Eleringi toimetised
nr 1/2011

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

EESTI ELEKTRISÜSTEEMI VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE

Tallinn 2011

Varustuskindlus läbi energiasüsteemide ühendamise

Hea lugeja,

mul on hea meel pöörduda Sinu poole seoses Eleringi Toimetiste sarja esimese numbri valmimisega. Eleringi vastutus Eestis on energia varustuskindluse tagamine. Varustuskindluse tagamiseks arendame ja juhime reaalajas elektrisüsteemi. Lisaks nendele ülesannetele sisaldab varustuskindluse vastutus kohustust anda hinnang tuleviku tootmisvõimsuse piisavusele ja elektritootmise kütustega varustatusele Eestis.

Üks oluline osa meie tööst on olla ühiskonna kompetentne ja avalikust huvist lähtuv nõustaja energeetika küsimustes. Selle ülesande täitmiseks hakkame käesolevas sarjas avaldama Eleringiga seonduvaid energeetikaalaseid uuringuid ja analüüse. Tahame energeetikaalaste otsuste parema kvaliteedi tagamiseks luua laiema kompetentsivõrgustiku Eleringi ümber.

Käesoleva sarja esimene number on Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne. Seda võib pidada Eleringi olulisimaks regulaarselt ilmuvaks raportiks, milles esitatakse iga-aastaselt uuendatud ülevaade Eesti elektrisüsteemi ja –turu arengutest lähikümnendil.

Meie visioon on luua oma tegevusega avaramad ja tõhusamad energiavarustuse võimalused nii energia tarbijatele kui tarnijatele. Näeme selle saavutamise võtmena energiasüsteemide ja turgude tugevamat ühendamist. Euroopa Liidu energiamajanduse poliitika – ühtne võrk, ühtne turg – töötab Eesti energiasüsteemi huvides. Energiavõrkude liitmine ja energiaturgude arendamine loob eeldused nii energiajulgeoleku kui varustuskindluse tugevdamiseks läbi suurema konkurentsi, parema võimaluse tootmisvõimsuste efektiivseks kasutamiseks, kasutatavate kütuste mitmekesistumise ning energiasüsteemide juhtimise paindlikkuse suurenemise.

Taavi Veskimägi
juhatuse esimees

Sisukord

Sissejuhatus ... 7

1 Tarbimine ... 8
1.1 Energiatarbe analüüs ... 9
1.1.1 Energia sisemaine brutotarbimine Euroopa Liidus, Läänemere regioonis ja Eestis kütuseliigi järgi 1990...2008 ... 9
1.1.2 Energia lõpptarbimine Eestis aastatel 1990...2009 ... 10
1.2 Elektritarbimise analüüs ... 12
1.2.1 Elektri tarbimine majanduse erinevates harudes 1990...2009 ... 12
1.2.2 Muutused koormuskestuskõverates 1997...2010 ... 14
1.2.3 Elektri tarbimise ja ilmastiku vahelised seosed 1997...2010 ... 16
Tarbimisnäitajate sõltuvus temperatuurist talvel ja suvel ... 18
1.2.4 Elektritarbimise ja skp vaheline seos (1995)2000...2010 ... 19
1.3 Elektritarbimise prognoos ... 20
1.3.1 Elektritarbimise prognoos Euroopa Liidus (27) ... 20
1.3.2 Tarbimise prognoos Läänemere regioonis kuni 2025 ... 21
1.3.3 Tarbimise prognoos Balti riikides kuni 2025 ... 21
Läti tarbimise prognoos ... 21
Leedu tarbimise prognoos ... 22
1.3.4 Tarbimise prognoos Eestis kuni 2025 ... 22

2 Elektrienergia tootmine ... 24
Primaarenergia ressursid, kütuste tarnekindlus ning energiajulgeolek elektritootmise kontekstis ... 25
2.1 Elektrijaamade tehnoloogiate perspektiividest aastaks 2050 ... 26
2.1.1 Elektritootmise arengusuunad euroopas aastani 2025 ... 27
2.1.2 Tänased ja homsed trendid tootmises Läänemere regioonis ... 28
2.2 Tootmise analüüs Eestis 2000-2009 ... 33
Taastuvenergia areng Eestis ... 33
2.3 Elektrienergia tootmise analüüs Eestis 2010/2011 aastal ... 35
2.4 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed ... 36
2.4.1 Elektritootjate poolt teadaantud tootmisseadmete muutused aastatel 2011-2020 ... 36
Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine ... 37
Kavandatavad ja ehitusjärgus tootmisseadmed ... 38
Tuuleelekrtijaamad ... 38
Varustuskindluse tagamiseks ehitatavad avariielektrijaamad ... 39
2.5 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule kuni 2020 aastani ... 41
2.5.1 Tootmisvaru hindamise metoodika ... 41
2.6 Tootmise piisavus tõenäoliste arengute korral Eesti elektrisüsteemis ... 42

3 Elektriturg ... 44
3.1 Elektrisüsteemi bilanss 2010. aastal ja arengud elektriturul ... 45
3.1.1 Elektrisüsteemi bilanss baltikumis ja Eestis ... 45
3.1.2 Taastuvenergia ja tõhus koostootmine ning toetusskeemid ... 49
3.1.3 Elektrituru areng Eestis 2010 ... 51
3.3 Võrkudele juurdepääsu tingimusi piiriüleses elektrikaubanduses, ülekoormuse jaotamise põhimõtteid ... 54
3.3.1. Ülekandevõimsuste jaotamine Baltikumis ... 54
3.3.2 Elektrienergia tootmise, edastamise, piiriülese elektrikaubanduse ja tarbimise mudelid regionaalsel turul ... 56
3.4 Energiakandjate hinnad ... 58
3.5 Turuanalüüs ... 58
Tundlikkusanalüüs Leedu-Rootsi alalisvooluühenduse viibimisel ... 63
Kokkuvõte ... 63

4 Ülekandevõrk ... 65
Ülekandevõrgu tuleviku väljavaated ... 68
4.1 Eesti ülekandevõrk ... 71
4.1.1 Võrgupiisavuse kirjeldus Eestis 2010/2011 aastal ... 73
4.1.2 Eleringi investeeringute kava kuni 2015 ... 73
4.2 Ülekandevõrgu tarnevõimalused ja ühendused naaberriikidega ... 78
4.2.1 Võimsusvahetus Eesti ja soome vahel ... 78
4.2.2 Võimsusvahetus Eesti ja Läti vahel ... 79
4.2.3 Võimsusvahetus Eesti ja Venemaa vahel ... 80
4.2.4 Investeerimiskavad uute ühenduste rajamiseks naaberriikides ... 80
4.3 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas ... 81
4.4 Abinõud varustuskindluse tagamiseks eriolukordades ... 82
4.5 Võrgu töökindlus ja võrgu hooldamise tase ... 83
4.5.1 Võrgu talitluskindlus ... 85
4.5.2 Suuremad avariid Eleringi elektrivõrgus ... 86
4.6 Elektri kvaliteet ... 87
4.6.1 Mis on kvaliteet ja miks see oluline on? ... 87
4.6.2 Elektri kvaliteedi hindamine ja hetkeolukord Eesti ülekandevõrgus ... 90
4.6.3 Elektri kvaliteedi alased väljakutsed tulevikus ... 91

5 Säästva arengu eesmärgid ... 92
5.1 Taastuvenergia Eestis ... 93

Sissejuhatus

Igapäevase elu tõrgeteta toimimiseks on oluline, et igal ajahetkel oleks tagatud nii tava- kui ka suurtarbijate elektriga varustatus – elektrisüsteemi töökindlus ja elektrituru toimimine. Kõige lihtsamas mõistes ongi varustuskindlus süsteemi võime tagada tarbijatele nõuetekohane elektrivarustus. Elektrienergia kvaliteet ja varustuskindlus on kaasaegse riigi funktsioneerimise ühed tähtsamad alustalad. Selles kontekstis on varustuskindluse tagamiseks tarvis kindlat varustatust kütustega, töökindlat ülekande- ja jaotusvõrku, piisavaid tootmisvõimsusi ning ühtlasi piisavalt välisühendusi naaberriikidega.

Varustuskindluse tagamiseks vajalikud tootmisvõimsuste mahud ei ole küll täpselt paika pandud, aga mõningate hinnangute alusel peaks see olema umbes 10% suurem tiputarbimisest. Sellised lisa-tootmisvõimsused on vajalikud, et tagada varustuskindlus igal ajahetkel olenemata olukorrast, olgu selleks kas alaprognoositud tarbimine, elektrijaamade remont, ekstreemsed ilmaolud või ka avariid. Lisatootmisvõimsuste olemasolu on tarvis ainuüksi varustuskindluse tagamiseks ning ei tähenda üleliigseid või ebaefektiivseid tootmisvõimsusi.

Et tagada tarbijatele varustuskindlus ja elektri jõudmine tarbija valgustisse või pesumasinasse ülekande- ja jaotusvõrkude kaudu, on paratamatult vaja teha elektrisüsteemi investeeringuid, mis tagavad vajalike tootmismahtude ja avariireservide olemasolu nii täna kui homme ning hoiavad elektrivõrku liigselt vananemast. Siin on riik seadusega pannud vastutuse Eleringile, kes peab garanteerima elektrienergia kättesaadavuse Eestis täna ja tulevikus.

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 võimsusega 350 MW. Eesti elektrisüsteem on võrreldes teiste Euroopa riikidega omapärases olukorras, kus välisühendused naaberriikidega on nii tugevad, et lõviosa aastast saaks sisemaise tarbimise katta ilma sisemaise toodanguta eeldusel, et naabrite tootmisvõimsused on piisavad. Sarnane olukord on veel Lätis, Leedus ning Šveitsis.

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.

Kuna varustuskindlus on reglementeeritud ka Euroopa Liidu tasandil[1], siis on loomulik, et selles vallas tehakse koostööd teiste riikide ja organisatsioonidega. Elering kuulub Euroopa põhivõrkude võrgustikku (ENTSO-E) ning koostööd tehakse nii Läänemere regiooni tasandil (Regional Group Baltic Sea) kui ka eraldi Baltimaid ühendavas töögrupis.

- ***Elering on 2009. aastast Euroopa põhivõrkude koostööorganisatsiooni ENTSO-E liige.***
- ***Elering süsteemihaldurina vastutab Eesti elektrisüsteemis varustuskindluse tagamise eest, et igal ajahetkel oleks tagatud tarbijatele nõuetekohase kvaliteediga elektrivarustus.***
- ***Varustuskindluse all mõeldakse järgnevat:***
  - *Tootmisvõimsuste piisavus (Generation Adequacy) – rohkem tootjaid, erinevate allikate põhiselt.*
  - *Võrguühenduste piisavus/ talitluskindlus, (Grid/System Reliability) –tugev sisemaine võrk, riikidevahelised ühendused.*
  - *Regionaalne elektriturg kui varustuskindluse nurgakivi.*
  - *Elektritootmise kütustega varustuskindlus.*

1 *DIRECTIVE 2005/89/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment*

1 Tarbimine

1.1 Energiatarbe analüüs ... 9
1.1.1 Energia sisemaine brutotarbimine Euroopa Liidus, Läänemere regioonis ja Eestis kütuseliigi järgi 1990...2008 ... 9
1.1.2 Energia lõpptarbimine Eestis aastatel 1990...2009 ... 10
1.2 Elektritarbimise analüüs ... 12
1.2.1 Elektri tarbimine majanduse erinevates harudes 1990...2009 ... 12
1.2.2 Muutused koormuskestuskõverates 1997...2010 ... 14
1.2.3 Elektri tarbimise ja ilmastiku vahelised seosed 1997...2010 ... 16
Tarbimisnäitajate sõltuvus temperatuurist talvel ja suvel ... 18
1.2.4 Elektritarbimise ja skp vaheline seos (1995)2000...2010 ... 19
1.3 Elektritarbimise prognoos ... 20
1.3.1 Elektritarbimise prognoos Euroopa Liidus (27) ... 20
1.3.2 Tarbimise prognoos Läänemere regioonis kuni 2025 ... 21
1.3.3 Tarbimise prognoos Balti riikides kuni 2025 ... 21
Läti tarbimise prognoos ... 21
Leedu tarbimise prognoos ... 22
1.3.4 Tarbimise prognoos Eestis kuni 2025 ... 22

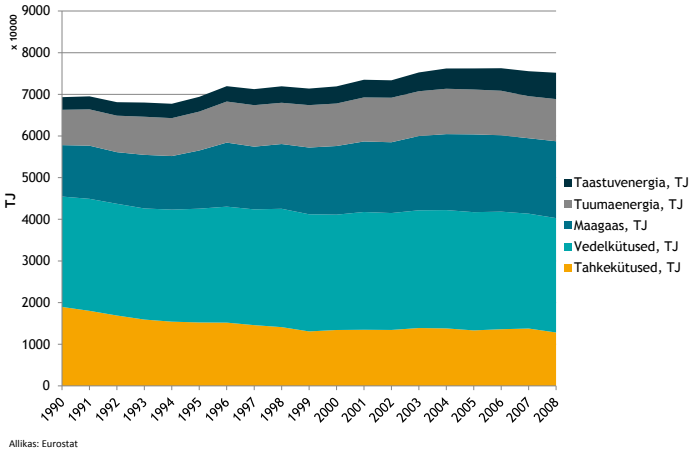
1.1 Energiatarbe analüüs

Käesolevas alapeatükis võrreldakse omavahel Euroopa Liidu (27 liikmesriiki) ja Läänemere regiooni (Soome, Rootsi, Norra, Taani, Saksamaa, Poola, Läti, Leedu ja Eesti[2]) energia brutotarbimist. Alapeatüki lõpupoole on täpsem ülevaade Eesti energia lõpptarbimisest. Kasutatud andmed pärinevad Eurostati[3] ja Eesti Statistikaameti[4] andmebaasidest.

1.1.1 Energia sisemaine brutotarbimine Euroopa Liidus, Läänemere regioonis ja Eestis kütuseliigi järgi 1990–2008

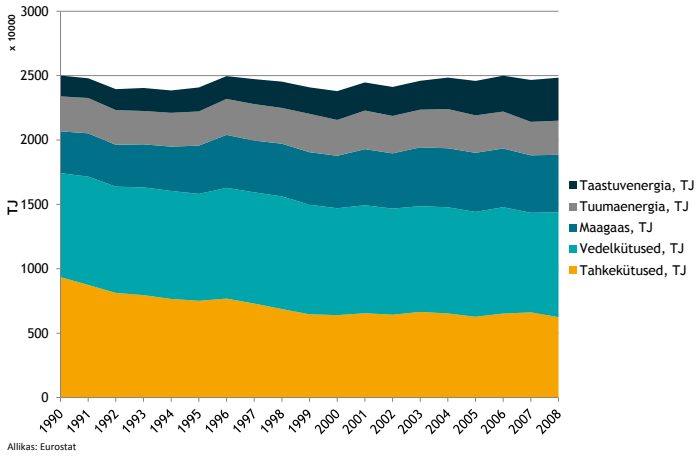
Energia brutotarbimise all mõistetakse energiat, kus lisaks lõpptarbimisele on arvesse võetud ka kadusid transpordil ja hoidmisel, kadusid muundamisel ühest liigist teise ning mõningasi statistilistest arvutustest tulenevaid erinevusi. Järgmised graafikud kajastavad kõiki põhilisi kütuseliike, mida Euroopa Liidus tarbitakse: tahkekütused, vedelkütused (naftatooted), maagaas, tuumkütused ja taastuvatest energiaallikatest kütused. Järgmine graafik (vt joonis 1) kujutab Euroopa Liidu 27 liikmesriigi energia brutotarbimist perioodil 1990–2008.

Joonis 1. Euroopa Liidu energia brutotarbimise muutus viimase 20 aasta jooksul



Graafikult on näha, et viimase kahe kümnendi jooksul on Euroopa Liidus üldiselt suudetud energia tarbimist hoida suhteliselt konstantsel tasemel. Selged trendid on näha nii öelda kütuste vahetamises (fuel switch), kus tahked kütused vahetatakse väiksema süsinikdioksiidi emissiooniga kütuste vastu. Tõusutrendid on nähtavad nii maagaasi kui ka taastuvate energiaallikate kasutamises. Tuumaenergia on suhteliselt konstantsel tasemel, kuna investeeringuid uutesse jaamadesse pole tehtud, need on pigem suunatud vanade jaamade väljavahetamisele. Vedelkütuste tase on samuti viimasel kahel kümnendil suhteliselt muutumatuna püsinud, mida saab selgitada kütuste efektiivsema kasutusega. Vaatamata kõigele on näha, et Euroopa Liidu energiatarbe katab pea 75% ulatuses fossiilsetest kütustest (maagaas, vedelkütus, tahkekütus) saadav energia. Võrdluseks on kujutatud järgnevatel graafikutel Läänemere regiooni (v.a Eesti, vt joonis 2) ja Eesti brutoenergiatarvet.

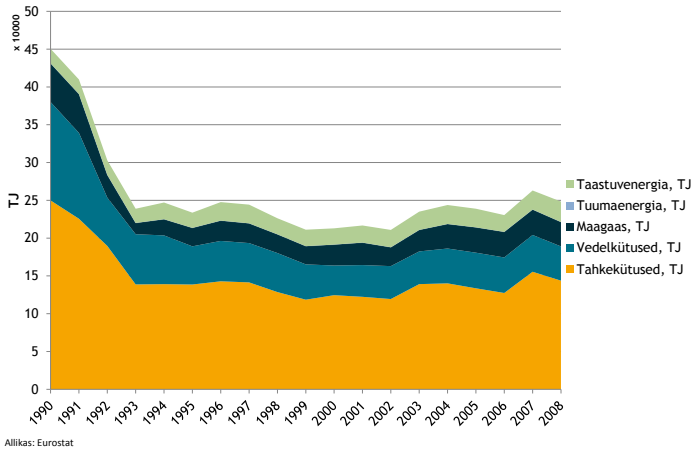
Joonis 2. Läänemere regiooni energia brutotarbimine viimase 20 aasta jooksul (v.a Eesti)



2 *Eesti andmeid vaadatakse eraldi.*
3 *http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main_tables*
4 *http://pub.stat.ee/px-web.2001/Database/Majandus/02Energeetika/02Energia_tarbimine_ja_tootmine/01Aastastatistika/01Aastastatistika.asp*

Läänemere regioonis on mõnevõrra sarnane olukord Euroopa Liidule, kus kogu tarbimine on püsinud enam-vähem samal tasemel viimasel kahel kümnendil. Tahkekütuste osakaal tarbimises väheneb, vedelkütuste ja tuumaenergia osakaal püsib konstantsel tasemel ning gaaskütuste ja taastuvenergia osakaal tarbimises kasvab. Eriti jõuliselt on suurendatud taastuvenergia tarbimist; võrreldes 1990. aastaga on taastuvenergia osakaal tarbimises kaks korda suurenenud. Samal ajal on Eestis olukord radikaalselt teistsugune (vt joonis 3).

Joonis 3. Eesti energia brutotarbimine viimase 20 aasta jooksul



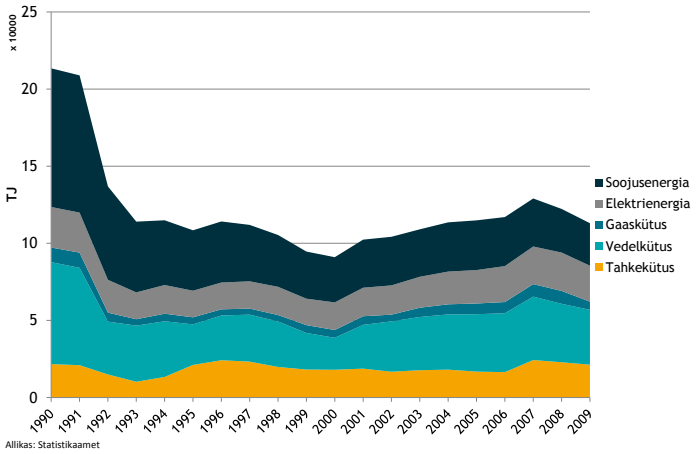
Eestis on energia brutotarbimine vähenenud ligi poole võrra, mida saab seletada Nõukogude Liidu lagunemisega ning energiaintensiivsete tööstuste lahkumisega Eestist. Eestis teatavasti tuumaenergiat ei kasutata ning teiste kütusteliikide (v.a taastuvenergia) osa on jäänud samaks või pigem natuke tõusnud. Samal ajal on tõusutrendi näha taastuvate energiaallikate kasutamisel tarbimisnõudluse katmiseks.

1.1.2 Energia lõpptarbimine Eestis aastatel 1990–2009

Energia lõpptarbimise all mõistetakse energiat, mis on saadud ja tarbitud pärast kõiki vahepealseid muundamisi teisteks energialiikideks (elektrienergia, soojus, kütus). Lõpptarbimise alla ei kuulu kütuse kasutamine mitteenergeetilisteks vajadusteks, elektrijaamade omatarve ega kadu.

Alates 1990. aastatest on energia lõpptarbimine Eestis olnud pidevas muutumises. Oma mõju avaldasid nii lagunev Nõukogude Liit, majanduskeskkonna muutused kui ka statistika arvestamise erinevad meetodid. Energia lõpptarbimisse on sisse arvestatud erinevate kütuste (tahke-, vedel- ja gaaskütused) ning soojuse ja elektri tarbimine. Tahkekütuste korral võetakse arvesse kivisüsi, koksi, põlevkivi, turvast, küttepuid, puiduhaket ja -jäätmeid; vedelkütuste puhul arvestatakse mootorikütust ja kütteõlisid ning gaaskütuse all mõeldakse maa-, vedel- ja põlevkivigaasi. Arvesse ei lähe kütuste tarbimine mitteenergeetiliste vajaduste katmiseks ning kaod transportimisel, hoidmisel ja jaotamisel. Järgmine graafik (vt joonis 4) annab ülevaate energia lõpptarbimisest Eestis ajavahemikul 1990–2009.

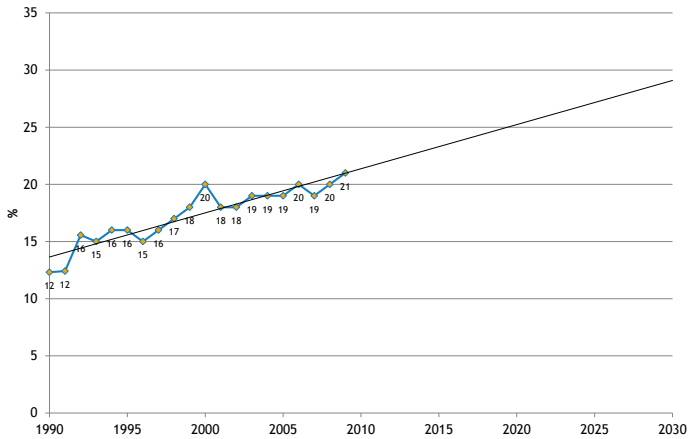
Joonis 4. Energia lõpptarbimise jaotus Eestis aastatel 1990–2009 erinevate energiakandjate kaupa



Soojusenergia osakaalu pidev vähenemine energia lõpptarbimisest on ühelt poolt põhjustatud suurte tööstuste sulgemisest/lahkumisest pärast Nõukogude Liidu lagunemist, teisalt on hakatud olemasolevaid küttesüsteeme optimeerima ja ümber ehitama efektiivsemateks (ülekande- ja soojuskadude vähendamine), kahanemispotentsiaali jätkub ka tulevikuks. Vedelkütuste osakaal energia lõpptarbimisest on mõnevõrra rohkem muutunud kui teiste kütuste ja energialiikide oma. Autotööstus küll üritab tõsta kütuse kasutamise efektiivsust, aga parem elujärg ja inimeste mugavus suurendab autode arvu. Mootorikütuste kasutus näitas tõusutrendi kuni 2007. aastani. Viimasel paaril aastal on aga paraku keeruline olukord majanduses ja kõrgenenud kütusehinnad muutnud inimesed ettevaatlikumaks. Raske on aga hinnata, mis osa on olnud kütuste hinnatõusul ja millises osas on languse põhjuseks majanduse üleüldine madalseis, mis on sundinud tarbijaid oma kulutusi piirama.

Tehnoloogia ja majanduse areng ning mugavusseadmed tõstavad elektri osakaalu energia lõpptarbimisest. Vaatamata energiatõhususe kasvule tasakaalustab suurenev seadmete hulk tõhusama energiakasutuse mõju. Elektrienergia tarbimine näitab tulevikuski pigem tõusvaid trende, arvestades, et Eesti ühiskond näitab ennast teerajajana innovaatiliste IT-lahenduste integreerimisel igapäevasesse ellu. Elektrienergia osakaalu jätkuvat tõusutrendi illustreerib ilmekalt järgmine graafik (vt joonis 5).

Joonis 5.
Elektri protsentuaalne osakaal ja trendid energia lõpptarbimisest Eestis



Allikas: Statistikaamet

Gaaskütuse osakaal kogu energiatarbest on olnud mõnevõrra muutlikuma iseloomuga kui teiste energiakandjate oma. Pärast Nõukogude Liidu lagunemist vähenesid energiakogused drastiliselt, paari aastaga langes tarbitud energia ligi 10 000 TJ-ilt 4000 TJ-ini. Viimastel aastatel on gaaskütte kasutamine muutunud üha populaarsemaks nii hoonete kütmisel kui ka autotranspordis ning gaasi tarbimine on suurenenud kuni 8000 TJ-ini; samas jättis kallinev gaasihind ning finantskriis oma jälje, vähendades gaasitarbimist 2009. aastal 5300 TJ-ini. Siiski näitab üleüldine trend tõusu, lubades aastaks 2030 jõuda kogu energiatarbest kuni 9 protsendini eeldusel, et säilib praegune tarbimise osakaalu tõusev trend vaatamata gaasi üldise tarbimismahu stabiilsele tasemele.

Nagu näha jooniselt 5, on üldine energiatarve alates Eesti Vabariigi taasiseseisvumisest olnud suhteliselt stabiilselt 100 000 TJ-i kandis. Kuna maailma üleüldine energiatarbe trend näitab tõusu, siis võib sama väita ka Eesti energiatarbe kohta. Elektri (eriti just taastuvenergiast toodetud) kui energiakandja osakaal peaks aja jooksul suurenema olulisel määral, olgu see siis seoses suureneva murega keskkonna pärast või nutikate elektrivõrkude ja elektritranspordi võidukäiguga lähitulevikus.

- ***Energia tarbimine Euroopa Liidus ja Läänemere regioonis on olnud viimased 20 aastat suhteliselt stabiilne.***
- ***Kuna gaasi ja elektri kasutamine on mugav, siis nende tarbimine suureneb eeldatavalt kiiremini kui muude energiakandjate tarbimine.***

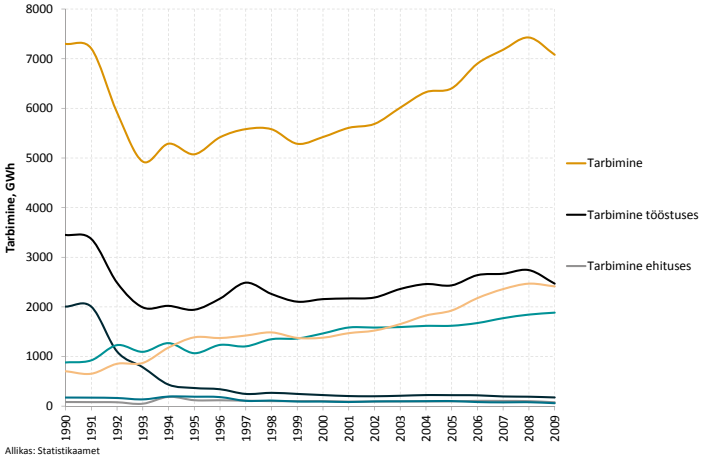
1.2 Elektritarbimise analüüs

Käesolev peatükk annab ülevaate elektritarbimistest erinevates sektorites. Vaatluse all on vastavalt Statistikaameti andmetele tööstus-, ehitus-, põllumajandus-, transpordisektorid koos kodumajapidamiste ja muude harudega. Muude harude all mõeldakse siinkohal äri- ja avaliku teeninduse sektoreid. Äri- ja avaliku teeninduse sektori alla kuuluvad[5] kaubanduskeskused, avalikud- ja ärihooned, teenuseid pakkuvad ettevõtted (vesi, tänavavalgustus), hotellid-restoranid ja muud asutused. Lisaks analüüsile vaadeldakse käesolevas peatükis ka majanduskeskkonna väljavaadete ja elektritarbimise ning õhutemperatuuri ja tarbimiskoormuste vahelisi seoseid. Viimases analüüsis kasutatakse Eesti Meteoroloogia ja Hüdroloogia Instituudi statistilisi andmeid.

1.2.1 Elektri tarbimine majanduse erinevates harudes 1990–2009

Nagu energia lõpptarbimine, vähenes ka elektri tarbimine drastiliselt pärast 1990. aastat 7,3 TWh-lt kuni 5 TWh-ni. Nagu näha järgnevalt graafikult (vt joonis 6), vedas seda langustendentsi tööstus ja põllumajandus, kus elektritarbimine kahanes kolme aastaga vastavalt 42% ja 61%. Elektritarbimine põllumajandussektoris jätkas langustendentsi veel järgmised 13 aastat, jäädes lõpuks ca 200 GWh juurde seisma. Elektritarbimine tööstuses aga hakkas aegamööda tõusma.

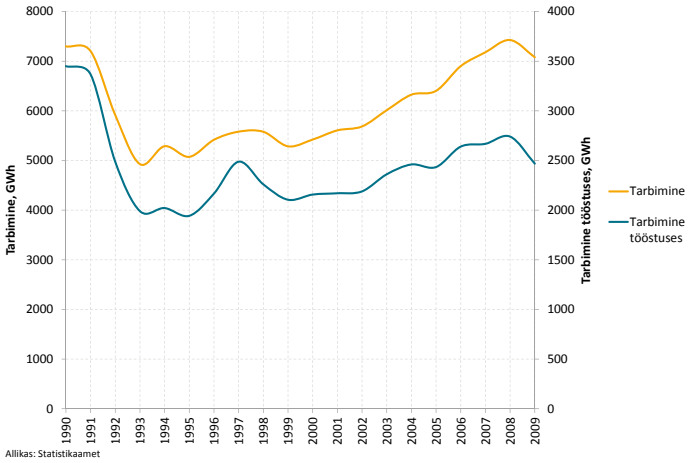
Joonis 6. Elektritarbimine tööstussektorite kaupa



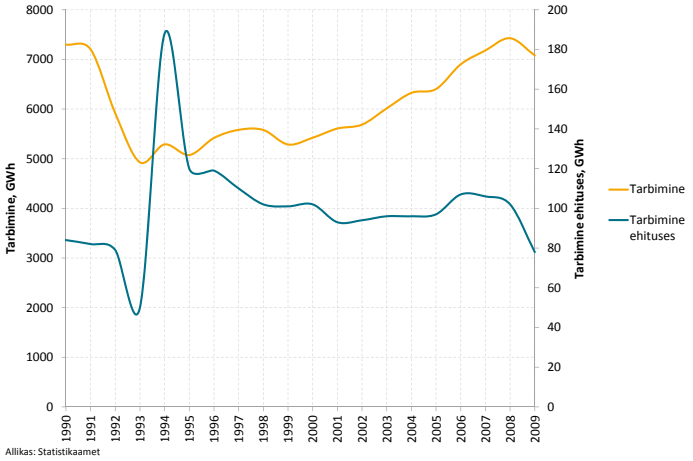
Üleüldine tarbimine tõusis aastaks 2008 taas ca 7500 GWh-ni (tase, mis oli enne Eesti taasiseseisvumist), kuid seekord ei olnud tarbimises domineerivaks osaks tööstus ja põllumajandus. Tarbimise tõusus domineerisid muud harud ja kodumajapidamised, kusjuures 2009. aasta lõpuks oli muudel harudel lõpptarbimisest sama suur osa kui tööstusel, kummalgi 2400 GWh. See omakorda näitab erinevate äri- ja avaliku teeninduse taristute kiiret arengut. Koos muude harudega on kodumajapidamised ainuke haru, milles elektritarbimine on tõusnud aasta aastalt, jõudes 2009. aasta lõpuks 1884 GWh-ni. Tarbimise kasvu seletab ühiskonna elustiili mugavnemine, millega kaasneb elektrit tarbivate koduseadmete hulga kiire kasv. See seletab ka olukorda, kus majandussurutise ajal olid kodumajapidamised ainuke haru, kus elektritarbimine ei kahanenud, vaid tõusis. Tarbimine põllumajanduses, transpordi- ja ehitussektoris on näidanud pigem langustrende alates vaadeldava perioodi algusest ning lähiajal ei paista see trend muutuvat. Samal ajal näitab elektritarbimine tööstuses aeglast, kuid stabiilset kasvu, mis annab lootust, et see saavutab taaskord Eesti majanduses tähtsa koha. Seda kinnitavad ka Eleringi esialgsed 2010. aasta statistikatulemused, mille alusel kasvas tarbimine tööstussektoris võrreldes 2009. aastaga 4%. Järgmised graafikud annavad ülevaate erinevate sektorite elektritarbimistrendidest alates 1990. aastast (vt joonised 7, 8, 9, 10, 11, 12).

5 *http://pub.stat.ee/px-web.2001/Database/Majandus/02Energeetika/02Energia_tarbimine_ja_tootmine/01Aastastatistika/KE_01.htm*

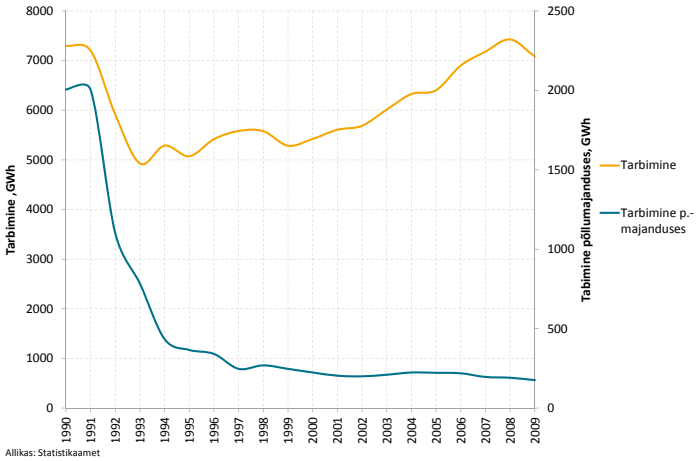
Joonis 7.
Elektrienergia tarbimistrendid tööstuses



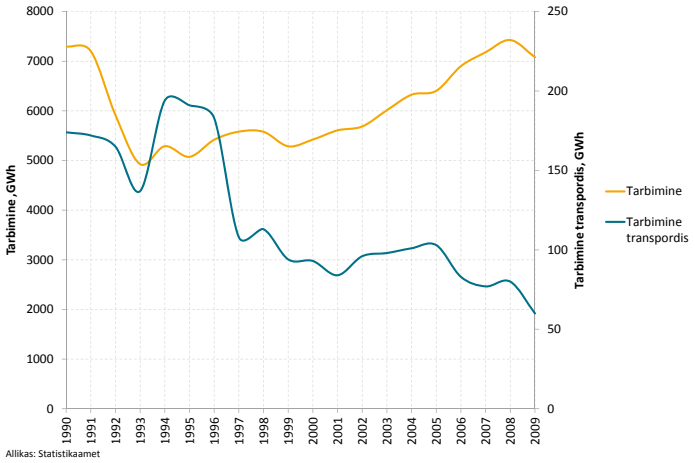
Joonis 8.
Elektrienergia tarbimistrendid ehituses



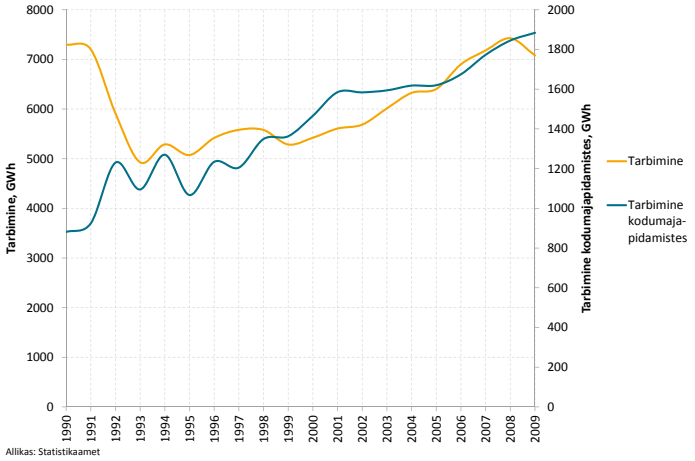
Joonis 9.
Elektrienergia tarbimine põllumajanduses



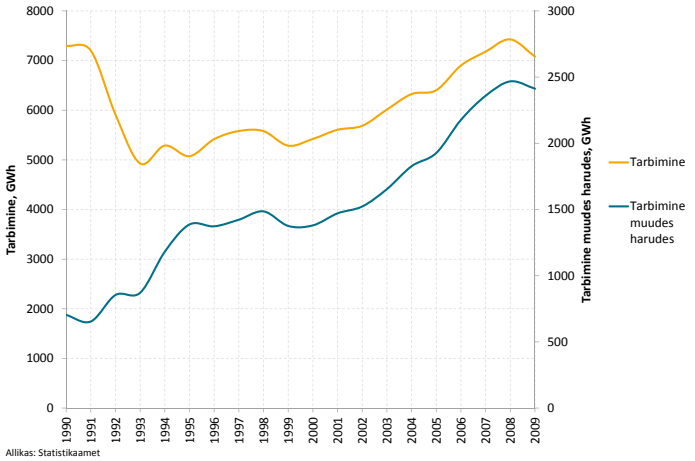
Joonis 10.
Elektrienergia tarbimine transpordis



Joonis 11.
Elektrienergia tarbimine kodumajapidamistes



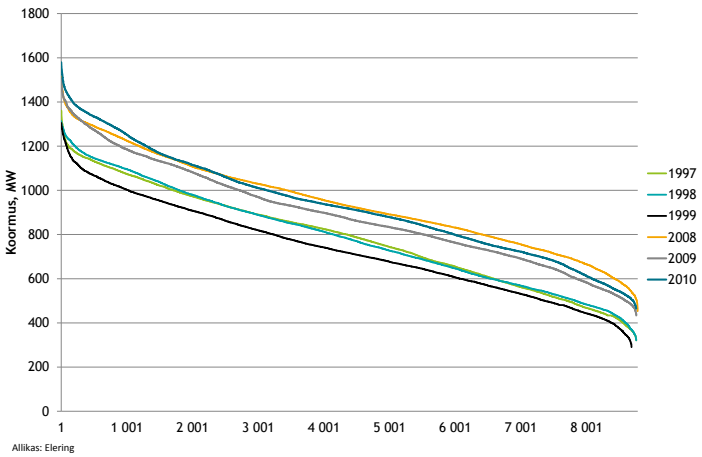
Joonis 12.
Elektrienergia tarbimine – muud harud



1.2.2 Muutused koormuskestusköverates 1997–2010

Elektrisüsteemis määrab genereerivate võimsustüüpide optimaalse kasutuse ära aastane koormuskestuskõver. Selle alusel saab jagada genereerivad võimsused kolme gruppi: tipuvõimsused, pooltipuvõimsused ja baasvõimsused. Siiamaani on suudetud koormused katta sisemaiste tootmisvõimsustega, kuid iga aastaga muutub ka Eesti elektrisüsteemi koormuskestuskõver ning seoses sellega muutuvad ka erinevate võimsustüüpide osakaalud süsteemis. Järgmine graafik (vt joonis 13) annab ülevaate, kuidas on muutunud Eesti elektrisüsteemi koormuskestusköverad 1997. aastast.

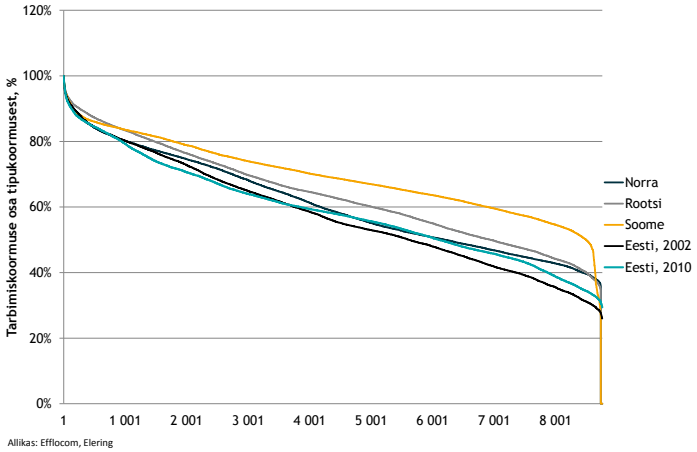
Joonis 13.
Eesti koormuskestus-kõverate muutused viimase 13 aasta jooksul



Nagu graafikust selgub, on aja jooksul tõusnud kõik genereerivate võimsustüüpide vajadused elektrisüsteemis. Nõnda on tipuvõimsused kasvanud 1300 MW-lt ligi 1600 MW-ni ja baaskoormused 300 MW-lt 450 MW-ni.

Et aru saada, kuidas koormused jagunevad aasta jooksul naaberriikides, on mõistlik võrrelda Eesti koormuskestuskõverat Põhjamaade (Soome, Rootsi, Norra) koormuskestuskõveratega[6]. Võrdluses on 2002. aasta koormuskestuskõverad (uuemad andmed ei ole kättesaadavad). Lisaks on ära toodud ka Eesti elektrisüsteemi 2010. aasta koormuskestuskõver. Kuna elektrisüsteemide koormused on kõikides riikides erinevad, siis võrdluses kasutatakse suhtelisi ühikuid. Koormuskestus on võetud protsentuaalselt tipukoormusest (vt joonis 14).

Joonis 14.
Eesti koormuskestus-kõvera võrreldes Põhjamaadega



Koormuste jaotumise graafikult võib näha, et Põhjamaade koormuskestuskõverad on laugemad, eriti Soomes. See tähendab omakorda, et tipukoormuse ja keskmise koormuse vahel ei ole nii suur vahe kui näiteks Eestis ja seega tarbimine on aasta lõikes ühtlasem. Sama fenomeni kirjeldab ka ekvivalentne tipukoormuse aeg T_{max} ehk mida laugem on koormuskestuskõvera kuju, seda suurem on T_{max}. Ekvivalentne tipukoormuse aeg näitab tundide arvu, mille jooksul on tipukoormusega võrdse võimsusega (P_{max}) võimalik katta vaadeldava koormuspiirkonna aastase energiatarbimisega sama suur energiahulk (W_{aasta}). Matemaatiliselt väljendatuna näeb valem välja järgmine:

$$T_{max} = \frac{W_{aasta}}{P_{max}}$$

On täheldatud, et T_{max} on suurem hästi arenenud riikides võrreldes arengumaadega. Samuti on võimalik tuletada seoseid vaadeldava riigi eri aastate ekvivalentsete tipukoormusaegade vahel sõltuvalt majanduskasvust. Seda seost illustreerivad ilmekalt koormuste jaotumise graafiku Eesti koormuskestuskõ-

6 *http://www.efflocom.com/dissemination.htm*

verad 2002. ja 2010. aastal. Majanduse arenedes ajavahemikul 2002–2010 on ka Eesti koormuskõver muutunud laugemaks. Sama trendi jätkumist võib eeldada ka tulevikus, kuna täna välja antud erinevad prognoosid Eesti majanduse kohta on üldiselt positiivsed.

Lisaks mõjutab T_{max} kasvu ka elektritarbimise efektiivsuse kasv. Elektri hind on viimase kümne aasta jooksul oluliselt kasvanud ning eeldades tõusutrendi ka tulevikus, on järjest olulisemaks muutunud elektrienergia kokkuhoid ja efektiivne kasutus. Efektiivne energiakasutus on saanud oluliseks osaks üleeuroopalises energiamajanduse arengukavas. Efektiivse energiakasutusega on väga tihedalt seotud ka nutivõrgu idee (inglise keeles Smart Grid), mille arendamise ja rakendamisega on viimastel aastatel väga tihedalt tegeletud erinevates uurimisasutustes ning osas Euroopa elektrivõrgu ettevõtetes. Üheks nutivõrgu eesmärgiks on tarbimise juhtimine – see hõlmab ka tipukoormuste tasandamist ühtlaseks koormuseks pikema ajaperioodi peale, et kasutada odavamat elektrihinda ning mitte käivitada kalleid tipukoormuse katmiseks ettenähtud elektrijaamu. Nutivõrgu kontseptsioonist on pikemalt juttu 4. peatükis.

Elektritarbimise jaoks tähendab T_{max} suurenemine kokkuvõtvalt seda, et tipukoormuse kasv ei ole nii kiire kui aastase energiatarbimise kasv, vaid pisut aeglasem sõltuvalt sellest, kui palju suureneb ekvivalentne tipukoormuse aeg. Elektritarbimine muutub aasta lõikes ühtlasemaks. Käesolevas prognoosis on eeldatud T_{max} väärtuse suurenemist Põhjamaadega sarnasele keskmisele tasemele kahe kümnendi jooksul.

1.2.3 Elektri tarbimise ja ilmastiku vahelised seosed 1997–2010

Analüüsides viimase neljateistkümne aasta (1997–2010) elektritarbimist võib öelda, et ilmastik mõjutab üldiselt tipukoormusi. Analüüsist selgub ka tõsiasi, et külmade ilmadega üldjuhul suurenevad kõik tarbimisnäitajad, nii energia kui ka võimsus.

2010. aasta jaanuaris mõõdeti Eesti elektrisüsteemis kõigi aegade kõige suurem tarbimiskoormus, samal ajal EMHI andmetel oli jaanuar ühtlasi ka viimase 20 aasta kõige külmem. Kui tipukoormus Eesti elektrisüsteemis mõõdeti 28. jaanuari õhtul kella 17:45 ja 17:50 vahel, siis EMHI andmetel eelnes sellele ühtlasi ka aasta kõige külmem nädal. Järgmine tabel kirjeldab selle nädala õhutemperatuure ja tarbimiskoormus Eesti elektrisüsteemis samal ajal (Tabel 1).

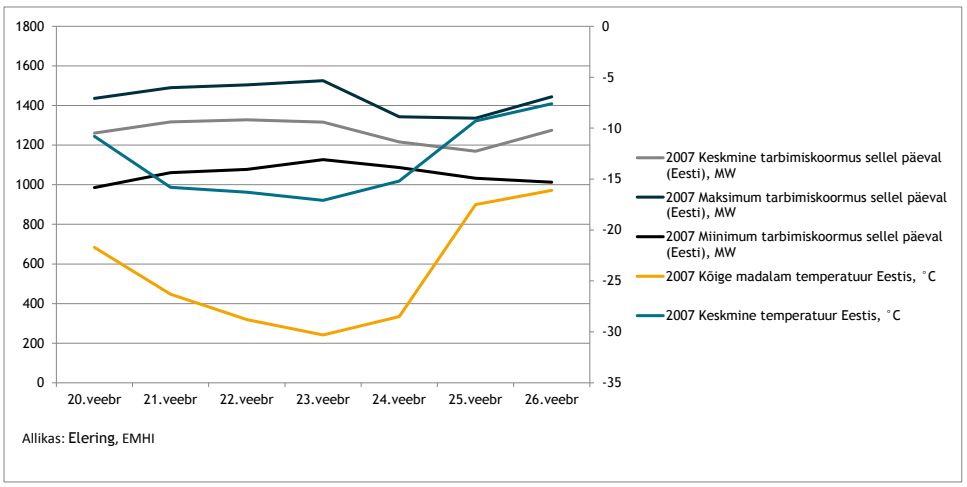
Tabel 1. 2010. aasta kõige külmema nädala tarbimisnäitajad Eesti elektrisüsteemis

	Kuupäevad	21/01	22/01	23/01	24/01	25/01	26/01	27/01	28/01
2010	Kõige madalam temperatuur Eestis, °C	-26,8	-25,3	-31,5	-32,4	-27,8	-28,3	-31,3	-28,2
	Keskmine temperatuur Eestis, °C	-15,7	-16,7	-18,7	-20,6	-13,9	-15,6	-21,4	-17,2
	Keskmine tarbimiskoormus sellel päeval (Eesti), MW	1308	1330	1246	1245	1325	1338	1388	1399
	Maksimum tarbimiskoormus sellel päeval (Eesti), MW	1501	1519	1415	1442	1498	1543	1578	1587
	Miinimum tarbimiskoormus sellel päeval (Eesti), MW	1031	1065	1077	1063	1070	1038	1109	1126

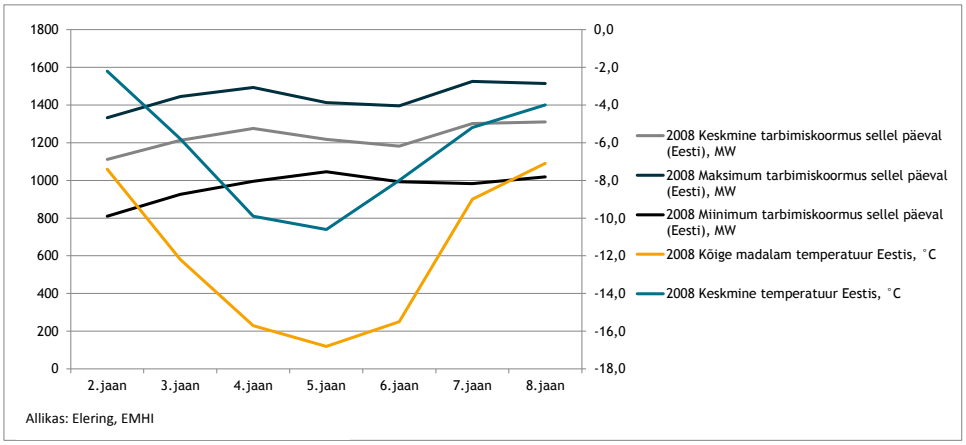
Selle kuu ja ühtlasi ka aasta kõige külmemad päevad sattusid nädalavahetusele (23. ja 24. jaanuar olid vastavalt laupäev ja pühapäev), sellest tulenevalt ka tarbimiskoormused vähenesid, mitte ei tõusnud. Vaatamata sellele on hästi näha, et nädalavahetusele eelnevatel päevadel langesid keskmised õhutemperatuurid ja tõusid tarbimiskoormused. Sama trend jätkus ka uue nädala alguses.

Selle põhjal võib öelda, et kliimanorme ei saa võtta aluseks, kui tahame otsida seost külmade ilmade ja tarbimise vahel. Pigem juhib tarbimisprotsessi muutusi inimeste psühholoogia ja otsene reageering kliimale, ilmade külmemaks muutumisel tarbimine suureneb ning soojenemisel väheneb sõltumata kõrvalekalletest kliimanormides. Kokkuvõtvalt saab öelda, et üldiselt on süsteemis koormus kõige suurem aasta kõige külmemal nädalal ja töönädala keskel (vt joonised 15, 16, 17, 18).

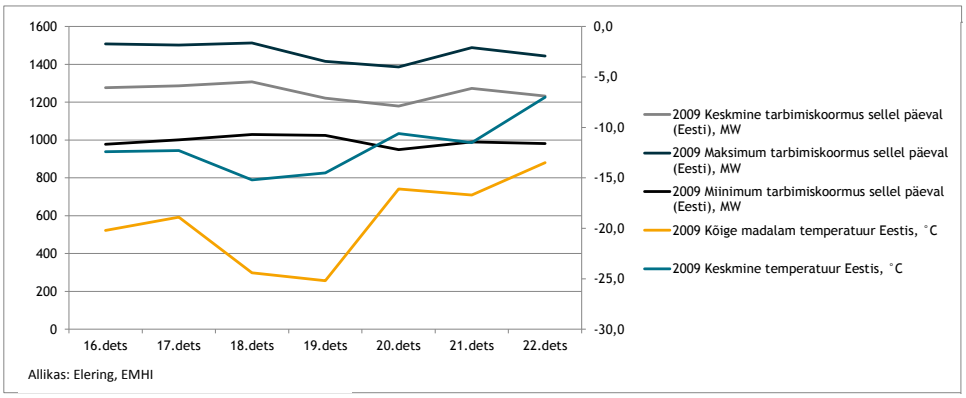
Joonis 15.
Tarbimise sõltuvus nädalapäevadest, 2007



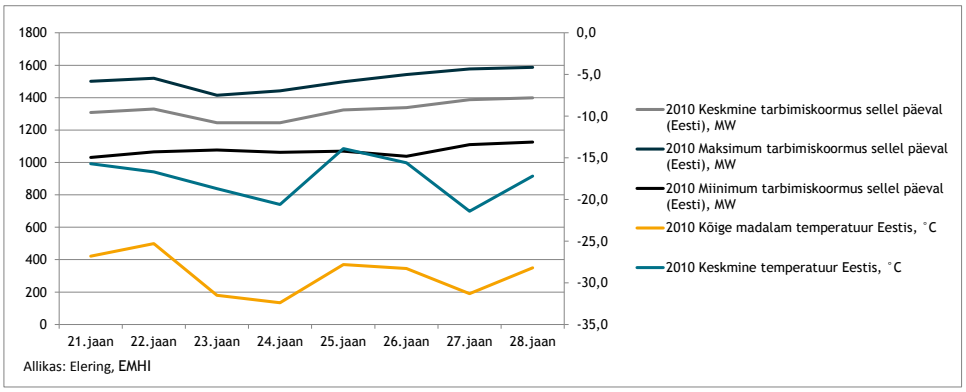
Joonis 16.
Tarbimise sõltuvus nädalapäevadest, 2008



Joonis 17.
Tarbimise sõltuvus nädalapäevadest, 2009

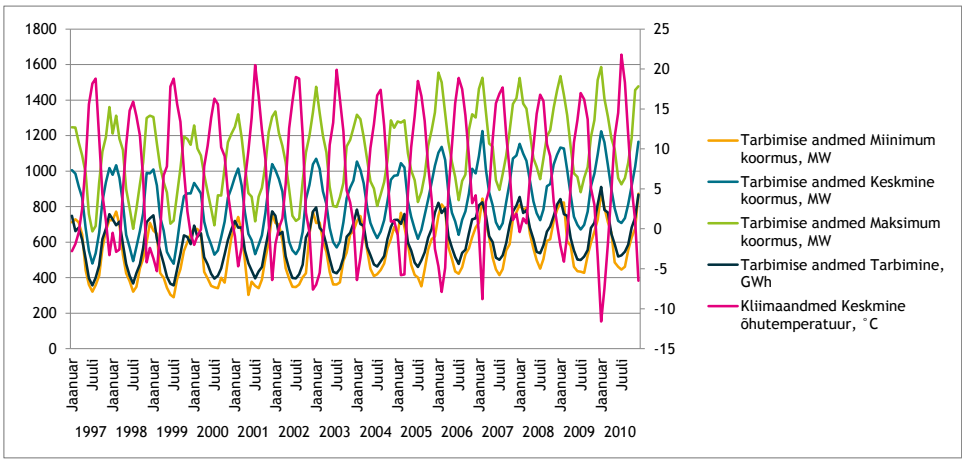


Joonis 18.
Tarbimise sõltuvus nädalapäevadest, 2010



Sarnast trendi saab jälgida ka ilmade soojenemisega, saab seletada ühelt poolt rohkema päevavalgusega, mis väheneb tunduvalt valgustuse kasutamise vajadust, ning teisalt soojeneva ilmaga, tänu millele aktiivne kütteperiood väheneb. Kõige väiksemad koormused saabuvad üldjuhul suvel (juulis), mil algab aktiivne suvepuhkuste periood. Küll aga oli 2010. aasta juulikuu olemasolevate andmete alusel (1997–2010) erakordne. Esimest korda ajaloos hakkas elektritarbimine suurenema juba juulis, varasematel aastatel on tarbimise kasv alanud eranditult alles augustis. Selline tarbimise nihkumine on võib-olla seletatav erakordselt sooja suvega (viimase 20 aasta kõige soojem juulikuu), mis suurendas ka külmutusseadmete ning üha populaarsemaks muutuvate jahutussüsteemide koormust, olgu siis nendeks soojuspumbad või konditsioneerid. Järgmine graafik näitab tarbimise, tipukoormuste ja õhutemperatuuride trende alates 1997. aastast (vt joonis 19).

Joonis 19. Tarbimise sõltuvus nädalapäevadest, 2007

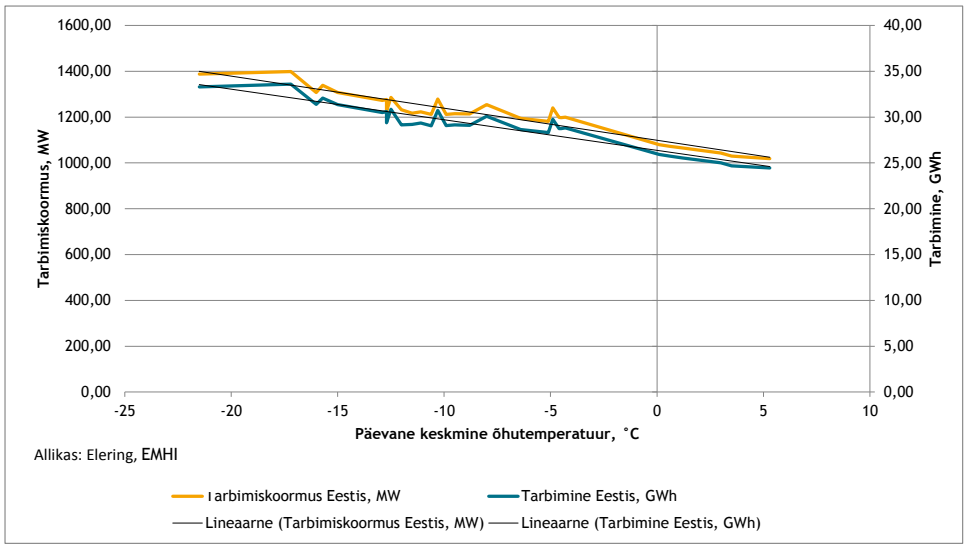


Järgmises peatükis analüüsitakse 2009/2010. aasta talve ja 2010. aasta suve tarbimise, koormuse ja välisõhu- temperatuuri vahelisi seoseid.

Tarbimisnäitajate sõltuvus temperatuurist talvel ja suvel

Üldine trend on siiski selline, et tipukoormuste kõver jälgib peegelpildis ümbritseva keskkonna keskmist õhutemperatuuri – kui temperatuur on madal, on tarbimiskoormus kõrge ja kui temperatuur on kõrge, on tarbimiskoormus madal. Aga iga talv võib olla erineva klimaatilise iseloomuga ning lisaks külmadele ilmadele mõjutab tipukoormust ka tarbimise ja seadmete kasv. Järgmisel graafikul kuvatakse tarbimiskoormuse ja tarbimise ning keskmise õhutemperatuuri vaheline seos. Antud näites kasutatakse 2010. aasta jaanuari teisipäevade, kolmapäevade ja neljapäevade keskmisi õhutemperatuure, elektrienergiatarbimist ja süsteemikoormusi (vt joonis 20).

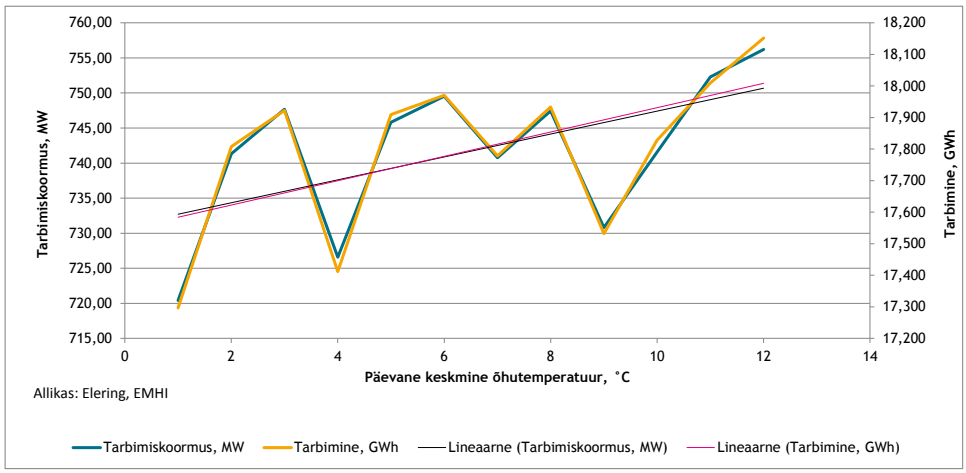
Joonis 20. 2010. aasta talve tarbimisnäitajate ja päevase keskmise õhutemperatuuri seos



Graafikult on hästi näha üldine temperatuuri ja tarbimisnäitajate vaheline trend. Trendile ei allu nädalavahetused, kuna siis on tarbimiskoormused madalamad, seepärast pole ka antud graafikul neid päevi kajastatud. Analüüsides viimase kolme aasta talve (detsember–veebruar) päevaseid keskmisi õhutemperatuure ja tarbimisnäitajate vahelisi sõltuvusi on selgunud, et iga kraadi päevase keskmise õhutemperatuuri muutuse kohta (langus) võib jälgida muutust tarbimiskoormuses keskmiselt umbes 11 MW võrra ning tarbimises ca 260 MWh võrra. Näitajad muidugi sõltuvad talve iseloomust: külmade talvede korral on näitajad suuremad ning soojemate talvede korral väiksemad.

Sarnane trend on jälgitav ka suvekuudel. Kuigi Eestis on jõuliselt kasvanud aasta-aastalt nii soojuspumpade kui ka konditsioneeride arv, ei ole nende hulk veel nii suur, et tarbimise ja temperatuuri sõltuvuskõverates oleks võimalik jälgida märkimisväärseid muutusi temperatuuri tõustes. Vaatamata sellele on võimalik seost siiski näha. Järgmisel graafikul kuvatakse viimase 20 aasta kõige soojema juulikuu (2010) temperatuuri ja tarbimisnäitajate vaheline sõltuvus (vt joonis 21).

Joonis 21. 2010. aasta suve tarbimisnäitajate ja päevase keskmise õhutemperatuuri vaheline seos

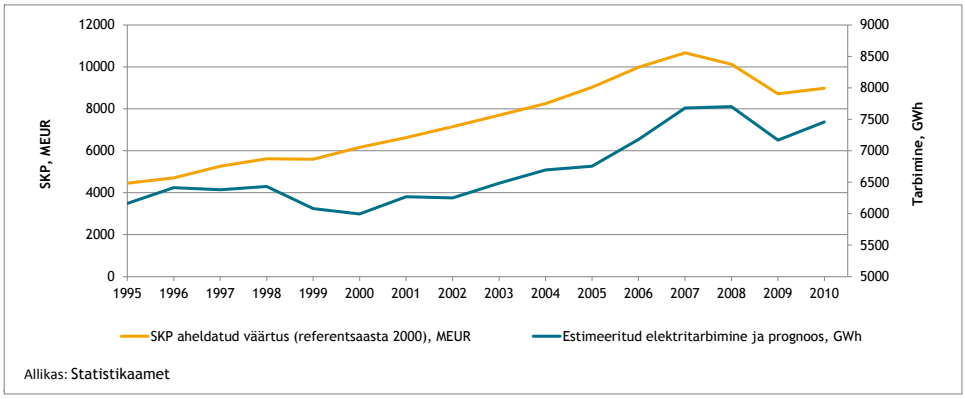


Graafikul on trend laugem kui talveperioodil. Selgelt on eristatav asjaolu, et soojemate ilmadega kipuvad nii tarbimiskoormused kui ka üleüldine elektrienergiatarbimine tõusma. Arvestades perspektiive ja tarbimisnäitajate prognoosi võib julgelt eeldada, et tulevikus on seoses suureneva elektrienergiatarbimisega ning elektritarvikute hulga kasvuga ka suviste tarbimisnäitajate sõltuvus temperatuurist tugevam.

1.2.4 Elektritarbimise ja SKP vaheline seos 1995 – 2010

Käesolevas peatükis käsitletakse elektritarbimise ja sisemajanduse koguprodukti (SKP, tarbimise meetodil) vahelist seost. Eestis ei ole tööstus hetkel veel sellisele tasemele arenenud, kus see suudaks oluliselt suurendada elektritarbimist. Nagu näha alapeatükist 1.2.1, kus käsitletakse elektrienergia tarbimist majandusharude kaupa, siis alates Eesti Vabariigi taasiseseisvumisest on elektritarbimine tööstuses olnud aeglases tõusvas trendis ning jälgib üldise tarbimise trende (vt joonis 7). Samal ajal muutused tööstustarbimises mõjutavad siiski ka üldist elektritarbimise trendi kodumajapidamiste ja muude harudega. Põllumajanduse, ehituse ja transpordi osakaal kokku moodustab ainult 4% kogutarbimisest. Seega otsida seost ainult üksikute majandusharude ja kogu riigi elektri tarbimise vahel on suhteliselt keeruline. Samal ajal kajastab SKP suhteliselt hästi ja täpselt nii tavakodanike kui ka ettevõtete üldist käekäiku ja käitumist. Kui hüvede tarbimine kasvab, siis järelikult ostetakse ja toodetakse rohkem kaupu ja teenuseid ning selleks tarbitakse ka rohkem elektrit. Sama efekt toimib ka vastassuunas, st kui SKP väheneb, siis kahaneb ka riigi elektritarbimine, mida illustreerib eriti hästi aastatel 1995–2010 SKP ja elektritarbimise vahelist seost kajastav graafik (vt joonis 22).

Joonis 22. Elektrienergia tarbimise ja SKP vaheline seos aastatel 1995-2009



Kuna graafikul on kasutatud SKP referentsaastana 2000, siis tagasiulatuvalt on raske näha seost elektritarbimise ja SKP vahel. Samal ajal pärast 2000. aastat on selge seos olemas, graafikud on sisuliselt paralleelsed. Sellest järeldatuna on elektri tarbimine tihedalt seotud riigi majandusliku käekäiguga. Viimane seos annab suurepärase võimaluse prognoosida ka tuleviku elektritarbimist majandusprognooside alusel. Kuna elektritarbimist mõjutab lisaks majanduslikule olukorrale ka kliima, siis elektritarbimise graafik ei pruugi olla nii sile kui SKP oma.

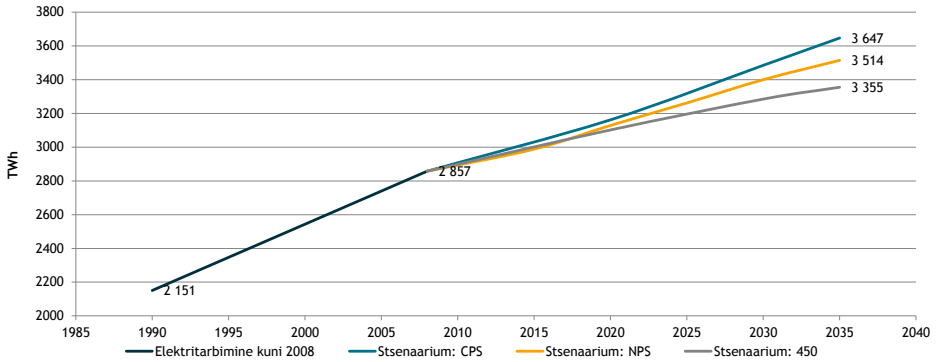
- ***Eesti elektritarbimine on muutunud viimase 20 aasta jooksul ühtlasemaks ning tarbimismuster hakkab lähenema Põhjamaade mustrile.***
- ***Eesti sisemajanduse koguprodukti ja aastase elektritarbimise vahel on väga tugev seos. SKP trendid on ka aluseks tuleviku elektritarbimise prognoosimiseks.***
- ***Tiputarbimist mõjutab eelkõige temperatuur. Ilmastiku mõju elektritarbimisele ja tipukoormusele avaldub selles, et 1 kraad päevase keskmise õhutemperatuuri langust talvel tõstab tipu tarbimise ajal keskmist koormust umbes 11 MW võrra.***
- ***Eleringi tipukoormuste prognoosid on tehtud keskmistele talvedele, mistõttu harva esinevate erakordselt külmade talvede jaoks arvestatakse 10% kõrgema tiputarbimisega.***

1.3. Elektritarbimise prognoos

1.3.1 Elektritarbimise prognoos Euroopa Liidus (27 liikmesriiki)

Rahvusvaheline Energiaagentuur prognoosib Euroopa Liidule ajavahemikul 2009–2035 elektrienergia tarbimise kasvu aastas 0,6...0,9%. Prognoos põhineb kolmel stsenaariumil. Stsenaarium CPS (*Current Policies Scenario*, 0,9%) eeldab, et sellel ajaperioodil ei võeta kasutusele uusi meetmeid kliima soojenemise aeglustamiseks, kuid jäävad jõusse praegu kehtivad regulatsioonid ja meetmed. Stsenaariumi NPS (*New Policies Scenario*, 0,8%) eeldab, et lisaks olemasolevatele meetmetele võetakse kasutusele veel mõned meetmed, mis on hetkel rahvusvahelisel tasandil heakskiidu saavutanud, nt vähendada CO_2 emissioone riiklikul tasandil või fossiilsetest energiaallikatest toodetud energia subsideerimise lõpetamine. Stsenaarium 450 (0,6%) eeldab, et eesmärgiks on seatud kliima soojenemise pidurdamine maksimaalselt kuni 2 °C võrra keskmisest temperatuurist ning et kasvuhoonegaaside kontsentratsioon ei ületa uute meetmete rakendumisel 450 miljondiku osa CO_2 ekvivalenti. Järgmine graafik (joonis 23) kirjeldab Euroopa Liidu elektritarbimise prognoosi erinevate stsenaariumite kaupa.

Joonis 23.
Euroopa Liidu (27) elektritarbimise prognoos kuni 2035 (IEA)



Allikas: Rahvusvaheline Energiaagentuur (IEA)

Rahvusvahelise Energiaagentuuri prognooside kohaselt võib 2035. aastaks Euroopa Liidu elektritarbimine võrreldes tänasega tõusta 17...28%. Vastavad numbrid maailmas on järgmised: elektrienergia tarbimise kasv aastatel 2009–2035 jääb vahemikku 1,9...2,5% aastas ning elektrienergia tarbimine kasvab võrreldes 2008. aastaga 64...95%.

1.3.2 Tarbimise prognoos Läänemere regioonis aastani 2025

Läänemere regioonis (Baltimaad, Norra, Rootsi, Soome, Taani, Saksamaa ja Poola) jäävad tarbimisnõudluse kasvud perioodil 2010–2020 Soomes, Poolas ja Taanis 1,4...2,8% vahele ning Norras, Saksamaal ja Rootsis alla 1,4 protsendi. ENTSO-E andmetel[10] jõuab Soome tipukoormus aastaks 2025 16,1 GW-ni, Rootsis on vastav number 29,4 GW, Norras 24,5 GW, Poolas 30,02 GW, Taanis jõuab tipukoormus 7,1 GW-ni. Samal ajal on elektrienergia tarbimise kasvud kõikides riikides erinevad. Nõnda prognoositakse Soomele elektrienergia tarbimise kasvu perioodil 2010–2015 üle 2,52%; Rootsis, Saksamaal ja Taanis jääb tarbimise kasv alla 1,26% ning Norras ja Poolas jäävad vastavad näitajad 1,26% ja 2,52% vahele. Baltimaade tipukoormuste ja elektrienergia kasve käsitletakse täpsemalt ja stsenaariumite kaupa järgnevates alapeatükkides.

1.3.3 Tarbimise prognoos Balti riikides aastani 2025

Hiljutine järsk majanduslangus mõjutas ka Balti piirkonna elektritarbimist. Need muutused mõjutavad oluliselt ka tarbimise taset järgneval 5–15 aastal. Läti ja Leedu tarbimise prognoos on koostatud alljärgnevate stsenaariumite jaoks:

- Eeldatava kasvu stsenaarium – on arvestatud nõudluse suurenemisega umbes 2,3% aastas ajavahemikul 2010–2025.
- Kiire kasvu stsenaarium – on arvestatud nõudluse suurenemisega umbes 3,0% aastas ajavahemikul 2010–2025.
- Aeglase kasvu stsenaarium – on arvestatud nõudluse suurenemisega umbes 1,2% aastas ajavahemikul 2010–2025.

Tabel 2.
Läti tarbimise prognoos aastani 2025 (TWh)

Läti tarbimise prognoos[11]

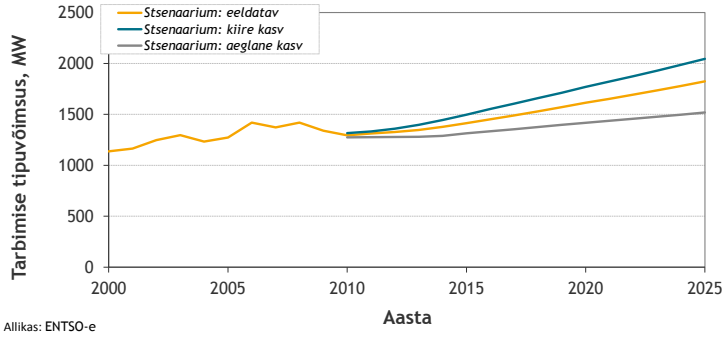
Läti tarbimise prognoosi tulemused on toodud tabelis 2. Prognoosi tegemisel on arvesse võetud erinevate sektorite SKP ja elektrienergia hinnaprognoosi andmeid. Lisaks veel kütuste hinna võimalikke muutusi, elanikkonna suurust ja sissetulekut, samuti energiatõhususe arengut ja ilmastikuolusid.

Tarbimise stsenaarium	2010	2015	2020	2025
Kiire kasv	7,00	8,05	9,64	11,28
Eeldatav kasv	6,88	7,60	8,79	10,06
Aeglane kasv	6,77	7,06	7,73	8,38

Läti tipukoormuste prognoos on toodud joonisel 24.

10 *https://www.entsoe.eu/resources/publications/entso-e/saf-reports/*
11 *Baltic Grid 2025 arengukava (ENTSO-e)*

Joonis 24.
Läti tipukoormuste prognoos aastani 2025



Allikas: ENTSO-e

Leedu tarbimise prognoos[12]

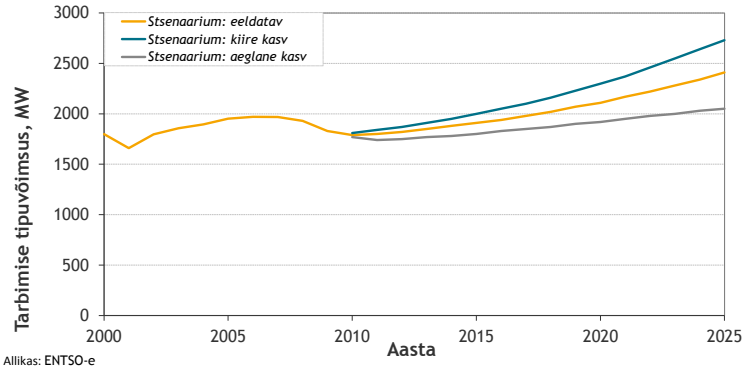
Tarbimise prognoosi tulemused on toodud tabelis 3. Analoogiliselt Lätiga baseerub prognoos majanduse erinevate sektorite arengu ja SKP kasvu prognoosidel.

Tabel 3.
Leedu tarbimise prognoos aastani 2025, TWh

Tarbimise stsenaarium	2010	2015	2020	2025
Kiire kasv	10,1	11,4	13,4	16,2
Eeldatav kasv	9,9	10,8	12,2	14,1
Aeglane kasv	9,8	10,1	10,9	11,8

Leedu tipukoormuste prognoos on toodud joonisel 25.

Joonis 25.
Leedu tipukoormuste prognoos aastani 2025



Allikas: ENTSO-e

1.3.4 Tarbimise prognoos Eestis aastani 2025

Käesolevas peatükis prognoosib Elering elektritarbimist Eestis 5 ja 15 aasta perspektiivis. Elering lähtub sisemaise tarbimise prognoosi koostamisel eeldusest, et elektrienergia tarbimine sõltub SKP-st. Prognoosi koostamisel on arvestatud tarbimise ja SKP vahelist seost minevikus, millele on lisatud muutuse inerts viimase kolme aasta tarbimise trendi alusel. SKP prognoosid põhinevad rahandusministeeriumi 2010. aasta kevadisel majandusprognoosil.

Et arvestada võimalikke majanduskeskkonna muutusi ja selle mõju tarbimisele, on prognoos koostatud kolmele stsenaariumile. Aeglase kasvu stsenaariumi kohaselt taastub majandus pärast kriisi aeglaselt. Kiire kasvu stsenaariumi järgi on majandussurutisest väljumine ning elektri tarbimise suurenemine kiirem. Eeldatava stsenaariumi kohaselt toimub taastumine pärast 2012. aastat.

Prognoosimise käigus on muuhulgas arvestatud ka statistiliselt üks kord kümnendi jooksul aset leidva erakordselt külma talvega, mille korral on tiputarbimine võrreldes keskmistega ca 10% suurem. Eesti elektrienergia tarve näitas aastatel 2000–2008 pidevat tõusutrendi, kasvades keskmiselt 3,2% aastas. Seoses majanduskriisiga langes tarbimine 2009. aastal võrreldes 2008. aastaga ca 6,9%. Elektrienergia kogutarve 2009. aastal oli ca 8 TWh, mis on 2007. aastaga samal tasemel.

Infotehnoloogiapõhine teenusühiskond, kus üha enam tegevusi (kaubandus, asjaajamine, andmete arhiveerimine jpt) toimub virtuaalkeskkonnas, suurendab vajadust elektrienergiast sõltuvate seadmete järele. Mitmete elektri laialdast kasutust nõudvate uute tehnoloogiate, näiteks hoonete kütteks rakendavate elektriliste soojuspumpade tulekuga on tulevikus oodata elektritarbimise pidevat kasvu.

12 *Baltic Grid 2025 arengukava (ENTSO-e)*

Jaotusvõrkude prognoos põhineb erinevate võrguettevõtjate tarbimise hinnangul, kus on arvestatud võimalikke maksimumkoormusi. See võib tähendada, et nende võrguettevõtjate klientide tarbimiste maksimumid ei lange ajaliselt ühele hetkele, mis lubab eeldada, et tegelik maksimaalne tarbimisvõimsus on väiksem.

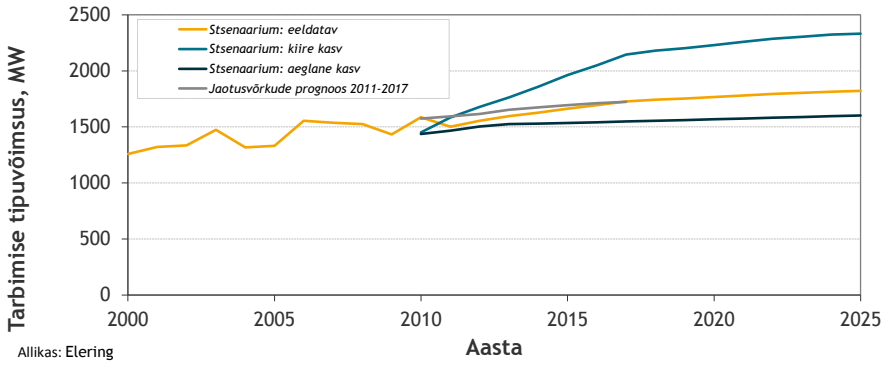
Elering lähtub tipukoormuste arvutamisel eeldusest, et tipukoormuse tarbimise muutused on analoogsed teistes arenenud Euroopa riikides aset leidnud muutustele. Nende kohaselt muutub tarbimine ühtlasemaks, öise elektri tarbimise osakaal kogutarbimises suureneb. Jaotusvõrguettevõtjate ja Eleringi tarbimise ja tipukoormuste prognoosi aastateks 2010-2025 on kujutatud tabelis 4.

Tabel 4. Jaotusvõrguettevõtjate ja Eleringi tarbimise ja tipukoormuste prognoos aastateks 2010–2025

		Eleringi tarbimistippude prognoos			Eleringi tarbimise prognoos		
Aasta	Jaotusvõrkude tarbimistippude prognoos [MW]	Aeglane kasv [MW]	Eeldatav [MW]	Kiire kasv [MW]	Aeglane kasv [TWh]	Eeldatav [TWh]	Kiire kasv [TWh]
2010	1574	1437	1441	1451	7,4	7,5	7,5
2011	1594	1466	1501	1584	8,1	8,2	8,7
2012	1616	1503	1556	1678	8,3	8,6	9,3
2013	1652	1526	1597	1763	8,4	8,8	9,8
2014	1675	1528	1628	1860	8,5	9,0	10,3
2015	1694	1534	1663	1962	8,6	9,3	10,9
2016	1712	1541	1694	2050	8,6	9,5	11,5
2017	1723	1548	1727	2145	8,7	9,7	12,1
2018	–	1555	1742	2180	8,8	9,8	12,3
2019	–	1562	1754	2202	8,9	9,9	12,5
2020	–	1568	1767	2230	8,9	10,1	12,7
2021	–	1575	1780	2259	9,0	10,2	12,9
2022	–	1582	1794	2288	9,1	10,3	13,1
2023	–	1589	1804	2305	9,2	10,4	13,3
2024	–	1596	1814	2325	9,2	10,5	13,4
2025	–	1603	1822	2333	9,3	10,6	13,5

Eleringi prognoos 5 ja 15 aasta perspektiivis koos jaotusvõrkude prognoosiga on kujutatud joonisel 26.

Joonis 26. Tarbimise tipukoormuste prognoos aastateks 2010–2025



Allikas: Elering

Elektritarbimine Eestis ulatub 2025. aastal eri prognoosside kohaselt 9...13 TWh-ni, mis tähendab tarbimise tõusu keskmiselt 0,9...3,3% aastas. Eeldatava stsenaariumi kohaselt on tarbimine 2025. aastal ca 10,6 TWh, mis teeb elektritarbimise kasvuks keskmiselt 2,2% aastas.

- ***Elektritarbimise kasvutrendi on prognoositud tervele Euroopa Liidule ning sealhulgas ka Eestile.***
- ***Elektritarbimise tõenäoline tase Eestis aastaks 2025 on 10,6 TWh, tarbimine kasvab ca 2,2 % aastas.***
- ***Eesti tiputarbimine aastal 2025 on ca 1800 MW, kuid külma talve korral on tiputarbimine ca 10% kõrgem.***

2 Elektrienergia tootmine

Primaarenergia ressursid, kütuste tarnekindlus ning energiajulgeolek elektritootmise kontekstis.....25
2.1 Elektrijaamade tehnoloogiate perspektiividest aastaks 2050.....26
2.1.1 Elektritootmise arengusuunad euroopas aastani 2025 27
2.1.2 Tänased ja homsed trendid tootmises Läänemere regioonis.....28
2.2 Tootmise analüüs Eestis 2000-2009.....33
Taastuvenergia areng Eestis 33
2.3 Elektrienergia tootmise analüüs Eestis 2010/2011 aastal.....35
2.4 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed.....36
2.4.1 Elektritootjate poolt teadaantud tootmisseadmete muutused aastatel 2011-2020 36
Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine..... 37
Kavandatavad ja ehitusjärgus tootmisseadmed.....38
Tuuleelekrtijaamad 38
Varustuskindluse tagamiseks ehitatavad avariielektrijaamad 39
2.5 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule kuni 2020 aastani..... 41
2.5.1 Tootmisvaru hindamise metoodika 41
2.6 Tootmise piisavus tõenäoliste arengute korral Eesti elektrisüsteemis.....42

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. Eesti jaoks tähendab see vajadust loobuda vanadest keskkonnanõuetele mittevastavatest põlevkivi põletamisseadmetest Narva elektrijaamades. Teisalt on subsiidiumite rakendamisest tingituna hoogustunud biomassi ja turvast kasutavate koostootmisjaamade ning tuuleparkide ehitamine.

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. Tulenevalt Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika eesmärkidest aastaks 2020 on tõenäoline, et CO2 rikas põlevkivi ei ole elektritootmises tulevikus turupõhiselt konkurentsivõimeline võrreldes taastuvatel energiaallikatel põhinevate ja madalama CO2 sisaldusega (peamiselt maagaas) elektritootmisviisidega. Võib eeldada, et kaugemas perspektiivis on Eestis elektrivarustuse tagamisel alternatiivideks kas kodumaise elektritootmise ümberkujundamine või elektri import. Piisav sisemaiste tootmisvõimsuste olemasolu võimaldab jätkuvalt olla elektrit eksportiv riik.

Eesti saab tänu toimivale ning piisava läbilaskevõimsusega elektrivõrgule lähema 10 aasta perspektiivis elektrit importida nii Põhjamaadest, teistest Balti riikidest kui Venemaalt. Elektri tootmiseks on piisavad ressursid lähema 10 aasta jooksul ainult Põhjamaades ja Venemaal, kus elektritootmine põhineb hüdroenergial ning tuumaenergial. Elektritootmise ressursside all mõeldakse siin nii elektrijaamu kui ka primaarenergiaressursse (kütuseid), mis on elektri tootmiseks vajalikud.

Lätis ja Leedus põhineb suurem osa elektrivarustusest elektri impordil ning Venemaalt importdatava maagaasil. Lisaks kasutatakse Lätis ja Leedus elektritootmiseks hüdroenergiat (ca ¼ summaarselt). Hetkel ei ole ka reaalne, et järgneval 10 aastal võetakse suures mahus kasutusele elektritootmisviise, mis põhineksid teistel kütustel (sh ka tuumakütusel). Arengud ülemaailmsel ja ka Euroopa tasandil näitavad, et kõige tõenäolisemateks elektritootmise viisideks on tulevikus taastuvenergial põhinev tootmine ning maagaasil põhineva elektritootmise areng.

Taastuvate energiaallikate laialdase kasutuselevõtu üheks eelduseks on ka elektritootmine, mida saab kasutada sel ajal, kui taastuvate allikate baasil tootmine ei ole võimalik. Lisaks suurte reservuaaridega hüdroelektrijaamadele on teisteks sellisteks elektrijaamadeks üldjuhul madala investeeringukuluga maagaasil töötavad kiiresti käivitatavad elektrijaamad. Lisaks on maagaasil töötavad elektrijaamad oma madala investeeringukulu tõttu kasutusel ka tipukoormuse katmise jaamadena. Gaasi vaadeldakse Euroopa tasandil kui üleminekut (sildkütust) liikumaks praegusest, CO2 mahukast elektritootmisest taastuvatel allikatel põhinevasse elektritootmise süsteemi. Eelkõige on siin rõhuasetus suure kasutegurigа (ning sellest tulenevalt ka madala CO2 emissiooniga) kombineeritud tsükliga jaamade ehitamisel ja arendamisel, mis töötavad baaskoormuse elektrijaamadena.

Samal ajal põhineb nii Eesti kui kogu lähiregiooni (Läti, Leedu, Soome) gaasivarustus 100% Venemaalt ostetaval gaasil. Samuti põhineb suurem osa Läti ja Leedu elektritootmisvõimsustest maagaasil. Alternatiivi puudumise tõttu ei ole see olukord tarnekindluse ja energiajulgeoleku aspektist rahuldav, mistõttu gaasi laialdasema kasutuselevõtu eelduseks elektritootmises on maagaasile alternatiivsete tarneahelate loomine (Soome ja Eesti ning Leedu ja Poola vahelised piiriülesed ühendused, vedelgaasiterminal).

Gaasituru liberaliseerimine on vajalik nii majandusliku efektiivsuse, tarbijasõbralikkuse, energia varustuskindluse kui ka energiajulgeoleku pärast. Gaasi ülekandevõrkude ja müügi lahutamine tuleneb Euroopa Liidu maagaasi direktiivist (Euroopa Parlamendi ja Euroopa Nõukogu direktiiv 2009/73/EÜ),

mille mõte on soodustada võimalikult paljude gaasimüüjate turule tulekut. Eestile on selles direktiivis tehtud erand ülekandesüsteemi halduri omandilise eraldamise suhtes. Eestile ei kohaldata direktiivi vastavaid artikleid, kuni mistahes Balti riik või Soome on otseselt ühendatud muu liikmesriigi kui Eesti, Läti, Leedu ja Soome maagaasi võrku.

Piiriüleste ühenduste ehitamine ja vedelgaasiterminali rajamine regiooni suurendavad Balti riikide energiajulgeolekut ja varustuskindlust. Reaalse konkurentsi tekkimine toob positiivse kõrvalnähuna kaasa tarbijasõbralikuma hinnapoliitika. Täna on Eestis müüdava gaasi hind seotud toornafta hinna liikumistega. Samas on vedelgaasiturul seoses uute gaasitootmisviiside (nn kildagaas) laialdase kasutuselevõtuga (eelkõige USAs) piisavalt ulatuslik gaasipakkumine, nii et vedelgaasile on tekkinud naftahinnast sõltumatu turuhind, mis vähemalt tänasel päeval on oluliselt madalam pikaajaliste lepingute hinnast.

Tulenevalt arengutest Euroopa gaasiturul, kus suundumus on kohalike ressursside nagu kildagaas ja biogaas laialdasemale kasutamisele, on Eleringi hinnangul ka elektri varustuskindluse suurendamiseks oluline maagaasi süsteemi ühendamine Euroopa teiste riikide maagaasisüsteemiga ning üleriigilise maagaasi võrgusüsteemi väljaarendamine ja maagaasil põhineva elektritootmise arendamine.

- ***Elektri varustuskindluse suurendamiseks Baltimaades on vajalikud arengud konkurentsil põhineva gaasituru tekkeks ja investeeringud taristu arendamiseks.***
- ***Gaasituru liberaliseerimine annab võimaluse Eesti elektritootmisportfelli mitmekesistamiseks ning selle CO2 heitmete vähendamiseks.***
- ***Gaas kui kõige puhtam fossiilne kütus on sildkütuseks üleminekul taastuvenergiaallikatele.***

2.1 Elektrijaamade tehnoloogiate perspektiividest aastaks 2050[10]

Fossiilkütused. Kivisöe põletamisel prevaleerib tolmpõletustehnoloogia, mille puhul eeldatakse aastast 2015 algavat üleminekut ülekriitilistel ja ultra-ülekriitilistel (ultrasupercritical, USC) parameetritel töötavale seadmestikule. Madala küttevääртusega tahkefossiilkütuseid kasutavad jaamad lähevad üle keevkihttehnoloogiale. Aastast 2020 on oodata tahkekütuste utmise produktide kasutamisel põhinevate kombijaamade (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) rajamist väiksemas ulatuses. Maagaasi kasutatakse endiselt kombineeritud tsükliga jaamades ja gaasiturbiinides (tipukoormuste katmiseks). Naftasaaduste kasutamine elektritootmises kahaneb aastaks 2050 nullini. Seoses keskkonnakahjulike emissioonide piiramisega on oodata süsinikühendite kinnipüüdmise ja talletamise (Carbon Capture and Storage, CCS) , samuti tõhusamate väävli- ja lämmastikühendite eraldamise tehnoloogiate rakendamist kõigis fossiilkütuseid kasutavates jaamades. Kütuste parema ärakasutamise huvides on oodata koostootmisjaamade rajamist kus see on vähegi võimalik.

Taastuvad energiaallikad. Tulevikus moodustab üha suurema osa toodetavast elektrienergiast tuule-, päikese- ning hüdro-, aga ka geotermaaljaamadest pärinev nn roheline energia. Edusamme loodetakse saavutada päikesepatareide kasuteguri tõstmisel, mis võib võimaldada päikeseenergial põhineva elektri tootmist ka Eestis. Põhitrendiks on tuule- ja päikeseelektrijaamade tehnoloogiate tõhustumine nii tehnilisest kui ka majanduslikust aspektist, mis tingib seda sorti energiaallikate üha laiemat kasutuselevõttu. Hüdroelektrijaamade rajamine aeglustub kasutamata hüdroressursside ammendumise tõttu. Head perspektiivid on bioenergiat kasutavatel jaamadel, kuna uued tehnoloogiad võimaldavad kütusena rakendada üha laienevat sortimenti potentsiaalseid, seni kasutamata energiaallikaid nagu näiteks prügi ja reovee puhastusjäätmed. Biokütustel töötavad jaamad on tõenäoliselt väikeste võimsustega (kuni 50 MW) koostootmisjaamad. Uued tehnoloogiad võimaldavad elektritootmises kasutada madalate soojuslike parameetritega vedelikke, mis võimaldab rajada geotermaaljaamu pea igal pool maailmas. Teatud tehniliste lisaküsimuste (jaama rajamiskoha optimaalne valik, puurimistehnoloogiate täiustamine) lahendamisel on oodata geotermaaljaamade mõõdukat levikut. N-ö lapsekingades on hetkel suurte veekogude energia kasutamise tehnoloogiad: tõusu ja mõõna, lainete hoovuste, soojus- ja soolsusgradientide potentsiaalse energia kasutamine. Seega ei ole aastaks 2050 oodata suurte veekogude ressursside massilise kasutamise algust elektritootmises.

10 *Põhineb Rahvusvahelise Energiaagentuuri (International Energy Agency) aruandel "Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios and Strategies to 2050"*

Tuumaenergia. Tuumaelektrijaamade tehnoloogilised uuendused järgivad kaht põhitrendi: kütuse parem ärakasutamine ja töökindluse ning ohutuse tõstmine. Et seda tüüpi jaamadel puuduvad süsinikemissioonid, loodetakse tuumajaamade laialdasema kasutuselevõtuga lahendada kasvava elektritarbimise rahuldamise kõrval ka keskkonnakahjulike gaaside vähendamise probleemi. Tuumaelektrijaamade laialdase rajamise takistuseks on ühiskonna kartlik suhtumine tuumatehnoloogiatega seonduvasse. Selle olukorra muutmiseks tehakse pingsat tööd elektrijaamade ohutuse parandamisel ning uute tehnoloogiate loomisel ohtlike tuumajäätmete taaskäidu ning utiliseerimise valdkondades. Tuumafusiooni (Nuclear Fusion) ehk termotuuma reaktsioonil kergete aatomite ühinemisel vabanevat energiat kasutava protsessi tehnoloogia omandamine aitaks inimkonnal lahendada energiaprobleemid miljoniteks aastateks. Käesoleval ajal käivad tööd ITER programmi raames, mille lõppeesmärk on tööstusliku tuumafusioonireaktori loomine. Pilootjaama loomine on prognoositud aastaks 2030, tehnoloogia laialdane kasutuselevõtt on kahjuks realistlik alles käesoleva sajandi lõpuks.

Elektrienergia säilitamisviiside areng. Energiatootmise üks suurimaid probleeme on see, et ei osata elektrienergiat suures koguses säilitada: on olukordi, kus tuleb madalama hinnaga elektrienergiat genereerivad seadmed – näiteks tuulikud – panna seisma nõudluse puudumise või ülekandevõrkude ülekoormatuse tõttu. Probleemile loodetakse lahendus leida paremate, odavamate ja suurema mahutavusega akude väljatöötamisega. Perspektiivne on näiteks ka vesinikuenergeetika: üleliigne elekter kasutatakse vee elektrolüüsiks, saadud vesinikku saab edaspidi kasutada kas tööstustoorainena või vastavates elektritootmisseadmetes.

Energiasäästu ja võrgu talitluskindluse suurendamisega seotud kontseptsioonidest väärib nimetamist nn Smart Grid´i visioon (loe lähemalt 4. peatükist): paindlikel juhtimismeetoditel põhinev tarbimise reguleerimine, mil teatud seadmed lülituvad automaatselt sisse, kui elektrienergia hind on odavam ning välja, kui hind on kõrge. Veel üheks näiteks on hajustootmissüsteem, kus tarbija ja tootja koonduvad ühes isikus. Hajustootmissüsteemis võib osta elektrienergiat võrgust, kui hind on madal ning anda võrku omatoodangut, kui hind on kerkinud.

2.1.1. Elektritootmise arengusuunad Euroopas aastani 2025[11]

Euroopa energiapoliitika seab eesmärgiks tagada säästev, konkurentsivõimeline, jätkusuutlik ja kindel energiavarustus. Eesmärkide saavutamiseks kinnitas Euroopa Komisjon 2007. aastal Euroopa energiapoliitika põhilised arengusuunad. Seda toetavad mitmed dokumendid, mis käsitlevad energia tarbimise, tootmise ja säästmisega seotud aspekte ja sisaldavad tegevuskavasid peamiste energeetikaalaste väljakutsete alistamiseks.

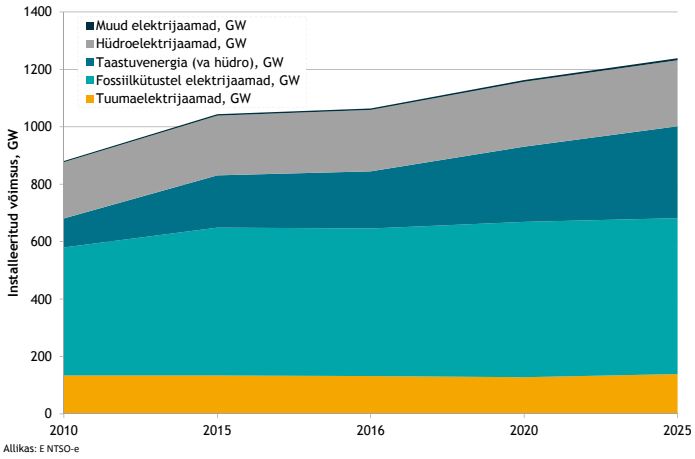
Euroopa energiasektori arengut lähiaastatel mõjutavad eelkõige Euroopa Liidu energiapoliitika eesmärgid 2020. aastaks kliimamuutuste, konkurentsivõime ja energiajulgeoleku osas kasvuhoonegaaside emissiooni vähendamise ja taastuvallikate suurema kasutamise kaudu energia tootmiseks. See on väljendatud nn 20/20/20 eesmärkidena: vähendada kasvuhoonegaaside emissioone 20%; suurendada taastuvenergiaallikate osakaalu (tuul, päike, biomass, jne) kuni 20%-ni kogu energiatarbest; suurendada energiakasutuse efektiivsust 20% võrra.

Kõige kiiremini arenevad elektri tootmise viisid on taastuvenergiaallikatel (v.a hüdroenergia), eriti tuulel põhinevad elektritootmise tehnoloogiad ning maagaasil põhinevad elektrijaamad. Praeguste prognooside kohaselt on taastuvenergiaallikatel põhineva elektritootmise võimsuse kasv ca 220 GW järgmise 15 aasta jooksul (vt joonis 27). Taastuvenergial põhinevatest elektrijaamadest saab fossiilkütustel töötavate elektrijaamade järel ülesseatud võimsuselt teine elektritootmise allikas. Kogu installeeritud võimsus on eeldatavalt 320 GW. Vaatamata võimsuse suurele kasvule ei ole toodetava elektrienergia hulk suur, seda tulenevalt tuule ja päikeseenergial põhinevate elektritootmisviiside madalast kasutustundide arvust.

Võimsuse kasvu poolest järgneb taastuvenergeetikale fossiilkütustel põhinevate elektritootmisviiside areng. Euroopas suureneb see eeldatavalt ülesseatud võimsuse poolest ca 100 GW võrra, jõudes 543 GW-ni aastal 2025. Kõige suurema osakaalu uutest tootmisvõimsustest hõlmavad maagaasil põhinevad elektrijaamad, moodustades ca 250 GW aastal 2025. Teistel kütustel põhinevad elektrijaamad (põhiliselt kivisüsi) jäävad installeeritud võimsuse poolest samale tasemele, eelkõige tulenevalt elektrijaamade vananemisest ja nende sulgemisest. Suurte põletusseadmete direktiivis esitatud suitsugaasidele esitatavate nõuete karmistumine aastast 2016 tingib laialdase elektrijaamade sulgemise, näiteks Poolas suletakse ca 1,5 GW tootmisvõimsusi.

11 Põhineb ENTSO-E (www.entsoe.eu) 42-e liikmesorganisatsiooni esitatud andmetel, mille põhjal on koostatud "System Adequacy Forecast 2010-2025"

Joonis 27.
Euroopa installeeritud elektritootmisvõimsuste prognoos 2010–2025, GW



Tuumaelektrijaamade installeeritud võimsus jääb eeldatavalt praegusele tasemele, mis on ca 130 GW, seda vaatamata sellele, et viimastel aastatel on hoogustunud uute tootmisvõimsuste ehitamine ka Euroopas. Samal ajal on selgusetu nende tootmisvõimsuste tulevik, kus poliitiline otsus sulgemiseks on küll tehtud, kuid sulgemine on tulenevalt tootmisvõimsuste nappusest ja CO2 piirangutest edasi lükatud.

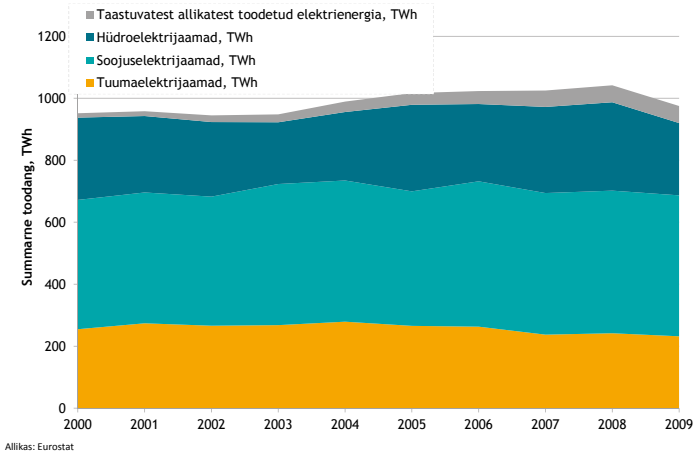
Hüdroenergia tootmisvõimsused suurenevad eeldatavalt aastani 2025 ca 30 GW võrra, seda eelkõige tulenevalt olemasolevate elektrijaamade võimsuse kasvust ning osaliselt ka ümberehitamisest pumphüdroelektrijaamadeks. Põhiline hüdroelektrijaamade areng toimub Alpides ja Põhjamaades. Vajadus kiirelt reguleeritavate uute hüdroelektrijaamade võimsuste järele tuleneb eelkõige vajadusest tasakaalustada tuuleelektrijaamade toodangut.

2.1.2. Tänased ja homsed trendid tootmises Läänemere regioonis

Joonis 28.
Läänemere regiooni riigid

Läänemere regiooni all mõistetakse üldjuhul Balti ja Põhjamaade riike ning Poolat, Taanit ja Saksamaad. Energiatootmise valdkonna ümberkorraldamine tõi energeetikasektori turumajandusse ning soodustas avatud elektrituru tekkimist. Põhjamaades oli algatajaks Norra, kus elektrituru ümberkorraldamine algas elektrituruseaduse vastuvõtmisega 1990. aastal. Sellele järgnesid Rootsi ja Soome. Põhjamaade elektriturg muutus täielikult integreerituks 2000. aastal, kui Ida-Taani liitus Põhjamaade hinnapiirkonnaga. Põhjamaade elektriturul tegutseb Nord Pool Spot AS, mis on elektribörsi korraldaja ning mille omanikuks on kõik põhivõrguettevõtjad. Elektrituru tingimustes sõltub elektrienergia tootmine võimsusvaru suurusest, nõudlusest ning kasutatava kütuse hinnast. Allpool (vt joonis 29) on toodud summaarne toodang Läänemere regioonis aastatel 2000 – 2009.

Joonis 29.
Elektrijaamade summaarne toodang Läänemere regioonis aastatel 2000–2009, TWh



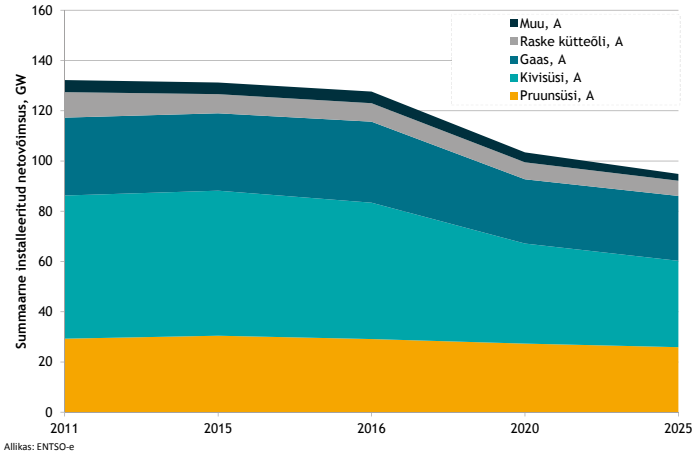
Kui tänapäeval on suurem osa tootmisest koondunud kivisütt kasutavatesse soojuselektrijaamadesse, siis tulenevalt suurte põletusseadmete direktiivis esitatud nõuetest suitsugaasidele võib pärast 2016. aastat olukord muutuda. Põhilisi muutusi on oodata kütuste kasutamise osas soojuselektrijaamades, uute tehnoloogiate rakendamises ning taastuvate energiaallikate osatähtsuse suurenemises. Allpool on toodud lühike ülevaade elektrienergia tootmise arengusuundadest Läänemere regioonis (allikas: ENTSO-E Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2011-2025).

Suurte põletusseadmete direktiiv sätestab NOx ja SOx emissioonide nõuded 50 MW või suurema võimsusega soojuselektrijaamadele sõltumata kasutatavast kütusest. Olemasolevad tootmisseadmed tuleb nõuetega vastavusse viia 31. detsembriks 2015 ning elektrijaamade nõuetele mittevastavuse puhul tuleb need sulgeda. Antud direktiiv kehtib ainult Euroopa Liidu riikidele. Kõige enam puudutab direktiivi rakendamine kivisütt või rasket kütteõli kasutavaid elektrijaamu.

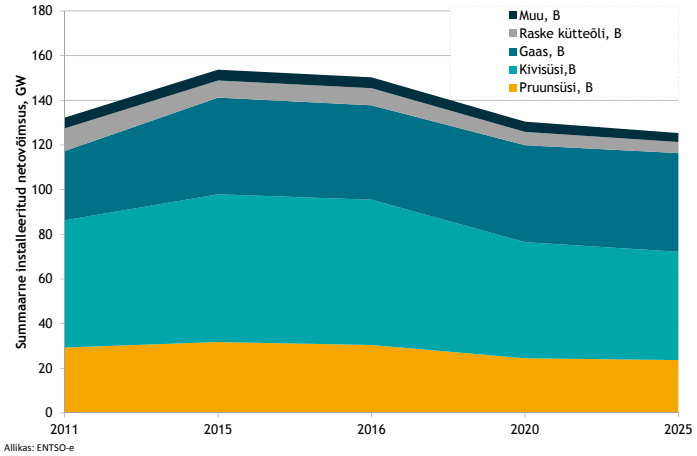
Uute soojuselektrijaamade ehitamisel hakatakse kivisöe ja raske kütteõli asemel tõenäoliselt rohkem kasutama gaasi. Gaas on ainuke kütteliik, mille kasutamine lähitulevikus võrreldes teiste fossiilsete kütustega suureneb (optimistlik stsenaarium). Gaasiküttel baseeruvate elektrijaamade osa suurenemist, on oodata Saksamaal, Poolas ning Balti riikides. Samas suureneb konservatiivse stsenaariumi puhul gaasiküttel soojuselektrijaamade summaarne installeeritud võimsus ainult kuni 2015. aastani ning pärast seda väheneb. Vähenemine on seotud vanade elektrijaamade töö lõpetamisega.

Joonistel 30, 31 ja 32 on kujutatud Läänemere regiooni tootmisvõimsuste võimalikke arengusuundi kasutatavate kütuseliikide järgi.

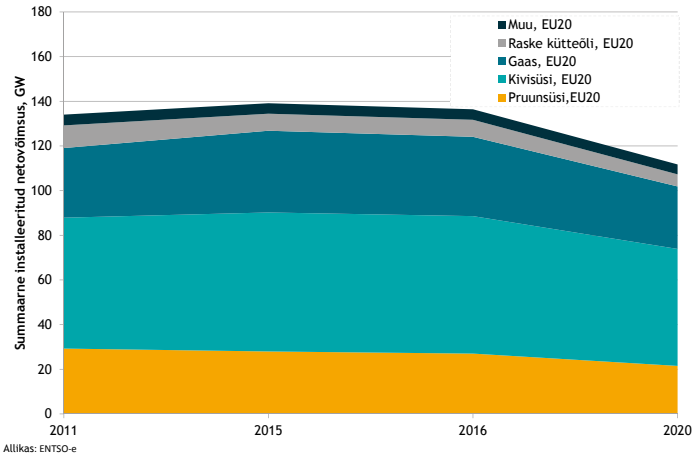
Joonis 30. Tootmisvõimsuste osakaal kütuste järgi, A stsenaarium



Joonis 31. Tootmisvõimsuste osakaal kütuste järgi, B stsenaarium



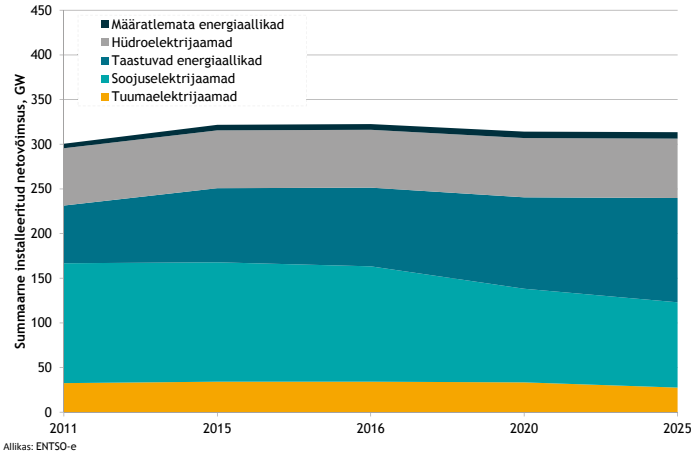
Joonis 32. Tootmisvõimsuste osakaal kütuste järgi, EU2020 stsenaarium



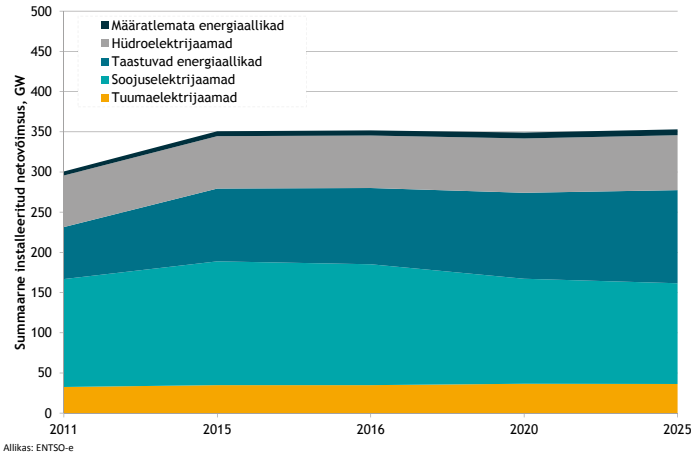
Võrreldes konservatiivset ja optimistlikku stsenaariumi, on nende erinevus seotud uute soojuselektrijaamade ehitamisega aastatel 2011–2025 netovõimsusega 20...30 GW.

Joonistel 33, 34 ja 35 on kujutatud Läänemere regiooni tootmisvõimsuste võimalikke arengusuundi elektrijaamade kaupa.

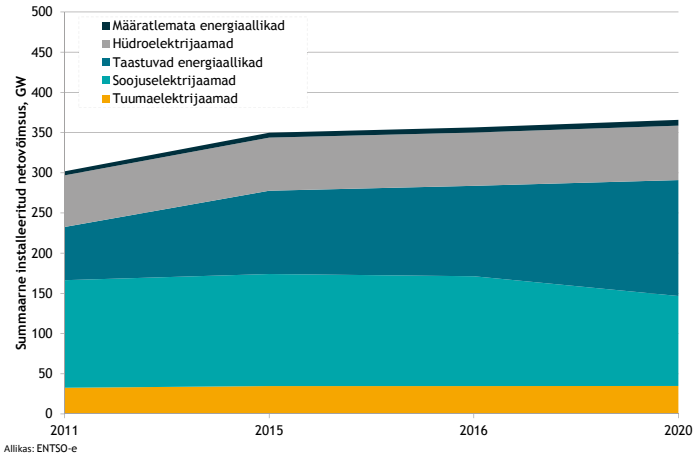
Joonis 33. Elektrijaamade summaarne installeeritud netovõimsus (GW) Läänemere regioonis 2011–2025, A stsenaarium



Joonis 34. Elektrijaamade summaarne installeeritud netovõimsus (GW) Läänemere regioonis 2011–2025, B stsenaarium



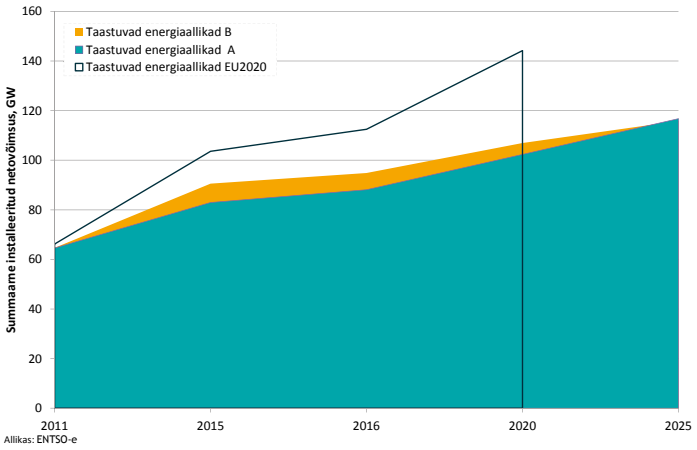
Joonis 35. Elektrijaamade summaarne installeeritud netovõimsus (GW) Läänemere regioonis 2011–2025, EU2020 stsenaarium



ENTSO-E varustustuskindluse ja süsteemipiisavus aruande kohaselt pole tuumaelektrijaamade võimsustes suuremat muutust oodata aastani 2020, samas võib viimaste toimunud sündmuste valguses Fukushima tuumaelektrijaamas eeldada lähiajal tuumaelektrijaamade võimsuste vähenemist. Optimistliku prognoosi järgi suureneb pärast 2020. aastat tuumaelektrijaamade installeeritud võimsus 9 GW võrra Läänemere regioonis. Konservatiivses stsenaariumis ei ole uute tuumaelektrijaamade ehitamisega arvestatud. Põhiliselt tuleneb see asjaolust, et tuumajaama ehitamisega seotud investeerimisotsused nõuavad põhjalikku uurimist, kapitali, aega ning erinevate osapoolte nõusolekut ja kooskõlastust. Selliste projektide realiseerimisaega on raske täpselt ette näha ning seetõttu on raskendatud nende projektide käsitlemine erinevates prognoosides.

Taastuvate energiaallikate trend näitab pidevat kasvu. Suurema osa taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrist saab kanda maismaatuuleparkide arvele. Sellist kiiret kasvu saab põhjendada regiooni riikide seadusandluse mõjuga, mis soodustab taastuvate energiaallikate arengut näiteks subsiidiumite kaudu või pakkudes soodsatel tingimustel võrguga liitumist. Allpool (vt joonis 36) on toodud taastuvate energiaallikate osa erinevate liikide järgi ning summaarne installeeritud võimsus (GW) optimistliku ja konservatiivse stsenaariumi puhul Läänemere regioonis aastatel 2011–2025. Väike vahe (kuni 8 GW) konservatiivse ja optimistliku stsenaariumi vahel osutab, et taastuvate energiaallikate projekte käsitletakse kui kindlaid ning see näitab üldist energia tootmise arengusuunda.

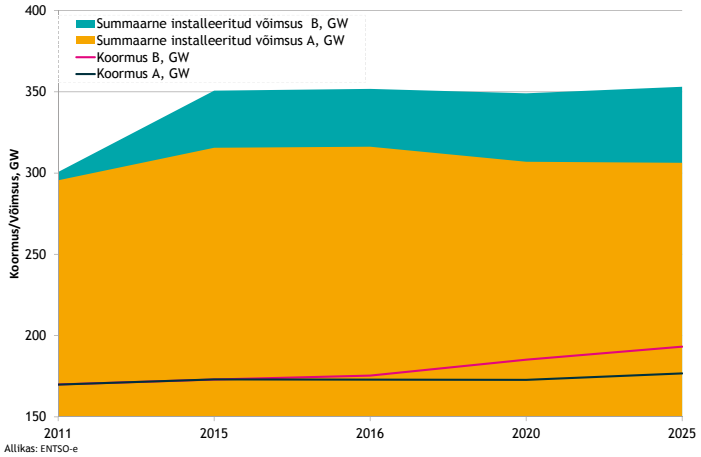
Joonis 36. Taastuvate energiaallikate installeeritud võimsused kokku erinevate stsenaariumite puhul



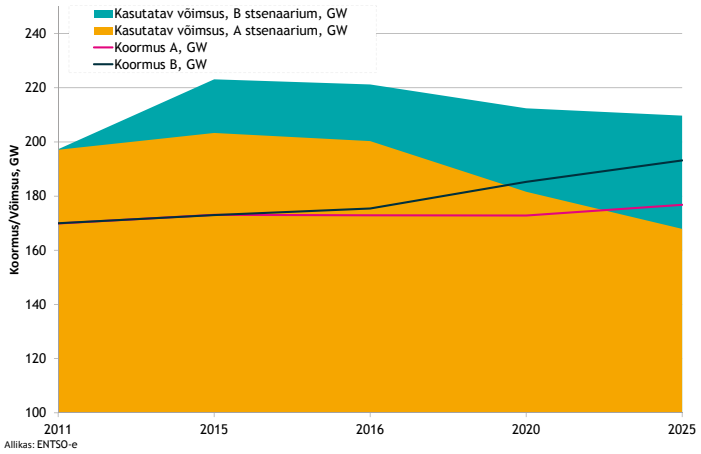
Summaarne installeeritud tootmisvõimsus Läänemere regioonis jääb vahemikku 290...350 GW sõltuvalt tootmisarengu stsenaariumist. Antud tootmisvõimsus ületab regiooni summaarset tipukoormust peaaegu kaks korda arvestades aga, et tipuajal kasutatav võimsus väheneb ca 30...40% võrra koguvõimsusest. Selline suhteliselt suur mittekasutatava võimsuse kogus tuleneb põhiliselt tuuleenergia suurest osakaalust, mis on paljudes riikides käsitletav kui tipuajal mittekasutatav või piiratud kättesaadavusega võimsus. Optimistliku stsenaariumi puhul on vajalik tootmisvaru tagatud terve vaadeldava perioodi jook-

sul, konservatiivse stsenaariumi puhul võib aga oodata võimsuse puudujääki 9 GW ulatuses. Allpool (vt joonis 37, 38) on näidatud summaarne installeeritud ning kasutatav võimsus koos tipuaja tarbimisega Läänemere regioonis.

Joonis 37. Võrdlus summaarse installeeritud võimsuse ja koormuse prognoosi stsenaariumite vahel



Joonis 38. Võrdlus summaarse kasutatava võimsuse ja koormuse prognoosi stsenaariumide vahel

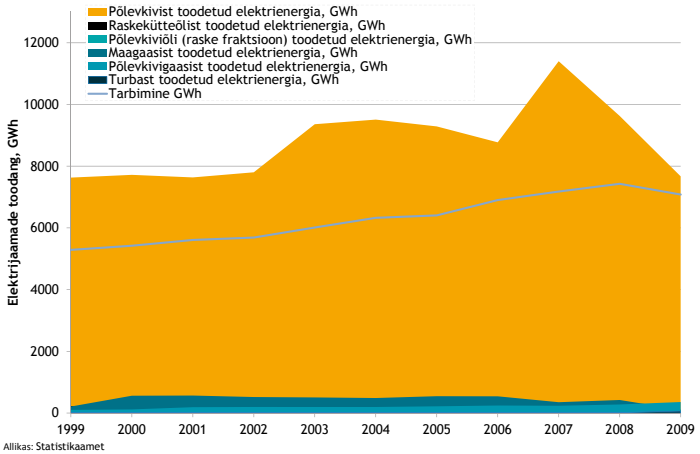


- ***Tuumaenergia, kivisöe ja raske kütteõli asemel hakatakse tõenäoliselt rohkem kasutama taastuvaid energiaallikaid ja gaasi.***
- ***Taastuvate energiaallikate trend näitab pidevat kasvu.***
- ***Läänemere regioonis on tootmisvaru piisavalt 2016. aastani.***
- ***Pärast 2016. aastat on optimistliku stsenaariumi puhul vajalik tootmisvaru tagatud terve vaadeldava perioodi jooksul, konservatiivse stsenaariumi puhul võib aga oodata võimsuse puudujääki 9 GW ulatuses.***

2.2 Tootmise analüüs Eestis 2000–2009

Põhiline energiatootmise tooraine Eestis on põlevkivi. Eelmise sajandi teisel poolel loobus enamik riike põlevkivi kasutamisest, sest see oli naftaga võrreldes kallim[12]. Kaevandamine jätkus peamiselt Eestis ning Hiinas. Eesti sai maailma suurimaks põlevkivikaevandajaks ning on maailma ainuke riik, kus suurem osa riigi energeetikast põhineb just sellel maavaral (vt joonis 39).

Joonis 39. Elektrijaamade toodang Eestis kütuseliikide kaupa, GWh



Eesti suurima põlevkivipõhise Narva Elektrijaamade installeeritud netovõimsus on 2000 MW. Alates 2008. aastast on Eesti kohustatud täitma ELi suurte põletusseadmete direktiivi nõudeid. Narva elektrijaamades ning VKG Energia OÜ Põhja SEJ (endine Kohtla-Järve Elektrijaam) tuleb põletusseadmete direktiivi nõuetega vastavusse viia 31. detsembriks 2015. See tähendab osade vanade plokkide konserveerimist ning teistele vajalike väävli ja lämmastikuühendite püüdmisseadmete paigaldamist, mis viib lähiajal Eesti põlevkivielektrijaamade installeeritud netovõimsuse vähenemiseni. Vaatamata sellele püsib lähikümnendil põlevkivist elektritootmine Eesti energeetilise julgeoleku tagamisel juhtival kohal.

Taastuvenergia areng Eestis

Hüdroenergia varu ja kasutamine. Eesti geograafilise omapära tõttu on hüdroenergiast elektri tootmine raskendatud, kuna enamiku jõgede pikkus ei ületa 10 km-t ning vähem kui 50 jõe vooluhulk ületab 2 m3/sek. Vaatamata jõgede tagasihoidlikele tingimustele ning asjaolule, et pinnavormide suhtelised kõrgused ei ületa enamasti 20 m ning ulatudes harva 50 m-ni, leidub Eestis siiski mitusada vee-energia kasutamiseks kõlbulikku kohta. Neist suur osa on ka varem energiatootmiseks kasutusel olnud. Enne Teist maailmasõda oli töös 921 hüdroturbiini ja vesiratast koguvõimsusega üle 27,5 MW, nende toodang kattis 28% summaarsest energiatarbimisest. Aastail 1945–1950 taastati palju endisi ja lasti käiku uusi hüdrojaamu. 1949. aastal oli Eestis 43 hüdrojaama koguvõimsusega 1,1 MW. Seoses põlevkivienergeetika arenguga tunnistati veejõu kasutamine ebaperspektiivseks. Veejõu kasutamise uus tõus algas pärast taasiseseisvumist: 1991. a taastati Saesaare HEJ Ahja jõel, 1993. a Leevaku ja Kotka jaamad Võhandu ja Valgejõel. Eesti suurim hüdroelektrijaam on 2002. a Jägala jõel käiku lastud Linnamäe HEJ võimsusega 1,1 MW.

Eesti hüdroenergeetiliste varude hindamisel on otstarbekas vaadelda Narva jõe varu eraldi, kuna Narva jõe varu on võrreldav Eesti kõigi ülejäänud jõgede summaarse varuga. Teiselt poolt aga on Narva jõe potentsiaal suures osas ära kasutatud Venemaa halduses oleva Narva HEJ (125 MW) näol. Vastavalt rahvusvahelistele tavadele jaotatakse piirijõgedel töötavate HEJ-de toodang riikide vahel võrdeliselt nende territooriumil asuva valgala pindala osaga. Kuna Narva jõe valgalast paikneb umbes üks kolmandik Eesti territooriumil, peaks Eesti riigil olema õigus ka vastavale osale Narva HEJ toodangust.

Tuuleenergia. Tuulegeneraatoreid hakati maailmas massiliselt tootma 1970. aastatel naftakriisi ajal ning tänu sellele on elektrituulikute tehnoloogia kiiresti arenenud. Eesti esimene tuulegeneraator rajati Hiiumaale Tahkunale 1997. aastal, elektrituuliku võimsus oli 0,15 MW.

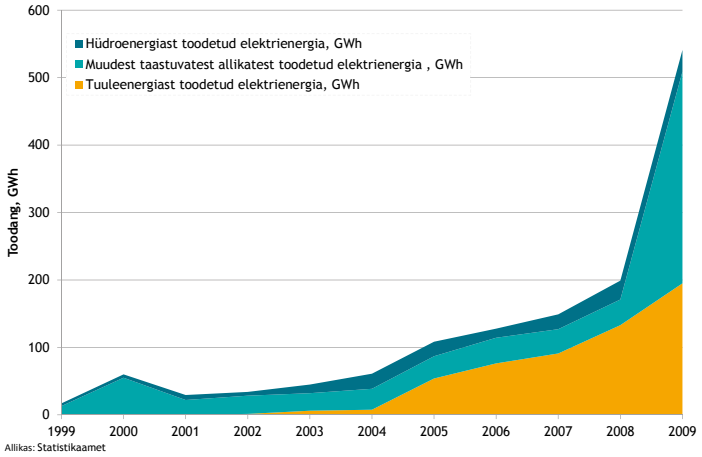
12 *"Survey of energy resources", 21 ed., World Energy Council. 2007. pp. 93–115*

Tuuleenergia tootmise arengut Eestis mõjutas suurel määral seadusandlus, mille järgi oli alates 2003. aastast võrguettevõtja kohustatud ostma taastuvast energiaallikast toodetud elektrienergiat tema võrguga ühendatud tootjatelt koguses, mis ei ületanud kauplemisperioodil tema võrgukadusid. Peale Elektrituruseaduse muutmist 2007. aastal, muutusid taastuvatest energiaallikatest toodetud energia tasustamise põhimõtteid. See tekitas investorites suurt huvi taastuvate energiaallikate projektide vastu.

Biokütus. Biomassi ressurss on puit, turvas, jäätmed, põllumajanduses tekkivad jäätmed, maaressurss. Energia tootmine biomassist oli suhteliselt ühtlane kogu vaadeldud perioodi jooksul, keskmiselt 31 000 MWh aastas.

Taastuvenergia arengut Eestis aastatel 1999-2009 on kujutatud joonisel 40.

Joonis 40. Tootmine taastuvatest energiaallikatest Eesti elektrisüsteemis aastatel 1999–2009



Eesti suurim taastuvate energiaallikate potentsiaal on biomassi sektoris, kuid lisaks on head perspektiivid ka tuuleenergia, biogaasi ja väikehüdroelektrijaamade valdkondade kasutamisel ja arendamisel. Eestis on kavandatud taastuvatest energiaallikatest toodetava elektrienergia osakaalu suurenemist 20%-ni aastaks 2020 ning biokütuste osas on Eesti valinud eesmärgiks 10% aastaks 2020.

- ***Kodumaine elektrienergia tootmine on Eestis olnud siiamaani suurem kui elektritarbimine.***
- ***Suurem osa tootmisest on jätkuvalt olnud põlevkivil baseeruv vaatamata taastuvate energiaallikate kasvule.***
- ***Taastuvenergiaallikate kasutamine tootmises on suurenenud praktiliselt 0 GWh-lt 1999. aastal 862 GWh-le 2010. aastal.***
- ***Eesti on suhteliselt vaene hüdroenergia seisukohalt, samal ajal on suur potentsiaal tuulikute ja biomassi kasutamiseks.***
- ***ELi poolt määratud elektri tootmise osakaalu suurendamine taastuvatest allikatest 5,1 % peale täideti juba 2009. aastal. 2010. aastal oli taastuvenergial põhineva tootmise osakaal 9,7 %.***

2.3 Elektrienergia tootmise analüüs Eestis 2010/2011. talvel

2010/2011. a talvel oli Eestis tootmisvõimsusi piisavalt, jätkus nii sisevajaduse katmiseks kui ka eksportiks. 2010/2011. a talve Eesti koormusmaksimum oli 1517 MW (23.02.2011 kell 9.45-9.50) (vt tabel 5). Eesti netogenereerimine samal ajal oli 1668 MW. Seega Eesti oli ka oma maksimumkoormuse korral elektrienergiat eksportiv riik.

Tabel 5. SCADA statistilised näitajad Eesti koormuste ja genereerimiste kohta

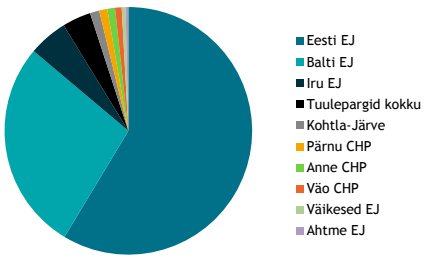
Tootmisnäitaja, talv 2010/2011	Võimsus, MW	Aeg
Eesti koormusmaksimum	1517	23.02.2011 kell 9.45-9.50
Eesti koormusmiinimum	678	01.11.2010 kell 3:35-3.40
Eesti netogenereerimise maksimum	1977	13.12.2010 kell 14:55-15:00
Eesti netogenereerimise miinimum	1078	08.01.2011 kell 6:35-6:40
Eesti saldo maksimum	834	25.11.2010 kell 6:05-6:10
Eesti saldo miinimum	-282	15.02.2011 kell 18:20-18:25

Tabel 6. Tootmisseadmete koosseis Eesti netogenereerimise maksimumi ja miinimumi ajal

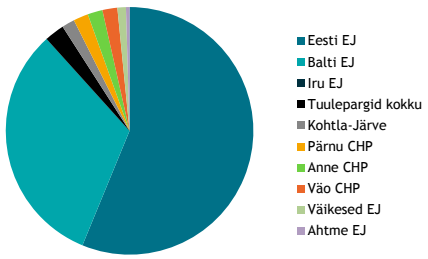
Elektrijaam	Netogenereerimine, MW	
	Maksimum	Miinimum
Eesti EJ	1159	606
Balti EJ	544	346
Iru EJ	101	0
Tuulepargid kokku	74	28
Kohtla-Järve	24	18
Pärnu CHP	21	21
Anne CHP	20	21
Väo CHP	17	21
Väikesed EJ	10	12
Ahtme EJ	7	5

Alljärgnevalt on tabelis 6 kujutatud tootmisseadmete koosseis Eesti netogenereerimise maksimumi ja miinimumi ajal. Joonis 41 annab ülevaate Eesti elektrijaamade osakaalust tarbimisnõudluse rahuldamiseks maksimum- ja miinimumkoormuse ajal.

Joonis 41. Eesti elektrijaamade osakaal tarbimisnõudluse rahuldamiseks maksimum ja miinimumkoormuse ajal



Allikas: Elering



Allikas: Elering

- ***2010/2011. aasta talvel oli Eestis tootmisvõimsusi piisavalt.***
- ***2010/2011. aasta talvel oli maksimumkoormus 1517 MW.***
- ***2010/2011. aasta talvel oli maksimumtootmine samal ajal 1668 MW.***

2.4 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed

Ülevaade sügisel 2010 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmetest on toodud tabelis 10:

Tabel 7. Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed, 31. september 2010

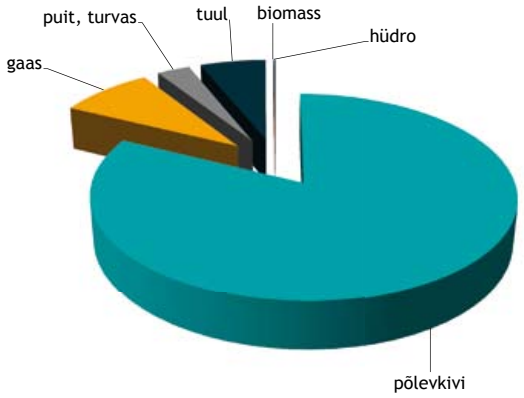
Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW	Kasutatav netovõimsus, MW	Võimalik tootmisvõimalus, MW
Narva Elektrijaamad	2000	2000	1718
Iru koostootmisjaam	156	156	156
Ahtme koostootmisjaam	24	24	15
VKG Põhja ja Lõuna elektrijaamad	44	44	17
Tartu koostootmisjaam	22	22	22
Tallinna EJ	21,5	21,5	21,5
Pärnu koostootmisjaam	24	24	24
Tööstuste- ja väike koostootmisjaam	31	26	25
Hüdroelektrijaamad	4	4	3
Elektrituulikud	147	0	0
Summa	2474	2322	2002

Võrreldes eelmiste aastatega on 2010. aastal lisandunud genereerimisvõimsust 144,9 MW ulatuses, millest 74 MW on koostootmisjaamad ja 70,9 MW tuulepargid. Suuremad neist olid:

- Tallinna elektrijaam, 21,5MW
- Tartu koostootmisjaam, 22 MW
- Aulepa tuulepark, 48 MW
- Tooma tuulepark, 16 MW
- Virtsu III tuulepark, 6,9 MW
- Pärnu koostootmisjaam, 24 MW

Allpool toodud joonisel 42 on kujutatud Eesti elektritootmisvõimsuste osakaalud.

Joonis 42. Eesti elektritootmisvõimsuste osakaalud seisuga 30. september 2010



Allikas: Statistikaamet

2.4.1 Elektritootjate poolt teadaantud tootmisseadmete muutused aastatel 2011–2020

Võrgueeskirja § 13[2] järgi esitavad kõik elektritootjad süsteemihaldurile iga aasta 1. septembriks andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks. Praeguse seisuga on aastate 2011–2020 lõikes Eleringi informeeritud etteplaneeritava tootmistsükliga tootmisvõimsuse suurenemisest kuni 847 MW mahus, samas on planeeritud võimsuste sulgemist ja vähenemist kuni 994 MW ulatuses, arvestamata *Industrial Emissions Directive*'st (IED, 2010/75/EU, Tööstusheitmete direktiiv) tulenevaid leevendusmeetmeid. Tuuleelektrijaamu on käsitletud eraldi peatükis.

Võrreldes 2010. aastal koostatud tootmisvõimsuste piisavuse aruandega on käesolevas varustuskindluse aruandes toodud uus tootmisvõimsuste prognoos. Selle aruande raames koostatud tõenäosuslikus

prognoosis on uuendatud Narva elektrijaamade tootmisseadmete võimsus seoses Suurte põletusseadmete ja veel 5 direktiivi liitmisest Tööstusheitmete direktiiviks ning ebaselgusega, mis puudutab võimalikku riigiabi seoses uute ehitatavate plokkidega.

Tööstusheitmete direktiiv avaldati EL *Official Journalis* 17. detsembril 2010 ning 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.

Arvestades eelpooltoodud infot ja IED piiranguid on 2016. aastast alates võimalik Narvas kasutada:

- aastaks 2015 DeSOx/DeNOx filtritega rekonstrueeritud plokke võimsusega 658 MW;
- olemasolevaid rekonstrueerituid keevkiht (CFB) plokke võimsusega 362 MW;
- vastavalt IED-le piiratud kasutustundidega plokke võimsusega 636 MW.

ALALISELT KASUTATAVAT VÕIMSUST: 1022 MW
PIIRANGUTEGA KASUTATAV VÕIMSUST KOKKU: 1658 MW

Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine

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

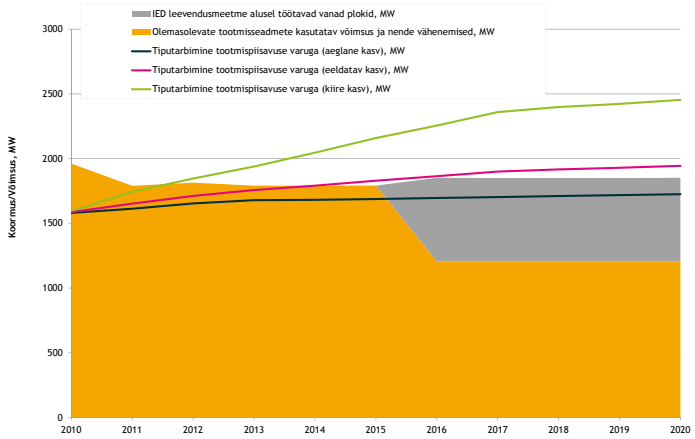
- 2012 – Ahtme vana koostootmisjaama sulgemine, -24 MW.
- 2012–2015 – Narva elektrijaamas kahe ploki konserveerimine, -302 MW.
- 2010–2015 – Narva EJ kuni nelja plokil DeSOx/DeNOx , -22 MW (võimsuse vähenemine seoses omatarbe suurenemisega).
- 2016 – suletakse kaks konserveeritud plokki Narva EJs, -302 MW

KOKKU: -348 MW

Alljärgneval graafikul (vt joonis 43) on toodud olukord, kus investeeringuid uutesse tootmisvõimsustesse ega Narva elektrijaamade plokkide uuendamisse (nn must stsenaarium) ei tehta. Sel juhul võib tekkida alates 2016. aastast üha suurenev elektrienergia puudujääk, sõltuvalt tarbimise kasvu stsenaariumist, mis ulatub aastal 2020:

- ilma täiendavate kasutustundideta Narva rekonstrueerimata plokkidel, 520-1248 MW-ni;
- ning täiendavate kasutustundidega Narva rekonstrueerimata plokkidel, 102-612 MW-ni.

Joonis 43. Olemasolevad tootmisseadmed ja tootmisseadmete sulgemised ning kasutatava võimsuse vähenemised kuni 2020



Kavandatavad ja ehitusjärgus tootmisseadmed

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest tootmisvõimsuste lisandumistest:

- 2011 – AS Narva Õlitehas elektrijaam (Enefit) +37,5 MW
- 2012 – Iru Jäätmepõletusjaam, +17 MW
- 2012 – VKG Põhja elektrijaamas +30 MW
- 2013 – Ahtme uus koostootmisjaam +22 MW
- 2015 – Narva EJ uus plokk võimsusega +270 MW
- 2020 – Narva EJ uus plokk võimsusega +270 MW
- 2011–2020 – uued muud jaamad (valdav osa CHPd); kuni +200 MW

KOKKU: +847 MW

Kõiki neid elektritootmisseadmeid, mis on süsteemihaldurile esitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid elektritootmisseadmete ehitusotsuseid. Osad projektid on juba ehitusjärgus, osad 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.

Tulenevalt sellest on Elering koostanud stsenaariumid võimalike tootmise arenguvariantide hindamiseks. Stsenaariumid on koostatud kahele arenguvariandile: tõenäoline stsenaarium ja optimistlik stsenaarium. Mõlema stsenaariumi puhul on arvestatud eelnevalt toodud elektrijaamade sulgemisega.

Tõenäolises stsenaariumis[13] on arvesse võetud olemasolevaid seadmeid, nende sulgemisi ning ainult neid uusi elektrijaamu, mille lisandumine võrku on Eleringi hinnangul tõenäoline.

Kui võtta arvesse olemasolevaid seadmeid ning ainult neid uusi elektrijaamu, mille lisandumine võrku on kindel (mida antud hetkel kas ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest on süsteemihaldurile teada antud), tekib tootmisvõimsuste ebapiisavus 2016. aastal, mil suletakse rangemate keskkonnanõuete rakendumisel mitu Narva elektrijaamade plokki.

Tuuleelektrijaamad

Euroopa Liidu säästva arengu eesmärke silmas pidades on Eestis 2007. aastast rakendatud toetusskeem taastuvate energiaallikate kasutuselevõtuks elektritootmises ning tõhusale koostootmisele. Eesmärk on saavutada kõrgem primaarenergia kasutamise efektiivsus energiatootmises. Tänu subsiidiumitele on elavnenud investeeringud koostoomisjaamadesse ja tuuleparkidesse.

Eestis on planeerimisel ja ehitamisel suur hulk uusi tuuleparke. Liitumislepinguid on kokku sõlmitud 844,2 MW ulatuses, seisuga detsember 2010 on neist süsteemiga ühendatud 151,3 MW. Olemasolevate liitumisühenduste juures on täielikult või osaliselt paigaldamata tuulikuid ligi 425 MW ulatuses, võrguühenduste rajamine on pooleli 179 MW ulatuses, I osamakset ootame tuulelektrijaama liitujatelt 100 MW ulatuses. Liitumisühendused on valmis ehitatud, kuid tuulikud on täielikult paigaldamata järgmistes tuuleparkides: Paldiski (52,9 MW), Sillamäe (75 MW), Püssi (150 MW), Aseri (24 MW), Balti (76 MW) ja Lõpe (17 MW) alajaamades

13 *Stsenaariumite analüüs on toodud peatükis 2.6*

– kokku 394,9 MW. Liitumisühendused on valmis ehitatud, kuid tuulikud on osaliselt paigaldamata 30,1 MW ulatuses järgmistes tuuleparkides: Tooma, Esivere ja Aulepa. Võrguühenduse rajamine on pooleli 179 MW ulatuses.

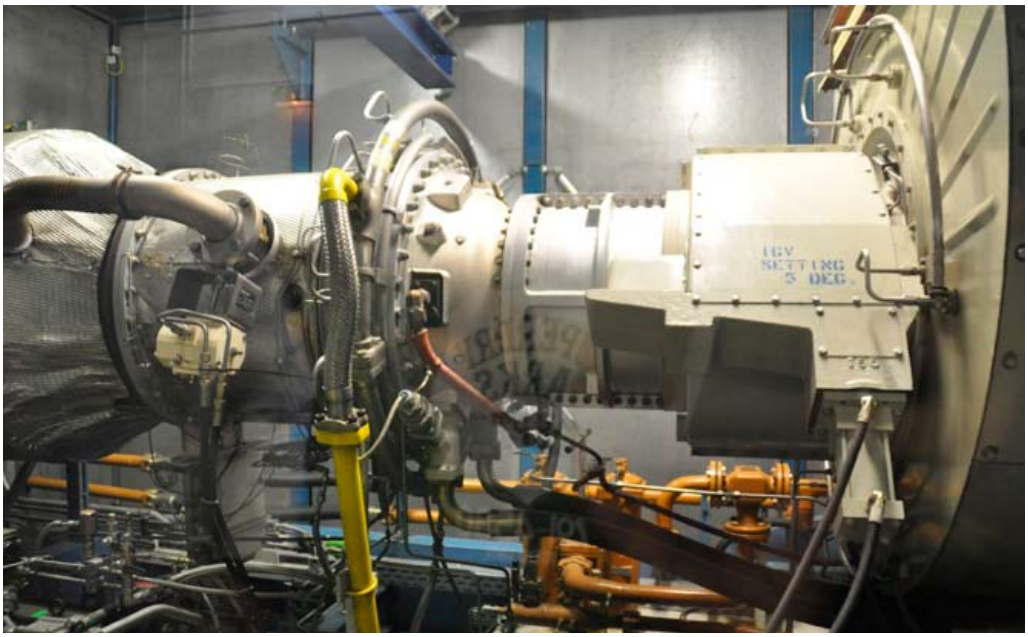
Tänase päeva seisuga kehtib tuulikute liitumiseks väljastatud liitumispakkumisi summaarselt veel 2433 MW ulatuses. Lisaks kehtivatele liitumislepingutele ja pakkumistele on pakkumisi ootavaid liitumistaotlusi tuuleenergia tootmisvõimsuste ühendamiseks 814 MW ulatuses. Samas ei saa tipuvõimsuse katmisel tuuleelektrijaamade toodanguga arvestada tuuleolude juhuslikkuse tõttu, seda enam, et eriti külma ilma (alla -25 °C) korral lülituvad tuulikud ise välja, kuid just neis oludes on harilikult tarbimine eriti kõrge.

2010. a valmis Eleringi tellimusel Taani konsultatsioonifirma Ea Energy Analyses poolt uurimustöö, mis näitas, et Eestis võib märkimisväärsete piiranguteta enne 2014. aastat liita võrguga kuni 600 MW tuulikuid. Pärast 2014. aastat liitunud tuulikuid võiks olla juba 900 MW, eeldusel, et EstLink 2 on selleks ajaks töös.

Ea Energy Analysis poolt läbi viidud uuringust[14] selgus, et Eestis on tehniliselt võimalik liita suur hulk tuuleelektrijaamu. Piirangud lähtuvad tuuleelektrijaamade tasuvusest ilma subsiidiumideta. Tulenevalt kõrgetest subsiidiumitest omab tuuleelektrijaamade integreerimine süsteemi suurt sotsiaalmajanduslikku mõju. Vaja on tõsiselt analüüsida tuuleelektrijaamade sotsiaalmajanduslikke mõjusid – mõju elektrihinnale ning majanduse konkurentsivõimele. Samuti on väga oluline analüüsida traditsiooniliste elektrijaamade töös hoidmise tasuvust ning vajalikke investeeringuid elektrivõrgu tugevdamiseks. Eleringi tellitud uuring näitas, et tuuleelektrijaamad vähendavad olemasolevate traditsiooniliste soojuselektrijaamade, koostootmisjaamade kasutusaega ja tasuvust. Ilma nendeta ei ole aga elektrisüsteemi võimalik töös hoida ja nende käigus hoidmiseks on vajalik luua mehhanism, mis katab tootmata jäänud elektri eest saamata jäänud tulud, subsiidiumid ja täiendavad kulud.

Varustuskindluse tagamiseks ehitatavad avariielektrijaamad

Riigi omandis oleva Eesti elektrisüsteemi haldurina vastutab Elering Eesti elektrisüsteemi kui terviku toimimise eest nii normaal- kui ka häiringuolukorras. Raskemal häiringul, näiteks võimsuse kaotamisel, avarii korral elektrijaamas või riikidevahelise ühenduse kaotamisel tekib süsteemis ebabilanss, mille kaudu võib süsteem kaotada stabiilsuse ning see omakorda võib viia terve süsteemi väljalülitumisele (kustutamisele). Eesti puhul on hetkel raskeim häiring olukord, kus EstLink 1 kaudu toimuva impordi ajal see ühendus avariiliselt välja lülitub, põhjustades hetkelise võimsuse ebabilansi kuni 350 MW ulatuses ning aastast 2014, kui on valmis EstLink2, kuni 650 MW. Häiringukindluse tagamiseks on tarvilik igal ajahetkel hoida süsteemis kiirelt käivitatavaid reserve (10 minutit), mis kompenseeriksid genereeriva võimsuse või impordi avariilist vähenemist. Avariireservelektrijaamad on mõeldud kasutamiseks elektrisüsteemi avariide korral ja igapäevaselt need elektriturul ei osale.



14 *http://www.elering.ee/file.php?11921*

Täna puuduvad Eestis kiirelt käivitatavad jaamad. Eesti ostab oma kiire avariireservi üldjuhul Läti hüdrojaamadelt, tasudes tootjale kohustuse eest nimetatud võimsus igal ajahetkel reservis hoida.

Avariireservi suuruse vajaduse arvestamisel tehakse koostööd naaberriikide (Venemaa, Valgevene, Läti ja Leedu) elektrisüsteemihalduritega, kus igaühel on kohustus hoida teatavat hulka avariivõimsusi. Teiste riikidega ühiselt avariireserve hallates on võimalus ise ehitada oluliselt vähem avariivõimsusi ja sellega säästa elektritarbijat finantskoormusest, mille tooks kaasa võrgutasu tõus nende jaamade ehitamisel. Võrreldes avariireservi hoidmisega Lätis on enda jaamade rajamisel avariielektri hind Eesti tarbijatele tulevikus odavam ning olukorras, kus nii Läti kui Leedu on sügavas energiadefitsiidis, tõstab valmisolek ise avarii korral elektrit toota oluliselt meie energiajulgeolekut.

Elektrisüsteemihaldur Elering kuulutas 2010. aasta oktoobris välja hanke kiiresti käivitatava avariielektrijaama ehitamiseks, mida kasutatakse Eesti elektrivarustuse tagamiseks elektrisüsteemide avariide korral. Projekti kogumaksumus on ligikaudu sada kolmkümmend miljonit eurot. Elektrijaama esimene etapp ca 100 MW ulatuses peaks valmima aastal 2013 ja teine etapp ca 150 MW aastal 2015. Eleringi tellitud uuringu kohaselt on avariireservelektrijaama rajamiseks sobivaim koht Kiisa 330 kV alajaama piirkond. Selle piirkonna eelis on Kiisa alajaama tugevad ühendused kõrgepingeliinide kaudu teiste sõlmalajaamadega üle Eesti. Tavapäraselt kasutatakse avariireservi hoidmiseks kiiresti käivituvaid elektrijaamu nagu hüdroelektrijaamad, gaasiturbiinelektrijaamad ja kolbmootorite baasil töötavad elektrijaamad. Jaama juurde rajatava vedelkütuse hoidlaga tagatakse piisava kütusehulga kohapealne saadavus ka kõige ekstreemsemates situatsioonides.

- ***Tipukoormus 2010/2011 aasta talvel oli 1517 MW.***
- ***Tootmisvõimsused Eestis on olnud siiani piisavad, et tagada tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru ning varustuskindlus Eesti elektrisüsteemis.***
- ***Ajavahemikul 2016-2023 piiratakse neljal Narva elektrijaama plokil summaarset kasutustundide arvu 17 500 h-ni.***
- ***Võrreldes eelmiste aastatega on 2010 aastal lisandunud tootmisvõimsust 144,9 MW ulatuses, millest 74 MW on koostootmisjaamad ja 70,9 MW tuulepargid.***
- ***Euroopas tervikuna kasvavad elektritootmise võimsused põhiliselt elektrituulikute ja maagaasil töötavate elektrijaamade osas.***
- ***2010. aasta detsembri lõpu seisuga oli Eesti elektrisüsteemis töös 151,3 MW tuuleparke, kuid prognooside kohaselt suureneb see lähematel aastatel märgatavalt.***
- ***Eleringi prognoosi kohaselt jõuab tuuleenergia poolt toodetav elektrikogus toetusaluse 600 GWh-ni aastaks 2013.***
- ***Tulenevalt tuule juhuslikkusest ei saa tuuleelektrijaamade toodetava võimsusega tarbimise tasakaalustamiseks arvestada – tuuleelektrijaamadele peavad reserviks olema tavapärased elektrijaamad.***
- ***Elektritootmise põhitrend tulevikus on loodussõbralik elektritootmine - üha suurema osa moodustab toodetavast elektrienergiast tuule-, päikese- ning hüdro-, aga ka geotermaaljaamadest pärinev nn roheline energia.***
- ***Energiatootmise üks suurimaid probleeme on puuduv oskus elektrienergiat suures koguses salvestada.***
- ***Eleringi ehitatavad avariireservelektrijaamad on mõeldud kasutamiseks elektrisüsteemi avariide korral ja igapäevaselt need elektriturul ei osale.***

2.5 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2020

2.5.1 Tootmisvaru hindamise metoodika

Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru leidmiseks on kasutatud võrgueeskirja § 13[1] lg 2 toodud valemit

$$P_{varu} = \left(\frac{P_{inst} + P_{imp} - P_{mittekasut} - P_{rekonstr} - P_{süsteemiteen} - P_{eksp}}{P_{tipukoormus}} - 1 \right) \times 100\%$$

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.

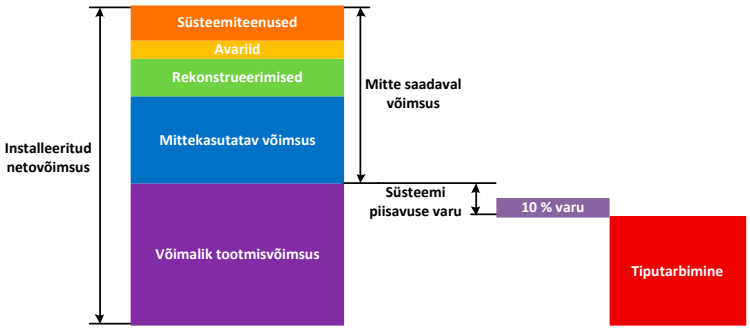
Selle võimsuse hulka kuuluvad:

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.

$P_{rekonstr}$ – 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.

Joonisel 44 on illustreeritud tootmisseadmete varu hindamise metoodika.

Joonis 44. Tootmisseadmete varu hindamise metoodika



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

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.

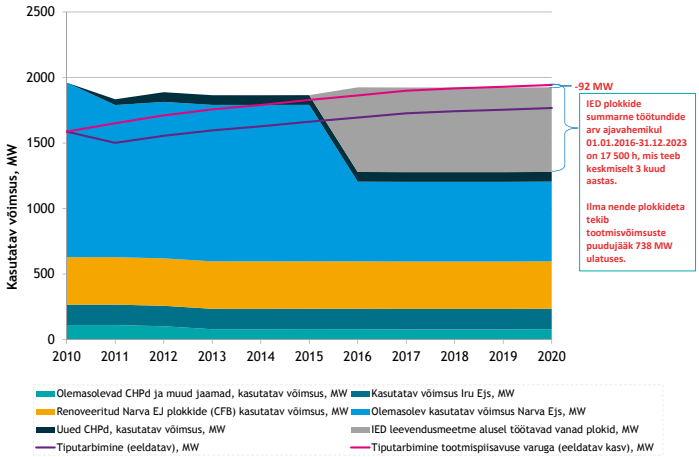
6. Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu avaldab süsteemihaldur oma veebilehel iga aasta 1. novembriks järgmise 10 aasta jaanuarikuu (maksimaaltarbimine) ja juulikuu (minimaaltarbimine) kohta.

2.6 Tootmise piisavus tõenäoliste arengute korral Eesti elektrisüsteemis

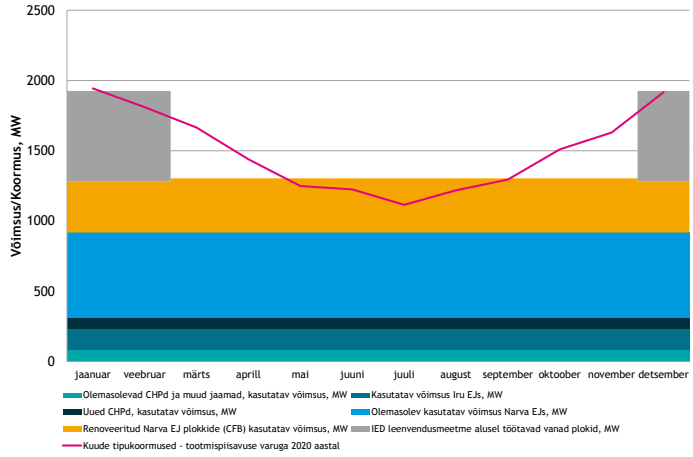
Eleringi silmis osutub tõenäoliseks tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümmet plokki Narva Elektrijaamades võimsusega vastavalt punktis 2.4.1 toodule. Täiendavate uute plokkide ehitusega ei ole arvestatud (A stsenaarium). Antud olukorras on kodumaine tarbimisnõudlus aastani 2020 tagatud sisemaiste tootmisvõimsustega.

Ühendused naaberriikidega on piisavad, et tagada võimaliku tootmisvõimsuste puudujäägi korral import Eestisse. Eelduste kohaselt (ENTSO-E SO & AF) on tootmisvõimsused lähipiirkonnas piisavad kuni aastani 2020. Järgmine graafik illustreerib tootjate poolt teada antud tootmisvõimsuste arengut A stsenaariumi alusel kuni aastani 2020 (vt joonis 45, 46).

Joonis 45. Tarbimis- ja tootmisvõimsuste areng aastani 2020 (A stsenaarium)



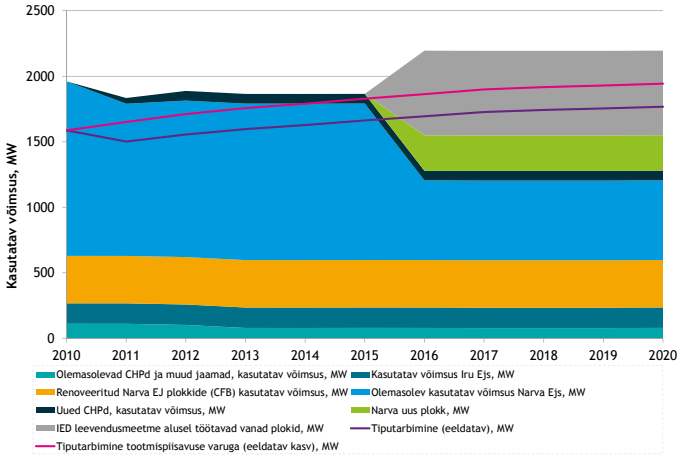
Joonis 46. Tootmisseadmete kasutatav võimsus aastal 2020 arvestades töötundide piiranguks IED leevendusmeetme alusel keskmiselt kolm kuud aastas[15] (A stsenaariumi alusel)



15 *Antud graafik on ainult näitlik ning tegelikkuses võidakse kasutada neid plokke ka aasta teistel kuudel või kasutada summaarsed töötunnid 17 500 h 2016-2023 aasta jooksul ära kas kiiremini või pikema perioodi vältel. Lisaks võib antud plokkide kasutamine sõltuda nii nõudlusest piirkonnas kui ka elektri turuhinnast.*

Lähtuvalt valitsuskabineti 5. mai 2011 protokollilisest otsusest võib lisaks A stsenaariumis toodud tootmisvõimsustele lisanduda täiendavalt üks uus plokk Narva Elektrijaamades, vt joonis 47 (B stsenaarium).

Joonis 47. Tarbimis- ja tootmisvõimsuste areng aastani 2020 (B stsenaarium)



- ***Aastani 2020 on Eestis tarbimisnõudluse rahuldamiseks kodumaine tootmisvõimsuse piisavus tagatud.***
- ***Võrreldes eelmise prognoosiga on uue informatsiooni kohaselt võimalik piirangutega Narvas kasutada täiendavalt 4 plokki, samas täiendava uue ploki ehitusega ei ole A stsenaariumis arvestatud.***
- ***Põhja-Balti elektriturul võib tekkida võimsuste puudujääk tervikuna ainult juhul, kui uusi tootmisvõimsusi juurde ei ehitata.***
- ***Plaanitavate riikidevaheliste uute ülekandeühenduste ehitamisel on nende võimsus piisav, et katta kogu regioonis võimalik võimsuste puudujääk.***
- ***Elektrivõrgu tänane olukord ning kavandatavad investeeringud Eesti elektrivõrgus kuni 2025. aastani tagavad piisavad elektrienergia ülekandevõimsused nii siseriiklikult kui ka väliskaubanduses. Aastaks 2014 valmiv EstLink-2 ühendus suurendab oluliselt Eesti-Soome läbilaskevõimet, võimaldades katta võimalikku siseriiklikku tootmisvõimsuste puudujääki olukordades, kus Eestis ei ole tootmisvõimsusi piisavalt.***

3 Elektriturg

3.1 Elektrisüsteemi bilanss 2010. aastal ja arengud elektriturul 45
3.1.1 Elektrisüsteemi bilanss baltikumis ja Eestis 45
3.1.2 Taastuvenergia ja tõhus koostootmine ning toetusskeemid 49
3.1.3 Elektrituru areng Eestis 2010 51
3.3 Võrkudele juurdepääsu tingimusi piiriüleses elektrikaubanduses, ülekoormuse jaotamise põhimõtteid 54
3.3.1. Ülekandevõimsuste jaotamine Baltikumis 54
3.3.2 Elektrienergia tootmise, edastamise, piiriülese elektrikaubanduse ja tarbimise mudelid regionaalsel turul 56
3.4 Energiakandjate hinnad 58
3.5 Turuanalüüs 58
Tundlikkusanalüüs Leedu-Rootsi alalisvooluühenduse viibimisel 63
Kokkuvõte 63

3.1 Elektrisüsteemi bilanss 2010. aastal ja arengud elektriturul

3.1.1 Elektrisüsteemi bilanss Baltikumis ja Eestis

2010. aastal kasvas elektritarbimine Eestis ligi 4% moodustades tarbimiseks kokku 8 TWh. Elektritarbimise kasvu peamiseks põhjuseks 2010. aastal võib tuua aasta alguskuude keskmisest külmemat kliimat.

Lisaks ilmastikule mõjutab elektritarbimist ka otseselt riigi majandusarengu tase. Eesti majanduse kasvutempo kiirenes 2010. aasta IV kvartalis koguni 6,7%-ni, aasta kokkuvõttes kasvas SKP 3,1% võrra. Ilmastiku ja SKP mõju elektritarbimisele on analüüsitud käesoleva aruande punktis 1.2 Elektritarbimise analüüs.

Allolev Eesti elektrisüsteemi elektribilanss (vt tabel 8) on koostatud Eleringi elektribilansi andmetest, millele on lisatud jaotusvõrkudega liitunud elektritootjate andmed. Sellest tulenevalt on alltoodud bilanss ligikaudne.

Tabel 8. Eesti elektrisüsteemi bilanss 2010

Eesti elektribilansi kokkuvõte GWh		2010	2009	Muutus %
Võrku antud kokku:		13 054	10 911	20%
1.	Import välisliinidelt	1 729	3 221	-46%
2.	Sisemaine elektritootmine	11 325	7 690	47%
2.1	taastuvenergia	862	508	70%
2.1.1	tuuleenergia	276	191	44%
2.1.2	hüdroenergia	27	30	-10%
2.1.3	jäätmed ja biomass	559	287	95%
2.2	mittetaastuvenergia	10 463	7 182	46%
Võrgust väljunud kokku:		13 054	10 911	20%
1.	Eksport välisliinidele	5 044	3 218	57%
2.	Sisemaine tarbimine	8010	7693	4%
2.1	põhivõrgu ülekandeteenus koos võrgukadudega	7 812	7 502	4%
2.2	jaotusvõrkudes tootmine	199	191	4%
Süsteemi saldo:		3315	-3	

Tabelis 8 toodud sisemaise tarbimise andmed erinevad Statistikaameti poolt kogutud andmetega Eesti tarbimisest, kuna elektribilansis toodud tarbimine sisaldab ka võrgukadusid. Sama metoodikaga kogutakse ka elektrisüsteemi juhtimisel reaalajas tarbimise andmeid SCADA-ga, kus reaalajas andmeid kogutakse iga 5-minutilise intervalliga.

2010. aastal Eleringi põhivõrgus sisemaiseks tarbimiseks ülekantud elektrienergia maht kasvas samuti võrreldes aastataguse perioodiga 4%. Põhivõrgu kaod moodustasid kogu Eleringi ülekandeteenuse mahust 3% (vt tabel 9).

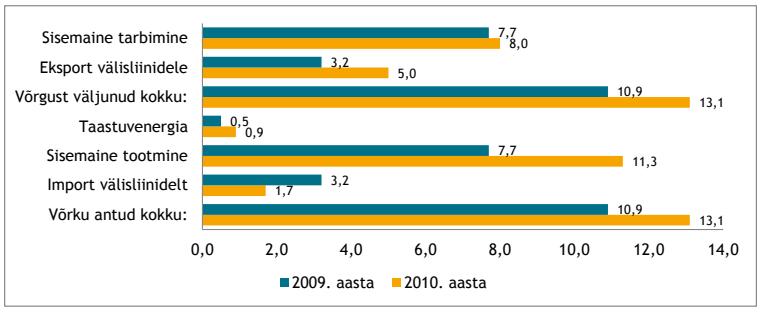
Tabel 9. Kaod põhivõrgus 2010

GWh	2010	%	2009	%
Kaod põhivõrgus kokku	381,0	3,0%	332,0	3,1%
1. Võrgukaod siseriikliku ülekandeteenusega	264,6	3,4%	260,6	3,5%
2. Piiriüleste energiavoogude kaod	116,5	2,3%	71,4	2,2%

Kogu elektrisüsteemi tarbimise ja lõpptarbimise erinevus on ligi 10%, milleks on võrgukaod.

Kui 2009. aastal oli Eestis toodetud elektri osakaal ligilähedane tarbimisega, siis 2010. aasta oli Eestile elektrienergia ekspordi aasta: süsteemi füüsiline saldo kujunes 3,3 TWh elektrienergia ekspordile ning riigisiseselt võrku antud elektrienergia maht moodustas 11,3 TWh, moodustades aastaseks kasvuks 47% (vt joonis 48).

Joonis 48.
Eesti elektrisüsteemi bilanss



Eestil on naaberriikidest elektrilühendused Läti, Venemaa ja Soomega (vt tabel 10).

Tabel 10.
Eesti elektrisüsteemis füüsilised vood

	2010	2009
Välisliinidelt import, TWh	1,73	3,22
sh import Soomest, TWh	0,23	0,08
sh import Läti ja Venemaa liinidelt, TWh	1,50	3,14
Välisliinidele eksport, TWh	5,04	3,22
sh eksport Soome, TWh	2,07	1,88
sh eksport Läti ja Venemaa liinidele, TWh	2,98	1,34

Läti ja Venemaaga on elektriühendused vahelduvvooluliinidega ning omakorda nende naabritega on ühtselt ühendatud Leedu ja Valgevene elektrisüsteemid. Eesti, Läti, Leedu, Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemid moodustavad sünkroonselt töötava ühendsüsteemi, mida riikide algustähtedest tulenevalt nimetatakse BRELL süsteemiks (vt joonis 49). Soomega on alates 2006. aasta lõpust alalisvooluühendus merekaabliga EstLink 1, mille omanikuks on AS Nordic Energy Link. Sellest tulenevalt on EstLink 1 kasutusel kommertsühendusena, mistõttu Eesti elektrisüsteemi juhtimiseks ja süsteemi bilansi selgituseks kasutatakse vahelduvvooluliinide saldot.

Joonis 49.
Füüsilised elektrivood BRELL riikides 2010.a (GWh)

2010. aastal oli Eesti ainus elektrit eksportiv süsteem nii Baltikumis kui ka võrdluses Soome ja Rootsi süsteemidega (vt tabel 11). Leedus moodustus 2010. aasta summaarseks defitsiidiks 6 TWh, mille katmiseks ligi 80% osteti elekter kolmandatest riikidest. Kokku moodustas kolmandatest riikidest ostetud elekter Leedu tarbimisest ligi 51%. Lätis moodustus aasta summaarseks defitsiidiks 0,8 TWh, mis on kaks korda väiksem 2009. aasta defitsiidist. Defitsiitne saldo kujunes 2010. aastal ka Soomes ja Rootsis.

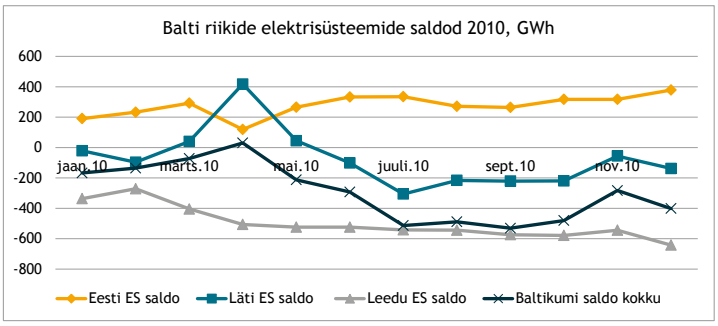
Tabel 11. Põhjamaade ja Baltimaade tootmine ja tarbimine süsteemis

2010, TWh	Tootmine	Tarbimine	Saldo
Soome	74,9	85,1	-10,2
Rootsi	139,4	141,2	-1,8
Baltikum	22,0	25,5	-3,5
Eesti	11,3	8,0	3,3
Läti	6,2	7,0	-0,8
Leedu	4,5	10,5	-6,0

Tabelis 11 kasutatud tootmise ja tarbimise andmete allikateks on riikide põhivõrguettevõtjate veebilehtedel avaldatud tootmise ja tarbimise andmed ning Baltikumi süsteemide saldod on välisliinide kommertsmõõteandmete alusel.

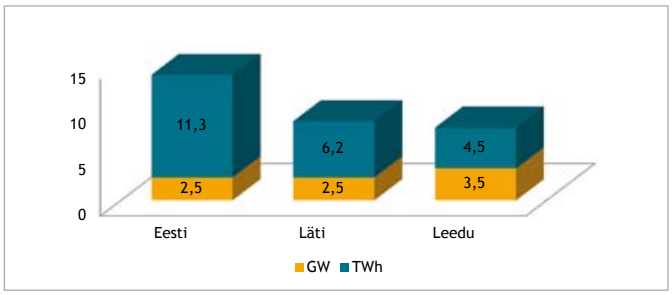
Kuni Ignalina tuumaelektrijaama sulgemiseni 31.12.2009 oli Leedu tugevalt elektrit eksportiv süsteem ning alates 01.01.2010 on Leedu Baltikumis suurima elektrienergia impordiga riik. Aastal 2010 oli Leedus elektri defitsiit sedavõrd suur, et vaatamata Eesti elektrisüsteemi ekspordile ei katnud Balti riigid summaarselt tarbimist oma tootmisega (vt joonis 50). Nullilähedane saldo kujunes vaid aprillikuus, mil Läti hüdroreservuaarides oli veetase kõrge ning Läti suutis tootmisega katta poole Balti riikide tarbimisest.

Joonis 50. Balti riikide elektrisüsteemi saldod 2010 aastal



Baltikumis toodeti elektrit 22 TWh ulatuses, sellest 51% moodustas elektritootmine Eestis (vt joonis 51). Baltikumis kokku on võrku installeeritud tootmisvõimusi 8,5 GW ulatuses.

Joonis 51. Balti riikides installeeritud tootmisvõimused ja toodetud elektrienergia 2010



Füüsiline elektribilanss toob välja, et 2010. aastal kujunes Eestis elektrienergia ekspordiks 3,3 TWh. Selle täpseima sisu annab elektrikaubandusbilanss, mille andmete allikaks on Eleringile esitatud bilansiplaanide andmed.

Elektrikaubandusbilansi andmetel (vt tabel 12) eksporditi 2010. aastal elektrit kõige enam Soome, moodustades kogu ekspordist 43%. Lätti eksporditi 32% ja Leetu 25% elektrienergiast. Aasta lõikes on imporditud elektri osakaalust 54% import Lätist, mis moodustus peamiselt kevadkuude arvelt Läti hüdroenergiast. Leedust imporditi 27% ning Soomest 19% koguimpordist.

Tabel 12. Piiriülene elektrikaubandusbilanss

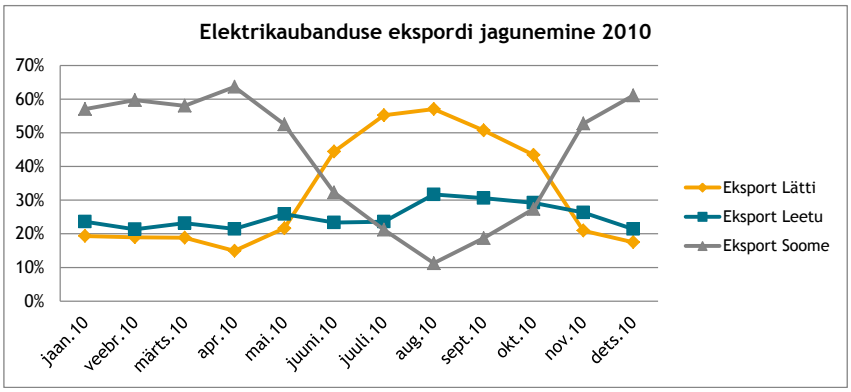
Piiriülene elektrikaubandusbilanss TWh	2 010	Osakaal
Import kokku:	**1,34**	
sh Läti-Eesti piiriülene import*	1,08	81%
sh Soome-Eesti import	0,26	19%
sh import läbi elektribörsi (alates 01.04.2010)	0,53	
sh import kahepoolsete lepingutega	0,81	
Eksport kokku:	**4,66**	
sh Eesti-Läti piiriülene eksport*	2,67	57%
sh Eesti-Soome eksport	1,99	43%
sh eksport läbi elektribörsi (alates 01.04.2010)	2,25	
sh eksport kahepoolsete lepingutega	2,41	

** Eesti – Läti piiril ekspordi ja impordi kogused sisaldavad Eesti – Läti ja Eesti – Leedu elektrikaubanduse tarneid summana.*

Piiriülesest elektrikaubandusest näeb ülevaadet joonisel 52 ja joonisel 53.

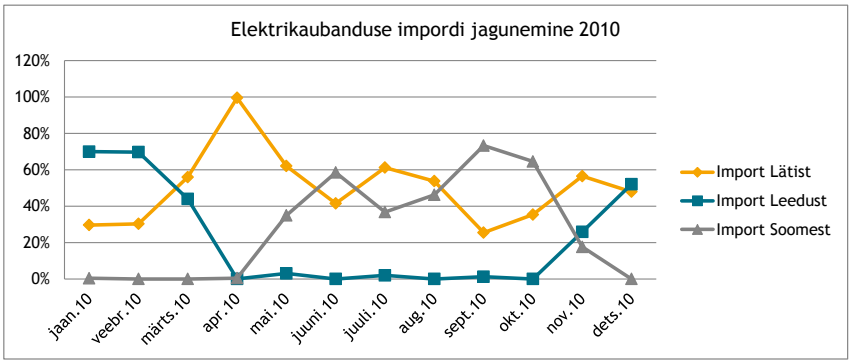
2010. aasta I kvartalis domineeris elektri eksport Soome osakaaluga ning elektri import Leedust. Eksporti Soome soodustasid kõrged elektrihinnad Põhjamaades, mis olid tingitud külmalaine jätkumisest, avariidest Põhjamaade ülekandevõrgus ning samas ka alanenud hüdroreservuaaride tasemest Norras. Läti suurveeperiood tingis I kvartali lõpul elektri hindade alanemise BaltPool elektribörsil.

Joonis 52. Elektrikaubanduse eksport 2010



2010. aasta II kvartalis domineeris elektri import Lätist seoses Läti suurveeperioodiga. BaltPooli hind tõusis II kvartali teises pooles suhteliselt kõrgeks ning seega Leedust importi praktiliselt ei toimunud. Seoses soojema ilma ning NPS Põhjamaade hinnapiirkondades öiste elektrihindade suurema kukkumisega vähenes I kvartaliga võrreldes ka eksport Soome ning see trend jätkus kogu II kvartali.

Joonis 53. Elektrikaubanduse import 2010



2010. aasta III kvartalis oli ülekaalus elektri eksport Lätti ning elektri import Soomest. Seoses hinnaerinevustega Baltikumi ja Põhjamaade börside vahel tuli kasulikum III kvartali algul pigem importida elektrienergiat Soomest. III kvartali keskpaigas leidis aset ka 24. augusti juhtum, kus tugev ostusurve Läti ja Leedu poolt viis NPS Eesti hinnapiirkonna keskmise hinna ebaharilikult kõrgeks hoolimata sellest, et neis riikides olid sel hetkel olemas ka vabad tootmisvõimsused. Septembris vähenes import Lätist, kuid import Soomest oli sel kuul aasta suurim. Augustis, kui eksport Soome oli madalseisus, olid Eesti ja Soome hinnatasemed praktiliselt identsed, samas Leedu BaltPooli börsihind oli sel kuul keskmiselt 44% kallim kui Eestis.

2010. aasta neljandas kvartalis algas taas ekspordi kasv Soome, mis jätkus tõusvas trendis kuni 2010. aasta lõpuni. Elektribörsi hindadest kallines alates novembri keskpaigast NPS elektribörsi hind. Eksport Leetu jäi ligikaudu endisele tasemele ja langes pisut, kuna oktoobris algas BaltPoolis hinnalangus seoses elektrienergia pakkumise kasvuga Baltikumis (seoses kütteperioodiga esitasid turule müügipakkumised ka koostootmisjaamad). Novembris kattis Läti oma tarbimise tootmisega ning eksport Lätti kahanes terve aasta viimase kvartali jooksul.

- ***2010. aastal oli Eesti ainuke elektri eksportija nii Baltikumis kui ka lähiriikide, Soome ja Rootsi, seas.***
- ***Eesti elektrisüsteemis kasvas elektritarbimine ligi 4% moodustades tarbimiseks kokku 8 TWh.***
- ***Elektritootmine Eestis kasvas ligi 47% moodustades tootmiseks 11,3 TWh.***
- ***Elektrit eksporditi kõige enam Soome, moodustades kogueksportist 43%. Lätti eksporditi 32% ja Leetu 25% elektrienergiast.***
- ***Elektrit imporditi kõige enam Lätist, moodustades koguimportist 54%. Leedust imporditi 27% ning Soomest 19% koguimportist.***

3.1.2 Taastuvenergia ja tõhus koostootmine ning toetusskeemid

Selleks, et täita Euroopa Liidu kliima ja energiasäästu eesmärke, on iga liikmesriik lubanud suurendada elektrienergia tootmist taastuvatest energiaallikatest ja soodustada primaarenergia säästmist efektiivsema tehnoloogia kasutuselevõtu teel.

Võetud kohustuste täitmiseks on Eestis loodud toetusskeemid, mille eesmärk on suurendada investeeringuid taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootmiseks ja efektiivsesse elektri- ja soojusenergia koostootmisesse, mis tagab primaarenergia säästu tõhusa koostootmise protsessi kaudu. Vastavalt elektrimajanduse arengukavale aastani 2018 oli 2010. aastal eesmärk saavutada taastuvelektri osakaaluks 5,1% brutotarbimisest. See täideti pea kahekordselt, moodustades 9,7% elektrienergia brutotarbimisest. Aastaks 2020 on eesmärk saavutada elektri- ja soojuse koostootmisjaamades toodetud elektri osakaaluks 20% brutotarbimisest. 2010. aastal moodustas vastav näitaja 16,5% brutotarbimisest.

Eleringi roll taastuvenergia ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetamise osas on olla toetuste väljamaksja kui ka toetuste rahastamiseks makstava teenustasu koguja. Tasu maksavad kõik võrguettevõtjad, kes osutavad võrguteenust, saates Eleringile vastavad andmed. Toetuste väljamaksmiseks peavad tootjad esitama Eleringile taotluse/arved. Võrguettevõtjad, kellega tootjad on liitunud, esitavad Eleringile andmed võrku antud tunniste elektrienergia koguste kohta.

Kuni eelmise aasta märtsikuuni rakendati elektriturueaduse alusel kahte erinevat toetusskeemi: ostukohustuse skeem ja toetuse skeem. Ostukohustuse alusel oli tootjal õigus müüa elektrienergia Eleringi poolt nimetatud müüjale, kes pidi ostma selle koguse vastavalt seaduses määratud hinnale. Ostukohustuse skeem lõpetati, kuna seda reeglina enam ei kasutatud. Põhjuseks see, et toetusskeemi kasutades teeniti suurem tulu. Toetuse maksmisel on tootjal õigus saada ostukohustuseta müüdud ja võrku antud elektrienergia eest toetust, mille määrad on samuti kehtestatud seaduses. Toetust saab tootja alates

tootmise alustamisest 12 aasta jooksul. Toetust makstakse tootes taastuvatest energiaallikatest või siis tootes tõhusa koostootmise režiimil. Viimasel juhul on tähtis täita nii üldkasutegurile pandud alampiiranguid (olenevalt koostootmistehnoloogiast 75...80%), samuti on vaja täita ka primaarenergia säästupiirang – vähemalt 10%.

Ostukohustusele kehtinud ja toetustele kehtivad tariifid on toodud järgmises tabelis:

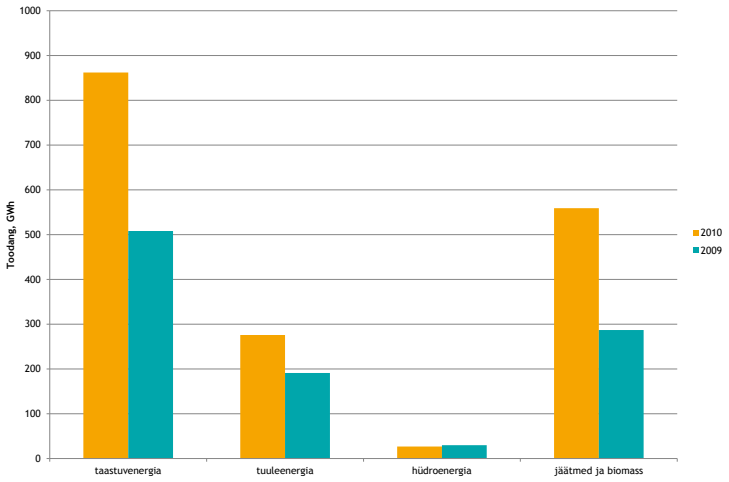
Tabel 13. Toetustele kehtivad tariifid vastavalt elektrituruseadusele

Toetuse maksmise ja ostukohustuse rakendamise alus	Ostu-kohutus *	Toetus
Taastuvast energiaallikast toodetud elektrienergia	115 senti/kWh	84 senti/kWh (0,0537 EUR/kWh)
Biomassist koostootmise režiimil toodetud elektrienergia eest **	-	84 senti/kWh (0,0537 EUR/kWh)
Tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia, kui energiaalllikana kasutatakse jäätmeid, turvast või põlevkivitöötlemise uttegaasi	81 senti/kWh	50 senti/kWh (0,032 EUR/kWh)
Tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia, mille tootmisseadme elektriline võimsus ei ületa 10 MW	81 senti/kWh	50 senti/kWh (0,032 EUR/kWh)

** Ostukohustus kaotati elektrituruseaduse 27.02.2010 redaktsiooniga*
*** Alates 2010. aasta 1. juulist*

2010. aastal kasvas enam kui kaks korda jäätmetest ja biomassist toodetud elektrienergia (kokku 0,5 TWh), samuti suurenes oluliselt, 44% võrra tuuleenergia osakaal (kokku 0,28 TWh) (vt joonis 54).

Joonis 54. Taastuvenergiaallikatest toodetud elektrienergia kogused



Biomassist toodetud elektrienergia koguste kasvu 2010. aastal tingis eelkõige aasta esimesel poolel kehtinud olukord, kus ka mitte koostootmise korral maksti tootjatele taastuvenergia toetust. Eelkõige puudutas see Narva Elektrijaamade Eesti Elektrijaama energiaplokke, mis tootsid aasta esimesel poolel 140 GWh taastuvenergiat. Kogu biomassist toodetud taastuvenergia toetust saava elektri kogus 2010. aastal oli 535 GWh. Aasta keskel rakendunud seadusemuudatuse alusel makstakse biomassist toodetud elektrile toetust vaid juhul, kui täidetud on elektrienergia koostootmise kriteeriumid. Eeldatavalt on nõutud kriteeriumid jõukohased kõigile Eesti koostootjatele. Koostootmise kasumlikkust näitab ka järgmise (lisaks Väo ja Tartu jaamale) 23,6 MWel võimsusega koostootmisjaama käivitamine Pärnus eelmise aasta sügisel, kus toodeti aasta kolme viimase kuu jooksul biomassist juba enam kui 14 GWh elektrienergiat. Tuuleenergia osas on olulise tõusu põhjustanud uute tuuleparkide lisandumine.

Toetust saava taastuvenergia maht kokku kasvas aastaga 83% protsenti 755 GWh-ni, kahekordistusid nii tuuleenergiast kui biomassist toodetud elektrienergia mahud. Taastuvenergia ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetusteks maksti eelmisel aastal 711,3 miljonit krooni (ligi 45 miljonit eurot) ning võrreldes 2009. aastaga on toetused kasvanud 76%. Tuulikutele maksti toetusi 128 miljonit krooni (8,2 miljonit eurot), biomassist toodetud elektrienergiale 450 miljonit krooni (28,9 miljonit eurot). Hüdroenergiast toodetud ja toetust saava elektrienergia maht on jäänud samale tasemele, biogaasist toodetud elektrienergia eest saadav toetus moodustas ca 9 miljonit krooni, aastatagusega on siin kasv ca 40 %.

- ***Taastuvenergiast toodetud elektrienergia osakaal brutotarbimisest moodustas 2010. aastal 9,7%.***
- ***Eesti elektrisüsteemiga on 2010. aasta lõpu seisuga liitunud 151,3 MW tuulikuid.***
- ***Taastuvenergiast ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergiale maksti 2010. aasta jooksul kokku toetusteks ligi 45 miljonit eurot.***

3.1.3 Elektrituru areng Eestis 2010

Elektrituru pikaajalise arengu tähtsaimaks eesmärgiks on täna Euroopa ühise ja ühtse elektrituru loomine. Tänased tegevused Eestis ja ka regionaalselt peavad tagama selle, et oleme integreerumiseks valmis ja pädevad kaasa rääkima ühise elektrituru põhimõtete väljatöötamisel. 2009. aasta suvel allkirjastatud Baltic Electricity Market Interconnection Plan (BEMIP) projekti raames tehtud otsused ja tegevusplaan annavad selleks väga hea aluse. Plaanis toodud arenguetapid on olnud ka meile aluseks elektrituru arendamisel.

Süsteemihaldurina vastutab Elering eelkõige selle eest, et elektriturul oleks tagatud eeldused selle toimimiseks. Toimimise eeldustena peame silmas eelkõige elektribörsi olemasolu, piisavalt ülekandevõimsusi, samuti naabersüsteemidega harmoniseeritud seadusandluse ja elektrituru reeglite olemasolu.

2010. aasta oli Eesti elektrituru arengu seisukohalt muutuste aasta, toimunud tähtsündmused:

▪ Eleringi iseseisvumine	27. jaanuar
▪ Elektrituruseaduse muudatuse vastuvõtmine Riigikogus	28. jaanuar
▪ Elektrituruseaduse muudatuse rakendamine	28. veebruar
▪ NPS teade hinnapiirkonna avamisest Eestis	1. veebruar
▪ Elektrituru 35%-line avamine	1. aprill
▪ NPS EstLink hinnapiirkonna avamine	1. aprill
▪ NPS EstLink ümbernimetamine NPS Eestiks	1. oktoober
▪ Turuosalistel NPSile kiirete turuteadete (UMM) esitamise kohustus ja Eleringi andmete avalikustamise kohustus	1.oktoober
▪ NPS Elbasiga ühinemine	20. oktoober

Süsteemihaldurina oleme täna iseseisvad, see tähendab eelkõige seda, et teeme oma otsused turuosalistest sõltumatult. Arvestame sealjuures loomulikult tänaseid parimaid praktikaid naabersüsteemidest ning arengu eesmärki: integreerida Eesti elektriturg regionaalse elektrituruga. Regiooni mõiste täna ei ole meie jaoks enam üksnes Balti regioon, vaid liigume oma arengutes Põhja-Balti ühise elektrituru suunas. Turu arengu osas teeb Elering aktiivselt koostööd ENTSO-E turukomitee töögruppides, mille eesmärgiks on ühtsete toimimispõhimõtetega Euroopa elektrituru arendamine. Lisaks üldiste teemade kaasarääkimisel turuarengus, on üheks oluliseks osaks läbipaistvus ning andmete avalikustamise harmoniseerimine kogu Euroopas. Andmete avalikustamise ühtlustamise põhimõtete väljatöötamisega tagatakse kõikidele Euroopa turuosalistele võrdsed võimalused informatsioonile ligipääsemiseks ning investeerimise ning kauplemisotsuste langetamiseks.

Elektrituruseaduse muudatustes kokkuleppimine ja nende jõustumine andis meile võimaluse avada Eestis elektribörs. Süsteemihaldurina otsustasime liituda platvormiga, mis on juba ca 15 aastat olnud kasutusel Põhjamaades, sõlmisime lepingu Nord Pool Spot´iga. Elektribörsi maaletoomise eesmärk oli eelkõige pakkuda võrdset võimalust turuosalistele oma toodangu müügiks või elektrienergia ostmiseks. Eeskätt on elektribörsil kauplemine alternatiiv kahepoolsetele lepingutele. Tähtis on samuti elektrienergiale turupõhise hinna tekkimine. Hinnadünaamika analüüs annab investoritele ja tootjatele aluse turusituatsiooni hindamiseks ja investeerimisotsuste tegemiseks.

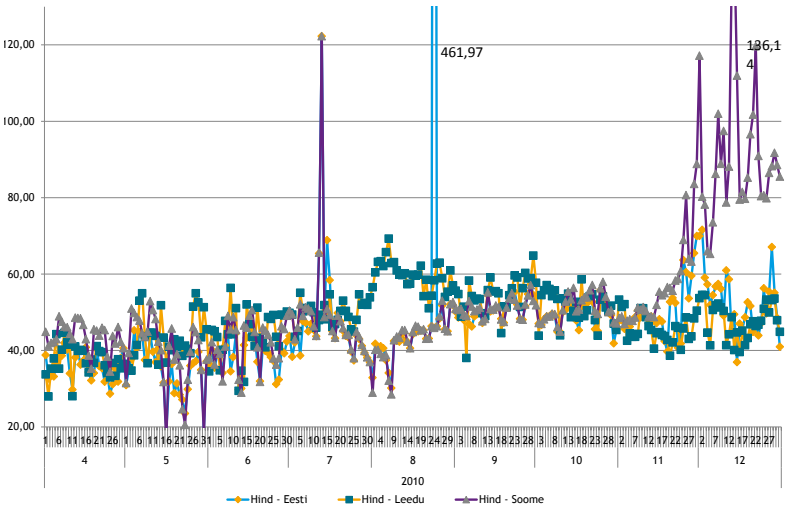
NPS Eesti hinnapiirkonna avamise üks oluline tingimus oli ka ülekandevõimsuste olemasolu ja selle mittepiisavuse korral mehhanismide olemasolu ülekandevõimsuse turupõhiseks jaotamiseks. Graafikult (vt joonis 55) on näha EstLink merekaabli kaudu turule antud võimsused NPSis kauplemiseks. Võimsusvoog oli 2010. aastal peamiselt suunaga Eestist Soome ning 48% ajast oli turule antud võimsus kasutatud 100%. Aasta viimastel kuudel oli võimsusvoog üksnes Eestist Soome, mille põhjustas Põhjamaade madal hüdroreservuaaride täituvus ning tuumajaamade korralised ja planeerimata katkestused. Tulenevalt eeltoodud põhjustest ja suurenenud elektrienergia nõudlusest nii Põhjamaades, sisemaiselt kui ka Läti ja Leedu defitsiidist, tõusis aasta lõpus ka NPS Eesti hinnapiirkonna hind kuni 52,77 EUR/MWh (detsembri keskmine).

Joonis 55. Turule antud ja kasutatud võimsus EstLink merekaablil

Siinjuures on ääretult tähtis märkida EstLink 1 merekaabli omanike otsust rentida kogu kaablivõimsus Eesti ja Soome põhivõrguettevõtjatele: Eleringile ja Fingridile. Süsteemihalduritena anname täna kogu vaba kaablivõimsuse NPS-ile jaotamiseks: esimeses järjekorras päev-ette turule ja ülejäänud vaba kaabliosa antakse jaotamiseks päevasisesele turule. NPS jaotab ülekandevõimsuse nn. implicit auction´i meetodit kasutades, mis on täna elektriturul kõige efektiivsem jaotusmudel, kuna selle tulemusel liigub elektrienergia alati odavamast hinnapiirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda ehk võidavad mõlemad süsteemid.

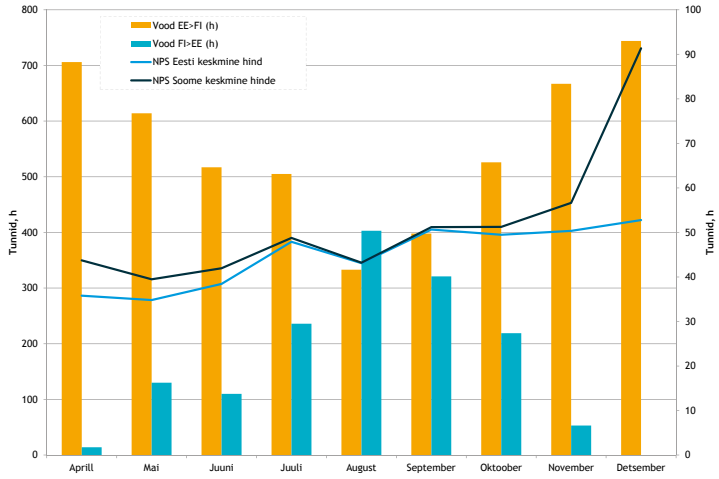
NPS Eesti hinnapiirkonna avamise alguskuudel püsis hind samal tasemel kui NPS Soome ning Baltpooli hind oli mõnevõrra keskmiselt kõrgem (vt joonis 56). Suurem hinnaerinevus NPS Eesti ja Soome keskmiste hindade vahel tekkis külmemate ilmade tulekul novembri kuust alates, kui NPS Soome kuu keskmine hind oli kuni 38,57 EUR/MWh võrra kõrgem NPS Eesti omast. Seda põhjustas nii Põhjamaade madal hüdroreservuaaride täituvus kui ka Rootsi tuumajaamade korralised ja planeerimata katkestused, mille tõttu tekkis ülekoormus EstLink merekaablil.

Joonis 56. NPS Eesti, Soome ja Baltpooli hind 04.12.2010



Joonisel 57 on toodud kuude kaupa energiavood Eesti ja Soome vahel võrrelduna keskmiste hindadega piirkondades. Graafikult on näha selgelt energia liikumine vastavalt hinnaerinevusele piirkondade vahel.

Joonis 57.
Energiavood tunniti EstLink merekaablil ning NPS Eesti ja Soome hind 2010



Eesti – Läti piiril oleva vaba ülekandevõimsuse jaotamiseks töötasime koostöös NPS-iga välja erilise võimsuste optimeerimise metoodika. Seda eelkõige seetõttu, et Lätis puudub elektribörs ning me ei saa kasutada NPS-i poolt kasutatavat *implicit auction*´i meetodit. *Implicit auction* ülekandevõimsuse jaotamisemehhanismina eeldab mõlemas süsteemis nii elektribörsi kui turuosalise ja elektrienergia tunnipõhiste hindade olemasolu. Võimsuste optimeerimist Eesti – Läti piiril kasutame seni, kuni Lätis avatakse NPS hinnapiirkond.

Kokkuleppel Läti süsteemihalduriga jaotame osa Eesti ja Läti piiril olevast ülekandevõimsusest (20%) ka nädalasel võimsusoksjonil. Oksjonikorraldaja ülesandeid täidab täna Elering, oksjoneid korraldame samuti seni, kuni on avatud NPS Läti hinnapiirkond. Eelmise aasta maist korraldatava ülekandevõimsuse oksjoni tulemusel teenisime võimsuse müügist 2010. aastal kokku 433,5 tuhat eurot, mis jaotati võrdselt Läti süsteemihalduri AST ja Eleringi vahel. Ülekoormusest saadud tulu kasutatakse EL-i regulatsiooni kohaselt ülekoormuse vähendamiseks tehtavate investeeringute katteks.

Karakternäitajatest võiks kindlasti ära tuua ka hinnaerinevused teiste piirkondadega. Järgnevalt on tabelis 14 toodud hinnavõrdlus NPS Soome, NPS Eesti ja Leedu elektribörsi Baltpool keskmiste hindade vahel (EUR/MWh).

Tabel 14.
NPS Eesti, Soome ja Baltpooli keskmised hinnad

Kuu	NPS Eesti keskmine hind	NPS Soome keskmine hind	Baltpool keskmine hind
Aprill	35,79	43,71	37,50
Mai	34,81	39,47	43,34
Juuni	38,45	41,96	44,08
Juuli	47,90	48,76	49,92
August	56,62	43,21	59,74
September	50,63	51,20	54,28
Oktoober	49,47	51,24	51,78
November	50,35	56,63	45,70
Detsember	52,77	91,34	47,82

Hinnaerinevuste põhjustest võiks ära tuua need, mis praktiliselt on oma mõju hindadele avaldanud terve eelmise aasta kestel:

- Eesti tootjate suur ekspordivõime;
- defitsiit Leedus ja Lätis. Leedus moodustas imporditav elektrienergia kogus üle 60 % kogu sisetarbimisest, selle põhjuseks eelkõige Ignalina TEJ sulgemine 2009. aasta lõpus, samuti odava muutuvkuluga tootmisjaamade puudumine Leedus;
- Põhjamaades hüdroreservuaaride madal täituvus – 2010 keskmine vaid 53%, langus eelmise aastaga võrreldes ca 15%;
- ülekoormused Eesti – Läti piiril.

- ***Elektrituru tegelik avatus 28,4 % (konkurentsiameti andmetel).***
- ***Vabatarbijaid 208 seisuga jaanuar 2011.***
- ***Kauplejaid elektribörsil 15.***
- ***Börsilt ostetud elektrienergia kogus 2,8 TWh, millest Eestisse osteti 1,8 TWh.***
- ***Sisetarbimisest ostetud elektribörsilt keskmiselt 32 %.***
- ***Börsile müüdud elektrienergia kogus 3,8 TWh, millest 3,5 TWh müüdi Eestist.***
- ***EstLink 1 kaabliomanike poolt teenitud ülekoormuse tulu 18,9 miljonit eurot.***

3.3 Võrkudele juurdepääsu tingimusi piiriüleses elektrikaubanduses, ülekoormuse jaotamise põhimõtteid

Eelmises peatükis on rõhutatud Baltimaade eesmärki ühineda Põhjamaades tegutseva elektribörsi NordPool Spot piirkonnaga. Seda on tehtud tänaseks Eestis, edaspidi liituvad ka Läti ja Leedu. NPS-iga liitumine toob meile kaasa ka Põhjamaades täna rakendatud piiriüleste võimsuste jaotamise põhimõtete ülevõtmise ja rakendamise:

- Implicit auction – päev-ette turu kontseptsioon rajaneb elektrienergia igatunnistel müügi- ja ostupakkumistel. Pakkumisi saab süsteemis esitada igal tunnil, esitada saab ka nn plokkpakkumisi. Pakkumised esitatakse alati järgmiseks päevaks.
- Võrgu ülekoormuste juhtimine – elektrienergia tunnihindade arvutamise käigus jaotatakse ära ka kogu ülekandevõimsus liitunud süsteemide vahel. Ülekoormusi piiril iseloomustab piirkondade erineva elektrienergia tunnihind. Tähtis on siinjuures märkida, et energia liigub implicit auction´i meetodit kasutades alati madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda.
- Piirkondade hinnad – kogu geograafiline turupiirkond on jaotatud hinnapiirkondadeks. Spot-turul annavad süsteemihaldurid vabad ülekandevõimsused elektribörsile jaotamiseks. Kui selgub, et ülekandevõimsust ei ole piisavalt, et tagada kogu pakutav kaubandus, siis jaotatakse turupiirkond eraldi hinnapiirkondadeks. Näitena võib tuua Norra, kus ülekoormuste juhtudel on süsteem võimalik jaotada viieks hinnapiirkonnaks. Samuti jaotatakse Rootsi 2011. aasta novembrist neljaks hinnapiirkonnaks.
- Süsteemi hind – hind, mille arvutamisel on aluseks kõik päev-ette elektribörsile tehtud pakkumised. Süsteemi hinna arvutamisel ei arvestata reaalselt tekkivate ülekoormustega. Süsteemi hind on täna aluseks finantsderivatiivide turu instrumentidele.

NPS-i turupiirkonnas kasutusel olevat kontseptsiooni peetakse üheks efektiivsemaks, sest kogu võimsus jaotatakse ära energiapõhiselt arvestades selle hinda, seda tehakse väga lähedal tegelikule kauplemisperioodile; seega on teada enamus hinda mõjutatavatest teguritest. Samuti on NPS-is jätkuturuna rakendatud nn Elbas turg, kus päevasiseselt on jaotamisel kogu vabaks jäänud ülekandevõimsus.

3.3.1 Ülekandevõimsuste jaotamine Baltikumis

Vastavalt Balti riikide süsteemihaldurite vahelisele kokkuleppele on 2010. aasta aprillist riikidevaheliste ülekandevõimsuste jaotamisel kasutusel turupõhised jaotusmehhanismid. Lähtutud on alljärgnevast:

- kolme Balti riigi süsteemihalduri lubadus pidada kinni Balti Electricity Market Interconnection Plan (BEMIP) projekti lõppraportis sätestatud põhimõtetest moodustada koos Põhjamaade elektrituruga ühine Põhja-Balti elektrituru piirkond;

- EL-i kehtestatud seadusandlus: vastavalt Euroopa Nõukogu ja Euroopa Parlamendi määruses 714/2009 sätestatule tagada kõikidele turuosalistele võrdne juurdepääs võrkudele, samuti jaotada ülekoormuse puhul piiriülene võimsus turupõhiste mehhanismide alusel;

- Balti süsteemihaldurite ühine eesmärk liituda Põhjamaade elektribörsi Nord Pool Spot (NPS) piirkonnaga; teha seda võimalikult kiiresti, kuid samas kõiki selleks vajalikke kriteeriume täites;

- arvestada Ignalina TEJ sulgemisest tekkinud ülekoormuste juhtimise vajadusega.

Ajaliselt on jaotusmehhanismide kasutamine jagatud kahte etappi:

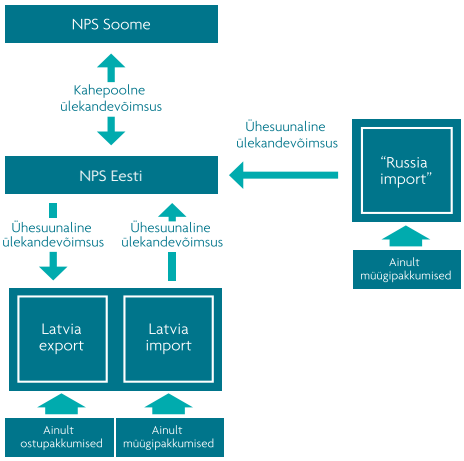
- kuni NPS hinnapiirkondade avamiseni Lätis ja Leedus on Eesti ja Läti vaheline ülekandevõimsus (lisaks Venemaa ja Läti vaheline 330 kV liin) jaotatud kahel viisil: üks osa elektriturule antavast ülekandevõimsusest (kuni 20%) jaotatakse kasutades explicit auction´i põhimõtet. Teine osa (>80%) jaotatakse NPS Eesti hinnapiirkonnas kauplevate turuosaliste vahel. Läti ja Leedu vahelisel piiril jaotatakse kogu ülekandevõimsus Leedu turuoperaatori BaltPool-i poolt.

- alates ajahetkest, kui Lätis ja Leedus on avatud NPS hinnapiirkonnad, jaotatakse ülekandevõimsus vastavalt kokkulepitule Põhjamaade implicit auction`i meetodit kasutades.

Esialgu on kokku lepitud ka ülekandevõimsuste jaotus Eesti – Venemaa ja Leedu – Valgevene piiril, kus viimane jaotatakse Leedu turuoperaatori poolt, kasutades selleks võimsuste optimeerimise meetodit. Samal meetodil jaotab NPS ülekandevõimsuse ka Eesti ja Venemaa piiril.

Joonisel 58 on toodud mudel NPS Eesti hinnapiirkonnas pakkumiste tegemiseks.

Joonis 58.
NPS Eesti hinnapiirkonna mudel



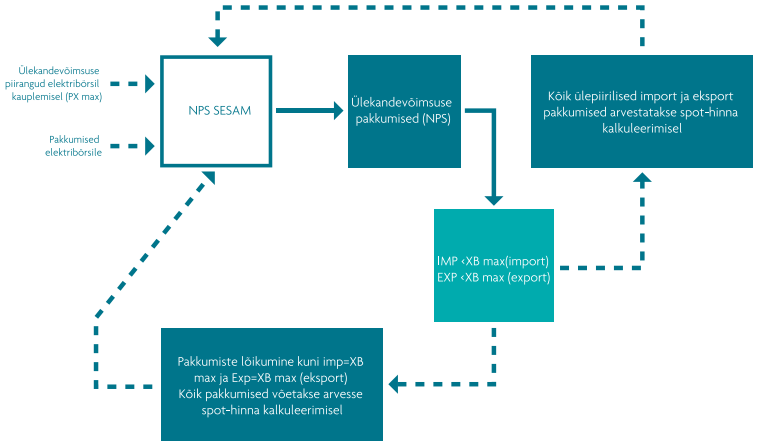
NPS Eesti on jaotatud neljaks eraldi pakkumispiirkonnaks. Seda põhjusel, et implicit auction´i meetod eeldab hinnapiirkondade olemasolu ühendatud süsteemides. Kuna tänaseks ei ole Lätis ega ka Venemaal NPS reeglitele vastavat hinnapiirkonda, siis töötasime välja ajutise nn võimsuste optimeerimise süsteemi. Vastavat süsteemi kasutades jaotatakse täna ülekandevõimsus Eesti ja Läti, samuti Eesti ja Venemaa vahel. Pakkumispiirkonnad NPS Sesam süsteemis on järgmised:

- Estonia
- Latvia export
- Latvia import
- Russia import

Estonia pakkumispiirkonnas saavad oma pakkumisi teha kõik Eestis tegutsevad turuosalised. Latvia export piirkonda saavad kasutada need Läti ja Leedu turuosalised, kes soovivad osta Estonia hinnapiirkonnast. Latvia import piirkonda saavad kasutada need Läti ja Leedu turuosalised, kes soovivad müüa Estonia hinnapiirkonnas. Russia import piirkonnas saavad oma pakkumisi teha need, kes soovivad importida elektribörsile elektrienergiat Venemaalt.

Ülekandevõimsuste jaotus toimub skeemi alusel, mis on loodud joonisel 59.

Joonis 59. Ülekandevõimsuse optimeerimine



Ülekandevõimsuste optimeerimine Eesti ja Läti vahel on ajutine lahendus ja on rakendatud seni, kuni Lätis avatakse NPS hinnapiirkond.

Ülekandevõimsuste optimeerimise põhimõtete rakendamine kolmandate riikide piiril toimub seni, kuni jõutakse kokkuleppele uue metoodika väljatöötamise osas. Kokkulepped elektrikaubanduse põhimõtete osas kolmandate riikidega tehakse tõenäoliselt selle aasta sügiseks. Põhimõtete väljatöötamise juures osalevad lisaks Balti riikidele ka Soome põhivõrguettevõtja Fingrid, samuti teised Läänemere riikide põhivõrguettevõtjad, põhivõrkude ühendus ENTSO-E ning EL-i ja Venemaa vahelist dialoogi juhtiv Euroopa Komisjon.

3.3.2 Elektrienergia tootmise, edastamise, piiriülese elektrikaubanduse ja tarbimise mudelid regionaalsel turul

EL-i üks olulisemaid energeetikavaldkonna eesmärke on ladusalt toimiva ühtse elektrituru loomine, mille nurgakivideks on piisaval hulgal turuosalisi nii tootmise kui tarbimise poolelt; piisavalt ülekandevõimsusi, samuti harmoniseeritud reeglistik nii regionaalsel kui ka Paneuroopa tasemel. Reeglistiku väljatöötamisel annab suure panuse Euroopa põhivõrkude ühendus ENTSO-E, kus täna on ettevalmistamisel üleeuroopalised võrgueeskirjad. Võrgueeskirjad hõlmavad võrkude arengu, operatiivjuhtimise ja elektrituru toimimise põhimõtete väljatöötamist ning kehtestamist.

Piiriüleses elektrikaubanduses on ettevalmistamisel nii finantsteenuste turu, päev-ette elektrikaubanduse kui ka päevasisese jätkukaubanduse ühtsed reeglid. Eestis on kokku lepitud, et piiriülese võimsuse jaotamisel kasutatakse Põhjamaades rakendatud implicit auction´i meetodit. Selleks oleme liitunud NPS päev-ette ja päevasisese kauplemisplatvormiga. Ettevalmistamisel on tunnisisese platvormiga liitumine, seda 2012. aasta alguseks. Tunnisisese bilansituruga liitumine on ääretult tähtis, et tagada meie süsteemi töökindlus, samuti et lubada meie süsteemi liituda optimaalsel hulgal tuuleparke. Bilansituruga liitumine annab meile võimaluse kasutada põhjamaade hüdroenergiat süsteemi tasakaalustamiseks.

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.

Ebaausa konkurentsi leevendamiseks on meetmetena arutusel kolmandatest riikidest pärineva elektrienergia koguseline piiramine, samuti võimalus määrata elektri ülekandmiseks tehtavate kulude korvamiseks kolmandate riikide piiril vastav tariif. Tariif peab olema selgelt põhjendatud ja kulupõhine.

Täna ei ole rakendatud turupõhiseid võimsuste jaotamise mehhanisme Kaliningradi regioonile. Lisaks ei vastuta Kaliningrad ka oma piirkonna bilansi eest. See tekitab olukorra, kus selle piirkonna tarnete tagamiseks vähendatakse ülekandevõimsusi nii Eesti – Läti kui ka Läti – Leedu piiril. Kaubandusele ühtsete reeglite kehtestamisel rakendatakse samu reegleid edaspidi ka Kaliningradi piirile.

Suure tõenäosusega jõutakse ühiste põhimõtete kokkuleppimiseni käesoleva aasta sügiseks.

Tootmise osas genereeriti 2010. aastal 89% kogu Eestis toodetavast elektrist põlevkivi ja põlevkiviproduktide baasil töötavates elektrijaamades. EL-i direktiivid suurte põletusseadmete suitsugaasidele esitatavate nõuete osas ning igale EL-i riigile sätestatud eesmärk suurendada tootmise osakaalu taastuvatest energiaallikatest suunab otsima uusi, kõikidele nõuetele ja eesmärkidele vastavaid energiatootmise lahendusi nii Eestis kui ka mujal Euroopas. Euroopa Liidu riikides näitab energiatootmise arengutrend suurte tuule- ja tuumajaamade rajamise plaane.

Euroopa ja riikliku ning piirkondlikku säästva arengu eesmärke silmas pidades on Eestis rakendatud toetusskeemi taastuvate energiaallikate kasutuselevõtuks elektritootmises ning samuti tõhusale koostootmisele, mille eesmärk on saavutada kõrgem primaarenergia kasutamise efektiivsus energiatootmises. Tänu rakendatud toetusskeemidele on elavnenud investeeringud koostoomisjaamadesse ja tuuleparkidesse.

Arvestades riigisiseste ressurssidega on Eestis võimalikud energiatootmise arengustsenaariumid järgmised:

- põlevkivijaam, tuumajaam, tuuleelektrijaamad, koostootmisjaamad erinevate kütuste baasil (gaas, biomass, turvas, puit) või
- põlevkivijaamad , tuuleelektrijaamad, koostootmisjaamad erinevate kütuste baasil (gaas, biomass, turvas, puit).

Lisaks Põhjamaade päev-ette ja päevasisese elektrituruga liitumisele valmistume ka liitumiseks Põhjamaade bilansituruga. Võimsuste olemasolu bilansiturul lubab süsteemihalduril süsteemi turupõhiselt reguleerida. Samuti annab see aluse tuuleelektrijaamade liitmiseks süsteemiga optimaalses mahus.

2010. aasta aprillis avas Eesti oma elektrituru 35% ulatuses. See kohustas vabatarbijaid ostma tarbitavat elektrienergiat vabaturult. Samal ajal alustas Eestis tööd ka elektribörs, mis andis vabatarbijatele võimaluse kahepoolsete lepingute kõrval osta elektrit ka otse või maakleri kaudu elektribörsilt. Vabatarbijaks on täna Eestis kõik tarbijad, kes tarbivad aasta jooksul ühes tarbimiskohas enam kui 2 GWh elektrienergiat. 2010. aastal tegutses Eestis 208 vabatarbijat.

Täna pakuvad vabaturul lepinguid eelkõige meie süsteemis tegutsevad bilansihaldurid, samuti võivad lepinguid pakkuda kõik müügiluba omavad ettevõtted – nii tootjad kui müüjad.

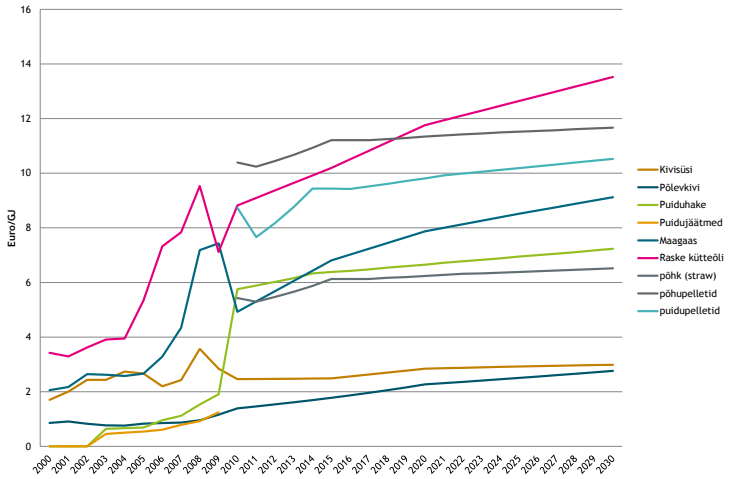
Alla 2 GWh aasta elektrienergia koguse tarbijatel on õigus osta elektrienergiat reguleeritud hinnaga. Seda saab teha vaid võrguettevõtjalt või tema nimetatud müüjalt, kelle võrguga tarbija elektripaigaldis on ühendatud. Reguleeritud hinnaga elektrienergia ostuõigus kehtib aastani 2013, mil Eesti on lubanud oma elektrituru avada 100 %-lt.

- **Implicit auction *Eesti – Soome piiril.***
- ***Võimsuste optimeerimine ja võimsusoksjonid –* explicit auction – *Eesti – Läti piiril.***
- ***Võimsuste optimeerimine Eesti – Venemaa piiril.***
- ***Elektrituru osaline avamine – vabatarbijate kohustus tegutseda vabaturu tingimustes.***

3.4 Energiakandjate hinnad

Kogu energiatootmises mängivad peamist rolli kütuste hinnad. Alloleval joonisel 60 on esitatud statistilised kütuste hinnad alates 2000. aastast kuni tänaseni ja prognoos kuni aastani 2030. Statistilised andmed pärinevad Eesti Statistikaameti andmebaasist. Fossiilkütuste prognooshindade aluseks on World Energy Outlook 2009 aasta andmed, biomassi ja teiste mittefossiilsete kütustele hinnad põhinevad Taani energiaagentuuri Danish Energy Authority andmetel. Põlevkivi hinna prognoos on võetud sõltuvana õli hinnast, kuna selle majanduslik alternatiiv elektritootmisele on põlevkiviõli tootmine (õli hinna prognoosist sõltuva põlevkivi hinna prognoosi koostas Ea Energy Analyses). Tabelis on näha kütusehindade kiire kasv ajaperioodil 2004–2008 ja siis kaheaastane langus, kuid tänaseks on kütuste hindade kasv tagasi tõusuteel ja seda näitavad ka tuleviku hinnaprognoosid.

Joonis 60. Aastate 2000–2010 statistilised kütusehinnad ja prognoos kuni aastani 2030



3.5 Turuanalüüs

Analüüsi aluseks on võetud aasta 2016 ning arvestatud stsenaariumiga B (punkt 2.6). Selleks, et hinnata seda, kuidas toimib olemasolev ja arenev elektrisüsteem 5 aasta pärast, eeldades, et Balti- ja Põhjamaad kauplevad ühisel ideaalsel elektriturul, on simuleeritud kogu Läänemere regiooni elektriturg ja analüüsitud saadud tulemusi. Ideaalne elektriturg eeldab kõigi turuosaliste võrdseid võimalusi turul kaubelda ja välistab monopolide turuhinnaga manipuleerimise. Selline lähenemine on idealistlik ja ei pruugi kokku langeda tegelikkusega.

Turuanalüüsis on kasutatud elektriturumudelit Balmorel, mis simuleerib elektriturgu. Mudeli optimeerimiskriteeriumiks on igal ajahetkel katta elektritarbimine võimalike vähimate kuludega, teisisõnu minimeerida regiooni elektrisüsteemi kulud. Modelleeritud on kogu Läänemere regioon, mis hõlmab Baltimaid, Põhjamaid, Poolat ja Saksamaad ning Baltikumiga tihedalt seotud Loode-Venemaad. Valgevene on modelleeritud statistiliste energiavahetuse andmete alusel importiva süsteemina.

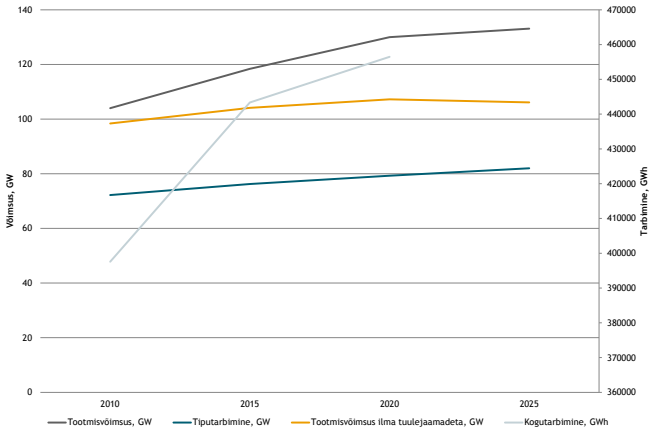
Läänemere riikide analüüsil on kasutatud „*best estimate*“ ehk B elektri tootmise stsenaariumit kahe erineva CO_2 kvoodi hinna juures: 25 €/tonn ja 90 €/tonn. Läänemere regiooni B stsenaarium stsenaarium on kirjeldatud eespool (vt 2.1.1. Elektritootmise arengusuunad Euroopas aastani 2025). Sellised CO_2 hinnad on kokku lepitud ENTSO-E regionaalseteks sotsiaal-majanduslikeks turuuuringuteks. CO_2 hind 90 €/tonn stsenaarium on valitud selleks, et hinnata, millised muutused see regionaalses elektri tootmismustris kaasa toob ja kas sellisel juhul olemasolev võrk suudab tagada kõigile elektriga varustatuse, kuna kõrge kvoodihind muudab tahketest fossiilsetest kütustest elektrienergia tootmise kalliks ehk mittetasuvaks ja soosib gaasijaamasid.

Käesolev analüüs vaatleb aastat 2016, kui on valmis ka kaks lisaühendust Baltimaadest Põhjamaadesse: EstLink 2 ja NordBalt. Tehtud on ka tundlikkusanalüüs olukorrale, kus NordBalt-i, Rootsit ja Leedut ühendav alalisvoolulink ei ole veel töös.

Analüüs on tehtud Eleringi parimate hetketeadmiste ja andmete põhjal ning ei väljenda kindlat tulevikku, vaid hindab seda, milline on süsteemi toimimine vaadeldud stsenaariumite korral. Stsenaariumid on valitud võimalikult erinevad, et välja tuua suuremad võimalikud muutused aastaks 2016.

Alloleval joonisel 61 on esitatud Balti- ja Põhjamaade olemasolevate ning aastateks 2015, 2020 ja 2025 planeeritud tootmisvõimsuste kasv. Kõrvale on toodud ka optimistliku elektritarbimise kasvu prognoos, mis näitab, et 2015. aastani kasvab tarbimine oluliselt kiiremas tempos kui tootmisvõimsuste kasv, samas aga tiputarbimise kasv jääb tugevalt alla installeeritud tootmisvõimsustele. Graafikul on toodud tootmisvõimsuste kasv koos planeeritavate tuuleelektrijaamadega ja ilma, mis näitab, et järgneva 15 aasta tootmisvõimsuste kasv Põhja- ja Baltimaades tuleb peamiselt lisanduvate tuuleparkide arvelt.

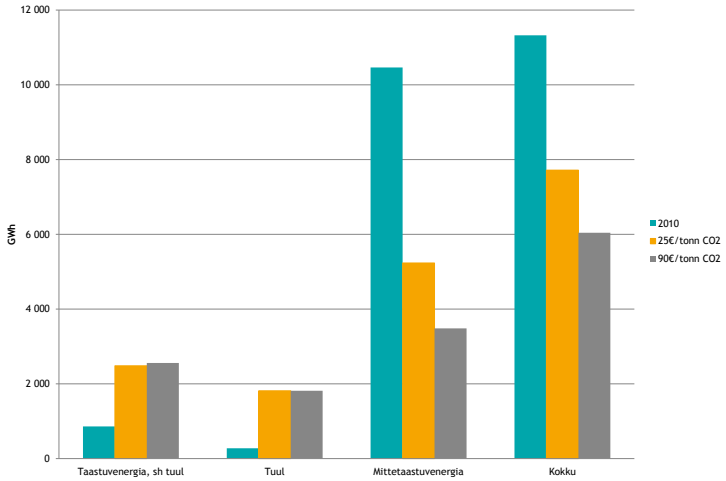
Joonis 61. Balti- ja Põhjamaade planeeritud elektritootmisvõimsuste kasv võrrelduna optimistliku tarbimise ja tiputarbimise prognoosiga



Analüüsis vaatleme elektrienergia tootmiseks kasutatavate energiaallikate vahekordade muutust mõlema valitud süsihappegaasi heitmekvoodi hinnastsenaariumi korral nii Eestis, teistes Baltimaades kui ka Põhjamaades. Samuti on vaatluse all Eesti ja naaberriikide vahelistel ülekandeliinidel ülekantavad tunnised energiakogused, elektrihinnad ja energiabilanss.

Kahe valitud stsenaariumi korral on vaadeldud erinevate kütuste osakaalu elektritootmises ja võrdluseks võetud 2010. aasta andmed.

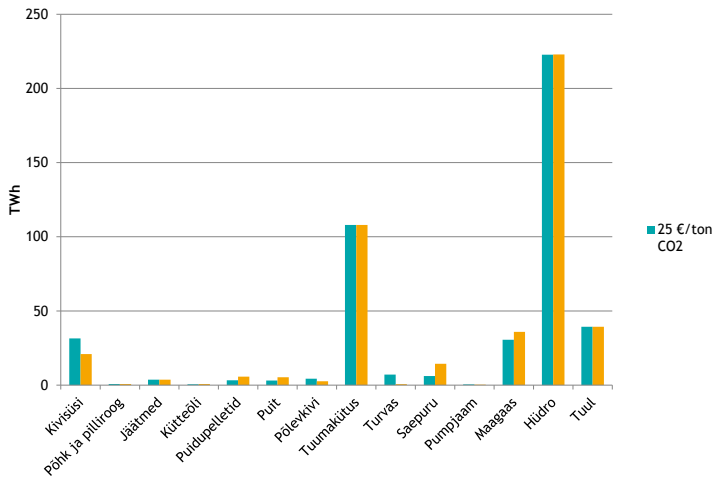
Joonis 62. Eesti elektritootmine erinevate energiaallikate lõikes aastal 2010 ja 2016 erinevates CO_2 kvoodi hinna stsenaariumites



Joonis 62 annab hea ülevaate energiasektoris toimuvast valitud stsenaariumite korral. Eesti kohalik elektritootmine toimub peamiselt mittetaastuvast energiast, mida illustreerib väga selgelt ka 2010. aasta energiaallikate kasutamine elektritootmises.

Kuna senini ei ole reguleeritud hinnaga müüdava elektri jaoks olnud vajalik CO2 heitmete kvoodi ostmine, siis valitud stsenaariumite tulemused aastaks 2016 viitavad selle vajaduse tekkimisel selgelt mittetaastuva energia kasutamise vähenemisele elektritootmises ja summaarse kogutoodangu langusele. Kogutoodangu languse põhjuseks on tahkete fossiilsete kütuste baasil elektritootmise konkurentsivõime vähenemine ühtsel elektriturul. Kuna taastuvenergia on täna subsideeritud, siis 2016. aastal olemaolevad jaamad rohkem ei tooda, vaid taastuvenergia kasv tuleb eelkõige uutest installeeritavatest tootmisvõimsustest.

Joonis 63.
Elektrienergia tootmine Põhja- ja Baltimaades aastal 2016 valitud stsenaariumites

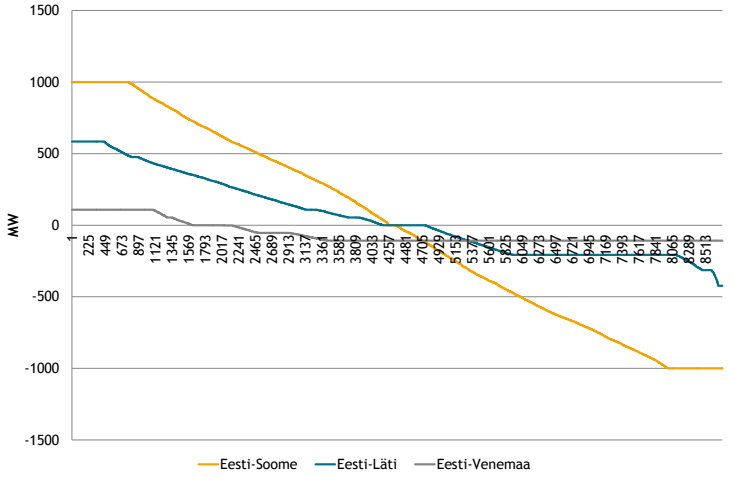


Joonisel 63 olevat graafikut analüüsides selgub, et Läänemere regiooni kui terviku kütuste kasutamist elektrienergia tootmiseks kõrge CO_2 kvoodi hind oluliselt ei mõjuta. Küll on oodata sellisel juhul elektrihindade tõusu, kuid elektrienergia tootmiseks kasutatavate kütuste vahekorras drastilist muutust ei teki.

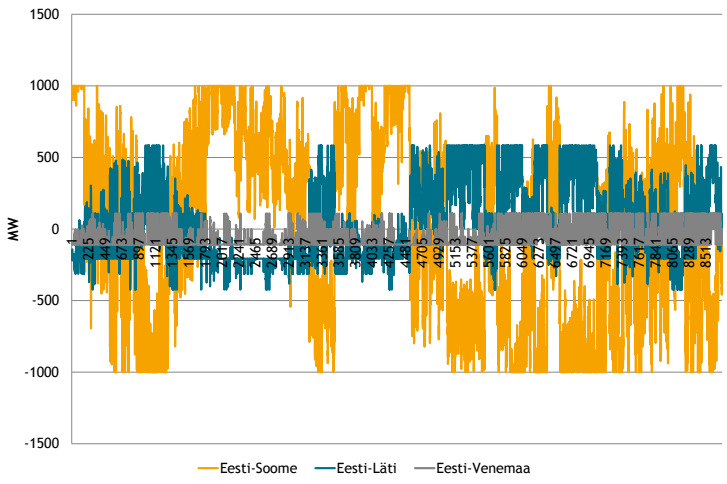
Graafikult selgub, et kõrge CO_2 hind mõjutab kõige enam elektrienergia tootmist tahketest fossiilsetest kütustest nagu kivisüsi, põlevkivi ja turvas, kuna nende keskkonnasaaste antud kriteeriumite järgi on suurim ja see ei võimalda konkureerida nn puhtamate tehnoloogiatega. Mis puudutab maagaasi, siis kõrgem hind annab sellele tehnoloogiale elektriturul eelise teiste fossiilsetel kütustel töötavate elektrijaamade ees. Tuumakütusel töötava jaama toodang jääb muutumatuks. Kuna tegu on ühe odavama energiaallikaga ja see jääb puutumata ka CO_2 maksustamisel, siis see mõlema stsenaariumi korral toodab maksimaalselt. Samuti on ka hüdroenergial ja tuulel töötavate elektrijaamadega. Mis puudutab biomassil töötavaid jaamasid, siis need koos gaasijaamadega võidavad kõrgemast süsihappegaasi hinnast.

Graafikutelt (vt joonised 64, 65, 66, 67) on näha, et enamikel juhtudel, kui Eesti ekspordib Soome, on import Lätist ja vastupidi. See tähendab, et Läti ostab või müüb energiat Põhjamaade elektriturule kasutades EstLinki.

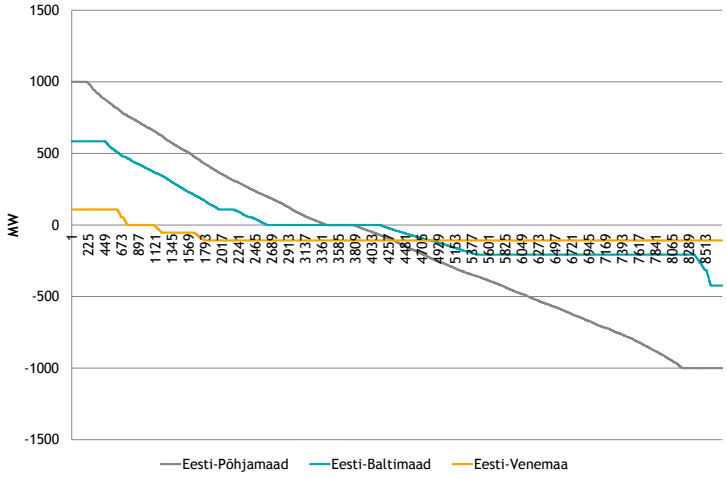
Joonis 64.
Eesti ja naaberriikide vaheliste ülekandeliinide ülekantavate energiakoguste tunnine kestvuskõver 2016. aastal 25 €/tonn CO_2 stsenaariumi korral



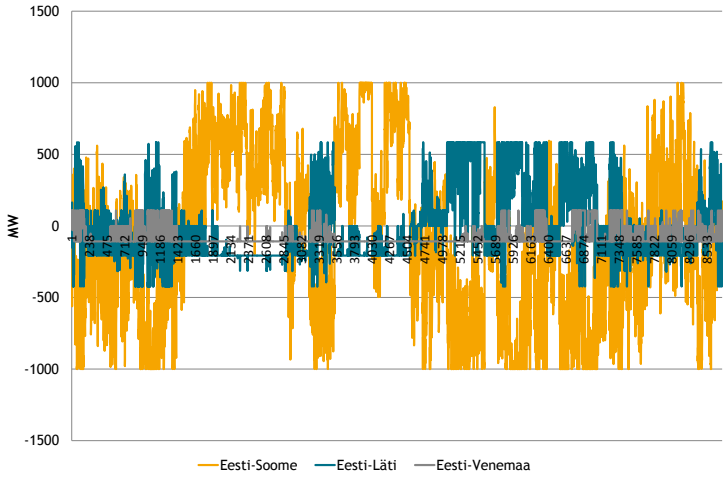
Joonis 65.
Eesti ja naaberriikide vahelistel ülekandeliinidel ülekantavad tunnised energiakogused 2016. aastal 25 €/tonn CO_2 stsenaariumi korral



Joonis 66.
Eesti ja naaberriikide vaheliste ülekandeliinide ülekantavate energiakoguste kestvusköver 2016. aastal 90 €/tonn CO_2 stsenaariumi korral

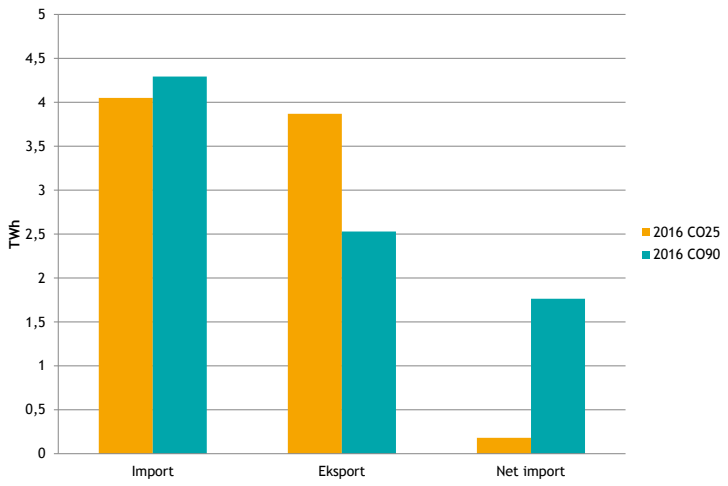


Joonis 67.
Eesti ja naaberriikide vahelistel ülekandeliinidel ülekantavad tunnised energiakogused 2016. aastal 90 €/tonn CO_2 stsenaariumi korral



Eelöeldut ilmestab ka järgmine Eesti importi ja eksporti kajastav graafik (vt joonis 68), kuna kogu Lätist ja Leedust Põhjamaade elektriturule suunduv elekter kajastub Eesti impordis ja ekspordis. Energiavahetus Venemaaga jääb tagasihoidlikuks.

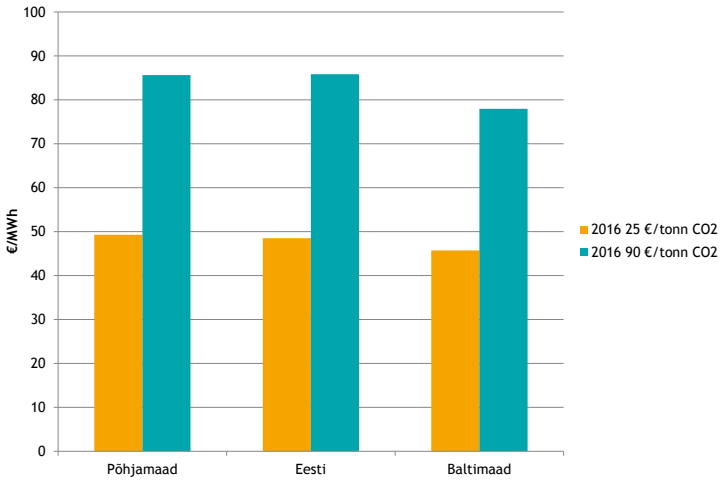
Joonis 68. Eesti eksport ja import erinevate CO_2 hinnastsenaariumite korral



Tundidel, mil elektrihind Põhjamaades on soodsam, impordivad Balti riigid elektrienergiat ja vastupidi, kui Baltikumis on hinnad soodsamad, toimub elektrienergia eksport põhja suunal. Analüüs näitab, et läbilaskevõimet on Eesti ja Soome vahel on piisavalt, sest enamiku ajast on Eestil Põhjamaadega peaaegu et sama elektrihind. Samas tundidel, mil Eestis on kõrge elektri turuhind, jääb Baltimaade turuhind oluliselt madalamaks, mis tähendab seda, et nendel tundidel ei ole Eesti ja Läti vahel piisavalt läbilaskevõimsust.

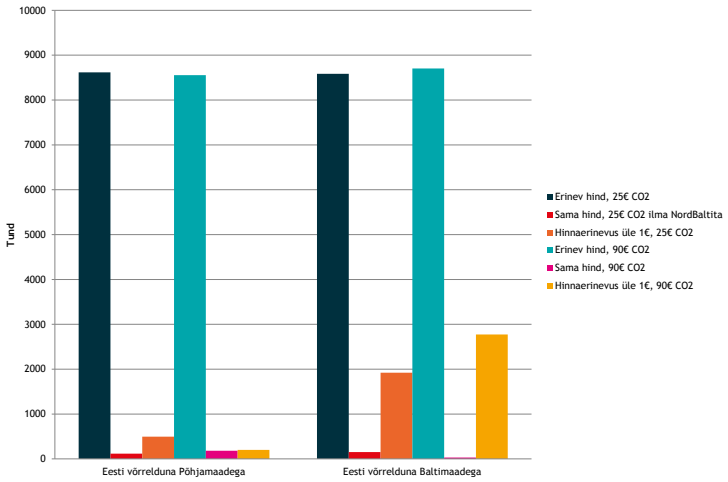
Sellest, milliseks kujunevad keskmised elektrihinnad valitud stsenaariumite korral, annab hea ülevaate joonis 69, kuhu on võrdluseks kõrvale toodud ka 2010. aasta NPS Soome ja Baltpool-i keskmine hind.

Joonis 69. Keskmise elektrihinna projektsioon Balti- ja Põhjamaades erinevate CO_2 kvoodihinna stsenaariumite korral



2010. aasta on olnud erakordne aasta Põhjamaades, kuna oli kõrge hüdroenergia defitsiit ja sellest tulenevalt ka elektrituruhinnad kõrgemad. Võrreldes 2010. aasta elektrituruhindasid vaadeldud stsenaariumite keskmiste hindadega tuleb tõdeda, et CO2 heitmekvoodi hinna juures 25 €/tonn oleks Põhjamaades nn normaalsel aastal keskmine elektrihind soodsam ja Baltikumis jääks 2010. aasta tasemele. See tähendab, et CO2 madalama kvoodihinna stsenaariumi juures mõjutab Põhjamaade elektrihinda eelkõige hüdrobilanss, kuid kõrge, 90 €/tonn kvoodihinna juures juba ka heitmete hind. Eestis on CO2 kvoodihinna tõus tuntav ka juba madalama kvoodihinna stsenaariumi juures ning veelgi kõrgem CO2 kvoodi hind tõstaks keskmist elektrihinda üle kolmandiku.

Joonis 70. Hinnaerinevus rohkem kui 1 € Eestiga ja Põhjamaade ning Eesti ja Baltimaade vahel 2016. aastal erinevate CO_2 stsenaariumite korral

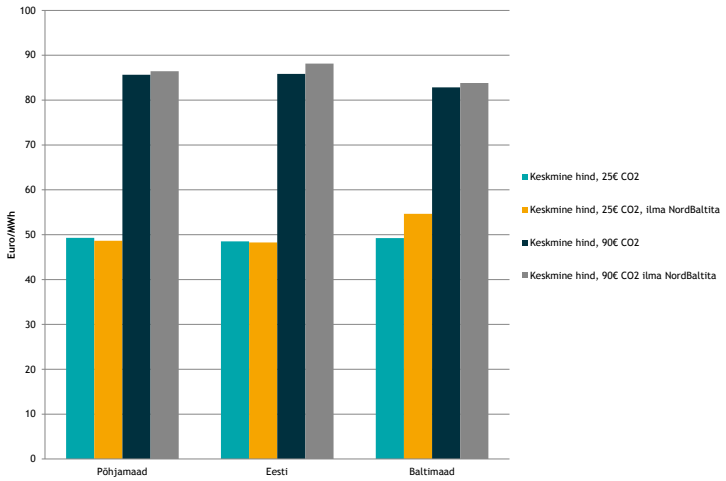


Jooniselt 70 on näha, et neid tunde, kui Eestiga ühendatud hinnapiirkondades ei ole sama elektrihind, on palju, kuid enamikel juhtudel jääb see hinnaerinevus alla ühe euro, mis tähendab, et riikidevaheliste läbilaskevõimete puudujääki nendel tundidel praktiliselt ei ole. Kõige rohkem tunde, mil „pudelikael" põhjustab hinnaerinevuse rohkem kui üks euro, on Eesti ja Läti vahel.

Tundlikkusanalüüs Leedu – Rootsi alalisvooluühenduse viibimisel

Tundlikkusanalüüs näitas, et Rootsi ja Leedu vahele ehitatava alalisvoolu lingi viibimine ei avalda olulist mõju Eesti tootjatele, kelle poolt turule toodetav elektrienergia kogus ei muutu, ega tarbijatele, kellel seetõttu elektrihind oluliselt ei tõuse ega alane (vt joonis 71). Oluliselt enam kui NordBalt lingi valmimine hakkab Eesti tootjat ja tarbijat mõjutama süsihappegaasi heitmekvoodi hind.

Joonis 71. Keskmine hind Balti- ja Põhjamaades valitud stsenaariumites ja valitud stsenaariumites ilma Leedu – Rootsi ühenduseta aastal 2016



Kokkuvõte

Kokkuvõtvalt võib öelda, et Eesti tootjat ja tarbijat hakkab kõige enam mõjutama CO_2 heitmekvoodi hind. Kõrge CO_2 hinna korral väheneb kohalike tootjate konkurentsivõime ja sellest tulenevalt ka elektrienergiatoodang, mis suurendab aga elektrienergia importi. Mõlema uuritud stsenaariumi korral väheneb oluliselt kohalikul tahkel fossiilkütusel toodetud elektrienergia toodang ja kasvab elektrienergia import.

Tundlikkusanalüüs näitas, et NordBalt-i ehituse lõppemise edasilükkumine mõjutab enim Leedu tootjaid ja tarbijaid. Eesti tootjate ja tarbijate on selle mõju heitmekvoodi hinnast tingitud muutuste kõrval vaevu tuntav.

Eesti elektritootjat ja tarbijat hakkab tulevikus kõige olulisemalt mõjutama CO_2 kvoodi hind. Kõrge CO_2 kvoodi hind halvendab oluliselt tahketest fossiilkütustest elektrienergiat tootvate turuosaliste konkurentsivõimet, aga samas annab eelise maagaasi baasil elektrit tootvatele jaamadele. Kuna taastuvatest energiaallikatest elektrienergia on subsideeritud, siis olemasolevate jaamade arvelt toodangut juurde ei tule, küll aga uutest investeeringutest taastuvenergiasse.

Kuna Eesti elekter on täna peamiselt toodetud fossiilsetest kütustest, siis on aastal 2016 oodata elektrihinna tõusu ja importelektri osakaalu kasvu.

- ***Eesti elektritootjat ja tarbijat hakkab tulevikus kõige olulisemalt mõjutama CO_2 kvoodi hind. Kõrge CO_2 kvoodi hind halvendab oluliselt tahketest fossiilkütustest elektrienergiat tootvate turuosaliste konkurentsivõimet, aga samas annab eelise maagaasi baasil elektrit tootvatele jaamadele.***
- ***CO_2 hind 25 eurot tonni kohta ei muuda oluliselt elektrihinda Põhja- ja Baltimaade elektriturul.***
- ***CO_2 hind 90 eurot tonni kohta tõstaks turuhinda oluliselt, rohkem kui kolmandiku võrreldes tänase turuhinnaga.***
- ***Ilma täiendavate välisühendusteta oleks Eesti ja Baltikumi elektri turuhind tulevikus oluliselt kõrgem.***
- ***Kuna taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia on subsideeritud, siis olemasolevate jaamade arvelt toodangut juurde ei tule, küll aga uutest investeeringutest taastuvenergiasse.***

4 Ülekandevõrk

Ülekandevõrgu tuleviku väljavaated 68
4.1 Eesti ülekandevõrk 71
4.1.1 Võrgupiisavuse kirjeldus Eestis 2010/2011 aastal 73
4.1.2 Eleringi investeeringute kava kuni 2015 73
4.2 Ülekandevõrgu tarnevõimalused ja ühendused naaberriikidega 78
4.2.1 Võimsusvahetus Eesti ja soome vahel 78
4.2.2 Võimsusvahetus Eesti ja Läti vahel 79
4.2.3 Võimsusvahetus Eesti ja Venemaa vahel 80
4.2.4 Investeerimiskavad uute ühenduste rajamiseks naaberriikides 80
4.3 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas 81
4.4 Abinõud varustuskindluse tagamiseks eriolukordades 82
4.5 Võrgu töökindlus ja võrgu hooldamise tase 83
4.5.1 Võrgu talitluskindlus 85
4.5.2 Suuremad avariid Eleringi elektrivõrgus 86
4.6 Elektri kvaliteet 87
4.6.1 Mis on kvaliteet ja miks see oluline on? 87
4.6.2 Elektri kvaliteedi hindamine ja hetkeolukord Eesti ülekandevõrgus 90
4.6.3 Elektri kvaliteedi alased väljakutsed tulevikus 91

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

- Mandri-Euroopa ühendelektrisüsteem, endine UCTE haldusala, vt joonis 72.
- Põhjamaade ühendelektrisüsteem, endine NORDEL-i haldusala, vt joonis 73.
- Suurbritannia elektrisüsteem, endine UKTSOA haldusala, vt joonis 72.
- Iirimaa elektrisüsteem, endine ATSOI haldusala, vt joonis 72.
- Baltimaade elektrisüsteem, endine BALTSO haldusala, mis on sünkroonühenduses Venemaa ühendelektrisüsteemiga (IPS/UPS) , vt joonis 73.

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 kõrgepinge alalisvoolu kaudu kaablite ühendusi vähemalt kahe naabersüsteemiga (vt joonis 72). Baltimaades on hetkel ühendus vaid Põhjamaadega.

Joonis 72. Mandri-Euroopa ühendelektrisüsteemi kaart

Koostöös naaberriikide süsteemihalduritega tehakse aastatel 2011–2012 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 (vt joonis 73).

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.

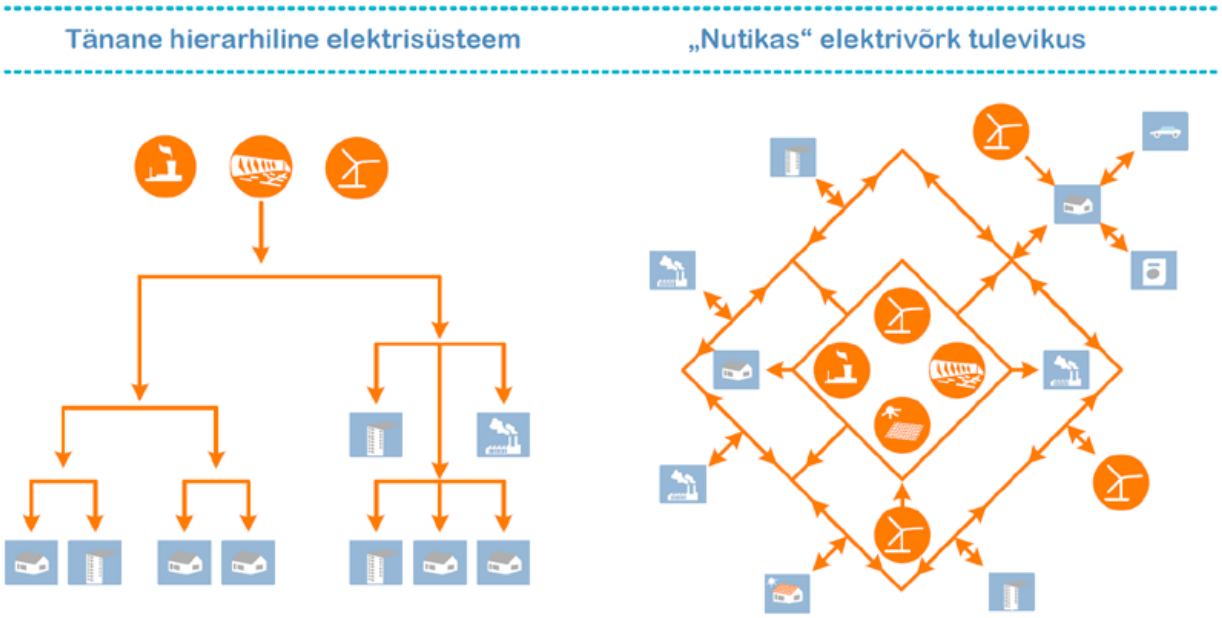
Baltimaade ja Mandri-Euroopa vaheline alalisvooluühendus on plaanis töösse viia 2015. aastal.

Joonis 73. Põhjamaade ja Baltimaade ülekandevõrkude kaart

Ülekandevõrgu tuleviku väljavaated

Praegune elektrisüsteemi struktuur näeb välja nagu püramiid, mille tipus asuvad tootjad. Liikudes aste-astmelt allapoole, kohtame tööstustarbijaid. Püramiidi kõige alumisel astmel asuvad väike- ja kodutarbijad. Kõiki astmeid ühendavad omavahel ülekande- ja jaotusvõrgud. Sellise struktuuri puhul toimub elektrienergia liikumine üldjuhul ülevalt alla. Telekommunikatsioonisüsteemide kiire arenguga on päevakorda tõusnud nutikate arvestite (*smart meters*) ja nutikate võrkude (*smart grids*) mõisted. Käesolev peatükk annab lühiülevaate intelligentsest elektrivõrgust ehk nutivõrgust. Hetkeseisuga on nutivõrgu puhul tegu alles kontseptsiooniga, kuna sellel on väga lai tähendus ning puudub ametlik definitsioon.

Euroopa Tehnoloogia Platvorm (*European Technology Platform*) defineerib nutivõrgud järgmiselt: "Elektrivõrk, mis võib intelligentselt kohaneda kõikide kasutajate (tootjad, tarbijad ja tootjad/tarbijad) käitumise ja toimega, et tagada efektiivselt majanduslikult kasulik ja jätkusuutlik elektrivarustus." Üheks üldiseks nutivõrgu omaduseks on energia ja info mõlemasuunaline liikumine. Et nutivõrk toimiks, peaks mingil määral alles jääma elektrivõrgu hierarhiline struktuur, et tagada süsteemi ühtsus ja sagedus nii normaal- kui avariiolukordades (vt joonis 74).



Joonis 74. Tänase ja tulevase elektrivõrgu eripärad

Praeguse elektrivõrguga võrreldes sisaldab nutivõrk endas innovatiivseid lahendusi ja teenuseid koos intelligentse seire, juhtimise ja andmesidega ning iseparandavate tehnoloogiatega, selleks et:

- paremini ära kasutada elektrivõrku ja olemasolevaid tootmisseadmeid (erinevate suurustega ja erinevate tehnoloogiate baasil);
- lubada tarbijatel osaleda talitlemisel ja süsteemi optimeerimisel;
- varustada tarbijaid täpsema informatsiooniga ning valikuvõimalustega elektritarbimise osas;
- vähendada märgatavalt kogu elektrivarustussüsteemi mõju keskkonnale;
- säilitada või parandada olemasolevat kõrget töökindluse taset, elektri kvaliteeti ning varustuskindlust;
- parandada praeguste võrguteenuste efektiivsust;
- edendada elektrituru laienemist ja integreerumist ühtseks Euroopa ühendatud elektrituruks.

Nutivõrgud mitte ainult ei varusta süsteemi elektrienergiaga, vaid ka informatsiooni ja tarkusega. Tarkus siinses kontekstis tähendab teadmisi, et kasutada paremini erinevaid tehnoloogiaid ning lahendusi, paremini planeerida ja käitada olemasolevaid elektrisüsteeme ning et tuua turule uusi elektriteenuseid ja parandada üldist efektiivsust. On oluline mainida, et nutivõrk ei ole ainult külmkappide juhtimine või rohelise energia tootmise ja tarbimise massiline juurutamine, vaid kogu elektrisüsteemi erinevate tasandite toimimise üldine muutmine.

Kuigi mõned võrguettevõtted on palju panustanud tarkadele arvestitele, ei tähenda tulemus veel nutivõrku. Kindlasti on võimalik liikuda nutivõrgu kontseptsiooni suunas (ülekandevõrkude ja jaotusvõrkude tasemel) ka ilma tarkade arvestiteta. Loomulikult on tarkadel arvestitel palju eeliseid tavaarvestite ees, mis kindlasti aitaksid nutivõrgu üldiste eesmärkide saavutamisele kaasa, kuid need ei ole ainukesed vahendid. Tarkade arvestite abil saab mõjutada elektritarbimist diferentseeritud tariifide ja hinnainfo abil või elektritarbimist vähendada, kui elektrisüsteemis on vähenenud varustuskindlus või tekkinud oht elektrienergia kvaliteedile.

Nutivõrguni jõutakse normaalse elektrivõrgu arendamisega. Juba täna on palju nutivõrgule vajalikke ja omaseid funktsioone ning süsteeme integreeritud:

- rikke ja selle asukoha tuvastamine – kiirendab rikete kõrvaldamist;
- alajaamade automatiseerimine – võimaldab detsentraliseeritud viisil jälgida, plaanida ja kontrollida seadmeid, mis omakorda võimaldab paremini kasutada eelarvet ja parandab võrgu töökindlust;
- targad mõõdikud – võimaldab tarbijal jälgida tariife ning sel viisil planeerida oma tarbimist ja selle maksumust;
- SCADA/EMS juhtimissüsteem, mille ülesanne on võtta 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;
- pingereguleerimine reaktiivvõimsuse kaudu – parandab võrgujõudlust ja painduvust.

Võrreldes eelneva arenguga, mis võttis aega kümnendeid, peaks see areng toimuma palju kiiremini tänu IT ja andmesidevõrkude arengule.

Ülekandevõrgu arendamine

Elering jätkab intelligentse põhivõrgu arendamist vastavalt oma strateegiale ja investeeringute kavale. Kasutades uusi kõrgtehnoloogilisi vahendeid, on võimalik kõrgepingelised ülekandesüsteemid muuta iseparanevateks nutivõrkudeks.

Võib väita, et tänane ülekandevõrk on juba küllalt lähedane nutivõrgule, kuna nutivõrgu omadused, millega kirjeldatakse ülekandevõrke, on suuremas osas täidetud või realiseeritakse lähemas tulevikus:

- laiseiresüsteemi WAMS arendamine;
- FACTS seadmete ühendamine (EstLink, EstLink 2, tuuleelektrijaamad);
- hajutatud süsteemiautomaatika;
- SCADA juhtimissüsteem.

Laimõõtesüsteem WAMS (lühend tuleneb ingliskeelsest mõistest Wide Area Monitoring System) võeti Eleringis kasutusele 2010. aasta suvel eesmärgiga suurendada Eesti elektrisüsteemi talitluse jälgimise ja analüüsimise võimalusi. Laimõõtesüsteemi tarvis paigaldati mõõteseadmed Eesti elektrisüsteemi kõikidele välisühendustele ning olulisematele siseühendustele. Käesoleval ajal on Eleringi poolt süsteemi kasutamisel põhieesmärkideks seatud võrgu stabiilsuse ja ülekoormustega seotud nähtuste jälgimine ja analüüsimine. Tulevikus on süsteemi võimalik edasi arendada ning siduda see avariitõrjeautomaatikaga ning kasutada süsteemi reaalajas juhtimiseks. Laiseiresüsteemi arendamine laijuhtimissüsteemiks võimaldab elektrisüsteemis automaatselt rakendada juhtimis- ja kaitsefunktsioone, reguleerida võimsusvoogusid ning seeläbi suurendada elektrisüsteemi talitluskindlust.

Ülekandevõrkude võimsusvoogude jagunemine allub füüsikaseadustele, mis tähendab, et tihti voolab võimsus võrgu osas, kus see ei ole eriti soovitud ning ei voola seal, kus seda majanduslikel kaalutlustel kõige rohkem soovitakse. Grupp uuema põlvkonna seadmeid, mis baseeruvad jõuelektroonikal, on võimelised muutma liinide elektrilisi omadusi ning panevad võimsuse voolama sinna, kuhu seda soovitakse. Neid nimetatakse FACTS seadmeteks, mis tuleneb ingliskeelsest väljendist Flexible Alternating Current Transmission System – paindlikud vahelduvvoolu ülekandesüsteemid.

Hajutatud süsteemiautomaatika all mõistame eriliiki süsteemiautomaatikat nagu võimsuse (voolu), pinge ja sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika; suurematele tuuleelektrijaamadele paigaldatud pinge ja sageduse automaatjuhtimissüsteemid; hajutatud asünkroonkäigu kaitsed; Eesti elekt-

risüsteemi saartalitlusele üleminekut kindlustav automaatika, samuti seda, et Eesti elektrisüsteemi ülekandevõrk ja sellega ühendatud objektid on automaatselt jälgitavad ja juhitavad SCADA spetsiaalsete IT-rakenduste abil.

Elektrisüsteemi juhtimine põhineb tänapäeval ICT tehnoloogiale ja on tsentraliseeritud. Lokaalsed juhtimistoimingud on vajalikud aga siis, kui nt releekaitse automaatika võrguelemendi kaitseks peab elemendi kiirelt välja lülitama ja viivituseta toimima nt võimsuslülititele. Üldjuhul ei ole need lokaalsed juhtimistoimingud suures plaanis omavahel sidestatud ning infovahetus toimib vaid piiratud alal, nt liini kahe otsa võimsuslülitite vahel. Lokaalsete juhtimistoimingute tähtsus on eriti suur siis, kui tegu kiirete protsessidega ja vajalik kiire toiming avarii või selle edasise laiendamise tõkestamiseks. Tsentraalselt seda teha ei saa, kuna info liigutamine süsteemi äärealadelt keskjuhtimissüsteemi võtab aega, lisaaega kulub ka saabunud informatsiooni töötlusele ning juhtimisotsuste tegemisele. See kõik aga seab piirid juhtimissüsteemi efektiivsusele.

Elektrienergia tarbimispoole juhtimine

Tuleviku energiasääst sõltub paljus elektritarbijate aktiivsest osalusest elektriturul. Selle all võime mõista järgmist:

1. paindlikkus elektrimüüja valikul lähtuvalt pakutavast hinnast;
2. võimalus valida erinevate tootjate ja erinevatest energiaallikatest toodetud elektri vahel;
3. võimalus (automaatselt) reguleerida erinevate seadmete, valgusallikate ja kütte elektritarbimise mahtusid ja aega sõltuvalt antud hetke vajadusest ja elektri hinnast;
4. elektri salvestamise võimalus (nt elektriautode akud) ning salvestatud elektri kasutamine kõrgema hinnaga tundidel;
5. tarbijate poolt salvestatud energia tagasisuunamine võrku.

Tarbimispoole juhtimine on oluline ja rakendatav nii kodutarbijate kui ettevõtete jaoks. Võrgu kui terviku jaoks tekib peamine efekt suurtarbijate poolt taotletavast energiasäästust, mis võimaldab nö siluda tipukoormusi ja seeläbi tagada suurema kindluse energiaga varustamisel. Kasvavate energiahindade taustal on energiasääst individuaalsel tasandil samavõrd tähtis ka kodumajapidamiste jaoks.

Elektrituru täielikuks avanemiseks aastast 2013 peab olema tagatud sujuv informatsiooni liikumine tarbijate ja elektri müüjate vahel, et igal tarbijal tekiks reaalne valikuvõimalus omale müüja valimiseks ja vahetamiseks. Et erinevatel müüjatel oleks huvi maksimaalselt paljude jaotusvõrkude kaudu elektrit müüa, on vajalik ühetaoline infotehnoloogiline lahendus andmete vahetamiseks, mis võimaldab müüjatel minimeerida kulutusi võrkudega ühinemiseks ning tarbijatele omapoolsete pakkumiste tegemiseks. See tagab võimaluse lihtsamalt turule tulla uutel elektrimüüjatel seniste, eelkõige fossiilsetest kütustest toodetud elektri müüjate kõrval.

- ***Alates 2009. aastast on ELERING Euroopa elektrisüsteemihaldureid koondava organisatsiooni ENTSO-E liige.***
- ***Eesti koos teiste Baltimaade elektrisüsteemidega on sünkroonühenduses Venemaa ühendelektrisüsteemiga (IPS/UPS).***
- ***Eesti ülekandevõrgul on kolm 330 kV AC[16] ühendust Veneemaga kaks Lätiga ning üks HVDC[17] ühendus Soomega.***
- ***Aastaks 2014 on plaanis töösse viia teine HVDC ühendus Soomega ning aastaks 2020 on plaanis rajada kolmas 330 kV AC ühendus Lätiga.***
- ***Eesti ülekandevõrku võib pidada juba täna „nutikaks“ võrguks ning toimub pidev areng täiustumise suunas.***

16 *AC – vahelduvvool (ik.* Alternative Current*)*
17 *HVDC – kõrgepinge alalisvool (ik.* High Voltage Direct Current*)*

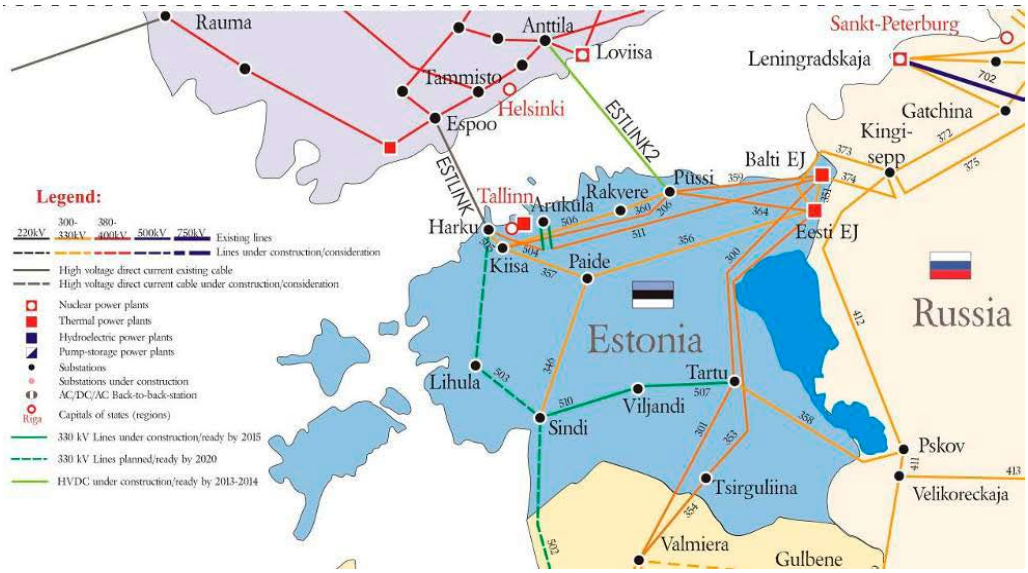
4.1 Eesti ülekandevõrk

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 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, rajati piisava läbilaskevõime tagamiseks Balti-Harku 330 kV õhuliin, mis valmis 2006. aastal. Seoses 2014 aastal valmiva EstLink2 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 pingelt 330 kV 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 (vt joonis 75).

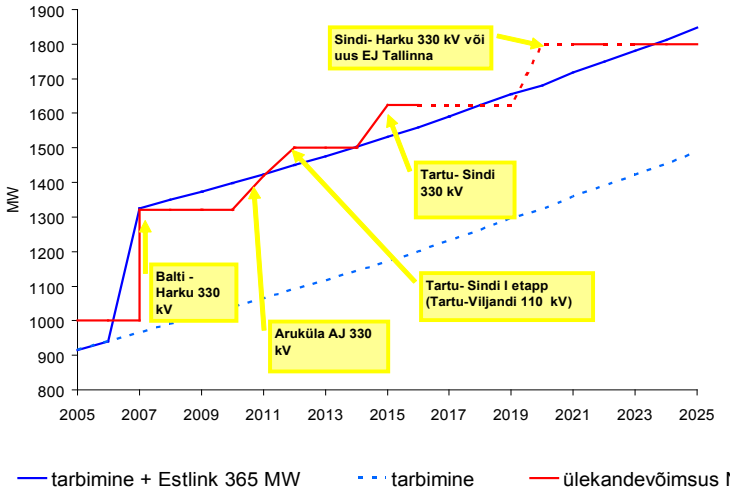
Joonis 75. Eesti elektrivõrk 2014. aastaks (näidatud pideva rohelise joonega) ning 2020. aastaks kavandatud projektid (näidatud rohelise punktiirjoonega)



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.

Narva – Tallinna ristlõikega on lood teised. Kuna Tallinn ja Harjumaa on Eesti põhilised koormuspiirkonnad, siis piisava läbilaskevõimsusega ülekande tagamiseks Tallinnasse, Harjumaale ja ka Pärnusse on kavandatud rida investeeringuid uute ülekandeliinide ehitamiseks. Joonisel 76 on kujutatud Narva – Tallinn – Pärnu suunalise ülekandevõimsuse ning selle suurendamiseks planeeritavate investeeringuobjektide ehitus ning piirkondade tarbimise võrdlus aastate kaupa 2005 kuni 2025.

Joonis 76. Investeeringud, mis tagavad Narva – Tallinn – Pärnu varustatuse elektriga



Arvestades 2025. aastaks 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 järgmiste etappidena:

- Balti – Aruküla – Harku liin 2012. aastaks (st olemasoleva Balti-Harku liini sisseviimine Aruküla alajaama);
- Tartu – Viljandi lõik 2012. aastaks;
- Viljandi – Sindi lõik 2015. aastaks.

Vastavalt Eesti 110...330 kV elektrivõrgu arengukavale on otstarbekas Tartu – Viljandi – Sindi ja Sindi – Harku vaheliste 330 kV ühenduste loomine. Uued Tartu – Viljandi – Sindi ja Sindi – Harku 330 kV ülekandeliinid seoksid omavahel tugevamalt lõuna ja põhja 330 kV elektrivõrgud ning kindlustaksid paremini Tallinna ja Pärnu piirkonna varustuskindlust. Lisaks looksid antud ülekandeliinid paremaid võimalusi elektrituulikute ühendamiseks võrguga ning aitaksid kaasa võimaliku uue, kolmanda Eesti – Läti vahelise 330 kV ülekandeliini ehitamisele (Sindi – Riia). Vajadus kolmanda ühenduse järele suureneb veelgi seoses suuremate võimsusvoogudega suunal Püssi – Harku(Kiisa) – Sindi – Läti pärast EstLink 2 töösse minekut. Sindi – Harku 330 kV lõigu valmimine on eeluuringute põhjal planeeritud orienteeruvalt pärast 2015. aastat.

Aruküla alajaama üleviimiseks 330 kV pingele on alustatud ettevalmistustöödega ning ehitustööde lõpp planeeritud 2012. aasta lõpuks. Rekonstrueerimise tulemusena suureneb Tallinn-Narva suunalise elektrivõrgu läbilaskepiir ca 100 MW võrra ning vähenevad kaod.

Et võimaldada uute elektrijaamade ühendamist Tallinna piirkonnas, tuleb rajada täiendav 330 kV liin Kiisa ja Aruküla alajaamade vahele. See tagab 2020. aastaks kolmepoolse toite ka Tallinna piirkonna 330 kV alajaamadele. Teistest alajaamadest viiakse lõpule Paide alajaama 330 kV jaotla rekonstrueerimine aastaks 2012 ning Tsirguliina alajaama 110 kV jaotla rekonstrueerimine.

Eesti elektrivõrgu arengukavades tehtud analüüside tulemusena selgus, et Eesti põhiliste koormuspiirkondade vahelised 110 kV elektriülekandeliinid tuleks viia üle suuremale ristlõikele. Suuremahulist 110 kV elektrivõrgu laiendamist pole planeeritud. Areng on ette nähtud põhiliselt olemasolevate 110 kV liinide rekonstrueerimisena või 35 kV liinide üleviimisena 110 kV pingele. 2025. aastaks tuleb enamik olemasolevaid 330 kV liine pärast tehnilise ressursi ammendumist rekonstrueerida suuremale ristlõikele (3x400 mm2), millega tagatakse oluliselt suurem ülekandevõime:

- Harku – Lihula – Sindi orienteeruvalt 2019. aastaks (uus liin);
- Balti – Tartu ja Tartu – Tsirguliina peale Harku-Lihula-Sindi valmimist;
- Eesti EJ – Tsirguliina 2025.-2026. aastaks.

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.

4.1.1 Võrgupiisavuse kirjeldus Eestis 2010/2011. aastal

Läbilaskevõimed: õhuliinide läbilaskevõimed sõltuvad oluliselt välisõhutemperatuurist. Erinevus suvel ja talvel on ligikaudu kahekordne. 330 kV õhuliinide läbilaskevõimed, sõltuvalt temperatuurist ja liinist, on üldjuhul vahemikus 630…2000 A (360…1143 MVA). 110 kV õhuliinide läbilaskevõimed on vastavalt üldjuhul vahemikus 140…1023 A (27…195 MVA). 110 kV ja 35 kV kaabelliinidele lubatud koormused on reeglina välisõhu temperatuurist sõltumatud.

Ülekandeliinide läbilaskevõime poolest nõrgimaks kohaks on L300 (Tartu – Balti vahel 330 kV liin) ja L105 (Tartu – Viljandi vaheline 110 kV liin). L300 piirangud langevad põhiliselt suvekuudele, kui välisõhu temperatuur on üle 20 kraadi ja liini läbilaskevõimsus väheneb ca 50% võrreldes talviste tingimustega. L105 piirangud on samuti termilised, kuid lisaks sellele langeb sellele liinile ka lisakoormus suurel ülekandel Vene – Eesti – Läti suunas. Olukorda L105 osas parandab Tartu – Sindi 330 kV liini valmimine koos selle tugevdusega. Ülejäänud võrgu osas on Eestisiseselt tagatud piisav hooajaline läbilaskevõime.

Pinged ja reaktiivvõimsus: aktuaalseks on muutunud tuulikute lisandumisest põhjustatud pingete kõikumise amplituud Lääne-Eesti 110 kV võrgus. Kõige kriitilisemaks kohaks on käesoleval hetkel Lääne-Eestis Aulepa piirkond ning seda eriti ajal, kui piirkonna tuulikute toodang on suur ja Eesti tarbimine on väike. Teatud 110 kV liinide katkestused piirkonnas võivad raskendada olukorda veelgi. Samas nimetatud olukorra leevendamiseks planeeritakse täiendava meetmena lisada Virtsu alajaama reaktor ning kasutada tuulepargi enda potentsiaali pingereguleerimisel.

4.1.2 Eleringi investeeringute kava aastani 2015

Eesti 110…330 kV elektrivõrk on oma põhiosas rajatud aastatel 1955–1985, millest on tingitud seadmete kõrge keskmine vanus. Aastatel 1985–1997 elektrivõrku praktiliselt ei arendatud ega rekonstrueeritud.

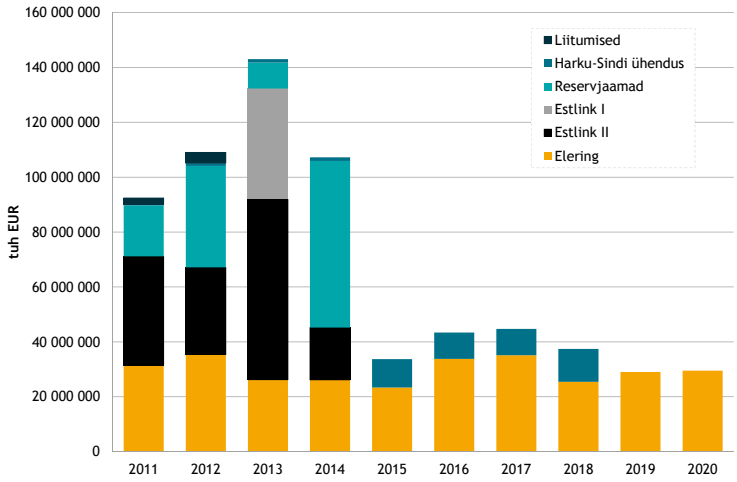
Eestimaise põhivõrgu arendamine lähtub eesmärgist tagada tarbijatele pikaajaline varustuskindlus, seetõttu tuleb tänaseid otsuseid teha aastakümneid ettepoole vaadates. Elektri varustuskindlus hõlmab eneses nii kvaliteetset ja töökindlat elektrivõrku kui ka piisavate tootmisvõimsuste ligipääsu võrgule ning hästi toimivat elektriturgu. Elering on viimase kümne aasta jooksul jõudnud uuendada suure osa olulisematest sõlmalajaamadest. See on alus sisemaise elektrivõrgu heale töökindlusele. 2010. aasta jooksul said täielikult uuendatud veel Tallinna varustuskindluse seisukohalt väga tähtis Kiisa alajaam ning Viljandi alajaam.

2010. aastal olid prioriteetsed tegevused, mis tagavad tulevikus piisavate tootmisvõimsuste ligipääsu meie elektriturule, samuti elektriturgude toimimiseks vajaliku „turuplatsi“ arendamisega seotu. Eelkõige tähendas see Eesti elektrivõrgu tugevamat ühendamist Põhja-Balti ühise turupiirkonna võrkudega.

Kui siiamaani on olnud põhirõhk võrgu rekonstrueerimisel, siis aastani 2025 on prioriteediks investeeringud, mis parandavad varustuskindlust ja ühendusi naaberriikidega. Kõige tähtsamad projektid on 2014. aastaks valmiv teine Eesti – Soome vaheline kõrgepinge alalisvooluühendus EstLink 2, kaks kiiresti käivituvat avariireservjaama, mis valmivad 2015. aastaks ning Tartu – Viljandi – Sindi 330 kV liin, mis valmib 2015. aastaks.

Joonisel 77 on esitatud Eleringi kinnitatud investeeringute kava aastani 2015 ning esialgne kava aastani 2020 (mahud tuhandetes eurodes), millega tagatakse varustuskindlus, elektrituru areng ja prognoositud tarbimisvõimsused klientidele.

Joonis 77.
Eleringi kinnitatud investeeringud aastani 2015 ja esialgne kava kuni 2020



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 tulekuga 2014. aastal saab uueks ülekandevõimsuseks Soomega 1000 MW mõlemas suunas ning kaob pudelikael Eesti-Soome vahelt, kuid 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:

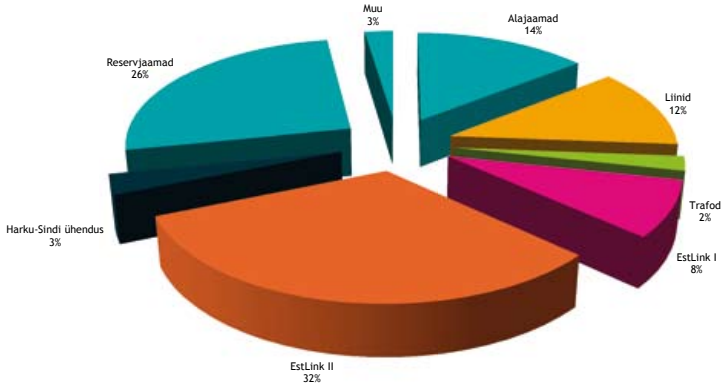
- investeeringud välisühendustesse Eestist ja teistest Baltimaadest ning Balti riikide vahelistesse ühendustesse varustuskindluse tagamiseks tootmise võimaliku puudujäägi olukorras ja toimiva elektrituru loomiseks;
- investeeringud reservtootmisesse Eestis.

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 (2011-2015) aasta jooksul on Eleringil plaanis investeerida elektrivõrku ca 500 miljonit eurot, millele lisanduvad liitumistega seotud investeeringud. Eleringi investeeringute jagunemist erinevate projektide vahel kujutab joonis 78.

Joonis 78.
Eleringi investeeringute jagunemine erinevate projektide vahel

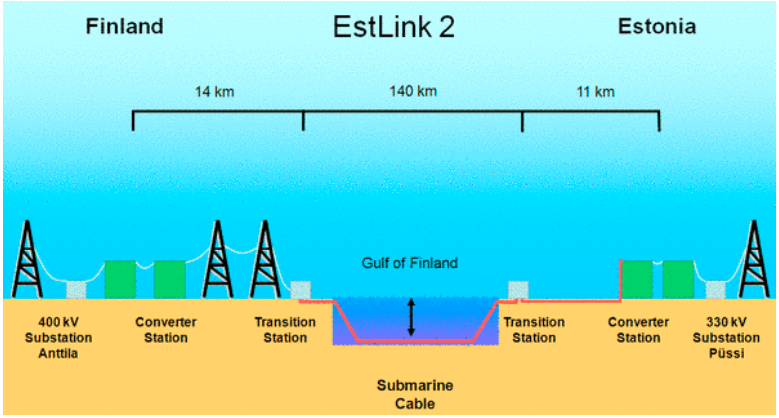


Tähtsamad hetkel töös olevad ning lähitulevikus valmivad objektid on:

- EstLink 2 merekaabel

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 (vt joonis 79).

Joonis 79.
Kirjeldav joonis EstLink 2 projektist.



Joonis 80.
Aerofoto olemasolevast Aruküla 220/110/10 kV alajaamast.

- 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.

Joonis 81.
Tartu – Viljandi – Sindi 330/110 kV õhuliini uut tüüpi mastid

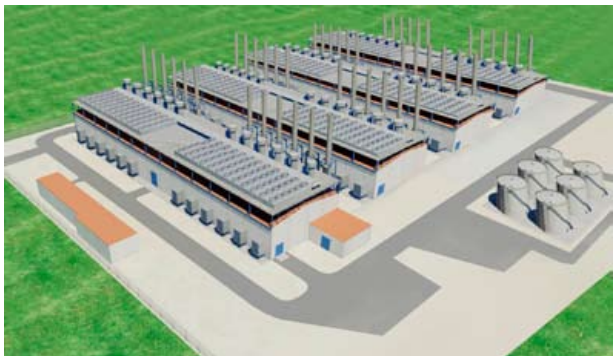
- Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin

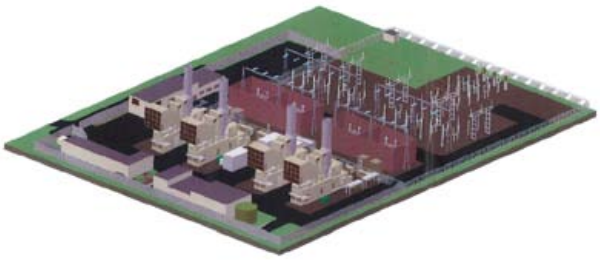
Uus õhuliin parandab Pärnu piirkonna varustuskindlust, suurendab ida-lääne suunalist elektrivõrgu läbilaskevõimet, vähendab kadusid ja annab hilisema võimaluse laieneda Tallinn – Riia suunal. Samuti vähendab see Narva – Tallinna ülekande tähtsust Tallinna ja Harjumaa koormuspiirkondade elektrienergiaga varustamisel. Ehitamisel kasutatakse Eestis esmakordselt uut tüüpi kõrgepingeõhuliini maste (vt joonis 81).

- Avariireservjaamad 1 ja 2

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-e 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. Esimene avariireservi elektrijaama etapp ca 100 MW ulatuses peaks valmima aastal 2013 ja teine, ca 150 MW aastal 2015. Avariireservelektrijaamade 3D mudelid on kujutatud joonisel 82.

Joonis 82. Avariireservjaamade 3D mudelid





- Eesti 330 kV alajaam

Eesti 330 kV alajaam on tähtsaim alajaam Eesti elektrisüsteemis, alajaamaga on ühendatud Eesti elektrijaam (*ca* 1500 MW), mis on tähtsaim energeetiline sõlm kogu riigi elektrivarustuse seisukohalt (vt joonis 83). Eesti 330 kV alajaama tehnilisest seisukorrast ja lahendustest hakkab sõltuma kogu Eesti elektrisüsteemi töökindlus.

Joonis 83. Eesti elektrijaama 330 kV renoveerimata jaotla aastal 2010

- Harku – Lihula – Sindi 330 kV liin

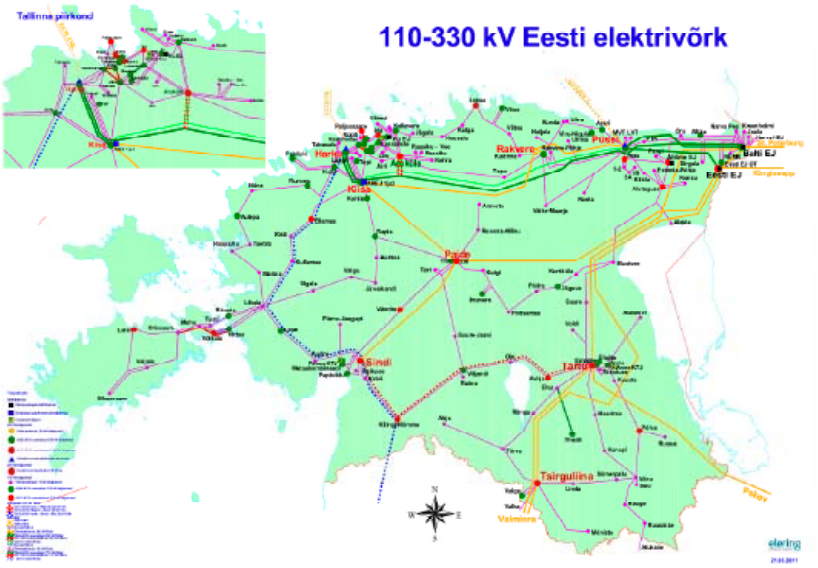
Täiendavate riikidevaheliste ühenduste rajamine suurendab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust ning vähendab EL-i liikmesriikide sõltuvust mitteliikmesriikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaim tarnija ning tootjal pakkuda suuremal avatud turul, mis peaks motiveerima ka uute tootmisvõimsuste 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.

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

- Loksa 110 kV alajaam
- Volta 110 kV jaotla
- Aidu 110 kV alajaam
- Alutaguse 110 kV alajaam
- Ellamaa 110 kV alajaam
- Põlva 110 kV alajaam
- Kilingi-Nõmme 110 kV jaotla
- Leisi 110 kV alajaam
- Tsirguliina 110 kV alajaam
- Ahtme 110 kV alajaam
- Paide 330 kV jaotla
- Ida 110 kV alajaam
- Võiküla 110 kV alajaam
- Paljassaare 110 kV jaotla
- Ranna 110 kV alajaam
- Vändra 110 kV alajaam
- Saaremaa 110 kV kaablid (Tusti – Orissaare kaabel; Virtsu – Võiküla kaabel)
- Tallinna 110 kV kaablid (Endla – Veskimetsa – Järve kaabel)

Joonisel 84 kuvatakse Eesti 110...330 kV elektrivõrk koos kõikide ehitusjärgus ja planeerimises olevate investeeringuprojektidega.

Joonis 84.
Eesti elektrivõrgu skeem koos investeeringukava objektidega



- ***Täna on ülekandevõrk sisenõudluse rahuldamiseks piisav.***
- ***Tulevikus eeldatavalt kasvava sisemaise elektritarbimise katmiseks rajatakse uusi liine ja alajaamu vastavalt investeeringukavale.***
- ***Õhuliinide termiline läbilaskevõime on tugevalt seotud välisõhutemperatuuriga.***
- ***Varustuskindluse tagamiseks tulevikus ehitab Elering aastaks 2015 reservelektrijaama koguvõimsusega vähemalt 250 MW.***
- ***Aastatel 2011–2015 on Eleringil kavas investeerida ülekandevõrku ca 500 miljonit eurot.***

4.2 Ülekandevõrgu tarnevõimalused ja ühendused naaberriikidega

Eesti elektrivõrgu läbilaskevõime käesoleval ajal on ekspordiks ja impordiks vahelduvvooluliinide kaudu Eesti – Läti – Pihkva ristlõikel suurema osa ajast vahemikus 500–800 MW ja Eesti – Venemaa vahelisel ristlõikel vastavalt 400...800 MW. Varasemalt on nendel ristlõigetel esitatud erinevamaid läbilaskevõimeid, kuid uute arvutusmetoodikatega on numbreid korrigeeritud ning lisaks mõjutavad antud väärtusi ka naabrite võrgukonfiguratsioonid. EstLink 1 kaudu on see 350 MW. Olenevalt teiste riikide ekspordist ning impordist, võrgu remontidest ja välisõhu temperatuurist võib läbilaskevõime oluliselt väheneda. Arvestada tuleb ka võimalusega, et teatud ajal võib läbilaskevõime olla nullilähedane. Elering teavitab turuosalisi piirangutest kuu, nädala ja järgmise päeva elektrisüsteemi talitluse planeerimise käigus. Vastav info avalikustatakse Eleringi kodulehel.

Juhul kui tootmisvõimsuste puudujääk on kõigis Balti riikides üheaegne, siis võrgu läbilaskevõime impordiks kogu Baltikumi (koos Kaliningradiga) jaoks on piiratud – Vene ja Valgevene elektrisüsteemist reeglina kuni 1800 MW ning Soomest kuni 350 MW. Olenevalt võrgu remontidest ja välisõhu temperatuurist võib läbilaskevõime Balti piirkonda oluliselt väheneda.

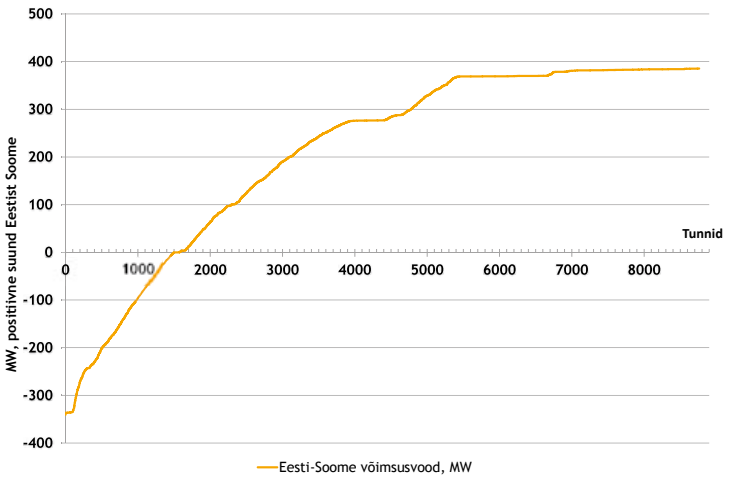
Praegu esineb ülekandevõimsuse piiranguid Eesti ja teiste EL-i riikide vahel põhiliselt Eesti – Läti – Pihkva vahelisel ristlõikel ja Eesti – Soome vahelisel ristlõikel. Eesti – Läti – Pihkva vahelisel ristlõikel esinevad piirangud mitte ainult remontskeemides, vaid ka võrgu normaalskeemi korral, eriti suvekuudel, kui Leedu ja Läti impordivad suurema osa seal tarbitavast elektrienergiast ning ülekandeliinide läbilaskevõime on märgatavalt vähenenud tänu välisõhu kõrgele temperatuurile ja raskendatud jahtumistingimustele. Suuremad võimsusvood Eesti – Läti – Pihkva vahelises ristlõikes esinevad tihti öisel ajal, kui Leedus asuv Kronju hüdroakumulatsiooni elektrijaam töötab pumbarežiimis (tarbimisvõimsus kuni 880 MW). Eesti – Soome vahelisel ristlõikel on piiranguid, kuna kaabli võimsus on teatud turuolukordades täis. Tulenevalt CO_2 hinnatõusu prognoosidest ning alates 2012. aastast rakenduvatest piirangutest väävliheitmetele, võib pärast 2016. aastat oodata elektri impordi kasvu Eestisse. Tänaste välisühenduste puhul tulevad impordipiirangud eeldatavasti pidevad. Sellest tulenevalt peab Elering hädavajalikuks täiendava elektriühenduse rajamist hiljemalt 2016. aastaks Soome, et tagada eelolevaks kümnendiks Eesti tarbijate piisav varustatus elektrienergiaga.

Soome põhivõrguettevõtja Fingrid langetas 20. mail 2010 vastava investeerimisotsuse, mille alusel rajatakse teine Eesti ja Soome vaheline merealune kõrgepinge alalisvooluühendus EstLink 2. Projektimeeskonna otsused alalisvoolu lingi hanke hindamistulemuste kohta langetati 1. detsembril 2010. Ehitatava alalisvoolu ühenduse nimivõimsuseks on 650 MW nimipingega 450 kV. Ühenduse pikkus on ca 170 km, millest 12 km on Eesti maismaakaabel, 145 km merekaabel, 14 km õhuliin Soomes. Projekti kogumaksumus koos vahelduvvoolu osa töödega on ca 320 miljonit eurot. EstLink 2 tulekuga 2014. aastal kaob „pudelikael" Eesti-Soome vahelt, kuid Balti riikide suuremahulise impordi korral Põhjamaadest piirangud Eesti – Läti – Pihkva ristlõikel võivad esineda ka pikemas perspektiivis.

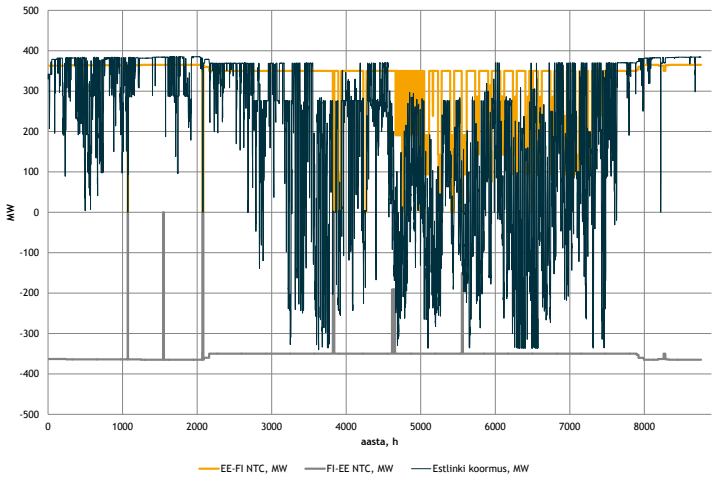
4.2.1 Võimsusvahetus Eesti ja Soome vahel

Aastal 2010 oli Eesti ja Soome vaheline võimsusvahetus valdavalt suunaga Eestist Soome, mida illustreerivad ka joonised 85 ja 86. Soomest Eestisse oli võimsus suunatud ligi 1500 tundi ning Eestist Soome ca 7000 tundi aastas. Aastal 2010 talitles EstLink täisvõimsusel ligi 50% ajast.

Joonis 85. Eesti – Soome võimsusvoogude jaotus 2010. aastal, MW



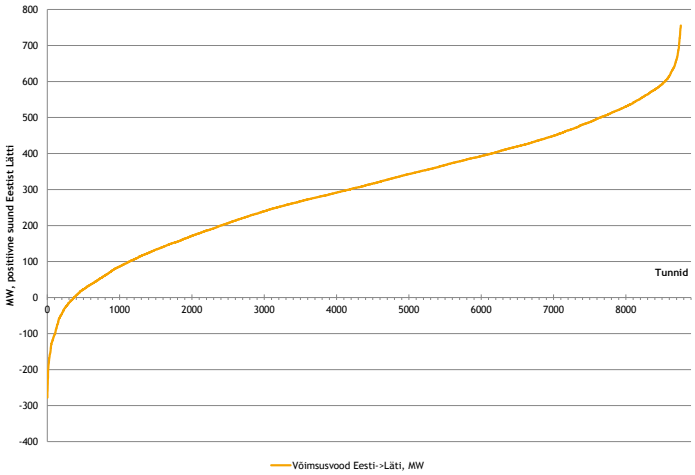
Joonis 86.
2010. aasta Eesti – Soome vahelised tunnised võimsusvood ja NTC piirid, MW



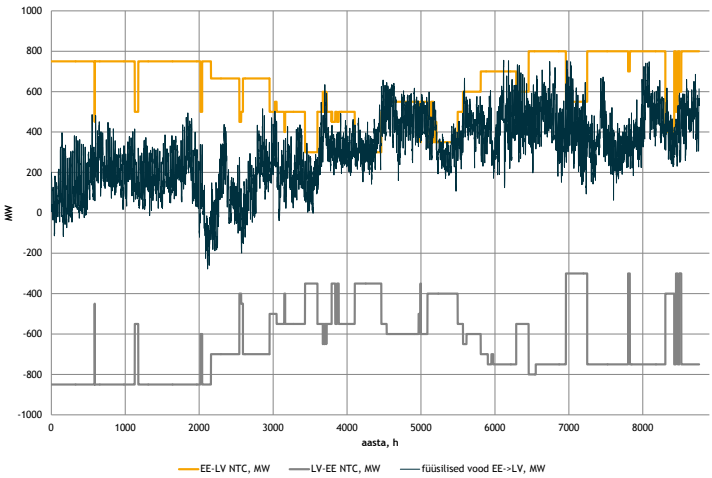
4.2.2 Võimsusvahetus Eesti ja Läti vahel

Eesti ja Läti vahel oli 2010. aastal võimsusvahetus valdavalt suunaga Eestist Lätti, mida illustreerib ka ilmekalt Joonis 87. Lätist Eestisse oli võimsus suunatud vaid ca 300 tundi aastas ning Eestist Läti suunas ca 8400 tundi aastas. Maksimaalne võimsus Läti suunal küündis peaaegu 800 MW-ni, vt joonis 88. Läti-suunaliste võimsusvoogude ülekaal tuleneb Läti ja Leedu genereerimise ja tarbimise tasakaalust, kuna vastavates piirkondades valitseb suurema osa ajast genereerimise puudujääk ning seega talitlevad piir-konnad importreziimil.

Joonis 87.
Eesti – Läti võimsus-voogude jaotus 2010. aastal, MW



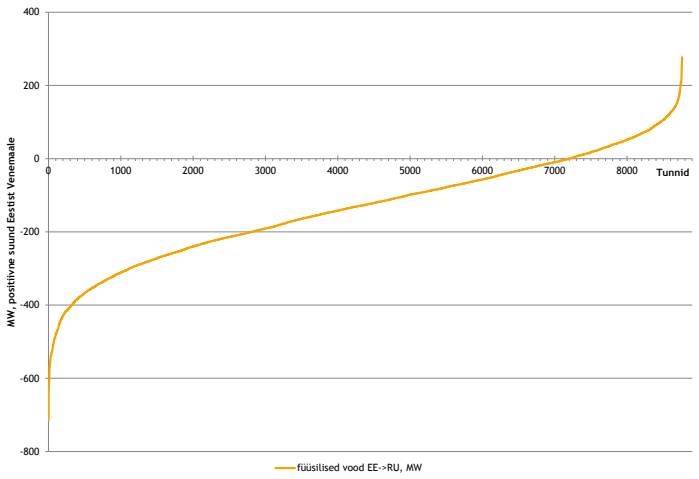
Joonis 88.
2010. aasta Eesti-Läti vahelised tunnised võimsusvood ja NTC piirid, MW



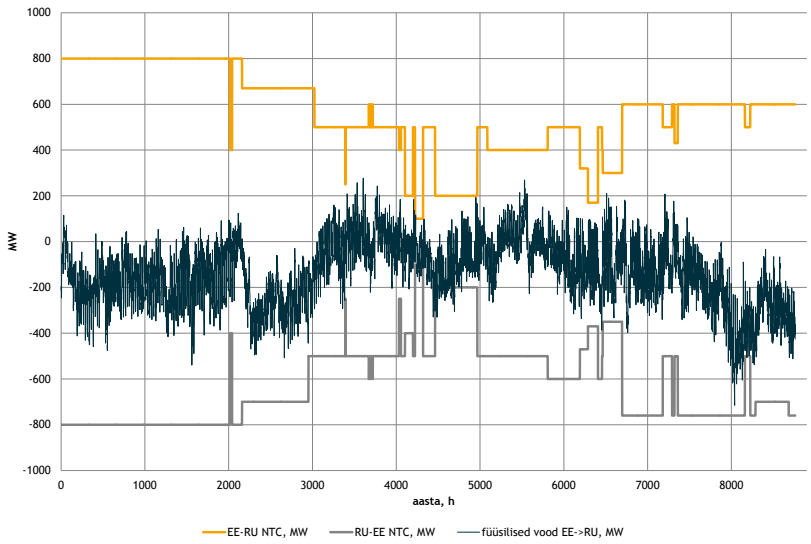
4.2.3 Võimsusvahetus Eesti ja Venemaa vahel

Eesti ja Venemaa vahel oli 2010. aastal võimsusvahetus valdavalt Venemaalt Eesti suunas ca 7100 tundi ning Eestist Venemaa suunas ca 1800 tundi (vt joonis 89). Lõviosa Eesti-suunalistest võimusvoogudest oli põhjustatud transiidist Venemaalt Lätti ja Leetu. Maksimaalne Eesti-suunaline võimsus küündis ca 750 MW-ni (vt joonis 90). Venemaa suunaline maksimaalne võimsus registreeriti ca 300 MW.

Joonis 89. Eesti – Venemaa vahelised võimsusvoogude suunad (MW)



Joonis 90. Eesti – Venemaa vahilised võimsusvood ja NTCd.



4.2.4 Investeerimiskavad uute ühenduste rajamiseks naaberriikides

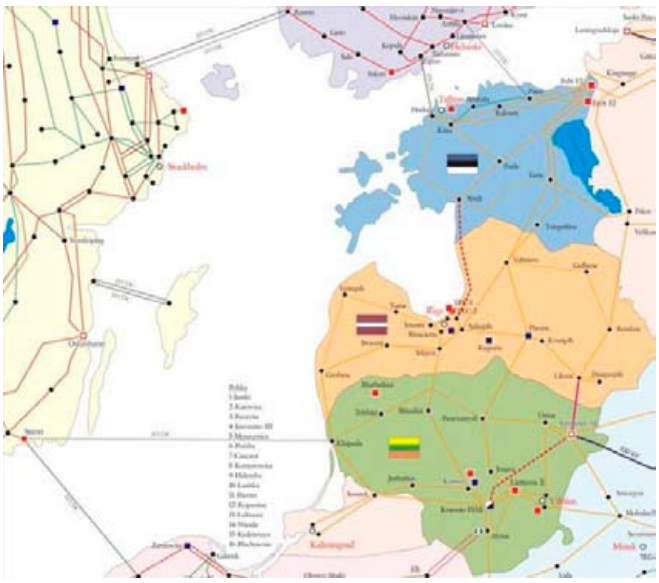
Eleringile teadaolevad naaberriikide investeerimiskavad võrkudesse ja võrkudevaheliste ühenduste rajamiseks on saadavad European Network of Transmission System Operators for Electiricity (ENTSO-E) võrgu 10 aasta arengukavast (Ten Year Network Development Plan).

Lisaks Euroopa põhivõrkude ühenduse aruandele tegid Balti riigid oma arengukava uuringu Baltic Grid 2025, millest selgub, et vajalikud on nii tugevdused siseriiklikes ülekandevõrkudes kui ka uued ühendused Põhjamaade ja Euroopa elektrisüsteemiga, et tagada varustuskindlus ja elektrituru toimimine. Joonis 91 illustreerib Baltic Grid 2025 uuringu soovituslikke võrgu tugevdusi.

Eestit kõige otsesemalt puudutavad projektid Balti riikide piirkonnas on järgmised:

- teine ühendus Eesti – Soome vahel EstLink 2;
- uus ühendus Rootsi – Leedu vahel NordBalt;
- uus ühendus Poola – Leedu vahel.

Joonis 91. Olemasolevad ja planeeritavad ühendused Balti regioonis



Planeeritud ühendus Leedu ja Poola vahel ühendab Balti elektrisüsteemi Mandri-Euroopa sünkroonse sagedusalaga. Ühenduse varaseim võimalik valmimisaeg on 2020, sõltudes sellest, kas tegemist on alalis- või vahelduvvooluühendusega. Balti riikides on planeeritud riigisiseste elektrivõrkude tugevdamist. Riikidevaheliste ühendustena on vaadeldud kolmanda Eesti ja Läti vahelise ühenduse loomist. Tallinn – Sindi – Riia 330 kV õhuliin kujuneb oluliseks osaks Põhja- ja Kesk-Euroopa vahelisest energiakoridorist ning õhuliini peamine eesmärk on soodustada eri energiasüsteemide ühendamist (Balti riigid, Läänemere piirkond) ning tagada Eesti kõikidele piirkondadele nõuetekohane varustuskindlus. Eesti – Läti vahelise lõigu osas Läti põhivõrguga lõplik otsus trassivariandi suhtes puudub. Praeguste plaanide järgi saavutatakse kokkulepe järgmise aasta jooksul, kui on valminud täiendavad uuringud. Arvestades uuringutele, trassi kooskõlastamisele ning ehitusele kuluvat aega on liini varaseim võimalik valmimisaeg 2018.–2020. aastal. Lisaks vajab tugevdamist Läti-Leedu vaheline ühendus ja Leedu siseriiklik ülekandevõrk, millega tagatakse Balti riikide varustuskindlus ning elektrituru toimimine ja areng.

- ***Läbilaskevõime Eesti – Läti – Pihkva ristlõikel on suurema osa ajast vahemikus 500...800 MW ja Eesti – Venemaa vahelisel ristlõikel vastavalt 400...800 MW.***
- ***Tulevikus on „pudelikael" eeldatavalt Eesti ja Läti vahelisel ühendusel. Uue riikidevaheilse ühendutena on vaadeldud kolmanda Eesti ja Läti vahelise ühenduse loomist. Tallinn – Sindi – Riia 330 kV õhuliin kujuneb oluliseks osaks Põhja- ja Kesk-Euroopa vahelisest energiakoridorist ning õhuliini peamine eesmärk on soodustada eri energiasüsteemide ühendamist (Balti riigid, Läänemere piirkond) ning tagada Eesti kõikidele piirkondadele nõuetekohane varustuskindlus.***

4.3 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, sellest 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. a. Eleringil on ka reservjuhtimiskeskus, millel on põhijuhtimiskeskusega sarnane funktsionaalsus.

Eesti elektrisüsteemi talitluse kavandamisel on laialdast kasutust leidnud elektriliste režiimide arvutusprogrammide kompleks PSS-E (Siemens PTI). Eesti elektrisüsteemi võimsusbilansi haldamiseks ja juhtimiseks on kavas juurutada spetsiaalne bilansihaldustarkvara. Lisaks eelpoolmainitule plaanib juhtimiskeskus lähitulevikus lahendada tuuleenergia prognoosimise ja elektrisüsteemi kui terviku koormuse prognoosimisega seonduvad küsimused seoses elektrisüsteemi toimimise ja varustuskindluse tagamisega.

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.

4.4 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 elektriseadmetel. 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. a 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 elektrijaamad ja tarbijad olid mitu tundi toiteta.

25. augustil 2008. a lülitus Valgevenes avariiliselt tööst välja Lukomlskaja EJ 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 elektrisüsteemis 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 uut ehitatavat avariireservelektrijaama. Selle elektrijaama esimene plokk peab töös olema aastaks 2013.

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 avariitõrjeautomaaatikat:

- 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.

4.5 Võrgu töökindlus ja võrgu hooldamise tase

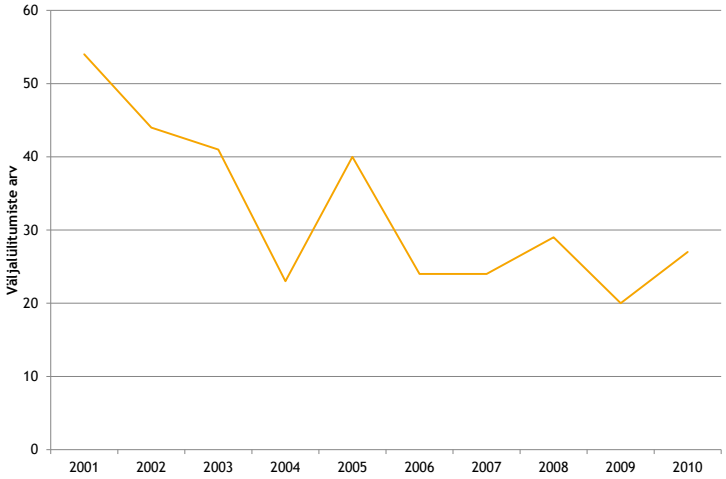
Võrkude kvaliteedi ja hooldamise taset iseloomustab rikete arvu üldine vähenemistrend. Eleringi võrgus aastatel 2001–2010 tekkinud seadmete väljalülitumised ning seejuures tarbijale katkestusi põhjustanud väljalülitumised on esitatud järgnevas tabelis 15. Eleringi võrgus toimunud väljalülitamiste ja katkestustega väljalülitamiste trendid aastatel 2001-2010 on välja toodud joonistel 92 ja 93.

Tabel 15. Ülekandevõrgu seadmete väljalülitumised aastatel 2001-2010

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

Joonis 92.
Eleringi võrgus toimunud väljalülitumiste trendid aastatel 2001-2010

Joonis 93.
Eleringi võrgus toimunud katkestustega väljalülitumiste trendid aastatel 2001-2010



Elering on panustanud palju alajaamade ja liinide hooldusesse, et säilitada ja parandada võrgu töökindlust (vt tabel 16). Liinide hooldamisele kulutatav summa jääb vastavalt prognoosile järgmisel kolmel aastal ligikaudu samale tasemele. Samas on alajaamade hooldamisele kuluv summa tulevikus vähenemas. See on tingitud sõlmalajaamade rekonstrueerimisest ja talitluskindluse tõusust. Hoolduskuludes kajastuvad ka demontaažitööd ja jäätmete käitlemine.

Tabel 16.
Eleringi kulutused võrgu talitluskindluse tõstmiseks (mln EUR)

Hooldus-tegevus/ Aasta	2005/2006 tegelik	2006/2007 tegelik	2007/2008 tegelik	2008/2009 tegelik	2009 tegelik	2010 tegelik	2011 prognoos
Lülitamine	1,05	0,98	0,40	0,46	0,48	0,48	0,47
Alajaamade hooldus	3,04	3,0	3,04	3,36	2,88	2,99	2,80
Liinide hooldus	1,61	1,79	1,37	2,19	1,71	2,22	2,08
Kokku	5,70	5,77	4,81	6,01	5,07	5,69	5,35

Seisuga 1. jaanuar 2011 on Eleringil 110...330 kV õhuliine ahelaid mööda 5 171 km. Liinikoridore on Eleringil 4 591 km (osa liine paikneb ühistel mastidel).

Sellest 4 591 km-st kulgeb ligi 65% ehk ca 2 950 km metsade vahel või kohtades, kus kaitsevööndis kasvab osalise või täieliku kattuvusega võsa. Kaitsevööndite laiuseks on 220...330 kV õhuliinidel 80 m ja 110 kV õhuliinidel 50 m. Võsastunud ala moodustab seega ligi 15 000 hektarit, mida tuleb keskmiselt kuueaastaste perioodidena hooldada, see teeb ca 2 500 hektarit aastas.

Lisaks on vaja igal aastal liinikoridorides langetada ohtlikke puid ning teostada raadamist. Suure osa liinide ehitusest on möödunud 35-45 aastat. Kuni sajandivahetuseni liinikoridoride laiendamist ei teostatud, piirduti vaid juhtmete alt võsa lõikamisega. Kuna vahepealsete aastatega oli mets muutunud liinidele ohtlikuks ja puudest põhjustatud liinide väljalülitumised sagenesid, alustas Elering 2000/2001.

majandusaastal liinikoridoride laiendamisega. Nende tegevuste pikaajalisuse ja kinnistuomanike rohkuse tõttu kulub tänase seisuga kõikide liinikoridoride kaitsevööndite metsast vabastamiseks vähemalt 10 aastat.

4.5.1 Võrgu talitluskindlus

Võrgu talitluskindlust iseloomustavad talitluskindluse näitajad (lisatud aruanne 2010. aasta kohta – tabel 17 ja 18).

Tabel 17. Varustuskindluse indikaatorid 1

1.	Katkestused	Maksimaalne aeg			Ühik	Elering		
		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	43	4	39
1.3	Tarbimiskohtade arv, kus aastane summaarne riketest põhjustatud katkestuste kestus ületas normi VKN § 4 (6)	200 tundi	100 tundi		tk	0	0	0
1.4	Plaaniliste katkestuste arv VKN § 4 (7)	-	10 tundi	8 tundi	tk	10	0	10
1.5	Tarbimiskohtade arv, kus plaaniliste katkestuste aastane summaarne kestus ületas normi VKN § 4 (8)	-	64 tundi		tk	250	0	250

** - VKN - MKM määrus nr 42 "Võrguteenuste kvaliteedinõuded ja võrgutasude vähendamise tingimused kvaliteedinõuete rikkumise korral"*

Tabel 18. Varustuskindluse indikaatorid 2

2.	Varustuskindluse indikaatorid	Ühik	Kogus
2.1	Tarbimiskohtade koguarv	tk	250
2.2	Rikkest põhjustatud katkestuste summaarne kestus aastas	minut	2 973
2.3	Plaanitud katkestuste summaarne kestus aastas	minut	3 336
2.4	**Riketest põhjustatud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas VKN § 5 (2) (CI) (SAIFI)**	**tk**	**0,172**
2.5	**Riketest põhjustatud katkestuse keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas VKN § 5 (3) (SAIDI)**	**minut**	**11,892**
2.6	**Riketest põhjustatud katkestuse keskmine kestus aastas VKN § 5 (4) (CAIDI)**	**minut**	**69,140**
2.7	Plaanitud katkestuste keskmine sagedus tarbimiskoha kohta aastas	tk	0,040
2.8	Plaanitud katkestuse keskmine aeg tarbimiskoha kohta aastas	minut	13,344
2.9	Plaanitud katkestuse keskmine kestus aastas	minut	333,600

Eleringile kuuluvate jaotlate üldarv:

- 330 kV – 10 tk, millest aastatel 2000– 2010 on renoveeritud 5 jaotlat, 1 jaotla on osaliselt renoveeritud ning ehitatud on 2 uut jaotlat. Täielikult renoveerimata on 2 jaotlat. Aastatel 2011–2015 renoveeritakse kõik vanad 330 kV jaotlad.

- 220 kV – 3 tk, millest aastatel 2000– 2010 on renoveeritud 2 jaotlat, renoveerimata on 1 jaotla, mis 2012. aastal demonteeritakse.

- 110 kV – 145 tk, millest aastatel 1995-1999 on renoveeritud 4 jaotlat; aastatel 2000–2010 nelikümmend jaotlat ning ehitatud 14 uut jaotlat. Renoveerimata on 87 jaotlat. Aastatel 2011–2015 on plaanis renoveerida 12 jaotlat.

Enamik renoveerimata alajaamasid on ehitatud aastatel 1960–1990 ning nende vanus ületab suuremas osas 110 kV alajaamades elektriseadmete tehnilise eluea piiri. Keskmine vanus renoveerimata alajaamadel on üle 30 aasta. Vene 110...330 kV elektriseadmete tehniliseks eluea piiriks on tehas aga määranud 30 aastat, mille järel tuleb need asendada uute seadmetega. Samal põhjusel on vaja alustada ka 110 kV jõutrafode väljavahetamist.

Olemasolevate alajaamade renoveerimisega alustati praktiliselt 2000. aastal, et vältida vananenud seadmetest tingitud elektrienergia katkestusi. Keskmiselt renoveeriti aastatel 2001–2010 igal aastal 5 alajaama.

4.5.2 Suuremad avariid Eleringi elektrivõrgus

2010. aastal toimusid Eleringi elektrivõrgus järgmised suuremad avariid:

- 26. juulil umbes kell 17.00 lülitusid peaaegu korraga välja kaks 330 kV liini: L356 (Eesti EJ – Paide) ja L353 (Eesti EJ – Tsirguliina). Väljalülitumised põhjustasid keeristormi tõttu liinidele langenud puud. Kuna samal ajal oli seoses renoveerimistöödega väljas ka liin L359 (Balti EJ – Püssi), siis vähenes selle avarii tõttu oluliselt võimsuse ülekandevõime Tallinna ning Kesk-ja Lääne-Eesti suunas. Tallinna piirkonna elektrivarustuskindluse tagamiseks pidi Elering erakorraliselt reguleerima EstLinki merekaabli Soome suunas mineva võimsusvoo nulli. Avariiliselt välja lülitunud 330 kV liinid saadi uuesti tööle mõne tunni pärast.

- Ajavahemikul 5. juulist 6. oktoobrini lülitusid neli korda tööst välja kolm erinevat Saaremaa 35 kV merekaablit. Kõikide väljalülitumiste põhjuseks oli lühis kaablis. Kaablid on füüsiliselt amortiseerunud, mistõttu on suurenenud oht Saaremaa ja Hiiumaa elektrivarustuskindlusele (vt joonis 94).

Joonis 94.
Saaremaa 35 kV merekaabli muhv

Joonis 95.
Näide 110 kV õhuliinile kitsaks jäänud trassikoridorist

- 8. augusti tormiga lülitus välja liin L103 (Rakvere – Püssi), mille tõttu jäid ca 11 tunniks toiteta Uhtna alajaama tarbijad. Põhjuseks oli liinile langenud puu raskesti ligipääsetavas kohas. Sarnase näitena saab välja tuua joonisel 95 kujutatud trassikoridori, mis on jäänud 110 kV õhuliinile liiga kitsaks.

- 9. detsembri tormiga lülitus välja liin L063 (Loksa – Võsu), mille tõttu jäid ca 2,5 tunniks toiteta Loksa alajaama tarbijad. Põhjuseks oli puu liinil.

- 29. detsembril lülitus lühise ja sellest tekkinud põlengu tõttu välja Tapa alajaam (vt joonis 96). Tarbijatele tekkis ca 8 tunnine toitekatkestus. Põhjuseks oli seadme rike. Alajaam vajab suures osas renoveerimist.

Joonis 96.
Tapa alajaama 10 kV jaotlas toimunud põlengu tagajärjed

4.6 Elektri kvaliteet

Elektritarvitid on projekteeritud talitlema optimaalselt nimiparameetrite (pinge, sagedus) juures. See-juures eeldatakse, et pinge on siinuseline ja kolmefaasilises süsteemis sümmeetriline. Elektrijaamast väljastatud elektrienergia kvaliteeti rikuvad pingekaod elektrivõrgus, ühefaasilised ning mittelineaarseid elemente sisaldavad tarvitid, jõuelektroonikat kastutavad tootmisüksused (nt tuuleelektrijaamad) jm. Elektri kvaliteedi all mõeldakse üldjuhul elektritarbijate elektrivarustuskindlust ja talitlusparameetrite vastavust nimisuurustele. Kvaliteedinõuded võivad erineda sõltuvalt tarbijast. Elektrivõrk peab andma tarbijale kvaliteetset elektrit, kuid ka tarbija ei tohi oma seadmetega võrku saastata, sest üks olulisem halva kvaliteedi põhjustaja on tarbija ise. Järgnev osa kirjeldab lühidalt elektrikvaliteeti ja selle olulisust elektrisüsteemi talitluses.

4.6.1 Mis on kvaliteet ja miks see oluline on?

Elektri kvaliteet mõjutab majanduslikult elektrisüsteemi, võrguettevõtete seadmete ja kõigi elektritarbijate tööd. Toitekatkestused ja pinge kõikumised võivad vähendada toodangut ja põhjustada praaki. Teisalt nõuab tarbijate poolt genereeritud häiringute summutamine võrguettevõtetelt investeeringuid ja tõstab käidukulusid. Tänapäeval on tööstuses tõusnud elektroonika ja automaatika osakaal, samuti infotehnoloogia tähtsus. Kõik elektroonikaseadmed on tundlikud toitepinge häirumisele, kuid on ka ise häiringute allikad. Elektri kvaliteet on tihedalt seotud mõistetega nagu seadmete töökindlus, eluiga, kasutegur, stabiilsus, valeoperatsioonid, rikked jm. Suur on pikkade katkestuste tõttu andmata ja saamata jäänud elektrienergia maksumus. Liigpinged võivad nii tarbija kui ka võrguettevõtte elektriseadmeid rikkuda või täielikult hävitada.

Vahelduvvoolu elektriseadme normaalseks toimimiseks peab võrgusagedus olema lähedane nimisagedusele, toitepinge lähedane nimipingele, pinge siinuseline ja kolmefaasilise tarbija puhul ka sümmeetriline.

Pinge kvaliteedinäitajateks on

- võrgusagedus
- pingetase ja aeglased pingemuutused
- pingelohud ja kiired pingemuutused
- lühiajalised toitekatkestused
- pikaajalised toitekatkestused
- võrgusageduslikud liigpinged
- transientliigpinged
- toitepinge asümmeetria
- kõrgemad harmoonikud
- vaheharmoonikud
- signaalpinged
- alaliskomponendid vahelduvvooluvõrkudes.

Elektri kvaliteeti vaadeldakse ennekõike tarbija liitumispunktis. Võrgusagedus ja pingetase on suurused, mis on nii mõõtmistehniliselt kui arvutuslikult igati kontrollitavad. Kõrgemad harmoonikud, pinge asümmeetria ja kiired pingemuutused (sh värelus) on samuti jälgitavad, kuid võrguettevõtjal on raske neid kõrvaldada, sest neid nähtusi põhjustavad enamasti tarbija seadmed. Vaheharmoonikud, pingelohud ja liigpinged on suurused, millele on raske esitada täpseid nõudeid. Neid nähtusi jälgitakse ja fikseeritakse.

Eestis on toitepinge nimisagedus 50 Hz. Normaaltalitlusel peab põhisageduse 10-sekundiline keskväärtus olema järgmistes piirides:

50 Hz ± 1% (49,5...50,5 Hz) 99,5% nädalas
50 Hz –6/+4% (47...52 Hz) 100% nädalas.

Standardi EVS-EN 50160 kohaselt peab 95% toitepinge efektiivväärtuse 10-minutilistest keskväärtustest olema normaaltingimustel, arvestamata rikkeid ja toitekatkestusi, igas nädalaintervallis vahemikus Un ± 10%. Kaugel asuvates piirkondades võib pinge erijuhtudel olla Un +10/–15%. Tarbijaid tuleb sellest teavitada. Kui liitumispunktis on keskpinge, nõuab standard, et 95% pinge 10-minutilistest keskväärtustest oleks Uc ± 10%, kus Uc on lepinguline pinge.

Pinge asümmeetria on mitmefaasilise võrgu seisund, mille puhul faasipingete efektiivväärtused või faasidevahelised nihkenurgad pole võrdsed. Asümmeetriat iseloomustavaks näitajaks on pinge vastujärgnevus- ja pärijärgnevuskomponendi suhe – asümmeetriategur. Normaaltalitlusel ei tohi vastujärgnevuskomponendi efektiivväärtuse 10-minutiline keskväärtus madal- ja keskpingel ületada 2% pärijärgnevuskomponendist iganädalastel mõõtmistel 95% juhtudest.

Kiired pingemuutused ehk pinge kõikumine on järjestikuliste pingemuutuste kogum või pingekõvera mähisjoone tuiklemine. Pinge kõikumist hinnatakse pinge muutumise ulatusega

$$\delta U = U_{max} - U_{min} \quad \text{või} \quad \delta U = \frac{(U_{max} - U_{min})}{U_n} 100$$

Kiireid pingemuutusi põhjustavad peamiselt koormuse muutused tarbijapaigaldistes või lülitused võrgus. Normaaltingimustel ei ületa madalpingemuutused tavaliselt 5% nimipingest, kuid teatud tingimustel võivad need mõnel korral päevas olla kuni 10%. Keskpingele on need piirväärtused vastavalt 4% ja 6%. Lühiajalist pingemuutust, mille puhul toitepinge on väiksem kui 90% nimipingest, loetakse pingelohuks.

Suurim pinge kõikumistega seotud probleem on värelus (flikker). Värelus on nägemisaistingu ebaühtlus, mis on tingitud valguse kõikuvast heledusest või muutlikust spektraaljaotusest. Pinge efektiivväärtuse võnkumise sageduseks on väreluse korral 1...25(30) Hz. Värelusel on pinge efektiivväärtus enamjaolt 0,9...1,1 nimipingest. Kõige häirivamaks loetakse võnkumise sagedust 8...10 Hz. Väreluse toime on subjektiivne ja võib muutuda olenevalt tajumistingimustest ja ajast.

Pingelohk on toitepinge järsk langus lühikeseks ajaks tasemeni 90% kuni 1% nimipingest.

Tarbija seisukohalt on esmase tähtsusega toite katkematus ehk üldisemalt elektrivarustuspidevus, mida hinnatakse normaalse toitekatkestuseta talitluse kestuse järgi antud aja vältel. Toitekatkestusi võib liigitada pikkadeks kestusega üle 3 minuti ja lühikesteks. Lühikesed toitekatkestused sarnanevad pingelohkudega. Toitekatkestus on standardi EVS-EN 50160 kohaselt seisund, kus pinge on tarnepunktis väiksem kui 1% lepingulisest pingest. Toitekatkestus võib olla plaaniline või ootamatu. Ootamatud toitekatkestused loetakse pikaajaliseks, kui nad kestavad üle 3 minuti. Alla 3 minuti kestvaid katkestusi loetakse lühiajalisteks. Kui seejuures pinge ületab 1%, on tegemist pingehälbega. Plaanilised katkestused on tingitud töödest jaotusvõrgus. Neist teatatakse ette, mistõttu tarbijal on võimalik katkestuse kahjusid minimeerida. Ootamatuid katkestusi põhjustavad võrguvälised sündmused (nt pikne, kaevetööd) või seadmete rikked. Normaaloludes võib aastas esineda mõnikümmend kuni mõnisada lühiajalist toitekatkestust. Lühiajalisi toitekatkestusi tekitab automaatne taaslülitamine. Ootamatud pikaajalised toitekatkestused on enamasti põhjustatud välistest sündmustest ja toimingutest, mida elektritarnija ei saa vältida. Normaaloludes võib üle 3 minuti kestvate toitekatkestuste esinemissagedus olla 10–50 korda aastas.

Elektri kvaliteedi kõrvalekallete mõju on mitmesugune. Osa neist, nagu toodangu vähenemine ja praak, kaitsmete ja juhtimisseadmete väärtoiming jm, on võimalik majanduslikult hinnata. Seevastu ülemääraste energiakadude, seadmete enneaegse vananemise jms mõju on raske hinnata.

Pingelohkude ja toitekatkestuste suhtes on kõige tundlikumad pidevad tootmisprotsessid (trükimasinad, tootmisliinid, paberiveskid), valgustus ja turvaseadmed (haiglad, lennujaamad, ühiskondlikud hooned), arvutid (arvutuskeskused, pangad, sidesüsteemid), aga ka elektrijaamade omatarbeseadmed. Lisaks võivad pingelohkude ja toitekatkestuste suhtes olla tundlikud asünkroonmasinad. Pinge langemisel suureneb asünkroonmasina libistus ja väheneb tema maksimaalmoment võrdeliselt pinge ruuduga. Sõltuvalt pingelohu või katkestuse kestusest ning asünkroonmasina enda ja töömasina karakteristikust võib asünkroonmasin seiskuda hoolimata toitepinge taastumisest. Asünkroonmasina libistuse suurenemine toob kaasa tema reaktiivvõimsuse tarbimise kasvu, põhjustades pingekao suurenemist elektrivõrgus. Tulemuseks võib olla pinge tunduv langemine ja mootorite seiskumine elektrivõrgu suures osas. Teisisõnu, pingelohk või lühiajaline toitekatkestus võivad põhjustada pinge mittestabiilsust. Peale pikka toitekatkestust, kus kõik asünkroonmootorid on seiskunud, ei ole võimalik mootoreid ühel ajal käivitada suure käivitusvoolu tõttu. Lühiajaline toitekatkestus võib seisata ka sünkroonmasinad, mille maksimaalmoment on võrdeline pingega. Juhtub ka nii, et pinge taastumisel on sünkroonmasina rootor vastufaasis staatori magnetväljaga, mis kutsub esile nimivooluga võrreldes mitmekordse voolutõuke. Välja lülituda võivad ka mootorite kontaktorid ja muud juhtimisseadmed. Igal juhul põhjustavad pingelohud ja

toitekatkestused mootorites suuri elektrodünaamilisi jõude ja töömasinates mehaanilisi lööke. Arvutid ja muud mikroprotsessoripõhised mõõte- ja juhtimisseadmed on tundlikud nii pingelohkude kui toitekatkestuste suhtes. Võib esineda väärtoiminguid ning seiskumisi, mille tulemusena läheb kaduma andmeid ja katkeb juhtimine.

Kõrgemad harmoonikud põhjustavad energiakadusid, seadmete ülekuumenemist, liigpingeid ning vibratsiooni ja mehaanilisi pingeid. Ohustatud seadmeteks on kondensaatorpatareid, trafod ja mootorid, kus kõrgemad harmoonikud põhjustavad lisakadusid, ülekuumenemist ja ülekoormust. Lisaks võivad vooluharmoonikud põhjustada interferentsi telekommunikatsiooniliinides ning vigu elektrimõõteseadmetes.

Liigpinged kahjustavad isolatsiooni ja põhjustavad läbilööke, isolatsiooni vananemist, juhtimisseadmete väärtoiminguid ning elektrodünaamilisi ja termilisi pingeid. Välgust tekitatud liigpinged seonduvad ennekõike õhuliinidega. Seevastu lülitustest tingitud liigpinged võivad esineda kõikjal ja on tunduvalt sagedasemad kui välguliigpinged.

Pingehälbed võivad tekitada probleeme, kui nad ületavad 10%. Värelus mõjub häirivalt nägemisaistingule, väsitab silmi ja tekitab stressi. Toitepinge asümmeetria põhjustab lisakadusid ja kuumenemist kolmefaasilistes elektrimasinates.

Mittelineaarsete koormuste põhjustatud vooluharmoonikud avaldavad mõju mitmele elektrivõrgu komponendile. Kondensaatorpatareides, trafodes ja mootorites põhjustavad kõrgemad harmoonikud lisakadusid, ülekuumenemist ja ülekoormust. Harmoonikute mõju elektritarvititele on võimalik vahetult jälgida. Seevastu termiline mõju ja mõju isolatsioonile avaldub alles aastate jooksul.

Kondensaatorpatareide reaktants väheneb pöördvõrdeliselt sagedusega. Tulemuseks võivad olla suured vooluharmoonikud, mis koormavad üle kondensaatorpatareid ja võivad põletada läbi sulavkaitsmed. Harmoonikud tõstavad dielektrikuskadusid, mis põhjustab täiendavat soojenemist ja kondensaatorpatarei eluea lühenemist. Kondensaatorpatareid koos toiteallika induktiivsusega võivad moodustada paralleelresonantsahela. Resonantsi korral harmoonikud võimenduvad ning nende põhjustatud pinged ületavad oluliselt nimipingeid. Tulemuseks on kondensaatorpatarei rikked või sulavkaitsmete läbipõlemine

Trafodel, mis talitlevad kõrgemate harmoonikute tingimustes, tekivad täiendavad kaod, mille tagajärjel trafod kuumenevad üle ning nende eluiga lüheneb. Võimalik on resonants trafo induktiivsuse ja võimsusteguri parendamiseks kasutatava kondensaatorpatarei vahel. Teatud lülitusgruppide korral suurenevad voolud trafo neutraalis.

Pöörlevate masinate korral suurendavad harmoonikud vases- ja rauaskadusid ning masinad kuumenevad. Harmoonikute ja põhikomponendi magnetvälja vastastikusest toimest tingituna tekib masina võllil pulseeriv pöördemoment.

Harmoonikud mõjutavad ka võimsuslülitite lahutusvõimet ning releesid, mis reageerivad pinge või voolu amplituud- või nullväärtusele. Maaühendusreleed ei suuda vahet teha põhiharmooniku ja kolmandatest harmoonikutest tingitud nulljärgnevusvoolude vahel. Tulemuseks võib olla seadme ekslik väljalülitamine. Mõõteseadmete reageering mittesiinuselistele signaalidele erineb. Harmoonikud kahjustavad elektroonikaseadmete ja juhtimisahelate tööd.

Elektri kvaliteeti kindlustavad kolm osapoolt: häiringute põhjustajad, häiringutundlikud tarbijad ja elektrivõrk. Võtmepositsioonil on elektrivõrk, mille tugevdamine ja töökindluse tõstmine väldib enamikku ebasoovitavatest nähtustest. Elektrivõrgus rakendatavad abinõud, nagu ülekandeseadmete tugevdamine ja lisamine, reservliinide ehitamine jms, on aga kulukad. Tunduvalt odavamad on mitmesugused aparatuursed lahendused tarbijate juures. Pingelohkude ja toitekatkestuste kahjulikku mõju vähendavad reservtoiteseadmed, mis toimivad akumulaatorpatareide või diiselagregaatide toel. Kasutusel on ka kondensaatorpatareid, hoorattad jm. Arvutite ja muude väikese võimsusega tarvitite juures on laialt levinud puhvertoiteallikad (*uninterruptible power supply, UPS*).

Harmoonikute vähendamiseks tuleb ennekõike rakendada ennetavaid meetmeid. Siia kuulub näiteks muundurite konstrueerimine, mis põhjustavad vähem harmoonikuid. Kuna sellised muundurid on kallid, tuleb lõplikul valikul arvestada majanduslikke tegureid. Teise rühma moodustavad meetmed,

mis on mõeldud olemasolevate harmoonikute tekitatud probleemide lahendamiseks. Võimalik on kasutada filtreid ning muuta elektrivõrgu konfiguratsiooni, mis seisneb fiidrite skeemi või kondensaatorpatareide asukoha muutmises. Sama eesmärki võib täita ka reaktor, mille lisamisel muudetakse võrgu parameetreid.

4.6.2 Elektri kvaliteedi hindamine ja hetkeolukord Eesti ülekandevõrgus

Et objektiivselt hinnata elektri kvaliteeti ja kavandada meetmed selle tõstmiseks, on vaja asjakohaseid mõõtmisi. Elektri kvaliteeti mõõdetakse mõõturitega, mis võivad olla:

- teisaldatavad, kus samasse komplekti kuuluvad nii mõõte- kui kuvamisseadmed;
- analüsaatorid, mis mõõdavad kvaliteedinäitajaid ja edastavad need töötlemiseks (süle)arvutisse;
- integreeritud mõõturid, kus kvaliteedinäitajate registreerimine on lisatud seadme (arvesti, kohtterminal jm) muudele tegevustele.

Teisaldatavad mõõturid on ette nähtud kvaliteedi üksikute kõrvalekallete põhjalikuks uurimiseks. Mõõturite hind on suhteliselt kõrge. Kvaliteedi pidevaks jälgimiseks on otstarbekas kasutada integreeritud mõõtureid, sest sel juhul jagunevad kulutused mitme eesmärgi vahel. Tegemist on mikroprotsessoripõhise multifunktsionaalse arvestiga, mis aktiiv- ja reaktiivvõimsuse kõrval registreerib ja salvestab mällu veel pinge, voolu ja sageduse väärtuse, pingemuutused, pingelohud ja väreluse, pinge vastujärgnevus-, null- ja alaliskomponendi väärtused jm, samuti andmed toitekatkestuste kohta. Andmed säilitatakse mõõturi mälus ja edastatakse nõudmisel telefoni-, GSM- või LAN-võrgu kaudu andmebaasiserverisse.

Et saada kvaliteedinäitajate õigeid väärtusi, tuleb neid mõõta ettenähtud ajavahemiku jooksul ja seiret korraldada vajalikul ajal. Olenevalt kvaliteedinäitajatest ulatuvad ajavahemikud standardi EVS-EN 50160 kohaselt ühest päevast ühe aastani. Mõõteandmeid töödeldakse programmiga, mis esitab tulemused kvaliteediraporti näol. Kvaliteediraportid kujundatakse tabelitena või diagrammidena, kus on ära näidatud erinevate kvaliteedinäitajate registreeritud väärtused ja võrreldud neid kvaliteedistandardi poolt kehtestatud piirväärtustega.

Et tagada klientide varustamine kvaliteetse elektrienergiaga, on Elering viimastel aastatel paigutanud renoveeritud alajaamadesse ning uutesse liitumispunktidesse elektri kvaliteedi mõõteseadmed, mis aitavad jälgida pinge ja voolu muutusi, transiente, harmoonikuid jm elektri kvaliteeti iseloomustavaid suurusi. Mõõteseadmetena on kasutusel firmade Qualitrol ja A-Eberle kvaliteedimõõteseadmed. Kokku on paigaldatud ligemale 100 kvaliteedimõõturit seda nii tuuleelektrijaamade kui ka teiste liitujate lahtritesse. Lisaks on kasutusel vastavad tarkvarad, mille abil toimub elektri kvaliteedinäitajate hindamine ja analüüs.

Eesmärgiga kindlustada Eesti ülekandevõrgus elektri kvaliteet on kõikidele tootjatele ja tarbijatele kehtestatud kvaliteedi piirnormid. Elektri kvaliteedinäitajate lubatud piirnormid sõltuvad pingetasemest (110 kV või 330 kV), võrgu tugevusest liitumispunktis (lühisvõimsus) ja liituva kliendi iseloomust (elektrituulik, sünkroongeneraator, tarbija jm). Kvaliteedi piirnormide seadmisel on lähtutud vastavatest IEC ja EN seeria standarditest ning vastavast CIGRE tehnilisest juhendist. Selliste piirnormide kehtestamisega liitujatele tagab Elering kõikide osapoolte varustamise kvaliteetse elektrienergiaga. Elektri kvaliteedi probleemide hilisem lahendamine nõuab võrguettevõttelt täiendavaid investeeringuid ja tõstab käidukulusid. Sellest tulenevalt on nii Eleringi kui ka kliendi seisukohalt oluline tegeleda elektri kvaliteedi tagamisega koheselt liitumisprotsessi käigus.

Elektri kvaliteedi senised jälgimistulemused näitavad suhteliselt head olukorda tänases võrgus. Samas on võrreldes varasemaga võimalik täheldada selles valdkonnas mõningaid muutusi, mis põhiliselt on seotud tuuleelektrijaamade lisandumisega. Tähelepanelikumalt tuleb olemasolevate ja uute tuuleelektrijaamade korral jälgida harmoonikute ja väreluse väärtusi. Nii mõneski elektrivõrgu sõlmes on pinge kvaliteedinäitajate nivood liikunud lähemale lubatud väärtustele.

4.6.3 Elektri kvaliteedi-alased väljakutsed tulevikus

Elektri kvaliteedi piirnormide rikkumisega kaasnevad seadmete häiringud ei avaldu koheselt, vaid pikaajalisema perioodi vältel. Kvaliteedi rikkumisega kaasnevad mitmed peidetud kulud ja kaod nii kliendile kui ka võrguettevõtetele. Seega mõjutab elektri kvaliteet otseselt kõikide osapoolte elektrivarustuskindlust. Tuleviku perspektiivis on suurimateks väljakutseteks tuuleelektrijaamade poolt tekitatavate häiringute ja mõjutuste üldine koordineerimine ja hindamine ning vastastikune koostöö liituja ja võrguettevõtja vahel. Tarvis on koordineerida mitmesuguste parameetrite reguleerimise nõudeid ja vastavate lahenduste rakendamise sobilikkust ning vajadusel täiendamist. Jälgida tuleb elektrisüsteemi sageduskarakteristikute ja liituja paigaldistesse paigaldatud filtrite omavahelist koordineeritust. Selle tulemusel vähendatakse võimalikke resonantsnähtusi kahe osapoole vahel. Kvaliteedi seire põhjal tuleb analüüsida erinevate tarbijate ja tootmisüksuste mõju elektri kvaliteedile ning leida optimaalseimad lahendused nende mõjude vähendamiseks või ennetamiseks. Siinkohal on eelduseks sobilike mõõteseadmete kasutamine ja kvalifitseeritud personali olemasolu. Elektri kvaliteedi analüüsimise tulemused võimaldavad kõigil osapooltel kasutada optimaalsemaid lahendusi ning seeläbi tagada elektrivõrgu talitluskindlus.

- ***Tänapäevase ühiskonna toimimise seisukohalt on äärmiselt tähtis kvaliteetne ja töökindel elektrivarustus – Eleringi arendatav elektrikvaliteedi monitooringu süsteem tagab, et tulevikus on vaatamata uute seadmete võrku lisandumisele tagatud nõuetekohase kvaliteediga elektrivarustus.***

5 Säästva arengu eesmärgid

5.1 Taastuvenergia Eestis 93

Eestis kehtib 1995. aastast säästva arengu seadus. Säästva arengu pikaajalise raamdokumendina töötati välja Eesti säästva arengu riiklik strateegia aastani 2030.

Energia ja kindel energiaga varustatus on tänapäeva ühiskonna toimimise ühed põhialused. Samal ajal saadakse põhiosa energiast fossiilseid kütuseid kasutades. Fossiilsed kütused on taastumatud energiaallikad, nende kasutamine toob kaasa keskkonnale kahjulike heitmete tekke ning põhjustab kliimamuutusi. Fossiilsete kütuste varud on üle maailma ebaühtlaselt jaotunud, mistõttu põhiosa energiaallikatest imporditakse Euroopa Liitu. Sellest kahest aspektist lähtub ka EL-i energiapoliitika, mis keskendub keskkonnahoiule ja kliimatmuutuste võimalike tagajärgedega võitlemisele ning energiajulgeoleku ja varustuskindluse suurendamisele. Lisaks on EL-i prioriteet ja poliitika oluline suund EL-i sisesese energiavarustussüsteemi toimimise parandamine turupõhiste mehhanismide, konkurentsi, turuosade integreerimise ja energiasäästu abil. Nii on võimalik vähendada EL-i sõltuvust nafta ja gaasi hinna kõikumistest, luua konkurentsivõimelisem EL-i energiaturg ning soodustada tehnoloogia arengut ja töökohtade loomist.

Kliima- ja energiapaketi rakendamise tulemusena peaks EL 2020. aastaks saavutama järgmised eesmärgid:

- Vähendada energiatarbimist 20%.
- Vähendada kasvuhoonegaaside emissiooni võrreldes 1990. aasta näitajatega 20% ja 30%, kui muu maailm liitub üleilmse kliimaleppega ning kohustusi võtavad ka arenguriigid.
- Suurendada taastuvenergia osakaalu energiatarbimises 20%-ni (praegu ca 8,5%).
- Suurendada transpordis kasutatavatest kütustest biokütuse osakaalu 10%-ni.

5.1 Taastuvenergia Eestis

Tulenevalt Euroopa Liidu taastuvenergia direktiivist 2009/28/EÜ peab Eesti seatud eesmärkide saavutamiseks tagama, et taastuvenergia osakaal moodustab energia lõpptarbimisest 25%, sh transpordis kasutatavatest kütustest peavad taastuvad energiaallikad moodustama 10%.

Nii Eestis kui teistes Euroopa Liidu liikmesriikides nähakse taastuvenergia-alaste eesmärkide saavutamise ühe põhivõimalusena taastuvenergial põhineva elektritootmise arendamist ning energiavõrkude integreerumist. Et täita Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika eesmärke, on iga liikmesriik lubanud suurendada elektrienergia tootmist taastuvatest energiaallikatest ja soodustada primaarenergia säästmist efektiivsema tehnoloogia kasutuselevõtu teel.

Võetud kohustuste täitmiseks on Eestis loodud toetusskeemid, mille eesmärk on suurendada investeeringuid elektrienergia tootmiseks taastuvatest energiaallikatest ja efektiivsesse elektri- ja soojusenergia koostootmisesse.

Eleringi roll taastuvenergia ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetamise osas on olla toetuste väljamaksja ja toetuste rahastamiseks makstava teenustasu koguja. Tasu maksavad kõik võrguteenust osutavad võrguettevõtjad, kes saadavad Eleringile vastavad andmed. Toetuste väljamaksmiseks peavad tootjad esitama Eleringile taotluse/arved. Samuti peavad võrguettevõtjad, kellega tootjad on liitunud, esitama Eleringile andmed võrku antud tunniste elektrienergia koguste kohta.

Vastavalt elektrimajanduse arengukavale aastani 2018 oli 2010. aastal eesmärk saavutada taastuvelektri osakaal 5,1% brutotarbimisest. 2020. aastaks tuleb elektri- ja soojuse koostootmisjaamades toodetud elektri osakaaluks saavutada 20%.

Taastuvatest allikatest toodetud elektrienergia osakaal suurenes 2010. aastal enam kui 76% võrra 862 GWh-ni, moodustades kogu Eesti elektritarbimisest ligi 10%. Aasta tagasi oli sama number 6%. Elektri- ja soojuse koostootmisjaamades toodetud elektri osakaal oli 16,5% brutotarbimisest.

Enam kui kaks korda on kasvas jäätmetest ja biomassist toodetud taastuvenergia (kokku 0,5 TWh), samuti suurenes oluliselt 44% võrra tuuleenergia osakaal (kokku 0,28 TWh). Hüdroenergia osakaal on Eestis väga väike ning 2010. aastal see langes 11% võrra.

Taastuvenergia ja tõhusal koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetusteks maksti eelmisel aastal 711,3 miljonit krooni (ligi 45 miljonit eurot) ning võrreldes 2009. aastaga on toetused kasvanud 76%. Tuulikutele maksti toetusi 128 miljonit krooni (8,2 miljonit eurot), biomassist toodetud elektrienergiale 450 miljonit krooni (28,9 miljonit eurot). Hüdroenergiast toodetud ja toetust saava elektrienergia maht on jäänud samale tasemele, biogaasist toodetud elektrienergia eest saadav toetus moodustas *ca* 9 miljonit krooni, aastatagusega on siin kasv ca 40 %.

Eleringi prognooside kohaselt makstakse 2011. aasta jooksul tootjatele taastuvenergia- ja tõhusa koostootmise toetusi välja juba ligi 57,7 miljoni euro (900 miljoni krooni) ulatuses.

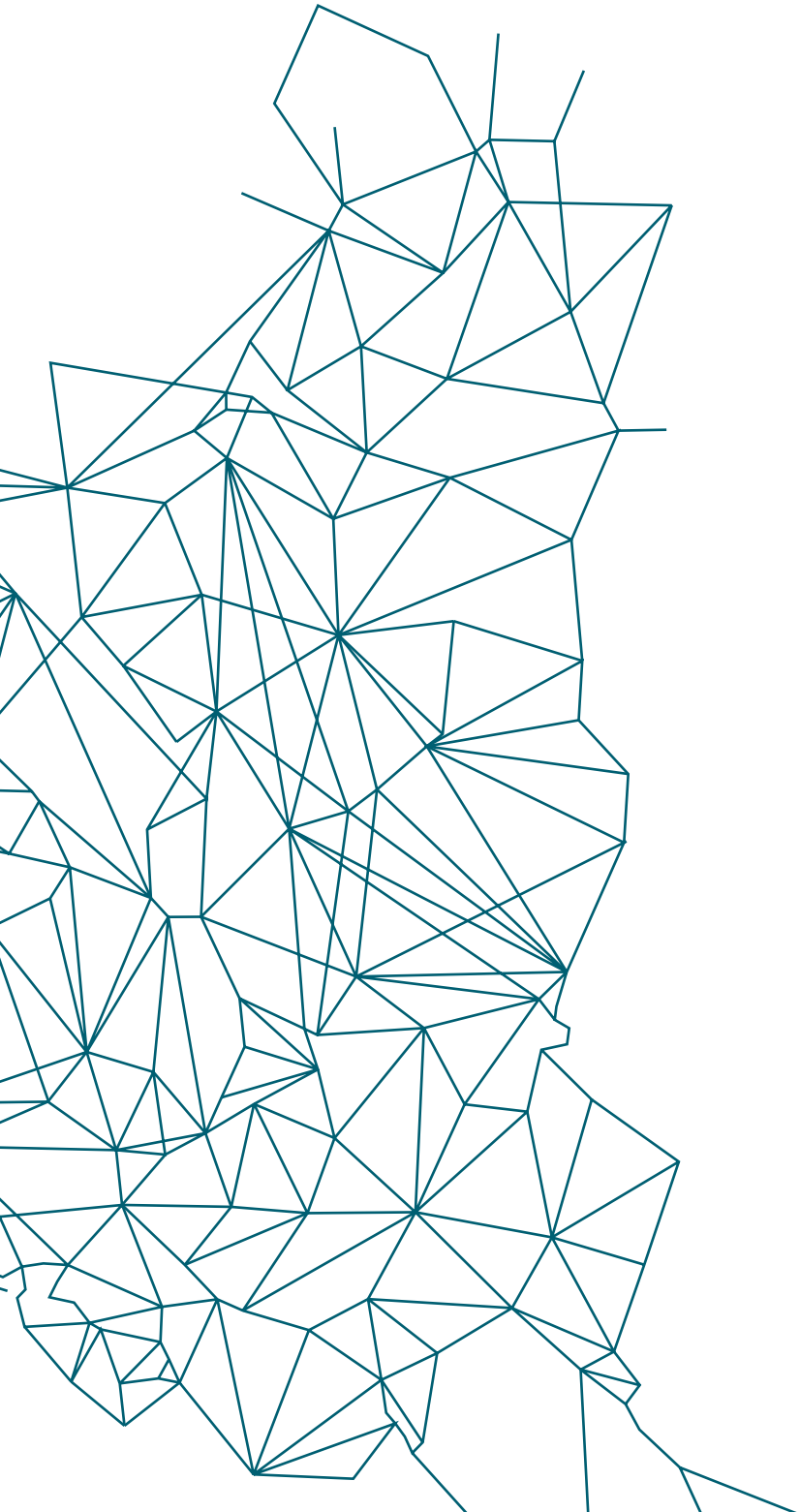
Kiimamuutustega võitlemisel on üheks põhivahendiks süsinikdioksiidi (CO_2) heitmete piiramine kvootide ning süsinikukaubanduse abil, mis muudab fossiilkütustel põhinevad elektritootmise viisid teistega võrreldes kallimaks ja investeeringud fossiilkütustel põhinevasse elektritootmisesse majanduslikult ebaefektiivsemaks. Tänaste Rahvusvahelise Energiaagentuuri (IEA World Energy Outlook 2010) prognooside kohaselt võib võib CO_2 hind praeguse Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika jätkumisel ulatuda 105 dollarini tonni eest (*ca* 79 €/tonn) aastaks 2030. Subsiidiumide maksmise ja CO_2 kõrge hinna põhiline tulem elektritootmise arengule avaldub investeeringute puudujäägis traditsioonilistel kütustel põhinevasse elektritootmisse, kuna see ei ole majanduslikult konkurentsivõimeline. Selle negatiivne mõju varustuskindlusele avaldub eelkõige tootmisvõimsuse puudujäägis. Elektri varustuskindluse hoidmiseks nõutaval tasemel on seega vajalikud täiendavad subsiidiumid, mis on mõeldud varustuskindlust tagavate elektrijaamade ehitamiseks ja käigushoidmiseks. Taastuvenergia rakendamise ja süsinikukaubanduse mõju avaldub kogu riigi majandusele läbi elektri kõrge lõpphinna, mis pärsib majanduse arengut.

Eleringi hinnangul on lähemate aastate põhiküsimus elektrisüsteemi arendamisel: kuidas väljuda nii Eestis kui Euroopa tasandil subsiidiumidel põhinevast elektritootmisest ning asendada see turuloogikal põhineva elektritootmise arenguga.

Oluliseks saab ka Eesti energiajulgeoleku tagamine olukorras, kus eelkõige elektrituulikute arendamine toob kaasa laialdasema elektrienergia ning kütuste impordisurve kolmandatest riikidest.

- ***Taastuvelektri osakaal elektritootmisest oli 2010. aastal esialgsel hinnangul 9,7%.***
- ***Taastuvatel allikatel põhinev elektritootmise plahvatuslik areng on toimunud siiani tänu subsiidiumite rakendamisele. Põhiküsimuseks saab järgneval kümnendil, kuidas väljuda subsiidiumipõhisest elektritootmisest ning allutada elektritootmise arendamine turureeglitele.***
- ***Tänaste prognooside kohaselt võib CO_2 hind praeguse Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika jätkumisel ulatuda 105 dollarini tonni eest (ca 79 €/tonn) aastaks 2030. CO_2 hind 2010. aastal oli Euroopa turul ca 12 €/tonn.***

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

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

www.elering.ee