



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**BALTIKUMI ELEKTRISÜSTEEMIDE
PUDELIKAELADE VÄHENDAMINE, KASUTADES
LIINIDE DÜNAAMILIST LÄBILASKEVÕIMET**

**REDUCING BOTTLENECKS IN BALTIC ELECTRIC POWER
SYSTEMS USING DYNAMIC LINE RATING
MAGISTRITÖÖ**

Üliõpilane: Kristopher Raik

Üliõpilaskood 221649AAVM

Juhendaja: Henri Manninen, teadur

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.

13. mai 2024

Autor: Kristopher Raik
(digiallkirjastatud)

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

"....." 20.....

Juhendaja:
/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....."20... .

Kaitsmiskomisjoni esimees
/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks ¹

Mina Kristopher Raik (*autori nimi*)

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose Baltikumi elektrisüsteemide pudelikaelade vähendamine, kasutades liinide dünaamilist läbilaskevõimet, (*lõputöö pealkiri*)

mille juhendaja on Henri Manninen
(*juhendaja nimi*)

- 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.

13.05.2024 (kuupäev)

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 loomingu 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: Kristopher Raik

Lõputöö liik: Magistritöö

Töö pealkiri: Baltikumi elektrisüsteemide pudelikaelade vähendamine, kasutades liinide dünaamilist läbilaskevõimet

Kuupäev:
13.05.2024

98 lk (lõputöö lehekülgede arv koos lisadega)

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja(d): teadur Henri Manninen

Sisu kirjeldus:

Käesoleva lõputöö eesmärk on uurida ja analüüsida, kuidas ilmastikul põhinevad õhuliinide läbilaskevõime arvutusmeetodid mõjutaksid Baltikumi elektrisüsteemide pudelikaelasid.

Lõputöös antakse ülevaade erinevatest õhuliinide läbilaskevõime arvutusmeetoditest ja sellest, mis ulatuses on neid meetodeid võimalik kasutada. Meetodite seas on ka praegu Balti süsteemihaldurite kasutatav meetod. Iga meetodiga arvutatakse tunnipõhiselt 2023. aasta Balti elektrisüsteemide vahelised ülekandevõimsused ja analüüsitakse omavahel saadud tulemusi.

Ilmastik, õhuliini läbilaskevõime, ülekandevõimsused, Balti elektrisüsteemid

THESIS ABSTRACT

Author: Kristopher Raik

Type of the work: Master Thesis

Title: Reducing bottlenecks in Baltic electric power systems using dynamic line rating

Date: 13.05.2024

98 pages (the number of thesis pages including appendixes)

University: Tallinn University of Technology

School: School of Engineering

Department: Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics

Supervisor(s) of the thesis: researcher Henri Manninen

Abstract:

The aim of this thesis is to investigate and analyze how weather-dependent methods for calculating overhead line capacities would impact the bottlenecks of Baltic power systems.

The thesis provides an overview of various methods for calculating the capacity of overhead lines and assesses the extent to which these methods can be utilized. Among these methods is the one currently employed by the Baltic system operators. Each method is used for hourly calculations of interconnection capacities between the Baltic power systems for the year 2023, and the results are compared and analyzed.

Weather, overhead line capacity, transmission capacities, Baltic power systems

Taltech elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Kristopher Raik, 221649AAVM

Õppekava, peeriala: elektroenergeetika (AAVM), elektroenergeetika (1)

Juhendaja(d): Henri Manninen, teadur, 53990646

Lõputöö teema:

Baltikumi elektrisüsteemide pudelikaelade vähendamine, kasutades liinide dünaamilist läbilaskevõimet

Reducing bottlenecks in Baltic electric power systems using dynamic line rating

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Koostada metoodika, mille alusel määrata liinide dünaamiline läbilaskevõime
2. Rakendada liinide dünaamiline läbilaskevõime Baltikumi võrgumudelisse
3. Analüüsida pudelikaelade tekkimist Baltikumis
4. Välja pakkuda lahendusi pudelikaelade vähendamiseks

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Lähteandmete kogumine liini dünaamilise läbilaskevõime arvutusmodeli koostamiseks	9. veebruar
2.	Dünaamilise läbilaskevõime arvutusmodeli koostamine	16. veebruar
3.	Sellise mudeli koostamine, mis arvutab Baltikumi piiridevahelised ülekandevõimsused liini algsete läbilaskevõimega ja liini dünaamilise läbilaskevõimega	23. veebruar
4.	Andmete kogumine ja analüüsimise algus	1. märts
5.	Erinevate stsenaariumite tulemuste kirjeldamine	15. märts
6.	Teoreetilise osa kirjutamine	21. märts
7.	Töö esimese versiooni valmimine	31. märts
8.	Paranduste sisseviimine	15. aprill
9.	Töö lõplik versioon valmis	1. mai

Töö keel: eesti **Lõputöö esitamise tähtaeg:** 13.05.2024

Üliõpilane: Kristopher Raik ".....".....2024.

/allkiri/

Juhendaja: Henri Manninen ".....".....2024.

/allkiri/

Programmijuht: Marek Tull ".....".....2024.
/allkiri/

Kinnise kaitsmise ja/või lõputöö avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördel.

SISUKORD

Mina Kristopher Raik (<i>autori nimi</i>)	5
EESSÕNA	9
SISSEJUHATUS	11
1 Baltikumi elektrivõrgu ülekandevõimsuste määramine	14
1.1 Elektrivõrk ja selle elemendid	14
1.2 Elektriliinid ja nende ehitus	15
1.3 Baltikumi mudeli tutvustus.....	19
1.4 Ülekandevõimsuste arvutusmetoodika	25
1.5 Avatud lähtekoodi PyPowSybli tutvustus	29
2 Õhuliinide dünaamiline läbilaskevõime.....	32
2.1 Elektriülekanne põhimõtted.....	32
2.2 Läbilaskevõime mõju elektrisüsteemi talitlusele	32
2.3 Elektriliinide läbilaskevõime määramine	38
2.4 Kasutatav metoodika (CIGRE)	39
2.5 Erinevate sisendandmete mõju dünaamilise läbilaskevõimele	47
2.6 Dünaamilise läbilaskevõime arvutamiseks vajalike andmete kogumine	50
3 Täiendatud võrgumudeli kasutamine Baltikumi pudelikaelade analüüsiks ...	57
3.1 Koostatud metoodika	57
3.2 Arvestatud lihtsustused netoülekandevõimsuste arvutamiseks.....	64
3.3 Lihtsustatud mudeliga arvutatud netoülekandevõimsuste tulemused	66
3.4 Detailse mudeli arvutatud netoülekandevõimsuste tulemused	73
3.5 Järeldus pudelikaelade osas	79
KOKKUVÕTE	82
SUMMARY.....	84
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	87
LISAD	91
Lisa 1 Ülekandevõimsuste arvutamiseks seadistatud kood	92
Lisa 2 Paralleeltöös 2023. aasta tunnipõhiselt ülekandevõimsuste arvutamise kood	97

EESSÕNA

Käesoleva magistritöö teema „Baltikumi elektrisüsteemide pudelikaelade vähendamine, kasutades liinide dünaamilist läbilaskevõimet“ pakkus välja lõputöö juhendaja Henri Manninen. Lõputöö andmetega abistasid süsteemihaldurid Elering ja Litgrid ning regionaalne koordineerimiskeskus Baltic RCC OÜ.

Autor soovib tänada lõputöö juhendajat Henri Manninen, kelle kiired kommentaarid ja nõuanded olid magistritöö teostamisel oluliseks abiks. Samuti soovib autor avaldada tänu süsteemihalduritele Elering ja Litgrid ning regionaalse koordineerimiskeskusele Baltic RCC OÜ, kes olid nõus lõputööks vajalikke andmeid jagama. Suur tänu ka Baltic RCC OÜ juhatuse esimehele Veiko Aunapuule, kes oli alati valmis abistama ja nõu andma, eriti elektrivõrgu mudeliga seotud küsimuste osas.

Lisaks soovib töö autor tänu avaldada Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile, kes oli nõus laenama arvutit, mis suutis arvutuskoodi palju kiiremini töödelda, kui autori isiklik arvuti ja seeläbi säästis hindamatult aega lõputöö valmimisega.

Lühendite ja tähiste loetelu

ACSR – terasega tugevdatud alumiiniumjuht (ingl *Aluminum-Conductor Steel-Reinforced cable*)

CGMES – ühise võrgumudeli andmevahetuse standard (ingl *Common Grid Model Exchange Specification*)

CIGRE – rahvusvaheline elektrisüsteemide nõukogu (ingl *International Council on Large Electric Systems*)

CIM – üldine informatsiooni mudel (ingl *Common Information Model*)

CNE – kriitilised võrguelemendid (ingl *Critical Network Element*)

CO – häiring (ingl *Contingencies*)

DLR – liini dünaamiline läbilaskevõime (ingl *Dynamic Line Rating*)

ENTSO-E – Euroopa elektri põhivõrguettevõtjate võrgustik (ingl *European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

GLSK – reguleeritava võimsusega generaatorid ja koormused (ingl *Generation and Load Shift Keys*)

HVDC – alalisvooluühendus (ingl *High-Voltage Direct Current*)

IEC – Rahvusvaheline Elektrotehnika Komisjon (ingl *International Electrotechnical Commission*)

IEEE – Elektri- ja Elektroonikainseneride Instituut (ingl *Institute of Electrical and Electronics Engineers*)

PowSyBI – programmeerimiskeele Java avatud lähtekoodi moodul, mis on mõeldud elektrivõrgu simuleerimiseks ja analüüsiks (ingl *Power System Blocks*)

PyPowSyBI – Pythoni programmeerimiskeeleks integreeritud PowSyBI (ingl *Python's Power System Blocks*)

REMIT – energia hulgimüügiture terviklikkust ja läbipaistvust käsitlev määrus (ingl *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*)

RCC – regionaalne koordineerimiskeskus, näiteks Balti RCC (ingl *Regional Coordination Center*)

RDF – ressursside kirjeldamise raamistik (ingl *Resource Description Framework*)

RSC – piirkondlik talitluskindluse koordinaator (ingl *Regional Security Coordinator*)

TSO – süsteemioperaator (ingl *Transmission System Operator*)

TTC – kogu ülekandevõimsus (ingl *Total Transfer Capacity*)

UMM – kiire turuteade (ingl *Urgent Market Message*)

XML – märgistuskeele tüüp (ingl *Extensible Markup Language*)

WGS84 – rahvusvaheline geodeetiliste koordinaatide süsteem aastast 1984 (ingl *World Geodetic System*)

SISSEJUHATUS

Arvestades Euroopa Liidu taastuenergia direktiive, on taastuenergia osakaal oluliselt suurenenud ja suureneb tulevikus veelgi. Heaks näiteks on Eesti Vabariigi ambitsioonikas eesmärk, mille kohaselt peaks riigi taastuenergiaallikatest saadav energia moodustama 2030. aastaks 100% lõppenergiatarbimisest (2023. aastal oli taastuvatest allikatest toodetud elektri osakaal tarbitud elektrienergiast 24%). See aga tähendab, et lähiaastatel planeeritavate tuule- ja päikeseparkide arvukus kasvab oluliselt. [1]

Tootmisvõimsuste suurendamine ei ole lihtne ülesanne, kuna lisaks parkide rajamisega kaasnevatele kuludele on piiratud ka liitumisvõimsused. Üks peamisi piiranguid on liini läbilaskevõime, mida on vaja suurendada uute liitumisvõimsuste jaoks. Läbilaskevõime suurendamiseks vajalikud tegevused hõlmavad uute õhuliinide rajamist, gabariitide tõstmist või vajaduse korral alajaama seadmete nagu näiteks voolutrafo väljavahetamist. Kuid väljatoodud variandid, välja arvatud voolutrafo väljavahetamine, on üsna kulukad. Tabel 0.1 näitab Eleringi poolt koostatud infot maksumuse kohta, kui lisada Sopi 330 kV alajaamale kuni 300 MVA tootmisvõimsust [2]. Lisaks kõrgele maksumusele, on õhuliini rajamine väga ajamahukas. Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV õhuliini rajamine on Eesti üks suurimaid siseriiklike infrastruktuuri projekti. Selle 170 km liini ehitamine toimus 2017-2020. aastate vahemikus [3], kuid projekti algatus oli Regionaal- ja Põllumajandusministeeriumi planeeringute andmekogu põhjal [4] juba 2011. aasta sügisel. Harju, Lääne ja Pärnu maavanemad kehtestasid Harku-Lihula-Sindi kõrgepingeliini teemaplaneeringu 2016. aasta sügisel.

Tabel 0.1. Sopi 330 kV tootmissuunaline liitumine võimsusega kuni 300 MVA [2]

Liini nimi	Pinge, kV	Pikkus, km	Max võimsus, MVA	Tegevus võimsuse suurendamiseks	Maksumus, €	Kumulatiivne maksumus, €
SOPI - SINDI	330	22.7	2	Gabariidi tõstmine 60 °C	3 225 000	3 225 000
Paide - SOPI	330	66.4	2	Gabariidi tõstmine 60 °C	6 308 000	9 533 000
Paide - Väandra	110	43.8	11	Gabariidi tõstmine 60 °C	1 412 000	10 945 000
Vigala - Valgu	110	21.3	16	Gabariidi tõstmine 60 °C	899 000	11 844 000
Kehtna - Rapla	110	17.0	17	Gabariidi tõstmine 60 °C	612 000	13 040 000
Kiisa - Kohila	110	15.7	48	Uus 1 x 240 liin	1 880 000	17 006 000

Tabel 0.1 järg

Rapla - Paide	110	47.9	49	Gabariidi tõstmise 60 °C	3 096 000	20 102 000
Kohila - Rapla	110	21.2	61	Uus 1 x 240 liin	2 540 000	22 642 000
Paide - S-Jaani	110	50.9	114	Gabariidi tõstmise 60 °C	1 059 000	23 701 000

Taastuenergiaallikad toodavad juhitamatut võimsust, mistõttu nende võimsuse suurendamisega võib tekkida oht suurendada süsteemide vahelisi pudelikaelu. Näiteks päevadel, mil tuult või päikest on rohkelt ja tootmine ületab tarbimise, võib ülejäävat võimsust eksportida süsteemidesse, kus seda saab tarbida. Ent sageli ei ole võimalik kogu ülejäävat tootmist eksportida, mis tähendab, et valikuteks jääb kas taastuenergiaparkide tootmist vähendada või tarbimist suurendada (tulevikus on ka salvestuse võimalus). Tarbimise suurendamine toob endaga kaasa negatiivse elektrituruhinna, mis ei ole kasumlik taastuenergiaparkide omanikele. Olukorrad, kus suuremahuline taastuenergia tootmine toob kaasa süsteemide vahelised pudelikaelad, ei ole aastases vaatenurgas sage nähtus. Seega ei tundu majanduslikult otstarbekas sellepärast tugevdada elektrivõrku või gabariite tõsta.

Üheks alternatiiviks läbilaskevõimsuse suurendamiseks, mida antud töös uuritakse, on klassikalise liini staatilise termilise piirangu asemel dünaamilise termilise piirangu arvutusmeetod. Liini dünaamiline termiline piirang, mida nimetatakse ka liini dünaamiliseks läbilaskevõimsuseks, on arvutusmetoodika, millega kasutatakse tegelikke ilmastikuparameetreid nagu õhutemperatuur, tuule kiirus ja tuule suund liini läbilaskevõimsuse arvutamiseks. See erineb staatilisest läbilaskevõimsusest, mis põhineb juhtme tootja määratud standarditel ja fikseeritud ilmastiku parameetritel (näiteks vastavalt IEEE 738 standardile) [5].

Dünaamilise läbilaskevõime eelis staatilise läbilaskevõimega võrreldes seisneb selles, et see on dünaamiline ehk ajas muutuv, sarnaselt taastuvalle energiatootmisele. Staatiline läbilaskevõime väärtused on määratud halvima stsenaariumi põhjal ehk on enamasti konservatiivne, kuid üksikutel juhtudel, kus tuule kiirus on nullilähedane ja õhutemperatuur on kõrgel, võib olla ka ohutuse rikkumisi.

Antud töö eesmärk on analüüsida Balti süsteemide vahelisi netoülekandevõimsusi kolme erineva stsenaariumi järgi, kasutades järgmisi termilisi piiranguid 110 kV ja 330 kV liinidele:

1. Staatilised termilised piirangud 25 °C juures
2. Õhutemperatuuriga kohandatud termilised piirangud
3. Dünaamilised termilised piirangud.

Netoülekandevõimsused arvutatakse kolme stsenaariumi järgi iga 2023. aasta tunni kohta. Vastavalt [6] on leitud, et aasta keskmiselt on DLR-iga arvutatud ülekandevõimsused 20% suuremad võrreldes staatilise läbilaskevõimega.

1 BALTIKUMI ELEKTRIVÕRGU ÜLEKANDEVÕIMSUSTE MÄÄRAMINE

1.1 Elektrivõrk ja selle elemendid

Elektrisüsteemi toimimist ja ehitust on detailselt kirjeldatud [7], kus on selgitatud nii elektrijaamade, võrkude ja tarbijate ühendus, kuhu lisanduvad elektrijaamadega seotud võrgud ja tarbijad. Elektrijaama ja tarbijat ühendab elektrivõrk.

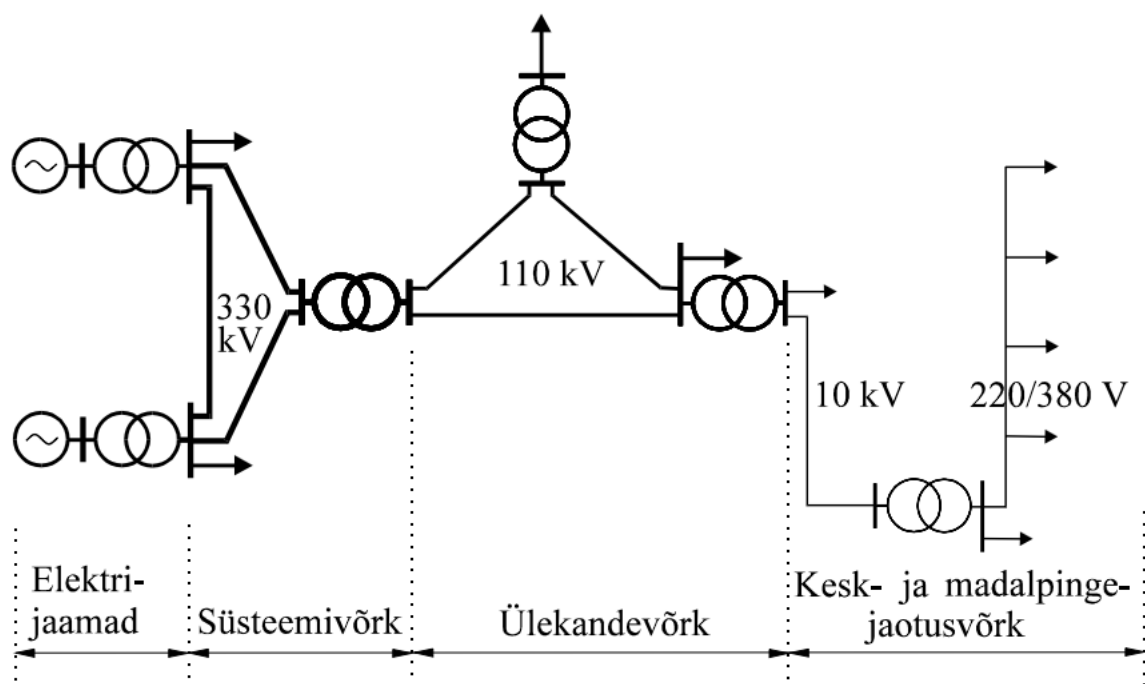
Elektrivõrk on ehitiste ja seadmete kogum, mille põhiülesandeks on tarbijate ökonoomne ja töökindel varustamine kvaliteetse elektrienergiaga. Selle aluseks on elektriliinid ja alajaamad, mis moodustavad võrgustiku, tagades elektrienergia sujuva liikumise tarbijateni. Kuna elektrijaamad ja tarbijad ei asu tavaliselt lähestikku, siis energiakadude vähendamiseks tõstetakse elektrijaamade generaatoripinge elektrijaama trafodega ülekandeliinide tasemele ja madaldatakse alles tarbija lähedal asuvates jaotusalajaamades.

Elektrivõrke liigitatakse ennekõike nimipinge alusel, mis on pinge, millele võrk on ette nähtud. Nimipinge alusel liigitatakse võrke madal-, kesk-, kõrge- ja ülikõrgepingevõrkudeks. Eesti nimipingetele vastav liigitus on esitatud tabelis 1.1, Lätis ja Leedus on enamjaolt samad nimipinged.

Tabel 1.1. Eesti elektrivõrkude nimipinged [7]

Elektrivõrgu liik	Eesti võrkude nimipinged U_{Nl} , kV	Suurim lubatav kestevpinge IEC järgi U_{Ml} , kV
Madalpingevõrgud		220/380 -> 230/440 V 380/660 -> 400/690 V
Keskpingevõrgud	6 10 15 20 35	7.2 12.0 17.5 24.0 40.5
Kõrgepingevõrgud	110 220	123 245
Ülikõrgepingevõrgud	330	363

Otstarbe järgi liigitatakse võrke süsteemi-, ülekande- ja jaotusvõrkudeks. Süsteemivõrkude all mõeldakse tähtsamaid ülikõrgepingevõrke, mis ühendavad elektrisüsteeme ja suuremaid elektrijaamu. Ülekandevõrgud edastavad elektrienergiat suurematasse alajaamadesse, kus toimub elektrienergia jaotamine ning edastamine tarbijaile läbi jaotusvõrkude. Joonisel 1.1 on ühe elektrisüsteemi osa lihtsustatud skeem, kus süsteemivõrk on pingel 330 kV, ülekandevõrk pingel 110 kV ja keskpinge võrk pingel 10 kV.



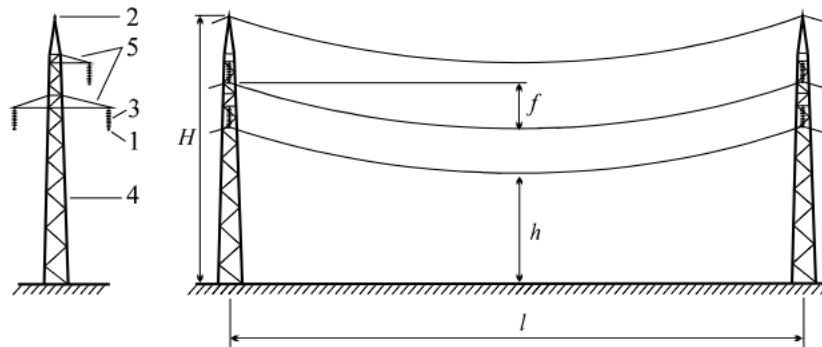
Joonis 1.1. Elektrisüsteemi osa lihtsustatud skeem [7]

1.2 Elektriliinid ja nende ehitus

[7] selgitab, kuidas erinevad elektriliini ja ehituse parameetrid mõjutavad elektrienergia ülekandmist ja jaotamist, milleks kasutatakse õhu- ja kaabelliine. Kaabelliinide korral asuvad kaablid maa sees, vees või spetsiaalsetel kaabliriivulitel, samas kui õhuliinide puhul on juhtmed riputatud isolaatoritega mastidele või vastavatele tarinditele ja paiknevad õhus. Õhuliinid sõltuvad peamiselt õhu isolatsioonist, kuigi mõnikord kasutatakse isoleeritud juhtmeid või õhukaableid. Õhuliinid peavad vastu pidama omakaalust, tuulest ja jäitest põhjustatud mehaanilistele koormustele, temperatuuri

muutusele ja mitmesugustele keemilistele mõjutustele. Arvestada tuleb ka tuule dünaamilist mõju, mis põhjustab juhtmete vibratsiooni ja vahel ka hüplemist.

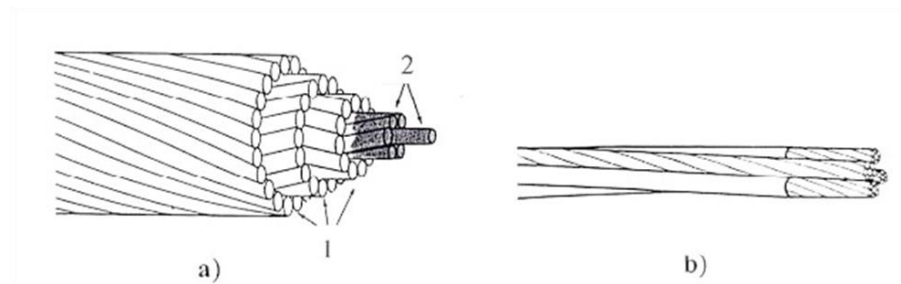
Tavaliselt koosneb õhuliin (vt joonis 1.2) juhtmetest (1), ühest või mitmest piksekaitsejuhtmest ehk kaitsetrossist (2), mastidest, isolaatoritest (3) ja liinitarvikutest ehk liiniarmatuurist. Masti põhiosadeks võivad olla tüves ehk püstik (4), traaversid (5) ja vundamendid või jalandid. Õhuliini olulisemad mõõdmed on esitatud joonisel 1.2, kus f tähistab liini ripet, l visangu pikkust, H masti kõrgust ning h liini minimaalset kõrgust maapinnast ehk maagabariit.



Joonis 1.2. Õhuliini põhielemendid [7]

Üldjuhul kasutatakse õhuliinidel isolatsioonkatteta nn paljasjuhtmeid. Juhtme materjal peaks olema hea elektrijuhtivusega, suure mehaanilise tugevusega, vastupidav keemilistele toimetele ning odav. Kuna ükski juhtmaterjal (vask, alumiinium, alumiiniumsulamid, teras) kõigile tingimustele ei vasta, otsitakse kompromisslahendusi. Üldlevinud lahendus on terasega tugevdatud alumiiniumist voolujuht.

Konstruksioonilt on enam levinud traatidest kihiti kokku keeratud painduvad ja töökindlad köisjuhtmed, mitte aga traat- ehk massiivjuhtmed. Põhivõrkudes kasutatakse terasalumiinium- ehk teraljuhtmeid, mis on ümber galvaniseeritud teraskiududest südamiku punutud ühest või mitmest alumiiniumkiudude kihist koosnevad kombineeritud juhtmed (vt joonis 1.3).



Joonis 1.3. Õhuliini juhtmed: a) teraljuhe (1 – alumiinium, 2 – teras); b) keerutatud õhukaabel [7]

Baltikumis kasutusel olevad õhuliinide tüübid on saanud nime Nõukogude Liidu standardite järgi, kus A tähendas alumiiniumit, C terast ning esimene number nende järel alumiiniumi ja teine terase ristlõike pindala ruutmillimeetrites. Maailmas on kasutusel väga suurel hulgal erinevate nimedega õhuline (UK – loomad, USA – linnud), kuid nende põhimõte on sarnane. Tabelis 1.2 on valik tavalisematest teraljuhtmetest, mis on kasutusel Eesti ja naaberriikide kesk- ning kõrgepingevõrkudes. Tabelis on antud ka juhtme ühe kilomeetri aktiivtakistus r ja maksimaalselt lubatud kestavvool I_{max} .

Tabel 1.2. Teraljuhtmed [7]

Eesti tavalised			Soomes		
Juhe ja ristlõige, mm ²	r , Ω/km	I_{max} , A	Juhe ja ristlõige mm ²	r , Ω/km	I_{max} , A
AC 35/7	0.86	175	Sparrow 34/6	0.85	210
AC 50/8	0.59	210	Raven 54/9	0.54	280
AC 70/11	0.42	265	Pigeon 85/14	0.34	360
AC 95/16	0.31	330	Suursavo 106/25	0.27	430
AC 120/19	0.25	390	Al 132	0.22	395
AC 150/24	0.2	450	Ostrich 152/25	0.19	550
AC 185/29	0.16	510			
AC 240/39	0.12	610	Al 236	0.12	720
AC 300/48	0.1	690	Duck 305/39	0.09	
AC 400/51	0.08	825			
AC 500/54	0.06	945	Finch 565/72	0.05	

Kõrgematel pingetel ($U_N \geq 110 \text{ kV}$) tuleb arvestada õhu ioniseerumist juhtmete pinna läheduses (koroonat), millega võivad kaasnedä märgatavad energiakaod ja raadiohäired. See efekt on rohkem suurema õhuniiskuse korral. Selle vältimiseks tuleb kasutada suuremaid juhtmete ristlõikeid. Ülikõrgepingevõrkudes kasutatakse koroona vähendamiseks faasijuhtmete lõhestamist kaheks või enamaks osajuhtmeks

vahekaugusega 25–45 cm. Lõhisfaasis on osajuhtmed fikseeritud kindla vahemaa tagant distantsihoidikutega. Eestis on 330 kV liinide faasijuhid lõhestatud enamuses kolmeks osajuhtmeks.

Elektrijuhi aktiivtakistus r (Ω/km) väärtuse määravad põhiliselt juhi füüsilised mõõtmed ja selle materjali eritakistus ρ ($\Omega \cdot \text{km}$), millest juht koosneb. Eritakistus sõltub juhi opereerimistemperatuurist. Kui teatud temperatuuril v_0 on aktiivtakistus teada, on võimalik takistus taandada teisele temperatuurile v valemiga

$$r_v = r[1 + 0.004(v - nu_0)] \quad (1.1)$$

Elektrijuhi aktiivtakistus sõltub veel erinevatest faktoritest nagu elektromagnetiline pinnaefekt, mistõttu on aktiivtakistus vahelduvvoolule suurem takistusest alalisvoolule.

Elektrijuhi induktiivtakistus x (Ω/km) on määratud faasijuhtide paiknemise ja geomeetriliste mõõtmetega. Eeldades liini faasijuhtide ligikaudselt sümmeetrilist paiknemist, võib kasutada õhuliini kilomeetri keskmise induktiivtakistuse määramiseks valemit

$$x = 0.144 \log \left(\frac{D_k}{r_j} \right) + 0.0157, \quad (1.2)$$

kus $D_k = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}$ – faasidevaheline keskmine geomeetiline kaugus

r_j – faasijuhtme raadius samades mõõtühikustes.

Antud valem ei arvesta kaitsetrosside ja liini rööpahelate mõju.

Elektrijuhti aktiivjuhtivus g (S/km) vastab aktiivvõimuskadudele, mis on tingitud isolatsiooni ebatäielikkusest ja koroonast (õhu isolatsioon juhtme pinnal). Isolatsioonis esinev vooluleke on aga tühiselt väike ja sellele vastav juhtivus jäetakse tavaliselt arvestamata.

Õhuliini ühe kilomeetri koroonakadude Δp_{kor} ligikaudseks hindamiseks kasutatakse käsiraamatuis esitatud orienteerivaid andmeid. Koroonakaod sõltuvad liini pingest, juhtme diameetrist, õhurõhust ja väga oluliselt sademetest. Aktiivjuhtivus ühe kilomeetri kohta on leitav valemiga

$$g = \frac{\Delta p_{kor}}{U_N^2} \quad (1.3)$$

Koroonakadude vähendamise oluliseks abinõuks on juhtme diameetri suurendamine.

Elektrijuhi mahtvusjuhtivus b (S/km) on tingitud mahtvusest faasisjuhtide endi ning juhtide ja maa vahel. Eeldades liini faasisjuhtide sümmeetrilist paiknemist, võib õhuliini ühe kilomeetri kohta keskmise mahtvusjuhtivuse määrata ligikaudselt valemiga

$$b = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{D_k}{r_j}\right)} \quad (1.4)$$

Eelnevalt väljatoodud parameetritest on näha, et ainus elektrijuhi parameeter sõltub ilmastikust: aktiivtakistus r . Seega on liini dünaamilise läbilaskevõime arvutamine põhiliselt seotud juhi aktiivtakistusega. Alternatiivselt võib kasutada ACCC (ingl *Aluminum Conductor Composite Core*) juhtmeid millel on ACSR (ingl *Aluminum-Conductor Steel-Reinforced cable*) juhtme tüübiga võrreldes (samal juhtme temperatuuril) suurem läbilaskevõime ja väiksem riipe. Lisaks on ACCC maksimaalne lubatud temperatuur võrreldes ACSR-iga märgatavalt suurem, mis võimaldab läbilaskevõimet veelgi suurendada. ACCC-juhtme puudus on kõrgem hind. [8]

1.3 Baltikumi mudeli tutvustus

Et arvutada Balti riikide vahelised ülekandevõimsused, kasutatakse antud töös Balti elektrivõrkude ühist mudelit. Ühine võrgumudel on kokku liidetud Balti riikide elektrisüsteemide mudel. Mudel on arendatud Euroopa elektri põhivõrguettevõtjate võrgustiku (ENTSO-E) juhiste järgi ühise võrgumudeli andmevahetuse standardi ehk CGMES (ingl *Common Grid Model Exchange Specification*) formaadis (mida on detailsemalt kirjedaltud alapunktis 1.3.2) ja modelleeritud Balti regionaalse koordineerimiskeskuse poolt. [9]

1.3.1 Regionaalsed koordineerimiskeskused ja Balti RCC

Iga süsteemihaldur vastutab enda piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise eest ning teeb seda vastavalt Euroopa Liidu määrustele. Piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted on reguleeritud ELi määrusega nr 2019/943 ja piiriülese võimsuse arvutamise ja jaotamise võrgueeskirjaga ehk CACM (ingl *Capacity Allocation and*

Congestion Management, määrus 2015/1222) [10]. Süsteemihalduri kohustus on tagada ülekandevõimsuste jaotamisel süsteemi varustuskindlus. Mida rohkem on turuosalisi, seda konkurentsivõimelisemad on hinnad, parem on varustuskindlus ja efektiivsus.

Kuna elektrisüsteemid on seotud ka teiste riikide süsteemidega, siis parima tulemuse saavutamiseks peavad süsteemihaldurid tegema koostööd juba pikaajaliste plaanide koostamisel nii regionaalselt kui ka üle Euroopa. 2022. aasta suvel loodi koostöös Läti ja Leedu süsteemihalduritega süsteemihaldurite omanduses olev, kuid juriidiliselt süsteemihalduritest eraldatud organisatsioon – Balti RCC (ingl *Regional Coordination Center*).

Regionaalsed koordineerimiskeskused (RCC-d) on loodud elektrit reguleeriva määruse alusel [11] ning alates 1. juulist 2022 asendavad nad regionaalseid turvakoordinaatoreid ehk RSC (ingl *Regional Security coordinators*). RCC-d hõlmavad nii RSC-de kui ka täiendavaid süsteemiopereerimise, turuga seotud ja riskide valmiduse ülesandeid. [12] Balti RCC osutab hetkeseisuga Balti süsteemihalduritele (TSO-dele) viit peamist teenust: [10]

- Ühiste võrgumudelite loomine. Peamine eesmärk on ühtlustada võrgumudelite koostamise põhimõtted ning nende igapäevane valideerimine ja koondamine keskseks võrgumudeliks, mida saaks kasutada erinevates süsteemitöökindluse protsessides ja arvutustes.
- Koordineeritud talitluskindluse analüüs sh hinnang korrigeerivate tegevuste kohta (näiteks vastukaubanduse osas). Kasutades ühtset võrgumudelit, leida võrgu seisundite modelleerimise teel võimalikud avariilukorrad, kus võrgu normaalitalitus võiks olla häiritud, ja antud olukordade tuvastamisel korrigeerivate tegevuste kõrvaldamiseks kasutatavad tegevused.
- Elektrisüsteemi seadmete katkestuste koordineeritud piirkondlik planeerimine. Planeerida ja hinnata süsteemi katkestusi, et tagada süsteemi töökindlus võimalike avariide korral.
- Piirkondlike, järgmise nädala kuni vähemalt järgmise päeva süsteemi prognooside koostamine ja riskmaandamismeetmete ettevalmistamine.
- Süsteemihaldurite kaitsekavade ja taastamiskavade kooskõla hindamise toetamine perioodilise ülevaatamise käigus.

Tulevikus Balti RCC osutavate teenuste nimekiri laieneb, sest määruses 2019/943 on sätestatud kokku kuni 16 erinevat teenust, mida RCC-d süsteemihalduritele peavad või võivad osutada. Muuhulgas hakkab RCC arvutama piiriüleseid ülekandevõimsuseid. Kõigi teenuste sisu ja nõuete ühtseks määratlemiseks osaleb Balti RCC koos süsteemihaldurite ja teiste RCC-dega antud teenuse metoodika väljatöötamisel ENTSO-Es.

Ülekandevõimsuste arvutamine põhineb nii Balti riikide kui ka Rootsi, Soome ja Poola süsteemihaldurite poolt väljatöötatud metoodikal [9], millest põhjalikumalt kirjutatakse punktis 1.4.

1.3.2 Ühise võrgumudeli andmevahetuse ehk CGMES

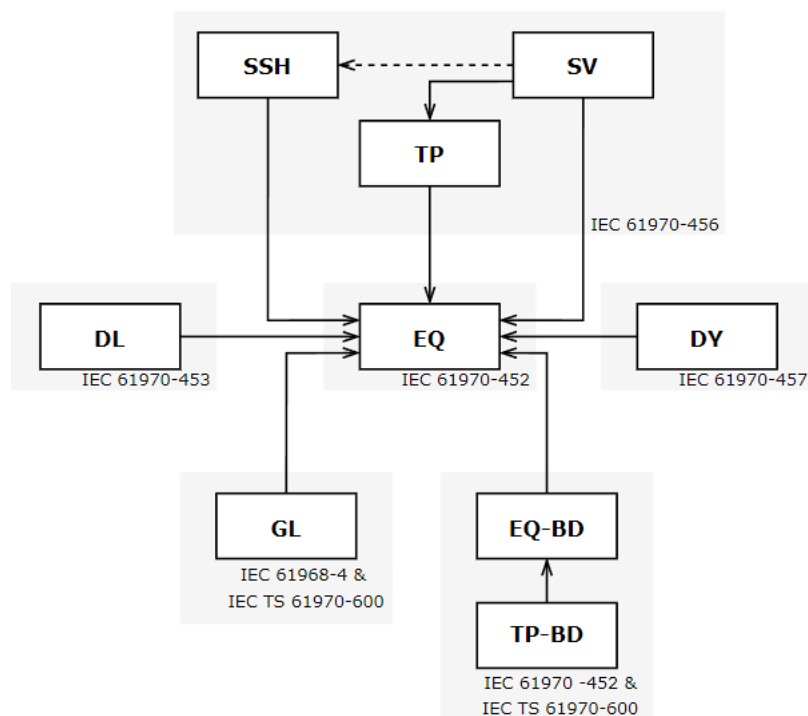
Üldine informatsiooni mudel ehk CIM (ingl *Common Information Model*) on oluline raamistik, mida kasutatakse elektrisüsteemide kirjeldamiseks erinevatel pingetasemetel. Seda kasutatakse nii sõnumivahetuses kui ka võrgu topoloogia parameetrite andmevahetuses. CGMES on CIM-i ülemhulk, mis on arendatud spetsiaalselt Euroopa elektri põhivõrguettevõtjate võrgustiku ehk ENTSO-E (ingl *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) vajadustega ja on mõeldud ENTSO-E alla kuuluvate süsteemihaldurite koordineerimiseks erinevates tegevustes [13]. See võimaldab süsteemihalduritel jagada omavahel ühises formaadis modelleerimisinformatsiooni ning teha ühiseid uuringuid. Modelleerimise andmevahetus on CIM RDF XML formaadis.

CGMES kasutab hulganisti CIM-klasse, mille tulemusena on vastavalt ENTISOE vajadustele, andmed jaotatud üheksasse erinevasse profiili:

- Piirseadmed ehk EQ-BD (ingl *Boundary Equipment*)
- Piiri topoloogia ehk TP-BD (ingl *Boundary Topology*)
- Seadmed ehk EQ (ingl *Boundary Topology*)
- Topoloogia ehk TP (ingl *Topology*)
- Püsiseisundi hüpotees ehk SSH (ingl *Steady State Hypothesis*)
- Seisundi muutuja ehk SV (ingl *State Variable*)

- Diagrammi paigutus ehk DL (ingl *Diagram Layout*)
- Geograafiline asukoht ehk GL (ingl *Geographical Location*)
- Dünaamika ehk DY (ingl *Dynamics*)

Joonis 1.4 toob välja CGMES-profiilide omavahelised sõltuvused. Elektrivõrgu modelleerimise andmed on kirjeldatud IEC 61970-452 ja IEC 61970-456, ning CGMES-profiilid on täpsustatud standardis IEC TS 61970-700.



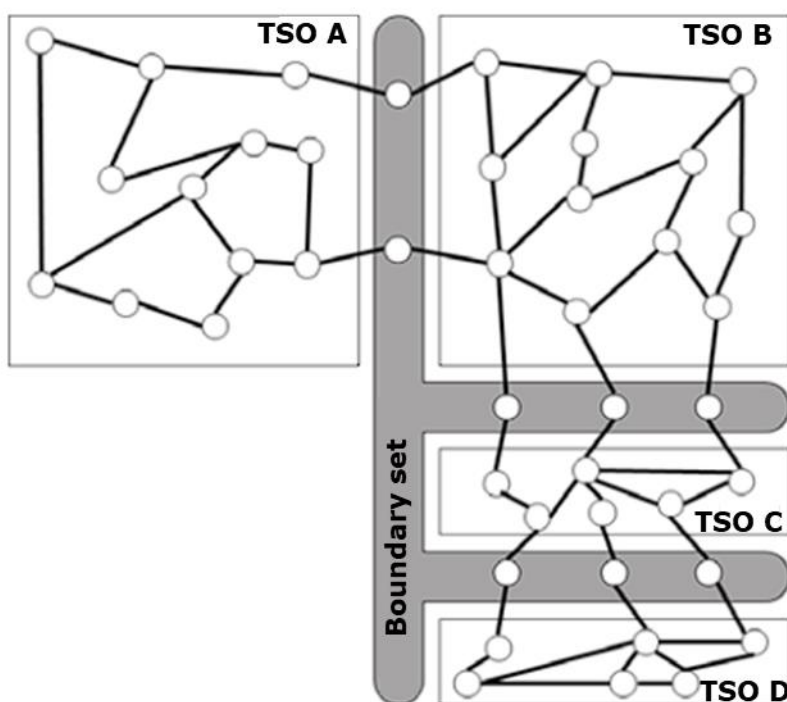
Joonis 1.4. CGMES versioon 2.4.15 profiilide omavahelised sõltuvused [13]

Struktuuri baasandmed, millele objektid saavad viidata, on loodud võrguelementide komplektina ja kirjeldatud varustuse profiilis. Need profiilid sisaldavad andmeid tehniliste parameetrite kohta võimsusvoogude arvutamiseks nii püsiolekus kui ka lühise olekus. Kui varustusprofiil sisaldab informatsiooni, kuidas elemente saab ühendada, siis topoloogia profiil sisaldab informatsiooni, kuidas need on teatud ajahetkel ühendatud. Seega ei saa topoloogia profiil eksisteerida iseseisvalt.

Lisaks andmetele, mis kirjeldavad võrguelemente ja nende ühenduvusi, on võimsusvoogude arvutamiseks vaja veel informatsiooni süsteemi algoleku kohta. See informatsioon koosneb generaatorite opereerimispunktidest, koormustest, kompensaatoritest, regulaatoritest jne. Neid andmeid hoitakse püsiseisundi hüpoteesi profiilis. Omavahel vastastikused andmed, nagu pinge- ja võimsusvoogude tulemused,

salvestatakse seisundi muutuja profiili komplekti ja on seotud neile vastavate varustuse, püsiseisundi hüpoteesi ja topoloogia profiili andmetele.

Et ühendada erinevad elektrisüsteemid ühisesse võrgumudelisse, nagu näiteks antud töös Eesti, Läti ja Leedu süsteemid, kasutatakse piirivarustuse ja piiri topoloogia profiile. Selleks luuakse piiri punktid, mille teatud andmevälja parameetriga on võimalik mõlemate poolte elemendid ühendada (vt joonis 1.5).



Joonis 1.5. Erinevate võrgumodelite ühendamise ühiseks võrgumudeliks, kasutades piirivarustuse ja piiri topoloogia profiilide andmeid [13]

1.3.3 Kasutatava ühise võrgumodeli ülevaade

Antud töös kasutatakse Balti RCC koostatud päev-ette Balti ühist võrgumodelilt. Kasutatavas mudelis on 110 kV ja 330 kV liinid (vt joonis 1.6). Nende hulka kuuluvad ka HVDC ühendused (Estlink 1, Estlink 2, Nordbalt).

Balti ühine võrgumudel koosneb järgmistest piiriülestest ühendustest: [14]

- Eesti-Soome: neid elektrisüsteeme ühendavad alalisvoolu merekaablid (HVDC) Estlink 1 ja Estlink 2. Süsteemihaldurid on vastavalt Elering AS ja Fingrid Oyj;
- Eesti-Läti: süsteemihaldurid on vastavalt Elering AS ja Augstsprieguma tikls (AST);
- Läti-Leedu: süsteemihaldurid on vastavalt AST ja Litgrid AB;
- Leedu-Rootsi: neid elektrisüsteeme ühendab HVDC kaabel Nordbalt. Süsteemihaldurid on vastavalt Litgrid AB ja Svenska kraftnat;
- Leedu-Poola: süsteemihaldurid on vastavalt Litgrid AB ja PSE.S.A.

Piiride vaheliste ülekandevõimsuste täpsemaks arvutamiseks päritakse Nordpooli energia hulgimüügituru terviklikkuse ja läbipaistvuse käsitletavate määruste kiirete turuteadete ehk REMIT UMM (ingl *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency Urgent Market Message*) platvormi avatud lähtekoodist kõik vastava aasta liini kui ka generaatorite katkestused või viimase piirangud (täpsemalt alapunktis 3.1.1). Aastaringssed katkestused (ühendused Venemaa ja Valgevenega) on Nordpooli katkestuste andmetes esitatud. Katkestused on antud kontekstis ainult mudelis ning Nordpooli REMIT UMM platvormil on informatiivne teade, mis näitab, et Venemaa ja Valgevenega ei toimu kauplemist, aga ühendus on sagedushoidmise eesmärgil veel säilitatud. Desünkroniseerimine Venemaa ja Valgevenega ning sünkroniseerimine Euroopaga toimub 2025. aastal [15]. Joonisel 1.6 on märgistatud punase ristiga kõik aasta ringi kestvad katkestused. Lisaks päritakse ENTSO-e läbipaistvusplatvormi veebileheküljelt Balti riikide nädal-ette koormused. [16], [17], [18], [19]



Joonis 1.6. Baltikumi elektrivõrgud. Antud joonis on koostatud 2016. aastal, mistõttu on näha planeeritavaid projekte, mis on lähiaastatel tühistatud (nt HVDC ühendused Venemaaga). Katkestatud ühendused (märgitud punase ristiga) on reaalsed [18]

1.4 Ülekandevõimsuste arvutusmetoodika

Piiriülese võimsuse arvutamine toimub võrgu füüsikaliste näitajate põhjal. Euroopas kasutatakse hinnapiirkondade vaheliste ülekandevõimsuste arvutamiseks

koordineeritud netoülekandevõimsuse põhist (CNTC) ja voopõhist (ingl *flow-based*) meetodit [10]. CNTC-meetodi puhul määratletakse eelnevalt omavahel külgnevate pakkumispiirkondade vaheline maksimaalne võimalik ülekandevõimsus. Voopõhise meetodi puhul võetakse arvesse iga võrguelemendi andmeid maatriksina. Pakkumispiirkondade vahelist energiaülekannet hakkavad piirama kriitilised võrguelemendid ja elektrienergia ülekandmise jaotustegurid (st milliseid liine pidi füüsiline elektrivoog jaotub).

Balti riikides kasutatakse CNTC-meetodit. CNTC-metoodiga arvutatakse etappidena piiriüleseks kaubanduseks lubatud läbilaskevõime

- Esmalt arvutatakse piiriüleste liinide bruto ülekandevõimsus (ingl *Total Transfer Capacity*), mis leitakse lähtuvalt võrgu tehnilistest parameetritest, arvestades võrgueeskirjas toodud töökindluse nõuetega (VE §3, §6, §10, §11, §12, §13 jt) [20]. Nimetatud nõuetest on olulisemad talitluskindluseanalüüsi N-1 ja N-2 kriteeriumid. Nende kohaselt tuleb edastamisvõimsuse arvutamisel arvestada vastavalt ühe või kahe kõige rohkem mõju avaldava elektrisüsteemi elemendi väljalülitumise võimalusega. Seejärel leitakse maksimaalne ülekandevõimsus, mille korral ei ületata liinide termilist läbilaskevõimet ega ohustata süsteemi staatilist ega dünaamilist stabiilsust.
- Seejärel arvutatakse ülekandevõimsuse varu ehk TRM (ingl *Transmission Reliability Margin*), arvestades ettenägematuid asjaolusid nagu planeerimata ringvoolud, mõõtesüsteemi mõõtevead ning avariilised süsteemihaldurite vahelised tarded. Varu leidmisel on oluline naabersüsteemide süsteemihalduritelt saadav info ning eelnev planeerimise kogemus. Konkreetsed ülekandevõimsuse suurused lepivad eelnevalt arvestades iga päev kokku naabersüsteemide süsteemihalduritega.
- Bruto ülekandevõimsusest lahutatakse ülekandevõimsuse varu, mille tulemusena saadakse netoülekandevõimsus ehk NTC (ingl *Net Transmission Capacity*).
- Arvutatud ülekandevõimsused koordineeritakse naabersüsteemihalduriga, seejuures antakse turule alati madalam arvutatud väärtus. Koordineeritud netoülekandevõimsus on see võimsus, mis antakse turuosaliste käsutusse piiriüleseks energiakaubanduseks.

Balti riikide piiride vaheliste maksimaalsete ülekandevõimuste ehk TTC (ingl *Total Transfer Capacity*) arvutusmetoodika kirjeldus on viites [14] esitatud raportis. See põhineb vastava piiriga seotud süsteemide tootmise või tarbimise muutmisel esimese kriitilise elemendi ülekoormamiseni, mis tähendab, et ühes süsteemis muudetakse tootmist või tarbimist teatud suuruse võrra ja sama palju tootmist või tarbimist muudetakse vastupidiselt teisel alal, vastavalt sellele, mis suunas TTC-arvutust teostatakse. Kui arvutatav TTC on näiteks Eestist Lähti, siis Eestis suurendatakse tootmist ja Lätis vähendatakse sama palju tootmist (või suurendatakse tarbimist). Selle tulemusena suurenevad võimsusvood Eesti suunalt Lähti. Peale igat võimsusvoogude mõjutamist simuleeritakse N-1 ja N-2 analüüsid ning kontrollitakse, et kriitilistel võrguelementidel ei oleks lubatud termiline läbilaskevõime ületatud. Protsessi itereeritakse seni, kuni N-1 või N-2 analüüsis on kriitiline võrguelement piisavalt lähedal ülekoormusele. Piisavus" on eelnevalt määratud protsendi vahemik, mille saavutamisel väljastatakse TTC. Näiteks, kui piisavus on määratud 97–100% ja iteratsioonil n on mingi kriitilise elemendi väärtus N-1 korral 98%, siis on piisavus saavutatud ning väljastatakse TTC-tulemus.

Ülekandevõimsuste arvutamise alus koosneb kolmest erinevast andmestikust:

1. Kriitilised võrguelemendid ehk CNE (ingl *Critical Network Element*)
2. N-1 ja N-2 talitluskindluse analüüsi elemendid ehk CO (ingl *Contingencies*)
3. Reguleeritava võimsusega generaatorid ja koormused ehk GLSK (ingl *Generation and Load Shift Keys*)

Kõigi kolme andmestiku elemendid on defineeritud süsteemihaldurite poolt vastavalt oma piirkonnale, mis seejärel edastatakse regionaalse koordinaatorile Balti RCC-le, kes teostab piiride vaheliste ülekandevõimsuste arvutused.

Kriitiline võrguelement on element, mis on üks TTC-arvutuse aluseks: kui vähemalt üks kriitiline element on saavutanud piisavuse, lõpetatakse arvutusprotsess ja väljastatakse viimane rikkumiseta saadud TTC. Kriitilised elemendid võivad olla piiride vahelised liiniühendused, liinid, trafod ja HVDC-elementid.

N-1 ja N-2 analüüs teostatakse nendele elementidele, mis on TSO-de poolt talitluskindluse nimekirja lisatud. Talitluskindluse nimekirjas olevad elemendid võivad olla liinid, kaablid, trafod, generaatorid, koormused, sõlmed, kombineeritud elemendid ja HVDC kaablid.

Nagu kriitiliste võrguelementide ja talitluskindluse elementide nimekirjagagi, defineerivad TSO-d oma ala reguleeritavad generaatorid (ja HVDC-kaablid) koos oma vastavate piirangutega (generaatorite minimaalne ja maksimaalne lubatud võimsus). Samuti defineeritakse reguleeritavad koormused.

Reguleeritava võimsusega generaatorid ja koormuste ehk GLSK-elementid kajastavad parimal ennustustel põhinevat tootmise või tarbimise muutust vastava kauplemise piirkonna netopositsiooni muutusele. Netopositsioon tähendab elektri eksportide ja importide netosummat iga turuaegse perioodi kohta konkreetse geograafilise piirkonna jaoks. Antud kontekstis on geograafiliseks piirkonnaks kauplemispiirkond [21]. Tootjate ehk GSK puhul tähendab see seda, et esimesena hakatakse muutma nende generaatorite tarbimist, mille muutmisega kaasnevad ülekoormused on kõige vähem tõenäolisemad. Üldine GLSK-järjestus on järgmine:

1. Balti siseste alade tootmise muutmine
2. HVDC kaablite määratud ülekande muutmine
3. Naabersüsteemi alade tootmise muutmine
4. Koormuse muutmine

Ülekandevõimsuste varu ehk **TRM** (ingl *Transmission Reliability Margin*) on vajalik võimsusvaru turvalise talitluse tagamiseks omavahel ühendatud elektrisüsteemide vahel. See arvestab planeerimisvigadega, sealhulgas vigadega, mis on tingitud puudulikkusest teabest ajal, mil ülekandevõimsust arvutati. HVDC-kaablite puhul on TRM 0 MW. Seega netoülekandevõimsus ehk NTC (ingl *Net Transfer Capacity*) väheneb TRM-i arvelt: [14]:

$$NTC = TTC - TRM \quad (1.5)$$

Iga piiriüleste ühenduste TRM-i määramiseks kasutatakse statistilisi andmeid ajalooliselt kavandatud ja tegelike võimsusvoogude kohta. TRM määratakse kindlaks oodatavate ja tegelike võimsusvoogude vaheliste kõrvalekallete aritmeetilise keskmisena reaajas väärtusena, millele lisatakse ajalooliste andmete põhjal standardhälve ning ümardatakse lähima täisarvuni. Valem iga piiriüleste ühenduste TRM-i arvutamiseks on

$$TRM = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} + \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}} \quad (1.6)$$

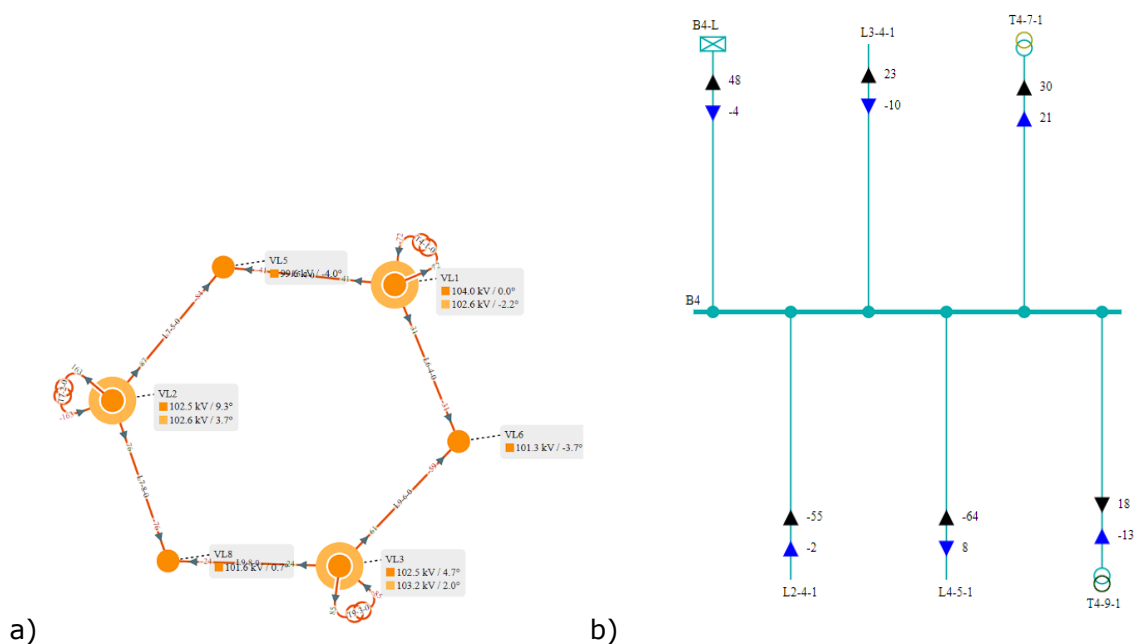
kus X_i – andmehulgad i -nda elemendi jaoks, määratud kui planeeritud ja tegelike võimsusvoogude erinevus (planeeritud voogudest lahutatud tegelikud vood) piiriüleste ühenduste üle.

$\bar{X} - X_i$ aritmeetiline keskmine ehk $\frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$.

n – andmehulgas olevate elementide arv.

1.5 Avatud lähtekoodi PyPowSybli tutvustus

Antud töös kasutatakse TTC arvutamiseks avatud lähtekoodi moodulit PyPowSyBl, mis on Pythoni integreeritav moodul ning millega on võimalik elektrivõrgu mudeleid nii ehitada ja võimsusvooge simuleerida kui ka analüüsida. Algselt ülesehitatud Javaga (PowSyBl), võimaldab PyPowSybl käsitleda erinevaid formaate. Üks nendest formaatides on CGMES, mis on kasutusel ka Balti TSO-del ja Balti RCC-l (vt punkt 1.3.2). Lisaks võimsusvoogude simulatsioonidele, saab PyPowSybliga simuleerida talitluskindlusanalüüsi, tundlikkusanalüüsi jm analüüse. Tundlikkusanalüüs on analüüs, mis on pühendatud väikeste võrguvariantide lineaarse mõju arvutamisele mõne seadme oleku muutustele. PyPowSybliga on võimalik ka mudeleid visualiseerida (vt joonis 1.7). [22]



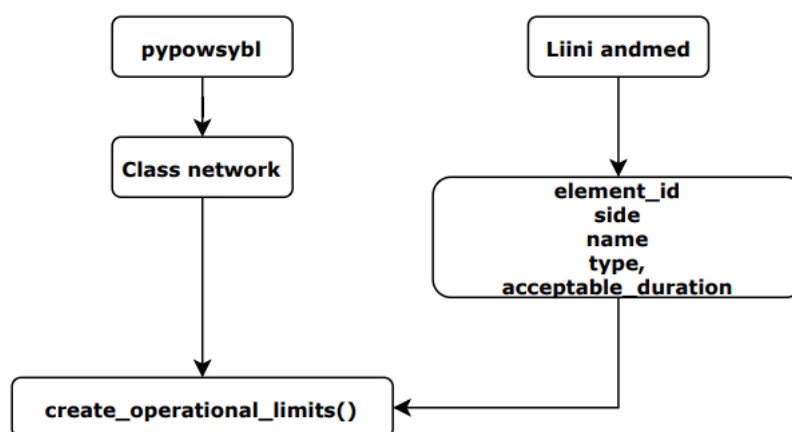
Joonis 1.7. PyPowSybli näidismudeli visualiseerimine: a) kogu mudeli visualiseerimine; b) ühe liini diagrammi visualiseerimine alajaama või pingetaseme identifikaatoriga [23]

Network on PyPowSybli klass, millega on võimalik sisestada mudel ning sisestatud mudeli elemente modifitseerida, visualiseerida või andmeid pärida. Mudeli sisestamisel

on võimalik täpsustada parameetreid, mis kirjeldavad, millisel kujul mudelit soovitakse PyPowSybli abil kasutada [24]. CGMES-i formaadi puhul on PowSyBlii eraldi dokumentatsioon võimalikest kasutatavatest sisendparameetritest [25].

LoadFlow on PyPowSybli klass, millega on võimalik simuleerida võimsusvoogusid nii alalisvoolu kui ka vahelduvvoolu korral. Erinevus alalisvoolu ja vahelduvvoolu simulatsioonil on täpsus ja kiirus: võrgu alalisvooluna simuleerimine on kiirem, kuid ebatäpsem ning võib kergemini võrgu hajuvuse saada. Vahelduvvoolu simulatsioon on vastupidiselt aeglasem, aga täpsem. Võimsusvoo arvutamiseks on võimalik sisestada erinevaid sisendparameetreid. Lisaks valikule vahelduvvoolu ja alalisvoolu simulatsiooni vahel, on sisendparameetritega võimalik täpsustada *Slack*-sõlme olemasolu ning mis tüüpi *Slackiga* on tegemist. Täpsem sisendparameetrite dokumentatsioon on viites [26].

SecurityAnalysis-klass võimaldab simuleerida N-1 (ja/või N-K) olukordi ja saadud tulemusi analüüsida. Nagu *loadFlow*-klassi puhul on *security-analysis*-klassi puhul samuti võimalik simuleerida nii alalisvoolu kui ka vahelduvvoolu korral. Üks simulatsiooni sisendparameetritest on *loadFlow*-parameetrid ehk võimsusvoogude simuleerimise tingimused. Muude sisendparameetritega antud töös puudub kokkupuude. *Security Analysis* simuleerimiseks peab defineerima elemendid, mis N-1 (ja/või N-K) välja lülitatakse ning mis elemendid ei tohi rikkumise alla sattuda. Antud töö kontekstis on klassi *network* üks olulisematest käskudest *create_operational_limits()* (vt joonis 1.8), mille abil on võimalik nii uusi liini piiranguid mudelisse lisada, kui vanu üle kirjutada.



Joonis 1.8. Voodiagramm, mis kujutab PyPowSybli mooduli funktsiooni `create_operational_limits()`, millega on võimalik võrgumudeli liinide piiranguid muuta või luua

Vajalikud atribuudid, mida antud töös kasutatakse on järgmised:

- *element_id*: elemendi identifikaator (ID) ehk unikaalne tunnus, mis identifitseerib konkreetse elemendi või objekti andmehulgas või süsteemis;
- *side*: elemendi pool, millele tahetakse uus piirang defineerida. Valikud on *ONE*, *TWO*, *THREE*. Liinide puhul on kaks (*ONE*, *TWO*), kolmemähiseliste trafode puhul on kolm (*ONE*, *TWO*, *THREE*);
- *name*: elemendi nimi;
- *type*: piirangu tüüp. Valikud on *CURRENT*, *APPARENT_POWER*, *ACTIVE_POWER* ehk vool, näivvõimsus ja aktiivvõimsus;
- *acceptable_duration*: maksimaalne arv sekundeid, mille jooksul me saab selle piirangu piires tegutseda.

Antud töös määratakse liinide püsivad termilised piirangud. See tähendab et elemendi pooltest (*side*) määratakse mõlemad pooled (*ONE*, *TWO*) sama piiranguga. Piirangu tüübiks (*type*) on vool (*CURRENT*). Kuna määramisel on püsivad piirangud, siis selle teostamiseks peab maksimaalse arvu sekundeid (*acceptable_duration*) defineerima väärtusega -1. [27]

2 ÕHULIINIDE DÜNAAMILINE LÄBILASKEVÕIME

2.1 Elektriülekande põhimõtted

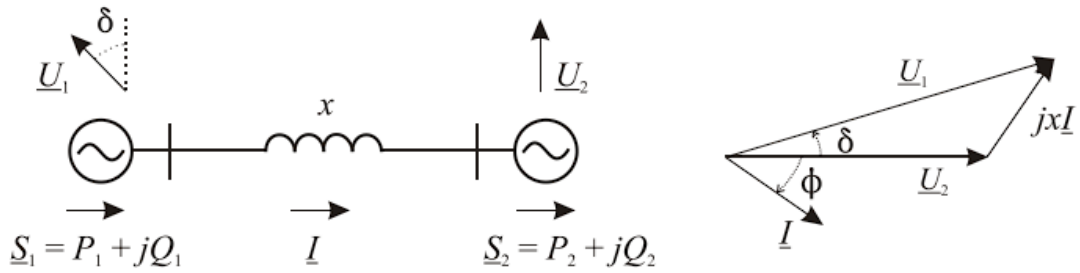
Õhuliinide elektriülekannet võivad piirata termilised hinnangud, pinge- või stabiilsuspiirangud. Pinge- ja stabiilsuspiirangud on seotud elektrisüsteemi töökindlusega, termilised hinnangud aga ohutuse ja seadmete kaitsega.

Vastavalt [28] võib väita, et elektriülekandeks sobiva pinge valik sõltub ülekantavast võimsusest ja ülekande kaugusest. Ülekande nimipinge suurenedes vähenevad kaod proportsionaalselt voolu ruuduga, kuid suureneb taas seadmete maksumus ja muud kulutused ülekande rajamiseks. Kadude vähendamiseks püütakse vähendada ülekannete impedantse, kuid samas suurenevad ka lühisvoolud. Ilma lisaseadmeteta võib võimsust üle kanda kuni 500 km kaugusele. Lisaseadmetena on kasutusel mehaaniliselt lülitatavad kondensaatorpatareid ning staatilised kompenseerimisseadmed, mis koosnevad türistorjuhitavatest kondensaatorpatareidest ja reaktoritest. Põiklülituses kompenseerimisseade stabiliseerib pinged, pikkilülituses kompenseerib (kuni 75%) aga liini reaktiivtakistust. Mõlemal juhul tõuseb liini läbilaskevõime ja suureneb ülekande kaugus. [29]

Elektrienergia ülekanne elektriliinis põhineb füüsikaseadustel, mis ei luba konkreetse ülekande kaudu edastada rohkem elektrienergiat, kui liini parameetrid (pinge ja reaktiivtakistus) võimaldavad. Arvestada tuleb ka termiliste piirangutega ning kogu süsteemi stabiilsuse tingimusega. [29]

2.2 Läbilaskevõime mõju elektrisüsteemi talitlusele

Käesolevas alapeatükis vaadeldakse ülekandeliinide talitlust pinge reguleerimise ja stabiilsuse seisukohast vastavalt [29] näidatud materjalile. Selle eesmärk on selgitada välja liini dünaamilise läbilaskevõime piirid. Joonisel 2.1 on kujutatud lihtne elektrisüsteem, mis tugineb ühele elektriliinile.



Joonis 2.1. Lihtsa elektrisüsteemi skeem ja vektordiagramm [29]

Süsteemi vektordiagrammist tulenevad liini kaudu edastatava aktiiv- ja reaktiivvõimsuse avaldised

$$P_1 = P_2 = \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta \quad (2.1)$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2 - U_1 U_2 \cos \delta}{X} \quad (2.2)$$

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2 \cos \delta - U_2^2}{X} \quad (2.3)$$

kus P_1 ja P_2 – aktiivvõimsused,
 Q_1 ja Q_2 – reaktiivvõimsused,
 U_1 ja U_2 – pinged liini otstes,
 X – liini reaktiivtakistus
 δ – pingektorivaheline nurk.

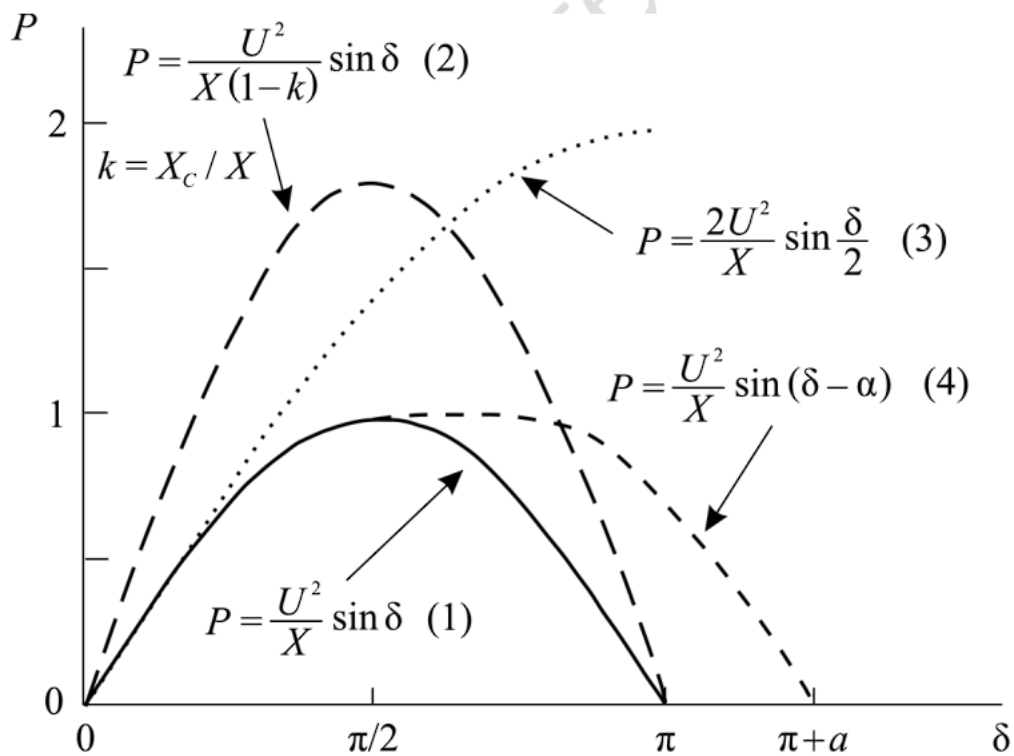
Ligikaudu, kui $U_1 = U_2$, siis avaldised lihtsustuvad

$$P_1 = P_2 = \frac{U^2}{X} \sin \delta \quad (2.4)$$

$$Q_1 = -Q_2 \approx \frac{U^2}{X} (1 - \cos \delta) = \frac{1}{2} X I^2 \quad (2.5)$$

kus $X I^2$ – reaktiivvõimsuskadu ülekandeliinis.

Ülekantava võimsuse sõltuvust nurgast δ nimetatakse nurkkarakteristikuks, mida on võimalik mõjutada kompenseerimise ja faasinihutusega. Elektriülekanne nurkkarakteristikud on välja toodud joonisel 2.2.



Joonis 2.2. Elektriülekande nurkkarakteristikud [29]

Kõver 1 vastab kompenseerimata ülekandele, kui

$$P = \frac{U^2}{X} \sin \delta \quad (2.6)$$

$$Q = \frac{U^2}{X} (1 - \cos \delta) \quad (2.7)$$

Pikikompenseerimiseks ühendatakse ülekandeliiniga jadamisi kondensaator, mistõttu arvutuslik takistus väheneb ja maksimaalvõimsus vastavalt kasvab (kõver 2):

$$P = \frac{U^2}{X(1-k)} \sin \delta \quad (2.8)$$

$$Q_c = I^2 X_c = \frac{2U^2}{X} \frac{k}{(1-k)^2} (1 - \cos \delta) \quad (2.9)$$

kus $k = \frac{X_c}{X}$, $0 \leq k < 1$ - kompenseerimistegur

Q_c - reaktiivvõimsus, mida genereerib kompensaatorpatari ja mis sõltub voolust (pikkikompenseerimine on isereguleeruv).

Põikkompanseerimiseks ühendatakse ülekandeliini keskele põikondensaator, millega hoitakse liini keskel konstantset pinget. Selle tulemusel jaotub ülekanne kaheks poolitatud takistusega (kõver 3), mistõttu

$$P = \frac{2U^2}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (2.10)$$

$$Q = \frac{2U^2}{X} \left(1 - \cos \frac{\delta}{2}\right) \quad (2.11)$$

On näha, et põikkompenseerimisega on ülekantavat võimsust võimalik märgatavalt suurendada, kuid samas suureneb vajadus reaktiivvõimuse järele, sest nurkkarakteristik suureneb samuti. Faasinihuti α korral muutub pingvektorivaheline nurk, maksimaalvõimsus jääb aga samaks (köver 4)

$$P = \frac{U^2}{X} \sin(\delta - \alpha) \quad (2.12)$$

$$Q = \frac{U^2}{X} (1 - \cos(\delta - \alpha)) \quad (2.13)$$

Kokku võttes on ülekantavat aktiivvõimsust võimalik reguleerida reaktiivtakistuse, pingete ja nurga muutmise teel.

Lisaks mõjutab liini läbilaskevõimet liini lainepikkus λ_l (ühikuna radiaan), mis näitab, milline osa elektromagnetlainest mahub vaadeldavasse liini pikkusega l

$$\lambda_l = \beta l = 2\pi \frac{l}{\Delta} \quad (2.14)$$

kus Δ – elektromagnetlainepikkus

β – faasitegur.

Faasitegur näitab, milline osa elektromagnetlainest radiaanides mahub liini pikkusühikusse (1 km). Tegelikult koosnevad laineprotsessid veel lisaks faasitegurile β (imaginaarosa) ka sumbumistegurist α (reaalosa), kuid antud juhul määratakse $\alpha = 0$, sest sellist liini nimetatakse kaovabaks ehk ideaalseks liiniks ($r = 0, g = 0$). Lihtsustus sobib hästi ülikõrgepingeliinidele, sest neil on $r \ll x$ ja $g \ll b$.

Mõistmaks lainepikkuse olulisust, on vajalik tutvustada elektriliinide iseloomulikku suurust, mis on naturaalvõimsus P_{nat} . See on võimsus, mida liin kannab üle, kui koormustakistus võrdub lainetakistusega. Teisisõnu tähendab see seda, et liinis esinevad reaktiivvõimsuskao kompensatsioonid täielikult liini mahtuvusliku võimsusega ja naturaalvõimsus on

$$P_{nat} = \frac{U_N^2}{Z_c} \quad (2.15)$$

kus $Z_c = \sqrt{\frac{x}{b}}$ – lainetakistus.

Kuna liini lõpus koormuseks olev lainetakistus on aktiivtakistus, siis on liini lõpu pinge ja voolu vektorid faasis. Samuti on faasis ka pinge ja vool mis tahes liini punktis, mis tähendab, et reaktiivvõimsuse kadu liinis on null ehk liini induktiivsuse poolt tarbitud reaktiivvõimsus kompenseeritakse liini mahtuvusega genereeritud reaktiivvõimsusega. Naturaalvõimsuse režiimis reaktiivvõimsuse ülekannet ei toimu. Samuti ei muutu kogu liini ulatuses pinge ja voolu moodulid.

Rakendades eespool esitatud võrrandeid kaovaba liini kohta, ehk kui laine protsesside sumbumisega ei arvestata, saadakse järgmine seos:

$$P_1 = P_2 = P = \frac{U_1 U_2}{Z_C \sin \lambda_l} \sin \delta \quad (2.16)$$

Eelnevas valemis tuleb silmas pidada, et liini laine sumbumistegur $\alpha = 0$, mistõttu takistus sõltub ainult imaginaarosast ehk siinusest.

Arvestades, et pinged võrduvad nimipingega $U_1 = U_2 = U_N$ ning arvestades, et $P_{nat} = \frac{U_N^2}{Z_C}$, saab

$$P_{max} = \frac{P_{nat}}{\sin \lambda_l} \rightarrow \frac{P_{max}}{P_{nat}} = \frac{1}{\sin \lambda_l} \quad (2.17)$$

Viimase valemi järgi leitud liini suhtelise läbilaskevõime sõltuvus liini pikkusest on tabelis 2.1. Liini pikkustel üle 1500 km pole selle stabiilne töö võimalik, pikkustel 3000–4500 km võiks liin taas toimida, kuid sellel pole praktilist tähtsust.

Tabel 2.1. Liini suhteline läbilaskevõime. [29]

Liini pikkus, l km	0	375	750	1500
Lainepikkus, λ_l	0	$\frac{\pi}{8}$	$\frac{\pi}{4}$	$\frac{\pi}{2}$
$\frac{P_{max}}{P_{nat}}$	∞	2.63	1.41	1

Suhteliselt lühikeste liinide korral (alla 200 km) võib võtta $\sin \lambda_l \approx \lambda_l$ ning

$$Z_C \sin \lambda_l \approx Z_C \lambda_l = \frac{L_0}{C_0} l = \omega L_0 l = X \quad (2.18)$$

kus L_0 – liini induktiivsus,

C_0 – liini mahtuvus,

ω – nurksagedus.

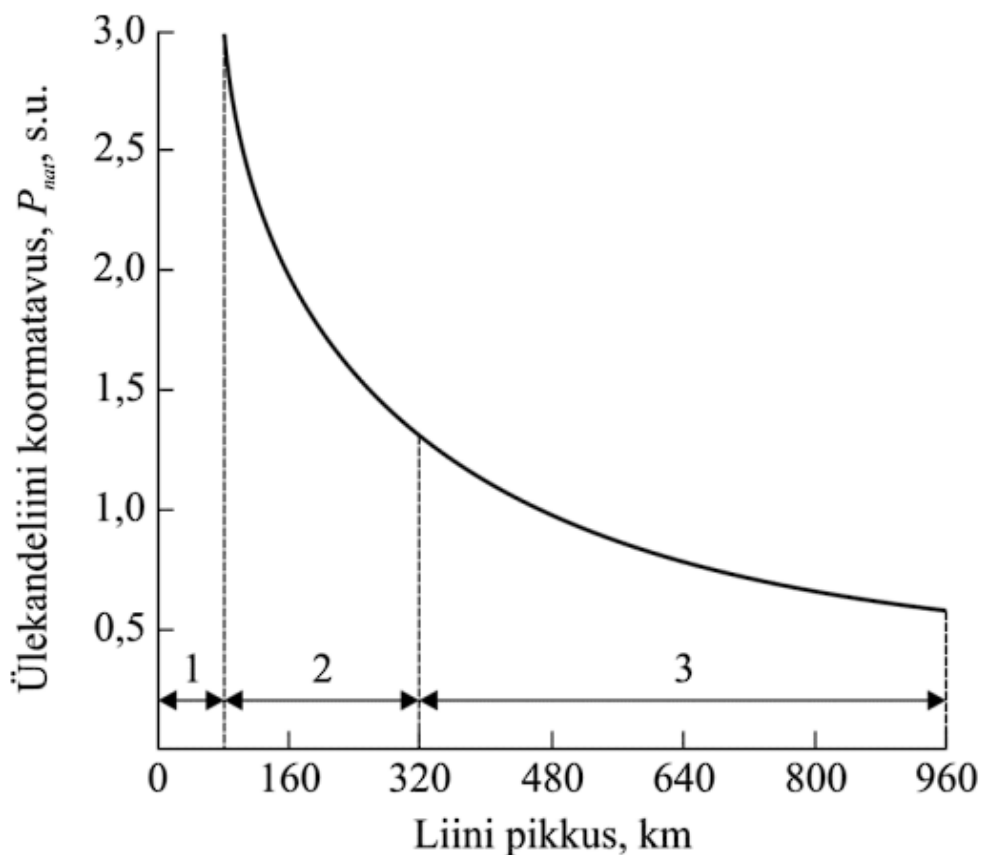
Liinis ülekantava võimsuse saab esitada siis kujul

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta \quad (2.19)$$

ning liini läbilaskevõime

$$P_{max} = \frac{U_1 U_2}{X} \approx \frac{U_N^2}{X} \quad (2.20)$$

Seega sõltub liini läbilaskevõime põhiliselt nimipingest ja induktiivtakistusest, talitlusvõimsus aga pingektorivahelisest nurgast. Arvestada tuleb siiski ka liini termilist taluvust, pingekadu ja ülekande stabiilsust. Tegelikult on lühikestel liinidel pikkusega alla 100 km piiravaks teguriks termiline taluvus, liinidel 100-300 km lubatav pingekadu ning pikematel liinidel stabiilsus. Joonis 2.3 näitab ülekandeliini koormatavuse karakteristikut, mida tuntakse St Claire'i kõverana [30]. See kõver iseloomustab maksimaalset ülekantava võimsuse sõltuvust liini pikkusest ja naturaalvõimsusest. Esimeses tsoonis, kus liini pikkus on kuni 80 km, piiravad läbilaskevõimet termilised tingimused. Teises tsoonis, kus liini pikkus on 80-320 km, on määravaks pingelangud. Pikemate liinide korral staatiline stabiilsus. Liini dünaamiline läbilaskevõime tegeleb ainult esimese tsooniga.



Joonis 2.3. Ülekandeliini koormatavus [29]

2.3 Elektriliinide läbilaskevõime määramine

Õhuliini termiline hinnang näitab maksimaalselt koormusvoolu, mida liin suudab ülekuumenemiste korral taluda. Liini läbilaskevõime on ilmastikust sõltuv funktsioon, mis hõlmab ka tuule kiirust, tuule suunda, õhutemperatuuri, päikesekiirgust ja juhtme maksimaalset temperatuuri. [31]

Liini staatiline läbilaskevõime on termiline hinnang, mis põhineb liini rippel. Liini läbiva koormuse suurenemisel kasvab liini temperatuur ja seega ka liini riipe. Igal liinil on minimaalne lubatud maagabariit, mida ohutuse mõttes ei tohi kunagi rikkuda. Termiline hinnang on liini maksimaalne koormus, mille tulemusena vajub liin minimaalsele maagabariidile. Enamasti määratakse staatiline läbilaskevõime standardile IEEE 738 vastavate ilmastiku parameetritega. Standardsed parameetrid on [5], [31]

- Tuule kiirus $V = 0.61$ m/s
- Tuule suund liini suhtes $\delta = 90$ °C
- Õhutemperatuur $T_a = 40$ °C

Baltikumi süsteemihaldurid kasutavad erinevaid terimilisi parameetreid. Eestis kasutatakse hooajalisi temperatuure läbilaskevõime määramiseks, Lätis ja Leedus kasutatakse aasta ringi 25 °C.

Õhutemperatuurist kohandatud liini läbilaskevõime ehk AAR (ingl *Ambient Adjusted Rating*) on meetod, kus arvatud läbilaskevõime muutub vastavalt arvutuse sagedusest (päev, tund, vm). Läbilaskevõime arvutamisel on õhutemperatuur ainus muutuv ilmastiku parameeter. Ülejäänud parameetrid, nagu tuule kiirus ja tuule suund, on konstantsed. Lisaks on ka päikeselt saadav soojus konstantne ehk öösel justkui päike paistaks. [28]

Liini dünaamiline läbilaskevõime ehk DLR (ingl *Dynamic Line Rating*) on meetod, mis kohandab liini läbilaskevõimsust vastavalt ilmastiku parameetritele, nagu õhutemperatuur, päikesekiirgus, tuule kiirus ja tuule suund. Lisaks ka liini parameetreid nagu juhi maksimaalne lubatud temperatuur. DLR-i tehnoloogiad kuuluvad kahte erinevasse gruppi: otsesed ja kaudsed meetodid. Kaudses meetodis on läbilaskevõimed määratud ilmastikuandmetega, mis on mõõdetud teatud liinipunktis. Mõned DLR-i rakendajad kasutavad kohalikke ilmajaamasid ilmastikuandmete kogumiseks.

Arvutatud tingimused analüüsitakse vastavalt standardile IEEE 738. Otsene meetod baseerub liini muutujate mõõtmisel, nagu näiteks liini temperatuur, positsioon ja pingsus, ripe ja maagabariit, kasutades liinidele paigaldatavaid sensoreid. [28]

2.4 Kasutatav meetodika (CIGRE)

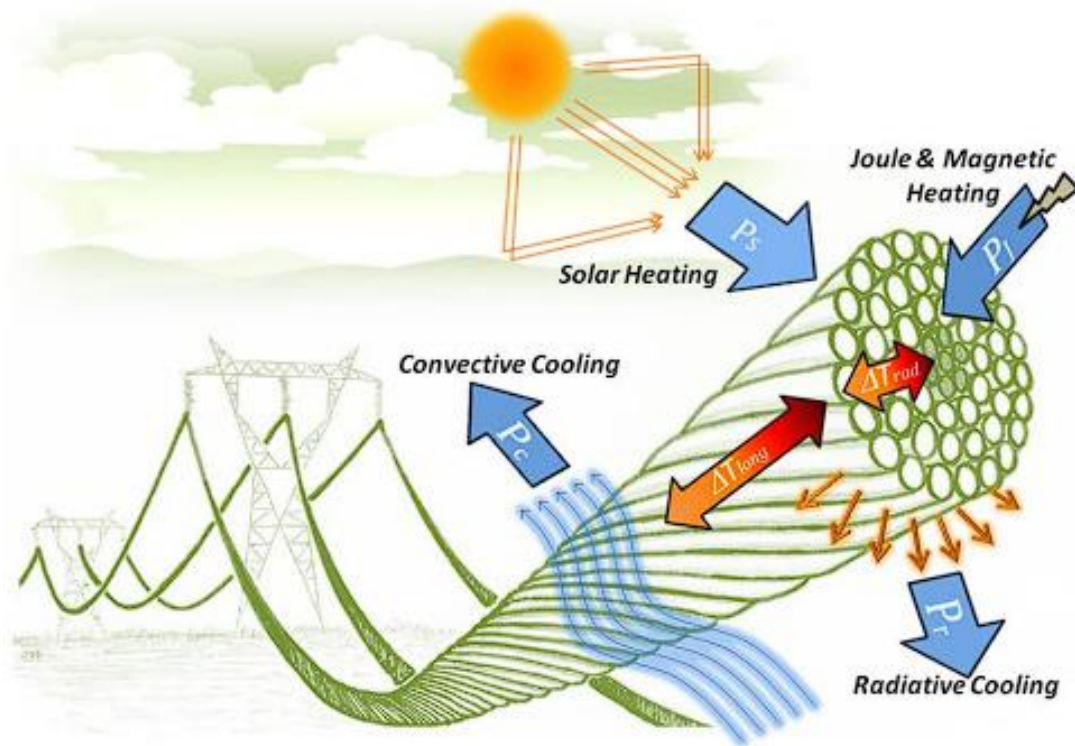
Meetodeid, kuidas dünaamilist läbilaskevõimsust arvutada, on erinevaid. Antud töös kasutatakse CIGRE 601 [32] meetodikat v.a Joule'i soojenemisega seotud arvutused, mis on võetud CIGRE 207 [33] meetodikast, sest CIGRE 601 meetodikas ei tooda täpset arvutusmeetodit välja, vaid esitatakse lühitutvustus.

2.4.1 Püsioleku soojusbilanss

Õhuliinide termiline seisund sõltub valitsevatest ümbritsevatest ilmastikuparameetritest, näiteks tuule kiirusest ja suunast, ümbritsevast temperatuurist või päikesekiirgusest ning läbi selle voolavast elektrivoolust. Eeldades, et kõik need parameetrid jäävad ajas konstantseks, võib juhet pidada püsiolekus, kus nii vool kui ka temperatuur on püsivad. Sellises olukorras on Joule'i ja päikesekiirgusega antud soojus võrdne ümbritsevasse atmosfääri hajuva konvektsiooni ja kiirguse soojuskadudega. Teisejärgulised allikad on koroona kaod ja terassüdamikuga juhtmete magnetilise südamikuga kaod ning perioodilised soojuskaod aurustumise kaudu. Peamised ja teisejärgulised allikad kokku liites saadakse stabiilse oleku soojusbilanssi võrrand:

$$\begin{aligned} \text{Saadud soojus} &= \text{Soojuskaod} \\ P_J + P_S + P_M + P_i &= P_C + P_r + P_w, \end{aligned} \quad (2.21)$$

- kus P_J – Joule'i soojenemine,
 P_S – päikesest saadud soojus,
 P_M – magnetiline soojenemine,
 P_i – koroona tõttu soojenemine,
 P_C – konvektsioonist tingitud jahtumine,
 P_r – soojuskiirgusest tingitud jahtumine,
 P_w – aurustumisest tingitud jahtumine.



Joonis 2.4. Õhuliinide soojenemine ja jahtumine [32]

Koroonakaod mõjutavad juhtme läbilaskevõimsust kõrge niiskuse ja suurte tuulekiiruste korral, muul juhul on selle mõju ebaoluliselt väike. Antud töös sellega ei arvestata. Samuti ei arvestata aurustumisest tingitud jahtumisega, sest on haruldane juhused, et kogu liin on korraga märg ning selle kindlaks tegemine on keeruline. Magnetilise soojenemisega eraldi ei arvestata, kuna Joule'i soojenemises arvestatakse terassüdamekega juhtmete efektiivse takistuse suurendamisega. Arvestades väljatoodud eeldusi lihtsustub võrrand järgmiseks:

$$P_j + P_s = P_c + P_r \quad (2.22)$$

2.4.2 Joule'i soojenemise arvutamine

Joule'i soojenemine viitab energiale, mis tekib voolu voolamisel läbi juhi. Vahelduvvoolu kasutamisel arvestatakse puhta alalisvoolu takistuse ja pinnaefektiga (voolutiheduse suurenemine juhi pinnale lähenedes).

Mitteraudmetalljuhtide korral arvutatakse Joule'i soojenemist valemiga

$$P_j = k_j I^2 R_{dc} [1 + \alpha(T_{av} - 20)], \quad (2.23)$$

kus I – efektiivne vool,

R_{dc} – alalisvoolu takistus ühiku kohta temperatuuril 20 °C,

α – temperatuuri koefitsient, mille väärtus sõltub juhtmetüübist.

Antud töös kasutatakse väärtust $\alpha = 0.004 K^{-1}$, mis kajastab ACSR juhtme tüüpide temperatuuri koefitsienti [33]. Faktor k_j arvestab takistuse suurenemist pinnaefekti tõttu. Keskmiseks väärtuseks soovitatakse võtta $k_j = 1.0123$.

Vahelduvvoolu takistust saab arvutada valemiga

$$R_{ac} = k_j R_{dc} \quad (2.24)$$

Terassüdamikuga juhtide korral on Joule'i soojenemise arvutamine keerukam. Lihtsustatud teooria põhineb võrdsete sisendvõimsuste arvestamine nii vahelduvvoolu kui ka alalisvoolu puhul samal juhi keskmisel temperatuuril. Algselt, kui teatud temperatuur on saavutatud, arvutatakse alalisvool ning seejärel teisendatakse empiiriliste valemite abil alalisvool vahelduvvooluks. Valem Joule'i soojenemise leidmiseks terassüdamikuga juhtide puhul on

$$P_j = I_{dc}^2 R_{dc} [1 + \alpha(T_{av} - 20)] \quad (2.25)$$

Kuna sisendvõimsus peab olema nii vahelduvvoolu kui ka alalisvoolu korral samal keskmisel temperatuuril võrdne, siis tekib järgmine tingimus

$$I_{ac}^2 R_{ac} = I_{dc}^2 R_{dc} \quad (2.26)$$

Kolme alumiiniumkihiga juhtide läbivat vahelduvvoolu ja alalisvoolu arvutatakse vastavalt valemitega

$$I_{ac} = \frac{I_{dc}}{\sqrt{1.0123 + 2.319 \cdot 10^{-5} I_{dc}}} \quad (2.27)$$

$$I_{dc} = I_{ac} \sqrt{1.0123 + 2.36 \cdot 10^{-5} I_{ac}} \quad (2.28)$$

Valemist 2.26 on näha, et $R_{ac}/R_{dc} = (I_{dc}/I_{ac})^2$. Seega kolmekihilistel juhtide puhul, saab valemist 2.28 leida järgneva seose $R_{ac}/R_{dc} = 1.0123 + 2.36 \cdot 10^{-5} I_{ac}$. On näha, et juhul kui $I = 0$, on $R_{ac}/R_{dc} = 1.0123$, mis on pinnaefekti faktor.

Ühe või kahe alumiiniumkihiga teraljuhtide puhul, mille ristlõige $A \geq 175 \text{ mm}^2$ arvutatakse juhti läbivat vahelduvvoolu valemiga

$$I_{ac} = \frac{I_{dc}}{\sqrt{1.0045 + 0.09 \cdot 10^{-6} I_{dc}}} \quad (2.29)$$

Ülejäänud teraljuhtide, ühe või kahe alumiiniumkihiliste juhtide puhul, mille ristlõige $A < 175 \text{ mm}^2$ kasutatakse vahelduvvoolu arvutamiseks järgnevaid tingimusi ($I_k = \frac{I_{dc}}{A} A/\text{mm}^2$):

- Juhul kui $I_k \leq 0.742$, siis $I_{ac} = I_{dc}$
- Juhul kui $0.742 < I_k \leq 2.486$, siis

$$I_{ac} = \frac{I_{dc}}{[1 + 0.02(25.62 - 133.9I_k + 288.6I_k^2 - 334.5I_k^3 + 226.5I_k^4 - 89.73I_k^5 + 19.31I_k^6 - 1.744I_k^7)]^{\frac{1}{2}}}$$

- Juhul kui $2.486 < I_k \leq 3.908$, siis

$$I_{ac} = \frac{I_{dc}}{[1 + 0.02(2.978 - 22.02I_k + 24.87I_k^2 - 11.64I_k^3 + 2.973I_k^4 - 0.4135I_k^5 + 0.02445I_k^6)]^{\frac{1}{2}}}$$

- Juhul kui $I_k > 3.908$, siis

$$I_{ac} = \frac{I_{dc}}{(1.1)^{\frac{1}{2}}}$$

2.4.3 Päikeselt saadava soojuse arvutamine

Juhi päikeselt saadav soojus ühiku kohta P_S (W/m) on proportsionaalne juhi diameetriga D (m), juhi pinna neelduvusega α_s ja päikesekiirguselt saadava soojusega I_T (W/m²):

$$P_S = \alpha_s I_T D \quad (2.30)$$

Liini neelduvuse väärtus varieerub 0.2–0.9 vahel, sõltuvalt juhi vanusest ja ümbruskonnast. Uuemal juhil on neelduvus väiksem ning tööstuskeskkonna lähedal suurem. Pideva varieeruvuse ja väärtuse kindlakstegemise keerukuse tõttu valitakse antud töös neelduvuse väärtuseks 0.8, mis on võetud viite [32] materjalidest, kus kasutatakse seda näidisülesannetes.

Antud töös arvutatakse liinide päikesekiirguselt saadav soojus I_T Haurwitzi mudelit kasutades, mis eeldab, et on selge taevast. Selge taevast, sest see on lihtsustust ja eksimus on positiivses suunas. Praktikas võib arvestada pilvisusega, aga töös ei arvestatud, sest selle kohta puuduvad andmed. Valemi I_T arvutamiseks on järgmine:

$$I_T = 1098 \cos(z) e^{\frac{-0.057}{\cos(z)}}, \quad (2.31)$$

kus z – liini asukoha seniit ehk lagipunkt [34].

Asukoha seniit z leitakse valemiga

$$\cos(z) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(H_a) \quad (2.32)$$

kus φ on pikkuskraad, δ on päikese deklinatsiooni nurk ja H_a on päikese tunninurk [35]. Päikese deklinatsiooni nurka võib defineerida kui nurk ekvaatori ja joone vahel, mis on tõmmatud Maa keskpunktist päikese keskpunktini. δ on võimalik leida valemiga

$$\delta = 23.3 \cdot \sin \left[\frac{2\pi(284 + N^*)}{365} \right] \quad (2.33)$$

kus N^* – aasta päev (1. jaanuar = 1) [32].

Päikese tunninurk on leitav valemiga

$$H_a = 15 \cdot (12 - T) \quad (2.34)$$

kus T on aeg tundides, 0–24 vahel.

Päikese tunni nurk väheneb iga tunni kohta 15 kraadi võrra alates nullist päikese keskpäeval. Päikesekellaaja saamiseks lisatakse standardaja idapoolse pikkuskraadi kohta 4 minutit või lahutatakse standardaja läänepoolse pikkuskraadi kohta 4 minutit.

2.4.4 Konvektsioonist tingitud jahtumise arvutamine

Järgnev teooria põhineb ainult keermega elektrijuhtidel, sest Balti elektrisüsteemidest ei ole 110 kV ega 330 kV puhul kasutusel siledaid juhte (AS, ACSR on keermega juhid).

Konvektsioon on peaaegu alati õhuliinide kõige olulisem jahtumise faktor, isegi kui tuult ei ole. Juhi temperatuur saab olla kõrge ainult siis, kui konvektsioonist tingitud jahtumine on madal. Seega juhile lubatud temperatuuri määramiseks, on fookus olukordades, kus tuulekiirus on väike (3–5 m/s) või null. Arvestatud on kahe erineva konvektsiooni tüübiga: naturaalne konvektsioon, mis tekib olukordades, kus tuulekiirus on null, ja sundkonvektsioon, mis sõltub tuulekiirusest ja -suunast liini suhtes. See tähendab, et väikeste tuulekiiruste puhul domineerib naturaalne konvektsioon ja suuremate tuulekiiruste (alates 5 m/s) korral sundkonvektsioon ning naturaalsed konvektsiooni võib ignoreerida.

Õhuliini konvektsioonist tingitud jahtumist leitakse dimensioonitu Nusselti numbri Nu funktsiooni abil

$$P_c = \pi \lambda_f (T_s - T_a) Nu, \quad (2.35)$$

kus λ_f – õhu soojusjuhtivustegur (W/K·m) temperatuuril T_f ,
 T_f – juhi pinnal oleva õhukile temperatuur,
 T_s – juhi pinna temperatuur,
 T_a – õhutemperatuur.

Õhukilede puhul, mille temperatuur ei ole suurem, kui 300 °C saab soojusjuhtivustegurit leida valemiga

$$\lambda_f = 2.368 \cdot 10^{-2} + 7.23 \cdot 10^{-5} \cdot T_f - 2.763 \cdot 10^{-8} \cdot T_f^2, \quad (2.36)$$

kus õhukile temperatuur $T_f = 0.5 \cdot (T_s + T_a)$.

Järgnevad alapunktid toovad esile, kuidas Nusselti number leitakse sõltuvalt olukorrast (naturaalne konvektsioon või sundkonvektsioon).

Sundkonvektsiooni puhul arvutatakse Nusselti number olukorras, kus tuule suund liini suhtes on risti ning seejärel lisatakse juurde tegeliku tuule suuna arvestamise tegur. Mitmed teadusuuringud on näidanud, et risti tuule suunaga on korrelatsioon Nusselti ja Reynoldsi numbri vahel. [32] Reynoldsi number arvutatakse valemiga

$$Re = \frac{VD}{\nu_f}, \quad (2.37)$$

kus V – tuule kiirus (m/s),
 D on juhi diameeter (m),
 ν_f on õhu kinemaatiline viskoossus (m²/s), mis sõltub juhi kõrgustasandist merepinna suhtes ning seda saab väljendada suhtega $\nu_f = \frac{\mu_f}{\gamma}$, kus μ_f on õhu dünaamiline viskoossus õhukile temperatuuril ja γ on õhutihedus (kg/m³) sõltuvalt juhi kõrgustasandist y (m).

Dünaamiline viskoossus on juhul kui õhukile temperatuur ei ületa 300 °C leitav valemiga

$$\mu_f = (17.239 + 4.635 \cdot 10^{-2} \cdot T_f - 2.03 \cdot 10^{-5} \cdot T_f^2) \cdot 10^{-6} \quad (2.38)$$

Õhutihedus mingil kindlal õhukile temperatuuril on leitav valemiga

$$\gamma = \frac{1.293 - 1.525 \cdot 10^{-4} \cdot y + 6.379 \cdot 10^{-9} \cdot y^2}{1 + 000367 \cdot T_f} \quad (2.39)$$

Nusselti numbri ja Reynoldsi numbri vahelist korrelatsiooni kirjeldab valem

$$Nu_{g0} = B Re^n \quad (2.40)$$

kus koefitsiendid B ja n on leitavad tabelis 2.2. Need sõltuvad Reynoldsi numbrist ja juhi pinnakaredusest R_s , mis on leitav valemiga

$$R_s = \frac{d}{2 \cdot (D - d)}, \quad (2.41)$$

kus d – juhi kõige välisema juhtme kihi diameeter,
 D – juhi kogu diameeter. [32]

Tabel 2.2. B ja n koefitsiendid, mis on vajalikud juhtme sundkonvektsioonist tingitud jahtumise arvutamiseks [32]

Keermega elektrijuht, Rs ≤ 0.05			Keermega elektrijuht, Rs > 0.05		
Re	B	n	Re	B	n
100 - 2650	0.641	0.471	100 - 2650	0.641	0.471
2650 - 50000	0.178	0.633	2650 - 50000	0.048	0.8

Tabelist 2.2 on näha, et juhi pinna karedus ei ole relevantne madalate tuule kiiruste puhul ($Re < 2650$), aga võib suurendada Nusselti numbrit ja seeläbi jahtumist.

Kuna alati ei puhu tuul risti, tuleb arvestada ka tegeliku tuule suunaga δ ehk rüнденurgaga. Selleks kasutatakse järgmisi valemeid

$$\frac{Nu_\delta}{Nu_{90}} = \left(0.42 + 0.68 \cdot (\sin(\delta))\right)^{1.08}, \text{ kui } \delta \leq 24^\circ \quad (2.42)$$

$$\frac{Nu_\delta}{Nu_{90}} = \left(0.42 + 0.68 \cdot (\sin(\delta))\right)^{0.9}, \text{ kui } \delta > 24^\circ \quad (2.43)$$

Turbulentsi kindlaks tegemise keerukuse tõttu antud töös sellega ei arvestata.

Naturaalse sundkonvektsiooni puhul on mitmed teadusuuringud leidnud, et Nusselti number tuulevaikses olukorras sõltub dimensioonita Grashofi Gr ja Prandtli Pr numbritest:

$$Nu_{nat} = A(Gr \cdot Pr)^m, \quad (2.44)$$

kus koefitsiendid A ja m on leitavad tabelist 2.3.

Tabel 2.3. A ja m koefitsiendid, mis on vajalikud juhtme naturaalsest konvektsioonist tingitud jahtumise arvutamiseks [32]

korrutise $Gr \cdot Pr$ vahemik		A	m
Alates	Kuni		
10^{-1}	10^2	1.02	0.148
10^2	10^4	0.85	0.188
10^4	10^7	0.48	0.25
10^7	10^{12}	0.125	0.333

Grashofi number on leitav valemiga

$$Gr = D^3(T_s - T_a) \frac{g}{(T_f + 273)v_f^2} \quad (2.45)$$

kus g on Maa raskuskiirendus $g = 9.81 \text{ m/s}^2$. [32]

Prandtli number on leitav valemiga

$$Pr = c_f \frac{\mu_f}{\lambda_f} \quad (2.46)$$

kus $c_f = 1005 \frac{\text{J}}{\text{kgK}}$ on juhi erisoojus, mille väärtus on võetud CIGRE 601 näitest.

2.4.5 Soojuskiirgusest tingitud jahtumise arvutamine

Soojuskiirgusest tingitud jahtumine on juhi pinnalt edastatud kogu soojusenergia. Seda saab leida valemiga

$$P_r = \pi D \sigma_B \epsilon_s [(T_s + 273)^4 - (T_a + 273)^4], \quad (2.47)$$

kus σ_B – Stefan-Boltzmanni konstant,

ϵ_s – juhi pinna emissiivsustegur.

Antud töös on emissiivsustegur $\epsilon_s = 0.7$.

2.5 Erinevate sisendandmete mõju dünaamilise läbilaskevõimele

Antud alapeatükk toob esile, kuidas erinevad sisendparameetrid mõjutavad teatud juhi dünaamilist läbilaskevõimsust (DLR). Enimlevinud meetodid DLR-i arvutamiseks on IEEE738-meetod [5], CIGRE207- ja CIGRE601-meetodid [5], [32], [36]. Selles alapeatükis kasutatakse CIGRE601-meetodit.

Joonis 2.5 toob välja ACSR 26/7 „Drake“ juhtmetüübi dünaamilise läbilaskevõimsuse variatsioone erinevate parameetrite muutmisel. Algsed parameetrite väärtused, mis on võetud CIGRE601 näidisülesandest, on järgmised:

- Õhutemperatuur – 40 °C
- Tuule kiirus – 0.61 m/s
- Tuule rüнденurk – 60 °C
- Elektri juhi valguse neelduvustegur – 0.8
- Elektri juhi emissiivsustegur – 0.8
- Elektri juhi lubatud maksimaalne temperatuur – 100 °C

Ümbritseva õhutemperatuuri mõju liini dünaamilisele läbilaskevõimele analüüsiti vahemikes -40 °C kuni 40 °C ning tulemustes saadi, et külmimal temperatuuril oli DLR üle 1500 A ja kuumima puhul 1000 A ehk ligikaudselt 500 A erinevus, 6.25 A/1 °C.

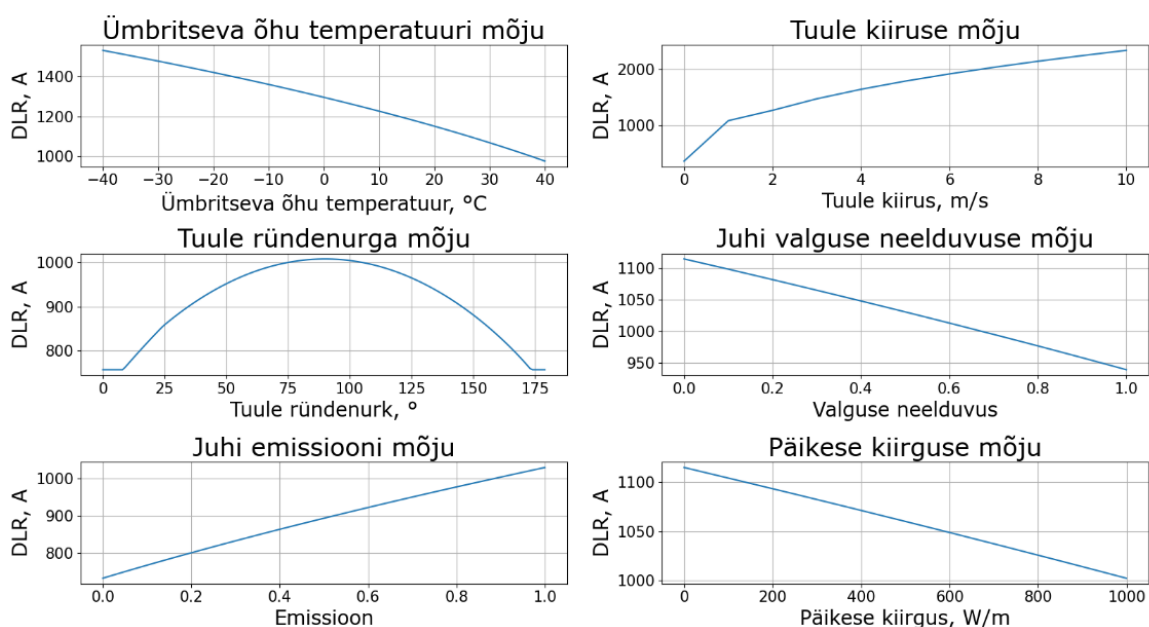
Tuule kiiruse mõju DLR-ile analüüsiti vahemikes 0 m/s kuni 10 m/s. On näha, et väikestel tuulekiirustel (1–2 m/s) on DLR 10 m/s tuulega võrreldes peaaegu kahekordselt väiksem. Tuulevaiksel ajal on see lausa kümnekordselt väiksem. See näitab dünaamilise läbilaskevõime arvutamise keerukust ja varieeruvust. Antud töös arvutatakse DLR püsiolekus ehk tuule kiiruse hüppelised muutused mõjutavad samamoodi hüppeliselt ka DLR-i tulemusi. Teisisõnu, kui näiteks ühel tunnil on tuule kiirus 10 m/s ja järgmisel tunnil on 4 m/s, siis antud tulemuste põhjal väheneb DLR diskreetselt mitmesaja ampri võrra. Hüppelisuse vähendamiseks on vajalik kasutada diferentsiaalvõrrandite matemaatilisi mudeleid, mis on kasutusel ebapüsiva oleku arvutusmetoodikas [36].

Tuule rüнденurga mõju DLR-ile on suurim juhtme suhtes ristisuunal. Drake'i juhtme puhul, kui tuule kiirus on 0.61 m/s, on juhtme suhtes ristisuunalise tuule rüнденurgaga liini läbilaskevõimsus ligikaudu 1000 A ja pikuti 700 A.

Elektrijuhi emissiivsus ja neelduvustegur on omavahel negatiivses korrelatsioonis: kui juhi emissiivsus väheneb, siis neelduvus tüüpiliselt suureneb. Uutel juhtmetel on enamasti emissiivsus suurem ja neelduvus väiksem ning vanadel vastavalt väiksem ja suurem.

Päikese kiirguse mõju on seotud elektrijuhi emissiivsuse ja neelduvusteguriga. Mida rohkem suudab juht emiteerida ja vähem neelduda päikese kiirgust, seda suurem on liini dünaamiline läbilaskevõime.

Elektrijuhi lubatud maksimaalne temperatuur ja liini riipe on omavahel seotud ning nende väärtuste vahel tuleb projekteerimisel leida tasakaal. Suurem lubatud temperatuur suurendab läbilaskevõimet, kuid selle arvelt on ka riipe suurem. See tähendab, et projekteerimisel tuleb leida kompromiss liini mastide arvu ja maksimaalse lubatud temperatuuri vahel. Joonisel 2.5 on näha, et Drake'i juhtme puhul on DLR 40 °C juures 750 A ja 30 °C juures 525 A.

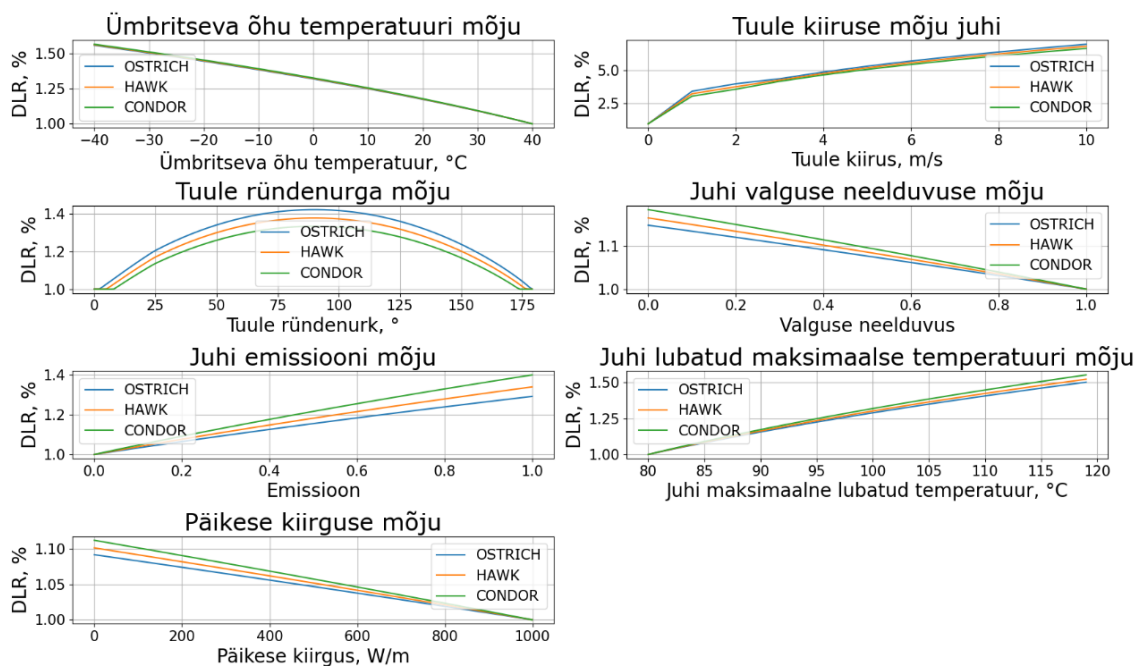


Joonis 2.5. Erinevate sisendandmete mõju juhi ACSR 26/7 „Drake'i” dünaamilisele läbilaskevõimele

Joonis 2.6 toob esile, kuidas protsentides erinevad parameetrid mõjutavad erinevate juhtide DLR-i. Võrdluses olevad juhid on: [37]

- ACSR 152/25 „OSTRICH“ ehk 152-A1/S1A-26/7
- ACSR 242/39 „HAWK“ ehk 242-A1/S1A-26/7
- ACSR 402/32 „CONDOR“ ehk 403-A1/S1A-54/7

On näha, et kõige väiksemad erinevused on muutes ümbritseva õhutemperatuuri, tuule kiirust ja juhi lubatud maksimaalset temperatuuri. Suurim erinevus on tuule rüнденurga muutmisel, kus juhi suhtes 90 kraadise rüнденurgaga on OSTRICHi DLR 0.1% suurem kui CONDORil. Lisaks võib täheldada, et tuule nurk ja rüнденurk mõjutavad väiksema ristlõikega juhte rohkem ning ülejäänute parameetrite korral on vastupidi. See tulemus on loogiline, kuna väiksema ristlõikega juht on kergem ja seega lihtsamini mõjutatav tuulest, samas kui suurema ristlõikega juhil on igasugused soojusmahtuvused ja neelduvused suuremad ning seega mõjutavad nendega seotud parameetrid suurema ristlõikega juhte rohkem.



Joonis 2.6. Erinevate sisendandmete mõjud erinevatele elektrijuhtide (ACSR 152/25 „OSTRICH“, ACSR 242/39 „HAWK“, ACSR 402/32 „CONDOR“) dünaamilisele läbilaskevõimele

2.6 Dünaamilise läbilaskevõime arvutamiseks vajalike andmete kogumine

Et analüüsida õhuliinide dünaamilise läbilaskevõime mõju Balti elektrisüsteemide vahelistele pudelikaeladele, on kõigepealt vaja arvutada Balti elektrisüsteemi õhuliinide dünaamilised läbilaskevõimsused. Selleks on vaja teada õhuliini juhtide tüüpe, faaside arvu, asukohta ja ilmastikuandmeid.

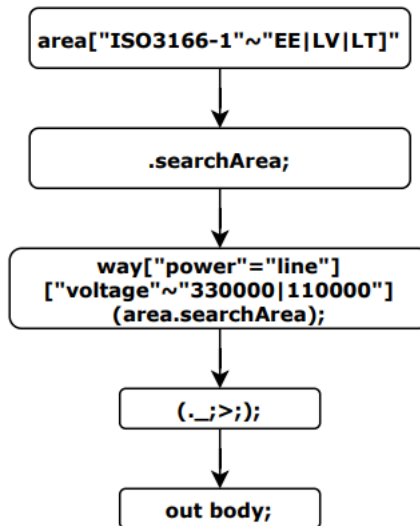
2.6.1 Õhuliinide tehnilised andmed

Antud töös piirduakse ainult Baltikumi 110 kV ja 330 kV õhuliinidega. Liinide tehnilised andmed, nagu juhtide tüübid ja faaside arv, on saadud Balti süsteemihalduritelt ja Balti RCC-lt, v.a Läti 110 kV õhuliinid, mille kohta andmed puuduvad, mistõttu kasutatakse nende puhul enimlevinud 110 kV õhuliini andmeid [37]:

- Juhi tüüp: 242-AL1/39-ST1A
- Faaside arv: 1
- Juhi maksimaalne lubatud temperatuur: 60 °C

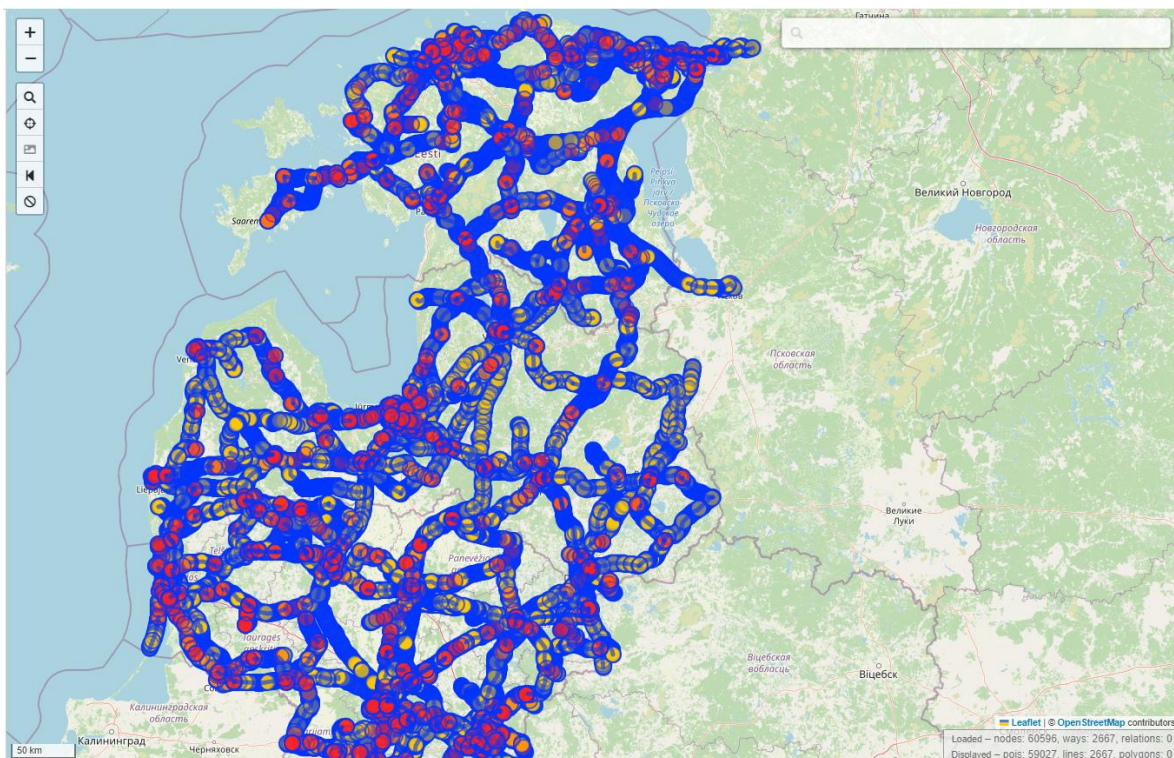
2.6.2 Õhuliinide asukohad

Õhuliinide asukoha leidmine on tarvilik dünaamilise läbilaskevõime arvutamise jaoks vajalike parameetrite määramiseks. Näiteks päikesekiirguselt saadav soojus I_T , mille arvutamiseks tuleb teada liini asukoha seniiti. Antud töös kasutatakse selleks Overpass [38] lähtekoodi, mis on esitatud joonisel 2.7.



Joonis 2.7. Voodiagramm, mis kujutab käsurida, mis väljastatakse Overpass Turbole, et saada Balti riikide 110 kV ja 330 kV liinide mastide koordinaadid

Jooniselt 2.7 on näha, et päritav ala ehk *area* on Eesti, Läti või Leedu, ja päritav andmetüüp on elektriliin ehk *power = line*, mille nimipinge ehk *voltage* on 330000 V või 110000 V. Balti riikide kõik 110 kV ja 330 kV õhuliinide mastid on märgitud joonisel 2.8.



Joonis 2.8. Overpass turbost päritud Balti riikide 110 kV ja 330 kV õhuliinid ja mastid

2.6.3 Ilmastikuandmed

Ilmastikuandmed, nagu õhutemperatuur, tuule kiirus ja tuule suund, on täpsuse eesmärgil saadud kohalikest ilmajaamadest. Eesti ilmajaamade ilmastikuandmed pärinevad Keskkonnaagentuurist [39] ja Leedu andmed kohalikust ilmastiku avatud lähtekoodist meteo.lt [40]. Paraku osutus Läti kohalikust ilmajaamast ajalooliste ilmastikuandmete saamine keeruliseks, mistõttu lepitakse avatud lähtekoodiga Open-Meteo, kust saadakse ilmastikuandmed Läti suurimate ilmajaamade koordinaatide kaudu [41].

Tabelis 2.4 on näidatud, kuidas 1. jaanuaril 2023 teatud liini dünaamiline läbilaskevõime muutub ilmastiku parameetrite tõttu. Öösel, kus antud kuupäeval on tuule kiirus suurem, tuule rüнденurk ligi 90 kraadi ja päikesekiirgust ei ole, on DLR maksimaalselt 1166 A. Päeval, mil päike paistab, väheneb DLR vahemikku 800-900 A. Kuigi tegu on kesktalve perioodiga, siis tegelikult päikesekiirgus nii väga ei mõjuta, vaid pigem tuule kiirus, mis on mõnel tunnil alla 1 m/s. Väikseim DLR antud ajaaknas on 767 A ja on näha, et tuule kiirus on suhteliselt madal (1.1 m/s) ja samuti on tuule rüнденurk peaaegu pikuti liini suhtes (160 kraadi).

Tabel 2.4. Ilmastikuandmed koos ühe Baltikumi 110 kV liini dünaamilise läbilaskevõimega 1. jaanuaril 2023. Aeg on UTC (ingl *Universal Time Coordinated*) ajavööndis

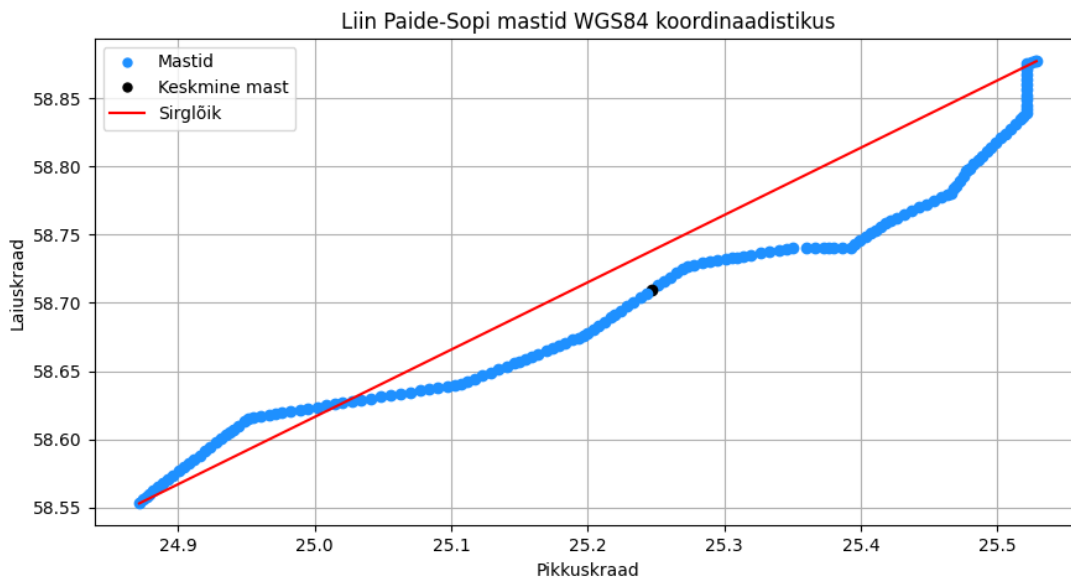
Kuupäev	Tuule suund	Tuule kiirus, m/s	Liini asimuut	Tuule rüнденurk	Päikesekiirguse soojus, W/m ²	DLR, A
2023-01-01 00:00:00	240°	4.3	161°	79°	0	1146
2023-01-01 01:00:00	254°	4.2	161°	93°	0	1153
2023-01-01 02:00:00	257°	3.9	161°	96°	0	1166
2023-01-01 03:00:00	248°	2.6	161°	87°	0	1140
2023-01-01 04:00:00	235°	2	161°	74°	0	1039
2023-01-01 05:00:00	241°	2.4	161°	80°	0	1122
2023-01-01 06:00:00	247°	1.5	161°	86°	0	961

Tabel 2.4 järg.

2023-01-01 07:00:00	248°	1	161°	87°	0	886
2023-01-01 08:00:00	258°	1.1	161°	97°	14	902
2023-01-01 09:00:00	250°	0.8	161°	89°	64	852
2023-01-01 10:00:00	255°	1.3	161°	94°	92	920
2023-01-01 11:00:00	267°	0.9	161°	106°	90	851
2023-01-01 12:00:00	270°	1.1	161°	109°	57	899
2023-01-01 13:00:00	321°	1.1	161°	160°	7	767
2023-01-01 14:00:00	303°	0.8	161°	142°	0	796
2023-01-01 15:00:00	249°	1	161°	88°	0	929
2023-01-01 16:00:00	229°	1.3	161°	68°	0	972
2023-01-01 17:00:00	230°	1.3	161°	69°	0	972
2023-01-01 18:00:00	256°	1.2	161°	95°	0	970
2023-01-01 19:00:00	303°	2.5	161°	142°	0	1071
2023-01-01 20:00:00	279°	1.8	161°	118°	0	1039
2023-01-01 21:00:00	276°	1.6	161°	115°	0	1015
2023-01-01 22:00:00	265°	2	161°	104°	0	1116
2023-01-01 23:00:00	272°	1.2	161°	111°	0	947

2.6.4 Andmete sidumine

Parameetrite, nagu juhi päikeselt saadava soojuskiirguse I_T arvutamiseks on vaja määrata õhuliini kindel asukoht. Dünaamilise läbilaskevõime täpseks arvutamiseks tuleks ilmastikuga seotud parameetrid arvutada iga liini masti vahelt eraldi ja valida sealt minimaalne väärtus. Antud töös määratakse lihtsustusena liini asukohaks liini keskmine mast WGS84 koordinaadistiku järgi (vt joonis 2.9).



Joonis 2.9. Liin Paide-Sopi mastid WGS84 koordinaadistikus. Keskmine mast on määratud liini asukohaks. Tuule rüнденurk määratakse kahe lõpp-masti vahele tõmmatud sirglõigu abil

Kahe lõppmasti vahele tõmmatud sirglõik määrab tuule rüнденurga (vt joonis 2.9). Selleks arvutatakse kahe joone vaheline asimuut tegeliku põhjasuuna suhtes. Teades mõlema lõpp-masti pikkus- ja laiuskraade $pikk_1, lai_1, pikk_2, lai_2$ on asimuut A leitav valemiga [42]

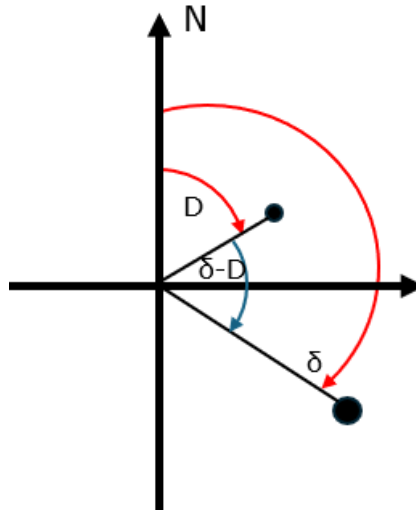
$$A = \tan^{-1}2(y, x) = 2 \tan^{-1} \frac{y}{\sqrt{x^2 + y^2} + x}, \quad (2.48)$$

kus

$$x = \cos(lai_1) \sin(lai_2) - \sin(lai_1) \cos(lai_2) \cos(lai_2 - lai_1),$$

$$y = \sin(pikk_2 - pikk_1) \cos(lai_2).$$

Ilmastikuandmetest on tuule suuna asimuut teada (WGS84 koordinaatides). Tuule rüнденurk liini suhtes on tuule suuna ja liini asimuutide saldo (vt joonis 2.10).



Joonis 2.10. Tuule rüнденurga määramine. N – tegelik põhjasuund, D – tuule suuna asimuut, δ – liini asimuut, $(\delta - D)$ – tuule rüнденurk liini suhtes

Keskmise masti asukoha suhtes määratakse liinile lähima ilmajaama ilmastikuandmed. Masti kaugused ilmajaamadest arvutatakse Haversini valemiga [43], mis koordinaatidega saab järgmise kuju:

$$distant = 2R \sin^{-1} \left(\sqrt{\sin^2 \left(\frac{\Delta lai}{2} \right) + \cos(lai_2) \cos(lai_1) \sin^2 \left(\frac{\Delta pikk}{2} \right)} \right), \quad (2.49)$$

kus

$$\Delta lai = lai_2 - lai_1,$$

$$\Delta pikk = pikk_2 - pikk_1,$$

R – Maa raadius (6371 km).

Tabelis 2.5 on välja toodud erinevate õhuliinide lähimad ilmajaamad ja sealt saadud ilmastikuandmed (õhutemperatuur, tuule kiirus ja tuule suund). Liini referentspunktiks määratakse liini keskmine mast, mis on saadud Overpass Turbost.

Tabel 2.5. Ilmajaamadest võetud erinevate liinide ilmastikuandmed 1. jaanuaril 2023 kell 00:00.

Liini nimi	Ilmajaam	Keskmine mast, pikkus- ja laiuskraad	Õhu-temperatuur, °C	Tuule kiirus, m/s	Tuule suund
Ahtme-Aidu	Kunda	27.27°59.33'	5	7	206°
Ahtme-Illuka	Narva	27.50°59.27'	4	5	209°
Aruküla-Balti	Kunda	26.54°59.32'	5	7	206°
Aulepa-Narva	Dirhami	23.61°59.15'	4	6	222°
Järvakandi-Kehtna	Kuusiku	24.70°58.80	5	3	220°
Martna-Lihula	Haapsalu	23.90°58.75'	4	3	220°
Põltsamaa-Imavere	Tooma	25.89°58.69'	5	2	223°
Rõngu-Tõrva	Valga	26.03°58.08	5	3	228°

Tabel 2.6 on esitatud erinevate õhuliinide välja arvatud tuule rüнденurgad. Selleks lahutatakse ilmajaamast saadud tuule suunast maha liini asimuut, mis on määratud õhuliini kahe äärmise masti vahel oleva joone põhjal (vt joonis 2.4).

Tabel 2.6. Tuule rüнденurga leidmine erinevatele liinidele ja tuule suund 1. jaanuaril 2023 kell 00:00

Liini nimi	Mast 1, pikkus- ja laiuskraad	Mast n, pikkus- ja laiuskraad	Tuule suund	Liini asimuut	Tuule rüнденurk
Ahtme-Aidu	27.06°59.34'	27.44°59.31'	206°	-81°	107°
Ahtme-Illuka	27.50°59.23'	27.44°59.31'	209°	161°	47°
Aruküla-Balti	25.00°59.27'	28.12°59.36'	206°	-92°	118°
Aulepa-Narva	23.72°59.21'	23.59°59.09'	222°	30°	11°
Järvakandi-Kehtna	24.81°58.78'	24.58°58.51'	220°	104°	115°
Martna-Lihula	23.79°58.84'	24.01°58.73'	220°	-46°	86°
Põltsamaa-Imavere	25.97°58.64'	25.80°58.76'	223°	142°	81°
Rõngu-Tõrva	25.89°58.01'	26.24°58.13'	228°	-124°	172°

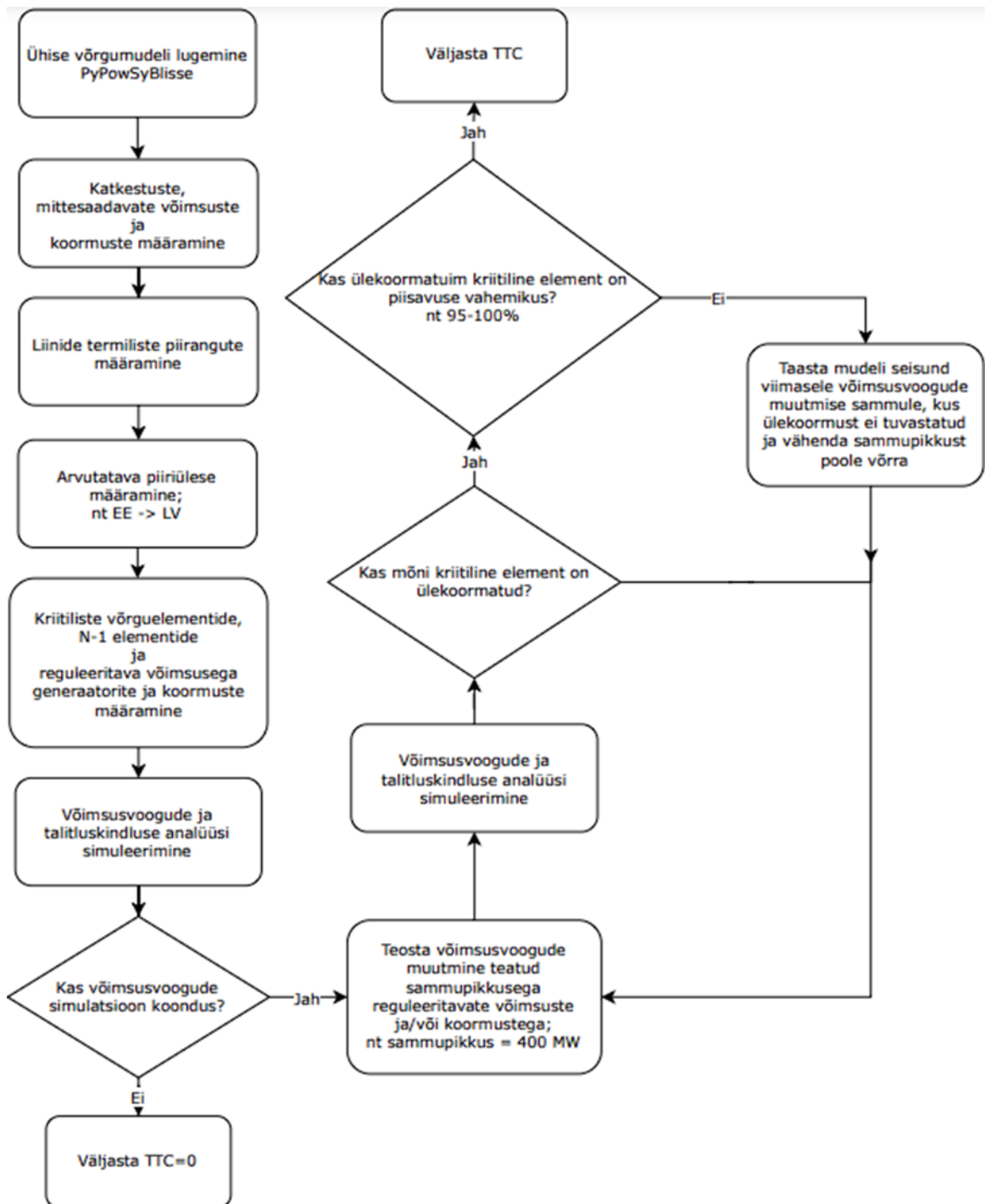
3 TÄIENDATUD VÕRGUMUDELI KASUTAMINE BALTIKUMI PUDELIKAELADE ANALÜÜSIKS

3.1 Koostatud meetodika

Käesolevas töös arvutatakse 2023. aasta Balti riikide piiride vahelised ülekandevõimsused (TTC) iga tunni kohta, millest omakorda arvutatakse neto-ülekandevõimsused (NTC). TTC arvutamiseks kasutatakse regionaalse koordineerimiskeskuse Balti RCC poolt koostatud päev-ette ühist võrgumudelit (vt punkt 1.3.3). Mudel koosneb Balti elektrisüsteemide põhivõrkudest (110 kV ja 330 kV liinid) ning mudeli modifitseerimiseks ja talitusanalüüside simuleerimiseks kasutatakse Pythoni avatud lähtekoodi PyPowSybl (vt alapeatükk 1.5).

Joonis 3.1 toob välja ühe tunni ühe piiriülese arvutuskäigu. Ühine võrgumudel loetakse ainult üks kord PyPowsyblisse, aga pärast igat TTC arvutust taastatakse mudeli algne olek. On näha, et kui baasolekus ehk enne võimsusvoogude muutmist mudel hajub, siis väljastatakse $TTC = 0$ MW. Reaalsuses sellist olukorda ei tohiks juhtudagi, kuid selles töös võivad need tekkida, sest:

- kasutatakse ainult ühte võrgumudelit ehk ühel kindlal baasolekus olevat süsteemi, mis võib olla tundlikum
 - teatud katkestustele (vt alapunkt 3.1.1)
 - koormuse muutmismetoodika vastu (vt alapunkt 3.1.2)
 - võimsusvoogude ja talituskindluse analüüsid simuleeritakse alalisvoolu süsteemina (vt alapunkt 3.1.3)



Joonis 3.1. Diagramm ühe tunnipõhise piiriülese arvutuskäigu kohta

Piiride vaheliste TTC arvutusmetoodika põhineb itereerimismeetodil. See tähendab, et piiri ümbritsevate elektrivõrgu süsteemide võimsusi või koormusi muudetakse proportsionaalselt ja omavahel vastupidises suunas seni, kuni talitluskindluse analüüsis on mingi kriitiline element võimalikult lähedal ülekoormusele. Antud töös kasutatakse ülekandevõimsuste arvutamiseks Balti süsteemihaldurite poolt defineeritud aasta-ette kriitilisi võrguelemente, N-1 elemente ja reguleeritava võimsusega generaatoreid ja koormusi. Kriitilised võrguelemendid on 330 kV liinid, N-1 elemendid on lisaks 330 kV

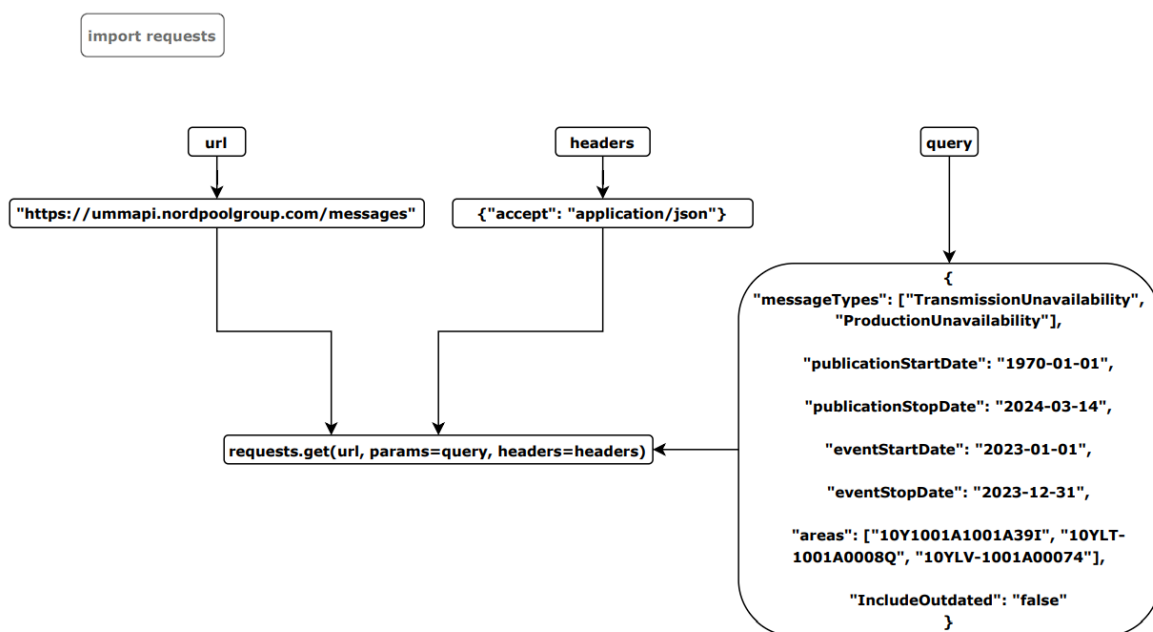
liinidele ka nende võimsustrafod ja reguleeritava võimsusega generaatorid on Balti suurimad generaatorid ja HVDC-d.

TTC arvutust teostatakse 2023. aasta iga tunni kohta ehk 8760 korda kolme erineva liini ülekandevõimsusega:

1. Liini staatiline läbilaskevõime 25 kraadiga
2. Õhutemperatuurile kohandatud liini läbilaskevõime
3. Liini dünaamiline läbilaskevõime

3.1.1 Nordpool REMIT UMM andmete päring

Tunnipõhisel TTC arvutamisel arvestatakse liini ja generaatorite katkestusega ja generaatorite piirangutega (vt punkt 3.1.1). Lisaks võetakse arvesse nädal-ette ennustatud koormustega Balti elektrisüsteemide koormusi (vt punkt 1.3.3). 2023. aasta katkestuste andmed Nordpool REMIT UMM platvormilt saadakse päringuga, mis on väljatoodud voludiagrammi kujul joonisel 3.1. Päring koostatakse Pythoni programmeerimiskeeles.



Joonis 3.2. Vooludiagramm, mis kujutab Nordpool REMIT UMM-ist päringuga saadud 2023. aasta tunnipõhiseid katkestusi

Katkestused (andmepäringus *TransmissionUnavailability*) ja mitte kättesaadavad generaatorite tootmised (andmepäringus *ProductionUnavailability*) saadakse muutuja

messageTypes kaudu. Andmete päringu ajaaken määratakse muutujatega *eventStartDate* (alguskuupäev) ja *eventStopDate* (lõppkuupäev). Andme päringule kuuluvad alad määratakse muutujaga *areas* ning mille sisenditeks on alade EIC koodid. Alade IEC koodi tüüp on *PARTY X* [44]. Eesti, Läti ja Leedu *PARTY X* koodid on vastavalt:

- 10Y1001A1001A39I
- 10YLV-1001A00074
- 10YLT-1001A0008Q

3.1.2 Koormuste määramine mudelis

Antud töös määratakse süsteemi koormused vastavalt mudeli baaskoormuse $P_{süsteem}$ ja ENTSO-E nädal-ette prognoositud koormuste P_{w-1} saldole P_{saldo} :

$$P_{saldo} = |P_{süsteem} - P_{w-1}|$$

Igal Balti elektrivõrgu süsteemil (Eesti, Läti, Leedu) on mudelil koormuste hulk X defineeritud

$$X = \{x_i, \dots, x_n\}$$

kus x_i on koormuse element ja n on koormuste elementide arv ühes elektrivõrgus. Vastav hulk summeeritakse X_Σ

$$X_\Sigma = \sum_{i=1}^n x_i$$

ning koormuse summa kaudu määratakse igale koormuse elemendile koefitsient x_{coeff}

$$x_{coeff} = \frac{x_i}{X_\Sigma}$$

P_{saldo} ja koormuselementide koefitsiendi korrutisega määratakse uued koormused:

$$x_{uus} = x_{coeff} P_{saldo}$$

3.1.3 Talitus- ja talituskindlusanalüüsi sisendparameetrite valik

Võimsusvoogude analüüsid simuleeritakse PyPowSybli klassidega. Antud töö analüüsides arvestatakse järgmiste parameetritega.

- Süsteemi tüüp – vahelduv- või alalisvool
- *Slack*-sõlme olemasolu
- Balansseerimise tüüp
- Saartalitluse tüüp

Alalis- või vahelduvvoolusüsteemi valik põhineb koodi kiirusest: TTC arvutus ühe tunni kohta võtab vahelduvvool talituskindluse analüüsi korral aega keskmiselt 7 minutit, DC puhul 2 minutit. Seega AC puhul võtab 2023. aasta TTC arvutamise aega

$$8760 \cdot 7 = 61320 \text{ min} = 1022 \text{ h} = 43 \text{ päeva}$$

DC puhul võtab sama arvutus keskmiselt aega

$$8760 \cdot 2 = 17520 \text{ min} = 292 \text{ h} = 12 \text{ päeva}$$

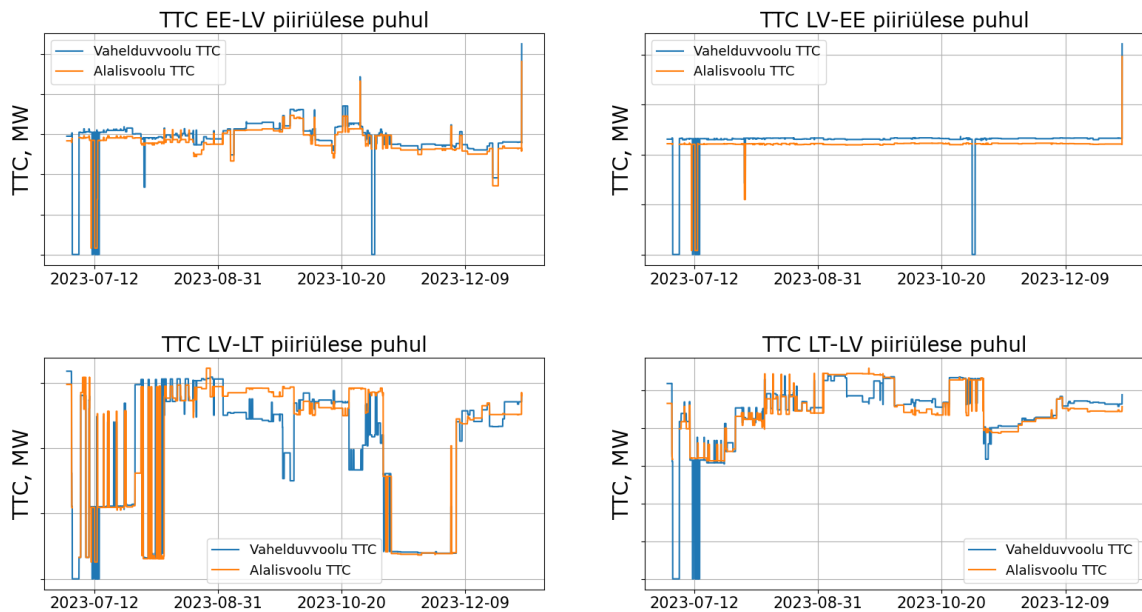
Et arvutuse kestust vähendada, kasutatakse paralleelset arvutamist. See tähendab, et 8760 arvutuskordsust jaotatakse ära vastavalt koodi arvutamiseks kasutatava arvuti protsesside arvule. Töö autor kasutab arvutit, millel on 16 protsessorit. Koodi paralleelse jooksutamise abil võtab vahelduvvoolu puhul 2023. aasta TTC arvutamise aega

$$\frac{8760 \cdot 7}{16} = 3832.5 \text{ min} = 63.88 \text{ h} = 2.66 \text{ päeva}$$

Alalisvoolu puhul võtab sama arvutus keskmiselt aega

$$\frac{8760 \cdot 2}{16} = 1095 \text{ min} = 18.25 \text{ h} = 0.76 \text{ päeva}$$

Kuna alalisvooluga võimsusvoogude simuleerimine võtab võrreldes vahelduvvooluga palju vähem aega, siis antud töös kasutatakse seda TTC-de arvutamiseks. PyPowSyBl kasutab vahelduvvoolu võimsusvoogude arvutamiseks Newton-Raphsoni algoritmi, alalisvoolu puhul aga lineaarset lähenemist ehk lineaarvõrrandeid [45]. Joonis 3.3 toob välja alalis- ja vahelduvvooluga simuleerimise erinevused. On näha, et tulemused on üsna sarnased, kuid mitte identsed.



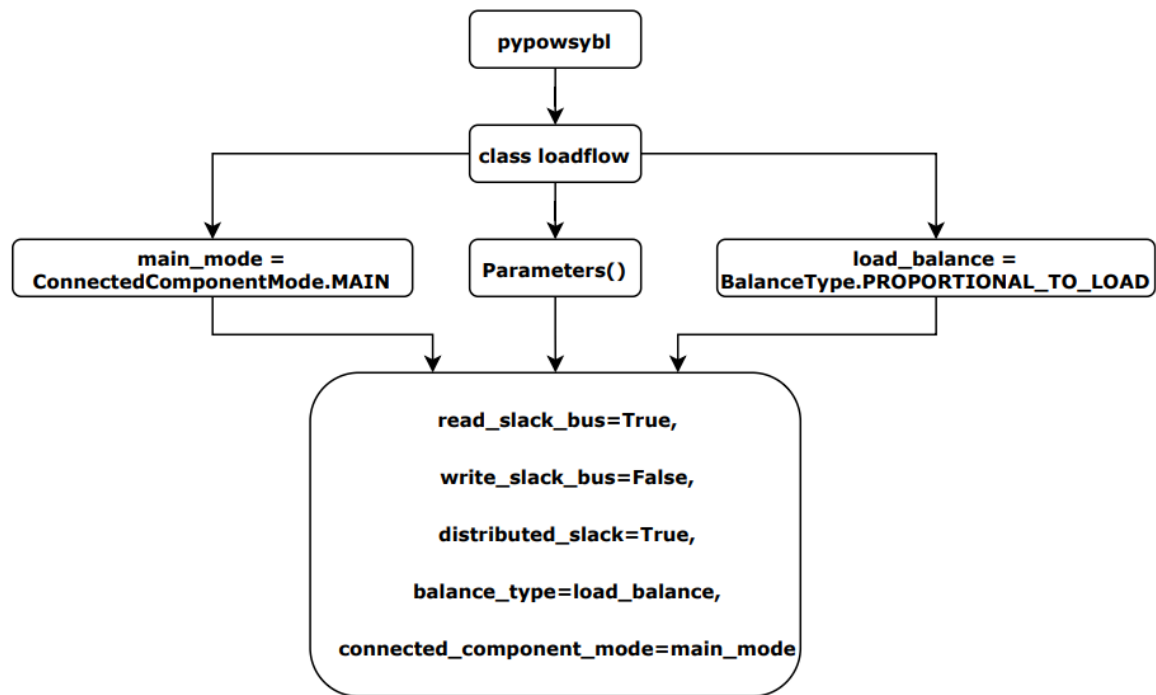
Joonis 3.3. Alalisvoolu võimsusvoogude simulatsiooni TTC tulemuste erinevused võrreldes vahelduvvooluga Eesti-Läti (ülemine, järjestus näitab voogude suunda ehk esimesest teise) ja Läti-Leedu (alumine) piiriüleste puhul

Slack-sõlmega arvestatakse ning see loetakse ühisest võrgumudelist, kus on juba süsteemihaldurite poolt *Slackid* defineeritud (igal süsteemil on oma *slack*). Samuti määratakse *Slackid* „jaotajaks“ (ingl *distributed slack*). See tähendab, et vastavalt määratud balansi tüübile, *Slacki* aktiivvõimsus jaotatakse koormustele või generaatoritele.

Balansseerimistüübiks on koormus ehk *Slackide* koormus jaotatakse süsteemide koormuste vahel ära. Valiku põhjus põhineb selles, et antud töös kasutatakse ühte ainsat päev-ette ühist võrgumudelit mudelit, millel on kindel võimsuste netopositsioon määratud, ja antud töö koormuste muutmise meetodika võib ilma koormuse balanseerimistüübi *Slackideta* põhjustada süsteemi hajuvust ning hajuvus alalisvoolu süsteemis on kergesti tekkiv.

Saartalitluse tüübiks määratakse „põhiline saar“ (*MAIN*) ehk juhul, kui analüüsi käigus tekivad saarestumised, siis simulatsioon ignoreerib neid ja jätkab põhilise süsteemiga. Kuigi selline valik võib tunduda ohtlik, siis suuremad saarestumised on haruldased ning alalisvoolu süsteemina mudelit simuleerides tekivad suurtel saarestumistel kergemini hajuvused ning sellega on maksimaalne TTC leitud.

Joonis 3.4 kujutab voludiagrammi, mis kirjeldab, kuidas avatud lähtekoodiga PyPowSyBI määratakse parameetrid võimsusvoogude analüüsiks.



Joonis 3.4. Diagramm, mis kirjeldab parameetrite määramist võimsusvoogude analüüsiks avatud lähtekoodiga PyPowSyBI

Slack-sõlme lugemine ühisest võrgumudelitest määratakse muutujaga *read_slack_bus*. *Slacki* määramine jaotajaks määrab muutuja *distributed_slack*. Balansseerimistüübi määrab muutuja *balance_type*, mis käesolevas töös määratakse koormusele proportsionaalsena. Põhilise saare valiku määrab muutuja *connected_component_mode* sisendiga *MAIN*. Ülejäänud parameetrid jäetakse muutumata, mis tähendab, et PyPowSyBI võtab algselt defineeritud väärtused.

3.1.4 Netoülekandevõimsuste arvutamine

Lisaks liini enda läbilaskevõimele tuleb arvestada ka muude võrgu elementide jm piirangutega. Näiteks on nendeks voolu- ja pingetrafod, relee- ja distantskaitsed, pinge ja stabiilsuse piirangud. Suurem osa sellest infost ei ole kättesaadav ning nendega umbkaudselt arvestamiseks määratakse lihtsustusena liini läbilaskevõime ülempiiriks 1.5-kordne õhutemperatuurist kohandatud läbilaskevõime.

Piiride vaheliste netoülekandevõimsuse (NTC) arvutamiseks arvestatakse igal piiril ülekandevõimsuste varu (TRM) võrdseks 50 MW, mis on võetud Balti koordineeritud ülekandevõimsuste arvutamise metodoloogias [14], kus on mainitud, et antud väärtust

hakatakse kasutama 2025. aasta sünkroniseerimise algul, kuna puuduvad ajaloolised andmed TRM-i täpsemaks arvutamiseks. Seega NTC leitakse

$$NTC = TTC - 50$$

3.2 Arvestatud lihtsustused netoülekandevõimsuste arvutamiseks

Käesolevas töös analüüsitakse, kuidas liini dünaamiline läbilaskevõime (DLR) mõjutab Baltikumi piiriüleste võimsusvoogude pudelikaelasid, võrreldes 25 °C staatilise läbilaskevõime ja õhutemperatuuriga kohandatud läbilaskevõimega (AAR). Selleks arvutatakse tunnipõhiselt 2023. aasta netoülekandevõimsused (NTC) järgnevatele piiriülestele (nool tähistab suunda) :

- Eesti -> Läti (EE-LV)
- Läti -> Eesti (LV-EE)
- Läti -> Leedu (LV-LT)
- Leedu -> Läti (LT-LV)

Arvutused teostatakse Baltikumi ühise võrguga, arvestades 2023. aasta liinide kui ka generaatorite katkestustega ja nädal-ette Balti riikide koormustega. Ühendused Venemaa ja Valgevenega on välja lülitatud.

Praegune Balti süsteemihaldurite liinide läbilaskevõime arvutusmetoodika on

- Elering kasutab lihtsustatud AAR-i metoodikat, kasutades Tartu ilmajaama ilmastiku andmeid kõikide liinide jaoks.
- AST kasutab aastaringelt 25 °C staatilist läbilaskevõimet.
- Litgrid kasutab aastaringelt 25 °C staatilist läbilaskevõimet.

Lihtsustused, millega antud töös arvestatakse, on järgmised.

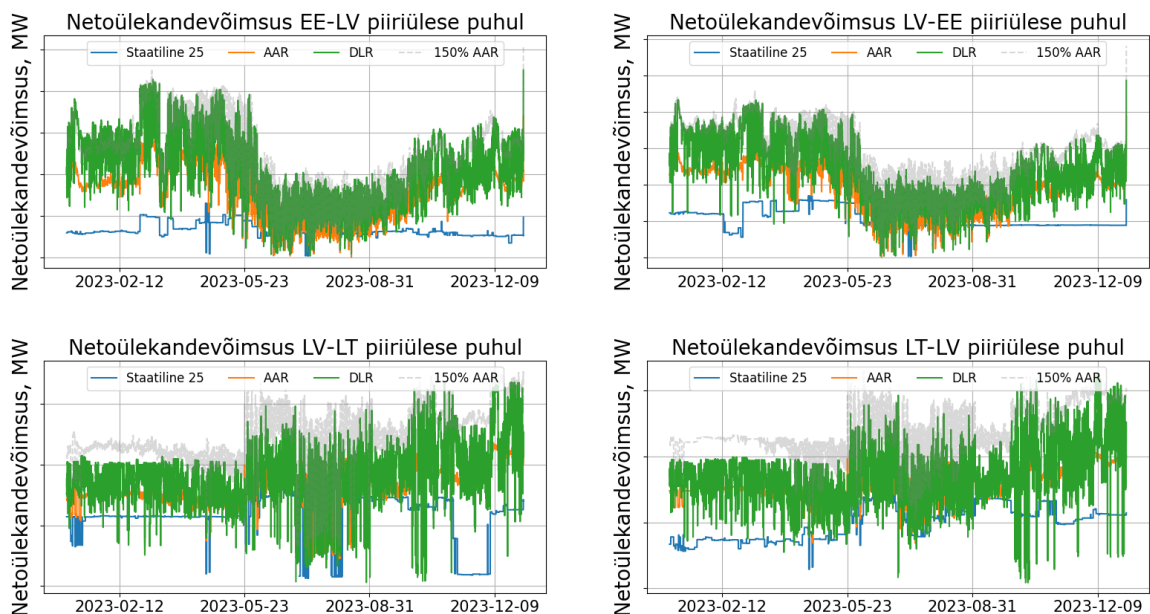
- DLR on arvutatud mõõdetud ilmaandmete alusel, mida on väga keeruline tegelikkuses prognoosida. Päril väärtused on ilmselt väiksemad, kuna usaldusvahemikke kasutamine vähendab tulemust.
- DLR on arvutatud püsiseisundis.
- Tuule rüнденurk liini suhtes arvestatakse liini kahe lõppmasti vahelise joonena. Täpsemaks tulemuseks tuleks igat masti vahet eraldi arvestada ja uuritava liini DLR-i lõpptulemuseks jääks väikseim väärtus.
- Pilvisusega DLR-i arvutamisel ei arvestata, seega on antud töö tulemused selles osas kõige konservatiivsemad.
- Liini emissiivsus- ja neelduvustegur määratakse kõikidele juhtmetele sama – 0.8, kuna antud tegureid on keeruline määrata (liini ümbritsev keskkond, liini vanus).
- Liini ümbritseva metsa vm sarnasega, mis vähendaks tuule mõju liini läbilaskevõimele, ei arvestata. Seega on selles osas käesoleva töö tulemused ambitsioonikamad.
- Arvutustes ei arvestata üle- ja alampinge rikkumistega.
- Töö tulemused on puhtalt staatilised piirangud, dünaamiliste piirangutega ei arvestata, mis võivad oluliselt mõjutada ülekandevõimsusi sünkroniseeritud elektrisüsteemis.
- Voolutrafode jms liinielementide piirangutega ei ole DLR-i arvutamisel arvestatud, mistõttu määratakse DLR-i maksimaalseks liini läbilaskevõimeks 1.5-kordne AAR.
- Kasutatakse ühte kindlale päevale määratud päev-ette ühist võrgumudelit, mistõttu on mudelil kindel netopositsioon ehk baasseisund.
- Koormused määratakse Balti elektrivõrkudele vastavalt nädal-ette prognoositud koormuse ja mudeli koormuste baasseisundi vahelise saldole ning jaotatakse koormuselementide vahel ära vastavalt koormuselemendi baasseisundi koormuse väärtuse ja võrgu summeeritud koormuse vahelise koefitsiendi põhjal.
- Ülekandevõimsuste varu (TRM) on arvestatud kui 50 MW iga piiriülese puhul.

Tulenevalt Balti süsteemihaldurite murest tulemuste mitmeti tõlgendamise osas kasutatakse tulemuste esitamiseks suhtarve, mitte tegelikke megavatte. Kuna lõputöös kasutatakse maksimaalse läbilaskevõime arvutamisel vaid juhtmete termilist taluvust ja piirangut 1.5x AAR-ist, siis tegelikult tuleks veel arvestada ka elektrisüsteemi pingete ja stabiilsuse piirangutega, mida süsteemihaldurid ei soovi avalikustada.

3.3 Lihtsustatud mudeliga arvatud netoülekandevõimsuste tulemused

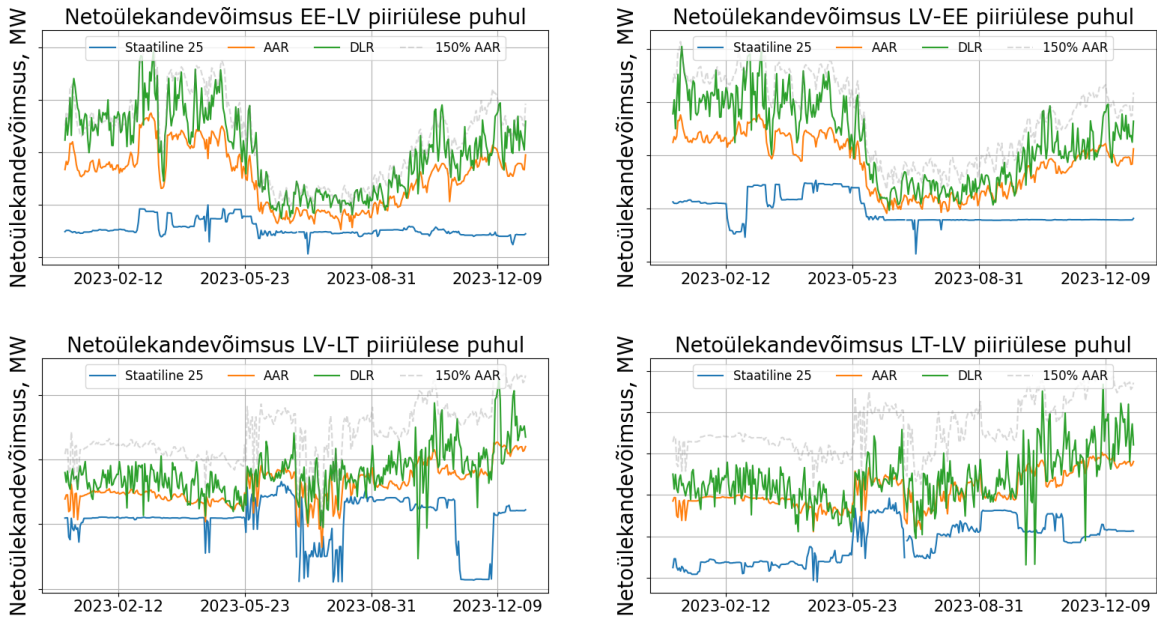
Käesolev alapeatükk analüüsib netoülekandevõimsuste DLR-i, AAR-i ja 25 °C staatilise läbilaskevõime meetodiga. Lihtsustatud mudel on alalisvooluga simuleeritud mudel.

Joonis 3.5 toob välja 2023. aasta tunnipõhised netoülekandevõimsused Balti sisepiirülestes. Jooniselt on näha, kuidas talvel, kui õues on jahedam ja juhtme soojuskadod on seetõttu suuremad, on ka ülekandevõimsused suuremad AAR-il ja DLR-il suuremad. On olukordi, kus staatilise läbilaskevõimega muutuvad ülekandevõimsused teatud katkestuste või koormuste pärast hüppeliselt, samal ajal, kui AAR-i ja DLR-i puhul ei ole see mõju nii hüppeline. Samas on ka näha, et suvel, kui õhutemperatuur on kõrgem, on AAR-i ja DLR-i korral ülekandevõimsused staatilise läbilaskevõime ülekandevõimsuste väärtustele lähemal. Mõnel korral on isegi staatilise läbilaskevõimega suuremad ülekandevõimsused. Kui AAR ja DLR peaksid täpsemad olema kui staatiline läbilaskevõime, siis see tähendaks, et staatilise läbilaskevõimega on tekkinud ülekoormus. Reaalsuses ei pruugi see nii olla, sest tuleb silmas pidada, et käesolevas töös arvutatakse DLR ja AAR püsiolekus ehk tundide vahel muutuvad termilised piirangud diskreetselt. Näiteks, kui ühel tunnil on tuule kiirus 10 m/s ja järgmisel tunnil on 2 m/s, siis püsioleku arvutuste põhjal peaks muutus olema hüppeline. Tegelikult aga juhtme temperatuur ei muutu nii kiiresti ja täpsemateks tulemusteks on vajalik arvutada juhtme täpne temperatuuri muutus diferentsiaalvõrrandite abil, mis on kirjeldatud [36]. Sellegipoolest näitab käesolev joonis seda, et staatiline läbilaskevõime, mis arvestab halvimat stsenaariumit, võib harvadel juhtudel ka olla ambitsioonikas.



Joonis 3.5. Alalisvooluga arvatud 2023. aasta tunnipõhised Balti siseste piiriüleste netoülekandevõimsuste erinevused 25 °C staatilise, õhutamatuuriga kohandatud (AAR), dünaamilise läbilaskevõime (DLR) ja 150% AAR-st vahel

Paremaks visuaaliks võetakse 2023. aasta päeva keskmised netoülekandevõimsused Balti sisepiiriülestes (vt joonis 3.6). Eesti ja Läti vaheliste piiriülestelega on hästi näha, kuidas staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsused on talvel tunduvalt väiksemad, kui AAR-i ja DLR-i ülekandevõimsused, ja suvel on üsna sarnased. Läti ja Leedu vaheliste piiriülestelega seda nii hästi ei ole näha, kuna katkestused või koormused aasta keskel ja lõpus, mõjutasid staatilist läbilaskevõimet rohkem. AAR-i ja DLR-i erinevused on samuti suurimad talvel, kus DLR-i ülekandevõimsused on AAR-i omadest suuremad, ja suvel on erinevused väiksemad.

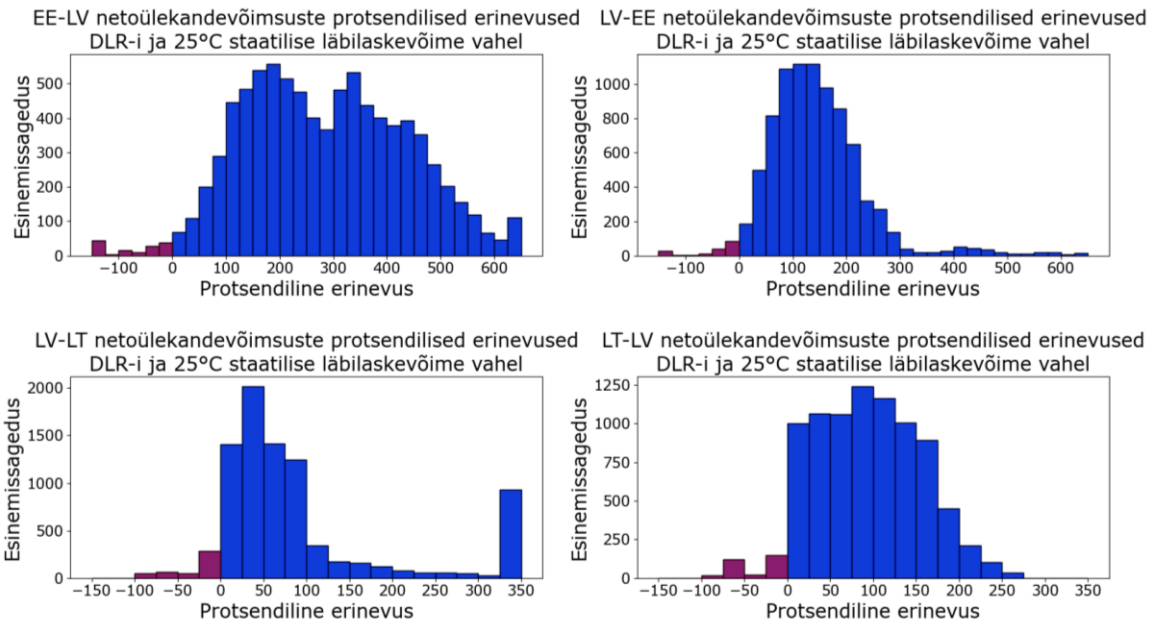


Joonis 3.6. Alalisvooluga arvatud 2023. aasta päeva keskmised Balti siseste piiriüleste netoülekandevõimsuste erinevused 25 °C staatilise, õhutemperatuuriga kohandatud (AAR), dünaamilise läbilaskevõime (DLR) ja 150% AAR-ist vahel

Läti ja Leedu vahel on DLR-iga arvatud NTC suurem staatilisest 20–175% vahemikus 70% tundidest (vt joonis 3.7). Eestist Lähti piiriülesel ulatuvad tulemused koguni üle 600%, Lätist Eestisse piiriülese puhul on 85% tundidest 100–300% vahemikus. Aasta keskmiselt on DLR-iga arvatud netoülekandevõimsused 184% suuremad staatilise piirangu NTC-dega võrreldes.

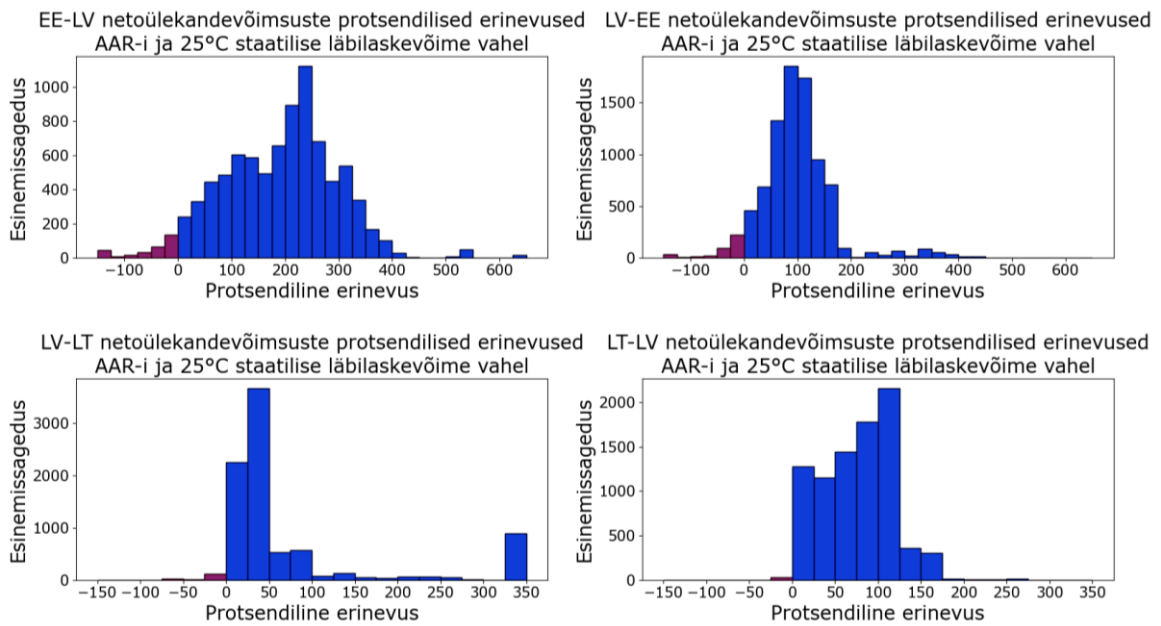
Kuigi NTC-tulemused DLR-iga võivad olla mitmesaja protsendi võrra suuremad, on tõenäoline, et tulemused ei ole Balti süsteemidele aktsepteeritavad. Arvatavasti on põhjuseks muud piirangud nagu süsteemide dünaamilised piirangud, voolutrafode piirangud vm.

Protsentuaalsed väärtused, mis on väiksemad kui null, kujutavad olukordi, kus DLR on 25 °C staatilises läbilaskevõimsusest väiksemad. See juhtub tavaliselt suvel, mil tuule kiirus on nullilähedane ja päikesekiirgus on tugevaim ning õhutemperatuur on rohkem kui 25 °C. Jooniselt 3.5 on seda ka näha. 2023. aasta lõikes on staatilise läbilaskevõimega arvatud NTC 3% tundidest suurem võrreldes DLR-i tulemustega.



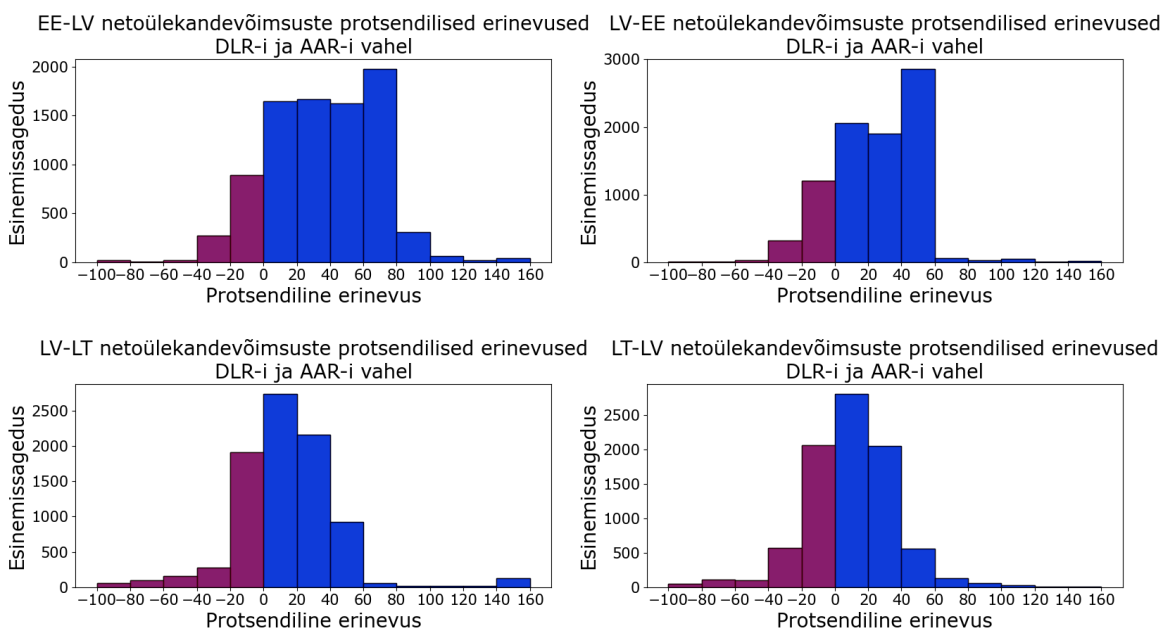
Joonis 3.7. Alalisvoolu ja DLR-iga tunnipõhiselt arvatud Balti sisepiiriüleste netoülekandevõimsuste protsendilised erinevused 25 °C staatilise läbilaskevõime suhtes

Joonisel 3.8 on näha AAR-i tulemusi, mis on sarnased DLR-i tulemustega. Kuigi protsentuaalselt on suurusjärgud väiksemad, on sellegipoolest näha, kuidas esinesimissageduse tipud on 100% lähedal või suuremad (v.a Lätist Leetu kus on 40% tundidest 25–50% kasv). Aasta keskmiselt on AAR-iga arvatud netoülekandevõimsused 131% suuremad staatilise piirangu NTC-dega võrreldes. Juhtudel, kus staatiline läbilaskevõimega arvatud netoülekandevõimsused on AAR-i omadest suuremad on 3%.



Joonis 3.8. Alalisvoolu ja AAR-iga tunnipõhiselt arvatatud Balti sisepiiriüleste netoülekandevõimsuste protsendilised erinevused 25 °C staatilise läbilaskevõime suhtes

Juhtudel, kui AAR on DLR-i netoülekandevõimsustest suuremad on joonisel 3.9 väljatoodud negatiivse protsendilise erinevusega. Piiriüleste keskmiselt on 2023. aasta 24% tundidest AAR-i ülekandevõimsused suuremad DLR-i omadest, keskmise väärtusega -18%. Keskmise väärtusega, mil DLR on AAR-i netoülekandevõimsustest suuremad, on 34%. Kogu aasta keskmiselt on DLR-i netoülekandevõimsused 22% suuremad, kui AAR-i puhul.



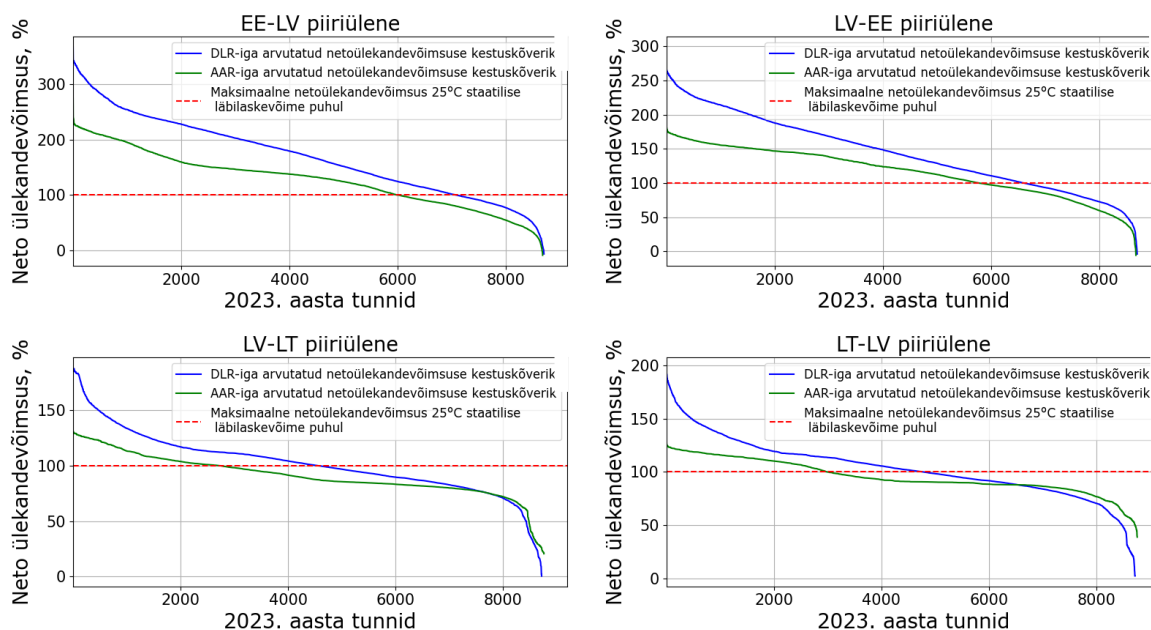
Joonis 3.9. Alalisvoolu ja DLR-iga tunnipõhiselt arvatatud Balti sisepiiriüleste netoülekandevõimsuste protsendilised erinevused AAR-i suhtes

Joonis 3.10 toob välja DLR-i ja AAR-iga arvatud NTC-kestuskõverad, võrreldes maksimaalse staatilise 25 °C läbilaskevõimega arvatud NTC-ga. On näha, et Eesti ja Läti vahelise piiriülesega on AAR-i puhul 68% tundidest NTC suurem maksimaalsest staatilisest netoülekandevõimsusest. DLR-i puhul on protsentuaalselt suurem:

- EE-LV puhul – 80%, maksimaalselt 330%
- LV-EE puhul – 72%, maksimaalselt 260%

Läti-Leedu piiriülese puhul, kus katkestused mõjutasid netoülekandevõimsusi tugevamalt (vt joonis 3.6), on tulemused tagasihoidlikumad – DLR-iga on ülekandevõimsused 25 °C staatilisega võrreldes:

- LV-LT puhul – 48%, maksimaalselt 180%
- LT-LV puhul – 50%, maksimaalselt 190%



Joonis 3.10. Alalisvoolu mudelis DLR-i ja AAR-iga arvatud NTC-kestuskõverad, võrreldes 2023. aasta maksimaalse staatilise 25 °C läbilaskevõimega arvatud NTC-ga

Tabelis 3.1 on esitatud piiriüleste protsentuaalsed keskmised NTC-väärtused DLR-i ja AAR-i läbilaskevõimetega maksimaalse 25 °C staatilise läbilaskevõime suhtes. Suurim NTC-väärtus on Eestist Läti piiriüleisel, kus keskmiselt on NTC DLR-iga 70% suurem maksimaalsest 25 °C staatilisest läbilaskevõimest. Leedu ja Läti vahelistel piiriülestel on NTC-väärtused DLR-iga võrreldes maksimaalse 25 °C staatilise läbilaskevõimega umbes

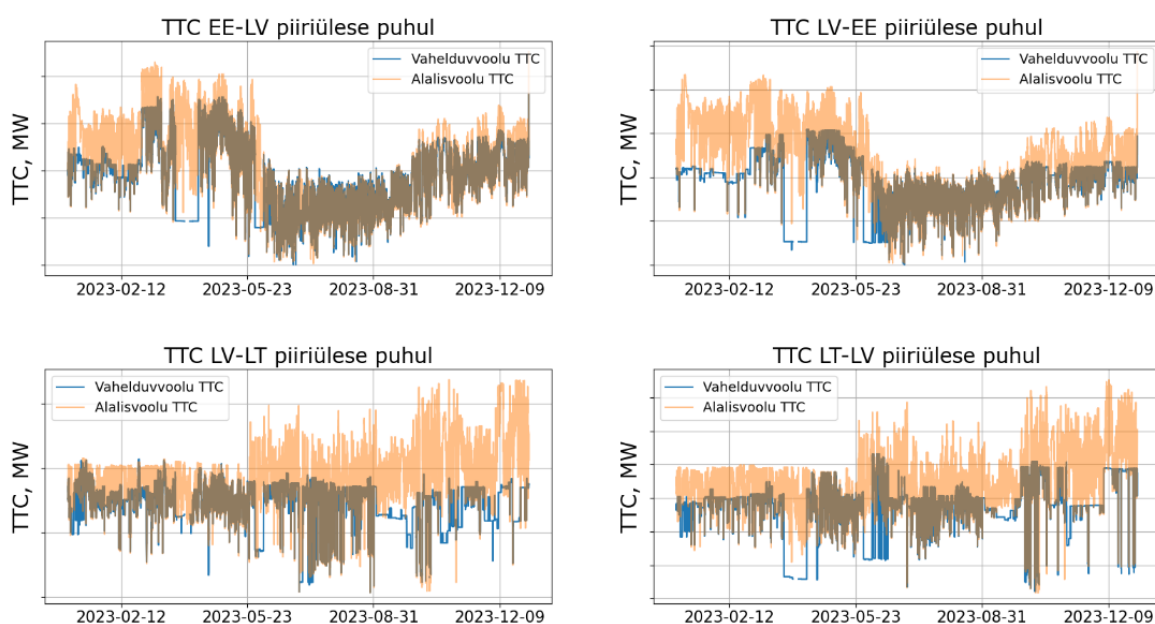
samad, AAR-i puhul isegi madalamad. Seda põhjustavad järsud NTC langused suvel ja talvel, mis toovad keskmised NTC-väärtused AAR-i ja DLR-iga madalamale ja lähemale maksimaalsele 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvutatud NTC-le.

Tabel 3.1. Keskmised NTC-väärtused liini maksimaalse 25 °C staatilise läbilaskevõime suhtes

	EE-LV	LV-EE	LV-LT	LT-LV	Piiriülestes keskmine
DLR, %	170	144	102	104	130
AAR, %	128	116	91	95	108

3.3.1 Alalisvoolu mudeli kasutamise piirangud

Käesolevas töös on varasemalt välja toodud, et alalisvooluga arvatud ülekandevõimsused on piisavalt sarnased vahelduvvoolu omadele (vt joonis 3.3). Ent kontrollides DLR-iga arvatud ülekandevõimsusi eelnev eeldus kukub läbi. Joonis 3.11 toob esile, kui erinevad on tulemused alalis- ja vahelduvvoolu vahel. Tõepoolest trendid on sarnased, Eesti ja Läti piiriüleste puhul on suvel isegi peaaegu samad, kuid sellegipoolest, on muul juhul tulemused suurusjärgudes erinevad. Seetõttu jätkatakse põhjalikumalt analüüsi vahelduvvoolu mudeliga alapeatükis 3.4.

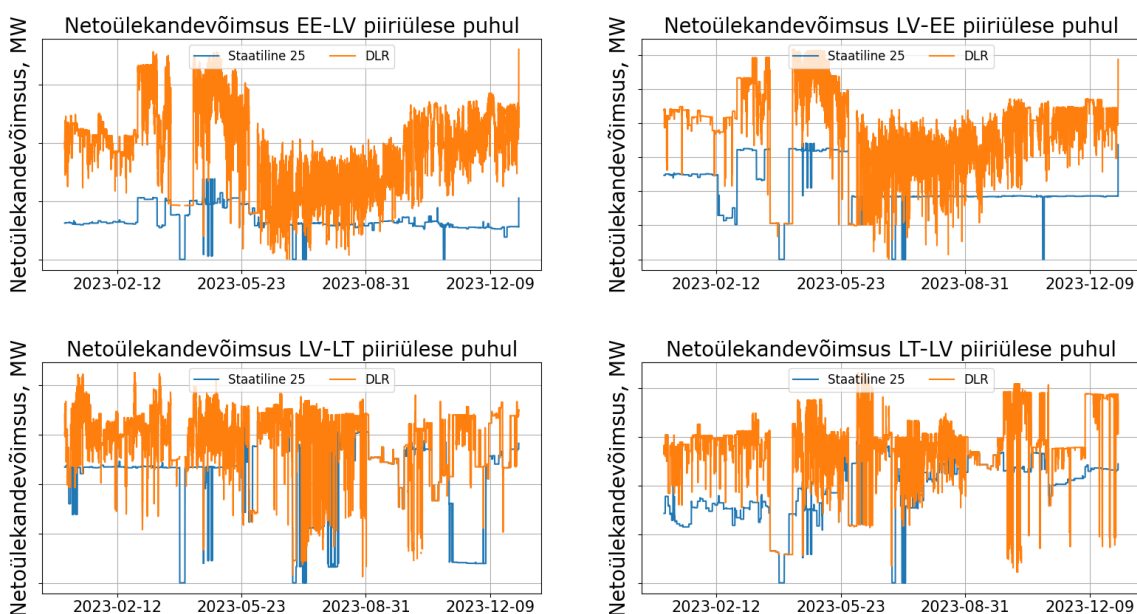


Joonis 3.11. Vahelduv- ja alalisvoolu mudeliga arvatud DLR-i põhised ülekandevõimsused

3.4 Detailse mudeli arvutatud netoülekandevõimsuste tulemused

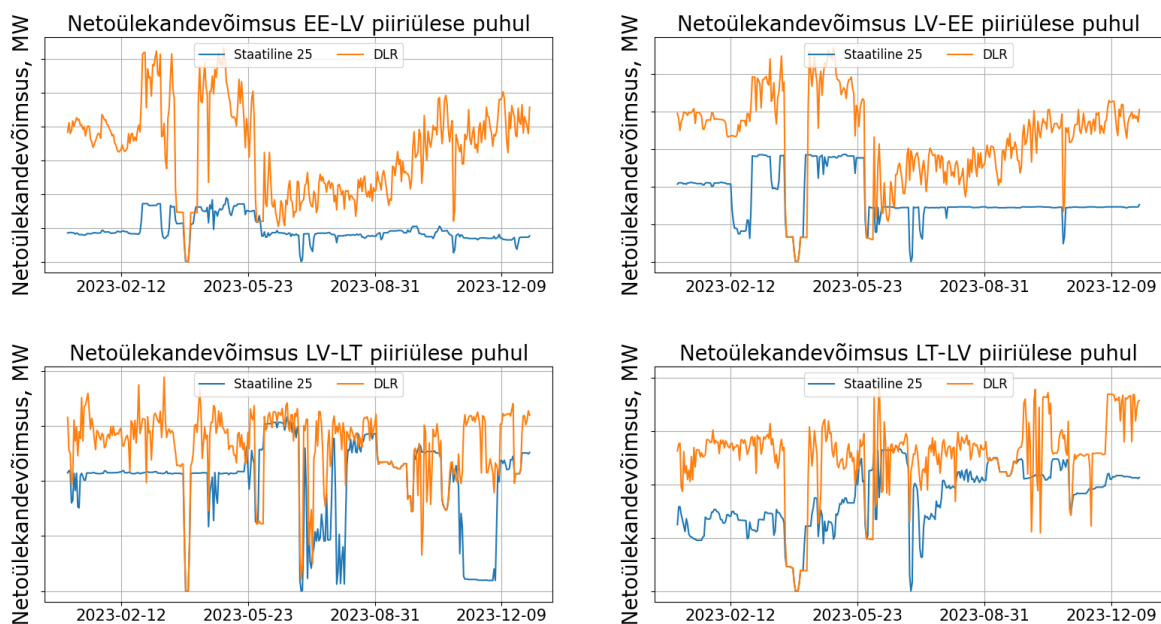
Detailne mudel on vahelduvvooluga saadud tulemused. Nagu eelneva punkti lõpus selgub, on alalisvooluga saadud tulemused väga erinevad vahelduvvoolu omadest, sest lineaarne meetod, mida alalisvoolu mudel kasutab, ei ole niivõrd täpne suurte mudelite puhul, kui seda on Newton-Raphsoni meetod. Viimase meetodi puudus on see, et iga iteratsiooni arvutusaeg on suurem. Kui vahelduvvoolu ja 25 °C staatilise

läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsuste arvutusaeg oli ligikaudu kolm päeva, siis DLR-iga võttis see 6 päeva aega, kuna iteratsioonide arv oli palju suurem. Seetõttu sooritatakse detailsem analüüs ainult liini 25 °C staatilise läbilaskevõime ja dünaamilise läbilaskevõimega (DLR) vahel. Õhutemperatuuriga kohandatud läbilaskevõimega (AAR) arvatud ülekandevõimsustega vahelduvvoolu mudelisse ei arvestata, sest tulemuste trend sarnaneb DLR-iga ja erineb enamasti ainult suurusjärguga. Jooniselt 3.12 on näha, et Eesti ja Läti vahelised vahelduvvooluga arvatud netoülekandevõimsused on suvel väga sarnased alalisvoolu mudeliga arvatud tulemustega, kuid väljaspool suve on trendijoon küll sarnane, kuid erinevused kahe meetodi vahel ei ole niivõrd suured. 2023. aasta esimesel poolel on kõigi nelja piiriülese puhul näha aprillikuus järsku hüpet. Seda põhjustab ootamatu katkestus, mis muutis kasutatava ühise võrgumudeli algset netopositsiooni liialt palju ning tekitas mudelis hajuvuse. Netoülekandevõimsused on joonisel peidetud, kuna Balti süsteemihaldurid ei soovinud täpseid numbreid avalikkusele avaldada.



Joonis 3.12. Vahelduvvooluga arvatud 2023. aasta tunnipõhised Balti siseste piiriüleste netoülekandevõimsuste erinevused 25 °C staatilise ja dünaamilise läbilaskevõime (DLR) vahel

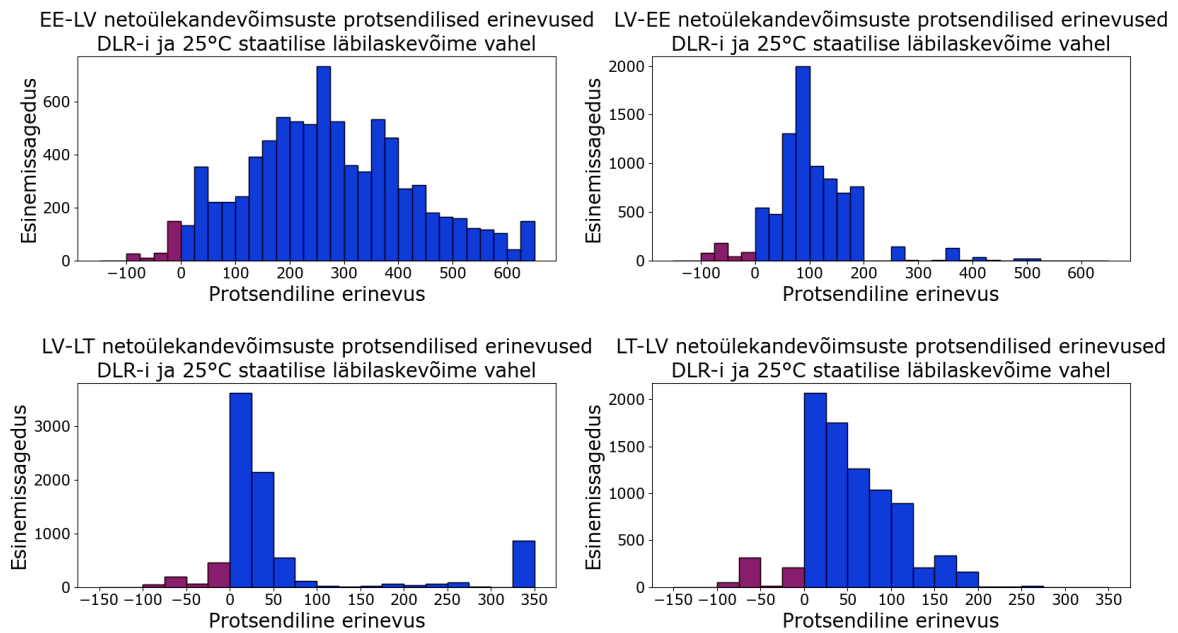
Paremaks visuaaliks on võetud päeva keskmised netoülekandevõimsused (vt joonis 3.13).



Joonis 3.13. Vahelduvvooluga arvatud 2023. aasta päeva keskmised Balti siseste piiriüleste netoülekandevõimsuste erinevused 25 °C staatilise ja dünaamilise läbilaskevõime (DLR) vahel

Joonis 3.14 toob välja DLR-i ja 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud Balti sisepiiriüleste netoülekandevõimsuste protsendilised erinevused. Kõigi piiriüleste vahel on aasta tundide keskmiselt 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsused suuremad DLR-iga arvatud ülekandevõimsustest 5% tundidest. Lihtsustatud mudeli korral oli see 3%. Protsendiliselt on DLR-iga arvatud ülekandevõimsused keskmiselt 152% suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsustest. Lihtsustatud mudeli korral oli see 184%.

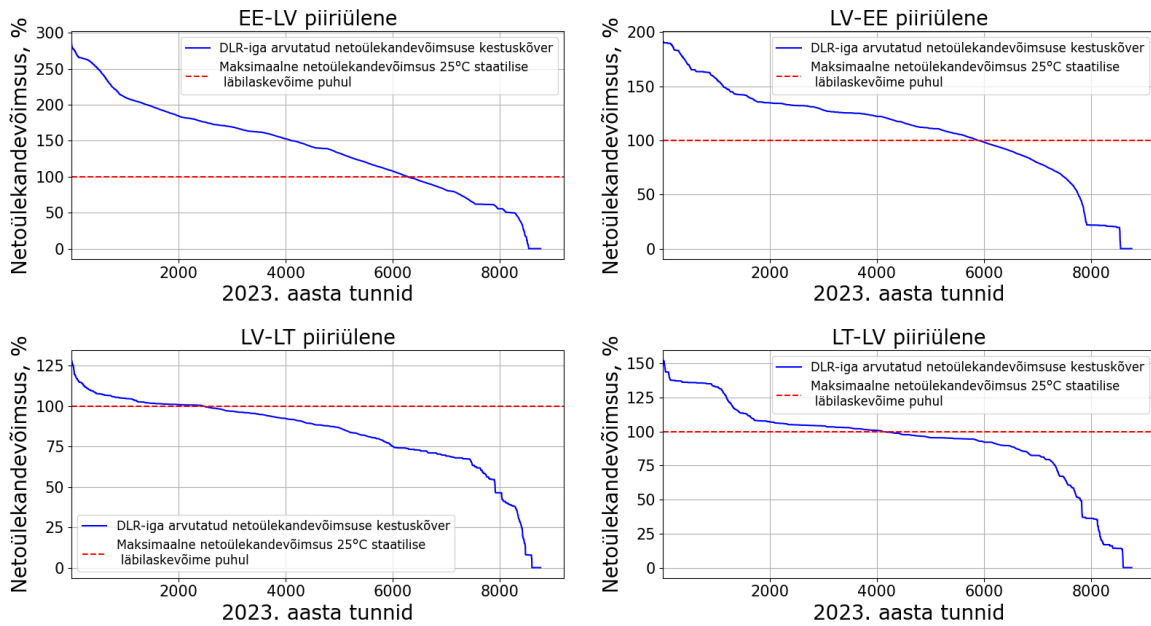
Kõige konservatiivsemad tulemused on Läti Leedu piiriülele, suunaga Lätist Leetu, kus 40% tundidest, on DLR-iga arvatud netoülekandevõimsused 0-25% suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsustest; 21% tundidest on DLR-iga arvatud ülekandevõimsused vähemalt 50% suuremad staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsustest. Leedust Lätti on 45% tundidest DLR-iga arvatud netoülekandevõimsused vähemalt 50% suuremad, kui 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsused. Eesti ja Läti vaheliste piiriüleste netoülekandevõimsuste tulemused soosivad DLR-i paremini: 79% Lätist Eestisse on DLR-iga arvatud netoülekandevõimsused vähemalt 50% suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsustest, Eestist Lätti on 87% tundidest.



Joonis 3.14. Vahelduvvoolu ja DLR-iga tunnipõhiselt arvatud Balti sisepiiriüleste netoülekandevõimsuste protsendilised erinevused 25 °C staatilise läbilaskevõime suhtes

Joonisel 3.15 on piiriüleste DLR-iga arvatud netoülekandevõimsuste kestuskõverad võrreldes maksimaalse 25 °C staatilise läbilaskevõimsusega arvatud netoülekandevõimsusega. Eesti ja Läti vaheliste piiriüleste puhul, on 69% tundidest DLR-iga arvatud netoülekandevõimsused suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimsusega arvatud maksimaalsest ülekandevõimsusest. Leedu ja Läti vaheliste piiriüleste puhul ei ole tulemus sama hea – Lätist Leetu on see 23%, Leedust Lätti 46%. Ent silmas tuleb pidada, et Leedu ja Läti vahel ei olnud 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsused aastaringselt väga stabiilsed. Eriti mängib rolli see, et 2023. aasta alguses on teatud katkestus kõrvaldatud ning ülekandevõimsuste väärtused tõusevad hüppeliselt. Selle arvelt on suve alguses olevad 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsused võrdsed talviste DLR-i ülekandevõimsustega ja seeläbi kestuskõver rohkem allpool referentsjoonest. Selle tulemusena on DLR-iga arvatud ülekandevõimsused keskmiselt 9% suuremad maksimaalsest 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsustest.

Üksikud nullväärtused on tundidest, kus mudel ei koondunud ja väljastati ülekandevõimsus võrdseks nulliga.



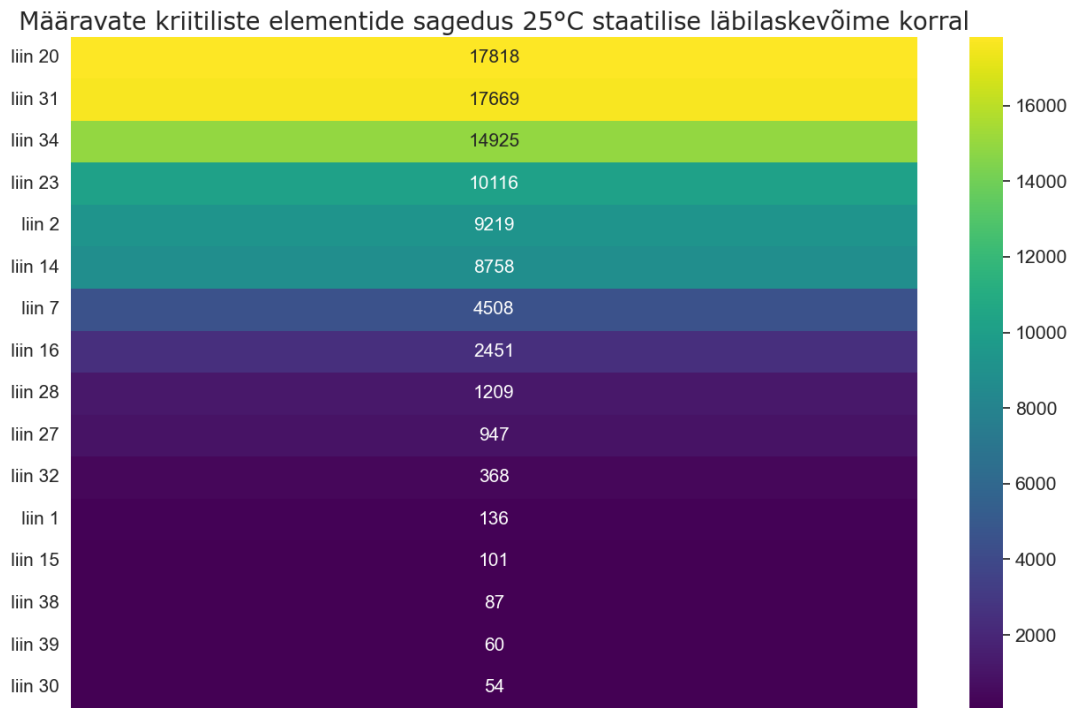
Joonis 3.15. Vahelduvvooluga DLR-i arvatud NTC-kestuskõverad, võrreldes 2023. aasta maksimaalse staatilise 25 °C läbilaskevõimega arvatud NTC-ga

Põhjus, miks kestuskõvera saba nulli läheb on see, et kõikidel tundidel mudel ei koondunud, mistõttu väljastati DLR võrdseks nulliga. Hajuvust võib põhjustada see, et peale katkestuste lisamist ning koormuste ja liinide läbilaskevõimete muutmist ei olnud süsteemi staatiline stabiilsus enam tagatud. Näiteks, kui läbilaskevõimed on niivõrd väikesed, et mudeli netopositsiooni tagamiseks ei ole piisavalt vahendeid, et tootmine ja tarbimine kokku viia.

3.4.1 Ülekoormatud kriitilised elemendid

Käesoleva punkti eesmärk on analüüsida, kas DLR-i ja 25 °C staatilise läbilaskevõime korral on võrgu ülekoormatud kriitilised elemendid samad (ehk 330 kV liinid) samad. Analüüs põhineb vahelduvvoolu tulemustest. Juhul, kui ülekoormus on kõigi stsenaariumite puhul enim samadel liinidel, näitaks see, et piisav on kasutada DLR-i (või AAR-i) ainult teatud hulk 330 kV liinidel, kuna võimsusvood jäävad samaks. Selleks, et mitte avaldada Balti elektrisüsteemide kohta kriitilist informatsiooni on piiravate elementide analüüsis muudetud tegelikud liinide nimed anonüümseteks. Kõik liinid on tähistatud liin 1, ..., liin „n” ning pärast esmast ümbernimetamist ei ole nimetusi enam muudetud. See võimaldab selgitada, kuidas toimub kriitiliste elementide muutus kasutades nii SR kui ka DLR väärtusi.

Ülekoormatud kriitilised võrguelemendid talitluskindluse analüüsis on 25 °C staatilise läbilaskevõime korral väljatoodud joonisel 3.10 ja DLR-i korral joonisel 3.17.



Joonis 3.16. 2023. aasta tunnipõhised ülekoormatud kriitilised elemendid 25 °C staatilise läbilaskevõime korral



Joonis 3.17. 2023. aasta tunnipõhised ülekoormatud kriitilised elemendid DLR-i läbilaskevõime korral

Kriitilised võrguelemendid ei ole mõlema meetodi puhul sama ning välja arvatud liiniga 34, on ülekoormatud liinid rohkem hajutatud, seega antud tulemuste põhjal ei saa järeldada, et piisab sellest, kui ainult mõnda teatud liini läbilaskevõimsust arvutada DLR-iga. Kuna ilmastiku parameetrid ei ole üle terve regiooni konstantsed, siis see põhjustab ka varieeruvust. Eriti suurt mõju omab tuul nii kiiruse kui ka suuna osas.

3.5 Järeldus pudelikaelade osas

Alalisvoolu mudeli kasutamise eelis võrreldes vahelduvvooluga on arvutamiskiirus. Eeldus selle kasutamisel on, et tulemused on sarnased, mida ka 25 °C staatilise läbilaskevõimsusega ülekandevõimsuste tulemused on ja nagu joonisel 3.3 on seda näha. Paraku arvutades ülekandevõimsusi DLR-iga (vt joonis 3.11) sarnasus kaob. Seda erinevust võib põhjustada see, et DLR-iga muudetakse ühise võrgumudeli netopositsiooni rohkem, mistõttu mudeli kriitilise piiri koondumus on netopositsioonist

kaugemal ning seeläbi alalisvoolu tulemused ebatäpsemad, sest lineaarse meetodi koonduvus suurte süsteemide puhul ei ole niivõrd usaldusväärne, kui seda on Newton-Raphsoni meetod.

Sellegipoolest saab alalisvoolu tulemustest järeldada AAR-iga ja DLR-iga arvatud ülekandevõimsuste erinevusi, sest nende usaldusvahemikud on sarnased. DLR-i netoülekandevõimsused on 76% aasta tundidest suuremad AAR-i netoülekandevõimsustest. Keskmiselt on DLR-i ülekandevõimsused 22% suuremad kui AAR ülekandevõimsused. Selline tulemus võib soosida DLR-i rakendamist, sest see näitab et tundidel, kus on tuulevaikne ilm, on AAR-i tulemused liiga ambitsioonikad ning võivad tekitada ülekoormuse. Saamas, Vaadates jooniseid 3.5 ja 3.6 on näha, et kohtades, kus AAR-i ülekandevõimsused on DLR-i omadest suuremad, on hüppeliselt tekkinud mõne tunnised sagedusribad. See tähendab, et kui implementeerida DLR-i püsioleku meetodile veel ebapüsiv meetod (ehk juhtme temperatuuri muutumine vastavalt ilmastiku muutusele), siis on võimalik, et 76% protsendi asemel on veelgi suurem arv (ja 22% protsendi asemel võib olla väiksem arv, kuna hüpped ei oleks siis enam nii järsud).

Vahelduvvoolu mudeliga võrreldakse DLR-i netoülekandevõimsuste erinevusi 25 °C staatilisest läbilaskevõime omadest. DLR-i abil arvatud netoülekandevõimsused võivad olla küll mitmesaja protsendi võrra suuremad, kui 25 °C staatilise läbilaskevõimsuse omad, kuid tegelikult on selliste suurte väärtuste kasutamine Balti elektrivõrgus piiratud dünaamiliste piirangute tõttu. Lisaks mõjutab oluliselt liini ümbritsev keskkond, sealhulgas näiteks ümbritsevad puud, mis võivad mõjutada liini tuulest tingitud jahutamist.

Ent siiski on märgatav, et kasutades DLR-i on aasta keskmiselt võimalik liinide läbilaskevõimsust suurendada 5098 tunnil vähemalt 50%. See on 58% tundidest. 1181 tundidel ehk 13% aasta tundidest on DLR-iga arvatud netoülekandevõimsused suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimsusega arvatud ülekandevõimsustest vahemikus 25–50 %.

Potentsiaalseid pudelikaelasid leevendab liinide läbilaskevõime suurendamine DLR-i meetodiga või vähemasti tekivad need kõrgematel ülekandevõimsustel. Suurem võit on DLR-il talvel, mil on madalam õhutemperatuur, väiksem päikesekiirgus ja rohkem tuult. Lisaks juhtudel, kus mõne katkestuse tõttu on 25 °C staatiline läbilaskevõime tunduvalt vähenenud, siis DLR-i need katkestused nii tugevalt ei mõjuta. Samuti tuleb täheldada, et kõigi piiriüleste puhul on tunnipõhine ülekandevõimsus DLR 95% tundidest

suurem kui 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvatud ülekandevõimsus. Rakendades DLR-i arvutusse ebapüsiva oleku meetodit, mis arvestab elektrijuhi temperatuuri muutust ajas, on tõenäoline, et see protsent on veelgi kõrgem, kuna sellised järsud hüpped ei ole reaalselt võimalikud.

KOKKUVÕTE

Käesoleva töö eesmärk oli analüüsida, kuidas liini dünaamiline läbilaskevõime mõjutab pudelikaelasid Balti elektrisüsteemide vahel. Selle teostamiseks arvutati 2023. aasta tunnipõhised Balti piiriüleste netoülekandevõimsused (Eestist Lätti, Lätist Eestisse, Lätist Leetu ja Leedust Lätti) kolmel erineval liini läbilaskevõime arvutusmeetodil: 25 °C staatilise läbilaskevõimega, õhutemperatuuriga kohandatud läbilaskevõimega ehk AAR (ingl *Abient Adjusted Rating*) ja dünaamilise läbilaskevõimega ehk DLR (ingl *Dynamic Line Rating*). Eesmärk oli näha, kui sageli ja kui palju on AAR ja DLR-iga arvutatud ülekandevõimsused suuremad staatilise läbilaskevõimega arvutatud ülekandevõimsustest.

Ülekandevõimsuste arvutused teostati Balti ühise võrgumudeliga, mis on koostatud Balti regionaalse koordineerimiskeskuse ehk Balti RCC poolt. Mudeli 110 kV ja 330 kV liinide termilised piirangud määratakse eelnevalt välja arvutatud DLR-i või AAR-iga. 25 °C staatiline läbilaskevõime määrati samuti mudelisse, kuid need ei arvutatud töö autori poolt välja, vaid kasutati süsteemihaldurite poolt määratud väärtusi. Et mudel vastaks iga 2023. aasta tunni olekule, leiti tunnipõhised katkestused, piiratud võimsused ja süsteemide koormused.

DLR-i ja AAR-i arvutamiseks on vaja teada liinide ilmastikuparameetrid. Selleks leiti liini mastide asukohad ning keskmise masti koordinaatide järgi seoti igale liinile lähim ilmajaam. Lähimatest ilmajaamadest saadi ilmastiku parameetrid nagu õhutemperatuur, tuule kiirus, tuule suund ja päikesekiirguse intensiivsus. Liinide tehnilised parameetrid nagu elektrijuhi tüübid on Balti süsteemihaldurite poolt antud (v.a Läti AST). Kui kõik tehnilised parameetrid olid kokku kogutud ja omavahel seotud, arvutati auto enda poolt koostatud koodiga kõikide liinide DLR-id ja AAR-id igaks 2023. aasta tunniks. Arvutatud väärtused lisati ühisesse võrgumudelisse liini CIM ID abil.

Algselt arvutati ülekandevõimsused lihtsustatud mudeliga ehk lineaarse alalisvoolu meetodiga, sest see on detailsest meetodist kiirem ning 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvutatud ülekandevõimsuste tulemused olid lihtsustatud ja detailse mudeli vahel sarnased. Ent DLR-i tulemused nii sarnased ei olnud, mistõttu pidi arvutama detailse ehk Newton-Raphsoni meetodiga. Kuna arvutusmaht on vahelduvvoolu meetodiga suurem, siis käesolevas töös piirduti DLR-i ja 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvutatud ülekandevõimsuste võrdlemisega.

Lihtsustatud meetodi tulemustes oli näha, et AAR-i ülekandevõimsused on 24% korral suuremad DLR-i ülekandevõimsustest. Olukordades, kus seda juhtub on siis, kui on nullilähedased tuule kiirused. Seega tuulevaiksetel päevadel võivad AAR-i tulemused olla liialt ambitsioonikad ja tekitada ülekoormusi. Jätkuküsimus oleks, kui rakendada liinide termiliste piirangute arvutusmetoodikasse ebapüsiv olek ehk meetodika, mis võtab arvesse elektriliini temperatuuri muutuse ajas vastavalt ilmastikule, siis kui erinevad on AAR-iga ja DLR-iga arvutatud ülekandevõimsused ning kui palju mõjutab tulemusi tuulevaiksed ajad.

Töö alguses eeldati, et aasta keskmine netoülekandevõimsuste kasv on 20%. Detailse meetodiga võrreldi DLR-iga ja 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvutatud netoülekandevõimsusi. DLR-i ülekandevõimsuste väärtused olid aasta keskmiselt 152% suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimega. Vastavat tulemust mõjutab enam Eesti ja Läti vahelised ülekandevõimsused: Lätist Eestisse olid 79% tundidest DLR-iga arvutatud ülekandevõimsused vähemalt 50% suuremad staatilisest läbilaskevõimest, Eestist Lähti oli 87% tundidest. Läti ja Leedu vahelised ülekandevõimsused on konservatiivsemad: Lätist Leetu oli 21% tundidest ülekandevõimsused 50% suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimega arvutatud ülekandevõimsustest, Leedust Lähti oli 45%. DLR-iga arvutatud ülekandevõimsused olid 95% tundidest suuremad 25 °C staatilise läbilaskevõimega.

Reaalsuses ei pruugi kõnealused ülekandevõimsused olla kasutatavad, kuna lisaks liini termilistele piirangutele võib ülekandevõimsusi piirata ka pinge, dünaamilised piirangud või isegi voolutrafo vm releekaitse elemendi piirangud. Antud töös arvestatakse ülemise piiranguna 150% õhutemperatuuriga kohandatud liini läbilaskevõimet, kuid reaalsuses on erinevate täiendavate piirangute esinemissagedus ja suurus erinev.

Pudelikaelte seisukohast tähendavad suuremad ülekandevõimsused seda, et nende tekkimise tõenäosus selle arvelt vähenevad või tekivad kõrgematel väärtustel. Mõlemad stsenaariumid on elektriturule kontekstis positiivsed. Positiivne tulemus DLR-i analüüsist võib vähendada mõtteid rajada uusi liini koridore ja liinide gabariite tõsta. Samuti võib see võimaldada taastuvenegial paindlikumat liitumist ning suurendada odava elektrienergia võimsuse mahukust elektriturule.

Kuna DLR on ilmastikust sõltuv, nagu päike- ja tuuleenergia, siis selle kasutamine võib aidata elektriturgu paremini reguleerida või pudelikaelasid vähendada. Käesolev töö toob välja, et DLR-iga on võimalik Balti piiriüleseid ülekandevõimsusi suurendada, jätkuküsimus on, kuidas neid tulemusi Baltikumis implementeerida.

SUMMARY

The aim of this study was to analyze how the dynamic line capacity affects bottlenecks between the Baltic power systems. To achieve this, hourly net transfer capacities across the Baltic borders (from Estonia to Latvia, from Latvia to Estonia, from Latvia to Lithuania, and from Lithuania to Latvia) were computed for the year 2023 using three different line capacity calculation methods: the 25 °C static capacity, the Ambient Adjusted Rating (AAR), and the Dynamic Line Rating (DLR). The objective was to observe how often and by how much the transfer capacities calculated with AAR and DLR exceeded those calculated with static capacity.

The transfer capacity calculations were performed using the Baltic joint grid model, compiled by the Baltic Regional Coordination Center (Baltic RCC). The thermal constraints of the model's 110 kV and 330 kV lines are determined, based on pre-calculated Dynamic Line Ratings (DLR) or Ambient Adjusted Ratings (AAR). The 25 °C static capacity was also integrated into the model, but these values were not computed by the author of the study; instead, the values determined by the system operators were utilized. To ensure that the model corresponds to the state of each hour in 2023, hourly outages, constrained capacities and system loads were obtained.

To calculate DLR and AAR it is necessary to know the weather parameters of the transmission lines. For this purpose, the locations of every line's towers were determined, and the nearest weather station was assigned to each line, based on the coordinates of the middle tower. Weather parameters such as air temperature, wind speed, wind direction and solar radiation intensity were obtained from the nearest weather stations. The technical parameters of the lines such as the types of conductors were provided by the Baltic system operators (except for Latvia's AST). Once all the technical parameters were collected and merged, the DLRs and AARs for all lines were computed for each hour of the year 2023 using a custom-built code. The calculated values were added to the common grid model using the line's CIM ID.

Initially, the transfer capacities were computed using a simplified model, namely the linear direct current method, as it is faster than the detailed method. The results of the transfer capacities calculated with the 25 °C static capacity were similar between the simplified and detailed models. However, the results obtained with DLR were not as similar, requiring the use of the detailed method, specifically the Newton-Raphson method. Due to the increased computational complexity associated with the alternating

current method, this study focused solely on comparing the transfer capacities calculated using DLR and the 25 °C static capacity.

In the results of the simplified method, it was observed that the transfer capacities calculated using AAR were 24% higher than those calculated using DLR. This occurred in situations where wind speeds approached zero. Therefore, on windless days, the results obtained with AAR may be overly ambitious and lead to overloads. A follow-up question would be, if by using the unstable state's methodology which calculates the conductor's temperature based on weather conditions into the calculation methodology of line thermal constraints, how different would be the transfer capacities calculated with AAR and DLR and how much would windless periods affect the results.

At the beginning of the study, it was assumed that the average annual growth of net transfer capacities is 20%. Using the detailed method, the net transfer capacities calculated with DLR were compared to those calculated with the 25 °C static capacity. The values of transfer capacities obtained with DLR were on average 152% higher than those obtained with the 25 °C static capacity. This result is primarily influenced by the transfer capacities between Estonia and Latvia: from Latvia to Estonia, the transfer capacities calculated with DLR were at least 50% higher than the static capacity for 79% of the hours, while from Estonia to Latvia, this occurred for 87 % of the hours. Transfer capacities between Latvia and Lithuania were more conservative: from Latvia to Lithuania, the transfer capacities were at least 50% higher than the 25 °C static capacity for 21% of the hours, and from Lithuania to Latvia, this occurred for 45% of the hours. Transfer capacities calculated with DLR were higher than the 25 °C static capacity for 95% of the hours.

In reality, the mentioned transfer capacities may not be usable, as in addition to line thermal constraints, transfer capacities can also be limited by voltage, dynamic constraints or even by current transformer or other relay protection device constraints. In this study, the upper limit is considered as 150% of the temperature-adjusted line capacity, but in reality, the frequency and magnitude of various additional constraints vary.

From the perspective of bottlenecks, higher transfer capacities mean that the probability of their occurrence decreases or occurs at higher values. Both scenarios are positive in the context of the electricity market. A positive result from the analysis of DLR may reduce the need to build new line corridors and raise line capacities. It may also allow

for more flexible integration of renewable energy and increase the volume of cheap electricity capacity in the electricity market.

Since DLR is weather-dependent, like solar and wind energy, its use may help to better regulate the electricity market or to reduce bottlenecks. This study highlights that with DLR it is possible to increase cross-border transfer capacities in the Baltic region; the next question is how to implement these results in the Baltic states.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] Elering, „Taastuenergia“. Vaadatud: 28. aprill 2024. Saadaval: <https://elering.ee/taastuenergia>.
- [2] Elering, „Liitumisvõimsuste rakendus e-Gridmap“. Vaadatud: 28. aprill 2024. Saadaval: <https://www.elering.ee/liitumisvoimsuste-rakendus-e-gridmap>.
- [3] Elering, „Eesti–Läti kolmas ühendus“. Vaadatud: 9. mai 2024. Saadaval: <https://www.elering.ee/eesti-lati-kolmas-uhendus>.
- [4] Regionaal- ja põllumajandusministeerium, „Harju maakonnaplaneeringut täpsustava teema- planeeringu „ 330/110 kV elektriliini trassi asukoha määramine“. Vaadatud: 9. mai 2024. Saadaval: <https://planeeringud.ee/plank-web/#/planning/detail/10102128>.
- [5] „IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors“, *IEEE Std 738-2023 (Revision of IEEE Std 738-2012)*, lk 1–56, 2023, doi: 10.1109/IEEESTD.2023.10382442.
- [6] S. Uski, „Estimation method for dynamic line rating potential and economic benefits“, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, kd 65, lk 76–82, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.034>.
- [7] Eeli Tiigimägi, *Elektrivõrgud*. Tallinn, 1997.
- [8] A. Alawar, E. J. Bosze, ja S. R. Nutt, „A composite core conductor for low sag at high temperatures“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, kd 20, nr 3, lk 2193–2199, 2005.
- [9] ENTSO-E SOC StG ReC, „ENTSO-E SOC StG ReC – Working Group Monitoring and Reporting Regional Coordination Assessment Annual Report (ARTICLE 17 of SO GL) September 2023“. september 2023.
- [10] Elering, „Piiriüleste elektrivoogude ülekanne, Balti RCC ja perimeetritasu“, *Elektrituru käsiraamat*, 2022.
- [11] European Parliament and Council, „Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)“, 2019, Vaadatud: 9. mai 2024. Saadaval: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>.
- [12] Entsoe, „FAQs on Regional Coordination“. Vaadatud: 12. aprill 2024. Saadaval: <https://www.entsoe.eu/major-projects/rscis/>.
- [13] M. Gietz ja T. Rogowski, „CGMES as an interface for multilateral grid modelling data exchange“, *2019 Modern Electric Power Systems (MEPS)*, 2019, lk 1–5. doi: 10.1109/MEPS46793.2019.9394984.
- [14] AS „Augstsprieguma tikls“, Elering AS, LITGRID AB, PSE S.A, Svenska kraftnat, ja Fingrid Oyj, „Capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday

- market timeframes within the Baltic Capacity Calculation Region", Vilnius, Riga, Tallinn, Helsinki, Stockholm, Warsaw, okt 2023.
- [15] Elering, „Sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga". Vaadatud: 3. aprill 2024. Saadaval: <https://elering.ee/sunkroniseerimine>.
- [16] Nordpool, „Get Messages". Vaadatud: 1. aprill 2024. Saadaval: <https://developers.nordpoolgroup.com/reference/umm-api-messages-search>
- [17] Entsoe, „Total Load Forecast - Year Ahead". Vaadatud: 1. aprill 2024. Saadaval: <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/yearLoad/show?name=&defaultValue=true&viewType=TABLE&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=01.01.2023+00:00|UTC|YEAR&biddingZone.values=CTY|10Y1001A1001A39I!BZN|10Y1001A1001A39I>.
- [18] V. Radziukynas, A. Klementavicius, S. Kadisa, ja N. Radziukyniene, „Challenges for the Baltic Power System connecting synchronously to Continental European Network", *Electric Power Systems Research*, kd 140, lk 54–64, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.043>.
- [19] Nordpool, „REMIT UMM user manual", mai 2020. Vaadatud: 18. aprill 2024. Saadaval: https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/remit/remit-umm-user-manual_may-2020.pdf.
- [20] Vabariigi Valitsus, „Võrgueeskiri". Vaadatud: 13. aprill 2024. Saadaval: <https://www.riigiteataja.ee/akt/111082015004>.
- [21] Entsoe, „Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management", 2012. Vaadatud: 13. aprill 2024. Saadaval: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/resources/CACM/120927_CACM_Network_Code_FINAL.pdf.
- [22] PowSyBl, „Overview". Vaadatud: 4. aprill 2024. Saadaval: <https://www.powsybl.org/pages/overview/>.
- [23] PowSyBl, „Network visualization". Vaadatud: 4. aprill 2024. Saadaval: https://powsybl.readthedocs.io/projects/pypowsybl/en/stable/user_guide/network_visualization.html.
- [24] PowSyBl, „User Guide". Vaadatud: 4. aprill 2024. Saadaval: https://powsybl.readthedocs.io/projects/pypowsybl/en/stable/user_guide/index.html.
- [25] PowSyBl, „CIM-CGMES". Vaadatud: 4. aprill 2024. Saadaval: <https://www.powsybl.org/pages/documentation/grid/formats/cim-cgmes.html>.
- [26] PowSyBl, „Power flow". Vaadatud: 4. aprill 2024. Saadaval: <https://www.powsybl.org/pages/documentation/simulation/powerflow/>.
- [27] PowSyBl, „pypowsybl.network.Network.create_operational_limits". Vaadatud: 13. aprill 2024. Saadaval:

https://powsybl.readthedocs.io/projects/pypowsybl/en/stable/reference/api/pypowsybl.network.Network.create_operational_limits.html.

- [28] S. Pascual, A. Del Rosso, ja M. Anello, „Potential Benefits of Implementing Ambient Adjusted Rating in the Argentinean Transmission System“, *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, 2020, lk 1–5. doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326151.
- [29] Ü. Treufeldt, *Elektrisüsteemi stabiilsus*. Tallinn (Võrgumaterjal), 2021.
- [30] J. Hao ja W. Xu, „Extended transmission line loadability curve by including voltage stability constrains“, *2008 IEEE Canada Electric Power Conference*, 2008.
- [31] D. C. Lawry ja J. R. Daconti, „Overhead line thermal rating calculation based on conductor replica method“, *2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No.03CH37495)*, 2003, lk 880–885 kd3. doi: 10.1109/TDC.2003.1335053.
- [32] J. Iglesias *et al.*, „Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines“, CIGRE, Paris, 2014. Saadaval: <https://publications.rwth-aachen.de/record/460423>.
- [33] V. T. Morgan, „Effects of alternating and direct current, power frequency, temperature, and tension on the electrical parameters of ACSR conductors“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, kd 18, nr 3, lk 859–866, 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813601.
- [34] M. Reno, C. Hansen, ja J. Stein, „Global horizontal irradiance clear sky models: implementation and analysis“, märts 2014, doi: 10.2172/1039404.
- [35] M. Z. Jacobson, Toim, „Radiative energy transfer“, *Fundamentals of Atmospheric Modeling*, 2. tr, Cambridge: Cambridge University Press, 2005, lk 273–335. doi: DOI: 10.1017/CBO9781139165389.010.
- [36] CIGRE Working Group, *Thermal behaviour of overhead conductors*. CIGRE, 2002.
- [37] APAR, „All aluminum conductor steel reinforced (ACSR)“. Vaadatud: 4. aprill 2024. Saadaval: <https://www.skylightelect.com/uploads/62ACSR.pdf>.
- [38] OpenStreetMap, „Overpass Turbo“. Vaadatud: 31. märts 2024. Saadaval: <https://overpass-turbo.eu/>.
- [39] Keskkonnaagentuur | ILM, „Ajaloolised ilmaandmed“. Vaadatud: 31. märts 2024. Saadaval: <https://www.ilmateenistus.ee/kliima/ajaloolised-ilmaandmed/>.
- [40] Lithuanian Hydrometeorological Service under the Ministry of Environment, „Meteo.lt API“. Vaadatud: 31. märts 2024. Saadaval: <https://api.meteo.lt/>.
- [41] Open Meteo, „Open Meteo API“.
- [42] dCode, „Azimuth“. Vaadatud: 1. aprill 2024. Saadaval: <https://www.dcode.fr/azimuth>.

- [43] R. Agramanisti Azdy ja F. Darnis, „Use of Haversine Formula in Finding Distance Between Temporary Shelter and Waste End Processing Sites”, *J Phys Conf Ser*, kd 1500, nr 1, lk 012104, 2020, doi: 10.1088/1742-6596/1500/1/012104.
- [44] Entsoe, „EIC Approved codes”. Vaadatud: 7. aprill 2024. Saadaval: <https://www.entsoe.eu/data/energy-identification-codes-eic/eic-approved-codes/>.
- [45] PowSyBl, „PowSyBl Open Load Flow”. Vaadatud: 19. aprill 2024. Saadaval: <https://github.com/powsybl/powsybl-open-loadflow/blob/main/README.md>.

LISAD

Lisa 1 Ülekandevõimsuste arvutamiseks seadistatud kood

```
import sys
import os
import pandas as pd

from datetime import datetime
import logging
import pypowsybl as pp
from ccc_script_2.loadflow_engine.pypowsybl.capacity_test import
CapacityCalculation
from ccc_script_2.loadflow_engine.pypowsybl.load_flow import solve_load_flow
from ccc_script_2.loadflow_engine.pypowsybl.pp_helper import
get_network_elements
from ccc_script_2.loadflow_engine.pypowsybl.consistency_check import
get_disconnected_elements
import multiprocessing

logger = logging.getLogger(__name__)

sys.path.append(os.path.abspath('.'))

service = CapacityCalculation(time_horizon='1D',
                              scenario_date=datetime(2023, 8, 2, 10, 30),

model_path=os.path.join(os.path.dirname(os.path.abspath(__file__)), '..',
                          'project_models',
                          'RMM_1D_002_20240214T0030Z_BA_4526f382-
b007-4438-bcf5-52a9a8e721c3.zip'),
                      debug=False,
                      run_dc=False
)
service.load_model()
service.get_input_data()

def set_limits(lines_dlr, line_rating_column='Static_25'): # finalised_DLR Ampacity
Static_25
    # Get all line type elements that will have new limits assigned
    dang_lines = get_network_elements(service.network,
pp.network.ElementType.DANGLING_LINE)
    dang_lines['type'] = 'dangling_line'
    lines = get_network_elements(service.network, pp.network.ElementType.LINE)
    lines['type'] = 'line'
    tie_lines = get_network_elements(service.network,
pp.network.ElementType.TIE_LINE)
    tie_lines['type'] = 'tie_line'
    line_type_elements = pd.concat([dang_lines, lines])
    line_type_elements = line_type_elements.sort_values(by=['name'])

    # Some lines_dlr had type undefined
    lines_dlr = lines_dlr.merge(line_type_elements.reset_index()[['id', 'type']],
left_on='id', right_on='id')
    lines_dlr = lines_dlr.drop(columns=['type_x'])
```

```

# Find the dangling lines that will have new limits assigned in the model
dlr_dangs = lines_dlr.query("type == 'dangling_line'")
dlr_dangs_in_model = dlr_dangs.merge(line_type_elements, left_on='id',
right_index=True)

# Find the tie lines that will have new limits assigned in the model through dangling
lines
dlr_tie_lines = dlr_dangs_in_model.query("tie_line_id != '')[[line_rating_column,
'tie_line_id']]
# Tie line consists of two dangling lines, group the ones with the minimum DLR
value of the two
min_tie_line =
dlr_tie_lines.groupby(['tie_line_id'])[line_rating_column].min().reset_index()
min_tie_line_and_dang = min_tie_line.merge(dlr_dangs_in_model[['id',
'tie_line_id']], left_on='tie_line_id',
right_on='tie_line_id')
# Set the minimum dangling line values to both dangling lines as the limits cannot
be set to Tie lines because pypowsybl
# does not allow this - they set them themselves based on the dangling lines
values
single_ts_dlr = lines_dlr.merge(min_tie_line_and_dang, on='id', how='left',
suffixes=(',', '_tie'))
single_ts_dlr[line_rating_column] =
single_ts_dlr[f'{line_rating_column}_tie'].fillna(
single_ts_dlr[line_rating_column])

# min_tie_line = min_tie_line.rename(columns={'tie_line_id': 'id'})
# min_tie_line['type_x'] = 'tie_line'

limits = service.network.get_operational_limits()
matched_limits = limits.merge(single_ts_dlr, left_index=True, right_on='id',
suffixes=(',', '_of_line')).query(
"name == 'permanent_limit'") # (lines + tie_lines)*2 + dangling_lines
# PyPowSyBl does not keep any limits after rewriting one of them (if you change an
existing permanent limit, the other
# ones (rateA) will also be removed)
matched_limits.loc[matched_limits['name'] == 'permanent_limit', 'value'] =
matched_limits.loc[
matched_limits['name'] == 'permanent_limit', line_rating_column]
necessary_limit_columns = ['id', 'element_type', 'side', 'name', 'type', 'value',
'acceptable_duration']
matched_limits['value'] = matched_limits[line_rating_column]
matched_limits =
matched_limits[necessary_limit_columns].rename(columns={'id': 'element_id'})
matched_limits = matched_limits.reset_index(drop=True).set_index('element_id')
service.network.create_operational_limits(matched_limits)

def set_outages_and_umms(outages_df, umms_df):
lines = service.network.get_lines()
outage_lines_df = outages_df[['id']].merge(lines, left_on='id', right_index=True)
dangs = service.network.get_dangling_lines()
outage_dangs_df = outages_df[['id']].merge(dangs, left_on='id',
right_index=True)
gens = service.network.get_generators()

```

```
umm_gens_df = umms_df[['id', 'unavailableCapacity']].merge(gens, left_on='id',
right_index=True)
```

```
# Remove the UMMs with 0 MW of unavailable capacity
umm_gens_df = umm_gens_df.query('unavailableCapacity != 0')
```

```
# Check that all the outages were found in the model
all_outages_found = len(outage_lines_df) + len(outage_dangs_df) ==
len(outages_df)
```

```
if not all_outages_found:
    logger.warning(f"All the outages were not found in the model")
```

```
dangs_and_lines_outages = pd.concat([outage_lines_df, outage_dangs_df])
```

```
# Disconnect the lines and dangling lines
```

```
for line_id in dangs_and_lines_outages.id:
    service.network.disconnect(line_id)
```

```
for gen_id in umm_gens_df.id:
    service.network.disconnect(gen_id)
```

```
def redistribute_load(df, target_load):
```

```
    """
```

```
    :param df: DataFrame of current loads in the model (by region)
```

```
    :param target_load:
```

```
    :return:
```

```
    """
```

```
    total_load = df['p0'].sum()
```

```
    difference = target_load - total_load
```

```
    if difference > 0: # If we need to increase the load
```

```
        df['load_coefficients'] = df['p0'] / total_load
```

```
        df['p0'] = df['p0'] + (df['load_coefficients'] * difference)
```

```
    elif difference < 0: # If we need to decrease the load
```

```
        df['load_coefficients'] = df['p0'] / total_load
```

```
        df['p0'] = df['p0'] - (df['load_coefficients'] * abs(difference))
```

```
    return df
```

```
def set_loads(loads_df):
```

```
    ee_current_load = \
```

```
        get_network_elements(service.network,
```

```
pp.network.ElementType.LOAD).query("connected == True").query(
    "`CGMES.regionName` == 'Estonia'")
```

```
    lv_current_load = \
```

```
        get_network_elements(service.network,
```

```
pp.network.ElementType.LOAD).query("connected == True").query(
    "`CGMES.regionName` == 'LV'")
```

```
    lt_current_load = \
```

```
        get_network_elements(service.network,
```

```
pp.network.ElementType.LOAD).query("connected == True").query(
    "`CGMES.regionName` == 'LT'")
```

```
    logger.info(
```

```

    f"Before modifications, the load in the Baltics is
    {get_network_elements(service.network,
pp.network.ElementType.LOAD)[['p0']].sum()} MW")

    ee_load = loads_df.query("region == 'EE')['average_load'].iloc[0]
    lv_load = loads_df.query("region == 'LV')['average_load'].iloc[0]
    lt_load = loads_df.query("region == 'LT')['average_load'].iloc[0]

    logger.info(
        f"Target load value for the Baltics: {ee_load + lv_load + lt_load} MW")

    ee_load_new = redistribute_load(ee_current_load, ee_load)
    lv_load_new = redistribute_load(lv_current_load, lv_load)
    lt_load_new = redistribute_load(lt_current_load, lt_load)

    service.network.update_loads(ee_load_new[['p0']])
    service.network.update_loads(lv_load_new[['p0']])
    service.network.update_loads(lt_load_new[['p0']])

    logger.info(
        f"After modification, the load in the Baltics is:
    {get_network_elements(service.network,
pp.network.ElementType.LOAD)[['p0']].sum()} MW")

def ccc_calculation_algorithm():
    divergence = solve_load_flow(network=service.network,
return_slack_data=False)

    if divergence:
        logger.error("Model did not converge in base case")
    else:
        pass
    service.perform_consistency_check()
    service.results.get_initial_gsk_shift_values(available_gsk=service.available_gsk)
    service.sa.load_contingencies(contingencies=service.available_contingencies)
    service.sa.load_monitored(network=service.network,
monitored_elements=service.available_me)
    service.calculate_xborders()
    service.algmo.show_czc_results()
    # service.algmo.results.set_constrained_capacities()

def process_date_new(date, group,
calculated_capacity_column='DLR_calculated_capacity'):
    service.network = service.network_base

    disc_lines = get_disconnected_elements(service.network.get_lines())
    disc_gens = get_disconnected_elements(service.network.get_generators())
    loads = get_disconnected_elements(service.network.get_loads())

    for line in disc_lines.id:
        service.network.connect(line)

    for gen in disc_gens.id:
        service.network.connect(gen)

```

```

for load in loads.id:
    service.network.connect(load)

    outage_df = group[group.index.get_level_values('line_nr') == 'outage']
    umm_df = group[group.index.get_level_values('line_nr') == 'umm']
    load_df = group[group.index.get_level_values('line_nr') == 'load']
    lines_dlr_df = group[
        (group.index.get_level_values('line_nr') != 'outage') &
        (group.index.get_level_values('line_nr') != 'umm') & (
            group.index.get_level_values('line_nr') != 'load')]
    set_limits(lines_dlr=lines_dlr_df)
    set_outages_and_umms(outages_df=outage_df, umms_df=umm_df)
    set_loads(loads_df=load_df)
    ccc_calculation_algorithm()
    ttc_results = service.algmo.results.get_capacity_calculation_summary()

    # Create a MultiIndex from the date and constrained_results index
    multi_index = pd.MultiIndex.from_product([[date], ttc_results.index],
names=['timestamp', 'border'])

    # Create a DataFrame with the constrained capacities and assign the MultiIndex
    temp_df = pd.DataFrame(index=multi_index)
    temp_df['TTC'] = ttc_results['calculated_capacity'].values
    temp_df['violated_monitored_element_name'] =
    ttc_results['violated_monitored_element_name'].values
    temp_df['contingency_name'] = ttc_results['contingency_name'].values

    return temp_df

# Define a function to process each batch in parallel
def process_batch(batch):
    with multiprocessing.Pool() as pool:
        return pool.starmap(process_date_new, batch)

```


Lisa 2 Paralleeltöö 2023. aasta tunnipõhiselt ülekandevõimsuste arvutamise

kood

```
if __name__ == '__main__':
    from ccc_script_2.thesis_testing.ttc_calculation_setup import *

    # Load the first half of the data
    dlr_lines_half1 = pd.read_pickle(
        os.path.join(os.path.dirname(os.path.abspath(__file__)), '../Database',
                     '2023_1H_finalised_ttc_calculation_data2.pkl'))
    new_idx = pd.MultiIndex.from_tuples(dlr_lines_half1.index, names=['date',
'line_nr'])
    dlr_lines_half1.index = new_idx

    # Process the first half of the data
    grouped_half1 = dlr_lines_half1.groupby(level='date')
    args_half1 = [(date, group) for date, group in grouped_half1]

    # Determine batch size based on the number of CPU cores
    batch_size_1 = len(args_half1) // (os.cpu_count() - 2)

    # Split args into batches
    args_batches_1 = [args_half1[i:i + batch_size_1] for i in range(0,
len(args_half1), batch_size_1)]

    result_dfs_half1 = []
    for batch in args_batches_1:
        result_dfs_half1.extend(process_batch(batch))
    result_df1 = pd.concat(result_dfs_half1)

    result_df2 = pd.DataFrame()

    # Load the second half of the data
    dlr_lines_half2 = pd.read_pickle(
        os.path.join(os.path.dirname(os.path.abspath(__file__)), '../Database',
                     '2023_2H_finalised_ttc_calculation_data2.pkl'))
    new_idx = pd.MultiIndex.from_tuples(dlr_lines_half2.index, names=['date',
'line_nr'])
    dlr_lines_half2.index = new_idx

    # Process the second half of the data
    grouped_half2 = dlr_lines_half2.groupby(level='date')
    args_half2 = [(date, group) for date, group in grouped_half2]

    # Determine batch size based on the number of CPU cores
    batch_size_2 = len(args_half2) // (os.cpu_count() - 2)

    # Split args into batches
    args_batches_2 = [args_half2[i:i + batch_size_2] for i in range(0,
len(args_half2), batch_size_2)]

    result_dfs_half2 = []
    for batch in args_batches_2:
        result_dfs_half2.extend(process_batch(batch))
    result_df2 = pd.concat(result_dfs_half2)
```

You now have result_df1 and result_df2 containing the results of the first and second halves, respectively

```
results = pd.concat([result_df1, result_df2])
```

```
results.to_excel(os.path.join(os.path.dirname(os.path.abspath(__file__)),  
                              './../baltic_lines_dlr/results_base',  
                              '2023_TTC.xlsx'))
```