elering
ÜHENDAME ENERGIAD

EESTI ELEKTRISÜSTEEMI TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKU TOOTMISVARU HINNANG

Tallinn 2014

SISUKORD

2 Kokkuvõte 4

3 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed 2014. aastal 6

4 Regionaalne tootmispiisavuse hinnang talvel 2014/2015 7
4.1 Maagaasi tarnekatkestuse mõju 7
4.2 Suuremate elektrijaamade teadaolevad katkestused talvel 2014/2015 8
4.3 Hüdroressursid 8
4.4 Ülekandevõimsuste olukord 9
4.5 Elektrituru mõju tootmisvõimsuste piisavusele 11

5 Hinnang tootmise piisavusele Eesti elektrisüsteemis talvel 2014/2015 13
5.1 Talveperioodi 2013/2014 analüüs 13
5.2 Suveperioodi 2014 analüüs 15
5.3 Talveperioodi 2014/2015 hinnang 16

6 Elektritootjate poolt teada antud tootmisseadmete muutused aastatel 2014-2024 17
6.1 Muutused võrreldes 2013. aasta aruandega 17
6.2 Suletavad tootmisseadmed ja olemasolevate tootmisseadmete võimsuse vähenemine 18
6.3 Kavandatavad ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad 18

7 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2024 19
7.1 Elektritarbimine 19
7.2 Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele talvel 19
7.3 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil 20

8 LISA 1. Tootjate poolt esitatud andmed 2014 22

9 LISA 2.1 Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, talv 26

10 LISA 2.2 Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, suvi 27

11 LISA 3.1 Elektrijaamad Eestis 28

2 Kokkuvõte

Eleringi ülesanne on tagada elektrisüsteemi kui terviku toimimine ja kvaliteetse elektrivarustuse kindlustamine Eesti tarbijatele igal ajahetkel. Varustuskindluse tagamiseks peab elektritarbijate tarbimisnõudlus olema kaetud reaalajas sisemaiste kasutatavate tootmisvõimsuste või võimalusega riikidevaheliste elektriühenduste kaudu elektrit importida. Lisaks arvestatakse nõudluse-pakkumise vahelise tasakaalu hindamisel erinevate varuteguritega, mis tulenevad elektrivõrgu ja tootmisseadmete võimalikest avariidest ning tiputarbimist mõjutavatest ilmastikuoludest. Ülevaate andmiseks avalikkusele eelnevalt nimetatud aspektide kohta eeloleval talvel ja järgneval 10 aastal esitab Elering igal aastal 1. novembriks vastava hinnangu, lähtudes Võrgueeskirja paragrahvides 13[1] ja 13[2] toodust.

Eleringi hinnangul on järgneval 10 aastal tootmisvõimsuste piisavus Eesti elektrisüsteemis tagatud. Tootmisvõimsusi on piisavalt, arvestades nii elektriliste ühendustega naabersüsteemidesse ning kodumaiste tootmisvõimsustega. Eeloleval talvel on Eesti tootmisvõimsus piisav tarbimise tipunõudluse katmiseks nii tavapärase kui ka eriti külma talve korral. Lisaks on elektrisüsteem ühendatud tugevalt Põhjamaadega ning avariide korral on kasutada ka Eleringi avariireservelektrijaamad Kiisal. Eleringi hinnangul on elektriühendused Euroopa elektrisüsteemiga sama kindlad kui kodumaine tootmisvõimsus. Arvestades regionaalsel elektriturul olevaid tootmisvõimsusi, on eelolevatel aastatel ka tiputarbimise ajal piirkonnas piisavalt tootmisvõimsusi. Arvestades vanade tootmisseadmete sulgemisega Narva elektrijaamades ning Eleringi avariireservjaamade täiendava võimsusega, on tiputarbimine võimalik järgneva 10 aasta jooksul katta ka kõigi riikidevaheliste ühenduste katkemisel. Eesti elektrisüsteemi installeeritud tootmisseadmete netovõimsus aastatel 2014/2015 on 2713 MW, millest elektriturul on igal ajahetkel võimalik kasutada 1770 MW. Elektritootjate poolt esitatud andmete alusel ületab installeeritud netovõimsus 2024. aastaks 3000 MW, millest elektriturul on igal ajahetkel kasutatav 1470 MW. Nimetatud 3000 MW hulka on tootjate poolt esitatud andmete alusel arvatud ligikaudu 1000 MW ulatuses potentsiaalselt rajatavaid uusi elektrijaamu, sealhulgas tuuleparke, mida ei saa käsitleda kindlalt realiseeruvate ning igal ajahetkel kasutatavate tootmisvõimsustena. Pikemaajalises perspektiivis on uute investeeringute teostamiseks vajalik elektrituru korralduse selgus, et uute tootmisseadmete ehitamine toimuks turupõhiselt.

Antud aruandes toodud hinnangud põhinevad elektritarbimise prognoosil, kus eeldatava stsenaariumi puhul jääb Eestis elektritarbimise kasv aastas keskmiselt 1,3 % juurde ja tiputarbimine jõuab aastaks 2024 üle 1600 MW. Tegelikud aastased tipukoormused jäävad sõltuma õhutemperatuuridest ning talve iseloomust – erakordselt külmal talvel võib tegelik tipukoormus osutuda normaalse talve omast 10% suuremaks. Arvestades ka võimalike külmade talvedega, võib tegelik nõudlus tipuajal küündida üle 1700 MW.

Elering näeb märgatavat potentsiaali tarbimise juhtimises, mis oleks tarbimise tiputundidel alternatiiviks uute tootmisseadmete ehitamisele. Valik uute võimsuste ehitamise ja tarbimise juhtimise rakendamise vahel tuleb teha nimetatud alternatiivide sotsiaalmajandusliku mõju alusel.

Eleringi hiljuti avaldatud tarbimise juhtimist käsitlevas uuringus analüüsiti kolme kõige olulisemat majandusharu, milleks on tööstussektor, äri- ja avaliku teeninduse sektor ning kodumajapidamised. Eelnimetatud sektorite energiatarbimine moodustas 2012. aastal ligi 75% kogutarbimisest. Uuringu käigus käsitleti tarbimise juhtimise puhul nii staatilisi (eelkõige energiasäästule suunatud) kui ka dünaamilisi meetmeid. Kui staatilised meetmed on eelkõige suunatud tarbijale, kuna aitavad otseselt vähendada kulusid elektrienergiale, siis dünaamiliste meetmete kasutamine on suunatud nii tarbijale, kellel need aitavad kulusid täiendavalt kokku hoida ja ära kasutada elektrituru poolt pakutavaid võimalusi, kui ka võrguoperaatorile, kellele tekib ligipääs täiendavatele avarii- ja reservvõimsustele. Analüüsi kohaselt on Eestis teoreetiliselt võimalik tarbimise juhtimise meetmeid rakendada sõltuvalt aastaajast 200-400 MW ulatuses.

Eesti elektrisüsteemi tarbimise tipukoormus oli eelmisel talvel 1510 MW ning maksimaalne elektritootmine 1721 MW. Eelmise talve tiputarbimise ajal oli Eesti elektrisüsteemis piisavalt tootmisvõimsusi, et katta sisemaine tarbimisnõudlus igal ajahetkel sisemaise elektritootmisvõimsusega. Selle aasta septembri seisuga on summaarne installeeritud netotootmisvõimsus 2713 MW, millest tipuajal on võimalik kasutada tootmisvõimsusi 1770 MW ulatuses.

Eeloleval talvel on Eesti elektrisüsteemi prognoositav tiputarbimine kuni 1517 MW ning eriti külma talve korral võib tipp küündida üle 1600 MW. Arvestades ekstreemsetest ilmastikutingimustest (nädala jooksul päeva keskmine õhutemperatuur alla –17 °C koos erakordselt külmade miinimumidega alla -29 °C) tingitud võimaliku tarbimiskoormuse suurenemise ning samuti tootmisseadmete avariide ja võimalike välisühenduste katkemisega, on Eleringi hinnangul tarbimis-tootmisvõimsuste tasakaal eeloleval talvel tagatud. Seetõttu ei ole eeloleval talvel ette näha ka tootmisvõimsuste puudusest tingitud ohtu varustuskindlusele.

Tulenevalt ühe maagaasi tarnija riskist, on Eesti, Läti, Leedu ja Soome koostanud maagaasi tarnekatkestuse riskianalüüsi talveks 2014/2015. Analüüs järeldab, et maagaasi tarnekatkestusel on väga väike mõju Eesti elektrisüsteemile, tulenevalt maagaasi väiksest kasutusest elektritootmises. Baltikumi perspektiivis muutuvad gaasi tarnekatkestuse korral väga oluliseks Incukalnsi gaasihoidla ning Klaipeda LNG terminal. Nende koordineeritud opereerimise korral peaks normaaltingimustel gaasitarnete katkestamise mõju Baltikumi elektrisüsteemile olema minimaalne.

Alates 2013. aasta 1. novembrist on süsteemiga ühendatud ning prognoositavalt ühendatakse 2014. aasta jooksul tootmisvõimsusi veel kokku kuni 73 MW ulatuses. Suuremates elektrijaamades on eeloleval talvel planeeritud tootmisseadmete hooldusi 166 MW ulatuses ning järgmisel suvel 557 MW ulatuses. Eesti Energia Narva Elektrijaamad sulgesid sellel aastal ühe ploki Balti elektrijaamas. Lisaks informeeris ettevõte ka teiste ploki plaanitavast konserveerimisest pärast 2015. aastat.

Elektritootmise osas jätkub nii väiksemate elektri- ja soojuse koostootmisjaamade arendamine, tuuleelektrijaamade arendamine ning samuti on ehitamisel uus põlevkiviplokk Eesti Energia Narva Elektrijaamade Auvere elektrijaamas. Lisaks on Eleringi poolt ehitatud uus välisühendus Soome ja planeerimisel uus välisühendus Lätiga.

Eleringi hinnangul on riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused Läänemere piirkonnas aastatel 2014-2024 piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine ka olukorras, kus üheaegselt on avarii tõttu mittekasutatav prognoositust suurem hulk tootmisseadmeid. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on toimiv regionaalne elektriturg.

3 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed 2014. aastal

Tootjatelt saadud andmete põhjal seisuga september 2014 on summaarne installeeritud netotootmisvõimsus 2711 MW, millest tipuajal kasutatav tootmisvõimsus on 1770 MW. Ülevaade septembris 2014 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmetest on toodud alljärgnevalt tabelis 1.

Tabel 1
Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseadmed 2014. aastal.

Elektrijaam	**Installeeritud netovõimsus, MW**	**Võimalik tootmisvõimsus, MW**
Eesti elektrijaam	1355	1057
Balti elektrijaam	432	362
Iru elektrijaam	173	173
Eleringi avariireservelektrijaamad Kiisal	250	0
Põhja SEJ	54	54
Lõuna SEJ	7	7
Sillamäe SEJ	15,8	10
Tallinna elektrijaam	21	21
Tartu elektrijaam	22	22
Pärnu elektrijaam	20	20
Tööstuste ja väikekoostoomisjaamad	52	41
Hüdroelektrijaamad	7,5	4
Tuuleelektrijaamad	301	0
Mikrotootjad	2,1	0
Summa	**2713**	**1770**

** - Avariireservelektrijaama tootmisvõimsust kasutatakse ainult avariide korral elektrisüsteemis. Tavaolukorras elektrijaam elektriturul ei osale, mistõttu võimalik tootmisvõimsus ei ole arvesse võetud. Koos avariireservelektrijaama võimsusega oleks võimalik tootmisvõimsus 2020 MW.*

Mikrotootjad Eesti süsteemis, generaatorite nimivõimsus kokku atrvestades ka eelnevatel aastatel ühendatud tootmisseadmeid:

- Elektrituulikud 193 kVA;
- Päikesepaneelid 1866 kVA;
- Hüdroelektrijaamad 7,5 kVA.

Alates 2013. aasta 1. novembrist on põhivõrguga ühendatud ning prognoositavalt ühendatakse 2014. aasta jooksul:

- Tamba-Mäli tuuleelektrijaam, 12 MW 2. etapp, lisaks 1. etapile 6 MW;
- Enefit-280 õlitehas, 37,5 MW, eeldatavalt sünkroniseeritakse võrguga 2014. aasta viimases kvartalis;
- Auvere elektrijaama esimese ploki sünkroniseerimine võimalik 2014. aasta detsembris. Võimsus 270 MW.

Jaotusvõrguga ühendati ning prognoositavalt ühendatakse 2014. aasta jooksul:

- Tartu Ilmatsalu biogaasijaam, 1,56 MW;
- Läätsa tuulepark, 2,2 MW;
- REPO gaasiturbiin, 1,8 MW ;
- Kiviõli koostootmisjaam, 6 MW (neto 4,5 MW);
- Aburi tuulik, 1,8 MW;
- Paide koostootmisjaam, 2 MW;
- Grüne Fee koostootmisjaam, 2 MW.

4 Regionaalne tootmispiisavuse hinnang talvel 2014/2015

ENTSO-E poolt koostatud aruande „Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030" põhjal jääb eeloleval talvel referentstunnil oma süsteemis kindlalt kasutada olevast tootmisvõimsusest tarbimise katmiseks puudu Läänemere regiooni riikidest Soomel ja Taanil, kes peavad sellisel juhul puuduoleva võimsuse katma elektrienergia impordiga.

Allpool olevas tabelis on ära toodud Läänemere regiooni riikide prognoositavad tarbimised talvisel referentstunnil ning samal ajal kasutada olev tootmisvõimsus, kus arvesse on võetud ka avariide koefitsient. Võrdluseks on tabelisse lisatud riigi installeeritud tootmisvõimsuste maht ning hinnang võimaliku impordi ja ekspordi kohta, lähtudes kasutatavast piiriülesest ülekandevõimsusest ja tiputarbimise ajal kasutatavast tootmisvõimsusest. Referentstunniks on valitud jaanuari kolmanda kolmapäeva õhtune tund 20.00 EET aja järgi, mis enamuste Euroopa riikide jaoks peaks kajastama tiputarbimise tundi. Samas tuleks rõhutada, et Eesti talvine tiputarbimine jääb enamasti ajavahemikku 17.00-18.00, seega ei kajasta tabelis toodud referentstund Eesti tiputarbimist. Eesti tiputarbimine on olnud maksimaalselt 1587 MW, mis fikseeriti 28. jaanuaril 2010 kell 17.45. Külmade ilmastikutingimuste korral võib eeloleva talve tipukoormus ületada 1600 MW piiri.

Eesti kohta on andmed tabelis uuendatud 2014. oktoobri seisuga:

Tabel 2 Tarbimine ja tootmisvõimsus Läänemere regioonis 2014/2015 aasta talve referentstunnil.

	Prognoositav tarbimine referentstunnil 2015, MW	**Tipu ajal kasutatav tootmisvõimsus, MW**	**Installeeritud tootmisvõimsus, MW**	**Võimalik impot, MW**	**Võimalik eksport, MW**	**Võimalik eksport referentstunnil 2015, MW**
Eesti	1 510	1 770	2 711	1 779	1 795	260
Läti	1 450	1 950	3 010	1 390	1 940	500
Leedu	1 740	2 220	4 020	1 300	1 450	480
Soome	13 600	12 710	18 010	5 300	3 400	0
Rootsi	23 400	28 100	40 400	10 300	9 900	4 700
Norra	21 700	27 800	34 000	5 500	5 500	5 500
Taani	6 130	4 810	11 550	6 120	6 520	0
Poola	22 740	26 050	36 130	820	500	500
Saksamaa	87 650	92 420	19 5780	17 910	16 950	4 770

4.1 MAAGAASI TARNEKATKESTUSE MÕJU

Tulenevalt ühe maagaasi tarnija riskist on Eesti, Läti, Leedu ja Soome koostanud maagaasi tarnekatkestuse riskianalüüsi talveks 2014/2015. Analüüs järeldab, et maagaasi tarnekatkestusel on väga väike mõju Eesti elektrisüsteemile, tulenevalt maagaasi väiksest kasutusest elektritootmises. Samas nähakse ette mõningast elektritarbimise kasvu, kuna osa gaasitarbimisest on asendatav elektritarbimisega. Eleringi avariireservelektrijaama toimimisele gaasi puudumine olulist mõju ei avalda, kuna gaaskütuse kasutamine on täismahus võimaklik asendada kerge kütteõli kasutamisega. Avariireservelektrijaamas on olemas kohapeal piisav varu, tagamaks jaama toimimine võimalike riskistsenaariumide korral.

Baltikumi perspektiivis muutuvad gaasi tarnekatkestuse korral väga oluliseks Incukalnsi gaasihoidla ning Klaipeda LNG terminal. Nende koordineeritud opereerimise korral on võimalik tagada gaasitarned Baltikumi kaitstud tarbijatele ning enamusele kogutarbimisest. Lisaks on Läti ja Leedu elektrivarustuse tagamise seisukohalt olulised elektri impordivõimalused Eestist ja Soomest. Gaasivarustuse katkemise

korral nähakse Lätis ette kuni 600 MW tootmise vähenemist. Leedu elektrijaamadel on võimalus üle minna vedelkütuste põletamisele ning eeldatavalt on võimalik tootmisvõimsused säilitada. Sellise stsenaariumi korral muutub oluliseks piisav vedelkütuste hoiustamine ning kättesaadavus. Kokkuvõtvalt, on normaaltingimustel elektrivarustuskindlus Baltikumis tagatud ka ajutise gaasitarnete katkemise korral.

Siinkohal tuleb rõhutada, et käsitletud stsenaariumid on tundlikud muutustele elektrisüsteemis. Kuiv periood Läti hüdrotootmisele või suurem avarii ülekandevõimsustel võivad tulemust oluliselt mõjutada.

4.2 SUUREMATE ELEKTRIJAAMADE TEADAOLEVAD KATKESTUSED TALVEL 2014/2015

Tootjate poolt Nord Pool Spotile esitatud andmete põhjal

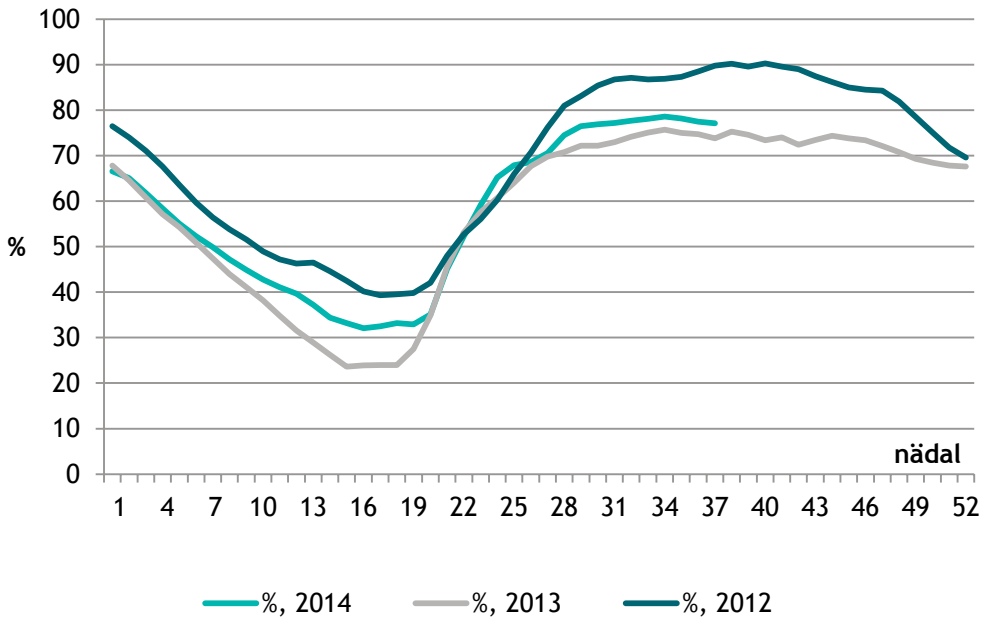
Regiooni tuumajaamadest on kogu eeloleva talve hoolduses Rootsi tuumajaama Oskarshamn 2, mille installeeritud võimsus on 638 MW. Alates 15. märtsist kuni kuu lõpuni on lisaks hoolduses ka Rootsi tuumajaama Forsmarki kolmas plokk, mille installeeritud võimsus on 1170 MW. Hüdrojaamade hooldustööd Norras toimuvad suuremas ulatuses novembris, kui korraga väljasolevate hüdrojaamade võimsus kokku ulatub umbes 1560 MW-ni, ülejäänud talveperioodil on see number alla 1000 MW. Soomes on hooldustööd planeeritud novembrisse-detsembrisse (120 MW) ning märtsi, kui toimuvad Meri-Pori elektrijaamas aasta hooldustööd (565 MW). Taanis on novembris mittekasutatavat võimsust 1020 MW ja ülejäänud talveperioodil 640 MW (Dong Energy Thermal Power A/S). Lätis toimuvad 2014. aastal hooldused AS Latvenergo hüdroelektrijaamades Pljavina HEJ ja Riga HEJ, mistõttu ei ole novembris kasutatav 390 MW. Jaanuarist algavad lühiajalised üheaegsed Kegumsi HEJ, Pljavina HEJ ja Riga HEJ hooldustööd, kus mittekasutatav võimsus jääb alla 200 MW. Märtsi on planeeritud CHP-2 esimese ploki aastahooldus, mistõttu ei ole märtsis kasutatavad 609 MW. Leedu poolt esitatud turuinfo kohaselt ei ole 2015. aastaks katkestusi planeeritud. 17. novembrini on hooajaliselt tööst väljas Vilniaus Energia EJ (360 MW) ning aasta lõpuni on hoolduses Lietuvos Energija Leedu EJ-a viies plokk, mille installeeritud võimsus on 300 MW.

4.3 HÜDRORESSURSID

2014. aasta hüdroreservuaaride täituvus Põhjamaades oli mõnevõrra suurem kui eelmisel aastal, kuid hüdroreservuaaride täituvus sel talveperioodil jääb ilmselt sarnasele tasemele nagu eelmisel aastal.

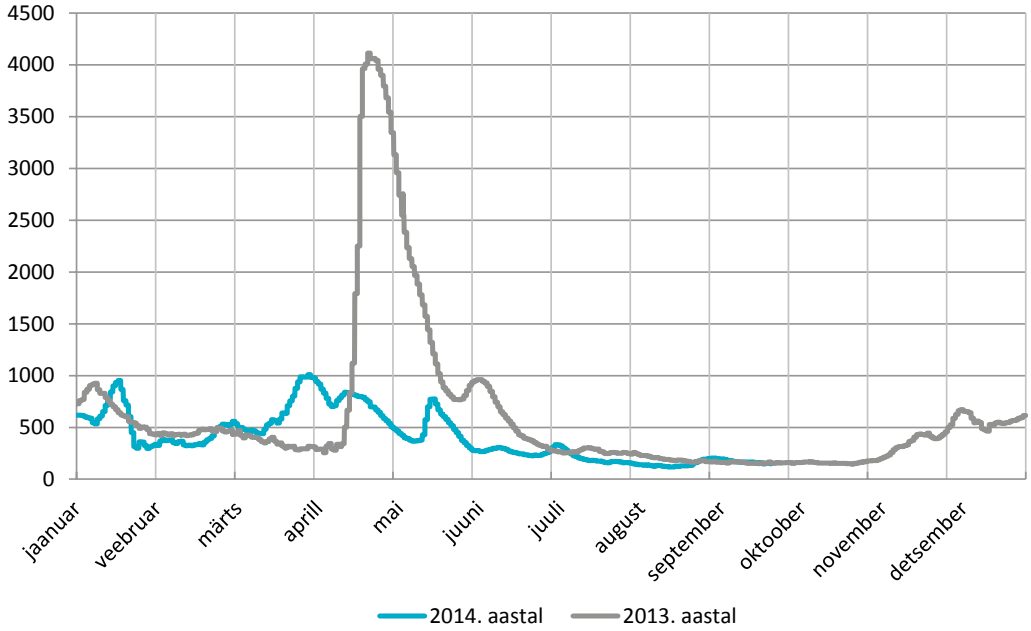
Nord Pool Spoti andmetel on veereservuaaride täituvus Põhjamaades nädalate kaupa olnud järgmine:

Joonis 1
Veereservuaaride täituvus Põhjamaades 2012-2014.



Lätis on sel aastal olnud Daugava jõe juurdevool märgatavalt väiksem kui eelmisel aastal ning kevadine suurvesi oli ca neli korda väiksem kui 2013. aastal. Allpool oleval graafikul on võrdluseks toodud vee juurdevool Daugava jõel 2013. ja 2014. aastal:

Joonis 2
Vee juurdevool Daugava jõel 2013-2014.



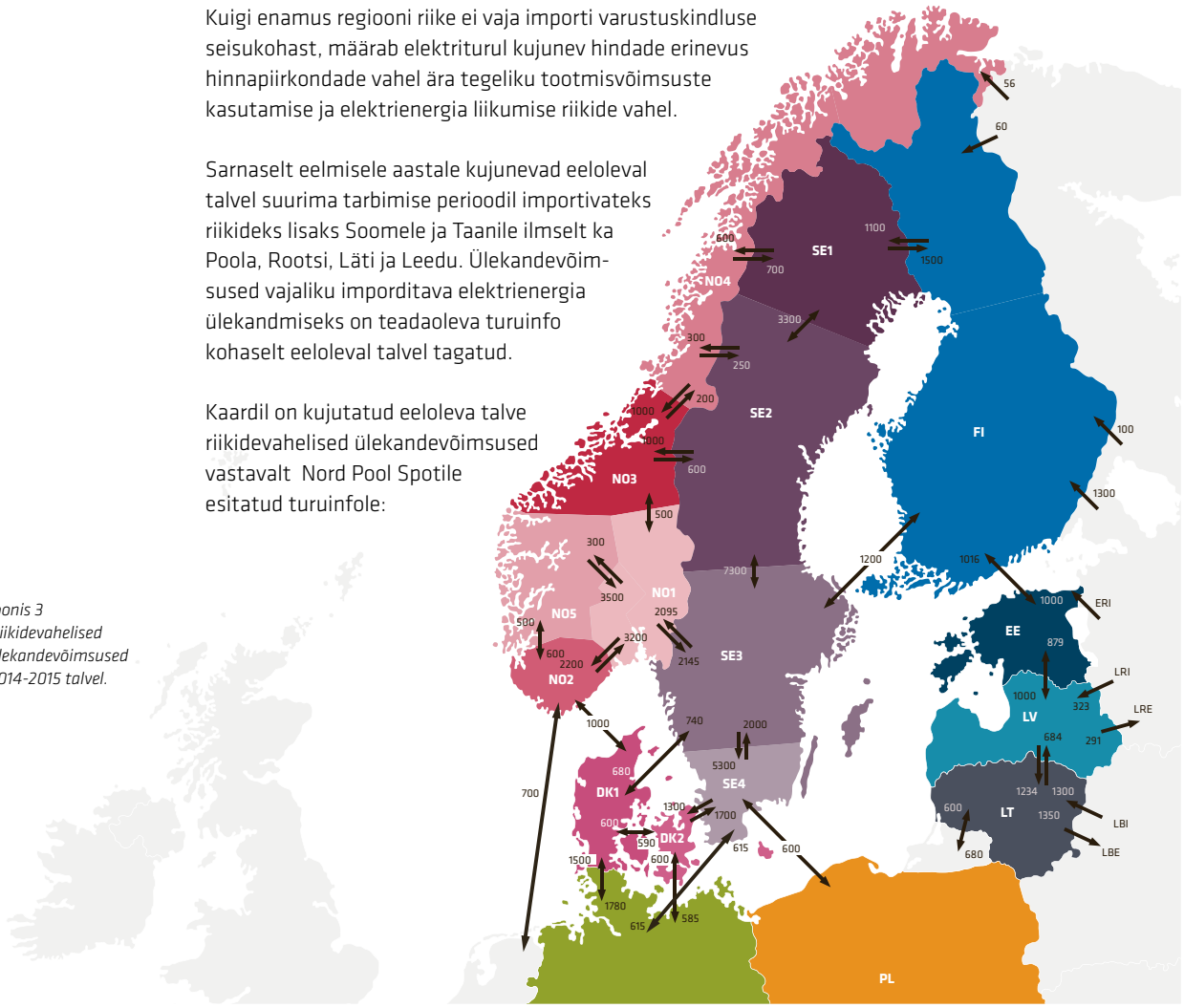
4.4 ÜLEKANDEVÕIMSUSTE OLUKORD

Kuigi enamus regiooni riike ei vaja importi varustuskindluse seisukohast, määrab elektriturul kujunev hindade erinevus hinnapiirkondade vahel ära tegeliku tootmisvõimsuste kasutamise ja elektrienergia liikumise riikide vahel.

Sarnaselt eelmisele aastale kujunevad eeloleval talvel suurima tarbimise perioodil importivateks riikideks lisaks Soomele ja Taanile ilmselt ka Poola, Rootsi, Läti ja Leedu. Ülekandevõimsused vajaliku imporditava elektrienergia ülekandmiseks on teadaoleva turuinfo kohaselt eeloleval talvel tagatud.

Kaardil on kujutatud eeloleva talve riikidevahelised ülekandevõimsused vastavalt Nord Pool Spotile esitatud turuinfole:

Joonis 3
Riikidevahelised ülekandevõimsused 2014-2015 talvel.



Suuri ja pikaajalisi katkestusi, mis oluliselt piiraksid ülekandevõimsusi, ei ole talveperioodiks planeeritud. Allpool on kirjeldatud eeloleval talvel eeldatavasti impordist sõltuvate riikide ülekandevõimsuste kasutatavust.

Läti
Aasta lõpuni on piirangud Eesti, Pihkva ja Läti vahel seoses töödega Läti elektrisüsteemis (piirang 221 MW) ning Läti ja Leedu vahel seoses töödega Läti ja Leedu elektrisüsteemides (piirangud 176-376 MW). 2015. aasta ülekandevõimsuste piiranguid praegu avaldatud ei ole.

Läti summaarne impordivõime normaaltingimustes on 1684 MW. Samas tuleb arvestada, et juhul, kui Leedu katab suure osa oma puudujäävast võimsusest impordiga Põhjamaadest või kolmandatest riikidest, läbivad nii Eestit kui Lätit arvestatavad elektrienergia transiitvood. Võimaliku puudujääva võimsuse - 300-400 MW - ülekandmiseks on Lätil ülekandevõimsusi siiski piisavalt.

Leedu
Kaliningradi ja Leedu vaheline ülekandevõimsuse suurus sõltub kasutatava tootmisvõimsuse hulgast Kaliningradi piirkonnas. Hetkel teadaoleva info kohaselt on import Kaliningradist Leetu piiratud novembris ja detsembris käesoleval aastal ning kasutatav ülekandevõimsus on vahemikus 0-277 MW. Ülejäänud talveperioodiks rohkem piiranguid praegu ette näha ei ole.

Valgevenest Leetu suunduva võimsusvoo suurus sõltub füüsiliste võimsusvoogude jagunemisest Balti riikides, Valgevenes ja Venemaal. Aasta lõpuni on planeeritud impordi maht Valgevenest Leetu olenevalt režiimist 205-535 MW.

Soome
2. novembrini on Põhja-Soome ja Põhja-Rootsi vahel ülekandevõimsus piiratud 400 MW-ni, kui toimub Keminmaa-Svartbyn 400 kV liini remont. Muid piiranguid sel talveperioodil hetkel planeeritud ei ole.

Soomel on võimalik Venemaalt importida kuni 1400 MW. Sel aastal oli keskmine voog Venemaalt 250 MW ringis, mis on oluliselt väiksem kui varasematel aastatel.

Kuni Olkiluoto 3 tuumajaama valmimiseni on Soome impordivajadus tiputundidel ligi 3000 MW, ülekandevõimsusi selle vajaduse katmiseks on piisavalt – kokku 5100 MW. Vajaminev elekter importitakse suuresti Põhjamaadest. Seega on Rootsi ja Soome vahelised ühendused suure koormuse all ning igasugune piirang Rootsi Soome vahel kajastub ka Soome turupiirkonna elektrihinnas.

Rootsi
Rootsi on naaberriikidega tihedalt ühendatud – kokku on installeeritud ülekandevõimsusi impordiks 9635 MW ja ekspordiks 9890 MW. Rootsis, nagu ka mujal, pole talveperioodiks suuremaid remonte planeeritud ei riikidevahelistele ühendustele ega ka riigisisestele ülekandeliinidele. Kuna suurem osa hüdroelektrijaamu asub Põhja-Rootsis, põhiline tarbimine aga Lõuna-Rootsis, omavad olulist tähtsust ka Põhja- ja Lõuna-Rootsi vahelised ühendused. Rootsisiseste hinnapiirkondade vahelised ülekandevõimsused varieeruvad vastavalt elektrisüsteemis kujunevale olukorrale ja süsteemiautomaatikale.

Eeldades, et Rootsi sõltub impordist vaid tavalisest külmema talve korral, ületab impordivõime vajadust impordi järele (2 GW) siiski mitmekordselt. Varasemate aastate eeskujul võib arvata, et Rootsi impordib vajadusel energia Norrast ja Taanist, samal ajal eksportides Soome.

Ülekandevõimsuste suurused Norra ja Rootsi vahel sõltuvad võimsusvoogude jagunemisest. Novembris ja detsembris on seoses töödega Norra elektrisüsteemis Norra ja Rootsi vaheline ülekandevõimsus piiratud 345 MW ulatuses, ülejäänud talveperioodil ei ole piiranguid tekitavaid töid plaanis.

Rootsi ja Taani vahelistele ülekandevõimsustele piiranguid ette ei ole näha, kuid suurte võimsusvoogude esinemisel nn läänekalda koridoris (West Coast Corridor) võivad esineda piirangud Rootsist Norra suunas, ning Taanist, Poolast ja Saksamaalt Rootsi suunas.

Taani
Taani impordivajadus tavalisest külmema talve korral jääb suurusjärku 1 GW, selle katmiseks vajalikke ülekandevõimsusi on Taanil veidi üle 5 GW.

Novembris toimub kaks lühiajalist remonti, mis põhjustavad ülekandevõimsuste piiranguid. Esimene neist on katkestus, mis piirab ülekandevõimsust Ida-Taani ja Saksamaa vahel, ülekandevõimsus on siis piiratud 150 MW-ni (NTC 600 MW) ning Ida- ja Lääne-Taani vahel, kui ülekandevõimsus on 0-150 MW. Teiseks toimub remonttöö, mis piirab ülekandevõimsusi Lääne-Taani ja Saksamaa vahel 200 MW-ni (NTC 1500 MW) ning Taani ja Norra vahel 700 MW-ni (NTC 1000 MW).

4.5 ELEKTRITURU MÕJU TOOTMISVÕIMSUSTE PIISAVUSELE

Nagu juba eelnevalt mainitud, määrab elektriturul kujunev hindade erinevus hinnapiirkondade vahel ära tegeliku ülekandevõimsuste kasutamise, mis omakorda on mõjutatud tootmisvõimsuste piisavusest ja konkurentsivõimest erinevates süsteemides. Pakkumuse ja nõudluse suhe määrab, kas tarbimine kaetakse kohalike tootmisvõimsustega või on soodsam elektrienergiat importida.

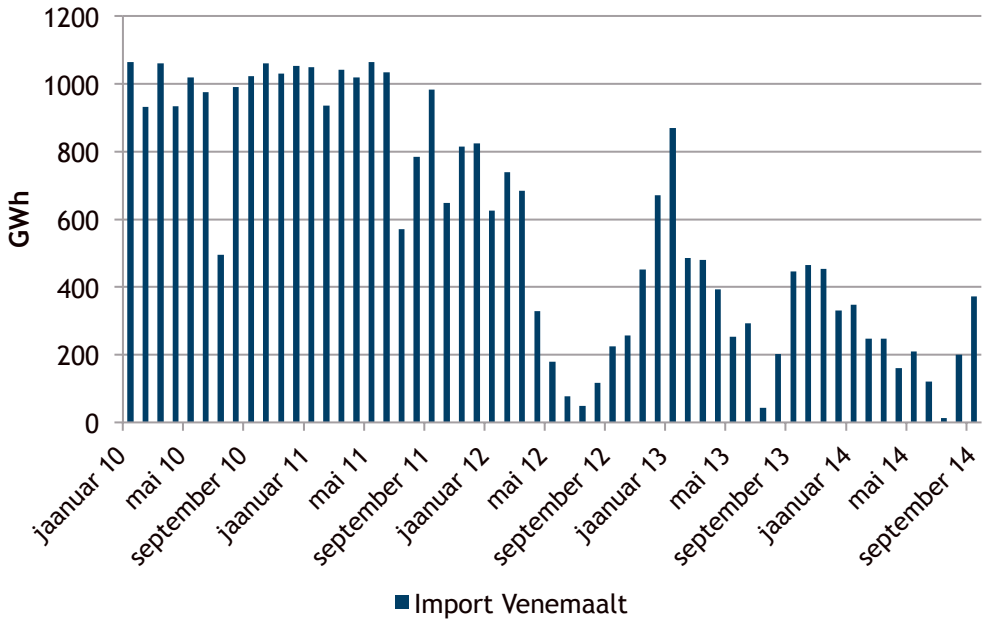
Ilmekas näide on Leedu, kus on tiputarbimise katmiseks piisavalt installeeritud võimsusi, kuid kuna suur osa jaamadest kasutavad kütusena maagaasi, on nende tootmise marginaalkulu oluliselt kõrgem naaberpiirkondadest imporditava elektrienergia hinnast. Sellest tulenevalt katsid näiteks 2013. aastal kohalikud tootmisüksused Leedus vaid 33% siseliiklikust tarbimisest ning ülejäänud elekter imporditi põhja suunalt ja/või kolmandatest riikidest. Osakaalud kujunesid vastavalt 51% põhja suunalt (sh Põhjamaades ja Eestis toodetud elekter) ja 49% väljastpoolt Euroopa Liitu kolmandatest riikidest (Valgevenest ja Venemaalt sh Kaliningradist).

Kolmandates riikides toodetud elektrienergia on oma madalamate hindadega konkurentsivõimeline mitmel põhjusel. Eelkõige tuleks arvesse võtta nende riikide erinevat kliimapoliitikat, reguleeritud kütusehindu ja teistsugust turukorraldust. Kui Baltikumis ja Põhjamaades eeldatakse, et elektrihind katab nii püsi kui ka muutuvkulud, siis Venemaal toetab investeeringuid võimsusturg. Seega koosneb hind tarbijale seal elektrihinnast ja võimsustasust. Võimsustasu, mis praktiliselt kahekordistab elektrienergia hinna, moodustab tiputundidel kuni 30 EUR/MWh ja lisandub müügil elektrienergia hinnale. Pikas perspektiivis halvendavad eelnimetatud erinevused Baltikumi investeerimiskeskkonda ja seega võivad negatiivselt mõjuda tootmispiisavusele, kuna ei soodusta uute investeeringute tegemist tootmisvõimsustesse.

Eesti tootmisvõimsuste tootmishinnad on täna Baltikumi elektriturul konkurentsivõimelised, aga seda eelkõige tänu madalale CO2 hinnale. Võttes arvesse, et näiteks 2013.aastal toodeti Eestis 87,4% elektrist mitte-taastuvenergia allikatest, on Eestis elektrihind äärmiselt tundlik CO2 hinnatõusule.

Sarnaselt Leeduga võimaldab Põhjamaade elektriturukorraldus ja tugevad ühendused naaberriikidega ka Soomel madalama hinnaga elektrienergiat importida. Põhjamaade soodsamad elektrituru hinnad ja Venemaa turul 2012. aastal lisandunud võimsustasu vähendasid Venemaalt imporditud elektri osakaalu Soome elektribilansi puudujäägi katmisel ligikaudu kolm korda. Vajadus Venemaa impordi järele tekib peamiselt talveperioodil, kus Soome impordisõltuvus tipukoormuse katmisel on oluliselt suurem ning ühendused Rootsiga on täies mahus koormatud. Samuti võib järeldada, et sel perioodil tuleb Venemaalt importijal küll tasuda Venemaa-poolne võimsustasu, kuid ka seda arvesse võttes on hinnad reeglina Soomes kõrgemad. Kevadisel ja suveperioodil impordib Soome Venemaalt tunduvalt väiksemas mahus – näiteks tänavu juulis imporditi vaid 19 GWh, seda eelkõige juba eelnevalt mainitud kõrge võimsustasu tõttu, mistõttu kujuneb hind Venemaalt pärit elektrile tunduvalt kõrgemaks, kui suvisel perioodil Soomes. Normaaltingimustes impordib Soome elektrit Venemaalt tipukoormuse välisel ehk öisel ajal, mil Venemaa elektribörsi hinnad on võimsustasu võrra odavamad.

Joonis 4
Import Venemaalt
Soome-Vene piiril.



Osapooltevahelised kõnelused elektrienergia tarneks Põhjamaadest Venemaale on jõudmas lõppstaadiumisse ning käimas on veel viimaste lepinguliste üksikasjade silumine. Tehniliselt on ühendus mõlemapoolseks kauplemiseks testitud ja saanud kinnituse valmisolekuks. Suunamuudatus erinevatel tunnistel perioodidel võib kesta kauem, kui üks tund, mida tuleb kauplemisel ka arvesse võtta. Koostöö tulemusena allokeeritakse tänase teadmise juures 2015. aasta jaanuarist Soome ja Venemaa vahelisest ülekandevõimsusest neljandik ehk 350 MW kahesuunaliseks kaubanduseks. Põhjamaade eksport Venemaa suunal saab esialgu toimuda võrdlemisi tagasihoidlikus mahus ning üksnes tundidel, kus Soome elektribörsi hind jääb alla Venemaa elektrihinna taset ning seda seetõttu, et Venemaa elektrisüsteemis tootmisele kohaldatav võimsustasu lisandub ka Venemaa välisliinidelt võrku antud elektrile. Eeldatavalt 2018. aastal valmiv Soome Olkiluoto tuumaelektrijaama kolmas reaktor võib aga Põhjamaade ekspordimahte idanaabri suunal tunduvalt suurendada.

5 Hinnang tootmise piisavusele Eesti elektri-süsteemis talvel 2014/2015

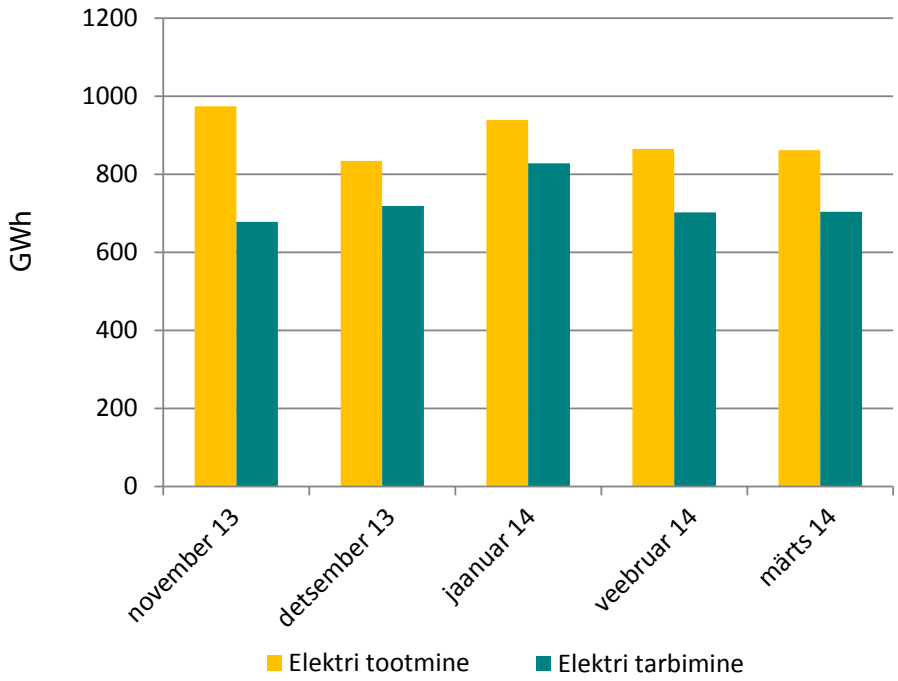
5.1 TALVEPERIOODI 2013/2014 ANALÜÜS

Eelmisel talvel ei olnud Eesti elektrisüsteemis tootmise piisavusega probleeme. Kodumaine tootmine kattis ära kodumaise tarbimise ning lisaks eksporditi perioodil november 2013 kuni märts 2014 keskmiselt 19 % kogu toodangust ka teistesse riikidesse (peamiselt Lätti ja Leetu):

Tabel 3
Elektri summaarne tootmine ja tarbimine 2013/2014 talvel.

	Elektri tootmine, GWh	**Elektri tarbimine, GWh**
November 2013	974	678
Detsember 2013	834	719
Jaanuar 2014	939	828
Veebruar 2014	865	702
Märts 2014	862	704

Joonis 5
Elektri tootmine ja tarbimine Eestis november 2013 – märts 2014.

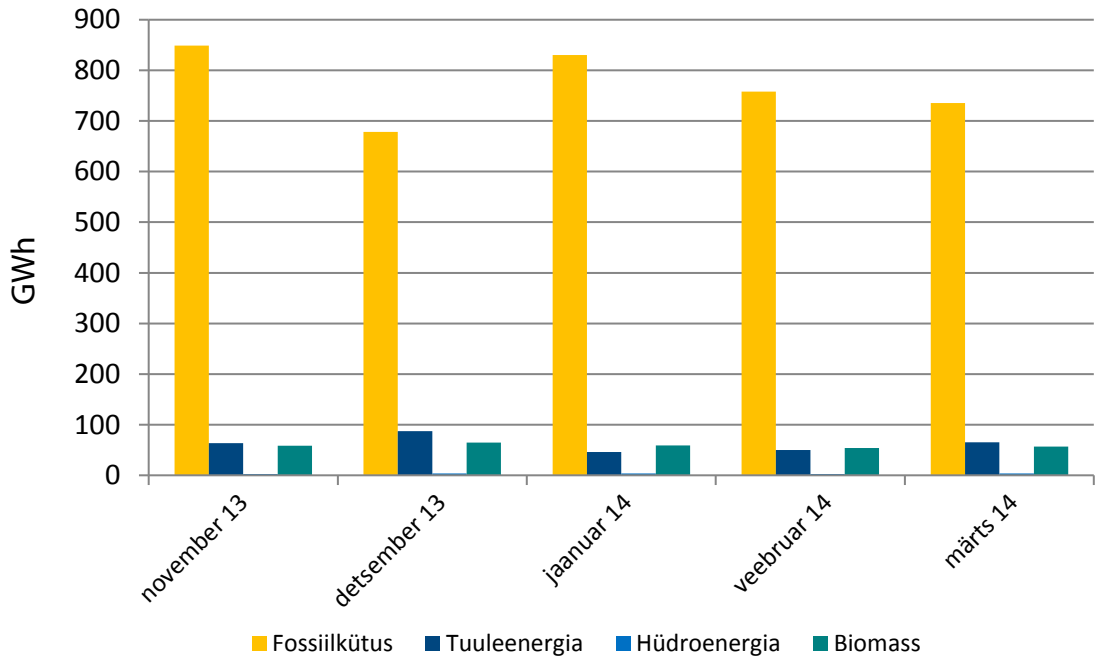


Võrreldes 2012/2013. aasta talve (november-märts) perioodiga olid tootmise mahud talvel 2013/2014 madalamad (suurusjärgus 17 %), ka tarbimine oli mõnevõrra madalam kui eelmisel talvel (suurusjärgus 9%), mida saab seletada eelnevast pehmema talvega. Tootmismahtude suurem muutus on toimunud 2013. aasta detsembrist, kui tööse läks Eesti-Soome vaheline teine alalisvooluühendus EstLink 2. Est-Link 2 on suurendanud elektrienergia transiiti Põhjamaadest Lätti ja Leetu ning selle võrra vähendanud elektritootmise mahtusid Eestis ja Läti-Leedu suunalist eksporti.

Tabel 4
Elektri tootmise jaotus kütuse liikide järgi 2013/2014 talveperioodil.

	Fossiilkütus, GWh	Tuuleenergia, GWh	Hüdroenergia, GWh	Biomass, GWh
November 2013	849	64	3	59
Detsember 2013	678	87	4	65
Jaanuar 2014	830	46	4	59
Veebruar 2014	758	50	3	54
Märts 2014	736	66	4	57

Joonis 6
Elektri tootmise jaotus kütuse liikide kaupa 2013/2014 talveperioodil.

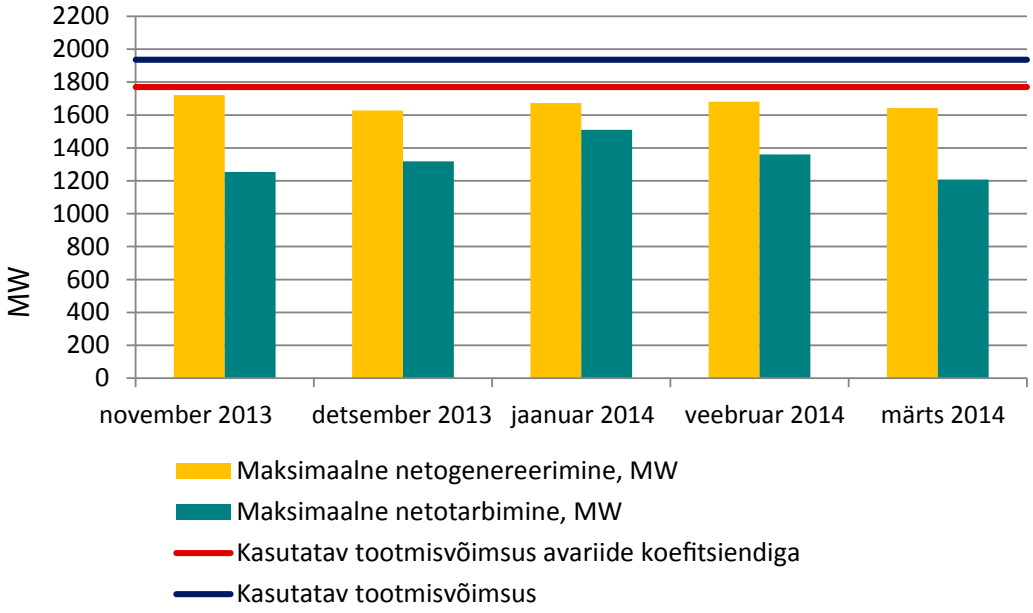


Eesti elektrisüsteemi maksimaalseks tarbimiseks mõõdeti talvel 2013/2014 (30.01.2014 18.00) 1510 MW, mis jäi samasse suurusjärku 2012/2013. aasta talvise tipuga, mil tiputarbimine oli 1517 MW (mõõdetud 19. detsembril 16.10). Seni üldse suurimaks tarbimiseks on mõõdetud 1587 MW (28. jaanuaril 2010, kell 17.45). Eesti elektrisüsteemi maksimaalne tootmine 2013/2014. aasta talveperioodil (november-märts) oli 1721 MW (mõõdetud 21.11.2013 18.30). Võrdluseks eelneval talveperioodil 2012/2013 ulatus maksimaalne tootmine 2052 MW-ni (mõõdetud jaanuaris 2013). Allpool olevas tabelis 5 on ära toodud mõned iseloomulikud numbrid iseloomustamaks Eesti elektrisüsteemi tootmist ja tarbimist talveperioodil 2013/2014:

Tabel 5
Elektri tootmise ja tarbimise maksimumning keskväärtused 2013/2014 talveperioodil.

	Maksimaalne netogenereerimine, MW	Keskmine netogenereerimine, MW	Maksimaalne netotarbimine, MW	Keskmine netotarbimine, MW
November 2013	1721	1328	1254	942
Detsember 2013	1627	1085	1318	968
Jaanuar 2014	1673	1230	1510	1112
Veebruar 2014	1680	1263	1361	1045
Märts 2014	1642	1136	1207	947

Joonis 7
Elektri tootmise ja tarbimise maksimum-väärtused 2013/2014. aasta talveperioodil.



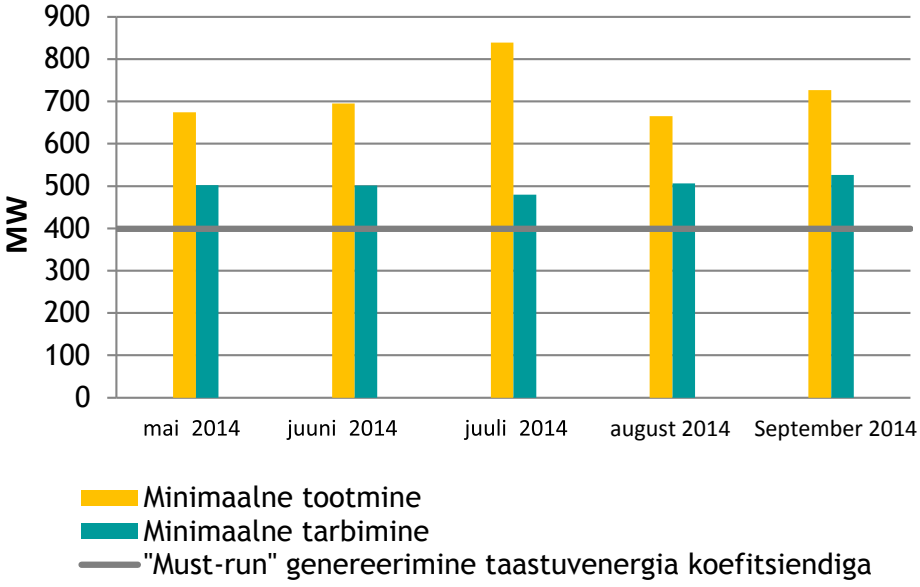
5.2 SUVEPERIOODI 2014 ANALÜÜS

Eesti elektrisüsteemi maksimaalseks tarbimiseks mõõdeti 2014. aasta suveperioodil (mai–september) 1092 MW (mõõdetud 05.05.2014 10.45). Suveperioodi tarbimise miinimumiks mõõdeti 480 MW (mõõdetud 20.07.2014 05.15). Allpool olevas tabelis 6 on ära toodud mõned numbrid iseloomustamaks Eesti elektrisüsteemi tootmist ja tarbimist 2014. aasta suveperioodil:

Tabel 6
Elektri tootmise ja tarbimise väärtused 2014. aasta suveperioodil.

	Maksimaalne netogenereerimine, MW	Keskmine netogenereerimine, MW	Minimaalne netogenereerimine, MW	Maksimaalne netotarbimine, MW	Keskmine netotarbimine, MW	Minimaalne netotarbimine, MW
Mai 2014	1727	1179	674	1092	808	502
Juuni 2014	1765	1281	695	1012	757	501
Juuli 2014	1542	1220	839	1000	743	480
August 2014	1528	1125	665	1012	765	506
September 2014	1646	1184	727	1068	811	526

Joonis 8
Elektri tootmise ja tarbimise miinimumväärtused 2014 suveperioodil.



Joonisel 8 on ära toodud suveperioodi minimaalse tootmise ja tarbimise väärtused võrdluses minimaalselt töös olla võiva nn „must-run“ genereerimisega, kuhu on juurde arvestatud ka võimalik tuuleenergia toodangu koefitsient (65% installeeritud tuuleenergia võimsusest).

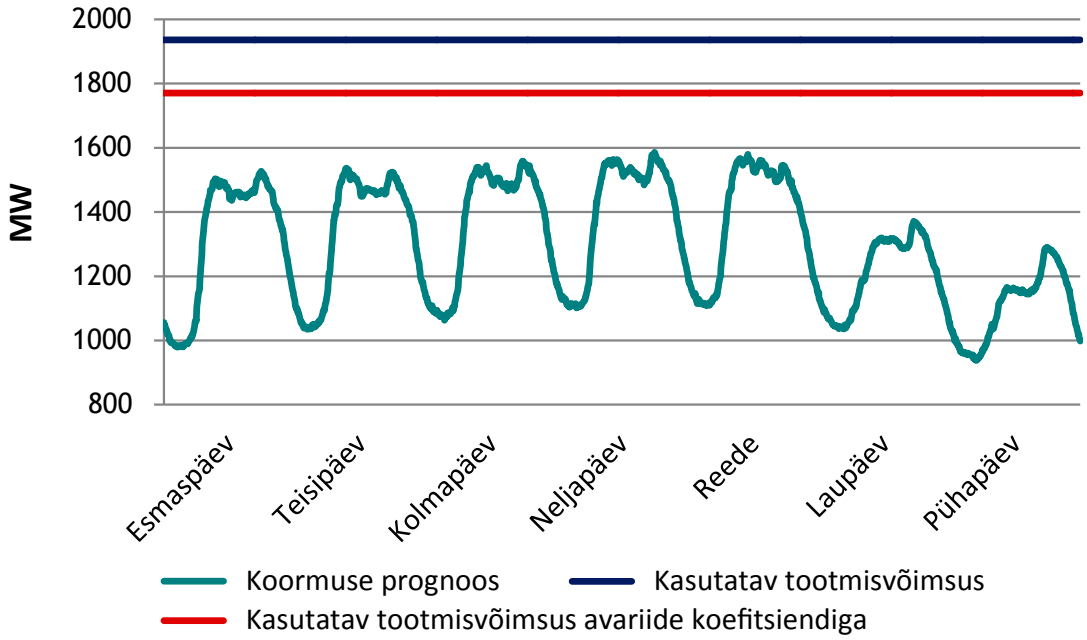
5.3 TALVEPERIOODI 2014/2015 HINNANG

Eeloleval talvel on Eestis piisavalt tootmisvõimsuseid, et katta ära Eesti elektrisüsteemi tiputarbimine, mis külma talve korral võib ulatuda üle 1600 MW. Võimalik tootmisvõimsus on 1770 MW, mille puhul on arvestatud ka avariide koefitsiendiga. Kui võimalikke avariisid mitte arvestada, on tootmisvõimsus eeloleval talvel 1936 MW. Vastavalt Eesti Energia poolt väljastatud turuinfole on 30. novembrist kuni 2. jaanuarini Eesti elektrijaamas väljas üks generaator võimsusega 163 MW. Peale 2. jaanuari aga rohkem pikemaajalisi hooldusi suuremates elektrijaamades tootjate poolt esitatud turuinfo alusel talveperioodiks planeeritud ei ole.

Vastavalt Eesti Energia poolt esitatud turuinfole on eeloleval talvel konserveeritud Balti elektrijaamas kaks plokki. Konserveeritud plokkide puudumine ning elektrijaamade tootmisseadmete tavapärane avariilisus ei põhjusta probleeme Eesti elektrisüsteemi tootmispiisavuse tagamise seisukohalt. Lisaks on võrreldes eelneva talvega kasvanud Eesti elektrisüsteemis avariiolukordades kasutatav võimsus tänu Kiisa teise avariielektrijaama (võimsusega 140 MW) valmimisele 2014. aasta suvel. Avariiolukorras on Eesti elektrisüsteemis kasutatav avariireserv nüüd 250 MW.

Järgneval joonisel 9 on kujutatud eeloleva talve kõige külmema nädala tarbimise prognoos ja samal ajal kasutada olev netotootmisvõimsus (nii tavapärase avariilisuse koefitsiendiga, kui ka ilma avariilisuseta). Prognoosimisel on aluseks võetud möödunud talve tarbimisrekordi nädala tarbimise trende.

Joonis 9 tarbimise ja kasutatava netovõimsuse prognoos Eestis 2014/2015 talve külmimal nädalal.



6 Elektritootjate poolt teada antud tootmisseadmete muutused aastatel 2014-2024

Vastavalt Võrgueeskirja § 132 esitavad kõik elektritootjad süsteemihaldurile iga aasta 1. septembriks andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks. Praeguse seisuga on aastate 2014–2024 lõikes Eleringi informeeritud etteplaneeritava tootmistsükliga tootmisvõimsuse suurenemisest kuni 316 MW, samas on planeeritud võimsuste sulgemist ja vähenemist kuni 939 MW.

6.1 MUUTUSED VÕRRELDES 2013. AASTA ARUANDEGA

Eesti Energia AS:

- täpsustas Balti elektrijaama installeeritud netovõimsust, mis 2013. aastaga võrreldes vähenes 40 MW võrra, elektrijaamade tegelik netovõimsus muutub ajas tingituna vananemisest ning tehnilisest seisundist.
- täpsustas Eesti elektrijaama installeeritud netovõimsust, mis 2013. aastaga võrreldes vähenes 14 MW võrra, elektrijaamade tegelik netovõimsus muutub ajas tingituna vananemisest ning tehnilisest seisundist.
- Eesti elektrijaama plaanilises remondis ja rekonstrueerimisel üks plokk võimsusega 163 MW talvisel ajal ning kuni 365 MW suvisel ajal aastani 2016.
- teatas Balti elektrijaama TG10 ploki võimsusega 140 MW sulgemisest.
- teatas, et avariis on keskmiselt 135 MW.

Tööstus- ja väike-koostoomisjaamad:

- Võimsuse suurenemine 14,2 MW ulatuses, mis tuleneb uute elektrijaamade liitumisest ning lisaks elektritootjate andmetest, kelle tootmisseadmed on võrguga ühendatud, kuid pole eelnevatel aastatel Eleringile andmeid esitanud.

Hüdroelektrijaamad:

- Elektritootjad, kelle tootmisseadmed on võrguga ühendatud, kuid pole eelnevatel aastatel Eleringile andmeid esitanud, on kokku 0,7 MW, mis on arvestatud käesolevas aruandes installeeritud võimsuse hulka.

Tuuleelektrijaamad

- Võimsuse suurenemine on 20,3 MW, mis tuleneb uute elektrijaamade liitumisest.

Elektritootjate poolt 2013. ja 2014. aastal esitatud andmed on toodud lisas 1.

6.2 SULETAVAD TOOTMISSEADMED JA OLEMASOLEVATE TOOTMISSEADMETE VÕIMSUSE VÄHENEMINE

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

- 2014 Balti elektrijaamas ploki sulgemine, 140 MW.
- 2015-2024 Balti elektrijaamas ploki sulgemine, 110 MW.
- 2016 Iru elektrijaamas ühe ploki konserveerimine, 62 MW. Iru Elektrijaama jäätmeplokk ja konserveeritud plokk on ühendatud samasse liitumispunkti, mistõttu mõlema ploki samaaegne töö pole võimalik.
- 2016-2023 piirangud IED[1] leevendusmeetme alusel töötavatele vanadele plokkidele 619 MW.
- 2024 Eesti elektrijaama plokkide sulgemine, 489 MW.
- 2024 Balti elektrijaama ploki sulgemine, 130 MW.
- 2014-2024 väikeste elektrijaamade võimsuse vähenemine 7 MW.

- **Suletav tootmisvõimus kokku aastaks 2024: 939* MW.**

  **suletava võimsuse hulgas piirangutega kasutatav võimsus*

6.3 KAVANDATAVAD JA EHITUSJÄRGUS SOOJUSELEKTRIJAAMAD

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest suurematest tootmisvõimsuste lisandumistest:

- 2015 Enefit elektrijaam 22,5 MW.
- 2015 Põhja SEJ 22,5 MW,
- 2016 Auvere EJ uus plokk võimsusega 270 MW.

- **KOKKU: 316,5 MW**

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

- 2014-2023 – muud uued jaamad (valdav osa tuuleelektrijaamad) kuni 1038 MW.

- **KOKKU: 1355 MW**

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

1 *IED – Industry Emissions Directive, Euroopa Parlamendi ja Nõukogu tööstuslike emissioonide piiramise direktiiv 2010/75/EU, välja antud 24.11.2010*

7 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2024

Kuna kõiki elektritootmisseadmeid, mis on süsteemihaldurile esitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid projekte Eesti elektrisüsteemi tootmisvõimsuste pakkumise ja nõudluse prognoosimisel, siis on antud hinnangus lähtutud tõenäolistest tootmisvõimsuste arengutest, mille realiseerumine on Eleringi hinnangul tõenäoline. Tuuleelektrijaamade võimsusega tipuvõimsuse ajal ei arvestata.

7.1 ELEKTRITARBIMINE

Ülevaade värskest Eesti elektrisüsteemi tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest tuleviku väljavaadetest on avaldatud Eleringi Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruandes[2], mis anti välja käesoleva aasta kevadel. Antud tootmisvaru hinnang põhineb eeldatava tarbimise stsenaariumil.

Eeldatava stsenaariumi puhul jääb Eestis elektritarbimise kasv aastas keskmiselt 1,3 % juurde. Aastatel 2014–2024 jääb summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1517 MW ja 1617 MW vahele. Arvestades ka võimalike külmade talvedega (10% varu), võib tegelik nõudlus jääda vahemikku 1669-1779 MW.

Eleringi hiljuti avaldatud tarbimise juhtimist käsitlevas uuringus[3] uuriti kolme kõige olulisemat majandusharu, milleks on tööstussektor, äri- ja avaliku teeninduse sektor ning kodumajapidamised. Eelnimetatud sektorite energiatarbimine moodustas 2012. aastal ligi 75% kogutarbimisest. Käesoleva uuringu käigus käsitleti tarbimise juhtimise puhul nii staatilisi (eelkõige energiasäästule suunatud) kui ka dünaamilisi meetmeid. Kui staatilised meetmed on eelkõige suunatud tarbijale, kuna aitavad otseselt vähendada kulusid elektrienergiale, siis dünaamiliste meetmete kasutamine on suunatud nii tarbijale, kellel need aitavad kulusid täiendavalt kokku hoida ja ära kasutada elektrituru poolt pakutavaid võimalusi, kui ka võrguoperaatorile, kellele tekib ligipääs täiendavatele avarii- ja reservvõimsustele. Tarbimise juhtimise meetme juurutamisega on võimalik tipukoormustundidel vähendada süsteemi koormust, millest omakorda väheneb ka vajadus suurendada tootmisvõimsusi suurenenud tipukoormuse tõttu. Antud põhimõtete rakendamiseks süsteemi juhtimises teostab Elering koostööd elektritarbijatega, et välja selgitada antud meetme tegelik potentsiaal.

7.2 HINNANG TOOTMISVÕIMSUSTE PIISAVUSELE TALVEL

Eeldatav stsenaarium võtab arvesse ainult neid uusi elektrijaamu, millede lisandumine võrku on kindel, mida antud hetkel kas ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest või sulgemise ajast on süsteemihaldurile teada antud. Eleringi silmis osutub tõenäoliseks tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümmet plokki Eesti Energia Narva Elektrijaamades ning täiendavalt arvestada uute elektrijaamadega, mille investeerimise otsus on tehtud vastavalt 3. peatükis toodule.

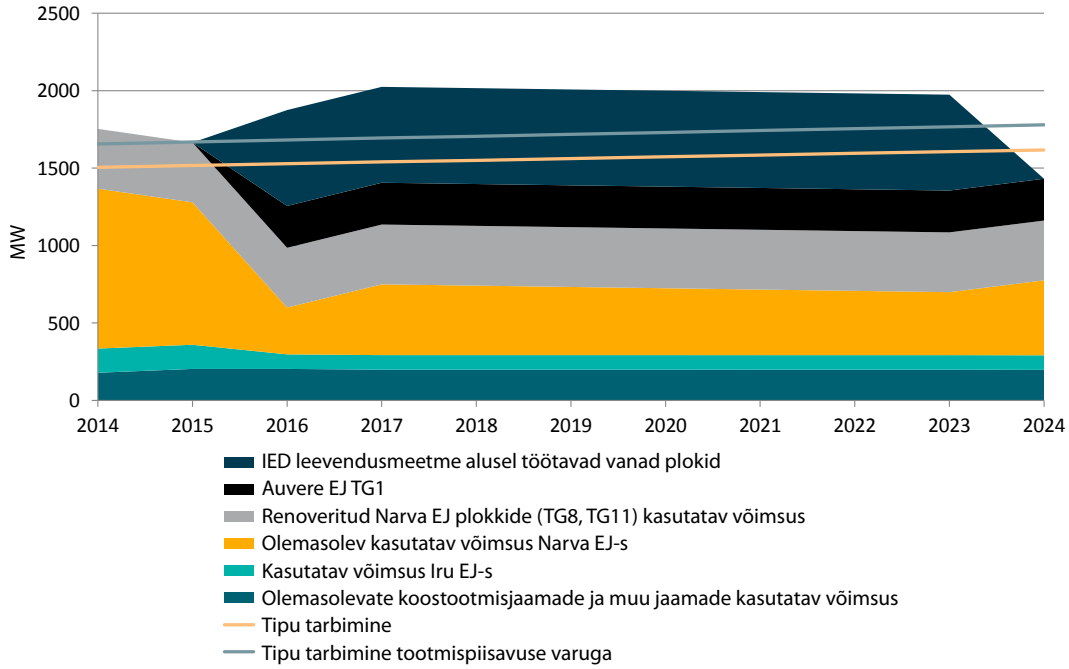
Aastaks 2016 valmib eeldatavalt Auvere elektrijaama uus plokk võimsusega 270 MW, mis annab peale 2016. aastat Eesti Energia Narva Elektrijaamades (Balti, Eesti, Auvere) koos väävlipuhastusseadmete nelja plokiga (672 MW) ning kahe olemasoleva (386 MW) keevkihtplokiga kokku kasutatavaks tootmisvõimsuseks u 1328 MW. Lisaks on võimalik kasutada vastavalt IED-le täiendavalt piiratud kasutustundidega plokke võimsusega 619 MW peale 2016. aastat.

2013/2014. aasta talveperioodil oli tipukoormuse ajal kasutatav tootmisvõimsus 1770 MW. 2024. aasta talveperioodil on tipukoormuse prognoosiks eeldatava tarbimisstsenaariumi kohaselt 1617 MW ning kasutatav tootmisvõimsus 1470 MW.

2 *http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Elering_VKA_2013_web.pdf*
3 *http://elering.ee/tarbimise-juhtimise-aruanne/*

Arvestades võimalusega kasutada Eesti Energia Narva Elektrijaamade vanu renoveerimata ja väävlipuhastusseadmeteta energiaplokke ajavahemikul 1. jaanuar 2016 kuni 31. detsember 2023 summaarselt 17 500 töötundi, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru 2023. aastani piisav ka erakordselt külmade talvede 10%-lise varu arvestamisel. Pärast 2023. aastat suletakse suur osa olemasolevatest tootmisseadmetest Eesti Energia Narva Elektrijaamades, kuid arvestades elektriühendusi ja tootmisvõimsust regionaalsel elektriturul, on tootmisvõimsusi piisavalt. Kodumaine elektriturul kasutatav tootmisvõimsus katab seejuures üle 90% tarbimisnõudlusest talvisel tipuajal. Välisühenduste avariide korral on kasutatav Eleringi avariireservelektrijaamade võimsus, millega arvestades on kodumaine tarbimisvõimsus tipuajal sisemaiste tootmisvõimsustega kaetud. Prognoos elektriturul kasutatava tootmisvõimsusega on toodud joonisel 10.

Joonis 10 Kasutatav tootmisvõimsuste ja tipunõudluse eeldatav prognoos talvel.



Lisaks eeltoodud prognoosile saab arvestada tipukoormuse katmisel Läänemere piirkonna teiste riikide elektritootmisvõimsustega, tulenevalt tipukoormuse aja erinevusest ning võimalusest kasutada riikidevahelisi elektriühendusi. Eleringi hinnangul on riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused naabersüsteemides piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine ka olukorras, kus tarbimine kasvab prognoositust kiiremini või olemasolevad tootmisseadmed suletakse enne praegu prognoositut. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on toimiv regionaalne elektriturg. Lisaks elektriturul kasutatavale võimsusele on avariiulukordades võimalik kasutada ka Eleringi avariireservelektrijaamu võimsusega 250 MW.

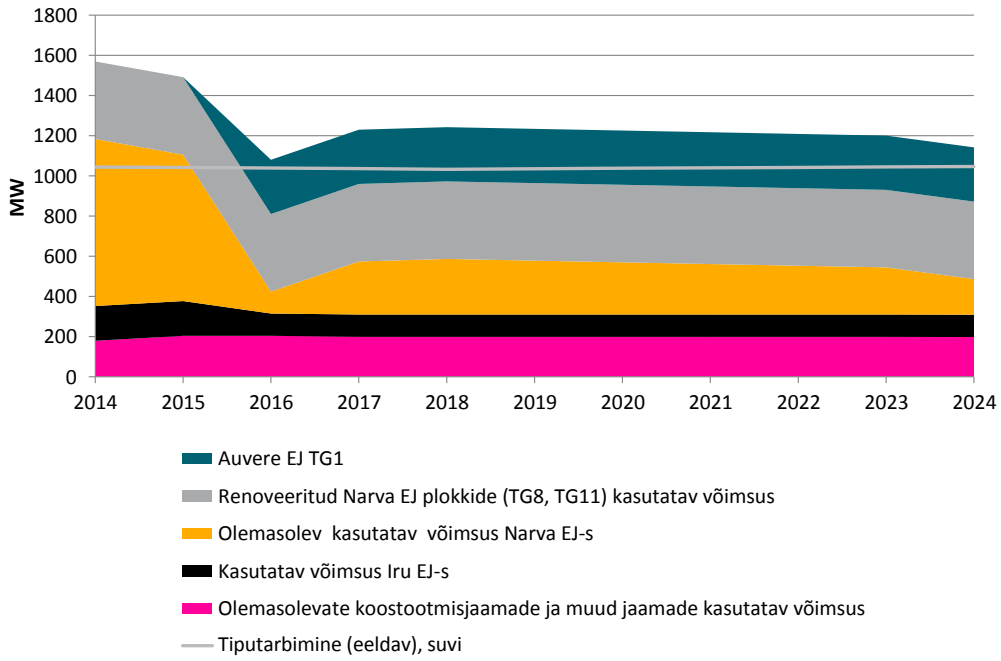
7.3 HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE SUVEPERIOODIL

Suurte elektrijaamade poolt esitatud andmete järgi on 2014. aasta suveperioodil mittekasutatava võimsuse hulgas u 1064 MW tootmisvõimsust. Mittekasutatava võimsuse hulka arvestatud võimsuse vähendamine hüdroelektrijaamades (3,7 MW), elektrijaamade võimalikud avariid (166 MW), plaanilised hooldused ja remondid (557 MW). Samuti ei arvestata tuuleelektrijaamade võimsusega (301 MW). Lisaks aastatel 2016-2023 ei arvestata IED alusel piiratud kasutustundidega plokkidega, summaarse võimsusega 619 MW.

2014. aastal oli suveperioodil maksimaalne tarbimine 1092 MW, minimaalne tarbimine 480 MW ning keskmine tarbimine 777 MW. Arvestades, et minimaalkoormuse perioodil moodustab tarbimisnõudlus kuni 60% maksimaalsest tarbimisnõudlusest (talvel), siis ei ole ette näha probleeme tootmise piisavusega suvisel perioodil kuni 2024. aastani.

Kasutatav tootmisvõimsus ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel) on näidatud joonisel 11.

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



- Auvere EJ TG1
- Renoveeritud Narva EJ plokkide (TG8, TG11) kasutatav võimsus
- Olemasolev kasutatav võimsus Narva EJ-s
- Kasutatav võimsus Iru EJ-s
- Olemasolevate koostootmisjaamade ja muud jaamade kasutatav võimsus
- Tiputarbimine (eeldav), suvi

8 LISA 1. Tootjate poolt esitatud andmed 2014

Elektrijaama (EJ) nimi	Plokk	Tootmisseadme tüüp	Kütus	2013	2014	Vahe	Kommentaar
Eesti elektrijaam	TG1	kondens	põlevkivi	167	163	-4	võimsuse täpsustamine
Eesti elektrijaam	TG2	kondens	põlevkivi	167	163	-4	võimsuse täpsustamine
Eesti elektrijaam	TG3	kondens	põlevkivi	164	163	-1	võimsuse täpsustamine
Eesti elektrijaam	TG4	kondens	põlevkivi	164	163	-1	võimsuse täpsustamine
Eesti elektrijaam	TG5	kondens	põlevkivi	173	173	0	
Eesti elektrijaam	TG6	kondens	põlevkivi	173	173	0	
Eesti elektrijaam	TG7	kondens	põlevkivi	167	163	-4	võimsuse täpsustamine
Eesti elektrijaam	TG8	kondens	põlevkivi	194	194	0	
Eesti elektrijaam	TG9	kondens	põlevkivi	140	110	-30	võimsuse täpsustamine
Eesti elektrijaam	TG10	kondens	põlevkivi	140	0	-140	
Eesti elektrijaam	TG11	KTJ	põlevkivi	192	192	0	
Eesti elektrijaam	TG12	kondens	põlevkivi	140	130	-10	võimsuse täpsustamine
Auvere elektrijaam	CFB1	kondens	põlevkivi	0	0	0	
Iru elektrijaam	TG1	koostootmisplokk	maagaas	62	62	0	
Iru elektrijaam	TG2	koostootmisplokk	maagaas	94	94	0	
Iru elektrijaam jäätmeplokk	TG3	koostootmisplokk	prügijäätmed	17	17	0	
Enefit		jääksoojust kasutav auruturbiin-generaator	põlevkivi	0	0	0	
Lõuna SEJ	Turbiin 1	koostootmisturbiin	generaatorgaas	7	7	0	
Põhja SEJ	Turbiin 2	koostoomis-kondensatsioonturbiin	generaatorgaas	10	10	0	
Põhja SEJ	Turbiin 3	kondensatsiionturbiin	generaatorgaas	9	9	0	
Põhja SEJ	Turbiin 4	koostootmisturbiin	generaatorgaas	7	7	0	
Põhja SEJ	Turbiin 5	koostoomis-kondensatsioonturbiin	generaatorgaas	28	28	0	
Sillamäe SEJ	Turbiin 1	koostootmisplokk	põlevkivi	5.5	5.5	0	
Sillamäe SEJ	Turbiin 2	koostootmisplokk	põlevkivi	4.5	4.5	0	
Sillamäe SEJ	CHP	gaasimootor	maagaas	5.75	5.75	0	
Tallinna elektrijaam	Turbiin 1	koostootmisplokk	biomass	21	21	0	
Tartu elektrijaam	Turbiin 1	koostootmisplokk	biomass	22.1	22.1	0	
Pärnu elektrijaam	Turbiin 1	vasturõhu turbiin	biomass	20	20	0	

Elektrijaama (EJ) nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	2013	2014	Vahe
TÖÖSTUSTE JA VÄIKE KOOSTOOTMISJAAMAD					
Ahtri tn koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0.6	0.6	0
Aravete Biogaas OÜ	gaasimootor	biogaas	2	2	0
Tallinna prügila koostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	1.9	1.9	0
Horizon Tselluloosi ja Paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõttudega	must leelis	10	10	0
Endla tn koostootmisjaam	sisepõlemismootor	maagaas	0.5	0.5	0
Kunda Nordic Tsement koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	3.1	3.1	0
Kuressaare soojuse- ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	2.3	2.3	0
Põlva elektri- ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0.9	0.9	0
Haldja KTJ	gaasimootor	maagaas	0.35	0.35	0
Helme koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	6.5	6.5	0
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	0	0	0
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ SEJ	koostootmisplokk	põlevkivi uttegaas	0.8	0.8	0
Painküla koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0	4.3	4.3
Katerina SEJ	gaasimootor	maagaas	1.2	1.2	0
Paide CHP	koostootmisplokk	biomass	0	1.7	1.7
Kehra CHP	koostootmisplokk	biomass	0	0	0
Pärnu prügila EJ	gaasimootor	maagaas	0.1	0.1	0
Veepuhastusjaama diiselgeneraator	diiselgeneraator	diiselkütus	1.2	1.2	0
ASTV reoveepuhastuse reapumpla diiselgeneraator 1	diiselgeneraator	diiselkütus	0.04	0.04	0
ASTV reoveepuhastuse reapumpla diiselgeneraator 2	diiselgeneraator	diiselkütus	0.06	0.06	0
ASTV reoveepuhastuse reapumpla diiselgeneraator 3	diiselgeneraator	diiselkütus	0.02	0.02	0
Grüne Fee Eesti AS	gaasimootor	maagaas	2.1	4.1	2
Ilmatsalu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	0	1.5	1.5
Jämejala koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	1.8	1.8	0
Kopli KTJ	gaasimootor	maagaas	0.9	0.9	0
Verekeskus, turvatoitegeneraator	diiselmootor	diiselkütus	4.3	0.1	-4.2
Oisu biogaasi jaam	gaasimootor	biogaas	0	1.2	1.2
Prangli DGJ	diiselgeneraator	diiselkütus	0.3	0.3	0
Rakvere koostootmisjaam	koostootmisplokk	hakkepuit	0	1	1
Rakvere Päikese tn 4 KTJ	koostootmisplokk	puiduhake	0	0.9	0.9
Ruhnu diiselektrijaam	diiselgeneraator	diiselkütus	0.2	0.2	0
Saare Economics OÜ	gaasimootor	biogaas	0.1	0.2	0
Pääsküla biogaasi elektrijaam	gaasiturbiin	prügilagaas	0.8	0.8	0
Kullimäe gaasigeneraator	gaasiturbiin	maagaas	0.1	0	-0.1
Tartu Aardlapalu prügila koostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	0	0.3	0.3
Uikala prügila	soojuse ja elektri koostootmise seade	prügilagaas	0	0	0
Vinni biogaasi jaam	gaasimootor	biogaas	0	1	1

HÜDROELEKTRIJAAMAD					
Hellenurme vesiveski	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Hüdrogeneraator Kakko veski	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Joaveski hüdroeletkrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0.1	0.1
Jägala hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	2	2	0
Kaarli hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Kamari hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.51	0.51	0
Kaunissaare hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.25	0.25	0
Keila-Joa hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.37	0.37	0
Koseveski hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Kotka hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0.02	0.02
Kunda Jõe tn hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.34	0.34	0
Kösti hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.08	0.08	0
Külalistemaja hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.01	0.01	0
Leevaku hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.2	0.2	0
Leevi hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Linnamäe hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	1.15	1.15	0
Narva Vesi EJ (Siivertsi heitveepuhastusjaam)	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Paidra vesiveski	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.02	0.02	0
Painküla hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Peri hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Pikru hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.05	0.05	0
Poolaka veski	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Põlva HEJ	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.02	0.02	0
Raudsilla hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.01	0.01	0
Räpina paberivabriku hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.06	0	-0.06
Räpina vesiveski	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0.4	0.4
Saesaare hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.36	0.36	0
Sangaste vesiveski	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.07	0.07	0
Saunja hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.03	0.03	0
Sillaoru HEJ	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.53	0.53	0
Soodla hüdroelektrijaam, JV andmetel Raudoja HEJ	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.17	0.17	0
Tamme HEJ	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.16	0.16	0
Tammiku hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.06	0.06	0
Tudulinna hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.29	0.29	0
Tõravere hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.02	0	-0.02
Põltsamaa HEJ	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0.2	0.2
Tõrva veejõud hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Tõrve hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Utita veski hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Vesioina HEJ (Pärlijõgi)	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Veskipaisu hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.06	0.05	-0.01
Vihula hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.06	0.06	0
Õisu hüdrojaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Ööbikuoru töökoja HEJ (Pärlijõgi)	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0

TUULEELEKTRIJAAMAD					
Aseriaru tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24	24	0
Nasva sadama tuulepark	tuulegeneraator	tuul	5.9	5.9	0
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	48	48	0
Eesti Energia Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	22.5	22.5	0
Sjustaka tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0.15	0.08	-0.08
Virtsu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1.4	1.4	0
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	tuul	39.1	39.1	0
Tahkuna tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	tuul	8	8	0
Kopli tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0.09	0.01	-0.08
Türisalu-Naage TG	tuulegeneraator	tuul	0.075	0.075	0
Nasva tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1.58	1.58	0
Ojaküla tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6.9	6.9	0
Pakri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	16.1	18.4	2.3
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	22.5	22.5	0
Purtse tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Sangla tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Tamba/Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	0	18	18
Tooma tuulepark	tuulegeneraator	tuul	16	16	0
Aulepa tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	9	9	0
Virtsu-1 tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1.2	1.2	0
Virtsu-2 tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6.9	6.9	0
Virtsu-3 tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6.9	6.9	0
Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24	24	0
Päite-Vaivina tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Türju tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0.9	0.9	0
Osmussaare tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Peenra tuulepark/Torgu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	tuul	12	12	0
Salme tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6	6	0
Sauga tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Eesti Tuuleelektrijaam I etapp - Vaivara tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Aidu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Aseri Wind Farm	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Sikasaare tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1.98	1.98	0
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	tuul	0	0	0
Aardla 114 päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	päikeseenergia	0	0.1	0.1
Utita veski hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Vesioina HEJ (Pärlijõgi)	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Veskipaisu hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.06	0.05	-0.01
Vihula hüdroelektrijaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0.06	0.06	0
Õisu hüdrojaam	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0
Ööbikuoru töökoja HEJ (Pärlijõgi)	hüdrotootmisseade	hüdroenergia	0	0	0

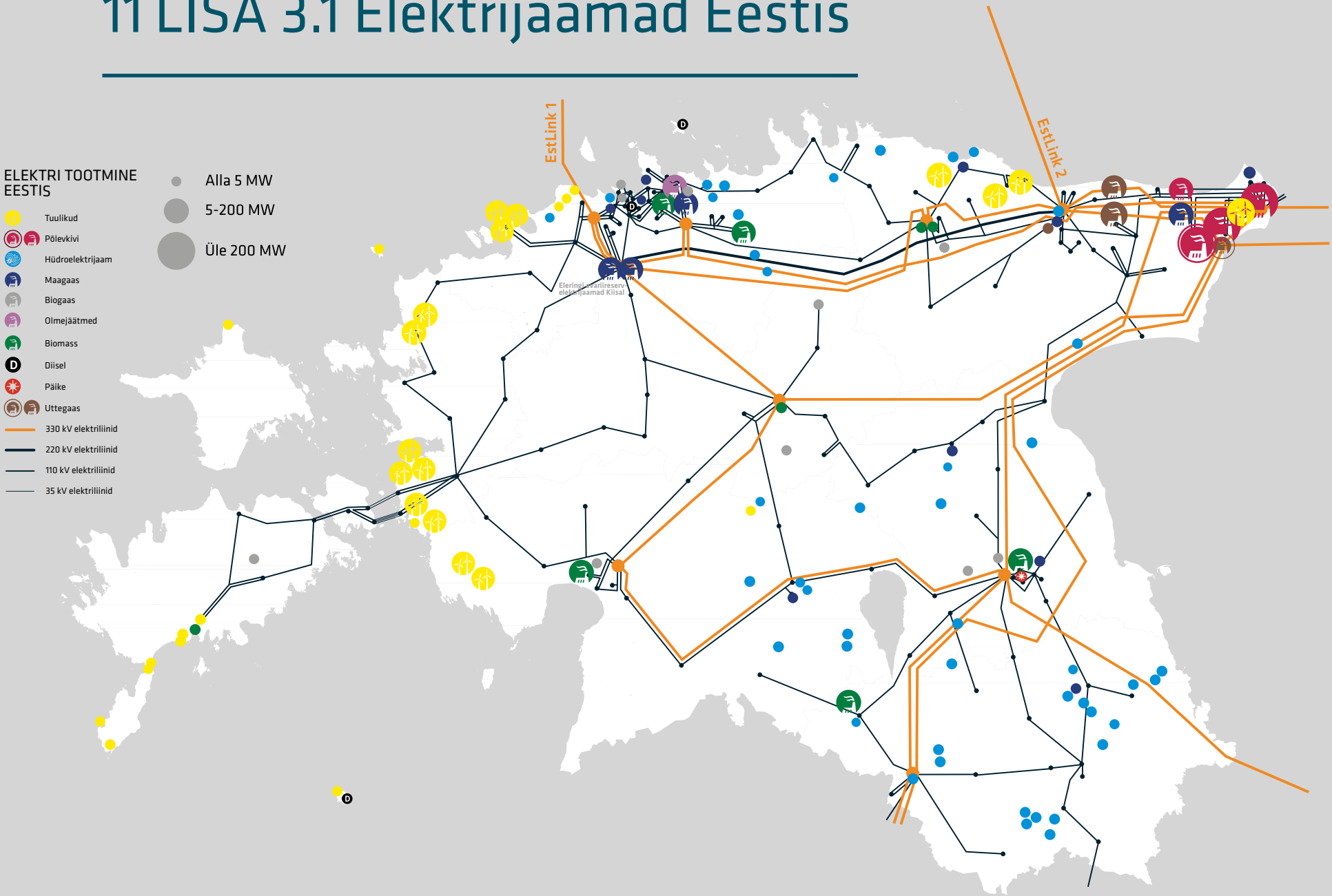
9 LISA 2.1 Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, talv

Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:											
1	Hüdroelektrijaamad	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,3	7,3	7,3	7,3
2	Soojuselektrijaamad	2152	2078	2297	2292	2292	2292	2292	2292	2292	2292	1671
3	Taastuvad energiallikad (v.a. hüdro)	301	328	404	531	667	778	889	1015	1156	1294	1339
4	**Kodumaine installeeritud netovõimsus (4=1+2+3)**	2713	2664	2959	3081	3217	3328	3439	3565	3705	3843	3270
5	Mittekasutatud võimsus	360	388	464	591	727	838	949	1075	1215	1353	1398
	konserveeritud	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	muud piirangud	40	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
6	Plaanillised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	163	173	163	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	166	158	167	175	184	192	200	209	217	255	148
8	Süsteemiteenused	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
9	Lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	**Kasutatav võimsus (10=4-(5+6+7+8+9))**	1770	1691	1911	2061	2053	2044	2036	2028	2019	2011	1470
11	koormus *(eeldatav stsenaarium)*	1505	1517	1529	1540	1550	1561	1573	1584	1595	1606	1617
12	Tootmisvaru	265	174	383	521	503	483	463	444	424	405	-147
13	Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW	109	22	230	367	348	327	306	285	264	244	-309
14	Tootmisvaru (%)	17%	11%	25%	34%	32%	31%	29%	28%	27%	25%	-9%

10 LISA 2.2 Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, suvi

Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:											
1	Hüdroelektrijaamad	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,3	7,3	7,3	7,3
2	Soojuselektrijaamad	2152	2078	2297	2292	2292	2292	2292	2292	2292	2292	1671
3	Taastuvad energiallikad (v.a. hüdro)	301	328	404	531	667	778	889	1015	1156	1294	1339
4	**Kodumaine installeeritud netovõimsus (4=1+2+3)**	2713	2666	2961	3083	3219	3339	3441	3567	3707	3845	3272
5	Mittekasutatud võimsus	343	370	446	571	707	818	929	1055	1196	1334	1368
	konserveeritud	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	muud piirangud	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	4
6	Plaanillised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	557	557	649	386	365	365	365	365	365	365	365
7	Avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	166	158	167	175	184	192	200	209	217	255	130
8	Süsteemiteenused	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
9	Lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	**Kasutatav võimsus (10=4-(5+6+7+8+9))**	1393	1326	1545	1697	1710	1702	1693	1685	1676	1667	1155
11	kwoormus *(eeldatav stsenaarium)*	1043	1041	1039	1036	1033	1035	1037	1040	1042	1044	1046
12	Tootmisvaru	350	285	506	661	677	667	656	645	634	624	109
13	Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW	385	314	557	727	745	733	721	710	697	686	119
14	Tootmisvaru (%)	34%	27%	49%	64%	66%	64%	63%	62%	61%	60%	10%

11 LISA 3.1 Elektrijaamad Eestis



elering
ÜHENDAME ENERGIAD

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

www.elering.ee