektri turuplatvormid muutuvad seega järjest olulisemaks elektrisüsteemi toimimise osaks ja nende kriitilisus elektrisüsteemi toimimisel samuti kasvab.

See tähendab, et tõenäoliselt kasvab tulevikus elektrivõrgus juhitavate seadmete arv ja samal ajal kasvab sõltuvus turuplatvormidest. See omakorda tähendab keerulisemaid IT- ja sidelahendusi. Samal ajal peavad kaasa tulema ka küberturbe lahendused, et vältida digitaalsete lahenduste tõrgetest põhjustatud teenuse katkestusi ja andmata jäänud energiat. Lõppeesmärk on lihtne: hoida kõrge Euroopa elektritarbijate usaldus elektrisüsteemi vastu ja tagada toetus süsinikneutraalsuse eesmärkide saavutamisele.

Elering osaleb mitmetes siseriiklikes ja Euroopa-ülestes energiaspektori küberturvalisuse koostööformaatides, et olla kursis seadusandlike ja tehnoloogiliste arengutega ning tagada Eesti elektrisüsteemi valmisolek tuleviku väljakutsetele vastamisel.

## **5.5 HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST**

---

2019. aastal ei olnud põhivõrgus andmata jäänud energiat, mis oleks põhjustatud küberintsidentidest, ning Eleringi tegevus on suunatud sellele, et hoida see näitaja võimalikult madalal.

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





## 6 Enamkasutatud lühendite loetelu

---

<b>AREJ</b>	Avariireservelektrijaam
<b>BAU</b>	Võrgu kujundamise tavastsenaarium (ingl. Business As Usual), mis näeb ette tavapäraseid arenguid ja standardseid lahendusi, tulenevalt tehnikapoliitikast ja muudest normdokumentidest.
<b>BRELL</b>	süsteemihaldurite liit, kuhu kuuluvad Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti ja Leedu.
<b>BSMMG</b>	Läänemere-äärsete riikide turu modelleerimise grupp (ik.Baltic Sea Market Modelling Group)
<b>CEF</b>	(Connecting Europe Facility) Euroopa Liidu rahastusinstrument, mille eesmärk on tõsta konkurentsivõimet Euroopa tasemel läbi infrastruktuuri investeeringute.
<b>DSR</b>	Lõpptarbijapoolne vajadus (ingl. Demand Side Response)
<b>EENS</b>	Keskmine andmata jäänud (elektri)energia (ingl. Expected Energy Not Served)
<b>EL1</b>	Estlink 1
<b>EL2</b>	Estlink2
<b>ELV</b>	Elektrilevi
<b>ENTSO-E</b>	Üleeuroopaline elektrisüsteemioperaatoreid ühendav organisatsioon
<b>ER</b>	Elering
<b>EV</b>	elektrivõrk
<b>FCR</b>	(Frequency Containment Reserve) sageduse hoidmise reserv
<b>FRR</b>	(Frequency Restoration Reserve) – sageduse taastamise reserv
<b>HVDC</b>	high voltage direct current
<b>IPS/UPS</b>	Venemaa sagedusala, millega on ühendatud järgnevad piirkonnad: Baltikum, Ukraina, Kasahstan, Kõrgõzstan, Valgevene, Aserbaidžaan, Tadžikistan, Gruusia, Moldova ja Mongoolia
<b>IPS/UPS</b>	Venemaa ühendenergiastüsteem
<b>KA</b>	konkurentsiamet
<b>LOLE</b>	Piirangutundide arv (ingl. Loss Of Load Expectation) (h/aastas)
<b>MAF</b>	ENTSO-E poolt koostatud iga-aastane elektrisüsteemi piisavuse hinnang võtme-aastatele (tänavu aastad 2021 ja 2025) (ingl. Mid-Term Adequacy Forecast)
<b>N-1</b>	Ühe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmiseseade, jne.) avariiline väljalülitumine
<b>N-1-1</b>	Ühe elektrisüsteemi elemendi avariiline väljalülitumine, kui mõni elektrisüsteemi tööd oluliselt mõjutav element on hoolduses või remondis
<b>NTC</b>	Elektriturile antav ülekandevõimsus (ingl. Net Transfer Capacity)
<b>PEMMDb</b>	Üleeuroopaline turu modelleerimise andmebaas (ingl. Pan European Market Modelling Database)

<b>PKVA/PTLA</b>	pinge järgi koormuse vähendamise automaatika/ pinge järgi tagasilülitamise automaatika
<b>RLA</b>	reservi lülitamise automaatika
<b>SOC</b>	(System Operation Committee) Euroopa põhivõrkude ühenduse ENTSO-E süsteemi juhtimise komitee
<b>TK</b>	tarbimiskoht
<b>TLA</b>	tagasilülitamise automaatika
<b>TSO</b>	Põhivõrgu operaator (ingl. Transmission System Operator)
<b>VOLL</b>	Katkestuskahju (ingl. Value Of Lost Load)





# 7 Lisad

---

## LISA 1. ELERINGI INVESTEERINGUTE EELARVE 2020-2024

Alajaamad	
110 kV trafode astmelülitid	2024
110-330 kV jõutrafode vahetus	2025
110-330 kV trafode läbiviigid	2024
330 kV alajaama OT diisलगeneraatorite paigaldused	2020
Akupatareid ja laadimisseadmed	2024
Alajaamade reservseadmete ost	2022
Alajaamades RTU-de vahetamine	2024
Alajaamade teenindusmaa ostmine	2020
Alajaamade osaline renoveerimine	2024
Abja 110kV alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2020
Alatskivi 110kV alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2024
Alutaguse 110 kV alajaama renoveerimine	2021
Audru 110 kV alajaama renoveerimine	2022
Ellamaa (Riisipere) 110 kV alajaama renoveerimine	2020
Elva 110kV alajaama renoveerimine	2023
Estonia-Põhja 110kV alajaama renoveerimine	2025
Haapsalu 110kV alajaama renoveerimine	2022
Haljala AJ rekonstrueerimine kompakjalajaamaks	2023
Jaoskonna 3B alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2025
Järvakandi 110 kV alajaam	2021
Kanepi 110 kV alajaama renoveerimine	2020
Kantküla 110kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2021
Kehtna 110kV alajaama renoveerimine	2022
Koigi 110 kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2020
Kunda 110 kV alajaama renoveerimine	2025
Kuuste 110 kV alajaama renoveerimine	2023
Laagri (Pääsküla) 110 kV alajaama renoveerimine	2023
Lihula 110 kV alajaama renoveerimine	2021
Linda 110 kV alajaam	2021
Maaritsa 110 kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2021
Martna 110 kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2020
Muhu 110kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2021
Mustvee 110 kV alajaama renoveerimine	2023
Mõniste 110kV alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2023
Nõva 110kV alajaama renoveerimine	2023
Põdra AJ rekonstrueerimine kompakjalajaamaks	2022
Pärnu-Jaagupi 110 kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2021
Rakvere-Põhja C1T 110 kV jaotla kompaktlahendus	2023
Risti 110 kV alajaama renoveerimine	2020
Roela 110kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2021
Ruusa 110kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2022
Sikassaare 110 kV alajaama renoveerimine	2021
Sirgala 110 kV alajaama renoveerimine	2021
Soo 110kV AJ renoveerimine kompakjalajaamaks	2021
Suure-Jaani 110 kV alajaama renoveerimine	2020
Taebla 110kV alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2024
Tusti 110kV alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2024
Valgu 110kV alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2025
Vigala 110 kV alajaama renoveerimine kompakjalajaamaks	2021
Jäneda 110 kV alajaama ehitus	2020
Väike-Maarja 110 kV alajaama renoveerimine	2020

Elektriliinid	
<b>110 kV liinide osaline renoveerimine</b>	
L005 Iru - Järve raudbetoonmasti vahetus	2020
L005 Iru-Järve isolatsiooni vahetus ja linnutõkete paigaldus	2024
L018 Rummu - Nõva raudbetoonmasti vahetus	2020
L032A Sindi-Metsakombinaadi renoveerimine	2022
L032B Metsakombinaadi-Papiniidu juhtme ja isolatsiooni vahetus+linnutõkkes, gabariitide korrastamine	2022
L035 Lihula - Rõuste gabariitide korrastamine	2021
L036 Lihula - Rõuste gabariitide korrastamine	2021
L051 Võru - Soo isolatsiooni vahetus ja linnutõkete paigaldamine	2020
L058 Tõrva - Abja raudbetoonmasti vahetus	2020
L066 Rakvere - Rakvere-Põhja osaline trossi vahetus	2024
L070 Alutaguse- Estonia trossi ja isolatsiooni vahetus ning linnutõkkes	2020
L071 Alutaguse- Estonia trossi ja isolatsiooni vahetus ning linnutõkkes	2020
L074 Pargi- Ahtme trossi ja isolatsiooni vahetus ning linnutõkkes	2022
L075 Pargi- Ahtme isolatsiooni vahetus ja linnutõkkes	2022
L099 Anne - Alatskivi raudbetoonmasti vahetus	2020
L102 Rakvere - Tapa raudbetoonmasti vahetus	2020
L102 Rakvere-Tapa isolatsiooni vahetus	2020
L104C Alajõe haru juhtme vahetus, gabariitide korrastamine, osaline mastide ja traaversite vahetus	2021
L107C Pärnu-Jaagupi haru isolatsiooni vahetus ja linnutõkkes	2023
L115 Rakvere- Kunda isolatsiooni vahetus	2023
L116 Balti- Püssi osaline trossi ja isolatsiooni vahetus ning linnutõkkes	2020
L117A Eesti EJ OT haru juhtme ja üksikute mastide vahetus	2024
L123 Püssi - LVT trossi ja isolatsiooni vahetus ning linnutõkkes	2020
L125 Püssi - MVT trossi ja isolatsiooni vahetus ning linnutõkkes	2020
L133A Paide-Vändra isolatsiooni vahetus ja linnutõkkes	2020
L134A Paide - Suure-Jaani juhtme, osaline pikseaitsetrossi ja üksikute mastide vahetus	2024
L134A Paide - Suure-Jaani õhuliini ehitamine eraldi mastidele Suure-Jaani AJ juures	2020
L138A Püssi-Kiikla trossi ja isolatsiooni vahetus, linnutõkkes	2022
L141 Põlva - Kuuste isolatsiooni vahetus ja linnutõkkes	2020
L156 Kanepi - Võru raudbetoonmastide vahetus	2020
L159A Võru-Rõuge trossi ja isolatsiooni vahetus ning linnutõkkes	2021
L159B Rõuge-Ruusmäe trossi vahetus ja isolatsiooni vahetus, linnutõkkes	2021
L170 Lihula - Virtsu juhtme ja üksikute mastide vahetus, gabariitide korrastamine	2024
L172A Tusti - Orissaare ümberehitus üheaheeliseks liiniks, osaline trossi vahetus	2021
L177 Orissaare-Valjala osaline mastide vahetus	2021
L180 Kiisa-Keila isolatsiooni vahetus+linnutõkkes	2022
L181 Kiisa-Keila isolatsiooni vahetus+linnutõkkes	2022
L190 Püssi-LVT isolatsiooni vahetus ja linnutõkete paigaldus	2024

L191 Püssi-MVT isolatsiooni vahetus ja linnutõkete paigaldus	2024
L198 Kallavere - Kuusalu raudbetoonmasti vahetus	2020
Ranna-Ida 110kV kaabelliinide muhvikaevude K7 ja K8 ümberehitus	2020
<b>330 kV liinide renoveerimine</b>	
L346 Paide-Sopi raudbetoonmastide vahetus, vundamentide korrastamine	2020
L347 Sindi-Sopi ankrumasti vundamentide korrastamine	2020
<b>Elektrivõrgu ümberkorraldamine Püssi-Alutaguse piirkonnas</b>	
L138 Kiikla-Jaoskonna 3B õhuliin	2020
Elektrivõrgu ümberkorraldamine Rummu - Kiisa	
L085 õhuliini Kiisa - Topi rekonstrueerimine	2024
L086 õhuliini Topi - Harku rekonstrueerimine	2024
<b>Elektrivõrgu ümberehitamine Aruküla-Tapa vahel</b>	
L194 Raasiku-Kehra õhuliini rekonstrueerimine	2025
L195 Aruküla-Raasiku õhuliini rekonstrueerimine	2025
L200 Aruküla-Kehra ehitus	2025
<b>Õhuliinide asendamine kaabelliinidega</b>	
L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin	2020
L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin	2020
L8023 Veskimetsa-Kadaka kaabelliin	2020
L001 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2023
L002 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2023
L009 Kopli - Paljassaare osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga	2021
L010 Paljassaare - Volta osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga	2021
L8017 Veskimetsa-Kopli kaabelliin	2020
L8025 Veskimetsa-Volta kaabelliin	2020
L8052 Tartu - Tööstuse kaabelliin	2023
L8053 Tööstuse-Anne kaabelliin	2026
Liinide reservseadmete ost	2020
<b>Eestisisese võrgu arendus</b>	
L08 Aidu - Jaoskonna 3B gabariitide korrastamine	2021
L100A Aruküla-Jüri gabariitide tõstmine	2020
L135 Püssi-Ahtme õhuliini gabariitide tõstmine	2024
L138A Püssi - Kiikla õhuliini gabariitide tõstmine	2022
L138B Kiikla-Alutaguse õhuliini gabariitide tõstmine	2020
L017 Kiisa-Rummu rekonstrueerimine	2022
L173 Võiküla - Orissaare paralleelliini ehitamine	2021
L173 Võiküla-Orissaare 110 kV kaabelliini lõik Väikeses väinas	2020
Topi AJ läbijooksvaks ehitamine	2024
L174 Rõuste-Tusti kaabelliini tööd Rõuste alajaamas	2020
L174 Rõuste -Tusti kaabelliin	2020
<b>Eesti-Läti kolmas ühendus (CEF kaasrahastus)</b>	
Harku-Sindi liini ehitus (L503)	2020
Kilingi-Nõmme-Riia liin (L502)	2020
Riisipere 110 kV lahtrid	2020
Sindi 330 kV lahter	2020
<b>Sünkroniseerimine (CEF kaasrahastus)</b>	
L300 Balti-Tartu rekonstrueerimine	2022

L301 Tartu-Valmiera rekonstrueerimine	2023
L353 Eesti-Tsireguliina õhuliini rekonstrueerimine	2025
Mustvee lahutuspunkti ehitus	2025
Reaktorid ja sünkroonkompensaatorid	2025
<b>Muud piiriülese mõjuga investeeringud</b>	
Avariireservelektrijaamade parendused	2020
EstLink 1 parendused	2023
EstLink 2 parendused	2020
L356 Viru-Paide trassivalik	2021

**elering**  
ÜHENDAME ENERGIAD

Kadaka tee 42 / 12915 Tallinn  
telefon: 715 1222  
faks: 715 1200  
e-post: [info@elering.ee](mailto:info@elering.ee)

[www.elering.ee](http://www.elering.ee)