Eleringi toimetised
nr 3/2012

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

EESTI ELEKTRISÜSTEEMI VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE 2012

Tallinn 2012

Sisukord

Sissejuhatus **6**

1. Tarbimine **8**
1.1 Ülevaade energiatarbimise trendidest maailmas ja Euroopa Liidus 9
1.2 Elektritarbimine Eestis 10
1.3 Tarbimine Eestis – tulevikuväljavaated 10
1.3.1 Elektrienergia tarbimise prognoosi metoodika 10
1.3.2 Tarbimise prognoos aastani 2025 11
1.3.3 Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste prognoos aastani 2025 12
1.4 Tarbimist mõjutavad trendid tulevikus 13
1.4.1 Tarbimise juhtimise meetmed ja nende mõju elektritarbimisele 15

2. Tootmine **18**
2.1 Primaarenergia ressursid, kütuste tarnekindlus ning energiajulgeolek elektritootmise kontekstis 19
2.1.1 Põlevkivi 19
2.1.2 Puit ja turvas 19
2.1.3 Tuul 21
2.1.4 Maagaas 21
2.2 Tootmisvõimsuste areng Eesti elektrisüsteemis aastani 2021 22
2.2.1 Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine 22
2.2.2 Kavandatavad ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad 23
2.2.3 Kavandatavad ja ehitusjärgus taastuvatest energiaallikatest elektritootmisseadmed 23
2.2.4 Elektrivõrgu läbilaskevõime piisavus uute tootmisvõimsuste ühendamiseks 24
2.3 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2021 24
2.3.1 Tootmisvaru hindamise metoodika 24
2.3.2 Hinnang tootmise piisavusele Eesti elektrisüsteemis 25
2.3.3 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil 27
2.4 Tootmisstsenaariumite analüüs aastaks 2025 28
2.4.1 Elektritootmise arengusuunad Läänemere regioonis 28
2.4.2 Analüüsis kasutatavate tootmisstsenaariumite alusandmed ja metoodika 30
2.4.3 Modelleerimise eeldused/lihtsustused ja meetodid 30
2.4.4 Modelleeritud regioon/riigid 31
2.4.5 Balmorel mudel 31
2.4.6 Analüüsi tulemused 32
2.4.7. Tundlikkusanalüüs 34
2.4.8 Kokkuvõte 34

3. Elektrivõrk ... 36
3.1 Eesti põhivõrk ... 38
3.2 Paradigma muutus Eesti elektrivõrgu arengus ... 38
3.3 ENTSO-E 10 aasta arengukava aastateks 2012-2022 (Ten Year Network Development Plan) ... 40
3.3.1 Järgmisel 10 aastal võrgu arenguid mõjutavad stsenaariumid ... 40
3.3.2 Põhilised investeerimissuunad Euroopa Liidus ... 41
3.3.3 Järgmise 10 aasta investeeringud ülekandevõrkudesse ... 41
3.4 Eesti elektrisüsteemi arenguvariandid aastani 2030 ... 41
3.4.1 Eesti 110–330 kV elektrivõrgu arenguvariandid ... 42
3.5 Eleringi investeeringute eelarve aastani 2016 ... 43

4. Elektrisüsteemi juhtimine ja varustuskindluse tagamine ... 48
4.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas ... 49
4.1.1 Abinõud varustuskindluse tagamiseks eriolukordades ... 49
4.2 Võrgu talitluskindlus ... 51
4.2.1 Väljalülitumised ... 51
4.2.1 Suuremad avariid Eleringi elektrivõrgus ... 52
4.4.3 Liinikoridoride laiendamine kui üks varustuskindluse tõstmise peamisi tegevusi ... 53

5. Elektriturg ... 54
5.1 Elektrisüsteemi toimimine 2011. aastal ... 55
5.1.1 Elektribilansid Baltikumis ja Põhjamaades ... 57
5.2 Elektrisüsteemi tootmisreservid 2011/2012 talvehooajal ... 58
5.3 Elektrisüsteemi bilansi prognoos ja muudatused elektriturul 2012. aastal ... 59
5.3.1 Muutused võrkudele juurdepääsu põhimõtetes, ülekandevõimsuste jaotamises ... 60
5.3.2 Ülekandevõimsused Eesti ja naaberriikide vahel ... 60
5.4 Elektrituru toimimise analüüs 2011. aastal ... 61
5.4.1 Turu läbipaistvus ... 62
5.4.2 EstLink 1 võimsusvool ... 63
5.4.3 Müüdud ja ostetud kogused ... 64
5.4.4 Elbas - päevasisene kauplemine ... 64

6. Säästva arengu eesmärgid ... 66
6.1 Euroopa Liidu energiapoliitika ... 67
6.2 Viimased suuremad muutused kliimapoliitikas ... 67
6.3 Fukushima ja majanduskriis ... 67
6.4 Eesti ja Euroopa Liidu energia ning kliimapoliitika ... 68
6.5 Ülevaade taastuvenergiast 2011. aastal ja hinnanguline mõju 2012. aastaks ... 68
6.5.1 Eesti taastuvenergia-alased eesmärgid, taastuvenergia tasu, taastuvenergia toetus ... 68
6.5.2 Taastuvenergia ning taastuvenergia toetuste ülevaade 2011. aastal ... 69

Sissejuhatus

Eesti elektrisüsteemi moodustavad elektrijaamad, ülekandevõrgud, jaotusvõrgud ning elektritarbijad. Eesti elektrisüsteem töötab sünkroonselt Venemaa ühendatud energiasüsteemiga (IPS/UPS) ja on ühendatud 330 kV ülekandeliinide kaudu Venemaa ja Lätiga. Alates 2006. aasta lõpust on Eesti ja Soome vahel alalisvooluühendus EstLink 1 võimsusega 350 MW. Alates 2010. aasta aprillist on Eestis avatud Põhjamaade elektribörsi Nord Pool Spot hinnapiirkond.

Varustuskindluse all mõistetakse energiamajanduses peamiselt kütuste tarnekindlust, tootmise ja nõudluse vahelist tasakaalu ning võrkude töökindlust. Elektri varustuskindlus on seejuures kõige olulisema mõjuga, sest elektrivarustuseta ei ole võimalik ka teiste energiaallikatega varustuse tagamine. Elektrienergia kvaliteet ja varustuskindlus on kaasaegse ühiskonna funktsioneerimise ühed tähtsamad alustalad. Selles kontekstis on elektri varustuskindluse tagamiseks tarvis kindlat varustatust elektritootmises kasutatavate kütustega, töökindlat ülekande- ja jaotusvõrku, piisavaid tootmisvõimsusi, piisavalt välisühendusi naaberriikidega ning toimivat elektriturgu.

Varustuskindlus on Euroopa energiapoliitika üks peamisi nurgakivisid, tulenedes asjaolust, et umbes pool tarbitavast energiast imporditakse väljastpoolt Euroopa Liitu. Ühelt poolt on energiasõltuvus võimaliku poliitilise manipulatsiooni allikaks, teisalt tähendab energia import raha väljavoolu Euroopa majandusest. Nii varustuskindluse kui ka kliimamuutuse kontekstis on oluline suundumus taastuvenergiaallikate laialdasem kasutuselevõtt – taastuvenergiaallikate kasutamine vähendab nii energia importi kui ka keskkonnaemissioone. Taastuvenergia kasutamisel nähakse arengut peamiselt elektritootmise vallas – nii elektrituulikute, päikeseelektrijaamade kui ka biomassi kasutavate elektrijaamade laialdases arengus. Taastuvenergiat kasutavate elektrijaamade areng toob aga tulenevalt elektritootmise struktuuri muutumisest omakorda kaasa kasvava vajaduse arendada elektrivõrke, seda nii riikide siseselt kui ka riikide vaheliste ühenduste ehitamiseks. Euroopa Liidu põhivõrguettevõtjate hinnangul on vajalik järgneva kümne aasta jooksul ehitada üle 50 000 km uusi elektrivõrke, investeerides sellesse üle 100 miljardi euro. Kuna elektriliinide ehitamine ning kogu energiamajanduse ümberkujundamine on pikaajaline protsess, võttes aega üle 10 aasta, siis need otsused, mis tehakse täna, mõjutavad energiavarustuskindlust alles aastate pärast.

Eesti energiavarustuskindlust võib hinnata heaks – suurem osa tarbitavast energiast on kodumaist päritolu, tootmisvõimsusi on piisavalt ning võrkude seisukord on rahuldav. Suuremaid häireid energiavarustuses pole viimasel kümnendil olnud. Samas on aga ilmne, et pikemas perspektiivis on ette näha muutusi, seda eelkõige elektrimajanduses – elektrivõrgud ja elektrijaamad on väga suures osas lähedal oma eluea lõpule ning põlevkivi kasutamine primaarenergiaallikana on Euroopa Liidu kliimapoliitika valguses küsitav. Tuleviku suundumus varustuskindluse tagamisel on järjest enam regionaalne, mitte riigipõhine. Varustuskindluse hoidmine vajalikul tasemel on riigipõhiselt kulukas, kuid koostöös teiste Euroopa riikidega on võimalik saavutada ühiskonnale oluline rahaline sääst, tagades varustuskindluse regionaalselt toimivate energiaturgude ning paremate riikidevaheliste ühenduste abil. Eesti ühiskonna ja majanduse arengule on oluline, et investeeringud varustuskindluse tagamiseks ei oleks liialt koormavad ega muutuks arengut pärssivaks.

Eleringi kui süsteemihalduri roll on seejuures soodustada elektrituru ja riikidevaheliste ühenduste arendamise kaudu investeeringuid elektritootmisesse ning võimaldada elektrienergia importi hetkedel, mil Eestis on tootmisvõimsus väiksem kui tarbimine. Kuna varustuskindlus on oluline ka Euroopa Liidu tasandil, siis on loomulik, et selles valdkonnas tehakse koostööd teiste riikide ja organisatsioonidega. Elering kuulub Euroopa süsteemihaldurite koostööorganisatsiooni (ENTSO-E), kus ühiselt tehakse tööd nii Euroopa, Läänemere kui ka Balti riikide tasandil. Koostöö eesmärgiks on peamiselt piirkondliku vaate kujundamine ja ühine investeeringute planeerimine. Tuginedes ühiselt tehtud analüüsidele, on Eleringi hinnangul planeeritud investeeringute teostumisel elektriga varustamise kindlus järgneval kümnendil nii Eestis kui ka Läänemere piirkonnas tagatud.

Eesti elektrivõrgus toimuv on muutumas üha olulisemaks Euroopa ja Põhjamaade elektrisüsteemide jaoks. 2012. aastal välja antud ENTSO-E kümne aasta arengukava kohaselt on üks prioriteetne elektrivõrgu arengusuund Põhjamaade ja Mandri-Euroopa vaheliste elektriühenduste tugevdamine ja läbilaskevõimete suurendamine. Kirjeldatud prioriteet tuleneb turu vajadusest üle kanda üha suuremaid võimsusi seoses mahukate taastuvenergiaressursside kasutamisega Skandinaavias ning elektritootmise puudujäägiga Kesk-Euroopas, mis on osaliselt tingitud Saksamaa hiljutisest otsusest sulgeda oma tuumaelektrijaamad. Lisaks otseühendustele Skandinaavia ja Kesk-Euroopa vahel on väga oluliseks alternatiivseks elektrikoridoriks saamas läbi Baltimaade kulgev ülekandevõrk, mida on ka arengukavas rõhutatud. Nimetatud elektrivõrgu arengud

loovad täiendavalt võimalusi ka Eesti tarbijatele ja tootjatele – Eesti on tulevikus oluline ja hästi ühendatud osa Euroopa ühisest elektriturust.

Käesoleva aruande eesmärk on anda avalikkusele ja energiapoliitika kujundajatele informatiivne ülevaade Eesti elektrivarustuskindluse hetkeolukorrast ja tulevikuperspektiividest aastani 2025. Aruanne sisaldab elektritarbimise prognoosi, hinnangut tootmisvõimsuste piisavusele ning võrgu kvaliteedile. Samuti saab olulist informatsiooni olukorra ja arengute kohta naaberriikides.

Aruandes sisalduvate andmete esitamise kohustus tuleneb elektrituruseadusest (§ 39 lg 7 ja lg 8; § 66 lg 2, lg 3, lg 4). Süsteemi piisavuse varu hinnang on esitatud vastavalt võrgueeskirjas § 131 lg 2 toodud valemile.

- ***Tuginedes ENTSO-E Läänemere regiooni süsteemihalduritega teostatud analüüsidele on Eleringi hinnangul planeeritud investeeringute teostumisel elektriga varustamise kindlus järgneval kümnendil nii Eestis kui ka Läänemere piirkonnas tagatud.***

1 Tarbimine

1. Tarbimine 7
1.1 Ülevaade energiatarbimise trendidest maailmas ja Euroopa Liidus 7
1.2 Elektritarbimine Eestis 8
1.3 Tarbimine Eestis – tulevikuväljavaated 8
1.3.1 Elektrienergia tarbimise prognoosi metoodika 8
1.3.2 Tarbimise prognoos aastani 2025 9
1.3.3 Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste prognoos aastani 2025 10
1.4 Tarbimist mõjutavad trendid tulevikus 12
1.4.1 Tarbimise juhtimise meetmed ja nende mõju elektritarbimisele 14

1 Tarbimine

Käesolev peatükk annab ülevaate üldistest energiatarbimise trendidest maailmas ja Euroopa Liidus. Peatüki lõpus kajastatakse täpsemalt energia lõpptarbimist Eestis ning antakse ülevaade värskest tarbimise prognoosist.

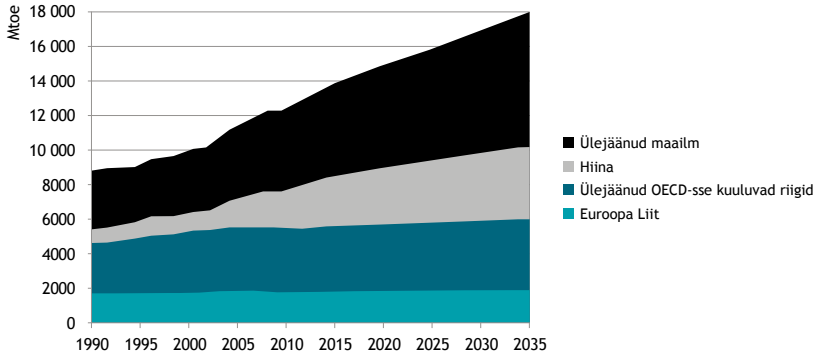
Erinevalt ülejäänud maailmast jääb Euroopa energiatarbimine järgneval kolmel kümnendil samale tasemele nagu praegu, kuid samas näitab maailma kogu energiatarbimine kasvavat trendi. Põhilisteks põhjusteks võib lugeda rahvastiku kasvu ja majanduskasvu arenevates riikides. Kogu energiatarbimine kasvab võrreldes praegusega prognooside kohaselt ca 40% 2035. aastaks, kusjuures Hiina ja India energiatarbimine kahekordistub vaadeldava perioodi lõpuks. Globaalselt ongi kujunenud kõige suuremaks energiatarbijaks Hiina, kes möödus möödunud aastal Ameerika Ühendriikidest.

Energiatarbimise kasv on otseselt seotud majanduskasvuga ning vaatamata püüdlustele eraldada majanduskasv energiatarbimise kasvust, ei ole see senimaani õnnestunud. Seejuures on energiatarbimine inimese kohta kõrgem just arenenud riikides (nagu Ameerika Ühendriigid, Jaapan, Prantsusmaa ja Saksamaa) ning madalam arenevates riikides (nagu Burgina Faso, Bangladesh). Tulenevalt Eesti majandusarengu prognoosidest on meil samuti ette näha energiatarbimise kasvu inimese kohta. Arvestades elektrienergia suhtelist odavust võrreldes muude energiakandjatega ning Euroopa Liidu eesmärke taastuvenergia vallas, on näha kasvu eelkõige elektrienergia tarbimise vallas. Elektrienergia osakaal kogutarbimisest on alates 1990. aasta alguse 12%-lt kasvanud tänaseks ca 22%-ni ning kõigi eelduste kohaselt jätkub sarnane trend ka lähitulevikus.

1.1 Ülevaade energiatarbimise trendidest maailmas ja Euroopa Liidus

Põhiline faktor, mis viimasel ajal on mõjutanud energiatarbimist terves maailmas, on 2007. aastal alanud majanduskriis. Selle järelmõjusid tuntakse erinevates majandussektorites senini, kuid ebakindlus tuleviku osas pole veel kuskile kadunud. Lisaks sellele on täiendavat mõju avaldanud ka poliit-režiimilised konfliktid Lähis-Idas ja Põhja-Aafrikas, looduskatastroof Jaapanis, erinevad energiatõhususele suunatud meetmed ning vaatamata mõningatele edusammudele suutmatus globaalsel tasandil kokku leppida kasvuhoonegaaside emissiooni piiramises. Need ja teised faktorid koos majanduskriisi mõjuga on mõnevõrra muutnud energiatarbimise väljavaateid.

Joonis 1. Energiatarbimise kasv erinevates maailma regioonides (Allikas: IEA, World Energy Outlook 2010)



Maailma skaalal viitavad erinevad stsenaariumid asjaolule, et fossiilsete kütustega kaetakse aastaks 2035 endiselt suurem osa maailma energiavajadustest. Erinevatel hinnangutel jääb fossiilsete kütuste osakaal maailma energiaportfellis vahemikku 62...80%, sõltudes eelkõige keskkonna kaitseks rakendatavatest meetmetest[1]. Euroopa Liit on maailmas esirinnas keskkonnasäästu poliitikatega, mistõttu prognoosib Euroopa Komisjon, et ajavahemikus 2005 kuni 2030 kasvab Euroopa Liidu energia lõpptarbimine kõigest 4%. Võrreldes varasema, 2007. aasta prognoosiga tähendab see ca 16% madalamat lõpptarbimist. Prognoosi kohaselt kasvab energianõudlus kõikides majandusharudes suhteliselt vähe, oluliste mõjuteguritena nähakse eelkõige energiasäästule suunatud meetmete rakendumist ning kriisist räsitud majanduse aeglast taastumist.

Kui Euroopa Liidu tööstussektori arengut mõjutab eelkõige aeglustunud majanduskasv, siis kodumajapidamiste ja transpordi sektori energiatarvet mõjutavad lisaks sellele ka rakendunud või lähiajal rakenduvad energiasäästu meetmed. Transpordisektorit mõjutab eelkõige 2009. aastal vastuvõetud Euroopa Parlamendi ja Euroopa Liidu Nõukogu määrus, mis käsitleb uute väikesõidukite süsinikdioksiidiheite vähendamist. Euroopa Komisjoni raporti[2] kohaselt peaks aastaks 2030 transpordisektori CO_2 intensiivsus langema 165 g/km kohta,

1 *Rahvusvaheline Energiaagentuur (IEA), World Energy Outlook 2011*
2 *European Commission, Directorate-General for Energy, „EU trends to 2030 – Update 2009"*

kusjuures 2005. aasta sama näitaja on pea kaks korda kõrgem, 291 g/km kohta. Heitmete kokkuhoid saavutataks suuremalt jaolt tänu hübriidsõidukitele, mille osakaal kõikidest autodest peaks jõudma aastaks 2030 ca 30%-ni. Kodumajapidamiste ja avaliku sektori energiasäästu efekt saavutatakse enamasti ökonoomsemate seadmete (valgustus, elektriseadmed, jahutusseadmed jmt) kasutusele võtmisega, hoonete parema soojustamise või tarbimisharjumuste muutmisega.

Kuigi Euroopa Liidu elektrienergia tarbimise nõudluse prognoos on majanduskriisi eelse ajaga võrreldes tunduvalt alanenud, täheldatakse siiski elektrienergia osakaalu tõusu energia lõpptarbimises. Mõningatel hinnangutel võib aastal 2030 elektrienergia moodustada pea veerandi kogu Euroopa Liidu energia lõpptarbimisest. Elektri kui energiakandja roll võib tulevikus veelgi suureneda, eelkõige elektritranspordi arvelt ning energiasäästumeetmete rakendamisel.

1.2 Elektritarbimine Eestis

Tulenevalt elektrituru avanemisest ja debatist taastuvenergia üle on Eestis kajastatud energiakandjatest kõige enam elektrienergiaga seonduvat. Elektrienergia osakaal kogunõudlusest on viimastel aastatel jäänud 20% piiresse. Majanduskriis ning hinnatõus on avalikkuse tähelepanu suunanud ka teistele energiaallikatele, diskuteeritakse transpordikütuse ja soojusenergia teemadel. Kuigi mootorikütuste hinnad on viimaste aastatega üha uusi rekordeid löönud, ei ole see olulist mõju autotranspordi energiatarbele avaldanud. Statistikaameti viimastel andmetel on registreeritud autode maht viimastel aastatel stabiilselt tõusnud, kuigi Eesti mõistes ülikõrged hinnad on viimastel aastatel kütusemüüjate müügimahtusid mõnevõrra vähendanud.

Arvestades elektrienergia kasutamise tuleviku perspektiive, oli 2011. aasta üheks olulisemaks sündmuseks tervet riiki katva elektriautode kiirlaadimistaristu arendamise alustamine ning elektriautode ostmise toetamine. Elektriautode kasutuselevõtt on pikaajalises vaates oluline nii keskkonnasäästu kui ka energiajulgeoleku vaatest. Mitte vähemtähtsamaks ei saa pidada ka uute kaugloetavate ning tunnipõhiste mõõtmistega elektriarvestite kasutuselevõtu hoogustumist Eesti elektrisüsteemis. Uued nutikad arvestid loovad tarbijale võimaluse jälgida oma elektrikulu sisuliselt reaalajas, mis loob tulevikus võimaluse hakata oma tarbimist juhtima, näiteks vastavalt elektrituru hinnale. Energiaimpordi sõltuvuse vähendamisel on oluliseks ka Eesti ettevõtete plaan hakata lähiajal tootma Eestis kodumaist mootorikütust, mis peaks turgutama nii Eesti majandust, vähendama sõltuvust välistest kütusetarnijatest ning kindlustama sellega veelgi Eesti energiajulgeolekut. Kindlasti ei tohiks ära unustada üha uusi energiasäästule suunatud meetmeid ning lähiajal rakenduvaid eelnõusid ja seaduste redaktsioone, mis lihtsustavad väikeelektrijaamade liitumist madalpingelistesse jaotusvõrkudesse.

1.3 Tarbimine Eestis – tulevikuväljavaated

1.3.1 Elektrienergia tarbimise prognoosi metoodika

Eleringi prognoos baseerub ökonomeetrilisel prognoosimudelil, milles arvestatakse sisemajanduse koguprodukti prognoosi, mida väljastab Rahandusministeerium kaks korda aastas. Käesolev prognoos põhineb Rahandusministeeriumi kevadisel majandusprognoosil, mida on pikendatud aastani 2030. Elektritarbimise eeldatava kasvu stsenaariumi prognoos saadakse järgneva valemi alusel,

$$We_i = \frac{\text{SKP aheldatud väärtus (2000)}_i}{\text{Energiasuhe SKPsse}}$$

kus We_i on i-nda prognoosi aasta estimeeritud netotarbimine; SKP aheldatud väärtus (2000)i on i-nda prognoosi aasta rahandusministeeriumi SKP prognoos; Energiasuhe SKPsse on pikaajaline keskmine energiasuhte koefitsient, mis on arvutatud 2000–2010 aasta andmete põhjal.

Aeglase ja kiire kasvu stsenaariumid saadakse eeldatava kasvuprognoosi stsenaariumi modifitseerimisel, kusjuures prognoosi eelduseks on, et pikas perspektiivis energiasuhte koefitsient SKPsse väheneb. Seda kinnitab ka üldine trend. Näiteks alates 2000. aastast on koefitsient olnud pidevas langustrendis, olgugi et maailmamajanduse langusest tingituna on see paaril viimasel aastal suurenenud. Arvestades Euroopa energiapoliitika suundi ja Eesti majanduse arengut, võib oletada, et ka tulevikus selle langus jätkub.

Aeglane kasv arvestab hetkel valitsevat maailmamajanduse habrast olukorda ning eeldab, et olukorra halvenedes on elektri tarbimine aastani 2019 1,5% aeglasem kui eeldatava kasvustsenaariumi korral. Pärast 2019. aastat on tarbimise kasv eeldatavast kasvustsenaariumist 0,5% võrra aeglasem.

Kiire kasv eeldab, et vaatamata maailmamajanduse olukorrale elektritarbimine siiski kasvab aastani 2020 1% võrra kiiremini, kui eeldatav stsenaarium prognoosib. Pärast 2020. aastat on tarbimise kasv 0,5% võrra kiirem kui eeldatava kasvustsenaariumi korral. Kiiret kasvu soosib Euroopa Liidu „EU 2020" eesmärkide elluviimine, kus energia lõpptarbimises asendatakse fossiilse energia kasutamine elektrienergia kasutamisega eriti transpordis ja tööstuses. Euroopa Komisjoni prognooside kohaselt võiks aastaks 2020 4% autodest olla elektriautod, ning et saavutada pikaajalised CO_2 vähendamise eesmärgid, peaks see osakaal jõudma 30%-ni 2030. aastal. Samas on suuremad autotootjad seadnud Euroopa Komisjoni prognoosi kahtluse alla ning parimate prognooside kohaselt võiks see number aastal 2020 olla pigem 1% juures.

Saadud tulemuste baasil prognoositakse ühtlasi ka tarbimise tipukoormused. Tipukoormuste prognoosimisel on analüüsitud mineviku (1997–2010) normeeritud tipukoormusi ning nendele vastavaid ekvivalentseid tipukoormuse aegasid (Tmax). Vastavalt analüüsile on eeldatud, et Tmax jõuab 2030. aastaks 6000 h piirile. Tmax suurenemine tähendab ühtlasemat elektritarbimist nii ööpäeva kui eriaastaaegade lõikes. Tipukoormus arvutatakse valemiga

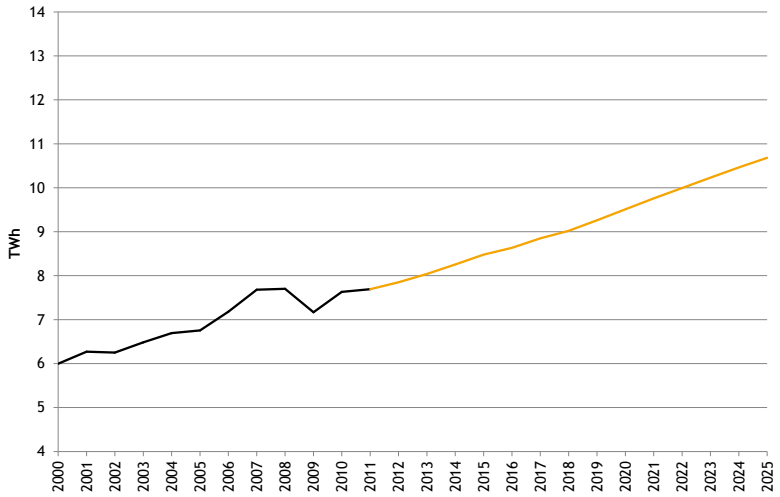
$$Pmax_i = \frac{Ws_i}{Tmax},$$

kus $Pmax_i$ on i-nda aasta prognoositud tipukoormus; Ws_i on i-nda aasta prognoositud netotarbimine + kaod (10%); Tmax on ekvivalentne tipukoormuse aeg (etteantud väärtus).

1.3.2 Tarbimise prognoos aastani 2025

Joonisel 2 on kujutatud Eesti elektrisüsteemi tarbimise prognoos aastani 2025. Olgugi et Eleringil on olemas 2011. aasta esialgsed tarbimise tulemused, ei ole neid alloleval graafikul kujutatud, kuna need erinevad Statistikaameti poolt väljastatavatest andmetest (nt osad suurtarbijad tarbivad elektrit otse elektrijaamast, mis tähendab et nende tarbimine ei kajastu süsteemi bilansis, mida Elering kasutab). Sellest tulenevalt võivad 2011. aasta andmed graafikul kujutatust mõnevõrra erineda.

Joonis 2. Eesti elektrisüsteemi tarbimine minevikus ning eeldatava stsenaariumi prognoos aastani 2025 (ilma tehniliste kadudeta)



Eeldatava stsenaariumi puhul jääks tarbimise kasv aastas keskmiselt 2,4% juurde, olles kaks korda kõrgem Euroopa Liidule prognoositavast keskmisest kasvust (0,7–1,1%)[3], kuid arvestada tuleks ka asjaolu, et Euroopa Liidu prognoos katab perioodi 2009–2035.

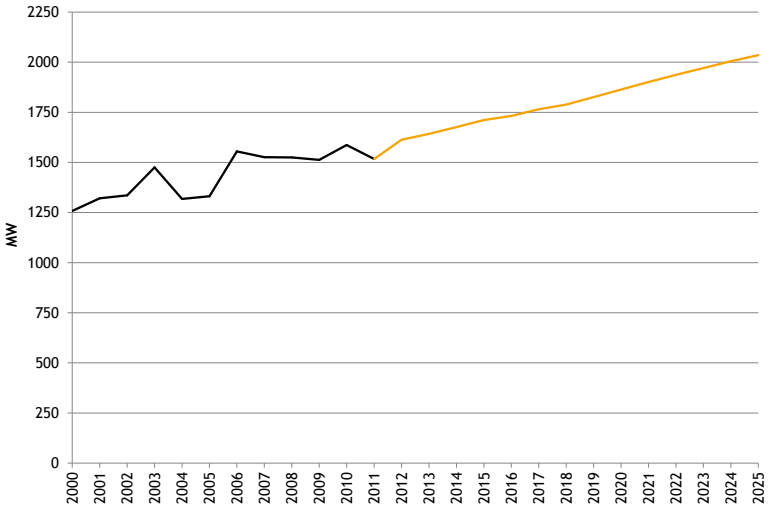
Prognoos on koostatud keskmise temperatuuriga talvele, st nii suurt sesoonset kõikumist, nagu võis täheldada 2011. aasta jooksul, ei ole prognoosis arvestatud. See aga omakorda tähendab seda, et tegelik tarbimine võib mõnevõrra erineda prognoosist, kuid üldjoontes peaks ta siiski aeglase ja kiire kasvuga stsenaariumite vahele mahtuma. Erakordselt külmade talvede korral, nagu seda oli 2009/2010 aasta talv, võib tegelik tarbimine tunduvalt suureneda. Tipukoormuste puhul võib reeglina arvestada ca 10% kõrgema koormusega võrreldes keskmise Eesti talvega.

3 *Rahvusvaheline Energiaagentuur*

1.3.3 Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste prognoos aastani 2025

Elering lähtub tipukoormuste arvutamisel eeldusest, et tipukoormuse tarbimise muutused on analoogsed teistes arenenud Euroopa riikides aset leidnud muutustele. Nende kohaselt muutub tarbimine ühtlasemaks, öise elektri tarbimise osakaal kogutarbimises suureneb. Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste prognoos aastani 2025 on toodud ära joonisel 3.

Joonis 3. Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste prognoos eeldatava stsenaariumi kohaselt aastani 2025



Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste kasv aastani 2025 jääb keskmiselt 2,1% juurde aastas. Aastaks 2020 prognoosib Elering, et tipukoormus võib jääda umbes 1800 MW kanti, aastal 2025 umbes 2000 MW kanti. Tegelikud aastased tipukoormused jäävad loomulikult sõltuma õhutemperatuuridest ning talve iseloomust – erakordselt külmal talvel võib tegelik tipukoormus osutuda normaalse talve omast 10% suuremaks.

Vastavalt elektrituruseaduse (EITS) § 66 lõikele 2 peavad jaotusvõrguettevõtjad esitama Konkurentsiametile (KA) igal aastal kirjaliku hinnangu selle kohta, missugused on tarbimisvõimsuse eeldatavad kogunõudlused nende teeninduspiirkondades, hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. Vastavalt EITS § 66 lõikele 3 peab Elering AS jaotusvõrguettevõtjate poolt esitatud materjalide alusel esitama KA-le kirjalikult võimalikult täpse hinnangu selle kohta, missugune on tarbimisvõimsuse eeldatav kogunõudlus põhivõrgus hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. Võttes arvesse jaotusvõrguettevõtjate poolt 2012. aastal esitatud andmeid, jääb aastatel 2013–2019 summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1420 MW ja 1520 MW vahele. Arvestades ka võimalike külmade talvedega (10% varu), võib tegelik nõudlus jaotusvõrkudes jääda vahemikku 1560–1670 MW (tabel 1).

Tabel 1. Jaotusvõrkude (JV) hinnang tarbimisvõimsuse kogunõudlusele aastatel 2013-2019

Aasta	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus (MW)	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus varuga (MW)
2013	1422	1564
2014	1444	1589
2015	1469	1615
2016	1485	1634
2017	1496	1646
2018	1516	1668
2019	1516	1668

Prognoosis toodud võimsused on Eleringil võimalik katta olemasolevate ja planeeritud võrgu ja ühendustega. Ootamatute suurtarbijate liitumiste korral võib tekkida vajadus mõningaseks võrgu ümberehitamiseks, kuid igat liitujat käsitletakse eraldi ning käesolevas hinnangus seda ei arvestata. Lisaks jaotusvõrkudele lisandub tarbimisvõimsuse nõudlust ka elektri suurtarbijatelt, kes on ühendatud otse Eleringi võrguga. Praegu Eleringiga ühendatud klientidel, kes ei ole jaotusvõrgu-ettevõtjad, näeme pikemaajalises perspektiivis tarbimispotentsiaali kuni 150 MW. Lisaks eelpooltoodule tuleks tarbimisvõimsusele juurde arvestada ka süsteemi võimsuskaod, mis on hetke- seisuga umbes 120 MW ning 2020. aastaks, arvestades tiputarbimisega ca 1800 MW, võib see tõusta 160 MW-ni. Samas on kadude number äärmiselt tundlik tootmise asukoha ja võrgu konfiguratsiooni suhtes. Kõige tundlikum on kadude suurus aga hajatootmisele jaotusvõrkudes – mida suurem on hajatootmise osakaal võrgus, seda suuremaks kujunevad kaod. Üldine kokkuvõte tarbimise prognoosist on toodud tabelis 2.

Tabel 2.
Kokkuvõte kogutarbimise (tarbimine+kadu) ja tipukoormuste prognoosist aastani 2030

Aasta	Tarbimine	Tipukoormus
	Eeldatav kasv, TWh	Eeldatav kasv, MW
2012	8,7	1613
2013	8,9	1642
2014	9,2	1676
2015	9,4	1711
2016	9,6	1732
2017	9,8	1765
2018	10,0	1789
2019	10,3	1825
2020	10,6	1864
2021	10,8	1901
2022	11,1	1937
2023	11,4	1971
2024	11,6	2005
2025	11,9	2035
2026	12,1	2068
2027	12,4	2101
2028	12,7	2134
2029	12,9	2168
2030	13,2	2201

1.4 Tarbimist mõjutavad trendid tulevikus

Täna, mil Eestis puuduvad suurtööstused, elektritransport ning ei ole rakendatud laiaulatuslikke tarbimise säästumeetmeid, on olemasolev prognoosimudel õigustatud. Vaatamata sellele võivad lähitule-vikus linnapilti ilmuvad elektriautod ning tarbimise juhtimise ja säästmise meetmed hakata mõjutama Eesti elektritarbimist. Sellisel juhul täiendatakse olemasolevaid prognoosimudeleid vastavalt olukorrale ja võetakse arvesse uued muutujad, mis mõjutavad elektritarbimist. Välistatud ei ole ka võimalus, et võib-olla tuleb tulevikus kasutusele võtta spetsiaalne elektritarbimise prognoositarkvara, mida küll praegu juba juurutatakse Eleringis, aga seda ainult lühiajaliste (kuni 14 päeva) prognooside koostamiseks.

Käesolev alapeatükk annab lühikese ülevaate erinevates majandussektorites toimuda võivatest arengutest ning sellest, kuidas need võivad tulevikus mõjutada Eesti elektritarbimist. Viimased lõigud on pühendatud Eesti taastuvenergia tegevuskavale aastani 2020 ning tarbimise juhtimise meetmetele ning kuidas need meetmed võivad mõjutada Eesti elektrienergia tarbimist ja koormusi.

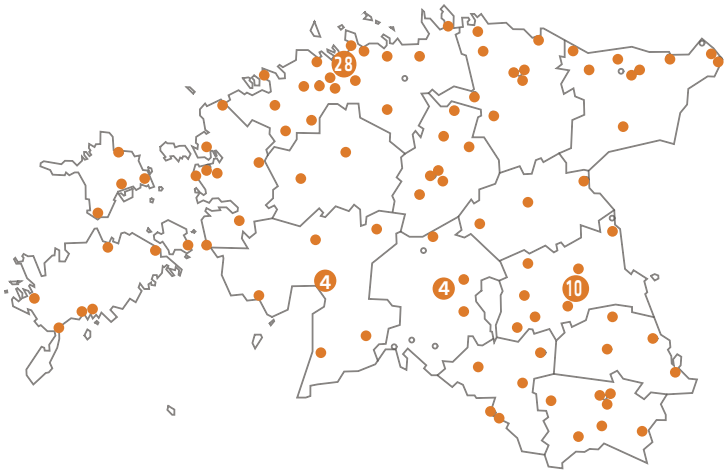
Transport
Transpordisektori elektrienergia tarbe kasv oleneb eelkõige vastavate tehnoloogiate hinnast ja riigi makromajanduslikust olukorrast, st missuguseks osutub elektrisõidukite kasutuselevõtu majanduslik potentsiaal. Lähiaastatel on oodata elektrienergia tarbimise kasvu eelkõige seoses elektriautode ning võib-olla ka elektrimopeedide ja -jalgrataste laialdasema kasutuselevõtuga. Elektriraudtee laienemise mõju elektritarbimise suurenemisele on lähiperspektiivis tõenäoliselt piiratud ulatusega.

Pilt 1.
Elektriauto avalikus laadimispunktis (pilt on illustreeriv)

Ligikaudsetel hinnangutel suurendab Eesti oludes 100 000 elektriauto kasutuselevõtmine sisemaist elektritarvet 5–6% võrra. Praegusel hetkel on Eestis kasutusel ca 850 000 maismaasõidukit; optimistlikumatel hinnangutel võib elektriautode arv kasvada 2020. aastaks ca 80 000-ni, suurendades summaarset elektritarvet 4–5% ehk ca 450 GWh võrra aastas. Käesolevaks hetkeks on alustatud autode kiirlaadimistaristu rajamist, mis katab tervet riiki (vt joonis 4).

Kiirlaadimistaristu rajamisega väheneb risk, et autosid hakatakse üheaegselt laadima tipukoormustundidel, ning hajutatud laadimise puhul avaldab see võrgule tunduvalt nõrgemat mõju. Omaette küsimus on autoakude kiirlaadimise tagamine, kuna näiteks ühe 35 kWh aku täislaadimiseks 10 minuti jooksul on vaja võrgust võtta võimsust 210 kW (400 V madalpingevõrgus tähendaks see faasivoolu 303 A, tüüpilise majapidamise maksimaalne faasivool on aga suurusjärgus 25 A). Kiirlaadimise võimaluste tagamise eelduseks on uuendatud madalpingevõrk või eriotstarbeliste kohalike võimsusallikatega laadimisjaamade rajamine, millest viimast kasutatakse ka Eesti kiirlaadimistaristu rajamisel.

Joonis 4. Tervet Eestit kattev elektriautode kiirlaadimistaristu



Autode laadimise koormuse ja kiirlaadimise probleemi üheks alternatiiviks peetakse nutika võrgu rakendamist autode laadimise ajastamiseks või akuvahetusjaamade rajamist, milles tühjad akud vahetatakse täislaetud akude vastu ilma et autojuht peaks autost väljuma.

Ülalöeldut silmas pidades on tõenäoline, et 2020. aastani väljendub elektritranspordi kasutuselevõtt eeskätt suuremate linnade koormuse (eriti õhtuse tippkoormuse) suurenemises, eriti just kodumajapidamistes. Mõju elektrihinnale sõltub peamiselt elektrisõidukite arvu kasvust ning sellega seotud laadimistaristu rajamisse ja elektrivõrgu tugevdamisse tehtavate investeeringute suurusest.

Lisaks eelpooltoodule võib hakata elektritarbimist mõjutama ka 2015. aastast rakenduv Euroopa Liidu direktiiv, mille kohaselt ei tohi kai ääres seisvatel laevadel mootoreid töös hoida. See tekitab olukorra, kus laevad peavad hakkama kai ääres seistes elektrit tarbima kohalikust jaotusvõrgust.

Avalik sektor

Avaliku sektori elektritarbimise alla liigitatakse reeglina äri- ja kommunaalteenuste, näiteks avalike asutuste, õppeasutuste, raviasutuste, ärihoonete, kaubanduskeskuste, tänavavalgustuse jms elektritarbimist. Sõltuvalt antud sektori tarbijagruppide mitmekesisusest, on nende elektritarbe täpne prognoos võimatu, mistõttu on selle puhul sobilik kasutada kaudseid meetodeid. Esimeses lähenduses sõltub avaliku sektori elektrienergiatarve riigi makromajanduslikust seisundist ning sektori keskmisest energiaintensiivsusest (energiakulust lisandväärtuse kohta). Tingituna sellest, et avaliku sektori energiaintensiivsus on üsna madal seoses energiasäästu juurutamisega ning tegevuse ratsionaliseerimisega, ei ole selle puhul tulevikus oodata märkimisväärset mõju avaliku sektori elektritarbele.

Riigi makromajanduslik seisund, mille iseloomustamiseks kasutatakse energeetikas reeglina sisemaist koguprodukti (SKP), mõjutab avaliku sektori elektritarvet otseselt läbi elanikkonna majandustegevuse. Avaliku sektori elektritarbimise muutus 2020. aastani on eelkõige võrdelises seoses SKP prognoosiga, muid olulisi mõjutegureid ei ole antud perioodil ette näha.

Tööstus
Üldises prognoosis ei ole uusi suuri projekte arvesse võetud, kuna selliste suurte tarbijate liitumine (metallitööstus, tselluloositehas), mis oluliselt mõjutaks tarbimist, on erakordne sündmus. Juhul kui Eestisse peaks tekkima selliseid suurtööstusi, siis käsitletakse neid eraldi ning nende mõjuga hakatakse arvestama prognooside koostamisel. Üldine prognoos jääb seni baseeruma eelpooltoodud metoodikale.

Üks võimalikest lähiaja muutustest, mis võiks tööstussektori tarbimist mõjutada, on põlevkiviõli tootmise tehaste rajamine. Teadaolevatel hinnangutel võib alates 2016. aastast lisanduda täiendavalt 300 GWh tarbimist Eesti Energia (210 GWh) ja VKG (90 GWh) uutest õlitehastest. Arvestades et lähiajal muid suuri tööstusi liitumas ei ole, siis kajastab sellist kasvu hetkel eeldatav stsenaarium. Optimistlikumate väljavaadete kohaselt võiks ka õli rafineerimistehaste (Eesti Energia ja VKG Energia) tarbimise kasv olla samas suurusjärgus, aga hetkel pole lõplikke investeeringuotsuseid veel langetatud. Need muutused on seega kajastatud kiire kasvu stsenaariumiga.

Lisaks suurtööstuste liitumisele võivad tulevikus hakata mõjutama selle sektori tarbimist ka erinevad tarbimise juhtimise ja energiasäästu meetmed. Nende meetmete rakendumist hakatakse arvestama tuleviku tarbimise prognoosimisel.

Kodumajapidamised
Kodumajapidamiste elektritarbimise moodustab suuremalt jaolt kütmisele (küte, jahutus, soe tarbevesi) ning seadmetele (ventilatsioon, koduelektroonika jmt) kuluv elekter. Tuleviku- perspektiivis võivad tarbimist mõjutada säästmismeetmed (efektiivsem tehnika, soojuspumpade kasutamine tavalise elektrikütmise asemel jne), tarbimise juhtimise juurutamine kodumajapidamistes ning elektriautod.

Tarbimise juhtimise mõju avaldub kõige tõenäolisemalt selles, et teadlikumad tarbijad hakkavad oma tarbimist nihutama pigem tipukoormuse välisele ja öisele ajale, mil elektrihind on odavam. Tarbimismahtude vähenemist on hetkel äärmiselt raske ette prognoosida, küll aga võivad koormusgraafikud ühtlasemaks muutuda.

Elektriautode mõju avaldub selles, et enamasti hakatakse autosid laadima õhtuti ja kodu elektrivõrgust, kuna kiirlaadimistaristu kasutus jääb pigem päevasele ajale, mil toimub aktiivsem liiklemine.

Viimase 20 aasta jooksul on kodumajapidamistes elektritarbimine ühe inimese kohta kasvanud peaaegu kaks korda (0,79 MWh-lt inimese kohta 1992. aastal 1,41 MWh-le inimese kohta 2008. aastal). Arvestades Põhjamaade sama näitajaga (keskmiselt 3,32 MWh inimese kohta) ning eeldades, et Eesti jõuab oma arengult nendele riikidele järele, siis aastaks 2030 võib sama näitaja olla Eestis 3,17 MWh inimese kohta.

1.4.1 Tarbimise juhtimise meetmed ja nende mõju elektritarbimisele

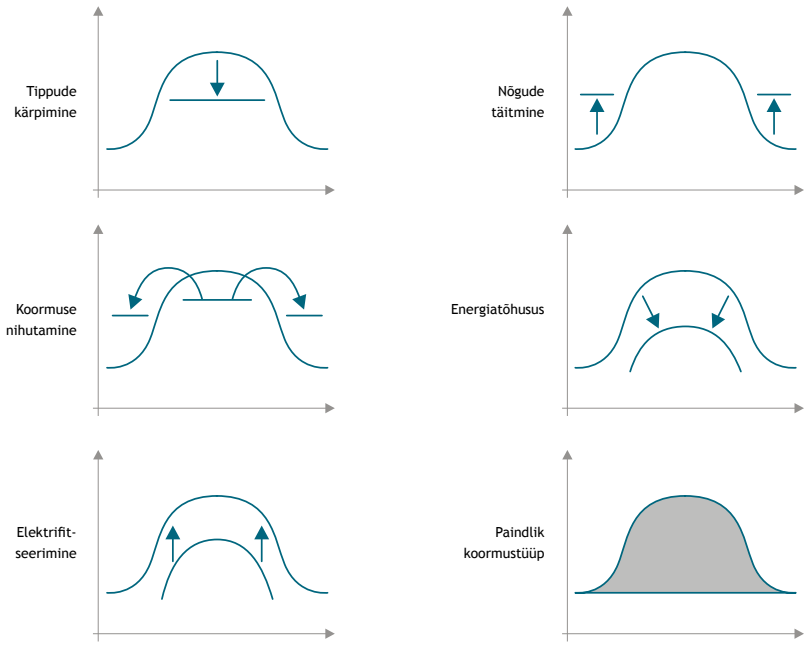
Tarbimise juhtimise (inglise keeles *demand side management*) all mõeldakse tarbijapoolset tegutsemist, mille eesmärks on muuta kas tarbitud energia koguseid või tarbimise ajastust, näiteks nihutada oma tarbimist rohkem päevaselt ajalt öisesse. Seega tarbimise juhtimise väljundiks võib olla nii tarbitud energiakoguste vähenemine kui ka tarbitud energiakoguste suurenemine. Meetme üldisem eesmärk on siiski maksimeerida lõpptarbimise efektiivsust ning optimeerida olemasoleva taristu kasutust, millega oleks siis võimalik vältida või ajutiselt edasi lükata investeeringuid elektritootmis- või ülekandetaristusse.

Tarbimise juhtimine hõlmab endas kuut erinevat meedet (vt joonis 5), kuid üldisemalt saab selle jagada kaheks suuremaks osaks:

- Energiaefektiivsusele suunatud meetmed, mille abil saavutatakse elektri lõpptarbimise vähenemine tänu efektiivsemate tehnoloogiate juurutamisele ja hoonete energiatõhususe tõstmisele. Energiaefektiivsusprogrammidega vähendatakse üldist energiatarvet ning lisaks võimaldab see kokku hoida nii fossiilkütuseid kui ka vähendada koormust keskkonnale.

- Koormuste juhtimisele suunatud meetmed, mille abil üritatakse mõjutada tarbijate koormuste ajastust ning mille eesmärk on vähendada koormustippe. Üks sellistest meetmest on ka juba praegu kasutusel olev öö- ja päevatariif. Kuna öösel on võrk vähem koormatud, siis et optimeerida ressursside kasutamise optimeerimiseks üritatakse tarbijaid suunata kasutama rohkem öist elektrit. Koormuste juhtimisel on üldjuhul väike mõju tarbitud energiakogustele ning pigem võib seda hoopis suurendada.

Joonis 5. Tarbimise juhtimisega seostatud põhimeetmed (allikas: Maailmapanga raport)



Tarbimise juhtimise printsiip töötati välja 1970. aastatel Ameerika Ühendriikides energiakriisi ajal ning sellest ajast alates on räägitud tarbimise juhtimisest ning selle erinevatest aspektides. Viimaste aastakümnete infotehnoloogia areng ning ühe suurenev mure vananeva elektritaristu pärast, on päevakorda tõstatanud n.ö nutivõrkude (inglise keeles smart grids) arendamise. Tarbimise juhtimine on üks osa nutivõrkudest ning tänu info- ja kommunikatsioonitehnoloogiale omandab see tulevikus hoopis teistsuguse tähenduse, kui me seda täna teame. Tarbimise juhtimise muudab kindlasti lihtsamaks ka asjaolu, et Eestis paigaldatakse kõikidele elektritarbijatele kaugloetavad elektriarvestid, mis hakkavad andma infot tarbimise kohta palju tihedama intervalliga kui senised arvestid seda võimaldasid.

Vastavalt 2003. aastal Tallinna Tehnikaülikooli poolt valminud raportile „Tarbimise juhtimise võimalused ja tasuvus Eesti elektrisüsteemis" võiks Eestis kasutada kahte tarbimise juhtimise metoodikat: koormuste otsene juhtimine ja koormuste kaudne juhtimine. Koormuste otsene juhtimine seisneks tarbijate üksiktarvitite või üksiksüsteemide elektrivarustuse väljalülitamises tippkoormuse perioodideks eeldusel, et tarbijaile põhjustatakse minimaalselt piiranguid ja ebamugavusi. Põhilisteks otsesele juhtimisele allutatavateks tarvititeks on sellised, mis seotud energia salvestusega, eelkõige soojusliku inertsiga: veesoojendid, kütte-, jahutus- ning külmutusseadmed. Koormuste otsese juhtimisega hõlmataks eelkõige kodutarbijaid, kuid põhimõtteliselt võiks hõlmata ka mainitud seadmeid kommerts- ja avaliku sektori hoonetes (teenindusettevõtetes, koolides, kontorites jm). 2003. aastal hinnati otsese juhtimise potentsiaaliks ca 50 MW, kuid tõenäoliselt on see viimase 10 aasta jooksul tublisti suurenenud.

Koormuste kaudne juhtimine seisneb eelkõige hinnasignaalide andmises tarbijatele, et muutas nende tarbimise iseloomu vastavalt olukorrale elektrisüsteemis ning eelkõige nihutada seda ühelt kellaajalt teisele ning vahel vähendamaks ka kogutarbimist. Kaudse juhtimise moodusteks on ka energiasäästu toetamine, mille potentsiaaliks hinnati eelpool nimetatud raportis 10–30% 2003. aasta kogutarbimisest ja ka praegugi võib eeldada vähemalt selliste suurusjärkudega. Paraku on aga kaudse juhtimise tulemused küllalt ebamäärased, sõltudes tarbijate käitumisest ja olles seega otsesest juhtimisest tunduvalt väiksema efektiivsusega. Kodutarbijate valmisolek osaleda tarbimise ajalises ümberjaotuses sõltub nende säästuvõimalustest ja elustiili muutmise määrast, sest tuntav kokkuhoiuefekt tuleb tõenäoliselt mingi inertsiga ning ei ole koheselt tarbijale tajutav.

Võttes arvesse üha suurenevaid energiahindu, tuleks tulevikus kindlasti arvestada tarbimise juhtimise mõjudega elektritarbimisele.

- *Maailma kogu energiatarbimine näitab kasvavat trendi, kuid Euroopa energiatarbimine jääb ka tulevikus tänasele tasemele. Põhilisteks energiatarbe kasvu põhjusteks võib lugeda rahvastiku- ja majanduskasvu arenevates riikides. Praeguste prognooside kohaselt kasvab maailma kogu energiatarbimine aastaks 2035 võrreldes praegusega ca 40%.*

- *Aastatel 2000–2010 oli Eesti keskmine elektritarbimise kasv aastas 2%.*

- *Eeldatava stsenaariumi puhul jääb elektritarbimise kasv aastani 2025 keskmiselt 2,4% juurde aastas, arvestades asjaolu, et elektritarbimise osakaal kogu energiatarbimises suureneb kiiremini kui muudel energiakandjatel.*

- *Tulenevalt elektri suhtelisest odavusest võrreldes vedelkütusega suurendavad elektritarbimise osakaalu kasvu kogu energiatarbimises eelkõige suundumused taastuvenergia laialdasemale kasutuselevõtule ning efektiivsemate tehnoloogiate rakendamine.*

2 Tootmine

2. Tootmine ... 17
2.1 Primaarenergia ressursid, kütuste tarnekindlus ning energiajulgeolek elektritootmise kontekstis ... 17
2.1.1 Põlevkivi ... 17
2.1.2 Puit ja turvas ... 17
2.1.3 Tuul ... 19
2.1.4 Maagaas ... 19
2.2 Tootmisvõimsuste areng Eesti elektrisüsteemis aastani 2021 ... 20
2.2.1 Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine ... 21
2.2.2 Kavandatavad ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad ... 21
2.2.3 Kavandatavad ja ehitusjärgus taastuvatest energiaallikatest elektritootmisseadmed ... 22
2.2.4 Elektrivõrgu läbilaskevõime piisavus uute tootmisvõimsuste ühendamiseks ... 22
2.3 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2021 ... 23
2.3.1 Tootmisvaru hindamise metoodika ... 23
2.3.2 Hinnang tootmise piisavusele Eesti elektrisüsteemis ... 24
2.3.3 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil ... 25
2.4 Tootmisstsenaariumite analüüs aastaks 2025 ... 27
2.4.1 Elektritootmise arengusuunad Läänemere regioonis ... 27
2.4.2 Analüüsis kasutatavate tootmisstsenaariumite alusandmed ja metoodika ... 29
2.4.3 Modelleerimise eeldused/lihtsustused ja meetodid ... 29
2.4.4 Modelleeritud regioon/riigid ... 30
2.4.5 Balmorel mudel ... 30
2.4.6 Analüüsi tulemused ... 31
2.4.7. Tundlikkusanalüüs ... 34
2.4.8 Kokkuvõte ... 35

2 Tootmine

Selleks et igal ajahetkel tagada tarbijate kvaliteetse elektriga varustatus ning reaalajas elektribilansi juhtimine, on oluline omada ülevaadet tänastest ja tulevastest tootmisvõimsustest.

Tootmisvõimsuste laiendamisel mõjutab meid Euroopa Liidu energiapoliitika, mille põhisuundadeks on varustuskindluse kasv, taastuvenergeetika osakaalu suurendamine, energiasõltuvuse vähendamine kolmandatest riikidest imporditavatest fossiilkütustest, keskkonnahoid ja kasvuhoonegaaside emissioonide vähendamine.

2.1 Primaarenergia ressursid, kütuste tarnekindlus ning energiajulgeolek elektritootmise kontekstis

Stabiilne ja usaldusväärne primaarenergia ja elektrijaamade kütustega varustatus on ülimalt oluline kogu elektrisüsteemi toimimise seisukohalt. Täna on Eesti olukord energiajulgeoleku aspektist vaadatuna hea, pea kogu elektritootmine põhineb kodumaistel primaarenergia ressurssidel nagu põlevkivi, biokütused (peamiselt puit), turvas ning tuuleenergia. Elektritootmises kasutatavatest kütustest imporditakse Eestisse ainult maagaasi.

2.1.1 Põlevkivi

Hetkel on põlevkivi aktiivset tarbevaru 960 miljonit tonni, millest kaeveväljadel on 560 miljonit tonni. Elektrienergia tootmiseks jätkub põlevkivi ressursse vähemalt viiekümneks aastaks, kuid samas on see üks kõige kõrgema CO_2 sisaldusega fossiilkütuseid, mis Euroopa Liidu tänase energiapoliitika valguses võib tähendada põlevkivist elektritootmisele suuri lisakulusid.

Põlevkivi kui kütusega seotud suuremad riskid tulenevad sellest, et elektri tootmine põlevkivist ei ole tulevikus enam konkurentsivõimeline. Samas pole see järgmise 10 aasta perspektiivis ohuks tootmise piisavusele, kuna olemasolev tootmisvõimsus on plaanis vähemalt kuni 2021. aastani säilitada. Pikemaajalises perspektiivis ehk pärast 2021. aastat suletakse tõenäoliselt suurem osa olemasolevatest tootmisvõimsustest, samas aga uute põlevkivil töötavate tootmisvõimsuste ehitamine turupõhiselt on vähetõenäoline ning riigipoolse toeta pole see tehnoloogia enam majanduslikult eluvõimeline. Seega pikaajalises perspektiivis on eelmainitud asjaolud oluliselt mõjutamas tootmise piisavust Eestis.

Põlevkivil puudub tänasel päeval turg (seega ka referentshind) Eestist väljaspool, kuid Eestis valmistatavatel põlevkivist vedelkütustel on kõrge ekspordipotentsiaal ning selle hind on seotud naftaproduktide hindadega maailmaturul. Sellest tulenevalt on oodata lähiajal paradigma muutust põlevkivi kui kütuse kasutamisel. Tulenevalt põlevkiviõli tootmismahtude kasvamisest lähiaastatel (VKG ja Eesti Energia uued õlitehased) peaks muutuma põlevkivi hind elektritootmise jaoks väärtuspõhiseks, kajastades alternatiivset tulu, mida oleks võimalik saada põlevkivist vedelkütuseid tootes. Ühtlasi oleks selle üheks väljundiks uue kõrgväärtusliku toodanguga tööstuse ülesehitamine Eestis.

Kuigi Eesti on hetkel võimeline tootma kogu vajamineva elektri kodumaiste kütuste baasil, siis sisuliselt kogu vajaminev transpordikütus imporditakse. 2010. aastal moodustas vedelkütus energia lõpptarbimisest 32%. Selle energialiigi kodumaise osa suurendamine oleks üks kõige suurema ja reaalseima potentsiaaliga viis, kuidas tõsta oluliselt Eesti energeetilist sõltumatust. VKG Energia ja Eesti Energia õlitööstustel on plaan hakata tootma alates 2016. aastast 1 000 000 kuni 1 500 000 tonni diislikütust. Eesti keskmine diislikütuse nõudlus on keskmiselt 600 000 tonni. Ilmselgelt suudetakse selliste tootmismahtudega katta kogu Eesti diislikütuse vajadus. Olgugi et kütus ise läheks müüki maailmaturu hindadega, oleks tehase asukoha tõttu võimalik kokku hoida transpordikuludelt. Eesti energiajulgeolek suureneks tunduvalt, kuna Eesti omaks tootmisvõimekust ning varude olemasolu ei oleks enam 90 päeva.

2.1.2 Puit ja turvas

Puit

Eesti Vabariigi Riigikogu otsusega (15.02.2011. a nr. 909 OE) on kinnitatud Eesti metsanduse arengukava aastani 2020, mis sisaldab raamistikku, põhimõtteid ja eesmärke metsanduse, sh metsatööstuse arenda-

miseks aastatel 2011 kuni 2020. Sealhulgas on arengukavas välja toodud metsasektori optimaalse puidukasutuse ulatus aastas 12–15 miljonit m^3. Arengukava põhieesmärk on metsade tootlikkuse ja elujõulisuse ning mitmekesise kasutamise tagamine, sh puidu kui taastuva loodusressursi otstarbekas kasutamine metsa- ja puidutööstuses ning energeetikas.

Euroopa Parlamendi ja Euroopa Liidu Nõukogu 23. aprilli 2009. a direktiiv (2009/28/EÜ) taastuvatest energiaallikatest toodetud energia kasutamise edendamise kohta seab eesmärgiks, et aastaks 2020 peab taastuvenergia osakaal kogu energiatarbimisest olema Eestis 25% ning biokütuste osakaal Eesti transpordis 10%. Praegu on kogu taastuvenergeetika osakaal 15–17%, biokütuse kasutamise osakaal u 1%. Energiatootmiseks vajatakse 2020. aastaks ligi 30–50% võrra rohkem puitu kui praegu kasutatakse. Nii on energiasektorist kujunemas lähiaastatel metsandusvaldkonnale oluline partner.

Kohaliku biomassi kasutamine elektrienergia ja soojuse koostootmiseks vajab kõige vähem toetust ühe toodetud elektrienergia ühiku kohta ja on seetõttu Eesti tarbijatele kõige soodsam lahendus. Lisaks sellele tähendab see taastuvenergia toodangu ning kodumaise kütuse kasutamise kasvu, mis tähendab riigi energeetilise varustuskindluse ja energiajulgeoleku suurenemist. Puidukasutuse suurendamine energeetikas aitab kasvatada ka metsasektori panust Eesti riigi majandusse, misläbi tõuseb ka sektori atraktiivsus investeeringutele. Lisaks parandab puidu kasutamine Eesti energiatööstuse konkurentsivõimet ja annab pikaajalise investeerimiskindluse metsade majandamisega tegelevatele isikutele ning loob juurde metsamajandamise ja töötlemisega seotud töökohti madala tööhõivega regioonides.

Puidukütuseid võib liigitada tooraine päritolu järgi metsast (traditsiooniline küttepuit, raiejäätmed, kännud, puidutöötlemise jäätmed) ja energiametsast (kiirestikasvavad puuliigid tervikuna) saadavateks ning korduvkasutusega kütusteks (lammutuspuit, ehituspuit, pakkepuit). Praegune hakkpuidu hind on Statistikaameti andmetel keskmiselt 14–16 EUR/MWh.

Vastavalt Eesti metsanduse arengukavale kuni aastani 2020 on lähiajal oodata nõudluse kasvu puitkütuste järele, mis on tingitud eelkõige jätkuvast välisnõudlusest ning uute puitu kasutatavate energiatootmisvõimsuste valmimisest (eelkõige uued põlevkivi keevkihtplokid puidu koospõletamise võimalusega), puidupelletite tootmise laiendamisest ning puidu- ja paberitööstuse arendamisest. Nõudluse kasv (eelkõige välisnõudlus) põhjustab puidu hinna tõusu, samas puitkütuste hinna tõusmisel võib osa kohalikke energiatootjaid üle minna turbakütustele. Metsanduse potentsiaal võiks olla u 30 PJ/a (hetkel 20–22 PJ/a).

Tabel 3. Metsade kogutagavara, -juurdekasv ning puitkütuste kasutamise maht energiatootmises[4]

Indikaator	Baastase	Perioodi saavutustase
Metsade kogutagavara	442 mln m^3 (SMI 2008)	450 mln m^3 (SMI 2008)
Metsade tagavara juurdekasv	12,1 mln m^3/a (SMI 2008)	12,5 mln m^3/a
Puitkütuste kasutamise maht energiatootmises	22 PJ/a (2009)	30 PJ/a

Puitkütuse kasutamise riskidest võib välja tuua teatava ebaselguse tulenevalt võimalikust Euroopa Liidu CO_2 regulatsiooni muutusest biokütustele, millega võivad kaasneda CO_2 kaubandusega seotud riskid.

Turvas[5]

Turbasood katavad 22% Eesti Vabariigi pindalast. Eesti arvestatav turbavaru on *ca* 2,4 miljardit tonni, sellest kogusest on praeguseks ette nähtud tööstuslikuks tootmiseks 775 miljonit tonni turvast. Turvast võib kaevandada ainult nendest maardlatest, mis on kantud riiklikku maavarade registrisse. Registrit koostab Eesti geoloogiakeskus ning seal on kokku 281 turbamaardlat üldpindalaga 358 025 hektarit (ligikaudu 40% Eesti turbamaardlate kogupindalast) ning turbavaruga 1,1 miljardit tonni (46% arvel olevatest turbavarudest).

Toodetud turba hulk kõigub aastati, olenedes suuresti ilmastikust, kuna kogutakse turvast, mille niiskusesisaldus ei ületa 40%. Turvas läheb kütteks (brikett ja tükk-kütteturvas), turbaväetiste valmistamiseks ning kasvusubstraadiks. 90% siin toodetud aiandus- ehk kasvuturbast ning 65% kütteturbast (brikett ja tükkturvas) läheb tegelikult ekspordiks.

Turbakütuste maksumus on ajalooliselt madalam kui puitkütuste oma ja jääb vahemikku 9–11 EUR/MWh. Vaatamata väiksemale maksumusele tuleb arvestada turbakütuste suuremaid keskkonnaheitmete makseid ja seoses kõrgema tuhasisaldusega ka suuremaid tuhakäitlemiskulusid. On oluline arvestada ka CO_2 kaubandusega seotud riske, kuna turbakütused Eesti ja Euroopa Liidu seaduste kohaselt ei ole taastuvad energiaallikad.

Eesti Statistikaameti andmetel oli 2009. aastal hästilagunenud turba (kasutatakse kütteks, väetiste ja kompostide valmistamiseks ning meditsiinis) toodang 0,5 miljonit tonni. Samas 2009. aasta andmetel moodustasid hästilagunenud turba aktiivsed varud 1,4 miljardit tonni, mida praeguse tarbimise juures jätkub ca 3000 aastaks.

4 *Statistilise metsinventuuri (SMI) 2004-2008 inventuuride andmed*
5 *„EESTI RIIGI SOOJUS- JA ELEKTRIENERGIA KOOSTOOTMISE POTENTSIAALI HINDAMINE", Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium ja ÅF-Estivo AS, Tallinn 2011*

2.1.3 Tuul

Primaarenergiaallikana on tuule potentsiaal Eestis suur. Hinnanguliselt on võimalik aastast energiatoodangut arvestades katta elektrituulikute toodanguga kogu Eesti elektritarbimine. Tulenevalt elektri kui energiakandja omapärast on aga elektri salvestamine kallis. Tuule juhuslikkusest tingituna on võimalikud perioodid, kus elektrituulikute toodang on negatiivne (tarbivad elektrit) ning perioodid, kus toodang ületab olulisel määral tarbimist. Seega ei saa tuuleolude juhuslikkuse tõttu arvestada tipuvõimsuse katmisel tuuleelektrijaamade toodanguga. Seejuures tuleb arvestada ka fakti, et eriti külma ilma (alla –25 °C) korral lülituvad tuulikud ise välja, kuid just neis oludes on harilikult tarbimine eriti kõrge. Tuule kui primaarenergiaallika kasutamisega on seega seotud riskid, mis tähendavad, et lisaks elektrituulikute installeeritud võimsusele peavad olema elektrisüsteemis ka tavapärased elektrijaamad, mis töötavad tuulevaiksetel perioodidel ning vajadusel tasakaalustavad tuuleelektrijaamade ebastabiilset toodangut.

Eraldi analüüsi vajab tuuleelektrijaamade laiaulatuslikust kasutusele võtmisest tulenev sotsiaalmajanduslik mõju – mõju elektrihinnale ning majanduse konkurentsivõimele. Samuti on väga oluline analüüsida traditsioonilise elektrijaamade töös hoidmise tasuvust ning vajalikke investeeringuid elektrivõrgu tugevdamiseks.

2.1.4 Maagaas

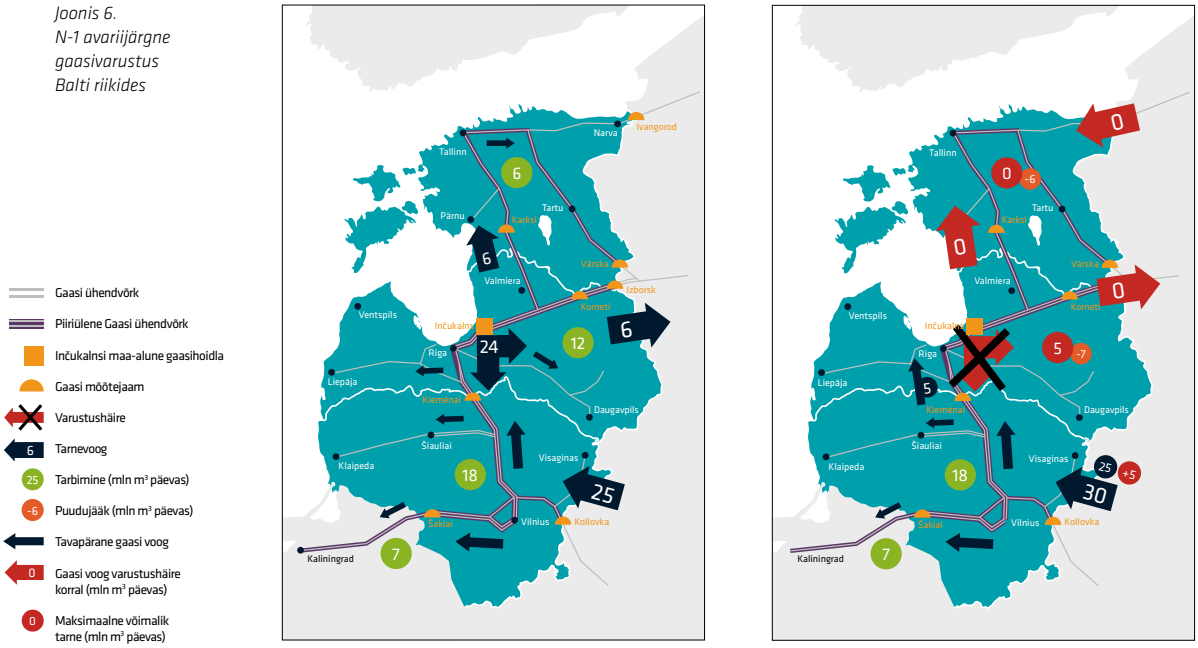
Maagaasi osakaal Balti riikide energiaportfellis kokku on ligikaudu 25%. Samas on maagaasi osakaal energeetikas Eestis oluliselt väiksem kui Lätis või Leedus – vastavalt 10% ja 30%. Eesti maagaasi tarbimine on lõunanaabritest märksa väiksem ka absoluutväärtuses - Eestis müüdi 2011. aastal kokku 631 miljonit m^3 gaasi, mis moodustab kogu Baltikumi tarbimisest ligikaudu 15%. Kogu Balti riikides kasutatav maagaas on pärit Vene Föderatsioonist, mõnevõrra erinevad riigiti vaid maagaasi varustusskeemid.

Maagaasi varustusskeem Eestis, Lätis ning ka Loode-Venemaal sõltub aastaajast – suvel tarnitakse maagaasi Valdai-Pihkva torujuhtme kaudu nii Lätti kui Eestisse, samaaegselt ladustatakse gaasi Lätis asuvas Inčukalnsi maa-aluses gaasihoidlas. Seevastu talvel kasutavad Eesti ja Läti sellessamas Inčukalnsi hoidlas olevat gaasi ning osaliselt tarnitakse sealt gaasi ka Loode-Venemaale tagasi. Leetu ning Leedust läbi transiidina Vene Föderatsiooni Kaliningradi oblastisse tarnitakse maagaas nii suvel kui talvel peaasjalikult Valgevene kaudu.

Euroopa Parlamendi ja Euroopa Liidu Nõukogu määruse nr 994/2010 (20. oktoober 2010) kohaselt on riikidel kohustus tagada, et suurima üksiku gaasitaristu häire korral suudaks allesjäänud taristu rahuldada kogu piirkonna gaasitarbimise (tuntud kui N-1 kriteerium). Kuna käesoleval ajal on Baltikumi suurimaks üksikuks gaasitaristu osaks Lätis asuv Inčukalnsi maa-alune hoidla, siis on kogu Baltikumi maagaasi N-1 standard suvise varustusskeemi korral võrdne 110%-ga. Seevastu talveperioodil on N-1 standard Baltikumis oluliselt madalam ning võib pikemaajaliste tarnehäirete korral näiteks Eestis langeda ka 0%-ni. See tähendab, et Eesti tiputarbimisest 6 miljonit m^3 päevas suudetakse katta vaid marginaalne osa (joonis 6).

Tavapärane maagaasi voog Inčukalnsi maa-alusest gaasihoidlast talvisel ajal ja varustushäire korral

Joonis 6. N-1 avariijärgne gaasivarustus Balti riikides



Regiooni maagaasi varustuskindluse suurendamiseks on kavandamisel mitmeid olulisi taristuprojekte, mis on kirjeldatud BEMIP (*Baltic Energy Market Interconnection Plan*) tegevuskavas. Kavandamisel on aastas kuni 4,5 miljardit m3 läbilaskega Poola-Leedu maagaasi torujuhe GIPL (*Gas Interconnector Poland Lithuania*). Samuti on kavandamisel 2,5 miljardi m^3 läbilaskega regionaalne LNG (*liquified natural gas* – veeldatud maagaas) terminal ühte Balti riiki, mis võiks valmis saada kõige varem 2015. aastal. Eesti varustuskindlust tõstaks Eestisse rajatava LNG terminali kõrval oluliselt ka planeeritav Eesti – Soome maagaasi torujuhe *Balticconnector*.

2.2 Tootmisvõimsuste areng Eesti elektrisüsteemis aastani 2021

Vastavalt võrgueeskirja §-le 132 esitavad kõik elektritootjad süsteemihaldurile iga aasta 1. septembriks andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks. Praeguse seisuga on aastate 2011–2021 lõikes Eleringi informeeritud etteplaneeritava tootmistsükliga tootmisvõimsuse suurenemisest kuni 757 MW ulatuses, samas on planeeritud võimsuste sulgemist ja vähenemist 348–994 MW ulatuses.

Võrreldes eelmise aastaga on elektritootjate esitatud andmetes toimunud suuremad muutused järgnevad:

- Narva EJ poolt tõsteti teise ploki ehitamine 1 aasta võrra lähemale ehk 2019. aastasse.
- Aprill 2012 seisuga on tuuleelektrijaamasid süsteemiga ühendatud 184 MW, koostootmisjaamasid 548 MW ulatuses ning muid elektrijaamasid kokku 1800 MW.
- Eelmisel aastal esitatud andmed Ahtme elektrijaama uue tootmisseadme võimsusega 22 MW ehitamisest 2013. aastal ei ole kajastatud, kuna sel aastal esitatud andmed ei sisalda investeeringut uude tootmisseadmesse.

Tööstusheitmete direktiiv (IED) avaldati *EL Official Journal*'is 17. detsembril 2010 ning see hakkas kehtima alates 7. jaanuarist 2011. Kehtimisaja algusest alates on liikmesriikidel aega 18 kuud IED nõuded siseriiklikku seadusandlusesse üle võtta. Ühe võimaliku leevendusmeetmena on IED-s võimaldatud kasutada suuri põletusseadmeid, mis peavad vastama 31. detsembrini 2015 kehtiva keskkonnaloa miinimumnõuetele, kuid samal ajal ei pea vastama IED nõuetele, piiratud kasutustundide arvuga (17 500 h ajavahemikus 01.01.2016 kuni 31.12.2023). Seega võib sellest tulenevalt kasutada Narva elektrijaamade vanu renoveerimata energiaplokke ajavahemikul 1. jaanuar 2016 kuni 31. detsember 2023 summaarselt 17 500 töötundi.

2.2.1 Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine

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

2012 – Ahtme soojuselektrijaama vana koostootmisjaama sulgemine, –24,4 MW

2012-2015 – Narva elektrijaamas kahe ploki konserveerimine, –302 MW (käivitusaeg etteteatamisest 9 kuud)

2010-2015 – Narva elektrijaama kuni neljal plokil väävli ja lämmastikheitmete vähendamise seadmete paigaldamine (DeSOx/DeNOx), –22 MW (võimsuse vähenemine seoses omatarbe suurenemisega)

2016 – Narva elektrijaamas kahe ploki sulgemine, –302 MW.

2016 – piirangud IED leevendusmeetme alusel töötavatele vanadele plokkidele 646 MW

Suletav tootmisvõimus: –348 MW
Suletav võimsus ja piirangud kokku: –994 MW

Lisaks on Balti elektrijaama plokk nr 12, netovõimsusega 160 MW, konserveeritud aastatel 2012-2015, kuid selle käivitusaeg on 72 tundi ning plokk loetakse seetõttu kasutatava võimsuse hulka.

2.2.2 Kavandatavad ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest tootmisvõimsuste lisandumistest:

- 2012 – Enefit Elektrijaam +37,5 MW
- 2013 – Iru jäätmepõletusjaam, +17MW[6]
- 2015 – Narva EJ uus 1. plokk võimsusega +274 MW
- 2019 – Narva EJ uus 2. plokk võimsusega +274 MW
- 2011–2021 – uued muud jaamad (valdav osa soojuse ja elektri koostootmisjaamad); kuni +154 MW

KOKKU: +757 MW

Elektritootmisseadmeid, mille ehitamisest on süsteemihaldurit teavitatud, kuid mida ei saa arvesse võtta kui kindlaid, on eelnevalt nimetatutest järgmised:

- 2019 – Narva EJ 2. plokk võimsusega +274 MW
- 2011–2021 – uued muud jaamad (valdav osa soojuse ja elektri koostootmis-jaamad); kuni +142 MW

KOKKU: +416 MW

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

Narva Elektrijaamades saab praeguste hinnangute kohaselt järgneva ca 12 aasta jooksul kasutada olemasolevaid, rekonstrueerimata põlevkiviplokke.

2.2.3 Kavandatavad ja ehitusjärgus taastuvatest energiaallikatest elektritootmisseadmed

Eesti energiasektori arengut mõjutavad lähiaastatel Euroopa Liidu energiapoliitika eesmärgid 2020. aastaks, mille kohaselt kliimamuutuste, konkurentsivõime ja energiajulgeoleku eesmärkide täitmiseks vähendatakse kasvuhoonegaaside emissiooni ja suurendatakse taastuvallikate kasutamist energia tootmiseks. Eestis on lähiaastatel peamiseks probleemiks suuremad olemasolevad tootmisseadmed, mis ei ole aga jätkusuutlikud arvestades nende füüsilist ja moraalset vananemist. Eelpool toodud Euroopa Liidu eesmärkide saavutamiseks on riigi poliitiliseks instrumendiks valitud toetuste maksmine nendele elektritootmisviisidele, mis eesmärkide täitmisele kaasa aitavad, ning täiendavate maksude kehtestamine (CO_2 ja muud keskkonnamaksud) tootmisviisidele, mis nendele nõuetele ei vasta. Euroopa Liidu säästva arengu eesmärke silmas pidades on Eestis alates 2007. aastast rakendatud toetusskeem taastuvate energiaallikate kasutuselevõtuks elektritootmises ning tõhusale koostootmisele, mille eesmärk on saavutada kõrgem primaarenergia kasutamise efektiivsus energiatootmises. Tänu subsiidiumitele on elavnenud investeeringud koostoomisjaamadesse ja tuuleparkidesse.

Liitumislepinguid on kokku sõlmitud 983,7 MW (tuuleelektrijaamad 894,2 MW ja koostootmine 89,5 MW) ulatuses. Liitumispunkte on tuuleelektrijaamadele valmis ehitatud 663,2 MW ulatuses ning koostootmisjaamadele 78 MW ulatuses. Võrguühenduste rajamine on tuuleelektrijaamadele pooleli 181 MW (Balti 81 MW, Püssi 100 MW) ja koostootmisjaamadele 11,5 MW ulatuses. Esimest osamakset ootame tuulelektrijaama liitujatelt 50 MW (Harku 50 MW) ulatuses.

Olemasolevate liitumisühenduste juures on täielikult või osaliselt paigaldamata elektrituulikuid ligi 490,4 MW ulatuses. Liitumisühendused, mis on küll valmis ehitatud, kuid mitte kasutusele võetud, on Paldiski (52,9 MW), Sillamäe (75 MW), Püssi (150 MW ja 48 MW), Balti (76 MW), Lõpe (17 MW) ja Sindi (50 MW) alajaamades – kokku 468,9 MW. Liitumisühendused on valmis ehitatud, kuid tuulikud on osaliselt paigaldamata 21,5 MW ulatuses Tooma ja Esivere tuuleparkides.

6 *Iru jäätmepõletusjaama võimsus ei suurenda Iru elektrijaama kasutatavat võimsust, kuna alajaama liitumisskeem Iru alajaamas ei võimalda kasutada samaaegselt kolme plokki.*

2.2.4 Elektrivõrgu läbilaskevõime piisavus uute tootmisvõimsuste ühendamiseks

Hetkel on Eleringi poolt väljastatud liitumispakkumisi kokku 3132 MW ulatuses (liitumislepingud ja liitumislepingu pakkumised, millest enamik on tuuleelektrijaamad). Seisuga november 2011, kehtis tuulikute liitumiseks väljastatud liitumispakkumisi summaarselt veel 2149 MW ulatuses[7].

Eesti elektrisüsteem on ehitatud arvestusega, et kodumaised tootmisvõimsused (installeeritud võimsus) on samas suurusjärgus maksimaalse tarbimisvõimsusega. Arvestades olemasolevate tootmisseadmetega ning liitumislepingute ja –pakkumistega on broneeritud võimsust kokku ca 5600 MW ulatuses. Samal ajal on maksimaalne tarbimisvõimsus ca 1600 MW, mis on üle kolme korra väiksem, kui seda on liitumiseks broneeritud tootmisvõimsus.

Liitumislepingu sõlminutest ning liitumislepingu pakkumise saanutest on elektrijaama ehitamise alustamisest ning planeeritavast võrku ühendamise kuupäevast teatatud vaid 817 MW ulatuses tootmisvõimsusi. Andmete esitamata jätmine või suutmatus võrku ühendamise kuupäeva prognoosida viitab sellele, et investeeringu teostamisega ei ole alustatud või on esinenud takistusi projekti realiseerimisel. Selline olukord mõjutab uusi investeeringuid tootmisseadmetesse, sest kui süsteemis on väljastatud 3132 MW võimsust, millega Elering peab arvestama täiendavate liitumispakkumiste väljastamisel, siis iga täiendava MW liitumine on seotud suuremahulise võrgu ümberehitamisega. See aga omakorda tõstab oluliselt projekti hinda läbi liitumistasude elektrivõrgule.

Lisaks näitas Eleringi tellitud uuring "Tuuleenergia süsteemi ühendamine", et tuuleelektrijaamad vähendavad olemasolevate traditsiooniliste soojuselektrijaamade ja koostootmisjaamade kasutusaega ja tasuvust. Ilma nendeta ei ole aga elektrisüsteemi võimalik töös hoida ja nende käigushoidmiseks on vajalik luua mehhanism, mis katab tavapärastele elektrijaamadele tootmata jäänud elektri ning madalama elektriturutuhinna tõttu saamata jäänud tulud.

2.3 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2021

2.3.1 Tootmisvaru hindamise metoodika

Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru leidmiseks on kasutatud võrgueeskirja § 131 lg 2 toodud valemit

$$P_{varu} = \left(\frac{P_{inst} + P_{imp} - P_{mittekasut} - P_{rekonst} - P_{avarii} - P_{süsteemiteen} - P_{eksp}}{P_{tipukoormus}} \right) \times 100\%,$$

kus

P_{varu} on süsteemi piisavuse varu;
P_{inst} on süsteemis installeeritud netovõimsus;
P_{imp} on võimsus, mida süsteemihalduri hinnangul on võimalik importida;
$P_{mittekasut}$ on võimsus, mida ei ole võimalik vajaduse tekkimisel kasutada.

Selle võimsuse hulka kuuluvad:

1) juhusliku tootmistsükliga elektrijaamad, eelkõige tuuleelektrijaamad ja ainult soojuskoormuse järgi töötavad koostootmisjaamad;
2) keskkonnapiirangute tõttu mittekasutatavad tootmisseadmed;
3) konserveeritud (käivitusaeg pikem kui 168 tundi) tootmisseadmed;
4) kütusepiirangute tõttu mittekasutatavad tootmisseadmed või mittekasutatav netovõimsus;

$P_{rekonst}$ – rekonstrueerimise või plaanilise remondi tõttu mittekasutatavad tootmisseadmed;

P_{avarii} – tootmisseadmed, mida ei ole võimalik planeerimatute katkestuste/remontide tõttu kasutada;

$P_{süsteemiteen}$ – süsteemihalduri käsutuses olevad reservid (näiteks avariireserv);

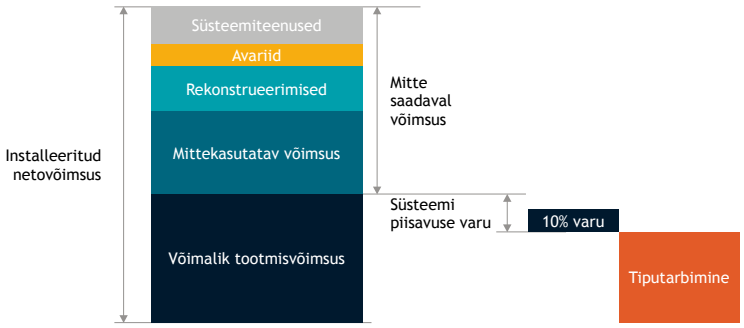
P_{eksp} – siduvates (garanteeritud) eksportlepingutes sätestatud võimsus;

$P_{tipukoormus}$ – elektrisüsteemi maksimaalse netotarbimise prognoos koos kadudega.

7 *elering.ee/solmitud-liitumislepingud ja elering.ee/kehtivad-liitumispakkumised*

Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru on defineeritud võrgueeskirja § 132 järgmises redaktsioonis:

Joonis 7. Tootmisseadmete varu hindamise metoodika



1. Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu koostab süsteemihaldur lähtudes nõudest, et süsteemi piisavuse varu ei tohi olla väiksem süsteemi päevasest maksimaalsest tarbimisest (tiputarbimine), millele on lisatud 10% varu elektrivarustuse tagamiseks ootamatute koormuse muutuste ning pikemaajaliste planeerimata tootmiskatkestuste korral.

2. Lisaks käesoleva paragrahvi lõikes 1 nimetatud nõudele võtab süsteemihaldur tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu koostamisel arvesse ka elektrijaamade ühikvõimsuste kättesaadavust, planeeritud ja võimalikke planeerimata katkestusi, põhivõrgu süsteemiteenuste jaoks vajalikke tootmisvarusid, tootjatega sõlmitud liitumislepinguid ning elektrienergia ekspordi- ja impordilepinguid.

3. Kõigist kavandatavatest elektrienergia ekspordi- ja impordilepingutest tuleb eelnevalt teavitada süsteemihaldurit.

4. Süsteemihaldur koostab maksimaalse ja minimaalse tarbimise prognoosi ning hindab baaskoormuse ja tipukoormuse võimalikku vahet. Maksimaalse tarbimise prognoosi koostamisel lähtutakse aastaajale iseloomulikest ilmastikutingimustest.

5. Kõik elektritootjad esitavad süsteemihaldurile iga aasta 1. septembriks andmed tootmisseadmete kohta, mille alusel koostatakse lisas 1 ja 2 toodud andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks.

6. Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu avaldab süsteemihaldur oma veebilehel iga aasta 1. novembriks järgmise 10 aasta jaanuarikuu (maksimaaltarbimine) ja juulikuu (minimaaltarbimine) kohta.

2.3.2 Hinnang tootmise piisavusele Eesti elektrisüsteemis

Eesti elektrisüsteemi tootmisvõimsuste pakkumise ja nõudluse prognoosimisel on lähtutud kahest võimalikust stsenaariumist – A ja B. Nagu eespool selgitatud, tuuleelektrijaamade võimsusega tipuvõimsuse katmiseks ei arvestata.

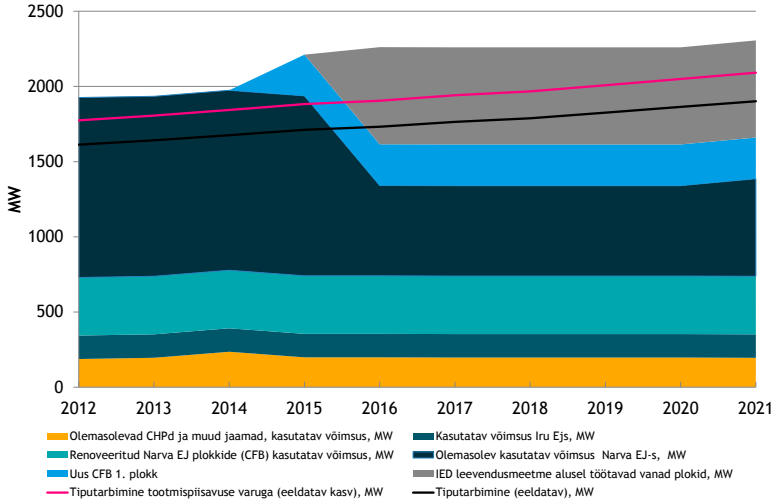
Käesolevas peatükis on analüüsi teostamisel kasutatud tarbimise eeldatava kasvu stsenaariumit. A stsenaarium võtab arvesse ainult need uued elektrijaamad, millede lisandumine võrku on kindel, mida antud hetkel kas ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest on süsteemihaldurile teada antud.

Eleringi silmis osutub tõenäoliseks tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümmet plokki Narva Elektrijaamades ning täiendavalt arvestada uute elektrijaamadega, mille investeerimise otsus on tehtud. Antud olukorras on kodumaine tarbimisnõudlus aastani 2021 tagatud sisemaiste tootmisvõimsustega.

Eleringi on teavitatud otsusest paigaldada väävlipuhastusseadmed (DeSOx) neljale plokile (646 MW) ning 2015. aastaks ehitada vähemalt üks uus plokk võimsusega 274 MW, mis annab pärast 2016. aastat Narva elektrijaamas koos kahe olemasoleva (386 MW) keevkihtplokiga kokku kasutatavaks tootmisvõimsuseks ca 1306 MW. Lisaks on võimalik kasutada vastavalt IED-le täiendavalt piiratud kasutustundidega plokke võimsusega 636 MW.

Arvestades võimalusega kasutada Narva elektrijaamade vanu renoveerimata energiaplokke ajavahemikul 1. jaanuarist 2016 kuni 31. detsembrini 2023 summaarselt 17 500 töötundi, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav ka arvestades 10%-se varuga erakordselt külmadel talvedel.

Joonis 8. Kasutatav tootmisvõimsuste ja tipunõudluse eeldatav prognoos tootmise A stsenaariumi (tõenäolise) korral



B stsenaarium võtab arvesse tootmisüksused, mille rajamine on võimalik, kuid investeeringuotsust ei ole veel tehtud. Seejuures on arvestatud:

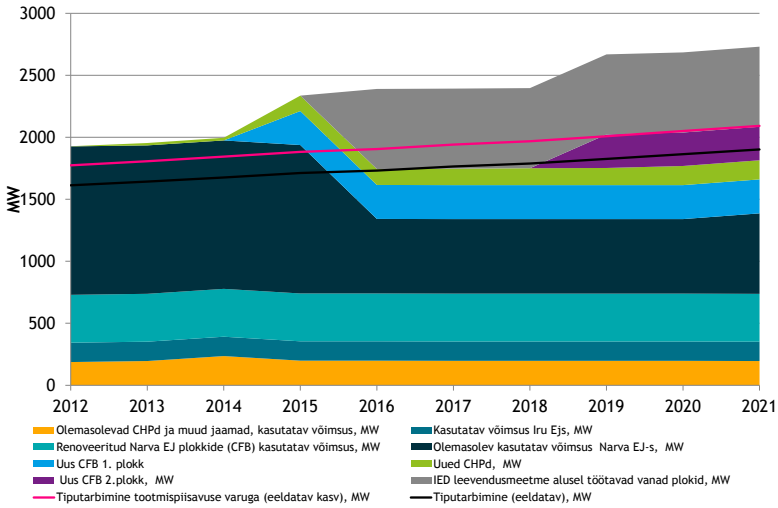
- süsteemihaldurile teadaolevat infot taastuvenergiaallikaid kasutavate tootmisüksuste rajamise kohta, mis on kooskõlas riigi plaanide ja eesmärkidega, arvestades taastuvenergeetika arendamise kohustust vastavalt Euroopa Liidu nõudmistele ja Eesti taastuvenergia tegevuskavale aastani 2020[8];
- tootmisüksuste liitumistaotlusi elektrivõrguga.

B stsenaariumi korral eeldatakse, et lisaks A stsenaariumis toodule rajatakse täiendavalt:

- 2019. aastal Narva elektrijaamades teine plokk netovõimsusega 274 MW;
- 2011–2021 uued muud jaamad (suurem osa koostootmisjaamad) võimsusega kuni 142 MW.

Kui ehitatakse uued tootmisseadmed vastavalt tootmise arengu B stsenaariumile, on kogu vaadeldava perioodi jooksul tootmisvõimsusi piisavalt arvestades ka 10%-se varuga (erakordselt külmadel talvedel).

Joonis 9. Kasutatav tootmisvõimsuste ja tipunõudluse eeldatav prognoos tootmise B stsenaariumi korral



8 *valitsus.ee/UserFiles/valitsus/et/valitsus/arengukavad/majandus-ja-kommunikatsiooniministeerium/Eesti_taastuvenergia_tegevuskava_aastani_2020.pdf*

Vastavalt võrgueeskirja §-s 13[2] toodud metoodikale ning tulenedes tootjate poolt esitatud andmetele on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav kuni 2021. aastani mõlema stsenaariumi puhul, arvestades ka võrgueeskirjas nõutud varuteguriga erakordselt külmade talvede jaoks.

2.3.3 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil

Eeldatavalt kuni 2016. aastani on Narva elektrijaamades suviti kaks ja Iru elektrijaamas üks energiaplokk remondis ning kasutatava võimsuse vähenemine on sellest tingituna ca 450 MW võrreldes kasutatava võimsusega tipunõudluse ajal. Pärast 2016. aastat on võimsuse vähenemiseks suviti Narva ja Iru elektrijaamades prognoositud kuni 260 MW.

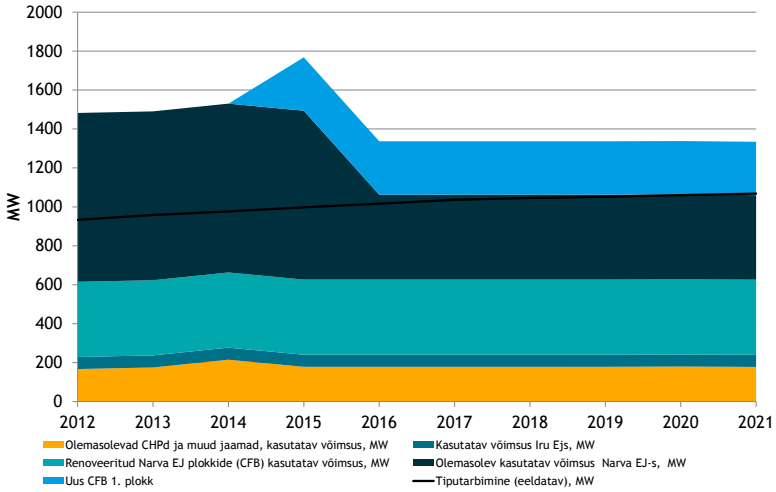
Tulenevalt soojuskoormuse vähenemisest minimaaltarbimise perioodil on piiranguid lisaks teistes koostootmisjaamades veel ca 100 MW.

2011. aastal oli suveperioodil maksimaalne tarbimine 979 MW, minimaalne tarbimine 440 MW ning keskmine tarbimine 729 MW.

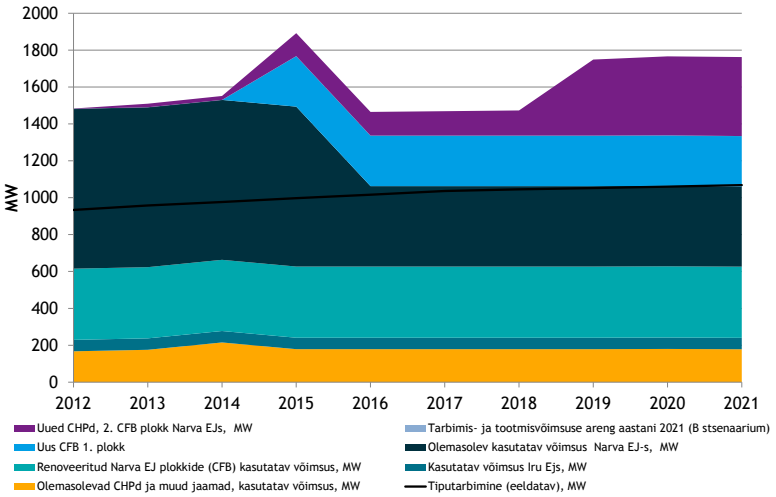
Arvestades, et minimaalkoormuse perioodil moodustab tarbimisnõudlus kuni 60% maksimaalsest tarbimisnõudlusest (talvel), siis ei ole ette näha probleeme tootmise piisavusega suvisel perioodil kuni 2021. aastani. 2021. aastal on suve maksimaalne tarbimine eeldatava tarbimisstsenaariumi kohaselt 1261 MW, ning tarbimise kiire kasvu stsenaariumi kohaselt 1358 MW.

Kuni aastani 2021 on minimaalkoormuse perioodil kasutatav võimsus vahemikus 1580–1760 MW, olenevalt tootmisseadmete ehitamise stsenaariumist.

Joonis 10. Kasutatav tootmisvõimsus (A stsenaarium) ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel).



Joonis 11. Kasutatav tootmisvõimsus (B stsenaarium) ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel).



Vastavalt võrgueeskirja §-le 13[2] on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav mõlema stsenaariumi (A ja B) korral kuni 2021. aastani.

2.4 Tootmisstsenaariumite analüüs aastaks 2025

2.4.1 Elektritootmise arengusuunad Läänemere regioonis

Läänemeremaade tootmispiisavuse aruanne on toodud osana ENTSO-E tootmispiisavuse aruandest[9]. Läänemere regioonis vajaliku tootmisvaru hinnang on antud ENTSO-E aruandes „Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2012-2030", mis avaldati käesoleva aasta märtsis.

Läänemere regiooni all mõistetakse Balti ja Põhjamaade riike ning Poolat, Taanit ja Saksamaad. Regioonis on eeltoodud aruandes analüüsitud tootmispiisavuse olukorda 2020. aastaks. Piirkonna elektritootmise piisavust mõjutavad eelkõige Saksamaa tuumaelektrijaamade sulgemise otsus ning samuti taastuvenergeetika (eelkõige tuul) arendamine. Suurimat taastuvenergia kasvu on ette näha Saksamaal ja Rootsis. Lisaks on arvesse võetud ka olemasolevate elektritootmisseadmete sulgemisi, mis vähendavad piirkonna tootmispotentsiaali.

Piirkonna omapära on suur hüdroenergia osakaal, mis ilmastikuolude tõttu mõjutab tootmisvõimsuse piisavust.

Läänemere regiooni moodustavad kolm sünkroonselt eraldatud piirkonda: Baltimaad Venemaa ühendatud elektrisüsteemis, Põhjamaad moodustavad omaette sünkroonpiirkonna ning Saksamaa ja Poola töötavad sünkroonselt Kesk-Euroopa sünkroonsageduse piirkonnas. Erinevate sünkroonpiirkondade vahel on alalisvooluühendused, mis aga – arvestades tootmis/tarbimisvõimsusi neis piirkondades – on suhteliselt väikese läbilaskevõimsusega.

Vastavalt eelpool toodud aruande prognoosidele võib tarbimise kasv piirkonnas tervikuna olla oluliselt madalam kui eelneval kümnendil, ning tootmisvõimsuste kasv võib olla kiirem kui tarbimisvõimsuse kasv. Samas tootmise piisavuse kasvule ei aita kõik ehitatavad tootmisvõimsused kaasa. Näiteks piirkonnas installeeritud tuuleelektrijaamade võimsusest eeldatakse, et on tipuajal kasutatav vaid 6% installeeritud võimsusest.

Tootmisvõimsuse piisavust positiivses suunas mõjutab eelkõige tuumaelektrijaamade võimsuse suurenemine piirkonnas aastaks 2020: Soomes 3200 MW, Rootsis 1000 MW, Leedus 1100 MW.

Taanis, Saksamaal, Poolas ja Soomes ei ole tootmispiisavus kõigi stsenaariumide puhul tagatud (kasutatav tootmisvõimsus on väiksem kui tipukoormus) . Puudujäägid on suurimad olenevalt stsenaariumist Poolas kuni 2000 MW; Saksamaal kuni 1800 MW ja Taanis 1000 MW. Soomes on arvestuslik puudujääk kuni 300 MW.

Piirkonna riikidest on suurima tootmisvõimsuste ülejäägiga Norra kuni 6200 MW, Leedu kuni 1700 MW, Rootsi 600 MW ning Eesti kuni 500 MW. Samas võib ülejääk olla ka tunduvalt väiksem, kui kavandatud tootmisvõimsusi ei ehitata. Tootmisvõimsuste piisavust Eesti lähipiirkondades mõjutavad eelkõige planeeritud tuumaelektrijaamad Soomes ja Leedus ning fossiilkütustel elektrijaamad Saksamaal ja Poolas.

Tootmisvõimsuste piisavus regioonis tervikuna on eeldatavalt aga kõigi stsenaariumide puhul tagatud. See tuleneb eelkõige järgnevatest asjaoludest:

- Analüüsis on eeldatud, et suundumused tootmisvõimsuste arengul kulgevad kõigis riikides sarnaselt, tegelik areng võib erineda ning ühtegi stsenaariumit ei saa kindla suundumusena võtta. Erinevad suundumused eri riikides kompenseerivad üksteist ning reaalne areng on seega võimalik analüüsitud stsenaariumide kombinatsioonina.

- Elektritarbimise tipp ei ole kõigis riikides üheaegne. Tiputarbimine võib olla nii erinevatel päevadel kui ka erinevatel tundidel.

9 *www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030*

- Eeltoodud analüüs arvestab, et investeeringud riikidevaheliste ühenduste tugevdamiseks on piisavad, et tagada võimsuse ülekanne erinevate piirkonna riikide vahel, juhul kui mõnes riigis on tootmisvõimsusi puudu.

- Elektrituru eeldatavalt kõrgem hinnatase soodustab tarbijaid ratsionaalsemalt käituma, nad vähendavad oma tarbimist kõrgema hinnatasemega perioodidel.

Eestiga samas sünkroonpiirkonnas on Läänemere regioonist vaid Läti ja Leedu elektrisüsteemid, mistõttu arengud neis riikides mõjutavad ka Eesti elektrisüsteemi oluliselt. Eestis, Lätis ja Leedus on suurimad võimalikud muutused tootmisvõimsustes tuumaelektrijaama ehitamine Leedus, uute põlevkiviplokkide ehitus Eestis, kivisöeelektrijaama ehitamine Lätis ning tuuleenergeetika ning biomassil põhinevate koostootmiselektrijaamade areng kõigis Balti riikides. Lisaks sõltub tootmisbilanss hooajaliselt ka Läti hüdroelektrijaamade toodangust.

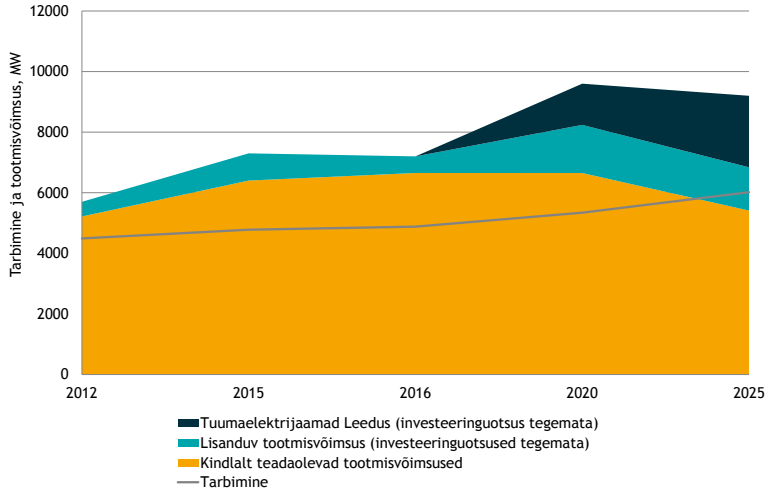
Varustuskindluse seisukohalt on olulise mõjuga lisaks tootmisseadmetele ja välisühendustele ka primaarenergiaallikatega varustatus, suurima mõjuga on seejuures risk gaasivarustuse katkemise korral. Aastal 2012 on Baltikumis 3200 MW tootmisvõimsusi mis kasutavad elektri tootmiseks maagaasi; see tähendab, et üle 50% kogu tootmisvõimsustest töötab maagaasil. 2020. aastaks suureneb maagaasi kasutavate elektrijaamade tootmisvõimsus prognooside kohaselt kuni 3600 MW-ni, mis tähendab, et maagaasil töötavate elektrijaamade osakaal ületab 60% kõigist tootmisvõimsustest Baltimaades. Gaasivarustuse pikemaajalisem katkemine tähendaks seega olulist mõju elektrivarustuskindlusele Balti riikides.

2012. aasta kevade seisuga ei ole otsustatud Leedu tuumaelektrijaama, Eestis teise põlevkiviploki ning Läti kivisöeelektrijaama ehitus. Tootmispiisavus regionaalses perspektiivis on tõenäoliselt vaatamata võimalikele investeeringute ärajäämisele siiski tagatud, kuna regiooni mastaabis on Balti riikide summaarne tarbimine vaid ca 3% tarbimisest Läänemere regioonis. Kavandatud elektrilised ühendused Soome, Rootsi ja Poolaga tagavad kuni 2025. aastani elektriga varustatuse avariide ja gaasitarnete katkemise korral ka juhul, kui Baltimaadesse investeeringuid tootmisvõimsuste ehitamiseks ei tehta.

Oht elektriga varustamise kindlusele on eelkõige uute riikidevaheliste ühenduste (eelkõige Leedu–Rootsi ja Leedu–Poola, Eesti–Läti) valmimise hilinemine ning tootmisvõimsuste ehitamata jätmine naaberriikides. Baltimaade seisukohalt on neist otsustest olulisemad tuumaelektrijaamade lisandumine Soomes, 3200 MW; fossiilkütustel elektrijaamade ehitamine Poolas, Saksamaal ning biomassil töötavate elektrijaamade areng kõigis riikides.

Pärast 2020. aastat on tootmisvõimsuste arengu ja piisavuse osas ebaselgus: suletakse suur osa piirkonna elektrijaamade tootmisvõimsustest ning hetkel ei ole selge, millega need elektrijaamad asendatakse. ENTSO-E Läänemere regiooni töögrupp teostab 2013. aasta alguseks analüüsid kuni 2030 aastani. Seejärel saab hinnata tootmisvõimsuste piisavust pikemaajalises perspektiivis.

Joonis 12. Kasutatava tootmisvõimsuse areng Eestis, Lätis, Leedus (Venemaa ühendatud energiasüsteemis töötavad Läänemere regiooni riigid) kuni 2025. aastani



2.4.2 Analüüsis kasutatavate tootmisstsenaariumite alusandmed ja metoodika

Järgnevalt analüüsitakse peatükis 2.3 kirjeldatud tootmisstsenaariume A ja B aastal 2025. Tundlikkuse analüüs on tehtud A stsenaariumile, mille eesmärk on analüüsida kolmandate riikide elektrihinna mõju Eestile ja regioonile tervikuna. Samuti on hinnatud Eesti-Läti vahelise kolmanda ühenduse mõju. Stsenaariumite ülesehitus on kirjeldatud allolevas tabelis 4.

Tabel 4. Analüüsitavate stsenaariumite ülesehitus

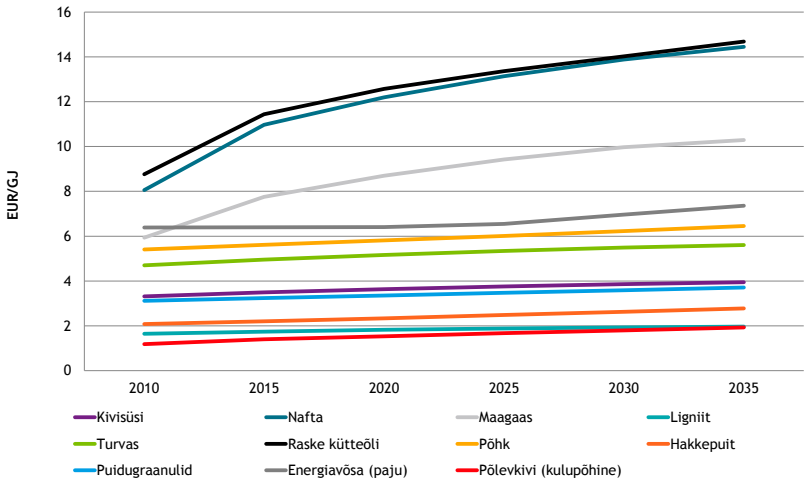
Modelleeritav stsenaarium	A stsenaarium	B stsenaarium	A stsenaariumi tundlikkusanalüüs
Kolmandate riikide elektriimpordi hind	40 EUR/MWh	40 EUR/MWh	50 EUR/MWh

Kui Eesti, Läti ja Leedu puhul on vaadeldud nii A kui ka B stsenaariumit, siis teiste modelleeritud riikide puhul on aluseks võetud tootmisvõimsuste tõenäoline areng. B stsenaariumi korral on lisaks A stsenaariumis toodud tootmisvõimsustele Leedus tuumajaam võimsusega 1,1 GW, Lätis kivisöejaam 0,4 GW ja Eestis teine põlevkiviplokk 0,3 GW.

Energiakandjate hinnad

Maagaasi, nafta ja kivisöe hindade prognoos aastani 2035 tugineb rahvusvahelise energiaagentuuri (International Energy Agency – IEA) „World Energy Outlook 2011" kütuste hinnaprognoosile. Biokütuste hindade prognoosi aluseks on Taani Energiaagentuuri (Danish Energy Agency) hinnaprognoos. Ligniidi, orimulsiooni ja turba hinnakasv on seotud kivisöe hinna kasvuga. Põlevkivihinna prognoos on võetud kulupõhisena, mis võtab arvesse maailmas olemas olevaid põlevkivi energiavarusid ja nende võimalikku kasutuselevõttu.

Joonis 13. Kütusehindade prognoos 2010-2025



2.4.3 Modelleerimise eeldused/lihtsustused ja meetodid

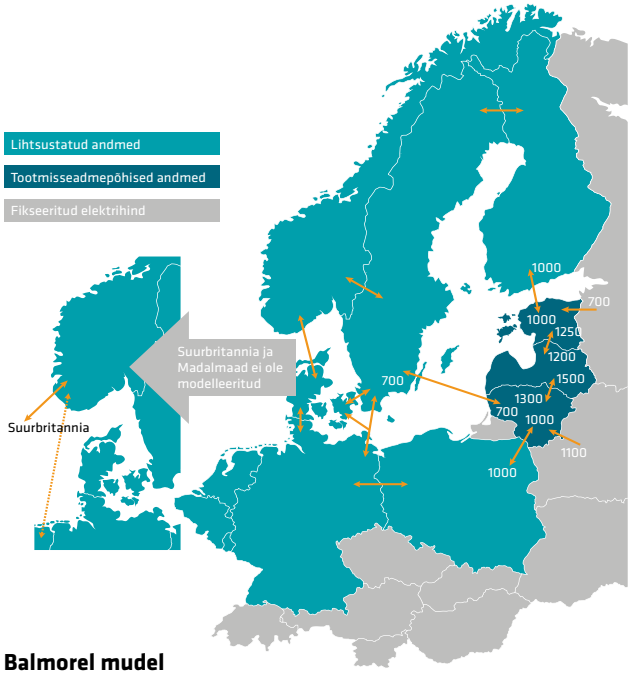
Analüüsiks kasutatakse ideaalse elektrituru mudelit Balmorel, mis eeldab kõigi turuosaliste võrdseid võimalusi turul kaubelda ja välistab monopolide manipuleerimise turuhinnaga. Kasutatav elektriturumudel Balmorel simuleerib elektriturgu, mille optimeerimiskriteeriumiks on igal ajahetkel katta elektritarbimine võimalike vähimate kuludega, teisisõnu minimeerida regiooni elektrisüsteemi kulud. Selline lähenemine on idealistlik ja ei pruugi kokku langeda tegelikkusega.

Stsenaariume analüüsitakse CO_2 kvoodi hinna 26 EUR/tonn juures, mis tuleneb „Worl Energy Outlook" *current policies* stsenaariumist. Loode-Venemaa ja Valgevene (kolmandad riigid) on modelleeritud fikseeritud hinnaga elektrit (40 EUR/MWh) Baltimaadesse ja Soome eksportivate süsteemidena. Et hinnata kolmandate riikide elektrihinna mõju, on analüüsitud A stsenaariumit ka kolmandate riikide elektrihinna 50 EUR/MWh juures.

Eesti ja Läti ning Läti ja Leedu vahelised läbilaskevõimed on modelleeritud koos hooajaliste, välistemperatuurist sõltuvate piirangutega. Ülejäänud läbilaskevõimed on modelleeritud muutumatutena ning väärtused põhinevad ENTSO-E üleeuroopalise turumodelleerimise andmebaasi (PEMMD – *Pan European Market Modeling Database*) 2020. aasta B stsenaariumi andmetel.

Ülekandevõrgu ja jaotusvõrgu kaod on arvestatud tarbimisprognoosis, mistõttu ei ole neid eraldi vaadeldud.

Joonis 14. Modelleeritud regioon, riikidevahelised läbilaskevõimed ja kasutatud andmete detailsus



2.4.4 Modelleeritud regioon/riigid

Modelleeritud on kogu Läänemere regiooni energiasüsteemid: Baltimaad, Põhjamaad, Poola, Saksamaa ning lisaks Loode-Venemaa. Simuleeritud geograafilist piirkonda ja modelleerimiseks kasutatud andmete detailsust illustreerib joonis 14.

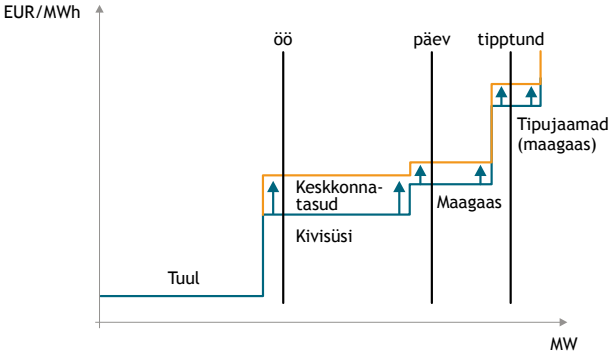
Simuleerimisel ei ole arvesse võetud Põhjamaade ühendusi Madalmaadesse ja Suurbritanniasse. Samuti ei ole arvestatud Saksamaa ühendusi teiste Kesk-Euroopa riikidega.

2.4.5 Balmorel mudel

Eleringil on kasutusel elektriturumudel Balmorel (www.balmorel.com). Mudeli optimeerimiskriteeriumiks on sisuliselt kulude minimeerimine olukorras, kus tootmine rahuldab igal ajahetkel nõudluse. Selliste fundamentaalsete mudelite põhieeldus on, et elektri päev ette (spot) turg toimib efektiivselt, mis viib ka süsteemi efektiivsele toimimisele, kus kogu tarbimisnõudlus kaetakse minimaalsete kuludega.

Kui eeldada, et tarbimine on mitteelastne, siis elektrituru hind on võrdne tarbimise rahuldamiseks vajaliku viimase tootmisseadme marginaalkuluga. Hinna kujunemine tootmisseadmete marginaalkulude põhiselt on kujutatud alloleval joonisel.

Joonis 15. Elektrituru hinna kujunemine tootmisseadmete marginaalkulude põhiselt



Joonisel näidatud trepp-jooned kujutavad elektrijaamade marginaalkulusid. Vaadeldav trepp-joon võib sõltuvalt tuuleelektrijaamade toodangust nihkuda kas paremale või vasakule, mõjutades sel viisil ka süsteemi bilanssi ja elektri turuhinda. Joonisel on kujutatud tarbimise tiputundidel kujunev elektrihind. Elektrihind kujuneb tarbimiskõvera ja trepp-joone ristumiskohas, kusjuures hinna määrab nõudluse katmiseks vajaliku trepp-joone viimane tootmisüksus või -üksuste marginaalkulu. Samuti on joonisel toodud olukorrad madalama (öö) tarbimise ja päevase tarbimise kohta.

Mudel võimaldab modelleerida kogu Läänemere regiooni, mis hõlmab Baltimaid, Põhjamaid, Poolat ja Saksamaad ning Baltikumiga tihedalt seotud Loode-Venemaad ning Valgevenet. Mudeli väljund on tootmisseadmete toodang ja regioonidevahelised võimsusvood vaadeldaval ajaperioodil, kusjuures tarbimisnõudlus on kaetud selliselt, et modelleeritava süsteemi kulud on minimaalsed. Samuti on modelleerimistulemusteks analüüsitava stsenaariumi ligikaudsed elektrihinnad analüüsitavates hinnapiirkondades.

Kuna mudel on algselt loodud fookusega analüüsida Taani ja Baltikumi energiasüsteeme, kus olulise osa tootmises moodustavad koostootmisjaamad, siis võimaldab see arvesse võtta elektri ja soojuse koos-

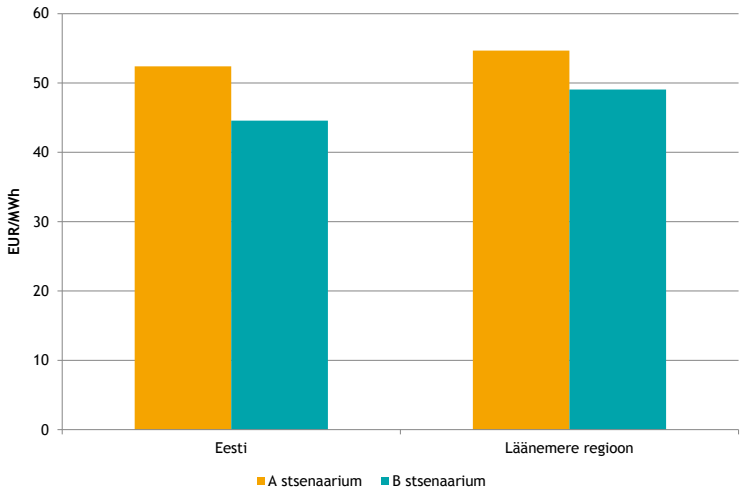
tootmise omavahelisi seoseid. Mudel hõlmab ka rida taastuva energia tehnoloogiaid, näiteks tuuleenergia, päikseenergia ning hüdroenergia koos ja ilma salvestusseadmeteta. Samuti võimaldab mudel arvesse võtta keskkonnamaksudest ja -kvootidest tulenevaid piiranguid. Näiteks kõrge CO_2 hinna korral liigub energiatootmine kivisöe- ja põlevkivipõhistelt jaamadelt gaasi ja biomassi põletavatesse jaamadesse.

2.4.6 Analüüsi tulemused

Käesolev alampeatükk tutvustab analüüsitud toomisstsenaariumite A ja B arvutustulemusi. Vaadeldavate stsenaariumite Eesti ja regiooni elektrituru keskmise hinna projektsioon 2025. aastaks on esitatud joonisel 16.

A ja B stsenaariumi hinnaerinevuse tingib tuumajaam Leedus, mistõttu on Eesti elektrihind B stsenaariumis oluliselt madalam kui A stsenaariumi korral. Regiooni keskmist elektrihinda mõjutavad tugevalt Poola ja Saksamaa, kus viimase tuumaelektrijaamade sulgemise tulemusena on tootmise puudujääk. Erinevused Eesti ja regiooni keskmise elektrihinna vahel on peamiselt tingitud Kesk-Euroopa tootmise puudujäägist ja sellest, et olemasolevad ühendused Kesk-Euroopa ja Põhjamaade vahel ei suuda sellises mahus nõudlust katta.

Joonis 16. A ja B stsenaariumi keskmine elektrihind, kolmandate riikide import 40 EUR/MWh



Milliseks kujuneb vaadeldavate stsenaariumite korral Eesti, Läti ja Leedu energiabilanss ja kuidas hakkavad liikuma energiavood, sellest annab ülevaate järgmine joonis.

Joonis 17. A ja B stsenaarium: bilanss ja energiavood Baltimaades ja Baltimaadest

A stsenaarium	Tootmine (TWh)	Tarbimine (TWh)
Eesti	6,81	10,00
Läti	7,72	9,22
Leedu	6,55	12,18

B stsenaarium	Tootmine (TWh)	Tarbimine (TWh)
Eesti	6,95	10,00
Läti	7,75	9,22
Leedu	14,50	12,18

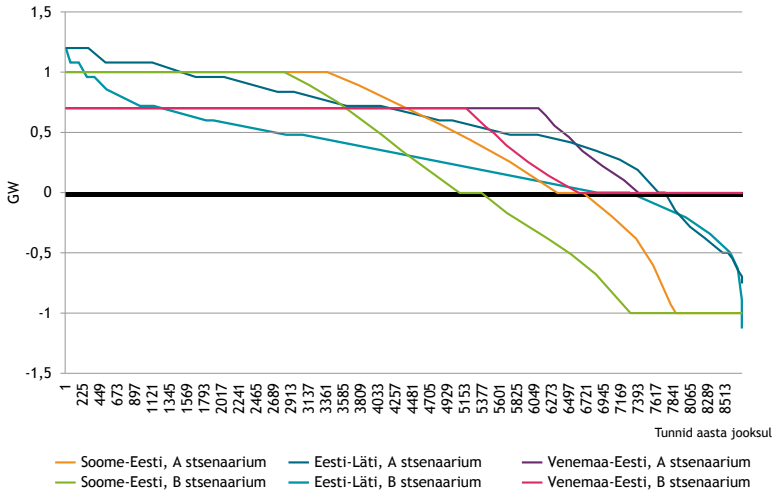
Kui joonis 12 näitab selgelt, et Baltikumis on planeeritud toomisvõimsusi piisavalt, et katta tarbimine, siis jooniselt 17 selgub, et aastal 2025 A stsenaariumi korral ei toodeta sisemaise elektrienergia nõudluse rahuldamiseks üheski Balti riigis piisavalt. Seda peamiselt põhjusel, et fossiilsetel kütustel põhinev elektrienergia tootmine ei suuda täismahus konkureerida Põhjamaade hüdroenergia ja kolmandate riikide odavama elektriga. Samas läbi regionaalse elektrituru ja piisavate riikidevaheliste ühenduste on tagatud elektrienergia varustuskindlus ning tarbijatele saavutatud oluline rahaline sääst.

A stsenaariumile sarnane on Eesti ja Läti olukord ka B stsenaariumi korral, kuid Leedust on saanud tuumaenergiast toodetud elektrienergiat eksportiv süsteem. Tuumajaama rajamine Leetu võimaldab vähendada kolmandate riikide importi Balti riikidesse üle 21% ja energia importi Põhjamaadest ligi 22%.

Eestis on 2025. aastal elektrienergia tootmise põhikütusteks põlevkivi, tuul, biomass ja maagaas. Kuigi B stsenaariumi korral on lisaks teine põlevkiviplokk, põlevkivielektri tootmine märkimisväärselt ei suurene. Samuti väheneb piirkonnas soojuselektrijaamades gaasist elektrienergia tootmine. Nende muutuste peamiseks põhjuseks on Leedu tuumaelektrijaam, milles toodetud elektrienergiaga teised fossiilsed kütused konkureerida ei suuda. Samuti vähendab Baltikumi rajatav tuumajaam elektrienergia transiiti läbi Eesti ja Läti Leetu ning importi kolmandatest riikidest.

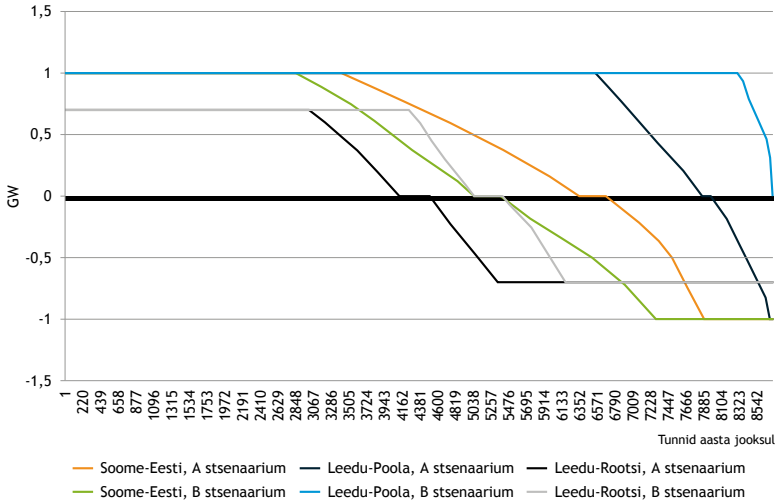
Mõlema vaadeldud stsenaariumi korral liiguvad energiavood põhja-lõuna suunal, mida illustreeris ka joonis 17 ja kinnitavad allolevad joonised 19 ja 20.

Joonis 19.
A ja B stsenaariumid Eesti ja naaberriikide vaheliste ülekandeliinide ülekantavate energiakoguste kestvusköver



Püsiv pudelikael nii A kui ka B stsenaariumi korral on Eesti ja Põhjamaade ning Leedu ja Põhjamaade kui ka Leedu ja Kesk-Euroopa vahel, mis tähendab, et suurema osa ajast on need läbilaskevõimed maksimaalselt ära kasutatud. Läbi Balti riikide kulgevast ülekandevõrgust on saanud alternatiivne elektrikoridor Skandinaavia ja Kesk-Euroopa vahel.

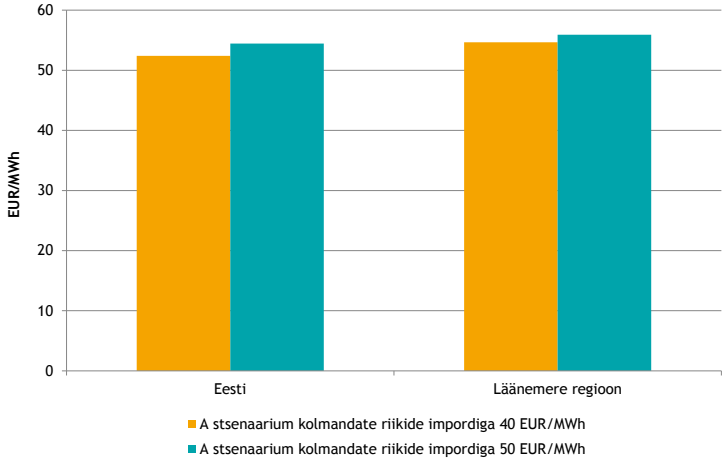
Joonis 20.
A ja B stsenaariumid Baltimaade ja naaberriikide vaheliste ülekandeliinide ülekantavate energiakoguste kestvusköver



2.4.7. Tundlikkusanalüüs

Tundlikkusanalüüsi eesmärk on hinnata kolmandate riikide elektrihinna mõju Eestile ja regioonile. Arvutustulemused näitasid, et kolmandate riikide elektrihinna tõus 10 EUR/MWh ehk 25% tõstab Eesti ja regiooni elektrihinda kuni 4%. Seda tendentsi illustreerib allolev joonis 21.

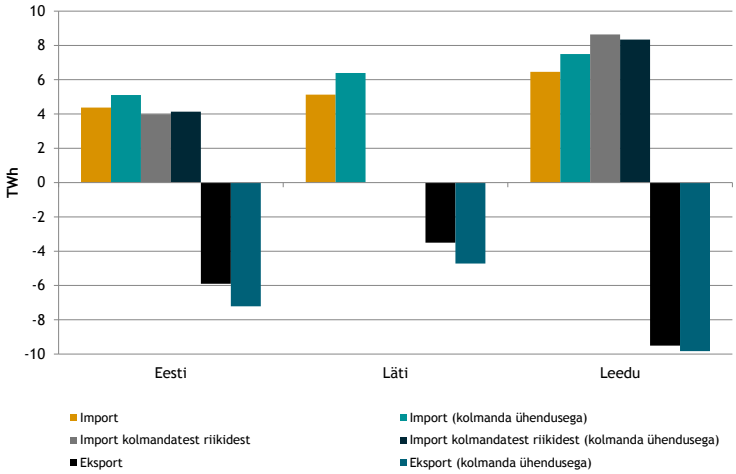
Joonis 21. A stsenaariumi keskmine elektrihind kolmandate riikide impordi 40 EUR/MWh ja 50 EUR/MWh juures



Samuti on vaadeldud Eesti–Läti kolmanda ühenduse mõju Eestile ja regioonile tervikuna. Jooniselt 22 selgub, et rohkemate ühenduste korral suureneb kasutatava tootmisvõimsuse töötundide arv, mis võimaldab efektiivsemalt olemasolevaid tootmisseadmeid ära kasutada ehk investeeringuid kiiremini tagasi teenida.

Kolmas ühendus võimaldab Balti riikidel paremini ära kasutada Põhjamaade soodsat hüdroenergiat ja vähendada summaarset elektrienergia importi kolmandatest riikidest. Samuti on see vajalik Balti riikide integreerimiseks Põhjamaade ja Kesk-Euroopaga, kus pudelikaelad nihkuvad Eesti–Läti piirilt Balti riikide välispiiridele. Eesti-Läti kolmanda ühenduse mõju Balti riikide impordile ja ekspordile illustreerib järgmine joonis 22.

Joonis 22. A stsenaariumi elektrienergia import ja eksport koos ja ilma Eesti-Läti kolmanda ühenduseta kolmandate riikide elektriimpordi hinna 50 EUR/MWh juures



Eesti–Läti kolmanda ühenduse ehitamisest võidab regioon tervikuna ja selle hinnangu aluseks on tarbijate, tootjate ja süsteemihaldurite kulude ning tulude analüüs. Eesti–Läti kolmanda ühenduse lisandumisel suureneb kogu regiooni sotsiaalmajanduslik tulu 20–40 miljonit eurot ja Eesti sotsiaalmajanduslik tulu vahemikus 0–14 miljonit eurot, mistõttu on õiglane, et kulutused kannavad solidaarselt kõik, kes sellest ühendusest kasu saavad.

2.4.8 Kokkuvõte

Regiooni varustuskindluse seisukohast vähendab Leedu tuumajaam sõltuvust gaasist ja kolmandate riikide elektri impordist.

Mida rohkem on ühendusi, seda suurem võimalus on Eesti tootjatel turule pääseda. Suureneb kasutatava võimsuse töötundide arv ja olemasolevaid tootmisseadmeid saab efektiivsemalt ära kasutada.

Pudelikaelad nihkuvad Baltikumist regionaalsetele ühendustele Põhjamaade ja Kesk-Euroopaga. Läbi Baltimaade tekib alternatiivne elektrikoridor Põhjamaade ja Kesk-Euroopa vahel.

Mõlema vaadeldud stsenaarium korral on regioonis tootmisvõimsusi ja ühendusi piisavalt, et katta Eesti elektrienergia tarbimine. B stsenaariumi korral on elektrihind Baltikumis oluliselt madalam kui A stsenaariumis, mistõttu võib osutuda küsitavaks piirkonda planeeritud tootmisseadmete investeeringute tasuvus kujuneva turuhinna juures. Eelkõige muutuvad küsitavaks investeeringud Leedu tuumajaama, Eesti teise põlevkiviplokki ja Läti kivisöel põhinevasse elektrijaama.

Läänemere regiooni summaarne sotsiaalmajanduslik tulu Eesti-Läti kolmanda ühenduse rajamisel on 20–40 miljonit eurot ja Eesti sotsiaalmajanduslik tulu vahemikus 0–14 miljonit eurot, mistõttu on õiglane, et kulutused kannavad solidaarselt kõik, kes sellest ühendusest kasu saavad.

- ***Järgmisel kümnel aastal on elektri tootmisvõimsused Eestis piisavad, et tagada tarbijate varustamine elektriga nii tiputarbimise ajal kui ka ekstreemsete ilmastikuolude korral.***

- ***Suurim risk tootmisvõimsuse piisavusele Balti elektrisüsteemides on gaasivarustuse katkemine. Aastal 2012 on Balti riikides kokku 3200 MW tootmisvõimsusi, mis kasutavad elektri tootmiseks maagaasi; see tähendab, et üle 50% kogu tootmisvõimsustest töötab maagaasil. Aastaks 2020 suureneb maagaasi kasutavate elektrijaamade tootmisvõimsus prognooside kohaselt kuni 3600 MW-ni, mis tähendab, et maagaasil töötavate elektrijaamade osakaal ületab 60% kõigist tootmisvõimsustest Baltimaades. Gaasivarustuse pikemaajalisem katkemine tähendaks seega olulist mõju elektrivarustuskindlusele ka Eestis.***

- ***Läänemere regioonis on tootmisvaru piisavalt 2025. aastani, kui tugevnevad ka riikidevahelised ühendused.***

- ***Mida rohkem on riikidevahelisi ülekandevõimsusi, seda suurem on Eesti tootjate võimalus pääseda turule. Suureneb tootmisvõimsuste töötundide arv ja olemasolevaid tootmisseadmeid saab efektiivsemalt ära kasutada.***

- ***Eesti varustuskindlusele avaldavad olulist mõju tuumaelektrijaamade ehitamine Soomes, Rootsis ja Leedus. Analüüsi tulemused näitavad, et sellise stsenaariumi korral väheneb keskmine hind elektriturul, mis muudab uute elektrijaamade ehitamise Eestisse vähemtasuvaks.***

- ***Eesti-Läti kolmas ühendus on oluline, et tugevdada elektrilisi ühendusi piirkonnas ning soodustada elektrituru arengut. Kolmandast ühendusest tulenev sotsiaalmajanduslik tulu Läänemere regioonile jääks vahemikku 20–40 miljonit eurot aastas.***

- ***Elektritarbijale tähendab uute riikidevaheliste ühenduste ehitamine elektrituru tõhusamat toimimist, konkurentsi tõusu elektritootmises ning varustuskindluse kasvu kogu Läänemere piirkonnas. Elektritarbijate tulu väljendub madalamas kulus elektrienergia ostmiseks kui ka tootmisvõimsuste piisavuse tagamiseks.***

3 Elektrivõrk

3. Elektrivõrk ... 37
3.1 Eesti põhivõrk ... 38
3.2 Paradigma muutus Eesti elektrivõrgu arengus ... 38
3.3 ENTSO-E 10 aasta arengukava aastateks 2012-2022 (Ten Year Network Development Plan) ... 40
3.3.1 Järgmisel 10 aastal võrgu arenguid mõjutavad stsenaariumid ... 40
3.3.2 Põhilised investeerimissuunad Euroopa Liidus ... 41
3.3.3 Järgmise 10 aasta investeeringud ülekandevõrkudesse ... 41
3.4 Eesti elektrisüsteemi arenguvariandid aastani 2030 ... 41
3.4.1 Eesti 110–330 kV elektrivõrgu arenguvariandid ... 42
3.5 Eleringi investeeringute eelarve aastani 2016 ... 43

3 Elektrivõrk

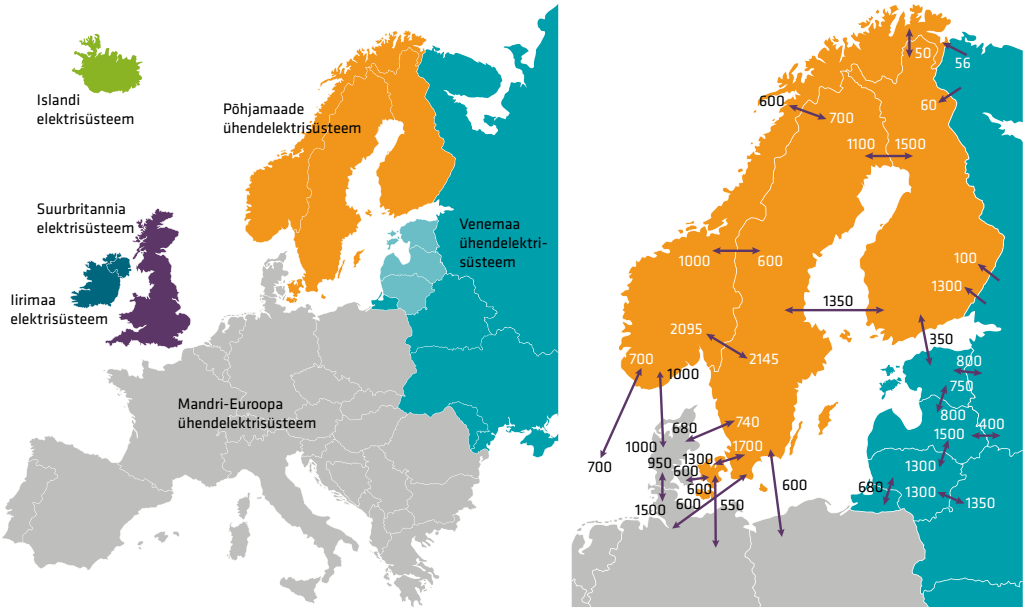
Euroopa elektrisüsteem koosneb erinevatest sünkroonselt ühendatud ühendelektrisüsteemidest, mis on allpool loetletud nende suuruse järjekorras:

- Mandri-Euroopa ühendelektrisüsteem, endine UCTE haldusala
- Põhjamaade ühendelektrisüsteem, endine NORDEL-i haldusala
- Suurbritannia elektrisüsteem, endine UKTSOA haldusala
- Iirimaa elektrisüsteem, endine ATSOI haldusala
- Baltimaade elektrisüsteem, endine BALTSO haldusala, mis on sünkroonühenduses Venemaa ühendelektrisüsteemiga (IPS/UPS)

2009. aastal loodi nende ja lisaks Islandi elektrisüsteemi süsteemihaldureid koondav organisatsioon ENTSO-E. Koos ühtse katusorganisatsiooni loomisega likvideeriti sinnamaani tegutsenud ühendused UCTE, NORDEL, UKTSOA, ATSOI ja BALTSO. ENTSO-E eesmärgiks on tagada elektrisüsteemide varustuskindlus; üleeuroopalise elektrituru areng; taastuvate energiaressursside laialdasem kasutuselevõtt, seadmata ohtu elektrisüsteemi toimimist; usaldusväärne ja tulevikule orienteeritud elektrivõrgu areng, et aidata kaasa energiapoliitika eesmärkide täitumisele.

Kõik eelpool nimetatud elektrisüsteemid (välja arvatud Baltimaade ja Iirimaa elektrisüsteemid) omavad kõrgepingealalisvoolukaablite kaudu ühendusi vähemalt kahe naabersüsteemiga. Baltimaades on hetkel ühendus vaid Põhjamaadega.

Joonis 23. Elektrisüsteemide sagedusalad Euroopas ja ülekandevõimsused Läänemere regioonis 2012. aastal



Koostöös naaberriikide süsteemihalduritega tehakse aastatel 2012–2014 teostatavusuuring Balti riikide liitmiseks Kesk-Euroopa sagedusalaga. Sünkroontöö Kesk-Euroopa sagedusalaga tähendab, et Eesti elektrisüsteemi sagedust hakkaksime reguleerima üheskoos teiste Mandri-Euroopa ühendelektrisüsteemi kuuluvate elektrisüsteemidega. Hetkel on Baltimaade elektrivoolu sagedus seotud jäigalt Venemaa ühendenergiasüsteemi sagedusega, millesse Eesti, Läti ja Leedu energiasüsteemid koos Venemaa ja Valgevene omadega kuuluvad.

Kesk-Euroopa sagedusalaga sünkroontööle üleminek on oluline, kuna aitab kaasa nii energiasüsteemide töökindluse tõstmisele kui ka üldise energiajulgeoleku kindlustamisele. Lisaks aitab see kaasa ka energiakaubanduse arengule, võimaldades energiaga kauplejatel pakkuda tulevikus vaba turu tingimustes tarbijatele parimat elektrihinda, mis kujuneb kogu Euroopat hõlmaval turul.

Töögrupi esmased tulemused Kesk-Euroopa sagedusalaga sünkroontööle ülemineku tehniliste, majanduslike ja organisatoorsete aspektide kohta selguvad 2012. aasta lõpuks. Seejärel saab alustada reaalseid ettevalmistusi sünkroontööks vajalike tegevuste elluviimiseks. Samuti selgub siis, kui palju kulub aega täieliku integreerumiseni Kesk-Euroopa sagedusalaga erinevate ühendusvariantide korral.

Sünkroontöö eelduseks on nii kõigi osapoolte riigisiseste elektrivõrkude tugevdamine kui ka täiendavate ühenduste loomine Leedu ning Poola energiasüsteemide vahele. Lisaks tuleb täiendada olemasolevate elektrijaamade juhtimis- ja reguleerimissüsteeme. Baltimaade ja Mandri-Euroopa vaheline alalisvooluühendus on plaanis töösse viia 2015. aastal.

3.1 Eesti põhivõrk

Eesti elektrisüsteem on ühendatud Venemaa, Läti ning Soomega. Eesti-sisese 110–330 kV elektrivõrgu ülekandevõimus on tänase seisuga piisav, tagades Eesti tarbijatele nõuetekohase varustuskindluse.

Eesti elektrisüsteem töötab sünkroonselt Venemaa ühendatud energiasüsteemiga (IPS/UPS) ja on ühendatud 330 kV ülekandeliinidega Venemaa ja Lätiga. Alates 2006.a lõpust on Eesti ja Soome vahel alalisvooluühendus EstLink 1 võimsusega 350 MW.

Eesti 110–330 kV elektrivõrk on oma põhiosas rajatud aastatel 1955–1985 kui osa Vene ühtsest energiasüsteemist, vastates sel ajal esitatud vajadustele, et tagada Peterburi ja Riia elektrivarustus Narvas põlevkivist toodetud elektriga. Hiljem on Eestis muutunud peamisteks tarbimiskeskusteks Tallinn, Tartu ja Pärnu, mis on tinginud omakorda ülekandevõrgu laienemise ja tugevdamise nendesse piirkondadesse.

Tabel 5. Eesti ülekandevõrgu põhinäitajad (seisuga mai 2012)

Liinid	Pikkus, km	Alajaamad	Kogus, tk
330 kV	1512	330 kV	10
220 kV	84	220 kV	1
110 kV	3470	110 kV	135
35 kV	60		
Kokku	**5126**		**146**

Eesti siseriiklikud võimsusvood liiguvad hetkel põhiliselt Narva–Tallinn ja Narva–Tartu suunal. Narva–Tartu suunalise ühenduse, mida kasutatakse enamasti ekspordiks ja transiidiks Venemaalt Lätti, Leetu ja Kaliningradi, läbilaskevõime on piisav. Kuna Eesti põhilist koormuspiirkonda, Tallinna ja Harjumaad toidetakse läbi Narva–Tallinna suunalise ülekandevõrgu ning alates 2007. aastast on lisandunud siseriiklikule koormusele ka 350 MW EstLink 1 koormus, siis rajati piisava läbilaskevõime tagamiseks Balti-Harku 330 kV õhuliin, mis valmis 2006. aastal. Seoses 2014. aastal valmiva EstLink 2 alalisvooluühendusega Soome ning suurenevate võimsusvoogudega Ida-Lääne suunas on rekonstrueeritud ka Eesti–Püssi ja Balti–Püssi 330 kV õhuliinid. Prognooside järgi kasvava koormusega Tallinna ja Harju piirkonna varustuskindluse tagamiseks rekonstrueeritakse 2011–2013 Aruküla alajaam, mis viiakse üle praeguselt 220 kV-lt pingelt 330 kV-le pingele. Pärnu ja Tartu koormuspiirkondade kindlamaks varustamiseks on plaanis rajada uus Tartu – Sindi – Harku 330 kV õhuliin.

Eleringil on kavas ehitada 330 kV liin marsruudil Tartu–Pärnu–Tallinn, mis suurendab kogu Eesti varustuskindlust. Selle liini valmimisel on kogu Eesti mandriosa kaetud tugeva 330 kV võrguga ning eriti Pärnu tarbimise piirkond saab tugevamini ühendatud elektriülekandesüsteemiga.

3.2 Paradigma muutus Eesti elektrivõrgu arengus

Elektrivõrk on üks riigi olulisimaid infrastruktuure, mis tagab normaalse elukvaliteedi, majandustegevuse võimalikkuse ja koos sellega ka riigi kui terviku arengu. Tulenevalt riigi ja majanduse arengust nõuab see omakorda elektrivõrkudelt ajaga kaasaskäimist ja vajalikke muutusi ning investeeringuid. Pidevalt muutuvas taustsüsteemis on elektrivõrgu planeerimine ja arendamine pidev protsess, et liikuda parima lahenduse suunas, mitte valmis lõpptulem.

Elektrivõrk seob meid ka meie naabritega. Nii on Eestil täna kokku kuus olulist elektrivõrgu otseühendust kolme naaberriigiga – Venemaa, Soome ja Lätiga. Venemaaga on Eesti elektrivõrk seotud kolme 330 kV õhuliiniga, Lätiga on kaks 330 kV-st vahelduvvooluühendust ning Soomega seob Eestit veealune alalisvoolu merekaabel.

Kui vaadata põgusalt elektrivõrgu arengu mõnekümne aasta tagust perioodi, siis Eesti ja võib öelda, et ka kogu Balti elektrivõrgu areng oli väga tugevasti mõjutatud Venemaa elektrisüsteemi arengutest ja vajadustest. Kui vaadata elektrivõrkude geograafilist paiknemist suures plaanis (vt joonis 24), siis moodustab Eestit, Lätit ja Leedut läbiv 330 kV elektrivõrk justkui täiendava poolringi Loode-Venemaa ja Venemaa Lõuna-Edela osa tarbimis- ja tootmiskeskuste vahel, milleks ta tegelikult algselt oli osaliselt planeeritud. Tugevate põhja-lõuna suunaliste 750 kV elektrivõrgu ühenduste katkemise korral Venemaa sisemaal pidi just läbi Baltimaade kulgev 330 kV võrk tagama elektrivõrgu talitluskindluse ja elektrisüsteemi terviklikkuse säilimise. Eesti elektrivõrk oli enne ja on ka täna väga tugevasti mõjutatud Venemaa elektrisüsteemis toimuvast. Suured ebabilansid Venemaa põhja ja lõuna osade vahel võivad põhjustada ka Baltimaade elektrivõrkude, eriti just 330 kV elektrivõrgu olulise koormumise, jättes vähem vaba ruumi elektrituru osalistele ning naabritega kauplemiseks. Selleks et taolisi probleeme ära hoida, on süsteemide vahel sõlmitud kokkulepped, mis hoiavad süsteemid tasakaalus ja tagavad ka vajalikud ülekandevõimsused naaberriikide vahel.

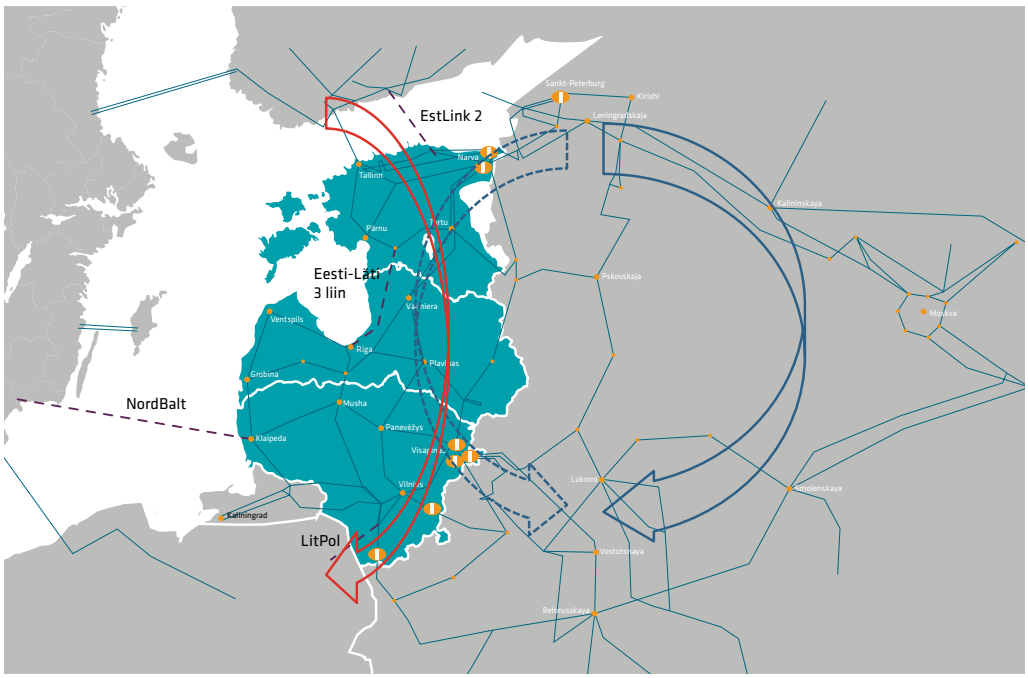
Kui varem dikteeriti kogu ühendsüsteemi juhtimist Venemaa poolelt, siis nüüdseks on kõik ühendelektrisüsteemi osapooled vastutavad iseseisvalt ning planeerivad oma talitlusrežiimid üksteisega arvestades. Kuid tänu kaalukale süsteemide suuruste vahele võib Venemaa elektrisüsteemis toimuv režiimimuutus siiski tuntavat mõju avaldada ka Eesti elektrivõrgule.

Lähiajal ja ka pikemas perspektiivis on Venemaal plaanis investeerida Põhja- ja Lõuna-Venemaa vahelistesse elektri ülekandeliinidesse ning sellega seoses suurendada oma varustuskindlust ka mistahes olulise 750 kV ülekandeliini väljalülitumise korral. Säärased muudatused ühest küljest toovad kaasa Eestit ja teisi Baltimaid läbiva elektrivõrgu olulisuse vähenemise Venemaa jaoks. Teisest küljest aga peaks vähenema ka Venemaa elektrisüsteemis toimuvate režiimimuutuste otsene mõju Baltimaadele. Kokkuvõttes võib öelda, et Eesti elektriülekandevõrgu rõhuasetus suures plaanis on muutumas.

Kuigi Venemaa elektrisüsteemi kontekstis Eesti ülekandevõrgu olulisus väheneb, siis teiselt poolt on Eesti elektrivõrgus toimuv muutumas üha olulisemaks Euroopa ja Põhjamaade elektrisüsteemi jaoks. 2012. aastal välja antud ENTSO-E kümne aasta arengukavas on kirjas, et üheks prioriteetseks elektrivõrgu arengusuunaks on Põhjamaade ja kontinentaal-Euroopa vaheliste liinikoridoride tugevdamine ja läbilaskevõimete suurendamine. Kirjeldatud prioriteet tuleneb turu vajadusest üle kanda üha suuremaid võimsusi seoses mahukate taastuvenergiaressurssidega Põhja-Skandinaavias ning elektritootmise puudujäägiga Kesk-Euroopas, mis on osaliselt tingitud Saksamaa hiljutisest otsusest sulgeda oma tuumaelektrijaamad. Lisaks otseühendustele Skandinaavia ja Kesk-Euroopa vahel on väga oluliseks alternatiivseks elektrikoridoriks saamas läbi Baltimaade kulgev ülekandevõrk, mida on ka arengukavas rõhutatud. Samuti on Eesti ülekandevõrkude arengul suur roll Baltimaade elektrituru integreerimise plaanis (BEMIP), mis näeb ette tugevaid ühendusi nii Eesti-Soome kui ka Leedu-Rootsi ja Leedu-Poola vahel. Ka BEMIP on Euroopa Liidu üks olulisemaid infrastruktuuri projekte. Kõige suurem muutus Eesti elektrisüsteemi arengu paradigmas ongi põhifookuse ülekandumine Venemaa ühendelektrisüsteemist Euroopa elektrisüsteemi. Eesti elektrivõrgu üldine areng ja uued ühendused naaberriikidega arvestavad vajadusega integreeruda Euroopa elektrituru ja elektrisüsteemiga, et tagada sõltumatus ning vaba elektriturg ka Eestis.

Arvestades asjaolusid, et suurem osa ülekandevõrgust on juba vanuses 30–50 aastat ning sealjuures seatakse elektriülekandesüsteemile üha uusi ülesandeid ja ootusi, esitab see elektrivõrgu arengule palju uusi väljakutseid. Vanade liinide rekonstrueerimise ja tugevdamise kõrval tuleb rajada täiendavalt ka uusi ülekandeliine. Paljudel juhtudel puudub uute liinide jaoks eraldatud liinikoridor ning uute liinide rajamist tuleb alustada paratamatult maakasutusküsimuste lahendamisega, mis võib võtta aastaid. Eleringi uute õhuliinide rajamise praktika on näidanud, et uue 330 kV liini ehitamisele kuluv aeg arvestades selle planeerimise algusest on umbes 7–15 aastat. Seega tuleb otsused teha juba mitmed aastad enne kui planeeritavat liini tegelikult vaja läheb. Et teha õigeid otsuseid, peavad need baseeruma ulatuslikel ja adekvaatsetel uuringutel, mis arvestavad nii tarbimise, elektrituru kui poliitilis-majanduslike trendidega.

Joonis 24. Baltimaade, Lääne-Venemaa ja Valgevene ülekande-võrkude (330-750 kV)geograafiline paiknemine. Baltimaades perspektiivne elektrivõrk 2020. aastal.



Tuleviku võimsusvood

Ajaloolised võimsusvood

3.3 ENTSO-E 10 aasta arengukava aastateks 2012-2022 *(Ten Year Network Development Plan)*

Kui varasem ENTSO-E 10 aasta arengukavas (edaspidi TYNDP) osalemine (koostati 2010) oli põhivõrguettevõtjatele vabatahtlik, siis käesoleva versiooni koostamises osalemine oli kõikidele Euroopa Liidu süsteemioperaatoritele kohustuslik. Uue TYNDPi eesmärgiks oli ühtlustada arengukava koostamise aluseid ja metoodikaid, sellest tulenevalt on koostatud uued planeerimisprotsessid, mida tuleb järgida.

1. Üleeuroopalised 20 aasta stsenaariumid, mis kajastavad kehtivaid tootmisvõimsuste piisavusi, hõlmavad endas erinevaid võimalikke tulevikustsenaariume ning on kooskõlas EU 2020 eesmärkidega.

2. Üldised elektrivõrgu planeerimise standardid.

3. Kompleksne elektrituru ja elektrivõrgu koosmodelleerimine.

Et tõhustada ja kindlustada ühilduvus, vaadeldakse regionaalseid ja üleeuroopalisi perspektiive kompleksselt.

3.3.1 Järgmisel 10 aastal võrgu arenguid mõjutavad stsenaariumid

Elektrivõrgu planeerimine ja arendamine on pikaajaline protsess. Et saada võimalikult adekvaatne pilt tulevikust, tuleb analüüsida erinevaid stsenaariume, mis võimaldab ennetada probleeme tulevikus. Täna tehtud planeerimis- ja investeerimisotsuste mõju võib ilmneda alles aastate pärast, nende positiivne mõju on pikaajalisem. Hoolimata sellest, et ENTSO-E „Elektri kiirteed aastal 2050“ uurimistöö on alles koostamisel, koostati neli visiooni aastani 2030, millega analüüsiti süsteemioperaatorite väljakutseid ja võimalusi koostada pikaajalisi stsenaariume.
Nendest neljast visioonist on TYNDP 2012 aluseks võtnud kaks:

1. EU2020 stsenaarium, mis baseerub riiklikul taastuvenergia tegevuskaval aastani 2020.

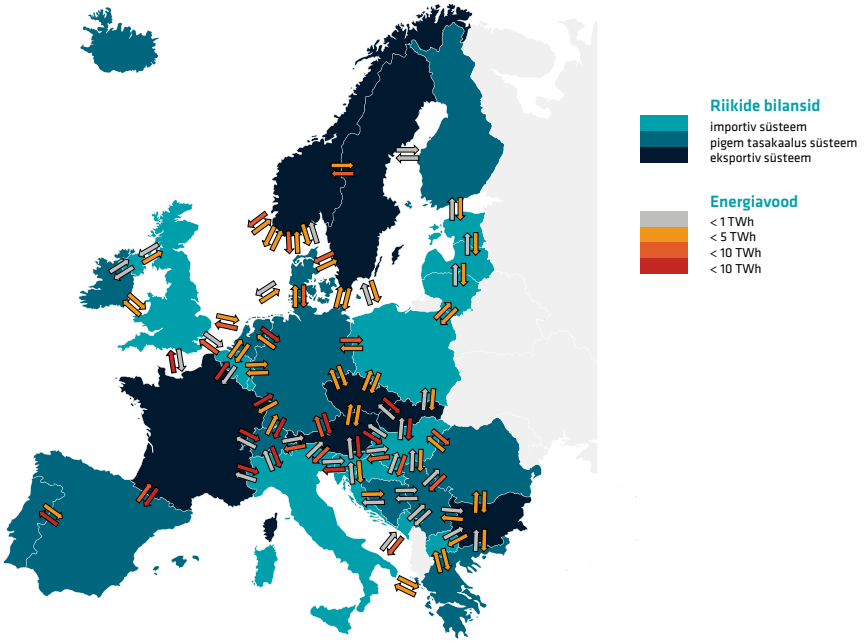
2. B stsenaarium (ENTSO-E süsteemipiisavuse aruande stsenaariumid), mis baseerub turuosalist praeguste investeerimisplaanide üldistusel.

Mõlemad stsenaariumid on üles ehitatud Euroopa Liidu ja selle liikmesriikide 2020. aasta eesmärkidele ning lisaks on arvesse võetud ka Saksamaa otsus loobuda tuumaenergeetikast.

3.3.2 Põhilised investeerimissuunad Euroopa Liidus

Järgneval kümnendil suureneb netotootmisvõimsus Euroopa Liidus ca 250 GW võrra, mis on 25% suurem tänastest tootmisvõimsustest. Pea kogu lisanduv tootmisvõimsus tuleneb taastuvenergeetika arendamisest, mis asub eemal koormuskeskmetest. Tänases võrgus tekivad suured võimsusvoogude kõikumised, millega võrk peab kohanema. Turu uuringud on näidanud, et põhilised võimsusvood Euroopas hakkavad liikuma põhjast lõunasse ja idast lõunasse või läände. Sellest tulenevalt on põhilised võrguinvesteeringud suunatud olemasolevate pudelikaelte vähendamiseks, et olukord ei muutuks enam hullemaks. Analüüs näitas ligi 100 pudelikaela olemasolu aastaks 2020, nendest ligi 80% on põhjustatud laiaulatusliku taastuvenergia integreerimisest võrku. Joonisel 25 on kujutatud põhiliste energiavoogude liikumissuunad ja kogused Euroopa Liidus.

Joonis 25. ENTSO-E prognoos elektrienergia voogudest Euroopa Liidus aastal 2020



3.3.3 Järgmise 10 aasta investeeringud ülekandevõrkudesse

Töörühmad on defineerinud ligi 100 ülekandevõrgu projekti, mis on üleeuroopalise tähtsusega ning mille eesmärk on käsitleda ülalloetletud probleeme võrgus järgneval kümnendil. TYNDPi raames planeeritakse järgmise 10 aasta jooksul rajada või rekonstrueerida kokku ligikaudu 51 500 km kõrgepingeliine, sellest ligi 7000 km kõrgepingeliine on planeeritud toomaks tootmisvõimsused lähemale koormuskeskustele. Ligi 1/3 projektidest on takerdunud kas erinevate lubade taotlemise või sotsiaalse vastuseisu taha. Projektide elluviimine on aluseks energiaturgude avamiseks (k.a Baltimaade ühendamine Euroopa Liidu ühtse elektrituru ja elektrisüsteemiga) ja taastuvenergia laialdasemaks kasutuselevõtuks Euroopa Liidus, mis on otseselt seotud ka 2020. aasta eesmärkidega. Analüüs on näidanud, et TYNDPi investeeringutest tulenevalt vähenevad tootmiskulud ligikaudu 5% võrra.

Projektide elluviimise kogumaksumuseks on arvestatud ligikaudu 104 miljardit eurot, millest 23 miljardit kulub merekaablitele. Projektide finantsmahukus tõotab muutuda tõsiseks väljakutseks põhivõrguette-võtjatele, kuid samas mõjutab see elektrienergia hinda kõigest 2% ning tarbija lõplikus elektriarves peaks nende projektide osakaal jääma 1% piiresse.

3.4 Eesti elektrisüsteemi arenguvariandid aastani 2030

Elering koostab regulaarsete intervallidega Eesti elektrisüsteemi arengukava, viimane arengukava koostati 2002. aastal ning kajastab endas arenguid aastani 2020. Alates 2011. aasta lõpust alustati uue arengukava koostamisega, mis kajastab Eesti 110 kV ja 330 kV elektrivõrgu arenguid aastani 2030 ning mille lõplik versioon peaks valmima käesoleva aasta lõpuks. Arengukava koostamise aluseks on mullu TTÜ

poolt koostatud Eleringi ja Eesti Energia alajaamade koormusprognoos. Tänaseks on jõutud arengukava koostamisega nii kaugele, et kõige suuremat probleemi valmistanud Tallinna piirkonna võimalikud perspektiivsed arengud on paika pandud. Siinkohal toome väljavõtte modelleerimistulemustest.

3.4.1 Eesti 110–330 kV elektrivõrgu arenguvariandid

Eesti siseriiklikud võimsusvood liiguvad hetkel põhiliselt Narva–Tallinn ja Narva–Tartu suunal, kus asub ka enamik tarbimiskeskusi. Narva–Tartu suunalise ühenduse läbilaskevõime siseriikliku tarbimise katmiseks on piisav. Lisaks Tartu piirkonna tarbimise katmiseks kasutatakse seda ristlõiget ka elektri ekspordiks Lätti ja Leetu ning transiidiks Venemaalt Lätti, Leetu ja Kaliningradi.

Arvestades prognoositud koormusi, energiasektori arengut Balti regioonis ning eelpool toodud tarbimis- ja tootmisstsenaariume, on elektrivõrgu läbilaskevõime suurendamiseks planeerimisel täiendavad elektrivõrgu tugevdused nii siseriiklikult kui ka naaberriikidega.

Siseriiklikult on Tallinna piirkonna varustuskindlust ning sellesuunalist läbilaskevõimsust aidanud suurendada 2010. aastal lõpetatud Kiisa 330/220/110 kV alajaama ning Balti–Püssi 330 kV õhuliini rekonstrueerimine. Kuni 2015. aastani jätkub olemasolevate 330 kV liinide ning alajaamade uuendamine ja rekonstrueerimine kui ka uute liinide rajamine vastavalt investeeringute kavale.

Kuna Eesti elektrisüsteemi üldine olukord on praegu rahuldav tänu viimastel aastatel tehtud investeeringutele võrgu arendamisse, siis esialgsetel hinnangutel väga suuri muutusi mujal Eestis ei tohiks toimuda. Praeguses seisus olid suuremad probleemid koondunud eelkõige Tallinna piirkonda ning esialgu oli põhirõhk suunatud just selle piirkonna uue võrgulahenduse väljatöötamisele. Edasises analüüsis vaadeldakse arengukava ka mujal piirkondades ning täpsema hinnangu ning arvutused võib leida juba välja antavast Eesti elektrisüsteemi arengukavast.

Arvestades kirjeldatud plaane võib eeldada, et elektrivõrgu varustuskindluse tase aruande esitamisele järgneva 15 aasta jooksul on hea ning elektrivõrgu areng toetab ka uute elektritootmisallikate lisandumist ning elektrituru üldist arengut ja integreerimist naabersüsteemidega.

Tallinna piirkonna perspektiivsed arengud
Tallinna ja selle lähiümbruse kui Eesti elektrisüsteemi kõige suurema koormusega piirkonna elektrivõrk ei ole praeguse seisuga piisavalt tugev, et tulla toime 2030. aasta eeldatava stsenaariumi koormustega, mil Tallinna piirkonna põhivõrgu alajaamade summaarne tipukoormus jääb vahemikku 940–1390 MW. 2010. aasta seisuga oli vastav näitaja 590 MW, seega 20 aastaga võib oodata selle piirkonna koormuste kahekordistumist.

Praeguse elektrivõrgu konfiguratsiooni juures ilmnesid kõige suuremad probleemid just Tallinnas ja selle lähiümbruse piirkonnas. Aastaks 2030 prognoositavate koormustega ei ole põhivõrgu läbilaskevõime ilma täiendavate investeeringuteta piisav, et tagada Eesti tarbijatele nõuetekohane elektrivarustuskindlus. Paljud õhuliinid ja kaabelliinid koormuvad üle juba normaalolukorras, arvestamata N-1 olukorda. Samuti on tänu suurenenud koormusele enamasti 330 kV alajaamade pinged lubatust madalamal tasemel ning ei vasta püsitalitlusnõuetele.

Tallinna piirkonna põhiprobleemid ilmnesid järgmistes sõlmedes:

- Ülekoormused Aruküla 110 kV väljuvatel liinidel.
- 330 kV elektrivõrgus normaalrežiimis (kõik liinid sees) lubamatult madalad pinged (ca 310 kV).
- Harku, Aruküla ja Kiisa AJ-s trafod üle koormunud (juhul kui igas nimetatud AJ-s on kaks 200 MVA trafot).
- Harku-Veskimetsa ristlõige ülekoormatud.

Et lahendada ülekoormusest tulenevaid probleeme, uuritakse kõige suurema kontsentratsiooniga piirkonda eraldi, vastavalt koormuskeskuste geograafilisele paiknemisele. Suur koormuste kontsentratsioon asub Tallinna kesklinnas: Veskimetsa, Järve ja Lasnamäe alajaamade vahel.

Tallinna kesklinna põhitoide tagatakse läbi Veskimetsa-Harku ja Aruküla-Lasnamäe ristlõigete, mis koormuvad selle tõttu ka tugevalt üle. Hoopis väiksemad on võimsusvood Kiisalt ja Arukülast Järve poole tulevatel 110 kV

liinidel. Kuigi Järve suunas on hetkel ainult kaks 110 kV ühendust Aruküla ja Kiisa 330 kV alajaamadest, koormuvad need liinid oma läbilaskevõime kohta küllaltki hästi.

EstLink 1 töörežiim mõjutab tugevalt Harku alajaama 330/110 kV trafode ja alajaamast väljuvate Tallinna toitvate 110 kV liinide koormust sõltuvalt võimsuse suunast alalisvooluühenduses. Maksimaalse ekspordi korral Harku 330/110 kV trafode ja Harku-Veskimetsa vahelisel ristlõikel võimsusvood vähenevad, kuid samas suurenevad oluliselt Kiisa ja Harku alajaamasid ühendavate 110 kV liinide koormused (L180, L181 ja L086). Eriti kriitiline on olukord Kiisa-Harku 330 kV liini väljalülitumisel, mille korral koormuvad eelpoolnimetatud 110 kV liinid üle. EstLink 1 maksimaalse impordi korral suurenevad nii Harku 330/110 kV trafode kui ka Harku-Veskimetsa vaheliste 110 kV ühenduste koormused ning tekivad suured ülekoormused N-1 olukorras.

Et vähendada Harku sõlmest Tallinna poole suunduvaid võimsusvooge ja sellega koos EstLink 1 mõju, tuleks rajada tugevamad ühendused Kiisa ja Aruküla 330 kV alajaamadest Tallinna koormuskeskustesse.

3.5 Eleringi investeeringute eelarve aastani 2016

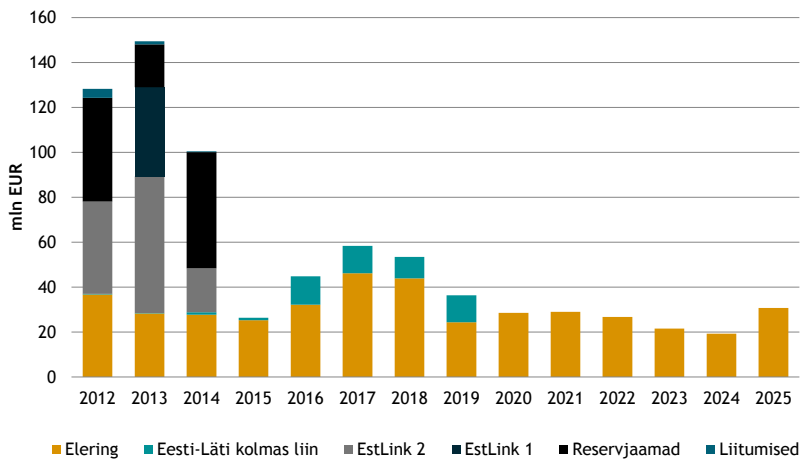
Eestimaise põhivõrgu arendamine lähtub eesmärgist tagada tarbijatele pikaajaline varustuskindlus, seetõttu tuleb tänaseid otsuseid teha aastakümneid ettepoole vaadates. Elektri varustuskindlus hõlmab eneses nii kvaliteetset ja töökindlat elektrivõrku kui ka piisavate tootmisvõimsuste ligipääsu võrgule ning hästi toimivat elektriturgu. Elering on viimase kümne aasta jooksul jõudnud uuendada suure osa olulisematest sõlmalajaamadest. See on alus sisemaise elektrivõrgu heale töökindlusele. 2011. aastal renoveeriti Loksa 110 kV alajaam, Põlva 110 kV alajaam, Volta 110 kV jaotla, Harku alajaamas 330 kV trafod. 2011. aastal valmis esimene etapp Tartut, Viljandit ja Sindit ühendava uue kõrgepingeliini ehitusest, mille rajamine tagab vajalikus mahus ja suuremal võimsusel elektri liikumise Eestis ning parandab oluliselt Pärnu piirkonna elektriga varustatust.

Liinitöödest väärib märkimist Saaremaa 110 kV õhuliinidel vanade amortiseerunud äiksekaitse trosside asendamine kiudoptilise trossiga, terve Saaremaa saab optilise sidega kaetud 2012. aastaks. Lähiajal (2012. aastal) on valmimas Ahtme 110 kV alajaam, Tsirguliina 110 kV alajaam ja Volta 110 kV jaotla.

Elering investeerib lähtuvalt Eesti elektrimajanduse arengukavast elektri varustuskindluse tagamiseks aastatel 2012–2016 kokku ligi 450 miljonit eurot, millele lisanduvad liitumistega seotud investeeringud. Kui siiamaani on olnud põhirõhk võrgu rekonstrueerimisel, siis aastani 2025 on prioriteediks investeeringud, mis parandavad varustuskindlust ja ühendusi naaberriikidega. Kõige tähtsamad projektid on 2015. aastaks valmiv teine Eesti–Soome vaheline kõrgepinge alalisvooluühendus EstLink 2, Kiisale rajatav kiiresti käivituv avariireservelektrijaam, mis valmib 2015. aastaks ning Tartu–Viljandi–Sindi 330 kV liin, mis valmib 2014. aastaks. Uue kõrgepingeliini ehitus toimub kahes osas: Tartu–Puhja–Oiu–Viljandi aastatel 2011–2012 ning Viljandi–Kilingi-Nõmme–Sindi aastatel 2013–2014.

Joonisel 26 on esitatud Eleringi kinnitatud investeeringute eelarve aastani 2016 ning esialgne kava aastani 2025 (mahud eurodes), millega tagatakse varustuskindlus, elektrituru areng ja prognoositud tarbimisvõimsused klientidele.

Joonis 26. Eleringi kinnitatud investeeringud aastani 2016 ja esialgne kava kuni 2025



Seoses Narva soojuselektrijaamade võimsuse võimaliku vähenemisega pärast 2016. aastat on oodata elektriimpordi kasvu Eestisse. Elering hindab hädavajalikuks täiendava elektriühenduse rajamist Soomega hiljemalt 2016. aastaks, et tagada Eesti tarbijatele eelolevaks kümnendiks piisav varustatus elektrienergiaga. Planeeritava EstLink 2 merekaabli võimsuseks on 650 MW. Selle valmimisega 2014. aastal saab uueks ülekandevõimsuseks Soomega 1000 MW mõlemas suunas ning kaob pudelikael Eesti-Soome vahelt. Samas võib aga Balti riikide suuremahuline import Põhjamaadest võib pikemas perspektiivis kaasa tuua piirangud Eesti–Läti–Pihkva ristlõikel. Piisava ülekandevõimsuse ning varustuskindluse tagamiseks Balti riikide impordi korral on vajalik rajada uus elektrienergia ülekandekoridor läbi kõikide Baltimaade. Selle üks osa on Eesti–Läti vaheline kolmas ülekandeliin ning Lääne-Eesti 330 kV elektrivõrgu tugevdamine. Tänu sellele suureneb Eesti–Läti –Pihkva ristlõikel läbilaskevõime kuni 500 MW võrra.

Eleringi kui süsteemihalduri seisukohalt on lähitulevikus kriitilise tähtsusega eelkõige:

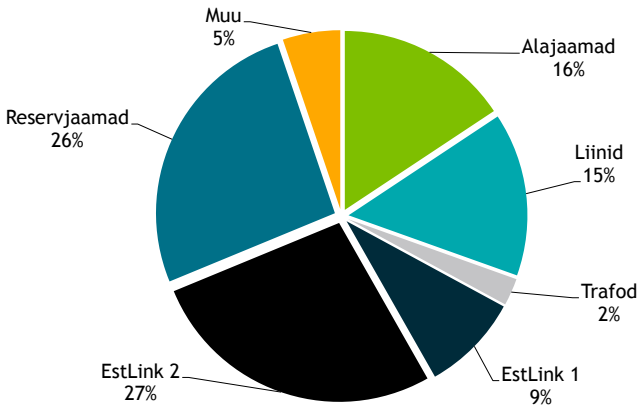
- investeeringud välisühendustesse Eestist ja teistest Baltimaadest ning Balti riikide vahelistesse ühendustesse, et tagada varustuskindlus tootmise võimaliku puudujäägi olukorras ja toimiva elektrituru loomiseks;
- investeeringud reservtootmisesse Eestis.

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).

Järgmise viie (2012–2016) aasta jooksul on Eleringil plaanis investeerida elektrivõrku ca 450 miljonit eurot, millele lisanduvad liitumistega seotud investeeringud.

Joonis 27. Eleringi investeeringute jagunemine erinevate projektide vahel



Tähtsamad hetkel töös olevad ning lähitulevikus valmivad objektid on:

Kiisa avariireservelektrijaam (AREJ)
Aastani 2013 on Elering sõlminud juhtiva Läti elektri- ja soojusenergia tootjaga Latvenergo pikaajalise lepingu avariireservi hoidmiseks 130 MW ulatuses. Peale selle lepingu lõppemist peab aga avariireserv olema saadaval Eesti elektrisüsteemis endas, sest ei Läti ega Leedu ei saanud garanteerida Eestile reservvõimsuste edasist müüki.

Pilt 2. Kiisa avariireservelektrijaama 3D mudel

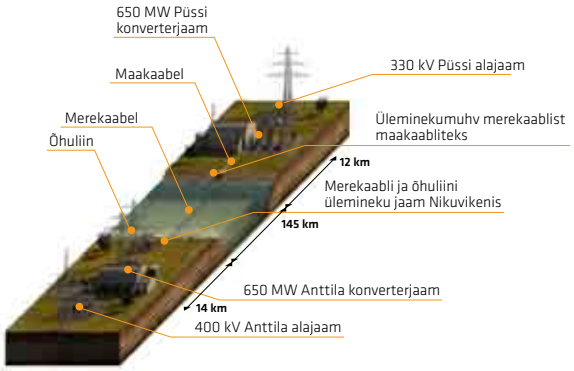
Avariireservi suuruse vajaduseks arvestatakse elektrisüsteemi suurima tootmisseadme võimsusega. Naabersüsteemidega ühendatud energiasüsteemis saab vähendada avariireservi hoidmise vajadust võrrelduna olukorraga, kus energiasüsteem talitleks omaette. Koostöö naaberriikide Venemaa, Valgevene, Läti ja Leedu elektrisüsteemihalduritega võimaldab avariireservide hoidmisel kasutada ära nn süsteemiefekti. See tähendab, et ühiselt avariireserve hoides võib iga süsteemihaldur omada vähem avariireserve võrreldes sellega, kui palju iga süsteemihaldur peaks hoidma üksikult. Näiteks EstLink 2 valmimisel peaks Elering koostöö puudumise korral omama avariireserve 650 MW, et katta ühenduse väljalangemisel tekkiv võimsuse puudujääk. Teiste riikidega ühiselt avariireserve hallates on aga Eleringi kohustuseks vaid 250 MW avariireservi hoidmine.

Ajaks 2013–2015 ühendab Elering elektrisüsteemiga omaenda avariireservjaama võimsusega 250 MW. Kiisa avariireservelektrijaama (AREJ) ehitamiseks on sõlmitud „Võtmed kätte" leping Wärtsilä Finland OY-ga ja lepingu maksumus on 129 miljonit eurot. Sõlmitud lepingu põhjal annab Wärtsilä Eleringile üle töötava jaama (kütusemahutid, mootoritehooned, juhtimishooned, 110 kV jaotla, 330 kV jaotla jne) koos kasutuslubadega. Avariireservelektrijaam, mille koguvõimsuseks on 250 MW, koosneb kahest osast, millest esimene avariireservelektrijaam „Kiisa AREJ I" võimsusega 110 MW on planeeritud töösse viia 2013. aasta märtsis ja teine jaam „Kiisa AREJ II" võimsusega 140 MW on planeeritud töösse viia 2014. aasta septembris.

EstLink 2 alalisvooluühendus
Soome ja Eesti põhivõrguettevõtted Fingrid ja Elering on otsustanud rajada teise kõrgepingelise alalisvoolu (HVDC) merekaabli ühenduse Eesti ja Soome vahele. Kaabli nimipinge on 450 kV ja läbilaskevõimsus 650 MW. Uus ühendus Soome ja Eesti vahel tõstab läbilaskevõime sellel ristlõikel 1000 MW-ni. Ühenduse kogupikkus on ca 170 km, millest 12 km moodustab maakaabel, 14 km õhuliin ja 145 km merekaabel.

2012. aasta alguseks on alustatud alalisvooluühenduse ehitamisega. Püssi alajaamas on valminud esimesed alusvundamendid ning täiendavad juurdesõiduteed. Konverterjaam on projekteerimisel, ehitamisega planeeritakse alustada käesoleva aasta teises pooles. Kaabli paigaldamist on planeeritud alustada käesoleva aasta sügisel ning paigaldustöödega plaanitakse lõpule jõuda aasta lõpuks.

Pilt 3. EstLink 2 3D makett



Aruküla 330/110 kV alajaam

Aruküla alajaam on üks kolmest Tallinna piirkonda toitvast alajaamast. Aruküla alajaama rekonstrueerimine 220 kV–lt pingele 330 kV vähendab elektrivõrgu kadusid ja tõstab Narva–Tallinna suunalise elektrivõrgu läbilaskevõime piiri ca 100 MW. Rekonstrueerimise oluline eesmärk on vabaneda keskkonnaohtlikest suure mahuga õlilülititest, mis on paigaldatud aastatel 1967–1975. Samuti on terve alajaam füüsiliselt vananenud. Uude alajaama ehitatakse nelja lahtriga 330 kV jaotla, 13 lahtriga 110 kV jaotla ja kaks 20 kV jaotlat omatarbe ja reaktorite jaoks. 330 kV pinge toomiseks alajaama ehitatakse kaks 11 km pikkust liini, mis ühendatakse Harku-Balti liinile. Käesoleval hetkel on paigaldatud suurem osa uue alajaama seadmetest ja toimub primaarseadmete ja sekundaarseadmete seadistamine. Liini ehitusel on jäänud paigaldada veel mõned mastid. Toimub liinijuhtmete paigaldamine. 330 kV jaotla ja 20 kV jaotlad viiakse töösse 2012. aasta sügiseks ja 110 kV jaotla 2013. aasta sügiseks.

Pilt 4. Aruküla 330/110 kV alajaam

Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin

Uus õhuliin parandab Pärnu piirkonna varustuskindlust, suurendab ida-lääne suunalist elektrivõrgu läbilaskevõimet, vähendab kadusid ja annab hilisema võimaluse laieneda Tallinn–Riia suunal. Samuti vähendab see Narva–Tallinna ülekande tähtsust Tallinna ja Harjumaa koormuspiirkondade elektrienergiaga varustamisel. Liini ehitusel on esma-kordselt Eestis kandemastidena kasutusel rauast torumastid ning 330 kV ja 110 kV ahelad on paigutatud ühistele mastidele. 2012. aasta kevadeks on valminud Tartu-Oiu-Puhja liinilõik ning ehituses on Puhja-Viljandi liinilõik, mis valmib selle aasta lõpuks ning edasi jätkatakse Viljandi – Kilingi-Nõmme lõiguga, mis valmib 2013. a suvel.

Pilt 5. Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV õhuliini uut tüüpi mastid

Eesti 330 kV alajaam

Eesti 330 kV alajaam on tähtsaim alajaam Eesti elektrisüsteemis, kuna alajaamaga on ühendatud Eesti elektrijaam (ca 1500 MW), mis on tähtsaim energeetiline sõlm kogu riigi elektrivarustuse seisukohalt. Eesti 330 kV alajaama tehnilisest seisukorrast ja lahendustest hakkab sõltuma kogu Eesti elektrisüsteemi töökindlus. 2012. aasta aprilli lõpuks on uue alajaama ehitusel paigaldatud maanduskontuur, seadmete vundamendid ja valmis on ehitatud alajaama juhtimishoone. Suve jooksul paigaldatakse välisjaotlasse seadmete metallist aluskonstruktsioonid ja seadmed, juhtimishoonesse paigaldatakse releekaitseaparatuur. Käesoleva aasta lõpuks on plaanis töösse viia esimene etapp : kaks 330 kV õhuliini ja kolm generaatori lahtrit.

Harku – Lihula – Sindi 330 kV liin

Täiendavate riikidevaheliste ühenduste rajamine suurendab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust ning vähendab EL-i liikmesriikide sõltuvust mitteliikmesriikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaim tarnija ning tootjal pakkuda suuremal avatud turul, mis peaks motiveerima ka uute tootmisvõimsuste rajamist Baltimaadesse. Eesti perspektiivis võimaldab Harku–Lihula–Sindi 330/110 kV õhuliin paremini tagada Lääne-Eesti ja Tallinna piirkonna varustuskindlust, hajutada energiatootmist Eestis, tagada ja suurendada elektritarbijate varustatust elektriga ka kaugemas tulevikus, arendada energiaturgu Balti riikide ja Kesk-Euroopa ning Skandinaavia vahel. Projekti teostamine on algusfaasis: kolme maakonda läbiv teemaplaneering on maavanemate poolt algatatud ja planeeringu koostamisega loodetakse alustada sellel aastal. Viimase ajakava järgi loodetakse planeeringu kehtestamiseni jõuda 2014. aasta detsembriks.

Suuremate rahvusvaheliste projektide kõrval ei tohi mainimata jätta ka väiksemaid projekte, mis on tähtsad eelkõige kodumaise varustuskindluse ja võrgu kvaliteedi tagamise ning parandamise seisukohalt.

- Aidu 110 kV alajaam
- Alutaguse 110 kV alajaam
- Aravete 110 kV alajaam
- Ellamaa 110 kV alajaam
- Ida 110 kV alajaam
- Kilingi-Nõmme 110 kV jaotla
- Kuusalu 110 kV alajaam
- Laagri 110 kV alajaam
- Leisi 110 kV alajaam
- Lihula 110 kV alajaam
- Paide 330 kV jaotla
- Paljassaare 110 kV jaotla
- Puhja 110 kV alajaam
- Ranna 110 kV alajaam
- Sikassaare 110 kV alajaam
- Sindi 330 kV jaotla
- Tabasalu 110 kV alajaam
- Tartu 330 kV jaotla
- Tööstuse 110 kV alajaam
- Võiküla 110 kV alajaam
- Vändra 110 kV alajaam
- Tallinna 110 kV kaablid (Endla-Veskimetsa-Järve kaabel)
- Saaremaa 110 kV kaablid (Tusti-Orissaare kaabel; Virtsu-Võiküla kaabel)

- ***Eesti elektrisüsteem töötab sünkroonselt Venemaa ühendatud elektrisüsteemiga (IPS/UPS) ja on ühendatud 330 kV ülekandeliinidega Venemaa ja Lätiga. Alates 2006. aasta lõpust on Eesti ja Soome vahel alalisvooluühendus EstLink 1 võimsusega 350 MW.***

- ***Järgmise viie (2012–2016) aasta jooksul investeerib Elering elektrivõrku ca 450 miljonit eurot, millest suuremad projektid on: Eesti-Soome teine alalisvooluühendus EstLink 2, Kiisale rajatavad avariireservelektrijaam, Aruküla 330 kV alajaam ning Tartu-Viljandi-Sindi 330/110 kV õhuliin. Lisaks panustab Elering oluliselt elektrivarustuskindluse ja -kvaliteedi parandamisse üle terve Eesti. 2012. aastaks on rekonstrueeritud suurem osa piirkondlike tarbimiskeskuste jaoks olulisi alajaamu.***

- ***2012. aastal välja antud ENTSO-E kümne aasta arengukava kohaselt on üheks prioriteetseks elektrivõrgu arengusuunaks Põhjamaade ja Mandri-Euroopa vaheliste elektriühenduste tugevdamine ja läbilaskevõimete suurendamine.***

- ***Lisaks ühendustele Põhjamaade ja Mandri-Euroopa vahel on väga oluliseks alternatiivseks elektrikoridoriks saamas läbi Baltimaade kulgev ülekandevõrk.***

4 Elektrisüsteemi juhtimine ja varustus-kindluse tagamine

4. Elektrisüsteemi juhtimine ja varustuskindluse tagamine....49
4.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas....49
4.1.1 Abinõud varustuskindluse tagamiseks eriolukordades....49
4.2 Võrgu talitluskindlus....50
4.2.1 Väljalülitumised....50
4.2.1 Suuremad avariid Eleringi elektrivõrgus....51
4.4.3 Liinikoridoride laiendamine kui üks varustuskindluse tõstmise peamisi tegevusi....52

4 Elektrisüsteemi juhtimine ja varustuskindluse tagamine

4.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas

Eesti elektrisüsteemi talitluse kavandamist ja elektrisüsteemi juhtimist reaalajas korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Juhtimiskeskus korraldab ka Eesti elektrisüsteemi bilansi planeerimist ja reaalajas juhtimist. Erinevalt teistest naaberelektrisüsteemidest vastutab Eleringi juhtimiskeskus ka pinge juhtimise eest 6, 10, 15, 20, 35 kV võrgus. Põhjus on selles, et enamik trafodest ülempingega 110 kV kuuluvad Eleringile, millest tulenevalt on Eesti elektrisüsteemi juhtimiskeskuse juhitav elektrivõrk suurem kui näiteks naabersüsteemi Läti oma.

Alates 1999. aastast on Eleringi juhtimiskeskuse kasutada kõrgetehnoloogiline USA päritolu juhtimissüsteem SCADA GE XA-21. Juhtimissüsteemi peamine ülesanne on võtta Eleringile kuuluvatest alajaamadest vastu elektrisüsteemi seireks ja juhtimiseks vajalik info, seda töödelda ning tagada dispetšeri poolt antud juhtimiskorralduste täitmine. Süsteem võimaldab reaalajas toimivat infovahetust juhtimiskeskuse ja suuremate elektrijaamade- ja jaotusvõrkude vahel, aga samuti naaberelektrisüsteemide juhtimiskeskustega. Juhtimissüsteemi renoveerimistsükkel on ca 6-7 aastat, viimane renoveerimine teostati 2009. aastal. Eleringil on ka reservjuhtimiskeskus, millel on põhijuhtimiskeskusega sarnane funktsionaalsus.

Juhtimiskeskus teeb tihedat koostööd ENTSO-E System Operation Committee'ga ja komitee juurde moodustatud Baltic Regional Group'iga. Juhtimisalane koostöö Venemaa ja Valgevene põhivõrguettevõtjatega on korraldatud 2001. aastal asutatud BRELL-i (lühend Valgevene, Vene, Eesti, Läti ja Leedu venekeelsete nimede esitähtedest) komitee kaudu.

Eesti elektrisüsteemi talituse kavandamise ja reaalajas juhtimise tase on tänase seisuga hea.

4.1.1 Abinõud varustuskindluse tagamiseks eriolukordades

Põhilised riskid Eesti elektrisüsteemi reaalajas toimimisele on nn looduslikud riskid ehk torm, äike, jäide, vesi, äärmuslikud temperatuurid jne. Eriti ohtlik olukord on siis, kui ilmaolude tõttu on ületatud elektriseadmetele ettenähtud projekteerimisnormid, nt tuule kiiruse ja välisõhu temperatuuri, jäite kihi paksuse osas. Teatud osa riske on seotud ka nn inimfaktoriga, näiteks ebaõiged töövõtted puude langetamisel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimused töödel elektriseadmetega. Tehniliste riskide poolelt võib mainida võimalikke probleeme vanade ja ebatöökindlate seadmetega, elektriliinide mastide vigastusi jne. Välisriskid on seotud sageduse reguleerimise halva kvaliteediga, avariidega alajaamades ja elektriülekandeliinidel väljaspool Eestit jne.

1984. aasta suvel toimus avarii, mis viis Läti, Leedu ja Valgevene elektrisüsteemide kustumiseni. Avarii sai alguse Valgevene ja Venemaa elektrisüsteeme ühendaval liinil ja täiendavalt raskendas olukorda rikkis avariitõrjeautomaat. Lisaks töötas riikidevaheline elektrivõrk väiksema töökindluse varuga kui tavaliselt, kuna vahetult enne avariid viidi remonti ka üks Eestit ja Lätit ühendavatest liinidest. Avarii tagajärjel kustusid mitmed elektri-
jaamad ja tarbijad olid mitu tundi toiteta.

25. augustil 2008. aastal lülitus Valgevenes avariiliselt tööst välja Lukomlskaja elektrijaam võimsusega 2427 MW, mis moodustas tollel hetkel ca 60 % Valgevene kogutarbimisest. Tänu Läti ja Leedu abile (käivitasid üle 1000 MW reservvõimsusi) õnnestus avarii laienemist vältida, kuigi avarii likvideerimise käigus tuli Valgevenes piirata tarbimist ca 1100 MW ulatuses.

Eesti elektrisüsteemis tervikuna pole suuri avariijuhtumeid viimase 40 aasta jooksul esinenud. On küll olnud lokaalseid linnade ja regioonide kustumisi. Suuremad piirkondlikud avariid Eesti elektrisüsteemis on olnud seotud halbade ilmastikutingimustega (tormid) ja viimased neist leidsid aset novembris 1999, novembris 2001 ja jaanuaris 2005. On esinenud kohaliku tähtsusega tarbimise piiramisi seoses avariidega üksikutes alajaamades (Tartu, Lasnamäe, Metsakombinaadi jt).

Süsteemi taaspingestamine
Reaalne oht Eesti elektrisüsteemi toimimisele on tugevate ida-lääne suunaliste liinide väljalülitumine. Arvestatavaks riskiteguriks on ka võimalikud avariid seoses sageduse sügava langusega Venemaa ühendatud elektri-

süsteemis, mille tulemusena võib ka Eesti elektrisüsteem kustuda. Juhuks, kui toimub Eesti elektrisüsteemi täielik kustumine, on Eleringi juhtimiskeskuse poolt välja töötatud vastav taastamiskava. Selle kava alusel on elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks ette nähtud järgmised võimalused:

- kasutada EstLink 1 nn *black start* funktsiooni (seda funktsiooni on mitu korda edukalt katsetatud);
- pingestada Eesti elektrisüsteem Eestit naaberelektrisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmisseadmeid;
- lähitulevikus saab Eesti elektrisüsteemi töö taastamiseks kasutada ka Eleringi uusi ehitatavaid avariireservelektrijaamasid.

Sageduse reguleerimine iseseisvale tööle eraldumisel
Kui Eesti elektrisüsteem on eraldunud teistest sünkroonselt töötavatest elektrisüsteemidest iseseisvale tööle, siis sageduse täpseks reguleerimiseks saab kasutada uusi ja moderniseerituid plokke soojuselektrijaamades. Ka tuuleelektrijaamad võivad osaleda sageduse reguleerimisel. Tõhus vahend sageduse reguleerimiseks on ka EstLink 1 AFC (*automatic frequency control*) ehk sageduse reguleerimise funktsioon.

Tarbimise piiramine
Kui mitmete asjaolude kokkulangemisel tekib ikkagi võrgu läbilaskevõime piirang, siis korraldab Elering jaotusvõrkude ja suurklientide tarbimise piiramise vastavalt eelnevalt väljatöötatud piiramiskavale.

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

- Eesti elektrisüsteemi automaatne eraldumine iseseisvale tööle sageduse sügaval langemisel;
- asünkroonkäigu automaatika (lülitab välja võrguelemendi võnkumiste tekkimise ohu korral elektrisüsteemis või kui võnkumised juba tekkisid);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku koormuse võrguelemendi lubamatu ülekoormuse korral);
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika (adaptiivne; lülitab kohaliku koormuse välja, kui pinge alaneb ja lülitab automaatselt sisse pinge taastumisel);
- sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika (adaptiivne; lülitab kohaliku koormuse välja, kui pinge alaneb, ja automaatselt sisse pinge taastumisel);
- võrguseadmete automaatne sisse-/väljalülitamine pinge järsul vähenemisel/tõusul;
- tootmisseadmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel/tõusul.

Muud abinõud
Et kontrollida Eesti elektrisüsteemi iseseisva talitlemise võimekust, on alates 1993. aastast perioodiliselt iga 2–3 aasta tagant teostatud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsetusi, kus Eesti elektrisüsteem eraldatakse tehniliselt mõneks ajaks Venemaa ja Läti elektrisüsteemist. Eralduskatsetuste põhieesmärk on kontrollida Eesti elektrisüsteemis töötavate elektrijaamade ja EstLink 1 sageduse reguleerimise täpsust. Viimane Eesti elektrisüsteemi eralduskatse toimus 2009. a aprillis ja kestis ca 1,5 tundi.

4.2 Võrgu talitluskindlus

4.2.1 Väljalülitumised

Eleringi võrgus aastatel 2001–2011 tekkinud seadmete väljalülitumised ning seejuures tarbijale katkestusi põhjustanud väljalülitumised on esitatud järgnevas tabelis 6.

Tabel 6. Ülekandevõrgu seadmete väljalülitumised aastatel 2001-2011

Töökindluse näitaja	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Väljalülitumised	329	248	212	226	246	169	176	230	165	248	251
Katkestustega väljalülitumised	54	44	41	23	40	24	24	29	20	27	32

Ülekandevõrgu seadmete väljalülitumised aastatel 2001-2011 on esitatud graafilisel kujul joonisel 28.

Joonis 28. Katkestuste trendid Eleringi võrgus aastatel 2001-2011

Võrgu talitluskindlust ja varustuskindlust iseloomustavad näitajad (tabel 7 ja 8).

Tabel 7. Talitluskindluse indikaatorid

1	Katkestused	Maksimaalne aeg			Ühik	Elering AS		
		Põhivõrk	Jaotusvõrk			Kokku	mitte-vastavuses VKN-le	vastavuses VKN-le
			1. aprill-30. sept	1. okt-31. märts				
1.1	Vääramatust jõust (nt loodusõnnetus) põhjustatud rikkeliste katkestuste arv VKN §4 (3)	3 päeva	3 päeva		tk	0	0	0
1.2	Riketest põhjustatud katkestuste arv VKN §4 (4;5) (va punktis 1.1 nimetatud katkestused)	2 tundi 120 tundi	16 tundi	20 tundi	tk	65	8	57
1.3	Tarbimiskohtade arv, kus aastane summaarne riketest põhjustatud katkestuste kestus ületas normi VKN §4 (6)	200 tundi	100 tundi		tk		0	
1.4	Plaaniliste katkestuste arv VKN §4 (7)	-	10 tundi	8 tundi	tk	20	3	17
1.5	Tarbimiskohtade arv, kus plaaniliste katkestuste aastane summaarne kestus ületas normi VKN §4 (8)	-	64 tundi		tk		2	

Tabel 8. Varustuskindluse indikaatorid

2	Varustuskindluse indikaatorid	Ühik	Kogus
2.1	Tarbimiskohtade koguarv	tk	253
2.2	Rikkest põhjustatud katkestuste summaarne kestus aastas	minut	6 386
2.3	Plaanitud katkestuste summaarne kestus aastas	minut	10 044
2.4	**Riketest põhjustatud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas VKN §5 (2) (CI) (SAIFI)**	**tk**	**0,26**
2.5	**Riketest põhjustatud katkestuste keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas VKN §5 (3) (SAIDI)**	**minut**	**25,2**
2.6	**Riketest põhjustatud katkestuste keskmine kestus aastas VKN §5 (4) (CAIDI)**	**minut**	**98,3**
2.7	Plaanitud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas	tk	0,08
2.8	Plaanitud katkestuste keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas	minut	39,7
2.9	Plaanitud katkestuste keskmine kestus aastas	minut	502

4.2.2 Suuremad avariid Eleringi elektrivõrgus

2011. aastal toimusid Eleringi elektrivõrgus järgmised suuremad avariid:

- 1. juuni öösel vigastati ehitustööde käigus kolmanda osapoole poolt Tallinna Ülikooli lähedal kaabelliine L166K ja L168K, mille tulemusel liinid eri aegadel välja lülitusid ja Tallinna kesklinna piirkond jäi hommikusel tipptunnil pooleks tunniks toiteta.

Pilt 6. Põleng Rapla uues 110 kV alajaamas

- 9. juulil toimus Rapla uues 110 kV alajaamas jõutrafo C2T põleng, mille tulemusena hävis jõutrafo täielikult. Hilisem ekspertiis tuvastas, et põleng sai tõenäoliselt alguse 35 kV pinge-trafode lõhkemisest ja tükkide tabamisest 110 kV läbiviike, mille tulemusena läbiviik purunes ja väljapääsenud trafoõli süttis. Tulekahju likvideeriti kahe tunniga, pärast mida taastati täielikult tarbijate toide jõutrafo C1T kaudu.

- 10. novembri öösel lülitus välja liin L08 (Aidu – Jaoskonna 3A/3B), põhjuseks oli juhtme allakukkumine portselanisolaatori kinnituse purunemise tõttu. Jaoskonna alajaamade tarbijad (kaevandused) jäid rohkem kui 12 tunniks toiteta, andmata jäi ca 158 MWh energiat. Nimetatud liin on suhteliselt kehvas seisukorras, kuid samas ainus toiteallikas piirkonna suure tarbimisega kaevandustele.

- 26. ja 27. detsembril tabas Eestit suur torm, mille tulemusena langes Eleringi liinidele kokku 17 puud, põhjustades liinide püsiva lühisega väljalülitumise. Suurematest piirkondadest jäid toiteta Viljandi (ca 3 tundi) ja Väike-Maarja (ca 7 tundi). Tõsi, viimase puhul langes puu tegelikult Elektrilevi OÜ'le kuuluvale 35 kV liinile, kuid selle katkenud juhe langes tormituule abiga Eleringi 110 kV liinile. Eleringi liinide väljalülitumise tulemusena esines elektrikatkestusi veel Oius, Ruusmäel, Rõuges, Kablis, Roelas, Abjas, Koigis, Imaveres ja Ida-Viru kaevandustes.

4.2.3 Liinikoridoride laiendamine kui üks varustuskindluse tõstmise peamisi tegevusi

Analüüs viimaste aastate kohta on näidanud, et ligikaudu üks kolmandik kõikidest kliendikatkestustest on põhjustatud õhuliinidele langenud või langetatud puudest. Teise kolmandiku moodustavad erinevad alajaamade ja liinide tehnilised rikked, mis omakorda võivad olla tingitud seadmete amortiseerumisest või ehituslikest ja seadistuslikest vigadest. Ning kolmanda kolmandiku moodustavad peamiselt kolmandate osapoolte poolt põhjustatud väljalülitumised, aga ka eksimused lülitamistel ja üksikutel juhtudel linnud/loomad. Seega tuleb siit selgelt välja, et üks peamine abinõu kliendikatkestuste vähendamiseks on liinikoridoride pidev hooldus ohtlike puude raie näol. Ka möödunud jõulutorm näitas taas kord väga selgelt liinide kaitsevööndite korrashoiu ja ohtlikest puudest vabastamise vajadust. Seetõttu on Elering oma käidutegevustes viimastel aastatel palju ka panustanud liinikoridoride laiendamisse ja seadnud selle üheks selgeks prioriteediks. 2011. aastal näiteks laiendati liinikoridore 100 km ulatuses. Käesoleva aasta lõpuks on plaanis saavutada olukord, kus 330 kV liinid on vähemalt 90% ulatuses ohtlikest puudest vabad. 330 kV liinide tõrgeteta töö on elektrisüsteemi kui terviku toimimise seisukohast äärmiselt oluline. Samal ajal on juba intensiivselt käimas 110 kV liinide koridoride laiendamine. Esmajärjekorras võetakse ette liinid, mis tarbijate varustuskindluse tagamise suhtes omavad suuremat tähtsust. Kuna tööde maht on väga suur, siis soovitud tulemuse saavutamiseks, mil ka 110 kV liinid oleks vähemalt 90% ulatuses ohtlikest puudest vabad, kulub siiski veel hinnanguliselt 5 aastat.

Eksisteerib ka kohti, kus liinikoridore pole teatud põhjustel saadud piisavalt laiaks teha. Siin on väga oluline roll Eleringi suhtluses maaomanikega, kelle nõusolekuta pole trasside laiendamine võimalik. On siiski lootust, et 2011. aasta tormide laialdane mõju ühiskonnale on aidanud luua veidi soodsamat õhustikku vastastikuse mõistmise tekkimisele.

- ***Eesti ülekandevõrgu seisukord on tänasel päeval hea, väljalülitumiste ja katkestuste arv on viimasel dekaadil vähenenud.***
- ***2011. aasta jõulutorm Eesti põhivõrku olulisel määral ei mõjutanud. Suurim avarii tormi ajal põhjustas elektrivarustuse katkemise Viljandimaal kolmeks tunniks.***
- ***2011. aasta suurim avarii Eleringi võrgus toimus 9. juulil, kui Rapla uues 110 kV alajaamas põles jõutrafo, mille tulemusena muutus trafo kasutuskõlbmatuks.***
- ***Liinikoridoride laiendamine on üks varustuskindluse tõstmise peamisi vahendeid.***

5 Elektriturg

5. Elektriturg 53
5.1 Elektrisüsteemi toimimine 2011. aastal 53
5.1.1 Elektribilansid Baltikumis ja Põhjamaades 56
5.2 Elektrisüsteemi tootmisreservid 2011/2012 talvehooajal 58
5.3 Elektrisüsteemi bilansi prognoos ja muudatused elektriturul 2012. aastal 60
5.3.1 Muutused võrkudele juurdepääsu põhimõtetes, ülekandevõimsuste jaotamises 60
5.4 Elektrituru toimimise analüüs 2011. aastal 61

5 Elektriturg

5.1 Elektrisüsteemi toimimine 2011. aastal

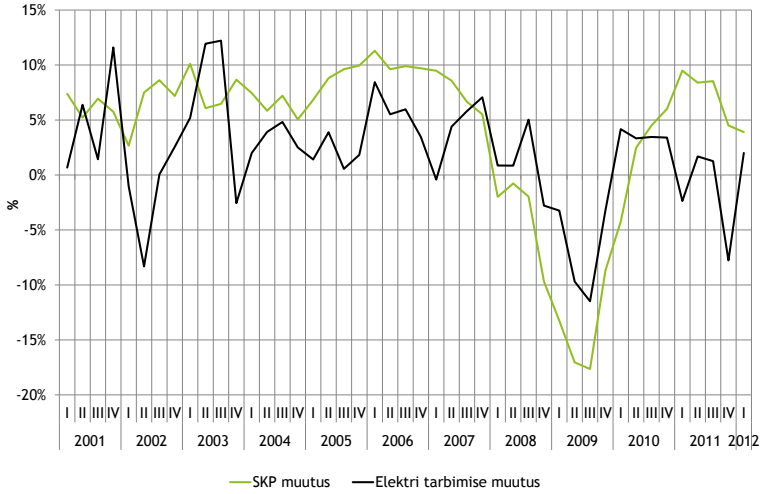
2011. aastal moodustas Eestis elektri tarbimine koos võrgukadudega (ja ilma jaamade omatarbeta) kokku 7,82 TWh, mis on 2% väiksem kui eelneval aastal. 2011. aasta elektri tarbimise languse peamiseks põhjuseks oli elektri tarbimise vähenemine jaanuarikuus (9%) ja detsembrikuus (14%) ning aasta tulemusena langes 2011. aasta elektritarbimine hinnanguliselt 2006. aasta tasemele. Mõlemal kuul mõjutas tarbimist enim oluliselt soojem õhutemperatuur võrreldes eelneva aastaga. Allolevalt on toodud elektritarbimise ja SKP muutuste võrdlused aastate kaupa, milles on näha majanduslanguse mõju elektritarbimisele (2008–2010) ning elektri tarbimise muutus sõltuvalt ilmastikust (2002, 2003, 2012 talveperiood). Riigi majandusarengu tase mõjutab selgelt elektri tarbimise trendi, kuid elektri tarbimise muutus ei ole riigi majandusarengu näitajaks.

Tabel 9. Eesti elektrisüsteemi bilanss

Eesti elektrisüsteemi elektribilanss, GWh	**2011**	**2010**	**Muutus %**
Võrku sisenenud elekter kokku	**12 886**	**13 050**	**-1%**
Sisemaine elektri tootmine	11 387	11 321	1%
sh Taastuvenergia	1 159	867	34%
- tuuleenergia	365	276	32%
- hüdroenergia	31	27	15%
- biomass, biogaas	763	564	35%
Välisliinidelt import	1 499	1 729	13%
sh füüsiline import	8	6	33%
sh füüsiline transiit	1 491	1 723	-13%
Võrku läbinud elekter kokku	**12 886**	**13 050**	**-1%**
Sisemaine elektri tarbimine võrgukadudega	7 824	8 006	-2%
Välisliinidele eksport	5 062	5 044	0%
sh füüsiline eksport	3 571	3 321	8%
sh füüsiline transiit	1 491	1 723	-13%
Bilanss	3 563	3 315	7%

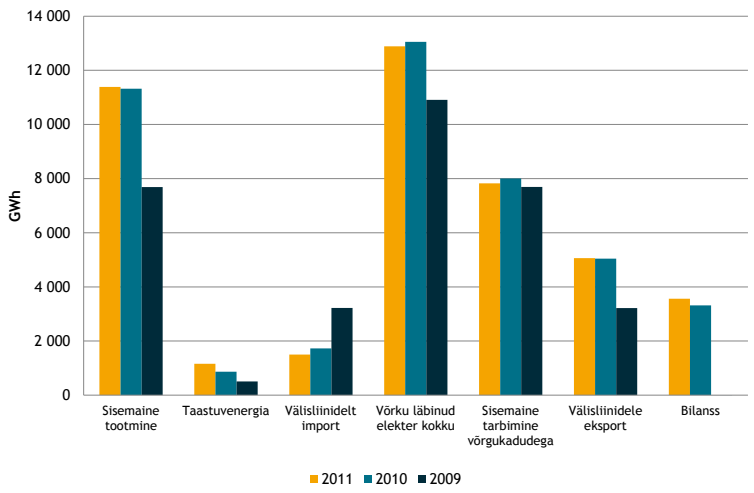
Tabelis 9 toodud sisemaine elektri tootmine moodustub elektri-jaamade võrku antud elektri netotootmise arvestusest, mille kohta võrguettevõtjad ja tootjaliini valdajad on Eleringile oma elektrivõrgu andmed edastanud. Sisemaine tarbimine sisaldab elektrisüsteemi tarbimist koos võrgukadudega.

Joonis 29. SKP ja elektri tarbimise muutuse võrdlused



2011. aasta elektribilanss oli sarnane 2010. aasta perioodiga. 2011. aastal moodustas Eestis elektri tootmine kokku 11,39 TWh, mis on 1% rohkem kui eelneval aastal. Taastuvenergiast elektri tootmine kasvas 34% võrreldes 2010. aastaga, sealjuures enim kasvas biomassi ja tuulenergia osakaal. 2011. aastal toodeti Eesti elektrisüsteemis elektrienergiat sisemaisest tarbimisest 45% rohkem moodustades süsteemi aastaseks bilansiks 3,6 TWh.

Joonis 30. Elektrisüsteemi elektribilanss GWh



Tabelis 9 toodud välisliinide eksport ja import sisaldab füüsilisi elektrivoogusid Läti, Venemaa ja Soome elektrisüsteemide ühendusliinidega. Füüsiline transiit moodustub Eesti elektrisüsteemi läbivast piiriüleselt siseneva ja väljuva elektrivoo väiksema väärtuse võrdlusest. Füüsiline eksport ja import tuleneb sellest, kas genereerimine oli süsteemis kauplemisperioodi lõikes tarbimisest suurem või väiksem. Kuna Eesti elektrisüsteem on Läti ja Venemaa liinidega ühendatud ühendelektrisüsteemiga BRELL (Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti, Leedu), ei kajasta Läti ja Venemaa liinidelt eraldi mõõdetud elektrienergia kogused riikidevahelist piiriülest elektrikaubandust, vaid elektrikaubandusbilanss koostatakse piiriüleste määratud tarnete alusel. Piiriülene elektrikaubandusbilanss määratud tarnete alusel kujunes allolevaks:

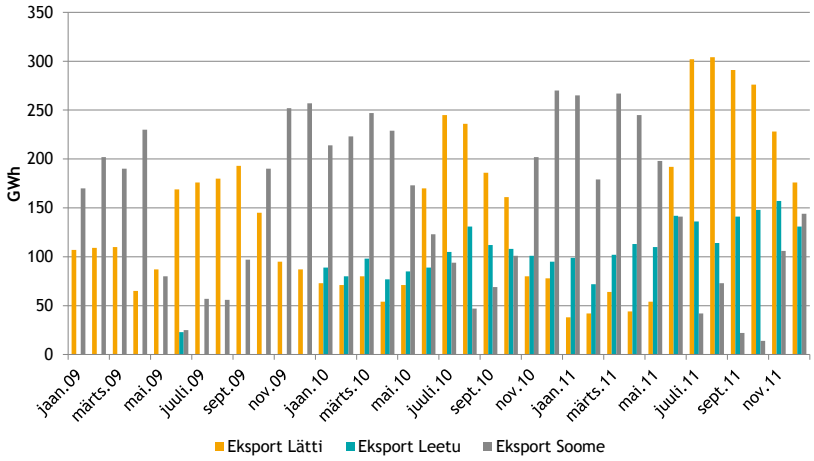
Tabel 10. Piiriülene elektrikaubandus, GWh

Piiriülene elektrikaubandus, GWh	**2011**	**2010**	**Muutus %**
Eksport kokku	**5 172**	**4 663**	**11%**
sh eksport Lätti	2 011	1 502	34%
sh eksport Leetu	1 464	1 169	25%
sh eksport Soome	1 697	1 992	-15%
sh eksport läbi elektribörsi	3 769	2 249	68%
sh eksport kahepoolsete lepingutega	1 403	2 414	-42%
Import kokku	**1 627**	**1 338**	**22%**
sh import Lätist	752	723	4%
sh import Leedust	374	359	4%
sh import Soomest	501	256	96%
sh import läbi elektribörsi	1 053	533	98%
sh import kahepoolsete lepingutega	574	805	-29%
Bilanss*	**3 545**	**3 325**	**7%**

**Piiriülene elektrikaubandusbilanss ei sisalda süsteemi ebabilanssi ja piiriüleseid juhtimistarneid süsteemi võimsusbilansi tagamiseks.*

2011. aasta elektrikaubanduse bilanss on sarnane eelnevale aastale. 2011. aastal moodustas elektrikaubanduse kogueksportdist eksport Lätti 39%, eksport Soome 33% ning eksport Leetu 28%. 2010. aastal olid need osakaalud vastavalt 32%, 43% ning 25% ehk enim kahanes aastaga Soome ekspordi osakaal, kuid eksport Lätti ja Leetu kasvas.

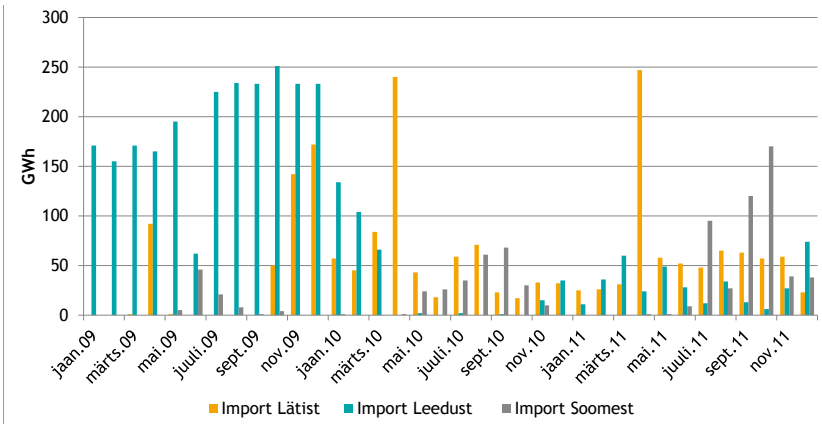
Joonis 31. Elektrikaubanduse ekspordi jagunemine 2009-2011



Eesti-Soome elektrikaubanduse muutus algas 2011. aasta juulikuust, mil Põhjamaades elektri tootmise kasv ja madalamad elektri hinnad tõid kaasa Soomest elektri impordi (2011. aasta I ja II kvartalis eksporditi elektrit enim Soome, moodustades kogu ekspordist vastavalt 63% ja 47%. Aasta teises pooles elektri eksport Soome langes ning III kvartalis oli see 10% ja IV kvartalis 19%).

Koguimpordist moodustas import Lätist 2011. aastal 46%, import Soomest 31% ning import Leedust 23%. 2010. aastal imporditi Lätist 54%, Soomest 19% ning Leedust 27% ehk aastate lõikes muutus enim Soomest impordi osakaal, mis 2011. aasta teises pooles moodustas üle 50% koguimpordist. Piiriülene elektrikaubandus aasta summas saldeerituna näitab, et 2011. aastal eksporditi nii Lätti, Leetu kui Soome rohkem kui imporditi.

Joonis 32. Elektrikaubanduse impordi jagunemine 2009-2011

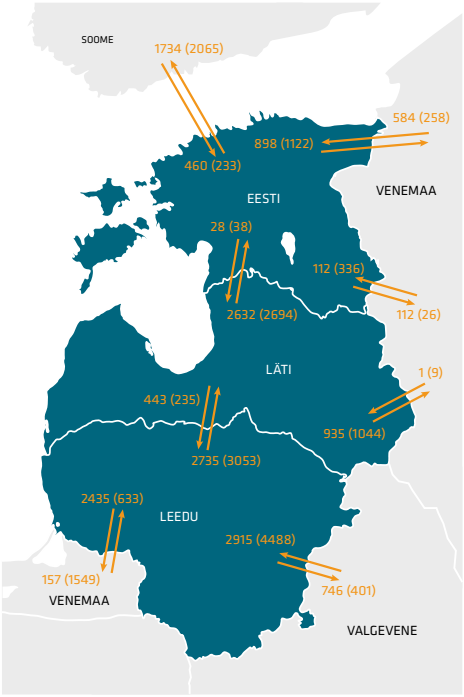


5.1.1 Elektribilansid Baltikumis ja Põhjamaades

Elektri tootmise proportsioon riigiti jäi 2011. aastal eelneva aastaga samaks – pärast Ignalina tuumaelektrijaama sulgemist moodustus 2010–2011. aastal Baltikumi summaarsest elektri tootmisest Eesti elektritootmise osakaaluks üle 50%.

Võrreldes 2010. aastaga vähenes 2011. aastal elektri tootmine Baltikumis kokku 7% võrra – Lätis kujunes elektritootmise languseks 11%, Leedus 19%, Eestis kasvas aga elektri tootmine 1%. Lätis langes elektri tootmine peamiselt põhjustatuna Läti hüdroelektrijaamade tootmise vähenemisest, näiteks tootis Daugava hüdroelektrijaamade kaskaad elektrienergiat 18% vähem kui eelmisel aastal. Aasta kokkuvõttena võimaldas Lätis sisemaine tootmine katta 82% Läti omatarbimisest ning defitsiidiks kujunes 1,2 TWh. Leedus võimaldas 2011. aastal elektrienergia tootmine katta 36% omatarbimisest ning Leedu defitsiidiks kujunes 6,7 TWh, mis on 13% suurem kui 2010. aastal. Leedus on elektri tootmise vähenemine tingitud soodsamatest importvõimalustest kodumaise elektritootmise asemel.

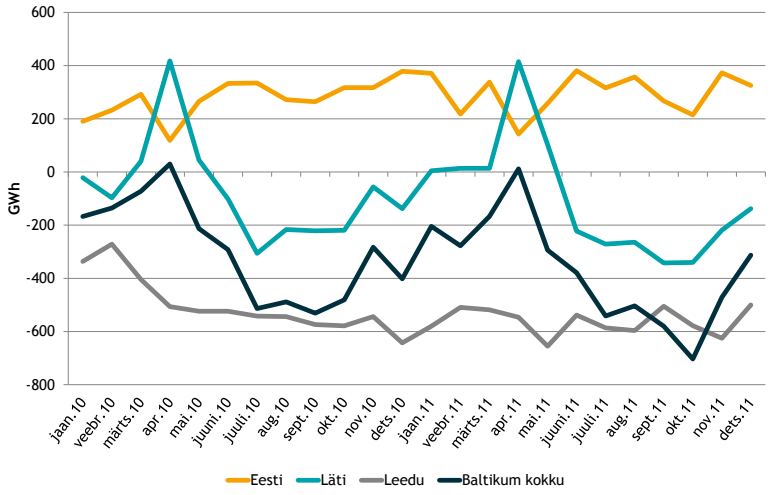
Joonis 33. Füüsiliste elektrivoogude jagunemine BRELLi elektrisüsteemis (GWh, sulgudes 2010. aasta andmed)



Baltikumi elektrienergia defitsiit oli 2011. aastal kokku 4,4 TWh, mis kasvas võrreldes eelmise aastaga 25%. Kalendrikuude lõikes oli Baltikumi suurim elektrienergia defitsiit oktoobrikuus 0,7 TWh ulatuses ja positiivne bilanss kujunes aprillikuus, mil Lätis kasvas suurveest tingituna elektrienergia tootmine. 2011. aastal Baltikumis tootmisvõimsuste defitsiiti ei olnud. Summaarselt oli 2011. aastal Baltikumi elektrijaamade installeeritud netovõimsuseks 8,7 GW, mis võimaldaks katta kogu Baltikumi elektritarbimise.

Vaadates eelnevalt toodud joonist on kõige suurem energiavoogude liikumine seotud Leeduga, kus importkogused sisenevad Leetu Kaliningradi piirkonnast, erinevalt eelnevast aastast, kus imporditi eelkõige Valgevene võrgu kaudu. Eesti-Läti/Venemaa ristlõikele see suurt muudatust kaasa ei toonud, Eesti-Läti/Venemaa ristlõikel oli ka 2011. aasta suveperioodil läbilaskevõimega kriitiline olukord sarnaselt eelnevale aastale. Eelkõige oli see tingitud Venemaa kaubandustarnetest Leedu ja Valgevenega.

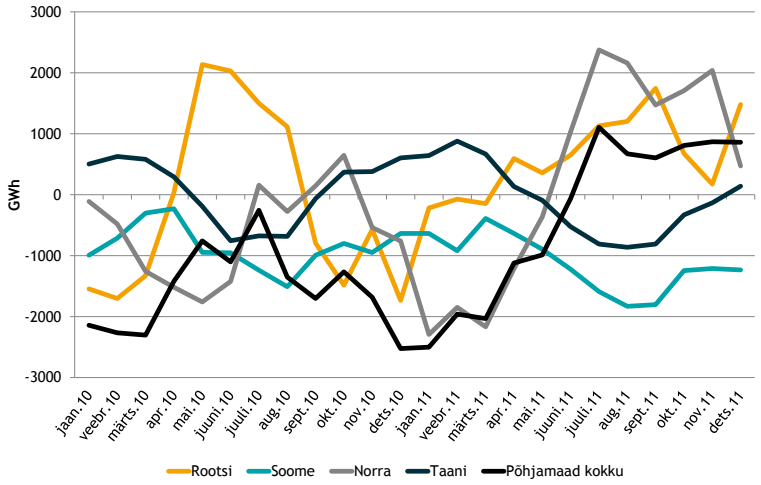
Joonis 34. Elektrisüsteemide bilansid Baltikumis



Põhjamaades jäi 2011. aastal elektri tootmine summaarselt samasse suurusjärku 2010. aastaga, elektri tootmine kasvas 2% ulatuses Rootsis ja Norras ning vähenes Soomes (9%) ja Taanis (7%). Elektri tootmise proportsioon riigiti on jäänud samaks, Põhjamaade elektri tootmisest üle 70% moodustub Norrast ja Rootsist elektri tootmisest.

Tootmisest enam muutus Põhjamaades elektri tarbimine, mis soojemast talveperioodist tingituna vähenes summaarselt 5% võrra võrreldes varasema aastaga. 2011. aasta teisest poolest alates tõi hüdroreservuaaride taseme tõusust tingitud elektri tootmise kasv ning samaaegselt elektritarbimise vähenemine Põhjamaades kaasa elektri ekspordi bilansi, mis võimaldas ka Soomest Eestisse elektrienergia importi.

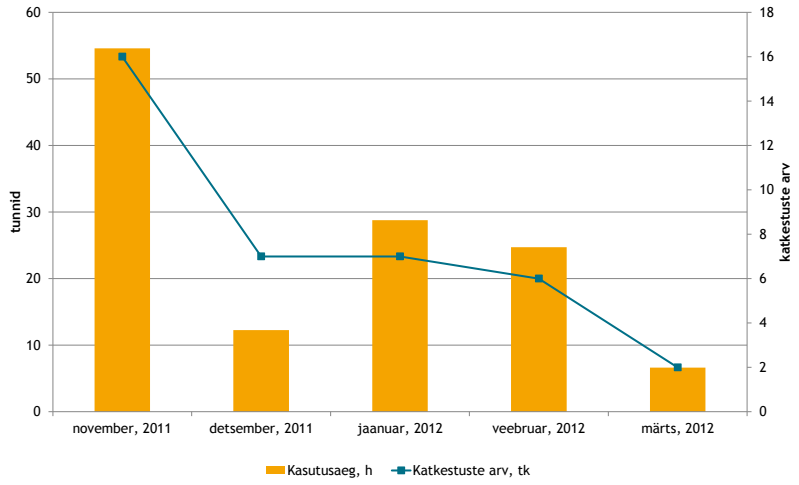
Joonis 35. Elektrisüsteemide bilansid Põhjamaades



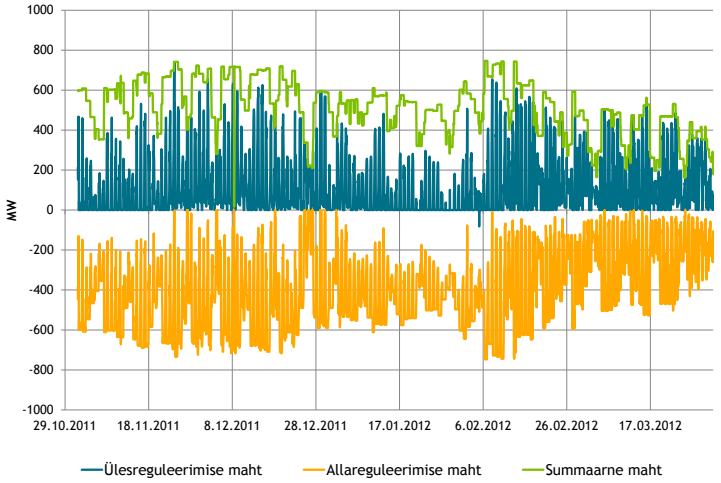
5.2 Elektrisüsteemi tootmisreservid 2011/2012 talvehooajal

Eleringi poolt ostetakse igaks tunniks 100 MW avariireserve (s.t ostetakse reservi hoidmise teenust). Muid garanteeritud reserve Eleringi kasutuses ei ole. BRELL-i süsteemioperaatorite vahel on sõlmitud lisaks veel kokkulepe, et võimalusel võimaldatakse vastastikku ka teiste süsteemioperaatorite 100 MW avariireservide kasutamist. Aastatel 2011 ja 2012 osteti Eleringi poolt kogu ettenähtud avariireservi kogus väljastpoolt Eestit (seega Eestis mitte mingeid garanteeritud reserve ei asunud ja samuti ei ole oodata nende olemasolu ka 2012. aastal).

Joonis 36.
Avariireservide käivituste arv ja kasutustunnid 2011/2012 talveperioodil



Joonis 37.
Reguleerimisreservide maht Eestis 2011/2012 talveperioodil



5.3 Elektrisüsteemi bilansi prognoos ja muudatused elektriturul 2012. aastal

2012. aasta esimeses kvartalis oli elektri tootmine Eestis langustrendis – I kvartalis toodeti 18% vähem elektrienergiat võrreldes aastataguse perioodiga. Peamine elektri tootmise vähenemise põhjus on olnud NPS Eesti hinnapiirkonna suhteliselt madal hinnatase mõjutatuna Põhjamaade hindadest. Kuid oluline mõjutegur on ka keskkonnanõuded – 2012. aasta algusest hakkasid kehtima uued väävli ja lämmastiku heitmete piirangud, millega vähendati elektritootjatele lubatud SO2 emissiooni limiiti 25 000 tonnile aastas (varasemalt 100 000 tonni/aastas). Elektri tarbimine oli käesoleva aasta esimeses kvartalis 2%-se kasvutrendiga seoses veebruarikuu külmalainega. Seega võib eeldada, et 2012. aasta elektritarbimine kujuneb sarnaseks üle-eelmise aastaga. Elektritootmise osakaaludes primaarenergiate lõikes 2012. aastal suuremat muudatust ei tule, pikemas perspektiivis aga on kasvamas enim taastuvenergia osakaal arvestades tootmispiisavuse aruandes toodud elektrituulikute liitumisi.

Tabel 11.
Eesti elektrisüsteemi bilansi prognoos

Eesti elektrisüsteemi bilansi prognoos, TWh	**2011**	**2012***	**Muutus 2012/2011 %**
Sisemaine võrku antud eletrienergia	11,4	10,0	-12%
Taastuvenergia kokku	1,16	1,29	11%
sh tuuleenergia	0,37	0,45	24%
Sisemaine võrku antud elektrienergia	11,4	10,0	-12%
Sisemaine tarbimine võrgukadudega	7,8	8,0	3%
Bilanss	**3,6**	**2,0**	**-44%**

** Eesti elektrisüsteemi elektribilanss on koostatud Eleringi elektribilansi andmetest, millele on lisatud Eleringile esitatud jaotusvõrkudega liitunud elektritootjate andmed. Tarbimine sisaldab ka võrgukadusid, tootmise aluseks on võrku antud netotootmine.*

Aastaks 2012 on Läti, Leedu ja Soome defineerinud oma süsteeme kui importivaid süsteeme. Impordi ja ekspordi koguseid hakkavad sarnaselt käesoleva aastaga mõjutama elektrienergia hinnad eri süsteemides, samuti põhimõtted, mida rakendatakse ülekandevõimsuste jaotamisel.

Milline saab aga olema Balti riikide elektribilanss ning mis ulatuses Balti riikides elektri tootmine vastab regioonis elektritootmise konkurentsitingimustele (juba käesoleval aastal ei võrdu elektribilanss riikides installeeritud tootmisvõimsuste proportsioonidega), saab olema suures osas sõltuvuses meetmetest, mida rakendatakse kolmandatest riikidest pärit elektrienergiaga kauplemisele.

Teema on täna arutamisel Euroopa Komisjoni ja Venemaa dialoogi raames, kus lepitakse kokku põhimõtted, mis edasi kirjeldatakse täpsemalt BRELL koostöö tehnilistesse lepingutesse. Põhimõtted puudutavad nii operatiivset juhtimist, kui ka elektrituru toimimisega seotud küsimusi – eelkõige turule antavate ülekandevõimsuste arvutamise ja jaotamise põhimõtteid. Samuti kuulub arutatavate teemade hulka nii võrgu planeerimis- kui ka arendustööd.

Piiriülese elektrikaubanduse põhimõtete väljatöötamisel kolmandate riikidega lähtutakse olukorrast, kus Euroopa Liidus ja Venemaal ei ole harmoniseeritud nõudeid elektrienergia tootmisele. Näitena võib tuua tunduvalt kõrgemad keskkonnanõuded, mis on rakendatud tootjatele EL-is võrreldes kolmandates riikides tegutsevate tootjatega. Nõuded, mida ettepanekuna soovime rakendada peaksid tagama võrdsed tingimused kauplejatele, olenemata kas kaubeldav elektrienergia on pärit Euroopa või kolmandate riikide poolelt. Suure tähtsusega on lisaks InterRaole ka teiste müüjate lisandumine turule.

5.3.1 Muutused võrkudele juurdepääsu põhimõtetes, ülekandevõimsuste jaotamises

Eelkõige puudutavad muudatused Põhjamaade elektribörsi Nord Pool Spot (NPS) laienemist Leetu, kus NPS platvorm avatakse kauplemiseks 18. juunil 2012. NPSi Lätti laienemine suure tõenäosusega selle aasta jooksul toimuda ei saa, kuna NPS ootab eelkõige Läti regulaatori ja Euroopa Komisjoni otsust Läti süsteemihalduri AST tegeliku eraldatuse kohta oma ema-ettevõttest Latvenergo. Pärast positiivse otsuse saamist teeb NPS oma otsuse, millest peab turule teate andma vähemalt kuus kuud enne hinnapiirkonna avamist.

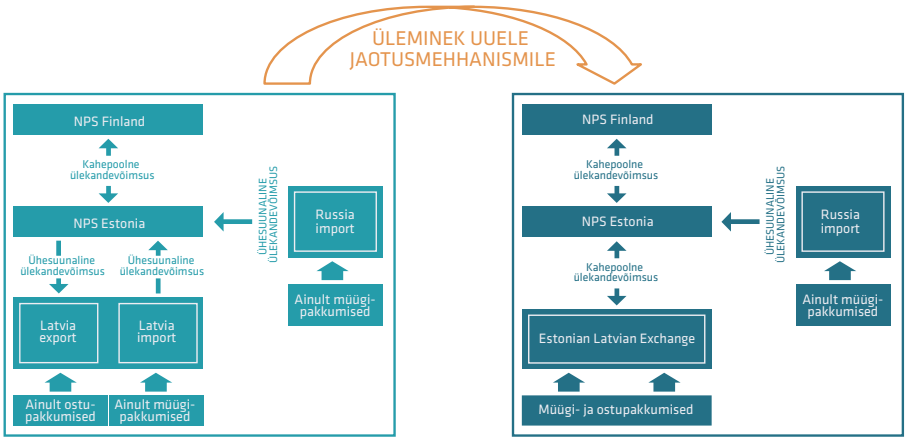
Hinnapiirkonna avamisega seotud likviidsuse ja ülekandevõimsuste piisavuse osas suuri riske ei ole, kuna praktiliselt Leedu ja Läti vahel pudelikaela ei esine ja võimsusi on piisavalt, millest omakorda võib järeldada, et nii Lätis kui ka Leedus on elektrienergia hind turul sama.

5.3.2 Ülekandevõimsused Eesti ja naaberriikide vahel

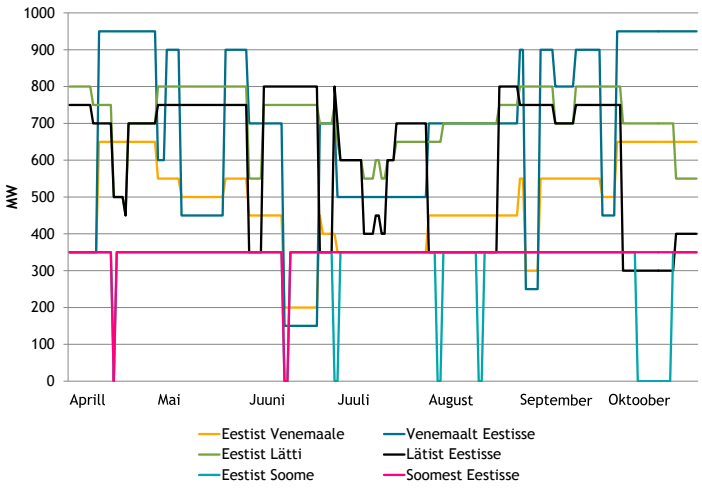
Tänaseni on Eesti – Läti piiril kasutuses kaks ajaliselt järgnevat ülekandevõimsuste jaotamise mehhanismi. Esiteks võimsusoksjon, kus nädalase intervalliga jaotatakse 20% kogu kaubandusele antavast võimsusest. Teiseks *explicit* oksjon, kus ülejäänud osa jaotatakse päev-ette kaubanduse käigus NPS poolt. Kuna Lätis ei ole teada turuhind, siis kasutatakse ülekandevõimsuste jaotamisel nn. võimsuste optimeerimise mehhanismi – moodustatud on kaks pakkumiste piirkonda – üks suunaga Lätti, teine suunaga Eestisse. Vabad võimsused jaotatakse mõlemas suunas eraldi.

Uus jaotusmehhanism, mis võetakse kasutusele selle aasta 18. juunist, liidab kokku mõlemad pakkumispiirkonnad, seega tekib Eestisse sisuliselt kaks hinnapiirkonda – üks Eesti turuosalistele ja importimiseks Venemaalt, teine Lõuna-Eestis Läti piirile, kus jaotatakse Eesti ja Läti vaheline ülekandevõimsus. Piirkondade ühendamise eesmärk on suurendada läbipaistvust, efektiivsust ja arusaadavust kauplejate jaoks.

Joonis 38.
NPS poolt jaotatava Eesti – Läti piiri mudel



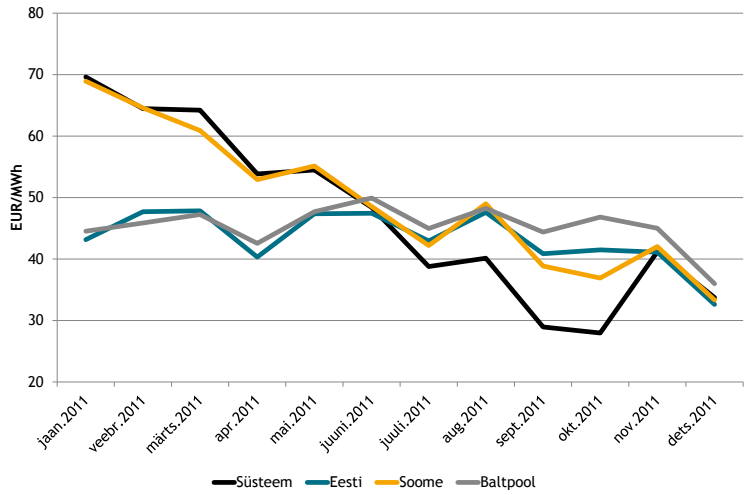
Joonis 39.
Ülekandevõimsused Eesti ristlõigetel 2012. aasta II ja III kvartalis



5.4 Elektrituru toimimise analüüs 2011. aastal

2011. aastat iseloomustavaks märksõnaks Põhjamaade elektribörsil, sh Eestis võib pidada hinnalangus. Hindade langustrend iseloomustas Põhjamaade elektribörsil kõiki hinnapiirkondi, kuid suurem langus oli justnimelt Põhjamaade hindadel. Kui Eestis püsis hind pigem ühtlasel tasemel, siis Põhjamaade järsema languse võrreldes Eesti hinnapiirkonnaga tingis 2010/2011. aasta talve Põhjamaade hinnapiirkondade erakordselt kõrged hinnad ning aastalõpu väga madalad hinnad. Üldiselt mõjutas hinnalangust (s.h Eestis) soojemast ilmast tingitud madalam tarbimine, Põhjamaade hüdroressursside kõrge tase aasta lõpus ning aasta teisest poolest järsult langust alustanud CO_2 kvootide hind Euroopas, mis saavutas aasta madalaima taseme detsembri lõpus.

Joonis 40.
Kuu keskmised elektrihinnad elektriturul 2011. aastal



Tabel 12.
Eesti elektrituru näitajad 2011. aastal

2011	
Elektrituru tegelik avatus (=börsilt ostetud kogus/siseriiklik tarbimine)	32,4%
Vabatarbijaid	201
Kauplejaid elektribörsil Eesti piirkonnas (sh Läti ja Leedu) Elspot/Elbas	17/5
NPS Eesti hinnapiirkonnas ostetud elektrienergia kogus	4,59 TWh
NPS Eesti hinnapiirkonnas müüdud elektrienergia kogus	5,79 TWh
Sisetarbimiseks ostetud elektrienergia kogus	2,56 TWh
Ülekoormustulu EstLink 1 merekaabli omanikele	19,58 mln EUR

2011/2012 talvekuude keskmine temperatuur oli Eestis ligi 3 kraadi võrra soojem kui 2010/2011. aastal, mistõttu oli Eesti hind elektribörsil 2011. aasta lõpus eelneva aastaga võrreldes oluliselt madalam. Kuni 2011. aasta oktoobrikuuni püsis Eesti elektrienergia hind ühtlasel tasemel, kuid oktoobrikuust aasta lõpuni toimus hinna järsk langus. Vaatamata aastalõpu hinnalangusele oli juunikuust alates olukord 145-l päeval vastupidine ehk siis oli Eesti hind

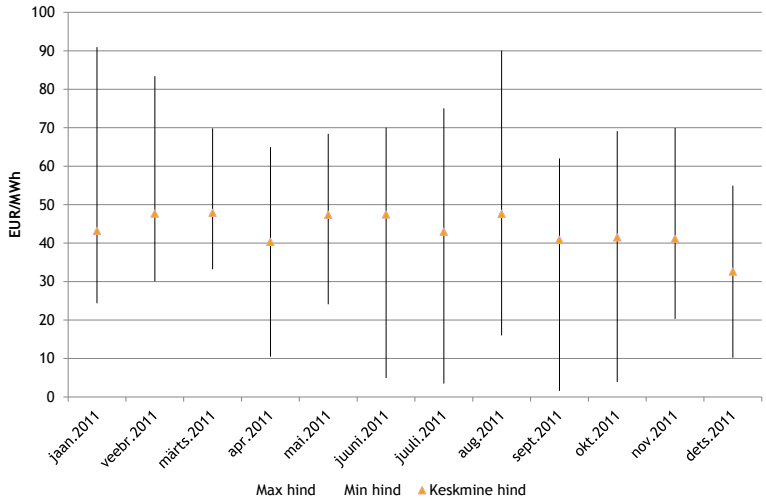
kallim kui NPS süsteemi hind ja 49-l päeval oli Eesti hind kõrgem Soome hinnast. Kokkuvõttes kujunes 2011. aasta keskmiseks hinnaks Eesti hinnapiirkonnas 43,37 EUR/MWh, mis oli siiski Nord Pool Spot elektribörsil madalaim hind võrreldes Põhjamaade hinnapiirkondade ja Leedu elektribörsi hindadega.

2011. aastal oli elektribörsi tunnihind Eestis 8% ajast madalam kui tavatarbijatele kehtiv reguleeritud hind. 36% nendest tundidest, mil hind oli madalam, olid detsembrikuus, mil kuu keskmine hind oli vaid 32,61 EUR/MWh. Aasta kõigi tunnihindade keskmiseks kujunes 43,37 EUR/MWh, millest 54% ajast oli tunnihind madalam ning 46% ajast kõrgem aasta keskmisest hinnast.

Olukord elektribörsil 2011. aasta lõpus näitas, et konkurentsitingimustes võib kujuneda hind madalam kui on seda reguleeritud hind, kuid seda vaid piisava ülekandevõimsuse korral teiste turgudega ning soodsate turutingimuste korral, mil tootmisvõimsused ületavad oluliselt nõudluse. Suurema konkurentsi tagab EstLink 2, mis valmib 2014. aastal, lisades piisavalt ülekandevõimsust Eesti ja Põhjamaade vahele, et hinnad oleksid samad igal tunnil, ning tagades ühtlasi ka pikemaajaliselt varustuskindluse.

Teine märksõna, mis iseloomustab 2011. aasta elektribörsi hindade kujunemist Eesti hinnapiirkonnas, on hinnastabiilsus. Kui 2010. aastal, mil Eesti hinnapiirkond aprillis avati, kujunes Eestis maksimaalseks tunnihinnaks 2000 EUR/MWh, siis 2011. aasta maksimaalseks tunnihinnaks oli vaid 90,96 EUR/MWh. Peab märkima, et elektrienergia hinnad on ka üldiselt volatiilsemad kui finantsturgude ja teiste toormete hinnad. Nagu on näha jooniselt 41, siis suurim volatiilsus Eestis elektrienergia börsihinnal esineb mitte külmal perioodil, vaid suvisel perioodil. Suurema volatiilsuse just suvisel perioodil põhjustab Läti ja Leedu defitsiit, kus koostootmisjaamad ei ole töös ning hüdroenergiat ei ole samas ulatuses kui seda on kevadel suurvee ajal; samuti ülekandevõimsuste piirangud hooldustööde tegemiseks, mil vähendatakse turul jaotatavaid ülekandevõimsuseid peamiselt Eesti ja Läti ristlõikel.

Joonis 41. Eesti elektrituru hindade miinimumid, maksimumid ja keskmised väärtused 2011. aastal



2011. aasta oli tarbijatele soodne ning andis kinnitust, et konkurentsitingimustes sõltub hind nõudluse ja pakkumise tasakaalust, mistõttu on oluline, et tarbijad hakkaksid üha enam kujundama oma käitumist vastavalt turusituatsioonile.

5.4.1 Turu läbipaistvus

Euroopa elektrituru liberaliseerimise eemärk on luua aus, konkurentsile avatud turg, et pakkuda tarbijale suuremat valikuvõimalust. Selle tagamiseks on vaja eelkõige luua tingimused kõikide turuosaliste võrdseks kohtlemiseks, võimaldada kõigile juurdepääs otsustamiseks ja efektiivseks tegevuseks vajalikele andmetele. Elering panustab andmete lihtsasse ja mugavasse kättesaadavusse.

Vastavalt Euroopa Parlamendi ja Euroopa Liidu Nõukogu määrusele nr 714/2009 on Elering kohustatud avalikustama turuosalistele kõik andmed, mis on vajalikud turu efektiivsemaks toimimiseks. Kuna Eesti elektrisüsteem on väike, siis turuareng ja suurema konkurentsi loomine toimub üksnes koostöös naaberriikide ja teiste põhivõrguettevõtjatega (TSO). Tihe koostöö teiste Euroopa TSO-dega on vajalik selleks, et luua võimalused tõhusa ja läbipaistva turu tekkimiseks kogu regioonis ühtsete põhimõtete alusel ja harmoniseerida turu toimimise mehhanismid.

2011. aastal oli neli olulisemat sündmust, mis suurendasid Eesti elektrituru läbipaistvust senisest veel enam. Olulisim Eleringi jaoks oli uue koduleheküljе valmimine, kus olulist tähelepanu on pööratud Eesti elektrisüsteemi iseloomustavate näitajate lihtsale esitlemisele ning info hõlpsale leitavusele. Koduleheküljel on eraldi loodud andmete avalikustamise rakendus (Dashboard), kus informatsioon on visuaalselt jälgitav ning hõlpsasti allalaetav. Informatsioon avalikustatakse turuosalistele üheaegselt, läbipaistvalt, kasutajasõbralikult ja kergesti allalaetavas vormis.

Teiseks oluliseks märgiks oli Põhjamaade (Soome, Taani, Rootsi ja Norra) ja Eesti ühise veebikaardi avamine, kus on võimalik jälgida reaalajas nende riikide elektrisüsteeme: tarbimine, tootmine (kütuste lõikes) ning elektribörsi hinnad ja võimsusvood. Põhjamaade ühine kaart omab lisaks informatiivsele rollile ka märgilist tähendust turgude integreerimise osas, kus üha enam nähakse Eestit Põhjamaade osana.

2011. aasta novembrist alates on Eesti elektrisüsteemi informatsiooni allalaadimine võimalik ka läbi Nord Pool Spot-i koduleheküljе, kus lisaks Eesti andmetele on mugav saada üheskoos ka kõikide teiste elektrisüsteemide informatsioon, mis mõjutavad NPS-i süsteemihinna kujunemist.

Eesti ja Läti piirile on loodud *capacity optimization system*, mida opereerib NPS. Tänu sellele on Läti ja Leedu turuosalistel võimalik esitada ostu- ja müügipakkumisi Eesti hinnapiirkonda. Kuni detsembrikuuni ei olnud aga avalikustatud informatsioon selle kohta, kui suures osas ja mis suunas kaubeldakse Eesti-Läti piiril. See on aga oluline informatsioon turuosaliste jaoks, kuna sellel on mõju Eesti hinnapiirkonna hinna kujunemisele. NPS alustas nende andmete avalikustamist detsembrist, mis on andnud olulise lisainformatsiooni Eesti hinnapiirkonda mõjutavate tegurite kohta.

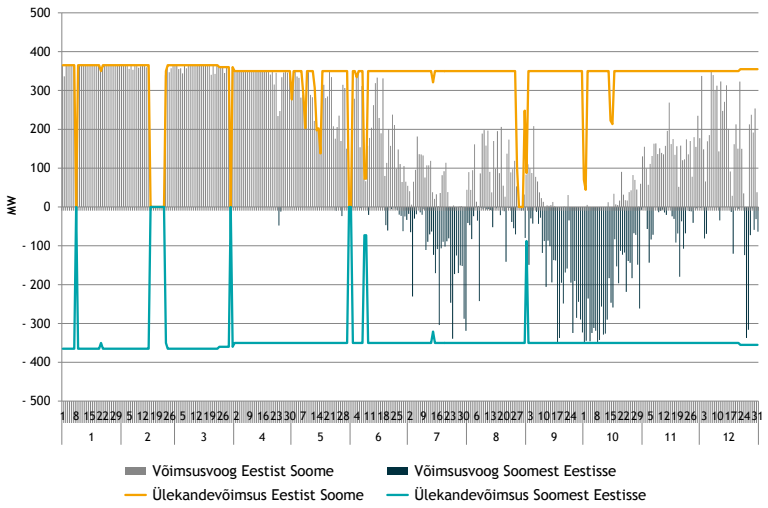
5.4.2 EstLink 1 võimsusvood

Võimsusvood EstLink 1 merekaablil, mis on antud NPS-ile ülekandevõimsuste jaotamiseks, näitlikustab seda, kuidas on hinnad Eesti ja Soome piirkondades. Kui 2011. aasta alguses oli peaaegu igal tunnil võimsusvoog Eestist Soome ja seda maksimaalse ülekandevõimsuse ulatuses, siis alates juuni lõpust oli võimsusvoog nii Eestist Soome kui ka Soomest Eestisse (tabel 11). Septembris ja oktoobris, mil Põhjamaade hüdroressurss oli väga kõrge, oli peamine suund aga ainult Soomest Eestisse, mis aasta lõpus jällegi muutus vastupidiseks Eesti madala hinna tõttu. Eesti-Soome vahelisest ülekandevõimsusest kasutati päev-ette kaubanduses 2011. aastal kokku suunal Eestist Soome 62% ja Soomest Eestisse 31%.

Tabel 13. 2011. aasta NPS hindade võrdlus

2011 (EUR/MWh)	Keskmine hind	Max päeva hind	Min päeva hind	2010 keskmine hind*
NPS süsteem	47,15	92,13	1,45	53,06
NPS Eesti	43,37	90,96	1,60	46,31
NPS Soome	49,44	150,05	0,36	56,64
Baltpool	45,26	70,06	0,08	46,42

Joonis 42. EstLink 1 võimsusvood 2011. aastal

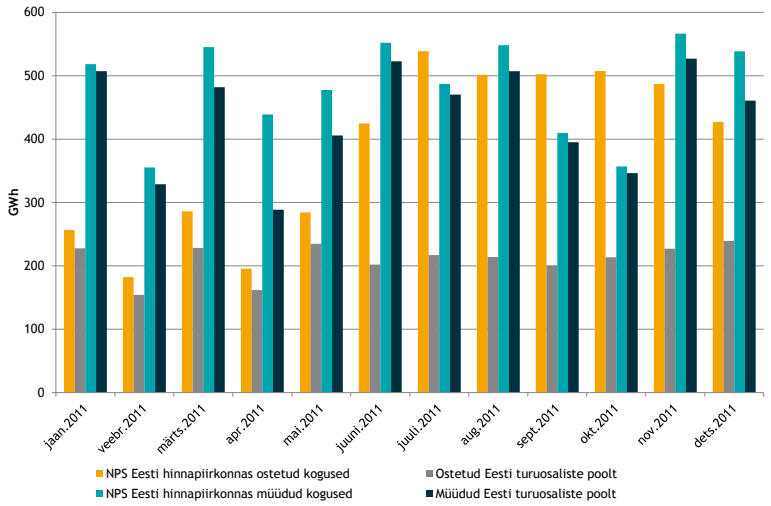


5.4.3 Müüdud ja ostetud kogused

NPS Eesti hinnapiirkonnast ostetud kogused olid 2011. aastal kokku 4,59 TWh (2010. aastal 9 kuud: 2,84 TWh), millest Eesti turuosalised ostsid 55%, Läti turuosalised 40% ning Leedu turuosalised 6%. Ostetud kogused Eesti hinnapiirkonnast Läti ja Leedu turuosaliste poolt suurenesid oluliselt alates aasta teisest poolest, mil Eesti ja Leedu hindade vahe suurenes ning Baltpooli hind oli peamiselt kõrgem. Samuti suurenes import ka Soomest Eestisse, kus oli odavam hind, mille tingis samuti lõunanaabrite suurenenud nõudluses.

Müüdud kogused NPS Eesti hinnapiirkonnas olid kokku 5,8 TWh, millest Eesti turuosalised müüsid 90%, Läti turuosalised 5% ja Leedu turuosalised samuti 5%. September ja oktoober, mil hinnavahe Eesti ja Leedu hinnapiirkondade vahel oli suurim, vähenesid oluliselt ka müüdud kogused Eesti hinnapiirkonnas, kuna turuosalistel oli kasumlikum müüa pigem Leedu elektribörsil. Seda ilmestab ka Eesti-Läti piiri ülekandevõimsuse kujunemine, kus on näha, et alates juunikuust on vaba ülekandevõimsuse osa väga väike ning kaubandus toimub peamiselt ühes suunas.

Joonis 43. 2011. aastal elektriturul ostetud ja müüdud kogused ning Eesti turuosaliste osakaalud



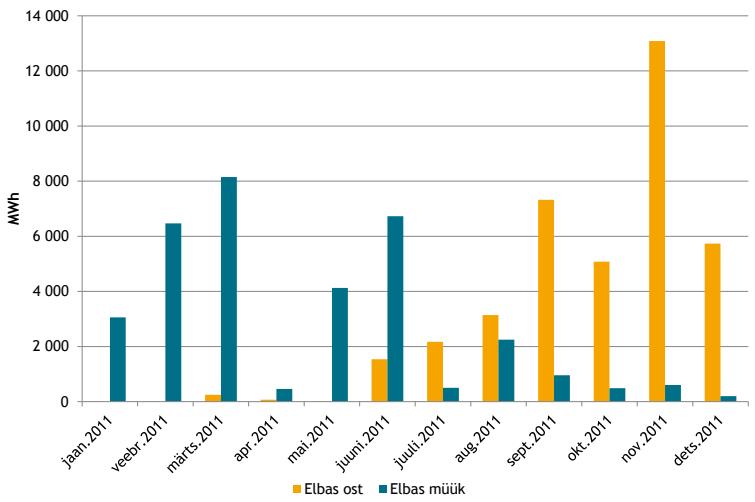
Ostetud kogused Eesti turuosaliste poolt moodustasid Eesti siseriiklikust tarbimisest 2011. aastal keskmiselt 33,2%. Kogu Eesti siseriiklik tarbimine Eleringi mõõtesüsteemide andmetel oli 2011. aastal 7,9 TWh.

EstLink 1 merekaabli kaudu eksporditi Soome 1,7 TWh elektrienergiat ning imporditi 0,46 TWh. Eesti oli 2011. aastal kaubanduslikult peamiselt eksportiv elektrisüsteem.

5.4.4 Elbas – päevasisene kauplemine

Elbas turult ostetud kogused olid 2011. aastal kokku 38,4 GWh (1,5% kogu Elspot ja Elbas NPS Eesti hinnapiirkonnas ostetud kogustest) ning müüdud kogused 34,0 GWh (0,6% kogu Elspot ja Elbas NPS Eesti hinnapiirkonnas müüdud kogustest). Suuremad tehingud Elbas päevasisesel kauplemisel toimusid seoses EstLink 1 väljalülitumisega, mil katkestuse lõppemisel sooviti kaubelda börsil, kuid päev-ette pakkumiste tähtaeg oli möödas. Teiseks ajendiks oli turuosaliste bilansside tasakaalustamine bilansienergia kasutamise asemel.

Joonis 44. Elbas turul ostetud ja müüdud kogused



- *Põhjamaades jäi 2011. aastal elektri tootmine summaarselt samasse suurusjärku 2010. aastaga, elektri tootmine kasvas 2% ulatuses Rootsis ja Norras ning vähenes Soomes (9%) ja Taanis (7%).*
- *2011. aastal oli Baltimaade elektrienergia import kokku 4,4 TWh, mis kasvas võrreldes eelmise aastaga 25%.*
- *Summaarselt oli 2011. aastal Baltikumi elektrijaamade installeeritud netovõimsuseks 8,7 GW, mis võimaldaks katta kogu Baltimaade elektritarbimise.*
- *2011. aastal moodustas Eestis elektri tarbimine koos võrgukadudega kokku 7,82 TWh, mis on 2% väiksem kui eelnenud aastal.*
- *2011. aasta keskmiseks hinnaks Eesti hinnapiirkonnas kujunes 43,37 EUR/MWh, mis oli siiski Nord Pool Spot elektribörsil madalaim hind võrreldes Põhjamaade hinnapiirkondade ja Leedu elektribörsi hindadega.*
- *Elektriturgude arengu poolelt on 2012. aasta tähtsaimaks sündmuseks Nord Pool Spoti laienemine Leetu ja ettevalmistused laienemiseks Lätti ning samuti kolmandate riikidega elektrienergiaga kauplemise põhimõtete kinnitamine.*

6 Säästva arengu eesmärgid

6. Säästva arengu eesmärgid 68
6.1 Euroopa Liidu energiapoliitika 68
6.2 Viimased suuremad muutused kliimapoliitikas 68
6.3 Fukushima ja majanduskriis 68
6.4 Eesti ja Euroopa Liidu energia ning kliimapoliitika 69
6.5 Ülevaade taastuvenergiast 2011. aastal ja hinnanguline mõju 2012. aastaks 69

6 Säästva arengu eesmärgid

6.1 Euroopa Liidu energiapoliitika

Euroopa Liidu energiapoliitika tuleneb eelkõige kahest asjaolust; fossiilsete energiaallikate kasutamine põhjustab kliimamuutusi ning suur osa (ca 60% vedelkütuste toorainest ning ca 30% maagaasist) imporditakse väljastpoolt Euroopa Liitu. Seega ühest küljest on ajendiks kliimamuutustest tulenevad riskid, teiselt poolt riskid, mis on seotud kütuste tarnekindluse, tõusvate hindade ning ülemaailmse konkurentsiga fossiilkütuste ressursside pärast. Euroopa Liidu ühine energiapoliitika on lähtunud ühisest eesmärgist: tagada, et energiatooted ja -teenused oleksid turul pidevalt ja füüsiliselt kättesaadavad hinnaga, mis on kõigile tarbijatele taskukohane, aidates samas saavutada Euroopa Liidu laiemaid sotsiaalseid ja kliimaeesmärke.

Euroopa Liidu energiapoliitika põhialused on kokku lepitud Lissaboni lepingus, kus prioriteetidena on määratletud:

- energia siseturu toimimine;
- energia varustuskindlus;
- energiakasutuse efektiivsus, energia kokkuhoid ja taastuvenergiaallikate kasutamise edendamine;
- energiavõrgustike integreerumine ning võrgustike ühendamine.

Euroopa Liidu energiapoliitika kõige silmatorkavam väljendus on nö 20/20/20 eesmärgid 2020. aastaks, mis tähendavad süsinikuheitmete vähendamist ning energiaefektiivsuse ja taastuvenergiaallikate osakaalu suurendamist 2020. aastaks.

6.2 Viimased suuremad muutused kliimapoliitikas

Eelmisel aastal toimunud suuremate edasiminekutena energia- ja kliimapoliitikas võib kindlasti välja tuua „Energia tegevuskava 2050“ (Energy Roadmap 2050) vastuvõtmise Euroopa Komisjoni poolt, milles on määratletud pikaajalised eesmärgid energeetika vallas. Peamisena võib seejuures välja tuua eesmärgi jätkuvalt vähendada süsinikdioksiidi emissioone 80-95% 1990. aasta tasemest. Koos tegevuskavaga on 2010. aasta lõpus vastu võetud „Euroopa energiastrateegia 2020“ need alused, mis määravad Euroopa Liidu energiapoliitika arengut järgnevatel aastatel. Energiapoliitika teostumise seisukohalt on märkimist vääriv Euroopa Komisjoni poolt 2011. aasta lõpus heaks kiidetud 9,1 miljardi euro suurune energiataristu moderniseerimise pakett, mis aitab saavutada kliima- ja energiaalaseid eesmärke. Euroopa Ühendamise Rahastu (EÜR) toel energiasektorisse jagatav raha on mõeldud üleeuroopalise taristu loomiseks. Investeeringud on planeeritud vähemalt kahte riiki hõlmavatele projektidele ning tehakse kättesaadavaks võlakirjade, toetuste ja laenugarantiide näol. See on esimene kord, kui Euroopa Liit kaasrahastab suurte energiataristute objektide ehitamist oma korralisest eelarves. Eleringi seisukohalt on oluline seejuures võimalik kaasrahastus Eesti ja Läti vahelise kolmanda ühenduse loomiseks, mis kiirendaks ühenduse ehitamist ja Põhja-Balti elektriturgude integreerumist, vähendades kaasrahastuse korral ka survet ülekandetariifide tõusuks. Eesti–Läti vaheline kolmas ühendus koos teiste Balti regionaalse piirkonna Euroopaga ühendamise plaani (BEMIP) projektide teostumisega (EstLink 2, Leedu- Poola ning Leedu-Rootsi ühendus) loob tugeva eelduse Baltimaade tihedaks lõimumiseks ülejäänud Euroopa elektrivõrkude ning –turgudega.

6.3 Fukushima ja majanduskriis

Globaalsete teguritena Euroopa energia- ja kliimapoliitika rakendamisel tuleb kindlasti nimetada jätkuvat majanduslikku ebakindlust maailmas ja Fukushima tuumakatastroofi. Neist esimese mõju avaldub peamiselt sagenevates küsimustes, kas praeguse kliimapoliitika jätkumine on majanduslikult võimalik ning mida

kliimapoliitika jätkumine toob kaasa majanduse konkurentsivõimele ning inimeste elatustasemele. Selle olulisim avaldus 2011. aastal oli Kanada väljaastumine Kyoto leppest ning Durbani kliimamuutuste konverents, kus otsustati, et juriidiliselt siduva kokkuleppe sõlmimiseni jõutakse 2015. aastaks.

Olulist mõju avaldab lähematel aastatel Euroopa elektrisüsteemide varustuskindlusele Fukushima tuumakatastroofist tulenev vastuseis tuumaelektrijaamadele, väljendudes mitmete tuumajaamade sulgemises 2011. aastal Saksamaal ning tuumaenergeetikast lõpliku loobumise otsusele Saksamaal 2022. aastaks ning Šveitsis 2034. aastaks.

6.4 Eesti ja Euroopa Liidu energia ning kliimapoliitika

Täna on Eesti olukord energiajulgeoleku aspektist vaadatuna hea – pea kogu elektritootmine põhineb kodumaistel primaarenergia ressurssidel nagu põlevkivi, biokütused (peamiselt puit), turvas ning tuuleenergia. Tulenevalt Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika eesmärkidest aastaks 2020 on tõenäoline, et CO_2 rikas põlevkivi ei ole elektritootmises tulevikus turupõhiselt konkurentsivõimeline võrreldes taastuvatel energiaallikatel põhinevate ja madalama CO_2 sisaldusega (peamiselt maagaas) elektritootmisviisidega. Võib eeldada, et kaugemas perspektiivis on Eestis elektrivarustuse tagamisel alternatiivideks kas kodumaise elektritootmise ümberkujundamine või elektri import. Eleringil on mõlema teostumisel täita oluline roll nii riikidevaheliste ühenduste ehitamisel, elektrituru arendamisel kui ka uute elektrijaamade liitmisel elektrisüsteemiga.

6.5 Ülevaade taastuvenergiast 2011. aastal ja hinnanguline mõju 2012. aastaks

6.5.1 Eesti taastuvenergia-alased eesmärgid, taastuvenergia tasu, taastuvenergia toetus

Euroopa Liit ja Eesti selle liikmena tähtsustab taastuvenergia tootmise ja tarbimise osakaalu kasvatamist mitmel põhjusel. Olulisim neist on keskkonnasaaste vähendamine, seda osana kasvuhoonegaaside vähendamisele suunatud poliitikatest. Olulised on ka muud kaalutlused, mida taastuvenergia suurem tootmine ja tarbimine aitavad toetada (nagu näiteks energiasääst ning tootmise ja tarbimise suurem efektiivsus, energiajulgeolek, energiavaldkonna innovatsioon ja tehnoloogia arengu soodustamine). Eesti taastuvenergia potentsiaal avaldub eeskätt bioenergial baseeruvas elektri ja soojuse koostootmises ning tuuleenergias. Samuti arendatakse väikesemahulist hüdroenergeetikat.

Taastuvenergia direktiiviga 2009/28/EÜ kinnitati konkreetsed taastuvenergia eesmärgid ELi liikmesriikidele ja Eesti on kohustatud tõstma taastuvate energiaallikate osakaalu kogu energiatarbimises võrreldes referentsaastaga 2005 25%-ni aastaks 2020. Samuti on Eesti riigile kohustuslik aastaks 2020 vähendada primaarenergia tarbimist 20% võrra ning vähendada kasvuhoonegaaside heitmeid 20% võrreldes aastaga 1990.

Võetud kohustuste täitmiseks on Eestis loodud toetusskeemid, mille eesmärk on suurendada investeeringuid taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootmisesse (taastuvate energiaallikate kasutuselevõtuks) ja efektiivsesse elektri- ja soojusenergia koostootmisesse.

Eleringi täpsem roll taastuvenergia ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetamise osas on olla taastuvenergia toetuste väljamaksja ja toetuste rahastamiseks makstava teenustasu koguja. Tasu maksavad kõik võrguettevõtjad, kes osutavad võrguteenust, saates meile vastavad andmed. Toetuste väljamaksmiseks peavad tootjad esitama meile taotlused ja arved, samuti on tootjatega liitunud võrguettevõtjatel kohustus esitada meile andmed võrku antud elektrienergia koguste kohta.

Toetusi makstakse tootja taotluse alusel 12 aasta jooksul tootmise alustamisest elektrienergia eest, mis on toodetud taastuvatest energiaallikatest, koostootmise režiimil biomassist või tõhusa koostootmise režiimil (viimasel juhul on tähtis täita üldkasutegurile määratud alampiir ning saavutada või ületada primaarenergia säästupiirang). Alates 2013. aastast on toetused ette nähtud ka põlevkivil töötava tootmisseadme netovõimsuse kasutatavuse eest.

Taastuvenergia tasu on tasu, mille kaudu rahastab elektritarbija taastuvenergia toetusi. Vastavalt elektrituruseadusele on taastuvenergia tasu arvutajaks Elering. Elering koostab ja avaldab oma veebilehel iga aasta

1. detsembriks hinnangu järgmise kalendriaasta toetuste rahastamiseks kuluva summa (taastuvatest energiaallikatest või tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia koguste) ja tarbijatele osutatavate võrguteenuste mahu ning tootjaliinide kaudu tarbitud elektrienergia koguse kohta. Hinnangu alusel määrab Elering järgmise kalendriaasta toetuste rahastamise kulu suuruse tarbitud võrguteenuse ja tootjaliini kaudu tarbitud elektrienergia ühe kilovatt-tunni kohta, võttes arvesse hinnangu koostamisele vahetult eelnenud 12 kuu jooksul toetuste rahastamiseks üle- või alalaekunud summasid.

Koos käibemaksuga oli perioodil 01.01.2011–31.12.2011 taastuvenergia tasu suuruseks 0,61 eurosenti/kWh (ilma käibemaksuta) ning prognoosi kohaselt jagunuks taastuvenergia toetuse summad järgmiselt: 35,0% tuulikute toetamiseks, 58,2% biomassist toodetud elektrienergia toetamiseks, 6,8% aga hüdrost, prügist ja mustast leelisest toodetud elektrienergia toetusteks.

Perioodiks 01.01.2012–31.12.2012 on taastuvenergia tasu suuruseks koos käibemaksuga 0,97 eurosenti/kWh (ilma käibemaksuta), kusjuures taastuvenergia toetuse summad jagunevad taastuvenergia allikate vahel praktiliselt eelmise aastaga samades osakaaludes.

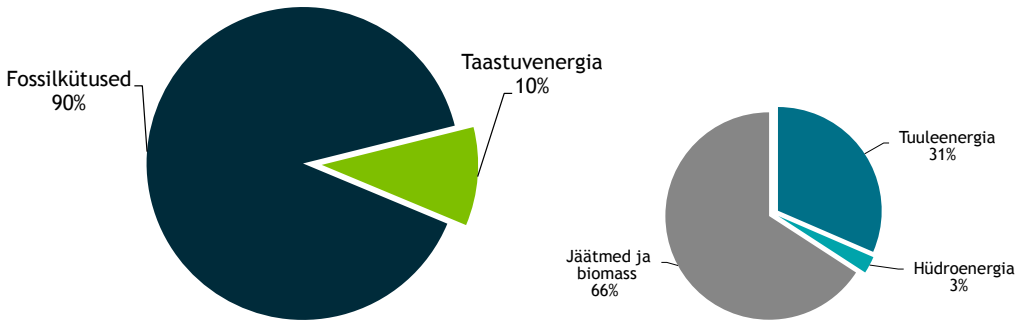
Enim kasvavad 2012. aasta plaanidekohaselt toetusaluse tuuleenergia toodang (73%) ja toetusaluse biomassist toodetud elektrienergia kogused (15%). Tõhusa koostootmise režiimis toodetud kogused suurenevad 7%. Summaarselt prognoosi-takse taastuvenergiast toodetud elektri osakaaluks kogutarbimisest üle 14%, millega jõuaks Eesti väga lähedale lõppeesmärgile suurendada taastuvallikatest toodetud elektri osakaalu aastaks 2020 15–20 protsendini. Kogu taastuvenergia toodang peaks 2012. aasta lõpuks suurenema ligikaudu 25% ning jõudma 1455 GWh-ni.

Euroopa Parlamendi ja Euroopa Liidu Nõukogu direktiivi 2001/77/EU alusel Eestis 2007. aastal jõustunud taastuvate energiaallikate elektritootmiseks kasutamise toetusskeem on rakendunud kiiremini kui eeldati ning võttes arvesse taastuvatest allikatest toodetud elektrienergia osakaalu väga kiiret kasvu viimastel aastatel, on prognoositust suurem taastuvatest allikatest toodetud elektri osakaal avaldanud koos elektrienergia ja soojuse koostootmise toetusega märkimisväärset mõju tarbijatariifile, mis viimastel aastatel on hüppeliselt kasvanud. Majandus- ja kommunikatsiooniministeeriumi elektrituruseaduse muutmise seaduse eelnõu seletuskirja (10.01.2012) järgi tooks olemasoleva toetusskeemiga jätkamine tarbijatariifis kaasa taastuvenergia tasu kahekordistumise, mis mõjutab oluliselt Eesti tarbijate kodukulusid.

6.5.2 Taastuvenergia ning taastuvenergia toetuste ülevaade 2011. aastal

Taastuvenergia toodang moodustas 2011. aastal Eesti elektritarbimisest koos elektrijaamade omatarbega (9,0 TWh) 12,9%, mis on võrreldes aastataguse ajaga 3,2% enam. Suurima osakaalu taastuvatest allikatest moodustas jäätmetest ja biomassist toodetud elekter. Eestis toodetud taastuvenergia maht oli 2011. aasta lõpu seisuga 1160 GWh ning aastaga on toodang suurenenud 35%. Eelkõige on selle taga nii biomassist, biogaasist kui tuuleenergiast toodetud elektri tootmise kasv. Taastuvenergiast moodustas aasta kokkuvõttes 66% jäätmetest ja biomassist, 31% tuuleenergiast ning 3% hüdroenergiast toodetud elekter.

Joonis 45. Taastuvenergia osakaal kogu võrku antud elektrienergiast ja selle jaotus 2011. aastal



2011. aastal toodetud taastuvenergiast sai toetust 1066 GWh, mis tähendas toetatava taastuvenergia mahu kasvu 40% võrra ja samavõrra ka väljamakstud toetuste suurenemist 57,2 miljoni euroni. Toetust saavate energiakoguste suurenemise põhjuseks on eelkõige tuuleenergiast ja biomassist elektrienergia tootmise mahtude kasv. Toetatava tuuleenergia kogus kasvas võrreldes 2010. aastaga 45% (272 GWh-ni). Biomassist toodetud toetust saanud elektrienergia maht kasvas võrreldes 2010. aastaga 36% (747 GWh-ni).

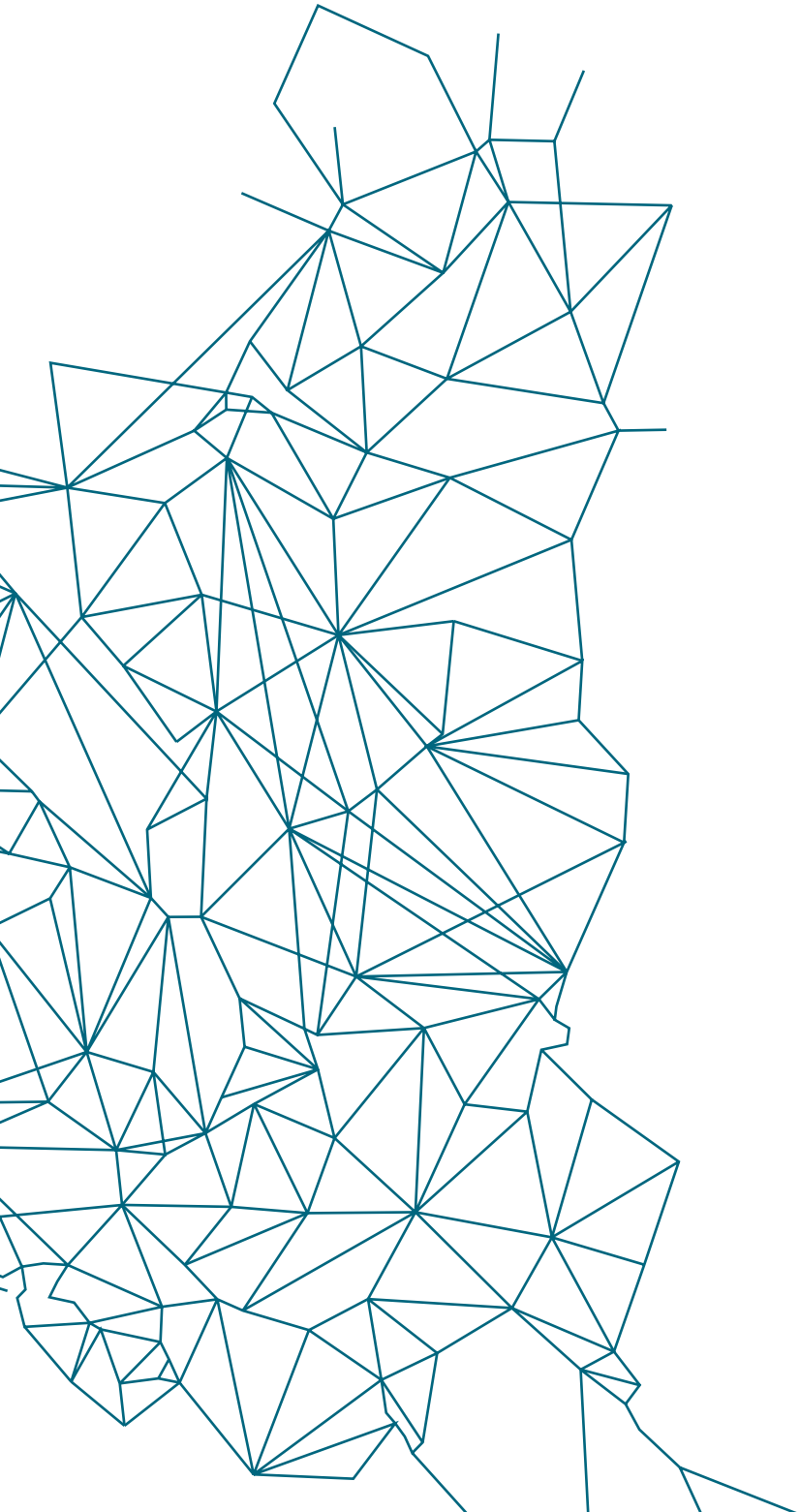
Tabel 14. Taastuvenergia toetused ja kogused numbrites

Taastuvenergia toetused, mln EUR	**2011**	**2010**	**Muutus %**	**Toetatava taastuvenergia kogused, GWh**	**2011**	**2010**	**Muutus %**
Taastuvenergia toetused kokku	57,2	41,5	38%	Taastuvenergia kokku	1 066	775	38%
- tuuleenergia	14,6	10	46%	- tuuleenergia	272	187	45%
- hüdroenergia	1,6	1,4	14%	- hüdroenergia	31	27	15%
- biomass	40,1	29,5	36%	- biomass	747	550	36%
- biogaas	0,9	0,6	50%	- biogaas	16	11	45%
Tõhusa koostootmise toetused kokku	**4,7**	**3,9**	**21%**	**Tõhus koostootmine kokku**	**147**	**121**	**21%**
Toetused kokku MEUR:	**61,9**	**45,4**	**36%**	**Toetatav energia kokku GWh:**	**1 213**	**896**	**35%**

Tõhusa koostootmise toetuse taotlusi esitati 2011. aastal võrreldes aasta varasema ajaga 21% rohkem ehk 4,7 miljoni euro eest. Toetatava elektrienergia kogus kasvas 121 GWh-lt ligikaudu 147 GWh-ni. Võrreldes 2010. aastaga kasvas 2011. aastal hüdroenergiast elektri tootmine seoses sademeterikkama aastaga 13% moodustades 31 GWh.

- ***Euroopa Liidu energiapoliitika märkimisväärseim arengusuund on n.ö 20/20/20 eesmärgid 2020. aastaks, mis tähendavad süsinikuheitmete vähendamist ning energiaefektiivsuse ja taastuvenergiaallikate osakaalu suurendamist 2020. aastaks. Eesti on väga lähedal meile seatud taastuvenergia eesmärkide täitmisele.***
- ***Taastuvenergia toodang moodustas 2011. aastal Eesti elektritarbimisest koos elektrijaamade omatarbega (9,0 TWh) 12,9%, mis on võrreldes aastataguse ajaga 3,2 protsendipunkti enam. Eestis toodetud taastuvenergia maht oli 2011. aasta lõpu seisuga 1160 GWh ning aastaga on toodang suurenenud 35%.***
- ***Eleringi roll taastuvenergia tootmise arendamisel on ühest küljest võrguga liitumiste loomine ning teisest küljest toetusmehhanismide haldamine.***

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

Kadaka tee 42, 12915 Tallinn
telefon: 715 1222
faks: 715 1200
e-post: info@elering.ee

www.elering.ee