



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL  
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

# **Energia infrastruktuuri töö- ja häirekindlus ning energia kättesaadavus**

**Elektroenergeetika õppekava**

**Energiasüsteemide õppetool**

**Magistritöö**

Õppetooli juhataja      prof    H. Tammoja

Juhendaja                      prof    A. Hamburg

Lõpetaja    A. Kõks

**Tallinn 2015**

# **Autorideklaratsioon**

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks elektroenergeetika erialal. Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Lõpetaja 27.05.2015 \_\_\_\_\_ Ants Kõks

# Lõputöö kokkuvõte

*Autor:* Ants Kõks

*Lõputöö liik:* magistritöö

*Töö pealkiri:* Energia infrastruktuuri töö- ja häirekindlus ning energia kättesaadavus

*Kuupäev:* 27.05.2015

77 lk

*Ülikool:* Tallinna Tehnikaülikool

*Teaduskond:* Energeetikateaduskond

*Instituut:* Elektroenergeetika instituut

*Õppetool:* Energiasüsteemide õppetool

*Töö juhendaja(d):* professor Arvi Hamburg

*Sisu kirjeldus:* Lõputöö on 77 lehel, sisaldab 25 tabelit ja 31 joonist

Magistritöö eesmärgiks on analüüsida Eesti elektrisüsteemi töö- ja häirekindlust ning energia kättesaadavust tänapäeval ning tulevikus. Töös on vaadeldud Eesti siseriiklikut elektrienergia tarbimist hetkel ning prognoositud tarbimise ja tarbimiskeskuste muutumist tulevikus. Tarbimisega tarbimisenõudluse rahuldamiseks uuritakse potentsiaalseid meetodeid elektrienergia tootmiseks ning varustuskindluse tagamiseks Eestis perspektiiviga 15-35 aastat ette. Teine osa magistritööst keskendub elektrivõrgu töö- ja teenusekindlusele. Eesti jaotusvõrgud on Euroopas esirinnas kõrgete katkestusnäitajatega, mistõttu on arutelu all kuidas ja mis mahus on mõistlik elektrivõrk ilmastikukindlaks muuta. Tõenäoliselt ootab tulevikus ees Baltikumi elektrisüsteemi lahti ühendamine Venemaa ühendsüsteemist. Töös analüüsitakse, mida selline otsus siseriikliku elektrivõrgu vaatenurgast tähendab ning vaadeldakse Eesti põhivõrgu kitsaskohti ja võrgu tugevdamiseks vajalike arengusuundasi.

Järeldused näitavad, et lähitulevikus on oodata elektrisüsteemis mahukaid ümberkorraldusi, mis hõlmavad nii elektrivõrku kui elektritootmist. Elektrisüsteemi töö- ja häirekindluse ning energia kättesaadavuse tagamiseks on vajalik investeerida nii siseriiklikesse liinidesse kui ühendustesse välisriikidega.

*Märksõnad:* tarbimis- ja tootmisprognoosid, elektrivõrgu töö- ja teenusekindlus, elektrivõrgu ilmastikukindlus, energiakättesaadavus.

# Summary of the diploma work

<i>Author:</i> Ants Kõks	<i>Kind of the work:</i> master's thesis
<i>Title:</i> Estonian electricity infrastructure reliability and availability	
<i>Date:</i> 27.05.2015	77 pages
<i>University:</i> Tallinn University of Technology <i>Faculty:</i> Faculty of Power Engineering <i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering <i>Chair:</i> Chair of Power Systems	
<i>Tutor(s) of the work:</i> professor Arvi Hamburg	
<p><i>Abstract:</i> The master's thesis consist of 77 pages, includes 25 tables and 31 diagrams</p> <p>The aim of this master's thesis is to analyze Estonian electricity infrastructures' reliability and availability now and 15-35 years henceforth. In order to achieve previously set objective author has examined several reports, data and researches in the field of power engineering.</p> <p>In the main part author gives and overview of the quality of Estonian electricity supply and analyzes how to improve it the most cost-efficient way. Thesis also focuses on Estonian electricity demand and supply now and 15-30 years henceforth. Analysis includes five potential electricity generation scenarios.</p> <p>Due to last 5-10 years political decisions European Union has a goal to integrate all European energy systems which include Baltic transmission grid. In this thesis author explains what investments has to be done in Estonian grid before seperating from Russian IPS/UPS system.</p>	
<i>Key words:</i> availability, reliability, desynchronization, SAIDI, SAIFI, CAIDI	

# Sisukord

<b>Energia infrastruktuuri töö- ja häirekindlus ning energia kättesaadavus .....</b>	<b>1</b>
<b>Lõputöö ülesanne.....</b>	<b>6</b>
Teema põhjendus: .....	6
Töö eesmärk:.....	6
Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:.....	6
Lähteandmed:.....	7
<b>Eessõna .....</b>	<b>8</b>
<b>Sissejuhatus.....</b>	<b>9</b>
<b>1. Eesti elektrisüsteemi ülevaade.....</b>	<b>11</b>
1.1 Elektrienergia tootmine ja tarbimine.....	11
1.2 Eesti põhivõrgu ülevaade.....	16
1.3 Elektrijaotusvõrgud.....	20
1.3.1 Jaotusvõrkude konfiguratsioon võrgu paiknemise alusel.....	20
<b>2 Elektrivõrgu töö- ja häiringukindlus.....</b>	<b>27</b>
2.1 Põhimõisted.....	27
2.2 Põhivõrgu häiringu- ja varustuskindlus .....	28
2.3 Rikked jaotusvõrkudes.....	31
2.4 Kliendikesksed varustuskindluse indeksid.....	34
2.5 Töökindluse näitajad Eesti jaotusvõrkudes.....	36
2.6 Katkestuskulu maksumus.....	43
<b>3 Varustuskindluse tulevikuprognosisid: .....</b>	<b>49</b>
3.1 Eesti asustatus ja rahvastiku koosseis lähitulevikus.....	49
3.2 Elektri tarbimine ja tootmine .....	51
3.2.1 Elektritarbimise prognoosisid .....	51
3.2.2 Elektri tootmise väljavaated Eestis aastani 2050.....	52
3.3 Põhivõrgu arenguprognosisid .....	57
3.3.1 Eesti põhivõrgu töö- ja häirekindluse parendamine. ....	59
3.3.2 Investeringud Eesti põhivõrgu eraldumiseks Venemaa elektrisüsteemist .....	62
3.4 Jaotusvõrgude töö- ja häiringukindluse parendamine .....	64
3.4.1 Jaotusvõrkude väljakutsed.....	64
3.4.2 Ilmastikukindla võrgu väljaehitamise tasuvusarvutused .....	66
3.4.3 Täiendavad meetmed rikkelisuse vähendamiseks ja võrgu teenusekindluse parendamiseks. ....	70
<b>Lõputöö kokkuvõte .....</b>	<b>72</b>
<b>Kirjandus .....</b>	<b>75</b>

# Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	<b>Energia infrastruktuuri töö- ja häirekindlus ning energia kättesaadavus</b>
Üliõpilane:	<b>Ants Kõks, 122369</b>
Lõputöö juhendaja:	<b>Arvi Hamburg</b>
Õppetool:	<b>Energiasüsteemide õppetool</b>
Õppetooli juhataja:	<b>Heiki Tammoja</b>
Lõputöö esitamise tähtaeg:	<b>27.05.2015</b>

---

Üliõpilane (allkiri)

---

Juhendaja (allkiri)

---

Õppetooli juhataja (allkiri)

## **Teema põhjendus:**

Energia infrastruktuuri töö- ja häirekindlust ning energia kättesaadavust võib pidada Eesti regionaalpoliitika üheks olulisemaks punktiks, sest energiaressursi olemasolu on vajalik nii elu- kui majandustegevuseks. Suur osa elektrivõrgust on ehitatud NSVL ajal ning mõeldud tootma piirkondlike sovhoose, kus tänaseks päevaks tarbimine puudub või on madal. Taasiseseisvunud Eestis on rahvastik liikunud maapiirkondadest linnadesse, mistõttu on igati põhjendatud uurida olemasolevat infrastruktuuri ning selle vastavust tänapäevastele elektritarbimisvajadusele.

## **Töö eesmärk:**

Töö eesmärgiks on analüüsida energia vajadust erinevates Eesti piirkondades ning prognoosida tuleviku nõudlust. Tulemustest lähtuvalt pakkuda võimalusi energiainfrastruktuuri parendamiseks ja analüüsida, kas olemasolev infrastruktuur rahuldab vajadusi või mitte .

## **Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:**

1. Eesti energiasüsteemi infrastruktuuri töö- ja häirekindlus hetkel.
2. Energia vajadus maakonniti hetkel ja 30a perspektiivis.
3. Analüüsida olemasoleva infrastruktuuri sobivust tuleviku nõudlusega.

4.Vajadusel pakkuda lahendusi kuidas infrastruktuuri tuleks parendada ning leida koormuspiir, millal on veel mõistlik võrku arendada.

**Lähteandmed:**

Andmeid pärinevad võrguettevõtetelt, Eesti Statistikaametist, uuringutest jms.

## Eessõna

Magistritöö suuna valikul oli abiks Tallinna Tehnikaülikooli Energeetikateaduskonna dekaan Arvi Hamburg. Määravaks sai lõputöö autori isiklik huvi Eesti elektrienergia infrastruktuuri töö- ja häirekindlus ning energia kättesaadavus. Lõputöös kasutatud informatsioon ja andmed pärinevad avalikuks kasutuseks mõeldud andmebaasidest, raamatukogust ja internetist.

Töö autor tänab juhendajat, Arvi Hamburgi, kes suunas lõputöö kirjutamise vältel ning leidis aega trüki- ja kirjavigade märkamiseks.

Ants Kõks

Tulika 32-3, Tallinn 10613

+372 56 866 062

ants.koks@gmail.com



## Sissejuhatus

Eesti riigi jätkusuutliku arengu ja konkurentsivõimelise majanduse toimimise eelduseks on töö- ja häiringukindel energiainfrastruktuur. Elektrisüsteemi saab defineerida kui elektri jaamade, elektrivõrkude ja elektritarbijate ühendust. Valdav osa Eesti elektrisüsteemist on projekteeritud ja ehitatud 1955-1985 aastatel varustamaks Peterburi ja Riia piirkonda elektrienergiaga. NSV Liidu perioodil rajatud jaotusvõrgud olid mõeldud tagama töökindlat elektritoidet sovhooside ning kolhooside elektripaigaldistele. Võrreldes nelja-viiekümne aasta taguse ajaga on käibel tunduvalt rohkem elektriseadmeid ning kodumajapidamistes, tööstus- ja kommertstarbimises kasutatavad tarvitid vajavad kõrge toimepidevusega võrguühendust. Lühikatkestused, mis on seotud taaslülitusautomaatika tööga, peeti veel 10 aasta eest tühiseks, aga tänapäeval võivad nad oluliselt kahjustada arvutite ja tööstusprotsesside talitlust [1]. Seoses viimasel paaril kümnendi linnastumisega ning rahvastiku vähenemisega on tekkinud olukord, kus koormuskeskused on liikunud maapiirkondadest linnadesse. Koormuskeskuste muutus esitab elektrivõrgule väljakutseid, sest suureneb alakasutatava võrgu osakaalu maapiirkondades ning samal ajal läheneb koormus linnapiirkondades maksimaalsele lubatud väärtusele. Eeldatava linnastumise ja rahvastikuarvu vähenemise taustal tuleb võrguettevõtetel hakata jaotusvõrke ümberehitama arvestades potentsiaalset nõudlust 10-20 aasta pärast jaotusvõrkudes ja 30-40 aasta pärast põhivõrgus. Maapiirkondi puudutavaid investeeringuotsuseid langetades tuleb leida kompromiss piirkonna konkurentsivõime säilitamise ning elektritaristu ehitus, hooldus- ja remondikulude vahel.

Euroopa Liidu paremaks elektriliseks sidestatuseks ja energeetilise sõltumatuse vähendamiseks Venemaast on arutletud Baltikumi elektrisüsteemi eraldamist Venemaa ühendalektrisüsteemist *IPS/UPS* ning sidumist Mandri-Euroopa sünkroonalaga *UCTE*. Eesti elektrisüsteemi jaoks tähendab selline suunamuutus mahukaid investeeringuid sisevõrgu tugevdamiseks, kuid samal ajal paraneb siseriiklik süsteemi "selgroog" ehk 330 kV võrk. Investeeringud võimaldaksid suuremat riigiülest energiatransiiti Põhja-Lõuna suunal ning tõenäoliselt odavamalt elektrienergia hinda. Lisaks võib Baltikumi elektrisüsteemi tihedam ühendamine Põhja-Euroopa ja Mandri-Euroopa süsteemidega pakkuda huvi investoritele, kes oleksid huvitatud uute elektritootmisüksuste ehitamisest.

Elektritootmist Eestis mõjutab kõige enam Euroopa Liidu keskkonna ja kliimapoliitika, mis ei soosi fossiilsetel kütustel põhinevaid tootmisüksusi. Tulenevalt eelpool kirjeldatud suundumusest on Eestil kohustus 2024. aastal sulgeda 939 MW võrra tootmiseadmeid.

Arvestades, et hetkel toodetakse ligikaudu 90% elektrienergiast suurtes kondensatsioonijaamades, mille saastenäitajad on kõrgemad kui Euroopa Liidu direktiivid ette näevad, on vajalik analüüsida tuleviku alternatiive Eesti varustamiseks elektrienergiaga. Ühiskonnas on esile kerkinud teravad arutelud taastuvenergia eelisarendamise osas ning on pakutud äärmuslik nägemus, et aastaks 2050 peaks 100% siseriiklikuks tarbimiseks mõeldud elektrienergiast olema toodetud taastuvallikatest. Tasub uurida kas ja kui mõistlik selline tootmise stsenaarium on ja mida see tähendab elektrisüsteemi häingukindluse seisukohalt ning mida tarbija rahakotile.

Magistritöös on toodud ülevaade Eesti elektrisüsteemi seisukorrast ning analüüsitud mitmeid uuringuid, mis käsitlevad elektrivõrgu töö- ja häiringukindlust ning elektrienergia tootmise ja tarbimise tulevikuprognose. Töö esimeses pooles analüüsitakse elektritarbimise hetkeolukorda ning tarbimist majandussektorite ja maakondade kaupa.

Töös tuuakse välja olemasoleva elektrisüsteemi kitsaskohad lähtudes rahvaarvu muutusest ning arutletakse võimalike lahenduste üle, mis võimaldaks elektrivõrku parendada.

Fookusesse seatakse jaotusvõrkude kliendikesksed varustuskindluse näitajad, võrreldakse indekseid teiste Euroopa Liidu riikide omadega ning arutletakse kuidas saavutada paremat teenusekindlust Eesti tingimustes.

Vaatluse alla võetakse põhivõrgu häiringukindlus, rikete põhjuseid ja siseriikliku võrgu investeringute plaanid. Tingituna eesmärgist eraldada Eesti elektrisüsteem Venemaa ühendussüsteemist, arutletakse vajalike eeltingimuste ning siseriikliku põhivõrgu tugevdamise vajaduse üle.

Töös analüüsitakse elektrienergia tootmispiisavust Eestis ning vaadeldakse tõenäoliseimaid tootmisstsenaariume, mille korral elektritarbimise nõudlus tagatakse vastavalt turuolukorrale majanduslikult kõige otstarbekamalt.

# 1. Eesti elektrisüsteemi ülevaade

## 1.1 Elektrienergia tootmine ja tarbimine

Eesti paistab Euroopas silma fossiilsete energiakandjate kasutamise poolest, sest siin toodetakse 85-90% elektrienergiast kondensatsioonijaamades. Taastuvenergiaallikate toodang moodustas 2013. aastal 9,2% Eestis toodetud elektrienergiast.

2014. aasta seisuga on Eestis installeeritud võimsus 2713 MW, millest kasutatav tootmisvõimsus on 1770 MW. Kasuliku tootmisvõimsuse hulka ei arvestata stohhastilise tootmiseloomuga tuuleelektrijaamasid ja Kiisa avariireservelektrijaama. Tabelis 1.1.1 lähtub, et Eesti ja Balti elektrijaama summaarne tootmisvõimsus moodustab kogu installeeritud võimsusest 80%, seega Eestis on elektritootmine jätkuvalt tugevalt koondunud Ida-Virumaale [2].

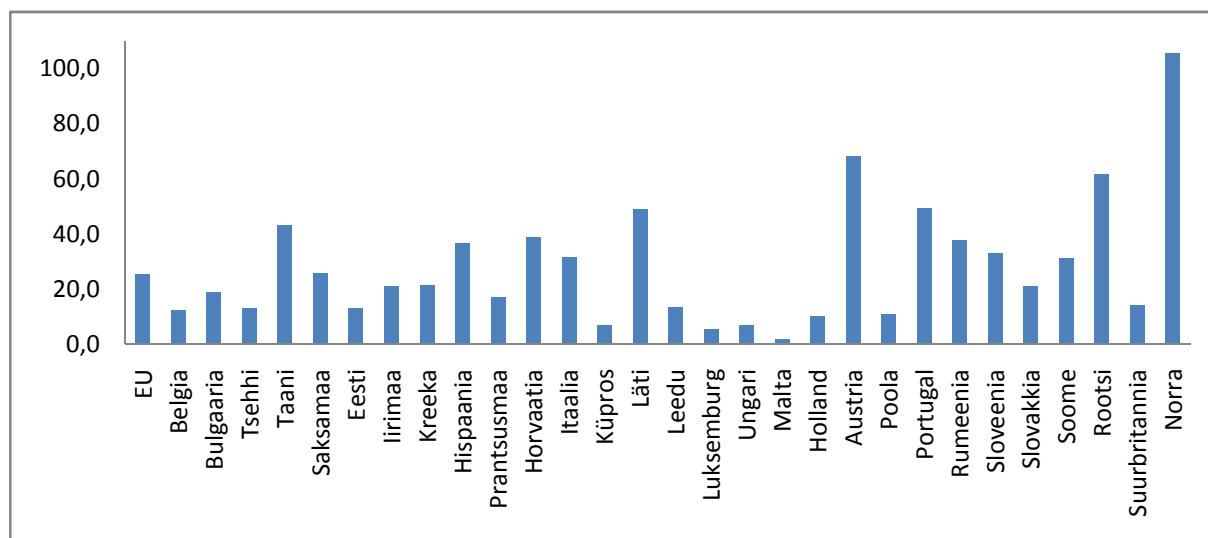
Eesti tarbimine sõltub suuresti aastaegadest. Perioodil 05.2014 - 09.2014 mõõdeti maksimaalseks netotarbimiseks 1092 MW, minimaalne netotarbimine 2014.a suveperioodil oli 480MW. Talveperioodi 11.2013 - 03.2014 maksimaalne netotarbimine oli 1510 MW ning minimaalne netotarbimine 624 MW [2]. Võrreldes maksimaalset netotarbimist kasutatava tootmisvõimsusega tabelis 1.1.1 näeme, et Eestis asub piisavalt tootmisvõimsusi tipukoormuse katmiseks.

Varustuskindluse seisukohalt oli 2013/2014. aasta talve tähtsaimaks sündmuseks Eesti ja Soome vahelise Estlink-2 alalisvooluühenduse valmimine. 650 MW võimsusega alalisvooluühendus suurendas Eesti ja Soome vahelist maksimaalse ülekandevõimsust kolm korda. Eesti jaoks tähendab see paremat seotust Põhjamaade elektrituruga, võimaldades Põhjamaade madalamate hindade jõudmise Eesti elektriturule ja tekitanud ka Eesti tootjatele varasemast suuremat konkurentsi [2]. 2015. aastal ühendati elektrivõrguga Auvere 270 MW võimsusega elektrijaam, mis kütusena kasutab põlevkivi ja kuni 50% ulatuses biomassi. Põhivõrku on lisandumas veel Enefit-i elektrijaam elektrilisevõimsusega 22,5 MW ja Põhja SEJ elektrilise võimsusega 22,5 MW [3].

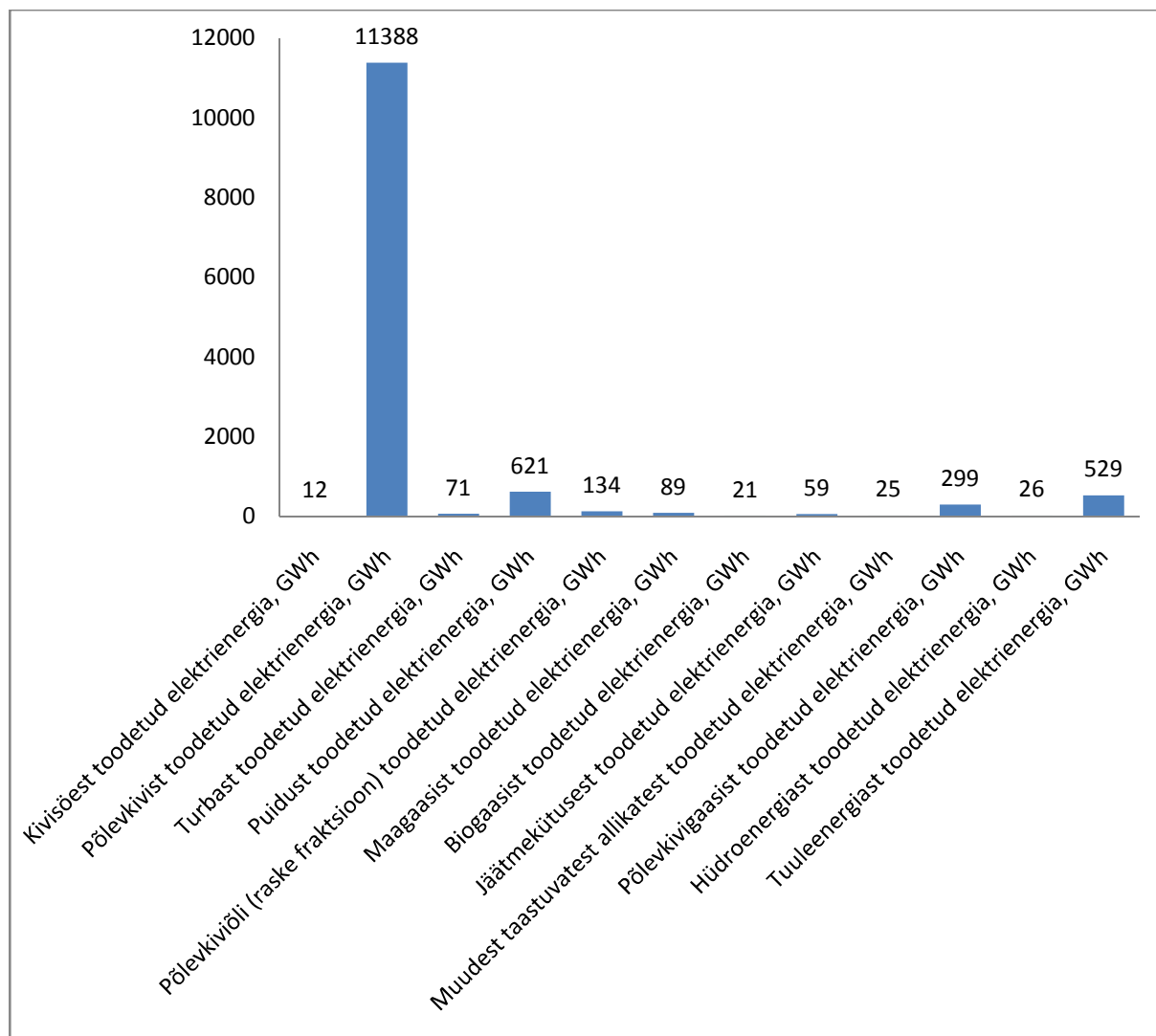
**Tabel 1.1.1 Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmed 2014. aastal [2]**

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 väikekoostootmisjaamad	52	41
Hüdroelektrijaamad	7,5	4
Tuuleelektrijaamad	301	0
Mikrotootjad	2,1	0
Summa	2713	1770

Olgugi, et seoses Euroopa Liidu direktiividega on suurendatud taastuvenergiaallikate osakaalu Eesti energiasüsteemis, moodustavad n.ö rohelised allikad ca 16% kogu süsteemi netovõimsusest. Taastuvallikate poolt genereeritud energia osakaalu süsteemis selgitab joonis 1.1.1, millelt on näha, et kõige enam toodetakse taastuvenergiat puidust (621GWh) ja tuuleenergiast (529GWh). Kogu taastuvenergia toodang moodustas aastal 2013. 12,6% Eesti tarbimisest.

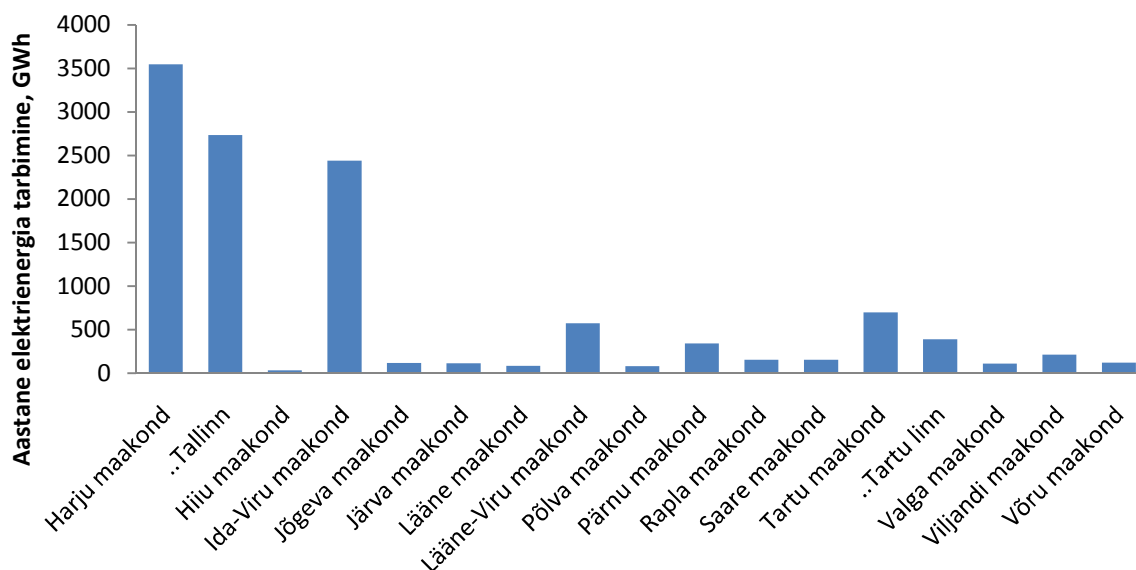


**1.1.1 Taastuvenergia osakaal elektrienergia lõpptarbimisest Euroopa Liidu liikmesriikides aastal 2013 [4]**

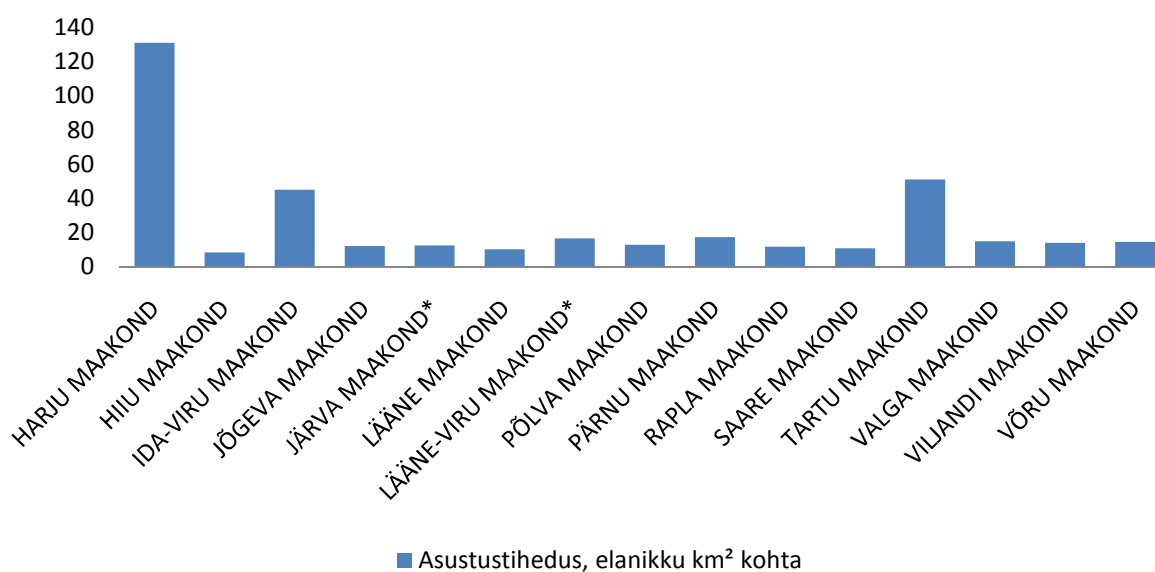


**Joonis 1.1.2 Eestis toodetud energia sõltuvalt kütuseliigist [5]**

Eesti tarbimine oli 2013. aastal 8,4 TWh. Joonis 1.1.3. illustreerib, et suurem osa koormusest on koondunud Tallinnasse ja Harjumaale. Harju maakonna tarbimine moodustas 2013. aastal 40% kogu Eesti tarbimisest, millest omakorda Tallinnas tarbiti 77%. Suuruselt teine tarbimispiirkond on Ida-Viru maakond, kus aastane tarbimine oli 2,44 TWh. Ida-Virumaa suurt koormusvajadust selgitavad piirkonnas paiknevad energia- ja tootmisettevõtted. Ülejäänud maakondade madal elektrienergia tarbimine on tingitud suurte tööstusettevõtete puudumisest ja Eestile omasest madalast asustustihedusest.

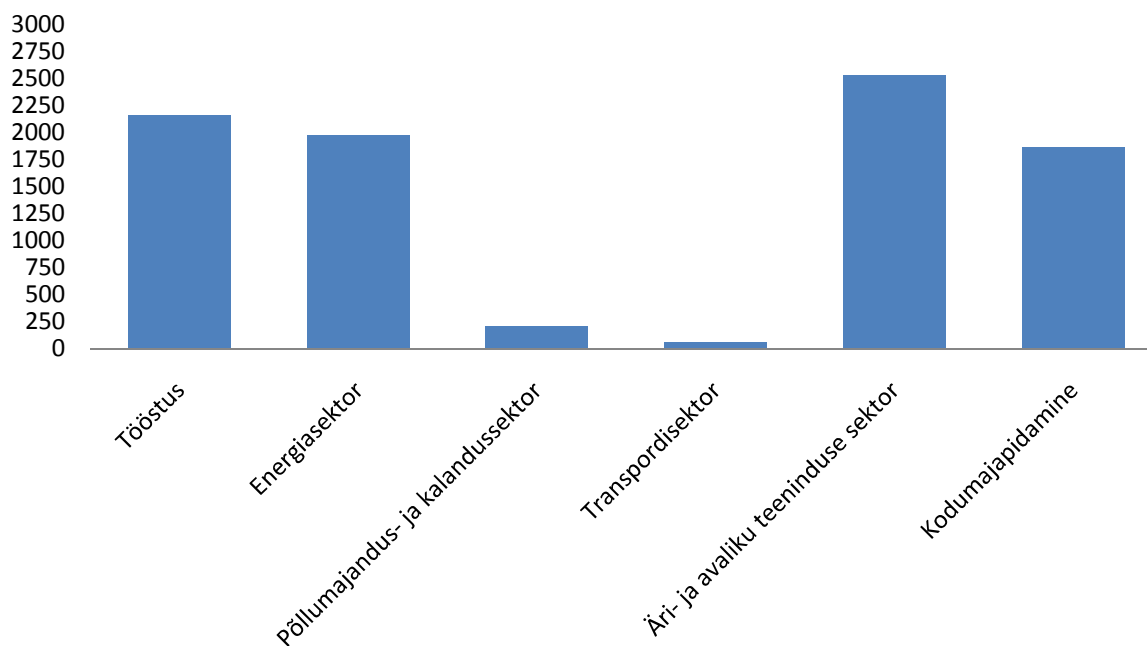


**Joonis 1.1.3 Elektrienergia tarbimine maakonniti 2013. aastal [5]**



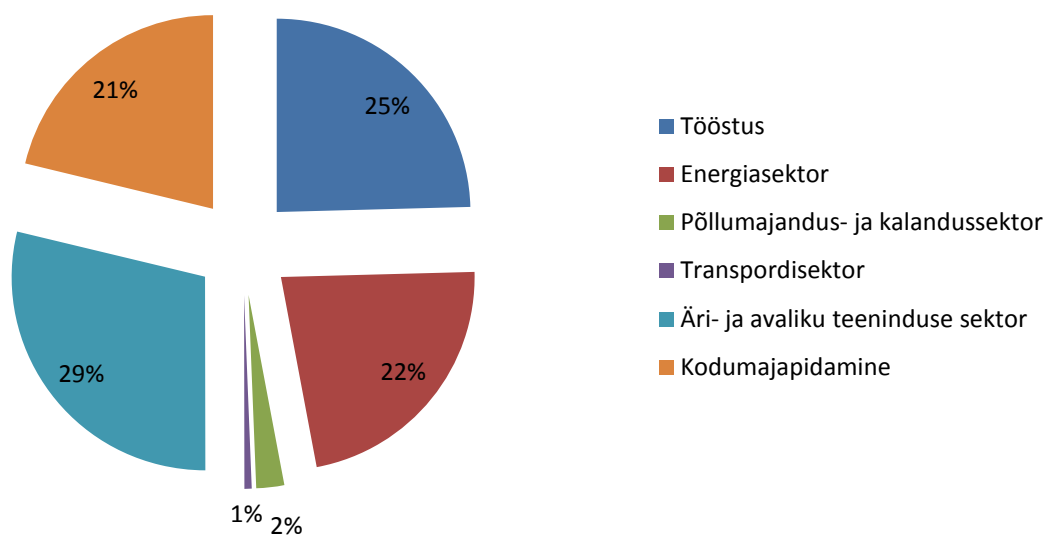
**Joonis 1.1.4 Maakondade asustustihedus 2013. aasta [5]**

Joonis 1.1.4 näitab Eesti asustustihedust maakondade lõikes. Ilmekalt tuleb välja, et koormuskeskused asuvad seal, kus asustustihedust on suurem. Asustustihedus pole kõige täpsem näitaja iseloomustamiseks tööstus- ja ärikeskusi. Seetõttu tuleb lisaks asustustihedusele arvesse võtta, missugused majandussektori ettevõtted piirkonnas asuvad. Kui joonis 1.1.4 alusel on asustustihedus Ida-Viru maakonnas võrreldav Tartu maakonnaga, siis tegelikkuses on Tartu maakonna tarbimine 3,5 korda madalam.



**Joonis 1.1.5 Elektrienergia tarbimine Eesti majandussektorites 2013. aastal [5]**

Ida-Virumaa suurt tarbimist selgitab joonis 1.1.5, kus on näha, et ligi 2 TWh elektrienergiast tarbitakse energiasektoris ja 2,1TWh tööstussektoris. Võttes arvesse eelpool toodud statistikat on ilmne, et Ida-Virumaale on koondunud energiamahukamad majandussektorid.



**Joonis 1.1.6 Elektrienergia tarbimine Eesti majandussektorites protsentuaalselt aastal 2013 [5]**

## 1.2 Eesti põhivõrgu ülevaade

Eesti elektrisüsteemi kõrge ja ülikõrgepingeline elektrivõrku haldab Elering AS. Põhivõrgu üheks eesmärgiks on omavahel ühendada Eestis asuvad elektrijaamad, võrguettevõtjad ning elektritarbijad. Eleringi ülesannete hulka kuulub elektrivõrgu talitluse planeerimine, võrgu ohutu ja töökindel juhtimine ning süsteemibilansi tagamine.

Elektrituru täieliku avanemisega 2013. aastal sai põhivõrk ülesandeks olla vahelüliks energia tarbijate ning pakkujate vahel. Võrguettevõtte kohustuseks turuosaliste ees on vaba juurdepääsu tagamine elektrivõrgule, mis tähendab vajaliku ülekandevõimsuse tagamist [7].

Eesti põhivõrgule kuulub:

- 1702 kilomeetrit 330kV elektriliine
- 158 kilomeetrit 220 kV liine
- 3479 kilomeetrit 110kV liine
- 61 kilomeetrit 35 kv liine
- 139 kilomeetrit alalisvoolu liine
- 146 alajaama

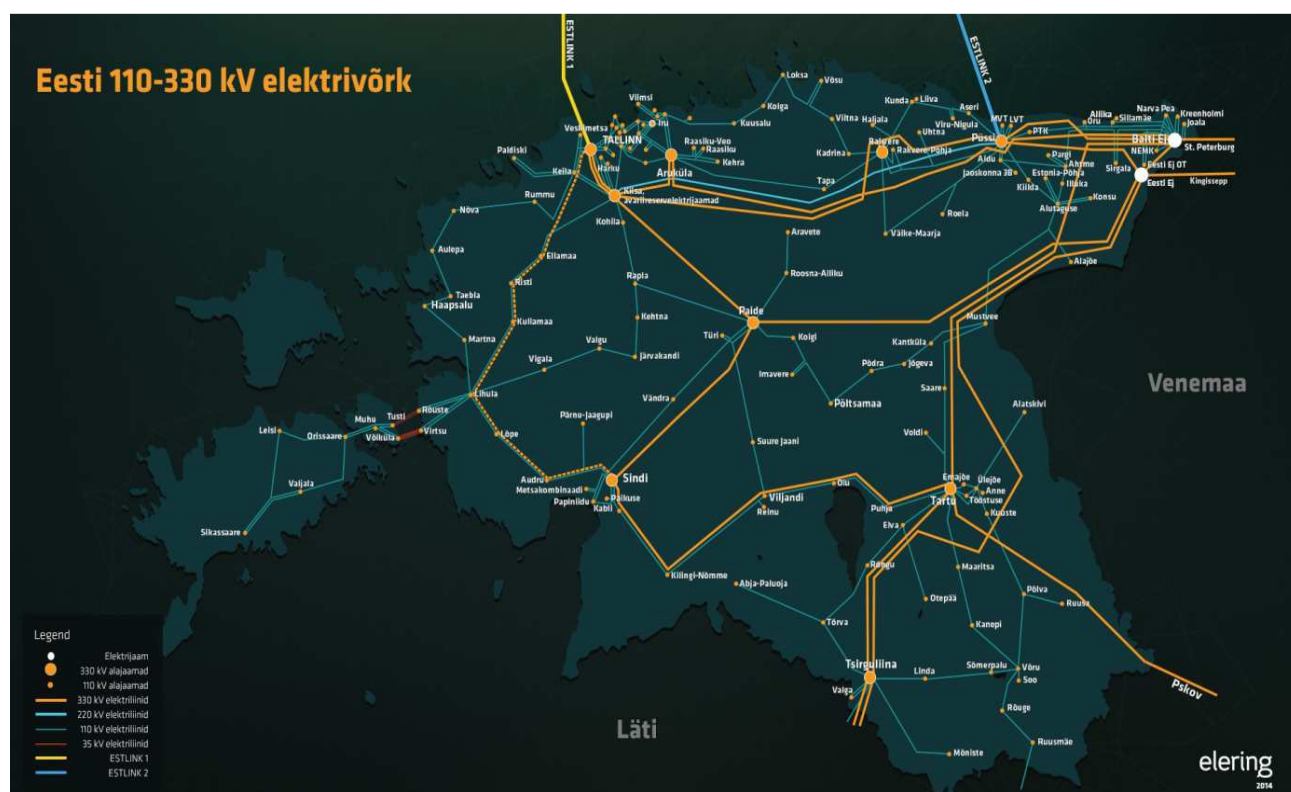
Eesti 110-330 kV elektrivõrgu põhiosa on väljaehitatud aastatel 1955-1985 osana NSV Liidu ühtsest energiasüsteemist, mille eesmärgiks oli Peterburi ja Riia elektrivarustusega tagamine Narvas põlevkivist toodetud elektriga. Hiljem on Eestis suuremateks tarbimiskeskusteks kujunenud Tallinn, Tartu ja Pärnu, mis on tinginud ülekandevõrgu laiendamise ja tugevdamise nendesse piirkondadesse. Eesti siseriiklikud võimsusvood liiguvad hetkel põhiliselt Narva-Tallinn ja Narva-Tartu suunal, kusjuures Narva-Tartu suunaline ühendus on kasutusel energia ekspordiks ja transiidiks Venemaalt Lätti, Leetu ja Kaliningradi, ent läbilaskevõime on hetkel piisav. Seoses 2014. aastal valminud Estlink 2 alalisvooluühendusega Soome, rekonstrueeriti Eesti-Püssi ja Balti-Püssi 330kV alajaamad [7].

Tabel 1.2.1 kirjeldab põhivõrku sisenenud elektrienergiat koos kadudega võrgus. Sisemaiseks tarbimiseks ülekantud energia muutumist aastate lõikes näitab, et aastatel 2004-2007 suurenes energiatarbimine 2,5-4,8% võrra võrreldes eelneva aastaga. 2008. aastal kasv aeglustus ja 2009. aastal energiatarbimine langes 6,87% võrra. Pärast 2010. aastat on sisemaiseks tarbimiseks ülekantud energia olnud ligikaudu 7,4 TWh .



**Tabel 1.2.1 Põhivõrku sisenenud elektrienergia ja kaod võrgus [6]**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Eleringi põhivõrku antud elektrienergia, GWh	9962	9893	9645	11966	12158	10720	12856	12678	12802	13826	14402
Sisemaiseks tarbimiseks üle kantud energia, GWh	6786	6966	7322	7611	7663	7170	7431	7261	7545	7466	7473
Võrgukaod, GWh	294	289	283	369	387	332	381	356	352	349	381
Võrgukadude protsent, %	2,95 %	2,92 %	2,93 %	3,08 %	3,19 %	3,10 %	2,96 %	2,81 %	2,75 %	2,52 %	2,65 %



**Joonis 1.2.1 Eesti 110-330kV elektrivõrk [7]**

Joonis 1.2.1 näitab olemasolevate kõrgepingeliinide ja alajaamade paiknemist Eestis. Elering ASil on 146 kõrgepinge alajaama, mis katavad Eestit küllaltki ühtlaselt, kuid lähemal vaatlemisel selgub, et osa võrgust paikneb piirkondades, kus aastane tarbimine ja asustustihendus on madal. Inimeste maalt linna ümberasumisega ning võrgu üldise vananemise tõttu on piirkondlikes tõmbekeskustes (Tallinn, Tartu, Pärnu) saavutamas liinid oma koormusmaksimumi  $N-1$  olukorras [2].

Lisaks koormuskeskuste ümberpaiknemisele on elektrituru avanemisega tekkinud olukord, kus Eesti põhivõrku läbib energia, mis suundub Läti või Soome suunas. Elektrituru toimimist ja arvestades elektrivõrgu integreerumist Kesk- ja Põhja-Euroopa elektrisüsteemidega saab eeldada, et energiavood hakkavad rohkem liikuma põhja-lõuna suunas ajaloolise ida-lääne suuna asemel. Sellise stsenaariumi tõeks osutumine vajab investeringuid elektrivõrgu tugevdamiseks, sest olemasolevad liinid ei võimalda vajalikus mahus riikide vahelist energiatransiiti.

Ülekandevõimsuste plaanimise lähtekohaks on bruto ülekandevõimus *TTC (Total transfer Capacity)*, mis kujutab maksimaalset võimsust, mida on võimalik kahe süsteemi vahel töökindlalt üle kanda. Ülekandevõimsuse varu *TRM (Transmission Reliability Margin)* on vajalik avariijuhtumitest või sageduse reguleerimisest tingitud vahetusvõimsuste muutuste jaoks. Neto ülekandevõimsus *NTC (Net Transfer Capacity)* on bruto ülekandevõimsuse ja ülekandevõimsuse varu vahe [8].

Ülekandevõimsuste *TTC* ja *NTC* määramine kuulub põhivõrgu ülesannete hulka ja on lähtekohaks toimingutele elektriturul. Arvesse tuleb võtta, et osa võimalikust ülekandevõimsusest *AAC (Already Allocated Capacity)* võib juba olla ära kasutatud kahepoolsete elektritarnetega. Järgi jääb vabaülekandevõimsus *ATC (available transfer Capacity)* [8].

Keerukas ühendsüsteemis sõltuvad võimsusvood kahe süsteemi vahel nii muudest börsitehingutest kui ka elektri tootjate ja tarbijate paigutusest. Seetõttu tuleb kommertsiaalsete võimsusvoogude kõrval arvestada elektri kulgemise seaduspärasustest tingitud nn paralleelseid vooge. Kasutatakse mõistet teadaolev ülekandevõim *NTF (Notifide Transmission Flow)*, mis vastab börsitehingute baasjuhtumile *BCE* füüsiliselt. Maksimaalse genereerimise nihke  $\Delta E_{max}$  lisamine baasjuhtumile tingib füüsilise võimsusvoo juurdekasvu  $\Delta F_{max}$ . Tulemuseks on kogu ülekandevõim *TTF (Total transfer flow)*. Kogu ülekandevõim *TTF* võib olla bruto ülekandevõimsusest *TTC* nii suurem kui väiksem [8].

Eesti elektrisüsteem on ühendatud Soome, Venemaa ja Lätiga. Eesti elektrisüsteemi Soomega ühendavad Estlink 1 ja Estlink 2, ülekandevõimsused on vastavalt 350 MW ja 650 MW. Eesti-Läti suunal on maksimaalne ülekandevõimsus 1000 MW ning Läti-Eesti 850 MW. 2015. aastal on Eesti-Läti vaheline maksimaalne *NTC* 745 MW ja Läti-Eesti suunaline *NTC* 779 MW [29]. Olgugi, et Venemaaga elektrikaubandust pole, on tehniliselt võimalik Eesti-

Venemaa suunal edastada 800 MW ja Venemaa-Eesti suunal 950 MW võimsust. Reaalsuses eksisteerib energia liikumine Eesti ja Venemaa suunal. Eesti- suunalised võimsusvood on põhiliselt põhjustatud transiidist Venemaalt Leetu ning ringvooludest ja Venemaa- suunalised füüsilised võimsusvood on põhjustatud Põhjamaade ja Eesti tootjate ekspordist Lätti.

*Tabel 1.2.2 Piiriülene elektrikaubandus ja süsteemi elektribilanss aastatel 2012-2014 [2]*

<b>Piiriülene elektrikaubandusbilanss, GWh</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Ekspord kokku	4841	6207	6345
sh Eesti-Läti piiril	4413	5639	6251
sh Eesti-Soome	428	568	94
sh ekspord läbi elektribörsi	3547	5288	6345
sh ekspord kahepoolsete lepingutega	1294	919	0
Import kokku	2653	2609	3669
sh Eesti-Läti piiril	1042	989	46
sh Eesti-Soome	1611	1620	3622
sh import läbi elektribörsi	2392	2008	3669
sh import kahepoolsete lepingutega	261	601	0
<b>Elektrikaubandusbilanss kokku</b>	<b>2188</b>	<b>3598</b>	<b>2676</b>
Juhtimistarned ja piiriülene eabilanss Eesti-Läti piiril	14	-48	0
Juhtimistarned ja piiriülene eabilanss Eesti-Soome piiril	117	46	0
<b>Süsteemi elektribilanss kokku</b>	<b>2320</b>	<b>3595</b>	<b>2676</b>

Tabel 1.2.2 iseloomustab Eesti põhivõrgu piiriülest elektrikaubandust ning bilanssi aastatel 2012-2014.

Analüüsid elektrikaubandusebilanssi saab järelada, et ekspord on aasta-aastalt suurenenud. 2013. aastal läks 90,8% eksporditud energiast Lätti, 2014. aastal juba 98,5%. Soome eksporditud energia osakaal oli 2012. ja 2013. aastal 9%, kuid 2014. aastal liikus Soome 94 GWh ehk ainult 1,5% kogu ekspordist.

Imporditud energiavoo suunad erinevad selgelt eksporditud energivoogude suundadest. Kui ekspordist 98,5% suundus 2014.a Lätti, siis 98,7% imporditud energiast tuli Soomest ja vaid 1,3% Lätist. Süsteemihalduri ülesannetest johtuvalt peab Elering AS igal ajahetkel tagama süsteemi varustuskindluse ja bilansi, mis tähendab piisava reservvõimsuse tagamist juhaks kui mõni süsteemi element peaks tööst välja minema.

### 1.3 Elektri jaotusvõrgud

Jaotusvõrkude ülesandeks on jaotada elektrienergia põhivõrgu alajaamadest tarbijateni. Eestis on 2015. aasta seisuga 34 jaotusvõrgu teenust pakkuvat ettevõtet [9]. Jaotusvõrkudele kuuluvaid madal- ja keskpingeliine on kokku ligikaudu 68 800 km ning töös on üle 25000 alajaama. Elektrienergia ülekandmiseks kasutatakse Eestis nelja pingest. Suurima osakaaluga kasutatakse 10 kV nimipinget, kuid linnavõrkudes esineb ka 6 kV nimipingega võrku. Suuremate vahekauguste puhul on kasutusel 15 kV, 20 kV ja 35 kV. Madalpinges on kasutusel 0,4 kV võrk.

Jaotusvõrkude osas on turg väga kontsentreeritud ja ettevõtjate turuosad võrdlemisi muutumatud. Turu osade jaotumine on tingitud iga jaotusvõrgu piirkondadest, sest elektrivõrkude puhul on tulenevalt elektrituruseadusest tegemist loomulike monopolidega. Elektrituruseaduse jõustumisega jagati Eesti geograafiline ala jaotusvõrguettevõtjate teeninduspiirkondadeks. Teeninduspiirkonna piires on võrguettevõtjal kohustus jagada ja osutada võrdsetel tingimustel kõigile soovijatele võrguteenust. Teeninduspiirkondade monopoliseerimise üheks põhjuseks on majanduslik ökonoomsus. Paralleelsete elektrivõrkude ehitamine sama piirkonna teenindamiseks pole otstarbekas. Teiseks põhjuseks on see, et elektrivarustuse puhul on tegemist elutähtsa teenusega, mille kättesaadavus on vaja tagada [10].

Eesti suurim jaotusvõrguettevõtja on Elektrilevi OÜ, kelle müügi maht oli 2013. aastal 6 491 GWh ning klientide arv 496 513, ettevõtja turuosa oli müügi mahu alusel 87,3%. Kaks järgmist jaotusvõrguettevõtjat olid 2013. aastal müügi mahult sarnased : VKG Elektrivõrgud OÜ, müügi maht 219 GWh ja klientide arv 33 898 ning Imatra Elekter AS, müügi maht 199 GWh ja klientide arv 24 689. Ülejäänud 33 jaotusvõrgu summaarne müügi maht jääb alla 500 GWh aastas. Neist suurimad on TS Energia OÜ, AS Sillamäe SEJ ja AS Loo Elekter. Kõige väiksemate jaotusvõrkude aastane müügi maht jääb alla 2 GWh [10].

#### 1.3.1 Jaotusvõrkude konfiguratsioon võrgu paiknemise alusel

Jaotusvõrkude konfiguratsioon sõltub nii tarbijate iseloomust kui asukohast. Keskpinge võrke võib jaotada linna- ja maavõrkudeks või tiheda ja hajaasustusega piirkondade võrkudeks.

*Tabel 1.3.1 Linna ja maavõrkude tüüpilised näitajad [11]*

Näitaja	Linn	Maa
Koormustihedus	> 1MW/km <sup>2</sup>	<100 kW/km <sup>2</sup>
Tarbijaid trafo kohta	50....1000	1...10

Madalpingefiidri pikkus	<300 m	500...1000 m
Liini tüüp	Kaabelliinid	Õhuliinid
Juhtme ristlõige (Al)	120...400 mm <sup>2</sup>	16...50 mm <sup>2</sup>
Trafo nimivõimsus	300...1600 kVA	16...50 kVA
Võrgu konfiguratsioon	Avatud silmusvõrk	Radiaalvõrk

Jaotusvõrgu konfiguratsioon ehk ühendusskeem on määratud harude ja sõlmede vaheliste ühendustega. Elektrivõrke saab konfiguratsiooni järgi liigitada radiaalvõrkudeks, hargnevateks radiaalvõrkudeks, ringvõrkudeks ja silmusvõrkudeks.

Võrguskeemide võrdlused on toodud tabelis 1.3.2

**Tabel 1.3.2. Erinevate võrgukonfiguratsioonide võrdlus [12]**

Skeem	Eelised	Puudused
Radiaalvõrk	Skeemi lihtsus ja selgus. Lihtne releekaitse	Madal elektrivarustuskindlus
Ringvõrk	Kõrgem elektrivarustuskindlus, parem pingepüsivus, väiksemad võimsuskaod	Keerukas releekaitse, keerukas käit
Silmusvõrk	Veelgi kõrgem varustuskindlus, Veelgi parem pingepüsivus, Veelgi väiksemad kaod	Keerukas ja kallis releekaitse, keerukas käit

Radiaalvõrku kasutatakse eelkõige hajaasustatud piirkondades, kus vahemaad tarbimiskeskuste vahel on pikad ning tarbimine madal. Tihedama asustusega piirkondades kasutatakse varustuskindluse suurendamise eesmärgil ringvõrku, mis talitleb radiaalvõrguna. Kasutatakse reservlülitusautomaate, millega on võimalik taastada piirkonna elektrienergiaga varustamine avarii korral.

Tänapäeval on elektrijaotusvõrkude arendamisel uueks kontseptsiooniks võrgu teatud osade (alajaamade, toitepiirkondade, käidupiirkondade, fiidrite, asumite vms) liigitamine tüüpseteks varustuskindluse piirkondadeks. Liigitamise eesmärgiks on võrgu arendamise tüüplahenduste ja võrgu koosluse valiku lihtsustamine vastavalt piirkonna klientide ja keskkonna iseloomule. Läbi sellise liigitamise on võimalik tagada elektrivarustuskindlus kuluefektiivsemalt. Kontseptsioon tugineb suurel määral võrgu uutele komponentidele nagu fiidri automatika süsteemid, kaugjuhitavad liini taaslülitid, multifunktsionaalsed programmeeritavad digitaalreled, rikketuvastusvahendid, kaugloetavad arvestid ja kaasaegne infotehnoloogia. Varustuskindluse piirkonnad on jaotusvõrgu tüüpised osad, millele saab rakendada ühtseid lahendusi võrgu koosluse, st võrgu skeemi ja konstruktsiooni, jaotusalajaamade paiknemise,

võrgu kaugjuhtimise, releekaitse ja automaatika, rikete lokaliseerimise ja kõrvaldamise ning käidu põhimõtete osas. Varustuskindluse piirkondadele tuleb sätestada spetsiifilised töökindluse alased nõuded, s.h kvantitatiivselt varustuskindluse indekseid *SAIFI*, *SAIDI*, *CAIDI* jms sihtväärtused ning pikaajalised eesmärgid [13].

2013. aastal TTÜ elektroenergeetika instituudi koostatud aruandes on Eesti suurima jaotusvõrgu (Elektrilevi OÜ) iseloomustamiseks välja toodud neli varustuskindluse piirkonda [13].

**Ülitihepiirkond** /*urban core, high-density area*/ – väga tihe kõrghoonestus, domineerib äri- ja avalike teenuste koormus koos vähese kodutarbimisega (korterimajad), kõikjal sillutatud tänavate võrk. Sellisena tuleks käsitleda kolme suurima kasvupiirkonna Tallinna, Tartu, Pärnu – linnakeskusi [13].

**Tihepiirkond** /*urban, density area*/ – tihe, peamiselt paljukorruselise hoonestus, segaiseloomuga tarbimine: domineerib äri- ja avalike teenuste koormus, kodutarbimise osakaal suurem, kui eelmises; enamuses madalpingelised tarbijad, kõikjal sillutatud tänavate võrk, ulatuslik transiit. Tihepiirkondadeks oleks mitteperifeersete kasvupiirkondade (Tallinn, Tartu, Pärnu, Kuressaare, Narva, Jõhvi, Viljandi, Haapsalu, Paide, Rakvere) kesklinnad ning linnaosade ja äärelinnade keskused, üle 4000 elanikuga linnade keskused, tehnopargid, liftidega korterelamute linnaosad [13].

**Keskthihepiirkond** /*suburban, low-density area*/ – segatüüpi hoonestus (põhiliselt keskmised ja väikesed korterimajad, ridamajad, eramud), kohalikule majandusele iseloomulik segatarbimine (äri-, kommunaal- ja kodutarbimine), kõikjal sillutatud tänavate võrk. Sellisteks tuleks lugeda üle 4000 elanikuga linnade äärelinnad, endised agraarkeskused, alevid, alevikud, aiandusühistud, alla 4000 elanikuga linnad.

**Hajapiirkond** /*rural area*/ – eramud väikeste gruppidega, talumajapidamised, maale iseloomulikud teenindus- ja põllumajandusettevõtted ja neile vastav segatarbimine, sillutatud teid kuni 2 km/km<sup>2</sup>, pinnaseteed. Sellesse tüüpi kuuluksid maapiirkonnad [13].

Tarbijate jagamine ülal kirjeldatud varustuskindluse piirkondadesse on kompleksne ülesanne, mis eeldab sügavamalt analüüsi, sest üks piirkond võib erinevate näitajate alusel kuuluda nii ülitihe-, tihe-, kui ka kesktihe piirkonda.

Tallinna Tehnikaülikooli Elektronenergeetika instituut on töös [13] välja toonud 6 erinevat näitajat, mille alusel varustuskindluse piirkondi määratleda. Antud näitajad on esitatud tabelis 1.3.3.

**Tabel 1.3.3 Eristusnivoode vahemike esialgsed hinnangud varustuskindluse piirkondadele****[13]**

Näitaja	Ülitihepiirkond	Tihepiirkond	Keskthiapiirkond	Hajapiirkond
Hoonestustihedus m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup>	üle 2	0,2....2	0,05...0,2	alla 0,05
KP võrgu koormustihedus MW/km <sup>2</sup>	üle 10	1....10	0,2....1	alla 0,2
Tarbimistihedus GWh/km <sup>2</sup>	üle 40	1....40	0,1....1,3	alla 0,1
Klientide tihedus kl/km <sup>2</sup>	üle 10000	1500....10000	10....1500	alla 10
klienti·GWh/km <sup>4</sup>	üle 400000	2000....400000	1...2000	alla 1
Asustustihedus el/km <sup>2</sup>	üle 10000	3000....10000	300....3000	alla 300

Eristusnivoode kasutamisel jagatakse uuritav võrgupiirkond ruudustikeks ning seejärel analüüsitakse iga ruutu eraldi vastava näitaja alusel. TTÜ uuringus järeldati, et liigitamise aluseks on mõistlik kasutada Statistikaameti poolt rahvastiku tiheduse kaartidel kasutatavaid ruudustike mõõte: 100 m x 100 m ruutkaart Tallinna, Tartu ja Pärnu kohta, 500 m x 500 m ruutkaart linnade ja nende tagamaade kohta ning 1 km x 1 km ruutkaart ülejäänud Elektrilevi OÜ käidualade kohta [13].

**Tabel 1.3.4 Varustuskindluse piirkondade koondnäitajad Elektrilevi OÜ näitel seisuga oktoober 2014 [14]**

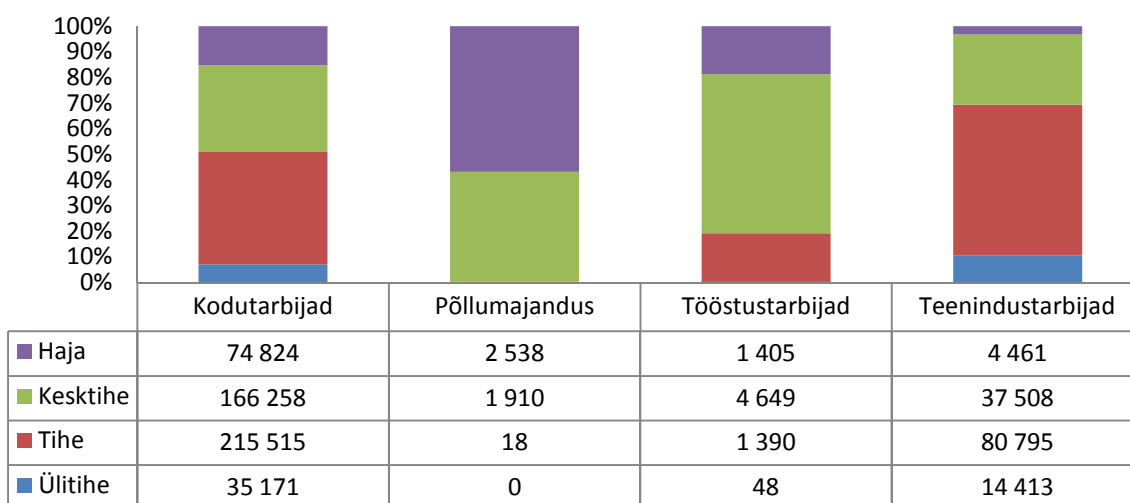
	Piirkond	Ülitihe	Tihe	Keskthi	Haja	Asustamata	Kokku
Piirid	klienti·GWh/km <sup>4</sup>	≥400000	2000<....≤400000	≤1...<2000	<1		
Pindala	km <sup>2</sup>	4,68	188	3148	19065	4685	27090,68
Kodutarbijad	tk	35 171	215 515	166 258	74 824	0	491 768
Põllumajandus	tk	0	18	1 910	2 538	0	4 466
Tööstustarbijad	tk	48	1 390	4 649	1 405	0	7 492
Teenindustarbijad	tk	14 413	80 795	37 508	4 461	0	137 177
<b>Tarbijaid kokku</b>	<b>tk</b>	<b>49 632</b>	<b>297 718</b>	<b>210 325</b>	<b>83 228</b>	<b>0</b>	<b>640 903</b>
<b>Klienditihedus</b>	<b>klienti/km<sup>2</sup></b>	<b>10605</b>	<b>1584</b>	<b>67</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>24</b>
Kodutarbimine	GWh	153	1 122	926	209	0	2 410
Põllumajandus	GWh	0	1	90	26	0	117
Tööstustarbimine	GWh	6	227	296	20	0	549
Teenindustarbimine	GWh	189	2 028	1 330	34	0	3 581
<b>Aastaenergia kokku</b>	<b>GWh</b>	<b>348</b>	<b>3 378</b>	<b>2 643</b>	<b>289</b>	<b>0</b>	<b>6 658</b>
<b>Tarbimistihedus</b>	<b>GWh/km<sup>2</sup></b>	<b>74,36</b>	<b>17,97</b>	<b>0,84</b>	<b>0,02</b>	<b>0</b>	<b>0,25</b>
Liitumispunktide võimsus	MW	486	4 079	3 983	1 239	0	9 787
Liitumispunkti keskmine võimsus	kW/LP	9,79	13,70	18,94	14,89	0	15,27

Tabel 1.3.4 iseloomustab kui suurel määral erinevad üksteisest erinevad varustuskindluse piirkonnad. Erinevused on märkimisväärsed nii tarbijate koguarvus, klienditiheduses, tarbimistiheduses kui aastaselt tarbitavas energias. Esile saab tuua ka piirkondade liitumispunktide keskmised võimsused, mis on suurimad piirkondades, kus tarbimis- ja klienditihedus on madal. Võrreldes kesktihe ja tihe varustuskindlus piirkondade liitumispunktide keskmist võimsust (Kesktihe varustuspiirkonnas 13,7 kW/LP, ja tihe varustuspiirkonnas 18,94 kW/LP) tabelis 1.3.5 väljatoodud elektriliinide summaarse pikkusega selgub, et kesktihe piirkonnas on keskpingeline 3,2 korda rohkem ja madalpinge liine 2,6 korda rohkem. Samal ajal kui tihe piirkonnas tarbitakse aastas 22% võrra rohkem energiat kui kesktihe piirkonnas. Seega on võimalik järeldada, et Eestis tarbimistiheduse langemisega võrgu kogu pikkus suureneb ning see omakorda tähendab samade võrgu kvaliteedinõuete hoidmise korral võrguettevõttele suuremaid investeeringu, hoolduse ja käidukulusi.

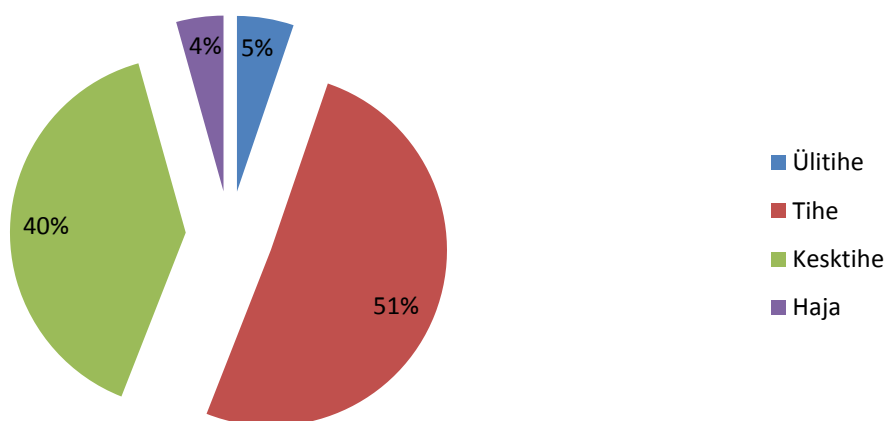
**Tabel 1.3.5 Elektrivõrgu alajaamad ja liinid vastavalt varustuskindluse piirkondadele**  
**Elektrilevi OÜ võrgu näitel [14]**

	Piirkond	Ülitihe	Tihe	Kesktihe	Haja	Asustamata	Kokku
Piirid	klienti·GWh/km <sup>4</sup>	≥400000	2000<....≤400000	≤1...<2000	<1		
KP õhuliin	km	0	45	3 717	10 442	1 876	16 080
KP isoleeritud juhtmega õhuliin	km	0	16	364	847	134	1 361
KP maakaabel	km	155	1 977	2 529	2 210	592	7 463
KP kokku	km	155	2 038	6 610	13 500	2 602	24 905
MP õhuliin	km	1	110	2 286	8 785	330	11 512
MP õhukaabel	km	2	1 179	4 495	7 154	150	12 980
MP maakaabel	km	228	2 633	3 559	2 594	75	9 089
MP kokku	km	231	3 923	10 340	18 532	554	33 580
Komplekt AJ	tk	42	1 282	4 340	5 365	185	11 214
Mast AJ	tk	0	37	2 109	6 061	156	8 363
Kiost AJ	tk	121	1 193	1 490	308	14	3 126
AJ hoones	tk	41	323	203	27	2	596
AJ kokku	tk	204	2 835	8 142	11 761	357	23 299





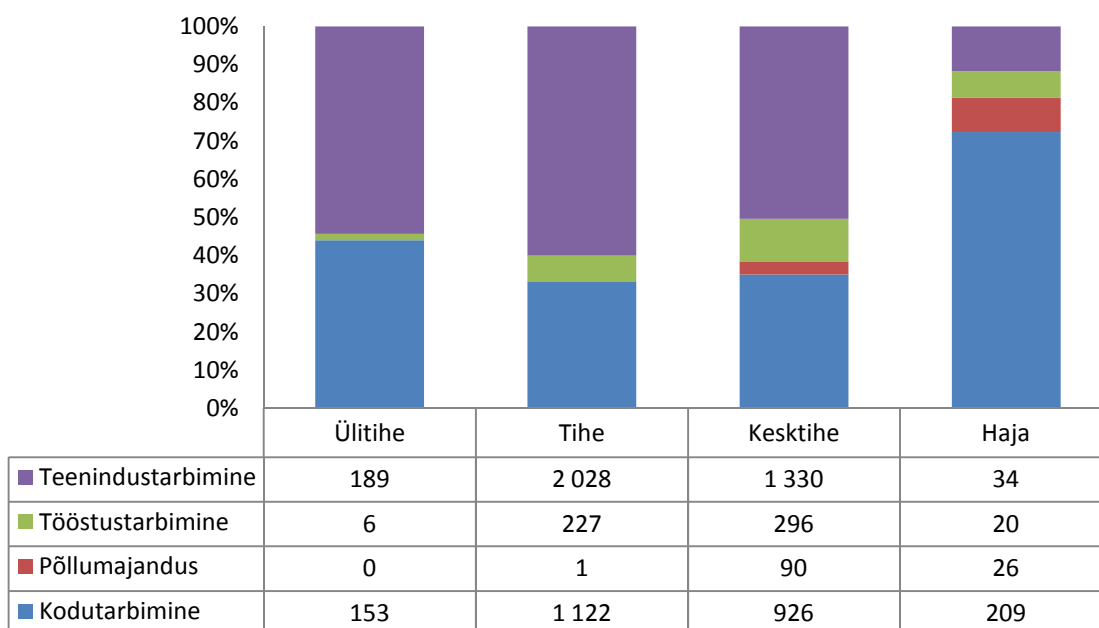
**Joonis 1.3.1** Tarbijate arv lähtuvalt varustuskindluse piirkonnast ja tarbijaliigist [14]



**Joonis 1.3.2** Elektrienergia tarbimine protsentides vastavalt varustuskindluse piirkonnale [14]

Tarbijate paiknemine varustuskindluse piirkondade alusel näitab, et kõige suurema pindala võtab enda alla hajavarustuspiirkond, mille pindala, ainult Elektrilevi võrku arvestades, on 19065 km<sup>2</sup>. Hajavarustuspiirkonda jääb 83228 tarbijat, kellest 90% moodustavad kodutarbijad. Haja piirkonnas tarbitakse vaid 4% kogu võrku sisenenud energiast. Seega hajavarustuspiirkonda iseloomustab äärmiselt madal tarbimistihedus- kõigest 0,02 GWh/km<sup>2</sup>.

Elektrilevi OÜ andmete põhjal selgub, et 60% keskpingeliinidest ja 56% madalpingeliinidest paiknevad hajavarustuse piirkondades ning hajapiirkonnas asub ka 51% võrku installeeritud alajaamadest.



### Joonis 1.3.3 Elektrilevi OÜ võrgus tarbitud energia vastavalt majandussektorile ja varustuskindluse piirkonnale [14]

Kui võrguvaradest suurem osa on koondunud haja ja kesktihe piirkonda, siis tarbimise osakaalud on teised. 51% energiast tarbitakse tihepiirkonnas ning 40% kesktihe piirkonnas. Joonistelt 1.3.1 ja 1.3.3 paistab, et 62% tööstustarbijatest asub kesktihe piirkonnas, kuid keskmine tarbimine tööstustarbija kohta on kõrgem tihe varustuskindluse piirkonnas. Ülitihed ja tihe varustuskindluse piirkondades on kõige suurema osakaaluga teenindustarbijad, kes tarbivad 59,5% energiast. Kodutarbijad kasutavad ülitihed ja tihe piirkonnas 34,2% piirkondades tarbitavast energiast. Tabelis 1.3.6 on kujutatud tarbiskoha aasta keskmist energiatarbimist. Saab järeldada, et hajavarustuspiirkonnas eritarbimine on 2-3 korda madalam võrreldes teise varustuskindluse piirkondadega.

### 1.3.6 Tarbiskoha keskmine energiatarbimine vastavalt tarbijagrupile ja varustuskindluse piirkonnale Elektrilevi OÜ näitel

	Piirkond	Ülitihed	Tihed	Kesktihe	Haja
Kodutarbijad	kWh/a	4350	5206	5570	2793
Põllumajandus	kWh/a	0	55556	47120	10244
Tööstustarbijad	kWh/a	125000	163309	63670	14235
Teenindustarbijad	kWh/a	13113	25101	35459	7622
Aasta keskmine tarbimine kokku	kWh/a	7012	11346	12566	3472

## 2 Elektrivõrgu töö- ja häiringukindlus

### 2.1 Põhimõisted

Elektri kvaliteet mõjutab majanduslikult elektrisüsteemi, võrguettevõtete seadmete ja kõigi elektritarbijate tööd. Toitekatkestused ja pinge kõikumised võivad vähendada toodangut, põhjustada praaki või lõhkuda tarbija seadmeid. Seega on elektri kvaliteet tugevalt seotud seadmete töökindluse, eluea, kasuteguri, stabiilsuse, rikete jm. Suur on pikkade katkestuste tõttu andmata ja saamata jäänud elektrienergia maksumus [1].

Elektrivarustuse häiringukindlus iseloomustab elektrisüsteemi võimet säilitada normaaltalitus teatud häiringute korral. Töökindlus, ka talitluskindlus või elektrivarustuskindlus (*power system reliability*) on elektrisüsteemi võime täita elektrivarustuse ülesandeid pika ajaväljel võimalikult väheste katkestustega. Töökindlusega on tihedalt seotud terminid adekvaatsus (*adequacy*), mis iseloomustab elektrivõrgu võimet pidevalt rahuldada klientide võimsuse ja energia vajadusi, võttes arvesse võrguelementide plaanilisi ja mitteplaanilisi seisakuid [12].

Enamasti tähendab häiringukindlus süsteemi stabiilsuse säilimist. Arvestada tuleb süsteemis katkestusi põhjustavaid tegureid: süsteemi elementide rikked, mehhaaniline purunemine ja ilmastikust tingitud häiringud. Võrgu ülesandeks on tagada tarbijale kvaliteetne elektrienergia, minimaalsete kuludega, samas energia kvaliteet sõltub ka tarbija seadmetest. Töökindlus on seotud mitmete teguritega näiteks võrgu skeemi, elementide töökindluse, võrgu asukohaga jne [1].

Suureneva hajatootmise valguses on mõistlik kliendi seisukohast rääkida veel teenusekindlusest, mis kujutab võimet kindlustada igal ajal võrgu igas punktis adekvaatne ja häiringukindel võrguteenus [13].

IEC standard projekt määratleb elektrivõrgu häiringukindlust kui tema võimet talitleda nii, et häiringud ei põhjustaks (täiendavat) koormusekaotust, süsteemi elementide talitluse, sõlmepingete ja süsteemi sageduse väljumist lubatud piiridest ja süsteemi stabiilsuskaotust, pingekollapsit või kaskaadväljalülitust [1].

Häiringu all peetakse silmas elektrisüsteemi elemendi (elektriliin, trafo või generaator) väljalülitumist. Seega on elektrivõrgu häiringukindlus võrgu võime peale häiringut ja sellele järgnevaid siirdeprotsesse ning automaatikaseadmete tööd kujundada välja normaaltalitus

(s.o talitlus, kus võrgu kõik talitlusparameetrid on lubatud piirides) [1]. Elektri ülekanne ja jaotamine on monopoolsed teenused, mistõttu nõudmised elektrikvaliteedile määratakse paika nii seadusandlikul teel kui ka tootja-võrguettevõtja-tarbija vaheliste lepingutega. Toimepidevuse ja kvaliteedi näitajad võivad sõltuvalt tarbijast erineda, sest kõrgema ja kvaliteetsema energia tagamine on alati seotud suuremate kulutustega.

Elektri kvaliteedi ja majandusliku tasuvusega tuleb arvestada elektrivõrgu plaanimisel. Plaanimise eesmärgiks on minimeerida summaarseid kulutusi.

$$F = K_{inv} + K_{käit} + K_{hoold} + K_{kat} = \min \quad (2.1.1)$$

kus  $K_{inv}$ - investeringud,  $K_{käit}$ - käidukulud (kaod, personal, tagavarad),  $K_{hoold}$ - hoolduskulud,  $K_{kat}$ - katkestuskulud

Eestis lähtuvad elektrikvaliteedi nõuded elektrituruseadusest, mille põhjal kinnitab kvaliteedinõuded elektrivarustuse jaoks majandus- ja kommunikatsiooniminister. Kvaliteedi nõuetele vastava elektrivarustuse tagamine on kohustuslik võrguettevõtetele ja elektritootjatele ning nende rikkumise eest on ette nähtud sanktsioonid. Kvaliteedinõuetes on esitatud nõuded teeninduse kvaliteedile ja lubatud rikkeliste ning plaaniliste katkestuste pikkuse kohta.

## 2.2 Põhivõrgu häiringu- ja varustuskindlus

Põhilised riskid Eesti elektrisüsteemi reaalajas toimimisele on looduslikud ehk tormid, äike, jääde, vesi, äärmuslikud temperatuurid jne. Probleemid tekivad siis, kui ilmaolud ületavad elektriseadmetele ettenähtud projekterimisnormid, nt tuule kiiruse ja välisõhu temperatuuri, jääte kihi paksuse osas. Mõningased riskid on seotud ka inimfaktoriga. Rikked tekivad valede töövõtete kasutamisel puude langetamisel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimustel elektriseadmetega töötamisel. Tehnilised riskid on seotud vanade ja ebatöökindlate seadmetega, elektriliinide mastide vigastustega jne. Välisriskid on seotud sageduse reguleerimise halva kvaliteediga, avariidega alajaamades ja elektriülekandeliinidel väljaspool Eestit jne. Eesti elektrisüsteemis pole suuri avariijuhtumeid ja süsteemi kustumist viimase 40 aasta jooksul esinenud. On olnud lokaalseid linnade ja regioonide kustumisi, kuid suuremad piirkondlikud avariid Eesti elektrisüsteemis on seotud halbade ilmastikutingimustega (tormid) ja viimane selline oli jaanuaris 2005. Esinenud on kohaliku tähtsusega tarbimise piiramisi seoses alajaamade avariidega [2].

Reealset ohtu Eesti elektrisüsteemi toimimisele kujutab tugevate Ida-Lääne suunaliste liinide väljalülitamine. Probleemseks võib kujuneda situatsioon, kus Venemaa ühendelektrisüsteemis peaks sagedus palju langema. Süsteemi kustumise vältimiseks on Elering ehitanud Kiisa avariireservelektrijaama, mis garanteerib avariireservõimsuse 250MW ulatuses [2]. Avariireservelektrijaam elektribörsil ei osale, vaid on mõeldud võrgu- või tootmiseadmete avariide korral tekkiva võimsuse puudujäägi kompenseerimiseks. Olukorras kus elektrisüsteem on kustunud saab kasutada EstLink 1 nn. *blackstart* funktsiooni, mille käigus on võimalik Eesti elektrisüsteemi taaspingestada. Lisaks saab kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldanud tootmiseadmeid. Eesti elektrisüsteemi eraldumisel teistest sünkroonselt töötavatest süsteemidest on sageduse täpseks reguleerimiseks võimalik kasutada uusi ja moderniseeritud plokkide soojuselektrijaamades, täiendavalt on võimalik sagedust reguleerida tuuleelektrijaamadega ja ka EstLink 1 AFC (*automatic frequency control*) ehk sageduse reguleerimise funktsiooniga [15] Raskemate avariide likvideerimiseks või nende ulatuse kontrolli all hoidmiseks on Eesti elektrisüsteemi paigaldatud mitut liiki avariitõrje automaatikat [16]:

- Eesti elektrisüsteemi automaatne eraldumine iseseisvale tööle sageduse sügaval langemisel;
- asünkroonkäigu automaatika (lülitab välja võrguelemendi võnkumiste tekkimise ohukorral elektrisüsteemis või kui võnkumised juba tekkisid);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku koormuse võrguelemendi lubamatu ülekoormuse korral);
- pinge alusel koormuse vähendamise automaatika (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 automatne sisse-/väljalülitamine pinge järsul vähenemisel /tõusul
- tootmiseadmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel/tõusul

Põhivõrgu väljalülitumise statistikat aastatel 2003-2013 kannab tabel 2.2.1.

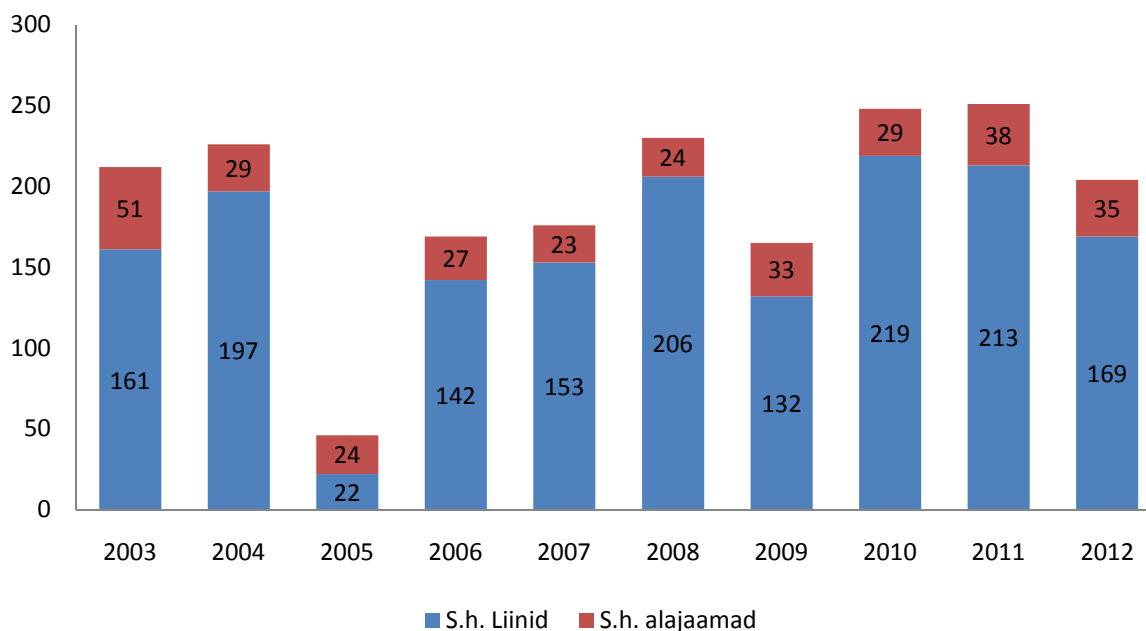
**Tabel 2.2.1 Väljalülitumised ja andmata energia põhivõrgus [16]**

Aasta	Väljalülitumised	S.h. Liinid	S.h. alajaamad	Katkestustega väljalülitamised	Andmata energia, MWh
2003	212	161	51	41	208
2004	226	197	29	23	58
2005	246	22	24	40	679
2006	169	142	27	24	105
2007	176	153	23	24	71
2008	230	206	24	29	64
2009	165	132	33	20	53
2010	248	219	29	27	208
2011	251	213	38	32	787
2012	204	169	35	24	149
2013	262	_*	_*	28	58
2014	166	_*	_*	13	_*

\* Info puudub

Põhivõrgu talitluskindluse põhinäitajateks on väljalülitumiste arv ja klientidele andmata energia. Andmata energia seisukohalt tõusevad esile 2005. ja 2011. aasta, mil lõpptarbijale jäi edastamata vastavalt 679 ja 787 MWh energiat. Eelnevalt sai mainitud 2005. aasta jaanuari tormi, siis 2011. aasta jõulude ajal oli torm Patrick, mille korral tuule kiirus ulatus puhanguti 25-30m/s.

Aastatel 2004, 2008, 2009 ja 2013 on edastamata energia summaarne kogus olnud küllaltki madal, kuid see näitaja sõltub suuresti tormidest, võrgu konfiguratsioonist, tarbimisest rikkepiirkonnas jne.



### Joonis 2.2.1 Väljalülitamiste arv 2003-2012 sõltuvalt rikke asukohast [16]

Väljalülitumiste statistikat aastatel 2003.-2012. kujutab joonis 1.2.2 Aastate lõikes on näha, et ligikaudu 76% rikest toimuvad õhuliinidel ja 24% alajaamades. Suurem osa liinide väljalülitamisest toimuvad suvekuudel ning on tingitud liiniisolaatoritel tekkivast toonekurgede reostusest. Sellised väljalülitumised on mööduva lühisega, mis tähendab, et toitekatkestust ei teki, kuid nende tulemusel esineb hetkeline pingelohk. Esineb ka äikesest tingitud lühiseid ning korduvaid rikkeid, kus ühel ja samal liiniisolaatoril tekib ülelööök mõne tunni jooksul mitu korda. Praktika on näidanud, et kõige ulatuslikumalt tekib katkestusega väljalülitumisi tormide ajal ja põhjuseks on valdavalt liinidele langenud puud [2].

Elering rakendab võrgu talitluskindluse tagamiseks  $N-1$ ,  $N-1-1$  ja osaliselt  $N-2$  kriteeriumit.

$N-1$  on Eesti Vabariigi Võrgueeskirja tähenduses ühe elemendi avariiline väljalülitumine.  $N-1-1$  on käesoleva määruse tähenduses ühe elemendi avariiline väljalülitumine, kui mõni süsteemi tööd oluliselt mõjutav element on hoolduses.  $N-2$  olukorra all mõeldakse kahe elemendi avariiliste väljalülitumist. Kahe elemendi väljalülitumist lubatakse, kui see ei põhjusta süsteemi kustumist või kogu piirkonna elektrivarustuse katkestust. Lubatud on ühe või mitme piirkonna või kuni 80% süsteemi tarbimise väljalülitumine [1].

## 2.3 Rikked jaotusvõrkudes

Katkestuste statistika näitab, et klientide elektritoite katkemises on suurem osakaal kesk- ja madalpinge jaotusvõrkudes, mistõttu suureneb eelkõige jaotusvõrkude töökindluse parandamisega tarbija jaoks elektrivarustuspidevus. Jaotusvõrkude madalamaid töökindluse

näitajaid on selgitatud madalamate investeringumahtudega võrreldes elektrijaamade või põhivõrguga. Elektrijaamu ning põhivõrku on arendatud eelisjärjekorras, sest nende rikked võivad põhjustada tervete piirkondade väljalülitumist, samal ajal kui jaotusvõrkude avariid on lokaalse iseloomuga.

Suurem osa jaotusvõrgu riketest on seotud õhuliinidega. Enamik rikkeid õhuliinidega on põhjustatud välistest teguritest- puud ja põõsad, loomad, ilmastik. Kõige suuremat rolli mängib ilmastik- tugev tuul, lume- ja äikese tormid, jäide ja ekstreemsed temperatuurid. Eriti raskes olukorras on metsas kitsaste liinikoridega trassidel kulgevad õhuliinid, mis kannatavad sageli puude või okste peale langemise all tuule või lume ja jäite toimel, kus on suurem puute oht okstega, rikkeid põhjustavad oravad, hulkuvad kassid, rähnid, hooletused metsatöödel ning trasside hooldamisel jms. Elektrilevi OÜ võrgu näitel on ilmastikust tingitud rikete osakaal 56%, võrgu vanusest 29% [13].

Rasketes ilmaoludes esineb hulgaliselt üheaegseid seisakuid ja katkestusi. Katkestatud klientide arvud ulatuvad kümnetesse ja sadadesse tuhandetesse. Piiratud ressursside ja raskendatud olude tõttu võib katkestuste kõrvaldamine nõuda kaua aega- sageli mitmeid päevi. Seejuures täheldatakse üle maailma, s.h ka Eestis, raskete ilmaolude, eriti tormide, s.h lume- ja äikesetormide, sagenemist viimastel aastatel [13].

**Tabel 2.3.1 Liinide rikkelisus 2012. aastal vastavalt liinitüübile Elektrilevi OÜ võrgu näitel [13]**

Liinitüüp	Rikete hulk	Liini pikkus km	Rikkesagedus riket /100km	Suhe keskmisesse
Keskpinge (KP) liinid	5684	26727	21,3	0,56
KP maakaabelliinid	321	6851	4,7	0,12
KP õhuliinid	5363	19876	27,0	0,72
Madalpinge (MP) liinid	17129	33745	50,8	1,35
MP maakaabelliinid	401	8259	4,9	0,13
MP õhuliinid	16728	25486	65,6	1,74
Kokku/keskmise	22813	60472	37,7	1,00

Tabelis 2.3.1 on väljatoodud liinirikete arv 100 kilomeetri kohta vastavalt liini tüübile (maakaabel, õhuliin, k.a rikked alajaamas) ja pingestmele (madalpinge ja keskpinge) Elektrilevi OÜ võrgu põhjal. Õhuliinide puhul on arvestatud nii kaetud kui paljasjuhtmeid. Tegelikult on 8% keskpingeliinidest kaetud juhtmetega ja madalpinges on nende osakaal 25%, seega tuleb arvestada, et paljasjuhtmete tegelik rikkesagedus on mõnevõrra suurem [13].



Esitatud statistika põhjal saab järeldada, et kõige rohkem rikkeid esineb madalpinge osas, kus 100 km kohta on 50,8 riket, kusjuures madalpinge õhuliinide juures on vastav näitaja 65,6 riket. Keskpinge õhuliinidel esineb 100 kilomeetri kohta 27 riket. Arvestada tuleb, et rike keskpingel võib avaldada mõju suuremale hulgale tarbijatest.

Lisaks madalamale rikkesagedusele on maakaabelliinidel veel mitmeid eelised õhuliinide ees: puuduvad koroonalahendus ja raadiohäired, puudub visuaalne reostus (väiksemad kaitsevööndid võrreldes õhuliinidega), personali ja avalikkuse suur ohutus, ohutus kari- ja metsloomadele, puudub mõju kinnisvara (maa, hoonete) väärtusele, paremad käidutingimused, suur vargus- ja vandalismi kindlus. Samas maakaabelliinidega kaasnevad ka mitmed puudused: rikkesagedus küll väheneb, aga kasvab rikke kestus (kõrvaldamise aeg), üleujutuste ja uputuste kahjulik toime, vigastumiste oht inimtegevuse tulemusel (kaevetööd), kaevetööde vajadus- eriti oluline tundlikes piirkondades (linnad, asulad, kalmistud jms), kõrgem maksumus. Suurimaks puuduseks võibki pidada maakaabelvõrkude puhul maksumust, mis on kõrgematel pingetel 5-15 korda suurem õhuliinide maksumusest [13].

## 2.4 Kliendikesksed varustuskindluse indeksid

Varustuskindlus sõltub üksikute süsteemi elementide töökindlusest, kuid tarbija seisukohalt on kõige tähtsam toitepidevus ehk elektrivarustuspidevus tervikuna. Toitepidevus iseloomustab elektrivarustuse kvaliteeti normaalse toitekatkestuseta talitluse kestuse järgi antud ajaperioodi vältel [1].

Elektrivõrgu töökindluse näidikud võimaldavad hinnata võrgu elementide tehnilist sisukorda või võrgu konfiguratsiooni efektiivsust. Näidikute alusel on võimalik elektrivõrku ja kindlat piirkonda paremini analüüsida selleks, et parendada võrgu varustuskindlust ja efektiivsust. Elektrivarustuskindluse indeksite põhjal on võimalik hinnata nii katkestuskulu tulevikus kui jaotusvõrgu käidupoliitika mõju töökindlusele. Varustuskindluse näitajate võrdlemine on otstarbekas ainult juhul kui näitajad ja nende hindamine põhinevad samadel määratlusel ja meetoditel. Näiteks mõiste "katkestus" on erinevalt määratletud. Reeglina võetakse arvesse ainult nn püsikatkestusi */sustained interruptions/* ehk pikaajalisi katkestusi */long interruptions/*, mille kestuseks kehtestavad erinevad standardid üle ühe (Belgia, Portugal, Suurbritannia, Austraalia), kolme (Itaalia, Holland, Norra, Hispaania), viie (USA, India) või isegi viieteistkümne minuti. Euroopa tehniline standard EN 50160 määratleb püsikatkestusteks kaktestused kestusega üle 3 minuti [1]. Võrguettevõtted rakendavad mitmeid mõõdikuid, kuid enim on kasutusel järgmised näitajad:

1) Süsteemi katkestussageduse indeks *SAIFI /System average Interruption Frequency Index/* näitab vaadeldava toitepiirkonna katkestuste arvu tarbimiskoha kohta vaadeldaval perioodil. *SAIFI* vähenemine tähendab üldiselt töökindluse tõusu.

$$SAIFI = \frac{\text{kliendikatkestuste koguarv}}{\text{tarbimiskohtade arv}} = \frac{\sum_i N_i}{N} \quad (2.4.1)$$

kus  $N_i$  – i-nda katkestusega haaratud tarbimiskohtade arv

2) Süsteemi katkestuskestuse indeks *SAIDI /System Average Interruption Duration Index/* näitab vaadeldava toitepiirkonna katkestuste kogukestust tarbimiskoha kohta vaadeldaval perioodil. *SAIDI* on summeeritud näitaja, mis iseloomustab suhteliselt kõige paremini kogu vaadeldava võrgu või selle osa toimimist. Reeglina väljendatakse *SAIDI* minutites tarbimiskoha kohta. Tema vähenemine viitab otseselt töökindluse tõusule [1].

$$SAIDI = \frac{\text{klientide katkestuste kogukestus}}{\text{tarbimiskohtade arv}} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N} = SAIFI \times CAIDI$$

(minutit tarbimiskoha kohta)

kust<sub>ij</sub> – tarbimiskohale j katkestusest i põhjustatud katkestusaeg

3) Kliendi katkestuskestuse indeks *CAIDI* /*Customer Average Interruption Duration Index*/ on ühe katkestuse keskmise kestuse mõõt, iseloomustab keskmist aega tarbimiskoha elektritoite taastamiseks. *CAIDI* vähenemine pole otseselt seotud töökindluse tõusuga, vaid näitab katkestuse keskmist kestust [1].

$$CAIDI = \frac{\textit{klientide katkestuste kogukestus}}{\textit{kliendikatkestuste koguarv}} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.4.2)$$

(minutit katkestatud tarbimiskoha kohta)

4) Kliendi kogukatkestuste indeks *CTAIDI* /*Customer Total Average Interruption Duration Index*/ on keskmine katkestuste kogukestus ühe katkestatud kliendi kohta aastas [1]:

$$CTAIDI = \frac{\textit{klientide katkestuste kogukestus}}{\textit{katkestatud klientide arv}} = \frac{\sum_i r_i N_i}{C_N} = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j} = \textit{minutit/klient}$$

5) Kasutatavuse indeks *ASAI* /*Average Service Availability Index*/ on keskmise toite olemasolu kestus aastas väljendatuna protsentides. Kui väljendada *SAIDI* tundides, siis:

$$\begin{aligned} ASAI &= \frac{\textit{klientide toite kasutatavuse koguaeg}}{\textit{toite kasutatavuse vajalik koguaeg}} \times 100 = \frac{\sum_j N_j \times 8760 - \sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \times 8760} \times 100 \\ &= \frac{8760 - SAIDI}{8760} \times 100\% \end{aligned} \quad (2.4.3)$$

Liigaastal tuleb tundide arvuks võtta 8784

6) Mittekasutatavuse indeks *ASUI* /*Average Service Unavailability Index*/ on keskmine toite puudumise kestus aastas väljendatuna protsentide [1]:

$$\begin{aligned} ASUI &= \frac{\textit{klientide toite mittekasutatavuse koguaeg}}{\textit{toitekasutatavuse vajalik koguaeg}} \times 100 = 1 - ASAI \\ &= \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \times 8760} \times 100\% \end{aligned} \quad (2.4.4)$$

*ASAI* ja *ASUI* annavad sisuliselt sama infot kui *SAIDI*

Klientide koormuste kasvav tundlikkus lühikatkestuste suhtes on tingitud lühikatkestusi iseloomustavate indeksite vajaduse.

Süsteemi lühikatkestuste sageduse indeks *MAIFI* /*Momentary Average Interruption Frequency Index*/ arvutatakse sama valemiga kui *SAIFI*, võttes arvesse ainult lühikatkestused.

Korduvkatkestuste indeks  $CEMI_n$  /Customers Experiencing Multiple Interruptions/ vaadeldaval perioodil rohkem, kui n korda katkestatud klientide suhe teenindavate klientide koguarvu.

$$CEMI_n = \frac{\text{rohkem kui n korda katkestatud klientide arv}}{\text{teenindavate klientide arv}} \quad (2.4.5)$$

Kliendikesksete indeksite puuduseks on, et nad ei arvesta klientide koormuse suurust- väike- ja suurtarbijat käsitlevad nad samaväärselt. Seetõttu kasutatakse praktikas ka koormus- ja energiakeskseid indekseid [1]. Tabelis 2.4.1 on toodud tüüpsed varustuskindluse näitajad erinevatele võrgutüüpidele.

**Tabel 2.4.1 Mõnede elektrivarustuskindluse näitajate keskmised väärtused erineva konfiguratsiooniga võrkudele [1]**

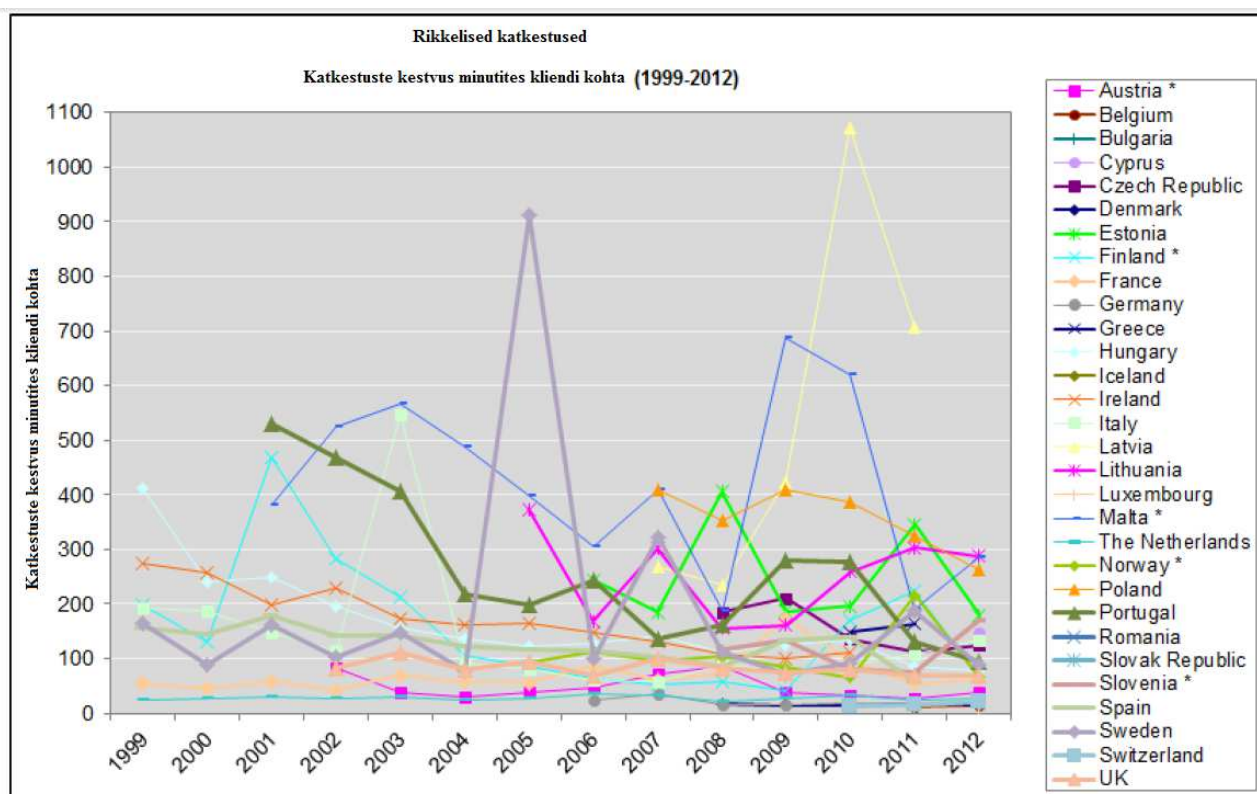
Võrgu iseloom	SAIFI	CAIDI	MAIFI
Lihtne radiaalvõrk	0,3...1,3	90	5...10
Elamurajoonide kaabelvõrk	0,4...0,7	60	4...8
Avatuna töötav suletud võrk	0,1...0,5	180	4...8
Sama, RLA	0,1...0,5	180	2...4
Ülekandevõrk	0,005...0,02	135	0

## 2.5 Töökindluse näitajad Eesti jaotusvõrkudes

Võrguettevõtted on kohustatud pidama statistikat ning avaldama andmeid oma võrgu kvaliteedinäitajate kohta. Tabelis 2.5.1 on näidatud Eesti kahe suurima jaotusvõrgu ettevõtte kliendikesksed varustuskindluse indeksid.

**Tabel 2.5.1 Imatra elekter, Elektrilevi SAIFI, SAIDI ja CAIDI 2012-2014. aastal [10,17,18]**

Mõõdik	Ühik	IE 2012	IE 2013	IE 2014	ELV 2012	ELV 2013	ELV 2014	Kokku 2012	Kokku 2013	Kokku 2014
SAIFI	tk	0,611	0,606	0,363	1,94	2,65	1,09 (0,58)	1,8	2,5	0,6
SAIDI	Min	26,114	50,5	13,636	188	413	127(67)	170,9	378,6	117,1
CAIDI	Min	61,07	83,3	37,557	97	155,8	116 (115)	95,3	152,2	180,6



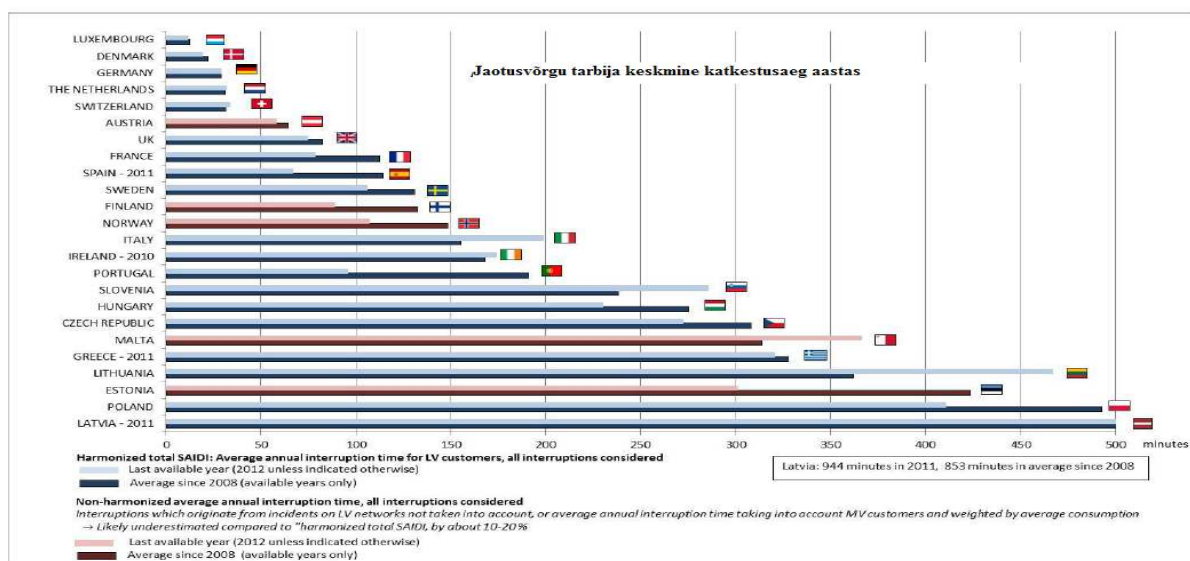
**Joonis 2.5.1 Mitteplaaniliste püsikatkestuste põhiline SAIDI, k.a erandlikud sündmused [19]**

**Tabel 2.5.2 Elektrilevi OÜ ja Imatra Elektri võrku iseloomustavad näitajad 2012 [17]**

Näitaja	Elektrilevi		Imatra Elekter	
	Pikkus (km)	Osakaal (%)	Pikkus (km)	Osakaal (%)
<b>6-35 kV liinid</b>	26 713		1 400	
Sh maakaablid	6 837	25,6	204	14,6
Sh õhuliinid	19 876		1 196	
<b>0,4kV liinid</b>	33 744		1 630	
Sh maakaablid	8 259	24,5	339	20,8
Sh kaetud õhuliinid	11 603	58,3	1 011	62,0
Sh paljasjuhtmed	13 882	41,1	280	17,1
<b>JV alajaamad tk</b>	22 945		1 290	

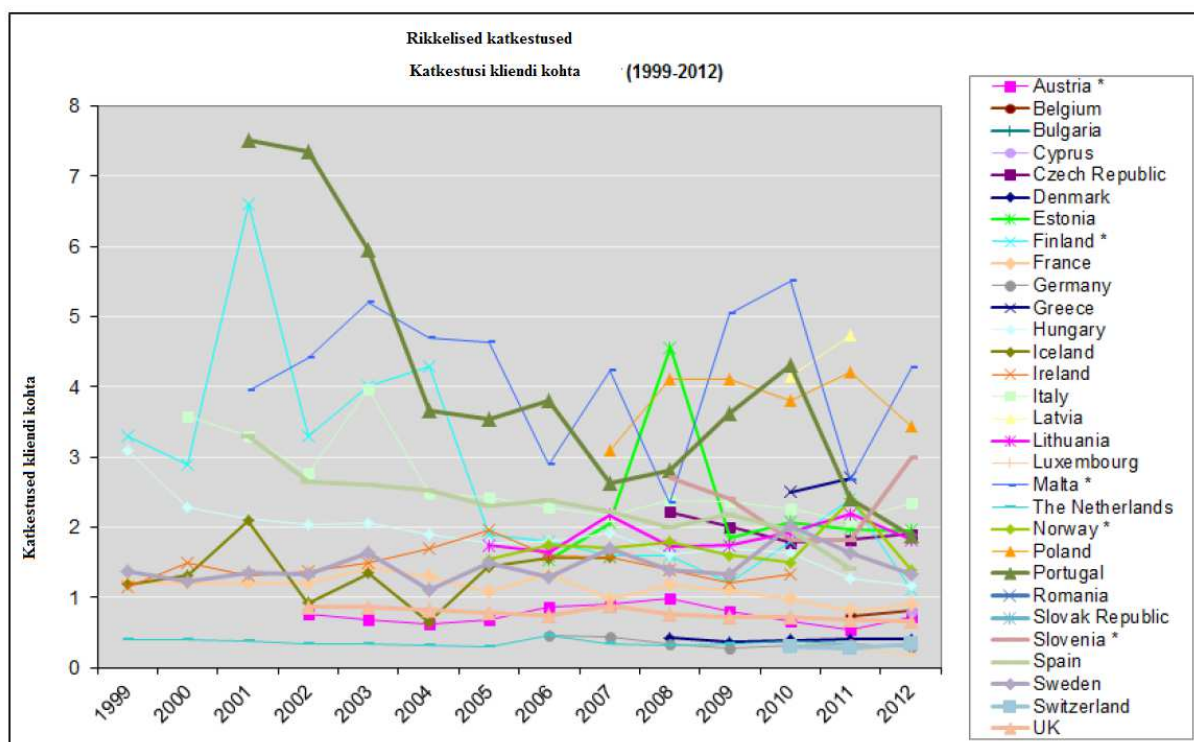
Analüüsid kahe jaotusvõrgu parameetreid, siis protsentuaalselt on madalpinges maakaabelliinide ja kaetud õhuliinide osakaal sarnane mõlemas võrgus. Erinevus tuleb sisse 6-35 kV võrgu osas, kus Elektrilevi OÜl on 10% rohkem võrgust maakaablisse paigaldatud, samas puudub info samade pingeastmetel kasutatava kaetud õhuliinide kasutatavuse kohta Imatra Elektri võrgus. Elektrilevi halvemad näitajad võivad olla tingitud suhteliselt suuremast võrgupiirkonnast, mis tähendab, et äärmuslike ilmastikuolude korral on samaaegselt rohkem rikkeid, mida on vaja kõrvaldada. Elektrilevi kolm korda kõrgemat SAIFI näitajat saab

selgitada Imatra Elektri kaks korda madalama klienditiheduse arvuga.

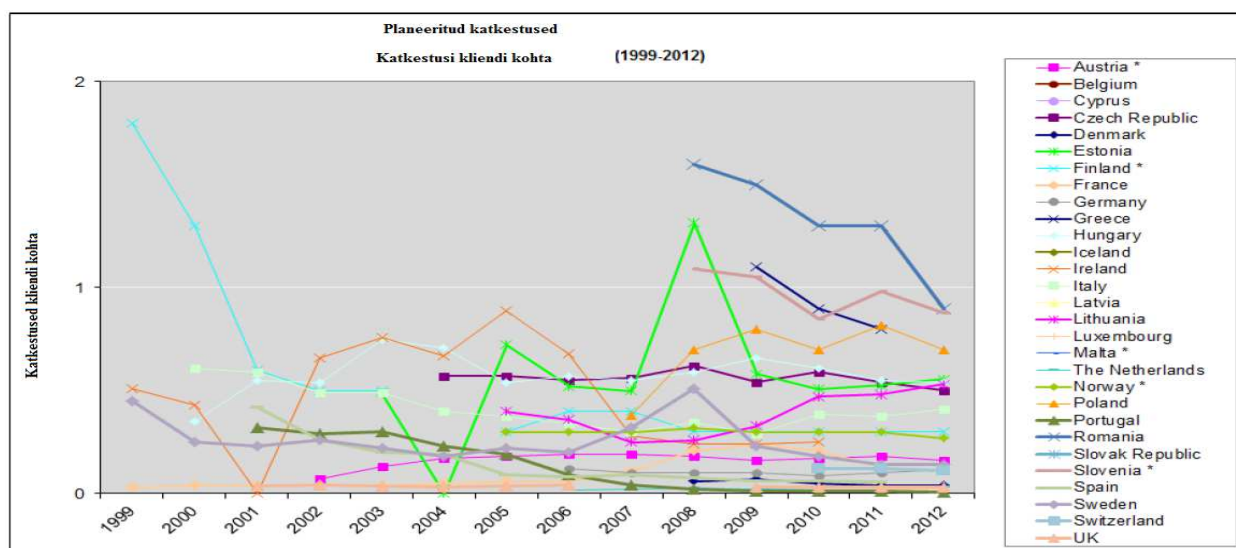


### Joonis 2.5.2 Aasta keskmine katkestuse aeg SAIDI Euroopa riikides [19]

Joonisel 2.5.2 on kujutatud Euroopa riikide aasta keskmist SAIDI väärtust. Jooniselt paistab, et Eesti SAIDI näitaja on ajavahemikul 2008-2012 tunduvalt paranenud, kuid kõrvutades joonisega 2.5.1 on näha, et SAIDI väärtused on aastate lõikes varieerunud ning kõikumine on toimunud tormiaastatel 2008 ja 2011 (2008. aasta Novembri torm ja 2011. aasta torm Patrick). Samasugune tendents tuleb välja tabelist 2.5.1, kus 2013. aasta näitajad on märkimisväärselt kõrgemad kui 2012. ja 2014. aasta omad. Sellised suured kõikumised iseloomustavad elektrivõrgu madalat ilmastikukindlust.

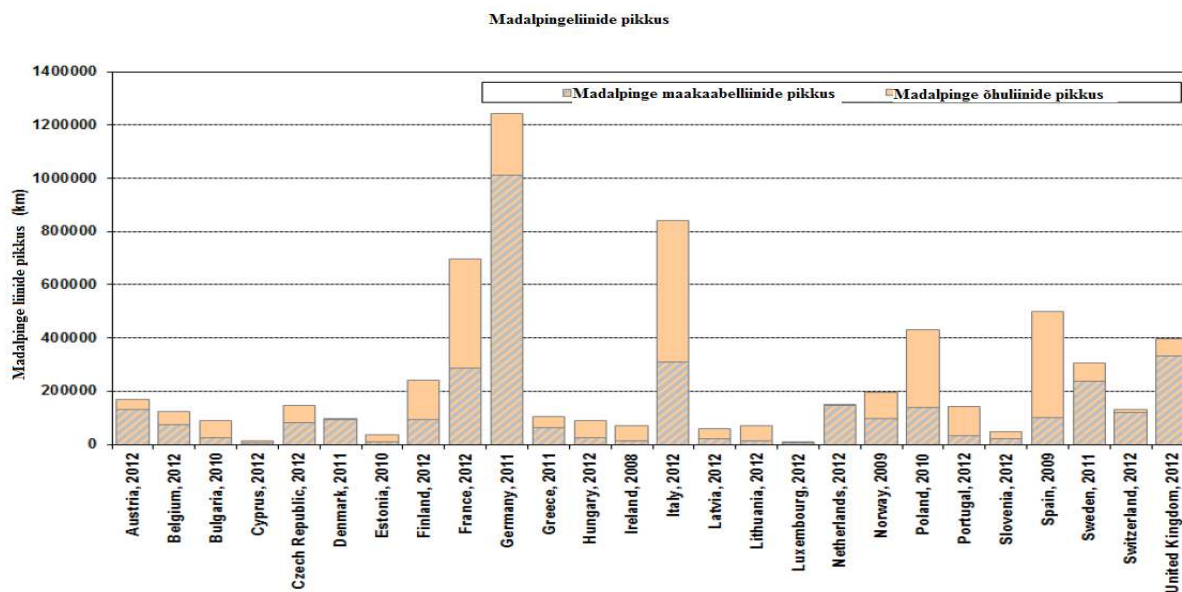


### 2.5.3 Mitteplaaniliste püsikatkestuste põhiline SAIFI, v.a erandlikud sündmused [20]

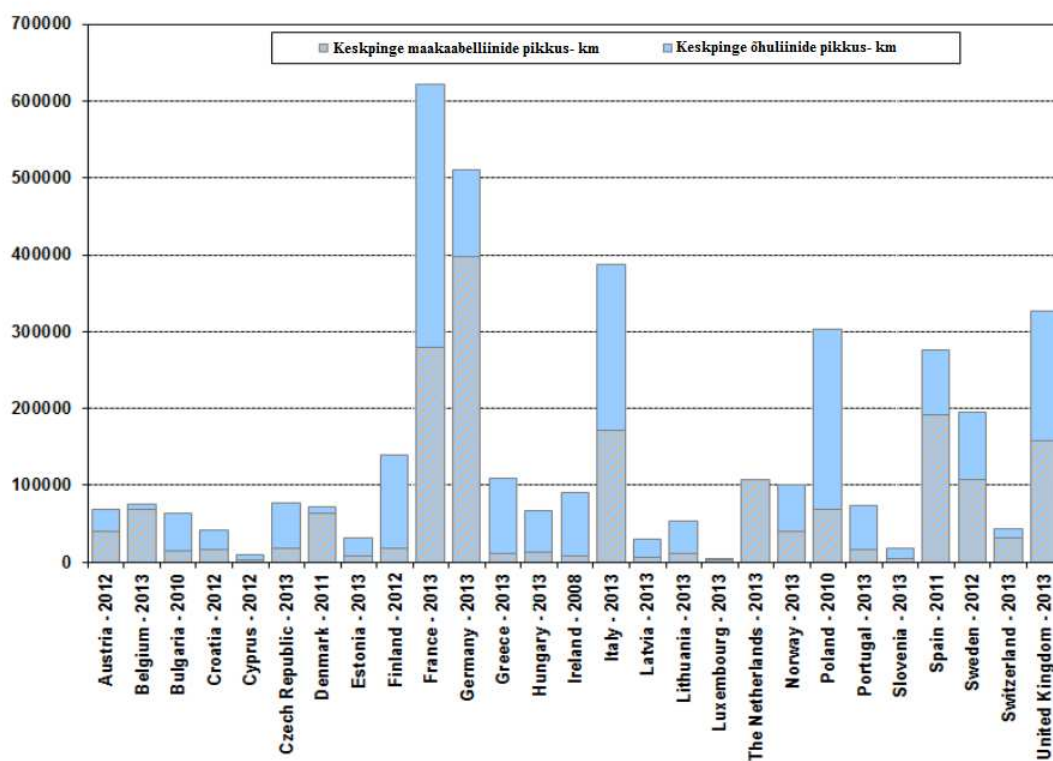


### 2.5.4 Plaaniliste katkestuste põhine SAIFI Euroopa Liidu liikmesriikides aastatel 1999-2012 [20]

Joonised 2.5.3 ja 2.5.4 näitavad, et Eesti jaotusvõrgu üldine katkestustearv ühe tarbimiskoha kohta kuulub Euroopas kõrgemate hulka.

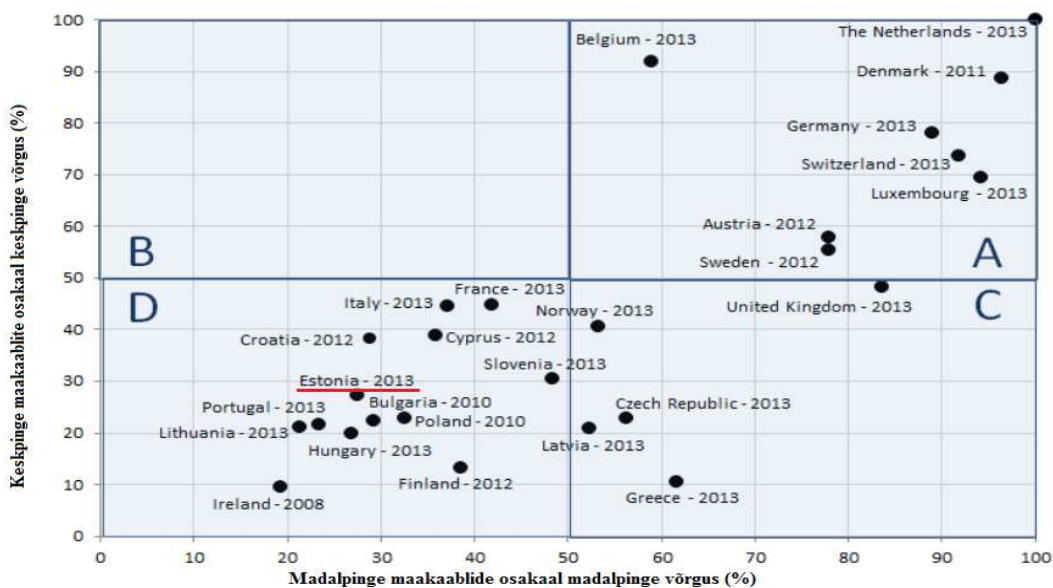


*Joonis 2.5.5 Madalpingevõrgu õhuliinide ja maakaabelliinide osakaal 2012a seisuga [19]*



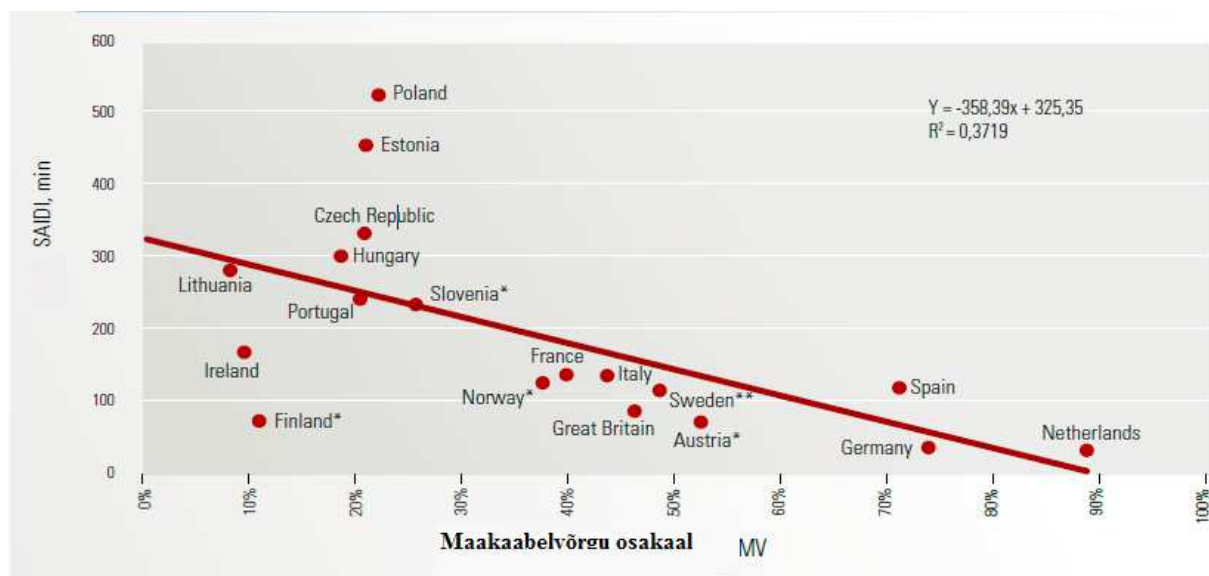
*Joonis 2.5.6 Keskpingevõrgu pikkus ja õhuliinide ning maakaabelliinide osakaal Euroopa Liidu liikmesriikides [19]*





**Joonis 2.5.7 Kesk- ja madalpinge maakaablite osakaal Euroopa Liidu liikmesriikides aastal 2008-2013 [19]**

Joonised 2.5.5-2.5.7 iseloomustavad Euroopa Liidu liikmesriikide kesk- ja madalpinge võrgu kaabelvõrgu osakaalu kogu võrgu pikkusest. Võrreldes joonist 2.5.7 Euroopa Liidu liikmesriikide SAIDI ja SAIFI väärtustega tuleb selgelt välja, et madala kliendikatkestuste arvuga riigid (Holland, Luksemburg, Saksamaa, Austria, Belgia) on üle 75% kogu jaotusvõrgust paigaldanud maakaablisse, mis omakorda on muutnud elektrivõrgu ilmastikukindlamaks.



**Joonis 2.5.8 Statistiline korrelatsioon maakaabelliinide võrgu osakaalu ja SAIDI näitajate vahel [20]**

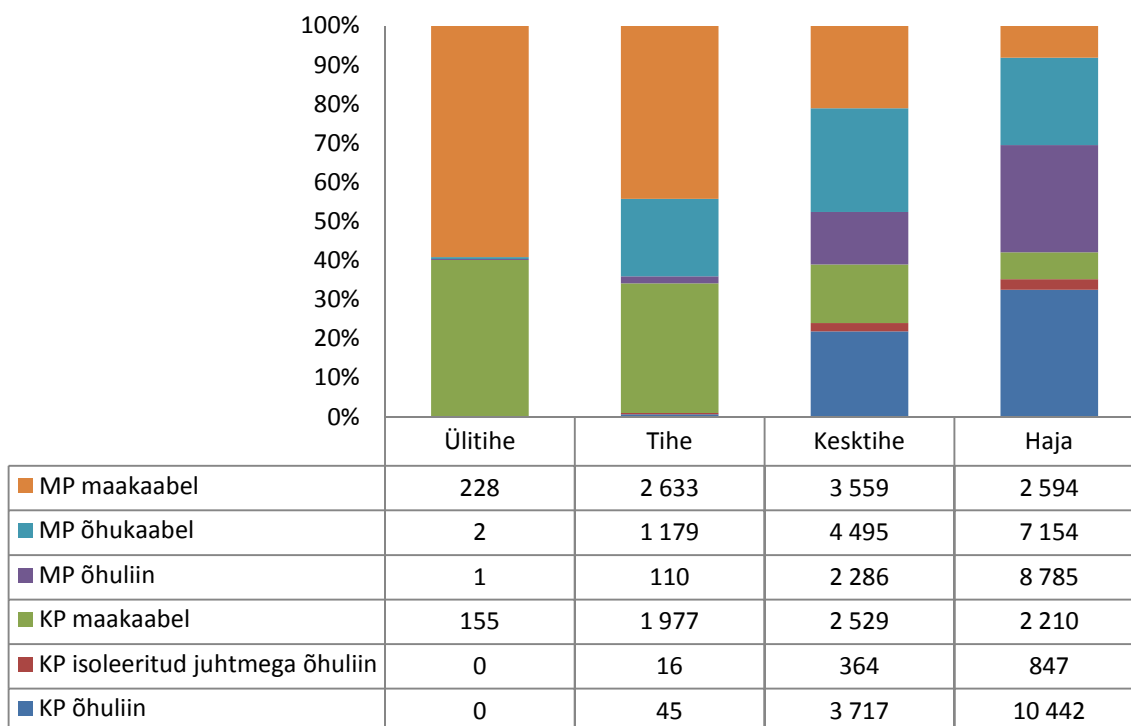
Tuginedes *CEERI* analüüsile, mis on graafiliselt kujutatud joonisel 2.5.8, on näha lineaarset regressiooni maakaabelliinide võrgu osakaalu suurendamisel 1% võrra *SAIDI* väärtus langeb 1,8 minutit ja *SAIFI* väheneb umbes 0,02 punkti võrra [19]

Võrreldes Elektrilevi OÜ 2012. aasta kliendikeskseid varustuskindluse näitajaid tabelis 2.5.3 maakaabelvõrgu ja õhukaabelvõrgu osakaaluga samades varustuskindluse piirkondades joonisel 2.5.7 on näha, et *SAIFI* ja *SAIDI* väärtused on ülitihedas piirkonnas, kus peaaegu 100% võrgust on väljaehitatud maakaabelvõrguna, samaväärsed kui Hollandis, kus maakaabelvõrgu osakaal oli ligikaudu 90%. Ülitiheda varustuskindluse piirkonnas on 77,3% võrgust paigaldatud maakaabelvõrku, ilmastikuoludele vastupidavamaid õhukaabelliine on 20% ulatuses ja *SAIDI* väärtus on 48 minutit, mis kinnitab joonisel 2.5.8 kujutatud korrelatsiooni.

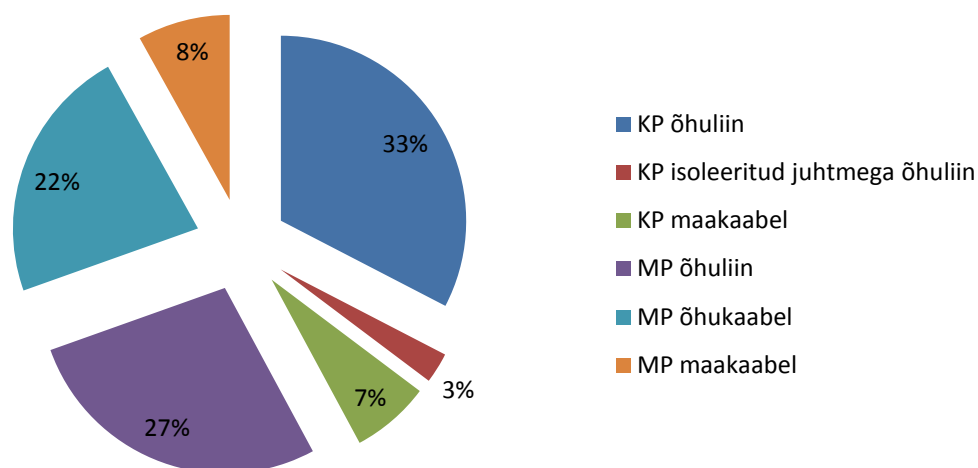
*SAIDI* ja *SAIFI* väärtused langevad Elektrilevi OÜ võrgus kesktihe ja haja varustuskindluse piirkondades, kus suureneb õhuliinide osakaal ja seda keskpinge poolel. Haja varustuskindluse piirkonnas on keskpinges maakaabelvõrgu osakaal 17% ja õhukaabelliine 6%. Ilmastikutundlik on 77% keskpingevõrgust. Madalpingevõrgu osas on olukord parem, õhukaabelliinid ja maakaabelliinid moodustavad kokku 53% võrgust ja paljasjuhtmetega õhuliinid 47% võrgust, kuid varustuskindluse näitajate seisukohalt omab keskpinge võrgukooslus suuremat rolli.

**Tabel 2.5.3 Kliendikesksed varustuskindlusnäitajad vastavalt varustuskindluse piirkonnale Elektrilevi OÜ näitel aastal 2012 [2]**

	Piirkond	Ülitihe	Tihe	Kesktihe	Haja	Kokku
Piirid	klienti·GWh/km <sup>4</sup>	≥400000	2000<...≤400000	≤1...<2000	<1	
Kliendikatkestuste arv (2012)	tk	18 191	248 208	611 389	470 426	1 348 214
Kliendikatkestuste kogukestus (2012)	min	1 025 556	14 229 670	54 777 564	58 381 948	128 414 738
SAIFI	katkestust	0,367	0,834	2,907	5,652	2,104
SAIDI	min	21	48	260	701	200



**Joonis 2.5.9** Elektriliinide kooslus erinevates varustuskindluse piirkondades Elektrilevi OÜ näitel [14]



**Joonis 2.5.10** Haja varustuskindluse piirkonna võrgukooslus [14]

## 2.6 Katkestuskulu maksumus

Võrguettevõtte ülesandeks on tagada tarbijatele töökindel elektrivarustus minimaalsete võimalike tariifide juures. Elektritoite katkemine on tarbijate jaoks seotud otseste majanduslike kahjudega (kauba riknemine, praagi tootmine). Neid kahjusi tuleb uue ja

olemasoleva võrgu planeerimisel hinnata vastavalt tarbijaklassile. On selge, et tootmisettevõtte jaoks on 2 tundi kestev elektrikatkestus kulukam kui kodutarbijale.

Seega elektrivõrgu töökindluse parendamisel tuleb hinnata investeeringukulu saadava potentsiaalse ühiskondliku tuluga. Arvestada tuleb, et töökindluse nivoo suurendamine ja hoidmine olemasoleval tasemel nõuab suurenevaid investeeringuid [1].

Töökindluse kulu */reliability cost/* on töökindluse suurendamiseks, hoidmiseks tehtud investeeringud, püsikulud, hädaabi tegevusega seotud kulud */emergency actions/* (et pehmedada süsteemiavariide tagajärgi kliendile) [1].

Töökindluse väärtuse */reliability worth/* on sotsiaalne tulu elektrivõrgule ja tarbijale, mis tuleneb paremast varustuskindluse tasemest. Ehk töökindluse väärtus iseloomustab kui palju muutub katkestuskulu võrreldes toitepidevuse nivooaga [1].

Katkestuskulu on võrgu või osa tema toitepiirkonda õhendatud klientide toitekatkestustest tingitud eeldatav aasta kogukulu. Katkestuskulu jaguneb nii võrguettevõtte kui kliendi vahel. Klientide katkestuskuluks *COC /costumer outage cost/* on katkestuskahjude aastane koguhulk rahalises väljenduses (andmata jäänud või riknenud toodang ja materjalid). Tuleb mõista, et alati ei saa varustuskindluse väärtust rahas mõõta, eriti juhtudel, kus ohtu võivad sattuda inimesed, inimeste mugavus või riiklikjulgeolek [1].

Katkestuskulu hinda on analüüsitud Eestis 2004. aastal, mil arvatati toitekatkestuste tõttu tarbijale andmata jäänud energiaühiku ja katkestatud võimsusühiku keskmised hinnad 2002-2004 aasta lõikes nii tarbimise sektorite kaupa kui riigis terviklikult.

Katkestatud võimsusühiku hind *CD / cost of interrupted demand/* on keskmine tarbijatele toitekatkestuse tulemusel tekitatud kahju katkestatud või eeldatavalt katkestatava koormusvõimsuse ühe kilovati kohta [1].

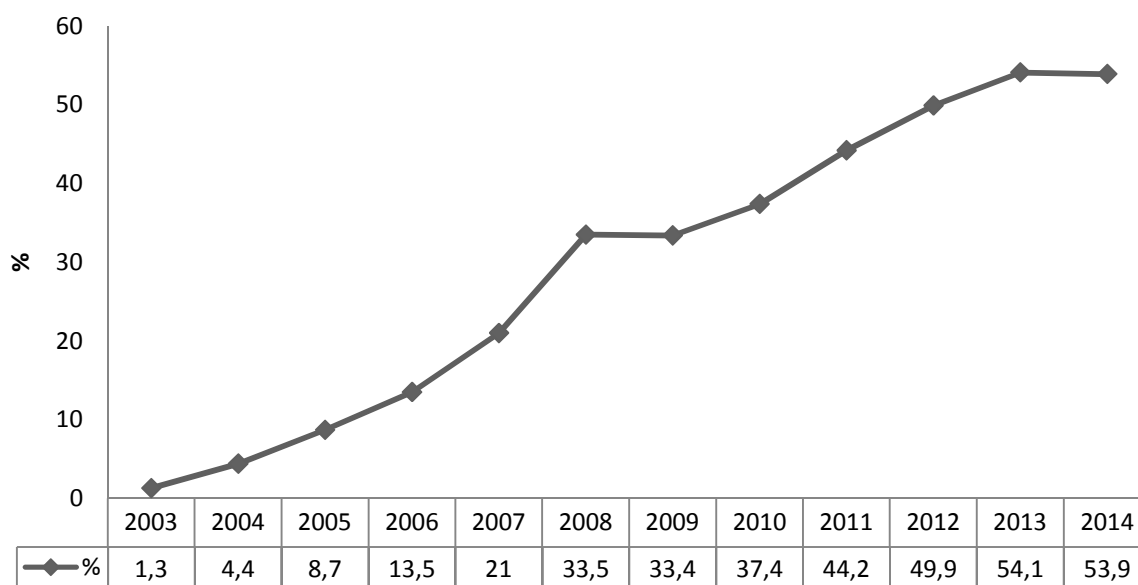
Andmata energia hind *CENS /Cost of energy not supplied/* on andmata energiaühiku hind leituna tavalise keskmisena üle võimalike katkestuste vahemiku- kasutatakse, kui puudub informatsioon katkestuskestuste tõenäosuste kohta ja eeldatakse nende ühtlast jaotust üle vaadeldava kestuste vahemiku [1].

**Tabel 2.6.1 Andmata energia ühiku ja katkestatud võimsusühiku hinnad aastal 2004 [14]**

Tarbijagrupp	Andmata energiaühiku hind CENS, kr/kWh	Katkestatud võimsusühiku hind CD, kr/kWh
Tööstustarbijad	39,78	13,30
Teenindustarbijad	56,21	3,53

Põllumajandustarbijad	37,01	3,10
Kodutarbijad	36,70	3,50
Kogu riik	43,34	7,22

Tabelis 2.6.1 väljatoodud väärtused ei kajasta kõige paremini andmata energiaühiku hinda tänapäeval, sest raha väärtus ajajooksul muutub. Lähiaastatel pole uut hinnangut läbi viidud, mistõttu tulemuste kaasajastamiseks tuleb arvestada majanduse arenguga. Üheks teguriks, millega saab 2004. aasta uuringu tulemusi korrigeerida, on tarbijahinnaindeks. Tarbijahinnaindeks iseloomustab tarbekaupade ja tasuliste teenuste hindade muutust.



### Joonis 2.6.1 Tarbijahinnaindeksi muutus aastatel 2002-2014 [5]

Tabelis 2.6.2 on eelpool toodud andmata energiaühiku ja katkestatud võimsusühiku hinnad tarbijahinnaindeksiga korrigeeritud. Hinnad on arvutatud ümber eurodesse (1 EUR=15,64664 kr)

**Tabel 2.6.2 Tarbijahinnaindeksiga korrigeeritud andmata energia ühiku ja katkestatud võimsusühiku hinnad**

Tarbijagrupp	Andmata energiaühiku hind CENS, €/kWh	Katkestatud võimsusühiku hind CD, €/kWh
Tööstustarbijad	3,91	1,31
Teenindustarbijad	5,53	0,35
Põllumajandustarbijad	3,64	0,30
Kodutarbijad	3,61	0,34
Kogu riik	4,26	0,71

Andmata energiaühiku hinda on mõistlik hinnata ka SKP alusel. Sellel lähenemisel leitakse katkestuse tagajärjel andmata kWh hind sektori aastase SKP ja aastase elektritarbimise suhtena (€/kWh). Tarbimissektori andmata kWh hind  $CENS$  avaldub kui,

$$CENS_i = \frac{SKP_i}{A_i} \quad (2.6.1)$$

kus  $SKP_i$ - aastane lisandväärtus  $i$ -ndas tarbimissektoris

$A_i$ - aastane elektrienergia tarbimine  $i$ -ndas tarbimissektoris [13]

Tabelis 2.6.3 on arvutatud  $CENS$  lähtuvalt 2013. aasta elektritarbimisest ja sektori lisandväärtusest. Lähteandmed pärinevad Eesti statistikaametist [5].

**Tabel 2.6.3 Tarbimissektorite  $CENS$  hinnangud sektori SKP alusel**

Tarbimissektor	Lisandväärtus, M€	Lõpptarbimine, GWh	$CENS_i$ €/kWh
Põllumajandus, metsamajandus ja kalapüük	589,53	206	2,86
Tööstus ja ehitus	4748,38	4131	1,15
Teenused*	11066,32	2583	4,28
Kokku	16404,23	6920	2,37

Kodutarbimise katkestuse tõttu edastamata kWh maksumuse hindamisel tuleb lähtuda kodutarbija keskmisest sissetulekust:

$$CENS = \frac{ST}{A} \quad (2.6.2)$$

kus  $ST$  - leibkonnaliikme keskmine netosissetulek aastas, €

$A$  - leibkonnaliikme keskmine elektritarbimine aastas, kWh

Eesti Statistikaameti andmetel oli 2011. aasta leibkonnaliikme keskmine netosissetulek 7129,8€. Leibkonnaliikme keskmine elektritarbimine kodumajapidamises 2011. aastal moodustas 1506 kWh [21].

Katkestuse tagajärjel andmata kWh  $CENS = 7129,8 / 1506 = 4,73 \text{€} / \text{kWh}$  [13]

Mõnel juhul tehakse lihtsustavaid eeldusi ning tuginetakse ainult vaba aja kaole. See lähenemine põhineb eeldusel, et töötamise ja vaba aja veetmise marginaalväärtused on võrdsed, kuna klient valib teatud tasakaalu töö- ja vaba aja vahel Arvestatakse reaalseid kaotusi ja tegemata koduseid toiminguid, rakendatakse ka miniküsitlusi ja vestlusi tarbijatega.

Selline lähenemine kaldub katkestuskulusi ülehindama, kusjuures vaba aja väärtuse hindamine töötasuga võrdselt on raskesti põhjendatav. Alternatiiviks on veel katkestuskahju hinnangu tuletamine elektritariifidest (kliendi maksmisvalmiduse alumine piir tuletatakse tariifstruktuurist, ülemine piir põhineb reservjaama maksumusel), katkestuse ajal mittekasutatavate elektritarvitite tunnistest amortisatsioonimääradest jms [1].

Peale rikkeliste katkestuste toimuvad elektrivõrgus ka plaanilised katkestused, mis on vajalikud elektrivõrgu hooldamiseks ja uue võrgu ehitamiseks. Elektrilevi katkestuste statistika kohaselt moodustavad püsikatkestuste koguarvust keskpingevõrkudes ligi 1/3 plaanilised katkestused (2012 aastal vastavalt 22522 ja 5450). Seetõttu tuleb katkestuskulu arvutustes arvestada ka plaanilistest katkestustest tingitud kahjumit. Mõningate hinnangute kohaselt moodustab see ca kümnendiku sundkatkestuste kahjumist. Eesti tingimustele vastavad plaanilistest katkestustest tingitud erikahjumite eksperthinnangud on toodud tabelites 2.6.4 ja 2.6.5 [13].

**Tabel 2.6.4 Katkestuskahjude erinääitajad majandussektorite ja katkestuste iseloomu arvestades [13]**

	Sundkatkestus		Plaaniline katkestus		Kiirtaaslülitus	Viittaaslülitus
	CD, €/kW	CENS, €/kWh	CD, €/kW	CENS, €/kWh	CD, €/kW	CENS, €/kWh
Tööstus	2,30	15,80	1,10	7,00	0,08	0,30
Põllumajandus	0,50	12,30	0,23	5,00	0,20	0,40
Äri ja avalik sektor	2,00	20,40	0,20	15,00	1,00	1,80
Kodutarbimine	0,50	5,80	0,10	2,20	0,10	0,40
Riigi keskmine	1,80	16,00	0,90	9,50	0,50	0,80

**Tabel 2.6.5 Katkestuskahju näitajad vastavalt varustuskindluse piirkondadele [13]**

Piirkond		Ülitihe	Tihe	Kesktihe	Haja	Keskmine
CENSsund	€/kWh	13,52	15,33	14,40	8,75	14,57
CENSpl	€/kWh	8,92	10,31	9,15	4,25	9,52
CDsund	€/kW	1,30	1,53	1,45	0,79	1,45
CDpl	€/kW	0,17	0,22	0,28	0,19	0,24

Tabelis 2.6.6 on toodud Klientide aastase katkestuskulu hinnang Elektrilevi OÜ võrgu näitel. Kogu katkestustest tingitud kulu oli 27,7 miljonit eurot, aga kesktihe varustuspiirkonnas

tekitatud kahju moodustas 67% kogu võrgu katkestuskulust. Tegelikud kulud on isegi suuremad, sest arvestatud pole planeeritud katkestustest tingitud katkestuskulu.

### **2.6.6 Klientide aastase katkestuskulu hinnang Elektrilevi OÜ näitel [13]**

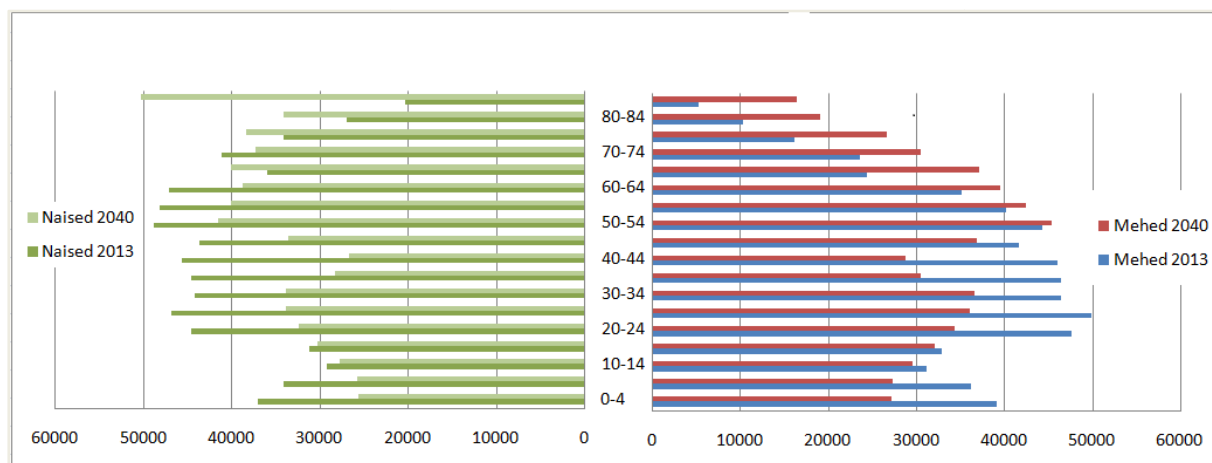
<b>Piirkond</b>		<b>Ülitihed</b>	<b>Tihed</b>	<b>Kesktihed</b>	<b>Hajad</b>	<b>Kokku</b>
Keskmisele kliendile andmata energia	kWh/kl	0,28	1,09	6,1	4,91	3,95
Klientidele andmata energia	MWh/a	16,55	330,29	1280,61	409,13	2585,14
Klientide katkestatud võimsus	MW/a	2,52	163,18	81,74	1,21	600,44
Katkestuskulu andmata energiast	M€/a	0,22	5,06	18,45	3,58	27,31
Katkestuskulu katkestatud võimsusest	M€/a	0,0033	0,25	0,12	0,001	0,37
<b>Katkestuskulu kokku</b>	<b>M€/a</b>	<b>0,2</b>	<b>5,3</b>	<b>18,6</b>	<b>3,6</b>	<b>27,7</b>



## 3 Varustuskindluse tulevikuprognosisid:

### 3.1 Eesti asustatus ja rahvastiku koosseis lähitulevikus

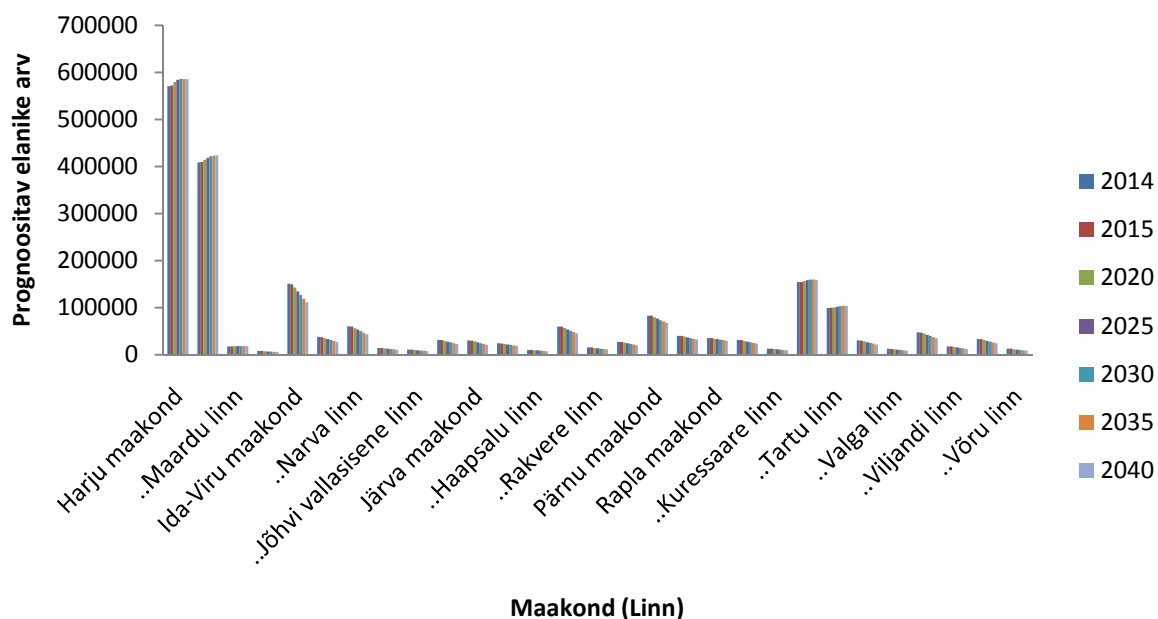
Pärast Eesti taasiseseisvumist on riigi demograafiat iseloomustanud negatiivne iive, rahvastiku vananemine ning väljaränne. Prognosisid näitavad, et Eesti rahvastiku vananemine ning rahvaarvu vähenemine on vältimatu protsess. 2014. aastal koostatud rahvastikuprognosisi kohaselt 2040. aastaks rahvastiku soo-vanuskooseeis muutub. Prognosisi kohaselt on oodata alla 15- aastaste osatähtsuse vähenemist 15,5%-lt 13,6%-ni ning ülalpeetavate (laste ja vanaduspensionialiste) määrade suurenemist 50,9%-lt 70,2%-ni. Vanemaaliste osatähtsuse suurenemine rahvastikus on madalaim Tallinnas, Tartus ja Pärnus, kus on sisserändes ülekaalus nooremad vanuserühmad [22].



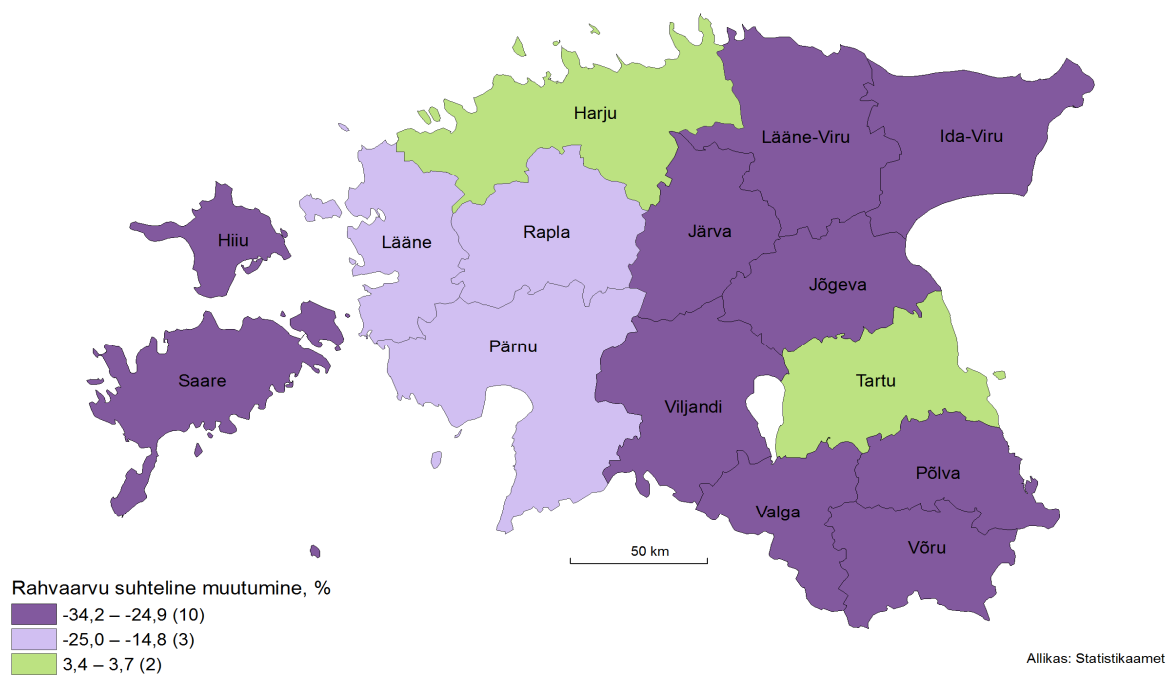
#### Joonis 3.1.1 Rahvastikupüramiidid 2013 ja 2040 [23]

Tulevikus on oodata linnastumise jätkumist, kusjuures rändesuunad on seotud inimese elutsükliga: noored liiguvad suurtesse linnadesse, lastega pered eeslinnadesse ja vanemad tööealised ning pensionärid maale. Tallinna ja Tartu, vähemal määral Pärnu ja Ida-Viru linnade elanikkonna suurenemise (aeglasema vähenemise) tagavad kõrgkoolid ja teadmispõhise majandusega seotud töökohtade kasv. Maapiirkondade looduslähedus võib osutada atraktiivseks teatud hulgale inimestest teistest riikidest. Enamuse maakonnakeskuste ja väikelinnade madal- ja kesktehnoloogiline tööstuslikbaas jääb tugeva üleilmse, eeskätt Aasiast pärineva, konkurentsivõime alla. See võib põhjustada raskusi tervetele maakondadele, kuna need keskused kindlustavad suure osa toimepiirkondade töökohtadest, mistõttu maakonnakeskuste ja väikelinnade majanduslik tähtsus mõnevõrra väheneb. Teeninduskeskustena nende roll ilmselt ei muutu, kui suudetakse hoida teenuste kvaliteeti ja paljusust. Joonisel 3.1.2 on kujutatud prognoositavat rahvaarvu muutust suuremates linnades

ja maakondades aastatel 2014-2040. Rahvaarvu suhtelist muutust aastatel 2014-2040 kujutab joonis 3.1.3 [22]



### 3.1.2 Eesti maakondade prognoositav rahvaarvu muutus aastatel 2014-2040 [23]

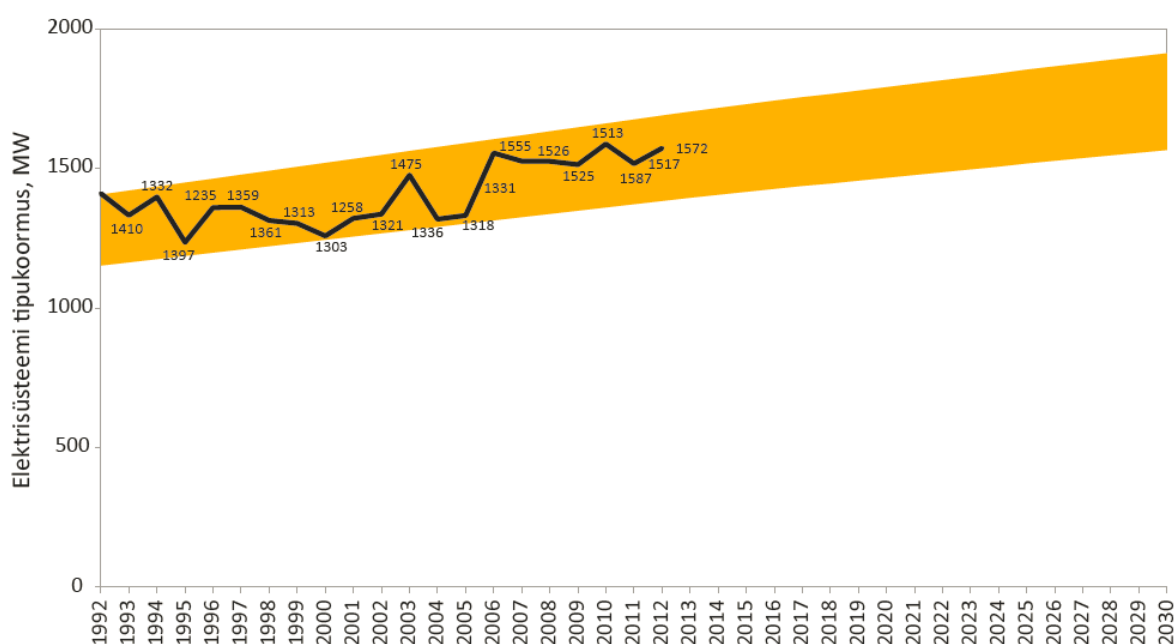


### 3.1.3 Eesti rahvaarvu suhteline muutumine protsentides aastatel 2014-2040 [23]

## 3.2 Elektri tarbimine ja tootmine

### 3.2.1 Elektritarbimise prognoosid

Tabelis 1.2.1 väljatoodud Eleringi põhivõrku sisenenud sisemaiseks tarbimiseks mõeldud energiat hinnates on näha, et alates 2009. aastast on tarbimine suurenenud. Hoolimata eelmises punktis prognoositud rahvastikuarvu vähenemisest on Eleringi eeldatava stsenaariumi kohaselt Eestis elektritarbimise kasv järgmise 15 aasta jooksul keskmiselt 1,2% aastas, mis on samal tasemel Euroopa Liidule prognoositud keskmise kasvuga (0,4...1%). Prognoosi kohaselt on aastaks 2030 Eesti eeldatav elektrienergia tarbimine 10 TWh ja tipukoormus 1683 MW [2].



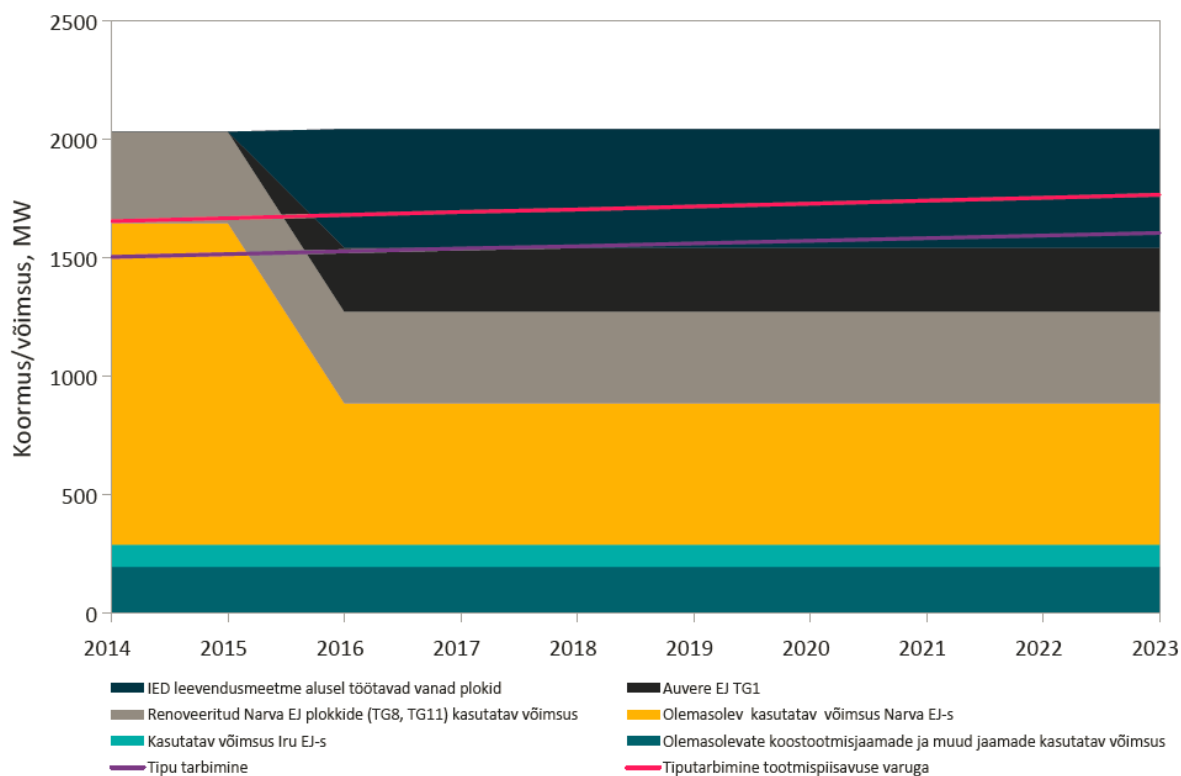
#### **Joonis 3.2.1 Eesti elektrisüsteemi tipukoormuste statistika ja prognoos aastani 2030 [2]**

Antud prognoosis ei ole arvestatud võimalike suurtarbijate liitumisi, sest tarbimist mõjutavate tarbijate võrguga liitumine on võrdlemisi erakordne sündmus. 2013. aasta alguses Eleringi poolt läbiviidud suurtarbijate küsitluses uuriti nende 5-15 aasta prognoose tarbimisvõimsuste suurenemise osas. Selgus, et uute tarbimisvõimsuste liitumine sõltub Eesti majanduse käekäigust, millest lähtuvalt tehakse laienemis- ja investeerimisotsuseid. Lähiaja liitujatest tõenäolisemad tööstussektoris on põlevkiviõli tootmistehased Ida-Virumaal. Hinnangute alusel võib 2016. aastast lisanduda täiendavalt 300 GWh tarbimist uutest õlitechastest. Optimistlikumate väljavaadete kohaselt võiks ka õli rafineerimistehaste tarbimise kasv olla samas suurusjärgus. Hetkel Eleringi võrku ühendatud klientidel, kes ei ole jaotusvõrgu-ettevõtjad, on näha tarbimispotentsiaali kuni 150MW. Jaotusvõrkude tarbimisvõimsuse

kogunõudlus aastani 2019 jääb vahemikku 1650-1763MW. Tarbimisvõimsuse hulka tuleb arvestada ka süsteemi võimsuskaod, mis võivad aastaks 2020. tõusta 150 MW-ni [16].

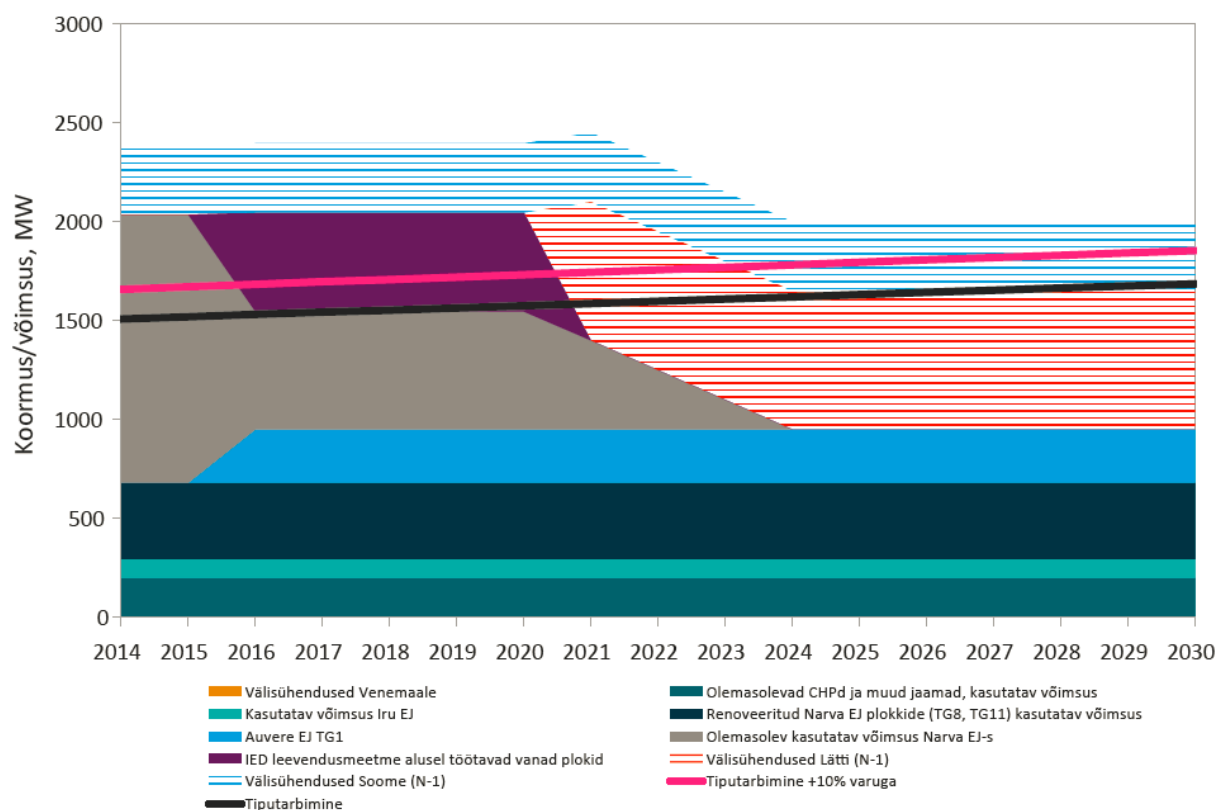
### 3.2.2 Elektri tootmise väljavaated Eestis aastani 2050

Seoses Euroopa Liidu sooviga vähendada fossiilsete kütuste osakaalu ja karmistuvate keskkonnanõuetega on lähitulevikus, aastatel 2016-2024, oodata Tabelis 1.1.1 väljatoodud tootmisvõimsuste vähenemist 939MW võrra. Vanad energiaplokkid lähevad sulgemisele, sest nende töötamisel tekivad heitmed (lämmastikuühendid, väävliühendid, peenosakesed jms) ei vasta kehtivatele keskkonnanõuetele. Siiski on lubatud kasutada vanu renoveerimata ja väävli puhastusseadmeteta energiaplokke ajavahemikul 1. jaanuar kuni 31. detsember 2023 summaarselt 17500 töötundi [2].



**Joonis 3.2.2 Kasutatavad tootmisvõimsused koos tipunõudluse eeldatava prognoosiga aastatel 2014-2023 [2]**

Joonisel 3.2.2 on väljatoodud kasutuses olevad tootmisvõimsused koos eeldatava tipunõudlusega 2023. aastani. Hetkel teadaoleva info suletakse 2024. aastal Eesti elektri jaamas 489 MW jagu energiaplokke ja Balti elektri jaamas 130 MW energiaplokk. 2015-2016 on lisandumas uusi tootmisvõimsusi 316,5 MW ulatuses. 2023. aastani on tarbimisnõudluse katmiseks vajalik tootmisvaru Eestis piisav ka erakordselt külmade talvede tipukoormuse katmiseks.



**Joonis 3.2.3. Teadaolevate kasutatavate tootmisvõimsuste koosseis aastani 2030 arvestades kiire sulgemisgraafikuga ning Eesti elektrienergiaga varustuskindlus N-1-1 olukorras [2]**

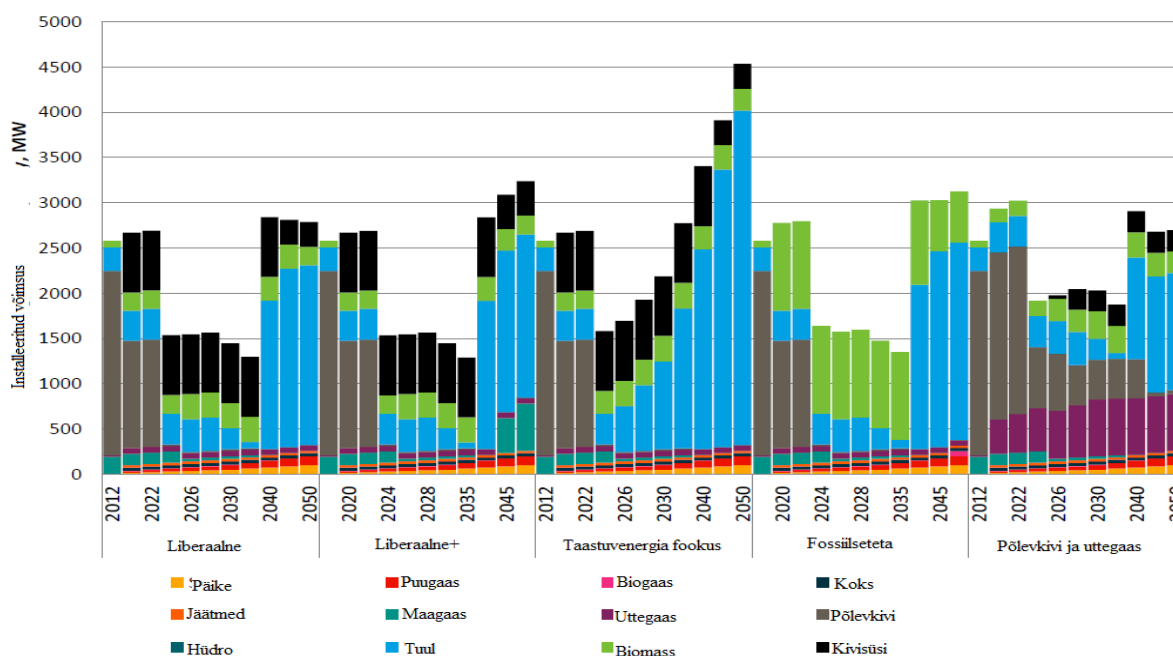
Aastal 2030 on Eestil praeguste plaanide järgi üle 2000 MW välisühendusi (Lisaks Estlink 1 ja Estlink 2-le on arvestatud Eesti-Läti ülekandeliiniga, mille valmimine on 2020. aastal). See tähendab suuremat impordivõimekust kui on antud perioodiks prognoositav Eesti tiputarbimine. Prognooside kohaselt on 2030. aastal Eesti süsteemi kaks suurimat elementi EstLink 2 ning üks Eesti-Läti ülekandeliinidest. *N-1-1* avariiolekorras väheneb Eesti välisühenduste võimsus ja impordivõime 1100 MW-ni -Lätist 750 MW ning Soomest 350 MW. Selles olukorras on varustuskindlus samuti tagatud kogu vaadeldaval perioodil ning on tagatud ka 10% varu tarbimise kiirema kasvu rahuldamiseks. Eesti varustuskindlust *N-1-1* olukorras kirjeldab joonis 3.2.3 [2] 2030. aasta stsenaarium satub vastuollu kehtiva Eesti Võrgueeskirjaga, kus §13<sup>2</sup> kohustab süsteemihaldurit tagama süsteemiipiisavuse varu, mis ei ole väiksem 110% päevasest maksimaalsest ehk tiputarbimisest.

Eesti võimalike elektrienergia tootmisvõimalusi analüüsiti 2014. aastal valminud raportis *Estonian Long-Term Power Scenarios*. Raportis keskenduti viiele elektritootmise tuleviku stsenaariumile ning anti hinnang Eesti varustuskindluse perspektiivile ja potentsiaalselt vajalikele elektritootmisvõimsustele [2].

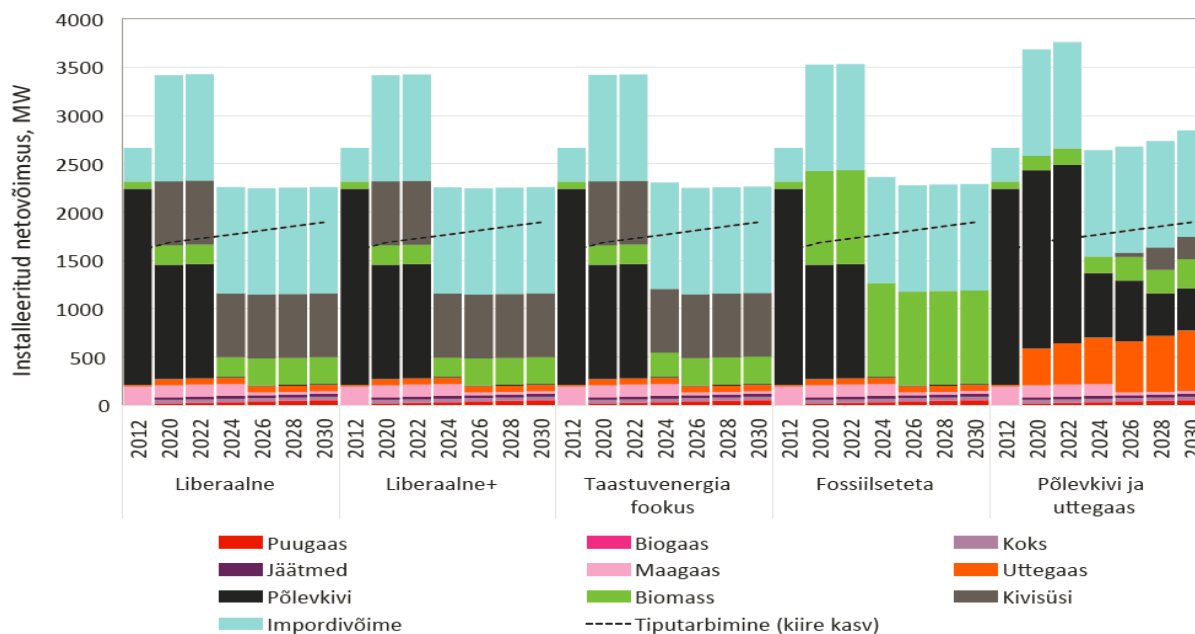
Liberaalne stsenaarium on baasjuhtumiks turupõhisele elektrisektorile. Eesmärgiks on ilma subsideerimisteta tagada elektritarbimise nõudlus. Liberaalne+ võtab analüüsi alla situatsiooni, kus Eesti riigil on kehtestatud riigisisesed varustuskindluse ja energiajulgeoleku nõuded elektrisektorile. Tingimuseks on elektrienergiaga varustamine *N-1-1* häiringu korral. Taastuvenergia stsenaariumis on seatud eesmärgid rohelise energia osakaalule riiklikust lõpptarbimisest. 2050. aastaks peab 100% siseriiklikust tarbimisest olema kaetud taastuvenergiaallikatega. Fossiilkütustega stsenaariumis keelatakse kõikidest fossiilkütustest (va turvas ja jäätmel) elektrienergia tootmine, mis kujutab endast olemasolevate elektrijaamade sulgemist ja uutesse jaamadesse mitte investeerimist. Antud stsenaariumi eesmärk on illustreerida radikaalset fossiilkütustest loobumist Eestis. Põlevkivi ja uttegaasi stsenaariumis vähendatakse järk-järguliselt põlevkivi osakaalu elektritootmises. Eeldatakse, et põlevkivi leiab kasutust põlevkiviõlitööstuses, kus kõrvalsaaduseks on uttegaas, mida on võimalik elektritootmises kasutada. Uttegaas on sarnane maagaasile ning teda saab põletada gaasigeneraatorites [24].

Joonisel 3.2.4 on kujutatud viie stsenaariumi (Liberaalne, Liberaalne+, Taastuvenergia fookus, Fossiilkütusteta, Põlevkivi ja uttegaas) tootmisvõimsusi. Arvesse on võetud olemasolevad elektrijaamad ning potentsiaalselt võimalikud turupõhised uued investeeringud vastavalt stsenaariumi lähteandmetele. Neljas esimeses stsenaariumis eeldatakse kolme Narva keevkihtploki ümberehitust biomassi või kivisöe kasutamiseks. Eeldatud on, et põlevkivi kasutamisega õlitööstuses muutub kivisöe ja biomassi kasutamine odavamaks kui põlevkivi [24]. Tulevikus ei arvestata uute põlevkivi kasutavate elektrijaamade ehitamisega, sest tulenevalt naftahindade prognoosidest ning keskkonnapoliitkast, on eeldatavasti põlevkivi kasulikum tulevikus kasutada õlitootmises, sest põlevkivil on õlitootmises kõrgem väärtus ning elektritootmine ei suuda turu tingimustes põlevkivi ressursi kätte saamisel konkureerida [24]. Põlevkiviõli tootjate plaanide järgi võiks kogu aastas kaevandatava põlevkivi ära kasutada õlitootmises juba 2025. aastal ning see avaks võimaluse elektritootmiseks õlitootmise kõrvalsaadusest, uttegaasist, luues omakorda võimalused tulevikus elektriekspordiks. Õlitootmisest üle jäävast uttegaasist võiks saada suurusjärgus kuus teravatt-tundi elektrit aastas, mille marginaalkulu peaks olema väga madal ja seega selliste jaamade konkurentsivõime integreeritud Euroopa Liidu siseturul hea [2]. Kõige rohkem potentsiaali Eestis elektrienergia tootmiseks tarbijale vastuvõetava hinnaga on tuuleelektrijaamadel ja biomassi kasutavatel elektrijaamadel. Tuuleenergeetikale on iseloomulik tootmismahu muutlikkus, mis ei kattu alati tarbimise muutlikkusega, kuid Eesti hea tuulepotentsiaali tõttu

jätub lähitulevikus tõenäoliselt jõuline arendustöö, mis võib kaasata eeldatavasti ka merealad. Meretuulikuparkide rajamiseks sobib Eesti läänepoolne rannikumeri. Looduslike tingimuste ja riigikaitseliste vajaduste tõttu ei sobi tuulikuparkide rajamiseks Eesti põhjapoolne rannikumeri, Peipsi järv ega Võrtsjärv [22, 24]



**Joonis 3.2.4** *Installeeritud elektritootmisvõimsused Eestis viie erineva stsenaariumi korral [24]*



**Joonis 3.2.5** *Installeeritud netovõimsus viie stsenaariumikorral koos impordivõimega [24]*

Jooniselt 3.2.5 on näha, et *N-1-1* kriteerium on täidetud kõigi stsenaariumite korral. Tuleb tõdeda, et pärast 2023. aastat muutub varustuskindluse seisukohalt eriti oluliseks piisava

impordivõime omamine, sest stsenaariumite põhjal lisanduvate tuuleparkide elektritootmine on stohhastilise iseloomuga. Seetõttu tuleb tulevikus Eesti varustuskindlust jälgida regionaalsel tasandil, sest 110% kodumaiste tarbimisvõimsuste säilitamine peale 2024. aastat lisab iga tarbitava megavatt-tunni hinnale 6 eurot [24]. Tabelis 3.2.1 lähtub, et viie stsenaariumi korral suurim elektritootmiskulu aastatel 2015-2030 on taastuenergia fookus stsenaariumiga. Olgugi, et Põlevkivi ja uttegaasi investeeringukulud on madalamad kui taastuenergia stsenaariumil, võrdsustub summaarne kulu aastaks 2050. Eelduseks on võetud, et CO<sub>2</sub> hind aastal 2030.a. on 24,75 €/t ja aastaks 2050 45 €/t. Liberaalne+ stsenaarium arvestab, et häiringukindluse *N-1-1* nõue täidetakse süsteemi gaasiturbiinide lisamise teel. Tegelikuses on küllaltki raske prognoosida CO<sub>2</sub> hinda nii pikaks ajaperioodiks ning sellest lähtuvalt teha põhjanevaid järeldusi, sest CO<sub>2</sub> sõltub suuresti Euroopa Liidu majanduspoliitilistest otsustest. Kindel on see, et lähteandmete põhjal tagavad kõik stsenaariumid varustuskindluse ja energiajulgeoleku nõudeid. Erinevus seiseb vaid siseriiklikult installeeritud tootmiseadmetes ja selles kui suurel määral on elektritootmiseadmete toodangust igal ajahetkel kättesaadav [25].

**Tabel 3.2.1 Viie tootmisstsenaariumi korral saavutatavad CO<sub>2</sub> emissioonid ja vajalikud investeeringute mahud [24,25]**

Tõhususe näitajad 2030	Liberaalne	Liberaalne+	Taastuenergia fookus	Fossiilkütusteta	Põlevkivi ja uttegaas
Elektri lõpptarbimine TWh	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89
CO <sub>2</sub> emissioon 2012 vs 2030 tuh. Tonni	2012.a 13111 2030.a 3904	2012.a 13111 2030.a 3907	2012.a 13111 2030.a 3873	2012.a 13111 2030.a 105	2012.a 13111 2030.a 4509
Fossiilkütuste tarbimine PJ 2012 vs 2030	2012.a 128,9 2030.a 42,9	2012.a 128,9 2030.a 42,9	2012.a 128,9 2030.a 42,48	2012.a 128,9 2030.a 0	2012.a 128,9 2030.a 63,6
Taastuvate energiaallikate tarbimine PJ 2012 vs 2030	2012.a 7,11 2030.a 21,14	2012.a 7,11 2030.a 21,14	2012.a 7,11 2030.a 21,42	2012.a 7,11 2030.a 54,4	2012.a 7,11 2030.a 18,65
Elektri tootmiskulu kokku 2015-2030 M€	6890	6895	8907	6075	9929
Investeeringud M€	2030.a 568 2050.a. 2943	2030.a 1091 2050.a. 3263	2030.a 1663 2050.a. 4768	2030.a 689 2050.a. 3771	2030.a 478 2050.a. 1975



Investeeringute % 2015-2030.a tootmiskuludest	8,2	15,8	18,6	11,3	4,8
Maksumus kokku M€	7458	7986	10570	6764	10407
Ühikmaksumus (investeering) €/TWh/a 2030.a	4,34	8,31	12,67	5,25	3,64
Elektrihind NPS /MWh	66,6	66,62	66,41	66,72	66,43
Toodang Eestis TWh	7,185	7,1879	9,3145	6,323	10,3827

### 3.3 Põhivõrgu arenguprognosisid

Ajalooliselt on Eesti ja Baltikumi elektrivõrgu areng olnud tugevasti mõjutatud Venemaa elektrisüsteemi arengutest ja vajadustest. Tugevate põhja-lõuna suunaliste 750 kV elektrivõrgu ühenduste katkemise korral Venemaa sisemaal pidi Baltimaade 330 kV võrk tagama elektrivõrgu talitluskindluse ja elektrisüsteemi terviklikkuse säilimise [16].

Ka tänapäeval võivad suured eabilansid Venemaa põhja ja lõuna osade vahel põhjustada Baltimaade elektrivõrkude 330 kV koormumist, jättes vähem vaba ruumi elektrituru osalistele ning naabritega kauplemiseks. Selliste probleemide ära hoidmiseks on süsteemide vahel sõlmitud kokkulepped, mis hoiavad süsteemid balansis ning tagavad ka piisavad ülekandevõimsused naaberriikide vahel [16].

Kui varasemalt juhtis ühendussüsteemi Venemaa, siis tänapäeval on kõik ühendelektisüsteemi osapooled iseseisvad ning planeerivad oma talitlusrežiimid üksteisega arvestades, kuid sellest hoolimata võib Venemaa elektrisüsteemis toimuv režiimimuutus mõju avaldada ka Eesti elektrivõrgule. Lähiajal ja kaugemas tulevikus on Venemaal kavas investeerida Põhja- ja Lõuna-Venemaa vahelistesse elektri ülekandeliinidesse ning seeläbi suurendada oma varustuskindlust mistahes olulise 750 kV ülekandeliini väljalülitumise korral. Selle tulemusena peaks vähenema Eesti ja Baltimaade elektrivõrgu olulisus Venemaa süsteemi jaoks, aga samamoodi peaksid vähenema ka Venemaa elektrisüsteemis toimivate režiimimuutuste otsene mõju Baltimaadele. Kokkuvõttes võib öelda, et Eesti elektriülekandevõrgu rõhuasetus on suures plaanis muutumas. 2012. aastal välja antud ENSTO-E kümne aasta arengukavas on kirjas, et üheks prioriteetseks elektrivõrgu arengusuunaks on Põhjamaade ja Mandri-Euroopa vaheliste liinikoridoride tugevdamine ja läbilaskevõimete suurendamine. See tuleneb turu vajadustest ülekanda üha suuremaid

võimsusi seoses mahukate taastuenergiaressursidega Põhja-Skandinaavias ning elektritootmise puudujäägiga Kesk-Euroopas. Seetõttu on väga oluliseks elektrikoridoriks kujunemas läbi Baltimaade kulgev ülekandevõrk [16].

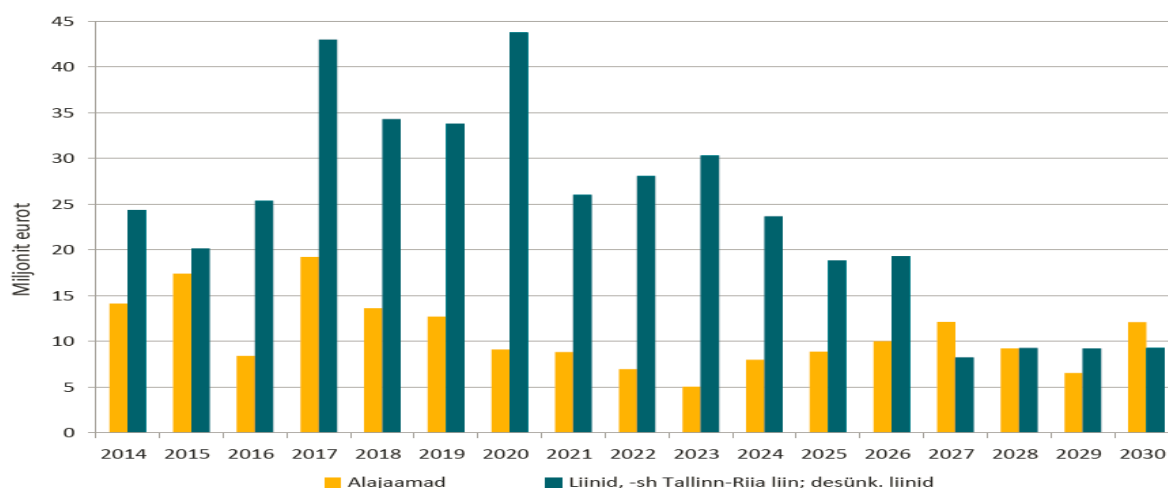
Elektrisüsteemi varustuskindluse tagamiseks on Elering tegelenud Eesti 110-330kV elektrisüsteemi arengukava koostamisega aastani 2030. Arvesse on võetud potentsiaalseid arenguvariante tulevikus, võimsusvoogude suundasi ning muid tegureid. Valminud on põhjalik raport analüüsima majanduslike ja organisatoorseid aspekte, mis on seotud Venemaa sünkroonaalast eraldumisega ning ühendamisega Mandri-Euroopa sünkroonalaga. Mandri-Euroopa sünkroonaalaga ühendamise eesmärgiks on suurendada integreerumist Euroopa elektrisüsteemidega, mis omakorda pakub Eesti tarbijatele suuremat varustuskindlust ning võimaldab energiatransiiti Põhja- ja Kesk-Euroopa vahel. Väga tähtis on omada tugevat võrguühendust nii naaberriikidega kui siseriiklikult, sest tugeva elektrivõrgu olemasolu on efektiivse ja kasumliku energiakaubanduse eelduseks, mis tagab lõpptarbijale soodsaima elektrienergia hinna [2].

Elektrivõrgu arenduse seisukohalt saab jagada planeeritavad arendused kaheks:

- 1) Olemasoleva elektrivõrgu kaasajastamine ja ülekandevõime suurendamine siseriikliku varustuskindluse tagamiseks
- 2) Investeeringud suurendamiseks riigiüleseid läbilaskevõimsusi ja integreerumine Mandri-Euroopa sünkroonalaga

Eelpool nimetatud kaht aspekti silmas pidades vajab olemasolev süsteemivõrk lähitulevikus suuremat uuenduskuuri. Selleks on Elering koostanud põhjaliku nimekirja rekonstrueermist vajavatest alajaamadest ja liinidest. Investeeringuobjektide valik põhineb peamiselt seadmete seisundite hindamisel. Selleks et, üht seadet poleks vaja mitmeid kordi ringi ehitada, arvestatakse lisaks käidutabeli pingereale veel teadaolevate liitumiste ning klientide paigaldiste suuremate ümberehituste plaanidega. Investeeringute eesmärkideks on suurendada varustuskindlust, tagada piisav läbilaskevõime koormuste kasvu tingimustes, pidurdada võrgu

vananemist ja suurendada Eesti elektrivõrgu sidusust välisvõrkudega [2].



**Joonis 3.3.1 Eleringi investeeringud alajaamadesse ja liinidesse (sh Tallinn-Riia liin, desünkroniseerimisega seotud liinid) 2014-2030 [2]**

### 3.3.1 Eesti põhivõrgu töö- ja häirekindluse parendamine.

Eesti suurimaks koormuskeskuseks on Tallinn, mille elektrienergia tarbimine oli 2,74 TWh, mis moodustas ligikaudu 31% kogu Eesti elektrienergia tarbest (8,79 TWh). Kogu Harjumaa elektrienergiatarve (3,55 TWh) moodustab aga 40,4% kogu Eesti elektrienergia tarbimisest. Suurem osa Tallinna ning selle lähiümbruse elektrivõrgust on lähenemas oma vanusepiirile või ei oma tulevikus piisavat läbilaskevõimet, talumaks koormust suuremate liinide väljalülitamise korral. Eeldatav Tallinna piirkonna põhivõrgu alajaamade summaarne tipukoormus jääb 2030. aastal 940-1390 MW piiridesse. 2010. aasta seisuga oli vastav näitaja 590 MW, seega 20 aastaga võib oodata selle piirkonna koormuste kahekordistumist [16].

Lisaks elektriliinidele on oma koormusmaksimumile lähenemas Tallinnat toitvate 330/110 kV alajaamade trafod. Vajalikuks võib osutada uue 330 kV alajaama ehitamine Tallinna lähedusse. Alternatiivina on võimalus olemasolevaid alajaamu rekonstrueerida ning uusi 330 kV jaotlaid ehitada, aga investeerimiskulude seisukohast pole erist vahet, kas laiendada olemasolevaid jaotlaid või ehitada uus alajaam. Siiski tasub arvestada, et uus alajaam on varustuskindluse seisukohalt parem. Seetõttu on planeeritud rajada Tallinna toiteks uus 330/110 kV Järveküla alajaam, mis ühendatakse 330 kV elektriliinidega Aruküla ja Kiisa 330 kV alajaamadega. Tänu Järveküla alajaamale tuleb 330 kV toide Tallinna tarbijale lähemale ning väheneb Kiisa alajaama koormus [2].

Analüüsimisel on elektrivõrgu konfiguratsiooni muutmine Kiisa, Harku ja Järve alajaamade vahel. Võimaliku lahendusena on Eleringil plaanis Laagri 110 kV alajaama asemele ehitada

Pääsi ja Kvartsi 110 kV alajaamad. Kiisa ja Järve alajaamad seotakse Kiisa-Topi-Pääsküla-Kvartsi- Järve 110 kV liiniga, mis lõigul Topi- Järve on kavandatud kaabelliiniga [2].

Harjumaal asuva Kose piirkonna koormuse kasvu tõttu on tekkinud vajadus ehitada uus Kose 110 kV alajaam. Elering ja Elektrilevi on kokkuleppinud olemasoleva Tapa-Aruküla 110 kV liini demonteerimise, mille asemele rajatakse 110 kV liin Kehra-Aegviidu-Tapa. Kose 110 kv alajaam ühendatakse 110 kV liiniga Kose-Kehra. Uuendamisele lähevad Raasiku ja Kehra alajaamas. Perspektiivis suureneva koormuse katmiseks on ettenähtud Aegviidu alajaama ehitamine [2].

Kirde- Eesti piirkonnas kasvavad üheaegselt nii tööstuslik energiatarbimine kui ka elektrienergia tootmine. Ajalooliselt on Kirde-Eestis elektrivõrk hästi arenenud, mistõttu ei ole probleem puudujäävast ülekandevõimsusest, kuid vaja on investeeringuid olemasolevate amortiseeruvate elektriliinide rekonstrueerimiseks. Samuti on vaja elektrivõrku kaasajastada ümberpaiknevate põlevkivitööstuste tarbeks. Olulisemad muutused Kirde- Eesti ülekandevõrgus on tingitud vanade põlevkivikaevanduste sulgemisest ja uute avamisest. Aidu-jaoskonna piirkonnas on plaanis sulgeda mitu olemasolevat alajaama ning ehitada uute kaevanduste lähedusse uued alajaamad. Kavas on Aidu, Jaoskonna 1-2, jaoskonna 3B ja Kiikla 110 kV alajaamade likvideerimine ja nendega seotud liinide ümberkonfigureerimine. Uuteks 110 kV alajaamadeks kujunevad Ojamaa ja Kiviõli alajaamad. Jõhvi linna elektrivarustuse ja võrgukadude vähendamise tagamiseks on plaanis loobuda vananenud 110 kV Oru alajaamast ning asendada see 110 kV Kotinuka alajaamaga.[2]

Kesk- ja Lõuna-Eesti keskuseks on ligikaudu 100 000 elanikuga Tartu linn, mis seisab sarnaste probleemide ees kui Tallinn. Tartu tarbimine 2013. aastal oli 391 GWh, mis moodustas 4,4% Eesti aasta tarbimisest. Tartu äärde tekkinud äärelinnaosade tõttu on muutunud õhuliini kaitsevööndite hooldamine keeruliseks, mistõttu on kavas Tartu linnasiseste õhuliinide (Emajõe,Tartu,Tööstuse ja Anne alajamade vahel) järkjärguline renoveerimine kaabelliinideks. Koormuse kasvu korral on tulevikus võimalik kuni nelja uue Eleringi 110 kV alajaama ehitus Tartus: Karlova, Kvissentali, Ihaste ja Lemmatsi. Olemasolevate 330/110 kV trafodele on plaanis lisada täiendav 330/110 kV trafo 110 kV toitevõimsuse suurendamiseks [2]. Seoses piirkonna koormuste suurenemise ja õhuliinide vanusepiiri lähenemisega, on aastaks 2030 kavas rekonstrueerida enamik õhuliine. Oluliseks probleemiks on seejuures vananenud ja liinide vähesest läbilaskevõimest tingitud pingeprobleemid pikkadel 110 kV ühendustel (Paide-Jõgeva ja Tartu-Elva-Tsirgulinna). Kavas on rekonstrueerida Paide-Koigi-Imavere-Põltsamaa-Põdra-Jõgeva alajaamade

vahelised 110kV õhuliinid, Tartu-Elva-Rõngu-Tõrva-Tsirguliina alajaamade vahelised 110 kV õhuliinid. Samaaegselt Tartu-Viljandi-Sindi 330/110 kV liini ehitusega uuendatakse ka antud trassil kulgevad 110 kV õhuliinid [2]. Lääne-Eesti seisukohalt tähtsaimaks arenduseks on saarte elektrivarustuskindluse tõstmine, mille esmaseks osaks on 110 kV kaabelliinide ehitamine Mandri-Eesti ja Muhu saare vahele. Hetkel toimub saarte elektrivarustus läbi Suures väinas paikneva kuu 35 kV merekaabli, mille probleemideks on väike läbilaskevõime ja suur rikkelisus. 110 kV kaabelliinide ehitamine Suurde väina tõstab tunduvalt saarte varustuskindlust ja toite kvaliteeti ning tagab piisava elektrivarustuse ka olukorras, kui üks kaabel on avarii tõttu välja lülitatud. Oluliseks planeeritud projektiks on Pärnu linna õhuliinide rekonstrueerimine suureneva koormuse vastuvõtmiseks ning Harku-Lihula Sindi 330/110 kV liini väljaehitamine, mis tõstab tunduvalt Lääne piirkonna energeetilist sidustust ülejäänud Eesti elektrisüsteemiga, sest antud arendus tooks 330kV võrgu ka Läänemaale [2]. Aastaks 2030 on plaanis kahe 110 kV merekaabli paigaldamine Suurde väina. Virtsu-Võiküla 110 kV merekaabel aastaks 2016 ja Tusti-Rõuste 110 kV merekaabel aastaks 2020. Sõltuvalt koormuskasvust ja majanduskonjunktuurist on võimalik täiendada Virtsu-Võiküla 110 kV merekaabli väljaehitamine aastaks 2030. Suurt riski elektrivarustuskindlusele kujutab Muhumaa ja Saaremaa vaheline kaheahelaline 110 kV elektriliin, mille masti purunemisel on võimalik päevi kestev elektrikatkestus Saaremaal ja Hiiumaal. Elering näeb ette ka Väikese väina tammil kulgevat tervet Saaremaad ja Hiiumaad toitva õhuliini kõrvale maakaabli paigaldust, kuna selle tamm on ekstreemsematele ilmastikunähtustele avatud, kuid remontbrigadidele ligipääsu suhtes keerulise asukohaga. Ühe variandina kaalutakse kaabelliini süvistamist Väikese väina tammi. Teine variant näeb ette ehitada Väikesesse väina merekaabel ning suunata see Muhu saarelt otse Orissaare alajaama. Plaanis on ka välja vahetada kõikide Saaremaa liinide juhtmed suurema ristlõikega juhtmete vastu [2].

Hiiumaa maksimaalne tarbimine on umbes 12 MW. Lähtudes koormuse optimistlikust prognoosist, tõuseb Hiiumaa koormus aastaks 2030 kuni 18 MW-ni ja saarte (Muhumaa, Saaremaa, Hiiumaa) summaarne koormus 73 MW-ni. Hiiumaa elektrivarustuse nõrkadeks kohtadeks on kaheahelalised 35 kV õhuliinid Leisi-Pamanna ja Emmaste-Käina-Kolga. Elektrivarustuse nn pudelikaelaks on Leisi 110/35/10 kV trafode võimsus ja 35 kV liinide läbilaske võime. Hiiumaa 35 kV liinid on heas seisukorras, aga liinide läbilaskevõime on väike. Pikas perspektiivis ehk aastani 2030 saab Hiiumaa 110 kV elektrivõrgu võimaliku arenguna välja tuua kaks varianti:

1) Saaremaa ja hiiumaa vahele ehitatakse lisaks olemasolevatele 35 kV kaabelliinidele ka 110 kV ülekandeliin Leisi-Käina-Kärdla

2) Mandri ja Hiiumaa vahele ehitatakse üks 110 kV kaabel, algusega Aulepa või Haapsalu alajaamast, koos ühe 110 kV alajaamaga Hiiumaal (Kärdla või Käina). Olemasoleva 35 kV võrgu rekonstrueerimise ja tugevdamisega on Eleringi hinnangul võimalik varustuskindlus tagada aastani 2025, kui koormus ei ületa varem 15 MW piiri. Pärast 2025. aastat sõltub koormuse kasvutempot, kas tuleb rajada ringtoide või piisab ainult Hiiumaa ja Saaremaa vahelise 110 kV liini rajamisest. Juhul kui Hiiumaa elektriline koormus ületab 25 MW, tuleb kindlasti kaaluda 110 kV ringtoite väljaehitamist, mille eeltingimuseks on Lääne-Eestit toitva 110 kV võrgu rekonstrueerimine [2]. Uuringu alusel kõige optimaalsemaks ja kasulikumaks lahenduseks on Saaremaa ja Hiiumaa vahele lisaks olemasolevatele 35 kV kaabelliinidele ka 110 kV elektriülekanali Leisi-Käina-Kärdla ehitamine. 110 kV liin ehitatakse käivnani, sh uus Pammana-Emmaste 35(110) kV merekaabelliin. Sellise süsteemi väljaehitamisel saavutatakse 110 kV olemasolu Hiiumaal kõige tihedamalt asustatud ning kõige kiiremini kasvava koormusega piirkonnas. Kuna 110 kV põhitoide viiakse Kärdla alajaama, paraneb oluliselt piirkonna pingekvaliteet ja vähenevad energiakaod. Samuti on selle variandi puhul tagatud suurem läbilaskevõime läbi 110 kV elektriliini kuni Hiiumaa suurima koormusega ning kiiremini kasvava piirkonnani välja, kus tarbitakse täna veidi üle poole kogu Hiiumaa tarbitavast võimsusest. Investeeringu maksumuseks on ligikaudu 23 435 000€ [26].

Eesti suuruselt neljanda linna, Pärnu, ja selle lähiümbruses, ei piisa lähitulevikus enam olemasolevate õhuliinide ülekandevõimsustest  $N-1$  olukorras. Probleemi lahendamiseks on plaanis rekonstrueerida kõik Sindi-Paikuse-Papiniidu-Metsakombinaadi-Sindi ringi õhuliinid. Märksa võimsamad õhuliinid tagavad Pärnu piirkonnale elektrivarustuskindluse ja energeetilise arenguvaru [2].

### **3.3.2 Investeringud Eesti põhivõrgu eraldumiseks Venemaa elektrisüsteemist**

Sünkroonühendamisel Mandri-Euroopaga kaob senine sünkroonühendus Venemaaga, mistõttu süsteemi lühisvõimsus Eestis väheneb. Seoses lühisvõimsuse vähenemisega suureneb oht elektrijaamade stabiilsuse kaotuseks, mille tagajärjeks võib olla kogu Eesti süsteemi kustumine. Lühisvõimsuse suurendamiseks on vaja vähendada süsteemi elektrilist takistust Eesti ja ülejäänud süsteemiosade vahel. Ainukeseks lahenduseks on täiendavate vahelduvvoolu elektriülekanaliinide ehitamine Eesti ja Kesk-Euroopa vahele. Eesti muutub

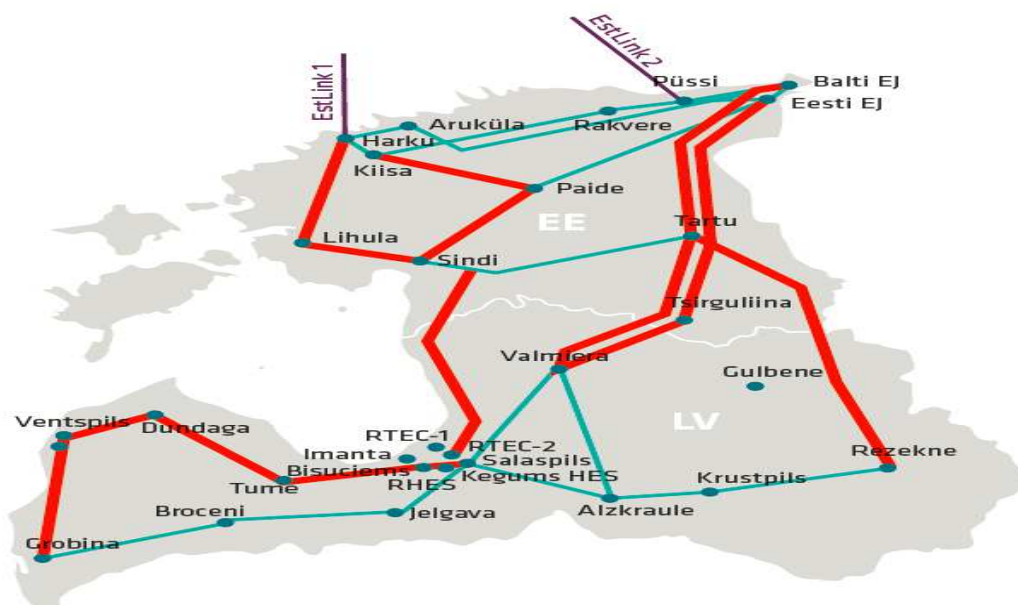
desünkroniseerimise tagajärjel kõige kaugemaks punktiks Balti riikides, mistõttu tekib nõ pudelikael Eesti ja Läti vahele [2].

Tallinn-Riia 330 kV ülekandeliin suurendab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust ning vähendab Euroopa Liidu liikmesriikide sõltuvust kolmandatest riikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaim tarnija ning tootjal teha pakkumisi suuremal avatud turul, mis peaks kutsuma investoreid rajama uusi tootmisvõimsusi Baltimaadesse. Hetkel on Eesti ja Läti vaheline ülekandevõimsus umbes 750 MW. Koos planeeritava uue 330 kV ühendusega on seda võimalik suurendada ca 1200 MW-ni. Eesti-Läti kolmas ühendus on mõeldud ühendama Harku, Lihula, Sindi, Kilingi-Nõmme ja TEC2 330 kV alajaamu. Kuid seejuures tuleb arvestada ka eelpool kirjeldatud riigisisese ülekandevõrgu rekonstrueerimisega. 1000 MW juures muutub pudelikaelaks Paide-Sindi 330kV õhuliin, mis tuleb maksimaalse ülekandevõimsuse suurendamiseks rekonstrueerida vastavalt tänapäeva projekteerimisstandarditele. Lisaks on Eesti sisevõrgu kitsaskohaks Püssi ja Eesti elektrijaama vahelise 330 kV liini avariilise väljalülitumise järgselt Balti ja Eesti alajaamade vahelise liini ülekoormumine. Peale Eesti-sisese ülekandevõrgu tuleb rekonstrueerida ka Läti-sisest 330 kV võrku, et likvideerida sealsed pudelikaelad, mis mõjutavad Eesti ja Läti vahelisi ülekandevõimsusi. Vajalikuks võib osutada olemasoleva 330 kV Tartu-Pskovi liinikoridori ära kasutamine Eesti ja Läti vahelise neljanda 330 kV õhuliini rajamiseks [16].

Lühisvõimsuse vähenemisega tekib oht ka pingestabiilsusele Eesti elektrisüsteemi kõige nõrgemates osades (Lääne-Eesti ja saared) ning normidele vastava pingekvaliteedi tagamine võib osutada problemaatiliseks. Lahenduseks on alajaamadesse täiendavate pingereguleerimisseadmete paigaldamine, mis oleksid pidevjuhtimise ja sujuvreguleerimisega, et võimaldada automaatset pingetoetust süsteemile häiringute korral [16].

Sünkroontöö Mandri-Euroopaga ei tähenda seda, et Eesti elektrivõrk tuleb Venemaa võrgust täiesti lahutada. Võimsusvahetuse säilitamiseks on vajalik ühendada olemasolevate Venemaa liinidega kõrgepinge konverterjaamad. Hetkel on Baltimaade ning kolmandate riikide vahel olemas vahelduvvooluliinid ning juhul kui Baltimaad vahelduvvoolu liinid lahti ühendavad, on tarvis vähemalt mingis ulatuses säilitada süsteemide võime elektri transportimiseks samu koridore mööda. Põhjus seisneb selles, et Baltikumi ja kolmandate riikide võrgud on rajatud nii, et võrguelementide hoolduste ja avariide korral on võimalik kasutada elektri transpordiks üksteise võrke. Mandri-Euroopas kehtivate põhimõtete kohaselt on uutel võrgupiirkondadel võimalik sünkroonselt ühenduda ainult sel juhul, kui nende piirkondade ümberühendamisega

ei tekitata varustuskindluse probleeme nendele võrkudele, mille küljest lahti ühendutakse. Samuti tekib energiatransiidi võimekuse väga olulisel määral vähendamisel risk kahjunõude esitamiseks kolmandate riikide poolt, kuna nende poolt on oma võrku tehtud investeeringuid, mis tänu kaubandusvõime vähendamisele osutuvad mittetasuvaks. Praeguste eelhinnangute kohaselt on konverterjaamad plaanis rajada aastatel 2016-2020 [2].



*Joonis 3.3.2 Uued ja rekonstrueeritavad õhuliinid Mandri-Euroopa sünkroonalaga ühendamiseks [16]*

### 3.4 Jaotusvõrgude töö- ja häiringukindluse parendamine

#### 3.4.1 Jaotusvõrkude väljakutsed

Sarnaselt põhivõrgule on suur osa jaotusvõrgu taristust ehitatud kuuekümnendail-seitsmekümnendail aastail, mis tähendab, et nende tehniline seisukord ja eluiga hakkab lõppema. NSV Liidu ajal ehitatud õhuliinidel on juhtidena kasutatud alumiinium- ja terasalumiinium juhtmeid A ja AC, millede eluiga on 45-50 aastat, kuid esineb ka alumiiniumjuhtmeid markidega AH ja AЖ, mille elueaks loetakse 25 aastat. Probleemid on ka madal- ja keskpinge fiidrite pikkustega, sest NSV Liidu-aegsed keskpinge fiidrid on kohati üle 10 km pikad ja mõned madalpinge fiidrite pikkused ulatuvad paari-kolme kilomeetrini. Keskpinge fiidrite pikkused, seksioneerimisvõimaluste ja rikete avastamise automaatika vähesus hajavarustuspiirkondades teevad rikete avastamise ja kõrvaldamise aeganõudvaks, põhjustades pikki katkestuskestusi rikete korral [14]. Sel ajal ehitatud madalpinge fiidrite puhul on probleeme tänapäevastele nõuetele vastava lühisvoolu ning nõuetekohase toitepinge tagamisega.



Jaotusvõrkude üheks suurimaks väljakutseks eelpool kirjeldatud vananemise taustal on olemasoleva võrgu ümberehitamine, mis on seotud koormuskeskuste asukohtade muutumisega. Võrreldes kuuekümnendate ja seitsmekümnendatega on Eesti elanikkond asunud elama maapiirkondadest linnadesse, eeslinnadesse ja linnade ümber paiknevatesse endistesse suvilapiirkondadesse, mille elektrivarustus rajati rahuldavamaks väiksemat koormusvajadust. Tulemuseks on ülekoormus linnapiirkondades ja alakoormus maapiirkondades.

Võrguressursi alakasutust tingib ka asjaolu, et paljudele üksikobjektidele, nagu laudad, töökojad jms varustuskindluse tõstmiseks rajatud täiendavad silmusühendused on muutunud tarbetuks, sest suurmajandite kadumisega on antud objektid jäänud kasutuseta ja lagunevad või ei vaja nii töökindlat toidet, kui varem. 2013. aastal Tallinna Tehnikaülikoolis koostatud analüüs näitas, et umbes poolte Elektrilevi alajaamade puhul jääb keskmise hajatarbija aasta keskmine võimsus alla 1 kW. Ainult 4,6% jaotusalajaamade hajatarbijate aasta keskmine koormus ületab 1 kW. Ajaliselt on hajavarustuspiirkonna elektrivõrk 95% ajast alakoormatud. Null- ja vähese tarbimisega tarbimiskohtade suur hulk põhjustab hajavarustuspiirkonnas täiendavalt palju alakasutuses võrgu osi, mille edastamisteenuse maht on väike ja kus võrguühenduste läbilaskevõime ei vasta tegelikule vajadusele vaid ületab seda märgatavalt. Hinnanguliselt ligikaudu 10% võrguressursist on kasutuseta, kuid selle alalhoidmiseks on võrguettevõtja sunnitud tegema ebamõistlikke investeerimisotsuseid [14].

Elektrilevi OÜ näitel 2013. aastal tarbis 23% tarbimiskohtadest 85,5% kogu võrku edastatavast energiast, kelle keskmine aastane tarbimine moodustas 2013. aastal 4245 kWh [14]. Seega osa 1/4 tarbijate tasutud võrgutasust läheb madalama tarbimispiirkondade investeringuteks ehk toimub ristsubsideerimine tarbimispiirkondade vahel.

Arvestades, et valdav osa jaotusvõrgu ettevõtete tulust põhineb muutuvkomponendil (ülekantud energial kogusel), siis maapiirkondade tarbimismahu vähenemine, võrgu alakasutamine ning suurenev mikrotootmise osakaal tähendab võrguettevõtja jaoks tulubaasi kaotust ning mitteotstarbekaid kulutusi hooldusele, käidule ja varustuskindluse tagamisega seotud investeringutele. Võrgu alakasutust saaks vähendada kui rakendada võrgutasus lisaks energia edastuskomponendile ka võimsuskomponenti. Seega võrgu valmisoleku väärtustamiseks tuleb ühekomponendiline võrgutasu muuta kahekomponendiliseks, rakendades kilovatt-tunni põhise edastustasu kõrval kilovati põhilist võimustasu või siis peakaitse nimivoolust lähtuvat ampritasu. See tagab õigalsema panustamise jaotusvõrgu

ülalpidamiskuludesse kõigi võrguühenduse kasutajate poolt ja hoiab ära ebaefektiivsed investeeringud või vähendab neid oluliselt [14].

Ülitihe- ja tihevarustuskindluspiirkondades paikneb üle poole Elektrilevi klientidest, kes tarbivad tunduvalt üle poole kogu väljastatavast energiakogusest ning nende piirkondade varustuskindluse näitajad *SAIFI* ja *SAIDI* on samal tasemel enamiku Euroopa riikide näitajatega. Praktiliselt kõik liinid nendes piirkondades on ilmastikukindlad maa- või õhukaabelliinid [14]. Elektrienergia varustuskindluse ja töökindluse seisukohalt on näha Tabelis 2.5.3 esitatud andmete põhjal, et enim rikkeid esineb haja- ja kesktihevarustuspiirkondades. Seega kogu võrgu töökindluse näitajate tõstmiseks tuleb põhilised investeeringud suunata keskihe ja haja varustuspiirkonna ilmastikukindluse parandamiseks. Tabelis 2.6.6 väljatoodud katkestuskulude hinnangu põhjal on kõige suurem osa katkestuskuludest kesktihevarustuspiirkonnal, mistõttu selle varustuspiirkonna ilmastikukindlusesse tuleb esmalt investeerida. Elektrilevi OÜ on seadnud eesmärgiks suurendada maakaabelliinide ja õhukaabelliinide osakaalu 75%-ni aastaks 2025 [27].

### 3.4.2 Ilmastikukindla võrgu väljaehitamise tasuvusarvutused

2013. aastal uuriti TTÜ Elektroenergeetika instituudis kesktihe ja hajapiirkonna olemasolevate õhuliinide maakaablisse ja/või õhukaablisse paigaldamise tasuvust võrgus terviklikuna. Varustuskindlusepiirkonnas tehtud investeeringud tasuvad end seda paremini, mida suurem on liinis edastatav energia või koormus. Keskmise ülekantav energia liinis leiti piirkonnas sellel pingestmel ülekantud kogu energia ja liinide kogupikkuse jagatisena, ükikuks MWh/km. Teiseks eelduseks on, et tüviliinidel suurem koormatus ning lähteandmetes on arvestatud, et keskmine tüviliinides ülekantav energia = keskmine ülekantav energia / 0,4 x liinide kogupikkus MWh/km. Arvutus viidi läbi varustuskindluse hajatihe- ja hajapiirkonnale eraldi keskpingeliinidele ja madalpingeliinidele. Uute liinide elueaks võeti 40 aastat ja diskonteerimismääraks 7%, annuiteedi tegur ehk ühtlase maksete seeria ajaldustegur oli 13,331 [13]. Tulemused on esitatud alljärgnevatel tabelitel 3.4.1 ja 3.4.2.

#### 3.4.1 Kesktihepiirkonna õhuliinide kaabeldamise tasuvusarvutuse tulemused [13]

		Keskpinge				Madalpinge			
		Paljasjuhtmetega liin maakaabelliiniks		Paljasjuhtmetega liin isoleerjuhtmetega liiniks		Paljasjuhtmetega liin maakaabelliiniks		Paljasjuhtmetega liin isoleerjuhtmetega liiniks	
40% liinidest tüviliinid	Keskmine ülekantav energia, MWh	948	NPV=6,7	948	NPV=16,2	605	NPV=44,7	605	NPV=59,1

	Keskmine ülekantav võimsus, kW	108	T=11	108	T=7	69	T=5	69	T=2
	Keskmine ülekantav energia, MWh	773	NPV=0	512	NPV=0	233	NPV=0	109	NPV=0
NPV=0	Keskmine ülekantav võimsus, kW	88		58		26,6		12,4	

### 3.4.2 Hajapiirkonna õhuliinide kaabeldamise tasuvusarvutuse tulemused [13]

		Keskpinge				Madalpinge			
		Paljasjuhtmetega liin maakaabelliiniks		Paljasjuhtmetega liin isoleerjuhtmetega liiniks		Paljasjuhtmetega liin maakaabelliiniks		Paljasjuhtmetega liin isoleerjuhtmetega liiniks	
40% liinidest tüviliinid	Keskmine ülekantav energia, MWh								
	Keskmine ülekantav võimsus, kW								
NPV=0	Keskmine ülekantav energia, MWh	1280	NPV=0	846	NPV=0	384	NPV=0	180	NPV=0
	Keskmine ülekantav võimsus, kW	146		97		44		21	

Aastane ülekantav energia kogus, mille puhul keskpingeliini paigaldus maakaablisse hajatihepiirkonnas ära tasub (NPV=0) oli 773 MWh ehk ülekantav aasta keskmine võimsus peaks olema 88 kW. Aasta keskmise võimsusega 108 kW koormatud keskpingeliini maakaablisse viimise tasuvusaeg on 11 aastat, madalpinge liini 69 kW liini puhul 5 aastat. Madalpingel on vastavateks arvudeks 233 MWh ja 26,6 kW. Tunduvalt madalamad on läheväärtused ja tasuvusajad paljasjuhtmetega liini asendamisel kaetud juhtmetega [13].

Arvutuste põhjal saab järeldada, et hajavarustustkindluse piirkonnas pole võimalik praegustes tingimustes väljaehitada sama ilmastikukindlat võrku nii, et säiliks tasakaal investeeringukulude ja täiendava töökindluse kasvu marginaaliga. Teisisõnu töökindluse tõstmiseks tehtud investeeringud on suuremad kui investeeringutest tulenev tarbijate marginaalne kasu. Arvestades Eesti tarbija maksevõimet, hajaasustust, elektriehitusturu võimekust ning hinna ja kvaliteediootuste osas valitsevat ebakõla, on selge, et lühikese ajaga

ja kõikjal üle Eesti pole võrdselt hea ja tarbija ootustele vastava võrgukvaliteedi saavutamine võimalik ning tuleb teha mööndusi teatud võrgupiirkondade varustuskindluse osas. Arvestama peab seejuures maakondade sotsiaalse taristu teemaplaneeringutes toodud järelustega teenuste kättesaadavuse osas [14].

Lisaks eelpool kirjeldatud analüüsile koostati ENMAK 2030+ raames põhivõrku ja jaotusvõrke hõlmav analüüs ilmastikukindluse suurendamiseks. Töös uuriti kolme stsenaariumi investeeingu maksumust, potentsiaalset säästu energiakao vähenemisest võrgus ja katkestusstest tingitud kahjude vähenemist. Tulemused on esitatud tabelis 3.4.3. Kolm stsenaariumi kirjeldused ja eeldused on toodud alljärgnevas nimistus:

- Mittesekkuv-ilmastikukindla elektrivõrgu osakaal jaotusvõrkudes 68%. Uued elektrijaamad on liidetud elektrivõrguga, suurendatakse hooldustööde mahtu, ehitatakse uus vahelduvvoolu ühendusliin Lätiga. SAIDI eesmärk on 130 minutit (koos plaaniliste katkestustega) [28]
- Reaalne-ilmastikukindla elektrivõrgu osakaal jaotusvõrkudes 78%. Uued elektrijaamad on liidetud elektrivõrguga, suurendatakse hooldustööde mahtu, ehitatakse uus vahelduvvoolu ühendusliin Lätiga, SAIDI eesmärk on 90 minutit (koos plaaniliste katkestustega) [28]
- Panustav-ilmastikukindla elektrivõrgu osakaal jaotusvõrkudes 100%. Uued elektrijaamad on liidetud elektrivõrguga, ehitatakse uus vahelduvvoolu ühendusliin Lätiga. SAIDI eesmärk on 30 minutit (koos plaaniliste katkestustega) [28]

**Tabel 3.4.3 Elektrivõrgu ilmastikukindlaks muutmise stsenaariumid, vajalikud investeeingud ja eeldatav tulu [28]**

Stsenaarium	Mittesekkuv	Reaalne	Panustav
Kadu põhivõrgus, TWh	0,27	0,27	0,27
Kadu jaotusvõrgus, TWh	0,63	0,58	0,48
Elektri lõpptarbimine, TWh	8,89	8,89	8,89
Saavutatav energiasääst % 2012 vs 2030	5	11	21
Otsekulu 2015-2030, M€	2116	3566	5564
Sh investeeingud, M€	1246	2696	4694

Investeeringute % otsekulust	58,9	75,6	84,3
Väliskulud kokku 2015-2030, M€	-155	-187	-246
Maksumus kokku 2015-2030, M€	1961	3379	5318
Maksumus perioodil €/MWh	17,2	27,9	43
Energiasääst kao vähenemisest, M€/a	13,1	16,3	22,8
Katkestuskahju vähenemine, M€/a	19,4	23,4	30,7
Katkestusaeg tarbimiskohale aastas min	130	90	30

Tulemustest selgub, et 100% ilmastikukindla võrgu tagamine tähendab tarbija jaoks 4,69 miljardi euro suurust investeeringut, samas sääst energiakao ja katkestuskahju vähenemisest oleks vaid 53,1 miljonit eurot aastas. Seega järeldused on samad, mis TTÜ Elektroenergeetika instituudis läbiviidud uuringul- teades, et võrgu investeeringud maksab kinni tarbija võrgutariifidega pole majanduslikult mõistlik 100% ilmastikukindlat võrku eesmärgiks seada.

Lahendusena on mõistlik kaaluda jaotusvõrgu tariifi püsikulu komponendi lisamist ja töökindlusnäitajate diferentseerimist sõltuvalt tarbimistiheduses. Antud praktikat kasutavad mitmed võrguettevõtete regulaatorid. Varustuskindluse sihtväärtus määratakse viimase viie aasta kolme parima aasta keskmised näitajate alusel. Kui tegelikud tulemused on sihtväärtustes paremad, on olukord rahuldav. Viimase viie aasta kolme halvima aasta keskmised loetakse miinimumnivoo väärtusteks, millest tegelikud tulemused ei tohiks halvemad olla [13].

#### **3.4.4 SAIFI ja SAIDI normväärtused varustuskindluse piirkondadele [13]**

Varustuskindluse piirkond	SAIFI, 1/a		SAIDI, min	
	Sihtväärtus	Miinimumnivoo	Sihtväärtus	Miinimumnivoo
Ülitihe	0,25	0,8	20	30
Tihe	0,8	1,5	50	70
Kesktihe	1,5	2,5	150	300
Haja	2,5	5	300	500
Kogu võrk	1,6	2	150	200

### 3.4.3 Täiendavad meetmed rikkelisuse vähendamiseks ja võrgu teenusekindluse parendamiseks.

Elektriliinide paremate varustuskindlusnäitajate saavutamine õhuliinide asendamisel maakaabelliinidega on, nagu selgus eelnevast punktist, suures osas Eesti jaotusvõrgus majanduslikult põhjendamatu. Madala eritarbimise tõttu investeeringute amortisatsioon ületab saadava ühiskondlikutulu. Lisaks jääb kasutamata olemasolevatae õhuliinide jääkressurs. Olemasolevatest keskpinge õhuliinidest tuleks kõigepealt maakaablisse paigaldada tüvi- ja ringliinid ning suurema rikkelisusega liinilõigud, soovitatavalt mööda uut trassi, mis kulgeks piki maanteid või maaomandipiire. Investeerimisotsuseid tehes tuleb alustada piirkonnaalajaamadest, arvestades edastatavat energiakogust ning maakaablisse viia eelisjärjekorras need tüviliinid, mille juhtmete ja mastide ressursid on ammendumas [14]. NSV Liidu-aegsete liinide teenusekindlust saab suurendada paigaldades liinile täiendavaid automaatikaseadmeid (mastivõimsuslülitid, taaslülitusseadmed jms).

Õhuliinide rikestest 70-80% on olemuslikult mööduva iseloomuga [14]. Seega aitaks püsikatkestuste arvu vähendada taaslülitusseadmete paigaldamine. Efektiivsed on taaslülitusautomaatikaga võimsuslülitid ja seda eelkõige tüviliinidel. Kaugjuhitavad liinilülitid võimaldavad vähendada liini seisakute kestusega kümnetelt minutitelt paari minutini, kusjuures see aeg sisaldab nii rikke elemendi eraldamist kui fiidri rikkevaba osa toite taastamist. Elektrilevi jaotusvõrgus paigaldati 2009/2010 majandusaastal 210 mastivõimsuslülitit, mille tulemusel hoiti ära 127 496 kliendikatkestust ja vähendati kliendikatkestuste arvu 9%. *SAIFI* vähenes 0,2 võrra. Investeeringu kogumaksumus oli 2 700 000 €, aga klientide katkestuskahju vähenes 0,25 miljoni ja jaotusvõrgu katkestuskahju 0,064 miljoni euro võrra. Seega investeeringu lihttasuvusaeg on 8,8 aastat. Detailsem analüüs näitas, et mõned lülitid on oma investeeringu juba ära tasunud ühe aastaga. Hajapiirkonna pikkadesse õhuliiniga keskpinge fiidritesse tuleb mastivõimsuslülitid paigaldada teatud vahekaugustega. [13]

Efektiivseks vahendiks rikkekoha kiireks ja täpseks määramiseks keskpingeliinidel on rikkeindikaator, mis rakendub lühiste ja maaühenduste puhul. Rikkeindikaator on abiks rikke leidmisel, kuid ei isoleeri rikkekohta võrgust. Teatud võrgukonfiguratsioonide korral on mõistlik kasutada rikkeindikaatoreid koos kaugjuhitava liinilahklülitiga. Juhul kui fiidril tekib rike, lülitab fiidrikaitse (võimsuslülitit) liini välja, rikkeindikaatorite abil tuvastatakse rikke asukoht ning kaugjuhitavate lahklülitite abil kõrvaldatakse rikkeline osa võrgust ning seejärel fiider taaspingestatakse [11]. Sektsioneerivate lülitite paigaldamine võimaldab vähendada

lülitist ülesvoolu jäävate klientide kaktestusaega, sest võrgutoite saab taastada enne katkestuse põhjustanud rikke ning selle tagajärgede kõrvaldamist. Sektsioneerivad lülitid paigaldatakse eelkõige piki magistraalliini. Sektsioneerivaid lüliteid paigaldada on mõistlik kasutada ka pikemate ja/või suurema katkestussagedusega lõikude ees. Sektsioneeriva lüliti efektiivsus sõltub lülitusaja ja rikke kõrvaldamise aja suhtest (mida väiksem suhe, seda efektiivsem)[1]. Mitte kasutuses oleva võrgu mahu vähendamiseks on otstarbekas üleliigsed ringliinid kvalifitseerida nn. taandliinideks, mis võrgu arengu käigus jäetakse hääbuma, s.t mida enam ei remondita ega rekonstrueerita ja mis viiakse kasutusest välja, kui hoolduskulud ületavad mõistliku piiri. Õhuliinide kasutusest eemaldamine tähendab nende demonteerimist. Hinnanguliselt leidub hajavarustuspiirkonnas praktiliselt kasutuseta keskpingeliine ca 1000 km ulatuses. 1000 km keskpingeliine moodustab 5,8% paljasjuhtmetega keskpingeliinide kogupikkusest. Seega kasutuseta ringliinide kvalifitseerimine taandliinideks vähendab paljasjuhtmetega õhuliinide hoolde- ja remondikuludid vähemalt 6%, kuid arvestades nende liinide kõrget eluiga, võib see määr ulatuda 9-10%-ni. Samal määral, s.t kuni 10% väheneb ka paljasjuhtmetega õhuliinide rikete hulk taandliinide kasutusest välja viimisel. [14]

Head tulemust võrgu kvaliteedinäitajate parandamisel võib anda käidu ja hooldustööde süstemaatiline läbi viimine. Võrgu iga komponendi ressursi säilitamiseks on tootjad ettenäinud teatud hoolduse ja remondi eeskirja, mille mittetäitmisel kulud oluliselt suurenevad. Tootjad on välja toonud, et komponentide rikkelisus ja rikete likvideerimise kulud suurenevad oluliselt pärast ressursi ärakasutamist. Seega võrguettevõtjal pole majanduslikult otstarbekas kasutada võrgu komponente üle nende ettenähtud eluea, sest rikete likvideerimise kulud on suuremad õigeaegse uuendamise kuludest. Seadmete kasutamine tehnilisest elueast kauem või hoolduse ja remondi kulude piiramine põhjustab ülemääraseid rikkeid. See viib omakorda komponentide vanused võrguosas väga ebahütlaseks, mis võrgu uuendamisel toob teatud osas kaasa ressursi lõpuni kasutamata jätmise ja kokkuvõttes püsikulude ja võrgu arenduskulude ebamõistliku tõusu. [14] Hooldustoimingute alla kuuluvat metsatrasside võsapuustust on mõistlik samuti sihipäraste kavade alusel korraldada, sest 20-40% rikete koguhulgast metsatrassidel moodustavad puude ja okste murdumisest tingitud rikked. Defekteerimine hajapiirkonnas võiks toimuda iga 5 aasta tagant, mis tähendab, et igal aastal defekteeritakse ca 20% võrgust. Ülevaatused peaksid toimuma piirkonnaalajaamade või teatud hulga jaotusalajaamade kaupa. Arvestades tööde suurt mahtu, oleks mõistlik rakendada Soome praktikat- alata defekteerimisit teatud vanusega võrguosadest (Soomes 20a). [14]

## Lõputöö kokkuvõte

Alates elektrienergia kasutuselevõtust on tarbimine ja vajadus elektrienergia toimepidavusele suurenenud. Puudub majandusharu, mis suuremal või väiksemal määral ei sõltuks elektrienergia töö- ja häirekindlusest ning kättesaadavusest. Sama tendents, suurenev nõudlus elektrienergia järele, on jätkumas ka tulevikus. Seetõttu on oluline analüüsida elektrisüsteemi vastavust tarbimisnõudlusele. Investeeringud energiasektoris on kapitalimahukad, mistõttu tuleb analüüsida "täna" otsuste mõju 15-30 aastase perspektiivga tulevikus.

Hetkel on Eesti varustatavus elektrienergiaga 2023. aasta lõpuni tagatud siseriiklike tootmisüksustega. Euroopa Liidu kliima- ja keskkonnapoliitikast tingitud direktiivide tõttu ei saa peale 2024. aastat kasutada võrku ühendatud tootmisvõimsusest 939 MW. Tootmisagregaatide sulgemisest hoolimata on Eesti elektrisüsteemi häiringukindlus tagatud *N-1-1* olukorras tänu välisühendustele EstLink 1, EstLink 2 ja 2020. aastaks valmiva uue Tallinn-Riia 330 kV elektriülekandeliiniga. Eestis lokaalselt on enim potentsiaali biomassist, biogaasist ning tuuleenergiast elektri tootmiseks, kuid tuuleenergia stohhastilise tootmise iseloomu tõttu ei saa tuuleenergiat kasutada muutuva koormusvajaduse korral. Seetõttu aastast 2030 tuleb Eesti varustuskindlust vaadelda regiooni tasandil ja arvestada tuleb piirkonnas paiknevate välisriikide tootmisvõimsustega. Ülevaatamist vajab Eesti Võrgueeskirja §13<sup>2</sup>, mis kohustab süsteemihaldurit tagama süsteemipiisavuse varu, mis ei ole väiksem 110% päevasest maksimaalsest ehk tiputarbimisest, sest uuringute kohaselt alates 2024. aastast lisab see nõue iga tarbitava megavatt-tunni hinnale 6€.

Põlevkivist toodetud elektrienergia moodustab hetkel 90% tarbitud elektrienergiast, kuid tulevikus puudub perspektiiv uute põlevkivijaamade ehitamiseks. Rolli omab selles nii Euroopa Liidu CO<sub>2</sub> heitmete vähendamise poliitika kui põlevkivist elektrienergia tootmise majanduslikult madal lisandväärtus. Eeldatakse, et põlevkiviõlitööstusest saadav tulu on märkimisväärselt suurem. Prognoositakse, et põlevkivielektrijaamad ei suuda seetõttu kütuseturul õlitööstusega konkureerida ning põlevkivi hind muutub nii kõrgeks, et sellest toodetud elekter pole elektriturul konkurentsivõimeline. Eeldakse, et põlevkivi hinna nii märgataval tõusul on võimalik olemasolevates normidele vastavates põlevkivielektrijaamades üle minna kivisöele.

Põlevkivitööstuses põlevkivi poolkoksistamise protsessi kõrvalsaaduseks on uttegaas, mida on võimalik elektritootmiseks kasutada, sest uttegaas sarnane omadustelt maagaasile. Seega



on võimalik seda gaasikateldes põletada ning põlevkiviõlitööstuse arenedes peaks tekkima piisavalt uttegaasi, et saaks ehitada uusi gaasiturbiinidega elektrijaamu.

Energia infrastruktuuri töö ja häiringukindluse poolelt suudab olemasolev elektisüsteemi põhivõrk tarbimisvajadused rahuldada, samuti on praegusel võrgul olemas võimekus süsteemi kustumise korral süsteem uuesti pingestada kasutades avariireservelektrijaama Kiisal või Estlink 1 *nn blackstart* funktsiooni. Võrgu vananemise ja rahvastiku elama asumine suurematesse linnadesse (Tallinn, Tartu, Pärnu) on tekitanud olukorra, kus alajaamade läbilaskevõimsused ja liinikoormused on saavutamas koormusmaksimumi  $N-1$  häiringuolukorras. Seega on päevakorda tekkinud küsimus, kuidas ja kus on vaja süsteemi tugevdada. Hetkel on selge, et linnastumise protsess jätkub, samuti on prognoositud elektritarbimise keskmist tõusu 1,2% võrra aastas 2030. aastani, mistõttu on vaja suurendada Tallinna ja Tartu piirkondade 330/110 kV alajaamade trafode läbilaskevõimsusi. Eelpool nimetatud piirkondades kasutati põhivõrgu väljaehitamisel valdavalt õhuliini, mis linnakeskkonnas põhjustab visuaalset müra, raskendab liinihooldust ja piirab maa kasutust suurte kaitsevööndite ulatuste tõttu. Lisaks on vaja ümberehitada Ida-Virumaa elektrivõrku, sest piirkonda on tekkimas uusi põlevkiviõlitechaseid uusi põlevkivikaevandusi ning vanad kaevandused kuuluvad sulgemisele.

Eesti põhivõrgu töö- ja häirekindluse üheks ohukohaks on nõrk sidestatus saartega (Muumaa, Saaremaa, Hiiumaa). Hetkel kulgeb Väikese Väina tammil kaheahelaline 110 kV elektriülekanaliin, mis on avatud tormidele, kuid tormide ajal rikke kõrvaldamiseks raskesti ligipääsetav. Töökindluse seisukohalt on otstarbekas õhuliini kõrvale paigaldada dubleeriv maakaabel ning ühendada Hiiumaa 110 kV liiniga.

Tulenevalt Euroopa Liidu soovist vähendada energeetilist sõltuvust Venemaast, on eesmärgiks võetud Baltikumi elektrivõrgu eraldumine Venemaa ühendsüsteemide sünkroonalast. Põhivõrgu ja Eesti elektrienergia infrastruktuuri töö- ja häirekindluse seisukohast tähendab see otsus mahukaid investeeringuid siseriikliku põhivõrgu ümberehituseks, sest tulevikus muutuks Eesti elektrivõrk põhjapoolseimaks osaks Kesk-Euroopa ja Põhja-Euroopa sünkroonalade vahel. Kindlasti on otstarbekas siseriikliku võrku tugevdada, ehitades 330 kV elektriülekanaliin Läänemaale ning Eesti ja Läti vahele, kuid kas ja kui palju Kesk-Euroopa ühendsüsteemiga ühendamine Eesti elektrisüsteemi töö- ja häiringukindlust suurendab on raske hinnata. Finantsilises mõttes on tegemist kindlasti suure väljaminekuga.

Jaotusvõrkude üks suurimaid väljakutseid on seotud elektrivõrkude ilmastikukindluse tõstmisega ja seeläbi teenusekindluse parandamisega. Eesti jaotusvõrgud paistavad Euroopa Liidu teiste jaotusvõrkudega võrreldes välja ilmastikutundlikusega, mis on tingitud suurest paljasjuhtmetega õhuliinide osakaalust, seda just kesktihe ja hajaasustuspiirkondades. Märnatavalt parema töökindluse tagaks maakaabelvõrk, kuid Eesti hajaasustust, maapiirkondade madalat eritarbimist ja liinide suhtelist pikkust tarbimiskoha suhtes pole majanduslikult otstarbekas hajavarustuspiirkondade ja kesktihe varustuskindluspiirkondade jaotusvõrke täiesmahus maakaablistse paigaldada, sest see avaldaks tugevalt survet võrgutariifide tõusuks. Jaotusvõrkude töökindlusenäitajad tihe ja ülitihed piirkondades on võrreldavad Euroopa Liidu teiste riikide näitajatega, mistõttu elektrivõrgu teenusekvaliteedi parendamiseks on mõistlik pöörata suunata kesktihe varustuskindluspiirkonna olemasolevate keskpinge õhuliinide rekonstrueerimisse, kasutades ära olemasolevat võrguressurssi ning suurendades automaatikaseadmete osakaalu võrgus. Arvestades, et 70-80% rikestest on mööduva iseloomuga aitab taaslülitusautomaatika vähendada rikete kestust. Sektsioneerimiseadmete paigaldamisega on võimalik võrgust isoleerida rikkeline haru nii, et teiste magistraalliini toitel olevate tarbijate elektrivarustuse saab taastada enne rikkekoha parandamist. Märkimisväärset efekti rikete vähenemisesse annab hooldustööde õigeaegne teostamine ja metsatrasside liinivööndite puhastamine võsast.

Seoses elanikkonna ümberasumisega linnadesse on maapiirkonnad ja elektritarbimine hajaasustuspiirkondades hääbumas. Sovhooside ning kolhooside tarbeks rajatud tugevad elektrivõrgud on kasutuseta ja maakodusi kasutatakse sestoonselt. Tulemuseks on 95% ajast alakoormatud võrk, mis tähendab võrguettevõtja jaoks madalamat tulubaasi antud piirkondadest. Kuna elektrivõrk vajab sõltumata sellest, kas tarbimine on konstante või sestoone hooldust ja remonti, siis on mõistlik edastuskomponendile lisada võrgulepingus fikseeritud võimsuskomponent. See aitab vähendada olukorda, kus madala tarbimisega piirkondade hooldustöid ristsubsideeritakse tihedamas tarbimispiirkonnas elektrivõrguühendust kasutavate tarbijate poolt. Lisaks võib selline tariifitasu muutus osutada piisavaks stiimuliks klientidele võrgulepingus fikseeritud võimsuse tegeliku koormusvajadusega vastavusse viimiseks. Otstarbekas oleks diferentseerida varustuskindluse näitajad erinevates varustuskindluspiirkondades, sest sel viisil on võimalik leida kompromiss investeeringute, töökindluse ja võrgutariifide vahel.

## Kirjandus

- [1] Raesaar, P. Elektrivõrkude Erikursus.Loengukonspekt[WWW]  
[http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/a/a8/Raesaar,\\_P.\\_Elektriv%C3%B5rkude\\_t%C3%B6kindlus.\\_Tallinn\\_2010.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/a/a8/Raesaar,_P._Elektriv%C3%B5rkude_t%C3%B6kindlus._Tallinn_2010.pdf)
- [2] Elering, "Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2014"[WWW]  
[http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering\\_varustuskindluse\\_aruanne\\_2014\\_1.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering_varustuskindluse_aruanne_2014_1.pdf)  
(Tallinn 2014)
- [3] Elering, "Eesti Elektrisüsteemi tarbimishõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnang"[WWW]  
[http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering\\_Tootmispiisavuse\\_aruanne\\_2014.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering_Tootmispiisavuse_aruanne_2014.pdf)  
(Tallinn 2014)
- [4] Eurostat [WWW] <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables> (20.04.2015)
- [5] Eesti Statistikaamet [WWW] <http://www.stat.ee/> (17.04.2015)
- [6] Elering AS [WWW] <http://elering.ee/elektrienergia-tarbimine-ja-tootmine-eestis/>  
(22.03.2015)
- [7] Elering AS [WWW] <http://elering.ee/elektrisusteeim/> (11.04.2015)
- [8] Meldorf, M.Tikk, T. Kilter, J. (2010) Elektrivõrgu operatiivjuhtimissüsteem.Tallinn
- [9] Eesti Konkurentsiamet [WWW] <http://www.konkurentsiamet.ee/> (05.05.2015)
- [10] Konkurentsiamet, "Aruanne elektri- ja gaasiturust Eestis 2013". [WWW].  
<http://www.konkurentsiamet.ee/?id=10836> (04.04.2015)
- [11] Meldorf, M.Kilter,J. (2007) Jaotusvõrgud. Tallinn
- [12] Meldorf, M. Kilter, J.(2011) Elektrisüsteemi stabiilsus. Tallinn
- [13] Valtin,J. Tammoja, H. Raesaar, P. Elektrilevi OÜ Kesk- ja madalpingevõrgu varustuskindluse näitajad ja muutuste mõjurid erinevates varustuskindluse piirkondades üleminekul kaablivõrgule. TTÜ Elektroenergeetika instituut, Tallinn ,2013
- [14] Valtin,J. Tammoja, H. Raesaar, P. Elektrilevi OÜ Hajavarustuskindluse piirkondade võrguinvesteeringute eesmärgid, realiseerimise meetodid ja nende valikukriteeriumid. TTÜ Elektroenergeetika instituut, Tallinn ,2014

- [15] Eesti Arengufond, "Elektrivõrgu tänane olukord. Võimalikud arengustsenaariumid" [WWW][http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/1/12/Eesti\\_Arengufond.\\_Elektriv%C3%B5rgu\\_t%C3%A4nane\\_olukord.\\_V%C3%B5imalikud\\_arengustsenaariumid.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/1/12/Eesti_Arengufond._Elektriv%C3%B5rgu_t%C3%A4nane_olukord._V%C3%B5imalikud_arengustsenaariumid.pdf) (07.04.2015)
- [16] Elering AS, "Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2013" [WWW][http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Elering\\_VKA\\_2013\\_web.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Elering_VKA_2013_web.pdf) (07.04.2015)
- [17] Vali, L.Tark, T. Elektrilevi OÜ investeeringute vajalikkuse efektiivsuse hindamine.[WWW][http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/e/e4/Tark,\\_T.\\_Elektrilevi\\_O%C3%9C\\_investeeringute\\_vajalikkuse\\_ja\\_efektiivsuse\\_hindamine\\_2014.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/e/e4/Tark,_T._Elektrilevi_O%C3%9C_investeeringute_vajalikkuse_ja_efektiivsuse_hindamine_2014.pdf) (10.04.2015)
- [18] Eesti Konkurentsiamet, "Võrguteenuste kvaliteedinäitajad 2014" [WWW]<http://www.konkurentsiamet.ee/?id=18300> (09.05.2015)
- [19] CEER, "Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply" [WWW][http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-03\\_BR5.1\\_19-Dec-2013\\_updated-Feb-2014.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013_updated-Feb-2014.pdf) (22.04.2015)
- [20] CEER, "5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011" [WWW]<https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1522177.PDF> (22.04.2015)
- [21] Eesti Statistikaamet, "Leibkondade energiatarbimise uuring 2013".[WWW]<https://www.stat.ee/dokumendid/67933>
- [22] Siseministeerium. "Üleriigiline planeering Eesti 2030+" [WWW]<https://eesti2030.files.wordpress.com/2014/07/eesti2030.pdf> (10.05.2015)
- [23] Eesti Statistikaamet [WWW][https://www.stat.ee/sab-uuendus?db\\_update\\_id=15481](https://www.stat.ee/sab-uuendus?db_update_id=15481) (29.04.2015)
- [24] TTÜ, Elering AS. "Estonian long-term power scenarios". [WWW]<http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Estonian-Long-term-Energy-Scenarios.pdf> (29.04.2015)
- [25] Vali, L. "Elektrimajanduse stsenaariumid" s.l [WWW][http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/a/a5/Vali,\\_L.\\_Elektrimajanduse\\_stsenaariumid.\\_Ettekanne032014.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/a/a5/Vali,_L._Elektrimajanduse_stsenaariumid._Ettekanne032014.pdf) (10.05.2015).
- [26] Civitta Eesti AS, "Hiiumaa elektrivarustuskindluse tõstmise sotsiaalmajanduslik ja tehniline eeluuring" [WWW]

[http://elering.ee/public/Elering/Uuringud/Hiiumaa\\_elektrivarustuskindluse\\_tostmise\\_SMA.pdf](http://elering.ee/public/Elering/Uuringud/Hiiumaa_elektrivarustuskindluse_tostmise_SMA.pdf) (17.05.2015)

[27] Elektrilevi OÜ [WWW] <https://www.elektrilevi.ee/et/investeeringud>. (06.05.2015)

[28] Vali, L. "Aruanne energiamajanduse arengukava elektrimajanduse(elektrivõrgu) tegevuskava koostamisest." [WWW] [http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/b/b5/ENMAK\\_2030.\\_Elektriv%C3%B5rgu\\_stseariumite\\_aruanne.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/b/b5/ENMAK_2030._Elektriv%C3%B5rgu_stseariumite_aruanne.pdf) (17.05.2015)

[29] Elering AS [WWW] <http://elering.ee/aasta-prognoos/> (24.05.2015)