

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**EESTI ELEKTRISÜSTEEMI 110 KV
LAHUTUSKOHTADE KASUTAMISE ANALÜÜS**

**ANALYSIS OF USE OF DISCONNECTION POINTS IN
ESTONIAN 110 KV POWER SYSTEM**

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Alari Heinla

Üliõpilaskood 210829AAVM

Juhendaja: prof Jako Kilter

Tallinn 2021

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

"....." 202.....

Autor:

/ allkiri /

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

"....." 202.....

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....."202... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Alari Heinla

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose „Eesti elektrisüsteemi 110 kV lahtuskohdade kasutamise analüüs“, mille juhendaja on professor Jako Kilter

1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;

1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.

2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.

3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.

18.05.2021

¹ Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud kaks või enam isikut oma ühise loomingulise tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtajaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

Autor: Alari Heinla

Lõputöö liik: Magistritöö

Töö pealkiri: Eesti elektrisüsteemi 110 kV lahuskohtade kasutamise analüüs

Kuupäev: 18.05.2021

80 lk

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja: professor Jako Kilter

Töö konsultandid: Oleg Tšernobrovkin, Andrus Reinson, Jan Lukki-Lukin

Sisu kirjeldus:

Magistritöö eesmärk on leida optimaalsed lahuskohad Eesti 110 kV ülekandevõrgus ja uurida nende mõju ülekandevõrgu talitlusele. Selles töös on vaatluse alla võetud kolm võimalikku lahuskohtade komplekti: esimeses komplektis on kogu 110 kV ülekandevõrk lahuskohtadega lahutatud, teine komplekt sarnaneb esimesele, kuid erinevalt sellest ei kasutata Tallinnas lahuskohti ja kolmandas on lisaks lahutamata ka rekonstrueeritud Harku - Lihula - Sindi - Viljandi - Tartu 110 kV liinid. Lahuskohtade asukohtade optimeerimisel on kasutatud tulevikku suunatud TYNDP 2030 mudelit ja SCADA mõõtmistest saadud 2020. aasta alajaamade koormusi. Optimaalsete lahuskohtade leidmiseks on minimeeritud elektrisüsteemi aktiivenergia kadusid.

Erinevate lahuskohtade komplektide mõju ülekandevõrgu läbilaskevõimele on analüüsitud võimsusvoogude deterministliku analüüsiga, kus on arvestatud N-1 kriteeriumiga. Võimsusvoogude analüüsimiseks on koostatud 26 erinevat piirjuhtude stsenaariumi. Piirjuhud on valitud äärmuslikud, kuid piisavalt realistlikud. N-1 analüüsis on monitooritud kõiki 110 kV ja 330 kV liine ning 330/110 kV trafosid. Lisaks on N-1 analüüsis arvestatud kõigi 110 kV ja 330 kV liinide ning 330/110 kV trafode avariiliste väljalülitumistega.

Magistritöö viimases osas on arvatud lahuskohtade kasutamisega kaasnevad katkestuskahjud. Katkestuskahjude leidmisel on kasutatud katkestatud võimsusühiku hinda, sest lahuskohtade kasutamisega on katkestuste kestvused lühikesed. Lahuskohtade kasutamise otstarbekust on hinnatud nende mõju kaudu aktiivenergia kao maksumusele, ülekandevõrgu läbilaskevõimele ja katkestuskahju suurusele.

Märksõnad: lahuskoht, aktiivenergia kadu, elektrisüsteem, võimsusvoog, PSS/E, vaba liitumisvõimsus, alajaam, katkestuskahju.

ABSTRACT

<i>Author:</i> Alari Heinla	<i>Type of the work:</i> Master Thesis
<i>Title:</i> Analysis of Use of Disconnection Points in Estonian 110 kV Power System	
<i>Date:</i> 18.05.2021	80 pages
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>School:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Supervisor of the thesis:</i> Professor Jako Kilter	
<i>Consultants:</i> Oleg Tšernobrovkin, Andrus Reinson, Jan Lukki-Lukin	
<i>Abstract:</i> <p>The aim of the current thesis is to find the optimal disconnection points in the Estonian 110 kV transmission grid and to study their impact on the transmission system. In this work, three sets of disconnection points are considered: in the first set, the entire 110 kV transmission grid has been disconnected with disconnection points, the second set is similar to the first, but unlike that, no disconnection points are used in Tallinn and in the third set, the reconstructed Harku - Lihula - Sindi - Viljandi - Tartu 110 kV lines have not been disconnected. The forward-looking TYNDP 2030 model and the 2020 substation load from SCADA measurements are used to optimize the location of the disconnection points. Losses of active energy in the electrical system have been minimized to find optimal disconnection points.</p> <p>The impact of different sets of disconnection points on transmission grid capacity has been analyzed by deterministic load-flow analysis. 26 different boundary case scenarios have been prepared for the load-flow analysis. Boundary cases are chosen to be extreme but sufficiently realistic. All 110 kV lines, 330 kV lines and 330/110 kV transformers have been monitored in the contingency analysis. Contingency analysis takes into account the emergency shutdown of all 110 kV lines, 330 kV lines and 330/110 kV transformers.</p> <p>In the last part of the thesis, outage losses associated with the use of disconnection points have been calculated. As the durations of outage are short when using separation points, the cost of interrupted demand has been used to find the outage cost. The feasibility of using disconnection points has been assessed through their impact on the cost of active energy loss, grid capacity and the size of the outage loss.</p>	
<i>Keywords:</i> disconnection point, loss of active energy, power system, load flow, PSS/E, available connection capacity, substation, outage cost.	

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	Eesti elektrisüsteemi 110 kV lahuskohtade kasutamise analüüs
Lõputöö teema inglise keeles:	Analysis of Use of Disconnection Points in Estonian 110 kV Power System
Üliõpilane:	Alari Heinla, 210829AAVM
Eriala:	Elektroenergeetika
Lõputöö liik:	magistritöö
Lõputöö juhendaja:	prof Jako Kilter
Lõputöö kaasjuhendaja: (ettevõtte, amet ja kontakt)	
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	31.01.2022
Lõputöö esitamise tähtaeg:	18.05.2021

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

Kaasjuhendaja (allkiri)

1. Teema põhjendus

Eesti ülekandevõrgus osalevad võimsusvoogude ülekandes paralleelselt 330 kV ja 110 kV liinid. Olukordades, kus mõni liin on hoolduses või avariiliselt välja lülitunud, kandub osa väljalülitunud liini võimsusvoost 110 kV liinidele ja need võivad üle koormuda või nende võimsusvood läheneda maksimaalselt lubatud piirini. 110 kV liinide võimsusvoogude vähendamise üheks võimaluseks on lahuskohtade kasutamine. Liinide koormustest sõltuvad ka alajaamade vabad liitumisvõimsused. Vaba liitumisvõimsus on võimsus, millega liitumisel vastavas alajaamas ei ole liitujal vaja teha täiendavaid investeeringuid ülekandevõrgu läbilaskevõime suurendamiseks. Suuremad vabad liitumisvõimsused soodustavad elektritootjaid ja -tarbijaid liituma Eesti ülekandevõrguga. Lisaks võimaldavad suuremad vabad liitumisvõimsused suurendada taastuvatest allikatest toodetava elektrienergia mahtu, mis omakorda aitab Eestil täita

oma kliimaeesmäärke. Varasemalt ei ole selle teemalist tööd TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudis teostatud.

2. Töö eesmärk

Töö eesmärk on leida optimaalsed lahutuskohad Eesti 110 kV ülekandevõrgus ja uurida nende mõju ülekandesüsteemile.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

1. Missugused on optimaalsed lahutuskohad Eesti 110 kV ülekandevõrgus?
2. Missugune on lahutuskohade kasutamise mõju ülekandevõrgu kadudele?
3. Missugune on lahutuskohade kasutamise mõju 110 kV ja 330 kV alajaamade vabadele liitumisvõimsustele?
4. Missugune on lahutuskohade mõju elektrivõrgu töökindlusele ja katkestuskahjule?

4. Lähteandmed

- Eesti ülekandesüsteemi PSS/E mudel. Mudeli saan Eesti juhtimiskeskusest (EJK).
- Ülekandevõrguga liitunute ajaloolised elektrienergia tarbimise ja tootmise andmed. Andmed saan Eleringi SCADA-st.
- Eleringi teadaolevad investeeringud elektrivõrku.
- ENTSO-E *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) 2020 kasutatud turumudeli arvutustulemuste Eesti osa. Mudeli saan Eleringist.
- Ülekandeliinide parameetrid. Andmed saan Eleringist.
- Ülekandevõrgu alajaamade skeemid. Skeemid saan Eleringist.
- Eesti pikaajaline elektritarbimise prognoos. Prognoosi saan Eleringist.

Lisaks plaanin kasutada samateemalisi materjale, mis on kättesaadavad raamatukogust ja internetist.

5. Uurimismeetodid

Oma uurimistöö tulemusteni plaanin jõuda kirjanduse ja elektrivõrgu talitluse analüüsimisega, erinevate ülekandesüsteemi stsenaariumite modelleerimisega, simuleerimisega ja saadud tulemuste analüüsiga. Suurte koguste PSS/E mudelite simuleerimiseks ja andmete kogumiseks kasutan PSS/E *python* moodulit, millele on vajalik kirjutada ka vastavad *python* skriptid. Suuremahuliste andmete töötlemiseks ja analüüsiks kasutan erinevaid *python* andmetöötlemise mooduleid ja *Excel*-i keskkonda.

6. Graafiline osa

Vajalikud joonised, tabelid ja skeemid selguvad töö käigus. Graafiline osa on peamiselt töö põhiosas. Mahukamad joonised, tabelid või skeemid on lisades.

7. Töö struktuur

1. Elektrisüsteemi talitluse põhimõtted
 - 1.1. Elektrisüsteemi talitus, analüüs ja juhtimine
 - 1.2. Elektrivõrgu arvutused
 - 1.2.1. Sõlmejuhtivuste maatriks ja võimsusvoo võrrand
 - 1.2.2. Võimsuskaod elektrivõrgu elementides
 - 1.3. Elektrivõrgu ja alajaamade konfiguratsioon
2. Eesti elektrisüsteemi juhtimine ja selle tulevikusuunad
 - 2.1. Eesti ülekandevõrk
 - 2.2. Eesti elektrisüsteemi juhtimine
 - 2.3. Eesti elektrisüsteemi avariitõrje-automaatika
 - 2.4. Ülekandevõrgu plaanitavad muudatused lähitulevikus, mis mõjutavad ülekandeliinide koormatust
3. Eesti Elektrisüsteem lahutuskohtade optimeerimise ja kasutamise analüüs
 - 3.1. Analüüsi meetodika
 - 3.2. Võimsusvoogude stsenaariumid
 - 3.3. Lahutuskohad ja nende optimeerimine
 - 3.3.1. Lahutuskohad
 - 3.3.2. TYNDP 2020 mudeli järgi lahutuskohtade optimeerimine
 - 3.3.3. Ajalooliste andmete järgi lahutuskohtade optimeerimine
 - 3.3.4. TYNDP mudeli ja SCADA andmetega optimeeritud lahutuskohtade komplektidega elektrisüsteemi kadude võrdlus
 - 3.4. Vabade liitumisvõimsuste analüüs.
 - 3.4.1. Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1 vabade liitumisvõimsuste võrdlus
 - 3.4.2. Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2 vabade liitumisvõimsuste võrdlus
 - 3.4.3. Lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3 vabade liitumisvõimsuste võrdlus
 - 3.5. Lahutuskohtade kasutamisega kaasnevad katkestuskahjud

8. Kasutatud kirjanduse allikad

Allikatena kasutan raamatuid, teadusartiklid, aruandeid, arengukavasid, seadusandlikuid akte, erinevaid Eleringi uuringuid, juhendeid ja PSS/E dokumentatsiooni. Kirjanduse allikad on Eleringi andmebaas, raamatukogu, IEEE Xplore ja ScienceDirect keskkond ning internet üldiselt.

9. Lõputöö konsultandid

Oleg Tšernobrovkin, Eleringi energiasüsteemi planeerimise talituse juhataja
Andrus Reinson, Eleringi releekaitse ja automaatika talituse juhataja
Jan Lukki-Lukin, Eleringi dispetšertalituse juhataja.

10. Töö etapid ja ajakava

Vormistamise nõuetega tutvumine (18. jaanuar).

Kirjanduse otsimine ja metoodika välja töötamine (1. veebruar).

2. peatükk (15. veebruar).

PSS/E mudelite koostamine (22. veebruar).

PSS/E arvutuste tegemine (29. märts).

3. peatükk (16.aprill).

1. peatükk (26. aprill).

Kokkuvõtte koostamine (3. mai).

Juhendajale läbilugemiseks saatmine (3. mai).

Paranduste sisseviimine (17. mai).

Töö lõplik versioon (18. mai).

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE	4
ABSTRACT	5
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE	6
SISUKORD	10
EESSÕNA	12
Lühendite ja tähiste loetelu	13
SISSEJUHATUS	14
1. ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSE PÕHIMÕTTED	16
1.1 Elektrisüsteemi talitus, analüüs ja juhtimine	16
1.2 Elektrivõrgu arvutused	19
1.2.1 Sõlmejuhtivuste maatriks ja võimsusvoo võrrand	20
1.2.2 Võimsuskaod elektrivõrgu elementides	23
1.3 Elektrivõrgu ja alajaamade konfiguratsioon	25
2. EESTI ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE JA SELLE TULEVIKUSUUNAD	29
2.1 Eesti ülekandevõrk	29
2.2 Eesti elektrisüsteemi juhtimine	30
2.3 Eesti elektrisüsteemi avariitõrje-automaatika	31
2.4 Ülekandevõrgu plaanitavad muudatused lähitulevikus, mis mõjutavad ülekandeliinide koormatust	32
3. EESTI ELEKTRISÜSTEEMI LAHUTUSKOHTADE OPTIMEERIMISE JA KASUTAMISE ANALÜÜS	36
3.1 Analüüsi meetodika	36
3.2 Võimsusvoogude stsenaariumid	38
3.3 Lahutuskohad ja nende optimeerimine	41
3.3.1 Lahutuskohad	42
3.3.2 TYNDP 2020 mudeli järgi lahutuskohtade optimeerimine	43
3.3.3 Ajalooliste andmete järgi lahutuskohtade optimeerimine	48
3.3.4 TYNDP mudeli ja SCADA andmetega optimeeritud lahutuskohtade komplektidega elektrisüsteemi kadude võrdlus	50
3.4 Vabade liitumisvõimsuste analüüs	52
3.4.1 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1 vabade liitumisvõimsuste võrdlus	55
3.4.2 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2 vabade liitumisvõimsuste võrdlus	61

3.4.3 Lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3 vabade liitumisvõimsuste võrdlus	66
3.5 Lahutuskohtade kasutamisega kaasnevad katkestuskahjud	70
KOKKUVÕTE	77
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	79
LISAD	81
Lisa 1 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused	81
Lisa 2 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused.....	85
Lisa 3 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused	89
Lisa 4 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused.....	93
Lisa 5 Lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused	97
Lisa 6 Lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused.....	101

EESSÕNA

Antud lõputöö teema on valitud ja sõnastatud Eesti ülekandevõrgu operaatori Elering AS algatusel. Selle teemalist uuringut ei ole Elering varem teostanud. Teema valikul ja probleemide püstitamisel on aidanud Eleringi energiasüsteemi talitluse juhataja Oleg Tšernobrovkin. Releekaitse ja automaatika teemadel on abistanud Eleringi releekaitse ja automaatika talituse juhataja Andrus Reinson ja siirdetalitluse analüütik Veiko Veskilt.

Põhilised algandmed on saadud Eleringi andmebaasidest. Lõputöös kasutatud PSS/E baasmudel on saadud Eleringi dispetšertalitusest. Katkestuskahjude hindamisel on kasutatud Kristen Soku 2019. aasta magistritööd „Toitekatkestuskahjude hindamise meetodid ja nende rakendatavus Eesti elektrisüsteemis“.

Avaldan tänu professor Jako Kilterile, kes on juhendanud lõputöö koostamist.

Lõputöö autori meiliaadress on alari.heinla@elering.ee.

Lühendite ja tähiste loetelu

API – Rakendustarkvara liides (*Application Program Interface*)

CD - Katkestatud võimsusühiku hind (*Cost of Interrupted Demand*)

ENTSO-E - Euroopa elektri põhivõrguoperaatorite organisatsioon (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

GS - Gauss Seideli meetod

KL - Kaabelliin

LK – Lahutuskoht

LKK – Lahutuskohtade komplekt

NR - Newton-Raphsoni meetod

NTC – Elektriturule edastatav ülekandevõimsus (*Net Transfer Capacity*)

PSS/E - *Power System Simulator for Engineering*

RA - Releekaitse ja automaatika

RLA – Reservlülitusautomaat

RfG – Nõuded liituvatele tootmisüksustele (*Requirements for Generators*)

SCADA – Järelevalve kontroll ja andmete kogumine (*Supervisory Control and Data Acquisition*)

SL - Segaliin

SVL – Sektsioonide vaheline võimsuslülit

TLA – Taaslülitusautomaat

TYNDP – Elektrivõrgu kümne aasta arengukava (*Ten Year Network Development Plan*)

VLV – Vaba liitumisvõimsus

ÕL – Õhuliin

SISSEJUHATUS

Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi poolt välja antud Eesti riiklik energia ja kliimakava (REKK) aastani 2030 seab siduvad taastuvenergia ja energiatõhususe eesmärgid ning esitab viisid, kuidas eesmärgini jõuda. Eesti on REKK-is seadnud eesmärgiks saavutada 2030. aastaks energia summaarsest lõpptarbimisest taastuvenergia osakaaluks vähemalt 42%. Lisaks on Eesti seadnud eesmärgiks kasvuhoonegaaside heite vähendamise 70% aastaks 2030 ja 80% aastaks 2050 [1]. Kasvuhoonegaaside heite vähendamine ja taastuvenergia osakaalu suurendamine tähendab aga fossiilsetest kütustest elektrienergia tootmise vähendamist ja taastuvatest allikatest elektrienergia tootmise suurendamist. Suurema koguse elektrienergia tootmisüksuste lisamisel elektrisüsteemi on vaja leida mooduseid elektrisüsteemi läbilaskevõimekuse suurendamiseks.

Eesti ülekandevõrk on algselt ehitatud nii, et suured elektri tootmisvõimsused asuvad Ida-Eestis ja võimsusvood liiguvad ida - lääne suunas. Taastuvatest allikatest hajutatud elektrienergia tootmine seab Elering AS-ile Eesti ülekandevõrgu operaatorina uusi väljakutseid, otsimaks lahendusi Eesti elektrisüsteemiga liitumise võimekuse suurendamiseks. Selleks on lisaks ülekandevõrgu tugevdamisele alustatud koostöös jaotusvõrgu operaatoritega arenguplaanide koostamist, võetud kasutusele võimalus võrguga paindlikult liituda. Liitumisvõimsuste läbipaistvamaks muutmiseks on kasutusele võetud vabade liitumisvõimsuste veebirakendus.

Üheks liitumisvõimsusi piiravaks teguriks on N-1 olukordades tekkivad 110 kV transiitvõimsusvood. Olukordades, kus mõni liin on hoolduses või avariiliselt välja lülitunud, kandub osa väljalülitunud liini võimsusvoost 110 kV liinidele ja need võivad üle koormuda. Selle töö eesmärk on uurida 110 kV elektrivõrgu lahuskohtade kasutamise mõju Eesti elektrisüsteemile, et piirata 110 kV transiitvõimsusvooge. Eelkõige on uuritud lahuskohtade mõju vabadele liitumisvõimsustele. Käesolevas lõputöös on kasutatud kolme lahuskohtade komplekti:

- esimeses komplektis on kogu 110 kV ülekandevõrk lahuskohtadega lahutatud;
- teine komplekt sarnaneb esimesele, kuid erinevalt sellest ei kasutata Tallinnas lahuskohti;
- kolmas komplekt sarnaneb teisele, kuid lahutamata on ka rekonstrueeritud Harku - Lihula - Sindi - Viljandi - Tartu 110 kV liinid.

Lahuskohtade asukohtade optimeerimisel on kasutatud tulevikku suunatud TYNDP 2030 mudelit ja SCADA mõõtmistest saadud 2020. aasta alajaamade koormusi.

Optimaalsete lahutuskohtade leidmiseks on minimeeritud elektrisüsteemi aktiivenergia kadusid.

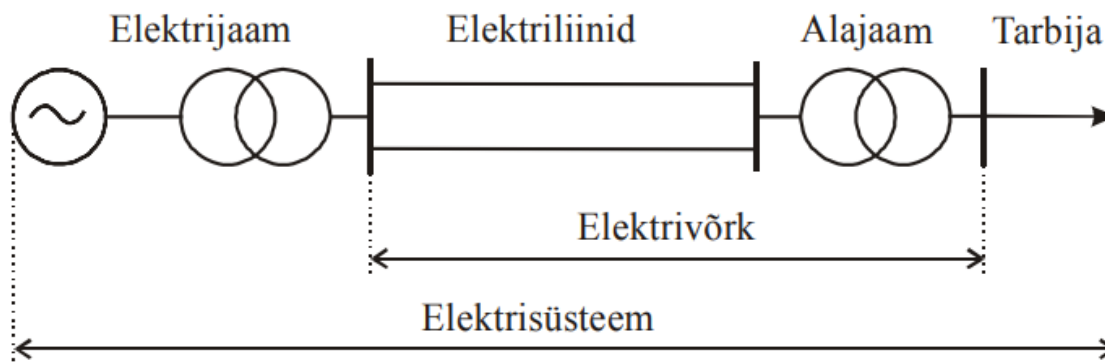
Erinevate lahutuskohtade komplektide kasutamisel on vabade liitumisvõimsuste leidmiseks kasutatud võimsusvoogude analüüsi. Alajaama vaba liitumisvõimsus on võimsus, millega liitumisel hakkab esimene võrguelement üle koormuma. Võimsusvoogude analüüsiks on koostatud 26 erinevat piirjuhtude stsenaariumi. Piirjuhud on valitud äärmuslikud, kuid piisavalt realistlikud. Piirjuhtude stsenaariumides on arvestatud erinevate aastaaegadega, riikidevaheliste ülekandevõimsustega ning erinevate tarbimise ja tootmise mustritega. Suurima vaba liitumisvõimsuse leidmisel on arvestatud halvimat piirjuhu stsenaariumi halvima N-1 olukorras.

Võrguelementide võimsusvoogude leidmiseks ja elektrisüsteemi kadude arvutamiseks on kasutatud võrguarvutustarkvara PSS/E versiooni 33.11.0. PSS/E mudelitesse on lisatud hetkel teada olevad ja tulevikus suure tõenäosusega realiseeruvad investeeringud Eesti ülekandesüsteemi. Suure koguse analüüside teostamiseks on PSS/E simulatsioonid automatiseeritud PSS/E *python* mooduliga. *Python* mooduli kasutamiseks on eelnevalt koostatud vastavad skriptid. PSS/E simulatsioonidest saadud andmemassiivide analüüsimisel on kasutatud *pythoni* andmetöötlusmooduleid ja *Exceli* tabelarvutuste keskkonda. Illustreerivate joonistega tegemisel on kasutatud *Excelit* ja *AutoCADi*. Vabade liitumisvõimsuste suuremaid muutusi illustreerivad joonised ja tabelid on toodud lõputöö põhiosas. Lisades on tabeli kujul näidatud kõikide Eesti põhivõrgu 110 kV alajaamade vabad võimsused ja nende muutused erinevate lahutuskohtade komplektide kasutamisel.

Käesoleva magistritöö viimases osas on leitud lahutuskohtade kasutamisega kaasnevad katkestuskahjud. Katkestuskahjude leidmisel on kasutatud katkestatud võimsusühiku hinda, sest lahutuskohtade kasutamisega on katkestuste kestvused lühikesed. Erinevatele katkestuste kestvustele on leitud erinevad katkestatud võimsusühiku hinnad.

1. ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSE PÕHIMÕTTED

Elektrisüsteem koosneb elektrienergia tootjatest, tarbijatest ning neid omavahel siduvast elektrivõrgust. Elektrivõrgu põhielemendid on elektriliinid ja alajaamad. Elektrisüsteemi põhielemendid on näidatud joonisel 1.1.



Joonis 1.1 Elektrisüsteemi põhielemendid [2]

Elektrisüsteemi talitluse peamine eesmärk on elektrienergia edastamine tootjatelt tarbijatele, hoides sõlmepinged ja sagedus lubatud piirides. Käesolevas peatükis selgitatakse erinevaid talitluse seisundiolekuid ja nende tekkimise põhjuseid. Vaatluse alla võetakse ka püsitalitluse analüüsi eesmärgid ja rakendused ning tegevused nende eesmärkide saavutamiseks. Lisaks antakse ülevaade dispetšerite ning releekaitse ja automaatika rollidest elektrisüsteemi talitluse juhtimisel. Selles peatükis selgitatakse ka teoreetiliselt elektrivõrgu arvutusi ja antakse ülevaade elektrivõrgu ja alajaamade konfiguratsioonidest.

1.1 Elektrisüsteemi talitus, analüüs ja juhtimine

Elektrisüsteemi töö plaanimise ja juhtimise objektiks on elektrisüsteemi talitus. Elektrisüsteemi talitluseks nimetatakse elektrisüsteemi seisundi muutumist, mis iseloomustab elektrienergia tootmist, ülekandmist ja tarbimist. Talitlust iseloomustavad seisundiparameetrid ehk muutujad (pinged, voolud, pingevektorite nurgad, võimsusvood, koormused, genereerivad võimsused jm). Talitluse seisundiparameetrid muutuvad talitluse käigus üleminekul ühest seisundist teise. Talitlused liigitatakse [3]:

- normaalseks,
- raskendatuks,
- avariiliseks,
- avariijärgseks.

Normaaltalitusel tagatakse standardites määratud parameetritega tarbijate toite töökindlus, elektrienergia kvaliteet ja elektrivarustuse ökonoomsus. Raskendatud talitluse puhul on üks või mitu seisundimuutujat väljunud lubatud piiridest. Avariiline talitus ilmneb kas ootamatult (nt lühis) või areneb välja raskendatud talitlusest. Avariitalitus tuleb likvideerida võimalikult kiiresti. Avariijärgsesse talitlusesse satub elektrisüsteem pärast avarii likvideerimist. Avariijärgne talitus on enamasti ka raskendatud talitus. Avarii kordumise vältimiseks tuleb kiiresti taastada normaaltalitus. Sõltuvalt seisundiparameetrite muutumise kiirusest ja ulatusest liigitatakse talitlusi järgmiselt [3]:

- püsitalitlused, kus seisundiparameetrid muutuvad suhteliselt väikestes piirides ja küllaltki aeglaselt. Püsitalitlusesse kuuluvad normaal- ja avariijärgsed talitlused;
- siirdetalitlused, mida iseloomustab parameetrite kiire muutumine suurtes piirides. Siirdetalitlusi iseloomustavad elektromagnetilised ja elektromehaanilised siirdeprotsessid.

Elektrisüsteemi analüüsiks on vajalikud järgmised lähteandmed [3]:

- koormuste koosseis ja muutused ajas;
- elektriliinide ehitus ja koormatus;
- trafode ehitus, koormatus ja reguleerimine;
- generaatorid ja nende regulaatorid;
- elektrivõrgu kompenseerimisseadmed ja nende regulaatorid.

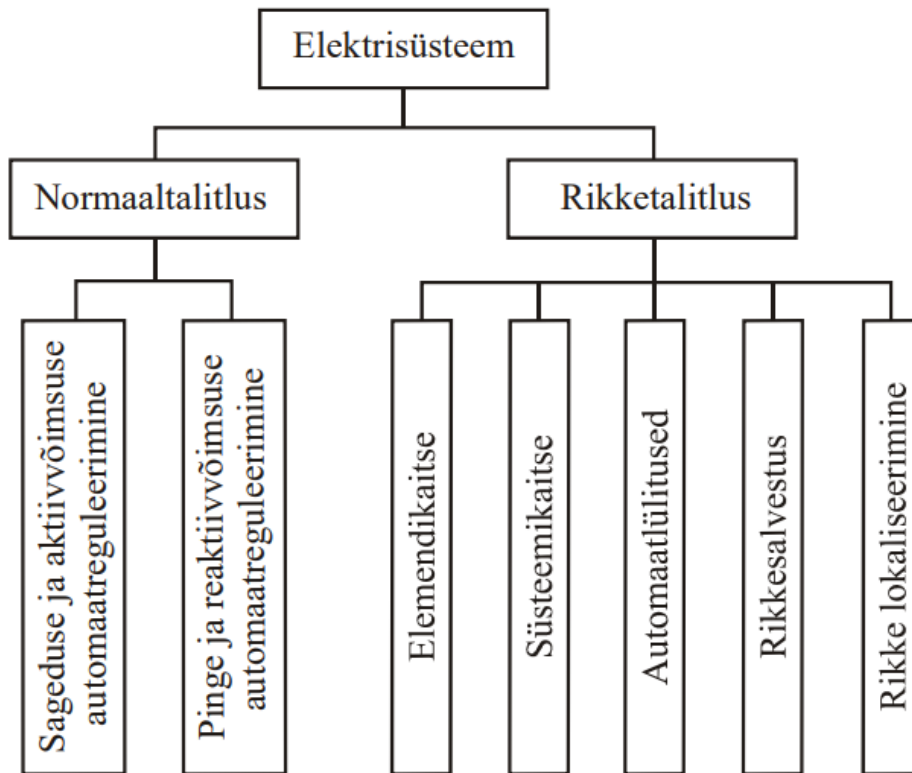
Püsitalitluse arvutused on elektrisüsteemi analüüsimisel ühed sagedamini sooritatavad arvutused, mis hõlmavad 50...60% operatiivarvutuste mahust [3]. Püsitalitluse arvutamiseks piisab passiivsete komponentide (trafod, liinid, reaktorid, kondensaatorpatareid) andmetest. Koormuste kohta on üldjuhul andmeid vähe. Püsitalitluse arvutamisel kasutatakse koormuste statistilisi andmeid ja erinevate uuringutega saadud koormuste prognoose. Elektrisüsteemi liidetud tootjate puhul piisab püsitalitluse arvutamiseks tootmisüksuste minimaalsetest ja maksimaalsetest aktiivvõimsuse andmetest ja reaktiivvõimsuse kompenseerimise võimekuse andmetest. Püsitalitluse analüüsi rakendused on toodud tabelis 1.1.

Tabel 1.1 Püsitalitluse analüüsi eesmärgid [3]

Rakendus	Kirjeldus
Talitluse planeerimine	Seisundi lubatavuse kontroll ja viimine lubatud piirkonda
Talituskindluse analüüs	Liinide, trafode ja generaatorite väljalülitamiste mõju uurimine
Pinge ja reaktiivvõimsuse analüüs	Pinge reguleerimis- ja kompenseerimisseadmete efektiivsuse analüüs
Edastusvõime analüüs	Süsteemide vaheliste sidemete edastusvõime ja vahetusvõimsuste analüüs
Talitluse optimeerimine	Seisundi lubatavuse kontroll ja optimeerimisülesande koostisosana seisundi viimine lubatud piirkonda
Staatilise stabiilsuse analüüs	Stabiilsuse analüüsi koostisosana rakendatud seisundi arvutus
Sidusjuhtimine, talituskindluse tõstmine	Korrigeerivate meetmete analüüs häiringute mõju leevendamiseks
Kadude analüüs	Võimsuse- ja energiakadude hindamine
Projekteerimine ja arengu planeerimine	Võimsuste jagunemise, pingeniivoode ja pingelangude analüüs

Elektrisüsteemi talitlust jälgitakse ja juhitakse dispetšersüsteemi vahendusel. Vajadusel, eriti avariitalitluse vältimiseks või likvideerimiseks, teevad dispetšerid elektrivõrgu skeemis muudatusi, lülitavad sisse reservagregate jms. Inimese tegevus algab siiski mõni minut pärast vahelesegamist nõudva olukorra tekkimist. Kiiremini reageerivad mitmesugused automaatikaseadmed, ennekõike releekaitse, mis lülitab avariilised seadmed välja mõne millisekundi jooksul. Ka rutiinsed tegevused, nagu pinge ja sageduse reguleerimine, on enamjaolt automaatide ülesanne. Enim kasutatavad automaadid on releekaitseadmed, reservlülitus-, taaslülitus- ja koormusvähendusautomaadid [4]. Elektrisüsteemi normaaltalitluse ja rikketalitluse automaatjuhtimise tegevused on näidatud joonisel 1.2.

Releekaitseadmed moodustavad energiasüsteemi automaatikaseadmetest umbes 80% [4]. Releekaitse eesmärk on vähendada kahjusid avarii kiire likvideerimise ja avarii laienemise vältimise teel. Releekaitse ei hoia ära avariid, vaid avastab elektriseadmete rikked ja lülitab vigastatud elektriseadmed kiiresti ning selektiivselt välja. Kui releekaitse avastab talitlushäiringu, mis on mõne aja jooksul lubatav, antakse ainult sellekohane signaal.



Joonis 1.2 Elektrisüsteemi automaatjuhtimine [4]

1.2 Elektrivõrgu arvutused

Elektrivõrgu mudel koostatakse tema elementide aseskeemidest, mis on omavahel ühendatud vastavalt ühendusskeemile. Elektrivõrgu elemendid saab jagada aktiivseteks ja passiivseteks. Aktiivsed elemendid on genereerivad allikad ja koormused. Passiivsed elemendid on elektriliinid, trafod ja reaktiivenergia kompenseerimisseadmed [2]. Püsitallitluse arvutustes eeldatakse, et kolmefaasilise süsteemi seisund on sümmeetriline. Sümmeetrilise kolmefaasilise süsteemi analüüsimisel on võimalik piirduda ühe faasi parameetritega ja tulemused laienevad kõigile kolmele faasile. Lisaks on võimalik sellist süsteemi kujutada ühejoonelise skeemina.

Võimsusvoogude analüüsi eesmärk on arvutada koormuste ja generaatorite pinged (suurused ja nurgad) ning võrgu seisund. Kui kõikide sõlmede pinged on teada, siis on võimalik arvutada liinide võimsusvood ja kaod. Sõlmed jaotatakse kolme tüüpi: koormuse sõlm, generaatori sõlm ja balansseeriv (*swing*) sõlm. Balansseeriv sõlm on ette nähtud elektrisüsteemi kogu koormuse ja kogu genereerimise erinevuse balansseerimiseks. Elektrisüsteemi kogu koormuse all on mõeldud ka elektrisüsteemi kadusid.

Elektrivõrgu püsiseisundi arvutamise ülesanded on võrdlemisi rasked ja töömahukad, sest võrgud on keerukad ja ülesanded võivad olla mittelineaarsed. Keerukate silmusvõrkude püsiseisundi arvutamiseks on kasutusel erinevad arvutiprogrammid. Elektrivõrkude arvutamise aluseks on elektrotehnika baasseaduste põhjal koostatud matemaatiline mudel (võrrandisüsteem), mida tuleks lahendada iteratsioonimeetodil. Suuri ja keerulisi võrrandisüsteeme on võimalik käsitleda kompaktselt ja ülevaatlikult maatriksalgebra vahenditega.

Võimsusvoogude võrrandite lahendamise algoritme saab liigitada kahte kategooriasse: koordinaatide meetodid, näiteks Gauss Seideli (GS) meetod ja gradiendi meetodid, näiteks Newton-Raphsoni (NR) meetod [5]. GS meetod põhineb tundmatute järkjärgulisel elimineerimisel ja on lineaarse koondumisega ning vajab lahenduse saamiseks rohkem iteratsioone kui NR meetod. NR meetodil on ruutkoondumine, mis tagab suhteliselt kiire (väheste iteratsioonidega) ja kindla koondumise. Suuremate süsteemide lahendamiseks vajab NR umbes 10 iteratsiooni [5]. GS meetodi puuduseks on aeglane koondumus ja mõnel juhul ka mittekoondumine. NR meetodi koondumine on ajaliselt aeglasem kui GS meetodil, sest NR algoritm on keerulisem. Käesolevas töös on PSS/E mudelite lahendamisel kasutatud NR meetodit.

1.2.1 Sõlmejuhtivuste maatriks ja võimsusvoo võrrand

Elektrisüsteemi sõlmejuhtivuste maatriks on süsteemi abstraktne mudel, mis sisaldab nii sõlmede kui ka liinide juhtivusi. Sõlmejuhtivuse maatriks Y on ruutmaatriks, mille mõõdud on võrdsed vaadeldava süsteemi sõlmede arvuga n [6].

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

Maatriksi peadiagonaali elementide (Y_{ii}) väärtused on sõlmega i ühendatud juhtivuste summa:

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n y_{ij} \quad (1.2)$$

kus i - rea number,

j - veeru number,

Y_{ii} - sõlmede omajuhtivus, S ,

y_{ij} - sõlme ja tema naabersõlme vaheline juhtivus, S.

Diagonaalivälised elemendid (Y_{ij}) on peadiagonaali suhtes sümmeetrilised vastastikused juhtivused ja on võrdsed sõlmede i ja j vaheliste negatiivsete juhtivustega [6]:

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (1.3)$$

Kui maatriksi i -nda rea ja j -nda veeru elementideks on nullist erinev väärtus, näitab see haru olemasolu sõlmede i ja j vahel. Null väärtus tähendab aga haru puudumist [7]. Sõlme sisestatud võimsus on võimalik arvutada sõlme pinge, tema naabersõlme pinge ja nende vahelise juhtivuse kaudu. Joonisel 1.3 on näidatud vaadeldava sõlme netovool I_i , mis on arvutatav [6]:

$$I_i = U_i y_{i0} + (U_i - U_1) y_{i1} + (U_i - U_2) y_{i2} + \dots + (U_i - U_j) y_{ij} \quad (1.4)$$

kus U_i - vaadeldava sõlme pinge, V,

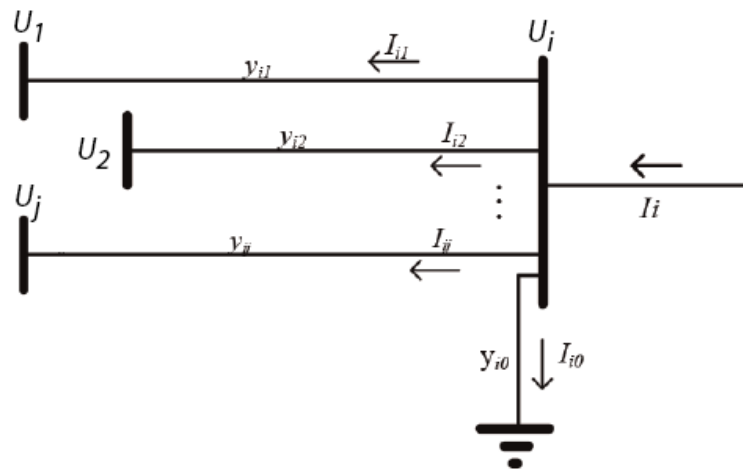
U_j - naabersõlme pinge, V,

y_{ij} - sõlmede i ja j vaheline juhtivus, S.

Korrastades avaldise 1.2 pinge funktsioonideks, saame:

$$I_i = U_i(y_{i0} + y_{i1} + y_{i3} + \dots + y_{ij}) - U_1 y_{i1} - U_2 y_{i2} - \dots - U_j y_{ij} \quad (1.5)$$

$$I_i = U_i \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} - \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} U_j = U_i Y_{ii} + \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} Y_{ij} U_j \quad (1.6)$$



Joonis 1.3 Sõlme netovool.

Sõlme võimsuse võrrandi saab komplekskujul kirjutada järgmiselt:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i I_i^* \quad (1.7)$$

kus \underline{S} - näivvõimsus komplekskujul, VA,

P - aktiivvõimsus, W,

Q - reaktiivvõimsus, var,

I^* - voolu kaaskompleks, A.

Sõlme võimsuse võrrandi komplekskujul saab kirjutada ka:

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = \underline{U}_i^* I_i \quad (1.8)$$

kus S^* - näivvõimsuse kaaskompleks, VA,

U^* - pinge kaaskompleks, V.

Asendades võrrandisse 1.8 võrrandist 1.6 voolu väärtused, saame:

$$\underline{S}_i^* = \underline{U}_i^* \left(\underline{U}_i \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} - \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} U_j \right) = \underline{U}_i^* \left(\underline{U}_i Y_{ii} + \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} Y_{ij} U_j \right) \quad (1.9)$$

Aktiivvõimsus P on kompleksvõimsuse reaalosa ja reaktiivvõimsus on kompleksvõimsuse imaginaarosa ja need on arvutatavad valemitega:

$$P_i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_i^* \left(\underline{U}_i \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} - \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} U_j \right) \right\} = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_i^* \left(\underline{U}_i Y_{ii} + \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} Y_{ij} U_j \right) \right\} \quad (1.10)$$

$$Q_i = -\operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_i^* \left(\underline{U}_i \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} - \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} y_{ij} U_j \right) \right\} = -\operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_i^* \left(\underline{U}_i Y_{ii} + \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq i}} Y_{ij} U_j \right) \right\} \quad (1.11)$$

Sõlme netovoolu kompleksväärtuse I_i^* saab arvutada valemiga:

$$\underline{I}_i^* = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} \quad (1.12)$$

1.2.2 Võimsuskaod elektrivõrgu elementides

Võrguelemendi võimsuskadu ΔS on selle elemendi siseneva ja väljuva võimsuse vahe:

$$\underline{\Delta S} = \underline{S}_1 - \underline{S}_2 \quad (1.13)$$

kus \underline{S}_1 - võrguelemendi siseneva võimsuse kompleksväärtus, MVA,

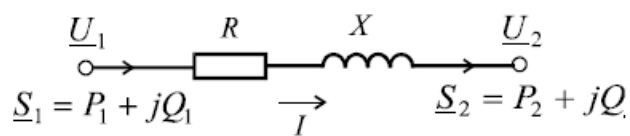
\underline{S}_2 - võrguelemendist väljuva võimsuse kompleksväärtus, MVA.

Praktilistes arvutustes vaadeldakse enamasti aktiiv- ja reaktiivvõimsuse kadusid eraldi:

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad (1.14)$$

$$\Delta Q = Q_1 - Q_2 \quad (1.15)$$

Võimsuskadu saab arvutada võimsuse, voolu ja võrguelemendi aseskeemi alusel. Kui elemendi aseskeem koosneb mitmest harust, siis võimsuskaod summeeritakse. Joonisel 1.4 on näidatud pikiharu aseskeem.



Joonis 1.4 Pikiharu [7]

Teades pikiharu aktiiv- ja reaktiivtakistust ning neid läbivat voolu, saame võimsuskaod avaldistega:

$$\Delta P = 3I^2R \quad (1.16)$$

$$\Delta Q = 3I^2X \quad (1.17)$$

kus R - aktiivtakistus, Ω ,

X - reaktiivtakistus, Ω ,

I - pikiharu läbiv vool, kA.

Vastavalt *Kirchhoffi* seadusele on harusse sisenev ja harust väljuv vool võrdsed:

$$I = \frac{S_1}{\sqrt{3}U_1} = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2} = \frac{S}{\sqrt{3}U} \quad (1.18)$$

kus U - pinge, kV.

Asendades avaldisest 1.18 saadud tulemuse avaldisse 1.16 ja 1.17, saame:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2}R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}R \quad (1.19)$$

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X \quad (1.20)$$

Siinjuures tuleb arvestada, et võimsused ja pinged on mõõdetud või antud ühes ja samas kohas - kas takistuse ees või taga [7].

Liinide puhul lisanduvad pikiharu kadudele veel koroonakaod ja mahtuvuskaod. Liini summaarne aktiivkadu ΔP_L on leitav avaldisega [7]:

$$\Delta P_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R + \Delta P_{kor} \quad (1.21)$$

kus ΔP_{kor} - koroonakadu, MW.

Liini summaarne reaktiivkadu ΔQ_L on arvutatav avaldisega [7]:

$$\Delta Q_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X - \Delta Q_C \quad (1.22)$$

kus ΔQ_C - mahtuvuskadu ehk liini mahtuvuses genereeritud reaktiivvõimsus, MVA.

Mahtuvusjuhtivus on arvutatav avaldisega:

$$\Delta Q_C = U^2 B \quad (1.23)$$

kus B - mahtuvusjuhtivus, S.

Võimsuskadu trafodes koosneb vases-, puiste-, rauas- ja magneetimiskaost. Vaseskadu ΔP_{Cu} on trafo pikiharu elemendis ja arvutatakse sarnaselt avaldisega 1.19:

$$\Delta P_{Cu} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{S^2}{U^2} R \quad (1.24)$$

Trafo lühiskadu ΔP_l saab arvutada avaldisega [7]:

$$\Delta P_l = \frac{S_N^2}{U^2} R \quad (1.25)$$

kus S_N - trafo nimivõimsus, MVA.

Korrutades ja jagades avaldist 1.24 trafo nimivõimsuse ruuduga S_N^2 ning arvestades avaldist 1.25, saab vaseskao leida valemiga, mis näitab tema sõltuvust trafo koormatusest $\frac{S}{S_N}$:

$$\Delta P_{Cu} = \Delta P_l \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \quad (1.26)$$

Trafo puitekadu ΔQ_X on analoogselt leitav avaldisega 1.20:

$$\Delta Q_X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X \quad (1.27)$$

Rauaskadu ΔP_{Fe} saab leida avaldisega:

$$\Delta P_{Fe} = U^2 G \quad (1.28)$$

kus G - trafo aktiivjuhtivus, S.

Kui arvestada talitluspinge mitteilulist erinevust nimipingest, siis:

$$\Delta P_{Fe} = \Delta P_l \quad (1.29)$$

Magneetiskadu on leitav avaldisega:

$$\Delta Q_B = U^2 B \approx \Delta Q_l = \frac{I_{t\%} S_N}{100} \quad (1.30)$$

kus B - trafo reaktiivjuhtivus, S,

$I_{t\%}$ - tühijooksuvool nimivoolust, %.

Kokku võttes saab trafo summaarse aktiivkao ΔP_T määrata avaldisega:

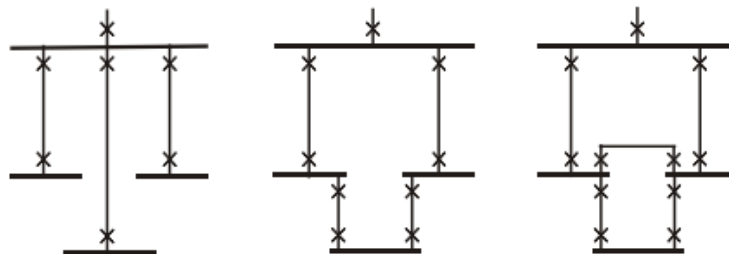
$$\Delta P_T = \Delta P_{Cu} + \Delta P_{Fe} = \frac{S^2}{U^2} R + U^2 G \approx \Delta P_l \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 + \Delta P_l \quad (1.31)$$

Summaarse reaktiivvõimsuskao saab leida avaldisega:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + \Delta Q_B = \frac{S^2}{U^2} X + U^2 B \approx \frac{S^2}{U^2} X + \frac{I_{t\%} S_N}{100} \quad (1.32)$$

1.3 Elektrivõrgu ja alajaamade konfiguratsioon

Konfiguratsiooni ehk ühendusskeemi järgi liigitatakse elektrivõrke radiaal-, ring- ja silmusvõrkudeks, mis on näidatud joonisel 1.5.



Joonis 1.5 Radaal-, ring- ja silmusvõrk [4]

Erinevate võrgu konfiguratsioonide eeliseid ja puudusi on kirjeldatud tabelis 1.2.

Tabel 1.2 Võrguskeemide võedlus [4]

Skeem	Eelised	Puudused
Radiaalvõrk	Skeemi lihtsus ja selgus. Lihtne releekaitse.	Madal elektrivarustuskindlus.
Ringvõrk	Kõrge elektrivarustuskindlus. Parem pingepüsivus ehk pingestabiilsus. Väikesed võimsuskaod.	Keerukas releekaitse. Keerukas käit.
Silmusvõrk	Veelgi kõrgem varustuskindlus. Veelgi parem pingepüsivus. Veelgi väiksemad võimsuskaod.	Keerukas ja kallid releekaitse. Keerukas käit.

Ring- ja silmusvõrkude puhul on üldjuhul sõlmede vahelised takistused väiksemad kui radiaalvõrgul, sest ring- ja silmusvõrkude puhul on elektrivõrgu sõlmed ühendatud paralleelliinidega. Vastavalt valemitele 1.19 ja 1.20 on väiksemate takistustega ka väiksemad kaod. Kui ring- või silmusvõrk on ühendatud erinevates sõlmedes läbi trafode kõrgema pingestabiilsuse võrguga, siis võivad tekkida transiitvõimsusvood, mis vastavalt valemitele 1.19 ja 1.20 omakorda suurendavad kadusid. Transiitvõimsusvoogude piiramiseks võivad ring- ja silmusvõrgud olla normaalskeemis lahtuskohaga lahtutatud. Sellisel juhul talitlevad lahtutatud võrguosad nagu radiaalvõrk. Avarii korral, kui alajaama toide kaob ja reservtoiteliinil on pinge olemas, lülitatakse reservilülitis automaadiga lahtuskoha võimsuslüliti sisse ning taastatakse alajaama(de) toide.

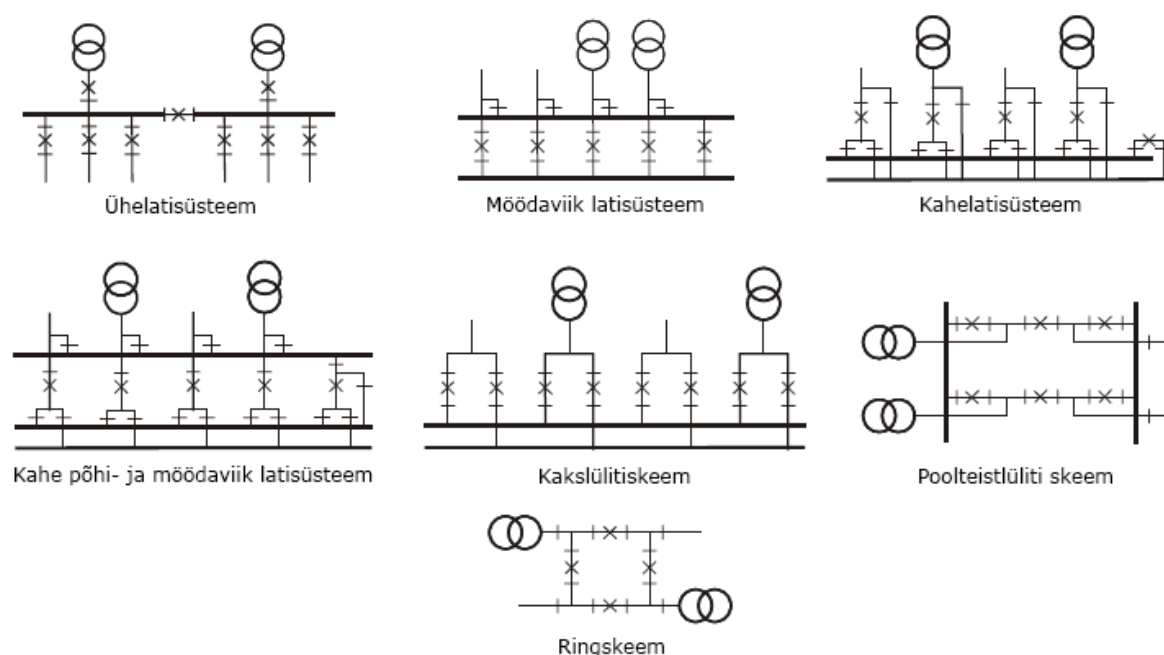
Põhivõrgu alajaamade konfiguratsioon valitakse alajaamade otstarbe ja suuruse järgi. Alajaamade skeemide valik on töökindluse ja kulude vahelise optimeerimise küsimus. Keerulisemad alajaamade skeemid on töökindlamad, kuid kallimad. Peamiselt kasutatavad skeemilahendused on näidatud joonisel 1.6.

Ühe latisüsteemiga skeem on kõige lihtsam ja odavam, kuid kõige ebatöökindlam. Seadme rikke korral on elektrikatkestus kogu remondi ajal ja katkestus esineb ka seadmete hoolduse ajal. Liine ei saa ümber rühmitada [4].

Möödaviik latisüsteemiga on võimalik ühendada mistahes ahel mööda oma lahtri seadmetest. Selline skeem võimaldab katkestusteta lahtri seadmete hooldust ja on lihtsalt laiendatav. Lahtri rikke korral kestab katkestus ainult ümberlülitamise ajal. Põhilattide rikke korral võib katkestusaeg olla pikk [4].

Kahe latisüsteemiga jaotlas on liinid ja trafod ühendatud lahkülilititega kahe latisüsteemiga. Selline skeem võimaldab fiidreid rühmitada ja remondi ajaks on võimalik üks latisüsteem teha pingetuks [4].

Kahe latisüsteemiga ja möödaviiklatisüsteem on eelmisest täiuslikum, aga kallim. Selline skeem võimaldab remontida nii latte kui võimsuslüliteid elektrikatkestuseta. Fiidreid on võimalik vabalt rühmitada ja vajaduse korral on võimalik ühendada kaks fiidrit ühe võimsuslülitiga [4].



Joonis 1.6 Alajaamade skeemid [4]

Kakslülitiskeem ehk duplekskeem on kahe kogumislattide süsteemiga jaotla, milles latisüsteemidega ühendamine toimub võimsuslülite vahendusel. Kuna lattide vaheline võimsuslüliti puudub, siis on ka releekaitse ja automaatika lihtsam kui kahelatisüsteemi puhul. Antud skeemi on lihtne laiendada. Puuduseks on võrreldes eelmiste skeemidega kõrgem maksumus [4].

Poolteistlüliti skeem on odavam kui kakslülitiskeemiga alajaam, kuid releekaitse ja taaslülitusautomaatika on keerukas [4].

Ringskeem on otstarbekas siis, kui trafode ja liinide arv ei ole suur. Eeliseks on suhteliselt väike võimsuslülite arv, mis tagavad piisava töökindluse ja paindlikkuse. Olenevalt liinide ja trafode arvust on võimalikud muudki ringskeemi lahendused [4].

Eesti ülekandevõrgus on 330 kV alajaamades kasutusel kakslülitiskeem, sest suurte elektrikoguste ülekandmiseks mõeldud 330 kV õhuliinid kannavad olulist rolli Eesti ülekandevõrgus ja selline skeem on kõige töökindlam. Vastavalt tehniliste lahenduste põhimõtetele on Eesti põhivõrgus võimalik 330/110 kV trafod ühendada ühe võimsuslülitiga ühele latile [8]. Erandiks on Kilingi-Nõmme 330 kV jaotusalajaam, kus on kasutusel kolme võimsuslülitiga ringskeem. Kilingi-Nõmme 330 kV alajaama ringskeemi kasuks osutus asjaolu, et seal ei kasutata trafosid ja ringskeem on odavam.

110 kV ülekandevõrgus kasutatakse kõige rohkem ühelatisüsteemiga ja kahe sektsiooniga alajaamu. Vanemates alajaamades on kasutusel ka möödaviik latisüsteemiga skeemilahendused, kuid nende alajaamade rekonstrueerimisel ehitatakse need ümber kahe sektsiooniga või kahe süsteemiga alajaamadeks. Kahe latisüsteemiga skeemilahendust kasutatakse [8]:

- 330/110 kV alajaamades;
- alajaamades, kus üksnes süsteemide olemasolu tagab olulise osa klientide varustuskindlusest avarii korral, kui üks latisüsteem on remondirežiimis;
- alajaamades, kus üksnes süsteemide olemasolu hoiab normaalrežiimis ära ülekandepiirangud avarii korral;
- alajaamades, kuhu on ühendatud olulised 110 kV transiitliinid.

110 kV ülekandevõrgus on kasutusel ka tupikalajaamad. Tupikalajaam on ühe liiniga ühendatud alajaam, mis on ilma latistusega trafo-liin skeemiga ja mis peab olema laiendatav kahe sektsiooniga alajaamaks. Tupikalajaama kasutatakse üldjuhul kui [8]:

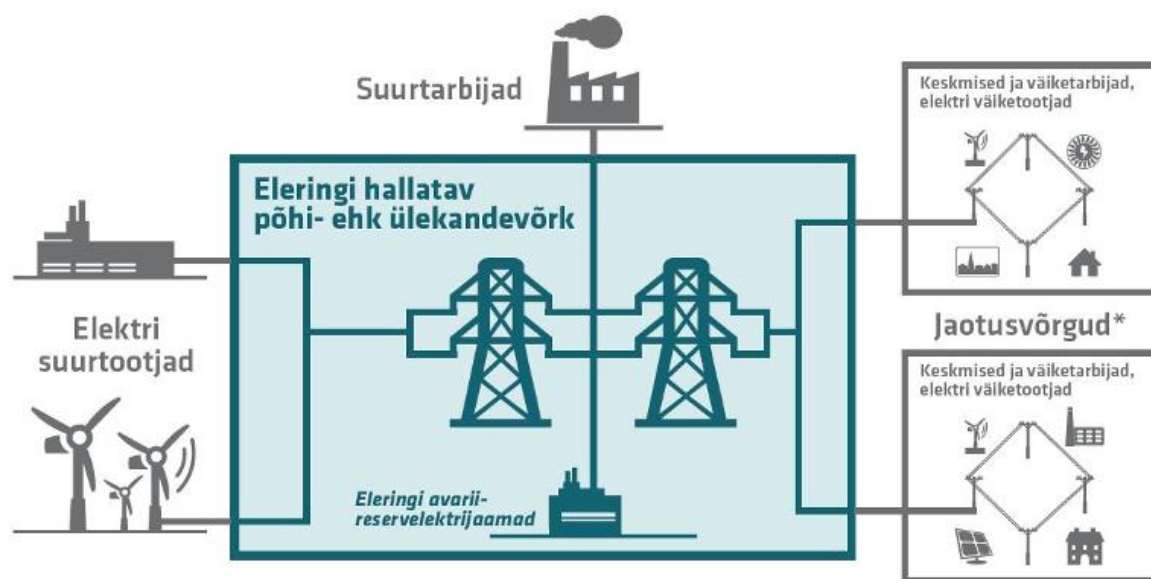
- selle tiputarbimine on alla 5 MW;
- suurema osa aastast (üle 50%-i aasta tundidest) on võimalik jaotusvõrgu kaudu selle alajaama tarbimiskoormust reserveerida;
- ei ole ette näha koormuse kasvu.

2. EESTI ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE JA SELLE TULEVIKUSUUNAD

Eesti elektrisüsteemi süsteemioperaator on Elering AS, mille ülesandeks on planeerida talitlust ja juhtida süsteemi selliselt, et alati on tagatud võrgu ohutu ja töökindel toimimine [9]. Käesolevas peatükis tehakse ülevaade Eesti ülekandevõrgust ja selle juhtimisest ning avariitõrje-automaatikast. Lisaks tuuakse välja ülekandevõrgus plaanitavad muudatused, mis mõjutavad võrguelementide koormatust.

2.1 Eesti ülekandevõrk

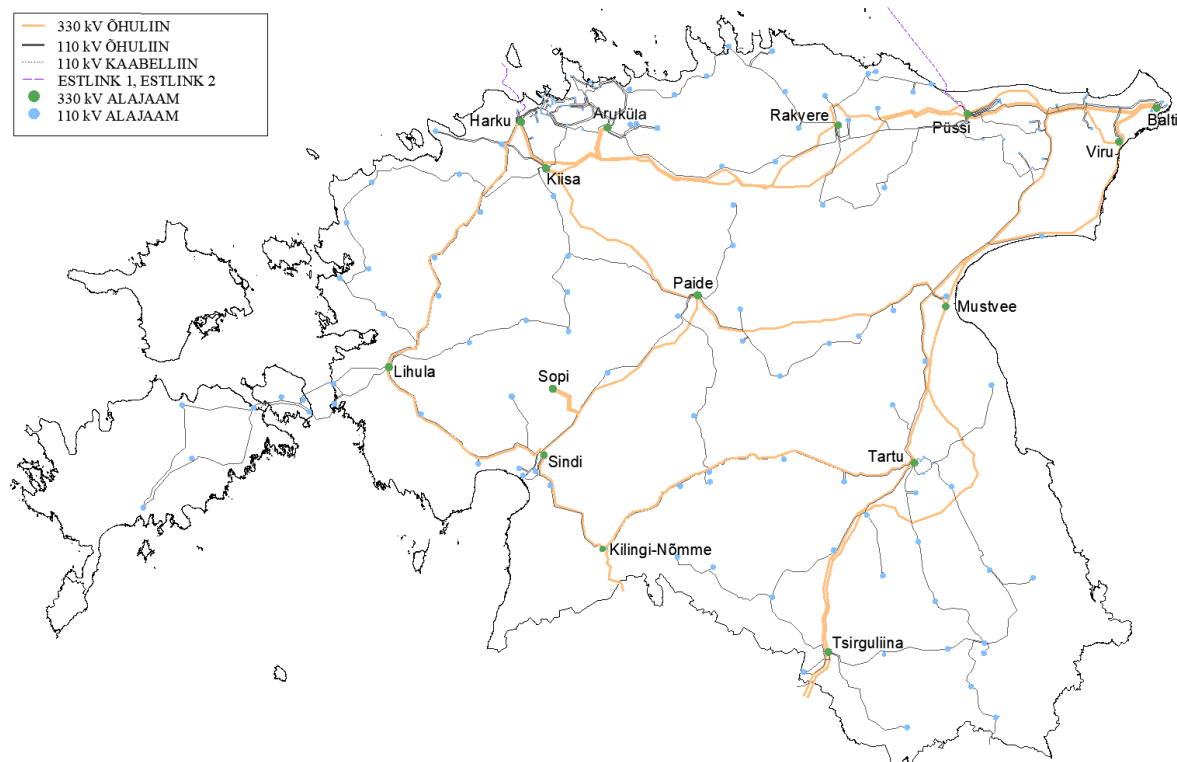
Eleringi AS-i hallatav elektri ülekandevõrk ühendab Eestis paiknevad elektrijaamad, jaotusvõrgud ja elektritarbijad üheks tervikuks. Eesti elektrisüsteemi põhimõtteskeem on näidatud joonisel 2.1.



Joonis 2.1 Eesti elektrisüsteem [9]

Elektri põhi- ehk ülekandevõrk koosneb ligikaudu 5200 km elektriliinidest ja 150 alajaamast. Põhivõrgu selgroo moodustavad võimsad suurte elektrikoguste ülekandmiseks mõeldud 330 kV õhuliinid, kuid kõige enam on võrgus 110 kV õhuliine, mis tagavad elektri jõudmise piirkondadesse. Lisaks on põhivõrgus mitmed maakaabelliinid (põhiliselt Tallinnas ja Tartus) ja Saaremaad ühendavad vahelduvvoolu merekaablid ning Eesti ja Soome vahelised alalisvoolumerekaablid (EstLink1 ja EstLink2). Kui 330 kV elektriliine on umbes 1700 kilomeetrit, siis 110 kV liine on umbes

3500 kilomeetrit [10]. Joonisel 2.2 on näidatud Eesti ülekandevõrk, millega on selles töös arvestatud ja mida on arvutustes kasutatud ning mis sisaldab alapeatükis 2.4 kirjeldatud lähitulevikus (umbes 10 aastat) plaanitud muudatusi.



Joonis 2.2 Eesti ülekandevõrk koos plaanitavate muudatustega

2.2 Eesti elektrisüsteemi juhtimine

Eesti elektrisüsteemi talitlust planeerib ja juhib reaalajas Elering AS-i juhtimiskeskus. Talitluse planeerimise käigus toimub elektrisüsteemi talitluskindluse analüüs ja vajadusel planeeritud talitluse viimine lubatud piiridesse. Talitluse planeerimise käigus koostatavad plaanid ja prognoosid peavad vastama Vabariigi Valitsuse määruses „Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskiri“ määratletud töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalse võimaliku riikidevahelise ülekandevõimsuse [11].

Talitluse reaalajas juhtimine toimub ööpäevaringselt ja selle tagamiseks on korraka valves kolm dispetšerit. Reaalajas juhtimine peab tagama elektrisüsteemi ohutu ja töökindla toimimise reaalajas. Dispetšerite ülesanneteks on [11]:

- korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansiplaanist;

- tagada põhivõrgu klientidele kvaliteetne elektrivarustus;
- juhtida põhivõrgu seadmete hooldusesse, töösse ning reservi viimist;
- häiritud ja avariitalitluse tuvastamine ning likvideerimine;
- koostöö korraldamine klientidega ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskustega;
- turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest.

Selleks, et neid ülesandeid edukalt täita, on juhtimiskeskuses kasutada juhtimissüsteem SCADA. SCADA võimaldab dispetšeritel jälgida põhivõrgu kõigi alajaama seadmete asendi-, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Sellesse juhtimissüsteemi jõuavad ka partnerite (näiteks Läti, Leedu, Venemaa, Valgevene, Soome põhivõrgud) ning klientide (näiteks tuulepargid, elektrijaamad, jaotusvõrgu ettevõtted) andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi talitluse juhtimiseks. Samas on SCADA ainult üks tehnilistest vahenditest, mis abistab Elering AS-i juhtimiskeskust Eesti elektrisüsteemi töökindla talitluse tagamisel. Lisaks aitavad Elering AS-i juhtimiskeskuse töötajatel oma ülesannetega hakkama saada mitmed muud IT rakendused [11].

2.3 Eesti elektrisüsteemi avariitõrje-automaatika

Võimalike raskemate avariide likvideerimiseks või nende ulatuse kontrolli all hoidmiseks on Eesti elektrisüsteemi paigaldatud mitut liiki avariitõrjeautomaatikat [12]:

- asünkroonkäigu automaatika, mis lülitab välja võrguelemendi, kui võrgu kahe punkti pingektorite vahelised nurgad suurenevad üle lubatud piirväärtuse. Lubatud piirväärtuste ületamisel võib tekkida asünkroonkäik;
- koormuse vähendamise automaatika, mis lülitab välja kohaliku võrguelemendi võimsusvajaku korral;
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika. Kui elektrivõrgu teatud sõlmes alaneb pinge alla lubatud piiri, siis lülitakse automaatika poolt sellesse sõlme ühendatud koormus välja. Sõlme pinge taastudes lülitab automaatika koormuse tagasi, kui pinge taas langeb ja koormus lülitub uuesti välja, siis taaslülitamine blokeeritakse;
- sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika. Sageduse langedes alla lubatud piiri lülitab automaatika kohaliku koormuse välja. Sageduse normaliseerumisel lülitatakse koormus automaatselt tagasi. Koormuse väljalülitumine toimub astmeliselt ja selle suurus sõltub sageduse languse ulatusest, kiirusest ja kestvusest;

- tootmiseseadmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel või tõusul;
- reservlülitusautomaat. Kaitsete poolt välja lülitatava seadme ümber lülitamine reservis olevale seadmele automaatika poolt;
- taaslülitusautomaat. Kaitsete poolt välja lülitatava seadme taaslülitus automaatika poolt.

Käesoleva lõputöö raamistikus on kasutatud lahuskohtade lülitamiseks liinide reservlülitusautomaatikat (RLA). Kui kontrollitaval liinil kaob mingil põhjusel pinge ja alajaama(de) toide kaob ning reservliinil on pinge olemas, siis hakkab RLA viiteaja mõõtja tööle. RLA viiteaeg peab olema pikem kui taaslülitusautomaadi (TLA) viiteaeg. RLA viiteaeg on tavaliselt 5...10 sekundit. Kui TLA oli edukas, siis RLA ei rakendu ja tema viiteaeg taastatakse. RLA taimeri viiteaja lõpuni jõudes lülitatakse lahuskoht sisse ja taastatakse toiteta jäänud alajaama(de) toide. TLA võib olla ka kahekordne, kuid RLA on alati ühekordne.

2.4 Ülekandevõrgu plaanitavad muudatused lähitulevikus, mis mõjutavad ülekandeliinide koormatust

Täna talitleb Eesti elektrisüsteem veel ühises sünkroonallas Venemaa ühendelektorisüsteemiga ning on väga tugevalt seotud ja mõjutatav Venemaa elektrisüsteemis toimuvast. Tulevikus on üheks suurimaks muudatuseks Baltimaade elektrisüsteemide lahti ühendamise Venemaa ühendsüsteemist ja liitumine 2026. aasta jaanuaris Mandri-Euroopa elektrivõrguga ning vastava sagedusalaga. Sellega seoses katkestatakse Eestis Viru – Kingiseppskaja, Balti – Kingiseppskaja ja Tartu – Pihkva 330 kV ühendused. Mandri-Euroopa elektrivõrguga liitumise raames on lisaks ette nähtud:

- Balti – Tartu 330 kV õhuliini rekonstrueerimine, mille tulemusel tekib kolme otsaga liin Püssi – Tartu – Balti 330 kV õhuliin;
- Tartu – Valmiera 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Viru – Tsirguliina 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Mustvee 330 kV jaotusalajaama ehitamine;
- Mustvee, Paide, Viru ja Balti alajaamadesse astmeliste -120 Mvar reaktorite paigaldamine;
- Kiisa, Püssi ja Viru alajaamadesse sünkroonkompensaatorite paigaldamine.

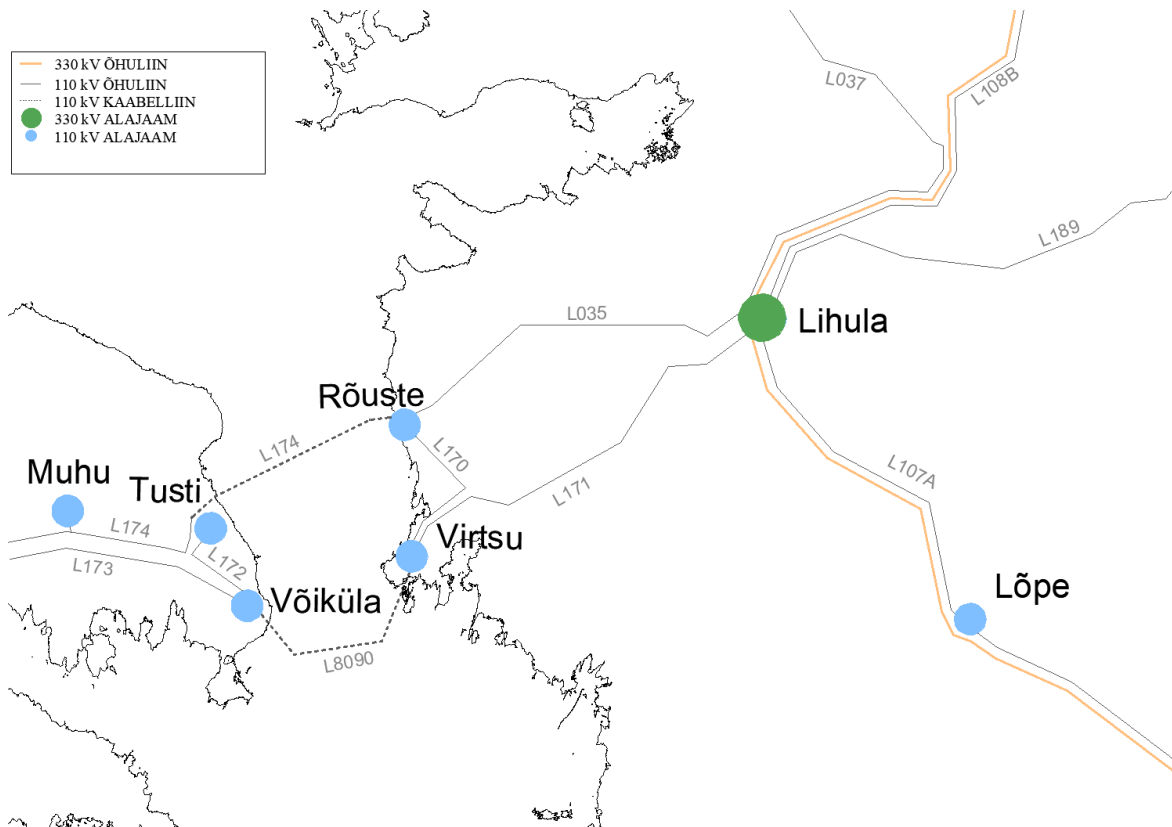
Lisaks Mandri-Euroopa elektrivõrguga liitumise raames tehtud muudatustele on Eleringil plaanis 10 aasta jooksul 330 kV elektrivõrgu läbilaskevõime suurendamiseks teha järgmisi parendusi:

- Lihula 330/110 kV alajaama ehitamine;
- Aruküla – Kiisa 330 kV liini ehitamine;
- Paide – Mustvee 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Paide – Kiisa 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Paide – Sopi 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Sindi – Sopi 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Rakvere – Kiisa 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Püssi – Rakvere 330 kV õhuliini rekonstrueerimine;
- Balti alajaamas 125 MVA autotrafo vahetamine 200 MVA vastu;
- Paide A2T autotrafo demonteerimine.

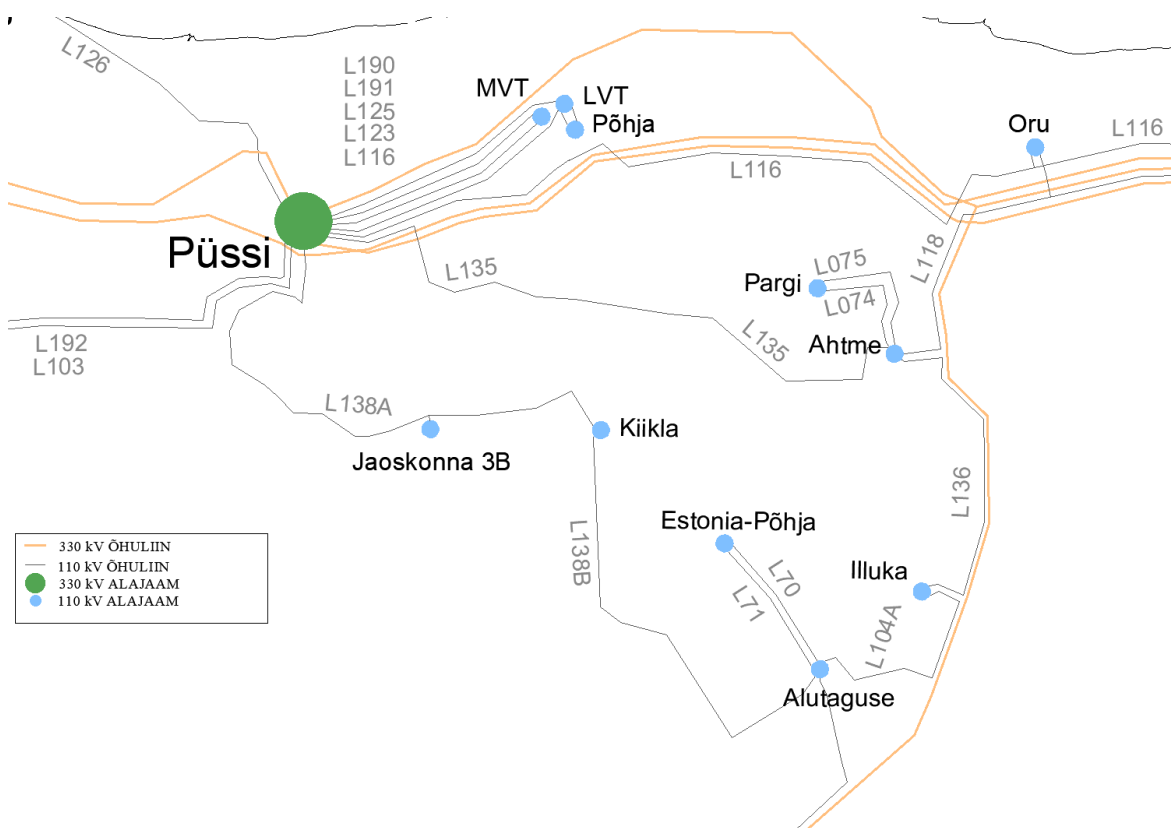
Lisaks Eleringi kodulehel [13] välja toodud 110 kV elektrivõrgu investeringutele, võiks siinkohal välja tuua suuremad muudatused 110 kV elektrivõrgus, millega on käesoleva lõputöö raames arvestatud:

- Ahtme – Illuka, Illuka – Alutaguse, Alutaguse – Mustvee, Mustvee – Saare ja Saare – Tartu 110 kV õhuliinide rekonstrueerimine ühisriputusega Balti – Tartu 330 kV liinile;
- Tartu – Elva, Elva – Rõngu ja Tsirguliina – Valga 110 kV õhuliinide rekonstrueerimine ühisriputusega Tartu – Valmiera 330 kV liinile;
- Iru – Viimsi kaabelliini ehitamine;
- Leisi – Sikassaare 110 kV kaheaahelalise liinilõigu rekonstrueerimine üheaahelaliseks;
- Lihula – Vigala, Valgu – Vigala, Järvakandi – Valgu, Kehtna – Järvakandi ja Rapla – Kehtna 110 kV õhuliinide termiliste gabariitide tõstmine +45°C;
- Virtsu – Rõuste – Lihula piirkonna 110 kV elektrivõrgu optimeerimine. Optimeeritud elektrivõrk on näidatud joonisel 2.3;
- Püssi – Ahtme – Alutaguse – Kiikla piirkonna 110 kV elektrivõrgu optimeerimine. Optimeeritud elektrivõrk on näidatud joonisel 2.4;
- Allika – Balti – Sirgala piirkonna 110 kV elektrivõrgu optimeerimine. Optimeeritud elektrivõrk on näidatud joonisel 2.5.

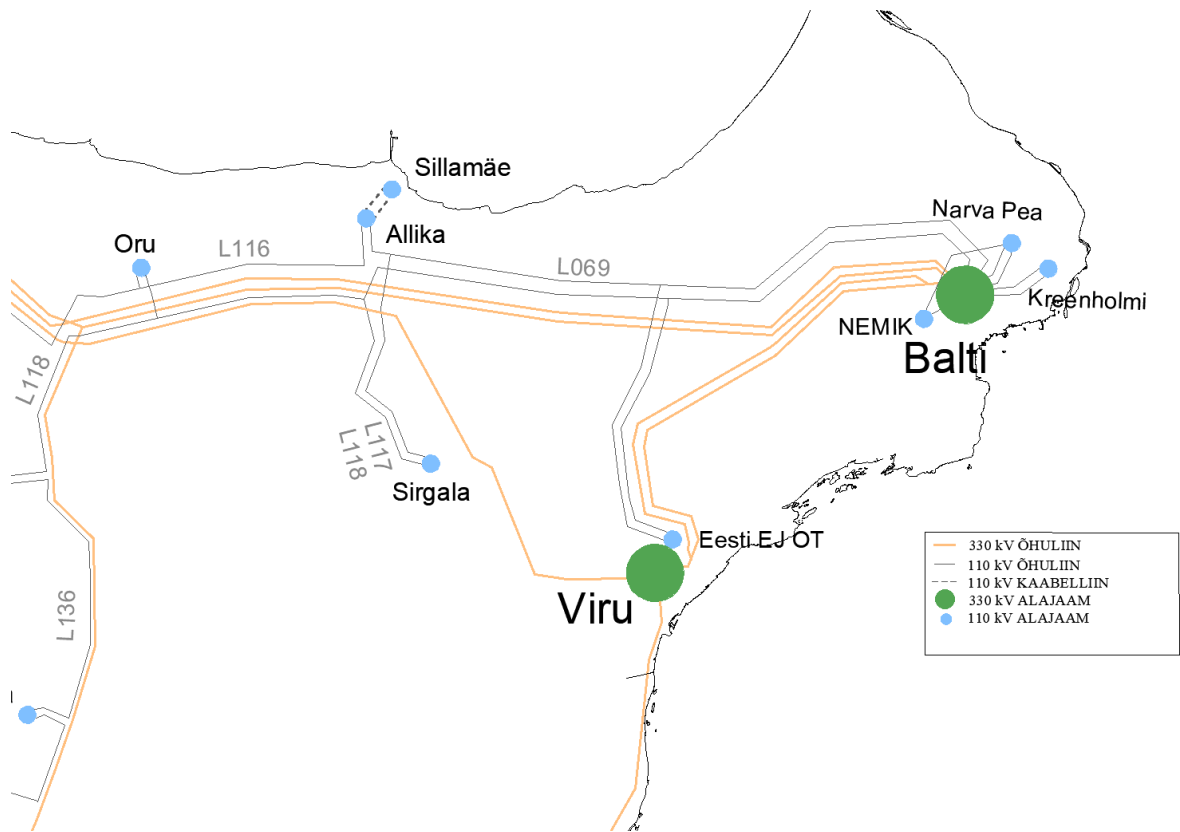
Käesoleva lõputöö mudelites ja arvutustes on kasutatud eespool kirjeldatud muudatusi, mis kõik ei pruugi realiseeruda.



Joonis 2.3 Optimeeritud Virtsu – Rõuste – Lihula piirkonna 110 kV elektrivõrk



Joonis 2.4 Optimeeritud Püssi – Ahtme – Alutaguse – Kiikla piirkonna 110 kV elektrivõrk



Joonis 2.5 Optimeeritud Allika – Balti – Sirgala piirkonna 110 kV elektrivõrk

3. EESTI ELEKTRISÜSTEEMI LAHUTUSKOHTADE OPTIMEERIMISE JA KASUTAMISE ANALÜÜS

Käesolevas peatükis selgitatakse analüüsid kasutatud meetodikat ja antakse ülevaade võimsusvoogude stsenaariumidest. Lahutuskohtade asukohtade optimeerimisel kasutatakse ENTSO-E koostatud elektrivõrgu kümne aasta arengukava TYNDP 2030 turumudeli arvutustulemuste Eesti osa ja SCADA 2020. aasta mõõtmisi. Lisaks analüüsitakse lahutuskohtade kasutamise mõju vabadele liitumisvõimsustele. Selle peatüki viimases osas arvutatakse lahutuskohtade kasutamisega kaasnevad katkestuskahjud. Katkestuskahju maksumuse leidmiseks kasutatakse katkestatud võimsusühiku hinda.

3.1 Analüüsi meetodika

Käesoleva lõputöö raames on Eesti ülekandevõrgu simuleerimiseks ja arvutuste teostamiseks kasutatud võrguarvutustarkvara PSS/E versiooni 33.11.0. Eesti ülekandevõrgu PSS/E esialgne mudel on saadud Elering AS-i juhtimiskeskusest ja kajastab elektrivõrgu praegust olukorda. Baasmudeli saamiseks on esialgsele mudelile lisatud alapeatükis 2.4 kirjeldatud muudatused. Lisaks on Läti elektrivõrk lihtsustatud ja balansseeriv sõlm (*Swing bus*) asub Leedu piiri lähedal. Leedu elektrivõrku ei ole baasmudelis modelleeritud.

Erinevate lahutuskohtadega baasmudeli aktiivenergia kadude leidmiseks on analüüsitud ülekandevõrgu aastast elektrienergia tootmist ja tarbimist tunniajase täpsusega. Aktiivenergia kadu on kogu tarbitud aktiivenergia ja kasuliku aktiivenergia vahe. Analüüsi käigus on leitud iga tunni aktiivenergia kadu ja liidetud kokku aastaseks kaoks. Liinide ja trafode võimsusvoogude arvutamiseks ning vabade liitumisvõimsuste leidmiseks on kasutatud deterministlikku võimsusvoogude (*load-flow*) analüüsi. Selleks on koostatud eelnevalt 26 erinevat piirjuhtude stsenaariumi, mis on täpsemalt kirjeldatud alapeatüki punktis 3.2.

Vastavalt Vabariigi Valitsuse määrusele „Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskiri“ [14], peab elektrivõrgu talitluse ja arengu kavandamisel arvestama N-1 kriteeriumiga. See tähendab, et ühe elektrisüsteemi elemendi väljalülitumisel peavad elektrisüsteemi parameetrid jääma lubatud piiridesse. Liinide ja trafode koormatuse leidmiseks on tehtud kõikide stsenaariumidega N-1 analüüs ja leitud iga liini ja trafo suurim koormatus

(protsentides) maksimaalsest lubatud koormusest (MVA-des) halvima stsenaariumi ja halvima N-1 korral. N-1 analüüsis jälgitakse kõiki 110 kV ja 330 kV liine ning 330/110 kV trafosid. Kuna Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja järgi saab põhivõrguga liituda ainult 110 kV ja 330 kV nimipingel [14], siis madalamate pingeastmetega trafosid ei ole monitooritud. N-1 analüüsis on arvestatud kõigi 110 kV ja 330 kV liinide ning 330/110 kV trafode avariilise väljalülitumisega. Elektrisüsteemi mudeli sõlmede maksimaalsed ja minimaalsed pingenihood N-1 olukordades on määratud Eleringi operatiivjuhtimise planeerimise ette antud piiridest, mis 110 kV võrgus on 105...123 kV ning 330 kV võrgus on 330...362 kV. Soome ekspordil või impordil on arvestatud sellega, et esmalt koormatakse täisvõimsusele Estlink2 (kuni 658 MW) ja seejärel hakatakse koormama EstLink1-e (kuni 358 MW). Estlink2-e koormamisel on mudelites arvestatud ka harmoonikute filtrite lülitamise loogikat nii Eesti kui ka Soome poolel.

Kõikide liinide ja trafode maksimaalsed läbilaskevõimed (voolud) kajastuvad PSS/E mudelites. Õhuliini maksimaalne läbilaskevõime sõltub liinijuhtme margist (ristlõike pindalast), juhtmete arvust ühes faasis, liini termilisest gabariidist (suurim liinijuhtme temperatuur, mille puhul on tagatud juhtme minimaalkaugus maapinnast), õhutemperatuurist ja nimipingest. Suvistes stsenaariumides on arvestatud väliseks õhutemperatuuriks +25°C ja talvistes stsenaariumides 0°C. Suvine periood on 1. mai kuni 30. september ja talvine periood on vastavalt 1. oktoober kuni 30. aprill. Kuna suvisel ja talvisel perioodil on väline õhutemperatuur erinev, siis on ka õhuliinide maksimaalsed läbilaskevõimed suvel ja talvel erinevad. Kaabelliinide maksimaalsed läbilaskevõimed on suvel ja talves võrdsed. Sõltuvalt trafo jahutusest ja isolatsioonist on talvisel ajal 330/110 kV trafodel lubatud ülekoormus 10...15% nimivõimsusest. Tabelis 3.1 on toodud käesolevas lõputöös elektrisüsteemi mudelites kasutatud 330/110 kV trafode nimivõimsused ja nende lubatud talvised koormused.

Tabel 3.1 Eesti elektrisüsteemi mudelites kasutatud 330/110 kV trafod

Alajaam	Operatiiv-tähis	Nimivõimsus, MVA	Jahutus-süsteem	Lubatud talvine ülekoormus-tegur	Lubatud talvine võimsus, MVA
Aruküla	A1T	200	OFAF	1,14	228
Aruküla	A2T	200	OFAF	1,14	228
Balti	A1T	200	OFAF	1,14	228
Balti	A2T	200	OFAF	1,14	228
Harku	A1T	200	ONAF	1,15	230
Harku	A2T	200	ONAF	1,15	230
Kiisa	A1T	200	OFAF	1,14	228
Kiisa	A3T	200	OFAF	1,14	228

Lihula	A1T	200	ONAF	1,15	230
Lihula	A2T	200	ONAF	1,15	230
Paide	A1T	200	OFAF	1,14	228
Paide	A2T	200	OFAF	1,14	228
Püssi	A4T	200	ODAF	1,11	222
Püssi	A5T	240	OFAF	1,14	273,6
Rakvere	A1T	125	OFAF	1,14	142,5
Sindi	A1T	200	ONAF	1,15	230
Sindi	A2T	200	ONAF	1,15	230
Tartu	A1T	200	ODAF	1,11	222
Tartu	A2T	200	ODAF	1,11	222
Tsirguliina	A1T	125	OFAF	1,14	142,5
Tsirguliina	A2T	125	ONAN	1,1	137,5

Trafode jahutussüsteemid lahti seletatuna:

- OFAF – forsseeritud õli- ja õhkjahutus;
- ONAF – loomulik õlijahutus ja forsseeritud õhkjahutus;
- ODAF – otsene õlijahutus ja forsseeritud õhkjahutus;
- ONON – loomulik õli- ja õhkjahutus.

3.2 Võimsusvoogude stsenaariumid

Baasmudeli põhjal on koostatud 26 piirjuhtude stsenaariumi. Piirjuhud on valitud äärmuslikud, kuid piisavalt realistlikud. Võimsusvoogude stsenaariumidest 12 on suvised ja 14 talvised. Talvistes stsenaariumides on õhuliinides ja trafodes lubatud suuremad võimsusvood. Piirjuhtude stsenaariumide erinevused on näidatud tabelis 3.2.

Tabel 3.2 Piirjuhtude stsenaariumid

Jrk nr.	Aastaaeg	Tarbimine	Import/ Eksport	Riik	Töös olevate elektrijaamade piirkond	Töös olevad jaotusvõrguga liitunud elektrijaamad, %
1.	Suvi	Kõrge	Import	FIN	Narva	0
2.	Suvi	Kõrge	Import	FIN	Lääs	0
3.	Suvi	Kõrge	Eksport	FIN, LAT	Ida	0
4.	Suvi	Kõrge	Eksport	FIN, LAT	Ida	100
5.	Suvi	Kõrge	Eksport	FIN, LAT	Lääs	0
6.	Suvi	Kõrge	Eksport	FIN, LAT	Lääs	100
7.	Suvi	Kõrge	Import	LAT	Narva	0
8.	Suvi	Kõrge	Import	LAT	Lääs	0

9.	Suvi	Madal	Eksport	FIN, LAT	Ida	0
10.	Suvi	Madal	Eksport	FIN, LAT	Ida	100
11.	Suvi	Madal	Eksport	FIN, LAT	Lääs	0
12.	Suvi	Madal	Eksport	FIN, LAT	Lääs	100
13.	Talv	Kõrge	Eksport	FIN	Ida	0
14.	Talv	Kõrge	Eksport	FIN	Ida	100
15.	Talv	Kõrge	Eksport	FIN	Lääs	0
16.	Talv	Kõrge	Eksport	FIN	Lääs	100
17.	Talv	Kõrge	Import	FIN	Narva	0
18.	Talv	Kõrge	Import	FIN	Lõuna	100
19.	Talv	Kõrge	Import	FIN	Lääs	0
20.	Talv	Kõrge	Eksport	LAT	Ida	0
21.	Talv	Kõrge	Eksport	LAT	Ida	100
22.	Talv	Kõrge	Eksport	LAT	Lääs	0
23.	Talv	Kõrge	Eksport	LAT	Lääs	100
24.	Talv	Kõrge	Import	LAT	Narva	0
25.	Talv	Kõrge	Import	LAT	Põhi	100
26.	Talv	Kõrge	Import	LAT	Lääs	0

Suvistes stsenaariumides on kaks tarbimisprofiili: suvine madal ja suvine kõrge tarbimine. Suviste tarbimisprofiilide saamiseks on leitud 2020. aasta suve madalaima ja kõrgeima tarbimisega päeva tund ning on võetud SCADA andmetest sellel tunnil kõikide põhivõrgu alajaamade tarbimised. Talviste stsenaariumide jaoks on leitud 2020. aasta talve kõrgeima tarbimisega päeva tund ja on võetud SCADA väljavõtte. 2020. aasta on valitud seetõttu, et 2020. aasta on viimane täisaasta, mille kohta on teada alajaamade tegelikud koormused. Alajaamade tuleviku koormuste saamiseks on 2020. aasta koormustele lisatud Tallinna Tehnikaülikooli poolt koostatud uuringust saadud tarbimiste muutuste prognoosid [15]. Võimsusvoogude stsenaariumides on kasutatud alajaamade 2025. aasta koormusi.

Naaberriikidevaheline elektriturule edastatav ülekandevõimsus (NTC) on võetud Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruandest [12]. Balti riikide võimalikud NTC piirangud on arvatud koostöös teiste Balti põhivõrgu ettevõtjatega. Stabiilsusest tulenevad piirangud võivad olla madalamad kui termilised piirangud. Sellisel juhul hakkavad just stabiilsusest tulenevad piirangud piirama lubatud maksimaalset riikidevahelist võimsust. Tabelis 3.3 on näidatud planeeritavad riikidevahelised NTC-d pärast Baltimaade sünkroniseerimist Mandri-Euroopaga. Käesolevas lõputöös kasutatavates võimsusvoogude stsenaariumides puudub Soome ja Läti vaheline NTC, sest põhivõrguga liitumistega seotud arvutuste meetodika ei luba arvestada välisriikide poolt põhjustatud

transiidiga läbi Eesti elektrisüsteemi [16]. See tähendab, et stsenaariumides ei esine samaaegselt ühe Eesti naaberriigi elektrienergia importi ja teise naaberriigi eksporti.

Tabel 3.3 Üleriigilised ülekandevõimsused [12]

Suund	Võimsus, MW
Eesti >> Soome	1016
Soome >> Eesti	1016
Eesti >> Läti	1100
Läti >> Eesti	900

Eesti ülekandevõrgu PSS/E mudelisse on lisatud erineva algallikaga tootmisüksused, mille liitumislepingud on 10.01.2021 seisuga kehtivad või on menetluses. Siia hulka kuuluvad ka jaotusvõrguga liitunud elektrienergia tootjad. Jaotusvõrguga liitunud tootmisüksused on enamuses päikeseelektrijaamad, kuid mõnede tootmisüksuste algallikad ei ole teada. Võimsusvoogude staatilises analüüsis ei ole oluline tootmisüksuse algallikas ja tüüp (näiteks kas on tegemist sünkroonmasinaga või mitte). Oluline on teada maksimaalset aktiivvõimsust P_{max} ja ülekandevõrgu alajaama, kuhu tootmisüksus on ühendatud. Eesti ülekandevõrgu PSS/E mudelisse on ühendatud 4712 MW tootmisvõimsust:

- soojuselektrijaamad 2270 MW (Viru ja Balti alajaamades);
- koostootmisjaamad 337 MW;
- tuuleelektrijaamad 1371 MW;
- pölvvõrguga liitunud päikeseelektrijaamad 50 MW;
- hüdroelektrijaamad 1 MW;
- muud jaotusvõrguga liitunud elektrijaamad 683 MW.

PSS/E mudelisse on lisatud ka kõikide tootmiseadmete reaktiivenergia kompenseerimise võimekused. Kui tootmiseadme reaktiivenergia kompenseerimise võimekus ei ole teada, siis on lähtutud Euroopa Komisjoni poolt välja antud elektritootmisüksuste võrku ühendamise nõuetest (RfG) [17]. Arvestatud on ka tootmiseadmete maksimaalsete ja minimaalsete aktiivvõimsuse võimekustega. Sünkroonmasinate minimaalne aktiivvõimsus on saadud vastava seadme dokumentatsioonist. Konverterpõhiste tootmiseadmete minimaalseks aktiivvõimsuseks on arvestatud 0 MW. Maksimaalseks aktiivvõimsuseks on mõlemal juhul võetud tootmiseadme maksimaalne aktiivvõimsus P_{max} .

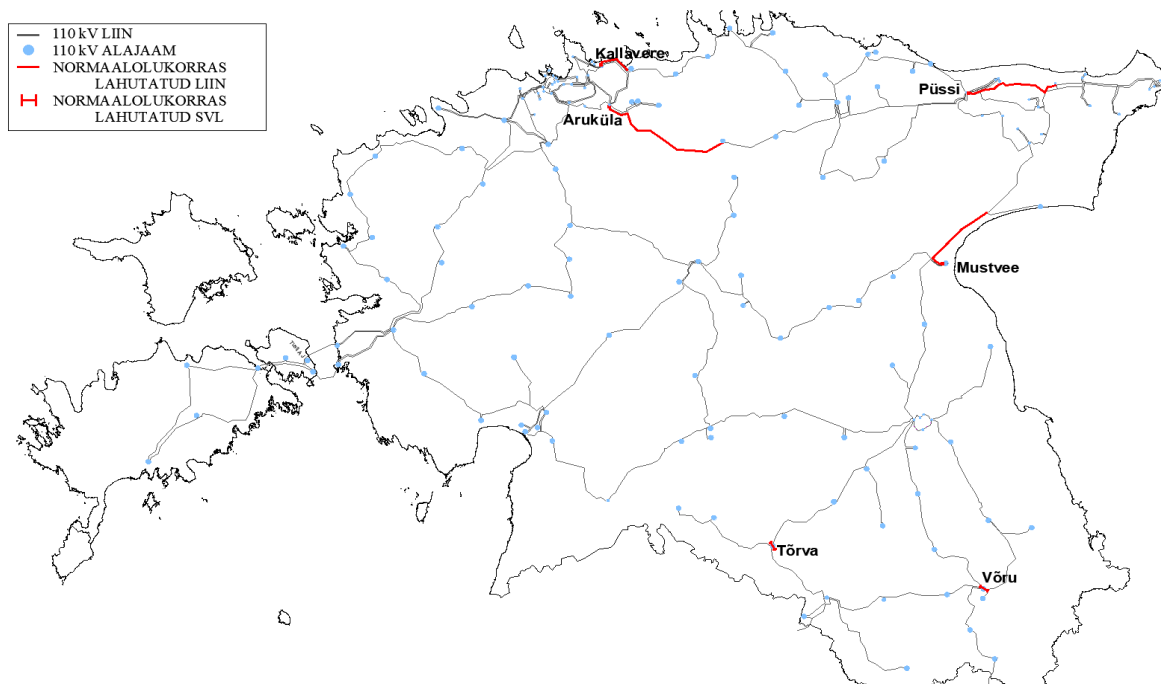
Võimsusvoogude stsenaariumides on elektrienergia tootmise muustritega kaetud ida-lääne ja põhja-lõuna ning nendele vastupidised võimsusvood. Toomaks välja kohalike

110 kV liinide suurimaid võimsusvoogusid, on osades stsenaariumides jaotusvõrguga liitunud tootmisseadmed lülitatud maksimaalsele tootmisvõimsusele. Stsenaariumide koostamisel on jälgitud energiabilansi printsiipi: tootmise, tarbimise, ekspordi/impordi ja kadude summa võrdub null. See tähendab, et igas stsenaariumis on balansseeriva sõlme genereerimine/tarbimine nullilähedane.

3.3 Lahutuskohad ja nende optimeerimine

Eesti ülekandevõrgus osalevad võimsusvoogude ülekandes paralleelselt 330 kV ja 110 kV liinid. N-1 olukorras, kus mõni elektrivõrgu element (liin või trafo) on avariiliselt välja lülitunud või on hoolduses, kandub välja lülitunud elemendi võisusvoog teis(t)ele võrgu elemendile või elementidele ja võivad tekkida ülekoormused. Juba praegu on 110 kV ülekandevõrgus ülekoormuste vältimiseks kasutusel mõned RLA-ga lahutuskohad, mis on näidatud joonisel 3.1:

- Kallavere – Kuusalu 110 kV õhuliin Kallavere alajaamas;
- Aruküla – Jäneda 110 kV õhuliin Aruküla alajaamas;
- Balti – Püssi 110 kV õhuliin Püssi alajaamas;
- Mustvee – Alutaguse 110 kV õhuliin Mustvee alajaamas;
- sektsioonide vahelise võimsuslülitiga (SVL) lahutuskoht Võru alajaamas;
- sektsioonide vaheline võimsuslülitiga (SVL) lahutuskoht Tõrva alajaamas.



Joonis 3.1 Olemasolevad RLA-ga lahutuskohad

110 kV elektrivõrgu ülekandevõimsuste transiitvoogude piiramiseks on vaja luua lahutuskohad. Optimaalsete lahutuskohade leidmisel on jälgitud, et lahutuskoht ei tekitaks mõne paralleelliini ülekoormust ja optimeerimise kriteeriumiks on minimaalsed aktiivenergiakaod (edaspidi kaod). Optimeerimisel on kasutatud alapeatükis 3.1 kirjeldatud PSS/E baasmudelit ja on lähtunud põhimõttest, et elektrisüsteem talitleb normaalolukorras. See tähendab, et kõik võrguelemendid on töös vastavalt normaalskeemile. Lahutuskohade optimeerimisel on kasutatud kahte tunnipõhist elektrienergia tootmise ja tarbimise andmehulka: ENTSO-E koostatud elektrivõrgu kümne aasta arengukava TYNDP 2020 turumudelit ja SCADA 2020. aasta mõõtmisi.

3.3.1 Lahutuskohad

Lahutuskohade eesmärk on piirata ülekandevõimsuste transiitvoogude kandumist 110 kV võrku. Selleks on vajalik tekitada vähemalt üks lahutuskoht kaht 330/110 kV alajaama ühendavale 110 kV ühendusele. Kui samal kahel 330/110 kV alajaamal on ka mõni muu alternatiivne 110 kV ühendus, siis peab lahutama ka alternatiivse ühenduse. Eraldi on analüüsitud olukordi, kus Tallinna linna jääb silmusvõrk (lahutuskohti ei kasutata) ja tugevatel Harku – Lihula – Sindi ning Sindi – Viljandi – Tartu 110 kV ühendustel lahutuskohti ei kasutata.

Tallinna linnas on 110 kV elektrivõrk liinirohke ja kompaktne ning võimalikke lahutuskohade komplekte on mitmeid. Lahutuskohade optimeerimisel on Harku, Kiisa ja Aruküla 330/110 kV alajaamade vaheliste 110 kV ühenduste lahutamiseks kasutatud üht minimaalsete lahutuskohade arvuga lahutuskohade komplekti:

- Kiisa – Topi 110 kV õhuliin Kiisa alajaamas;
- kaks paralleelset Kiisa – Keila 110 kV õhuliini Kiisa alajaamas;
- Kiisa – Järve 110 kV õhuliin Kiisa alajaamas;
- Jüri – Järve 110 kV õhuliin Järve alajaamas;
- Järve – Järveküla 110 kV õhuliin Järve alajaamas;
- Iru – Järve 110 kV õhuliin Järve alajaamas;
- Ülemiste – Lasnamäe 110 kV kaabelliin Ülemiste alajaamas;
- Mäe – Ranna 110 kV kaabelliin Ranna alajaamas;
- Ranna – Ida 110 kV kaabelliin Ranna alajaamas.

Mujal Eestis on leitud igale 330/110 kV alajaama 110 kV ühendusele optimaalne lahutuskoht. 110 kV ühendused, mis oleks vaja lahutada on:

1. Lihula – Aulepa – Kiisa ühendus – ÜH1. 7 võimalikku lahutuskoha (LK) asukohta.

2. Lihula – Järvakandi – Rapla ühendus – ÜH2. 4 võimalikku LK asukohta.
3. Kiisa – Rapla – Paide ühendus – ÜH3. 3 võimalikku LK asukohta.
4. Papiniidu – Vändra – Paide ühendus – ÜH4. 3 võimalikku LK asukohta.
5. Paide – Suure-Jaani – Viljandi ühendus – ÜH5. 2 võimalikku LK asukohta.
6. Paide – Jõgeva – Mustvee – Tartu ühendus – ÜH6. 10 võimalikku LK asukohta.
7. Püssi – Rakvere L103 – ÜH7. 2 võimalikku LK asukohta.
8. Rakvere – Aseri – Püssi ühendus – ÜH8. 4 võimalikku LK asukohta.
9. Rakvere – Väike-Maarja – Püssi ühendus – ÜH9. 3 võimalikku LK asukohta.
10. Ahtme – Balti ühendus – ÜH10. 2 võimalikku LK asukohta.
11. Harku – Risti – Lihula ühendus – ÜH11. 4 võimalikku LK asukohta.
12. Lihula – Lõpe – Sindi ühendus – ÜH12. 3 võimalikku LK asukohta.
13. Sindi – Viljandi – Tartu ühendus – ÜH13. 7 võimalikku LK asukohta.

Lahutuskohtade optimeerimisel on leitud igal loetletud ühendusel lahutuskoht kus elektrisüsteemi aktiivkadu on väikseim. Analüüsitud on kolme lahutuskohtade komplektiga Eesti ülekandevõrku ja võrreldud nende kadusid baasmudeli kaoga. Kolm lahutuskohtade komplekti (LKK) on:

1. Lahutatud on ÜH1...ÜH13 ja Tallinna 110 kV võrk – LKK1.
2. Lahutatud on ÜH1...ÜH13 – LKK2.
3. Lahutatud on ÜH1...ÜH10. Tugevad Harku – Risti – Lihula, Lihula – Lõpe – Sindi ja Sindi – Viljandi – Tartu 110 kV ühendused osalevad võimsusvoogude transiidis – LKK3.

3.3.2 TYNDP 2020 mudeli järgi lahutuskohtade optimeerimine

Eesti ja Euroopa elektrisüsteemi ning elektrituru koordineeritud planeerimine on oluline, sest Eesti elektrisüsteem on Euroopa elektrisüsteemi osa. Elektrivõrgu pikaajalise planeerimise koordineerimiseks koostatakse Euroopa süsteemihaldurite koostöös ning ENTSO-E eestvedamisel iga kahe aasta järel elektrivõrgu kümne aasta arengukava (TYNDP) [18]. Käesolevas alapeatükis on kasutatud TYNDP 2020 turumudeli tõenäosusliku analüüsi arvutustulemuste väljavõtet, kus on välja toodud ENTSO-E liikmesriikide elektrienergia tootmine ja tarbimine ning riikidevahelised ülekandevõimsused 2030. aastal tunniajase täpsusega. TYNDP 2020 turumudeli väljavõttest on kasutatud ainult Eestit puudutavat osa.

TYNDP mudeli puuduseks on asjaolu, et arvutustulemustes ei ole tarbimine antud alajaamade kaupa, vaid on antud üldine Eesti tarbimine. Tootmine on antud algallikate

kaupa. Eesti tarbimise jaotamiseks alajaamade vahel on võetud SCADA andmetest 2020. aasta suvise tiputarbimise väljavõte ja skaleeritud vastavalt TYNDP mudelile. Elektrienergia tootmise jaotamiseks alajaamade vahel on grupeeritud PSS/E mudeli generaatorid vastavalt algallikatele ja nendele generaatorite gruppidele on lisatud TYNDP mudelist võetud tootmise andmed.

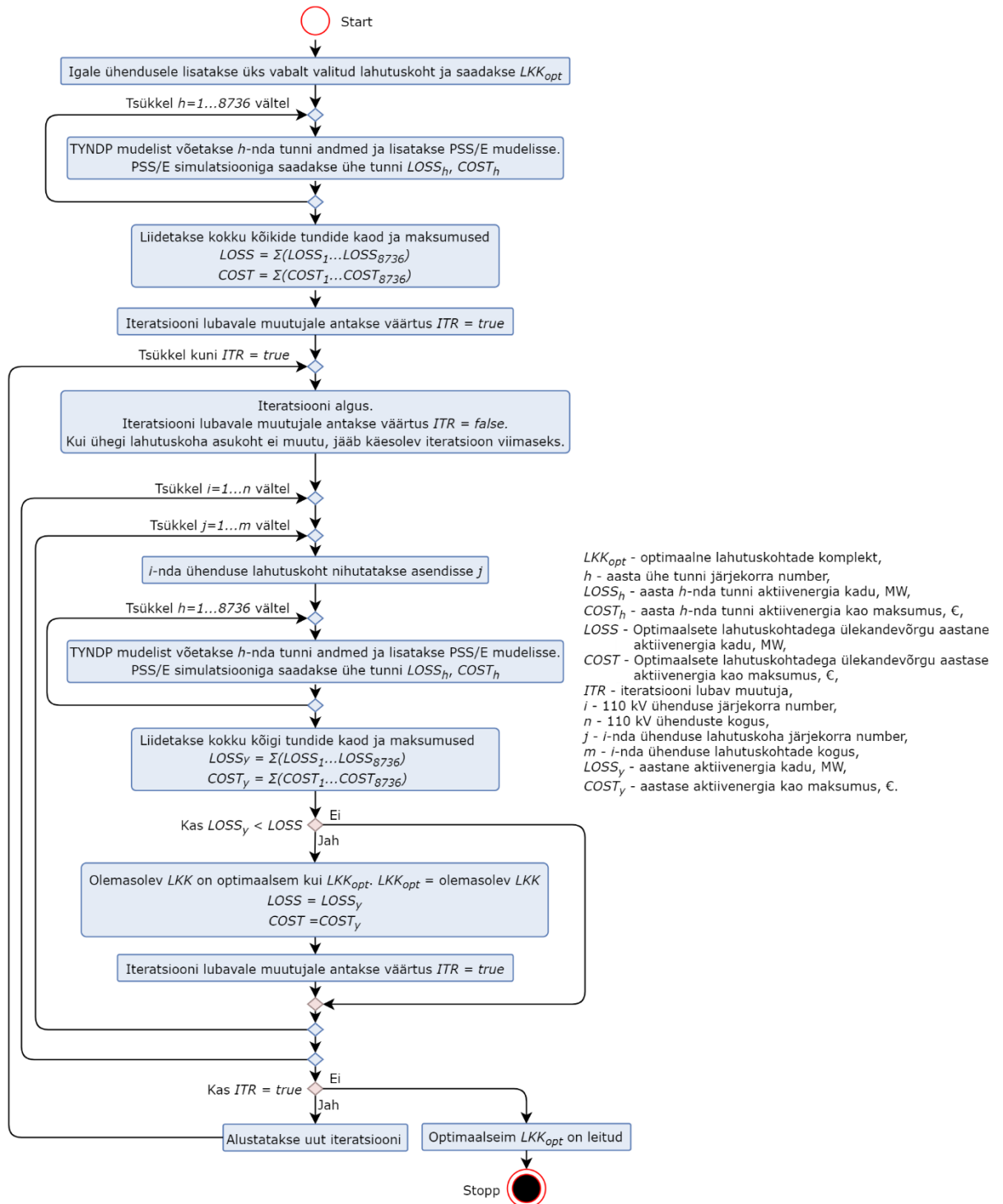
Läti eksport/import on lahendatud Läti lihtsustatud elektriskeemiga ja kolme ekvivalentse generaatoriga Läti elektrisüsteemis. Soome ekspordi/impordi jaoks on PSS/E mudelis modelleeritud Estlink1 ja Estlink2. Esmaselt koormatakse täisvõimsusele Estlink2 (kuni 658 MW) ja seejärel koormatakse Estlink1 (kuni 358 MW). Arvestatud on ka Estlink2 harmoonikute filtrite lülitamise loogikat.

Lahutuskohtade asukohtade optimeerimise eesmärk on leida optimaalseim lahutuskohtade kombinatsioon, mille puhul on elektrivõrgu aktiivenergia kadu väikseim. Eesti elektrisüsteemi 110 kV ühenduste ÜH1 kuni ÜH13 kõikide võimalike lahutuskohtade kombinatsioonide arv on üle 20 miljoni ja sellise koguse eraldi analüüsimine on ebareaalne. Seetõttu on käesolevas töös kasutatud lihtsustatud lähenemist, mille algoritmi diagramm on näidatud joonisel 3.2. Lihtsustatud lähenemise põhimõte on järgmine:

1. Igale ühendusele tekitatakse üks lahutuskoht.
2. Vastavalt TYNDP mudeli arvutustulemustele lisatakse PSS/E baasmudelile kõik genereerimised ja tarbimised ning leitakse iga tunni elektrisüsteemi kadu (kokku 8736 tundi¹). Samas on TYNDP mudelis toodud ka vastava tunni energiaühiku hind, millega läbi korrutades saab leida energiakao maksumuse. Tunnised kaod ja maksumused liidetakse kokku aastaseks energiakaoks ja energiakao maksumuseks.
3. Järgmisena muudetakse ühe lahutuskoha asukohta selliselt, et kõigepealt muudetakse ühenduse ÜH1 lahutuskoha asukoht ja arvutatakse vastavalt punktis 2 kirjeldatule aastane kadu ja maksumus. ÜH1-l on kokku 7 võimalikku LK asukohta. ÜH1 lahutuskoht jäetakse sinna, kus aastane kadu on kõige väiksem.
4. Sarnaselt punktis 3 kirjeldatule liigutatakse kõikide ühenduste (ÜH1.. ÜH13) lahutuskohti ja leitakse väikseim aastane kadu ja lahutuskohtade asukohad. Sellega lõppeb esimene iteratsioon.

¹ TYNDP mudelis on arvestatud aasta pikkuseks 52 nädalat.

5. Järgmise iteratsiooniga liigutatakse uuesti ükshaaval kõikide ühenduste (ÜH1...ÜH13) lahutuskohtade asukohti ja leitakse väikseim aastane kadu ja optimaalsemad LK asukohad.
6. Kui mingi iteratsiooni käigus lahutuskohtade asukohad ei muutu, on optimaalseimad LK asukohad leitud.



Joonis 3.2 Lahutuskohtade optimeerimise algoritmi diagramm

Joonisel 3.2 näidatud algoritmiga leitakse ühe iteratsiooniga 42 korda aastase aktiivenergia kadu ja kao maksumus ning teostatakse 366 912 PSS/E simulatsiooni. Arvutuste ja simulatsioonide automatiseerimiseks on kasutatud PSS/E *python* moodulit, mis lihtsustab ja kiirendab analüüside tegemist. Vastavate *python* skriptide kirjutamisel on kasutatud PSS/E *python* mooduli rakendamise protokollide, reeglite ja vahendite kogumit ehk rakendustarkvara liidest (API) [19]. Järgnevalt on välja toodud joonisel 3.2 kirjeldatud algoritmiga saadud Eesti ülekandevõrgu optimaalseimad lahuskohtade komplektid. Optimaalseimate lahuskohtade komplektidega on elektrisüsteemi kadu väikseim.

LKK1 – lahuskohtade komplekt on ÜH1...ÜH13 ja Tallinna linna 110 kV võrk:

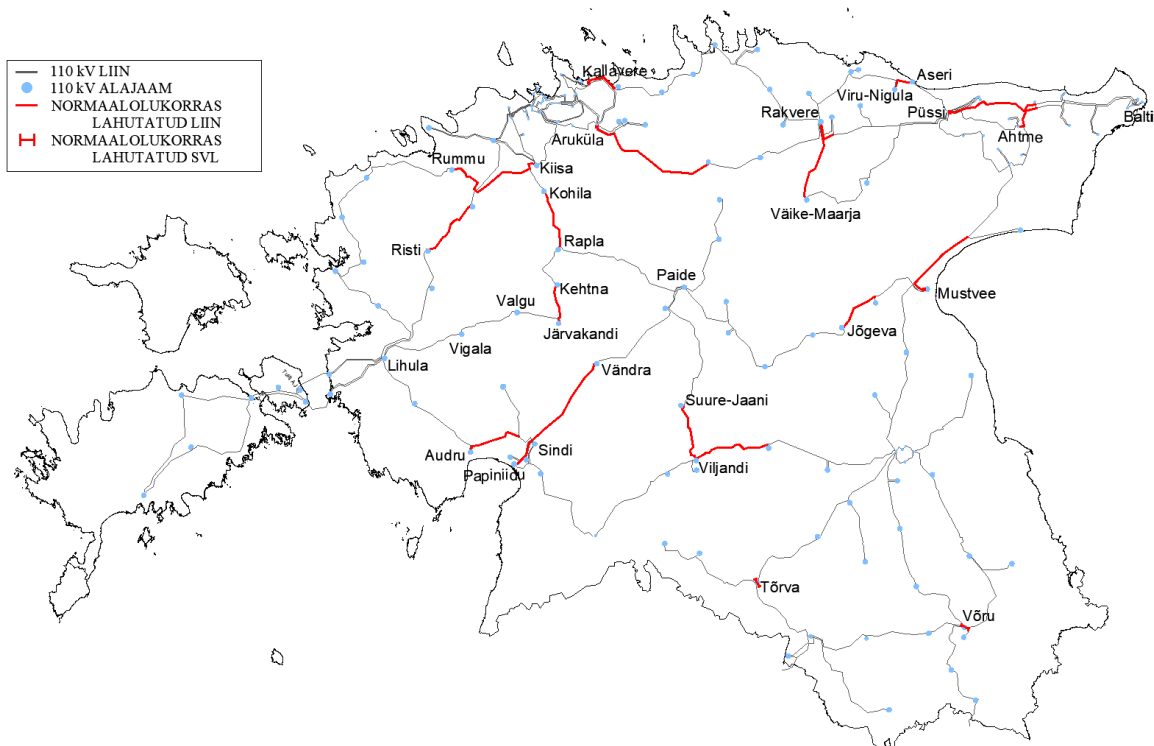
- ÜH1: Rummu – Kiisa 110 kV õhuliin (ÕL) Rummu (või Kiisa) alajaamas;
- ÜH2: Järvakandi – Kehtna 110 kV ÕL Järvakandi alajaamas;
- ÜH3: Kohila – Rapla 110 kV ÕL Rapla alajaamas;
- ÜH4: Vändra – Papiniidu 110 kV ÕL Papiniidu (või Vändra) alajaamas;
- ÜH5: Viljandi – Suure-Jaani 110 kV ÕL Viljandi alajaamas;
- ÜH6: Kantküla – Jõgeva 110 kV ÕL Jõgeva alajaamas;
- ÜH7: Püssi – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere alajaamas;
- ÜH8: Aseri – Viru-Nigula 110 kV ÕL Aseri (või Viru-Nigula) alajaamas;
- ÜH9: Väike-Maarja – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere (või Väike-Maarja) alajaamas;
- ÜH10: Balti – Ahtme 110 kV ÕL Ahtme alajaamas;
- ÜH11: Riisipere – Risti 110 kV ÕL Riisipere alajaamas;
- ÜH12: Audru – Sindi 110 kV ÕL Audru alajaamas;
- ÜH13: Puhja – Viljandi 110 kV ÕL Viljandi (või Puhja) alajaamas.

LKK2 – lahuskohtade komplekt on ÜH1...ÜH13. ÜH1...ÜH13 lahuskohad on samad, mis LKK1 puhul ja on näidatud joonisel 3.3. Tallinna 110 kV võrk ei ole lahuskohtade komplektis.

LKK3 – lahuskohtade komplekt on ÜH1...ÜH10. ÜH1...ÜH10 lahuskohad on samad mis LKK2 puhul. Tugevad Harku – Risti – Lihula, Lihula – Lõpe – Sindi ja Sindi – Viljandi – Tartu ühendused ei ole lahuskohtade komplektis.

- ÜH1: Rummu – Kiisa 110 kV õhuliin (ÕL) Rummu (või Kiisa) alajaamas;
- ÜH2: Järvakandi – Kehtna 110 kV ÕL Järvakandi alajaamas;
- ÜH3: Kohila – Rapla 110 kV ÕL Rapla alajaamas;
- ÜH4: Vändra – Papiniidu 110 kV ÕL Papiniidu (või Vändra) alajaamas;
- ÜH5: Viljandi – Suure-Jaani 110 kV ÕL Viljandi alajaamas;
- ÜH6: Kantküla – Jõgeva 110 kV ÕL Jõgeva alajaamas;
- ÜH7: Püssi – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere alajaamas;

- ÜH8: Aseri – Viru-Nigula 110 kV ÕL Aseri (või Viru-Nigula) alajaamas;
- ÜH9: Väike-Maarja – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere (või Väike-Maarja) alajaamas;
- ÜH10: Balti – Ahtme 110 kV ÕL Ahtme alajaamas.



Joonis 3.3 TYNDP mudeli järgi lahuskohtade komplekti LKK2 optimaalsed lahuskohad

Erinevate lahuskohtade komplektidega saadud aastased aktiivenergia kaod ja nende maksumused on toodud tabelis 3.4. Sellest tabelist on näha, et sõltuvalt lahuskohtade komplektist on TYNDP mudeli järgi lahuskohtade kasutamisel aastase kao kokkuhoid 0,5%...1,4% ja kao maksumuse kokkuhoid 0,7%...1,5%. Analüüsi käigus selgus ka, et mitteoptimaalsete lahuskohtade valikul aastane kadu ja kao maksumus võrreldes baasmudeliga hoopis suurenevad.

Tabel 3.4 Baasmudeli ja erinevate lahuskohtade komplektidega kaod

	Aastane kadu, MWh	Aastase kao maksumus, €	Kao erinevus baasmudelist, MWh	Maksumuse erinevus baasmudelist, €
Baas	215182	10 172 906	-	-
LKK1	212114	10 016 124	-3068	-156 782
LKK2	213272	10 071 794	-1910	-101 112
LKK3	214078	10 097 999	-1105	-74 907

Lahutuskohtade lülitamiseks kasutatakse reservlülitusautomaatikat (RLA). Kui mingil põhjusel (näiteks lühise korral) kaob kontrollitaval liinil pinge, siis kaob ka selle liiniga toidetud alajaama(de) toide. Juhul, kui lahutuskoha ja lühise vahele jääb mitu alajaama, siis jäävad toiteta kõik need alajaamad. RLA viiteaega hakatakse mõõtma siis, kui reservtoiteliinil on pinge olemas. RLA viiteaja lõpuni jõudes lülitatakse lahutuskohast sisse ja taastatakse toiteta jäänud alajaama(de) toide. Elektrisüsteemi parema töökindluse tagamiseks on otstarbekas liinide pinget jälgida ja lahutuskoha RLA tööd juhtida samas alajaamas. Võimalik on ka pinget jälgida ühes alajaamas ja sidekanali kaudu juhtida lahutuskoha RLA-d teises alajaamas. Viimasel juhul on sidekanali mittetoimimisel suurem oht mingi piirkonna elektrivarustuse katkemisele. Kõikide selles analüüsis leitud lahutuskohtade puhul on võimalik pinget jälgida ja RLA tööd juhtida samas alajaamas.

3.3.3 Ajalooliste andmete järgi lahutuskohtade optimeerimine

TYNDP mudel ei kajasta elektrienergia tootmist ja tarbimist alajaamade põhiselt. Tuleviku elektrivõrgu käitumist alajaamade põhiselt on võimalik analüüsida ajaloolisi andmeid kasutades. Sellise analüüsiga on otstarbekas uurida erinevate lahutuskohtade komplektidega elektrivõrgu kao suuruse ja kao maksumuse erinevust, sest puudub teadmine tuleviku elektrienergia tootmisest ja tarbimisest. SCADA andmebaasist on võetud 2020. aasta ajaloolised andmed vahemikus 1. jaanuar kell 00:00 kuni 31. detsember kell 23:00 – kokku 8784 rida. SCADA andmebaasist on saadud alajaamade koormused, elektrisüsteemiga liidetud tootmiseseadmete poolt toodetud elektrienergia andmed ja riikide vahelised NTC-d. Lahutuskohtade optimeerimise algoritm on sarnane joonisel 3.2 näidatud TYNDP mudeliga lahutuskohtade leidmise algoritmile. Erinevus on selles, et nüüd lisatakse igasse alajaama TYNDP mudeli andmete asemel reaalsed 2020. aasta mõõtmised tunnise täpsusega. Järgnevalt on välja toodud joonisel 3.2 kirjeldatud algoritmiga ja ajalooliste andmetega optimeeritud Eesti ülekandevõrgu optimaalseimad lahutuskohtade komplektid. Optimaalseimate lahutuskohtade komplektidega on elektrisüsteemi kaod väikseimad.

LKK1 – lahutatud on ÜH1...ÜH13 ja Tallinna linna 110 kV võrk:

- ÜH1: Martna – Lihula 110 kV ÕL Lihula alajaamas;
- ÜH2: Järvakandi – Kehtna 110 kV ÕL Järvakandi alajaamas;
- ÜH3: Kohila – Rapla 110 kV ÕL Rapla alajaamas;
- ÜH4: Vändra – Papiniidu 110 kV ÕL Papiniidu (või Vändra) alajaamas;
- ÜH5: Viljandi – Suure-Jaani 110 kV ÕL Viljandi alajaamas;
- ÜH6: Kantküla – Jõgeva 110 kV ÕL Jõgeva alajaamas;

- ÜH7: Püssi – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere alajaamas;
- ÜH8: Püssi – Aseri 110 kV ÕL Aseri (või Püssi) alajaamas;
- ÜH9: Väike-Maarja – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere (või Väike-Maarja) alajaamas;
- ÜH10: Balti – Ahtme 110 kV ÕL Ahtme alajaamas;
- ÜH11: Risti – Kullamaa 110 kV ÕL Kullamaa (või Risti) alajaamas;
- ÜH12: Lihula – Lõpe 110 kV ÕL Lõpe (või Lihula) alajaamas;
- ÜH13: Puhja – Viljandi 110 kV ÕL Viljandi (või Puhja) alajaamas.

LKK2 – lahutatud on ÜH1...ÜH13. ÜH1...ÜH13 Lahutuskohad on samad, mis LKK1 puhul ja on näidatud joonisel 3.4. Tallinna linna 110 kV võrk ei ole lahutatud.

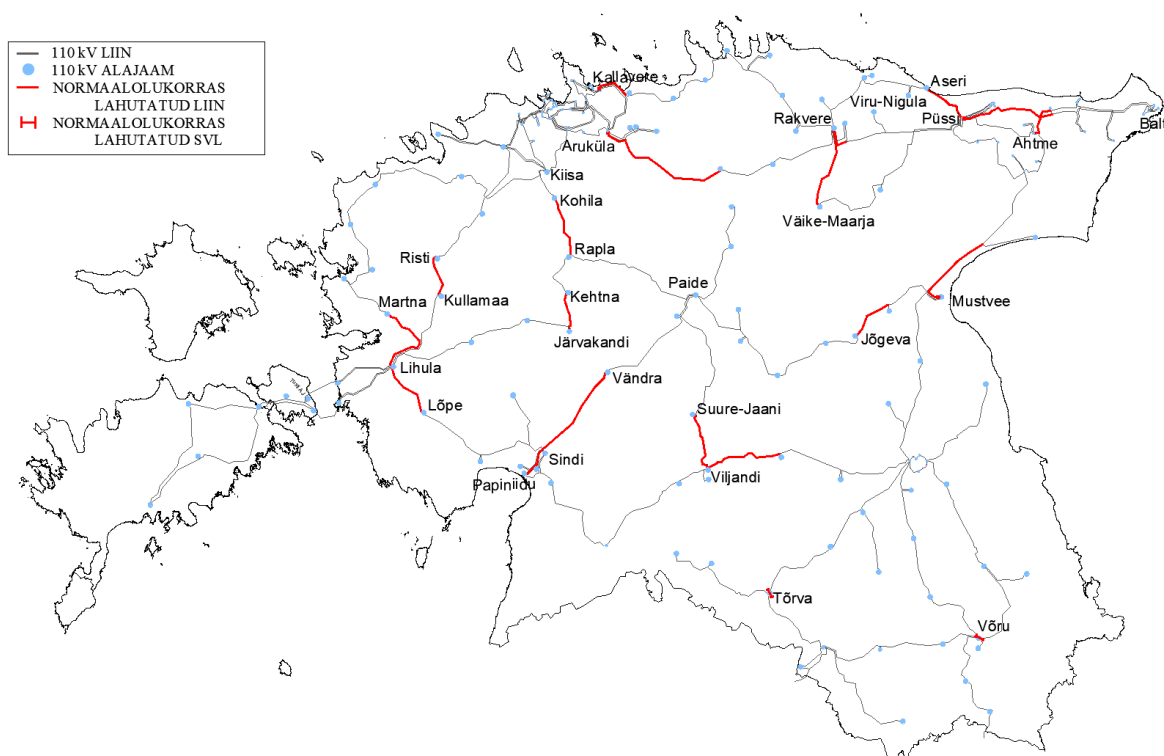
LKK3 – lahutatud on ÜH1...ÜH10. ÜH1...ÜH10 lahutuskohad on samad mis LKK2 puhul. Tugevad Harku – Risti – Lihula, Lihula – Lõpe – Sindi ja Sindi – Viljandi – Tartu ühendused ei ole lahutatud. LKK3 lahutuskohad on:

- ÜH1: Martna – Lihula 110 kV ÕL Lihula alajaamas;
- ÜH2: Järvakandi – Kehtna 110 kV ÕL Järvakandi alajaamas;
- ÜH3: Kohila – Rapla 110 kV ÕL Rapla alajaamas;
- ÜH4: Vändra – Papiniidu 110 kV ÕL Papiniidu (või Vändra) alajaamas;
- ÜH5: Viljandi – Suure-Jaani 110 kV ÕL Viljandi alajaamas;
- ÜH6: Kantküla – Jõgeva 110 kV ÕL Jõgeva alajaamas;
- ÜH7: Püssi – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere alajaamas;
- ÜH8: Püssi – Aseri 110 kV ÕL Aseri (või Püssi) alajaamas;
- ÜH9: Väike-Maarja – Rakvere 110 kV ÕL Rakvere (või Väike-Maarja) alajaamas;
- ÜH10: Balti – Ahtme 110 kV ÕL Ahtme alajaamas.

Võrreldes TYNDP mudeliga tehtud analüüsiga on ÜH1, ÜH11 ja ÜH12 lahutuskohad nihkunud Lihula alajaama poole ning ÜH8 on nihkunud Püssi alajaama poole. Ülejäänud lahutuskohad on jäänud samadele kohtadele. SCADA ajalooliste andmetega erinevate lahutuskohtade komplektidega saadud aastased aktiivenergia kaod ja nende maksumused on toodud tabelis 3.5. Tabelist 3.5 on näha, et SCADA 2020. aasta ajalooliste andmetega tehtud analüüsi järgi on lahutuskohtade kasutamisel aastase kao kokkuhoid 0,8%...1,9% ja kao maksumuse kokkuhoid 0,3%...1,5% sõltuvalt lahutuskohtade komplektist.

Tabel 3.5 SCADA ajalooliste andmetega leitud kaod ja nende maksumused

	Aastane kadu, MWh	Aastase kao maksumus, €	Kao erinevus baasmudelist, MWh	Maksumuse erinevus baasmudelist, €
Baas	151685	5 289 619	-	-
LKK1	148772	5 207 880	-2913	-81 739
LKK2	150505	5 270 442	-1180	-19 177
LKK3	150074	5 248 022	-1611	-41 597



Joonis 3.4 SCADA ajalooliste andmete järgi lahuskohtade komplekti LKK2 optimaalsed lahuskohad

3.3.4 TYNDP mudeli ja SCADA andmetega optimeeritud lahuskohtade komplektidega elektrisüsteemi kadude võrdlus

Tabelitest 3.4 ja 3.5 on näha, et aastane kaoenergia suurus on SCADA andmetega väiksem kui TYNDP mudeliga, kuid mõlemal juhul jäävad kadude muutuste protsendid ja kao maksumuse muutuste protsendid samasse suurusjärku. Aastase kaoenergia suuruse erinevus on tingitud Eesti elektrisüsteemis aastas genereeritud ja tarbitud energiakoguste erinevusest, mis on näidatud tabelis 3.6. Kui tarbimine on mõlemal juhul samas suurusjärgus, siis TYNDP mudeli järgi genereeritakse aastas 73% rohkem elektrienergiat kui SCADA andmete järgi. Seega võib järeldada, et 110 kV võrgus on

lahutuskohtade kasutamise ülekandevõrgu aktiivenergia kaod 0,5...1,5% väiksemad kui ilma lahutuskohtadeta ülekandevõrgu kaod.

Tabel 3.6 Eesti elektrisüsteemi genereerimine ja tarbimine TYNDP mudeli ja SCADA andmete järgi

	TYNDP mudeli järgi	SCADA andmete järgi
Genereerimine, TWh aastas	8,29	4,78
Tarbimine, TWh aastas	8,53	8,34

Järgnevalt on analüüsitud elektrisüsteemi kadusid ja kadude maksumusi, kui lahutuskohtade asukohad ei ole optimaalsed. Selleks on võetud SCADA andmetega optimeeritud lahutuskohtade komplektid ja TYNDP mudeli andmeid kasutades on leitud elektrisüsteemi aastased aktiivenergia kaod ja kadude maksumused. Saadud tulemused on toodud tabelis 3.7. Tabeli 3.8 tulemused kajastavad vastupidist olukorda - kasutatud on TYNDP mudeli andmetega optimeeritud lahutuskohtade komplekte ja SCADA andmetega on leitud elektrisüsteemi aastased aktiivenergia kaod ja kadude maksumused.

Tabel 3.7 TYNDP mudeliga leitud kaod, kui on kasutatud SCADA andmetega optimeeritud lahutuskohti

	Aastane kadu, MWh	Aastase kao maksumus, €	Kao erinevus baasmudelist, MWh	Maksumuse erinevus baasmudelist, €
Baas	215182	10 172 906	-	-
LKK1	215099	10 130 404	-83	-42 502
LKK2	216567	10 197 806	1385	24 900
LKK3	216852	10 206 340	1669	33 434

Tabel 3.8 SCADA andmetega leitud kaod, kui on kasutatud TYNDP mudeliga optimeeritud lahutuskohti

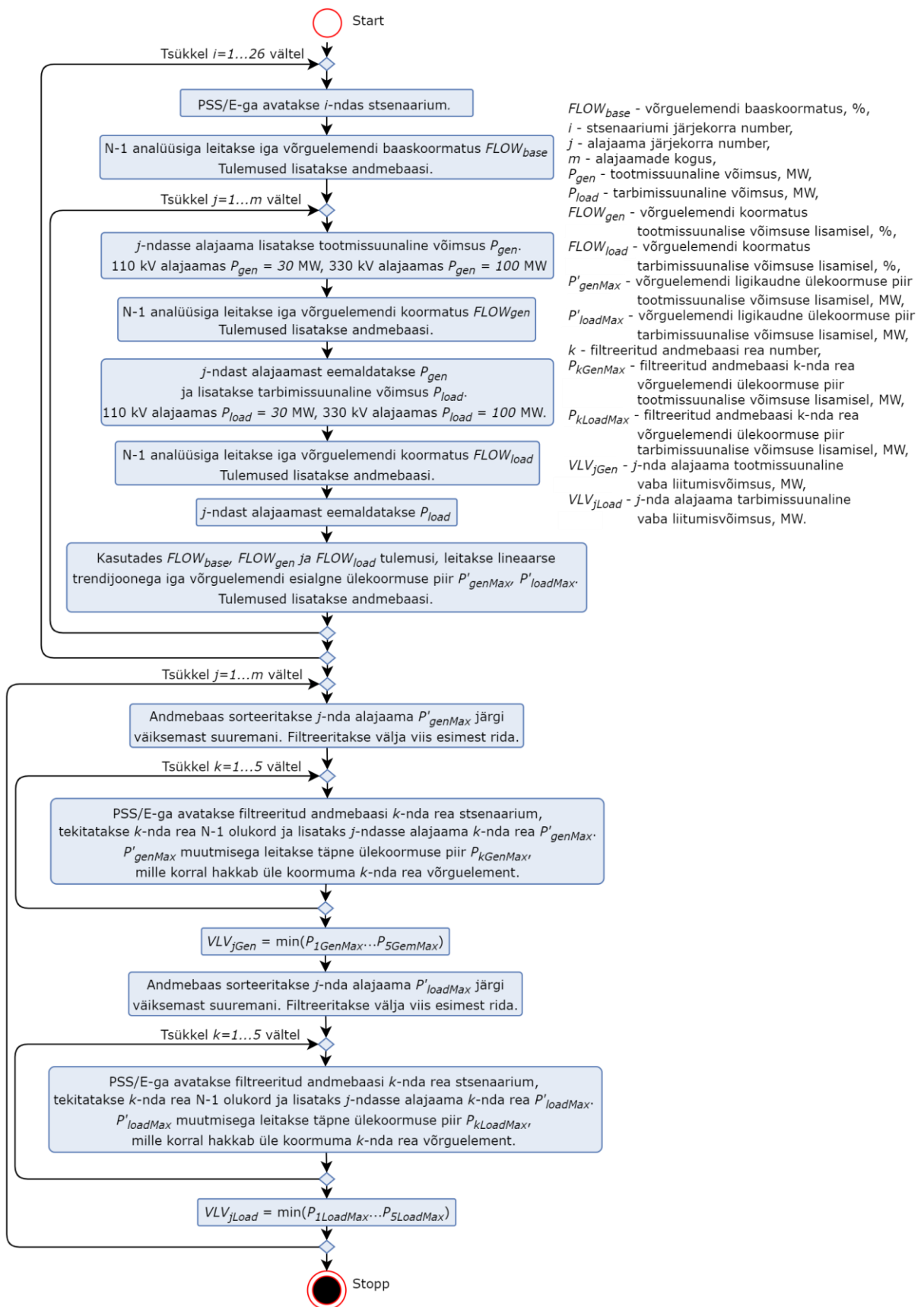
	Aastane kadu, MWh	Aastase kao maksumus, €	Kao erinevus baasmudelist, MWh	Maksumuse erinevus baasmudelist, €
Baas	151685	5 289 619	-	-
LKK1	149324	5 226 090	-2361	-63 529
LKK2	151201	5 297 346	-484	7 727
LKK3	150880	5 281 011	-805	-8 608

Kahel erineval meetodil optimeeritud lahutuskohtade asukohad on suures osas kattuvad. Erinevad on ainult nelja lahutuskoha asukohad. Tabelites 3.7 ja 3.8 on näha, et kui kasutada 110 kV elektrivõrgus lahutuskohti, mis ei ole optimaalsed, võivad ülekandesüsteemi kaod olla suuremad kui ilma 110 kV lahutuskohtadeta elektrivõrgus. Seega on lahutuskohtade kasutamisel vajalik regulaarselt jälgida nende optimaalsust. Lahutuskohtade optimaalsust tuleks üle kontrollida ka elektrivõrgu topoloogia muutmisel või elektrisüsteemi suuremate tootmisvõimsuste lisamisel.

3.4 Vabade liitumisvõimsuste analüüs

Ülekandevõrgu vabad liitumisvõimsused (VLV-d) on võimsused, mille korral ei ole vaja teatud alajaamas Elering AS-iga liitumisel ülekandevõrgu elementide läbilaskevõimsusi suurendada. Vabad liitumisvõimsused sõltuvad Eesti ülekandesüsteemi tugevusest. Peamiseks piirajaks on ülekandeliinide termiline piirang, mis sõltub liini läbivast voolust. Vabad liitumisvõimsused vähenevad uute liitumistega ja olemasoleva liitumisvõimsuse suurendamisega ning suurenevad elektrivõrku tehtavate investeeringutega [12]. Sisuliselt on investoritel võimalik mingis alajaamas liituda põhivõrguga vaba liitumisvõimsuse ulatuses minimaalsete kulutustega. Elering AS on loonud veebirakenduse e-Gridmap, kust on võimalik saada infot ülekandevõrgu alajaamade vabade liitumisvõimsuste kohta [20]. Vabad liitumisvõimsused on arvatud ühes alajaamas korraga ja ei ole summeeritavad. Kui mõnes alajaamas on lisatud liitumisvõimsus, siis see võib mõjutada ka teiste alajaamade vabu liitumisvõimsusi. Käesolevas alapeatükis on uuritud lahutuskohtade mõju vabadele liitumisvõimsustele.

Vabade liitumisvõimsuste analüüsis on kasutatud TYNDP mudeliga optimeeritud lahutuskohtade komplekte, sest nende lahutuskohtadega vähenesid ülekandevõrgu kaod võrreldes baasmudeliga mõlemal juhul – nii TYNDP mudeli andmetega kui ka SCADA andmetega analüüsis. Selles analüüsis on kasutatud deterministlikku võimsusvoogude analüüsi ja alapeatükis 3.2 kirjeldatud stsenaariume (kokku 26). Arvestatud on ka N-1 kriteeriumiga, mille järgi peavad elektrisüsteemi parameetrid jääma lubatud piiridesse ka elektrisüsteemi ühe elemendi välja lülitumisel. Arvestatud on, et avariiliselt võib välja lülitada üks 110 kV liin, üks 330 kV liin või üks 330/110 kV trafo. VLV-de analüüsis on monitooritud kõiki 110 kV ja 330 kV liine ning 330/110 kV trafosid. Madalamate pingeastmetega trafosid ei ole monitooritud. Elektrivõrgu arvutuste tegemiseks on kasutatud võrguarvutustarkvara PSS/E. Joonisel 3.5 on näidatud vabade liitumisvõimsuste algoritmi diagramm.



Joonis 3.5 Vabade liitumisvõimsuste analüüsi algoritmi diagramm

VLV-de analüüsis on leitud iga alajaama väikseim võimsus, mille lisamisel hakkab halvima stsenaariumi ja halvima häiringu (N-1) korral mingi ülekandevõrgu element üle koormuma. Analüüsitud on nii tootmissuunalisi kui ka tarbimissuunalisi võimsusi. Vabade liitumisvõimsuste leidmise etapid on järgmised:

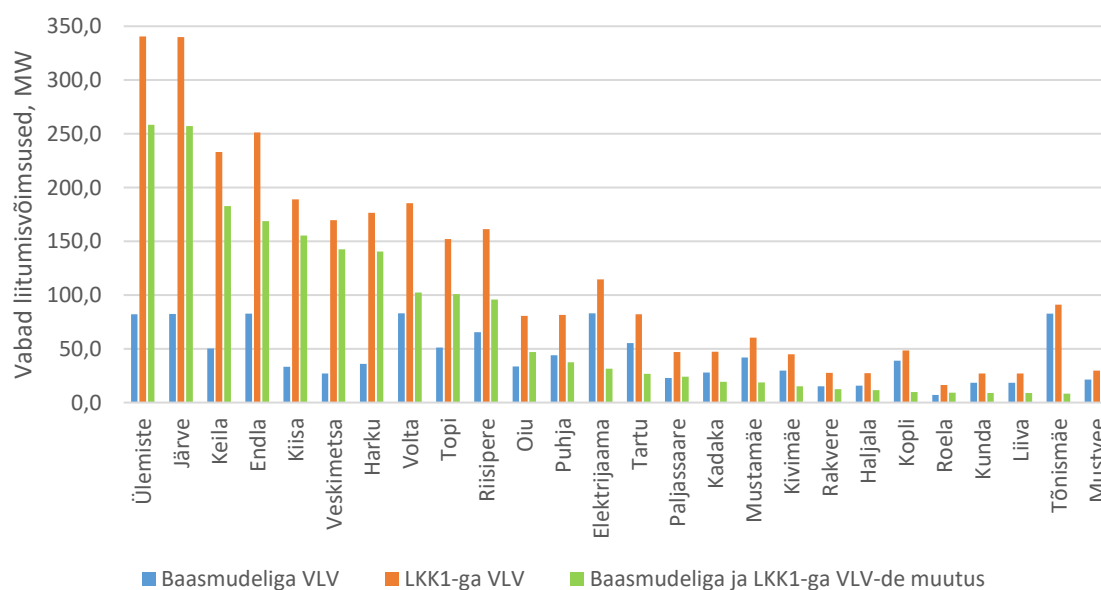
1. PSS/E-s avatakse üks võimsusvoogude stsenaarium.
2. N-1 analüüsiga leitakse kõikide võrguelementide baaskoormatused ($FLOW_{base}$) olukorras, kus alajaamadesse ei ole lisatud täiendavaid liitumisvõimsusi. Iga elemendi puhul on arvestatud halvima häiringuga. Saadud tulemused lisatakse andmebaasi, mida edaspidi täiendatakse.
3. Ühte alajaama lisatakse esialgne tootmissuunaline liitumisvõimsus (P_{gen}). 110 kV alajaamade puhul $P_{gen}=30$ MW ja 330 kV alajaamade puhul $P_{gen}=100$ MW. N-1 analüüsiga leitakse kõikide võrguelementide koormatused ($FLOW_{gen}$).
4. Samast alajaamast eemaldatakse P_{gen} ja lisatakse tarbimissuunaline liitumisvõimsus P_{load} . 110 kV alajaamade puhul $P_{load}=30$ MW ja 330 kV alajaamade puhul $P=100$ MW. N-1 analüüsiga leitakse kõikide võrguelementide koormatused ($FLOW_{load}$).
5. Kasutades iga võrguelemendi $FLOW_{base}$, $FLOW_{gen}$ ja $FLOW_{load}$ tulemusi, leitakse lineaarse trendijoonega iga võrguelemendi esialgne ülekoormuse piir tootmissuunalisel liitumisel (P'_{genMax}) ja tarbimissuunalisel liitumisel ($P'_{loadMax}$).
6. Punkte 3 kuni 5 korratakse kõikide ülekandevõrgu alajaamadega.
7. Punkte 1 kuni 6 korratakse kõikide stsenaariumidega (26 stsenaariumi).
8. Saadud andmebaas sorteeritakse ühe alajaama P'_{genMax} järgi väiksemast suuremani ja filtreeritakse viis esimest (väiksema P'_{genMax} -ga) rida. Igas filtreeritud reas on välja toodud alajaama nimi, ülekoormuv element, häiring, stsenaarium ja esialgne P'_{genMax} .
9. PSS/E-ga avatakse esimese rea stsenaarium, tekitatakse vastav häiring ja tootmissuunalise liitumisvõimsuse muutmisega leitakse täpne vastava võrguelemendi ülekoormuse piir ($P_{1GenMax}$).
10. Punkti 9 korratakse ülejäänud nelja filtreeritud andmebaasi reaga.
11. Vastava alajaama tootmissuunaline VLV on väikseim võimsustest $P_{1GenMax} \dots P_{5GenMax}$.
12. Andmebaas sorteeritakse sama alajaama $P'_{loadMax}$ järgi väiksemast suuremani ja filtreeritakse viis esimest (väiksema $P'_{loadMax}$ -ga) rida. Igas filtreeritud reas on välja toodud alajaama nimi, ülekoormuv element, häiring, stsenaarium ja esialgne $P'_{loadMax}$.
13. PSS/E-ga avatakse esimese rea stsenaarium, tekitatakse vastav häiring ja leitakse tarbimissuunalise liitumisvõimsuse muutmisega täpne vastava võrguelemendi ülekoormuse piir ($P_{1LoadMax}$).

14. Punkti 13 korratakse ülejäänud nelja filtreeritud andmebaasi reaga.
15. Vastava alajaama tarbimissuunaline VLV on väikseim võimsustest $P_{1LoadMax}$...
 $P_{5LoadMax}$.
16. Punkte 8 kuni 15 korratakse kõikide ülekandevõrgu alajaamadega.

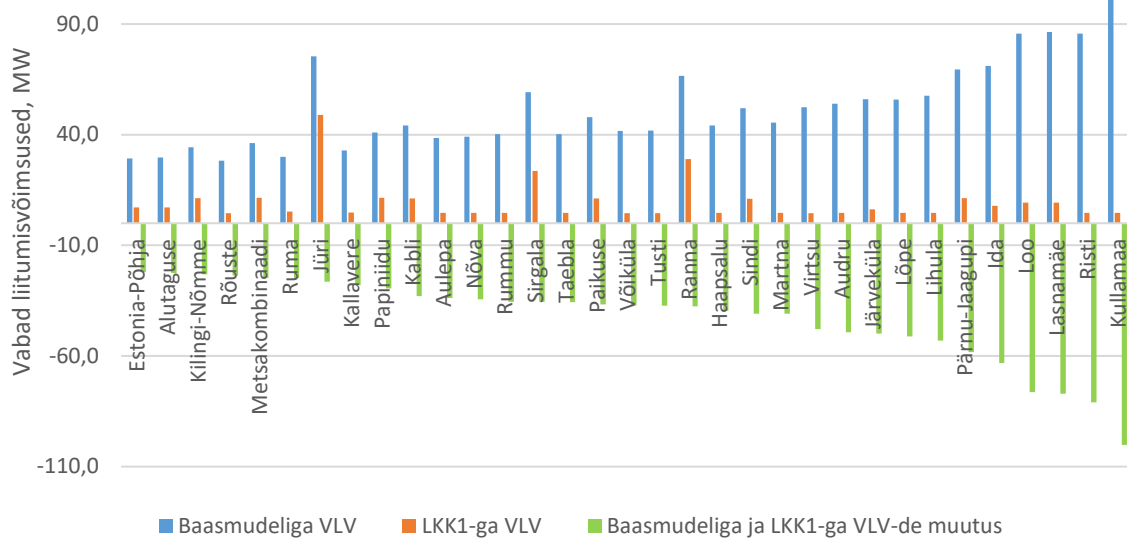
VLV-de analüüsid on automatiseeritud eelnevalt koostatud *python* skriptidega. PSS/E arvutusteks on kasutatud PSS/E *python* moodulit ja andmetöötlemiseks on kasutatud *python Pandas* moodulit ning *Excel* tabelarvutussüsteemi.

3.4.1 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1 vabade liitumisvõimsuste võrdlus

Kasutades elektrisüsteemi baasmudelit või elektrisüsteemi mudelit koos lahutuskohtade komplektiga LKK1, on vabad liitumisvõimsused leitud joonisel 3.5 näidatud algoritmiga. Joonisel 3.6 on näidatud 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja LKK1-ga, kui VLV-de muutus on suurenev. Joonisel 3.7 on näidatud 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja LKK1-ga, kui VLV-de muutus on vähenev. Joonistel 3.6 ja 3.7 on välja toodud VLV-de suuremad muutused. Lisas 1 on toodud kõikide 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK1-ga tabeli kujul, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK1-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi – suuremast väiksemani.



Joonis 3.6 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1, kui VLV-de muutus on suurenev



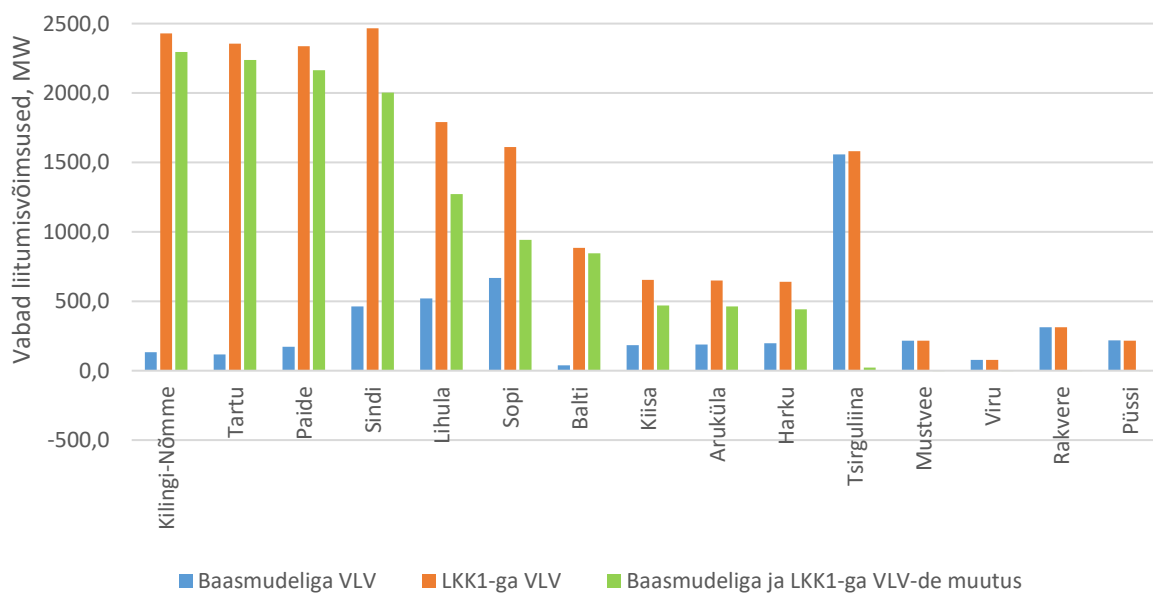
Joonis 3.7 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1, kui VLV-de muutus on vähenev

Lisas 1 on näha, et peamiselt hakkavad esimesena üle koormuma 110 kV kaablid või 330/110 kV trafod. Kui kogu 110 kV elektrivõrk on 330 kV võrgust täielikult lahutatud, siis iga 330 kV alajaamaga jääb ühendatuks mingi kindel kogus 110 kV alajaamu. Seega kogu tootmisvõimsus või tarbimisvõimsus jääb selle 330 kV alajaama trafode kanda. Kui ühe 330 kV alajaama piirkonnas ületab 110 kV võrgu tootmisvõimsus tarbimisvõimsust, siis selle piirkonna enam toodetud võimsus liigub 110 kV võrgust 330 kV võrku. N-1 olukorras, kus üks kahest alajaama 330/110 kV trafost on avariiliselt välja lülitunud või on hoolduses, langeb kogu koormus ühele trafole, mis teatud liitumisvõimsusel hakkab üle koormuma.

Tootmissuunaliste vabade liitumisvõimsuste suuremad muutused, mille seas on nii suurenemised kui ka vähenemised, on Tallinna 110 kV alajaamades. Tallinna 110 kV alajaamad on ühendatud Aruküla, Harku ja Kiisa 330 kV alajaamade toitele. Tsirguliina 330 kV alajaama toitele jäävate 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d ei muutu, sest need alajaamad on ka baasmudelil Tõrva ja Võru alajaamade SVL-dega lahutatud. Kõikides Balti 330 kV alajaama toitele jäävates 110 kV alajaamades vähenesid tootmissuunalised VLV-d. Ülejäänud 330 kV alajaamade toitele jäävates 110 kV alajaamades on LKK1-e kasutamisega näha nii tootmissuunaliste vabade võimsuste suurenemist kui ka vähenemist. Suuremad tootmissuunaliste VLV-de vähenemised on tingitud väikese läbilaskevõimega liinide (Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL, Kiisa - Kohila 110 kV ÕL, jne) ning Balti, Lihula, Püssi ja Sindi 330/110 kV trafode koormuse suurenemisest.

Paide ja Rakvere 330 kV alajaamades on ainult üks 330/110 kV trafo. N-1 olukorras, kus ainus 330/110 kV trafo on välja lülitunud, lülitatakse nendes piirkondades RLA-ga 110 kV alajaamad mõne teise 330 kV alajaama toitele. Paide piirkonnas saavad 110 kV alajaamad oma reservtoite Kiisa 330 kV alajaamast ja üle hakkab koormuma Kiisa - Paide 110 kV ühendus. Tootmissuunaliste VLV-de suurendamiseks on vaja suurendada Kiisa - Paide 110 kV ühenduse läbilaskevõimet. Alternatiivse lahendusena võiks Sindi - Sopi ja Paide - Sopi 330 kV õhuliinide rekonstrueerimisel ehitada uus ühisriputusega Paide ja Sindi vaheline 110 kV ühendus. Kuna käesolevas lõputöös kasutatud mudelites on Sindi ja Paide vaheline 110 kV ühendus läbi Pärnu linna, siis alternatiivse lahenduse puhul oleks vajalik muuta ka Sindi - Pärnu - Paide 110 kV elektrivõrgu topoloogiat. Rakvere ainsa 330/110 kV trafo välja lülitumisel saavad Rakvere piirkonna 110 kV alajaamad reservtoite Aruküla või Püssi 330 kV alajaamast. Esimene ülekoormunud element on vastavalt Aruküla - Kallavere 110 kV õhuliin või Püssi 330/110 kV trafo. Püssi 330/110 kV ülekoormus on seletatav suurte lepinguliste tootmisvõimsustega Püssi piirkonnas. Võrreldes baasmudeliga on LKK1-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tootmissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa -5,9 MW. See tähendab, et LKK1-e kasutamine praktiliselt ei muuda tootmissuunalisi VLV-sid.

Joonisel 3.8 on näidatud 330 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK1-ga. Samad tulemused on esitatud ka tabelis 3.9, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK1-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi – suuremast väiksemani.



Joonis 3.8 330 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1

Tabel 3.9 330 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1

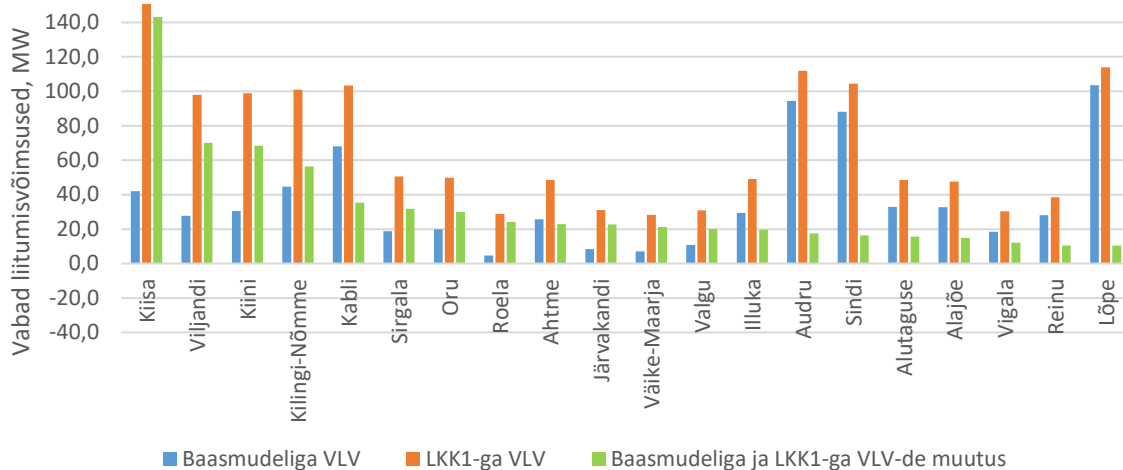
Alajaam	Baasmudeliga VLV, MW	LKK1-ga VLV, MW	LKK1-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeliga ja LKK1-ga VLV muutus, MW
Kilingi-Nõmme	133,8	2429,7	Tartu - Kilingi-Nõmme 330 kV ÕL	2295,9
Tartu	117,1	2355,5	Tartu - Kilingi-Nõmme 330 kV ÕL	2238,4
Paide	172,8	2336,3	Mustvee - Tsirguliina 330 kV ÕL	2163,5
Sindi	463,6	2465,5	Mustvee - Tsirguliina 330 kV ÕL	2001,9
Lihula	519,6	1791,8	Harku - Sindi 330 kV ÕL	1272,2
Sopi	667,8	1610,7	Sopi - Sindi 330 kV ÕL	942,9
Balti	38,1	883,7	Mustvee - Viru 330 kV ÕL	845,5
Kiisa	184,4	653,8	Mustvee - Viru 330 kV ÕL	469,4
Aruküla	187,9	650,0	Mustvee - Viru 330 kV ÕL	462,1
Harku	197,7	640,6	Mustvee - Viru 330 kV ÕL	442,9
Tsirguliina	1557,6	1580,6	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	23,1
Mustvee	215,5	215,5	Viru - Balti 330 kV ÕL	0,0
Viru	77,4	76,8	Viru - Balti 330 kV ÕL	-0,6
Rakvere	313,4	312,7	Viru - Balti 330 kV ÕL	-0,7
Püssi	218,4	216,6	Viru - Balti 330 kV ÕL	-1,8

Kui 110 kV alajaamades oli suurim tootmissuunaline VLV juurdekasv Ülemiste alajaamas (258 MW), siis 330 kV alajaamades on tootmissuunaliste VLV-de juurdekasvud umbes kümme korda suuremad. Baasmudelil piiravad üldjuhul 330 kV alajaamade VLV-sid võimsuste ülekandmises osalevad nõrgad 110 kV liinid. 110 kV lahutuskohtadega on 330 kV alajaamade VLV-de muutus suur, sest 330 kV alajaamadesse lisatud liitumisvõimsused ei liigu 110 kV võrku ja ei koorma 330/110 kV trafosid ega 110 kV liine. 330 kV alajaamade VLV-sid piiravad ainult 330 kV õhuliinide läbilaskevõimed.

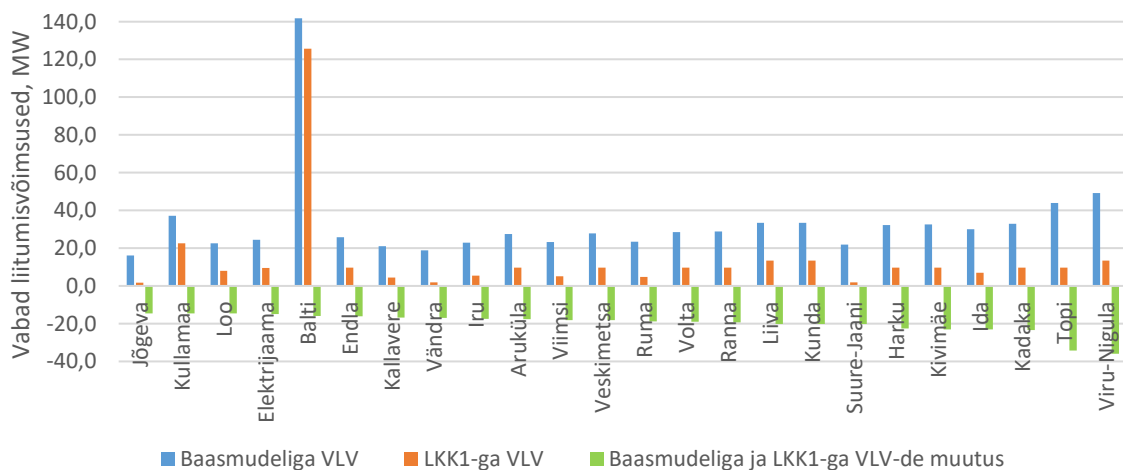
Mustvee, Viru, Rakvere ja Püssi 330 kV alajaamade tootmissuunaliste VLV-de väike muutus on seletatav sellega, et Ida-Eestis on suured lepingulised tootmisvõimsused. Kuigi osa Narva elektriijaamade plokkidest suletakse, ei ole Elering AS-il teavet lepinguliste tootmisvõimsuste vähendamise kohta. Käesoleva lõputöö raames on arvutustes kasutatud just lepingulisi tootmisvõimsusi. Tsirguliina 330 kV alajaamas VLV-de muutust peaaegu ei ole, sest Tsirguliina piirkonna 110 kV alajaamad on ka baasmudelil 330 kV võrgust lahutatud.

Joonisel 3.9 on näidatud 110 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1, kui VLV-de muutus on suurenev. Joonisel 3.10 on näidatud 110 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK1-ga, kui

VLV-de muutus on vähenev. Joonistel 3.9 ja 3.10 on välja toodud VLV-de suuremad muutused. Kõikide 110 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK1-ga on toodud tabeli kujul lisa 2, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK1-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi – suuremast väiksemani.



Joonis 3.9 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1, kui VLV-de muutus on suurenev

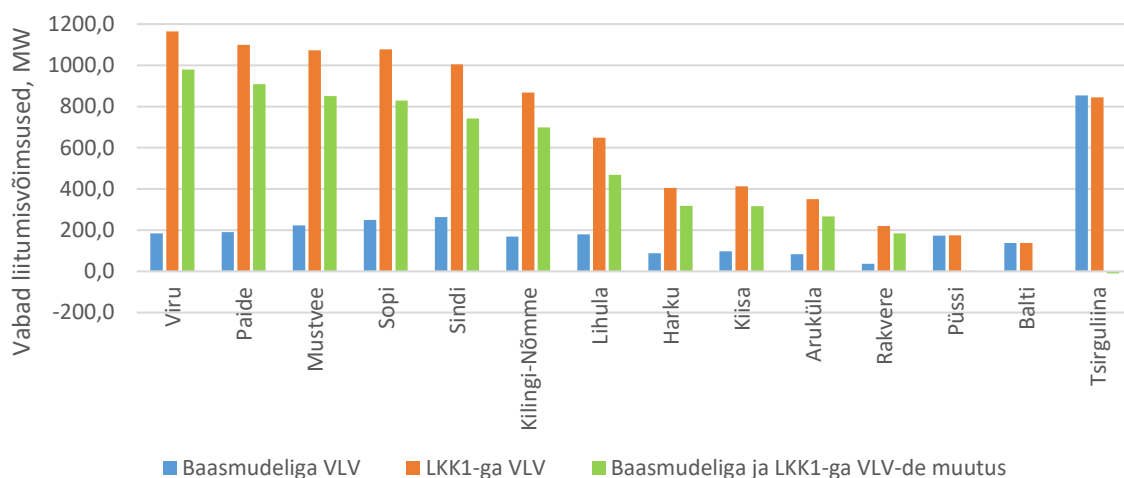


Joonis 3.10 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1, kui VLV-de muutus on vähenev

Peaaegu kõikides Tallinna 110 kV alajaamades (välja arvatud Kiisa 110 kV alajaamas) lahutuskohtade komplektiga LKK1 tarbimissuunalised VLV-d vähenevad. Uute tootmisvõimsuste lisamine Tallinnasse on vähe tõenäoline, sest Tallinn on tiheda asustusega ja maa hind on kallis. Seega peaks Tallinna puhul vaatama just tarbimissuunaliste VLV-de muutust. Paide piirkonnas vähenevad tarbimissuunalised

VLV-d kõikides 110 kV alajaamades, mille põhjustab asjaolu, et Paide alajaamas on üks 330/110 kV trafo. N-1 olukorras, kui Paide 330/110 kV trafo on välja lülitunud, saavad Paide piirkonna 110 kV alajaamad reservtoite Kiisa 330 kV alajaamast Kiisa - Paide 110 kV ühenduse kaudu. Sarnaselt tootmissuunaliste VLV-de suurendamisele on vaja tarbimissuunaliste VLV-de suurendamiseks tõsta Kiisa - Paide 110 kV ühenduse läbilaskevõimet või ehitada eespool kirjeldatud alternatiivne Sindi - Paide 110 kV ühendus. Rakvere piirkonna 110 kV alajaamade tarbimissuunalisi VLV-sid piiravad Aruküla - Kallavere või Püssi - Rakvere 110 kV õhuliinide läbilaskevõimed. Võrreldes baasmudeliga on LKK1-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tarbimissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa -220,9 MW. See tähendab, et LKK1-e kasutamine vahendab tarbimissuunalisi VLV-sid.

Joonisel 3.11 on näidatud 330 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK1-ga. Samad tulemused on esitatud ka tabelis 3.10, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK1-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi - suuremast väiksemani.



Joonis 3.11 330 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1

Tabel 3.10 330 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1

Alajaam	Baasmudeliga VLV, MW	LKK1-ga VLV, MW	LKK1-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeliga ja LKK1-ga VLV muutus, MW
Viru	183,7	1163,8	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	980,1
Paide	191,0	1098,9	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	907,9
Mustvee	222,6	1072,9	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	850,3

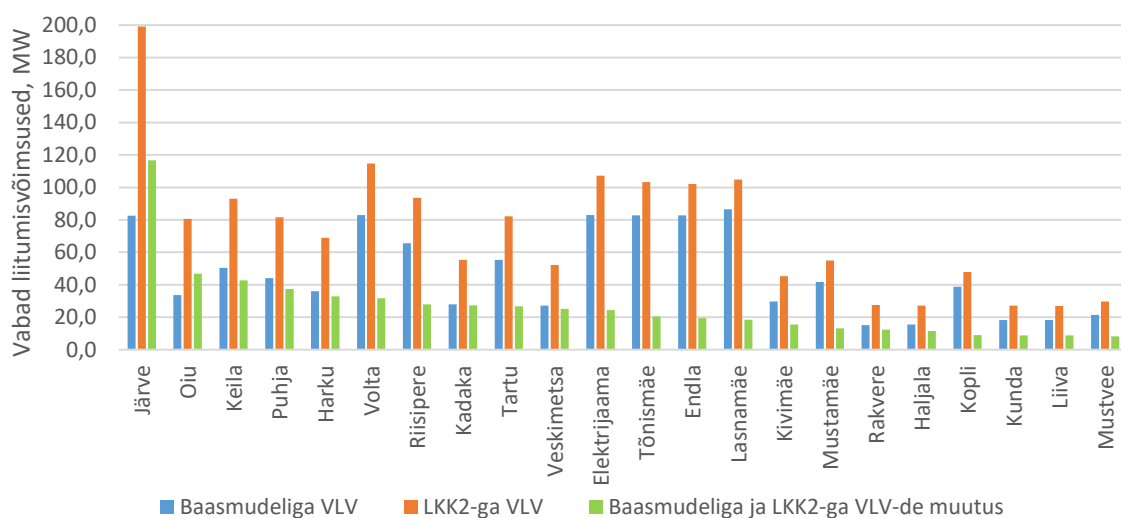
Sopi	249,1	1077,7	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	828,7
Sindi	263,1	1005,1	Viru - Balti 330 kV ÕL	742,0
Kilingi-Nõmme	168,5	867,1	Viru - Balti 330 kV ÕL	698,5
Lihula	178,8	647,9	Viru - Balti 330 kV ÕL	469,1
Harku	87,6	404,9	Viru - Balti 330 kV ÕL	317,3
Kiisa	96,7	412,9	Viru - Balti 330 kV ÕL	316,2
Aruküla	83,6	350,8	Viru - Balti 330 kV ÕL	267,3
Rakvere	36,2	219,9	Viru - Balti 330 kV ÕL	183,8
Püssi	172,8	175,6	Viru - Balti 330 kV ÕL	2,8
Balti	138,1	138,2	Viru - Balti 330 kV ÕL	0,1
Tsirguliina	854,4	844,2	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	-10,2
Tartu	495,1	482,8	Viru - Balti 330 kV ÕL	-12,4

Tabelist 3.10 on näha, et Eesti ülekandevõrgus lahtuspunktide komplekti LKK1 kasutamine ei muuda Püssi, Balti, Tsirguliina ja Tartu 330 kV alajaamade tarbimissuunalisi VLV-sid. Väikesed arvulised muutused on tingitud PSS/E mudelite automaatselt seadistatud sõlme pingete erinevusest. Teistes 330 kV alajaamades tarbimissuunalised VLV-d suurenevad. 330 kV alajaamade VLV-de muutus on suur, sest 330 kV alajaamadesse lisatud liitumisvõimsused ei liigu 110 kV võrku ja ei koorma 330/110 kV trafosid ega 110 kV liine. 330 kV alajaamade VLV-sid piiravad ainult 330 kV õhuliinide läbilaskevõimed.

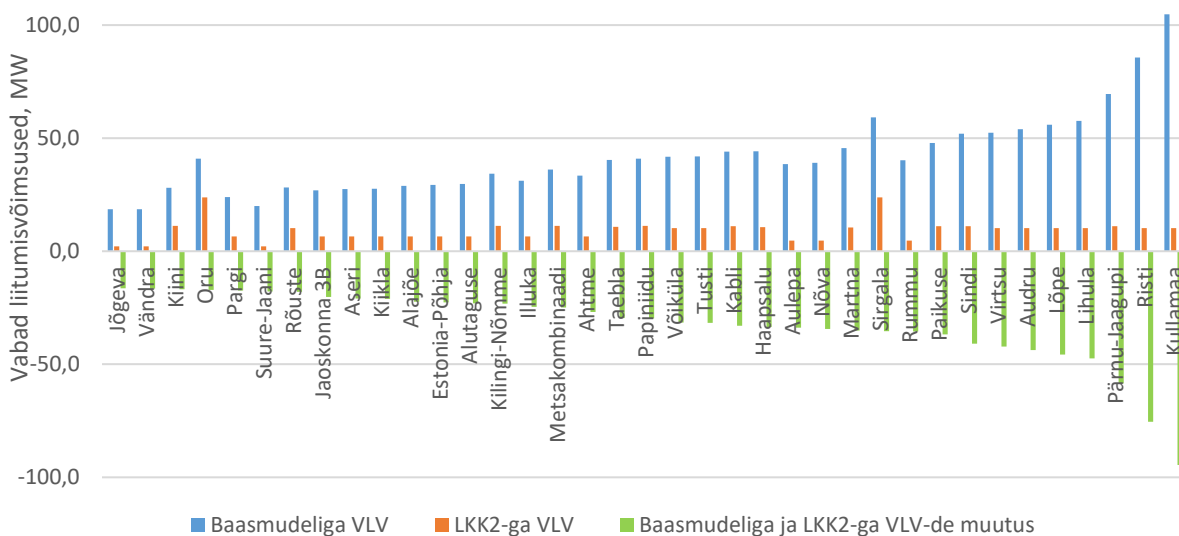
3.4.2 Baasmudeliga ja lahtuskohtade komplektiga LKK2 vabade liitumisvõimsuste võrdlus

Tallinnas ei ole otstarbekas lahtuskohti kasutada, sest Tallinna 110 kV elektrivõrgu lahtuskohtad suurendavad tootmissuunalisi VLV-sid ja vähendavad tarbimissuunalisi VLV-sid. Käesolevas alapeatüki punktis on analüüsitud Eesti ülekandevõrku, kui Tallinnas ei kasutata lahtuskohti. Teised lahtuskohtad on samad, nagu LKK1 puhul. Joonisel 3.12 on näidatud 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK2-ga, kui VLV-de muutus on suurenev. Joonisel 3.13 on näidatud 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK2-ga, kui VLV-de muutus on vähenev. Joonistel 3.12 ja 3.13 on välja toodud VLV-de suuremad muutused. Kõikide 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK2-ga on toodud tabeli kujul lisa 3, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK2-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi – suuremast väiksemani.

Võrreldes baasmudeliga suurenevad Tallinnas LKK2-ga Harku 330 kV alajaama piirkonnas 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d. Teistes Tallinna (Kiisa ja Aruküla 330 kV alajaamade piirkonnas) 110 kV alajaamades on tootmissuunaliste VLV-de muutus väike. Võrreldes LKK1-ga suurenevad LKK2-ga Rakvere piirkonna 110 kV alajaamade, mis saavad reservtoite Aruküla 330 kV alajaamast, tootmissuunalised VLV-d. Mujal Eestis on LKK2-ga 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d sarnased LKK1-ga VLV-dele. Võrreldes baasmudeliga on LKK2-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tootmissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa -763,5 MW. See tähendab, et LKK2-e kasutamine vahendab tootmissuunalisi VLV-sid.

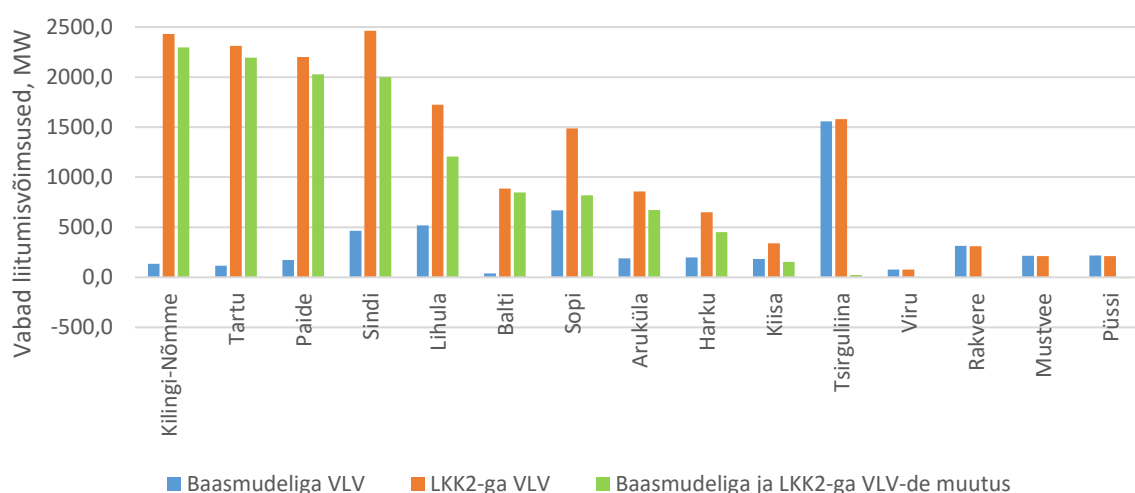


Joonis 3.12 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2, kui VLV-de muutus on suurenev



Joonis 3.13 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2, kui VLV-de muutus on vähenev

Joonisel 3.14 on näidatud 330 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK2-ga. Samad tulemused on esitatud ka tabelis 3.11, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK2-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi – suuremast väiksemani. Tabelist 3.11 on näha, et Eesti ülekandevõrgus lahutuspunktide komplekti LKK2 kasutamine ei muuda Tsirguliina, Viru, Rakvere, Mustvee ja Püssi 330 kV alajaamade VLV-sid. Väikesed arvulised muutused on tingitud PSS/E mudelite automaatselt seadistatud sõlmepingete erinevusest. Teistes 330 kV alajaamades tootmissuunalised VLV-d suurenevad. Võrreldes LKK1-ga, suureneb LKK2-e kasutamisega Aruküla 330 kV alajaama VLV ja väheneb Kiisa 330 kV VLV. See on tingitud asjaolust, et Tallinna 110 kV võrk osaleb võimsuste ülekandes.



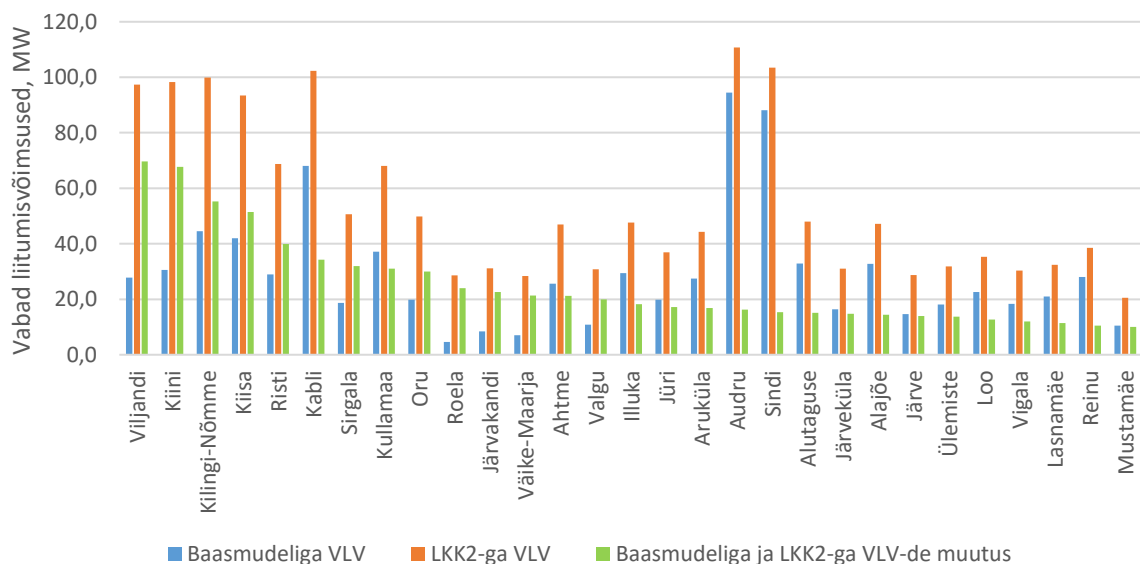
Joonis 3.14 330 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2

Tabel 3.11 330 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2

Alajaam	Baasmudeliga VLV, MW	LKK2-ga VLV, MW	LKK2-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeliga ja LKK2-ga VLV muutus, MW
Kilingi-Nõmme	133,8	2430,0	Tartu - Kilingi-Nõmme 330 kV ÕL	2296,2
Tartu	117,1	2312,3	Tartu - Kilingi-Nõmme 330 kV ÕL	2195,2
Paide	172,8	2199,7	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	2027,0
Sindi	463,6	2462,5	Mustvee - Tsirguliina 330 kV ÕL	1999,0
Lihula	519,6	1724,7	Kiisa - Harku 330 kV ÕL	1205,2
Balti	38,1	885,1	Mustvee - Viru 330 kV ÕL	846,9
Sopi	667,8	1487,8	Paide - Sopi 330 kV ÕL	820,0
Aruküla	187,9	859,1	Kallavere - Aruküla	671,2
Harku	197,7	649,6	Mustvee - Viru 330 kV ÕL	451,9

Kiisa	184,4	338,8	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	154,4
Tsirguliina	1557,6	1581,7	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	24,1
Viru	77,4	77,2	Viru - Balti 330 kV ÕL	-0,1
Rakvere	313,4	311,3	Viru - Balti 330 kV ÕL	-2,1
Mustvee	215,5	211,3	Viru - Balti 330 kV ÕL	-4,2
Püssi	218,4	210,1	Viru - Balti 330 kV ÕL	-8,3

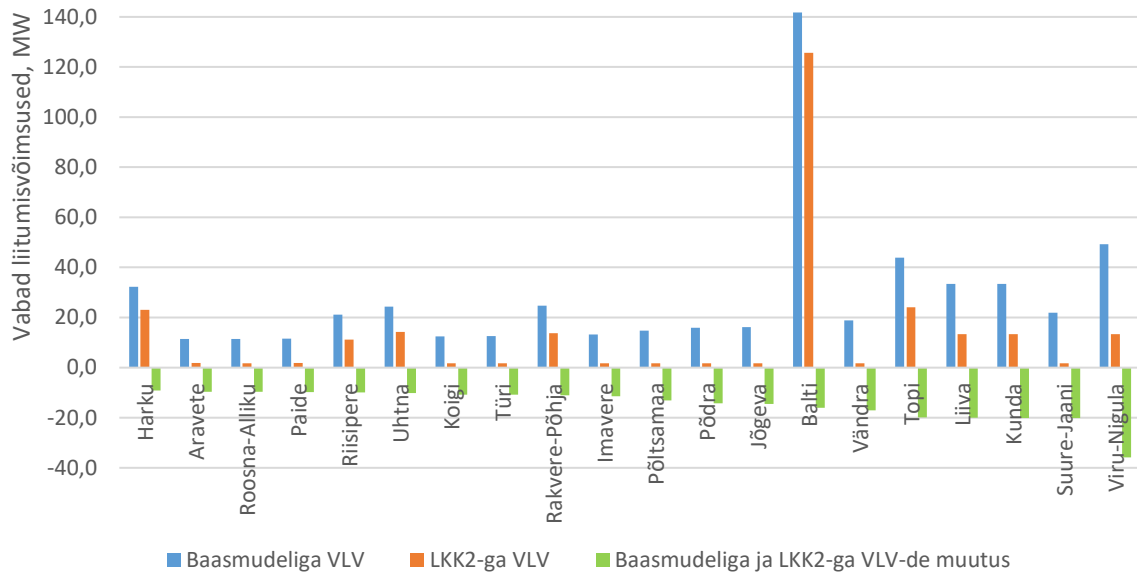
Joonisel 3.15 on näidatud 110 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2, kui VLV-de muutus on suurenev. Joonisel 3.16 on näidatud 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja LKK2-ga, kui VLV-de muutus on vähenev. Joonistel 3.15 ja 3.16 on välja toodud VLV-de suuremad muutused. Kõikide 110 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK2-ga on toodud tabeli kujul lisas 4, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK1-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi – suuremast väiksemani.



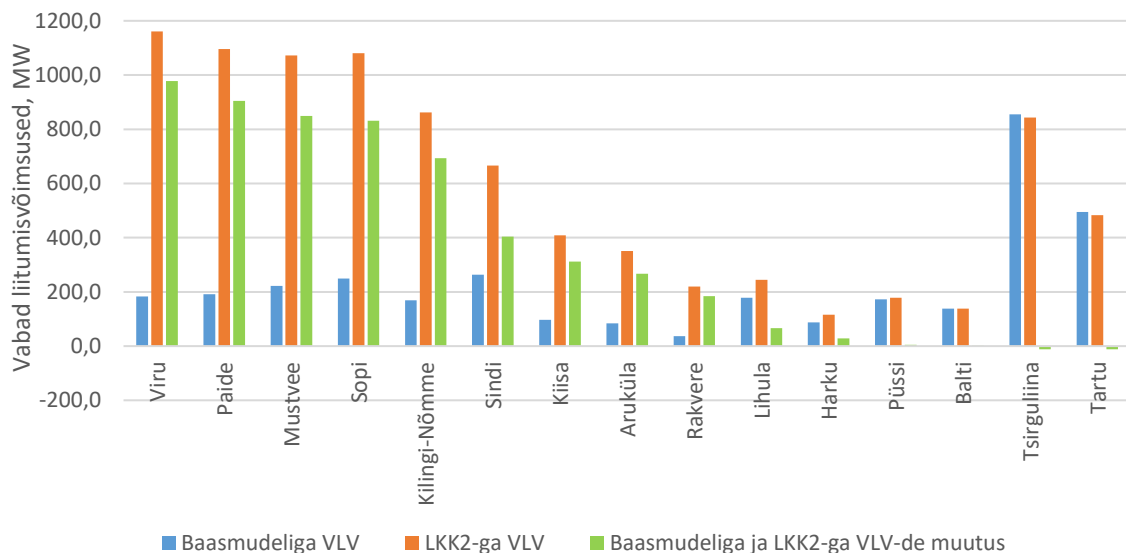
Joonis 3.15 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2, kui VLV-de muutus on suurenev

Võrreldes LKK1-ga suurenevad LKK2-ga Tallinna 110 kV alajaamades tarbimissuunalised VLV-d. Mujal Eestis on LKK2-ga tarbimissuunaliste VLV-de muutused sarnased LKK1-ga VLV-dele. Võrreldes baasmudeliga on LKK2-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tarbimissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa 341,1 MW. See tähendab, et LKK2-e kasutamine suurendab tarbimissuunalisi VLV-sid.

Joonisel 3.17 on näidatud 330 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d baasmudeliga ja LKK2-ga. Samad tulemused on esitatud ka tabelis 3.12, mis on reastatud baasmudeliga VLV-de ja LKK2-ga VLV-de vaheliste muutuste järgi – suuremast väiksemani.



Joonis 3.16 110 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2, kui VLV-de muutus on vähenev



Joonis 3.17 330 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2

Tabel 3.12 330 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2

Alajaam	Baas- mudeliga VLV, MW	LKK2-ga VLV, MW	LKK2-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeliga ja LKK2-ga VLV muutus, MW
Viru	183,7	1161,0	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	977,3
Paide	191,0	1095,8	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	904,8
Mustvee	222,6	1072,1	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	849,5
Sopi	249,1	1080,4	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	831,3
Kilingi-Nõmme	168,5	861,9	Viru - Balti 330 kV ÕL	693,3
Sindi	263,1	666,5	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	403,4
Kiisa	96,7	408,3	Viru - Balti 330 kV ÕL	311,6
Aruküla	83,6	350,8	Viru - Balti 330 kV ÕL	267,2
Rakvere	36,2	220,2	Viru - Balti 330 kV ÕL	184,0
Lihula	178,8	245,0	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	66,3
Harku	87,6	116,2	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	28,6
Püssi	172,8	178,2	Viru - Balti 330 kV ÕL	5,4
Balti	138,1	138,7	Viru - Balti 330 kV ÕL	0,6
Tsirguliina	854,4	843,1	Tsirguliina - Valmiera 330 kV ÕL	-11,4
Tartu	495,1	483,4	Viru - Balti 330 kV ÕL	-11,8

Võrreldes LKK1-ga vähenevad LKK2-ga Harku, Lihula ja Sindi 330 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d. See on tingitud asjaolust, et esimesena hakkab nende alajaamade puhul üle koormuma Kiisa - Keila 110 kV õhuliin, mis LKK1-ga on lahutatud. Teistes 330 kV alajaamades on tarbimissuunalised VLV-d sarnased LKK1-e VLV-dega.

3.4.3 Lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3 vabade liitumisvõimsuste võrdlus

Käesolevas lõputöös on lahutuskohtade komplekt LKK3 vaatluse alla võetud seetõttu, et uurida olukorda, kui rekonstrueeritud 110 kV liinid osalevad võimsusvoogude ülekandes. LKK3-e puhul ei kasutata lahutuskohti suure läbilaksevõimega Harku - Lihula, Lihula - Sindi ja Sindi - Kilingi-Nõmme - Tartu 110 kV ühendustel. Nende liinide lahutuskohtade mõju analüüsimiseks on baasmudeliga VLV-de ja LKK3-ga VLV-de omavahelise võrdlemise asemel otstarbekam võrrelda omavahel LKK2-ga VLV-sid ja LKK3-ga VLV-sid. Kõikide Eesti ülekandevõrgu 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d LKK2-ga ja LKK3-ga on toodud tabeli kujul lisa 5, mis on reastatud LKK2-ga ja LKK3-ga VLV-de muutuste protsendi järgi – suuremast väiksemani. Lisa 5 toodud tabelist on näha, et suure läbilaksevõimega 110 kV liinide lahutamata jätmise

suurendab märgatavalt Lihula ja Sindi piirkonna 110 kV alajaamade tootmissuunalisi VLV-sid ja vähendab Harku piirkonna 110 kV alajaamade tootmissuunalisi VLV-sid. Sellised suured muutused on tingitud asjaolust, et LKK2-ga hakkasid esimesena üle koormuma 330/110 kV trafod ja suure läbilaskevõimega liinid vähendasid märgatavalt nende trafode koormust. Lihula ja Sindi piirkonnad on eelistatud ka tuuleparkide arendajate seas. Võrreldes LKK2-ga on LKK3-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tootmissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa 1287,9 MW. Sellest saab järeldada, et rekonstrueeritud 110 kV liinide osalemisel võimsusvoogude ülekandes suurendavad 110 kV alajaamade tootmissuunalisi vabu võimsusi. Võrreldes baasmudeliga on LKK3-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tootmissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa 524,7 MW.

Kõikide Eesti ülekandevõrgu 110 kV alajaamade tarbimissuunalised LKK2-ga ja LKK3-ga VLV-d on toodud tabeli kujul lisas 6, mis on reastatud LKK2-ga VLV-de ja LKK3-ga VLV-de vaheliste muutuste protsendi järgi – suuremast väiksemani. Võrreldes LKK2-ga vähenevad LKK3-ga Lihula ja Sindi piirkonna 110 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d. Ida-Eesti piirkonna alajaamades tarbimissuunaliste VLV-de muutust ei ole. Võrreldes LKK2-ga on LKK3-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tarbimissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa -342,3 MW. Seega rekonstrueeritud 110 kV liinide osalemisel võimsusvoogude ülekandes vähendavad 110 kV alajaamade tarbimissuunalisi vabu võimsusi. Võrreldes baasmudeliga on LKK3-e kasutamisega kõigi 110 kV alajaamade tarbimissuunaliste VLV-de muutuste aritmeetiline summa -0,7 MW.

Tabelis 3.13 on näidatud 330 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d lahuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3. Tabelist 3.13 on näha, et võrreldes LKK2-ga suurenevad LKK3-ga Paide ja Sopi 330 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d vastavalt 12,4% ja 10,3%. Aruküla, Sindi, Kiisa ja Lihula 330 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d vähenevad vastavalt 9,8%, 27,2% ja 42,1%. Kui Sindi 330 kV alajaama puhul hakkab suuremate võimsusvoogude tõttu üle koormuma Sindi - Kilingi-Nõmme 330 kV õhuliin, siis Aruküla, Kiisa ja Lihula 330 kV alajaamade puhul hakkavad üle koormuma Tallinna 110 kV liinid vastavalt Kallavere - Aruküla 110 kV õhuliin, Kiisa - Keila 110 kV õhuliin ja Veskimetsa - Mustamäe 110 kV kaabelliin. Võrreldes LKK2-ga on LKK3-e kasutamisega kõigi 330 kV alajaamade tootmissuunaliste vabade liitumisvõimsuste muutuste aritmeetiline summa -568,5 MW. Sellest saab järeldada, et rekonstrueeritud 110 kV liinide osalemisel võimsusvoogude ülekandes vähendavad 330 kV alajaamade tootmissuunalisi vabu võimsusi.

Tabel 3.13 330 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3.

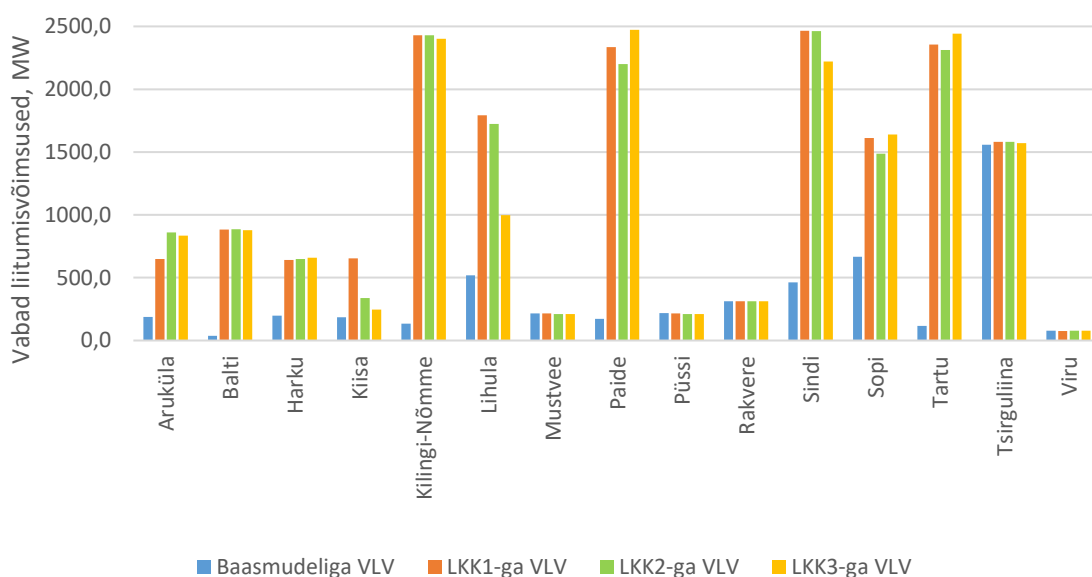
Alajaam	LKK2-ga VLV, MW	LKK3-ga VLV, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, %
Paide	2199,7	2473,1	273,3	12,4%
Sopi	1487,8	1640,4	152,7	10,3%
Tartu	2312,3	2441,1	128,8	5,6%
Harku	649,6	658,5	8,9	1,4%
Püssi	210,1	210,7	0,7	0,3%
Rakvere	311,3	312,3	0,9	0,3%
Viru	77,2	77,3	0,1	0,1%
Mustvee	211,3	211,5	0,1	0,1%
Tsirguliina	1581,7	1569,8	-11,9	-0,8%
Balti	885,1	877,2	-7,9	-0,9%
Kilingi-Nõmme	2430,0	2401,7	-28,3	-1,2%
Aruküla	859,1	834,3	-24,8	-2,9%
Sindi	2462,5	2220,6	-242,0	-9,8%
Kiisa	338,8	246,6	-92,2	-27,2%
Lihula	1724,7	997,8	-726,9	-42,1%

Tabelis 3.14 on näidatud 330 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3. Tabelist 3.14 on näha, et võrreldes LKK2-ga suurenevad LKK3-ga Harku, Sopi ja Tsirguliina 330 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d. Harku 330 kV alajaama väike tarbimissuunaline VLV on tingitud Kiisa- Keila 110 kV õhuliini suurest koormatusest. Võrreldes LKK2-ga vähenevad LKK3-ga Kilingi-Nõmme, Lihula, Sindi ja Aruküla 330 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d. Nende tarbimissuunaliste VLV-de vähenemine on tingitud Tallinna 110 kV liinide koormuste tõusust. Võrreldes LKK2-ga on LKK3-e kasutamisega kõigi 330 kV alajaamade tarbimissuunaliste vabade liitumisvõimsuste muutuste aritmeetiline summa -409,4 MW. Sellest saab järeldada, et rekonstrueeritud 110 kV liinide osalemisel võimsusvoogude ülekandes vähendavad 330 kV alajaamade tarbimissuunalisi vabu võimsusi.

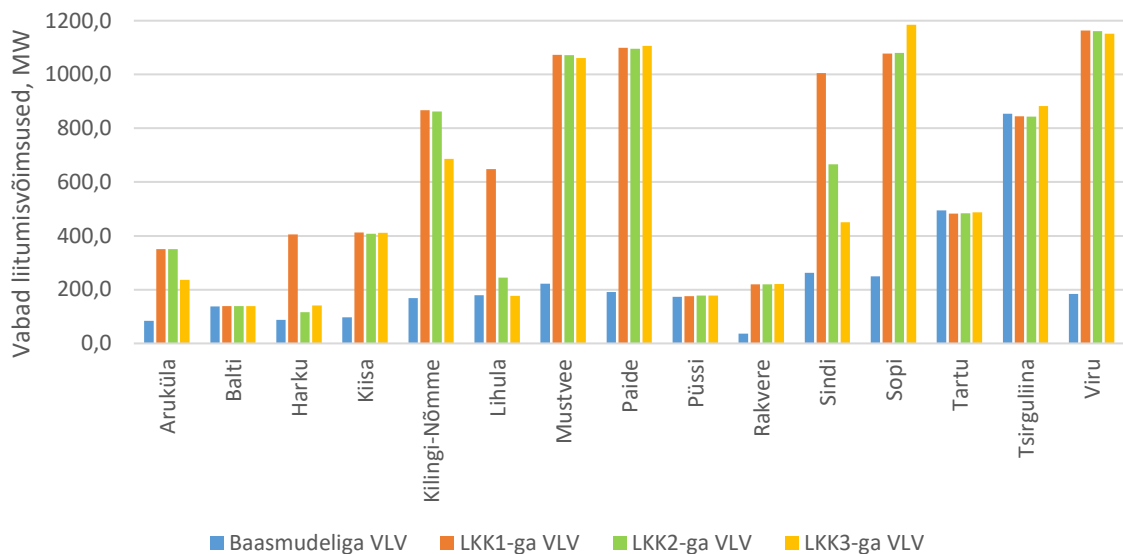
Tabel 3.14 330 kV alajaamade tarbimissuunalised VLV-d lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3

Alajaam	LKK2-ga VLV, MW	LKK3-ga VLV, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, %
Harku	116,2	141,5	25,3	21,8%
Sopi	1080,4	1184,7	104,3	9,7%
Tsirguliina	843,1	882,2	39,1	4,6%
Paide	1095,8	1105,9	10,0	0,9%
Tartu	483,4	486,9	3,5	0,7%
Kiisa	408,3	411,0	2,7	0,7%
Balti	138,7	139,0	0,3	0,2%
Rakvere	220,2	220,6	0,4	0,2%
Püssi	178,2	178,5	0,3	0,2%
Viru	1161,0	1151,8	-9,2	-0,8%
Mustvee	1072,1	1061,2	-10,9	-1,0%
Kilingi-Nõmme	861,9	686,0	-175,9	-20,4%
Lihula	245,0	176,6	-68,5	-28,0%
Sindi	666,5	450,4	-216,1	-32,4%
Aruküla	350,8	236,1	-114,7	-32,7%

Joonisel 3.18 on võrdluseks välja toodud 330 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused baasmudeliga ja kõikide käesolevas lõputöös kasutatud lahutuskohtade komplektidega. Joonisel 3.19 on samasugune võrdlus tarbimissuunaliste vabade liitumisvõimsustega.



Joonis 3.18 330 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused

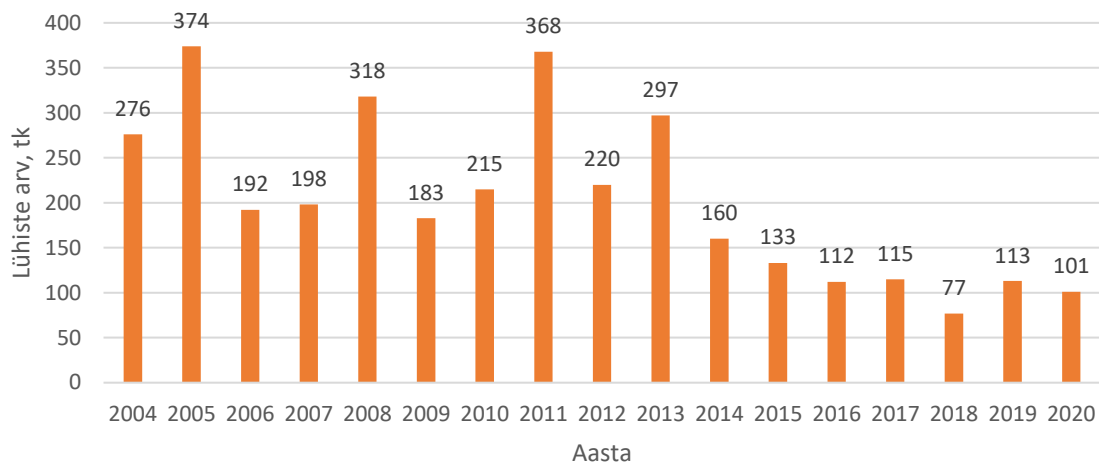


Joonis 3.19 330 kV alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused

3.5 Lahutuskohtade kasutamisega kaasnevad katkestuskahjud

Elektrivõrgu töökindluseks nimetatakse elektrisüsteemi võimet täita elektrivarustuse ülesandeid minimaalsete katkestustega ja võimalikult pika aja jooksul [3]. Lahutuskohtade kasutamisega kaasneb ülekandevõrgus katkestuste arvu kasv ja katkestuskahjude suurenemine. Lahutuskohtade kasutamisega kaasnenud katkestuste arv sõltub rikestest (lühistest) lahutuskohtadega lahutatud võrguosal. Katkestuste kestvused sõltuvad süsteemiautomaatika toimimise ajalisest kestvusest. Katkestuskahju on elektrivõrguga ühendatud klientide toitekatkestustest tingitud eeldatav majanduslik kahju. Joonisel 3.20 on näidatud aastate lõikes lühiste arvu Eesti ülekandevõrgus [21].

Võrreldes eelnevate aastatega on Elering AS vähendanud 2016. aastast rikete arvu, jõudes aastases arvestuses 100 rikke tasemele. Põhivõrgu paranenud töökindluse taga on eelkõige liinide ja alajaamade töökindluse tõstmise tehtud investeeringud ning kaitsevööndite puhastamine võsast ja ohtlikest puudest. Käesolevas lõputöös on vaadeldud releekaitse ja automaatika (RA) sündmusi 110 kV ülekandevõrgus, sest analüüsid on kasutatud lahutuskohti 110 kV võrgus. Tabelis 3.15 ja joonisel 3.21 on näidatud RA sündmused alates 2016. aastast [21].

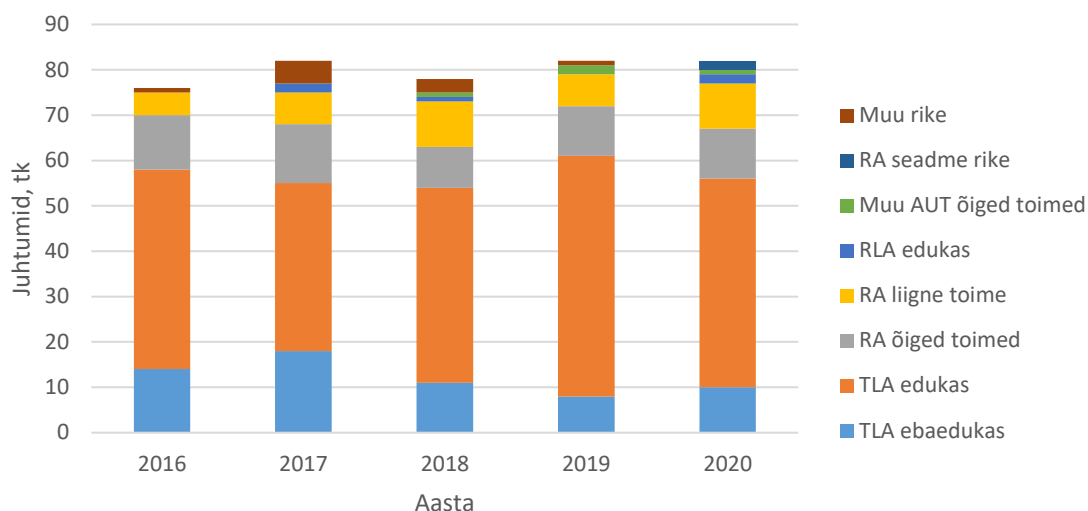


Joonis 3.20 Lühised Eesti ülekandevõrgus [21]

Tabel 3.15 Releekaitse ja automaatika sündmused 110 kV ülekandevõrgus [21]

	Aasta				
	2016	2017	2018	2019	2020
RA seadme rike	0	0	0	0	2
Muu aut. õiged toimed	0	0	1	2	1
RLA edukas	0	2	1	0	2
RA liigne toime	5	7	10	7	10
RA õiged toimed	12	13	9	11	11
TLA edukas	44	37	43	53	46
TLA ebaedukas	14	18	11	8	10
RA sündmused kokku	76	82	78	82	82

Lahutuskohtade kasutamisega kaasnenud katkestuskahju hindamisel on arvestatud, et mõne alajaama toide võib katkeda eduka ja ebaeduka TLA korral. TLA viiteajaks on arvestatud 5 sekundit ja ebaeduka TLA korral on RLA viiteajaks arvestatud 10 sekundit. Katkestuskahju hindamisel on välja jäetud võimalikud lühised kaabelliinidel. Iga 110 kV õhuliini lühisega ei pruugi kaasneda mõne alajaama toite katkestust, sest osa 110 kV ülekandevõrgust on silmusvõrk (näiteks Tallinna, Pärnu, Saaremaa, Tartu jt piirkonnad). Samas võib mõne õhuliini lühise korral katkeda mitme alajaama toide. Näiteks lahutuskohtade komplekti LKK2 kasutamisega katkeb Lihula - Vigala 110 kV õhuliini lühisega Vigala, Valgu ja Järvakandi alajaamade toide (joonis 3.3). Nende alajaamade toide taastatakse kas eduka TLA-ga või lülitab RLA sisse Järvakandi - Kehtna reservtoiteliini.



Joonis 3.21 Releekaitse ja automaatika sündmused 110 kV ülekandevõrgus

Katkestuskahju hindamiseks on leitud SCADA ajaloolistest mõõtmistest iga põhivõrgu alajaama 2020. aasta keskmine tarbitav aktiivvõimsus. Kõikide põhivõrgu 110 kV alajaamade keskmine aktiivvõimsus oli 2020. aastal 6,21 MW. Lisaks on välja selekteeritud 110 kV õhuliinid, mille lühiste korral toimub alajaama(de) toite katkestus. Ühe lühise korral on tõenäosuslik katkestatud aktiivvõimsus $P_{lühis}$ arvutatav avaldisega:

$$P_{lühis} = \sum_{i=1}^n P_i \frac{l_i}{l_{kogu}} \quad (3.1)$$

kus P_i - i-nda liini lühise korral alajaama(de) keskmine aktiivvõimsus, MW,

l_i - i-nda liini pikkus, km,

l_{kogu} - 110 kV õhuliinide kogupikkus, km,

n - 110 kV liinide koguarv, mille lühiste korral katkeb alajaama(de) toide.

Käeoleva lõputöö raames tehtud vabade liitumisvõimsuste analüüs näitas, et Tallinna 110 kV ülekandevõrgus ei ole otstarbekas lahutuskohti kasutada. Seetõttu on selles alapeatükis vaatluse alla võetud lahutuskohtade komplektid LKK2 ja LKK3. Lahutuskohtade komplekti LKK2 kasutamisel võib 38 õhuliini lühise korral süsteemiautomaatika toimimise aja vältel katkeda alajaama(de) toide. Seega avaldises 3.1 liinide koguarv $n = 38$ ja l_i on ühe liini pikkus. Õhuliinide kogupikkuseks on võetud kõikide 110 kV õhuliinide pikkuste summa $l_{kogu} = 2939,94 \text{ km}$. Näiteks Lihula - Vigala liini, pikkusega $l = 30,7 \text{ km}$, lühise korral katkevad Vigala, Valgu ja Järvakandi alajaamade toited. Nende alajaamade 2020. aasta keskmised tarbitavad aktiivvõimsused olid vastavalt 0,59 MW, 0,52 MW ja 3,91 MW. Seega Lihula - Vigala liini lühise puhul on tõenäosuslik katkestatud aktiivvõimsus:

$$P_{\text{lühis}} = P \frac{l}{l_{\text{kogu}}} = (0,59 + 0,52 + 3,91) \frac{30,74}{2939,94} = 0,0525 \text{ MW} \quad (3.2)$$

Kui arvutada kõigi 38 liini lühise puhul tõenäosuslikud katkestatud aktiivvõimsused ja vastavalt avaldisele 3.1 need kokku liita, siis kasutades lahtuskohtade komplekti LKK2, on ühe lühise korral katkestatud aktiivvõimsus:

$$P_{\text{lühisLKK2}} = 2,56 \text{ MW} = 2560 \text{ kW} \quad (3.3)$$

Lahutuskohtade komplekti LKK3 kasutamisel on 29 õhuliini, mille lühise korral võib tekkida alajaama(de) toite katkestus ja ühe lühise korral on tõenäosuslik katkestatud aktiivvõimsus:

$$P_{\text{lühisLKK3}} = 1,63 \text{ MW} = 1630 \text{ kW} \quad (3.4)$$

Eesti põhivõrgus on Rakvere ja Paide 330 kV alajaamades üks 330/110 kV trafo. Kui N-1 olukorras lülitub välja ainus 330/110 kV trafo, siis lahtuskohtade kasutamisel katkevad vastavate 330 kV alajaamade toitel olevate 110 kV alajaamade toited. Rakvere 330/110 kV trafo välja lülitumisel on keskmine katkestatud aktiivvõimsus 48,0 MW ja Paide 330/110 kV trafo puhul 38,84 MW. LKK2-e ja LKK3-e puhul on trafode välja lülitamisel keskmised katkestatud võimsused võrdsed. Eesti ülekandevõrgus on kokku 21 330/110 kV trafot. Seega on tõenäosuslik katkestatud aktiivvõimsus Rakvere 330/110 kV trafo välja lülitumisel $P_{TR \text{ Rakvere}}$ ja Paide 330/110 kV trafo välja lülitumisel $P_{TR \text{ Paide}}$ arvutatavad avaldistega:

$$P_{TR \text{ Rakvere}} = 48,0 \times \frac{1}{21} = 2,29 \text{ MW} = 2290 \text{ kW} \quad (3.5)$$

$$P_{TR \text{ Paide}} = 38,84 \times \frac{1}{21} = 1,85 \text{ MW} = 1850 \text{ kW} \quad (3.6)$$

Katkestuskahju maksumuse leidmiseks on kasutatud Kristen Soku magistritöös saadud katkestatud võimsusühiku hinda (CD, *Cost of Interrupted Demand*) [22], sest süsteemiautomaatika toimimisest tingitud katkestuste kestvused on lühikesed (5...10 sekundit). Kristen Soki on esitanud katkestuste kestvusest sõltuvad katkestatud võimsusühiku hinnad 2016. aasta seisuga tarbijasektorite ning kogu riigi kohta, mis on näidatud tabelis 3.16.

Tabel 3.16 2016. aasta katkestatud võimsusühiku (CD) hinnad tarbijasektorite ja kogu riigi kaupa

Katkestuse kestvus	Tööstuse CD, €/kW	Teeninduse CD, €/kW	Põllumajanduse CD, €/kW	Majapidamiste CD, €/kW	Kogu riigi CD, €/kW
2 sekundit	0,8	0,36	0,31	0,35	0,52
1 minut	1,8	0,41	0,34	0,38	0,81
20 minutit	1,87	1,59	0,85	0,82	1,43
1 tund	3,87	4,12	2,44	2,16	3,37
2 tundi	4,92	7,5	4,97	4,58	5,54
4 tundi	6,97	13,1	8,22	8,81	9,29
8 tundi	10,89	25,21	13,57	17,52	16,98
24 tundi	15,59	33,85	21,29	26,49	24,2

Katkestuskahjude maksumuse leidmiseks on võetud tabelist 3.16 kogu riigi osa ja hinnad on korrigeeritud tarbijahinna muutustega kuni 2020. aastani [23]. Lisaks on välja arvatud 5 sekundit ja 10 sekundit kestva katkestuse CD, mis on näidatud tabelis 3.17.

Tabel 3.17 2020. aasta CD hinnad

Katkestuse kestvus	2020. aasta CD, €/kW
2 sekundit	0,57
5 sekundit	0,59
10 sekundit	0,61
60 sekundit	0,88

Viie ja kümne sekundi katkestuse CD on leitud joone võrrandiga:

$$\frac{x - x_{2 \text{ sek}}}{x_{60 \text{ sek}} - x_{2 \text{ sek}}} = \frac{y - y_{2 \text{ sek}}}{y_{60 \text{ sek}} - y_{2 \text{ sek}}} \quad (3.7)$$

$$\frac{x - 2}{60 - 2} = \frac{y - 0,57}{0,88 - 0,57} \quad (3.8)$$

$$y = \frac{0,31}{58}x + \frac{32,44}{58} \quad (3.9)$$

Tabelist 3.15 on näha, et aastatel 2016 kuni 2020 oli aastas keskmiselt 44,6 eduka TLA-ga lühist ja 12,2 ebaeduka TLA-ga lühist. Lahutuskohtade kasutamisega saab liinide lühistest tingitud aastase katkestuskahju $C_{lühis}$ arvutada avaldisega:

$$C_{lühis} = (44,6 \times CD_{5 \text{ sek}} \times P_{lühis}) + (12,2 \times CD_{10 \text{ sek}} \times P_{lühis}) \quad (3.10)$$

Lahutuskohtade komplekti LKK2 kasutamisel liinide lühistest tingitud aastase katkestuskahju $C_{\text{lühisLKK2}}$ saab arvutada:

$$C_{\text{lühisLKK2}} = (44,6 \times 0,59 \times 2560) + (12,2 \times 0,61 \times 2560) = 86415 \text{ €} \quad (3.11)$$

Lahutuskohtade komplekti LKK3 kasutamisel on liinide lühistest tingitud aastane katkestuskahju:

$$C_{\text{lühisLKK3}} = (44,6 \times 0,59 \times 1630) + (12,2 \times 0,61 \times 1630) = 55023 \text{ €} \quad (3.12)$$

Aastatel 2016 kuni 2020 oli keskmiselt 4,8 releekaitseautomaatikast tingitud 330/110 kV trafo välja lülitumist aastas [21]. Trafode välja lülitumise puhul on tarvis arvestada katkestuse kestuseks RLA 10 sekundilist viiteaega, sest trafode puhul ei toimu automaatset taaslülitust. Lahutuskohtade kasutamisega on Rakvere ja Paide 330/110 kV trafode välja lülitumisest tingitud aastane katkestuskahju:

$$C_{TR} = 4,8 \times CD_{10 \text{ sek}} \times (P_{TR \text{ Rakvere}} + P_{TR \text{ Paide}}) \quad (3.13)$$

$$C_{TR} = 4,8 \times 0,61 \times (2290 + 1850) = 12122 \text{ €} \quad (3.14)$$

Tabelis 3.18 on kokku võetud lahutuskohtade komplektide LKK2 ja LKK3 kasutamisega kaasnenud aastane katkestuskahju.

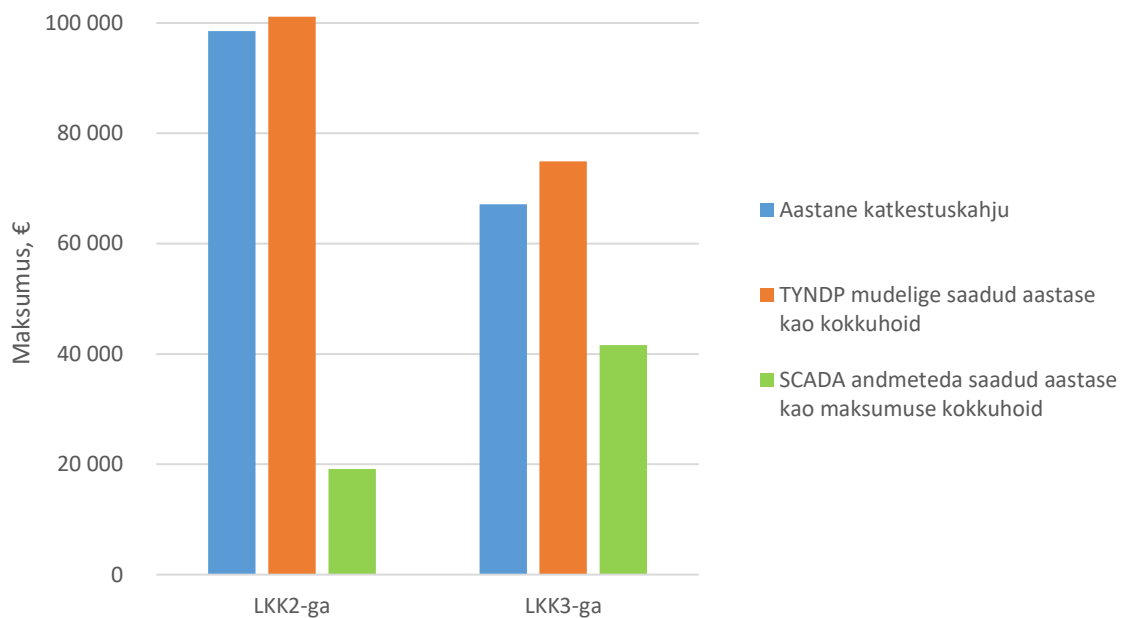
Tabel 3.18 Lahutuskohtade kasutamisega kaasnenud aastane katkestuskahju

	Aastane katkestuskahju, €
LKK2 kasutamisega	98 537
LKK3 kasutamisega	67 145

Katkestuskahjude hulka ei ole arvestatud lahutuskohtade kasutamisega kaasnenud katkestustel andmata jäänud tootmissuunalist elektrienergia maksumust. Kui elektri hind oleks 50 MWh, siis 10 MW tootmisvõimsuse juures oleks 10 sekundilisel katkestusel andmata elektrienergia hind 0,136 €. Tootmissuunalise katkestuse kahju on palju väiksem tarbimissuunalisest katkestuse kahjust ja ei avalda märkimisväärset mõju kogu katkestuskahjule.

Joonisel 3.22 on näidatud selles alapeatükis arvutatud katkestuskahjud ja TYNDP mudeliga ning SCADA andmetega leitud lahutuskohtade kasutamisega kaasnenud aastaste kadude maksumuste kokkuvõid. Lahutuskohtade kasutamise on aastase kao maksumuse kokkuvõid TYNDP mudeli andmete põhjal veidi suurem kui aastane katkestuskahju, kuid SCADA andmetel põhjal leitud aastase kao maksumuse kokkuvõid on märksa väiksem kui aastane katkestuskahju. Sellest saab järeldada, et

lahutuskohtade kasutamine otsest majanduslikku lisaväärtust ei anna. Kaudne majanduslik lisaväärtus võib tekkida 330 kV alajaamades suurenenud vabadest liitumisvõisustest, mida oleks vajalik eraldi uurida.



Joonis 3.22 Katkestuskahju ja lahutuskohtade kasutamise kaasnenu aastaste kadude maksumuste kokkuvõid

KOKKUVÕTE

Käesolevas magistritöös on uuritud 110 kV lahutuskohtade mõju Eesti elektrisüsteemile. Lahutuskohtade kasutamist on uuritud, sest see on üks transiitvõimsusvoogudes piiramise meede, mida saab rakendada, kui transiitvõimsusvood kanduvad ülekandevõrgus 110 kV elektrivõrku. Vaatluse alla on võetud kolm lahutuskohtade komplekti: esimeses komplektis on kogu 110 kV ülekandevõrk lahutuskohtadega lahutatud (LKK1), teine komplekt sarnaneb esimesele, kuid erinevalt sellest ei kasutata Tallinnas lahutuskohti (LKK2) ja kolmandas on lisaks lahutamata ka rekonstrueeritud Harku - Lihula - Sindi - Viljandi - Tartu 110 kV liinid (LKK3). Lahutuskohtade asukohtade optimeerimisel on minimeeritud elektrisüsteemi aktiivenergia kadusid. Optimeerimisel on kasutatud tulevikku suunatud TYNDP 2030 mudelit ja alajaamade 2020. aastal mõõdetud koormusi. Optimaalseid lahutuskohti kasutades selgus, et vastavalt lahutuskohtade komplektile oli elektrisüsteemi aktiivenergia kadu 0,5...1,4 % väiksem kui lahutuskohti kasutamata. Samas tuli analüüsi käigus välja, et mitteoptimaalsete lahutuskohtade kasutamisega kaod suurenesid. Seega on lahutuskohti kasutades vajalik pidevalt jälgida nende asukohtade optimaalsust.

Elektrivõrgu läbilaskevõimekuse üheks informatiivsemaks indikaatoriks on alajaamade vabad liitumisvõimsused. Erineva konfiguratsiooniga võrgu vabade liitumisvõimsuste (VLV-de) võrdlemine annab ülevaate elektrivõrgu läbilaskevõime suurenemisest või vähenemisest. Kui kogu 110 kV on lahutatud (LKK1), siis iga 330 kV alajaama toitele jääb kindel arv 110 kV alajaamu. Seega näiteks kahe 200 MVA 330/110 kV trafoga 330 kV alajaama piirkonnas ei ole lahutuskohti kasutades ja N-1 olukorda arvestades võimalik 110 kV võrgus toota üle 200 MVA netovõimsust, kust on maha arvestatud kohalik tarbimine. Selline piirang tuleb ilmekalt välja Lihula piirkonna 110 kV alajaamade puhul, kuhu on liitunud või liitumistaotlus esitatud 191 MVA tootmisvõimsusele.

Lahutuskohtade komplekti LKK1 kasutamisega suurenevad enim Tallinna 110 kV alajaamade tootmissuunalised VLV-d. Samas vähenevad peaaegu kõikides Tallinna 110 kV alajaamades tarbimissuunalised VLV-d. Kuna Tallinn on tiheda asustusega ja maa hind on kallis, siis on taastuvatest allikatest uute tootmisvõimsuste lisamine Tallinna vähe tõenäoline. Seega peaks Tallinna puhul vaatama just tarbimissuunaliste VLV-de muutust. Viimast asjaolu arvestades on käesolevas lõputöös uuritud ka lahutuskohtade komplektide LKK2 ja LKK3 mõju ülekandevõrgule. Kasutades lahutuskohtade komplekti LKK3, osalevad rekonstrueeritud 110 kV liinid võimsusvoogude ülekandes. Vabade liitumisvõimsuste analüüs näitas, et lahutuskohtade komplektide LKK1 ja LKK2

kasutamisega vähenes kõigi 110 kV alajaamade summaarne tootmissuunaline vaba liitumisvõimsus. Lahutuskohtade komplekti LKK3 kasutamisega aga suurenes 110 kV alajaamade summaarne tootmissuunaline VLV.

Lahutuskohtade kasutamisega 110 kV võrgus suurenesid märgatavalt 330 kV alajaamade VLV-d. See on tingitud asjaolust, et 110 kV lahutuskohtade kasutamisega ei liigu 330 kV alajaamadesse lisatud võimsused 110 kV võrku ja ei koorma 330/110 kV trafosid ega 110 kV liine. 330 kV alajaamade VLV-sid piiravad ainult 330 kV õhuliinide läbilaskevõimed.

Käesoleva magistritöö viimases osas on leitud lahutuskohtade komplektide LKK2 ja LKK3 kasutamisega kaasnevad katkestuskahjud. Katkestuskahjude leidmisel on kasutatud katkestatud võimsusühiku hinda, sest süsteemiautomaatika toimimisest tingitud katkestuste kestvused on lühikesed. Kui kokku liita lahutuskohtade kasutamisega aktiiveenergia kadudelt kokku hoitud summa ja katkestuskahju, siis lahutuskohtade kasutamine majanduslikku lisaväärtust ei anna. Kui mingil põhjusel muutuvad kasutatavate lahutuskohtade asukohad mitteoptimaalseteks, siis võib majanduslik lisaväärtus olla isegi negatiivne. Kaudne majanduslik lisaväärtus võib tekkida 330 kV alajaamades suurenenud vabadest liitumisvõimsustest, mida oleks vajalik eraldi uurida. Kokku võttes võib järeldada, et 110 kV ülekandevõrgu vaates ei ole 110 kV lahutuskohtade kasutamine otstarbekas. 330 kV ülekandevõrgu vaates on 110 kV lahutuskohtade kasutamine kasulik, sest 330 kV alajaamadesse tekib juurde palju vaba liitumisvõimsust.

Tulevikus võiks uurida lahutuskohtade tekitamist vastavalt võrguelemendi ülekoormusele. Lahutuskohtade tekitamise automaatikat on võimalik liita olemasoleva laimõõtesüsteemiga. Iga potentsiaalse lahutuskoha juurde oleks vaja lisada faasimõõteseadet, mis kontrollib liini voolu. Voolu piirväärtuse ületamisel antakse automaatikaga võimsuslülile või -lülitele väljalülitamise signaal. Sellise, liini voolust sõltuva, lahutuskoha tekitamise lahendusega ei katkeks alajaama(de) toide. Liinile faasimõõteseadme lisamine on majanduslikult kasulikum kui liini rekonstrueerimine. 110 kV õhuliini läbilaskevõime suurendamine rekonstrueerimise teel maksab miljoneid eurosid, faasimõõteseadme lisamine maksab umbes 5000 eurot.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

1. Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium, „Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030“, 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.mkm.ee/et/eesmargid-tegevused/energeetika/eesti-riiklik-energia-ja-kliimakava-aastani-2030> [Kasutatud 26.04. 2021].
2. M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt ja J. Kilter, Jaotusvõrgud. Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2007.
3. M. Meldorf ja J. Kilter, Elektrisüsteemi stabiilsus. Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2011.
4. M. Meldorf, T. Tikk ja J. Kilter, Elektrivõrgu operatiivjuhtimissüsteem. Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2010.
5. T. El Hachmi ja R. Skouri, „Comparison of Newton Raphson and Gauss Seidel Methods for Power Flow Analysis“, nr September, 2018, doi: 10.5281/zenodo.1474601.
6. A. Mohammed, „Power Flow Analysis“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.researchgate.net/publication/331611756_Power_Flow_Analysis [Kasutatud 17.03. 2021].
7. E. Tiigimägi, Elektrivõrgud. Tallinn: TTÜ Kirjastus, 1997.
8. Elering AS, „Tehniliste lahenduste põhimõtted“, Tallinn, 2017.
9. Elering AS, „Elektrisüsteem“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/elektrisusteem> [Kasutatud 13.03. 2021].
10. Elering AS, „Eleringile kuuluvad liinid“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/eleringile-kuuluvad-liinid> [Kasutatud 13.03. 2021].
11. Elering AS, „Juhtimiskeskus“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/juhtimiskeskus> [Kasutatud 13.03. 2021].
12. Elering AS, „Eesti Elektrisüsteemi Varustuskindluse Aruanne 2020“, Tallinn, 2020.
13. Elering AS, „Investeeringud 2021-2030“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elering.ee/investeeringud-2021-2030> [Kasutatud 16.03. 2021].
14. Eesti Vabariigi Valitsus, „Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskiri“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.riigiteataja.ee/akt/121022019002?leiaKehtiv> [Kasutatud 18.03. 2021].
15. Tallinna Tehnikaülikool, „Eesti pikaajaline elektritarbimise prognoos“, Tallinn, 2017.
16. Elering AS, „Liitumisega kaasnevate võrgutugevduste leidmiseks tehtavate arvutuste põhimõtted“, Tallinn, 2017.
17. Euroopa Komisjon, „Nõuded liituvatele tootmisüksustele“, 2016.

- [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ET/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN> [Kasutatud 19.03. 2021].
18. Elering AS, „Elektrituru käsiraamat“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/elektrituru-kasiraamat> [Kasutatud 19.03. 2021].
 19. Siemens Industry Inc, „Application Program Interface (API) PSS®E 33.11.0“, 2017.
 20. Elering AS, „e-Gidmap“, 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://vla.elering.ee/> [Kasutatud 27.03. 2021].
 21. Eleringi releekaitse ja automaatika talitus, „Lühiste statistika“, Tallinn, 2021.
 22. K. Sokk, „Toitekatkestuskahjude hindamise meetodid ja nende rakendatavus eesti elektrisüsteemis“, Tallinna Tehnikaülikool, Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut, [Magistritöö], 2019.
 23. Statistikaamet, „Tarbijahinnaindeksi muutus võrreldes eelmise aastaga“. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://andmed.stat.ee/et/stat/majandus__hinnad/IA001/table/ [Kasutatud 23.04. 2021].

LISAD

Lisa 1 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1 110 kV alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused

Alajaam	Baasmudeliga VLV, MW	LKK1-ga VLV, MW	LKK1-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeliga ja LKK1-ga VLV muutus, MW	Ühendatud 330 kV alajaamaga
Ülemiste	82,1	340,5	Tõnismäe - Endla 110 kV KL	258,4	Harku
Järve	82,6	339,8	Tõnismäe - Endla 110 kV KL	257,2	Harku
Keila	50,4	233,1	Harku - Keila 110 kV ÖL	182,7	Harku
Endla	82,7	251,3	Tõnismäe - Endla 110 kV KL	168,6	Harku
Kiisa	33,4	188,9	Kiisa 330/110 kV trafo	155,5	Kiisa
Veskimetsa	27,1	169,6	Püssi 330/110 kV trafo	142,6	Harku
Harku	36,1	176,5	Püssi 330/110 kV trafo	140,4	Harku
Volta	83,0	185,3	Tõnismäe - Elektriijaama 110 kV KL	102,3	Harku
Topi	51,3	152,2	Topi - Harku 110 kV ÖL	100,9	Harku
Riisipere	65,6	161,4	Lihula 330/110 kV trafo	95,9	Harku
Oiu	33,6	80,6	Tartu 330/110 kV trafo	47,0	Tartu
Puhja	44,1	81,7	Tartu 330/110 kV trafo	37,6	Tartu
Elektriijaama	83,0	114,6	Tõnismäe - Elektriijaama 110 kV KL	31,6	Harku
Tartu	55,4	82,3	Tartu 330/110 kV trafo	26,9	Tartu
Paljassaare	22,9	46,9	Volta - Paljassaare 110 kV KL	24,0	Harku
Kadaka	27,9	47,3	Veskimetsa - Kadaka 110 kV KL	19,4	Harku
Mustamäe	41,8	60,5	Mustamäe - Järve 110 kV KL	18,7	Harku
Kivimäe	29,6	44,9	Kadaka - Kivimäe 110 kV KL	15,3	Harku
Rakvere	15,1	27,6	Püssi 330/110 kV trafo	12,4	Rakvere
Haljala	15,6	27,2	Püssi 330/110 kV trafo	11,6	Rakvere
Kopli	38,8	48,6	Volta - Paljassaare 110 kV KL	9,8	Harku
Roela	7,0	16,2	Püssi 330/110 kV trafo	9,2	Püssi
Kunda	18,3	27,1	Püssi 330/110 kV trafo	8,8	Rakvere
Liiva	18,3	27,1	Püssi 330/110 kV trafo	8,8	Rakvere
Tõnismäe	82,8	91,2	Tõnismäe - Elektriijaama 110 kV KL	8,3	Harku
Mustvee	21,5	29,8	Püssi 330/110 kV trafo	8,3	Tartu
Väike-Maarja	8,6	16,1	Püssi 330/110 kV trafo	7,5	Püssi
Jäneda	12,3	19,2	Püssi 330/110 kV trafo	6,9	Rakvere
Tapa	12,3	19,1	Püssi 330/110 kV trafo	6,8	Rakvere
Viru-Nigula	24,0	27,7	Püssi 330/110 kV trafo	3,7	Rakvere
Sõmerpalu	25,7	25,8	Võru - Sõmerpalu 110 kV ÖL	0,1	Tsireguliina
Maaritsa	20,2	20,4	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,1	Tartu
Reola	27,5	27,6	Põlva - Kuuste 110 kV ÖL	0,1	Tartu
Kanepi	12,6	12,7	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,1	Tartu
Linda	25,9	26,0	Võru - Sõmerpalu 110 kV ÖL	0,1	Tsireguliina
Põlva	6,2	6,2	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Ruusa	6,2	6,3	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu

Kuuste	4,8	4,9	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Alatskivi	4,5	4,6	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Ülejõe	4,5	4,5	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Anne	4,5	4,5	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Tööstuse	4,5	4,5	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Kantküla	18,4	18,4	Kantküla - Mustvee 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Mõniste	38,8	38,8	Tsirguliina - Mõniste 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Raasiku	34,6	34,6	Raasiku haru 110 kV ÕL	0,0	Aruküla
Rõuge	30,0	30,0	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Võru	29,7	29,7	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Tsirguliina	58,0	58,0	Tsirguliina 330/110 kV trafo	0,0	Tsirguliina
Otepää	11,6	11,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Abja	11,6	11,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Elva	11,6	11,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Nuia	11,6	11,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Rõngu	11,5	11,5	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Tõrva	11,4	11,4	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Soo	29,8	29,8	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Ruusmäe	30,5	30,5	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Valga	31,2	31,2	Tsirguliina - Valga 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Eesti EJ OT	2,8	2,8	Allika - Püssi 110 kV ÕL	0,0	Balti
Emajõe	4,6	4,5	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Tabasalu	35,3	35,3	Tabasalu haru 110 kV ÕL	0,0	Harku
Kehra	35,9	35,6	Raasiku haru 110 kV ÕL	-0,3	Aruküla
Sillamäe	2,8	2,5	Allika - Püssi 110 kV ÕL	-0,3	Balti
Allika	2,8	2,5	Allika - Püssi 110 kV ÕL	-0,3	Balti
LVT	10,0	9,7	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,3	Püssi
Põhja	10,0	9,7	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,3	Püssi
Saare	20,9	20,6	Püssi 330/110 kV trafo	-0,4	Tartu
Rakvere-Põhja	17,1	16,6	Püssi 330/110 kV trafo	-0,5	Rakvere
Voldi	20,9	20,4	Püssi 330/110 kV trafo	-0,5	Tartu
Balti	24,3	23,7	Balti 330/110 kV trafo	-0,6	Balti
Paldiski	28,2	26,8	Paldiski - Keila 110 kV ÕL	-1,4	Harku
Kohila	4,7	2,4	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-2,2	Kiisa
Rapla	6,4	2,4	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-4,0	Paide
Järvakandi	8,9	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-4,3	Lihula
Uhtna	21,1	16,5	Püssi 330/110 kV trafo	-4,6	Püssi
Kehtna	7,5	2,4	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-5,2	Paide
Kuusalu	12,1	6,9	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-5,2	Rakvere
Kolga	12,1	6,9	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-5,2	Rakvere
Jägala	12,1	6,9	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-5,2	Rakvere
Loksa	12,2	6,9	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere
Võsu	12,2	6,9	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere
Viitna	12,3	7,0	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere
Kadrina	12,3	7,0	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere

Valgu	11,0	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-6,3	Lihula
Pargi	24,0	16,1	Püssi 330/110 kV trafo	-7,9	Püssi
Püssi	25,4	16,7	Püssi 330/110 kV trafo	-8,7	Püssi
Aravete	12,1	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-9,9	Paide
Roosna-Alliku	12,1	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,0	Paide
Paide	12,2	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,0	Paide
Jaoskonna 3B	26,9	16,2	Püssi 330/110 kV trafo	-10,7	Püssi
Koigi	13,0	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,8	Paide
Aseri	27,5	16,6	Püssi 330/110 kV trafo	-10,9	Püssi
Türi	13,2	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-11,0	Paide
Imavere	13,6	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-11,4	Paide
Vigala	16,5	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-11,8	Lihula
Valjala	16,8	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-12,2	Lihula
Sikassaare	17,0	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-12,4	Lihula
Leisi	17,2	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-12,6	Lihula
Põltsamaa	15,2	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-13,1	Paide
Aruküla	62,6	48,7	Aruküla 330/110 kV trafo	-13,8	Aruküla
Viljandi	26,5	11,5	Sindi 330/110 kV trafo	-15,0	Sindi
Reinu	26,6	11,5	Sindi 330/110 kV trafo	-15,1	Sindi
Põdra	17,4	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-15,1	Paide
Illuka	31,2	16,0	Püssi 330/110 kV trafo	-15,3	Püssi
Muhu	20,6	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-16,0	Lihula
Jõgeva	18,5	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-16,3	Paide
Vändra	18,6	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-16,4	Paide
Kiini	28,0	11,4	Sindi 330/110 kV trafo	-16,6	Sindi
Oru	40,9	23,7	Balti 330/110 kV trafo	-17,2	Balti
Ahtme	33,4	16,1	Püssi 330/110 kV trafo	-17,3	Püssi
Suure-Jaani	19,9	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-17,7	Paide
Orissaare	22,9	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-18,3	Lihula
Iru	25,6	6,2	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-19,4	Aruküla
Kiikla	27,7	7,2	Püssi 330/110 kV trafo	-20,5	Püssi
Viimsi	27,2	5,8	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-21,5	Aruküla
Alajõe	28,9	7,2	Püssi 330/110 kV trafo	-21,8	Püssi
Estonia-Põhja	29,3	7,2	Püssi 330/110 kV trafo	-22,1	Püssi
Alutaguse	29,7	7,2	Püssi 330/110 kV trafo	-22,5	Püssi
Kilingi-Nõmme	34,3	11,3	Sindi 330/110 kV trafo	-23,0	Sindi
Rõuste	28,2	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-23,6	Lihula
Metsakombinaadi	36,2	11,5	Sindi 330/110 kV trafo	-24,7	Sindi
Ruma	30,0	5,2	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-24,7	Aruküla
Jüri	75,4	48,9	Aruküla 330/110 kV trafo	-26,4	Aruküla
Kallavere	32,9	4,8	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-28,0	Aruküla
Papiniidu	40,9	11,4	Sindi 330/110 kV trafo	-29,5	Sindi
Kabli	44,1	11,2	Sindi 330/110 kV trafo	-32,9	Sindi
Aulepa	38,5	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-33,8	Lihula
Nõva	39,1	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-34,4	Lihula

Rummu	40,2	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-35,5	Lihula
Sirgala	59,2	23,7	Balti 330/110 kV trafo	-35,5	Balti
Taebbla	40,3	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-35,6	Lihula
Paikuse	47,9	11,1	Sindi 330/110 kV trafo	-36,8	Sindi
Võiküla	41,7	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-37,2	Lihula
Tusti	41,9	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-37,3	Lihula
Ranna	66,6	29,0	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-37,5	Harku
Haapsalu	44,2	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-39,5	Lihula
Sindi	51,9	11,1	Sindi 330/110 kV trafo	-40,8	Sindi
Martna	45,5	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-40,9	Lihula
Virtsu	52,4	4,6	Lihula 330/110 kV trafo	-47,8	Lihula
Audru	53,9	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-49,3	Lihula
Järveküla	56,0	6,2	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-49,8	Aruküla
Lõpe	55,9	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-51,2	Lihula
Lihula	57,7	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-53,0	Lihula
Pärnu-Jaagupi	69,6	11,4	Sindi 330/110 kV trafo	-58,2	Sindi
Ida	71,0	7,9	Iru - Lasnamäe 110 kV ÕL	-63,1	Aruküla
Loo	85,7	9,4	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-76,4	Aruküla
Lasnamäe	86,5	9,3	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-77,1	Aruküla
Risti	85,7	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-81,0	Lihula
Kullamaa	104,8	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-100,1	Lihula

**Lisa 2 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK1 110 kV
alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused**

Alajaam	Baasmudeliga VLV, MW	LKK1-ga VLV, MW	LKK1-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeliga ja LKK1-ga VLV muutus, MW	Ühendatud 330 kV alajaamaga
Kiisa	42,0	185,1	Kiisa 330/110 kV trafo	143,1	Kiisa
Viljandi	27,8	97,9	Sindi 330/110 kV trafo	70,1	Tartu
Kiini	30,6	99,0	Sindi 330/110 kV trafo	68,4	Tartu
Kilingi-Nõmme	44,6	100,9	Sindi 330/110 kV trafo	56,3	Sindi
Kabli	68,1	103,4	Sindi 330/110 kV trafo	35,3	Sindi
Sirgala	18,7	50,6	Ahtme - Balti 110 kV ÕL	31,9	Balti
Oru	19,9	49,8	Ahtme - Balti 110 kV ÕL	30,0	Balti
Roela	4,6	28,8	Rakvere 330/110 kV trafo	24,2	Rakvere
Ahtme	25,7	48,5	Püssi - Aidu 110 kV ÕL	22,8	Püssi
Järvakandi	8,4	31,1	Rapla - Paide 110 kV ÕL	22,7	Lihula
Väike-Maarja	7,0	28,2	Rakvere 330/110 kV trafo	21,2	Rakvere
Valgu	10,8	30,8	Rapla - Paide 110 kV ÕL	20,0	Lihula
Illuka	29,4	49,0	Ahtme - Püssi 110 kV ÕL	19,6	Püssi
Audru	94,5	112,0	Lihula 330/110 kV trafo	17,5	Sindi
Sindi	88,1	104,6	Sindi 330/110 kV trafo	16,4	Sindi
Alutaguse	32,9	48,5	Ahtme - Püssi 110 kV ÕL	15,7	Püssi
Alajõe	32,8	47,7	Ahtme - Püssi 110 kV ÕL	14,9	Püssi
Vigala	18,3	30,4	Rapla - Paide 110 kV ÕL	12,1	Lihula
Reinu	28,1	38,5	Reinu haru 110 kV ÕL	10,5	Tartu
Lõpe	103,6	114,0	Lihula 330/110 kV trafo	10,4	Lihula
Rummu	60,3	68,3	Martna - Lihula 110 kV ÕL	8,0	Kiisa
Pargi	25,6	32,9	Ahtme - Pargi 110 kV ÕL	7,3	Püssi
Haapsalu	69,7	76,3	Martna - Lihula 110 kV ÕL	6,6	Lihula
Martna	67,5	73,5	Aulepa - Taebla 110 kV ÕL	6,0	Lihula
Lihula	108,7	113,9	Lihula 330/110 kV trafo	5,2	Lihula
Kiikla	42,6	47,5	Ahtme - Püssi 110 kV ÕL	4,9	Püssi
Taebla	71,3	75,2	Martna - Lihula 110 kV ÕL	3,9	Lihula
Eesti EJ OT	25,6	28,9	Allika - Püssi 110 kV ÕL	3,3	Balti
Tusti	39,2	40,3	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	1,1	Lihula
Võiküla	39,4	40,5	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	1,1	Lihula
Aulepa	73,6	73,7	Martna - Lihula 110 kV ÕL	0,2	Kiisa
Pärnu-Jaagupi	82,9	83,0	Pärnu-Jaagupi haru 110 kV ÕL	0,1	Sindi
Linda	34,4	34,4	Võru - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,1	Tsirguliina
Abja	12,5	12,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,1	Tsirguliina
Tööstuse	4,1	4,1	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Nuia	12,6	12,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Tõrva	13,0	13,1	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Ruusa	5,5	5,5	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Põlva	5,5	5,6	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Alatskivi	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu

Ruusmäe	25,5	25,5	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Soo	26,1	26,1	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Võru	26,2	26,2	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Sõmerpalu	26,4	26,4	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Valga	28,1	28,1	Tsirguliina - Valga 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Ülejõe	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Anne	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Rõuge	25,8	25,8	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Tsirguliina	65,2	65,2	Tsirguliina 330/110 kV trafo	0,0	Tsirguliina
Mõniste	35,2	35,2	Tsirguliina - Mõniste 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Emajõe	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Kuuste	4,4	4,4	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tsirguliina
Leisi	3,0	3,0	Orissaare - Valjala 110 kV ÕL	0,0	Lihula
Sikassaare	3,0	3,0	Orissaare - Valjala 110 kV ÕL	0,0	Lihula
Valjala	3,0	3,0	Orissaare - Valjala 110 kV ÕL	0,0	Lihula
LVT	29,2	29,0	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,2	Püssi
Põhja	29,2	29,0	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,2	Püssi
Virtsu	47,8	47,7	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	-0,2	Lihula
Nõva	72,4	72,1	Martna - Lihula 110 kV ÕL	-0,3	Kiisa
Sillamäe	29,4	29,1	Allika - Püssi 110 kV ÕL	-0,3	Balti
Allika	29,4	29,1	Allika - Püssi 110 kV ÕL	-0,3	Balti
Kanepi	11,7	11,2	Tartu 330/110 kV trafo	-0,5	Tartu
Estonia-Põhja	31,0	30,5	Alutaguse - Estonia-Põhja 110 kV ÕL	-0,5	Püssi
Orissaare	9,6	9,0	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	-0,6	Lihula
Muhu	9,7	9,0	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	-0,6	Lihula
Püssi	72,5	71,8	Püssi 330/110 kV trafo	-0,7	Püssi
Rõuste	48,0	47,2	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	-0,8	Lihula
Reola	13,1	11,3	Tartu 330/110 kV trafo	-1,9	Tartu
Elva	12,8	10,8	Tartu 330/110 kV trafo	-1,9	Tartu
Otepää	12,7	10,7	Tartu 330/110 kV trafo	-2,0	Tartu
Jaoskonna 3B	49,1	47,0	Ahtme - Püssi 110 kV ÕL	-2,0	Püssi
Rõngu	12,8	10,8	Tartu 330/110 kV trafo	-2,1	Tartu
Tartu	13,1	11,0	Tartu 330/110 kV trafo	-2,1	Tartu
Kohila	4,3	2,0	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-2,2	Kiisa
Maaritsa	13,5	11,2	Tartu 330/110 kV trafo	-2,3	Tartu
Voldi	13,6	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-2,7	Tartu
Paikuse	34,6	30,7	Metsakombinaadi - Sindi 110 kV ÕL	-3,9	Sindi
Papiniidu	34,8	30,8	Metsakombinaadi - Sindi 110 kV ÕL	-4,0	Sindi
Rapla	5,9	1,9	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-4,0	Paide
Mustamäe	10,5	6,3	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	-4,2	Harku
Tabasalu	14,0	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-4,4	Harku
Saare	15,6	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-4,7	Tartu
Puhja	15,9	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-5,0	Tartu
Kehtna	7,1	1,9	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-5,2	Lihula
Metsakombinaadi	36,4	31,2	Metsakombinaadi - Sindi 110 kV ÕL	-5,3	Sindi

Jäned	19,0	13,5	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,5	Rakvere
Tapa	19,1	13,5	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,6	Rakvere
Rakvere	19,3	13,7	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,7	Rakvere
Kantküla	16,7	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-5,7	Tartu
Keila	15,8	9,7	Harku 330/110 kV trafo	-6,1	Harku
Risti	28,9	22,6	Harku 330/110 kV trafo	-6,3	Lihula
Paldiski	16,0	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-6,4	Harku
Mustvee	17,3	10,8	Tartu 330/110 kV trafo	-6,5	Tartu
Aseri	49,7	42,1	Rakvere 330/110 kV trafo	-7,6	Püssi
Paljassaare	17,5	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-7,8	Harku
Haljala	21,9	13,6	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-8,3	Rakvere
Järve	14,7	6,3	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	-8,4	Harku
Oiu	19,8	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-8,9	Tartu
Aravete	11,4	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-9,6	Paide
Roosna-Alliku	11,5	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-9,6	Tartu
Paide	11,5	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-9,7	Paide
Jüri	19,8	9,7	Aruküla 330/110 kV trafo	-10,1	Aruküla
Uhtna	24,4	14,2	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-10,2	Püssi
Tõnismäe	20,0	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-10,3	Harku
Koigi	12,5	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,7	Paide
Türi	12,6	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,7	Paide
Järveküla	16,4	5,5	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-10,9	Aruküla
Raasiku	20,7	9,7	Aruküla 330/110 kV trafo	-11,0	Aruküla
Kehra	20,7	9,6	Aruküla 330/110 kV trafo	-11,0	Aruküla
Rakvere-Põhja	24,8	13,8	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-11,0	Rakvere
Imavere	13,2	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-11,5	Paide
Ülemiste	18,1	6,3	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	-11,8	Harku
Jägala	18,2	6,1	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-12,1	Rakvere
Kuusalu	18,3	6,0	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-12,2	Rakvere
Kolga	18,3	6,0	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-12,4	Rakvere
Kopli	22,0	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-12,4	Harku
Loksa	18,4	5,9	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-12,5	Rakvere
Võsu	18,6	6,0	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-12,6	Rakvere
Viitna	18,8	5,9	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-12,9	Rakvere
Lasnamäe	21,0	8,1	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-13,0	Aruküla
Põltsamaa	14,8	1,7	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-13,1	Paide
Kadrina	19,0	5,9	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-13,1	Rakvere
Riisipere	21,2	7,7	Harku 330/110 kV trafo	-13,5	Harku
Põdra	15,9	1,7	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-14,2	Tartu
Jõgeva	16,2	1,7	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-14,5	Tartu
Kullamaa	37,1	22,6	Harku 330/110 kV trafo	-14,5	Lihula
Loo	22,6	8,0	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-14,6	Aruküla
Elektrijaama	24,5	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-14,9	Harku
Balti	141,7	125,7	Balti 330/110 kV trafo	-16,0	Balti
Endla	25,8	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-16,2	Harku

Kallavere	21,1	4,4	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-16,7	Aruküla
Vändra	18,8	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-17,0	Paide
Iru	23,0	5,5	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-17,5	Aruküla
Aruküla	27,4	9,8	Aruküla 330/110 kV trafo	-17,7	Aruküla
Viimsi	23,2	5,1	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-18,1	Aruküla
Veskimetsa	27,8	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-18,2	Harku
Ruma	23,5	4,7	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-18,8	Aruküla
Volta	28,6	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-18,9	Harku
Ranna	28,9	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-19,3	Harku
Liiva	33,4	13,4	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-20,1	Rakvere
Kunda	33,5	13,4	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-20,1	Rakvere
Suure-Jaani	22,0	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-20,2	Paide
Harku	32,2	9,7	Harku 330/110 kV trafo	-22,5	Harku
Kivimäe	32,6	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-23,0	Harku
Ida	30,0	6,9	Aruküla - Kallavere 110 kV ÕL	-23,1	Aruküla
Kadaka	33,0	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-23,4	Harku
Topi	43,9	9,6	Harku 330/110 kV trafo	-34,3	Harku
Viru-Nigula	49,2	13,3	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-35,9	Rakvere

**Lisa 3 Baasmudeliga ja lahuskohtade komplektiga LKK2 110 kV
alajaamade tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused**

Alajaam	Baas- mudeliga VLV, MW	LKK2-ga VLV, MW	LKK2-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeliga ja LKK2-ga VLV muutus, MW	Ühendatud 330 kV alajaamaga
Järve	82,6	199,2	Mustamäe - Järve 110 kV KL	116,6	Harku
Oiu	33,6	80,6	Tartu 330/110 kV trafo	47,0	Tartu
Keila	50,4	93,0	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	42,6	Harku
Puhja	44,1	81,6	Tartu 330/110 kV trafo	37,5	Tartu
Harku	36,1	69,0	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	33,0	Harku
Volta	83,0	114,7	Volta - Paljassaare 110 kV KL	31,7	Harku
Riisipere	65,6	93,5	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	28,0	Harku
Kadaka	27,9	55,3	Veskimetsa - Kadaka 110 kV KL	27,4	Harku
Tartu	55,4	82,2	Tartu 330/110 kV trafo	26,8	Tartu
Veskimetsa	27,1	52,2	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	25,1	Harku
Elektrijaama	83,0	107,3	Tõnismäe - Elektrijaama 110 kV KL	24,3	Harku
Tõnismäe	82,8	103,2	Tõnismäe - Endla 110 kV KL	20,4	Harku
Endla	82,7	102,1	Tõnismäe - Endla 110 kV KL	19,4	Harku
Lasnamäe	86,5	104,9	Järve - Ülemiste 110 kV SL	18,5	Aruküla
Kivimäe	29,6	45,2	Kadaka - Kivimäe 110 kV KL	15,6	Harku
Mustamäe	41,8	54,9	Mustamäe - Järve 110 kV KL	13,1	Harku
Rakvere	15,1	27,4	Püssi 330/110 kV trafo	12,3	Rakvere
Haljala	15,6	27,1	Püssi 330/110 kV trafo	11,5	Rakvere
Kopli	38,8	47,9	Paljassaare - Kopli 110 kV KL	9,1	Harku
Kunda	18,3	27,1	Püssi 330/110 kV trafo	8,7	Rakvere
Liiva	18,3	27,0	Püssi 330/110 kV trafo	8,7	Rakvere
Mustvee	21,5	29,8	Püssi 330/110 kV trafo	8,3	Tartu
Jägala	12,1	19,7	Püssi 330/110 kV trafo	7,6	Rakvere
Kolga	12,1	19,6	Püssi 330/110 kV trafo	7,4	Rakvere
Kuusalu	12,1	19,5	Püssi 330/110 kV trafo	7,4	Rakvere
Loksa	12,2	19,4	Püssi 330/110 kV trafo	7,3	Rakvere
Võsu	12,2	19,3	Püssi 330/110 kV trafo	7,1	Rakvere
Topi	51,3	58,2	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	6,9	Harku
Viitna	12,3	19,1	Püssi 330/110 kV trafo	6,8	Rakvere
Jäneda	12,3	19,1	Püssi 330/110 kV trafo	6,7	Rakvere
Tapa	12,3	19,0	Püssi 330/110 kV trafo	6,7	Rakvere
Kadrina	12,3	19,0	Püssi 330/110 kV trafo	6,7	Rakvere
Paljassaare	22,9	28,1	Volta - Paljassaare 110 kV KL	5,2	Harku
Viru-Nigula	24,0	27,7	Püssi 330/110 kV trafo	3,7	Rakvere
Järvakandi	8,9	10,3	Lihula 330/110 kV trafo	1,4	Lihula
Paldiski	28,2	28,5	Paldiski - Keila 110 kV ÕL	0,3	Harku
Kehra	35,9	36,2	Raasiku haru 110 kV ÕL	0,3	Aruküla
Sõmerpalu	25,7	25,8	Võru - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,2	Tsirguliina
Maaritsa	20,2	20,4	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,1	Tartu
Ranna	66,6	66,7	Ida - Ranna 110 kV SL	0,1	Harku

Reola	27,5	27,6	Põlva - Kuuste 110 kV ÕL	0,1	Tartu
Raasiku	34,6	34,7	Raasiku haru 110 kV ÕL	0,1	Aruküla
Kanepi	12,6	12,7	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,1	Tsirguliina
Linda	25,9	26,0	Võru - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,1	Tartu
Kantküla	18,4	18,4	Kantküla - Mustvee 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Põlva	6,2	6,2	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Ruusa	6,2	6,3	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Ülejõe	4,5	4,5	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Alatskivi	4,5	4,6	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Kuuste	4,8	4,9	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Anne	4,5	4,5	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Tööstuse	4,5	4,5	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Mõniste	38,8	38,8	Tsirguliina - Mõniste 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Tabasalu	35,3	35,4	Tabasalu haru 110 kV ÕL	0,0	Harku
Ruusmäe	30,5	30,5	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Tsirguliina	58,0	58,0	Tsirguliina 330/110 kV trafo	0,0	Tsirguliina
Rõuge	30,0	30,0	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Eesti EJ OT	2,8	2,8	Allika - Püssi 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Emajõe	4,6	4,5	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Otepää	11,6	11,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Balti
Abja	11,6	11,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Elva	11,6	11,5	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Nuia	11,6	11,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Rõngu	11,5	11,5	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Tõrva	11,4	11,4	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Soo	29,8	29,7	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Võru	29,7	29,7	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Valga	31,2	31,2	Tsirguliina - Valga 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Sillamäe	2,8	2,5	Allika - Püssi 110 kV ÕL	-0,3	Balti
Allika	2,8	2,5	Allika - Püssi 110 kV ÕL	-0,3	Balti
LVT	10,0	9,7	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,3	Püssi
Põhja	10,0	9,7	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,3	Püssi
Loo	85,7	85,4	Aruküla - Lasnamäe 110 kV ÕL	-0,3	Aruküla
Saare	20,9	20,6	Püssi 330/110 kV trafo	-0,4	Tartu
Balti	24,3	23,8	Balti 330/110 kV trafo	-0,4	Balti
Rakvere-Põhja	17,1	16,5	Püssi 330/110 kV trafo	-0,5	Tartu
Voidi	20,9	20,4	Püssi 330/110 kV trafo	-0,5	Rakvere
Jüri	75,4	74,8	Jüri - Järve 110 kV ÕL	-0,6	Aruküla
Valgu	11,0	10,3	Lihula 330/110 kV trafo	-0,7	Lihula
Roela	7,0	6,1	Püssi 330/110 kV trafo	-0,9	Püssi
Järveküla	56,0	55,0	Järve - Järveküla 110 kV ÕL	-1,0	Aruküla
Iru	25,6	24,4	Iru - Lasnamäe 110 kV ÕL	-1,2	Aruküla
Viimsi	27,2	26,0	Iru - Lasnamäe 110 kV ÕL	-1,2	Aruküla
Ruma	30,0	28,6	Iru - Lasnamäe 110 kV ÕL	-1,3	Aruküla
Kallavere	32,9	31,4	Iru - Lasnamäe 110 kV ÕL	-1,5	Aruküla

Kohila	4,7	2,4	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-2,3	Kiisa
Väike-Maarja	8,6	6,1	Püssi 330/110 kV trafo	-2,5	Püssi
Aruküla	62,6	59,7	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-2,9	Aruküla
Rapla	6,4	2,3	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-4,1	Paide
Ida	71,0	66,8	Ida - Ranna 110 kV SL	-4,3	Aruküla
Uhtna	21,1	16,5	Püssi 330/110 kV trafo	-4,6	Püssi
Kehtna	7,5	2,3	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-5,2	Paide
Ülemiste	82,1	76,4	Järve - Ülemiste 110 kV KL	-5,7	Harku
Vigala	16,5	10,3	Lihula 330/110 kV trafo	-6,2	Lihula
Valjala	16,8	10,4	Lihula 330/110 kV trafo	-6,4	Lihula
Sikassaare	17,0	10,4	Lihula 330/110 kV trafo	-6,6	Lihula
Leisi	17,2	10,4	Lihula 330/110 kV trafo	-6,9	Lihula
Püssi	25,4	16,7	Püssi 330/110 kV trafo	-8,7	Püssi
Kiisa	33,4	23,9	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-9,5	Kiisa
Aravete	12,1	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,0	Paide
Roosna-Alliku	12,1	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,0	Paide
Paide	12,2	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,1	Paide
Muhu	20,6	10,3	Lihula 330/110 kV trafo	-10,4	Lihula
Koigi	13,0	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,8	Paide
Türi	13,2	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-11,1	Paide
Imavere	13,6	2,2	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-11,4	Paide
Orissaare	22,9	10,3	Lihula 330/110 kV trafo	-12,6	Lihula
Põltsamaa	15,2	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-13,1	Paide
Põdra	17,4	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-15,2	Paide
Viljandi	26,5	11,2	Sindi 330/110 kV trafo	-15,3	Sindi
Reinu	26,6	11,2	Sindi 330/110 kV trafo	-15,4	Sindi
Jõgeva	18,5	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-16,4	Paide
Vändra	18,6	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-16,5	Paide
Kiini	28,0	11,2	Sindi trafo 110 kV ÕL	-16,9	Sindi
Oru	40,9	23,8	Balti 330/110 kV trafo	-17,1	Balti
Pargi	24,0	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-17,4	Püssi
Suure-Jaani	19,9	2,1	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-17,8	Paide
Rõuste	28,2	10,3	Lihula 330/110 kV trafo	-18,0	Lihula
Jaoskonna 3B	26,9	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-20,3	Püssi
Aseri	27,5	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-20,9	Püssi
Kiikla	27,7	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-21,1	Püssi
Alajõe	28,9	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-22,4	Püssi
Estonia-Põhja	29,3	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-22,7	Püssi
Alutaguse	29,7	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-23,1	Püssi
Kilingi-Nõmme	34,3	11,2	Sindi 330/110 kV trafo	-23,2	Sindi
Illuka	31,2	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-24,6	Püssi
Metsakombinaadi	36,2	11,2	Sindi 330/110 kV trafo	-25,0	Sindi
Ahtme	33,4	6,6	Püssi 330/110 kV trafo	-26,9	Püssi
Taebala	40,3	10,7	Lihula3 30/110 kV trafo	-29,6	Lihula
Papiniidu	40,9	11,2	Sindi 330/110 kV trafo	-29,7	Sindi

Võiküla	41,7	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-31,5	Lihula
Tusti	41,9	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-31,7	Lihula
Kabli	44,1	11,1	Sindi 330/110 kV trafo	-33,0	Sindi
Haapsalu	44,2	10,7	Lihula 330/110 kV trafo	-33,6	Lihula
Aulepa	38,5	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-33,8	Lihula
Nõva	39,1	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-34,4	Lihula
Martna	45,5	10,5	Lihula 330/110 kV trafo	-35,0	Lihula
Sirgala	59,2	23,8	Balti 330/110 kV trafo	-35,4	Balti
Rummu	40,2	4,7	Lihula 330/110 kV trafo	-35,5	Lihula
Paikuse	47,9	11,1	Sindi 330/110 kV trafo	-36,8	Sindi
Sindi	51,9	11,0	Sindi 330/110 kV trafo	-40,9	Sindi
Virtsu	52,4	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-42,2	Lihula
Audru	53,9	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-43,8	Lihula
Lõpe	55,9	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-45,7	Lihula
Lihula	57,7	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-47,4	Lihula
Pärnu-Jaagupi	69,6	11,1	Sindi 330/110 kV trafo	-58,4	Sindi
Risti	85,7	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-75,5	Lihula
Kullamaa	104,8	10,2	Lihula 330/110 kV trafo	-94,6	Lihula

**Lisa 4 Baasmudeliga ja lahutuskohtade komplektiga LKK2 110 kV
alajaamade tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused**

Alajaam	Baas- mudeliga VLV, MW	LKK2-ga VLV, MW	LKK2-ga esimene ülekoormunud võrguelement	Baasmudeli ja LKK2-ga VLV muutus, MW	Ühendatud 330 kV alajaamaga
Viljandi	27,8	97,4	Sindi 330/110 kV trafo	69,6	Tartu
Kiini	30,6	98,3	Sindi 330/110 kV trafo	67,7	Tartu
Kilingi-Nõmme	44,6	99,9	Sindi 330/110 kV trafo	55,3	Sindi
Kiisa	42,0	93,4	Kiisa 330/110 kV trafo	51,4	Kiisa
Risti	28,9	68,8	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	39,9	Lihula
Kabli	68,1	102,3	Sindi 330/110 kV trafo	34,2	Sindi
Sirgala	18,7	50,7	Ahtme - Balti 110 kV ÕL	31,9	Balti
Kullamaa	37,1	68,1	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	31,0	Lihula
Oru	19,9	49,9	Ahtme - Balti 110 kV ÕL	30,0	Balti
Roela	4,6	28,7	Rakvere 330/110 kV trafo	24,0	Rakvere
Järvakandi	8,4	31,1	Rapla - Paide 110 kV ÕL	22,7	Lihula
Väike-Maarja	7,0	28,3	Rakvere 330/110 kV trafo	21,3	Rakvere
Ahtme	25,7	46,9	Püssi - Aidu 110 kV ÕL	21,3	Püssi
Valgu	10,8	30,8	Rapla - Paide 110 kV ÕL	20,0	Lihula
Illuka	29,4	47,6	Püssi - Aidu 110 kV ÕL	18,2	Püssi
Jüri	19,8	36,9	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	17,1	Aruküla
Aruküla	27,4	44,3	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	16,9	Aruküla
Audru	94,5	110,8	Lihula 330/110 kV trafo	16,3	Sindi
Sindi	88,1	103,5	Sindi 330/110 kV trafo	15,3	Sindi
Alutaguse	32,9	48,0	Püssi - Aidu 110 kV ÕL	15,1	Püssi
Järveküla	16,4	31,1	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	14,7	Aruküla
Alajõe	32,8	47,2	Püssi - Aidu 110 kV ÕL	14,5	Püssi
Järve	14,7	28,7	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	14,0	Harku
Ülemiste	18,1	31,8	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	13,7	Harku
Loo	22,6	35,3	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	12,7	Aruküla
Vigala	18,3	30,4	Rapla - Paide 110 kV ÕL	12,0	Lihula
Lasnamäe	21,0	32,4	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	11,4	Aruküla
Reinu	28,1	38,5	Reinu haru 110 kV ÕL	10,5	Tartu
Mustamäe	10,5	20,5	Veskimetsa - Mustamäe 110 kV KL	10,0	Harku
Iru	23,0	32,3	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	9,3	Aruküla
Lõpe	103,6	112,5	Lihula 330/110 kV trafo	8,9	Lihula
Rummu	60,3	68,3	Martna - Lihula 110 kV ÕL	8,0	Kiisa
Pargi	25,6	32,9	Ahtme - Pargi 110 kV ÕL	7,3	Püssi
Haapsalu	69,7	76,0	Martna - Lihula 110 kV ÕL	6,3	Lihula
Kiikla	42,6	47,1	Ahtme - Püssi 110 kV ÕL	4,5	Püssi
Paljassaare	17,5	21,7	Paljassaare - Kopli 110 kV KL	4,3	Harku
Elektrijaama	24,5	28,4	Tõnismäe - Endla 110 kV KL	3,9	Harku
Viimsi	23,2	27,1	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	3,9	Aruküla
Lihula	108,7	112,6	Lihula 330/110 kV trafo	3,8	Lihula
Taebla	71,3	75,0	Martna - Lihula 110 kV ÕL	3,7	Lihula

Eesti EJ OT	25,6	29,0	Allika - Püssi 110 kV ÕL	3,4	Balti
Tõnismäe	20,0	23,1	Tõnismäe - Endla 110 kV KL	3,1	Harku
Endla	25,8	28,8	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	3,0	Harku
Võiküla	39,4	40,3	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	0,9	Lihula
Tusti	39,2	40,0	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	0,8	Lihula
Martna	67,5	68,0	Rummu - Kiisa 110 kV ÕL	0,5	Lihula
Aulepa	73,6	73,7	Martna - Lihula 110 kV ÕL	0,2	Kiisa
Tabasalu	14,0	14,1	Tabasalu haru 110 kV ÕL	0,1	Harku
Tööstuse	4,1	4,1	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,1	Tartu
Ruusa	5,5	5,5	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Põlva	5,5	5,6	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Anne	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Kehra	20,7	20,7	Raasiku haru 110 kV ÕL	0,0	Aruküla
Alatskivi	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Abja	12,5	12,5	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Valga	28,1	28,1	Tsirguliina - Valga 110 kV ÕL	0,0	Harku
Kopli	22,0	22,0	Volta - Paljassaare 110 kV KL	0,0	Tsirguliina
Ruusmäe	25,5	25,5	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Võru	26,2	26,2	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Ülejõe	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Nuia	12,6	12,6	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tartu
Tõrva	13,0	13,0	Tsirguliina - Tõrva 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Kuuste	4,4	4,4	Ülejõe - Emajõe 110 kV KL	0,0	Tartu
Raasiku	20,7	20,7	Raasiku haru 110 kV ÕL	0,0	Aruküla
Soo	26,1	26,1	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Sõmerpalu	26,4	26,4	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Rõuge	25,8	25,8	Linda - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Mõniste	35,2	35,2	Tsirguliina - Mõniste 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Emajõe	4,1	4,1	Tartu - Emajõe 110 kV KI	0,0	Tartu
Leisi	3,0	3,0	Orissaare - Valjala 110 kV ÕL	0,0	Lihula
Valjala	3,0	3,0	Orissaare - Valjala 110 kV ÕL	0,0	Lihula
Linda	34,4	34,3	Võru - Sõmerpalu 110 kV ÕL	0,0	Tsirguliina
Sikassaare	3,0	3,0	Orissaare - Valjala 110 kV ÕL	0,0	Lihula
Virtsu	47,8	47,8	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	0,0	Lihula
Rõuste	48,0	47,9	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	-0,1	Lihula
Tsirguliina	65,2	65,1	Tsirguliina 330/110 kV trafo	-0,1	Tsirguliina
Pärnu-Jaagupi	82,9	82,8	Pärnu-Jaagupi haru 110 kV ÕL	-0,1	Sindi
Ida	30,0	29,9	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-0,1	Aruküla
Ranna	28,9	28,7	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-0,2	Harku
Sillamäe	29,4	29,2	Allika- Püssi 110 kV ÕL	-0,2	Balti
Allika	29,4	29,2	Allika - Püssi 110 kV ÕL	-0,3	Balti
Volta	28,6	28,3	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-0,3	Harku
Nõva	72,4	72,0	Martna - Lihula 110 kV ÕL	-0,3	Kiisa
LVT	29,2	28,8	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,4	Püssi
Põhja	29,2	28,8	Püssi - LVT 110 kV ÕL	-0,4	Püssi

Veskimetsa	27,8	27,4	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-0,4	Harku
Orissaare	9,6	9,2	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	-0,5	Lihula
Muhu	9,7	9,2	Võiküla - Orissaare 110 kV SL	-0,5	Lihula
Kanepi	11,7	11,2	Tartu 330/110 kV trafo	-0,5	Tartu
Estonia-Põhja	31,0	30,3	Alutaguse - Estonia-Põhja 110 kV ÕL	-0,7	Püssi
Püssi	72,5	71,8	Püssi 330/110 kV trafo	-0,7	Püssi
Ruma	23,5	22,3	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-1,2	Aruküla
Kallavere	21,1	19,3	Kallavere - Aruküla 110 kV ÕL	-1,8	Aruküla
Reola	13,1	11,3	Tartu 330/110 kV trafo	-1,9	Tartu
Elva	12,8	10,8	Tartu 330/110 kV trafo	-1,9	Tartu
Otepää	12,7	10,7	Tartu 330/110 kV trafo	-2,0	Tartu
Rõngu	12,8	10,8	Tartu 330/110 kV trafo	-2,1	Tartu
Tartu	13,1	11,0	Tartu 330/110 kV trafo	-2,1	Tartu
Kohila	4,3	2,0	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-2,2	Kiisa
Maaritsa	13,5	11,2	Tartu 330/110 kV trafo	-2,3	Tartu
Jaoskonna 3B	49,1	46,6	Ahtme - Püssi 110 kV ÕL	-2,4	Püssi
Voldi	13,6	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-2,7	Tartu
Rapla	5,9	1,9	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-4,0	Paide
Papiniidu	34,8	30,7	Metsakombinaadi - Sindi 110 kV ÕL	-4,1	Sindi
Paikuse	34,6	30,6	Metsakombinaadi - Sindi 110 kV ÕL	-4,1	Sindi
Keila	15,8	11,3	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-4,5	Harku
Saare	15,6	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-4,7	Tartu
Paldiski	16,0	11,2	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-4,8	Harku
Puhja	15,9	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-5,0	Tartu
Kehtna	7,1	1,9	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-5,2	Lihula
Jägala	18,2	12,9	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,2	Rakvere
Kuusalu	18,3	13,0	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere
Kolga	18,3	13,1	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere
Loksa	18,4	13,1	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere
Võsu	18,6	13,3	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,3	Rakvere
Viitna	18,8	13,4	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,4	Rakvere
Metsakombinaadi	36,4	31,0	Metsakombinaadi - Sindi 110 kV ÕL	-5,4	Sindi
Kadrina	19,0	13,5	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,5	Rakvere
Jäneda	19,0	13,5	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,5	Rakvere
Tapa	19,1	13,5	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,5	Rakvere
Rakvere	19,3	13,7	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-5,6	Rakvere
Kantküla	16,7	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-5,7	Tartu
Kadaka	33,0	26,8	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-6,2	Harku
Mustvee	17,3	10,8	Tartu 330/110 kV trafo	-6,5	Tartu
Kivimäe	32,6	25,7	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-6,9	Harku
Aseri	49,7	41,9	Rakvere 330/110 kV trafo	-7,8	Püssi
Haljala	21,9	13,6	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-8,3	Rakvere
Oiu	19,8	10,9	Tartu 330/110 kV trafo	-8,9	Tartu
Harku	32,2	23,1	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-9,2	Harku
Aravete	11,4	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-9,6	Paide

Roosna-Alliku	11,5	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-9,7	Tartu
Paide	11,5	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-9,7	Paide
Riisipere	21,2	11,2	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-9,9	Harku
Uhtna	24,4	14,2	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-10,2	Püssi
Koigi	12,5	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,7	Paide
Türi	12,6	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-10,8	Paide
Rakvere-Põhja	24,8	13,8	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-11,0	Rakvere
Imavere	13,2	1,7	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-11,5	Paide
Põltsamaa	14,8	1,7	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-13,1	Paide
Põdra	15,9	1,7	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-14,2	Tartu
Jõgeva	16,2	1,7	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-14,5	Tartu
Balti	141,7	125,7	Balti 330/110 kV trafo	-16,1	Balti
Vändra	18,8	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-17,0	Paide
Topi	43,9	24,1	Kiisa - Keila 110 kV ÕL	-19,8	Harku
Liiva	33,4	13,4	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-20,1	Rakvere
Kunda	33,5	13,4	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-20,1	Rakvere
Suure-Jaani	22,0	1,8	Kiisa - Kohila 110 kV ÕL	-20,2	Paide
Viru-Nigula	49,2	13,4	Püssi - Rakvere 110 kV ÕL	-35,9	Rakvere

**Lisa 5 Lahetuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3 110 kV alajaamade
tootmissuunalised vabad liitumisvõimsused**

Alajaam	LKK2-ga VLV, MW	LKK3-ga VLV, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, %	Ühendatud 330 kV alajaamaga
Lõpe	10,2	134,3	124,1	1221,8%	Lihula
Kiini	11,2	120,2	109,1	976,3%	Sindi
Lihula	10,2	107,6	97,3	950,6%	Lihula
Kullamaa	10,2	104,8	94,6	925,8%	Lihula
Viljandi	11,2	108,8	97,6	871,0%	Sindi
Audru	10,2	94,8	84,6	832,3%	Lihula
Rummu	4,7	40,5	35,8	766,6%	Lihula
Risti	10,2	86,3	76,1	744,2%	Lihula
Kilingi-Nõmme	11,2	93,1	81,9	732,7%	Sindi
Nõva	4,7	38,8	34,1	730,0%	Lihula
Aulepa	4,7	38,0	33,3	712,6%	Lihula
Kabli	11,1	73,9	62,8	566,5%	Sindi
Pärnu-Jaagupi	11,1	69,4	58,3	523,8%	Sindi
Sindi	11,0	66,8	55,8	505,3%	Sindi
Virtsu	10,2	57,7	47,6	467,2%	Lihula
Martna	10,5	45,8	35,3	336,4%	Lihula
Haapsalu	10,7	44,0	33,3	312,5%	Lihula
Tusti	10,2	41,9	31,7	310,0%	Lihula
Võiküla	10,2	41,7	31,5	308,7%	Lihula
Reinu	11,2	42,1	30,9	275,1%	Sindi
Taebala	10,7	40,0	29,3	273,0%	Lihula
Paikuse	11,1	38,5	27,4	247,7%	Sindi
Papiniidu	11,2	37,8	26,6	238,0%	Sindi
Metsakombinaadi	11,2	36,3	25,1	223,7%	Sindi
Rõuste	10,3	27,8	17,6	171,3%	Lihula
Vigala	10,3	27,5	17,3	168,4%	Lihula
Valgu	10,3	27,4	17,1	166,4%	Lihula
Järvakandi	10,3	27,4	17,1	165,2%	Lihula
Orissaare	10,3	22,7	12,4	121,2%	Lihula
Muhu	10,3	20,3	10,1	98,0%	Lihula
Leisi	10,4	17,2	6,8	65,4%	Lihula
Sikassaare	10,4	16,9	6,5	63,0%	Lihula
Valjala	10,4	16,7	6,4	61,3%	Lihula
Oiu	80,6	88,5	8,0	9,9%	Tartu
Aruküla	59,7	63,1	3,4	5,6%	Aruküla
Ülemiste	76,4	78,6	2,2	2,9%	Harku
Lasnamäe	104,9	107,8	2,8	2,7%	Aruküla
Ida	66,8	68,5	1,7	2,6%	Aruküla
Iru	24,4	24,8	0,4	1,5%	Aruküla
Ruma	28,6	29,0	0,4	1,5%	Aruküla

Viimsi	26,0	26,4	0,4	1,5%	Aruküla
Kallavere	31,4	31,9	0,5	1,4%	Aruküla
Jüri	74,8	75,7	0,9	1,2%	Aruküla
Põltsamaa	2,1	2,2	0,0	0,9%	Paide
Vändra	2,1	2,2	0,0	0,9%	Paide
Põdra	2,1	2,2	0,0	0,9%	Paide
Jõgeva	2,1	2,2	0,0	0,9%	Paide
Loo	85,4	86,1	0,7	0,8%	Aruküla
Järveküla	55,0	55,3	0,3	0,5%	Aruküla
Volta	114,7	115,3	0,6	0,5%	Harku
Elektrijaama	107,3	107,6	0,3	0,3%	Harku
Tõnismäe	103,2	103,4	0,2	0,2%	Harku
Raasiku	34,7	34,7	0,1	0,2%	Aruküla
Rõngu	11,5	11,5	0,0	0,1%	Tartu
Nuia	11,6	11,6	0,0	0,1%	Tsirguliina
Sirgala	23,8	23,8	0,0	0,1%	Balti
Oru	23,8	23,8	0,0	0,1%	Balti
Balti	23,8	23,9	0,0	0,1%	Balti
Võru	29,7	29,7	0,0	0,0%	Tsirguliina
Mustvee	29,8	29,8	0,0	0,0%	Tartu
Jägala	19,7	19,7	0,0	0,0%	Rakvere
Tsirguliina	58,0	58,0	0,0	0,0%	Tsirguliina
Rõuge	30,0	30,0	0,0	0,0%	Tsirguliina
Eesti EJ OT	2,8	2,8	0,0	0,0%	Balti
Otepää	11,6	11,6	0,0	0,0%	Tartu
Abja	11,6	11,6	0,0	0,0%	Tsirguliina
Elva	11,5	11,5	0,0	0,0%	Tartu
Tõrva	11,4	11,4	0,0	0,0%	Tsirguliina
Soo	29,7	29,7	0,0	0,0%	Tsirguliina
Valga	31,2	31,2	0,0	0,0%	Tsirguliina
Saare	20,6	20,6	0,0	0,0%	Tartu
Voldi	20,4	20,4	0,0	0,0%	Tartu
Kohila	2,4	2,4	0,0	0,0%	Kiisa
Rapla	2,3	2,3	0,0	0,0%	Paide
Kehtna	2,3	2,3	0,0	0,0%	Paide
Püssi	16,7	16,7	0,0	0,0%	Püssi
Aravete	2,1	2,1	0,0	0,0%	Paide
Roosna-Alliku	2,1	2,1	0,0	0,0%	Paide
Paide	2,1	2,1	0,0	0,0%	Paide
Koigi	2,1	2,1	0,0	0,0%	Paide
Imavere	2,2	2,2	0,0	0,0%	Paide
Mõniste	38,8	38,8	0,0	0,0%	Tsirguliina
Kehra	36,2	36,2	0,0	0,0%	Aruküla
Tabasalu	35,4	35,3	0,0	0,0%	Harku
Ruusmäe	30,5	30,5	0,0	0,0%	Tsirguliina

Viru-Nigula	27,7	27,7	0,0	0,0%	Rakvere
Kunda	27,1	27,0	0,0	0,0%	Rakvere
Liiva	27,0	27,0	0,0	0,0%	Rakvere
Kuusalu	19,5	19,5	0,0	-0,1%	Rakvere
Loksa	19,4	19,4	0,0	-0,1%	Rakvere
Võsu	19,3	19,3	0,0	-0,1%	Rakvere
Viitna	19,1	19,1	0,0	-0,1%	Rakvere
Jäned	19,1	19,1	0,0	-0,1%	Rakvere
Tapa	19,0	19,0	0,0	-0,1%	Rakvere
Kadrina	19,0	19,0	0,0	-0,1%	Rakvere
Uhtna	16,5	16,5	0,0	-0,1%	Püssi
Rakvere	27,4	27,4	0,0	-0,1%	Rakvere
Haljala	27,1	27,1	0,0	-0,1%	Rakvere
Kolga	19,6	19,6	0,0	-0,1%	Rakvere
Ranna	66,7	66,6	-0,1	-0,1%	Harku
LVT	9,7	9,7	0,0	-0,2%	Püssi
Põhja	9,7	9,7	0,0	-0,2%	Püssi
Linda	26,0	25,9	-0,1	-0,3%	Tsirguliina
Kanepi	12,7	12,7	0,0	-0,3%	Tartu
Ruusa	6,3	6,3	0,0	-0,3%	Tartu
Põlva	6,2	6,2	0,0	-0,3%	Tartu
Maaritsa	20,4	20,3	-0,1	-0,3%	Tartu
Tartu	82,2	81,9	-0,3	-0,4%	Tartu
Puhja	81,6	81,3	-0,3	-0,4%	Tartu
Kuuste	4,9	4,9	0,0	-0,4%	Tartu
Järve	199,2	198,4	-0,8	-0,4%	Harku
Reola	27,6	27,5	-0,1	-0,4%	Tartu
Alatskivi	4,6	4,6	0,0	-0,4%	Tartu
Emajõe	4,5	4,5	0,0	-0,4%	Tartu
Anne	4,5	4,5	0,0	-0,4%	Tartu
Tööstuse	4,5	4,5	0,0	-0,4%	Tartu
Ülejõe	4,5	4,5	0,0	-0,4%	Tartu
Türi	2,1	2,1	0,0	-0,5%	Paide
Suure-Jaani	2,1	2,1	0,0	-0,5%	Paide
Sõmerpalu	25,8	25,7	-0,1	-0,5%	Tsirguliina
Sillamäe	2,5	2,5	0,0	-0,8%	Balti
Allika	2,5	2,5	0,0	-0,8%	Balti
Kantküla	18,4	18,3	-0,2	-0,9%	Tartu
Paldiski	28,5	28,3	-0,3	-0,9%	Harku
Jaoskonna 3B	6,6	6,5	-0,1	-1,7%	Püssi
Kiikla	6,6	6,5	-0,1	-1,7%	Püssi
Alajõe	6,6	6,5	-0,1	-1,7%	Püssi
Alutaguse	6,6	6,5	-0,1	-1,7%	Püssi
Illuka	6,6	6,5	-0,1	-1,7%	Püssi
Ahtme	6,6	6,5	-0,1	-1,7%	Püssi

Pargi	6,6	6,5	-0,1	-1,8%	Püssi
Estonia-Põhja	6,6	6,5	-0,1	-1,8%	Püssi
Aseri	6,6	6,5	-0,1	-1,8%	Püssi
Kiisa	23,9	23,4	-0,5	-2,0%	Kiisa
Rakvere-Põhja	16,5	16,2	-0,3	-2,1%	Rakvere
Väike-Maarja	6,1	6,0	-0,2	-2,6%	Püssi
Roela	6,1	5,9	-0,2	-2,6%	Püssi
Endla	102,1	95,6	-6,5	-6,4%	Harku
Topi	58,2	52,6	-5,6	-9,6%	Harku
Paljassaare	28,1	24,0	-4,1	-14,6%	Harku
Kopli	47,9	39,7	-8,3	-17,2%	Harku
Mustamäe	54,9	40,6	-14,3	-26,0%	Harku
Riisipere	93,5	66,6	-26,9	-28,8%	Harku
Kivimäe	45,2	30,2	-15,0	-33,2%	Harku
Keila	93,0	51,6	-41,5	-44,6%	Harku
Harku	69,0	36,9	-32,2	-46,6%	Harku
Veskimetsa	52,2	27,6	-24,6	-47,2%	Harku
Kadaka	55,3	28,4	-26,9	-48,7%	Harku

**Lisa 6 Lahutuskohtade komplektidega LKK2 ja LKK3 110 kV alajaamade
tarbimissuunalised vabad liitumisvõimsused**

Alajaam	LKK2-ga VLV, MW	LKK3-ga VLV, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, MW	LKK2-ga ja LKK3-ga VLV muutus, %	Piirkond
Topi	24,1	44,8	20,7	85,8%	Harku
Oiu	10,9	16,9	5,9	54,2%	Tartu
Riisipere	11,2	16,9	5,7	50,8%	Harku
Audru	110,8	151,1	40,3	36,4%	Sindi
Puhja	10,9	14,5	3,5	32,4%	Tartu
Sindi	103,5	136,7	33,2	32,1%	Sindi
Kivimäe	25,7	31,5	5,8	22,4%	Harku
Kadaka	26,8	32,5	5,6	21,0%	Harku
Harku	23,1	27,8	4,7	20,5%	Harku
Kiisa	93,4	110,6	17,2	18,5%	Kiisa
Otepää	10,7	12,3	1,6	14,9%	Tartu
Voldi	10,9	12,5	1,6	14,7%	Tartu
Saare	10,9	12,5	1,6	14,6%	Tartu
Keila	11,3	12,9	1,7	14,6%	Harku
Rõngu	10,8	12,3	1,6	14,6%	Tartu
Elva	10,8	12,4	1,6	14,5%	Tartu
Mustvee	10,8	12,4	1,6	14,5%	Tartu
Tartu	11,0	12,5	1,5	13,6%	Tartu
Paldiski	11,2	12,8	1,5	13,5%	Harku
Kantküla	10,9	12,3	1,4	12,7%	Tartu
Reola	11,3	12,5	1,2	10,8%	Tartu
Maaritsa	11,2	12,4	1,2	10,8%	Tartu
Kallavere	19,3	21,0	1,7	8,6%	Aruküla
Orissaare	9,2	9,7	0,5	5,6%	Lihula
Muhu	9,2	9,7	0,5	5,0%	Lihula
Kanepi	11,2	11,6	0,5	4,3%	Tartu
Ruma	22,3	23,1	0,8	3,4%	Aruküla
Ahtme	46,9	48,5	1,6	3,3%	Püssi
Kehtna	1,9	1,9	0,0	1,6%	Lihula
Rapla	1,9	1,9	0,0	1,6%	Paide
Alajõe	47,2	47,7	0,5	1,1%	Püssi
Jaoskonna 3B	46,6	47,0	0,4	0,8%	Püssi
Kiikla	47,1	47,5	0,4	0,8%	Püssi
Imavere	1,7	1,7	0,0	0,6%	Paide
Koigi	1,8	1,8	0,0	0,6%	Paide
Vändra	1,8	1,8	0,0	0,6%	Paide
Roosna-Alliku	1,8	1,8	0,0	0,6%	Tartu
Türi	1,8	1,8	0,0	0,6%	Paide
Taebla	75,0	75,3	0,3	0,4%	Lihula

Sikassaare	3,0	3,0	0,0	0,3%	Lihula
Veskimetsa	27,4	27,5	0,1	0,3%	Harku
Rummu	68,3	68,5	0,2	0,2%	Kiisa
Pärnu-Jaagupi	82,8	82,9	0,1	0,1%	Sindi
Roela	28,7	28,7	0,0	0,1%	Rakvere
Paikuse	30,6	30,6	0,0	0,1%	Sindi
Metsakombinaadi	31,0	31,0	0,0	0,1%	Sindi
Nõva	72,0	72,1	0,1	0,1%	Kiisa
Nuia	12,6	12,6	0,0	0,1%	Tsirguliina
Jägala	12,9	13,0	0,0	0,1%	Rakvere
Tõrva	13,0	13,1	0,0	0,1%	Tartu
Kolga	13,1	13,1	0,0	0,1%	Rakvere
Viru-Nigula	13,4	13,4	0,0	0,1%	Rakvere
Liiva	13,4	13,4	0,0	0,1%	Rakvere
Haljala	13,6	13,6	0,0	0,1%	Rakvere
Rakvere	13,7	13,7	0,0	0,1%	Rakvere
Rakvere-Põhja	13,8	13,8	0,0	0,1%	Rakvere
Aseri	41,9	41,9	0,0	0,1%	Püssi
Papiniidu	30,7	30,8	0,0	0,1%	Sindi
Soo	26,1	26,1	0,0	0,0%	Tsirguliina
Vigala	30,4	30,4	0,0	0,0%	Lihula
Valgu	30,8	30,8	0,0	0,0%	Lihula
Aulepa	73,7	73,8	0,0	0,0%	Kiisa
Tsirguliina	65,1	65,1	0,0	0,0%	Tsirguliina
Kopli	22,0	22,0	0,0	0,0%	Harku
Järvakandi	31,1	31,1	0,0	0,0%	Lihula
Väike-Maarja	28,3	28,3	0,0	0,0%	Rakvere
Alutaguse	48,0	48,0	0,0	0,0%	Püssi
Pargi	32,9	32,9	0,0	0,0%	Püssi
Eesti EJ OT	29,0	29,0	0,0	0,0%	Balti
Abja	12,5	12,5	0,0	0,0%	Tsirguliina
Ruusmäe	25,5	25,5	0,0	0,0%	Tsirguliina
Võru	26,2	26,2	0,0	0,0%	Tsirguliina
Valjala	3,0	3,0	0,0	0,0%	Lihula
Leisi	3,0	3,0	0,0	0,0%	Lihula
Mõniste	35,2	35,2	0,0	0,0%	Tsirguliina
Emajõe	4,1	4,1	0,0	0,0%	Tartu
Rõuge	25,8	25,8	0,0	0,0%	Tsirguliina
Sõmerpalu	26,4	26,4	0,0	0,0%	Tsirguliina
Sillamäe	29,2	29,2	0,0	0,0%	Balti
Allika	29,2	29,2	0,0	0,0%	Balti
Põhja	28,8	28,8	0,0	0,0%	Püssi
LVT	28,8	28,8	0,0	0,0%	Püssi
Estonia-Põhja	30,3	30,3	0,0	0,0%	Püssi
Püssi	71,8	71,8	0,0	0,0%	Püssi

Kuusalu	13,0	13,0	0,0	0,0%	Rakvere
Loksa	13,1	13,1	0,0	0,0%	Rakvere
Võsu	13,3	13,3	0,0	0,0%	Rakvere
Viitna	13,4	13,4	0,0	0,0%	Rakvere
Kadrina	13,5	13,5	0,0	0,0%	Rakvere
Jäneda	13,5	13,5	0,0	0,0%	Rakvere
Tapa	13,5	13,5	0,0	0,0%	Rakvere
Paide	1,8	1,8	0,0	0,0%	Paide
Uhtna	14,2	14,2	0,0	0,0%	Püssi
Balti	125,7	125,7	0,0	0,0%	Balti
Kunda	13,4	13,4	0,0	0,0%	Rakvere
Valga	28,1	28,1	0,0	0,0%	Tsireguliina
Haapsalu	76,0	76,0	0,0	0,0%	Lihula
Sirgala	50,7	50,6	0,0	0,0%	Balti
Oru	49,9	49,9	0,0	0,0%	Balti
Kehra	20,7	20,7	0,0	0,0%	Aruküla
Raasiku	20,7	20,7	0,0	0,0%	Aruküla
Tabasalu	14,1	14,1	0,0	-0,1%	Harku
Reinu	38,5	38,5	0,0	-0,1%	Tartu
Linda	34,3	34,3	0,0	-0,1%	Tsireguliina
Martna	68,0	67,9	-0,1	-0,1%	Lihula
Illuka	47,6	47,5	-0,1	-0,2%	Püssi
Rõuste	47,9	47,9	-0,1	-0,2%	Lihula
Ülejõe	4,1	4,1	0,0	-0,2%	Tartu
Võiküla	40,3	40,2	-0,1	-0,3%	Lihula
Tusti	40,0	39,9	-0,1	-0,3%	Lihula
Põlva	5,6	5,6	0,0	-0,4%	Tartu
Ruusa	5,5	5,5	0,0	-0,4%	Tartu
Kuuste	4,4	4,4	0,0	-0,5%	Tartu
Alatskivi	4,1	4,1	0,0	-0,5%	Tartu
Kohila	2,0	2,0	0,0	-0,5%	Kiisa
Volta	28,3	28,1	-0,2	-0,5%	Harku
Põltsamaa	1,7	1,7	0,0	-0,6%	Paide
Põdra	1,7	1,7	0,0	-0,6%	Tartu
Jõgeva	1,7	1,7	0,0	-0,6%	Tartu
Ranna	28,7	28,5	-0,2	-0,7%	Harku
Virtsu	47,8	47,4	-0,4	-0,8%	Lihula
Anne	4,1	4,1	0,0	-1,0%	Tartu
Aravete	1,8	1,8	0,0	-1,1%	Paide
Suure-Jaani	1,8	1,8	0,0	-1,1%	Paide
Ida	29,9	29,5	-0,4	-1,3%	Aruküla
Tööstuse	4,1	4,1	-0,1	-1,4%	Tartu
Lõpe	112,5	106,9	-5,6	-5,0%	Lihula
Tõnismäe	23,1	21,4	-1,6	-7,0%	Harku
Elektrijaama	28,4	26,4	-2,0	-7,1%	Harku

Endla	28,8	25,0	-3,7	-13,0%	Harku
Paljassaare	21,7	18,3	-3,4	-15,7%	Harku
Viimsi	27,1	22,8	-4,3	-15,8%	Aruküla
Lihula	112,6	84,4	-28,2	-25,0%	Lihula
Iru	32,3	22,6	-9,7	-30,1%	Aruküla
Kabli	102,3	68,2	-34,1	-33,3%	Sindi
Lasnamäe	32,4	20,7	-11,8	-36,3%	Aruküla
Loo	35,3	22,3	-13,0	-36,8%	Aruküla
Aruküla	44,3	27,2	-17,2	-38,7%	Aruküla
Ülemiste	31,8	17,8	-14,0	-43,9%	Harku
Jüri	36,9	19,6	-17,3	-46,9%	Aruküla
Järveküla	31,1	16,1	-15,0	-48,1%	Aruküla
Mustamäe	20,5	10,4	-10,1	-49,2%	Harku
Järve	28,7	14,5	-14,2	-49,4%	Harku
Kullamaa	68,1	28,0	-40,1	-58,9%	Lihula
Kilingi-Nõmme	99,9	34,6	-65,3	-65,4%	Sindi
Risti	68,8	22,5	-46,3	-67,3%	Lihula
Kiini	98,3	22,9	-75,3	-76,7%	Tartu
Viljandi	97,4	20,7	-76,7	-78,8%	Tartu