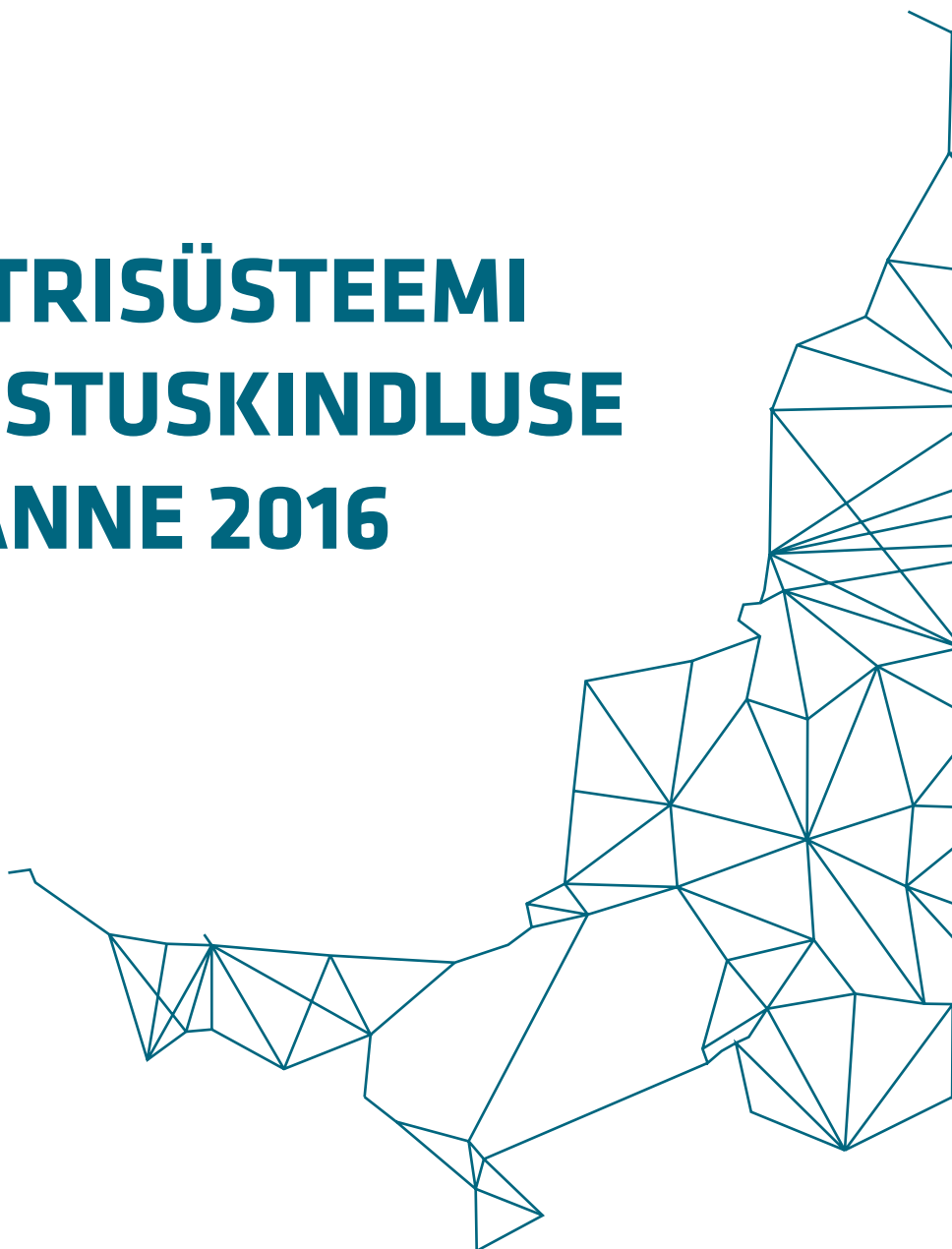


Eleringi toimetised
nr 1/2016 (12)

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

EESTI ELEKTRISÜSTEEMI VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE 2016

Tallinn 2016



**EESTI
ELEKTRISÜSTEEMI
VARUSTUSKINDLUSE
ARUANNE 2016**

Tallinn 2016

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 võrgueeskirjas õ 131 lg 2 toodud valemile.

ISSN 2382-7114

ISBN 978-9949-81-129-8 (trükis)

ISBN 978-9949-81-130-4 (pdf)



SISUKORD

	Eessõna	6
1	ENERGIALIIDU RAAMISTIK	9
1.1	ENERGIA MAJANDUSPOLIITILINE RAAMISTIK	9
1.2	ESTFEED	10
1.3	VÕRGUEESKIRJADE ÜHTLUSTAMINE EUROOPA LIIDUS.....	11
1.3.1	Nõuded liituvatele tootmisüksustele (Requirements for Generators – RfG).....	11
1.3.2	Nõuded tarbijatele (Demand Connection Code – DCC).....	11
1.3.3	Nõuded alalisvooluühendustele (High Voltage Direct Current – HVDC)	12
1.3.4	Avariitallitluse ja elektrisüsteemi taastamise võrgueeskiri (Emergency and Restoration Network Code – EGR NC)	12
1.3.5	Ülekandesüsteemi juhtimise suunis (System Operation Guideline – SO GL).....	12
1.3.6	Piiriülese võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (Capacity Allocation & Congestion Management – CACM).....	12
1.3.7	Pikaajalise võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (Forward Capacity Allocation – FCA)	13
1.3.8	Elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskiri (Electricity Balancing – EB).....	13
2	SÜNKRONISEERIMINE.....	15
2.1	SENISED TEGEVUSED	16
2.2	ALTERNATIIVIDE UURING	17
2.3	INVESTEERINGUD JA RAHASTAMINE	17
3	ELEKTRIVÕRGU ARENGUD AASTANI 2030	21
3.1	TALLINN.....	22
3.1.1	Tallinna õhuliinide asendamine kaabelliinidega	22
3.1.2	Kiisa-Harku-Järve piirkond	23
3.1.3	Elektrivõrgu ümberehitamine Aruküla-Tapa vahel.....	23
3.2	KIRDE-EESTI.....	24
3.2.1	Kiviõli-Jõhvi piirkond.....	25
3.2.2	Rakvere-Püssi piirkond.....	25
3.3	KESK- JA LÕUNA-EESTI.....	26
3.3.1	Tartu linn.....	27
3.4	LÄÄNE-EESTI JA SAARED	27
3.4.1	Mandri ja saarte ühendus	28
3.4.2	Pärnu, Paikuse ja Sindi piirkonna elektrivarustus	29
3.4.3	Riisipere-Turba piirkond	30
3.5	RAIL BALTIC LIITUMINE	31
3.6	ELERINGI PLANEERITUD INVESTEERINGUD AASTANI 2020	32
3.6.1	Investeeringute jaotus lähitulevatel strateegilistel eesmärkidest	32
3.6.2	Investeeringud 2016-2020	33
3.7	LIITUMISTE PARENDAMISE RAAMISTIK	34
4	TAGASIVAADE VARUSTUSKINDLUSELE.....	39
4.1	2015/2016 AASTA TALVEPERIOOD	39
4.2	KOKKUVÕTE ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSEST 2015. AASTA SUVEPERIOODIL (MAI-SEPTEMBER).....	40
4.3	ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE REAALAJAS	41
4.3.1	Abinõud varustuskindluse tagamiseks.....	42
4.3.2	Süsteemi taaspingestamine	42
4.3.3	Sageduse reguleerimine	43
4.3.4	Elektrisüsteemi eralduskatsed.....	43
4.3.5	Tarbimise piiramine.....	44
4.3.6	Avariitõrjeautomaatika.....	44

4.4	PIIRIÜLESED MAKSIMAALSED ÜLEKANDEVÕIMSUSED (TTC) 2015/2016 TALVEPERIOODIL	44
4.5	ESTLINKIDE JUHTIMINE	45
4.6	ELERINGI AREJ I JA II	46
4.7	ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSE JUHTIMISE UUED TEHNILISED VAHENDID	47
4.8	VÕRGU TALITLUSKINDLUS.....	47
4.8.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia.....	48
4.8.2	Suuremad rikked ja katkestused Eleringi võrgus	49
4.8.3	Programmi „Liinid puuvabaks“ täitmisest.....	51
5	HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE.....	53
5.1	ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2031	54
5.1.1	Majanduse areng	55
5.1.2	Elektritarbimise prognoos aastani 2031	55
5.1.3	Suurtarbijad.....	55
5.1.4	Jaotusvõrgud	57
5.1.5	Tehnoloogiate areng	58
5.2	EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2016. AASTAL	58
5.3	ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2016-2026.....	59
5.3.1	Muutused võrreldes 2015. aastaga	59
5.3.2	Suletavad tootmiseadmed ja olemasolevate tootmiseadmete võimsuse vähenemine.....	60
5.3.3	Kavandatud ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad	60
5.4	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2026.....	60
5.4.1	Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel.....	60
5.4.2	Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil.....	62
5.4.3	Ülekandevõimsused.....	62
5.5	VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031	63
5.6	EESTI VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031.....	63
5.6.1	Baltikumi varustuskindlus aastani 2031.....	65
5.6.2	Läänemere regiooni varustuskindlus aastani 2031.....	66
5.6.3	Hinnang	67
6	ELEKTRITURG.....	71
6.1	ÜLEKANDEVÕIMSUSTE ARVUTAMISE JA JAOTAMISE PÕHIMÕTTED	71
6.1.1	Ülekandevõimsuste arvutamise põhimõtted.....	72
6.1.2	Ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted	72
6.2	PIKAAJALISED INSTRUMENDID ÜLEKANDEVÕIMSUSTE JAOTAMISEKS	72
6.3	HINNARISKI MAANDAMISE INSTRUMENDID EESTIS	73
6.4	PÕHJA-BALTIKUMI ÜHINE REGULEERIMISTURG.....	74
7	VARUSTUSKINDLUST TOETAVAD ELERINGI TEADUS- JA ARENDUSTEGEVUSPROJEKTID	77
8	LISA 1. TOOTJATE POOLT ESITATUD ANDMED	79
9	LISA 2.1 TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, TALV	82
10	LISA 2.2 TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, SUVI	82
	LISA 3.1 ELEKTRIJAAAMAD EESTIS	84

Eessõna

Praeguste parimate teadmiste järgi on Eesti varustuskindlus järgmisel kümnendil tagatud kohalike tootmisvõimsuste ning ülepiiriliste elektriühenduste koosmõjus. Samas on nii Eestis, Baltikumis kui ka Läänemere regioonis tervikuna varustuskindluse varu seoses tootmisvõimsuste sulgemisega prognoositava töötsükliga elektrijaamades vähenemas, mis võib hakata ohustama varustuskindlust.

Eesti peaks loobuma nõudest, et tarbimine peab olema tagatud kodumaiste tootmisvõimsustega 110 protsendi ulatuses. Varustuskindluse vaates pole ühendused vähem turvalised kui Eestis asuvad elektrijaamad. Euroopa ühise energiaturu tingimustes pole mingit kasu, kui Eesti suudab toota siin tarvitava elektrikoguse, aga suure turumahuga riikides valitseb energia puudujääk. Näiteks kaheprotsendiline tootmisvõimsuste puudujääk Saksamaal oleks suurem kogu Eesti tootmisvõimsusest. Et vältida varustuskindlust ohustavate riskide kandumist ühest riigist teise, peavad kasutatavad lahendused olema soovitatavalt üle-euroopalised, aga tingimata vähemalt regionaalsed.

Eleringil on vastavalt elektrituruseadusele võimalus piisavate tootmisvõimsuste tagamiseks korraldada vastav konkurss. Selleks, et konkursi korras rajatavad tootmisvõimsused täidaksid oma eesmärgi ehk tagaksid Eestis varustuskindluse, tuleks meie elektriturg naaberriikide turust eraldada, mis läheks vastuollu ühise energiaturu põhimõtetega ning oleks ühtlasi ühiskonna vaatest väga kallis viis varustuskindluse tagamiseks. Soodsaim viis varustuskindlust tagada on teha seda koos, lõigates kasu tiputarbimise geograafilisest hajumisest ja mitmekesisest tootmisportfellist.

Juba lähematel aastatel tuleb regionaalsel tasemel leida vajalikud sammud turumoonutuste vähendamiseks elektriturul, et tekitada uusi investeeringuid soosiv keskkond. Praegu moonutavad energiaturgu näiteks fossiilsete ja taastuvate energiaallikate kasutajatele makstavad subsiidiumid, import võimsusturuga Vene elektriturult, tarbijate vähene kaasatus elektriturul ja madala hinnaga pakutavad riigipõhised tipureservid. Läänemere regioonis tuleb leida ühine tee välja subsiidiumide põhisest elektritootmisest. Selleks tuleb olla valmis aktsepteerima senisest madalamaid, sealhulgas negatiivseid, aga samuti kõrgemaid elektri hindu. Vabal turul kujunev elektri hind on efektiivseim signaal investeerimisotsuste tegemiseks, et tagada pikaajaline varustuskindlus.

Muude abinõude ammendumisel on varustuskindluse tagamiseks vajalike investeeringute esilekutsu- miseks võimalus rakendada võimsusturu või paindlikkusturu mehhanisme. Oluline on antud mehha- nismile võimalikult suur regionaalne ulatus ja efektiivne disain, et minimeerida kulusid tarbijatele ja turumoonutusi.

Toetame Soome süsteemihalduri Fingrid hiljuti avaldatud ettepanekuid varustuskindluse tagamiseks, sealhulgas väiksemat sekkumist turumehhanismide toimimisse, paindlikkuse ja tarbijate osaluse kasvatamist elektriturul.

Taavi Veskimägi
Eleringi juhatuse esimees



1 Energialiidu raamistik

1.1	ENERGIA MAJANDUSPOLIITILINE RAAMISTIK	9
1.2	ESTFEED	10
1.3	VÕRGUEESKIRJADE ÜHTLUSTAMINE EUROOPA LIIDUS.....	11
1.3.1	Nõuded liituvatele tootmisüksustele (Requirements for Generators – RfG).....	11
1.3.2	Nõuded tarbijatele (Demand Connection Code – DCC).....	11
1.3.3	Nõuded alalisvooluühendustele (High Voltage Direct Current – HVDC)	12
1.3.4	Avariitalitluse ja elektrisüsteemi taastamise võrgueeskiri (Emergency and Restoration Network Code – E&R NC)	12
1.3.5	Ülekandesüsteemi juhtimise suunis (System Operation Guideline – SO GL).....	12
1.3.6	Piiriülese võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (Capacity Allocation & Congestion Management – CACM).....	12
1.3.7	Pikaajalise võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (Forward Capacity Allocation – FCA)	13
1.3.8	Elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskiri (Electricity Balancing – EB).....	13

- **Energialiidu eesmärk on tagada energiamajanduse jätkusuutlikkus ning vähendada sõltuvust imporditavatest energiaallikatest, tõstes sellega energiajulgeolekut.**
- **Eesmärkide saavutamiseks tuleb luua kogu Euroopa Liitu hõlmav energiasüsteem ja ühtne siseturg, kus energia liigub vabalt üle riigipiiride, kehtivad ühtsed turureeglid ning tagatud on vaba konkurents.**
- **Energiamajanduse regulatsioon saab selged piirid kui valmivad ja jõustuvad uues võrgueeskirjad, mis käsitlevad teemasid alates võrkudega liitumisest kuni bilansihalduseni.**
- **Nutikama energiasüsteemi haldamiseks töötab Elering välja energjavõrgu platvormi Estfeed, mis võimaldab lõpptarbijatel, energiateenuste pakkujatel, hajutatud (väike) tootjatel ja võrguettevõtjatel energiatarbimise reaalaajalähedaste andmete abil energia tootmise, transportimise ja tarbimise tõhusust kasvatada.**

1.1 ENERGIA MAJANDUSPOLIITILINE RAAMISTIK

Energialiidu arendamine on Jean-Claude Junckeri juhitava Euroopa Komisjoni üks olulisemaid prioriteete, mille eesmärgiks on vähendada Euroopa Liidu sõltuvust kütuste ja gaasi impordist, tugevdada energia siseturu toimimist, suurendada taastuvenergia osakaalu ning energiatõhusust ja kindlustada Euroopa Liidu juhtrolli võitluses globaalse kliimasoojenemisega. Euroopa Komisjon avaldas energialiidu dokumentide paketi “Vastupidava energialiidu ja tulevikku suunatud kliimamuutuste poliitika raamstrateegia” 2015. aasta veebruaris.

Energialiidul on viis energiajulgeolekule, -tõhususele ja konkurentsivõimele suunatud meetet:

- energiajulgeolek, solidaarsus ja usaldus (tarnete mitmekesistamine, koostöö varustuskindluse tagamiseks, Euroopa suurem roll ülemaailmsel energiaturul);

- täielikult integreeritud Euroopa energiaturg (turgude ühendamine energiasüsteemide vaheliste ühenduste abil, energia siseturu meetmete rakendamine ja ajakohastamine, piirkondlik koostöö, võimalus kontrollida oma tarbimist ja vabalt valida energiamüüjat);
- energiatõhusus, mis aitab vähendada nõudlust (energiatõhusus elamumajanduses ja transpordisektoris);
- majandusest tuleneva CO² heite vähendamine (kasvuhoonegaaside 40% vähendamise eesmärgi saavutamine, globaalses kliimapolitikas kokku leppimine, toimiv heitkogustega kauplemise süsteem, taastuvenergeetika turupõhine edendamine);
- teadusuuringud, innovatsioon ja konkurentsivõime.

Energialiidu paketi vaimus on Elering juba alates elektri põhivõrgu omandilisest eraldamisest 2010. aastal toetanud seniste riigipõhiste energiaturgude ühendamist läbi piiriülese infrastruktuuri ja tarkvõrgu arendamise, heitkogustega kauplemise ja turureeglite harmoniseerimise. Eesmärgiks on tagada erinevate kütuste ja tehnoloogiate võrdne kohtlemine, sealhulgas liikmesriikide energiapolitika ühtlustamine. Ühtlustatud Euroopa võrgueeskirjade juurutamine on ühtse energeetika siseturu huvides.

Energialiidu rakendamise oluliste osadena avaldas Euroopa Komisjon juulis 2015 nn suvepaketi. See sisaldas algatusi nagu Energiaturu ülesehituse avalik konsultatsioon (Public consultation on energy market design) ning Tarbijatele paremate lahenduste pakkumise teatis (A new deal for energy consumers). Elering esitas oma positsioonid mõlema algatuse osas. Nimetatud algatused seadsid muu hulgas fookuse energiatõhususele, jaeturu arendamisele ja energia lõpptarbijale. See on otseses kooskõlas Eleringi prioriteetidega, mis puudutab tarbimise juhtimise edendamist ning energia tarbimisandmete kättesaadavaks tegemist nii tarbijale endale kui kolmandatele osapooltele.

Energiasüsteem on revolutsioonilises muutuses nii maailmas kui Euroopas. Teiste trendide hulgas on võimalik välja tuua energiaturgude integreerumine (ühtne Euroopa energiaturg), mitteplaneeritava tootmistsükliga ja hajusalt paiknevate seadmete massiivne lisandumine energiasüsteemi, kasvavad akumuleerimise ja tarbimise juhtimise võimalused, kliimapolitika ja energiatõhususe eesmärgid, uut tüüpi turuosaliste lisandumine (ESCO-d ehk energiateenusettevõtjad, energiaühistud, agregaatid, virtuaalsed jõujaamad), energiatarbijate teadlikkuse kasv ja nõudlus uut tüüpi teenuste järele, piiride kadumine elektri-, gaasi- ja soojusenergia turgude vahel.

Kõik see tähendab üha enam ettearvamatuid energiavoogusid, aga ka eksponentsiaalselt kasvavaid infovoogusid energiasüsteemis. Energiavõrkude haldamine peab uute oludega kohanema, võrgud peavad muutuma targemaks. Tarkvõrk tähendab kombineeritud muutusi energiasüsteemis, mis tulenevad info- ja kommunikatsioonitehnoloogiate laialdasest kasutuselevõtust. Tarkvõrk võimaldab pakkuda tarbijatele uusi teenuseid. Inimesed ei vaja mitte elektrit ja gaasi, vaid toasooja ja valgust ning teisalt taskukohaseid energiaarveid. Selleks tuleb leida võrgus üles efektiivsus ning tagada turulepääs neile osalistele, kes seda efektiivsust soovivad pakkuda. Odavaim, keskkonnasõbralikum ja kindlaim energia on tarbimata energia.

1.2 ESTFEED

Kõik eelnev seab ka energiasüsteemihalduri valiku ette, kuidas hallata muutuvat ja oluliselt nutikamat energiasüsteemi. Juhtimaks energiasüsteemi ümberkujundamist, on Elering loonud ettevõtetest võrgustiku, mille abil välja arendada tark energiavõrgu platvorm Estfeed. Estfeed platvorm võimaldab lõpptarbijatel, energiateenuste pakkujatel, hajutatud (väike)tootjatel ja võrguettevõtjatel energiatarbimise reaaliajalähedaste andmete abil energia tootmise, transportimise ja tarbimise tõhusust kasvatada. Andmelao infosüsteemis säilitatakse elektrienergia tarbimiskoguseid, kodeeritakse Eesti elektriturul tegutsevad turuosalistes ning kõik turuosaliste vahelist elektrienergia liikumist mõõtvad mõõtepunktid. Kodeerimine annab aluse turuosaliste õiguste ja tarneahelate määratlemiseks.

Estfeed on suunatud energia tarbimise monitooringule ja haldamisele, mille kaudu saab jagada andmevooge tõhusama energia kasutamise jaoks nii organisatsioonis kui ka eraisiku tasandil. See tagab tarbimisandmete kontrollitud kasutamise ja võimaldab luua rakendusi turuosalistele, nii et eri osapooltele loodud abivahendid aitavad mõtestada tarbimiskohaga seotud infot. Estfeed loob unikaalse väärtuspakkumise, aidates tarbijal koguda hoone elektri, kaugsoojuse ja gaasi kaugmõõtjate lugemid ja edastades need tarbijale või tema poolt näidatud isikule. Tekivad võimalused energiasäästu leidmiseks,

operatiivkulude säästmiseks ja uute tulude tekitamiseks. Võtmeks uute rakenduste jaoks on kvaliteetsete ja reaaliajalähedaste andmete kättesaadavus, mida saab kasutada otsustamisel automatiseerimisel ja optimeerimisel.

Estfeedi platvorm on võimeline integreerima erinevaid andmeallikaid ja pakkuma sobivaid teenuseid andmete muutmisel väärtuslikuks informatsiooniks paindlikkuse haldamisel, auditeerimisel ja võrdlemisel. Estfeedi teeb unikaalseks tema eksklusiivne seotus riigikeskse infosüsteemide andmevahetuskihiga X-tee. X-tee on tehniline ja organisatsiooniline keskkond, mis võimaldab Eestis korraldada turvalist internetipõhist andmevahetust riigi infosüsteemide vahel.

Tarbimise juhtimine ehk inglise keeles demand side response on tarbijapoolne paindlikkus, mida on võimalik kasutada elektrisüsteemi juhtimisel. Tarbimise juhtimine nõuab koordineeritud tegevust kogu elektrituru väärtusahelalt. Osalema peavad põhivõrgu operaator, jaotusvõrgud kui energia tarnijad, bilansihaldurid, agregeerimise teenuse pakkujad ja tarbijad. Estfeed ja Andmeladu loovad vajaliku infrastruktuuri andmevahetuse koordineerimiseks, et Eestis saaks tulevikus elektrisüsteemi juhtimisel kasutada ka tarbimise poolset paindlikkust.

Tarbimise juhtimine on asjakohane vaid juhul, kui mõistlike kuludega saavutatakse elektrisüsteemi jaoks nõ kriitiline ressurss (tarbimine), mis mõjuks süsteemi jaoks efektiivselt. Üksiku kodumajapidamise tarbimine ei mõjuta elektrisüsteemi piisavalt, et selle tarbimise juhtimine oleks mõistlik, kuid näiteks suurtarbijate või koondatud väiketarbijate kogutarbimine on piisav, et selle juhtimine mõjutaks elektrisüsteemi efektiivselt.

Euroopa energiapoliitika eesmärk on kaasata erinevaid tarbijagruppe ning võimaldada erinevaid programme tarbimise juhtimises osalemiseks. Kaasatud peaks olema kogu tarbimise poolne ressurss ehk iga tarbija peab omama võimalust saada kasu oma paindlikust energiakasutusest konkurentsivõimelise hinnaga. Oluline on siinjuures silmas pidada, et tarbimise juhtimine toetab ka Euroopa kliimapoliitikat, sest vähendab heitegaaside, sh CO₂ teket.

1.3 VÕRGUEESKIRJADE ÜHTLUSTAMINE EUROOPA LIIDUS

Euroopa ülekandevõrkude operaatorite organisatsiooni ENTSO-E eestvedamisel on toimunud üleuroopaliste võrgueeskirjade arendamine. Peale nende valmimist ja heakskiitu Euroopa Parlamendi poolt on järgmine samm nende kasutuselevõtt, mille jooksul määratletakse konkreetsemad nõuded iga süsteemi kohta. Üleuroopalised võrgueeskirjad määratlevad raamistikku, iga liikmesriik määrab aga konkreetsemad piirid või kitsendused ise.

Eeskirjad on koostatud eesmärgiga pakkuda elektrivõrguga ühendatud klientidele majanduslikult efektiivset, keskkonnasäästlikku, samas kindlat ning tasemel võrguühendust. Eeldused selle saavutamiseks on väljatoodud eraldi tootmisüksusi, suurtarbijaid ning alalisvooluühenduse käsitletavates võrgueeskirjades, millest on täpsemalt juttu peatükkides 1.2.1-1.2.3.

1.3.1 Nõuded liituvatele tootmisüksustele (Requirements for Generators – RfG)

Tootmisüksusi käsitlevas eeskirjas määratakse ära läbipaistvad ja õiglased nõuded nii uutele liituvatele sünkroonmasinatele kui ka läbi konverterite ühendatud tootmisüksustele. Seejuures konkreetsele tootmisüksusele kohalduvate tingimuste täitmise ulatus sõltub tootmisüksuse enda suuruselt – mida suurem on üksuse mõju elektrisüsteemile, seda rohkematele nõuetele peab tootmisüksus vastama. Eeskiri on koostatud eesmärgiga tagada võrdne ning mittediskrimineeriv kohtlemine kõikidele tootmisüksustele. Kehtestatud on nõuded aktiiv- ja reaktiivvõimsuse ning sageduse ja pinge juhtimisele, infoedastusele, elektrijaamade mudelitele jm.

1.3.2 Nõuded tarbijatele (Demand Connection Code – DCC)

Nõuded on kehtestatud suurtarbijatele (peamiselt tööstused ja jaotusvõrgud), keda elektri põhivõrguga ühendatakse. Käsitletakse nii aktiiv- kui ka reaktiivvõimsusega seotud küsimusi, kaitse ja juhtimise funktsioone, mudeleid, elektri kvaliteeti, infoedastust jm. Eeskiri tagab, et kõik võrguettevõtjad ning tarbimiskohti koheldakse võrdselt ning tarbijad aitavad kaasa elektrisüsteemi stabiilsele toimimisele üle kogu Euroopa.

1.3.3 Nõuded alalisvooluühendustele (High Voltage Direct Current – HVDC)

Alalisvooluühendusi käsitlev võrgueeskiri määratleb ära nõuded nii kõrgepinge alalisvooluühendustele kui ka alalisvoolu vahendusel ühendatud tootmisüksustele. Eeskirja kohaselt peab:

- alalisvoolu tehnoloogia kasutamine tõstma varustuskindluse taset, toetades ja soodustades samal ajal taastuvatel allikatel põhinevate tootmisüksuste liitmist elektrivõrguga;
- toetama alalisvoolu infrastruktuuride koordineeritud arendamist erinevate piirkondade vahel;
- suurendama konkurentsi taset alalisvoolu tehnoloogia arendamise ning pakkumise vallas.

1.3.4 Avariitalitluse ja elektrisüsteemi taastamise võrgueeskiri (Emergency and Restoration Network Code – E&R NC)

Avariitalitluse ja elektrisüsteemi taastamise võrgueeskiri edastati Euroopa energiaturgude regulaatorile (ACER) 31. märtsil 2015 ja 24. juunil 2015 andis ACER dokumendile positiivse tagasiside¹. 2016. aasta jooksul esitatakse võrgueeskiri Euroopa Komisjoni poolt liikmesriikidele arutamiseks. Nimetatud võrgueeskiri peaks harmoniseerima süsteemioperaatorite ja jaotusvõrgu operaatorite kriisijuhtimise plaanid ja tagama tõhusama koostöö kriisiolukorras. Samuti seab see nõuded olulisematele elektrisüsteemi elementidele ja juhtimiseadmetele, et tagada elektrisüsteemi taastamise võimekus kriisiolukorras. Lisaks peab antud eeskiri kirjeldama elektrituru toimimist kriisiolukordades (nt turu peatamine ja taastamine, kommunikatsioon bilansihalduritega).

Eleringi jaoks on oluline antud eeskirja regulatiivne väljund, mis tagab selge toimis viisi võimalikus kriisiolukorras suhetes teiste süsteemihalduritega kui ka turuosalistega. Samal ajal tuleb luua parem valmisolek ja suurendada süsteemi elementide võimekust kriisiolukordades toimimiseks.

1.3.5 Ülekandesüsteemi juhtimise suunis (System Operation Guideline – SO GL)

2015. aastal leppisid Euroopa Komisjon, ACER ja ENTSO-E kolme eraldiseisva võrgueeskirja ühendamiseks üheks Ülekandesüsteemi juhtimise suuniseks (System Operation Guideline – SO GL). Suunis koosneb järgmistest võrgueeskirjadest: töökindla talitluse tagamise võrgueeskiri (Operational Security NC OS), sageduse juhtimise ja reservide võrgueeskiri (Load Frequency Control and Reserve NC LFCR) ja talitluse operatiivse planeerimise ja kavandamise võrgueeskiri (Operational Planning and Scheduling NC OPS). 2016. aastal esitab Euroopa Komisjon lõpliku versiooni ühendatud võrgueeskirjast liikmesriikidele.

Ülekandesüsteemi juhtimise suunise järgi tuleb rajada alus elektrisüsteemi toimimiseks piisava tööning varustuskindlusega ning tagada, et olemasolevat infrastruktuuri ning ressursse kasutatakse võimalikult efektiivselt. Selleks tuleb tähelepanu pöörata elektrisüsteemi töökindla talitluse üldistele põhimõtetele, elektrisüsteemi üleeuroopalisele töökindla talitluse tagamisele ning tegevuste koordineerimisele süsteemihaldurite vahel. Suunisega määratakse ära süsteemihaldurite ja oluliste võrgukasutajate rollid ja vastutuse küsimustes, mis puudutavad talitluse operatiivset planeerimist ning infovahetuse nõudeid erinevate osapoolte vahel. Lisaks kirjeldab suunis vajalikke koordineeritud tegevusi, et saavutada sageduse piisav kvaliteet.

1.3.6 Piiriülese võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (Capacity Allocation & Congestion Management – CACM)

Piiriülese võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (kehtiv alates 2015. aasta augustikuust) annab suunised päev-ette ja päevasisesel turul piiriülese ülekandevõimsuse arvutamiseks ja jaotamiseks eesmärgiga suurendada efektiivset konkurentsi ning võrgu optimaalset kasutust, arvestades samal ajal süsteemi töökindlusega. Selleks viiakse ellu üleeuroopaline elektribörside ja süsteemihaldurite koostööl tuginev päev-ette ja päevasise turu ühendamine (market coupling). Olulisel kohal on osapooltevaheline koostöö ning võrdse kohtlemise ja läbipaistvuse reeglid. Antud teemat käsitletakse pikemalt punktis 6.1.

¹ <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/emergency-and-restoration/Pages/default.aspx>

1.3.7 Pikaajalise võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (Forward Capacity Allocation – FCA)

Pikaajaliste võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri käsitleb pikaajaliste piiriüleste võimsuste jaotamise põhimõtteid eesmärgiga ühtlustada piirkondadevahelise hinnariski maandamise instrumente, pidades seejuures silmas konkurentsitingimuste parandamist ja turu läbipaistvuse suurendamist. Lõppeesmärk on luua üks üleeuroopaline oksjoniplatvorm. Esmajärjekorras peetakse silmas füüsilise ülekandevõimsuse instrumente (PTR – Physical Transmission Right) ja finantsinstrumente (FTR – Financial Transmission Right), kuid jäetakse ka võimalus alternatiivlahendusele (EPAD – Electricity Price Area Differential). Eeskiri on ENTSO-E poolt välja töötatud ning liikmesriikide poolt heaks kiidetud. Järgneb kontrollperiood, mille korras vaatavad Euroopa Parlament ja Nõukogu suunised läbi ning ootuste kohaselt peaks eeskiri muutuma siduvaks 2016. aasta esimesel poolel. Pikaajaliste võimsuste arvutamisest ja jaotamisest on pikemalt juttu punktis 6.2.

1.3.8 Elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskiri (Electricity Balancing – EB)

Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri käsitleb Euroopa ühtseid bilansipõhimõtteid eesmärgiga suurendada piirkondadevahelist integratsiooni läbi tegevuste koordineerimise ja harmoneerimise. Samuti hõlmab see tasakaalustamiseks kasutatavate standardtoodete harmoneerimist. See võimaldab süsteemihalduritel kasutada olemasolevaid ressursse võimalikult efektiivselt, tagades kulude õiglase jagunemise ning tõstes elektrisüsteemi varustuskindluse taset. Võrgueeskiri kohaldub kõikide Euroopa süsteemihaldurite, jaotusvõrkude, bilansihaldurite ning reguleerimisreservi pakkujate suhtes. 2015. aasta juulis tegi Energeetikasektorit Reguleerivate Asutuste Koostööamet (ACER) ettepaneku Elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskirja vastuvõtmiseks, lisades ettepanekule juurde omapoolsed soovitusel ja muudatusettepanekud. Aastal 2016 algab komiteemenetluse protsess. Juba on alustatud on ka üleeuroopalise projektiga ühtse bilansituru loomiseks (loe lähemalt punktis 6.4).

2 Sünkroniseerimine

2.1	SENISED TEGEVUSED.....	16
2.2	ALTERNATIIVIDE UURING	17
2.3	INVESTEERINGUD JA RAHASTAMINE	17

- ***Euroopa komisjoni initsiatiivil on käsil täiendav uuring, milles võrreldakse kõiki erinevaid Baltimaade Venemaa elektrisüsteemist eraldumise stsenaariume, milleks on sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga, sünkroniseerimine Põhjamaadega või Baltimaade saartalitlus koos toetavate alalisvooluühendustega Põhjamaadesse ja Kesk-Euroopasse.***

Energiavõrkude arendamine Euroopas on praeguses geopoliitilises olukorras jätkuvalt prioriteetsete teemade hulgas ning eesmärgiks on vähendada Euroopa Liidu liikmesriikide sõltuvust kolmandatest riikidest tarnitavast gaasist, naftasaadustest, uraanist, elektrist jne. Ühine elektrivõrk ja -turg loovad eeldused tulevikuks seatud eesmärkide täitmiseks, milleks on energiaeefektiivsuse kasv, energiasõltuvuse vähendamine ning samuti taastuvate energiaallikate efektiivsem integreerimine. Eesti tarbija tuleviku elektrivarustuskindluse võti on Eesti tugev integreeritus Euroopa elektrivõrgu ja -turuga ning tugev ja kuluefektiivne sisetarbijate elektrivõrk.

Desünkroniseerimine Venemaa elektrisüsteemist on üks olulisimatest kavandatavatest arengutest nii Eesti kui kogu Baltimaade elektrisüsteemi jaoks. Kui veel eelmisel aastal liiguti sihikindlalt Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise suunas siis tulenevalt Poola poolsetest piirangutest ja soovist mitte ehitada sünkroniseerimiseks vajalikke täiendavaid vahelduvvoolu ühendusi läbi Põhja-Poola, on otsustatud Euroopa komisjoni tasemel koostööd edasi arendada ning lauale tuua ka kõik muud alternatiivid Baltimaade elektrisüsteemi eraldamiseks Venemaa elektrisüsteemi sünkroonlast.

Täna talitleb Eesti elektrisüsteem ühises sünkroonlas Venemaa ühendalektrisüsteemiga ning on väga tugevalt seotud ja mõjutatav Venemaa elektrisüsteemis toimuvast. Ajalooliselt on Eesti ja Balti riikide võrk välja ehitatud ja dimensioonitud lähtuvalt vajadusest tagada piisavad ülekandevõimsused ja tugevad ühendused Ida-Lääne suunal. Seoses muutunud olukorraga ning integreerumisega Euroopasse, on ka Eesti ja Baltimaade elektrisüsteemi eesmärk täielikult integreeruda Euroopa ühise elektrituruga läbi valminud ja ehitatavate kõrgepingealalisvooluühenduste ning tagada sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga. Ka valdavad energiavood Baltimaade elektrisüsteemides on tänaseks muutunud pigem põhja-lõuna suunalisteks, kus suur osa elektrist liigub Põhjamaade ja Balti riikide vahel.

Sünkroniseerimine Eesti jaoks tähendab nii siseriikliku kui ka Eesti ja Läti vahelise elektrivõrgu tugevdamist. Eesti varustuskindluse seisukohalt on seejuures üheks olulisemaks projektiks Eesti-Läti kolmas ühendus, mille puhul otsustati tagada Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastus 65% ulatuses. Käimas on liini ehitamiseks vajalike eeltööde faas. Toimub liini ehitamisega seotud planeeringute lõpetamine ning peale seda alustatakse maakasutuslepingute sõlmimisega.

2016. aastal valmis esimene lõik olemasolevate Eesti-Läti suunaliste 330 kV õhuliinide rekonstrueerimise kavast. Nimelt paigaldati Tsirguliina-Valmiera liinile Tsirguliina alajaamast kuni Eesti-Läti piirini kõrgtemperatuuriline komposiitsüdamikuga juhe, mis võimaldab üle kanda senisest märksa suuremaid võimsusvooge. Et saavutada täielikku efekti, peab ka Läti pool kuni Valmiera alajaamani antud liini rekonstrueerima, mis toimub kava kohaselt pärast sünkroniseerimise projekti investeeringuotsuse tegemist.

2.1 SENISED TEGEVUSED

2013. aastal valminud põhjalikuma tehnilise ja majandusliku uuringu „Feasibility study on the interconnection variants for the integration of the Baltic States to the EU internal electricity market“ (Gothia Power) tulemused kinnitasid, et sünkroniseerimine Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga on tehniliselt teostatav, kuid sealjuures on vajalikud teostada investeeringud elektrivõrgu tugevdamiseks läbi Balti riikide ja Poola. Arvutused näitasid, et puhtalt elektrituru klassikalisest mudelist lähtuvalt, põhinedes riikidevahelisele läbilaskevõime muutustele, olulist sotsiaalmajanduslikku kasu ei ole, mis samas ei ole elektrisüsteemide omavahelise sünkroniseerimise põhieesmärk. Vaatamata tehnilisele võimalikkusele on Põhja-Poolas olulised keskkonna piirangud, mis takistavad uute 400 kV õhuliinide rajamist, mis on vajalikud Leedu ja Poola vaheliste sünkroonühenduste tekitamiseks.

Baltimaade elektrisüsteemide Mandri-Euroopaga sünkroonühenduse loomise tehniliste võimaluste uuringuid alustati juba 1990. aastate alguses.

Varasemad teostatud uuringud:

- 1998 – Baltic Ring study;
- 2008 – Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with UCTE Power Systems;
- 2008 – Pre-feasibility study - state load-flow study on synchronous operation of Baltic power systems with the UCTE;
- 2013 – Feasibility study on the interconnection variants for the integration of the Baltic States to the EU internal electricity market; Gothia Power.

13.02.2014 otsustas Eest valitsus astuda samme Vene ühendelektrisüsteemi mõju vähendamiseks Eesti elektrisüsteemi talitlusele, millega kohustati põhivõrguettevõtjat koostama tegevuskava kolmandatest riikidest tehnilise sõltuvuse vähendamiseks.

2014. aasta lõpuks koostas Elering vastava kava, mille eesmärgiks on kirjeldada tegevusi ja investeeringuid, mis on vajalikud saavutamaks kolmandatest riikidest sõltuvuse vähendamine ning Balti energiasaare ühendamine Euroopaga. Sünkroniseerimiseks vajalikud investeeringud moodustavad kõige suurema osa lähema 10 aasta põhivõrgu investeeringutest ning on osa terviklikust võrgu arenguplaanist. Kuigi vastav kava sai koostatud Mandri-Euroopaga ühendamiseks, siis kavas ettenähtud Eesti osa puudutavad investeeringud on vajalikud ka teiste alternatiivsete sünkroontalitluste puhul, kui ollakse eraldunud Venemaa sünkroonalast.

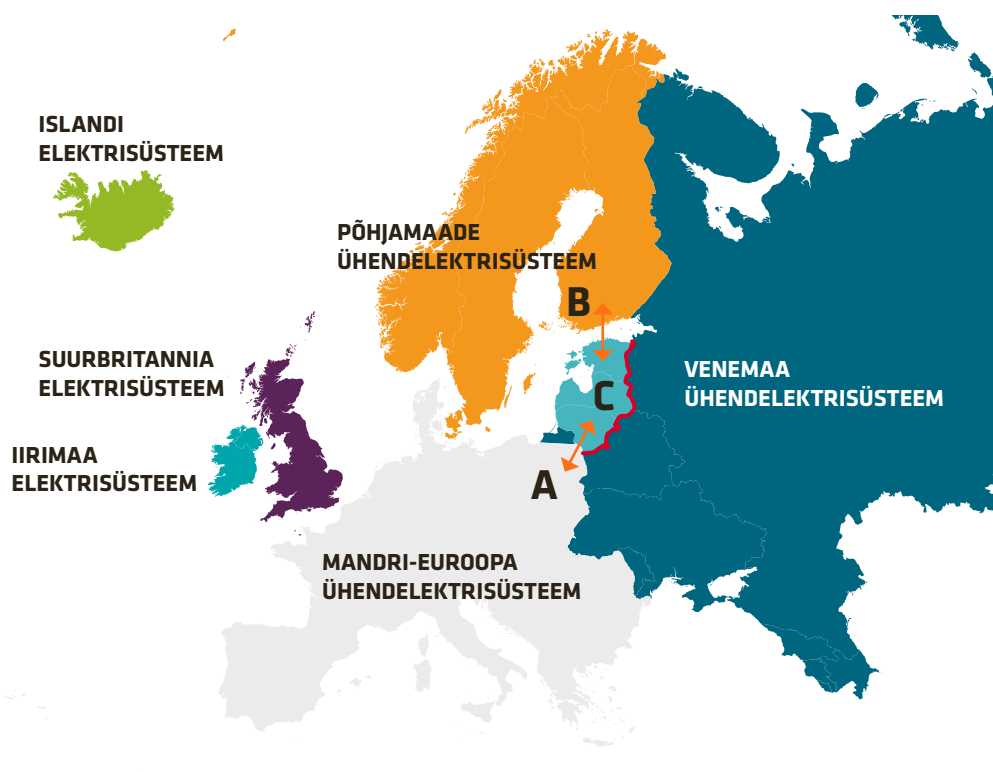
Sünkroniseerimise projekti uuringute eestvedamise on praeguseks võtnud enda kanda Euroopa komisjoni energeetika allüksus, eesmärgiga tagada laiem kandepind ning leida kõikidele osapooltele sobiv lahendus. Samuti on eesmärgiks hinnata täpsemalt energiajulgeoleku aspekti, mis on praeguses geopoliitilises raamistikus sünkroniseerimise üks põhilistest eesmärkidest. Sellega seoses vaadatakse võimalikke alternatiive veelgi avardatumalt ning edasi on otsustatud liikuda kolme põhivariandiga.

2.2 ALTERNATIIVIDE UURING

Nagu eelpool mainitud on Baltimaade elektrisüsteemi Venemaast eraldumine oluline teema ka Euroopa komisjoni tasandil, ning kuna lõpliku konsensust edasise stsenaariumi kohta ei ole, teostatakse Euroopa komisjoni initsiatiivil täiendav uuring, kus võrreldakse erinevaid Baltimaade Venemaa elektrisüsteemist eraldumise stsenaariume, milleks on:

- Sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga;
- Sünkroniseerimine Põhjamaadega;
- Baltimaade saartalitlus koos toetavate alalisvooluühendustega Põhjamaadesse ja Kesk-Euroopasse.

Joonis 1
Baltimaade
sünkroniseerimise
stsenaariumid



Euroopa Komisjoni juures tegutseva JRC (Joint Research Centre) poolt koostatav uuring on kavas valmis saada 2016. aasta detsembris, mille põhjal tehakse edasine otsus, missuguse stsenaariumi järgi oleks kõige mõistlikum edasi minna. Uuringu eesmärgiks on välja selgitada erinevate stsenaariumite kuluefektiivsuse ning energialjulgeolekuga seotud aspekte.

2.3 INVESTEERINGUD JA RAHASTAMINE

Sõltumata tulevikus teostuvale stsenaariumile, on Baltimaade omavaheliste ühenduste tugevdamine vajalik, sealhulgas Eestis tehtavate investeeringute maht, mis seotud põhja-lõuna suunaliste 330 kV ühenduste tugevdamisega.

Sünkroniseerimisel Põhjamaadega võib lisanduda sisemaiseid investeeringuid, mis on seotud täiendavate vahelduvvoolu kaabelliinide rajamisega Eesti ja Soome vahele. Baltimaade saartalitluses võib aga nõuda täiendavaid investeeringuid tootmisreservidesse ning juhtimistehnoloogiatesse ning alalisvoolu ühenduste täiendustesse, et tagada elektrisüsteemi töö- ja varustuskindlus.

Eestiga seotud Venemaa sünkroonlast eraldumiseks vajalikud investeeringud ja võimalik ajakava on toodud alljärgnevas tabelis. 3.1

Tabel 1

Sünkroniseerimisega seotud projektide orienteeruv ajakava ja maksumused

nr	Projekt	Ehituse algus	Tõösseviimine	Maksumus, mln eur	PCI call aasta	% CEF fondist	staatus
Sünkroniseerimisega seotud planeeritavad investeeringud							
1	Eesti - Läti kolmas 330 kV ühendus	2015	2020	76	2014	CEF toetus 65%	teostamisel (planeeringud; hanked alustamisel)
2	Tsirguliina-Valmiera (L354) 330 kV õhuliin	2015	2016	2.72		EI	Valmis
Teostamisel olevad ja valminud projektid				78.72			
3	Konverterjaam Narvas 500 MW	2018	2021	90	2015	Võimalik PCI kandidaat tulevikus	planeerimisel
4	Pingestabiliseerimiseadmed ning primaarreguleerimine	2015	2016-2024	32			planeerimisel
5	Eesti-Tsirguliina (L353) 330 kV õhuliin	2018	2018	47		PCI kandidaat - eelinfo esitatud	planeerimisel
6	Eesti-Balti EJ (L373) 330 kV õhuliini sisestus Balti alajaama	2020	2020	1			planeerimisel
7	Balti-Tartu (L300) 330 kV õhuliin	2020	2024	42	2016-2017	PCI kandidaat - eelinfo esitatud	planeerimisel
8	Tartu-Valmiera (L301) 330 kV õhuliin	2020	2024	21	2016-2017	PCI kandidaat - eelinfo esitatud	planeerimisel
Planeeritavad projektid				236			
9	Eesti - Läti neljas 330 kV ühendus	2024	2026	11	2018?		kaalumisel
10	Eesti-Balti EJ (L373) 330 kV õhuliin	2028	2030	teadmata			kaalumisel
11	Paide-Sindi (L346) 330 kV õhuliin	pole otsustatud	pole otsustatud	15			kaalumisel
Kaalumisel olevad projektid				26			



3 Elektrivõrgu arengud aastani 2030

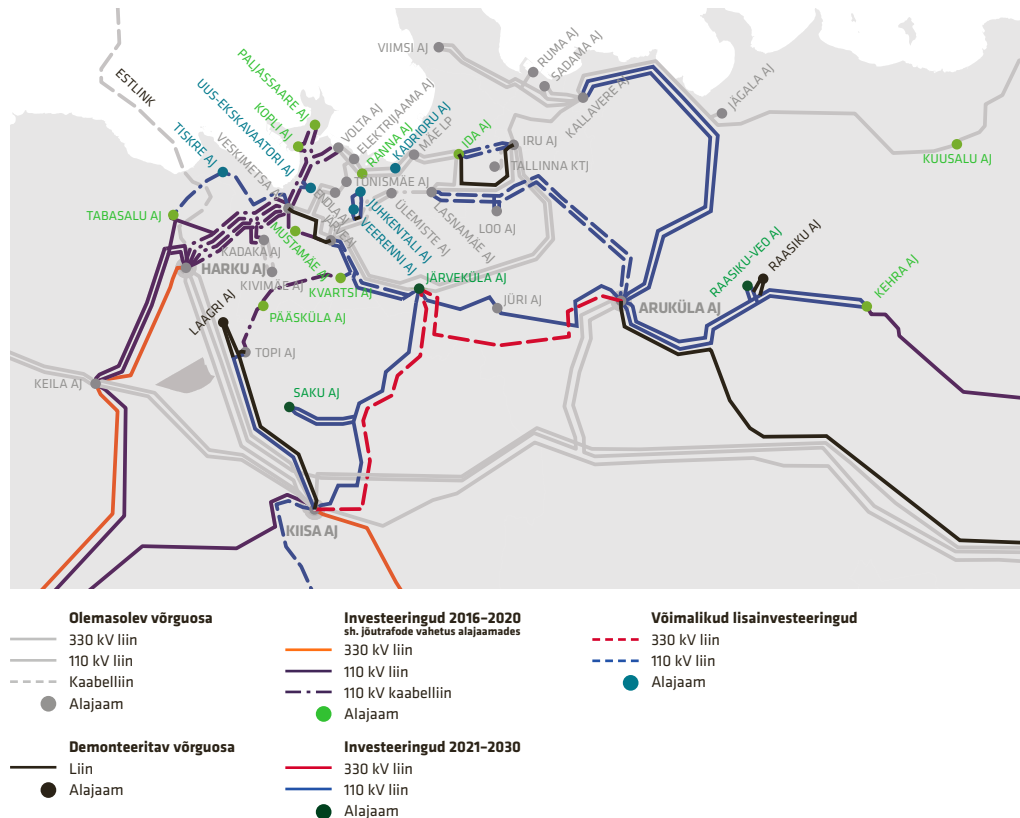
3.1	TALLINN.....	22
3.1.1	Tallinna õhuliinide asendamine kaabelliinidega.....	22
3.1.2	Kiisa-Harku-Järve piirkond.....	23
3.1.3	Elektrivõrgu ümberehitamine Aruküla-Tapa vahel.....	23
3.2	KIRDE-EESTI.....	24
3.2.1	Kiviõli-Jõhvi piirkond.....	25
3.2.2	Rakvere-Püssi piirkond.....	25
3.3	KESK- JA LÕUNA-EESTI.....	26
3.3.1	Tartu linn.....	27
3.4	LÄÄNE-EESTI JA SAARED.....	27
3.4.1	Mandri ja saarte ühendus.....	28
3.4.2	Pärnu, Paikuse ja Sindi piirkonna elektrivarustus.....	29
3.4.3	Riisipere-Turba piirkond.....	30
3.5	RAIL BALTICU LIITUMINE.....	31
3.6	ELERINGI PLANEERITUD INVESTEERINGUD AASTANI 2020.....	32
3.6.1	Investeeringute jaotus lähtuvalt strateegilistest eesmärkidest.....	32
3.6.2	Investeeringud 2016-2020.....	33
3.7	LIITUMISTE PARENDAMISE RAAMISTIK.....	34

- **Elektrisüsteemi arengu pidev planeerimine toimub tihedas koostöös Elektrilevi AS-iga. Koostöö tulemuseks on optimaalsed arenguplaanid ning madalamad võrgutariifid tarbijatele.**
- **Piirkondliku arengu huvipakkumateks osadeks on Tallinna piirkonna elektrivõrgu uuendamine ja ümberkujundamine.**
- **Lääne-Eesti, sealhulgas saarte varustuskindlust ning võrgu läbilaskevõimet tõstab ehitatav Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV liin, mis on ühtlasi osaks Eesti-Läti kolmandast elektriühendusest ning kogu Eesti mandriosa katvast tugevast 330 kV ringvõrgust. Suurte saarte varustuskindluse parandamiseks valmib lähema viie aasta jooksul teine 110 kV merekaabel Rõuste-Tusti vahele.**
- **Elering investeerib Eesti elektrivarustuskindluse tagamisel järgmisel viiel aastal (2016-2021) kokku ligi 226 miljonit eurot.**
- **Suur huvi pakub ka Rail Balticu projekt, sest põhja-lõuna-suunaline elektrirongiliiklus eeldab põhivõrgu taristu rajamist ning elektrivõrgu tugevdamist mitmes piirkonnas.**

3.1 TALLINN

Tallinna piirkonnaga seotud arengud keskenduvad eelkõige vananeva taristu asendamisele linnasiseselt ning elektrivõrgu ümberkujundamisele linna ümbruses. Huvipakkumateks arenguteks on Topi-Pääsküla-Kvartsi uus kaabelliin ning elektrivõrgu ümberkujundamine Aruküla ja Tapa vahel. Ülevaade Tallinna ja selle lähipiirkonna arenguperspektiividest on koondatud järgnevale joonisele 2.

Joonis 2
Tallinn ja
selle ümbruse
arenguperspektiivid
aastaks 2030



Eleringi arengukava seab plaaniks aastaks 2030 rekonstrueerida suurel hulgal olemasolevaid elektriliine, lisaks tegeletakse kohaliku kogukonna ja omavalitsuse nõudele vastu tulles vanade linnasiseste õhuliinide asendamisega kaabelliinidega. Kaabelliinid on küll õhuliinidest märksa kallimad, ent linnapildis märkamatud ning ka palju töökindlamad. Samuti on Tallinna tingimustes nõuetele vastavate õhuliinide kaitsetsoonide rajamine elanikke häirimata pea võimatu. Õhuliinide rekonstrueerimise üldeesmärgiks on varustuskindluse tagamine Eesti kõige dünaamilisemalt arenevas piirkonnas läbi ülekandevõime suurendamise ja ülekandesüsteemi rekonstrueerimise.

3.1.1 TALLINNA ÕHULIINIDE ASENDAMINE KAABELLIINIDEGA

Tallinnas on planeeritud pikaajalises perspektiivis rekonstrueerida enamus linnasisestest õhuliinidest kaabelliinideks ja asendada olemasolevad õlitäitega kaabelliinid moodsate plastisolatsiooniga kaablite vastu. 2030. aasta perspektiivis on planeeritud järgmised uuendused:

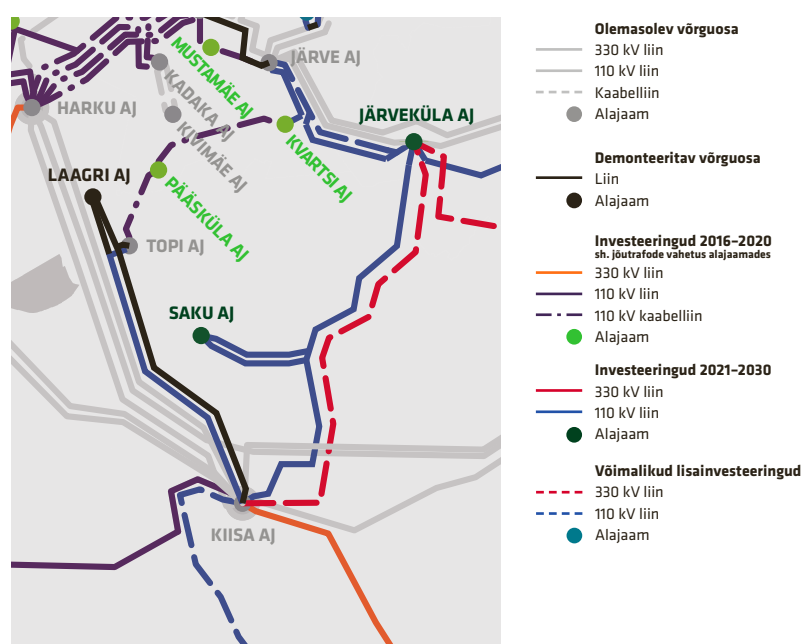
- Kaabelliinidega asendatakse õhuliinid Harku-Kadaka-Veskimetsa, Veskimetsa-Endla, Veskimetsa-Kopli-Volta-Paljassaare alajaamade vahel;
- Rajatakse uued kaabelliinid Topi-Pääsküla-Kvartsi;
- Pikemas perspektiivis on võimalikud uued kaabelliinid Iru-Ida (2 tk), Veskimetsa-Tiskre. Samuti ühendatakse süsteemiga kaabelliinide vahendusel perspektiivsed uued alajaamad Uus-Ekskavaatori, Veerenni, Juhkentali, Kadrioru.

Tiheasustuse tõttu võib perspektiivse Järveküla 330 kV alajaama ühendamine toimuda Aruküla-Järveküla 330 kV kaabelliiniga.

3.1.2 KIISA-HARKU-JÄRVE PIIRKOND

Üheks võimalikuks võrgu arengusuunaks on elektrivõrgu konfiguratsiooni muutumine Kiisa, Harku ja Järve alajaamade vahel. Elering demonteerib Laagri 110 kV alajaama ning ehitab uued Pääsküla ja Kvartsi 110 kV alajaamad. Kiisa ja Järve alajaamad seotakse Kiisa-Topi-Pääsküla-Kvartsi-Järve 110 kV liiniga, mis on lõigul Topi-Kvartsi kavandatud kaabelliinina. Samuti on antud piirkonnas perspektiivis võimalik Saku 110 kV alajaama ehitamine, mis seotakse praeguse liiniga Kiisa-Järve, mis tulevikus muutub liiniks Kiisa-Saku-Järveküla-Järve. Kiisa alajaamaga seotud 110 kV elektrivõrgu ülekoormuste vähendamiseks võib tekkida vajadus Kiisa-Aruküla 330 kV liini ehitamiseks.

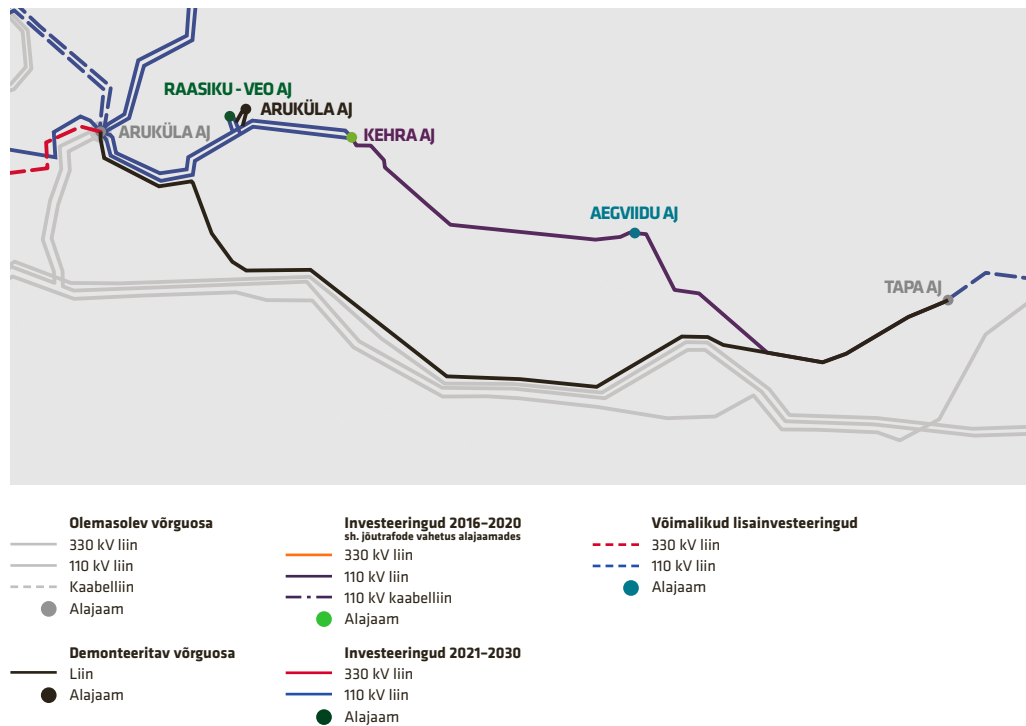
Joonis 3
Võimalik võrgu arengu variant Kiisa-Harku-Järve piirkonnas



3.1.3 ELEKTRIVÕRGU ÜMBEREHITAMINE ARUKÜLA-TAPA VAHEL

Koormuse kasvu konservatiivsest stsenaariumist lähtuvalt on Kose piirkonnas vaja rajada uus 110 kV alajaam. Eleringi ja Elektrilevi koostööna on läbi kaalutud mitmeid liitumisvariante piirkondlike arenguvõimalustega. Optimaalse variandi järgi (Joonis 4) demonteeritakse olemasolev 110 kV liin L101 Tapa ja Aruküla alajaamade vahel. Demonteeritava liini asendamiseks ehitatakse uus 110 kV liin trassil Kehra-Aegviidu-Tapa. Rekonstrueeritakse Raasiku ja Kehra alajaamad ning 110 kV liinid Aruküla-Raasiku-Kehra. Perspektiivse koormuskasvu katmiseks on ette nähtud Aegviidu alajaama ehitamine.

Joonis 4
Võimalik elektrivõrgu
areng Aruküla-Tapa
piirkonnas

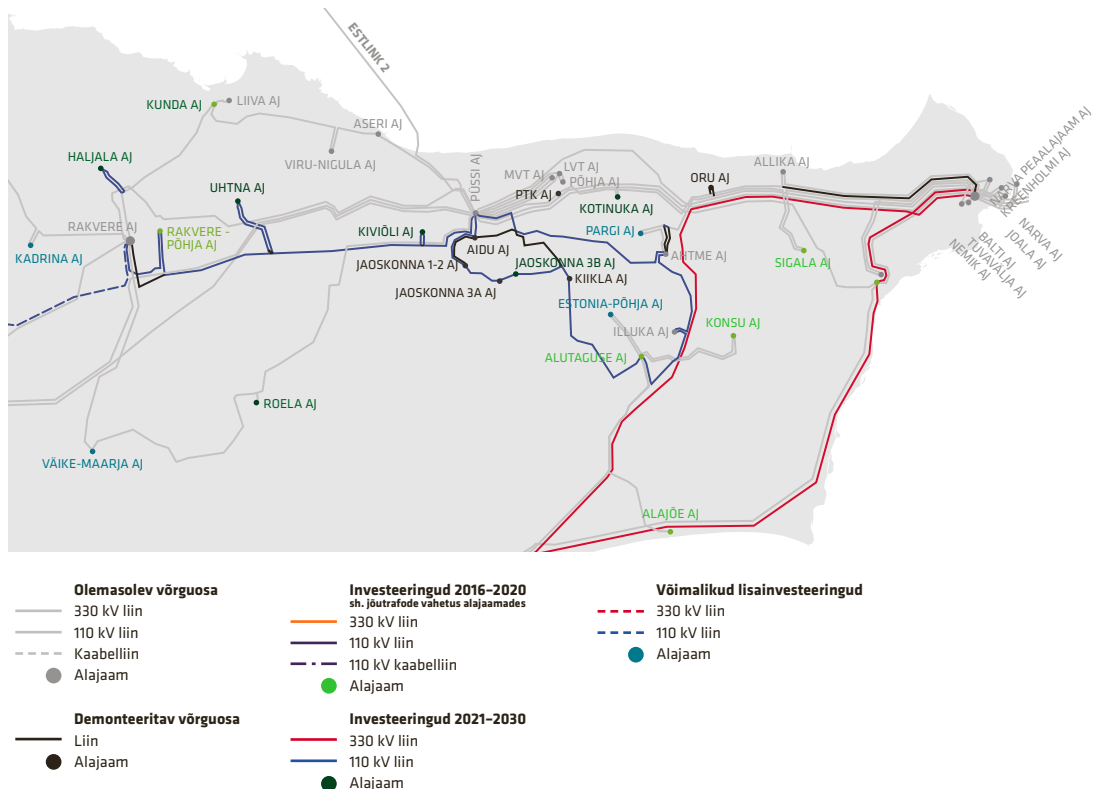


3.2 KIRDE-EESTI

Kirde-Eestis asuvad Eesti kõige suuremad elektrijaamad ning Eesti suurima alalisvooluühenduse EstLink 2 konverterjaam. Sealne tarbimine on põhiliselt koondatud tööstuspiirkondadesse. Põhilised tarbimist mõjutavad valdkonnad on põlevkivitööstus ja kaevandused. Põlevkiviresursid teatud aja tagant mingis piirkonnas ammendub, mille tõttu rajatakse uued kaevandused, millega koos jaotuvad ümber ka tarbimisvõimsused ja võrk vajab rekonfigureerimist.

Läbilaskevõime piiratusest lähtuvalt peab ümber ehitama või täielikult rekonstrueerima tööstustarbijaid siduva 110 kV võrgu (Joonis 5).

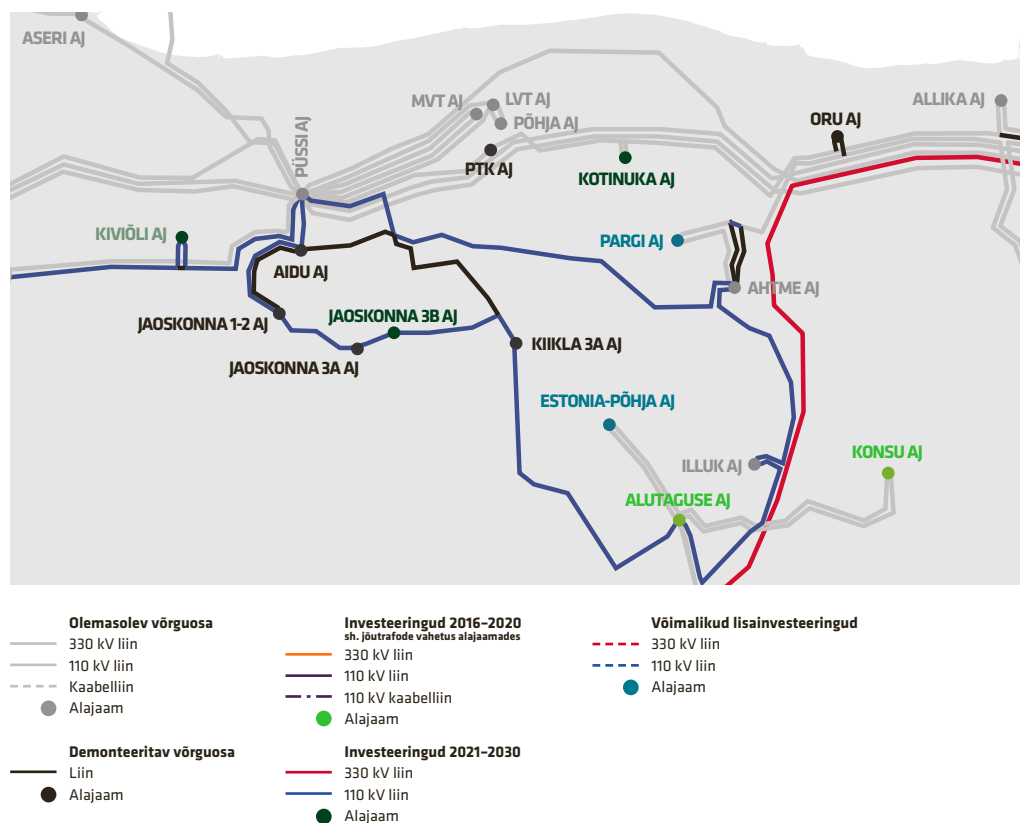
Joonis 5
Kirde-Eesti piirkonna
arenguperspektiivid



3.2.1 KIVIÕLI-JÕHVI PIIRKOND

Kiviõli-Jõhvi piirkonnas toimub koormuste ümberpaiknemine (Joonis 6). Suletud on Aidu karjääriga seotud Jaoskonna 1-2 alajaam. Kavas on täiendavalt sulgeda Jaoskonna 3A, Aidu ning Kiikla alajaamad. Lõuna poole, Ojamaa kaevanduste suunas, nihkuva koormuse kandvaks keskmeks muutub rekonstrueeritav Jaoskonna 3B alajaam, mis seotakse, kombineerides olemasolevaid liine, Püssi ja Alutaguse alajaamadega. Teiselt poolt on kavas tugevdada liine suunal Püssi-Ahtme-Illuka-Alutaguse. Sel viisil rekonstrueeritakse ulatuslik ring Püssi ja Alutaguse alajaamade vahel, mis tagab nii kohalike koormuste varustuskindluse kui ka piisava toe Püssi alajaama ühendatud Estlink 2-ga seotud transiitrežiimide puhul, kui mõni 330 kV liin peaks olema tööst väljas.

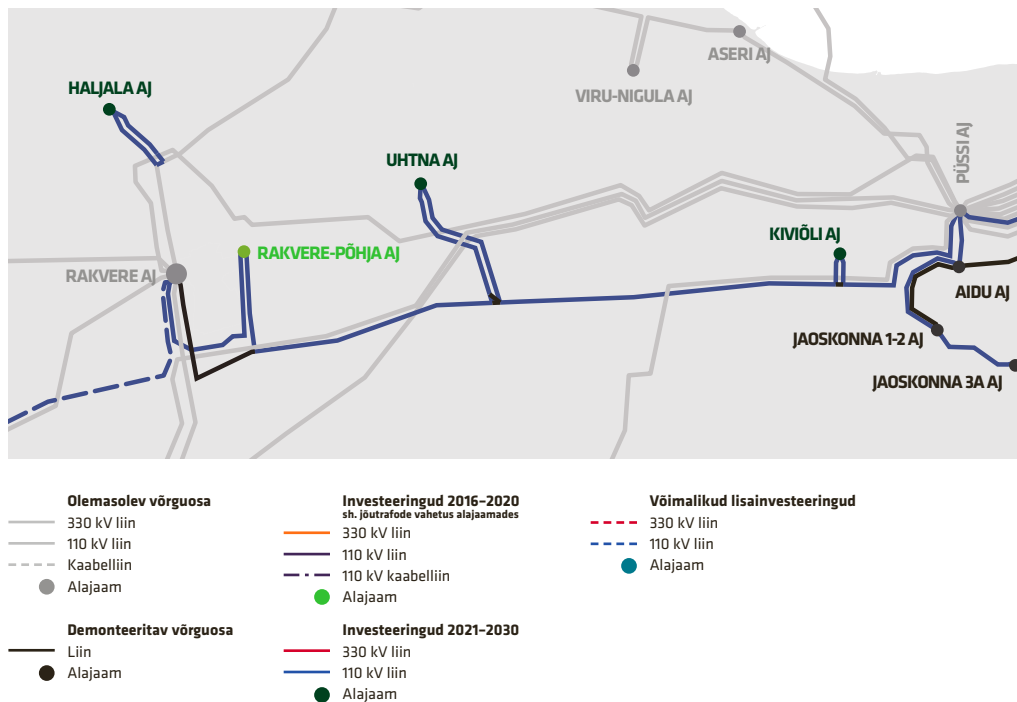
Joonis 6
110 kV elektrivõrgu
ümberkorraldamine
Kiviõli-Jõhvi piirkonnas



3.2.2 RAKVERE-PÜSSI PIIRKOND

Seoses koormuse kasvuga Rakvere linnas ja selle lähistel, on oodata Rakvere-Põhja alajaama ja sellega seotud liinide suunal Rakvere-Rakvere-Põhja-Püssi rekonstrueerimist. Perspektiivis rekonstrueeritakse hetkel haruskeemina ühendatud Haljala ja Uhtna alajaamad H-skeemiga alajaamadeks, nendega seotud haruliinid aga ehitatakse kaheaheelalisteks, mis tagavad suurema töökindluse nendes alajaamades (Joonis 7).

Joonis 7
Võrgu areng Rakvere-
Püssi piirkonnas



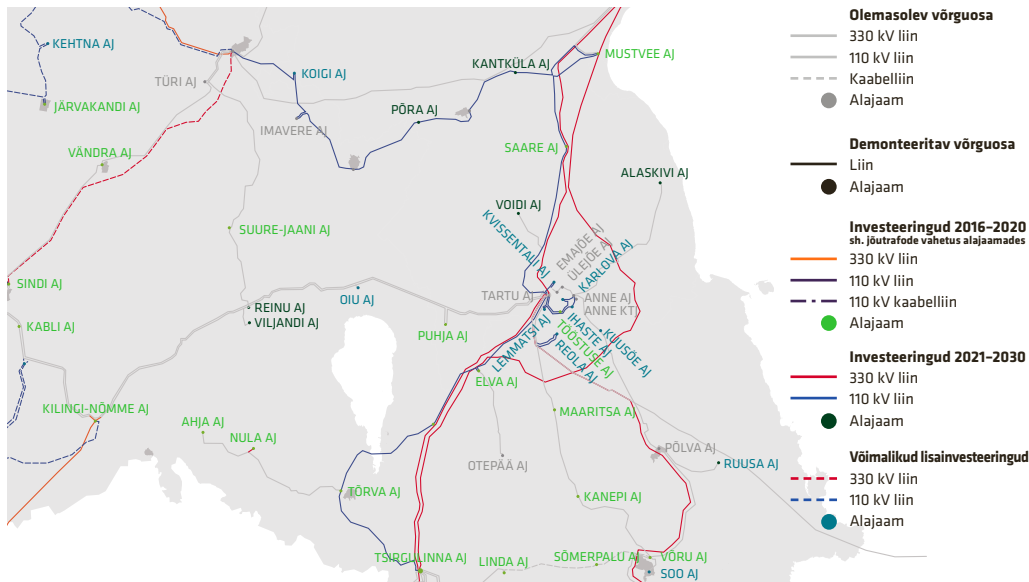
3.3 KESK- JA LÕUNA-EESTI

Lõuna piirkond hõlmab nii tihedat kui ka hõlpsustusega alampiirkondi. Kõige suurema tarbimise kontsentratsiooniga on Eesti suuruselt teine linn Tartu ja selle lähimbrus, kus on ette näha koormuste jätkuvalt kasvu. Sellega seoses tekivad piirangud elektri ülekandmisel 330kV võrgust toitealajaamu siduvasse 110 kV elektrivõrku. Et piiranguid vältida, tuleb investeerida 330/110 kV läbilaskevõime suurendamisse ning 110 kV võrgu rekonstrueerimisse. Tartu linnas on kavas olemasolevad õhuliinid rekonstrueerida tehnilise ressursi ammendumisel kaabelliinideks, sest õhuliinide kaitsevööndid on üha rohkem pärssimas linna arengut.

Lõuna piirkonnas on 110 kV õhuliinid suhteliselt pikad, mistõttu teatud N-1 olukordades võivad tekkida pingeprobleemid. Eriti kriitiline on olukord, kui Tsiguliina alajaamas lülitub välja ainuke 330 kV ja 110 kV võrke siduv trafo. Selliste olukordade vältimiseks tuleks rekonstrueerida Tsiguliina AJ ning paigaldada sinna teine trafo.

Lõuna piirkonna 110 kV võrkudesse on lisandunud ka uusi tarbijaid ning 25-40 aastat tagasi rajatud liinid ei ole piisavad perspektiivsete koormuste jaoks. Läbilaskevõimete tagamiseks tuleb 110 kV võrku tugevdada läbi rekonstrueerimiste (Joonis 8).

Joonis 8
Kesk- ja Lõuna-
Eesti piirkonna
arenguperspektiivid



Seoses koormuste suurenemisega ja õhuliinide vanusepiiri lähenemisega on aastaks 2030 kavas rekonstrueerida suur hulk õhuliine. Oluliseks likvideeritavaks probleemiks on seejuures vananenud ja nõrkade liinide vähesest läbilaskevõimest tingitud pingeprobleemid pikkadel 110 kV ühendustel (Paide-Mustvee-Tartu ja Tartu-Elva-Tsirguliina). Tähtsamad rekonstrueerimistööd leiavad aset järgmistes piirkondades:

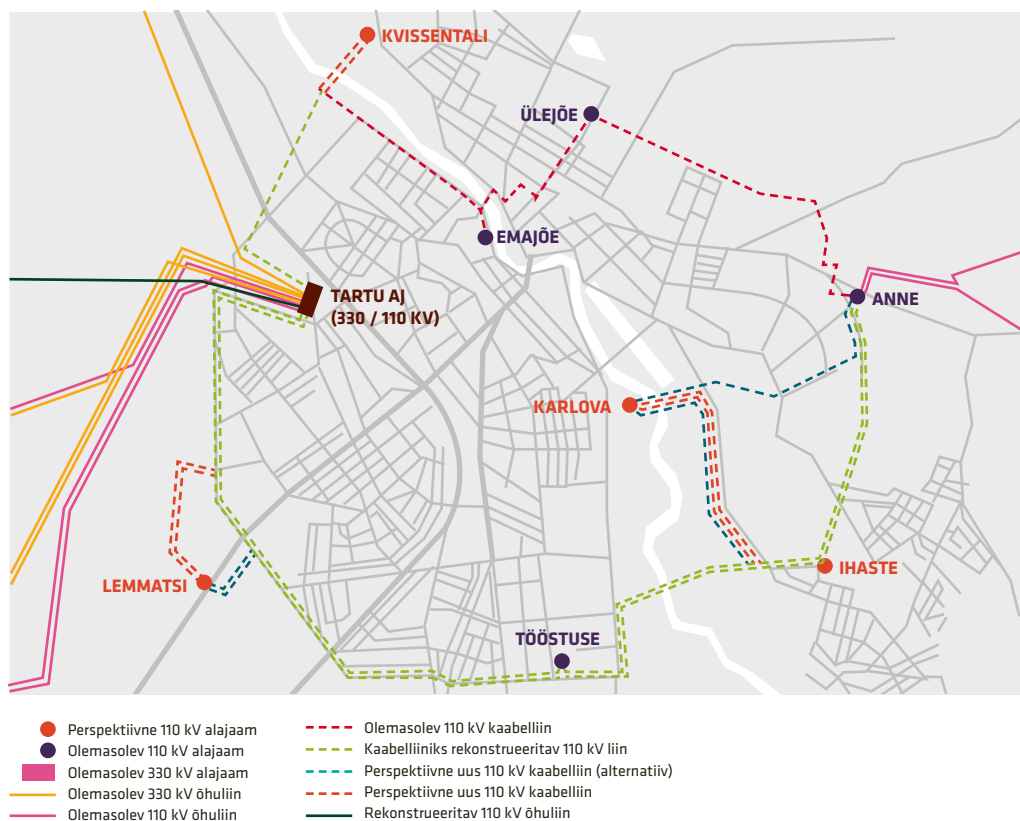
Paide-Koigi-Imavere-Põltsamaa-Põdra-Jõgeva-Kantküla-Mustvee-Saare-Tartu alajaamade vahelised 110 kV õhuliinid;

Tartu-Elva-Rõngu-Tõrva-Tsirguliina alajaamade vahelised 110 kV õhuliinid;

3.3.1 TARTU LINN

Koormuse kasvu korral on tulevikus võimalik ka kuni nelja uue Elering AS 110 kV alajaama ehitus Tartus: Karlova, Kvissentali, Ihaste ja Lemmatsi. Tartu sisemuses paiknevad õhuliinid suunal Tartu-Tööstuse-Anne ning õhuliini lõik Tartu-Emajõe vahel on kavas rekonstrueerida kaabelliinideks õhuliinide tehnilise eluea ammendumisel (mis, tösi küll, saabub umbes 2045. aasta paiku) või tugeva koormuskasvu korral liinide läbilaskevõime ammendumisel. Uued linnas planeeritavad liinid on seotud perspektiivsete alajaamade sidumisega.

Joonis 9
Tartu linna 110 kV elektrivõrgu arenguperspektiivid



3.4 LÄÄNE-EESTI JA SAARED

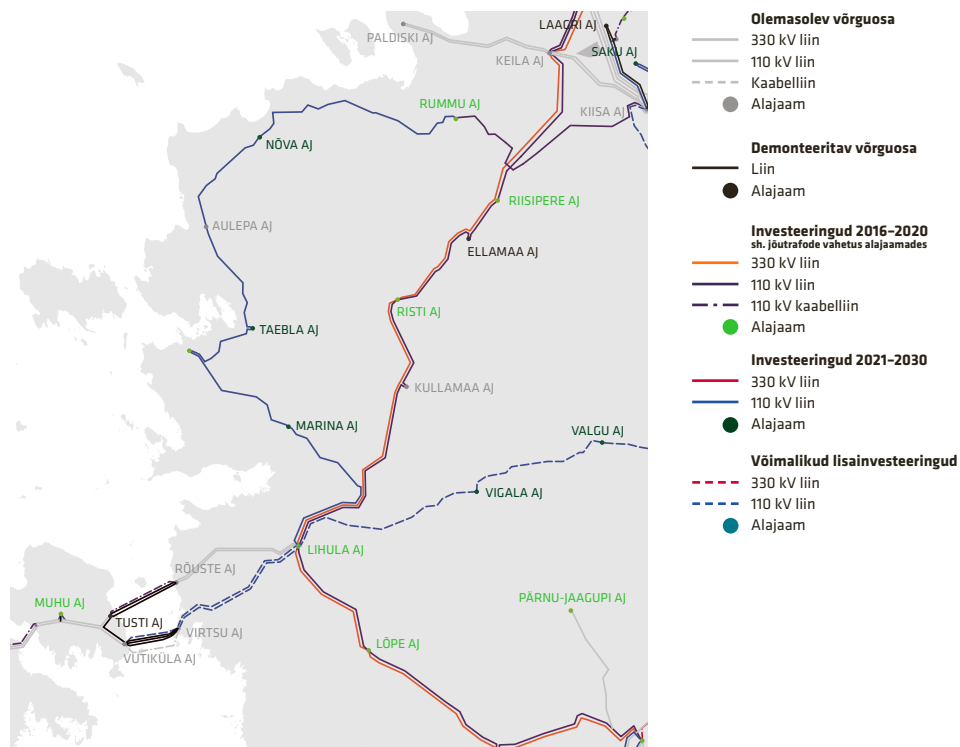
Lääne-Eesti ja saarte piirkond on Eestis elektriliselt üks kaugemaid, samal ajal tuuleenergeetikat silmas pidades üks kiiremini arenevaid piirkondi. Sellega seoses on tekkinud Lääne-Eesti ja Saarte piirkonna elektrivõrgudes uued väljakutsed. Ühest küljest on ammendumine 110 kV võrgu läbilaskevõime ning teiselt poolt põhjustab tootmisasemete toodangu suur kõikumine omakorda pingeniivode laiades piirides muutusi, mis ulatuvad N-1 olukorras ohtlikult kõrgele.

Võrkude talitus läbilaskevõime piiril on tinginud olukorra, kus hooldusi on võimalik teha vaid kolmel-neljal suvekuul. Olukord peaks tunduvalt paranema, kui valmib Eesti-Läti kolmas elektriühendus, mille raames rajatakse ka 330 kV ühendus Harku ja Sindi alajaamade vahel. Paralleelselt 330 kV liiniga hakkab kulgema 110 kV õhuliin, mis seob tugevaks tervikuks teekonnale jäävad olemasolevad 110 kV alajaamad. Piirkonnas on

kujunenud võimsuse edastamise piirang liinidel suunal Rummu-Aulepa-Haapsalu. Lihula-Haapsalu suunaliste liinide hoolduse või rikke korral on juba täna oht ülekoormuste tekkeks, mis võib tingida operatiivsete võimsuspiirangute vajaduse. Lisaks on antud piirkonnas tuvastatud ulatusliku kestusega liigpingeid, mille kõrvaldamiseks puudub piisav operatiivne võimekus.

Lääne-Saarte piirkonna võtmesõnaks on varustuskindlus. Planeeritud meetmed on suunatud eeskätt Lääne-Eesti saarte sidususe suurendamisele Mandri-Eesti elektrivõrguga. Teiseks oluliseks suunaks on elektrienergia tootmisalaks muutunud Lääne-Eesti ja Saarte piirkonna liinide piisava läbilaskevõime tagamine (Joonis 10).

Joonis 10
Lääne-Eesti
piirkonna arengukava
investeeringud



3.4.1 MANDRI JA SAARTE ÜHENDUS

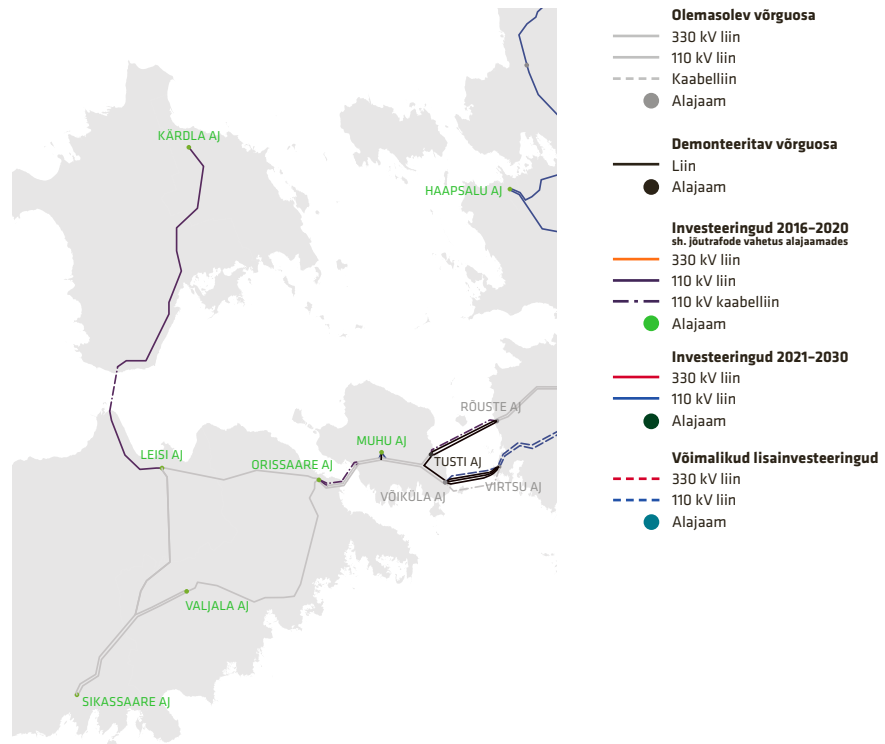
Aastaks 2020 on plaanis 110 kV merekaabli paigaldamine Suurde väina, Tusti-Rõuste alajaamade vahele.

Lisaks on sõltuvalt koormuskasvu stsenaariumist ja majanduskonjunktuurist võimalik täiendada Virtsu-Võiküla 110 kV merekaabli väljaehitamine aastaks 2030. Muhu saare elektrivarustuse ümberkorraldamisega on võimalik tulevikus ära kaotada Tusti alajaam, viies selle koormuse üle rekonstrueeritavasse Muhu alajaama.

Oluline riskitegur on Muhumaa ja Saaremaa vaheline kaheahealine 110 kV elektriülekanaliin, mille masti purunemisel on võimalik päevi kestev elektrikatkestus Saaremaal ja Hiiumaal. Selle tõttu rajatakse Väikesse väina merekaabel ning suunatakse see Muhu saarelt otse Orissaare alajaama.

Vastavalt Eleringi poolt tellitud uuringule on Hiiumaa koormuse kasvamisel optimaalseim variant Hiiumaa 110 kV toite tagamiseks rajada Kärkla 110 kV alajaam ning Leisi-Kärkla 110 kV ühendus (Joonis 11). Reservtoide on mõistlik tagada 35 kV võrgu vahendusel.

Joonis 11
Saarte
elektrivarustuskindluse
tagamise tähtsamad
projektid

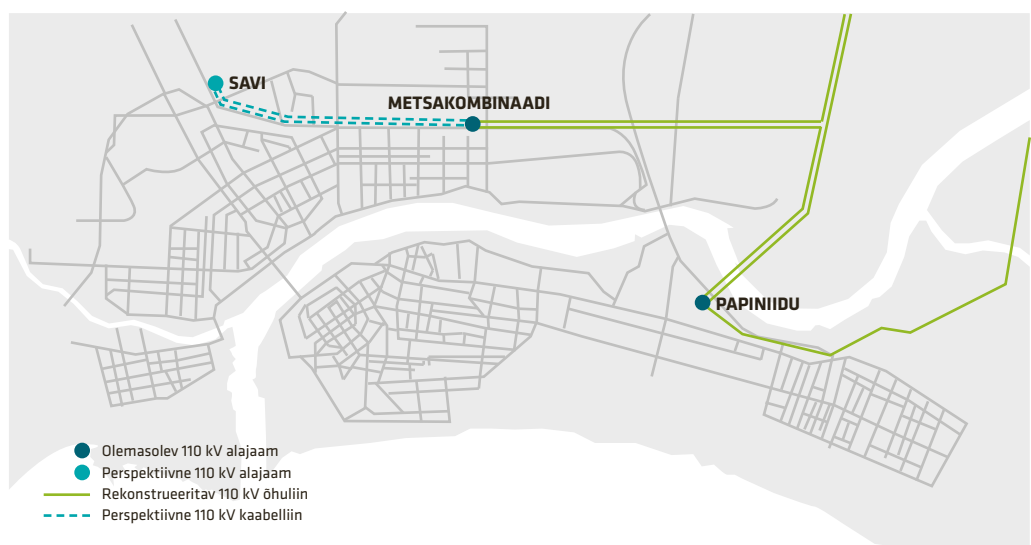


3.4.2 PÄRNU, PAIKUSE JA SINDI PIIRKONNA ELEKTRIVARUSTUS

Tingituna koormuse kasvust Pärnu linnas ja selle lähiumbruses, ei piisa lähitulevikus N-1 olukorras enam olemasolevate õhuliinide ülekandevõimsustest. Antud probleemi lahendamiseks on plaanis rekonstrueerida kõik Sindi-Paikuse-Papiniidu-Metsakombinaadi-Sindi ringi õhuliinid. Märksa tugevamad õhuliinid tagavad Pärnu piirkonnale elektrivarustuskindluse ja energeetilise arenguvaru.

Lisaks on Pärnu linna koormuse kasvu korral planeeritud kaks uut 110 kV alajaama – Savi ja kaugemas perspektiivis Veekeskuse ning nende ühendusliinid olemasoleva elektrisüsteemiga. 2030. aasta vaatest lähtuvalt võib tekkida vajadus rajada Pärnu linna üks uus 110/10 kV alajaam (Savi AJ) 110 kV toitega Metsakombinaadi AJ-st (esialgu jäävad liitumispunktid Metsakombinaadi 110 kV AJ-a).

Joonis 12.1
Pärnu linna
koormuste
ümberjagamise
uue 110 kV
piirkonna-
alajaamade
vahel



Joonis 12.2
Pärnu linna
koormuste
ümberjagamise
uue 110 kV
piirkonna-
alajaamade
vahel

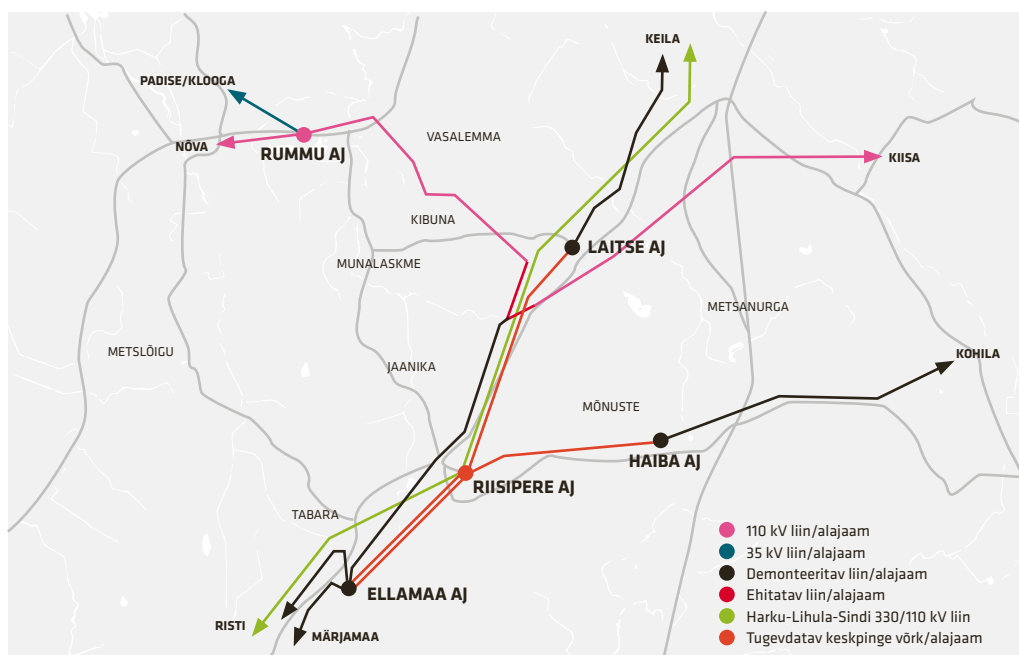


3.4.3 RIISIPERE-TURBA PIIRKOND

Riisipere-Turba piirkonna koormuskeskuste nihkumisest tulenevalt on Elektrilevi OÜ-I plaan viia olemasolevad liitumispunktid üle Ellamaa alajaamast Riisipere alajaama. Seoses läheneva Eleringi poolse Ellamaa alajaama rekonstrueerimisega ning Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV õhuliini ehitustööde-eelsete plaanidega kiirendati protsessi nii Elektrilevi kui Eleringi poolelt. Optimaalse variandi kohaselt likvideeritakse Ellamaa AJ ning selle asemel rajatakse Riisipere 110 kV alajaam uude kohta. 110 kV õhuliinid Kiisa-Ellamaa-Risti ja Keila-Rummu ühendatakse ümber sel viisil, et need moodustaksid uued ühendused Kiisa-Rummu ja Keila-Riisipere-Risti. Uue skeemi tugevaks küljeks võib lugeda skeemi optimeerituse taset ning asjaolu, et uus 110 kV alajaam on võimalik ehitada Harku-Sindi õhuliinile suhteliselt lähedale. Elektrivarustuse tagamiseks teostatakse tööd kahes etapis (Joonis 13):

- I etapi mahus rajatakse uus 110 kV Riisipere alajaam. Elektrilevi saab seejärel tugevdada Riisipere-Turba suunal 10 kV võrku (muuhulgas viiakse 10 kV elektrivarustusele üle Turba alev). Seejärel on võimalik demonteerida olemasolev Ellamaa 110 kV alajaam. I etapi tööd on plaanis teostada aastaks 2020.
- II etapi mahus tugevdab Elektrilevi 10 kV keskpinge võrku Riisipere-Laitse ja Riisipere-Haiba vahel. Kui need tööd on valmis, demonteeritakse 35 kV õhuliinide Keila-Laitse, Laitse-Haiba ja Haiba-Kohila. Elektrilevi planeerib saada II etapi tööd valmis aastatel 2025-2030.

Joonis 13
Võrgu areng
Riisipere
piirkonnas



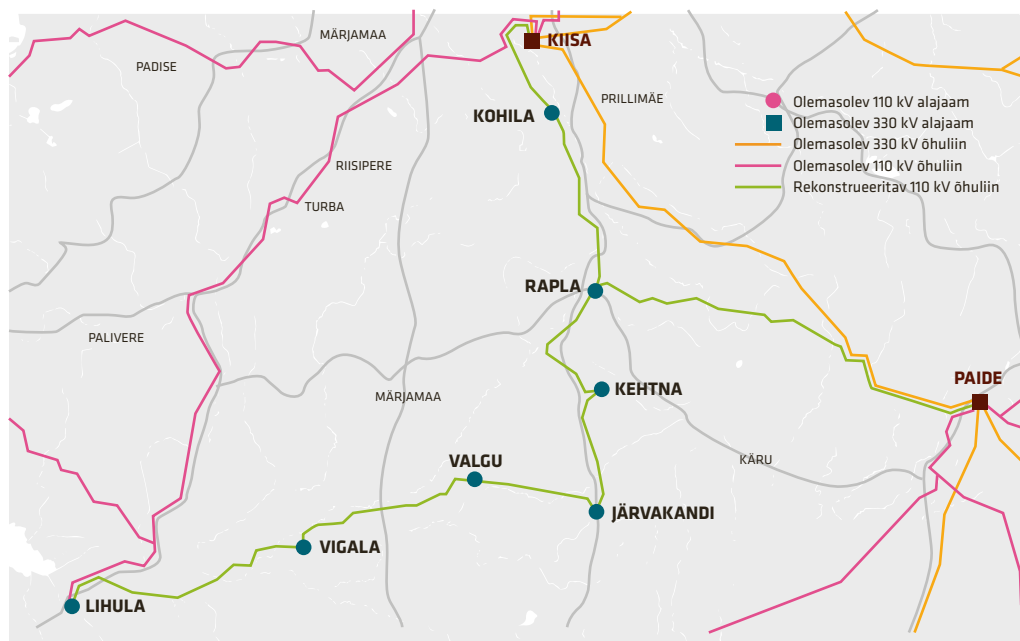
3.5 RAIL BALTICU LIITUMINE

Üleriigilise hõlmavusega elektriraudtee projekt Rail Baltic kujutab endast Eesti territooriumil uut raudteetrassi marsruudil Tallinn – Kehtna – Sindi – Häädemeeste. Et liitumispunktid paiknevad üle kogu Eesti ning vajalikud võrgutugevdused sõltuvad ainult antud projekti realiseerimisest, on Rail Balticu temaatika koondatud ühtse peatüki alla ning jäetud kajastamata piirkondlikes peatükkides.

Harjumaal asuvatest alternatiivvariantidest (Järveküla ja Aruküla) on Eleringi vaates eelistatav liitumine Aruküla alajaamas, mille puhul ei ole vaja teostada täiendavaid võrgutugevduksi. Liitumine Järveküla alajaamas eeldab Kiisa-Topi-Kvartsi-Järve uue liiniga seotud võrgu tugevdamist.

Raplamaal Kehtna 110 kV alajaamas liitumise võimaldamiseks on Eleringil eelnevalt vajalik teostada võrguarenduskohustuse raames järgmised võrgutugevdused (Joonis 14):

Joonis 14
Vajalikud võrgutugevdused Rail Balticu liitumiseks Kehtna alajaamas

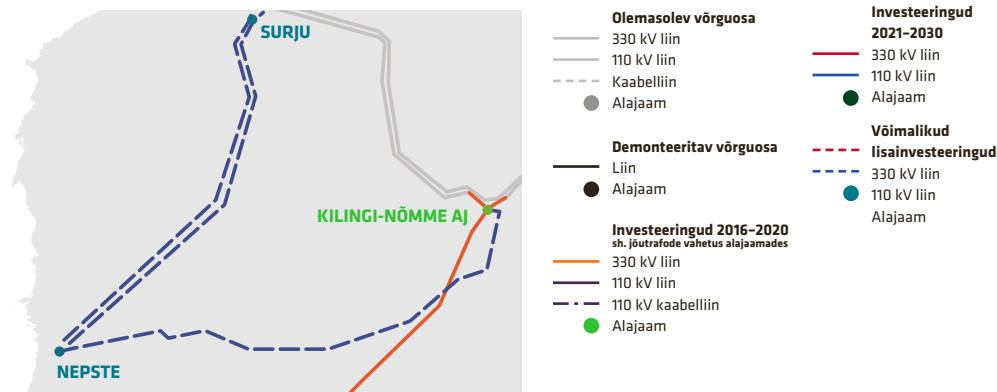


Pärnumaal Sindi 330/110 kV alajaamas liitumiseks täiendavaid võrgutugevduksi tegema ei pea.

Liitumiseks Häädemeeste vallas on hetkel kaalumisel kaks alternatiivi.

- Üks liiniahel Surju vallas Killingi-Nõmme – Sindi 110 kV liinist piki raudtee koridori ja teine liiniahel Killingi-Nõmmes asuvas 330/110 kV alajaamast piki olemasolevat 35 kV liini koridori. Nepste külas tuleb ehitada alajaam millest toimub Rail Balticu ja jaotusvõrgu liitumine.
- Kahe liiniahelaga Surju vallas Killingi-Nõmme – Sindi 110 kV liinist piki raudtee koridori. Nepste külas tuleb ehitada alajaam millest toimub Rail Balticu ja jaotusvõrgu liitumine.

Joonis 15
Rail Balticu liitumine lõuna Pärnumaal



3.6 ELERINGI PLANEERITUD INVESTEERINGUD AASTANI 2020

Elering vastutab Eesti elektrisüsteemis varustuskindluse tagamise eest. See tähendab, et igal ajahetkel peab olema tarbijatele tagatud nõuetekohase kvaliteediga elektrivarustus. Eleringi tegevus Eesti elektrisüsteemi töös hoidmisel ning varustuskindluse tagamiseks vajalike investeeringute tegemisel tuleneb otseselt elektrituruseadusest, võrgueeskirjast ning elektri- ja energiamajanduse arengukavadest. Elering võrk koosneb 110-330 kV ülekandeliinidest, mis ühendavad terviklikuks energiasüsteemiks Eesti suuremad elektrijaamad, jaotusvõrgud ja suurtarbijad. Eleringi omanduses on ka ülepiirilised ühendused Soome, Läti ja Venemaaga.

Eleringi investeeringute eesmärgid:

- varustuskindlust toetavad investeeringud;
- elektrituru arengut toetavad investeeringud (välisühendused);
- läbilaskevõime tagamine, et võimaldada uusi liitumisi ja koormuste kasvu;
- võrgu vananemise peatamine;
- töökindluse (pingekvaliteet ja katkestused) parandamine;
- ettevõtte efektiivsuse suurendamine, kadude vähendamine;
- uute klientide liitumised (tarbijad, tootjad).

3.6.1 INVESTEERINGUTE JAOTUS LÄHTUVALT STRATEEGILISTEST EESMÄRKIDEST

Desünkroniseerimine

Eesmärgiks on kolmandatest riikidest tehnilise sõltuvuse vähendamine. Täiendavate riikidevaheliste ühenduste rajamine parandab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust ning vähendab Euroopa Liidu liikmesriikide sõltuvust mitteliikmesriikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaim tarnija ning tootjal pakkuda suuremal avatud turul, mis peaks motiveerima ka uute tootmisvõimsuste rajamist Baltimaadesse. Täpsemalt on desünkroniseerimisest kirjutatud peatükis 2.

Kokku on sünkroniseerimiseks ning varustuskindluse parandamiseks tehtavad investeeringud perioodil 2015-2025 ca 330 miljonit eurot.

Saarte varustuskindlus

Lääne-Eesti saarte (Saaremaa, Hiiumaa, Muhu) koormuse perspektiivne kasv tingib vajaduse piirkonnas 110 kV elektrivõrku moderniseerida ning laiendada. Tulevikus rajatakse 110 kV kõrgepingekaablid mandri ja saarte vahele ning luuakse eeldused põhivõrgu viimiseks Hiiumaale.

Tehtavate investeeringute eesmärgiks on alternatiivsete 110 kV trasside kujundamine saarte varustamiseks elektrienergiaga, kohalike elektrivõrkude töökindluse tõstmine, kasvava koormuse katmine elektrienergia edastusvõimsustega. 2016-2020 aastate jooksul investeeritakse saarte varustuskindlusesse 24 miljonit eurot.

Võrgu rekonstrueerimised

Sisaldab investeeringuid 110-330 kV alajaamade ja liinide rekonstrueerimistesse ning renoveerimistesse ja uute trafode soetamiseks.

Prioriteetsete investeeringute hindamisel koostatakse tehnilis-majanduslikud põhjendused ning rekonstrueerimist vajavate alajaamade ja liinide pingerida. Rekonstrueeritavate või renoveeritavate investeerimisobjektide valik põhineb peamiselt seadmete seisundi hindamisel. Täiendavalt arvestatakse veel võimalike teadaolevate liitumiste ning klientide paigaldiste suuremate ümberehituste plaanidega. Viie aasta rekonstrueerimistega seotud investeeringute maht on 84 miljonit eurot.

Muud investeeringud

Sisaldab investeeringuid infotehnoloogia (IT) valdkonda ning mittereguleeritud varadesse. IT valdkonnas on olulisemad investeeringud planeeritud Andmelao, MS Dynamics NAV arendamisse ning SCADA süsteemi uuendamisse. Viie aasta investeeringute maht on ca 15 milj. eurot.

Liitumistega seotud investeeringud

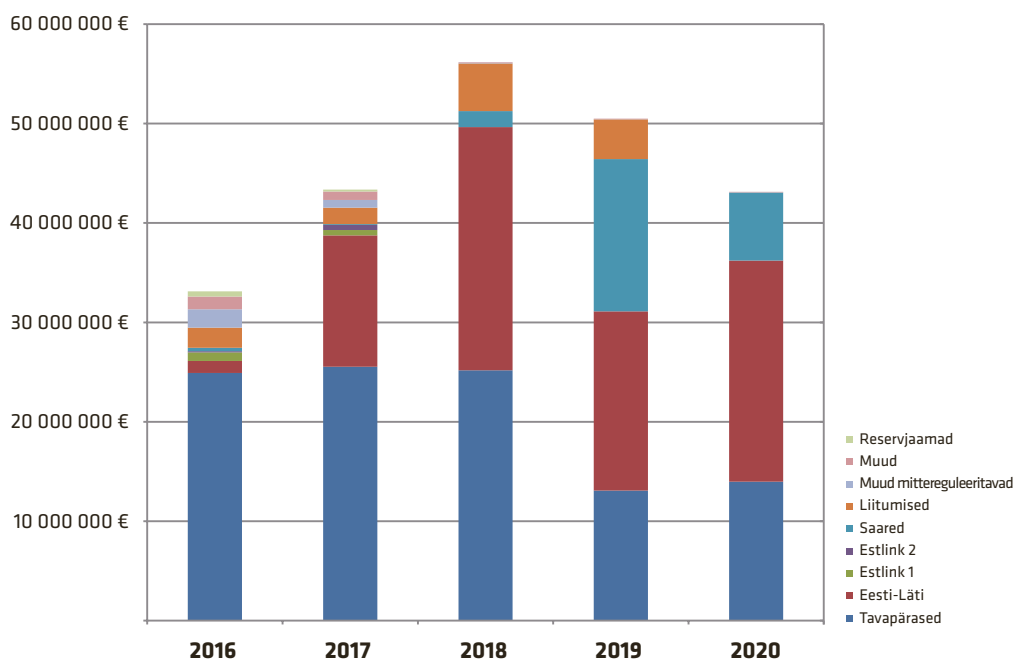
Liitumisega seotud investeeringud on täielikult rahastatud liituja poolt ning ülekandetariffides need ei kajastu. Viie aasta investeeringute maht on ca 12 milj. eurot.

3.6.2 INVESTEERINGUD 2016-2020

Elering investeerib Eesti elektrivarustuskindluse tagamiseks järgmisel viiel aastal (2016-2020) kokku ligi 226 miljonit eurot, millest reguleeritavad varad moodustavad kokku 211 miljonit eurot.

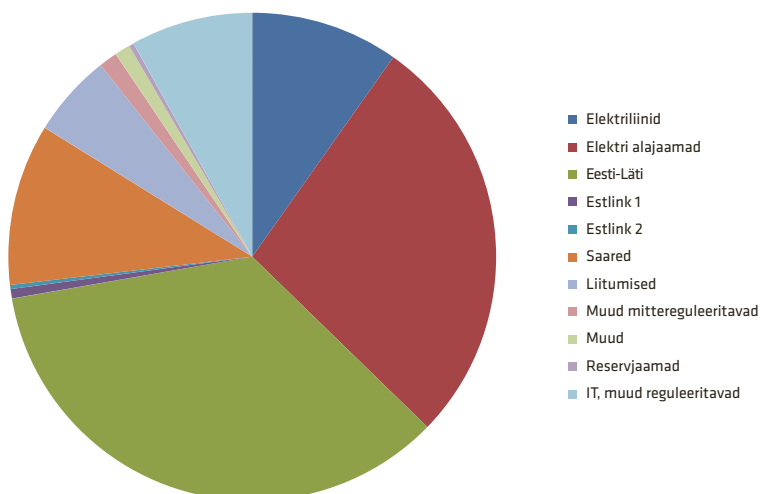
Joonis 16 kajastab Eleringi kinnitatud investeeringute eelarvet aastani 2020 (mahud mln eurodes). Nende investeeringutega tagatakse varustuskindlus, elektrituru areng ja prognoositud tarbimisvõimsused klientidele.

Joonis 16
Eleringi investeeringud
aastani 2020



Eleringi investeeringud jagatakse tavapärasteks investeeringuteks, suurinvesteeringuteks ja liitumistega seotud investeeringuteks. Tavapärased investeeringud on jagatud alajaamade, liinide, infotehnoloogia ja muude investeeringute vahel.

Joonis 17
Eleringi investeeringute
jagunemine erinevate
projektide vahel (2016-
2020)



Kinnitatud investeeringute eelarve kohaselt uuendatakse tulevastel aastatel kokku 32 alajaama:

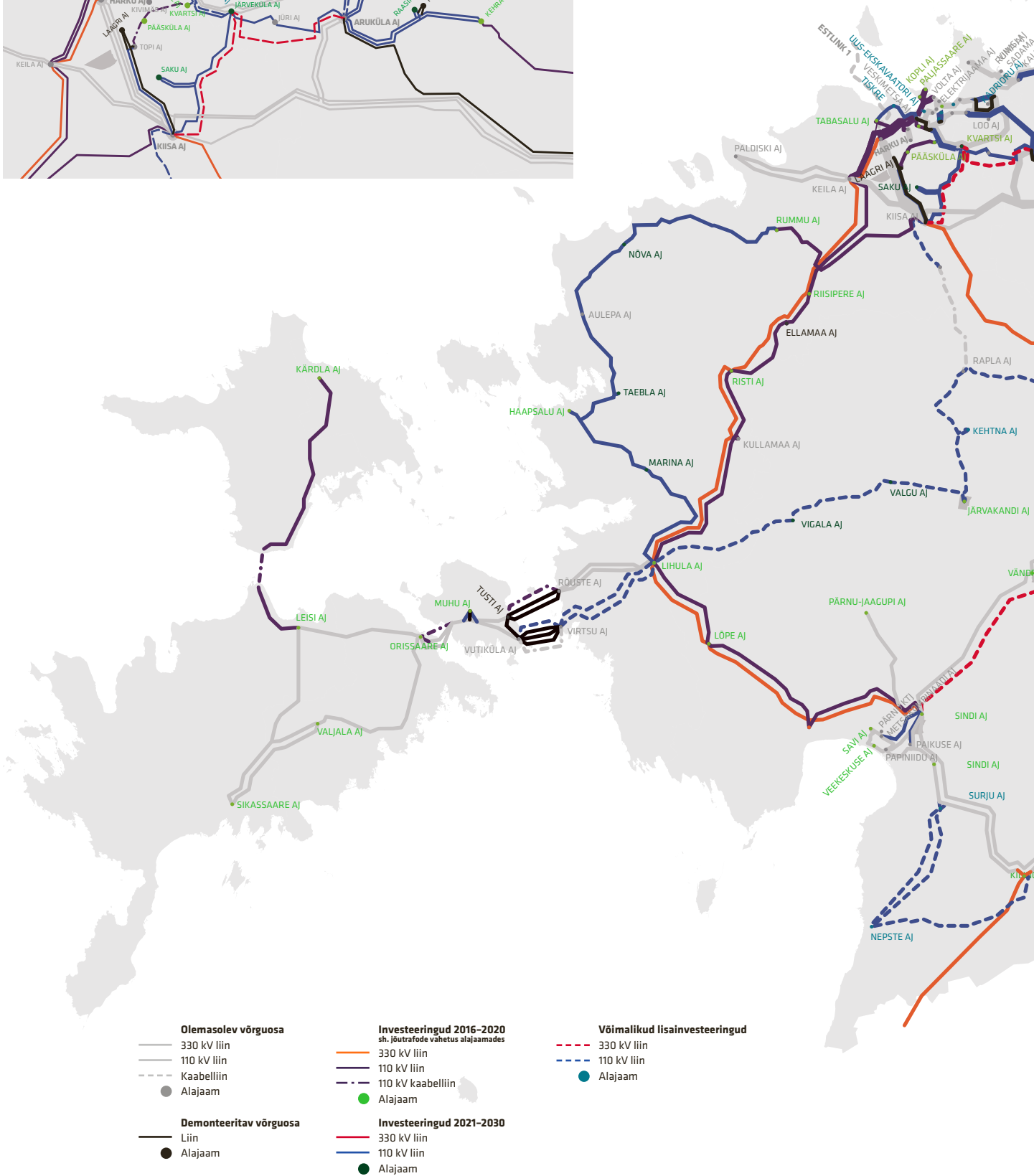
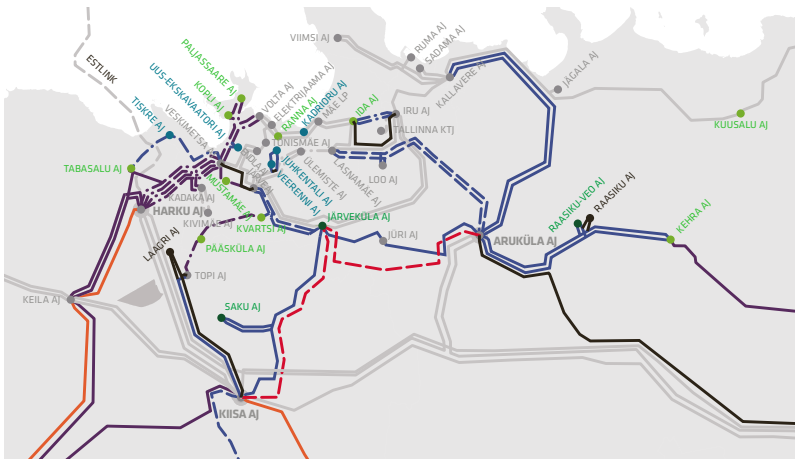
Alutaguse 110 kV alajaam	Linda 110 kV alajaam
Audru 110 kV alajaam	Orissaare 110 kV alajaam
Eesti 330 kV alajaama II etapp	Paljassaare 110 kV jaotusseade
Ellamaa (Riisipere) 110 kV alajaam	Puhja 110 kV alajaam
Elva 110 kV alajaam	Ranna 110 kV alajaam
Haapsalu 110 kV alajaam	Risti 110 kV alajaam
Ida 110 kV alajaam	Rõngu 110 kV alajaam
Järvakandi 110 kV alajaam	Saare 110 kV alajaam
Kanepi 110 kV alajaam	Sikassaare 110 kV alajaam
Kilingi-Nõmme 330 kV alajaam	Sindi 110 kV alajaam
Konsu 110 kV alajaam	Sirgala 110 kV alajaam
Kopli 110 kV alajaam	Sõmerpalu 110 kV alajaam
Kullamaa 110 kV alajaam	Tabasalu 110 kV alajaam
Kuusalu 110 kV alajaam	Tsirguliina 330 kV alajaam
Leisi 110 kV alajaam	Tööstuse 110 kV alajaam
Lihula 110 kV alajaam	Vändra 110 kV alajaam

3.7 LIITUMISTE PARENDAMISE RAAMISTIK

Elektrivõrguga liitumistel on Elering täheldanud üha kasvavat huvi väiketootmise vastu, mis on selge indikatsioon suureenergeetika rolli vähenemises varustuskindluse tagamisel ning elektritootmise nihkumist mikroskaalale. Reageerimaks uutele tendentsidele, on Elering koostöös Eesti jaotusvõrgu ettevõtjatega võtnud eesmärgiks luua ühised Eesti elektrisüsteemiga liitumise tingimused, mille peamine eesmärk on lihtsustada liitumise protsessi ja soodustada seeläbi elektritootjate liitumist. Seadusandliku raamistiku piires määratud nõuete selge defineerimine ja kirjeldamine neljas elektrijaama võimsusklassis loob eelduse liitumiste sujuvamaks kulgemiseks, andes uutele turuosalistele varakult ülevaate nende kohalduvatest nõuetest nii eesti kui ka inglise keeles. Uute liitumistingimustega suurendatakse protsessi läbipaistvust, muutes Eesti majanduskeskkonna atraktiivsemaks uutele investeeringutele.

Eleringi ja jaotusvõrguettevõtja Elektrilevi OÜ vahel 28. oktoobril 2014 sõlmitud koostöölepe oli stardipaiguks eeltoodud eesmärkideni jõudmiseks. Kokkuleppe olulisemaks eesmärgiks saab pidada liitumiste kliendiportaali loomist, millega võrguettevõtjad hakkavad kõikide elektritootjate ja tarbijate põhivõrguga liitumist menetlema ühises veebipõhises keskkonnas. Liitumiste koondamisel portaali on kliendil võimalik teostada kõik liitumisega seotud toimingud ühes süsteemis. Info edastamine võrguettevõtjatele ja nende tagasiside muutub senisest operatiivsemaks. Protsessi läbipaistvuse ja dünaamika suurendamine on olnud portaali arendamisel prioriteediks, et tagada võrguga liitujate teenindamine võimalikult kõrgel tasemel.





Olemasolev võrguosa

- 330 kV liin
- 110 kV liin
- - - Kaabelliin
- Alajaam

Demonteeritav võrguosa

- Liin
- Alajaam

Investeeringud 2016–2020

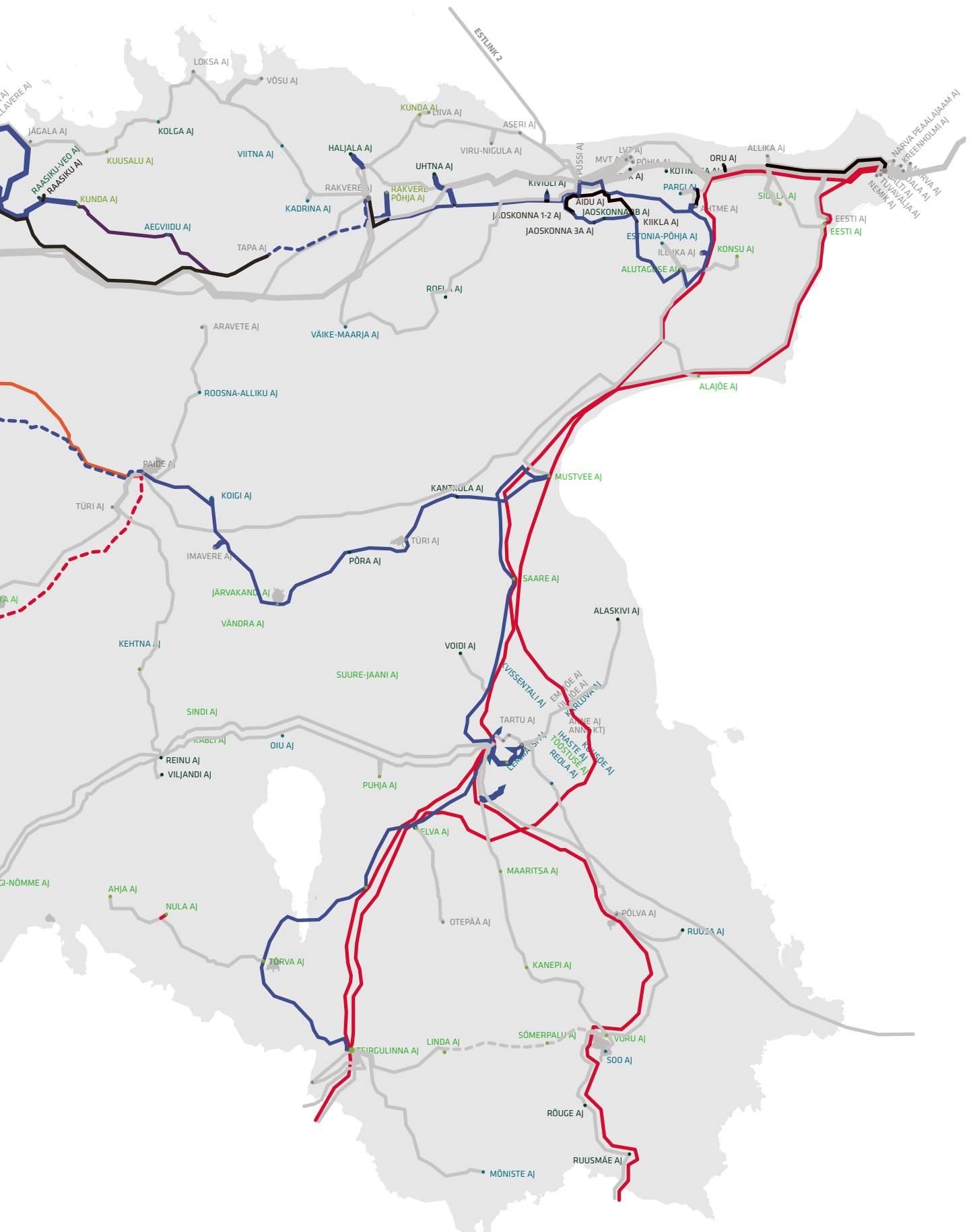
- sh. jõutrafode vahetus alajaamades
- 330 kV liin
 - 110 kV liin
 - - - 110 kV kaabelliin
 - Alajaam

Investeeringud 2021–2030

- 330 kV liin
- 110 kV liin
- Alajaam

Võimalikud lisainvesteeringud

- - - 330 kV liin
- - - 110 kV liin
- Alajaam



4 Tagasivaade varustuskindlusele

4.1	2015/2016 AASTA TALVEPERIOOD	39
4.2	KOKKUVÕTE ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSEST 2015. AASTA SUVEPERIOODIL (MAI-SEPTEMBER).....	40
4.3	ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE REAALAJAS	41
4.3.1	Abinõud varustuskindluse tagamiseks.....	42
4.3.2	Süsteemi taaspingestamine	42
4.3.3	Sageduse reguleerimine	43
4.3.4	Elektrisüsteemi eralduskatsed.....	43
4.3.5	Tarbimise piiramine.....	44
4.3.6	Avariitõrjeautomaatika.....	44
4.4	PIIRIÜLESED MAKSIMAALSED ÜLEKANDEVÕIMSUSED (TTC) 2015/2016 TALVEPERIOODIL	44
4.5	ESTLINKIDE JUHTIMINE	45
4.6	ELERINGI AREJ I JA II.....	46
4.7	ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSE JUHTIMISE UUED TEHNILISED VAHENDID	47
4.8	VÕRGU TALITLUSKINDLUS.....	47
4.8.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia.....	48
4.8.2	Suuremad rikked ja katkestused Eleringi võrgus.....	49
4.8.3	Programmi „Liinid puuvabaks“ täitmisest	51

- **2016. aasta talveperioodil oli esmakordselt maksimaalne elektrienergia eksport Soome (1000 MW). 2015. aasta suveperioodil olid elektrihinnad suhteliselt madalad tänu odavale Põhjamaade hüdroenergiale.**
- **NordBalt alalisvooluühendus Leedu ja Rootsi vahel on suurendanud Baltimaade seotust Põhjamaade elektrituruga veelgi, mis ühtlustas elektrihinnad Baltikumis.**
- **Võrgu talitluskindlus oli 2015. aastal üks parimaid. Rikkelisi väljalülitumisi oli eelmisel aastal võrgus kokku 134, mis on 32 võrra väiksem kui eelmisel aastal. Summaarne lõpptarbijatele andmata jäänud energia oli kõigi aegade madalaim – 10,4 MWh, mis oli ligi 3 korda väiksem kui 2014. aastal.**

4.1 2015/2016. AASTA TALVEPERIOOD

2015/2016. aasta talveperioodil ei esinenud Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme. Talveperioodi algus oli üpris pehme, külmad ilmad saabusid alles jaanuari alguses ning kestsid paar nädalat. Samas 2015/16. aasta talve maksimaalne tipukoormus - 1553 MW ei olnud kaugel ka kõigi aegade maksimaalsest tipukoormusest, milleks on 1587 MW ja mis saavutati 2010. aasta jaanuaris. Elektrienergia genereerimine oli 2015/2016. aasta talveperioodil maksimaalselt 2281 MW. Võrdluseks eelmise aasta maksimaalne netogenerereerimine oli 1919 MW. Tuuleparkide genereerimises rekordtase 266 MW jäi sel talvel saavutamata, küündides 241 MW-ni.

Eesti elektrisüsteemis oli 2015/2016. aasta talve jooksul piisavalt tootmisvõimsusi, et katta ära tipukoormused ning ka kõige kõrgema tarbimise perioodide vältel oli kasutatav tootmisvõimsus Eesti elektrisüsteemis tarimisest suurem.

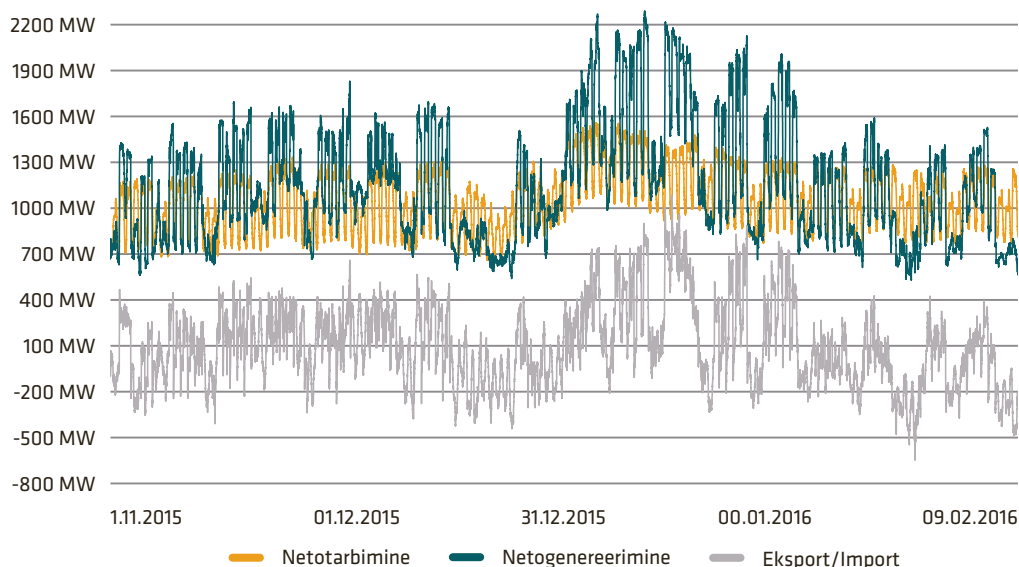
Eesti elektrisüsteemi eksport 2015/16. aasta talveperioodil on vähenenud võrreldes mullusega. Eesti elektrisüsteem oli keskmiselt ekspordis 93 MW-ga. Madalad elektrienergia hinnad Põhjamaades soodustavad impordi.

Kokkuvõte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2015/16. aasta talveperioodil (01.11.2015-9.03.2016) on esitatud Tabel 2 ning Joonis 19.

Tabel 2
Eesti elektrisüsteemi
maksimaalne,
minimaalne ja keskmine
tarbimine, tootmine
ja võimsusbilanss
2015/2016. aasta talvel

	Väärtus	Ajavahemik
Eesti maksimaalne netotarbimine	1553 MW	8.01.2016 kell 12.20-12.25
Eesti minimaalne netotarbimine	633 MW	25.12.2015 kell 04.45-04.50
Eesti keskmine netotarbimine	1053 MW	
Eesti maksimaalne netogenererimine	2281 MW	15.01.2016 kell 09.55-10.00
Eesti minimaalne netogenererimine	522 MW	22.02.2016 kell 00.40-0.45
Eesti keskmine netogenererimine	1145 MW	
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	241 MW	04.12.2015 kell 16.35-16.40
Eesti maksimaalne eksport	1075 MW	13.02.2016 kell 06.20-06.25
Eesti maksimaalne import	655 MW	22.02.2016 kell 12.55-13.00
Eesti keskmine eksport	93 MW	

Joonis 19
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine
ja import/eksport
talveperioodil 2015/2016



4.2 KOKKUVÕTE ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSEST 2015. AASTA SUVEPERIOODIL (MAI-SEPTEMBER)

2015. aasta suveperioodi vältel Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud. Suvised koormused olid sarnased 2014. aasta koormustele, maksimaalne netotarbimine oli 1102 MW ja minimaalne 483 MW. Suurem erinevus oli võrreldes 2014. aastaga genereerimises, mis eelmise aasta suvekuudel oli oluliselt madalam, minimaalne 377 MW („must-run“⁴² koormus on 263 MW). Madala genereerimise põhjuseks oli Põhjamaade hüdroenergia ressursi suur hulk, mis tagas suvekuudel ka väga madalad elektrienergia hinnad. Tuuleenergia osakaal jäi suvekuudel tavapärasele tasemele, saavutades maksimumiks 232 MW. EstLink 2 on suurendanud oluliselt Eesti seotust Põhjamaade elektrituruga, võimaldades Põhjamaade madalamate hindade jõudmise Eesti elektriturule ning tekitanud seega lisaks madalamatele elektrihindadele ka Eesti tootjatele varasemast suurema konkurentsi. Eesti elektrisüsteemi eksport 2015. aasta suveperioodil oli maksimaalselt 762 MW ja impordi maksimum saavutati 1.05.2015 (425 MW).

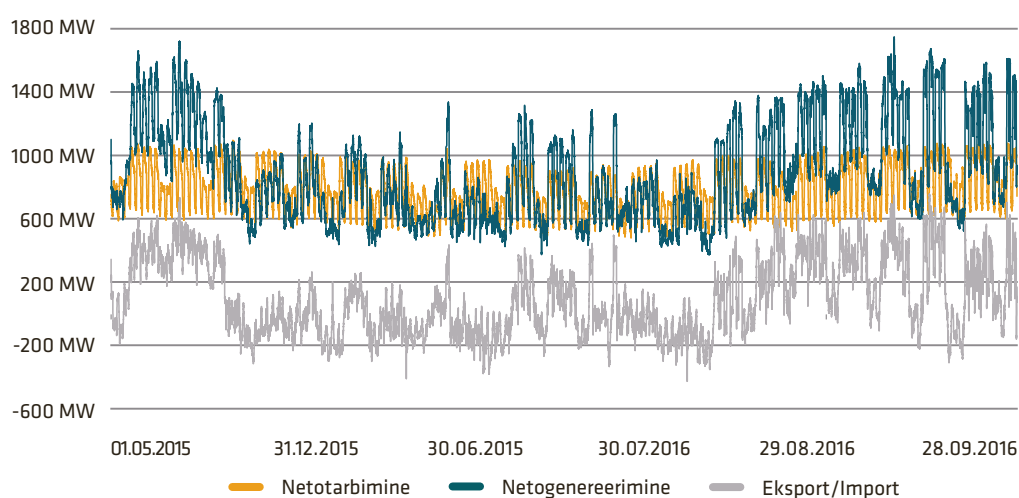
Kokkuvõte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2015. suveperioodil (01.05.2015- 30.09.2015) on esitatud alljärgnevas Tabel 3 ning Joonis 20.

2 Narva Elektriijaamade kaks plokki + 20% tuuleparkide toodangust

Tabel 3
Eesti elektrisüsteemi
parameetrid 2015. aasta
suveperioodil

	Väärtus	Ajavahemik
Eesti maksimaalne netotarbimine	1102 MW	21.05.2015 kell 10.50-10.55
Eesti minimaalne netotarbimine	483 MW	27.07.2015 kell 05.35-05.40
Eesti keskmine netotarbimine	791 MW	
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1757 MW	9.09.2015 kell 09.20-09.25
Eesti minimaalne netogenereerimine	377 MW	9.08.2015 kell 08.10-08.15
Eesti keskmine netogenereerimine	892 MW	
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	232 MW	13.05.2015 kell 18.15-18.20
Eesti maksimaalne eksport	762 MW	5.09.2015 kell 07.20-07.25
Eesti maksimaalne import	425 MW	01.05.2015 kell 11.05-11.10
Eesti keskmine eksport	101 MW	

Joonis 20
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine ja
import/eksport 2015.
aasta suveperioodil



4.3 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. Selleks, et neid ülesandeid edukalt täita, on juhtimiskeskuses kasutatud 1999. aastal tarnitud USA päritolu juhtimissüsteem SCADA GE XA-21, mida uuendati aastal 2007. 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 osapoole 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.

4.3.1 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, tuulelektrijaamade 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 pinge all olevate elektrivõrgu osadega, loomade ja lindude tegevus, uputused, jääde 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 laiaulatuslikku 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.

4.3.2 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 elektrisüsteemi 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 toiteta. Selleks 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 naaberelektrisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- Kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmiseseadmeid;
- Eleringi avariireservelektrijaamasid Kiisal, millel on tulevikus elektrisüsteemi „nullist taastamise võimekus“.

4.3.3 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 elektriülekanali ja Venemaaga kolm 330 kV elektriülekanali. Sagedust hoitakse selles sünkroonala ühiselt, kusjuures sageduse automaatse 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 reaalajas, 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. Eesti elektrisüsteemi eralduskatsete ajal kasutati sageduse reguleerimiseks Narva elektrijaamade plokkide. 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.

4.3.4 ELEKTRISÜSTEEMI ERALDUSKATSED

Eesti elektrisüsteem töötab ühes sünkroonala Läti, Leedu, Valgevene ja Venemaa elektrisüsteemidega. Selle sünkroonala sageduse reguleerimise eest vastutab suure osas Venemaa süsteemihaldur. Samas peab Eesti elektrisüsteem olema võimeline töötama ka olukorras, kus puuduvad vahelduvvooluühendused naaberelektrisüsteemidega. Et kontrollida Eesti elektrisüsteemi iseseisva talitlemise võimekust, on alates 1993. aastast teostatud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsetusi, mille käigus Eesti elektrisüsteem on eraldatud tehniliselt Venemaa ja Läti elektrisüsteemidest. Eralduskatsete põhieesmärk on olnud kontrollida Eesti elektrisüsteemis töötavate elektrijaamade ning Eesti ja Soome vahelise alalisvooluühenduse EstLink 1 sageduse reguleerimise võimekust nii tavatalitluse kui ka elektrisüsteemis aset leida võivate häiringute korral. Eesti elektrisüsteemi eralduskatsed on läbi viidud aastatel 1995, 1997, 2001, 2006, viimane eralduskatse toimus 2009. aasta aprillis ning see kestis umbes poolteist tundi. Toimunud eralduskatsed on olnud edukad ning Eesti elektrisüsteemi võimekus sageduse reguleerimisel eralduskatsete ajal on vastanud ootustele, seda eriti aastal 2009 toimunud eralduskatse ajal, kus täiendavalt elektrijaamadele oli võimalik kasutada ka EstLink 1 sageduse reguleerimise funktsionaalsust. Tähelepanu on pööratud ka Balti riikide elektrisüsteemide iseseisva töötamise võimekusele. Muuhulgas on Balti riikide süsteemihaldurite vahelises koostöös välja töötatud kava Balti riikide elektrisüsteemide operatiivseks eraldumiseks Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest. Lisaks on katsetatud ka Balti riikide elektrisüsteemide eraldamist reaalselt. Näiteks 2002. aasta aprillis viidi läbi edukas eralduskatse, mille käigus Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemid koos Kaliningradi piirkonna ning osaga Valgevenest eraldati füüsiliselt lahti Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest. 2014. aastal leppisid Balti riikide süsteemihaldurid kokku vajaduses korraldada uus Balti riikide elektrisüsteemide eralduskatse. 2016. aasta jooksul on kavas koostada eralduskatse tehniline kava ja eralduskatse enda saab eeldatavasti läbi viia 2017. aasta jooksul.

4.3.5 TARBIMISE PIIRAMINE

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

4.3.6 AVARIITÕRJEAUTOMAATIKA

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

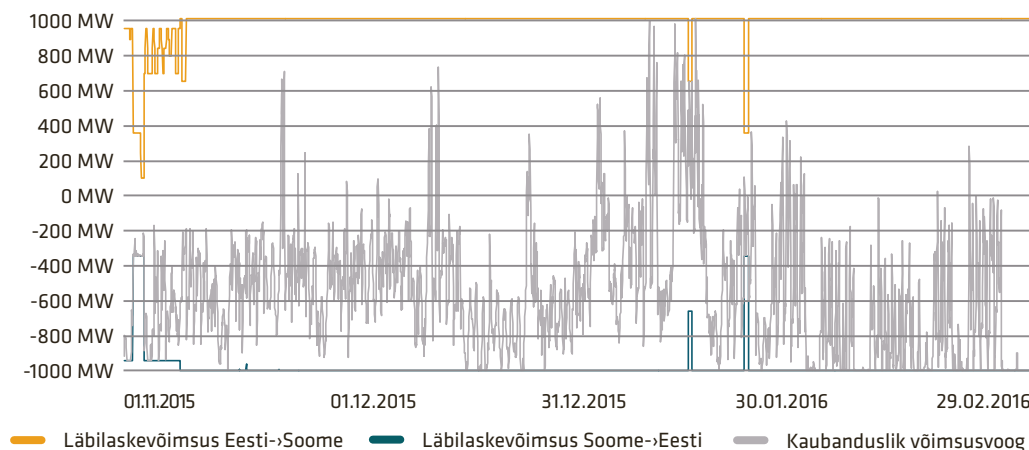
- asünkroonkäigu automaatika (lülitab võrguelemendi välja, kui võrgu kahe punkti pingektorite vahelised nurgad suurenevad üle ettenähtu – tekib asünkroonkäik);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku võrguelemendi võimsusvajaku korral);
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika (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 väljalülitamine toimub astmeliselt ja selle suurus sõltub sageduslanguse 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).

4.4 PIIRIÜLESED MAKSIMAALSED ÜLEKANDEVÕIMSUSED (TTC) 2015/2016. AASTA TALVEPERIOODIL

2015/2016. aasta talveperioodil oli olukord piiriüleste ülekandevõimsuste osas sarnane eelmisele talvele. Võimsusvoog oli valdavalt (93% ajast) suunaga Eestisse. Samas kõige külmemal ajal, kui tarbimine oli suurim, esines tunde, kui oli maksimaalne eksport (1000 MW) Soome. Kogu eksporditud elektrienergia ei olnud toodetud Eestis, umbes 40% ulatuses imporditi elektrit ka Lätist. Keskmine võimsusvoog Soomest Eestisse oli 540 MW, mis oli veidi suurem kui eelmisel talveperioodil. Suur osa sellest võimsusvoost oli elektrienergia transiit Läti ja Leetu.

Eesti-Soome vahelise ülekandevõimsuse piiranguid oli vähem kui mullu. Novembri alguses toimus EstLink 2 lühiskatse. Lisaks toimusid hooldustööd Eesti elektrisüsteemi 330 kV võrgus, mis põhjustasid piiranguid novembris. Jaanuaris olid mõlemad alalisvooluühendused korra väljas ka hooldustöödeks.

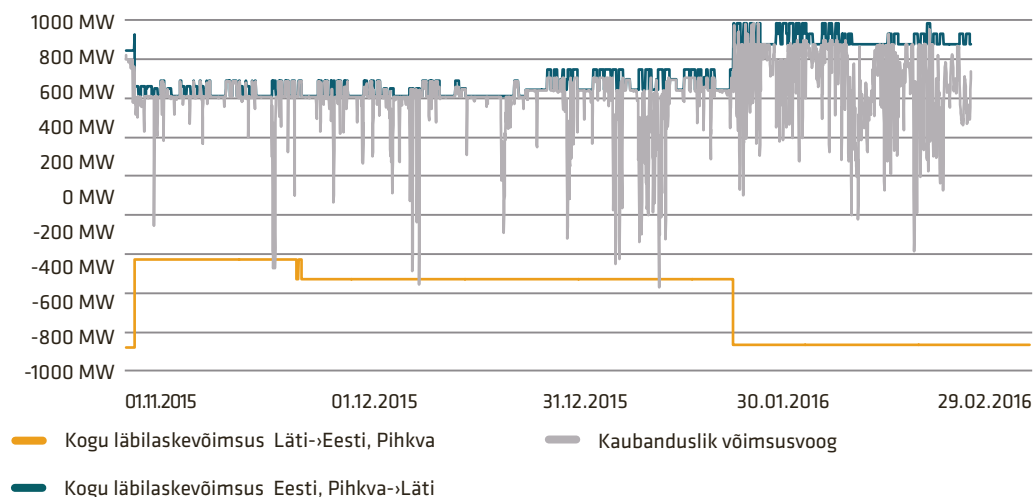
Joonis 21
Maksimaalne tehniline
ülekandevõimsus ja
füüsiline võimsusvoog
Eesti-Soome ristlõikel
talveperioodil



Sarnaselt eelmistele aastatele on Eesti-Läti vaheline võimsusvahetus suunaga Eestist Lätti, sealhulgas „pudelikael“ oli 39% tundidest. Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eestist Lätti küündis talveperioodil 993 MW-ni, kuid keskmine tehniline ülekandevõimsus oli kõigest 719 MW, mis oli suuresti tingitud Tsirguliina-Valmiera liini hooldustöödest alates novembri algusest kuni veebruarini. Keskmine füüsiline võimsusvoog jäi seega vaid 418 MW-ni. Lätisuunaliste võimsusvoogude peamiseks põhjuseks oli Läti ja Leedu piirkondade genereerimise puudujääk. Eesti suunaliste võimsusvoogude põhjuseks oli aga Soome genereerimise puudujääk.

Olukorda Eesti-Läti ristlõikel 2015/16 talveperioodil kirjeldab Joonis 22.

Joonis 22
Kogu ülekandevõimsus ja füüsiline võimsusvoog Eesti-Pihkva ja Eesti-Läti ristlõikel talveperioodil



Suured võimsusvood Läti suunas võivad tekitada olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Selle vältimiseks kasutatakse süsteemihaldurite vahelises koostöös 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 või väljus. Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämist tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Eriti palju tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutemperatuuri tõusu tõttu. Tabel 4 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel.

Tabel 4
Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eesti ristlõigetel talvel ja suvel

Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus	EE → LV	LV → EE	EE → FI	FI → EE	EE → RU	RU → EE
Talvel 0 °C	1000	879	1016	1000	1000	850
Suvel +25 °C	700	750	1016	1000	550	400

Eesti ja Venemaa vahel elektrikaubandust ei toimu, kuid piiriülesed füüsilised võimsusvood Eesti ja Venemaa vahel on olemas. Talveperioodil oli maksimaalne Eesti-suunaline võimsusvoog 114 MW, kuid üldiselt on võimsusvoog Eestist välja, Venemaa-suunaline keskmine võimsusvoog oli 221 MW. Eesti-suunalised võimsusvood on võrreldes eelmiste aastate samade perioodidega vähenenud. Venemaa-suunalised füüsilised võimsusvood olid põhjustatud Põhjamaade ja Eesti tootjate ekspordist Lätisse.

4.5 ESTLINKIDE JUHTIMINE

Eesti ja Soome vaheliste alalisvooluühenduste EstLink 1 ja EstLink 2 võimsusvoo suuruse ja selle võimsusvoo muutuse suuruse tunnivahetusel määravad ära elektribörsil toimunud tehingud. Nende maht omakorda sõltub aga elektribörsil igaks tunniks väljakujunenud hinnast, mis reeglina on aga tunniti erinev ja see omakorda võib põhjustada olukorra, kus EstLinkide võimsusvoog ööpäeva jooksul ei ole kogu aeg ühes suunas, vaid võib ööpäeva jooksul korduvalt muuta suunda ehk siis mingitel tundidel on võimsusvoog suunaga Eestist Soome ja mingitel tundidel Soomest Eestisse. Koormuste jaotus EstLink 1 ja EstLink 2 vahel lähtub vajadusest optimeerida kadusid. Kuna EstLink 2 ühenduse kaod on väiksemad kui EstLink 1 kaod, siis tavaolukorras koormatakse alati esimesena EstLink 2 ja EstLink 1-te koormatakse

alles siis, kui EstLink 2 ülekandevõimsus on ära kasutatud. EstLinkide tehniline ülekandevõimsus on 1000 MW mõlemas suunas. See tähendab, et võimsusvoo muutuse suurus võib üleminekul ühelt operatiivtunnilt teisele olla maksimaalselt 2000 MW. Sadadesse MW-desse ulatuvad võimsusvoo muutused tunnivahetusel on küllaltki tavalised. Muutuse kiirus on 30 MW minutis. Selliste suurte muutuste mõjud Eesti elektrisüsteemile ja Soome elektrisüsteemile (ning läbi Soome ka Põhjamaade sünkroonalale) on erinevad. Eesti elektrisüsteemi puhul tähendavad EstLinkide koormusvoo suured muutused olulisi muutusi Eesti elektrisüsteemi pingeniivoode tasemetes, millede optimaalsetes piirides hoidmiseks tuleb elektrisüsteemi juhtimiskeskuse dispetšeritel sellele muutusele õigeaegselt ja sujuvalt reageerida. Lisaks võib tunnivahetusel tekkida mõneks ajaks olukord, kus Eesti elektrisüsteemi vahetusvõimsuse saldo erineb oluliselt planeeritud väärtusest seoses asjaoludega, et EstLinkide võimsusvoo muutus võtab oma aja ja sama on ka Eestielektrisüsteemis asuvate elektrijaamade genereerimise muutmisega. Lühikeseks ajaks võivad piiriüleste elektriülekandeliinide ristlõigetetele tekkida ülekoormused.

Soome elektrisüsteemi ja Põhjamaade sünkroonalale tekitavad suured võimsusvoo muutused probleeme sageduse kvaliteedi hoidmisel. Tootmine, tarbimine ja piiriülesed kaubanduslikud elektrienergia vood on Põhjamaades küll tunni löikes bilansis, aga kuna tunnivahetustel muutuvad korraga nii jaamade genereerimine kui ka piiriülesed võimsusvood, siis tekivad mõneks ajaks suured kõrvalekalded planeeritud väärtustest. Kuna olemasolev sageduse reguleerimiseks ettenähtud reservide hulk ei ole piisav sellise olukorraga toimetulemiseks, siis on alalisvooluühenduste võimsusvoogude liiga suured muutused aga omakorda Põhjamaade hinnangul põhiliseks põhjuseks, miks viimastel aastatel on sageduse kvaliteet Põhjamaades langenud. Et sellist olukorda kuidagi leevendada, on Põhjamaades kokku lepitud piirangud alalisvoolulinkide võimsusvoogude muutuste osas – maksimaalseks võimsusvoo muutuseks ühe alalisvooluühenduse kohta on 600 MW ja maksimaalseks võimsuse muutuse kiiruseks on 30 MW minutis. Need Põhjamaade süsteemihaldurite poolt kehtestatud piirangud kehtivad ka EstLinkidele.

Lisaks elektrienergia kaubandusele kasutatakse Eesti ja Soome vaheliste alalisvooluühenduste tehnilisi võimalusi ka mitmesuguste elektrisüsteemi toimimise seisukohalt oluliste tegevuste läbiviimiseks. Näiteks kasutatakse EstLink 1-te pingeniivoode reguleerimiseks, samuti on võimalik seda ühendust kasutada Eesti elektrisüsteemi taaspingestamiseks peale süsteemi kustumist. EstLink 1-I ja EstLink 2-I on olemas sageduse reguleerimise võimekus, samuti funktsionaalsused, mis võimaldavad kiiresti (automaatselt) reageerida elektrisüsteemis toimuda võivatele avariidele. Lisaks neile tehnilistele funktsionaalsustele on EstLinkid ühendid, millede kaudu on Eleringil juurdepääs Põhjamaade reservvõimsustele ja Soome süsteemihalduril vastavalt Eesti elektrisüsteemis asuvatele reservvõimsustele.

4.6 ELERINGI AVARIRESERVELEKTRIJAAAMAD

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. Avarielektrijaama 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 oleks kogu aeg kasutamiskvalifitseeritud, 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 kustumis. 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.

4.7 ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSE JUHTIMISE UUED TEHNILISED VAHENDID

Seoses olemasoleva SCADA süsteemi tehnilise vanusega, tehnoloogia kiire arenguga elektrisüsteemis, telemõõtmiste andmemahu tuntava kasvuga, aga ka ENTSO-E võrgueeskirjades sätestavate nõuetega on Elering välja vahetamas olemasolevat juhtimissüsteemi (SCADA GE XA-21) ning antud hanke mahus tarnitakse täiendavalt ka dispetšer-treeningsimulaatori personali väljaõppeks, et tagada dispetšerite professionaalse väljaõpe ja valmidus kriisiolukordadeks. Planeeritav üleminek uuele SCADA-le toimub 2018. aasta alguses.

Uus SCADA süsteem võimaldab ühildamist WAMS-laiseiresüsteemiga, mille abil on võimalik hinnata energiasüsteemi töökindlust tervikuna ja mis aitab dispetšeril ennetada süsteemi võimalikke ohtusid. Lisaks on uus SCADA abiks päevasisesel planeerimisel, koordineerides andmevahetust ENTSO-E-ga ja parandades infovahetust naabersüsteemihalduritega. See omakorda suurendab töökindlust ja aitab dispetšeril teha otsuseid kiiremini ja suurema infohulga abil.

Täiendavalt hangitakse ENTSO-E võrgueeskirjade täitmiseks ühtne võrgumudelihaldus-süsteem, mille peamiseks eesmärgiks on ühtse Euroopa võrgumudelinoode täitmine ning ettevõttesisesele elektrisüsteemimudelite halduse parandamine, mille läbi paraneb mudelite kvaliteet ja lihtsustub nende haldamine. Süsteem on võimeline edastama perioodiliselt elektrisüsteemi mudeleid, kasutades ühtset ENTSO-E andmevahetusestandartid. Vastavaid mudeleid edastatakse keskkonda, kus kõikidel ENTSO-E süsteemihalduritel on võimalik vajaduse korral mudeleid alla laadida ja kasutada neid süsteemi töökindluse arvutamisel.

4.8 VÕRGU TALITLUSKINDLUS

Võrgu talitluskindlus on viimastel aastatel oluliselt paranenud, seda paljuski tänu soodsatele ilmastikutingimustele, sest sügistoriid on viimasel kahel aastal olnud tagasihoidlikumad kui eelnevatel aastatel. Lisaks on olulise mõjuga ka võrgu töökindluse tõstmiseks tehtavad investeeringud liinide ja alajaamade tehnilise seisukorra parandamiseks ning järjepidev panustamine õhuliinide kaitsevööndite hooldusesse. Kindlasti tuleks seejuures olulise mõjutajana nimetada tööd, mis on tehtud liinide kaitsevööndite puhastamisel võsast ning ohtlikest puudest. Eelmisel aastal ei esinenud võrgus ka suuri lõpptarbijaid mõjutanud avariisid ega rikkeid, nagu on juhtunud eelnevatel aastatel (näiteks Rapla alajaama põleng 2010. aastal, juhtmete katkemised 2013. aastal jne).

Andmata jäänud energia Eleringi poolsetest võrguhäiringutest oli 10,4 MWh, mis oli ligi kolm korda väiksem kui vastav näitaja 2014. aastal. Lisaks toimusid Eleringi võrgus ka kliendi seadmetest põhjustatud häiringud, mille tõttu jäi Eleringil rikkelisest tarbimiskohas üle kandmata 48 MWh.

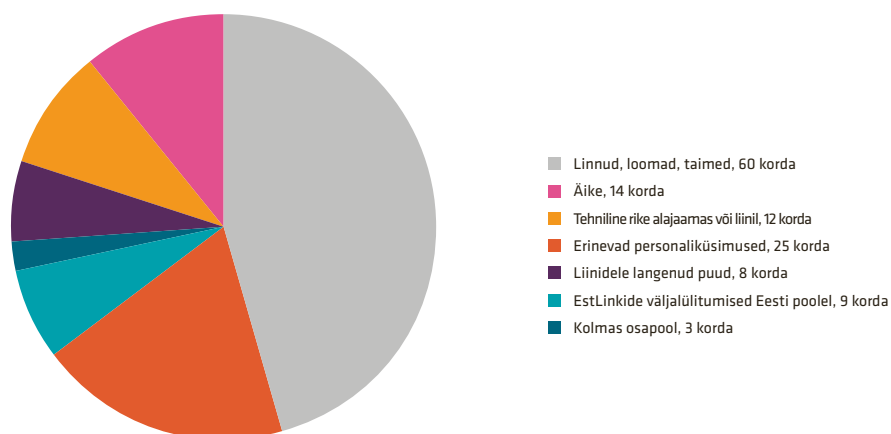
EstLink ühenduste töökindluse küsimustele pöörab Elering suurt tähelepanu. Koostatud on mõõdikud EstLink 1 ja EstLink 2 tehnilise ja kaubandusliku töövalmiduse jälgimiseks. Kõiki EstLink ühenduste rikkeid on väga põhjalikult analüüsitud ning plaanisel on täiendavad investeeringud EstLink 1 töökindluse viimiseks nii heale tasemele, kui see vähegi on võimalik. Hetkel käib selleks tehniline analüüs koostöös Soome poole ja konverterjaama tootjaga. Olulisim ning pikaajalisim oli katkestus Eesti-Soome ühendustel 30.04.2015 kuni 18.05.2015, mis oli põhjustatud jahutussüsteemi rikkest Püssi konverterjaama muunduris.

4.8.1 VÄLJALÜLITUMISED JA ANDMATA JÄÄNUD ENERGIA

Rikkeliste väljalülitumiste arv võrgus kokku 2015. aastal oli 134, mis on 32 võrra väiksem kui 2014. aastal ja 50% 2013. aasta väljalülitumiste arvust. Väljalülitumiste arv vähenes tänu soodsatele ilmastikutin-gimustele, mille tõttu langes liinidele vähem puid. 2015. aastal oli äikesest põhjustatud väljalülitumiste arv eelmise aastaga võrreldes tunduvalt väiksem. Rikete põhjustest on jätkuvalt esikohal ümbritseva keskkonna tõttu põhjustatud väljalülitumised nii liinidel kui alajaamades – neid esines 2015. aastal 60 korral ehk need moodustasid 45% väljalülitumiste koguarvust. Peaaegu kõik nimetatud lühised olid möödunud, st automaatika lülitas koheselt peale väljalülitumist võimsuslüliti sisse tagasi ning seetõttu nii tarbijatele katkestusi kui ka Eleringi võrgus režiimi muutusi antud sündmused üldjuhul kaasa ei toonud.

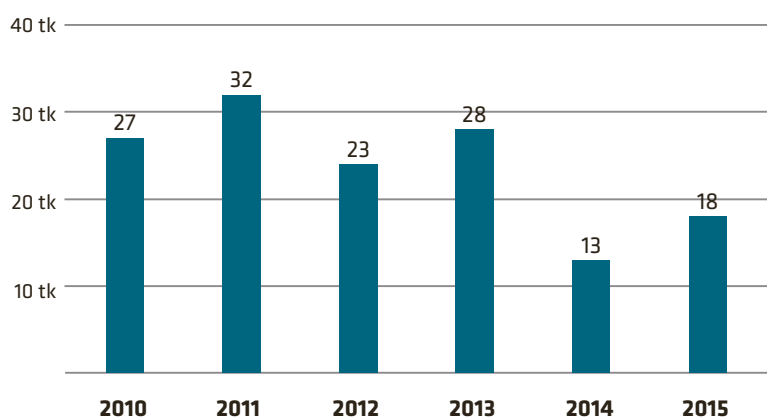
14 korral oli väljalülitumine seotud tehnilise rikkega alajaamas või liinil ning 25 korral erinevate persona- lieksimustega (vale tegevus lülitamisel, releekaitse vale seadistus, projekti vead, hooldus tegemata jms). Joonis 23 on toodud 2015. aasta väljalülitumiste arvud põhjuste kaupa.

Joonis 23
Väljalülitumiste arv
põhjuse lõikes Eleringi
ülekandevõrgus 2015.
aastal



2015. aastal oli lõpptarbijatele elektrikatkestuse põhjustanud väljalülitumisi 18. Joonis 24 on näidatud viimase kuue aasta (2010–2015) katkestustega väljalülitumiste arvud.

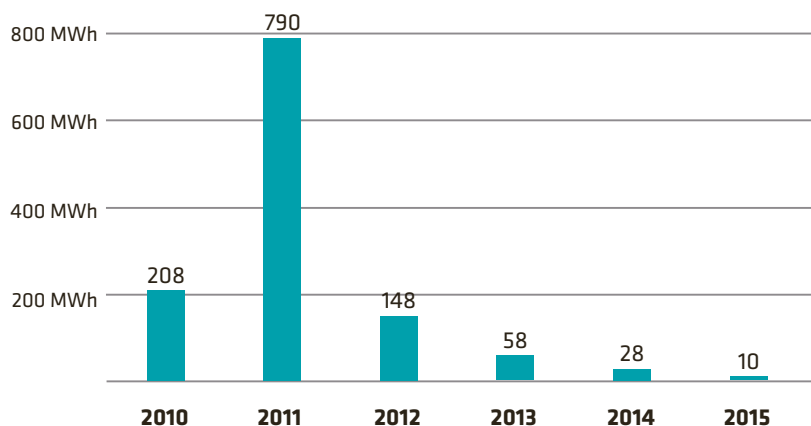
Joonis 24
Katkestustega
väljalülitumised Eleringi
ülekandevõrgus aastatel
2010–2015



Andmata jäänud energia Eleringi poolsetest võrguhäiringutest oli 10,4 MWh, mis oli ligi 3 korda väiksem kui 27,6 MWh 2014. aastal. Võrdlusena võib tuua, et viimase 15 aasta aastane keskmine ulatub tunduvalt üle 100 MWh. Keskmise numbriga viivad suureks üksikud aastad, mil esinesid eriti tugevad tormid, nagu näiteks jaanuaritorm 2005. aastal ja jõulutorm 2011. aastal.

Joonis 25 on näidatud viimase nelja aasta (2010–2015) riketest põhjustatud lõpptarbijatele andmata jäänud energia kogused.

Joonis 25
Lõpptarbijatele andmata
jäänud energia Eleringi
ülekandevõrgus aastatel
2010-2015



4.8.2 SUUREMAD RIKKED JA KATKESTUSED ELERINGI VÕRGUS

Suuri rikkeid 2015. aastal ei toimunud. Rikkeid, mis tingisid andmata energiakoguse üle ühe MWh, oli kaks. Kõige suurema andmata energia koguse põhjustas 110 kV liinile Kallavere-Jägala-Kuusalu-Kolga langetatud puu, mis põhjustas tarbijatele katkestuse Kuusalu, Kolga ja Jägala alajaamade toitepiirkonnas. Lisaks oli sarnane juhtum 110 kV liinil Aruküla-Tapa, mis põhjustas katkestuse Tapa alajaama toitepiirkonnas.

Foto:
liinile langenud puu



EstLink 1

EstLink 1 alalisvooluühendusel toimus 2015. aastal 12 väljalülitumist või ebaedukat pingestamist, millest kuuel korral toimus sündmus Eesti poolel Harku konverterjaamas ja kuuel korral Soome poolel Espoo konverterjaamas. Eesti poolel põhjustasid EstLink 1 avariilist väljalülitumist rikked tulekahjusüsteemis, muunduri jahutussüsteemis ning jõutrafoga seotud rikked. Soome poolel põhjustasid EstLink 1 avariilist väljalülitumist rikked omatarbesüsteemis ning ebaedukad pingestamised kaitsesüsteemide valesti töötamise tagajärjel.

Lisaks toimus EstLink 1 konverterjaamades 4 plaanilist katkestust kogukestvusega 118 tundi, mis moodustab 1,35% kogu aasta tundidest.

Kõik tekkinud avariilised väljalülitumised olid lühiajalised ning EstLink 1 rikkeline mittekasutatavus oli 36 tundi aastas, mis on 0,41% kogu aasta tundidest. Plaanilistest ja mitteplaanilistest katkestustest tingitud alalisvooluühenduse tehniline töövalmidus 2015. aastal oli 98,24%.

EstLink 2

EstLink 2 alalisvooluühendusel toimus 2015. aastal viis juhtumit, mis põhjustasid ühenduse väljalülitumise või seadsid piiranguid EstLink 2 ülekandevõimsusele. Eesti poolel toimus neli avariilist väljalülitumist, millest olulisim ning pikaajalisim oli 30.04.2015 toimunud jahutussüsteemi rike Püssi konverterjaama muunduris, mille tulemusena said vigastada muunduri optilised juhtimisahelad. Lisaks toimusid Püssi konverterjaamas kolm oluliselt väiksema mõju ja kestusega avariilist väljalülitumist, milledest üks oli tingitud rikkest Eleringi 330 kV võrgus, üks konverteritrafo kaitsetest ning üks jahutussüsteemi rikkest. Soome poolel põhjustas kaabli kuumenemine rannikumere alas ca 4 kuu jooksul piiranguid ülekandevõimsusele. Kokku oli 2015. aastal EstLink 2 rikkeline mittekasutatavus 8,06% kogu aasta tundidest.

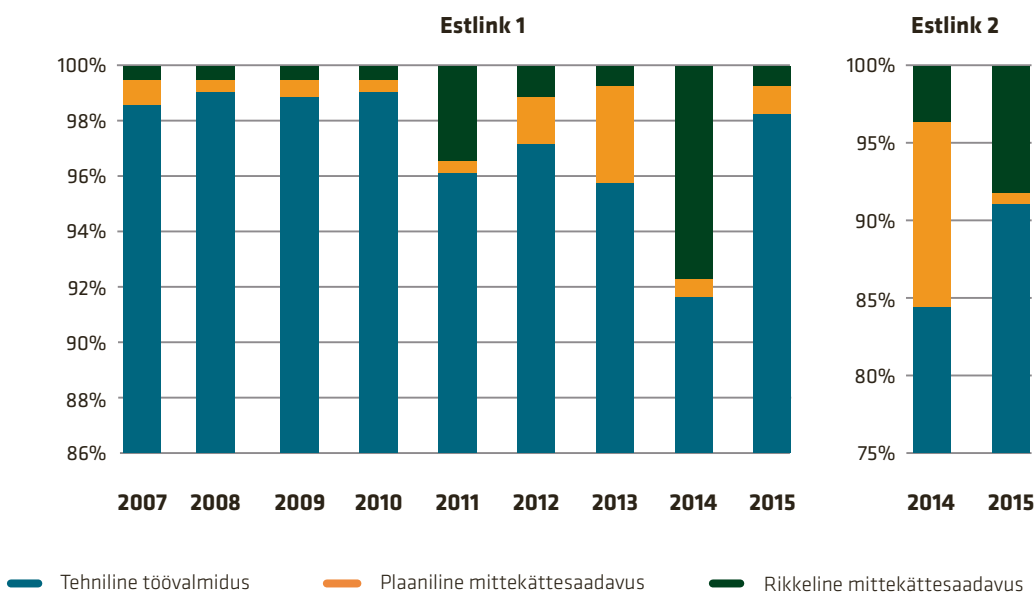
Lisaks toimus EstLink 2 konverterjaamades kaks plaanilist katkestust Soome poolel kestvusega 75 tundi, mis moodustab 0,85% kogu aasta tundidest.

EstLink 2 plaaniliste ja mitteplaaniliste katkestustest tingitud alalisvooluühenduse tehniline töövalmidus 2015. aastal oli 91,09%.

Tabel 5
Estlinkide statistika

Kirjeldus	Estlink 1	Estlink 2
Linkide kasutatavus energia ülekandes	29,27% EE->FI: 13,2 GWh FI->EE: 884 GWh	73,06% EE->FI: 26,1 GWh FI->EE: 4134 GWh
Tehniline töövalmidus	98,24%	91,09%
Plaaniline mittekättesaadavus	1,35% (118 h)	0,85% (75 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,41% (36 h)	8,06% (706 h)
Katkestuste arv kokku	16	17
Rikkeliste katkestuste arv	16 (6 Soome, 6 Eesti)	5 (1 Soome, 4 Eesti)
Plaaniliste katkestuste arv	4 (2 Soome, 2 Eesti)	2 (2 Soome, 0 Eesti)

Joonis 26
Estlinkide statistika aastatel 2007-2015



4.8.3 PROGRAMMI „LIINID PUUVABAKS“ TÄITMISEST

Elering viib ellu 2012. aastal koostatud võrgu töökindluse tõstmise plaani. Plaan nimetati „Liinid puuvabaks“ programmiks, sest see keskendub kõige suuremas mahus liini kaitsevööndite hooldusele, mis seisneb võsa ja metsa raies, eesmärgiga vähendada taimestikust põhjustatud rikkeid. Eesmärgiks on aastaks 2022 kõik liinide kaitsevööndid ohtlikest puudest vabastada.

Töökorraldusliku poole pealt oli oluline muutus metsaraie raamhanke korraldamine ja raamlepingute sõlmimine metsafirmadega kolmeks aastaks. See tagab tööde oluliselt kiirema läbiviimise. Samuti võimaldab pikem leping töövõtjal paremini oma aega ja ressursse planeerida ning töid korraldada.

Programmi teine osa sisaldab õhuliinide isolatsiooni vahetust ja linnutökete paigaldust, et vähendada võrgus valge-toonekurgede (*Ciconia ciconia*) reostusest põhjustatud väljalülitumisi. 2015. aastal paigaldati liinidele uusi isolaatoreid 244 km ja linnutökkeid 272 km ulatuses.

Kolmas osa „Liinid puuvabaks“ programmist sisaldab liinijuhtmete õhkvahemike (gabariitide) taastamist, sest mitmel pool on juhtmed vananemisest tingitud pikaajalise deformatsiooni tulemusena veninud ja ei vasta enam projekteerimisaegsetele normidele. Tööd on vajalikud eeskätt ohutuse ja läbilaskevõime suurendamiseks, ent korras gabariidid vähendavad mingil määral ka liinide väljalülitumiste tõenäosust, kuna juhtmed asuvad korrastamise järgselt maapinnast kõrgemal. Esmaseks prioriteediks on võetud 330 kV õhuliinid, mis on suurima ohu allikaks.

Möödunud aastal korrastati gabariite 14 km 110 kV liinidel ja 226 km 330 kV liinidel. Õhuliinidest on Eleringil 2015. aasta lõpu seisuga mõõdistatud ligikaudu 3200 km ning korrastatud tänaseks rohkem kui 550 km ulatuses.

5 Hinnang varustuskindlusele

5.1	ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2031	54
5.1.1	Majanduse areng	55
5.1.2	Elektritarbimise prognoos aastani 2031	55
5.1.3	Suurtarbijad	57
5.1.4	Jaotusvõrgud	57
5.1.5	Tehnoloogiate areng	58
5.2	EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2016. AASTAL	58
5.3	ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2016-2026	59
5.3.1	Muutused võrreldes 2015. aastaga	59
5.3.2	Suletavad tootmiseadmed ja olemasolevate tootmiseadmete võimsuse vähenemine	60
5.3.3	Kavandatud ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad	60
5.4	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2026	60
5.4.1	Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel	60
5.4.2	Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil	62
5.4.3	Ülekandevõimsused	62
5.5	VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031	63
5.6	EESTI VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031	63
5.6.1	Baltikumi varustuskindlus aastani 2031	65
5.6.2	Läänemere regiooni varustuskindlus aastani 2031	66
5.6.3	Hinnang	67

- **Kokkuvõttes on praeguste parimate teadmiste järgi Eesti varustuskindlus tagatud tootmis- ning ülekandevõimsuste koostööl. Samas on nii Eestis, Baltikumis kui ka Läänemere regioonis tervikuna varustuskindluse varu vähenemas.**
- **Vajalikud on aktiivsed sammu elektriturul turumoonutuste vähendamiseks, et tekitada uusi investeeringuid soosiv keskkond.**
- **Viimase abinõuna on varustuskindluse tagamiseks vajalike investeeringute esile kutsumiseks võimalus rakendada võimsusturu mehhanisme. Oluline on antud mehhanismile võimalikult suur regionaalne ulatus ja efektiivne disain, et minimeerida kulusid tarbijatele.**
- **Tarbimise prognoosi põhistsenaariumi järgi kasvab elektrienergia keskmine tarbimine keskmisel 1,1% aastas ning ületab aastaks 2031 10 TWh-i piiri.**
- **2016. aastal on Eesti elektrisüsteemis installeeritud tootmisvõimsust kokku 2677 MW, millest saab tarbimise katmiseks kasutada 1641 MW. Järgneva kümne aasta jooksul suletakse Eestis tootmisüksuseid 629 MW võrra, tootmisüksuste lisandumisest on teavitatud 1536 MW võrra, millest enamuse moodustavad tuuleelektrijaamad.**
- **Järgneva kümne aasta talveperioodidel on tarbimine kaetud kodumaiste tootmisvõimsustega kuni aastani 2023, kuid arvestades elektriühendusi ja tootmisvõimsust regionaalsel elektriturul, on tootmisvõimsusi piisavalt. Aastatel 2016-2026 on suvine maksimaalne tarbimine kaetud kodumaiste kasutatavate võimsustega kuni aastani 2021.**

Tulenevalt elektrituru- ja võrgu liikumisest riiklikult tasandilt üleeuroopaliseks, on ka varustuskindlus muutunud riiklikust küsimusest regionaalseks. Euroopa energialiidus, kus ühtne võrk ja ühtne turg on muutunud reaalsuseks, ei ole mõistlik vaadelda varustuskindlust ühe riigi perspektiivist. Varustuskindluse tagamine, kasutades kõigi Euroopa riikide tootmisvõimsusi ja arvestades ülekandevõimsustega, on elektritarbija jaoks kõige soodsam lahendus. Nii ei hoiata iga riik tootmisvõimsusi oma suurima võimaliku tarbimise katmiseks, vaid võimsusi hoitakse ühiselt ning summaarne vajalik võimsus on väiksem.

Hindamaks varustuskindlust ning tootmisvaru piisavust Euroopa tasemel, koostab ENTSO-E igal aastal tootmispiisavuse aruande. Aruande eesmärgiks on hinnata tootmise ja tarbimise arenemist järgneva kümne aasta jooksul, andmaks turuosalistele vajalikku informatsiooni otsuste langetamiseks. Lisaks Eesti varustuskindluse hindamisele teeb Elering koostööd Läti ja Leedu süsteemihalduritega, et ühiselt hinnata Baltikumi tootmise ja tarbimise tulevikuperspektiive.

Analüüsidele tuginevalt võib öelda, et nii Euroopas tervikuna kui ka Baltikumis ja Eestis on lähema kümnendi jooksul varustuskindlus tagatud, kuid tootmisvaru vähenemas. Madalate elektri turuhindade tingimustes on uute tootmisvõimsuste lisandumine peatunud ning vanu tootmisvõimsusi plaanitakse sulgeda. Siiski toimub seni ja ka lähitulevikus tootmisvõimsuste sulgemine üleliigse tootmisvaru arvelt ning tootmisvõimsusi on piisavalt tarbimise katmiseks. On selge, et tootmisvõimsuste nappuse tingimustes hakkavad ka tiputarbimise perioodide elektri hinnad tõusma ning andma signaale investeringuteks.

Tänapäeval Euroopa ühisel elektriturul on veel mitmeid hinnasignaale moonutavaid tegureid, näiteks konventsionaalsete ja taastuvate energiaallikate subsiidiumid, hinnapiirid elektriurul, tarbijate vähenemine osalemine turul ning erinevad võimsusmehhanismid. On sisuline valikukoht, kas liigume edasi ainult energiaturuga süsteemis või lisame energiaturule ka võimsusturu. Ainult energiaturg toob endaga tõenäoliselt kaasa suurema hindade volatiilsuse ja periooditi kõrgemad hinnatipud, kus hinnatundlikum tarbija peab otsustama, millisel ajal elektrit tarbida. Võimsusturu tingimustes on elektri hind tõenäoliselt stabiilsem, kuid see saavutatakse investeringutega elektrijaamadesse, mille kasutus on harv ja mida tarbija peab võimsustasudega toetama. Tõenäoliselt tuleb antud valik langetada lähemate aastate jooksul.

Olenemata valitud suunast on Eleringi selge seisukoht, et turg peab olema regionaalne. Kõige kallim on Eesti elektritarbija jaoks hoida kogu tiputarbimise katmiseks vajalik tootmisvõimsus Eesti piires. Vaatamata majanduslikule kulukusele, ei pruugi see vältida probleeme elektriturul – juba 2% puudujääk Saksamaal on rohkem kui Eestis antud juhul hoitava tootmisvõimsus. Seetõttu ei näe Elering lahendust elektrituruseaduse alusel korraldatavates konkurssides, vaid peab vajalikuks otsida regionaalset lahendust.

5.1 ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2031

Järgnev jaotis annab ülevaate Eesti elektrisüsteemi tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest eeldustest erinevates sektorites. Eleringi üldine tarbimise prognoos on jäänud viimastel aastatel muutumatuks, vajadusel kohandatakse prognoosi vastavalt statistikale ja uutele uuringutulemustele.

2015. aasta sisemaine elektritarbimine oli koos võrgukadudega 8137 GWh, olles aastases lõikes suurenenud 3% võrra. Elektritarbimise kasvu soosisid veidi jahedamad ilmaolud. Vastavalt energiatarbimise prognoosile jääb tulevikus elektritarbimine sõltuvaks sisemajanduse koguprodukti ja ilmastikuolude muutumisest. Elektritarbimise puhul eeldatakse jätkuvalt viimaste aastate trendidele vastavat tarbimise kasvu. Transpordisektori elektritarbimise kasvu jääb mõjutama elektertranspordi kasutamist soodustavate meetmete kasutuselevõtt. Tulevikus on näha, et energia tarbimise seos majanduse käekõiguga nõrgeneb.

5.1.1 MAJANDUSE ARENG³

Eesti sisemajanduse koguprodukt kasvab prognoosi põhistsenaariumi kohaselt 2016. aastal 2,6 % ja 2017. aastal oodatakse majanduskasvu kiirenemist 3,4 %-ni, mille järel hakkab kasvutempo taas aeglustuma kogutoodangu löhe sulgumise ning töötajate arvu vähenemise tõttu.

Rahandusministeerium on selle aasta majanduskasvu prognoose allapoole korrigeerinud, mille põhjuseks on Eesti peamiste kaubanduspartnerite kasvu väljavaadete halvenemine. Järgnevate aastate majanduskasvu prognoosid ei ole võrreldes eelneva prognoosiga muutunud. Alates sellest aastast on oodata ekspordi kasvu järk-järgulist kiirenemist, kuid ka sisenõudluse panus püsib tänu investeeringute taastumisele stabiilne. Aastatel 2018–2019 peaks Eesti majandus kasvama keskmiselt 3% aastas. Lisaks ekspordile toetab neil aastail SKP kasvu sisenõudlus, mille kasvutempo taas suureneb.

Väliskaubanduse prognoosi on lähiaastateks kaubanduspartnerite nõrgemate kasvu väljavaadete ning Venemaa majandusolukorra halvenemise tõttu langetatud. Teenuste ekspordi kasv aeglustub veeteenuste ekspordikasvu pidurdumise ning reisiteenuste ekspordi nõrkuse tõttu. Kaubandustingimuste paranemine jätkub eelkõige teenuste poolel. Edaspidi kiireneb ekspordi kasv sarnases tempos välisnõudlusega, ulatudes 2016. aastal 4,0%ni ning stabiliseerudes prognoosiperioodi lõpus 5,5–6,0% vahemikus. Valitsussektori investeerimisaktiivsuse olulise suurenemise, kasvavate eratarbimiskulutuste ning ekspordiks vajalike komponentide ja tooraine suureneva sisseveo tõttu kiireneb kaupade ja teenuste impordi kasv 2016. aastal 4,0%ni. Aastatel 2016–2018 impordi kasv kiireneb ja jääb ekspordiga võrreldavaks.

5.1.2 ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2031

Eeldatava stsenaariumi puhul jääb Eestis elektritarbimise kasv aastas keskmiselt 1,0% juurde. Üldine kokkuvõtte tarbimise prognoosist on toodud järgnevas tabelis 6.

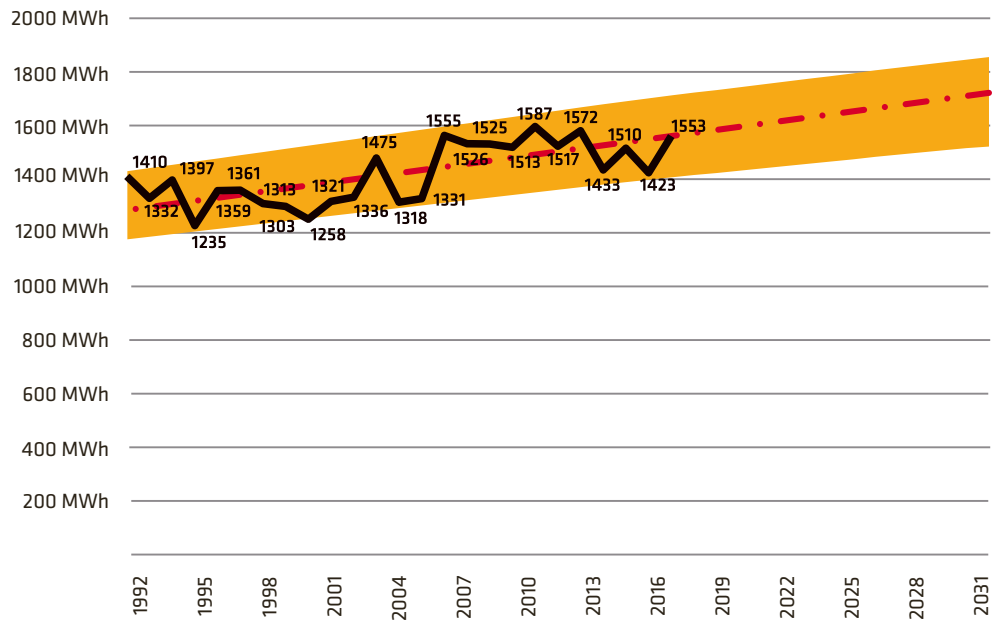
Tabel 6
Kokkuvõtte kogutarbimise
ja tipukoormuse
statistikast ja prognoosist
aastani 2031

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

Tarbimise prognoos		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2016	8,6	1527
2017	8,7	1539
2018	8,8	1548
2019	8,9	1560
2020	9,0	1571
2021	9,1	1582
2022	9,2	1594
2023	9,3	1605
2024	9,4	1616
2025	9,5	1628
2026	9,6	1639
2027	9,7	1650
2028	9,8	1660
2029	9,9	1671
2030	10,0	1681
2031	10,1	1698

Statistikale tuginedes võib väita, et üldine elektritarbimine näitab küll kasvutrendi, kuid samas on elektrisüsteemi tipukoormused viimasel kümnendil püsinud sisuliselt muutumatult, jäädes enamasti 1500 ja 1600 MW vahele. Sellegipoolest tuleks arvestada, et tarbimise kasvust tulevalt on oodata ka mõningast tipukoormuse kasvu. Eleringi tipukoormuste prognoosivahemik aastani 2031 on toodud joonisel 27.

Joonis 27
 Tipukoormuste statistika
 ja prognoos aastani 2031



Jooniselt 27 on näha, et tegelik tipukoormus kõigub normeeritud tipukoormuse ja $\pm 10\%$ vahemikus. Käesoleva prognoosi kohaselt jääb kõigi eelduste kohaselt tipukoormus ka 2020. aastal 1600 MW piiresse, kuid 2031. aastal juba 1700 MW juurde. Keskmine aastane tipukoormuse tõus jääb ilmselt 0,7% juurde ning sõltub eelkõige valitsevatest ilmaoludest. Viimastel aastatel on olnud talved suhteliselt soojad, mistõttu tuleb iga aasta paari lähima aasta tipukoormused üle vaadata. Muutlikest ilmaoludest tulenevalt tuleb arvestada, et tegelikud tipukoormused võivad prognoosivahemikest ka ajutiselt väljuda.

5.1.3 SUURTARBIJAD

Üldises prognoosis ei ole uusi suuri projekte ja tarbijate liitumisi arvesse võetud, sest sellise võimsusega liitumine (metallitööstus, tselluloositehas ning viimastel aastatel ka serveripargid), mis mõjutaks oluliselt tarbimist, on erakordne sündmus. Juhul kui Eestisse peaks tekkima täiendavalt selliseid suurtarbijaid, siis käsitletakse neid eraldi.

5.1.4 JAOTUSVÕRGUD

Vastavalt elektrituruseaduse §-le 66 lõikele 2 peavad jaotusvõrguettevõtjad esitama konkurentsiametile iga aasta kirjaliku hinnangu selle kohta, missugused on tarbimisvõimsuse eeldatavad kogunõudlused nende teeninduspiirkondades, hinnangu esitamisest alates seitsme aasta perspektiiviga. Vastavalt elektrituruseaduse §-le 66 lõikele 3 peab Elering jaotusvõrguettevõtjate poolt esitatud materjalide alusel esitama konkurentsiametile kirjalikult võimalikult täpse hinnangu selle kohta, missugune on tarbimisvõimsuse eeldatav kogunõudlus põhivõrgus hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. Võttes arvesse jaotusvõrguettevõtjate poolt 2015. aastal esitatud andmeid, jääb aastatel 2015–2021 summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1500 MW ja 1590 MW vahele. Arvestades ka võimalike külmade talvedega (10% varu), võib tegelik nõudlus jaotusvõrkudes jääda vahemikku 1670-1740 MW (Tabel 7).

Tabel 7
Jaotusvõrkude hinnang
tarbimisvõimsuse
kogunõudlusele aastatel
2016-2021

Aasta	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus, MW	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus varuga, MW
2016	1529	1682
2017	1546	1700
2018	1562	1718
2019	1562	1718
2020	1577	1734
2021	1584	1742

Prognoosis toodud tarbimisvõimsused on Eleringil võimalik katta olemasolevate ja planeeritud ühendustega. Ootamatute suurtarbijate liitumiste korral võib tekkida vajadus mõningaseks võrgu ümberehitamiseks, kuid iga liitujat käsitletakse eraldi ning käesolevas hinnangus seda ei arvestata.

5.1.5 TEHNOLOOGIATE ARENG

Energiatootmiseks sobilike maavarade nappuse tingimustes tuleb Eestis energeetikas panustada teadus- ja arendustegevusse, mis looks eeldused efektiivsemale tootmisele, intelligentsematele võrkudele, innovaatilisemale turukorraldusele ja tõhusamale tarbimisele. Ümberkorraldused senises konventsionaalses energiamajanduses on valdavalt võimalikud ainult läbi info- ja kommunikatsioonitehnoloogiliste (IKT) lahenduste rakendamise. Tarbimise juhtimine, mikrotootmise ja taastuvenergia-allikatel põhineva mittepioneeritava töötükliga tootmise ühildamine võrgu ja turuga, elektrisüsteemi juhtimine, energiaturgude ja -võrkude modelleerimine, senisest tõhusamate turumudelite (sh võimsusturu) arendamine, eelduste loomine energiateenusettevõtete turu tekkeks, elektri- ja gaasisüsteemide integreerimine nõuavad kõik nutikaid lahendusi.

Elering näeb märgatavat potentsiaali tarbimise juhtimises, mis oleks tarbimise tiputundidel alternatiiviks uute tootmiseseadmete ehitamisele. Seda tänu 2014. aastal Eleringi ja Tallinna Tehnikaülikooli koostööl valminud põhjalikule analüüsile elektritarbimise juhtimise võimaluste väljaselgitamise ja rakendamise kohta. Valik uute võimsuste ehitamise ja tarbimise juhtimise rakendamise vahel tuleb teha nimetatud alternatiivide sotsiaalmajandusliku mõju alusel. Uuringus analüüsiti kolme kõige olulisemat majandusharu, milleks on tööstussektor, äri- ja avaliku teeninduse sektor ning kodumajapidamised. Eelnimetatud sektorite energiatarbimine moodustas 2012. aastal ligi 75% kogutarbimisest. Uuringu käigus käsitleti tarbimise juhtimise puhul nii staatilisi (eelkõige energiasäästule suunatud) kui ka dünaamilisi meetmeid. Kui staatilised meetmed on eelkõige suunatud tarbijale, kuna aitavad otseselt vähendada kulusid elektrienergiale, siis dünaamiliste meetmete kasutamine on suunatud nii tarbijale, kellele need aitavad kulusid täiendavalt kokku hoida ja ära kasutada elektrituru poolt pakutavaid võimalusi, kui ka võrguoperaatorile, kellele tekib ligipääs täiendavatele avari- ja reservvõimsustele. Analüüsi kohaselt on Eestis teoreetiliselt võimalik tarbimise juhtimise meetmeid rakendada sõltuvalt aastaajast 200-400 MW ulatuses.

5.2 EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2016. AASTAL

Tootjatelt saadud andmete põhjal seisuga märts 2016, on summaarne installeeritud netootmisvõimsus 2677 MW, millest tipuajal kasutatav tootmisvõimsus on 1641 MW. Ülevaade 2016. märtsis Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmiseseadmetest on toodud alljärgnevalt tabelis 8.

Tabel 8
Eesti elektrisüsteemiga
ühendatud
tootmiseseadmed 2016.
aastal

Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW	Kasutatav tootmisvõimsus, MW
Eesti Elektrijaam	1355	1057
Balti Elektrijaam	322	237
Iru Elektrijaam	111	111
Auvere Elektrijaam	270	270
Eleringi AREJ I ja II	250	0
Põhja SEJ	84	84
Lõuna SEJ	7	7
Sillamäe SEJ	16	10
Tallinna elektrijaam	21	21
Tartu elektrijaam	22	22
Pärnu Elektrijaam	20,5	21
Enefit	18	18
Tööstuste- ja väike koostoomisjaamad	62	49
Hüdroelektrijaamad	8	4
Tuuleelektrijaamad	375	0
Päikeseelektrijaamad	0,8	0
Mikrotootjad	4,4	0
Summa	2677	1641

* - Avariielektrijaama tootmisvõimsust kasutatakse ainult avariide korral elektrisüsteemis. Tavaolukorras elektrijaam elektriturul ei osale, mistõttu võimalik tootmisvõimsus ei ole arvesse võetud. Koos avariielektrijaama võimsusega oleks võimalik tootmisvõimsus 1891MW.

Mikrotootjad Eesti süsteemis, arvestades ka eelnevatel aastatel ühendatud tootmisseedmeid:

- Elektrituulikud 227,8 kW;
- Päikesepaneelid 4127,37 kW;
- Hüdroelektrijaamad 27,1 kW.

Alates 2015. aasta 1. novembrist on põhivõrguga ühendatud ning prognoositavalt ühendatakse 2016. aasta jooksul:

- 2016 Imavere Energia koostootmisjaam, 10 MW;
- 2016 Tooma tuulepark II etapi liitmine, 7,05 MW;
- 2016 Vão II elektri ja soojuste koostootmisjaam, 21 MW;

5.3 ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2016-2026

Sellel aastal viidi sisse võrgueeskirja muudatused, mille § 132 kohaselt esitavad kõik elektritootjad süsteemihaldurile iga aasta 1. veebruariks andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks. Seoses Võrgueeskirja muudatuse jõustumisega 19.02.2016 ei kohandu muudatus selleks aastaks varustuskindluse aruande koostamise hetkeks. Selle tõttu palus Elering võimalusel esitada elektritootjatel andmed suurematel elektritootjatel (5 MW ja üle), väiksemate tootmisüksuste (ja andmeid mitte esitanud tootjate) puhul teostatakse analüüs eelnevatel aastatel esitatud andmete põhjal. Ka osade suuramate jaamade puhul (Iru, Enefit, Vão II jvm) on kasutatud eelnevatel aastatel esitatud andmeid.

Praeguse seisuga on aastate 2016–2026 lõikes Eleringi informeeritud etteplaneeritava tootmistsükliga tootmisvõimsuse suurenemisest kuni 31 MW, samas on planeeritud võimsuste vähenemist kuni 629 MW.

5.3.1 MUUTUSED VÕRRELDES 2015. AASTAGA

Võrreldes eelmise, 2015. aasta novembris avaldatud tootmispiisavuse aruandega, on elektritootjate esitatud andmetes toimunud suuremad muutused järgnevad:

Eesti Energia AS:

- Eesti Elektrijaama plaanilises remondis ja rekonstrueerimisel üks plokk võimsusega 173 MW suvisel ajal kuni aastani 2025;
- Balti Elektrijaama TG11 plokk võimsusega 192 MW suvisel ajal plaanilises remondis kuni aastani 2026;
- Avariis on keskmiselt 215 MW.

Tuuleelektrijaamad:

- Võimsuse suurenemine on 69,6 MW, mis tuleneb uute elektrijaamade liitumisest.

Elektritootjate poolt 2015 ja 2016 aastal esitatud andmed on toodud lisas 1.

5.3.2 SULETAVAD TOOTMISSEADMED JA OLEMASOLEVATE TOOTMISSEADMETE VÕIMSUSE VÄHENEMINE

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

- 2016-2023 piirangud IED⁴ leevendusmeetme alusel töötavatele vanadele plokkidele 619 MW;
- 2024 Eesti elektrijaama plokkide sulgemine, 489 MW;
- 2024 Balti elektrijaama plokki sulgemine, 130 MW;
- 2016-2026 väikeste elektrijaamade võimsuse vähenemine 10 MW.

Suletav tootmisvõimus kokku aastaks 2026: 629* MW.

*suletava võimsuse hulgas on piirangutega kasutatav võimsus

5.3.3 KAVANDATAVAD JA EHTUSJÄRGUS SOOJUSELEKTRIJAMAD

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest suurematest tootmisvõimsuste lisandumistest:

- 2016-2017 Püssi Aidu tuulepark, 100 MW;
- 2017 lõpp Ebavere Graanuli elektrijaam, 10 MW;

KOKKU: 110 MW

Elektritootmisseedmed, mille ehitamisest on süsteemihaldurit teavitatud, kuid mida ei saa arvesse võtta kui kindlaid projekte, on järgmised:

- 2016-2026 – muud uued jaamad (valdav osa tuuleelektrijaamad) kuni 1426 MW.

KOKKU: 1536 MW

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

5.4 HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2026

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.

5.4.1 HINNANG TOOTMISVÕIMSUSE PIISAVUSELE TALVEL

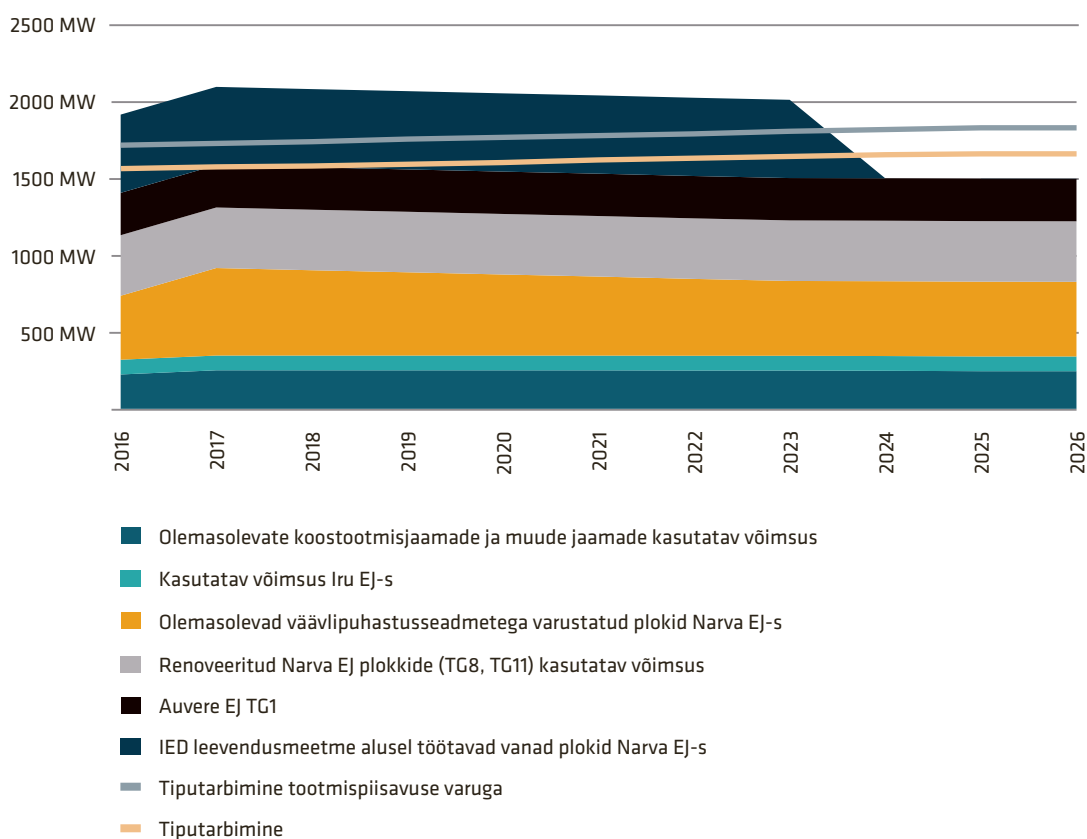
Eeldatav stsenaarium võtab arvesse neid uusi elektrijaamu, mida antud hetkel ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest või sulgemise ajast on süsteemihaldurile teada antud. Eleringi silmis osutub tõenäoliseks tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümnet plokki Eesti Energia Narva Elektrijaamades kuni aastani 2023, ning täiendavalt arvestada uute elektrijaamadega, mille investeerimise otsus on tehtud vastavalt 3. peatükis toodule. Eesti Energia on samas teavitanud plaanist kasutada IED piiranguga plokkide kasutustunnid ära võimalikult kiiresti.

4 Industrial Emissions Directive, Euroopa Parlamendi ja Nõukogu tööstuslike emissioonide piiramise direktiiv 2010/75/EU, välja antud 24.11.2010 a.

Aastal 2016 on Eesti Energia Narva Elektriijaamades (Balti, Eesti, Auvere 270 MW) koos väävlipuhastusseadmetega varustatud nelja plokiga (672 MW) ning kahe olemasoleva keevkihtplokiga (386 MW) kokku installeeritud kasutatavaks tootmisvõimsuseks 1328 MW. Lisaks on võimalik kasutada vastavalt IED-le piiratud kasutustundidega plokkide võimsusega 619 MW peale 2016. aastat.

2026. aasta talveperioodil on tipukoormuse prognoosiks eeldatava tarbimisstsenaariumi kohaselt 1628 MW ning kasutatav tootmisvõimsus 1505 MW. Arvestades tootjate poolt saadud andmetega ja Eleringile teadaoleva infoga, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru 2023. aastani piisav ka erakordselt külmade talvede 10%-lise varu arvestamisel. Pärast 2023. aastat suletakse suur osa olemasolevatest tootmisseedmetest Eesti Energia Narva Elektriijaamades, kuid arvestades elektriühendusi ja tootmisvõimsust regionaalsel elektriturul, on tootmisvõimsusi Eesti vaates järgnevat kümneks aastaks piisavalt. Kodumaine elektriturul kasutatav tootmisvõimsus katab seejuures ca 90% tarbimisnõudlusest talvisel tipuajal. Välisühenduste avariide korral on kasutatav Eleringi avariioreservelektriijaamade võimsus, millega arvestades on kodumaine tarbimisvõimsus tipuajal sisemaiste tootmisvõimsustega kaetud. Prognoos elektriturul kasutatava tootmisvõimsusega on toodud joonisel 28. Täpsemalt saab lugeda varustuskindlusest Eestis, Baltikumis ja Läänemere regioonis aastani 2013 peatükis 5.5.

Joonis 28
Kasutatav
tootmisvõimsuste ja
tipunõudluse eeldatav
prognoos talvel



Lisaks eeltoodud prognoosile saab arvestada tipukoormuse katmisel Läänemere piirkonna teiste riikide elektritootmisvõimsustega, tulenevalt tipukoormuse aja erinevusest ning võimalusest kasutada riikidevahelisi elektriühendusi. Eleringi hinnangul on riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused naabersüsteemides piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine ka olukorras, kus tarbimine kasvab prognoositust kiiremini või olemasolevad tootmisseedmed suletakse enne praegu prognoositut. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on toimiv regionaalne elektritur.

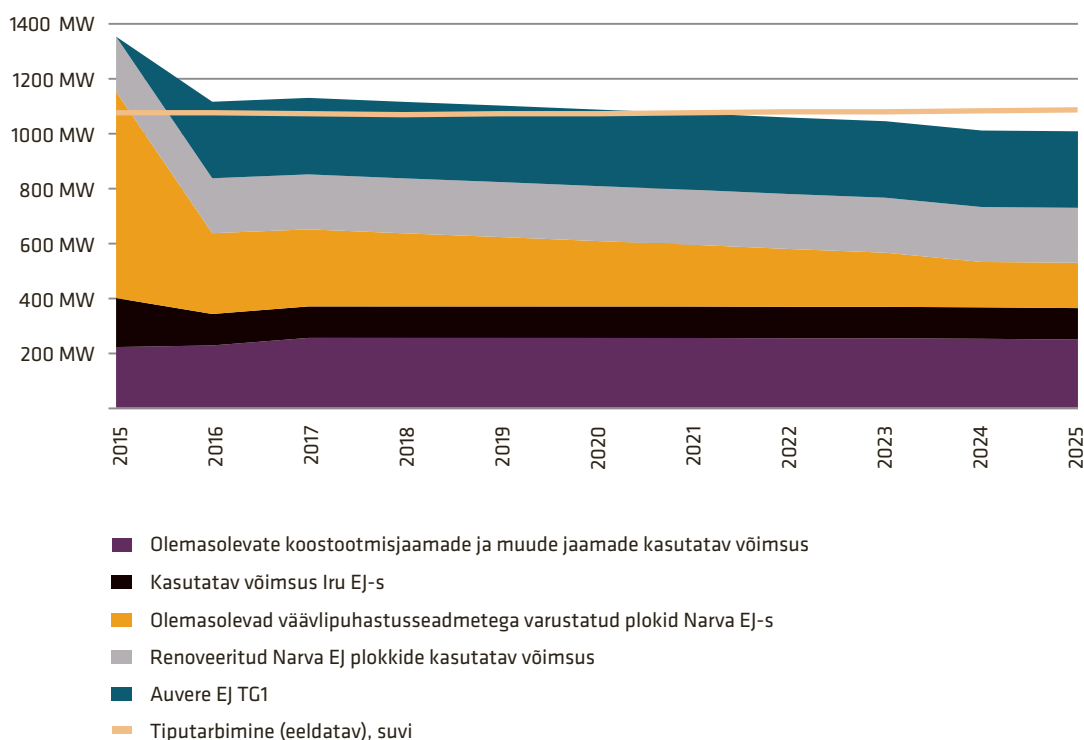
5.4.2 HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE SUVEPERIOODIL

Suurte elektrijaamade poolt esitatud andmete järgi on 2016. aasta suveperioodil mittekasutatava võimsuse hulgas u 1398 MW tootmisvõimsust. Mittekasutatava võimsuse hulka arvestatakse elektrijaamade võimalikud avariid (175 MW), plaanilised hooldused ja remondid (365 MW). Lisaks ei arvestata tuuleelektrijaamade võimsusega (376 MW) ning kuni sulgemisaastani (2023) ei arvestata IED alusel piiratud kasutustundidega plokkidega Narva Elektrijaamades, summaarse võimsusega 619 MW.

2015. aastal oli suveperioodil maksimaalne tarbimine 1102 MW, minimaalne tarbimine 483 MW ning keskmine tarbimine 776 MW. Kuni aastani 2020 on kodumaiste tootmisüksuste poolt vabalt kaetud ka prognoositav tarbimise suvine maksimaalkoormus. 2021. aastast edasi on näha prognoositava maksimaalkoormuse tõusu üle kasutatava tootmisvõimsuse seoses Narva elektrijaamade amortiseerumise, remontide ja võimsuse vähenemisega. Samas arvestades olemaolevaid välisühendusi ja avariireservelektrijaama võimsust ei ole tarbimise katmisega probleeme ette näha.

Kasutatav tootmisvõimsus ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel) on näidatud joonisel 29.

Joonis 29
Kasutatav tootmisvõimsus ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel)



5.4.3 ÜLEKANDEVÕIMSUSED

Erialgsed ülekandevõimsused Eesti-Läti ja Eesti-Soome ristlõigetel on kokku lepitud ja avaldatud kuni 2016. aasta lõpuni. Praeguse info kohaselt on Eestist Lätisse ristlõige piiratud 679 MW-ni ja Läti Eesti suund 429 MW-ni, kuid ülekandevõimsusi uuendatakse kuu ette ja kindlasti suurendatakse ülekandevõimsusi päev ette planeerimise faasis. Oktoobri lõpus algab Paide-Eesti EJ 330 kV liini hooldustöö, mille tõttu on väike piirang seatud Eesti-Soome ristlõikele suunaga Soome. Järgmise aasta ülekandevõimsusi mõjutavate liinide hooldustööde graafik kinnitaks ja avaldatakse hiljemalt novembriks.

2015. aasta lõpus sai valmis uus alalisvooluühendus, NordBalt (700 MW), Leedu ja Rootsi vahel. Detsembri lõpus algasid testid ning alates 18. veebruarist on NordBalt nõ katseajaga elektrituru käsutuses. Võimsusvoog on enamuse aega olnud suunaga Rootsist Leetu. NordBalt on toonud kaasa ühtlasema hinnataseme Baltikumis ja vähendanud oluliselt Eesti-Läti ristlõike koormatust.

Lisaks NordBaltile valmis uus alalisvooluühendus ka Poolaga, LitPol Link (500 MW). Võimsusvoog LitPol Linkil on viimasel ajal olnud suunaga Poola.

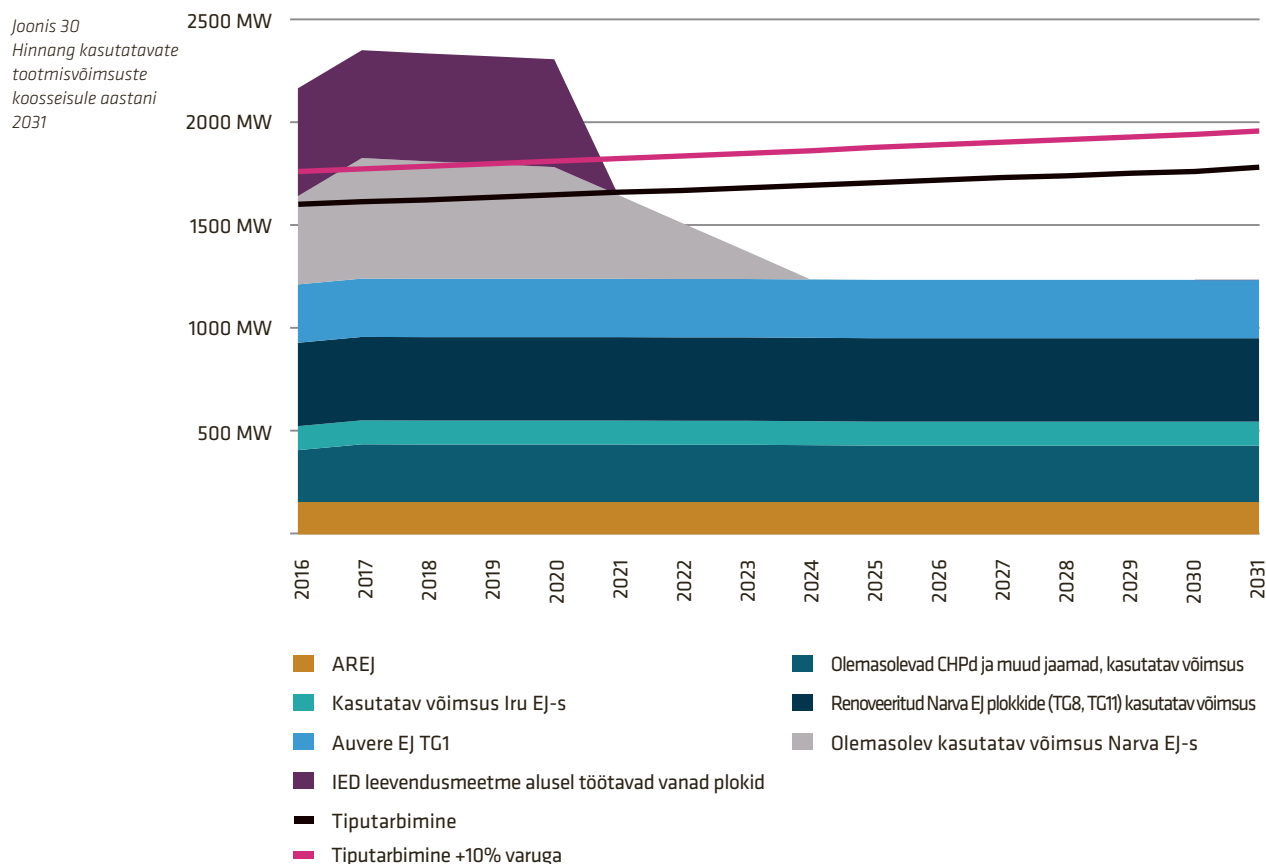
5.5 VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031

Euroopa energialiidu ja ühtse elektrituru tingimustes vaatleb Elering pikaajalist varustuskindlust regionaalsel tasandil. Analüüs hindab tarbimise ja tootmise arengut Eestis, Baltikumis ja Läänemere regioonis, et välja selgitada tootmisvõimsuste piisavus ja impordivõimaluste olemasolu nii riiklikul kui ka regionaalsel tasemel.

5.6 EESTI VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031

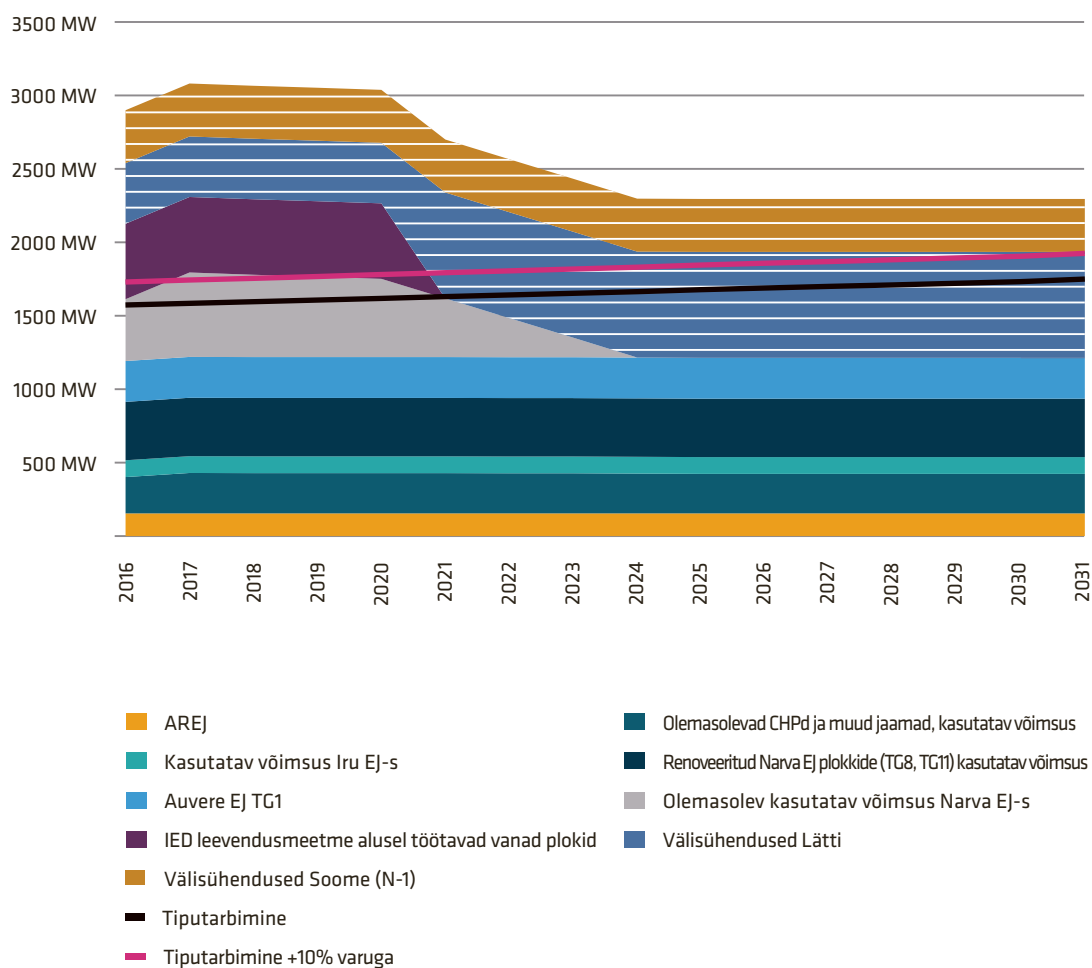
Järgnevalt analüüsitakse Eesti varustuskindlust kuni 15 aastat tulevikku. Euroopa ühtse energiaturu tingimustes tuleb Eleringi hinnangul Eesti varustuskindlust vaadelda regionaalses perspektiivis ning seda kohalike tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus. Riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused naabersüsteemides on piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on efektiivselt toimiv regionaalne elektriturg, mis võimaldab elektrienergia takistamatut liikumist üle riigipiiride. Tuleb rõhutada, et Eleringi analüüs vaatleb varustuskindluse seisukohalt kõige raskemaid olukordi ning ei väljenda seda, kuidas elektrijaamasid turutingimustes majanduslikult kõige otstarbekamalt koormatakse.

Joonis 30 väljendab varustuskindluse seisukohalt Eleringile hetkel teadaolevate ja kasutatavate tootmisvõimsuste arenguid Eestis kuni 2031. aastani. Siinjuures on konservatiivsuse seisukohast lähtudes eeldatud osalt kiirendatud elektrijaamade sulgemisi võrreldes Eesti elektrisüsteemi tarbimise nõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hindamisel tootjate poolt esitatud andmetest. Eeldatakse tööstusheitmete direktiivi (IED) erandi alla kuuluvate Narva Elektriijaamade plokkide sulgemist aastal 2020. Reaalsuses on nendel plokkidel lubatud kasutada 17 500 töötundi ajavahemikus 2016. aasta algusest kuni 2023. aasta lõpuni. See tähendab, et soodsates turutingimustes võivad antud tootmisvõimsused olla kättesaadavad pikema aja jooksul kui analüüsis eeldatud. Lisaks eeldatakse väävlipüüduritega varustatud Narva Elektriijaamade plokkide järk-järgulist sulgemist vahemikus 2020 kuni 2024. Tegemist on konservatiivse eeldusega, kuna antud plokkid võivad keskkonnapiirangutest lähtudes kauem töös olla. Reaalsuses sõltub vanade elektrijaamade töös hoidmine turutingimustest – kas elektrijaama hoolduse ja vajalike investeeringute kulud on võimalik elektriturult tagasi teenida. Eleringi ülesandeks on vaadelda varustuskindluse seisukohalt raskeid olukordi ning sellest tulenevalt on kasutatud konservatiivseid elektrijaamade sulgemise eeldusi.



Alates aastast 2020 on Eestil praeguste plaanide järgi üle 2000 MW välisühendusi⁵. See tähendab suuremat impordivõimekust, kui selleks perioodiks prognoositav Eesti tiputarbimine, mistõttu potentsiaalne kohalike tootmisvõimsuste sulgemine ei valmista tavaolukorras varustuskindlusele probleeme. Varustuskindluse seisukohast on oluline vaadata ka süsteemi avariiolekordi. Käesolevas analüüsis on vaadeldud häiringu olukorda N-1-1⁶, kui süsteemi kaks suurimat elementi on tööst väljas. Aastal 2031 on praeguse teadmise järgi Eesti süsteemi kaks suurimat elementi merakaabel EstLink 2 ning üks Eesti-Läti ülekandeliinidest. Sellises olukorras väheneb Eesti välisühenduste võimsus ja sellest ka impordivõime 1050 MW-ni - Lätist 700 MW ning Soomest 350 MW. Selles olukorras on varustuskindlus samuti tagatud kogu vaadeldaval perioodil. Lisaks on tagatud ka 10% varu tarbimise kiirema kasvu rahuldamiseks. Joonis 31 illustreerib varustuskindluse seisundit N-1-1 olukorras, kus kaks elektrisüsteemi suurimat elementi on tööst väljas. Joonisele on kantud ka 150 MW ulatuses Eleringi avariiereservelektrijaamad, mis tavaolukorras pakuvad elektrisüsteemi jaoks vajalikke reserve, kuid N-1-1 olukorras vähenenud reservide vajaduse⁷ tõttu saab 150 MW lugeda tootmisvõimsuste alla.

Joonis 31
Eesti elektrienergiaga
varustuskindlus
N-1-1 olukorras
kuni aastani 2031



Analüüsist järeldub, et teadaolevate tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus on võimalik tiputarbimise katteks piisavalt elektrit toota ning importida ka rasketes avariiolekordades. Tagatud on ka 10% tiputarbimise varu ootamatute tipukoormuse muutuste tarbeks. Järgmise küsimusena muutub oluliseks impordivõimsuste kasutatavus, kuna selleks peab mõnes teises piirkonnas olema piisav tootmisvõimsuste ülejääk.

5 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.

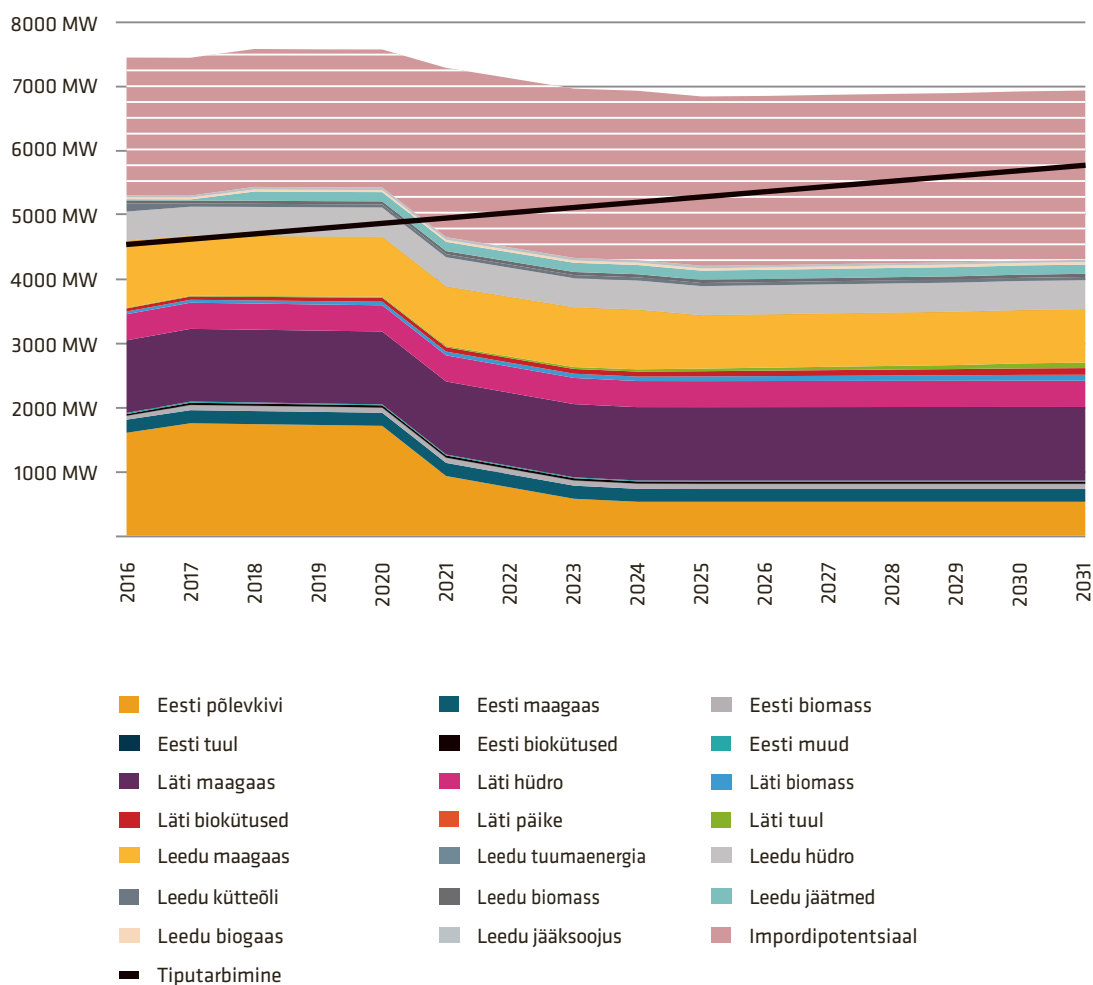
6 N-1-1 olukord on ühe elemendi avariiline väljalülitumine, kui mõni süsteemi tööd oluliselt mõjutav element on hoolduses.

7 Vaadeldavas N-1-1 olukorras on kaks suurimat elektrisüsteemi elementi tööst väljas ning reservide vajadus on seetõttu väiksem.

5.6.1 BALTIKUMI VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031

Eesti varustuskindluse pikaajalisest analüüsist selgub, et piisav elektrienergiaga varustus võib pikemas perspektiivis sõltuda impordivõimalustest. See tähendab, et Eesti varustuskindlust tuleb vaadelda regionaalsel tasandil. Tulenevalt Põhjamaade võimsuste ülejäägist⁸ võib eeldada, et 350 MW ühendust Soomega on impordiks kasutatav. Kuna N-1-1 häiringuolukorras jääb ühendusi Lätiga 700 MW ulatuses, tuleb analüüsida Baltikumi varustuskindlust tervikuna. Joonis 32 kujutab Balti süsteemihaldurite parima teadmise järgi perioodil 2016-2031 kasutatavaid tootmis- ning ülekandevõimsusi Baltikumis. Analüüsist selgub, et alates 2020 sõltub Baltikum tiputarbimise katteks impordivõimalustest. Samas on Baltikum aastaks 2020 tugevalt ühendatud teiste piirkondadega ning impordivõimalused ulatuvad 2700 MW-ni⁹.

Joonis 32
Kasutatavad
tootmis- ning
ülekandevõimsused
Baltikumis perioodil
2016-2031



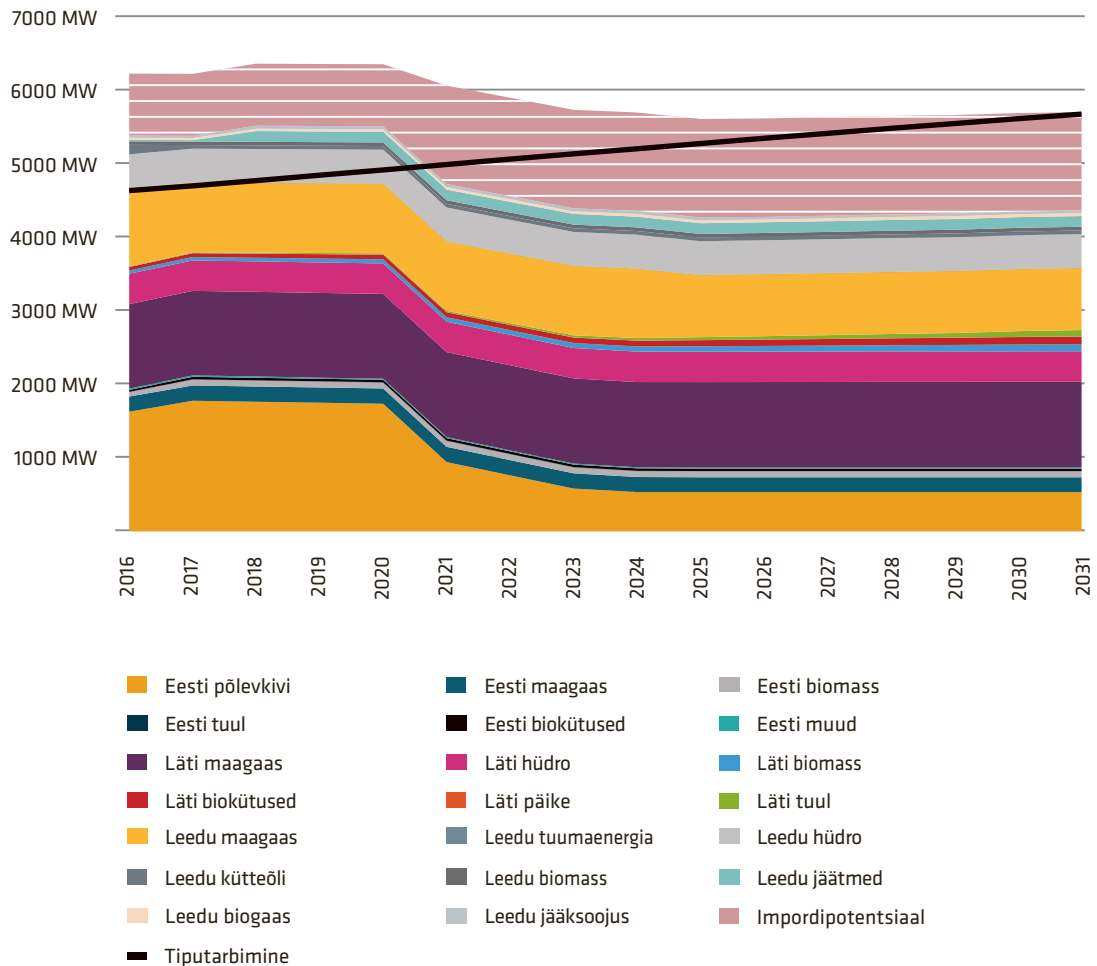
Joonis 33 vaatleb Baltikumi varustuskindlust N-1-1 häiringuolukorras. Impordivõimekust on taas kirjeldatud N-1-1 olukorras, kus kaks Baltikumi suurimat elementi on tööst väljas. Baltikumi tasandil on nendeks elementideks praeguse teadmise järgi merekaablid EstLink 2 (650 MW) ning NordBalt (700 MW). Kui tavaolukorras oleks alates 2020 Baltikumis välisühendusi üle 2700 MW, siis N-1-1 olukorras väheneb see 1350 MW peale. Joonisele on kantud ka Baltikumi prognoositav tiputarbimine aastani 2031¹⁰.

8 ENTSO-E konservatiivse stsenaariumi järgi on Põhjamaade võimsuste ülejääk aastal 2025 üle 2 GW

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

10 Tiputarbimise prognoosina kasutatud Balti riikide süsteemihaldurite prognoose.

Joonis 33
Baltikumi
varustuskindlus N-1-1
olukorras teadaolevate
tootmis- ning
ülekandevõimsustega



Baltikumi varustuskindluse seisukohalt on kõige olulisemateks küsimusteks vanade elektrijaamade sulgemisgraafikud ja uute elektrijaamade projektide arengud. Suur osa Baltikumi elektrijaamadest on vanad ning oma tehnilise eluea lõpufaasis. Siiski sõltub elektrijaamade kasutatavus tihtipeale tehtavatest investeeringutest jaamade uuendamiseks, kus investeeringud ja seadmete vahetamine võib elektrijaamade eluiga oluliselt pikendada. Investeeringute tegemine elektrijaamadesse on majandusliku tasuvuse küsimus ja sõltub sellest, kas hinnad elektriturul võimaldavad investeeringute tagasiteenimise. Baltikumi tootmisvõimsustest on sulgemise küsimus oluline Narva elektrijaamades ja Leedu Elektrenai elektrijaamas. Uutest projektidest on kõige olulisem Leedu Visaginase tuumaelektrijaam, mille ehitamise kohta otsust tehtud ei ole.

Teadaolevate elektrijaamade ja ülekandevõimsuste põhjal võib väita, et Baltikumis on varustuskindlus järgneval 15 aastal tagatud. Siiski ei ole tiputarbimise katmiseks piisavalt kohalikke tootmisvõimsusi ning Balti riigid sõltuvad impordivõimalustest. Ühendusvõimsusi on Baltikumis piisavalt ka tõsiste häiringute korral. Lisaks on selge, et vaadeldava perioodi lõpus on varustuskindluse varu jõudnud miinimumini ja uute tootmisvõimsuste turule tulemine on oluline. Siiski on Eleringi hinnangul käesolev analüüs väga konservatiivne ning sellest tulenevalt on tarbimise piiramise vajaduse tõenäosus vaadeldaval perioodil väga madal. Analüüs on konservatiivne, kuna vaatleb olukorda, kus üheaegselt tiputarbimisega on väljas kaks Baltikumi elektrisüsteemi suurimat elementi, tuulikute ning päikesepaneelide tootmist ei toimu ja import Venemaalt pole võimalik.

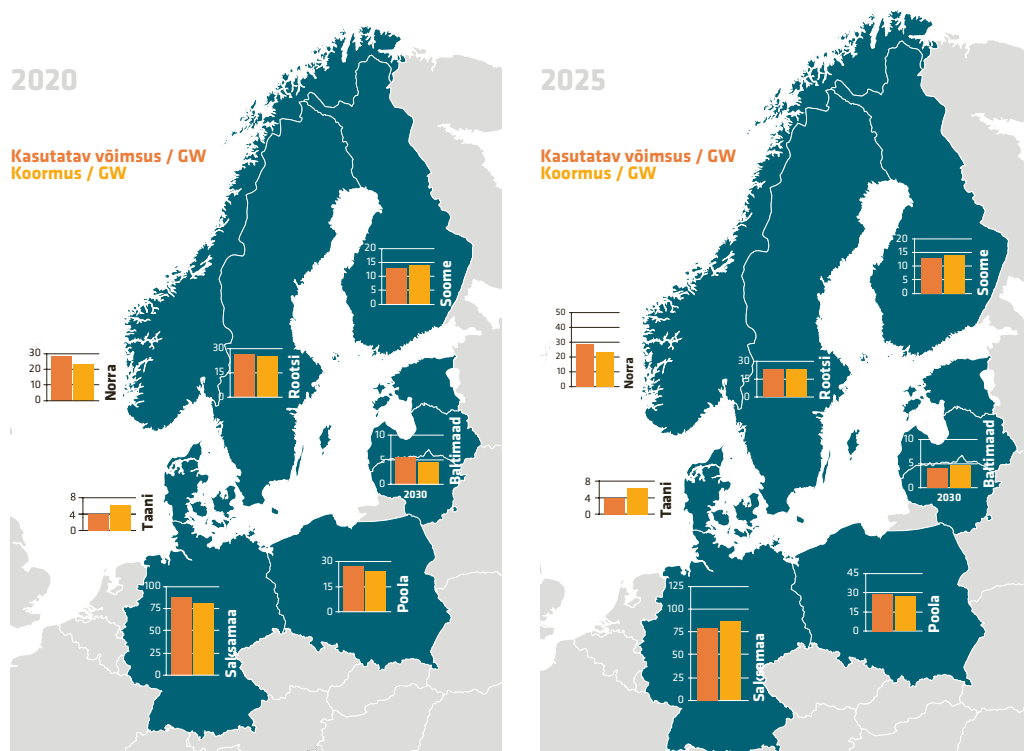
5.6.2 LÄÄNEMERE REGIOONI VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2031

Tulenevalt sellest, et Baltikumi varustuskindluse tagamiseks raskendatud oludes on vajalikud impordivõimalused, vaatleme järgnevalt tootmispiisavust Läänemere regioonis tervikuna. Analüüsi aluseks on ENTSO-E tootmispiisavuse aruanne, mis käsitleb regiooni tootmispiisavust kuni aastani 2025. Läänemere regiooni all mõistetakse siin Balti- ja Põhjamaade riike ning Poolat, Taanit ja Saksamaad.

Regiooni riikidest on suurima tootmisvõimsuste ülejäägiga Norra ja Poola ning suurima puudujäägiga on Saksamaa (Joonis 34). Tootmisvõimsuste piisavust Eesti lähipiirkondades mõjutavad eelkõige planeeritud

tuumaelektrijaamad Soomes ja Leedus, tuumajaamade sulgemine Saksamaal ning fossiilkütustel elektrijaamade sulgemine Saksamaal ja Poolas. Tootmisvõimsuste piisavus regioonis tervikuna konservatiivse stsenaariumi järgi on tagatud 2020. aastal, kuid ei ole tagatud 2025. Puudujääk aastal 2025 võib ulatuda kuni 3 GW-ni. Põhjamaades on ette näha tootmisvõimsuste ülejääki ning peamine küsimus on Saksamaa tootmisvõimsuste areng. Tulenevalt olulistest tootmisvõimsuste sulgemistest on teadaolevaid tootmisvõimsusi vähem kui oodatav tiputarbimine. Uute tootmisvõimsuste turule tulemise toetamiseks arutletakse üle Euroopa aktiivselt võimsusturu kehtestamise üle.

Joonis 34
Läänemere regiooni
tootmispiisavuse hinnang
aastateks 2020 ja 2025



5.6.3 HINNANG

Kokkuvõttes on praeguste parimate teadmiste järgi Eesti varustuskindlus aastani 2025 tagatud tootmis- ning ülekandevõimsuste koosmõjul. Varustuskindluse tagamiseks aastal 2031 tuleb regioonis võrreldes täna teadaolevate võimsustega elektrijaamu juurde ehitada. Kogu perioodil on nii Eestis, Baltikumis kui ka Läänemere regioonis tervikuna varustuskindluse varu vähenemas ning Elering analüüsib aktiivselt edasisi arenguid.

Elering jälgib tootmisvõimsuste ja tarbimise arengu trende, et kindlustada elektrivarustuskindlus Eesti tarbijatele pikas ajahorisondis. Elering panustab aktiivselt omapoolselt elektrisüsteemiga liitumise lihtsustamisega ning tarbimise juhtimise võimekuse suurendamisega. Varustuskindluse aruande põhjal on konkurentsiametil õigus kohustada Eleringi hankima konkursi korras täiendavaid tootmisvõimsusi. Siiski on Eleringi seisukoht, et Euroopa ühisel energiaturul ka varustuskindlus riikideülene küsimus ning olulised on arengud regioonis ja Euroopas tervikuna. Eestis ei ole võimalik teha investeeringuid elektrijaamadesse sellises ulatuses, mis garanteeriks kogu regiooni tootmispiisavuse. Seetõttu on tähtsad üleeuroopalised meetmed vajalike tootmisvõimsuste ja ka ülekandevõimsuste investeeringute kindlustamiseks.

Üheks variandiks on erinevad võimsusturgude lahendused, kuid Euroopa Komisjoni energialiidu pakett viitab eesmärgile üle vaadata praegune turukorraldus, vähendamaks vajadust võimsusmehhanismide järele. Elering peab võimalikuks varustuskindluse tagamise ainult energiaturu (energy only market) tingimustes, kuid selleks peab elektrienergia turuhind saama moonutateta näidata pakkumise ja nõudluse vahetust.

Elektriturul võib praegu veel näha mitmeid turuhinda moonutavaid tegureid. Üks neist on erinevad subsidiumid, seda nii taastuvenergiasse kui ka konventsionaalsetesse elektrijaamadesse.

Teiseks võib tuua Nord Pooli turupiirkonnas hoitavad tiputarbimise reservid (peak power reserves), mis antakse turule nappuse olukorras, viimasele turupõhisele tootmisvõimsusele vastava hinnaga. Selliste reservide hoidmine on põhjendatud, kuid nende turule andmise hind peaks väljendama antud reservide hoidmise kogukulusid – vastasel juhul ei lubata elektri hinnal tõusta tegelikku turuolukorda väljendavale tasemele. Kolmandaks moonutuseks võib tuua tarbijate vähese osalemise elektriturul. Nõudlus on praegusel elektriturul väga madala hinnaelastsusega ning tarbijate valmidus tarbimist vastavalt hinnale muuta ei ole turul kajastatud. Neljandaks moonutuste põhjuseks on fundamentaalne erinevus Euroopa ja Venemaa elektriturgude vahel, kus Venemaa tootjad on eeliseisus tulenevalt võimsusturust, subsideeritud gaasihinnast ning madalamatest keskkonnanõuetest. Viimaseks, mitmes Euroopa riigis on juba kasutusel erinevad võimsusmehhanismid, mis suurendavad küll varustuskindlust, kuid mõjutavad ka elektri hindu ja sellest tulenevalt investeerimissignaale. Lisaks vähendab võimsusmehhanismide ootusmotivatsiooni tootmisvõimsustesse investeerida, kuna investeerimisotsuse edasi lükkamine võib tuua paremaid tingimused.

Mainitud moonutuste eemaldamisel on tõenäoline, et energiaturg suudab pakkuda piisavaid hinnasignaale varustuskindluse tagamiseks ning võimsusmehhanisme ei ole vaja. See tähendab siiski võrreldes tänasega perioodilisi kõrgeid elektri hindu ning hinnatundlikuma tarbimise (nt tööstustarbimine) nihutamist või vähendamist teatud perioodidel. Selline lahendus peaks siiski olema ühiskonnale kokkuvõttes soodsam võrreldes võimsusturuga, kuna tootmisvõimsusi on ainult nii palju, kui tarbijad on nõus elektrienergia eest maksma. Lisaks on oluline turudisaini stabiilsus – kui otsustada energiaturu kasuks, siis tuleb see hoida kindlana pika perioodi jooksul.

Et soodsates turutingimustes võivad antud tootmisvõimsused olla kättesaadavad pikema aja jooksul kui analüüsis eeldatud. Lisaks eeldatakse väävlipüüduritega varustatud Narva Elektri- jaamade plokkide järk-järgulist sulgemist vahemikus 2020 kuni 2024. Tegemist on konservatiivse eeldusega, kuna antud ploki võivad keskkonnapüüduritest lähtudes kauem töös olla. Reaalsuses sõltub vanade elektri- jaamade töös hoidmine turutingimustest – kas elektri- jaama hoolduse ja vajalike investeeringute kulud on võimalik elektriturult tagasi teenida. Eleringi ülesandeks on vaadelda varustuskindluse seisukohalt raskeid olukordi ning sellest tulenevalt on kasutatud konservatiivseid elektri- jaamade sulgemise eeldusi.

Alates aastast 2020 on Eestil praeguste plaanide järgi üle 2000 MW välisühendusi⁵. See tähendab suuremat impordivõimekust, kui selleks perioodiks prognoositav Eesti tiputarbimine, mistõttu potentsiaalne kohalike tootmisvõimsuste sulgemine ei valmista tavaolukorras varustuskindlusele probleeme. Varustuskindluse seisukohast on oluline vaadata ka süsteemi avariiolekordi. Käesolevas analüüsis on vaadeldud häiringu olukorda N-1-1⁶, kui süsteemi kaks suurimat elementi on tööst väljas. Aastal 2031 on praeguse teadmise järgi Eesti süsteemi kaks suurimat elementi merekaabel EstLink 2 ning üks Eesti-Läti ülekandeliinidest. Sellises olukorras väheneb Eesti välisühenduste võimsus ja sellest ka impordivõime 1050 MW-ni - Lätist 700 MW ning Soomest 350 MW. Selles olukorras on varustuskindlus samuti tagatud kogu vaadeldaval perioodil. Lisaks on tagatud ka 10% varu tarbimise kiirema kasvu rahuldamiseks. Joonis 31 illustreerib varustuskindluse seisundit N-1-1 olukorras, kus kaks elektrisüsteemi suurimat elementi on tööst väljas. Joonisele on kantud ka 150 MW ulatuses Eleringi avariireservelektri- jaamad, mis tavaolukorras pakuvad elektrisüsteemi jaoks vajalikke reserve, kuid N-1-1 olukorras vähenenud reservide vajaduse⁷ tõttu saab 150 MW lugeda tootmisvõimsuste alla.



6 Elektriturg

6.1	ÜLEKANDEVÖIMSUSTE ARVUTAMISE JA JAOTAMISE PÕHIMÕTTED	71
6.1.1	Ülekandevõimsuste arvutamise põhimõtted	72
6.1.2	Ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted	72
6.2	PIKAAJALISED INSTRUMENDID ÜLEKANDEVÖIMSUSTE JAOTAMISEKS	72
6.3	HINNARISKI MAANDAMISE INSTRUMENDID EESTIS	73
6.4	PÕHJA-BALTIKUMI ÜHINE REGULEERIMISTURG	74

- ***Turgude peatüki esimene osa käsitleb piiriüleste võimsuste arvutamise ja jaotamise peamisi printsiipe. Seletatakse lahti koordineeritud netoülekandevõimsuse põhise ning voopõhise võimsuste arvutamise olemus.***
- ***Peatüki teine osa annab ülevaate võimalustest piirkondadevahelise hinnariski maandamiseks elektriturul. Alampunktidena on välja toodud erinevate finantsinstrumentide kirjeldused ning nende kasutusala Eestis.***
- ***Kolmandas peatükis on juttu Baltikumi koordineeritud bilansipiirkonna moodustamisest, Baltikumi bilansihalduse harmoniseerimisest ning Põhja-Baltikumi reguleerimisturgude ühendamisest ning selle tegevuskavast.***

6.1 ÜLEKANDEVÖIMSUSTE ARVUTAMISE JA JAOTAMISE PÕHIMÕTTED

Euroopa Komisjon on võtnud eesmärgiks kasutada ülekandevõimsuse jaotamisel vaid turupõhiseid lahendusi ning mitte anda eelseid üksikutele turuosalistele. Selline lähenemine tõhustab konkurentsi ning suurendab läbipaistvust, mis on vajalik uute investeerimisotsuste tegemiseks. Elering kui süsteemihaldur vastutab piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise eest ning teeb seda vastavalt Euroopa Liidu määrustele ja Eesti elektrituruseadusele. Piiriüleste ülekandevõimsuste arvutamise ja jaotamise põhimõtted on reguleeritud Euroopa Liidu määrusega nr 714/2009 ja CACM võrgueeskirjaga.

Süsteemihalduri kohustus on tagada ülekandevõimsuste jaotamisel süsteemi varustuskindlus. Vastavalt Eesti võrgueeskirjale lubab süsteemihaldur elektrienergia impordi teistest elektrisüsteemidest ja ekspordi teistesse elektrisüsteemidesse ning samuti transiiti põhivõrguettevõtja elektrivõrgu kaudu sellisel määral ning tingimustel, mis otseselt ei kahjusta riigi elektrisüsteemi, ei tekita lisapiiranguid elektri sisetarbimisele ega halvenda riigi elektrisüsteemi tarbijate varustuskindlust ja elektrienergia kvaliteeti. Kuna elektrisüsteemid on seotud ka teiste riikide süsteemidega, siis parima tulemuse saavutamiseks peavad süsteemihaldurid tegema koostööd juba pikaajaliste plaanide koostamisel nii regionaalselt kui ka üle Euroopa. Eesti elektrisüsteem on ühendatud Soome, Venemaa ja Lätiga ning tänu ühendustele ja rakendatavatele jaotuspõhimõtetele on teiste riikide turuosalistele loodud võimalus kaubelda Eestis ning Eesti turuosalistel võimalus kaubelda naabersüsteemides.

6.1.1 ÜLEKANDEVÕIMSUSTE ARVUTAMISE PÕHIMÕTTED

Piiriülese võimsuse arvutamine toimub võrgu füüsiliste ja elektriliste näitajate põhjal. Euroopas kasutatakse koordineeritud netoülekandevõimsuse põhist (CNTC) ja voopõhist (flow-based) meetodit. Balti riikides ja Põhjamaades kasutatakse CNTC meetodit, kuid tulevikus tuleks CACM määruse kohaselt eelistada voopõhist arvutusmeetodit.

CNTC meetodi puhul määratletakse omavahel külgnevate pakkumiskiirkondade vaheline maksimaalne võimalik ülekandevõimsus, mis antakse turuosaliste käsutusse piiriüleseks energiakaubanduseks. Selleks arvutatakse esmalt piiriüleste liinide bruto ülekandevõimsus (inglise keeles Total Transfer Capacity ehk TTC), mis leitakse lähtuvalt võrgu tehnilistest parameetritest, arvestades võrgueeskirjas toodud töökindluse nõuetega. Nimetatud nõuetest on olulisemad nn N-1 ja N-2 kriteeriumid. Seejärel arvutatakse ülekandevõimsuse varu (inglise keeles Transmission Reliability Margin ehk TRM), arvestades ettenägematuid asjaolusid nagu planeerimata ringvoolud, mõõtesüsteemi mõõtevead ning avariilised süsteemihaldurite vahelised tärned. Varu leidmisel on oluline naabersüsteemide süsteemihaldurilt saadav info ning eelnev planeerimise kogemus. Bruto ülekandevõimsusest lahutatakse ülekandevõimsuse varu, mille tulemusena saadakse neto ülekandevõimsus (inglise keeles Net Transmission Capacity ehk NTC). Arvutatud ülekandevõimsused koordineeritakse naabersüsteemihalduriga, seejuures antakse turule alati madalam arvutatud väärtus.

Voopõhise meetodi puhul võetakse arvesse iga võrguelemendi andmeid maatriksina. Pakkumiskiirkondade vahelist energiaülekannet hakkavad piirama kriitilised võrguelemendid ja elektrienergia ülekandmise jaotustegurid (st milliseid liine pidi füüsiline elektrivoog jaotub). 2016. aasta alguses algatasid Balti süsteemihaldurid uurimuse hindamiseks voopõhise meetodi kasutuselevõttu Baltikumis. Seejuures tuleb analüüsis arvesse võtta Balti riikide kuulumist Venemaa, Valgevene ja Ukrainaga ühtsesse sagedusalasse.

6.1.2 ÜLEKANDEVÕIMSUSTE JAOTAMISE PÕHIMÕTTED

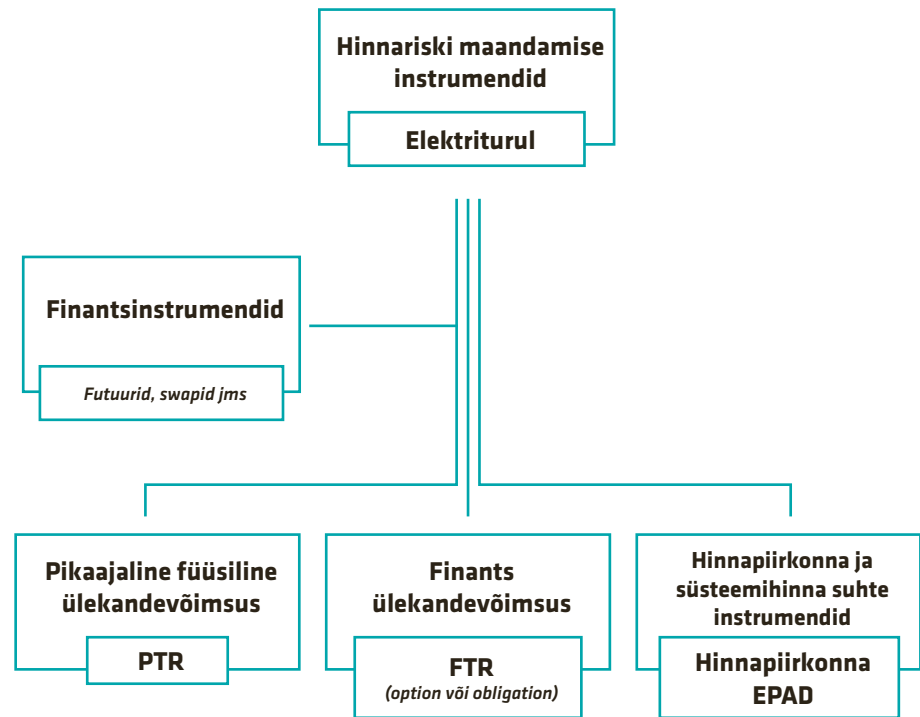
Nii Eesti Soome kui ka Eesti Läti piiril garanteerivad süsteemihaldurid kogu pakkumiskiirkondade vahelise NTC andmise Nord Pool elektribörsile järgmise päeva kaubanduseks. Pärast järgmise päeva kaubandust kasutamata jäänud saadaolev ülekandevõimsus pakutakse päevasisesele turule. Nord Pool kasutab võimsuse jaotamiseks implicit oksjoni meetodit, mille tulemusena liigub elektrienergia piirkondade vahel alati madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda. Juhul kui hinnapiirkondade vahel tekib hinnaerinevus, saavad süsteemihaldurid selle eest nn pudelikaelatulu, mis investeeritakse täiendavate ühenduste loomiseks.

Eesti ja Soome piiriülese võimsuse arvutamise ja jaotamise reeglid on kokku lepitud 2013. aasta novembris allkirjastatud Eleringi ja Fingridi vahelises „Soome ja Eesti vahelise ühenduse kasutamise ja hooldamise lepingus“. Eesti ja Läti vahelise ülekandevõimsuse arvutamise ja jaotamise täpsed reeglid on kokku lepitud 11. novembril 2015. kolmepoolselt Balti riikide süsteemihaldurite vahel regulaatorite heakskiidu saanud metoodikas („Terms, Conditions and Methodologies on Cross-Zonal Capacity Calculation, Provision and Allocation within the Baltic States and with the 3rd Countries“).

6.2 PIKAAJALISED INSTRUMENDID ÜLEKANDEVÕIMSUSTE JAOTAMISEKS

Elektrihinna muutumise risk puudutab kõiki elektrituru osalisi. Kui elektri hinna ootamatud kõikumised mõjutavad turuosaliste likviidsust või on vaja võlausaldajatele garanteerida teatud rahavoog, fikseerivad turuosalised oma elektri hinna süsteemihinna finantsinstrumentidega (futuuridega). Nimelt toimib elektrikaubandusega käsikäes ka finantstehingute turg. Turuosalistele pakutakse erinevaid finantsteenuseid selleks, et vähendada füüsilise elektribörsi hinnakõikumiste ehk volatiilsusriski. Süsteemihinnaga seotud futuuri soetamine aga ei maanda kõiki riske – jääb risk hinnaerinevusele süsteemihinna ja hinnapiirkonna hinna vahel. Selleks, et riskid maandada, saab kasutada PTR-e, FTR-e ja EPAD-e.

Finantsinstrumendi (futuurid, swapid jms) tehingud tehakse tavaliselt süsteemihinna vastu ning seejuures ei arvestata elektrisüsteemi erinevate tehniliste piirangutega. Nord Pool hinnapiirkondades on järgmise päeva kauplemisel tekkivate hinnariskide maandamiseks loodud võimalus sõlmida finantstehinguid pikemaajaliselt, üks nädal kuni kümme aastat ette.



Hinnapiirkonna EPAD¹¹ (Electricity Price Area Difference) puhul on tegemist NP elektribörsi järgmise päeva hindadel põhineva finantsinstrumendiga, mis ei ole samuti seotud tegeliku füüsilise ülekandevõimsusega. Kuna Eesti hinna volatiilsus on peamiselt sõltuv Eesti ja naabersüsteemide toimivusest, siis on tulevikutehingutele täiendavalt efektiivsemaks riskimaandamise vahendiks kauplemispiirkonna EPAD, mis seob omavahel NP süsteemihinna ja Eesti hinnapiirkonna hinna.

FTR (Financial Transmission Right) näol on tegemist finantsinstrumendiga, aga FTR initsieerib süsteemihaldur ülekandevõimsuse alusel. Võttes arvesse ülekandevõimsust, pakub süsteemihaldur turuosalistele võimalust fikseerida piirkondadevaheline hinnaerinevus, kuid ei müü seejuures tegelikku ülekandevõimsust. Seega on ühendusvõimsused maksimaalselt börsi kasutuses, mis tagab samade ostu- ja müügipakkumiste korral hinnapiirkondades minimaalsed hinnaerinevused erinevate piirkondade vahel. FTR-de alusvaraks on hinnapiirkondade hindade erinevusest tulenev ülekandevõimsuse jaotamise tulu. Seejuures eristatakse FTR-obligation ja FTR-option, kus erinevus seisneb FTR ostnud turuosalise kohustuses maksta süsteemihaldurile, kui hinnapiirkondade hinnaerinevus osutub vastupidiseks prognoosituks.

PTR (Physical Transmission Right) puhul korraldavad põhivõrguettevõtjad teatava regulaarsusega oksjoneid (explicit auction), mille käigus müüakse turuosalistele pikaajaliselt ette (näiteks aasta, kvartal, kuu) osa piiriülesest võimsusest. Seega saab turuosaline õiguse transportida elektrit ühest piirkonnast teise fikseeritud ülekande hinnaga ning teha piiriüleseid elektrit ostu-müügi tehinguid ka kahepoolsete lepingute alusel väljaspool börsi. PTR müüjaks saavad olla ainult süsteemihaldurid, kelle omanduses vastavad ülekandeliinid on. Kuna sama ülekande võimsust ei saa kasutada samas suunas kaks korda, siis tuleb samas ulatuses vähendada turu kasutusse järgmise päeva tehinguteks antavat ülekandevõimsust.

6.3 HINNARISKI MAANDAMISE INSTRUMENDID EESTIS

Eesti ja Soome piiril pikaajalisi ülepiirilise võimsuse tooteid süsteemihaldurite poolt ei pakuta, sest nii Eesti kui Soome piirkonnas on turuosalistel võimalik maandada ülekanderiski kahe hinnapiirkonna vahel EPAD finantsinstrumendiga. Finantsturgu korraldab Põhjamaades NASDAQ OMX Commodities Europe's Financial Market. Seejuures Nasdaq OMX Commodities turul pakutakse Eesti hinnapiirkonna turuosaliste jaoks EPAD Tallinna alates 2012. aastast ning Lätis EPAD Riga alates 2014. aastast.

Limiteeritud-PTR. Limiteeritud-PTR erinevad n-ö tava PTR limiteerivate tingimuste poolest. Limiteeritud tingimused võimaldavad oksjonil osaleda vaid Nord Pool elektribörsil Baltikumi mõnes hinnapiirkonnas turuosalisena registreerunud kauplejal ehk piiratakse spekulantide osalemist oksjonitel. Teiseks ei ole võimalik Limiteeritud-PTR võimsust füüsilise võimsusena kasutada vaid kehtib kohustus toode põhivõrguettevõtjatele tagasi müüa. Tagasimüügi hind on seotud piirkondade hinnavahega, ehk siis toode võimaldab Eestist ostes/tootes müüa energia fikseeritud tasuga (oksjoni hind) Lätis ja/või Leedus. Kuna Limiteeritud-PTR lepingute täitmiseks füüsiliselt võimsust nomineerida ei ole võimalik, siis tagab vastav lahendus maksimaalse ülekandevõimsuste jaotamise järgmise päeva turul. Edasi antakse kogu vabaks jäänud võimsus päevasisesele turule. Rohkem infot Limiteeritud-PTR kohta leiab Eleringi veebilehel.

2015. aasta lõpus kiitsid liikmesriigid heaks pikaajalise võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskirja (inglise keeles Forward Capacity Allocation ehk FCA) eelnõu, millega kehtestatakse pikaajaliste võimsuse jaotamise suunised. Pikaajaliste toodetega kauplemise ühtlustamiseks luuakse üle-euroopaline pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise ühtne platvorm (inglise keeles Single Allocation Platform ehk SAP). Võrgueeskirja eelnõu kohaselt peaks SAP alustama tööd umbes kolm aastat peale võrgueeskirja jõustumist ehk 2019. aastal. Sellele vaatamata on olnud arengud kiired üleeuroopaliste pikaajaliste ülekandevõimsuste jaotamise harmoniseeritud reeglite HAR (Harmonized Allocation Rules) väljatöötamisel. Nimelt FCA võrgueeskirja varajase juurutamise projekti raames koostas ja väljastas ENTSO-E 2015. aasta suvel HAR-i, mis sai ka Eesti regulaatori heakskiidu. HAR reeglid koos piirkondlike lisadega kehtivad pikaajalistele ülekandevõimsuste instrumentidele (sh Limiteeritud PTR-le) alates 1. jaanuarist 2016.

6.4 PÕHJAMAADE-BALTIKUMI ÜHINE REGULEERIMISTURG

Valmistamaks ette Elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskirja nõuete rakendamist algatati ENTSO-E poolt vastavate pilootprojektide läbiviimist eesmärgiga analüüsida reguleerimisreservide alase koostöö¹³ arendamise võimalusi Põhjamaade ja nende naaberriikide vahel sh hinnates selle mõju varustuskindluse ning majandusliku tõhususe suurendamise aspektist.

Ühena mitmest valmis 2014. aastal Baltikumi ja Soome süsteemihalduri ühistöö tulemusena reguleerimisreservide alast koostööd käsitlev uuring, mille eesmärgiks oli välja selgitada võimalused Põhjamaade ja Balti riikide vaheliseks ülepiiriliseks koostööks ning kaardistada võimalused liikumaks ühise Põhjamaade-Balti reguleerimisturu poole. Teostatavuse uuringus toodi välja neli peamist sammu, mis süvendaksid järk-järgult reguleerimisreservide alast koostööd Põhjamaade ja Balti riikide vahel lõppeesmärgiga luua ühine Põhjamaade-Balti reguleerimisturg. Selleks toimub:

- Süsteemihalduritevahelise koostöö edasiarendamine, sh uute võimaluste loomist reserv võimsuste kasutamisel ning koostöö põhimõtete harmoniseerimist;
- Balti riikide ühise koordineeritud bilansipiirkonna (CoBA - Coordinated Balancing Area) kontseptsiooni defineerimine ja moodustamine;
- Põhjamaade ja Balti riikide reguleerimisturgude vahelise koostöö süvendamine valmistamaks ette ühise reguleerimisturu loomist; ja
- Ühise Põhjamaade-Balti reguleerimisturu loomine.

2015. aasta mais kiideti Balti- ja Põhjamaade süsteemihaldurite juhtide poolt heaks Põhjamaade ja Balti elektrisüsteemide vahelise reguleerimisreservide alase koostöö edasiarendamise kokkulepe ning koostati lähteülesanded aastateks 2015-2016. Eesmärkideks seati:

I. Baltikumi koordineeritud bilansipiirkonna loomine koos ühise reguleerimisturuga, sh:

- Balti elektrisüsteemi kui terviku koordineeritud juhtimise põhimõtete väljatöötamine;
- Bilansihalduse korra harmoniseerimine bilansihalduritele, sisaldades mh ühtset bilansi portfelli arvu ning bilansienergia hinnaarvutamise meetodikat;
- Ühiste reguleerimisturu reeglite sh standardtoodete defineerimine, ühise reguleerimis pakkumiste nimekirja (inglise keeles Common Merit Order List, CMOL) kontseptsiooni kirjeldamine koos ühesuguste reguleerimispakkumiste aktiveerimise protseduuridega ning vajalike IT süsteemide arendamine ja väljatöötamine.

12 <http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/power>

13 Siinkohal peetakse silmas käsitsi aktiveeritavate sageduse taastamise reservvõimsusi (mFRR - manual Frequency Restoration Reserves)

II. Kolmandate riikide reguleerimisreservide kasutamise ja vahendamise põhimõtete väljatöötamine;

III. Põhjamaade ja Baltimaade süsteemihaldurite reguleerimisreservidealase koostöö süvendamine, sh:

- Eesti-Soome süsteemihaldurite reguleerimisreservide alase koostöö edasi arendamine ja koostöö põhimõtete laiendamine Leedu-Rootsi vahele (NordBalt);
- Põhjamaade ja Baltikumi ühise CMOL kontseptsiooni väljaarendamine sh CMOL vahendamine koos ühiste pakkumiste aktiveerimise ja aktiveeritud pakkumiste selgitamise põhimõtetega;

IV. Põhjamaade ja Baltikumi reguleerimisturgude ühendamine.

Süsteemihaldurite poolt kokkulepitud ajakava kohaselt alustavad Balti riigid ühise koordineeritud bilansipiirkonnana tegevust eelnevalt loetletud põhimõtetele 2018. aasta alguses. Balti- ja Põhjamaade ühine reguleerimisturgu plaanitakse kava kohaselt aastal 2020.

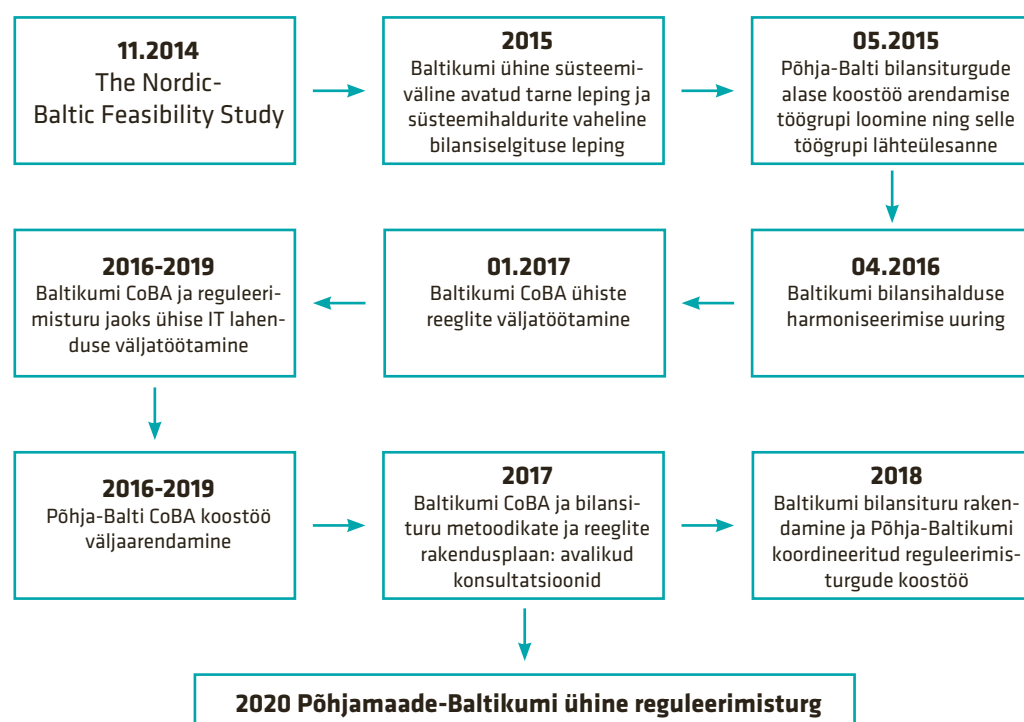
Baltikumi koordineeritud bilansipiirkonna kontseptsioon võtab võrgueeskirja nõuded aluseks, kuid seejuures lähtub ka sünkroonolapõhisest tööst ja koostöö edasiarenduse perspektiivist Põhjamaadega läbi asünkroonsete ühenduste.

Ühise reguleerimisturu alustalaks on bilansihalduse reeglite harmoniseerimine koordineeritud bilansipiirkonna lõikes. Eesmärgiks on luua ühesed, läbipaistvad ning võrdse kohtlemise põhimõtteid järgiva koordineeritud bilansipiirkonna siseselt rakendatavad tingimused. Baltikumis tegutsevate bilansihaldurite bilansiselgituse harmoniseerimisel on eesmärgiks saavutada Baltikumi siseselt ühine seisukoht muuhulgas näiteks alljärgneva osas:

- Bilansiportfelli mudeli valik – eraldi bilansid ja eabilansi arvestamine planeeritud tootmisele ja tarbimisele või ühine agregeeritud bilansiportfelli mudel;
- Bilansihalduri eabilansi arveldus kahe või ühe bilansenergia hinnasüsteemi näol;
- Bilansiteenus sisalduvate kulude arvestamine;
- Ühesuguse bilansenergia hinna arvutamise meetoodika ning bilansiteenuse tasude kujundamine;
- Garantiide esitamise ja haldamise kord.

Selleks hankis Elering bilansihalduse harmoniseerimise uuringu. Uuringu käigus analüüsiti konsultatsioonifirma poolt (koostöös Eesti, Läti ja Leedu süsteemihalduritega) võimalusi Baltikumi ühise bilansihalduse mudeli harmoniseerimiseks. Nimetatud uuring valmis 2016. aasta aprillis. Otsus harmoniseeritud Baltikumi bilansihalduse mudeli osas langetatakse süsteemihaldurite poolt aasta lõpuks mudeli jõustumisega alates aastast 2018.

Joonis 36
Baltikumi ühtse
reguleerimisturu horisont



7 Varustuskindlust toetavad Eleringi teadus- ja arendustegevusprojektid

- *Eleringi eesmärgid teadus- ja arendustegevuse korraldamisel on aidata kaasa energia varustuskindluse tagamiseks läbi rakendusuuringute ja tootearenduse teostamise, panustada enam rahalist ja inimressurssi teadus- ja arendustegevustesse ning suurendada teadlikkust energeetika sõlmküsimustest.*

MIGRATE – Massive InteGRATION of large power Electronic devices

2015. aastal sai positiivse rahastusotsuse Euroopa põhivõrguettevõtjate ja teiste partnerite ühisprojekt MIGRATE. Projekti rahastatakse Euroopa Liidu programmist Horizon2020 ja see teostatakse aastatel 2016-2019. Projekti eesmärgiks on välja töötada ja valideerida uusi tehnilisi lahendusi, mis on tarvilikud üleeuroopalise elektrisüsteemi juhtimiseks olukordades, kus läbi konverterite ühendatud tootmisüksuste osakaal on enamuses või kuni 100%. Projekti raamistikus vaadeldakse lühi- ja pikaajalist ajahorisont. Lühemas perioodis on vaatluse all tänapäeva elektrisüsteem ja selles vajaminevad tehnilised lahendused, mille abil on võimalik toime tulla läbi konverteri ühendatud tootmisüksuste hulgaga. Käsitletakse nii süsteemi stabiilsuse, releekaitse, laiseire kui ka elektri kvaliteediga seotud temaatikaid. Pikemas perspektiivis on vaatluse all olukorrad, kus läbi konverterite ühendatud tootmisüksuste osakaal on 100%. Eesmärk on välja töötada uudeid juhtimisalgoritme ja lähenemisviise, millega see kõik võimalikuks teha.

Eesti elektrivõrgu koormuste staatilised ja dünaamilised karakteristikud

Projekti sisuks on määratleda Eesti põhivõrgu alajaamade koormuste staatilised ja dünaamilised ping- ja võimalusel sageduse sõltuvuse karakteristikud keskpinge liitumispunktides ja/või 110 kV pingel liitumisalajaamades. Nende karakteristikute määratlemine võimaldab täpsemini teostada võrguarvutusi ning seeläbi analüüsida ja plaanida elektrivõrgu talitlust. Arvutuste tulemusena on täpsemini võimalik määrata liinide läbilaskevõimeid, elektrisüsteemi dünaamilisi piire ning muid stabiilsusega seotud küsimusi. Olulisel kohal projektis on reaalse teadmiste teostamine Eleringi alajaamades ning aastate jooksul SCADA vahendusel kogutud mõõteandmete kasutamine. Lisaks tuleb koormuste dünaamiliste karakteristikute määratlemisel kasutada ka kvaliteedialanalüsaatorite, häiresalvestite ja laiseiresüsteemi vahendusel saadavaid andmeid. Mõõteandmete alusel analüüsitakse koormuse omadusi ning koostatakse Eesti elektrisüsteemi alajaamade koormuste staatilised ja dünaamilised karakteristikud arvestades arvutustarkvarade PSCAD ja PSS/E tehnilisi nõudeid. Projekti raames määratletakse teaduslikke meetodeid kasutades ülekandevõrgu koormuste määratlemise metoodika ning rakendatavus Eesti elektrisüsteemi kontekstis. Hinnatakse karakteristikute erinevate parameetrite määramise aluseid ning võimalusi saadaval olevate mõõteandmete alusel. Olulisel kohal projektis on kasutatavate koormusmudelite ja uute väljatöötatavate mudelite omavaheline võrdlus ning analüüs. Projekt tuleneb otseselt vajadusest täpsustada võrguarvutuste teostamiseks kasutatavaid mudeleid. Praegusel ajal kasutatavad koormuse mudelid on suhteliselt üldised ning ei kajasta tänapäeva alajaamade koormuste füüsilisi omadusi.

Samuti ei ole varem Eesti ülekandevõrgu tasemel koormuste dünaamilisi karakteristikuid määratletud. Täpsemate mudelitega on võimalik täpsemalt hinnata Eesti elektrisüsteemi talitlust ning seeläbi tagada suuremad võimsusvood süsteemi siseselt ja süsteemide vahel ning analüüsida süsteemi stabiilsuse varu.

Vananevate juhtmete füüsilised omadused

Projekti raames uuritakse nõukogudeaegsete õhuliinide juhtmeid, et selgitada välja nende seisukord ehk nõ jääkväärtus ja Euroopa normide kohaselt juhtmetele antud tehnilised parameetrid, et oleks tagatud laserskaneerimisel kogutud andmete korrektne järeltöötlus ning ümberarvutatud juhtmeripete usaldusväärsus etteantud juhtme-temperatuuridel. Positiivsete uurimistöö tulemuste korral saab Elering väljatöötatava meetodika alusel hinnata liinijuhtmete mehaanilist seisukorda ja kasulikkude eluiga ning seeläbi planeerida vastavalt reaalsele olukorrale finantsiliselt optimaalset liiniehitus ja -rekonstrueerimistööid.

WAMS süsteemi analüüs ja arendamine

Projekti eesmärgiks on uurida WAMS süsteemi rakendusi ja võimalikke arendussuundasid tuleviku tarvis ning arendada Eleringis olemasolevat süsteemi kõige optimaalsemal viisil. Eesmärgiks on vaadelda laimõotesüsteemi võimalusi laiujuhimissüsteemi arendamiseks, millega oleks võimalik parendada süsteemi operatiivplaneerimist, juhtimist ja kaitset. Projekt annab ülevaate juhtimissüsteemi uuest kontseptsioonist ning peab andma vastuse, millised peavad olema nimetatud süsteemi parameetrid, et neid juurutada Eleringi juhtimissüsteemi. Uurimistöö üheks osaks on ka avariitõrjeautomaatika rakendused WAMS/WAMPAC süsteemi baasil.

Elekter- ja gaastranspordi sotsiaalmajanduslik mõjuanalüüs

Projekti eesmärgiks on hinnata elekter- ja gaastranspordile ülemineku sotsiaalmajanduslikke mõjusid Eesti ühiskonnale. Elekter- ning gaastranspordile ülemineku all peetakse silmas transpordi arendusprojekte või arengustsenaariumeid, mis võivad Eestis realiseeruda aastaks 2030, mille tulemusena elektri ja/või gaasi kui transpordikütuse osakaal transpordikütuste bilansis suureneks oluliselt 2014. aastaga võrreldes. Töö tulemuseks on Eesti transpordisektori arengustsenaariumide sotsiaalmajanduslik analüüs, hinnang nende mõjust elektri ja gaasi tarbimise kasvule ning soovitusel Eleringile Eesti transpordisektori arengute valguses.

Kaabelvõrgud ja nende mõju ülekandevõrgu talitlusele

Projekti sisuks on määratleda kaablvõrkude kasutamise kaasnevad kitsaskohad elektrivõrgu plaanamise ja analüüsi seisukohast. Vaatluse all on ülekandevõrkude kaabelliinide (110 kV ja 330 kV) modelleerimise põhimõtted arvutus-tarkvarades PSCAD ja PSS/E. Eesmärgiks on analüüsida Tallinna ja Tartu ülekandevõrkudes kaablitele ülemineku tehnilisi asjaolusid ning määratleda põhimõtted, millest peab lähtuma tulevikus. Samuti on oluliseks uurimuse objektiks Eleringi võrguga liituvate tarbijapaigaldiste (sh tuuleelektrijaamad) mõju ülekandevõrgu talitlusele. Hinnatakse ja analüüsitakse aset leidvate siirdeprotsesside mõju ja nende leevendamise meetodeid. Projekti tähtsaks osaks on üle-kandevõrkudes kasutatavate kaabelliinide modelleerimise põhimõtete analüüs ja modelleerimine Eleringis kasutatavates võrguarvutustarkvarades.

Nõudluse juhtimise kasutatavus elektrituru paindlikkuse suurendamiseks

Uuringu eesmärk on soovitude andmine nõudluse juhtimise (DSR – demand side response) eeliste ärakasutamiseks, et tagada Eesti elektrisüsteemi pikaajaline varustuskindlus, toimiv energiaturg ning taastuvenergiaallikate integreerimine. Pakutakse välja DSR mehhanismid, mis on suurima sotsiaalmajandusliku kasuga keskpikas ja pikas perioodis ning mis arvestavad pidevalt muutuvat keskkonda. Tarbimise juhtimise rakendamine on Eleringi jaoks oluline energiaturu arendamise ja süvendamise ning süsteemijuhtimise eesmärgil (võimsusreservide hankimiseks desünkroniseerimise korral, süsteemi bilansi reguleerimiseks, võrgupiirangute juhtimiseks, võimalus teha hinnasignaali põhjal tarbimisotsuseid).

8 LISA 1. TOOTJATE POOLT ESITATUD ANDMED

Elektrijaama (EJ) nimi	Plokk	Tootmiseadme tüüp	Kütus	2015	2016	Vahe	Kommentaar
Eesti Elektrijaam	TG1	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektrijaam	TG2	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektrijaam	TG3	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektrijaam	TG4	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektrijaam	TG5	kondens	põlevkivi	173	173	0	
Eesti Elektrijaam	TG6	kondens	põlevkivi	173	173	0	
Eesti Elektrijaam	TG7	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektrijaam	TG8	kondens	põlevkivi	194	194	0	
Balti Elektrijaam	TG9	kondens	põlevkivi	0	0	0	
Balti Elektrijaam	TG10	kondens	põlevkivi	0	0	0	
Balti Elektrijaam	TG11	KTJ	põlevkivi	192	192	0	
Balti Elektrijaam	TG12	kondens	põlevkivi	130	130	0	
Auvere Elektrijaam	CFB1	kondens	põlevkivi	0	270	270	
Iru Elektrijaam	TG1	koostootmisplakk	maagaas	62	0	-62	Ploki sulgemine
Iru Elektrijaam	TG2	koostootmisplakk	maagaas	94	94	0	
Iru Elektrijaam Jäätmeplakk	TG3	koostootmisplakk	prügijätmed	17	17	0	
Enefit		Jääksoojust kasutav auruturbiin-generaator	Põlevkivi	11,25	18,2	6,95	
Lõuna SEJ	Turbiin 1	koostootmisturbiin	generaatorgaas	7	7	0	
Põhja SEJ	Turbiin 1	kondensatsiooniturbiin	generaatorgaas	24	27	3	Andmete täpsustumine
Põhja SEJ	Turbiin 2	koostoomis-kondensatsiooniturbiin	generaatorgaas	10	11	1	Andmete täpsustumine
Põhja SEJ	Turbiin 3	kondensatsiooniturbiin	generaatorgaas	9	9	0	
Põhja SEJ	Turbiin 4	koostootmisturbiin	generaatorgaas	7	7	0	
Põhja SEJ	Turbiin 5	koostoomis-kondensatsiooniturbiin	generaatorgaas	28	31	3	Andmete täpsustumine
Sillamäe SEJ	Turbiin 1	koostootmisplakk	Põlevkivi	5,5	5,5	0	
Sillamäe SEJ	Turbiin 2	koostootmisplakk	Põlevkivi	4,5	4,5	0	
Sillamäe SEJ	CHP	gaasimootor	Maagaas	5,75	5,75	0	
Tallinna elektrijaam	Turbiin 1	koostootmisplakk	biomass	21	21	0	
Väo elektrijaam II	Turbiin 1	koostootmisplakk	biomass	0	0	0	
Tartu elektrijaam	Turbiin 1	koostootmisplakk	biomass	22,1	22,1	0	
Pärnu Elektrijaam	Turbiin 1	vasturõhu turbiin	biomass	20	20,5	0,5	Andmete täpsustumine

Elektrijaama (EJ) nimi	Tootmiseadme tüüp	Kütus	2015	2016	Vahe
Ahtri tn koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,60	0,60	0
Aravete Biogaas OÜ	gaasimootor	biogaas	2,00	2,00	0
Biomax Selja	gaasimootor	puiduhake	0,15	0,15	0
Tallinna prügila koostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	1,94	1,94	0
Horizon tselluloosi ja paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõttudega	must leelis	10,00	10,00	0
Endla tn koostootmisjaam	sisepõlemismootor	maagaas	0,51	0,51	0
Kunda Nordic Tsement koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	3,10	3,10	0
Kuussaare soojuse- ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	2,30	2,30	0
Põlva elektri- ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,92	0,92	0
Haldja KTJ	gaasimootor	maagaas	0,35	0,35	0
Helme koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	6,50	6,50	0
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	0,00	0,00	0
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ SEJ	koostootmisplakk	põlevkivi uttegaas	1,30	1,30	0
Painküla koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	4,30	4,30	0
Katerina SEJ	gaasimootor	maagaas	1,20	1,20	0
Paide CHP	koostootmisplakk	biomass	1,73	1,73	0
Kehra CHP	koostootmisplakk	biomass	0,00	0,00	0
Pärnu prügila EJ	gaasimootor	maagaas	0,14	0,14	0

Põltsamaa HEJ	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,19	0,19	0
Tõrva veejõud hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,00	0,00	0
Tõrve hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,06	0,06	0
Utita veski hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,00	0,00	0
Vesioina HEJ (Pärlijõgi)	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,00	0,00	0
Veskipaisu hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,05	0,05	0
Vihula hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,06	0,06	0
Õisu hüdrojaam	hüdrotootmiseseade	hüdroenergia	0,00	0,00	0
TUULEELEKTRIJAMAD			306,6	375,2	68,6
Aseriaru tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24,0	24,0	0,0
Nasva sadama tuulepark	tuulegeneraator	tuul	5,9	5,9	0,0
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	48,0	48,0	0,0
Eesti Energia Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	22,5	22,5	0,0
Sjustaka tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,2	0,2	0,0
Virtsu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,4	1,4	0,0
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	tuul	39,1	39,1	0,0
Tahkuna tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	tuul	8,0	8,0	0,0
Kopli tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Türisalu-Naage TG	tuulegeneraator	tuul	0,1	0,1	0,0
Nasva tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,6	1,6	0,0
Ojaküla tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9	6,9	0,0
Pakri Tuulepark	tuulegeneraator	tuul	18,4	18,4	0,0
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	22,5	22,5	0,0
Purtse tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Sangla Tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Tamba/Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	18,0	18,0	0,0
Tooma tuulepark	tuulegeneraator	tuul	16,0	16,0	0,0
Aulepa tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	9,0	9,0	0,0
Virtsu-1 tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,2	1,2	0,0
Virtsu-2 tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9	6,9	0,0
Virtsu-3 tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9	6,9	0,0
Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24,0	24,0	0,0
Päite-Vaivina tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Türju tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0,9	0,9	0,0
Osmussaare tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Peenra tuulepark/Torgu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	tuul	12,0	12,0	0,0
Salme tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,0	6,0	0,0
Sauga Tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Eesti Tuuleelektrijaam I etapp -Vaivara Tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Aidu Tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0,0	0,0	0,0
Aseri Wind Farm	tuulegeneraator	tuul	3,4	3,4	0,0
Sikasaare tuulepark	tuulegeneraator	tuul	2,0	2,0	0,0
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	tuul	0,0	68,6	68,6
Aburi tuulik	tuulegeneraator	tuul	1,8	1,8	0,000
PÄIKESEELEKTRIJAMAD					
Aardla 114 päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,100	0,100	0,000
Autobaas PV jaam	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,014	0,014	0,000
Palamuse Gümnaasiumi Elektrijaam	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,060	0,060	0,000
Metsaküla Piim AS	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,050	0,050	0,000
Värskla Sanatooriumi päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,000	0,015	0,015
Willipu PV jaam	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,036	0,100	0,000
Luu Metsanduskooli Päikesepaneelid	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,300	0,100	0,000
Kaavi Päikesejaam	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,055	0,100	0,000
Harku Invest Päikesepaneelid	päikeseelektrijaam	Päikeseenergia	0,090	0,100	0,000






9 LISA 2.1 TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, TALV

Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	Installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:											
1	Hüdroelektrijaamad	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
2	Soojuselektrijaamad	2308	2341	2341	2341	2341	2341	2339	2339	1719	1716	1716
3	Taastuvad energiaallikad (v.a. hüdro)	376	511	618	724	925	1217	1358	1574	1712	1827	1827
4	Kodumaine installeeritud netovõimsus (4-1+2+3+8+mikrotootjad)	2947	3115	3222	3328	3530	3822	3962	4178	3698	3813	3806
5	Mittekasutatav võimsus	438	581	688	794	996	1288	1429	1645	1784	1900	1891
	<i>konserveeritud</i>	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	<i>muud piirangud</i>	40	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
6	Plaanilised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	163	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
7	Avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	181	194	208	221	235	248	262	275	155	155	155
8	Süsteemiteenused	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
9	Lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Kasutatav võimsus (10=4-(5+6+7+8+9))	1910	2086	2072	2059	2045	2031	2016	2003	1505	1504	1505
11	Koormus (eeldatav stsenaarium)	1527	1539	1548	1560	1571	1582	1594	1605	1616	1628	1628
12	Tootmisvaru	383	547	524	499	474	449	422	398	-111	-124	-123
13	Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW	231	393	369	343	316	291	263	238	-273	-287	-286
14	Tootmisvaru (%)	25%	36%	34%	32%	30%	28%	27%	25%	-7%	-8%	-8%





10 LISA 2.2 TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, SUVI

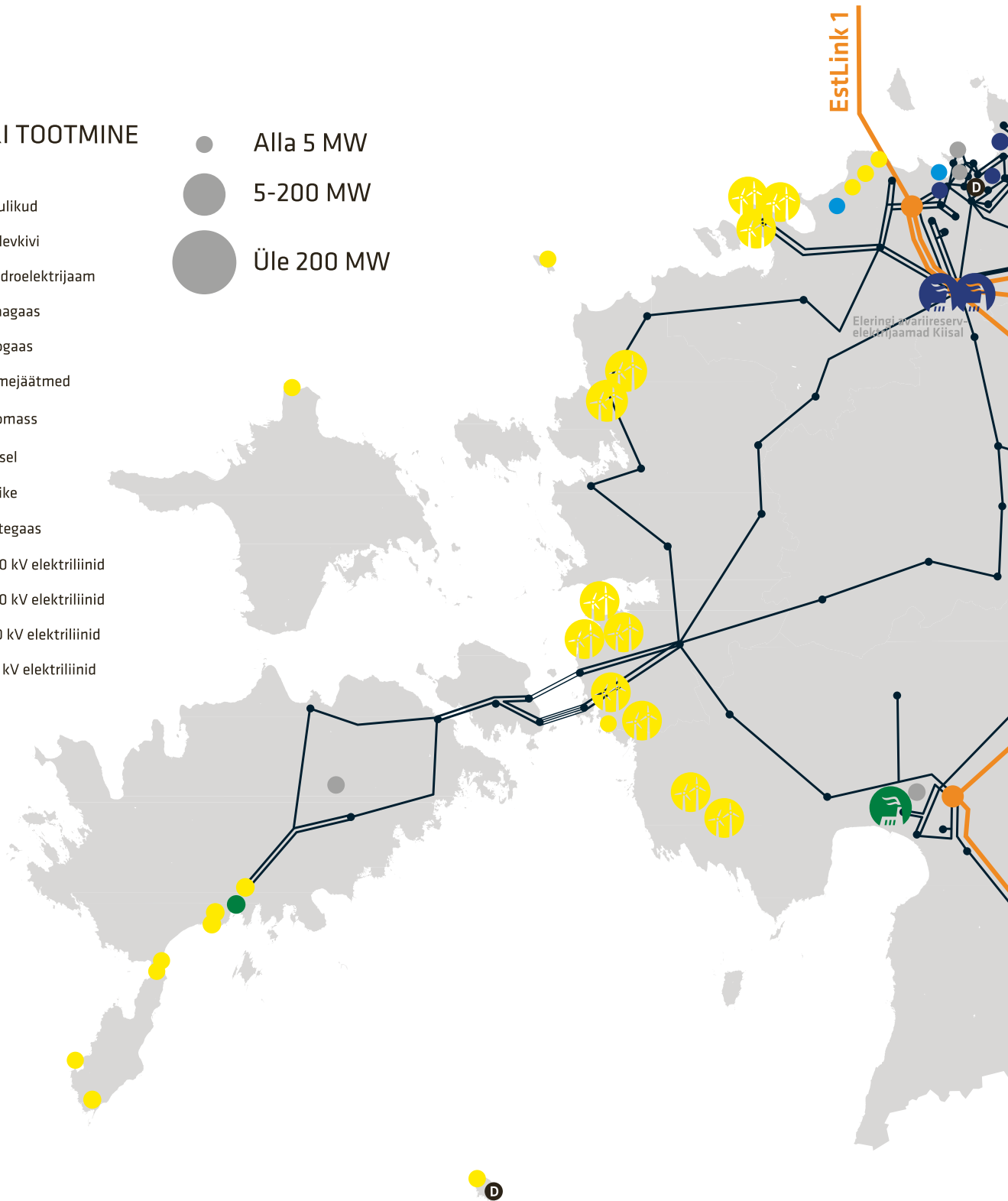
Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	Installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:											
1	Hüdroelektrijaamad	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
2	Soojuselektrijaamad	2308	2341	2341	2341	2341	2341	2339	2339	1719	1716	1716
3	Taastuvad energiaallikad (v.a. hüdro)	376	511	618	724	925	1217	1358	1574	1712	1827	1827
4	Kodumaine installeeritud netovõimsus (4-1+2+3+8+mikrotootjad)	2947	3115	3222	3328	3530	3822	3962	4178	3698	3813	3806
5	Mittekasutatav võimsus	412	1171	1279	1386	1588	1880	2021	2238	1747	1862	1852
	<i>konserveeritud</i>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	<i>muud piirangud</i>	14	14	14	14	14	14	14	14	4	4	4
6	Plaanilised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
7	Avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	175	188	202	215	229	242	256	269	147	147	147
8	Süsteemiteenused	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
9	Lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Kasutatav võimsus (10=4-(5+6+7+8+9))	1549	1136	1121	1108	1094	1080	1065	1052	993	992	996
11	Koormus (eeldatav stsenaarium)	1039	1036	1033	1035	1037	1040	1042	1044	1046	1049	1050
12	Tootmisvaru	510	100	89	73	56	41	24	8	-53	-57	-54
13	Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW	49%	10%	9%	7%	5%	4%	2%	1%	-5%	-5%	-5%
14	Tootmisvaru (%)	25%	36%	34%	32%	30%	28%	27%	25%	-7%	-8%	-8%

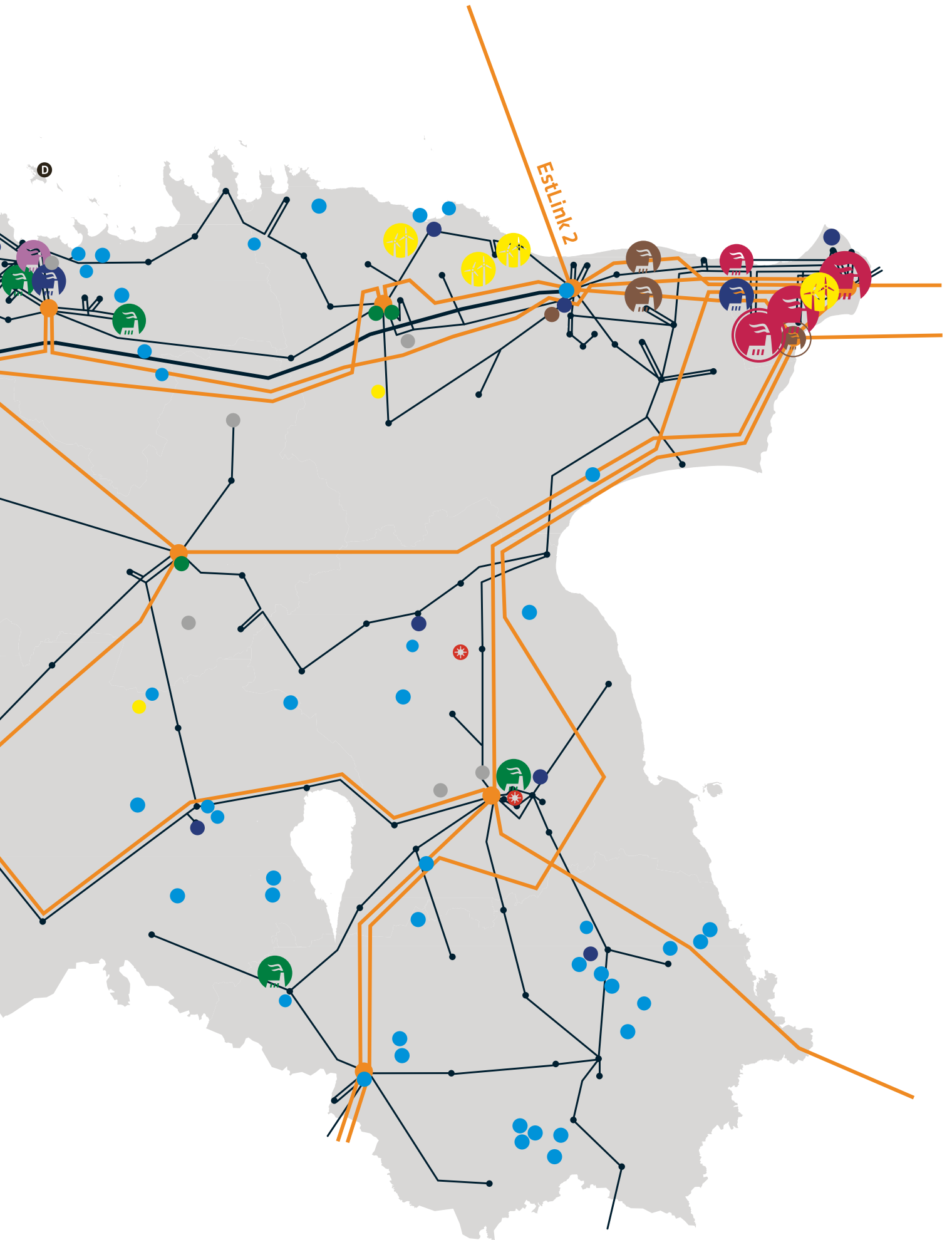
ELEKTRI TOOTMINE EESTIS

-  Tuulikud
-  Põlevkivi
-  Hüdroelektrijaam
-  Maagaas
-  Biogaas
-  Olmejäätmed
-  Biomass
-  Diisel
-  Päike
-  Uttegaas

-  Alla 5 MW
-  5-200 MW
-  Üle 200 MW

-  330 kV elektriliinid
-  220 kV elektriliinid
-  110 kV elektriliinid
-  35 kV elektriliinid





elering

ÜHENDAME ENERGIAD

Kadaka tee 42, 12915 Tallinn

telefon: 715 1222

faks: 715 1200

e-post: info@elering.ee

www.elering.ee

