



INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**PÄIKESEELEKTRIJAAMA MÕJU ANALÜÜS
KESKPINGE JAOTUSVÕRGU
PINGEPARAMEETRITELE
ANALYSIS OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC
GENERATOR SYSTEM IMPACT ON POWER QUALITY IN
A MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION GRID
MAGISTRITÖÖ**

Üliõpilane: Marko Anger

Üliõpilaskood: 204048AAVM

Juhendaja: Toomas Vinnal, insener

Kaasjuhendaja: Alexander Mazikas, insener

Tallinn 2022

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.

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

Autor:

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

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

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

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

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Marko Anger

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose Pääkeseelektrijaama mõju analüüs keskpinge jaotusvõrgu pingeparameetritele,

(lõputöö pealkiri)

mille juhendaja on Toomas Vinnal,

(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.

18.05.2022

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: Marko Anger

Lõputöö liik: Magistritöö

Töö pealkiri: Päikeseelektrijaama mõju analüüs keskpinge jaotusvõrgu pingeparameetritele

Kuupäev: 18.05.2022

117 lk

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja: insener Toomas Vinnal

Töö kaasjuhendaja: insener Alexander Mazikas

Sisu kirjeldus:

Käesoleva töö eesmärk on uurida võrguettevõtte elektrivõrgu parameetrite arvutamise meetodikat. Töös analüüsitakse päikesejaama mõju teoreetilisi aluseid keskpinge jaotusvõrgu pingeparameetritele. Töö teoreetilises osas koondatakse võrgumudeli koostamiseks olulisemad elektrivõrgu parameetrid. Töö käigus koostatakse kaks erinevat võrgumudelit, mida valideerimise täpsustamiseks korrigeeritakse etappide kaupa. Koostatud võrgumudeli täpsus peab jääma eesmärgistatud kriteeriumite piiridesse. Võrgumudelites analüüsitakse kolme erinevat võrgustsenaariumit – päikeseelektrijaama liitumisel võrguga, suvel päikeseelektrijaama maksimaalsel tootmisvõimsusel ning kevadisel ajal, millal toodang on päikesekiirgusest ning teistest ilmatikuoludest tingituna muutlik.

Kolme stsenaariumi pinge väärtuste arvutus- ja mõõtetulemused esitatakse joonistel. Koondatud pinge väärtuste järgi saab järeldada võrgu mudelite täpsust vastavalt reaalsele mõõtetulemustele. Kahe võrgumudeli erinevus on alla 2% protsendi, mis jääb alla eesmärgistatud mudeli eksimuse kriteeriumi.

Märksõnad: jaotusvõrk, võrguplaneerimine, elektri kvaliteet, pingemuutus, harmoonik, võrgumudel, valideerimine, magistritöö.

ABSTRACT

<i>Author:</i> Marko Anger	<i>Type of the work:</i> Master Thesis
<i>Title:</i> Analysis of grid-connected photovoltaic generator system impact on power quality in a medium voltage distribution grid	
<i>Date:</i> 18.05.2022	<i>117 pages</i>
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>School:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Supervisor of the thesis:</i> engineer Toomas Vinnal	
<i>Consultant:</i> engineer Alexander Mazikas	
<i>Abstract:</i> <p>The aim of this study is to analyze the distribution network operator planning methodologies. The theoretical basis of grid-connected photovoltaic generator system impact on power quality are examined. In the first section, the most important parameters for constructing a network model are gathered. Two network models are constructed which are adjusted during the steps to refine the model validation. The accuracy of the developed network model must be within the limits of the targeted criteria. The network models analyze three network scenarios – at first connection with network operator methodologies, at peak production in summer, and during spring, when the production is most variable due to solar radiation fluctuation and other weather conditions.</p> <p>The calculation and measurement results of the three scenarios are presented in the figures, from which the accuracy of the network models can be deduced according to the actual measurement results. The difference between the arithmetic mean of the two network models is less than 2%.</p>	
<i>Keywords:</i> distribution network, network planning, power quality, voltage change, harmonic, network model, validation, master’s thesis.	

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema: **Päikeseelektrijaama mõju analüüs keskpinge jaotusvõrgu pingeparameetritele**

Lõputöö teema inglise keeles: **Analysis of grid-connected photovoltaic generator system impact on power quality in a medium voltage distribution grid**

Üliõpilane: **Marko Anger, 204048AAVM**

Eriala: **Elektroenergeetika**

Lõputöö liik: **Magistritöö**

Lõputöö juhendaja: **Toomas Vinnal**

Lõputöö kaasjuhendaja:
(ettevõtte, amet ja kontakt) **Alexander Mazikas**
Elektrilevi OÜ, tehnikajuht,
Alexander.Mazikas@elektrilevi.ee

Lõputöö ülesande
kehtivusaeg: **30.06.2022**

Lõputöö esitamise tähtaeg: **18.05.2022**

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

Kaasjuhendaja (allkiri)

1. Teema põhjendus

Viimaste aastatega on suurenenud päikeseelektrijaamade liitumistaotluste hulk. [1] Jaotusvõrguettevõttes koostab päikeseelektrijaamadele tehnilisi lahendusi võrguühenduse rajamiseks võrguplaneerija. Taotleja etteantud võimsuse lisamiseks võrguga analüüsib planeerija Trimble NIS programmis [2] võrgu püsitalitlust. Võrguarvutused teostatakse sellisel ajavahemikul, mil päikeseelektrijaam peaks tootma võimsust suurima efektiivsusega. Enne planeeritud objekti realiseerimist ei ole teada, kas planeerija poolt valitud lähteandmed ja arvutusmeetodid on piisavalt täpsed püsitalitluse estimeerimiseks. Antud töös kasutan võimalust valideerida enda arvutusandmeid, 2019. aastal minu poolt planeeritud päikeseelektrijaama lahendusele, mis valmis 2021. aastal.

Käesoleva lõputöö raames uuritakse võrgu normaaltalitluse arvutustulemuste erinevust mõõdetud väärtustest ning püütakse leida põhjus, miks ei vasta arvutustulemused mõõdetud tulemustele. Töö usaldusväärsuse kindlustamiseks on modelleeritud sarnane võrgu normaaltalitus võrguarvutusprogrammis, nagu näiteks PowerWorld Simulator [3] või DigSILENT [4]. Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudist võib leida mitmeid uurimistöid päikeseelektrijaama mõjust elektri kvaliteedile, kuid need põhinevad peamiselt objekti mõõtmisel. [5] [6] Nendel uurimustel on puudulik võrdlusalus arvutatud ja modelleeritud tulemustega.

2. Töö eesmärk

Käesoleva töö eesmärk on uurida võrguettevõtte elektrivõrgu parameetrite arvutamise meetodikat. Töös analüüsitakse päikeseelektrijaama mõju teoreetilisi aluseid keskpinge jaotusvõrgu pingele kvaliteedile.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

Millised on olulised teoreetilised alused päikeseelektrijaama mõju analüüsimiseks keskpinge jaotusvõrgu pingeparameetritele?

Kas ja kuidas mõjutab päikeseelektrijaama tootmisvõimsus pingele tunnussuuruseid (aeglane ja kiire pingemuut, pingeharmonikud)?

Kas ja kui palju suurendab päikeseelektrijaam pinget (pinge hetk- ja keskvaartus, pingele maksimaalvaartus) võrgu piirkonnas?

Mille poolest erinevad töös rakendavad võrguarvutusprogrammid Trimble NIS ja PowerWorld Simulator?

Millisel määral erinevad päikeseelektrijaama püsitalitluse arvutus- ja mõõtmistulemused?

Kuidas saab arvutustulemusi täpsustada?

4. Lähteandmed

Elektrilevi OÜ tarbimisandmed on kogutud võrguettevõtte andmehaldusest. Võrguarvutusprogrammis Trimble NIS on tarbimisandmed defineeritud indekseeritud tarbimisklassidega. Päikeseelektrijaama alajaama madalapinge jaotusseadmesse paigaldatakse võrguettevõtte automaatika üksuse poolt mõõteaparaadid, mille andmed salvestatakse Elspec tarkvaras [7]. PowerWorld Simulatoris ühe- ja kahepoolse toitega püsitalitluse modelleerimiseks kasutatakse sisendina nii mõõteandmeid, arvutusprogrammi Trimble NIS võrguparameetreid, kui ka allikatest leitud valemitel põhinevaid arvutustulemusi.

5. Uurimismeetodid

Tegemist on juhtumiuuringuga, kus teostatakse VEV meetodikal põhinevalt elektrivõrgu normaaltalitluse analüüsi arvutusprogrammis Trimble NIS, millest saadud

parameetrite väärtusi võrreldakse mõõdetud tulemustega. Seejärel koostatakse Trimble NIS-st saadavatest elektrilistest parameetritest mudeli võrguarvutusprogrammis ning püütakse leida erinevuse ulatus. Kolme vaatluse analüüsimisel korrigeeritakse koostatud PWS võrgumudelit, et koondada kahe võrgumudeli tulemuste erinevust.

6. Graafiline osa

Graafiline osa esitatakse antud töö põhiosas. Olulisematel joonistel on arvutatud, mõõdetud ja modelleeritud pinge 1-tunni väärtuste tulemused.

7. Töö struktuur

Töö põhiosas analüüsitakse kahe päikeseelektrijaama mõju kolme stsenaariumi korral

Sissejuhatus

1. Teoreetiline osa
- 1.2. Võrgumudeli koostamise lähteandmed
- 1.3. Paindlik võrguteenus
- 1.4. Võrguplaneerimine teistes riikides
2. Võrgustsenaariumid
- 2.1. Mudeli sisend
- 2.2. Liitumise stsenaarium
- 2.3. Suve stsenaarium
- 2.4. Kevade stsenaarium

Järeldused

Lõputöö kokkuvõte

Kasutatud kirjandus

8. Kasutatud kirjanduse allikad

1. Elektrilevi OÜ. 2021. Rohepööre ja taastuvelekter on tulnud, et jääda!
<https://www.elektrilevi.ee/et/uudised/avaleht/-/newsv2/2021/09/27/rohepoore-ja-taastuvelekter-on-tulnud-et-jaada> (12.11.2021)
2. Trimble Inc. 2021. Network Information System.
<https://upa.trimble.com/en/industries/electricity> (26.10.2021)
3. PowerWorld Corporation. 2020. PowerWorld Simulator.
<https://www.powerworld.com/> (26.10.2021)
4. DIGSILENT. 2020. Power System Solutions.
<https://www.digsilent.de/en/> (12.11.2021)
5. H. Puusepp. 2019. Päikeseelektrijaama mõju hindamine elektrivõrgule laastu talu oü jaama näitel. TTÜ. Tallinn
6. R. Armas. 2014. Väiketootja mõju pingekvaliteedile jaotusvõrgus Elektrilevi OÜ näitel. TTÜ. Tallinn

7. Elspec LTD. 2021. PQSCADA Sapphire.
<https://www.elspec-ltd.com/power-quality-software-pqscada-software/> (15.05.2022)
8. E. Tamsalu. 2019. Elektrivõrgu digitaliseerimisest tulenevate küberriskide ja nende võimalike mõjude analüüs. TTÜ. Tallinn
9. M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt ja J. Kilter. 2007. Jaotusvõrgud, lk 114-115. TTÜ kirjastus. Tallinn.
10. Elektrilevi OÜ. 2021. Vabad võimsused alajaamades. Eesti.
[Ehttps://www.elektrilevi.ee/vabad-voimsused](https://www.elektrilevi.ee/vabad-voimsused) (26.10.2021)
11. Elektrilevi OÜ. 2021. Väiketootja liitumine. Millised seadmed sobivad?
<https://www.elektrilevi.ee/vaiketootjale> (26.10.2021)
12. R., A. El-Sayed. A., A., Abou El-Ela. 2016. Effect of Photovoltaic System on Power Quality in Electrical Distribution networks. Egypt.

9. Lõputöö konsultandid

Sven Elur – Elelevi OÜ päikeseelektrijaamade haldur. Päikeseelektrijaamade andmed.
Mari Löper – Tallinna Tehnikaülikooli doktorant-nooremteadur. Konsulteerin PowerWorld Simulatoris mudeli koostamisel.

10. Töö etapid ja ajakava

1. Lõputöö ülesande esitamine – 01.11.2021
2. Kirjanduse läbitöötamine – 02.11.2021-15.12.2021
3. Lähteandmete kogumine – 30.11.2021
- 3.1. Päikeseelektrijaama arendaja halduriga kohtumine
- 3.2. Analüüsitavate päikeseelektrijaamade valik
- 3.3. Võrguparameetrid arvutusprogrammist Trimble NIS
4. Teoreetilise osa kirjutamine – 15.01.2022
5. Võrguarvutuste võrdlemine 30.11.2021-28.01.2022
- 5.1. Võrdlemine mõõteandmetega (1-tunni sisesed pinge väärtus)
- 5.2. Modelleerimise teostamine
6. Päikeseelektrijaama mõõtmine mõõteaparaadiga (2022 märts-aprill)
7. Töö esimene versioon valmis – 28.04.2022
- 7.1. Uuringu tulemuste kirjeldamine
- 7.2. Järelduste ja kokkuvõtte kirjutamine
8. Juhendajale läbilugemiseks saatmine – 02.05.2022
- 8.1. Paranduste sisseviimine
9. Kaitsmistaotluse esitamine – 09.05.2022
10. Juhendajale teiseks läbilugemiseks saatmine – 11.05.2022
11. Töö lõplik versioon valmis – 16.05.2022
12. Lõputöö esitamine – 18.05.2022

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE	4
ABSTRACT	5
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE	6
SISUKORD.....	10
EESSÕNA	12
Lühendite ja tähiste loetelu.....	13
SISSEJUHATUS	14
1. TEOREETILINE OSA.....	16
1.1.1 Pinge tunnussuurused keskpingel	16
1.1.2 Päikeseelektrijaama mõju pinge tunnussuurustele	20
1.1.3 PV toodangu efektiivsus ja järsk muutus ajas	22
1.1.4 Trafo astmelüliti	23
1.1.5 Tarbijate mõju pinge muutusele	24
1.2 Võrgumudeli koostamine ja mõõtmise lähteandmed	25
1.2.1 Võrgumudeli koostamine	25
1.2.2 Käsitletavad võrguarvutusprogrammid NIS ja PWS	28
1.2.3 Mudeli valideerimine	31
1.3 Paindlik võrguteenus	32
1.3.1 Dünaamilise võrguplaneerimise võimalused	32
1.3.2 Dünaamiline võrgutariif	34
1.4 Võrguplaneerimine teistes riikides.....	35
1.4.1 Riikide jaotusvõrgu võrguettevõtted	35
1.4.2 Võrgutariifide võrdlus	36
2. Võrgustsenaariumid	40
2.1 Mudeli sisend	40
2.2 Päikeseelektrijaama liitumise stsenaarium	47
2.2.1 NIS arvutustulemused	47
2.2.2 PWS arvutustulemused.....	48
2.2.3 Tulemuste võrdlus	48
2.3 Päikeseelektrijaama 2021. suve stsenaarium	51
2.3.1 Analüüsitava vaatlusperiood	51
2.3.2 Päikeseelektrijaama mõju pinge kvaliteedile 2021. suve mõõtmistulemustega.....	54
2.3.3 Harmonikute tase mõõtepunktides sõltuvalt PEJ tootmisvõimsusest	58

2.3.4	Mõõtetulemuste 1-tunni keskmistatud väärtuste stsenaarium PWS mudelis	62
2.3.5	Päikeseelektrijaama tootmisvõimsuse mõju jõutrafo astmelüliti toimingule	70
2.4	2022. kevade reaalsete mõõtmiste stsenaarium	73
2.4.1	Analüüsitarv vaatlusperiood	74
2.4.2	Päikeseelektrijaama mõju pingele kvaliteedile 2022. kevade mõõtmistulemustega.....	76
2.4.3	Harmoonikute tase mõõtepunktides sõltuvalt PEJ tootmisvõimsusest	79
2.4.4	Päikeseelektrijaama tootmisvõimsuse mõju jõutrafo astmelüliti toimingule	83
2.4.5	Võrgutalitluse stsenaarium PWS-s mudeli valideerimiseks	85
	JÄRELDUSED.....	92
	KOKKUVÕTE	96
	SUMMARY.....	97
	KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	98
	LISAD	101

EESSÕNA

Võrguplaneerija koostab nädala jooksul mitmeid erinevaid tehnilisi lahendusi. Et olla kindlam arvutuste õiguses, on tarvis neid valideerida reaalsete andmetega. See on aga võimalik vaid pärast planeeritava objekti valmimist, milleks võib kuluda kuid või lausa aastaid. Antud töös kasutan võimalust valideerida 2019. aastal minu poolt planeeritud lahendust päikeseelektrijaamale, mis valmis 2021. aastal. Võrguplaneerija peamine arvutusprogramm on Trimble NIS (NIS) [1]. Antud töös koostatakse alternatiiv võrgumudel võrguarvutusprogrammis PowerWorld Simulator (PWS) [2], mida võrreldakse NIS arvutustega ning mõlemat võrgumodelit valideeritakse reaalsete mõõtetulemustega. Lisaks uuritakse päikeseelektrijaamade mõju liitumispunkti pingele tunnusuurustele vastavalt standardile EVS-EN-50160-2010 [3].

Lühendite ja tähiste loetelu

DMS – jaotusvõrgu talitluse tugisüsteem (*Distribution Management System*)

EENS – keskmine andmata energia (*expected energy not supplied*)

KP/MP – kesk- ja madalpinge

NIS – võrguarvutusprogramm Trimble NIS

PAJ - piirkonnaalajaam

PEJ – päikeseelektrijaam

PWS – võrguarvutusprogramm PowerWorld Simulator

SCADA – Operatiivjuhtimise dispetšisüsteem (*Supervisory control and data acquisition*)

VEV – võrguettevõtte

SISSEJUHATUS

Võrguettevõtte (VEV) arendusüksus koostab pidevalt tehnilisi lahendusi tarbijate ja tootjate ühendamiseks võrguga. Lõputöö ühe osana on autoril oluline leida kinnitust praktikas rakendatavale arvutusmeetodile. Selleks analüüsitakse planeerija poolt koostatud tehnilist lahendust teises võrguarvutusprogrammis. Ühe osana on uuritud, kuidas planeeritakse jaotusvõrku teistes riikides ning mida saab Eesti jaotusvõrguettevõtte oma praktikas rakendada teiste riikide näitel.

Jaotusvõrguettevõtted kasutavad võrguplaneerimisel peamiselt staatilisi võrguarvutusprogramme. Näiteks saab Trimble NIS (NIS) [1] programmiga arvutada võrgutalitlust ette antud parameetritega, mis arvestab võrguelementide topograafilist paiknemist. Sellega arvutades, peab vaadeldavad stsenaariumid ise püstitama. On olemas ka teisi võrguarvutusprogramme, nagu näiteks DigSilent ja PowerWorld Simulator (PWS) [2], mille arvutused on komplekssemad, kuid neil rakendustel puudub GIS-süsteem. PWS-is saab arvutada võrgu seisundiparameetrid, kuid tehnilist lahendust selles joonestada ei saa. Lõputöös uuritakse dünaamilise võrguplaneerimise võimalusi ning millist paindlikkust saab pakkuda jaotusvõrguettevõtte.

Põhiosa esimeses peatükis esitatakse võrguplaneerimise teoreetiline pool – elektrilised parameetrid ja omadused, mida peab arvestama analüüsi koostamisel. Praktilises osas modelleeritakse võrguarvutusprogrammidega elektrivõrgu talitlust. Siinkohal kirjeldatakse neid programme ning kogutakse tingimused, millega koostatud mudelit valideerida. Teises peatükis rakendatakse esimeses peatükis kogutud teabe autori poolt planeeritud objektile. Planeeritud päikeseelektrijaam asub Suure-Jaani külje all, kus antud piirkonnas väljaehitatud ligikaudu 5MW päikeseelektrijaamasid. Analüüsitava 15kV keskpinge fiidril on lepinguliselt 7MW elektritarbijaid ja summeeritult 2,2MW netovõimsusega päikeseelektrijaamasid.

Töö eesmärk on uurida võrgutalitlust, kui võrku lisandub päikeseelektrijaam ning kuidas mõjutab võrku ühendatud päikeseelektrijaam jaotusvõrgu elektri kvaliteeti. Esimese stsenaariumina vaadeldakse võrgutalitlust päikeseelektrijaama B ühendamisel jaotusvõrguga. Teise stsenaariumina analüüsitakse päikeseelektrijaamade (PEJ) maksimaalsel tootmisel mõju pinge tunnussuurustele. Kolmandana analüüsitakse PEJ mõju jaotusvõrgus vahepealse stsenaariumine ehk kevadisel ajal, millal ei ole päikesekiirgus kõige efektiivsem ning PEJ tootmine võib olla muutlik. Kõik kolm stsenaariumit arvutatakse läbi PWS-s.

Koostatud stsenaariumites kajastatakse nii arvutus- kui ka mõõtetulemused. PWS mudelit valideeritakse 3 meetodiga – NIS mudeli abil, ajaloolise mõõteandmete järgi ja reaalseste mõõtetulemuste järgi. Mõõtetulemuste allikaks on analüüsitava fiidri mõõteandmed võrguettevõtte VEV juhtimiskeskuse DMS süsteemist ja huvipakkuvamatesse kohtadesse paigaldatud kahest pingekvaliteedianalüsaatorist (PKA). Mõõteseadmed on paigaldatud madalpingevõrgus olevate päikeseelektrijaamade KP/MP alajaama madalpinge jaotusseadme lattidele. Madalpinge mõõtetulemused taandatakse pingeväärtuste võrdlemiseks alajaama keskpinge poolele, täpsemalt arvutatakse välja pinge kadu trafo ja keskpinge jaotusseadme vahel.

Koostatud töö põhjal saab valideerida mõlemat võrgumudelit. NIS võrgumudelit valideeritakse reaalseste tulemuste ja arvutatud liini parameetrite alusel ning PWS võrgumudelis kasutatakse sisendina nii reaalseid mõõtetulemusi, kui ka NIS seisundiparameetreid. Mõlemaid võrgumudeleid korrigeeritakse etappide vältel, et muuta mudelite valideerimise tulemusi täpsemaks reaalsele mõõtmistele.

Piirkonnaalajaama (PAJ) trafo sekundaarpinge väärtus mõjutab suuresti liitumispunktides mõõdetavaid pingeväärtuseid. Seega uuritakse kuidas mõjutab liitumispunktis päikeseelektrijaama tootmisvõimsus trafo astmelüliti toiminguid. Antud analüüsi kõrvutatakse kohalikke ilmastikuoludega, sest päikeseelektrijaama tootmisvõimsus on tugevalt seotud pilvede olemasolu ja tihedusega.

1. TEOREETILINE OSA

Käesolevas peatükis esitatakse võrguvaatluse teoreetiline pool – elektrilised parameetrid ja omadused, mida peab arvestama analüüsi koostamisel. Praktilises osas modelleeritakse võrguarvutusprogrammidega elektrivõrgu talitlust. Antud peatükis kirjeldatakse neid programme ning kogutakse tingimused, millega koostatud mudelit valideerida. Selleks, et mõista, kuidas teistes riikides arendatakse elektrivõrku, analüüsitakse Soome, Läti ja Leedu suurimate võrguettevõtetes võrgu arendust ja strateegilise planeerimise meetodeid. Lisaks arutletakse dünaamilise võrgutalitluse estimateerimise teemal.

Alapeatükis 1.1 esitatakse analüüsitavad elektrivõrgu pingetunnussuurused. Alapeatükis 1.2 analüüsitakse võrgutalitlust tarbimisel ja päikeselektrijaama tootmise mõju võrgutalitlusele. Alapeatükis 1.3 esitatakse võrgutalitluse estimateerimise mudeli koostamiseks vajaminevad osad, lõputöös käsitletavate võrgumudelite omadusi ning mudeli valideerimise meetodeid. Alapeatükis 1.4 uuritakse naaberriikide Läti, Leedu ja Soome suuremad võrguettevõtteid ning millised ressursid on neil kasutusel ning kuidas võivad need olla kasuks võrgu arendamisel. Viimasena arutletakse teemal, kuidas võrguettevõtte saab pakkuda paindlikku võrgutalitlust.

1.1 Jaotusvõrgu pingeparameetrid

Lõputöös vaadeldakse elektrivõrgu pingetunnussuuruseid elektrisüsteemi konkreetses punktis. Päikeselektrijaamaga seotud alajaamas (AJ) analüüsitakse kestvaid nähtusi ja pingetundmusi, mida hinnatakse esitatud tehniliste võrdlusparameetritega. Võrguettevõtte peab tagama, et pinget ei ületaks klientide liitumispunktides standardis EVS-EN-50160 [3] määratud piirväärtuseid. Võrguplaneerimise seisukohalt on oluline, et arendatav võrk vastab ette kirjutatud määrustele. Selleks peab arvestama võrguühenduste rajamisel nii kiire kui ka aeglase pingemuutustega.

1.1.1 Pingetunnussuurused keskpingel

Aeglane pingemuutus

Aeglane pingemuutus on pinget efektiivväärtuse suurenemine ja vähenemine, mis peamiselt on tingitud koormuse muutmisest. Normaaltalitlustingimustes ei tohi toitepinge aeglased muutused ületada $\pm 10\%$ lepingulisest pingest U_c , mis üldjuhul võrdub võrgu nimipingega U_N . [1] Toitepinge aeglase pingemuutuste peamiseks

põhjusteks on tarbimise muutus ajas. Aeglase pingemuudu mõõtmisi tehakse vastavalt standardile EN 61000-4-30 [4]. Mõõtmisi teostatakse vähemalt 1 nädal. EVS-EN-50160 standardis on määratud pingele lubatud piirväärtused:

- Vähemalt 95% madalpingel ja 99% keskpingel, toitepinge 10-minutilistest keskmistest efektiivväärtustest peavad olema $\pm 10\%$ piires nimiväärtusest [3]
- 100% toitepinge 10-minutilistest keskmistest efektiivväärtustest ei tohi olla väljaspool lepingulise pingele $+10/-15\%$ piire madalpingel ja keskpingel $\pm 15\%$ [3]

Aeglase pingemuut $\Delta U_{aeglase}$ on arvutatav [5] valemiga 1.1.

$$\Delta U_{aeglase} = \frac{U - U_N}{U_N} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

kus $\Delta U_{aeglase}$ – aeglase pingemuut, %,

U – pingele efektiivväärtus, V,

U_N – võrgu nimipingele V.

Kiire pingemuutus

Kiire pingemuutus on pingele efektiivväärtuse kiire üksikmuutus kahe täpsustamata püsiva kestusega järjestikuse taseme vahel. Toitepingele kiirete pingemuutuste peamiseks põhjusteks on kiire koormuse muutumine tarbijajärgselt, lülitamised võrgus või rikked. Kuna päikeseelektrijaamade efektiivsus on väga sõltuv pilvede tihedusest, siis järsk toodangu muutus võib põhjustada pingemuutust, mis tekitab elektrijaama seadmetele elektromagnetilisi kahjustusi. [3]

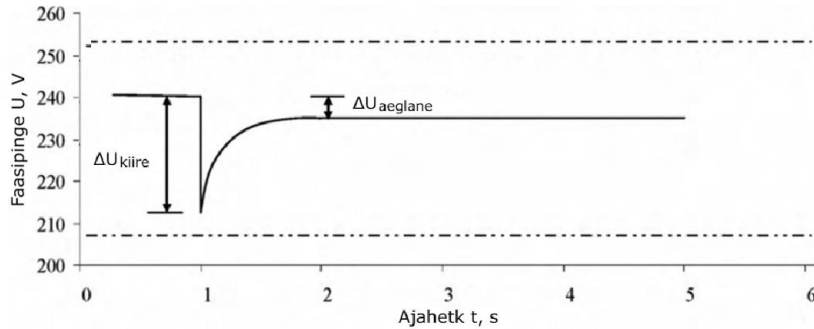
Kui pingemuutus on üle lubatud piirväärtuse ning ei stabiliseeru, siis on pingemuutusest tekkinud pingelohk või -muhk, vastavalt pingele tõusule või langusele. Standardi EN 61000 järgi liigitakse pingelohu väärtused vastavalt jääkpingele ja kestusele [3].

$$\Delta U_{kiire} = \frac{U_2 - U_1}{U_N} \cdot 100\% \quad (1.2)$$

kus ΔU_{kiire} – kiire pingemuut, %,

U_1 – pingele efektiivväärtus 1. tasemel, V,

U_2 – pingele efektiivväärtus 2. tasemel V.



Joonis 1.1 Pinge efektiivväärtuse kiire (ΔU_{kiire}) ja aeglane ($\Delta U_{aeglane}$) muutus [6]

Joonisel 1.1 on esitatud pinge efektiivväärtuse kiire (ΔU_{kiire}) ja aeglane ($\Delta U_{aeglane}$) pingemuutuse graafik, mootori sisselülitamise hetkel. Joonisel 1.1 langeb 1. sekundil pinge efektiivväärtus 240 V-lt 210 V-le, tekitades kiire pinge muutuse, mis on arvutatav [5] valemiga 1.2. Arvutatud kiire pingemuudu väärtus on -12,5%.

$$\Delta U_{kiire} = \frac{210 - 240}{240} \cdot 100\% = -12,5\%$$

Sellest hetkest hakkab langema mootori hetkeliselt suur käivitusvool ning pingeväärtus tõuseb. Pinge tõuseb teatud tasemeni kuni mootor on saavutanud oma nominaalse koormusvoolu. Sel hetkel on pinge 235V ning pinge efektiivväärtuse aeglane muutus on -2,1%, mis on leitav valemiga 2.1.

$$\Delta U_{aeglane} = \frac{235 - 240}{240} \cdot 100\% \approx -2,1\%$$

Aeglane pingemuut on pinge väärtuse erinevus võrgu nimipingest, mis arvutatakse vähemalt 1-nädalase keskmistatud tulemuste põhjal. Kiire pingemuut on väärtuste erinevus kahe taseme vahel. Kahe tunnussuuruse peamiseks erinevuseks on see, et väärtuseid vaadeldakse erineva ajaperioodiga.

Harmonikud

Elektrivõrgus on pinge ja vool ideaalsel juhtumil siinuselise lainekujuga. Tihti esineb moonutatud lainekujuga perioodilist lainet, mida põhjustavad mittelineaarsed elektriseadmed, näiteks jõuelektroonikal põhinevad tarvitid. Moonutused on seletatavad kõrgemate harmoonikutega, mis põhinevad erineva sagedusega siinuseliselt muutuvatest komponentidest. Esimest järku harmoonik ehk põhikomponent vastab sagedusele 50Hz ning järgnevaid põhisageduse täisarvkordeid nimetatakse kõrgemateks harmoonikuteks. Lisaks võivad esineda ka vaheharmoonikud ja alaliskomponent. Kõrgemaid harmoonikuid saab hinnata kas üksikult või ühiselt harmoonimoonutusteguriga THD, mis arvutatakse vastava valemiga 2.3. [5]

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2} \quad (1.3)$$

kus h – harmooniku järk,

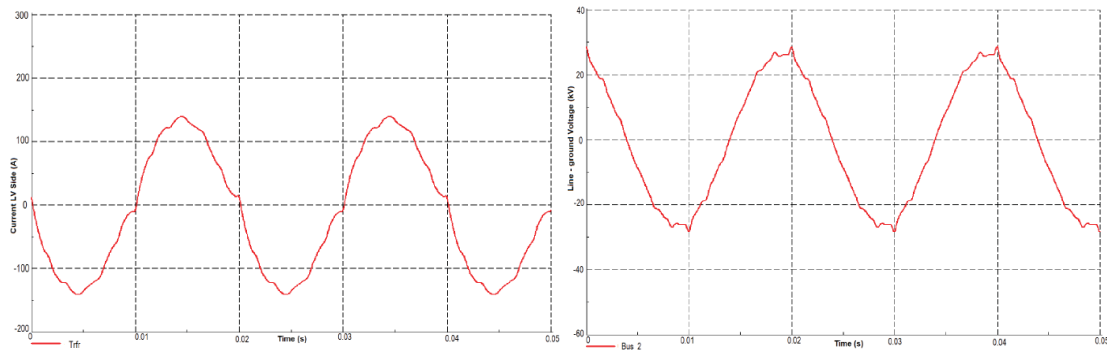
u_h – harmooniku pinge suhtelise amplituudiga põhikomponendi pinge U_1 suhtes.

Harmooniku pinge on siinuspinge, mille sagedus on toitepinge põhikomponendi sageduse täisarvkordne. Toitepinge harmoonikud esinevad vooluharmoonikute olemasolul, mis tekkivad peamiselt elektrivõrgu kasutajate ebalinearsest koormusest. Lisaks tekitavad pingeharmoonikuid võrgu näivtakistuse kaudu voolavad vooluharmoonikud. Koos liitumispunktis tekkivate vooluharmoonikutega ning võrgu näivtakistusega, tekkivad ajas muutuvad pingeharmoonikud. Normaaltalitlustingimustes peavad nädalases ajavahemikus iga harmooniku pinge 10-minutilistest keskmistest efektiivväärtustest 95% olema väiksemad kui tabelis 1.1 esitatud väärtused. Standardis on ette antud piirväärtused kuni 25-nda harmoonikuid ning toitepinge harmoonmoonutustegur THD ei tohi olla suurem kui 8%. [3]

Tabel 1.1 Üksikute harmoonikute pinge väärtused liitumispunktis kuni järguni 25 protsendina pinge põhiharmoonikust kesk- ja madalpingevõrgus [3]

Paaritud harmoonikud				Paaris harmoonikud	
3-ga jagamatud		3-ga jagunevad			
Järk h	Suhteline väärtus u_h	Järk h	Suhteline väärtus u_h	Järk h	Suhteline väärtus u_h
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
11	3,5%	15	0,5% (MP 1,0%)	6-24	0,5%
13	3,0%	21	0,5% (MP 0,75%)		
17	2,0%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

Artiklis [7] analüüsitakse jaotusvõrgus voolu- ja pingeharmoonikute taset, mis on mõõdetud trafo lattel. Joonisel 1.2 on kujutatud voolu ja pinge harmoonmoonutusteguri (THD) hetkväärtuste graafikud ajas. Graafikul on näha üksikuid mittesiinuseliseid moonutusi. Tegemist on võrgu püsitalitlusel tekkivate harmoonikutega, mida põhjustavad võrgus jõuelektroonikal põhinevatest tarvititest. Tänapäeval on võrgu arendamisel tekkinud probleem, kuskasvava tarkade seadmete kasutamisega tõuseb elektrivõrgus harmoonikute tase, mis omakorda kahjustab elektri kvaliteeti. Harmoonikud langetavad pinge kvaliteeti, mis tekitavad rohkem kadusid ja vähendavad seadmete eluiga.



Joonis 1.2 Voolu (vasakul) ja pinge (pinge) harmoonmoonutustegur (THD) hetkväärtuste graafik [7]

Kõrgesageduslike harmoonikute lubatud piirväärtused määratakse standardi [3] alusel. Allika [8] järgi esinevad elektrivõrgus peamiselt 3., 5., 7., 11. ja 13. järku harmoonikud. Vooluharmoonikud tekkivad mitte-lineaarsest koormusest, millest omakorda tekkivad pingeharmoonikud. Võrgus ei saa esineda pingeharmoonikuid ilma vooluharmoonikuteta. [4]

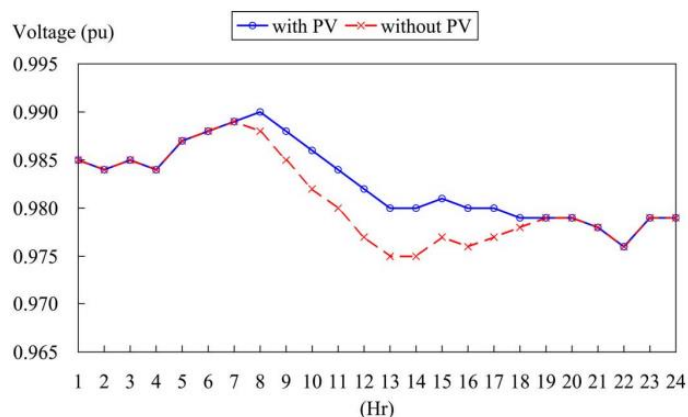
1.1.2 Päikeseelektrijaama mõju pingele tunnusuurustele

Sarnaselt võrguettevõtte planeerimise meetoditele, analüüsitakse töös jaotusvõrgu staatilisi, maksimaalkoormustel põhinevaid situatsioone. Sellise meetodi rakendamisel analüüsitakse töös võrgu toitepinge muutust determineeritud väärtuste järgi. Sellisel juhul ei ole oluline analüüsida võrgutalitlust teatud ajavahemiku vältel, et leida dünaamiline võrgutalitluse analüüs, vaid pigem analüüsitakse kolme staatilist võrgu stsenaariumit ning omakorda analüüsitakse, standardikohaselt keskendatud väärtuste järgi, pingele tunnusuuruseid [3], [4]. Vaatlustest võib välja arvestada pingelohu ja -mahu tunnusuurused, sest staatilisi väärtusi arvestades, kirjeldab kiire pingemuut samaväärset muutust [3]. Aeglane pingemuutus kirjeldab võrgu pingele muutust nimiväärtusest. Mõlemad nimetatud tunnusuurused on olulised vaatlemiseks inverteril põhinevate päikeseelektrijaamadega seotud võrgutalitlust, kuna elektritoodangu väljund on mõjuvalt seotud pilvede tihedusega. Seega võib olla toodang ajaliselt kiire hüppelisusega, mis mõjutab seotud fiidril tarbijate elektri kvaliteeti.

Päikeseelektrijaama mõju pingele muutusele

Ideaalsel juhtumil vähendab hajutatud toomine võrgu energiakadusid ning heades tingimustes on suuteline tipukoormuseid vähendada, millega ei pea pinget nii palju reguleerima. Artiklis [9] on esitatud joonis ühe simuleeritud võrguosa sõlmpunkti pingeväärtusest. Kui sinna on ühendatud päikeseelektrijaam, on tulemusena võimalik parandada päevasel ajal pingeväärtust keskmiselt 0,5%. Samas võib ka siinkohal järeldada, et kui sellistel tingimustel möödub päikeseelektrijaamast suur

pilvemass, siis samamoodi langeb päikeseelektrijaama juures pingeväärtus võrgu toitepinge tasemele.



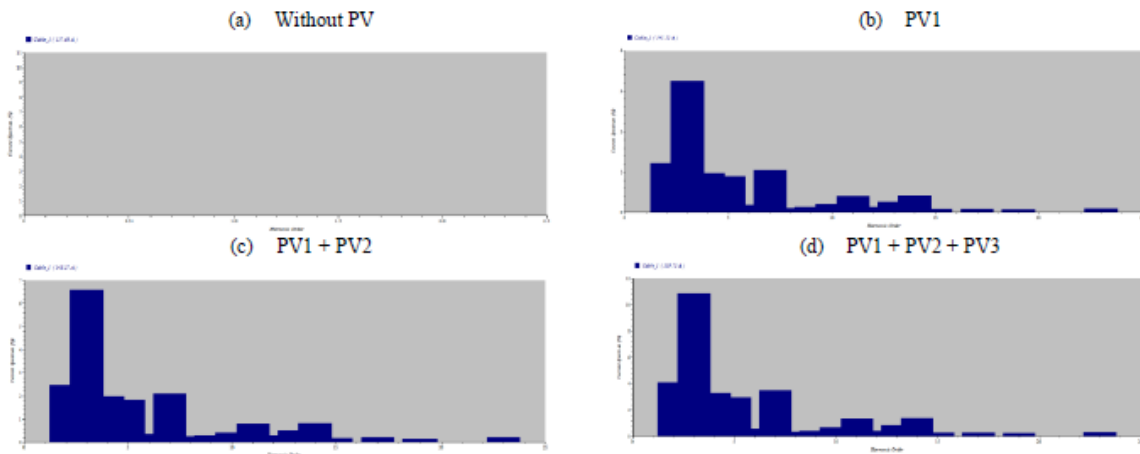
Joonis 1.3 Elektrisüsteemi pingeväärtuse täiustamine päikeseelektrijaama poolt [9]

Seega on oluline jälgida, et päikeseelektrijaama liitumisel elektrivõrguga, ei oleks liiga suur pingemuutuste mõju tarbijatele. Selleks on määratud võrguettevõtte lubatud muutuste piirväärtused arvestades lisaks varuteguri. Tootmisüksuste ühendamisel võrguga on üksiku kiire pingemuutuse korral suurim lubatud piirväärtus 6% ja pinge aeglase muutuse korral kuni 8% [10].

Päikeseelektrijaama mõju harmoonikutele

Päikeseelektrijaam toodab alalisvoolu, kuid jaotusvõrku on elektrijaam ühendatud läbi inverteri ja kontrolleri. Sellised jõuelektronikal põhinevad seadmed tekitavad alalisvoolu muundamisel vahelduvvooluks vooluharmonikuid. Vooluharmonikud on mittesiinuselise lainekujuga kõrgema sagedusega voolukomponendi osad, mis moonutavad elektrivõrgu pinge kvaliteeti ja võivad kahjustada seadmeid.

Joonisel 1.4 on esitatud võrgumudeli analüüsi tulemused, kus 1000kVA tööstuslikku piirkonda ühendati kolm 150 kW päikeseelektrijaama. Kui võrgumudeliga ühendati päikeseelektrijaam, tõusis harmoonikute tase, kuid THD_U ei ületanud lubatud piirväärtust 5% suhtelise väärtusena. Joonisel 1.4 on kujutatud tööstusliku tarbimisega liitumispunkti vooluharmonikute tase, mis iga 150kW tootmisüksusega tõuseb. Vooluharmonikute taseme muutus ei ole hästi sellel joonisel visuaalselt illustreeritud, kuid iga graafiku skaala muutub suuremaks. Graafik „a” on ilma päikeseelektrijaamata. Graafikul „b” on lisatud üks 150kW netovõimsusega päikeseelektrijaam, mille skaala on vahemikus 0-400%. Graafikul „c” on lisatud juurde 150kW päikeseelektrijaam, mille korral on graafiku skaala 0-700% ning graafikul „d” on paigaldatud 450kW netovõimsusega päikeseelektrijaam, mille korral on vooluharmonikute tase vahemikus 0-1200%. Siinkohal saab järeldada, et vooluharmonikute tase on tihedalt seotud päikeseelektrijaama tootmisega. [11]

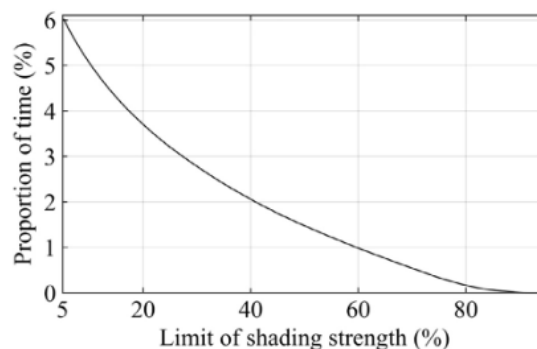


Joonis 1.4 Vooluharmoniku spektripilt tööstuslikus võrgumudelil arvestades ühendatud päikeseelektrijaamade kogutoodangut [11]

Kõrgsageduslike harmoonikute filtreerimiseks on võimalik paigaldada jõuelektronikaseadme ja võrgu liitumispunkti vahele šunteerivad filtrid, mis aitavad langetada voolu- ja pingeharmonikuid. On olemas passiivsed filtrid, mis kondensaatorite ja induktiivpoolide kombinatsioonil on häälestatud resoneerima ühel sagedusel. Peamiselt kasutatakse RLC vooluringiga filtrit (*Single tuned filter*), mis on kõige lihtsam filtreerimise meetod. [12]

1.1.3 PV toodangu efektiivsus ja järsk muutus ajas

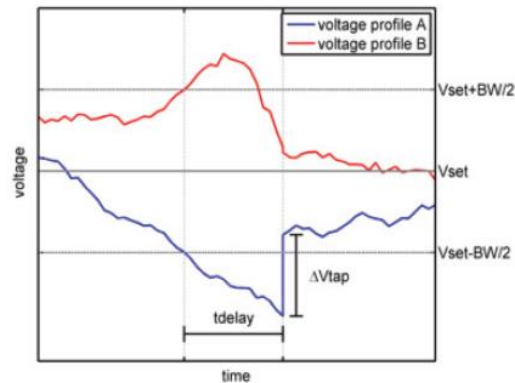
Päikeseelektrijaamad on tundlikud ilmastikuoludele, eriti pilvede tihedusele ja olemasolule. Pilvisel päeval on päikeseelektrijaam suuteline tootma 10-25% nimivõimsusest [13]. Joonisel 1.5 on esitatud analüüsitud päikeseelektrijaama küllastumise kiirus arvestades erineva tugevusega varju. Jooniselt saab välja lugeda, et mida suurem on varju tugevused, seda vähem kulub aega küllustamiseni. Artiklis jõuti tulemuseni, et pilvede möödumine üle päikesepaneelide mõjutavad vähesel määral päikeseelektrijaama tootlikust, kuni 4%. Kõige märgatav mõju on varjudel 40 kuni 80% tugevusega. Sellised on päikese poolt tekitatud varjud näiteks metsanurk, majasein, õhuliini kaabel jm.



Joonis 1.5 Päikeseelektrijaama küllastumise kiirus arvestades varju tugevust

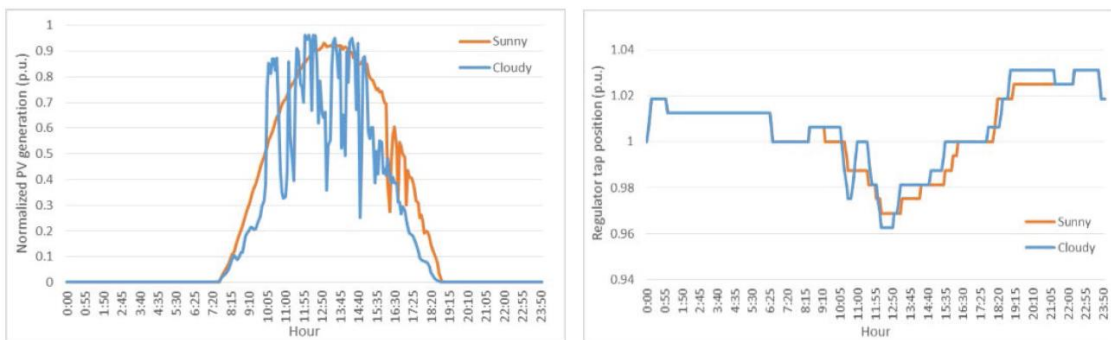
1.1.4 Trafo astmelüliti

Trafo koormusastmelüliti (*On-Load Tap Charger* OLTC) toiming arvestab pingemääratud väärtust, selle muutumise laiust ja fikseeritud ajaviidet. Kui pinge ületab ette antud negatiivse või positiivse piirväärtuse, muudab kontrollor vastavalt trafo pingestet. Astmelüliti toiming kestab nii kaua kui see pingeväärtus jääb lubatud väärtusesse nagu on esitatud joonisel 1.6. [14]



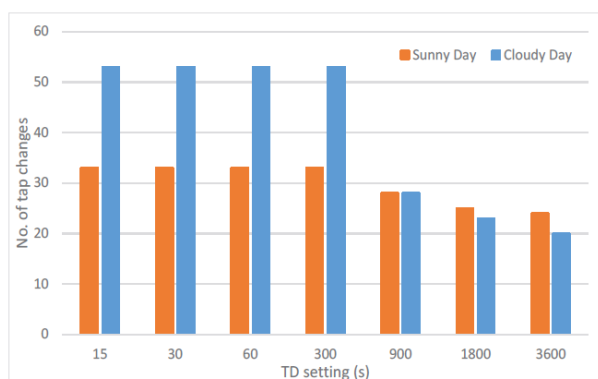
Joonis 1.6 Trafo koormusastmelüliti toimingu suhe pingeväärtusega [14]

Artiklis [14] on analüüsitud pingeväärtuseid 1-tunnilise efektiivväärtusena, kuid sobival ajal võib päikeselektrijaama toodangus olla suur muutus. Päikeselisel päeval võib jaama toodang kõikuda isegi 60% nimivõimsusest, kui paneelide ette tulevad pilved. Päikeselektrijaama toodetud energia võimsusvoog liigub süsteemi suunas, kui genereeritud maht ületab fiidri tarbimiskoormust. Joonisel 1.7.b. on esitatud trafo astmelüliti sõltuvus ilmastikust. Baaskoormuse korral, näiteks öösiti, hoitakse ühtlast pingestet, kuid päevasel ajal toimub rohkem lülitamisi, sest trafo koormatus väheneb lineaarselt päikeselektrijaama elektritootmise suurenemisega.



Joonis 1.7 Päikeselektrijaama toodang (a) ja jõutrafo koormusastmelüliti (b) muutus sõltuvalt ilmast [14]

Analüüsitud tulemustest järeldati, et 15s ajaviitega toimis päikeselektrijaama tootmisega liiga palju lülitamisi, mis põhjustasid mittelubatavaid pingekõikumisi tarbijatele vähendades kvaliteedinäitajaid. Pilvisel ja päikeselisel päeval oli astmelülitamisi 53 ja 33 korda vastavalt. Seega ilmastikuolud mõjutavad märgatavalt trafo astmelüliti toimingut.

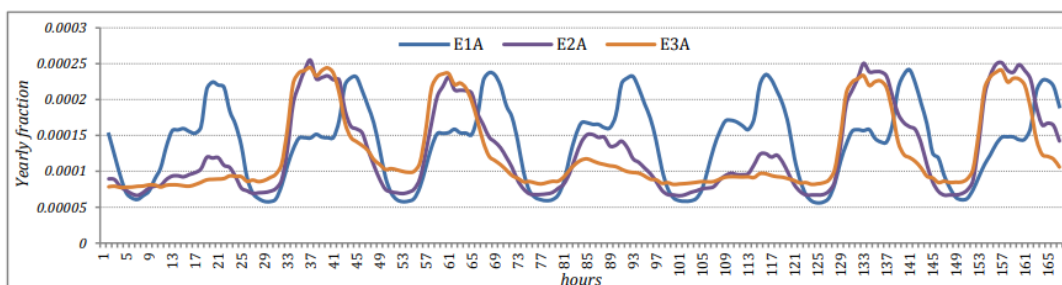


Joonis 1.8 Trafo astme lülitamiste kogus sõltuvalt ilmast ja pingeregulaatori viitest [14]

Jooniselt 1.8 on näha, kui astmelülitel oli 900s või pikem viitepaus, toimus märgatavalt vähem astme lülitamisi. Siis oli pingekõikumisel aega vaibuda pingetsoonis pikemalt.

1.1.5 Tarbijate mõju pinge muutusele

Joonisel 1.3 on näha kuidas ühe sõlmpunkti pingeniivo muutub ajas, millest saab välja lugeda kui muutlik on elektri tarbimine ajas. Antud sõlmpunkt on seotud teiste võrguosadega mis on samuti muutlikud ajas. Nende omavaheline tarbimisgraafik ei pruugi klappida, seega ei muuda ainult üksik tarbija pingeväärtust, vaid muutust mõjutab võrgu ülekantav võimsus sellest sõlmpunktis.



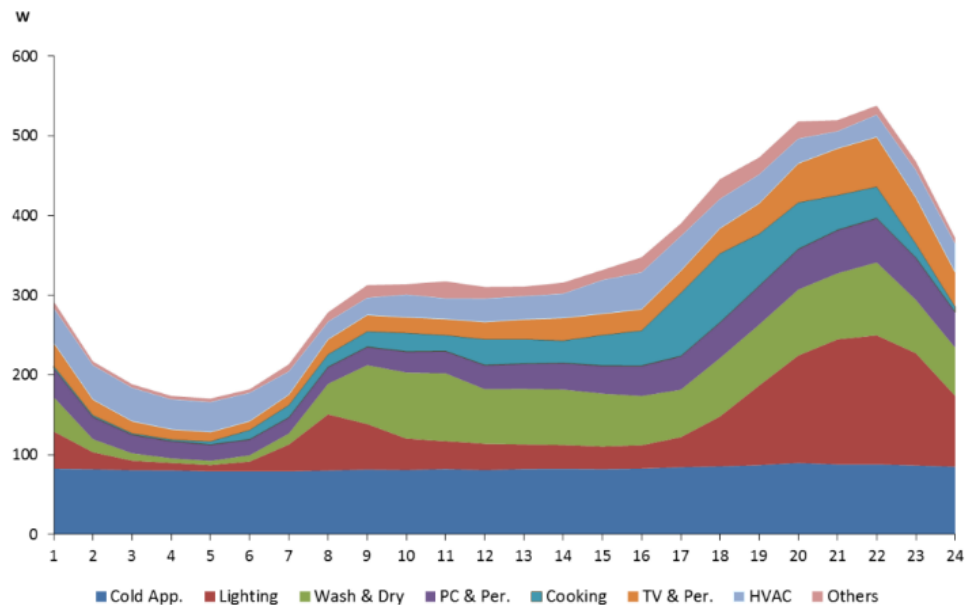
E1A: residential

E2A: service

E3A: industry

Joonis 1.9 Näited koormuse varieerumisest ühe nädala jooksul kolme erineva tarbimistüübi kohta [15]

Joonisel 1.9 on kajastatud kolme erineva tarbimistüübi ühenädalane koormusgraafik aastasest tarbimisest – elamurajoon, avalik sektor ja tööstus. [15] Jooniselt on näha, kuidas eri tüüpi koormused erinevad teineteisest märgatavalt. Elamurajoonil on igapäeva tipukoormustega tarbimine, kuid tööstus tarbib vaid periooditi. Samuti võib erineda ka ühe tarbimistüübi iseloom, arvestades milliseid paigaldisi kasutatakse.



Joonis 1.10 Euroopa keskmise elamu koormusgraafik [16]

Joonisel 1.10 on esitatud Euroopa keskmise elamu koormusgraafik [16]. Elamu baaskoormuseks on tüüpiliselt külmaseadmed, lisaks ka valgustid ja elektrikütte allikad. Teiste seadmete kasutamist saab tarbija juba ise otsustada ning selle võrra peab tarbija olema ka teadlikum oma elektri tarbimise tarvidustest. Seega on tarbimisgraafikud üsna ettearvamatud, sõltuvad nii tarbimise tüübist, koormusgraafikust kui ka kasutusajast. Kuid üldiselt saab ära määrata keskmistatud väärtused, millest eksimine on võrguettevõtte teadlik riski võtmine.

1.2 Võrgumudeli koostamine ja mõõtmise lähteandmed

Võrgumudeli olulised elemendid on ülekandeliinid, energiamuundusseadmed (trafod) ja sõlmpunkti elektritarbijad- ning tootjad. Võrgutalitlusel on oluline, et tootmine ja tarbimine on tasakaalus, pingetunnussuurused ei ületa lubatud piirväärtuseid ning liinid ja trafod ei ole ülekoormatud.

1.2.1 Võrgumudeli koostamine

Võrgumudeli süsteem

Süsteemis võib tekkida kollaps (*blackout*), kui võrguosa ei suuda elektri tarbimist katta ning elektri tarbimine ja tootmine ei ole tasakaalus ehk sagedus ei ole 50Hz. Kui võrguosas ei ole piisavat toodangut, peab see olema ühendatud suurema süsteemiga, mis tagab ühtlase võimsusvoo võrguosa ning süsteemi vahel.

Võrgumudeli ülekanaliinid

Vajaduse korral tuleb elektrijuhi aktiivtakistuse väärtust taandada vastavalt töö keskkonna temperatuurile [17]. Sellest tulenevalt on alati mõistlik kasutada kaabli tootekataloogis ette antud väärtust. Juhul kui tingimused on vastavad, leitakse elektriliinide parameetrid tabelis 1.2 esitatud valemitega. Käesolevas töös rakendatakse töötemperatuuri +20°C.

Tabel 1.2 Ülekandeliinide valemid [17]

Liini parameeter	Elektriliini valem	Valemi nr.	Elektriliini eritakistuse valem	Valemi nr.
Aktiivtakistus	$R_{l1} = r_{l1} \cdot l_1$	(1.4)	$r_{\vartheta} = r[1 + 0,004(\vartheta - \vartheta_0)]$	(1.5)
Reaktiivtakistus	$X_{l1} = x_{l1} \cdot l_1$	(1.6)	$x = 0,144 \log \frac{D_k}{r} + \frac{0,0157}{n}$ $D_k = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}}$	(1.7)
Juhtivus	$B_{l1} = b_{l1} \cdot l_1$	(1.8)	$b = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_k}{r_{jekv}}}$	(1.9)
Mahtuvus	$G_{l1} = g_{l1} \cdot l_1$	(1.10)	$g = \frac{\Delta p_{kor}}{U_n^2}$	(1.11)

Elektrivõrgu parameetrite analüüsimiseks vaadeldakse elektrienergia ülekandmisest tingitud pingeväärtuste muutust kahe sõlme vahel. Valemiga 1.12 on võimalik arvutada pingekadu nominaalväärtusest, arvestades võrguparameetreid:

$$\Delta U_{aeglane} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_N} \quad (1.12)$$

kus $\Delta U_{aeglane}$ – pingekadu, kV,

U_N – võrgu nimipinge, kV,

P – liini läbiv aktiivvõimsus, MW,

Q – liini läbiv reaktiivvõimsus, MVar,

R – liini aktiivtakistus, Ω ,

X – liini induktiivtakistus, Ω .

Valemit 1.12 kasutatakse aeglase pingemuudu arvutamiseks, kuid kiire pingemuut arvutatakse lühisparameetrite alusel, mille järgi leitakse muutuse suurus esialgselt olekust valemiga 1.13 [10]. Sellise tunnussuuruse leidmine on oluline kui vaadelda ilmastikust sõltuvat tootja mõju pingeparameetritele. Päikeseelektrijaam kaotab momentaalselt oma tootlikuse, kui päikesepaneelidele tekib tugeva varjuga vari. Valemis 1.13 esitatud liitumispunkti lühisvõimsus avaldub valemiga 1.14 [18] ja liitumispunkti näivtakistuse nihkenurk ψ avaldub valemiga 1.15 [17]. Seega on üksiku kiire pingemuutuse väärtus leitav valemiga 1.16.

$$\Delta U_{kiire} = \frac{S_n}{S_k} \cdot \cos\psi \quad (1.13)$$

$$S_k = U_1 \cdot I_{k1} = U_1^2 \cdot \sqrt{R^2 + X^2} \quad (1.14)$$

$$\psi = \left[1 + \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \right] \quad (1.15)$$

$$\Delta U_{kiire} = \frac{S_n}{U_1^2 \cdot \sqrt{R^2 + X^2}} \cdot \cos \left[1 + \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \right] = \frac{S_n \cdot \sqrt{R^2 + X^2}}{U_1^2} \cdot \cos \left[1 + \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \right] \quad (1.16)$$

kus S_n - tootmiseadme niminäivvõimsus, kVA,

S_k - liitumispunkti lühisvõimsus enne tootmiseadme ühendamist, kVA,

ψ - liitumispunkti näivtakistuse nihkenurk, °,

U_1 - Pinge enne tootmiseadme ühendamist, kV,

I_{k1} - kolmefaasiline lühisvool enne tootmiseadme ühendamist, kA,

R - liini aktiivtakistus, Ω ,

X - liini induktiivtakistus, Ω .

Võrgumudeli muundusseadmed

Jaotusvõrgus muundatakse keskpingel energiavoog madalpingele, mida saab lõpp-tarbija kasutada. Selleks kasutatakse trafot. Pingekaod tekivad trafos energia ülekandmisel läbi mähiste. Trafo pingekao leidmiseks kasutan valemit 1.17. [17] Siinkohal vaadeldakse ainult aktiiv ja induktiivtakistust, sest mahtuvusliku komponenti ei arvestata alla 35kV nimipingega võrgus.

$$\Delta U_{Trafo} = \sqrt{3} \cdot I(R + jX) = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{sekund}} \quad (1.17)$$

Valemis 1.17 esitatud trafo aktiiv- ja reaktiivtakistuse arvutan allika [18] valemitega 1.18-1.21 trafo kaod:

$$Z_T = \frac{u_{k\%} \cdot U_N^2}{S_{NT} \cdot 100} \quad (1.18)$$

$$z_{kR\%} = \frac{\Delta P_l}{S_{NT}} \cdot 100\% \quad (1.19)$$

$$R_T = \frac{z_{kR\%} \cdot U_N^2}{S_{NT} \cdot 100} \quad (1.20)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (1.21)$$

kus, ΔU_{Trafo} - trafo pingekadu, V,

I - trafot läbiv vool, A,

U_{sekund} - Pinge efektiivväärtus trafo sekundaar poolel, V,

R - trafo aktiivtakistus, Ω ,

- X - trafo reaktiivtakistus, Ω .
- Z_T - trafo näivtakistus, Ω ,
- $u_{k\%}$ - trafo lühistakistus, %,
- ΔP_I - trafo lühiskadu, MW,
- S_{NT} - trafo maksimaalne näivvõimsus, MVA,
- $z_{kR\%}$ - trafo lühisimpedants, %.

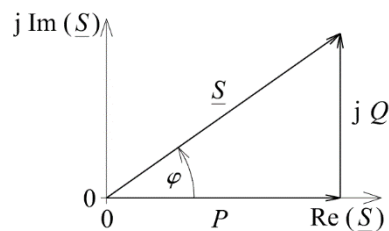
Võrgumodeli elektritarbijad ja -tootjad

Vahelduvvoolusüsteemis tarbitakse aktiiv- ja reaktiivenergiat, mille näivvõimsus on leitav valemiga 1.22. Samuti kirjeldab näiv- ja aktiivvõimsuse suhet võimsustegur $\cos \varphi$, mille järgi saab näivvõimsuse arvutada valemiga 1.23. Erinevatel tarbimistüüpidel ei ole samasugune võimsusteguri väärtus. Võimsusteguri väärtus oleneb sellest, kui palju aktiiv- ja reaktiivvõimsust tarbitakse või toodetakse. Näiteks võib asünkroonmootor tarbida väikese võimsusteguriga $\cos \varphi=0,8$ ning inverterseadmetel põhinev PEJ toota võimsusteguriga $\cos \varphi=1$.

$$S = P + jQ \quad (1.22)$$

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (1.23)$$

Võrgumodeli sisendiks kasutatakse tarbijate ja elektritootjate aktiiv- ning reaktiivvõimsust. NIS-s määratakse tarbimiskohale aastase energia tarbimise ja tüüpkooormusklassi järgi võimsusteguri. PWS võimaldab sisestada ette antud väärtuseid. Stsenaariumite modelleerimisel PWS-s kasutatakse NIS-i tarbimiste arvutuslikku tulemust ja reaalseid mõõteandmeid.

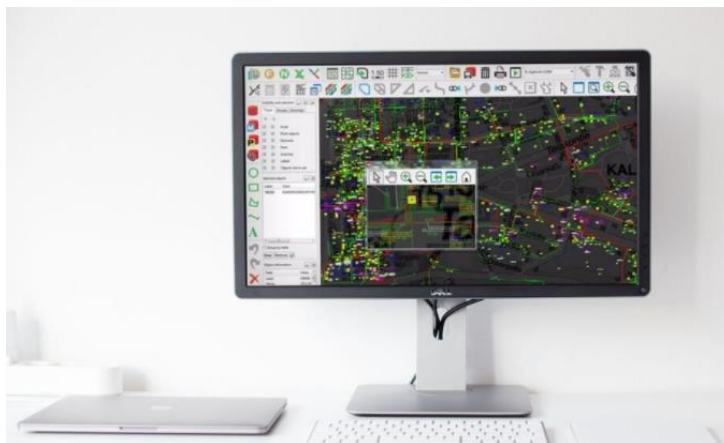


Joonis 1.11 Aktiivvõimsuse P ja reaktiivvõimsuse Q diagramm ja voolu faasinihenurk [19]

1.2.2 Käsitletavat võrguarvutusprogrammid NIS ja PWS

Lisades 1.1 ja 1.2 on esitatud NIS ja PWS võrgumudelid. Trimble NIS on võrgu infosüsteem kommunaalteenuste võrguvarade dokumenteerimiseks ja haldamiseks. Programm annab ülevaate võrguettevõtte füüsilisest võrgust, luues intelligentse virtuaalse mudeli. [1] Võrguarvutusprogrammis on arvutuste

lähteandmed, võrguseadmete ja paigaldiste elektrilised parameetrid. Arvutustel on kasutusel toitetrafo parameetrid, elektriliinide aktiiv- ja reaktiivtakistus. Lisaks veel tarbijate ja tootjate aktiiv- ning reaktiivvõimsus. Võrguplaneerija määrab vastava talitluse režiimi. Seejärel määratakse arvutusparameetrid ning teostatakse talitluse arvutus. Arvutustulemuste alusel analüüsitakse tekkinud stsenaariumit ning kontrollitakse selle vastavust lubatud piirväärtustele.



Joonis 1.12 Trimble NIS ekraanikuvand [1]

NIS programmis on määratud kõikide tarbijate tüüpkoormusgraafikud. Indekseeritud tarbimistüüpidel on määratud tarbimise tiputunnid. Kõik tarbimisgraafikud on määratud võimsusteguriga. Elektrilevi kauglugemisarvestite kaudu kogutud andmete järgi määratakse kõikidele jaotusvõrgu liitumispunktidele aastane energia tarbimine. Liitumispunkti tarbimist kirjeldava tarbimisklassi tiputundide väärtuse alusel arvutatakse aastasest energia tarbimisest tipukoormuse väärtus.

```

10102 010102 Eramud, vahetu elekterküte
10103 010103 Eramud, segaküte (elekter + muu)
10104 010104 Eramud, muu küte
10201 010201 Korterelamud, el.pliit + lift
10202 010202 Korterelamud, el.pliit ilma liftita
10203 010203 Korterelamud, gaas + lift
10204 010204 Korterelamud, gaas ilma liftita
10205 010205 Korterelamud, el.küte
10206 010206 Korterelamud, ahjuküte
10301 010301 Suvilad ja abihooned, suvilad ja aiamajad

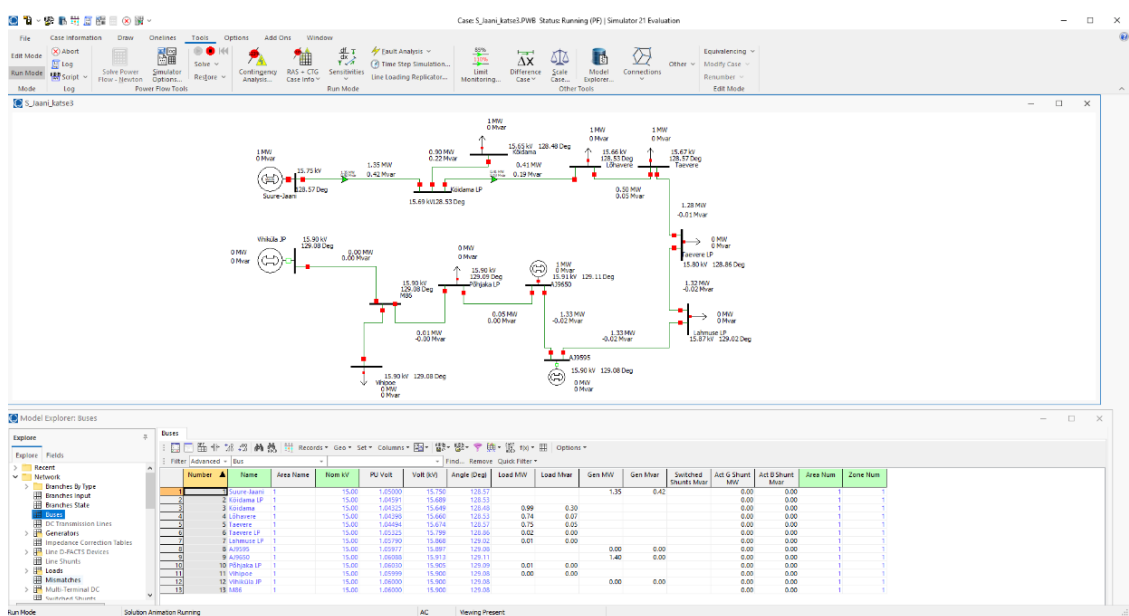
```

Joonis 1.13 Väljavõte näited Trimble NIS tarbija tarbimisgruppidest

Trimble NIS teostab dünaamilisi arvutusi indekseeritud tarbimisgraafikute alusel. Kui pole määratud kindlat ajavahemikku, teostab NIS arvutusi kahenädalaste perioodide kaupa. Näiteks kui on oluline arvutada tipukoormust, hakkab NIS esialgu arvutama 2-nädalase intervalliga päevasisesid tunni maksimaalkoormuseid. Arvutamisel rakendatakse kas Gauss-Seideli või Newton-Raphsoni iteratsioonimeetodit. Iteratsioonid koonduvad tõenäosusliku hälbega. Prognoositava võimsuse estimateerimisel kasutatakse veel teisi lisategureid, nagu näiteks nädalapäev ja temperatuur. Püsitalitluse arvutamisel lähtub arvutamise loogika tiputunni ajavahemikust. Analüüsidest päikeseelektrijaama mõju võrgu

püsitalitlusele, ei ole vaja määrata vaatlusperioodi tarbimise tiputunni järgi. Enamus ajast ei kattu tarbijate ja päikeseelektrijaama tipukoormuse aeg, sest suurem tipukoormus on talvel ning päikeseelektrijaam toodab suurema väärtusega suvel. PEJ mõju võrgutalitlusele peab analüüsima suvel, vahemikus kl 10-16. Selleks arvestab Elektrilevi eelneva 3 aasta tarbimise väljavõtet ning määratakse optimaalne vaatluse ajavahemik. Modelleerimise sisendiks on kliendi poolt edastatud taotlus, kus on määratud hajatootja lepinguline läbilaskevõimsus P (kW). Võrguarvutusprogrammis Trimble NIS on olemas vajaminevad võrguparameetrid ja mõõtmiste väärtused. Arvutuste teostamiseks peab juurde lisama soovitava tootmisüksuse võimsuse ning programm teostab arvutused.

PowerWorld Simulator on interaktiivne elektrisüsteemi võrguarvutusprogramm, mis on loodud kõrgepinge elektrisüsteemide talitluse simuleerimiseks. Programmi tarkvara sisaldab tõhusat võimsusvoo analüüsipaketti, mis võimaldab teostada kuni 250 000 sõlmpunktiga võrguanalüüsi. [2] Käesolevas lõputöös kasutatakse tudengi-versiooni PWS-st, mis annab võimaluse simuleerida kuni 13 sõlmpunktiga elektrivõrku. Kuigi programm on mõeldud kõrgepinge analüüsiks, on võimalus teostada arvutusi ette antud väärtustel. Ehk siinkohal on võimalus rakendada programmi 15kV keskpinge võrgu nimipingele analüüsiks. PWS-i mudeli sisendiks on kõik olulised võrguparameetrid, mida tuleb iseseivalt tingmärkidega välja joonistada. Liinidel arvestatakse r ja x, mis arvutatakse välja vastavalt liini tüübile ja pikkusele, ning koormusel P ja Q, mis saadakse mõõtmiste või etteantud väärtuse järgi. Arvestades, millised sisendid on mudelile antud, on mõlemad võrguarvutusprogrammid staatilise võrgutalitluse analüüsiks piisavad.



Joonis 1.14 Väljavõte PowerWorld Simulatori eekraanikuvandist [2]

1.2.3 Mudeli valideerimine

Valideerimise võimalused

Rakendatavat mudelit on oluline valideerida, et määrata mudeli arvutustulemsute täpsust. Mudelit kontrollitakse, sest andmete töötlemisel võib tekkida mingi andmeviga, mida mudel ei arvesta. Mudel võib olla liiga robustne ning ei ole suuteline lahendama keerukamaid ülesandeid, mille tulemusena on arvutustulemused kaheldatavad. [20]

Mudelit saab valideerida baasjuhtumiga, teise mudeliga või reaalsete mõõtetulemustega. Baasjuhtumina määratakse ajavahemik, mille kohta on detailsed andmed olemas. Võrdluseks võib kasutada ajalooliseid andmeid, kus baasjuhtumina käsitletavat tingimust on sarnased analüüsitava juhtumile. Simuleeritud mudelit võib valideerida teise mudeliga, kui on teada, et see on täpsem ja piisavalt sobiv. [21]

Mõõtmised

Elektri kvaliteedi mõõtmiste eesmärk on märgistada olulised elektromagnetilised nähtused teatud võrguosas [22]. Monitoorimise eesmärk on jälgida elektrivõrgu talitlust ning sobimatuid nähtusi võrgus. Talitluse seire abil on võimalik estimateerida võrgu seadmete töökindlust ja elektri kvaliteedinäitajaid. Elektrivõrgu talitlust hinnatakse elektri kvaliteedi analüüsi baastingimuste määramiseks, võrgumudeli täpsustamiseks või valideerimiseks. [21]

Kindel on see, et mõõtmise skoobis, peab olema selgelt defineeritud vaatluse eesmärgid. Elektrivõrku võib analüüsida komplektsete meetoditega, mis võib olla vajalik vooluharmonikute määramisel jaotusvõrgus, või tavalisem staatiliste pinge efektiivväärtuste muutuste võrdlus standardiseeritud piirväärtustest. Selleks, et mõõtmiste ülesanne oleks täidetud peavad mõõtetulemused vastama ülesandes püstitatud eesmärkidele. Nagu standardis EVS-EN-50160 on käsitletud, peavad mõõtmised olema teostatud vähemalt 1-nädalasel vaatlusperioodil. [3]

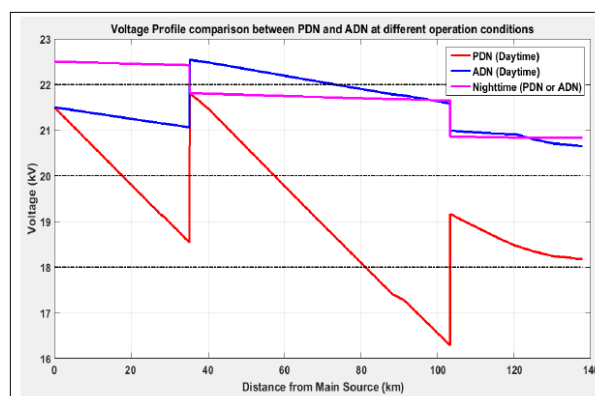
1.3 Painless võrguteenus

Elektrivõrk areneb pidevalt. Ajaloos arendatud radiaalsed elektrisüsteemid olid mõeldud suurte elektrijaamade energiavoogude ülekandmiseks tarbijateni, kus puudus kohalik tootmine. Tänapäeval lisandub võrku aina rohkem hajatootmist ning samuti muutuvad keerulisemaks tarbimistüübid. Võrguarendamisel koostati ühesuunalise võimsusvoo suunaga lahendusi ja kui tarbija omas reservtoidet, ei olnud see pigem võrguga ühendatud. Tänapäeval on võrgutalitlus palju aktiivsem ning sellest tulenevalt on jaotusvõrk muutunud kahesuunaliseks.

Elektrituruseaduses (ELTS) [23] on kehtestatud paindlikkusteenus kui teenus, mis vähendab vajadust võrgu läbilaskevõime suurendamiseks või asendamiseks ning võrgu koormuse juhtimiseks. Lisaks annab võimaluse võrgul toimida, elektriturule teiste hulgas taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootjaid, hajatootjaid, tarbimiskajas osalevaid turuosalisi, energiasalvestusega tegelevaid ettevõtjaid, süsteemijuhtimiseks reservvõimsuste pakkujaid ja agregaatoreid [24].

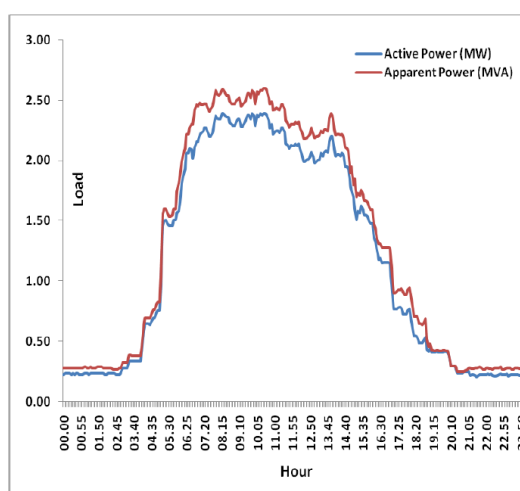
1.3.1 Dünaamilise võrguplaneerimise võimalused

Elektrisüsteemi võrgutalitlust modelleeritakse süstemaatiliste aspektide optimeerimiseks nagu kulutõhus planeerimine ja töökindel juhtimine. Peamiselt kasutatakse modelleerimisel arvutitarkvara, mis võimaldab erinevaid võrguarvutuse algoritmide (Newton-Raphson, Gauss-Seidel ja Fast decoupled). Need on suunatud pigem ülekandevõrgu süsteemidesse, sest arvutused põhinevad tihedalt seotud (*meshed*) võrgusüsteemiga, kus on ühtlasem faaside vaheline sümmeetria ning minimaalne liinide R/X suhe. Kesk- ja madalpinge jaotusvõrk on pigem radiaalne ning faaside vahel on suurem asümmeetria ja suurem R/X suhteväärtus. Hajatootmisseadmeid jaotusvõrku lisades muutub võrk kahesuunaliseks, mida saab nimetada aktiivseks võrgutalitluseks. [25]



Joonis 1.15 Pingeväärtused elektrivõrgu sõlmpunktides arvestades passiivset ja aktiivset võrgutalitlust [25]

Artiklis [25] analüüsitakse hajatootmise lisamist võrku. Joonisel 1.15 ja 1.16 on esitatud analüüsitava IEEE-37 võrgumudeli stsenaariumi tulemused, kus on rakendatud hajatootja kaasamist elektri kvaliteedi tõstmiseks. Talitluse estimateerimisel on rakendatud *backward/forward sweep* (BFS) meetodit, mis esineb võimsusvoo arvutamises, kus võrrandsüsteem eraldatakse kaheks eraldi süsteemiks, ühte võrrandit lahendatakse teise viimase tulemuse põhjal, kuni saavutatakse vajaminev koondumine. Mudeli tulemusena sai teha järelduse, et modelleeritud IEEE-37 elektrivõrgus tuleb kriitilisse sõlmpunkti paigalda päikeseelektrijaam, sest tarbija koormuse graafik on ligilähedane päikeseelektrijaama tootmiskõverale ning see tõstab jaotusvõrgu elektri kvaliteeti, vähendades pingetõusu väärtust võrgu nimipingest. [25]



Joonis 1.16 IEEE-37 elektrivõrgu 12. tarbija 24-tunnine koormuse profiil [25]

Võrguarendamisel on oluline optimeerida tehnilist lahendust ökonoomsuse ja töökindluse vahel. Oluline on määrata tingimused, millest planeerimisel lähtuda. Seega peab planeeritud lahendus olema tehnilis-majanduslikult optimaalne. Võrgu dünaamilise planeerimise on siinkohal käsitletud kui mitme alternatiivi leidmine läbi tõenäosusanalüüsi (*probabilistic analysis*). [26] Kõige paremini määrab seda teostust töökindluse indeks EENS (*Expected Energy Not Supplied*), kuid seda kasutatakse peamiselt ülekandevõrkudes. Eleringi ülekandevõrgu ettevõttel on määratud norm EENS 4,5 GWh aastas [27]. Sellisele ühikule saab anda ka kuluväärtuse, mis annab võimaluse võrrelda omavahel alternatiivseid lahendusi.

Artiklis [28] on modelleeritud võrgutalitlus kahe stsenaariumiga, kus aja vältel suureneb tarbitav koormus. Esimene on paindlik mudel, milles koormuse suurenemisel ei asendata trafot. Kuna trafot on teatud tingimustel lubatud ülekoormata, määratakse paindlikus mudelis ülekoormuse tingimused. Teises mudelis teostatakse võrgutugevdused vastavalt perspektiivsele koormusele. Lisaks on eelnev aasta, mida kasutatakse baasaastana. Mudelis käsitletakse katkestusest

kaotatud koormust võrdeliseks koormusega, kui oleks olnud normaaltalitus baasaasta alusel. See on samaväärne kui EENS. Antud näitajale saab määrata kuluväärtuse. Artiklis sai määratud paindlikule mudelile eelnevalt mainitud tingimused, mida ületades on vaja ette näha teatud kulutusi – selle järgi saab määrata paindliku alternatiivi kuluväärtuse. Ehk siis antud stsenaariumite korral sai trafo asendamise kulu edasi lükatud 5 aasta võrra selliselt, et ainult 122kWh aastas oli trafo ülekoormatud [28].

1.3.2 Dünaamiline võrgutariif

Dünaamilise võrgutariifi rakendamiseks on vajalik, et nii VEV kui ka tarbija on suutelised olema paindlikud, mis aitab leevendada elektrivõrgus tipukoormust. Sellega vähendades ka kulutusi, mis tulenevad ülekoormatusest, nagu näiteks üledimensioneerimine või rikke hooldustööd. VEV on suuteline pakkuma paindlikkust, muutes võrgutariifi soodsamaks ajavahemikul, kui tarbimine on elektrivõrgus väiksem ning tiputundidel kallim. [29]

Samas peab tarbijal olema olema elektri mõõtesüsteem kauglugemisarvesti näol. Dünaamilise arvestamise pakkumiseks, peab tarbija pool olema võimalik mõõta tarbitavat elektrienergiat. Kauglugemisarvesti koos mobiilse andmesidega, on kvaliteetne sidekanal tarbija ja juhtimissüsteemi vahel. Eestis on enamus tarbijate mõõtesüsteemid kaugloetavad [30] mis annab hea võimaluse rakendada dünaamilist võrgutariifi. Sellist meetodit on suutnud rakendada Elektrilevi [29] , rakendades lõputöö kirjutamisel uut võrgutariifi. Uus meetod annab võimaluse hajutada tarbimist tiputundidelt eemale, vähendades võrgus ülekoormust.



Joonis 1.17 Elektrilevi multitariifsed paketid [29]

1.4 Võrguplaneerimine teistes riikides

Käesolevas punktis analüüsitakse Läti, Leedu ja Soome jaotusvõrgu võrguettevõtteid. Esile on tõstetud väljapaistvad väärtused, mis muudavad võrguteenuse osutamise paindlikumaks.

1.4.1 Riikide jaotusvõrgu võrguettevõtted

Läti Sadales Tikls AS jaotusvõrgu võrguettevõtte

Läti jaotusvõrguettevõtte on Sadales Tikls AS [31], mille eesmärk on vahendada elektri ülekandmist tarbijani efektiivselt. Läti VEV kasutab Euroopa standardist EN-50160 50160 tuletatud standardit LVS-EN-50160 [32]. Võrguplaneerimisel on oluline, et standardis esitatud pingetunnusuurused on lubatud piirväärtustes. Selle hoidmiseks teostab Läti võrguettevõtte planeerimise osakond võimalikult kuluefektiivseid tehnilisi lahendusi. Tehniline lahendus sõltub võrguosa seadmete elukaare väärtusest, jaotustrafo ja lõpp-tarbijaja vahelisest kaugusest, koormuse intensiivsusest ja teistest keskkonna mõjuritest. Võrguseadmete sobivust tuleb esmalt hinnata käesoleva situatsiooni ja perspektiivseid võimalusi arvestades nagu on esitatud joonisel 1.18 [33]. Kui elektrivõrk ei ole elukaart ületanud, siis kõige optimaalsem lahendus on asendada õhuliini ristlõike suurema ristlõike vastu olemasolevatel mastidel, juhul kui maste ei pea 10 aasta jooksul välja vahetama. Kui õhuliini ristlõike suurendamisest ei piisa, planeeritakse võrguvaates sobivale mastile pingestabilisaator ajutise lahendusena, eelistatult lõpp-tarbijajale võimalikult lähedale.

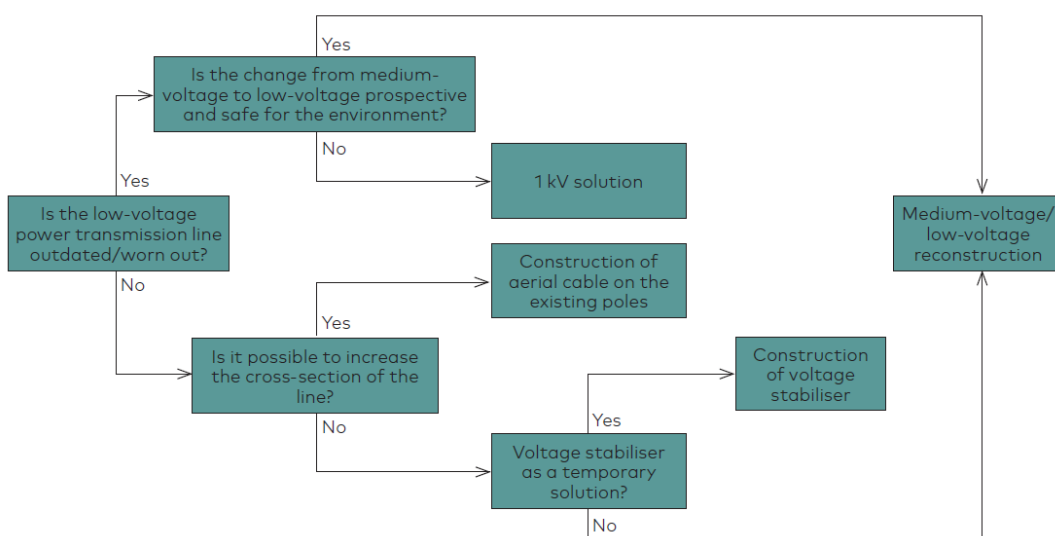


Fig. 4.1. Technical solution selection algorithm.

Joonis 1.18 Sadales Tikls AS tehnilise lahenduse valiku algoritm [31]

Aastaajast sõltuva alapinge korral pingestabilisaatori kasutamine lahendab peamised pingekvaliteedi probleemid vaid haja varustuskindluse piirkonnas, kus on õhuliini toitel üksikud tarbijad.

Leedu jaotusvõrguettevõtte Energijos skirstymo operatorius (ESO)

Leedu jaotusvõrguettevõtte on kontserni Ignitis grupé (endine Lietuvos Energija) tütarettevõtte ligikaudu 95% riigi omandiga, kuid 5% on NASDAQ börsil [34]. ESO arengustrateegiates arvestatakse aksiaomanike ootustega, nagu näiteks stabiilne tootlus, kuid võrgu arenduse poolelt kvaliteetne elektri ülekandmine. Lisaks on Leedus ligikaudu 70% elektriliinidest õhuliinid, mis on rikkelisemad kui maakaabelliinid. [35] Seega arvestatakse nende ootuseid kvaliteedinäitajate määramisel ning täiendavate investeerimise võimaluste kaasamisega börsilt saab võrgus ette näha rohkem rekonstrueerimise plaane.

Soome Caruna ja Elenia jaotusvõrgu ettevõtted

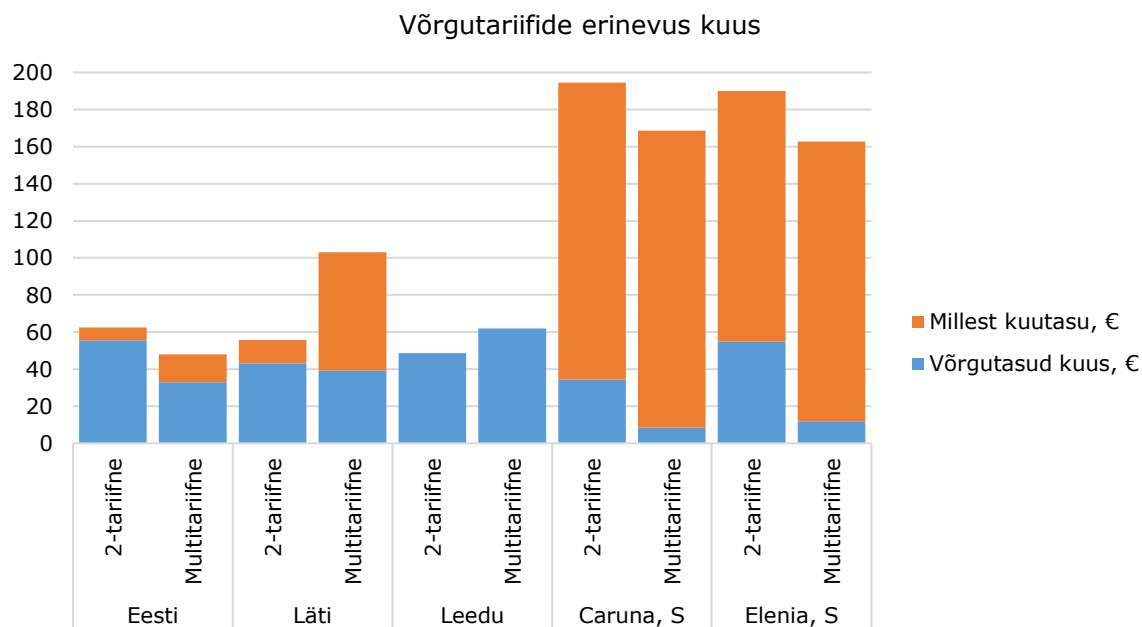
Tegemist on kahe Soome suurima jaotusvõrgu börsiettevõttega. Mõlemad võrguettevõtted kasutavad Trimble ettevõtte automaatplaneerimise tarkvara *Network Optimizer*, mis arvestab erinevaid muutujaid ning stsenaariumeid, et määrata nii kulutõhus kui ka elektrotehniliselt optimaalne lahendus. Muidu võib võrguplaneerimine olla aeganõudev ülesanne, kuid automaatplaneerimise katseeksitus meetod vähendab võrguplaneerija töö-etape, tänu millele jääb aega tegeleda teiste ülesannetega. *Network Optimizer* planeerib määratud käskluse ja tingimuste alusel parima võimaliku taristulahenduse. Käskluse sisendväärtuseid on võimalik muuta ning arvutusi saab teostada mitmekordselt. Selline funktsioon lihtsustab võrguplaneerimise korduvaid protseduure. [36] Võrguvarade andmete suuremaks kogumiseks on Soome võrguettevõtte Caruna koostöös postiteenuse ettevõttega Posti teinud pilootprojekti, mille käigus postiljonid pildistavad oma marsruutidel olevaid võrguosasid, näiteks õhuliini maste. [37]

1.4.2 Võrgutariifide võrdlus

Järgnevalt võrdlen Eesti, Läti, Leedu ja Soome võrguettevõtete võrgutariife. Erinevaid võrgupakette saab võrrelda, kui võtta aluseks üks teatud tüüpkoormusgraafik. Seega on siinkohal analüüsitud 2021. jaanuari eeldatavat võrgutasu kuu kohta ja aluseks on võetud Konkurentsiameti poolt kooskõlastatud Elektrilevi OÜ ametlik tüüpkoormusgraafik [38]. 2021. jaanuaris oli 20 tööpäeva, 10 nädalavahetuse päeva ning 1 riiklik püha, mida võib arvestada nädalavahetuse tariifina. Võrdlen kõikide riikide võrgupakette, mis on võrdsed 1000kWh kuu-tarbimisega tarbijale, kelle elektripaigaldise peakaitse on 3x63A. Eesti omast

võrdlen vana Võrk2 [39] ja alates 01.03.2022 käigus olevat Võrk5 [40] paketti, kuna viimane on täiendatud versioon kahetariifsest arveldamisest. Võrk5 pakett võimaldab tarbida elektrit aegadel, kui on odavam hind, sest tiputundidel on kahekordselt kallim võrgutasu.

Siinkohal võrreldakse Elektrilevi Võrk2 ja Võrk5 võrgupaketti, Läti [41] S3 ja S8, Leedu [42] *Home* ja *Smart*, Soome [43] *Caruna* ning Elenia [44] kahe- ja multitariifset võrgupakettidega. Sadales Tikls arvestab erinevalt Elektrilevile kuutasu asemel aastatasu lepingulise voolu suuruse järgi, näiteks 63A korral on võrguteenuse aastatasu S3 paketi korral $2,4\text{€}/\text{A} \times 63\text{A} = 151,2\text{€}$. Elektrileviga võrdlemiseks taandatakse Läti S3 aastatasu ühe kuu väärtuseks, $151,2\text{€} / 12 = 12,60\text{€}$ kuus. Elektrilevi Võrk2 kuutasu on 3,35€. Leedu ESO kodulehelt ei ole leida võrgupaketi kuutasu ega aastatasu määra, seega ei arvestata seda. Sadales Tikls kategoriseerib tarbijate võrgupaketid mitmesse liiki, nagu Eestis Elektrilevi Eestis. Erinevalt Lätist ja Eestist, eristab Leedu ESO võrgutasud hooajati. Suvisel ajal on päevane ajavahemik 8:00-24:00, kuid talvisel ajal on 7:00-23:00. Tabelis 1.3 on esitatud nimetatud riikide jaotusvõrguettevõtete sarnased võrgupaketid ja tabelis 1.4 on esitatud võrguettevõtete kahe- ja multitariifse võrgupakettide tarbimisajad.



Joonis 1.19 Nimetatud riikide jaotusvõrguettevõtete võrgutariifide erinevus ühe-kuise tarbimise vaates

Tabel 1.3 Nimetatud VEV võrgutariifide erinevus ühekuise tarbimise vaates

Riik	Võrgupakett	Võrgutasud kuus, €	Millest kuutasu €
Eesti	2-tariifne	55,46	7,03
	Multitariifne	32,94	14,95
Läti	2-tariifne	43,09	12,60
	Multitariifne	39,28	63,79
Leedu	2-tariifne	48,61	0
	Multitariifne	61,86	0
Caruna, S	2-tariifne	34,23	160,2
	Multitariifne	8,38	160,2
Elenia, S	2-tariifne	54,78	135,17
	Multitariifne	11,82	150,83

Kõik võrguettevõtted pakuvad fikseeritud, ühe-, kahe- ja multitariifseid võrgupakette nii madal- kui ka keskpinge tarbijatele. Sarnaselt Leedu ESO-le pakub Soome Caruna hooajalist tariifi, kuid kahetariifse paketi korral ei arvestata nädalavahetust öötariifina. [43] Caruna ja Elenia võrgutasu arvutamise meetodika tundub olevat sama, kuna kahe- ja multitariifi perioodid on samaväärsed. Samas on Elenia kuutasud väiksemad kui Caruna omad.

Hooajaliste võrgutariifide erinevus ei esinenud selles analüüsis korralikult, kuna vaadeldi vaid jaanuari kuud. Caruna jaotusvõrgus on tervel suvisel perioodil öötariifi väärtus. Seega hooajaline multitariif aitab hajutada elektriarve suurust aasta vältel. Talvisel ajal kasutatakse rohkem elektrit, mille võrra on ka suurem vajadus teenuse korralikule haldamisele kõrgem. Siinkohal esineb naturaalne turu loogika, et suurema nõudlusega tõuseb teenuse hind.

Tabel 1.4 Nimetatud VEV võrgutariifide ajavahemikud ühe kuu jooksul

Paketi ajavahemik	Eesti		Läti		Leedu		Caruna ja Elenia, S	
	2-tariifne	Multi-tariifne	2-tariifne	Multi-tariifne	2-tariifne	Multi-tariifne	2-tariifne	Multi-tariifne
Hommik, h	-	-	-	-	-	40	-	-
Päev, h	300	160	320	220	320	200	465	390
Päev tipuaeg, h	-	140	-	100	-	-	-	-
Õhtu, h	-	-	-	-	-	100	-	-
Öö, h	444	180	424	424	424	140	279	234
NV tipuaeg	-	44	-	-	-	165	-	-
NV öö, h	-	220	-	-	-	99	-	-
Pühapäev	-	-	-	-	-	-	-	120
Kokku, h	744	744	744	744	744	744	744	744

Lätis on multitariifne pakett kallim, kuid see on vaid kuutasu arvelt. Aastatasu on suurusjärgus võrdeline peakaitsme suurusega, kuid kilovatt-tunni põhine võrgutasu on kahetariifsega suurusjärgult sama. Selline pakett on pigem sobilikum suuremale

tarbijale, sest siis väheneb tarbitud energia võrra kuutasu väärtus. Läti võrguarendus põhineb kulu-efektiivsetel lahendustel, millel on järjepidev hooldus ning renoveerimine. Sellest tulenevalt on Lätis omakorda kõrgemad võrgutasud, kui Eestis. Selle raames tuleb ettevõttele rohkem ressursi, et võrku renoveerida või rekonstrueerida. Eestis nähakse pigem ette suur esialgne investering, mis garanteerib tarbijale kõrge elektri kvaliteedi. Seega on kahe VEV majanduslik lähenemine teenuse osutamisele märkimisväärne, sest lõpuks jagunevad kogukulutused samaväärselt, kus üks strateegia näeb ette pidevaid kulutusi ning teisega nähakse ette esialgne suur kulutus.

Tulemustest võib järeldada, et võrguettevõtte on nõus vastu võtma riski, mis võib aidata vähendada klientide liitumise kulusid, kuid see-eest on võrguettevõttel kõrgemad teenuse tariifid. Kõige väiksemad võrgutariifid on Eestis ja Leedus. Leedu ESO on börsil, mis tagab lisaressursi kõrgema tariifi ärahoidmiseks. Soome VEV teenuse peamine osa on kuutasu. Selline kindel hind on sobiv ööpäevaringselt suure ja stabiilse tarbimistüübile, nagu näiteks tööstus.

2. Võrgustsenariumid

Käesolevas peatükis analüüsitakse elektrivõrgu fiidri püsitalitlust. Tegemist on 15kV keskpinge fiidriga, mille kõige kaugem sõlmpunkt on 14km kaugusel fiidri algpunktist. Fiidriale on ühendatud 7MW elektritarbijaid ja päikeseelektrijaamasid summeeritud netovõimsusega 2,2MW. Liini alguses on 2MW tööstuslik tarbimine, mis mõjutab suurel määral võrgutalitlust. Tegemist on haja varustuskindluse piirkonnaga, kus peamised tarbimisklassid on eramud, koos erinevate kütte võimalustega, korterelamud, erinevate vahetustega tööstuslik ja teised sarnased tarbimisklassid, mida kirjeldavad näiteks saekaatrit. Päikeseelektrijaamade summeeritud 2,2MW netovõimsus jaguneb järgnevalt:

- Esimesena sõlmpunktis SP9 ühendati elektrivõrguga 1,4MW päikeseelektrijaam A, millel on päikesepaneelidega ühendatud 50 eraldiseisvat inverterit,
- Pool aastat hiljem loodi võrguühendus sõlmpunktis SP8 830kW päikeseelektrijaamale B, millel on päikesepaneelidega ühendatud 17 eraldiseisvat inverterit,
- 2021. kevadel rajati võrguühendus SP10 alajaama 12kW päikeseelektrijaamale C 10km kaugusel fiidri algpunktist.

Töö osa eesmärk on koostada, eelnevalt kirjeldatud võrguosa püsitalitluse estimateerimiseks, mudel kahes võrguarvutusprogrammis.

2.1 Mudeli sisend

Lisas 1.1 on esitatud Trimble NIS võrgumudel, millest on koostatud aseskeem PWS võrgumudeli koostamiseks. PWS programmis koostatud NIS-i mudeli asekseemi alglähend on esitatud lisas 1.2. Trimble NIS radiaaltalitluse arvutustulemuste järgi määratakse analüüsitava keskpinge fiidri 10 kõige olulisemat sõlmpunkti. Kolm kindlat sõlmpunkti on fiidri algpunkt piirkonnaalajaamas, teine on keskpinge õhuliini kaugjuhitav lahtusupunkt, kolmas on kahe piirkonnaalajaama vaheline jaotuspunkt. Tarbijate koormused määratakse NIS tulemuste järgi. Päikeseelektrijaamade tootmisvõimsus määratakse NIS võrgumudelis 830kW ja 1400kW vastavalt. Tulenevalt päikeseelektrijaama efektiivsusest reguleeritakse maksimaalse toodangu saamiseks võimsustegur väärtuseks 1 [9]. Tihti on päikeseelektrijaama inverterite võimsusteguri väärtus määratud tasemel või fikseeritud väärtusega. Eesti võrguettevõtte poolt heakskiidetud päikeseelektrijaamade inverterid on

esitatud nende kodulehel [45]. Sellest tulenevalt arvestatakse võrguarvutamisel päikeseelektrijaama võimsusteguri väärtuseks $\cos\varphi = 1$ ehk reaktiivvõimsus $Q = 0\text{kVAr}$.

Liinide parameetrid

Liinide aktiiv- ja reaktiivtakistused arvutatakse vastavalt tootekataloogis esitatud väärtustele. Need parameetrid, mis ei ole teatud liini tüübi kohta esitatud arvutatakse käsitsi vastavalt valemitele 1.4-1.10. Allika [17] järgi antakse tootekataloogis õhuliinil ette vaid aktiivtakistus r . Reaktiivtakistuse x arvutan geomeetrilise kauguse teguri D järgi. Allika „Elektrivõrgud“ järgi vastab aktiivjuhtivus g aktiivvõimsuskadudele, mis on tingitud isolatsiooni ebatäielikkusest ja koroonast. [17] Elektrivõrkude arvutamisel arvestatakse koroonakadusid alates 330kV nimipingest. Seega operatsioonide lihtsustamiseks arvestatakse õhuliinil tootekataloogis esitatud aktiivtakistust r , mis on korrigeeritud temperatuuri teguriga valemiga 1.5. Lisaks arvutatakse parameetrite täpsustamiseks õhuliinidele valemitega 1.6 ja 1.7 reaktiivtakistuse x ja liini mahtuvusjuhtivus b . Maakaablitel on kataloogides kõik liini parameetrid ette antud. Seejärel korrutan liini parameetrid lõikude pikkustega läbi, mis annab sõlmpunktide vahelise liini summeeritud takistuse. Valisin Prysmian Group ettevõtte Draka Keila kaabli tootekataloogidest [46] fiidri liini tüüpide parameetri AS, SAX, AXLJ-TT 3core, AHXAMK.W. Lisaks arvutan välja keskpinge õhuliinimasti traaversil [47] faaside omavahelised kaugused, et määrada reaktiivtakistuse leidmiseks faasijuhtmete geomeetiline tegur D_k . Toome näiteks esimese liinilõigu parameetrite arvutuse. Tegemist on 1,1km kogu pikkuses AHXAMK.3x120+35Cu-tüüpi [46] maakaabelliiniga.

$$r_{\vartheta} = r[1 + 0,004(\vartheta - \vartheta_0)] = 0,253 \cdot (1 + 0,004(65 - 20)) = 0,299 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$R_{l1} = r_{l1} \cdot l_1 = 0,299 \cdot 1,1 = 0,328\Omega$$

$$\underline{X}_{l1} = x_{l1} \cdot l_1 = 0,120 \cdot 1,1 = j0,143\Omega$$

$$B_{l1} = b_{l1} \cdot l_1 = 0,22 \cdot 10^{-6} \cdot 1,1 = 0,242S$$

$$G_{l1} = g_{l1} \cdot l_1 = 0,38 \cdot 10^{-3} \cdot 1,1 = 0,429mH$$

Teise näitena arvutan liini teise SAX-70-tüüpi õhuliini lõigu reaktiivtakistuse ja juhtivuse.

$$D_k = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}} = \sqrt[3]{1,184 \cdot 1,4 \cdot 1,184} = 1,252m$$

$$x_{l_{2.2}} = 0,144 \log \frac{D_k}{r} + \frac{0,0157}{n} = 0,144 \log \frac{1,252}{0,0097} + 0,0157 = 0,320 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\underline{X}_{l_{2.2}} = jx_{l_{2.2}} \cdot l_{l_{2.2}} = j0,320 \cdot 0,5 = j0,160 \Omega$$

$$b_{l_{2.2}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_k}{r_{jekv}}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{1,252}{0,0097}} = 3,59 \frac{S}{\text{km}}$$

$$B_{l_{2.2}} = b_{l_{2.2}} \cdot l_{l_{2.2}} = 3,59 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5 = 1,80 S$$

Arvutatud liinide parameetrid on esitatud järgnevas tabelis 2.1.

Tabel 2.1 Arvutatud liinide parameetrid

Liin	Liini pikkus			Liini andmed			
	Lõik1, km	Lõik2, km	Lõik3, km	Summeeritud aktiivtakistus R_i	Summeeritud reaktiivtakistus $X_{i,r}$, oomi	Summeeritud mahtuvus G_i , mH	Summeeritud juhtivus B_i , S
SP12	1,1			0,278	0,143	0,429	0,242
SP23	0,06	0,5	0,027	0,269	0,387	0,034	0,761
SP24	1,7			0,430	0,221	0,663	0,374
SP45	0,4	0,4		0,202	0,104	0,312	0,176
SP56	0,21	0,92		0,125	0,172	0,000	0,285
SP67	0,37	0,25		0,916	1,264	0,000	2,087
SP78	0,23	0,042		0,147	0,194	0,016	0,321
SP89	0,42			0,106	0,055	0,164	0,092
SP910	0,57	0,51	1,58	1,769	1,807	0,222	2,929
SP1011	0,56	2,77		2,589	2,762	0,000	4,467
SP1113	0,02			0,005	0,003	0,008	0,004
SP1112	0,18			0,046	0,023	0,070	0,040

Programmis PWS joonistatakse välja 13-sõlmpunktiline elektrivõrk koos tarbijate, tootjate ning lõpmatult võimsa süsteemiga sõlmpunkt „Slack“. Slack on piirkonnaalajaama alguspunkt, milles määratakse fikseeritud pingeväärtus. Tegemist on bilansisõlmega, mis imiteerib ülejäänud elektrivõrku ning tagab võimsuste bilansi ja fikseeritud toitepinge. Koostatud võrgumudel toimib ja ei teki *blackouti*, seega on mudel valmis analüüside teostamiseks.

VEV juhtimissüsteemi mõõteandmed

Jaotusvõrgu dispetšjuhtimissüsteemis (SCADA) kogutakse infot elektrivõrgu alajaamade ja lahuspunktide kohta, kuhu on paigaldatud voolu- (VT) ja

pingetrafo (PT). SCADA tugisüsteemis (DMS) kogutakse salvestatud mõõtetulemused hetkväärtustena. Keskpinge fiidril on kaks kaugjuhitavat alajaama, millest edastatakse pingete väärtusi SCADA-sse – sõlmpunktides SP8 ja SP9, kus esimeses on esitatud vaid faasipinge tulemused. Lisaks on PAJ jaotusseadmes analüüsitava fiidri võimsuslüliti lahter kaugjuhitav, millele on paigaldatud voolutrafo ning sektsioonis on paigaldatud pingetrafo. Fiidril on kaugjuhitav lahuspunkt sõlmpunktis SP10, millele on paigaldatud pingetrafo. Nimetatud sõlmpunktide mõõteandmetest tehakse väljavõtted võrguettevõtte juhtimiskeskuse DMS süsteemist.

Käesolevas lõputöös kasutatakse nimetatud sõlmpunktide pinge mõõteandmeid, mida kasutatakse võrgumodelite valideerimiseks. Samuti kasutatakse sõlmpunktide SP8 ja SP9 reaalseid mõõteandmeid, mis on salvestatud Elspeci programmi. Elspecis esitatud madalpinge andmed taandatakse keskpingele. Elspecis salvestatud mõõtetulemused on esitatud efektiivväärtustena. DMS süsteemis on esitatud tunnimõõtmised, mis kajastavad antud tunni sisest väärtust. Scada väljavõttes on esitatud ühe tunni miinimum, maksimum ja keskmine pinge hetkväärtus ehk DMS salvestab muutuvat väärtust, mitte ajaperioodi väärtuseid, tänu millele saavutatakse väiksema mahuga andmestik. Arvestades Elspeci mõõtmiste joonist 2.3, on suurim pinge väärtus kella 12:00 läheduses. Seega teostatakse DMS mõõteandmetes väljavõtted kella 12:00 tunniväärtuseid.

VEV alajaamade bilansi mõõtesüsteemide mõõteandmed

Tarbijate koormuste mõõteandmed on kogutud võrguettevõtte andmehaldusest. Individuaalsete klientide mõõteandmed on konfidentsiaalsed, seega kajastatakse alajaamade aktiivvõimsust vahemikus 0kW-2500kW protsentuaalse-väärtustena 1-100% vastavalt ja reaktiivvõimsust 0kVAr-1000kVAr protsentuaalse väärtusena 1-100% vastavalt. Juhul kui väärtus on negatiivne arvestatakse protsentuaalset väärtust samuti negatiivse väärtusega.

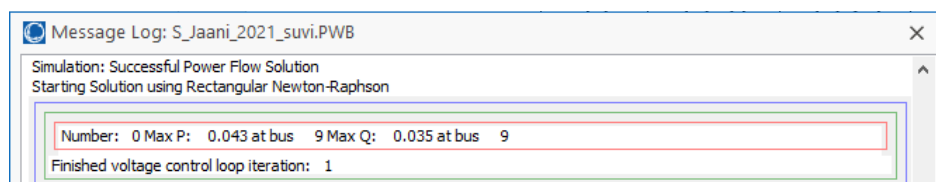
Kõigi kolme stsenaariumis rakendatavad protsentuaalsed koormused on esitatud lisas 2.1. Kuna käesoleva PWS litsentsiga saab modelleerida kuni 13-sõlmpunktist võrguosa, pean taandama analüüsitava fiidri koormused, et võrgumudel oleks vaid 13- punktiga, arvestades fiidri algpunkti piirkonnaalajaamas. Tabelis 2.2 on esitatud alajaamade nimed, mis on seotud sõlmpunktidega.

Tabel 2.2 Sõlmpunktidega seotud alajaamad

Sõlmpunkt	Seotud sõlmpunktid/alajaamad		
SP1	Piirkonnaalajaam		
SP2	Lahutuspunkt		
SP3	Suur KP tarbija		
SP4	Kolm KP/MP alajaama		
SP5	Kolm KP/MP alajaama		
SP6	Lahutuspunkt	Neli KP/MP alajaama	
SP7	Lahutuspunkt	Neli KP/MP alajaama	
SP8	Päikeseelektrijaam B		
SP9	Päikeseelektrijaam A		
SP10	Lahutuspunkt	Neli KP/MP alajaama	Päikeseelektrijaam C
SP11	Õhuliini hargnemismast		
SP12	Jaotuspunkt		
SP13	Kolm KP/MP alajaama		

Mudeli valideerimine

PWS arvutab ette antud parameetritel võrguparameetrid ehk teostatakse vaid üks iteratsioon, mis võib olla suure veaga ja ei pruugi vastata reaalsusele. Joonisel 2.1 on tehtud PWS programmi logist väljavõtte, millelt on näha, kuidas võrgumodelis teostatakse Newton-Raphsoni iteratsiooni meetodil püsiseisundi arvutamist.



Joonis 2.1 PWS võrgumodeli Newton-Raphsoni iteratsiooni meetodil püsiseisundi arvutamine logist tehtud väljavõtte

Arvutusvea vähendamiseks teostab NIS püsitalitluse estimeerimiseks Newton-Raphsoni meetodil iteratsioone kuni 20 korda. Lisaks on võimalus NIS püsitalitluse estimeerimisel määrata tõenäosuslik hälbe, mille alusel saab korrigeerida iteratsioonide täpsust. Kuna NIS teostab mitmekordseid arvutusi, siis on antud võrguarvutusprogrammi tulemused kujutatud tulemused dünaamilised. Mudeli valideerimiseks esitatakse kolme stsenaariumi pingeväärtused kolmel joonisel, millel on esitatud juhtimiskeskuse ja mõõteaparaadi mõõtetulemused ning mõlema võrguarvutusprogrammi arvutustulemused.

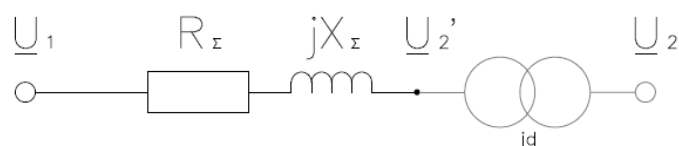
Trafo pingekaod

Teise ja kolmanda stsenaariumi valideerimisel kasutatakse mõõteseadmeid, mis on paigaldatud madalpingele. Keskpingevõrgu analüüsimiseks on vaja arvutada välja päikesejaamadega seotud alajaamade trafo pingekadu. Sellele lisaks arvutatakse 2 meetri pikkuse kaablilõigu pingekadu, et leida pinge väärtus alajaama keskpinge jaotusseadme mõõteahela lahtris. Mõlemasse komplektalajaama on paigaldatud samasugune Siemensi 1000kVA jaotustrafo [45]. 3. vaatlusel paiknes üks mõõtepunktidest ABB/Hitachi ühefaasilise omatarbetafo [46] madalpingepoolel. Omatarbetafol puuduvad spetsifikatsioonid lühiskadu ja - takistused, et arvutada pingekadu, seega on lihtsustatuse mõttes taandatud omatarbetafo sekundaarpinge primaarpoolle ülekandeteguriga, arvestamata pingekadu trafol. Siinkohal on selline lihtsustus lubatud, sest OT-l on väiksemad kaod kui jaotustrafol. Trafode olulised parameetrid on esitatud tabelis 2.3.

Tabel 2.3 Alajaama paigaldatava trafo parameetrid

Trafo tüüp	Jõutrafo	Jaotustrafo	Omatarbetafo
Trafo maksimaalne näivvõimsus S_N , MVA	16	1	0,002
Trafo primaarpinge, kV	115	15750	16500
Trafo sekundaarpinge, kV	16,5	0,41	0,23
Trafo lühiskadu ΔP_{sc} , kW	61	10,114	-
Trafo lühistakistus $u_k\%$, %	9,5	5,92	-
Lülitusgrupp	YNd11	Dyn11	(ühefaasiline)
Jahutussüsteem	ONAN	ONAN	-
Astmelülitid	9 astet	5 astet	-

Kasutatud jaotustrafo aseseem on kujutatud joonisel 2.2



Joonis 2.2 Kahemähiselise trafo pikiharu aseseem [17]

- kus U_1 – Pinge efektiivväärtus keskpinge jaotusseadmes, kV,
 R_Σ – Kaabli ja trafo summeeritud aktiivtakistus, Ω ,
 jX_Σ – Kaabli ja trafo summeeritud aktiivtakistus, Ω ,
 U_2' – Pinge efektiivväärtus ideaalse (id) trafo primaar poolel, kV,
 U_2 – Pinge efektiivväärtus ideaalse trafo sekundaar poolel, kV,

Valemitega 1.18-1.21 arvutan jaotustrafo takistuse väärtused, kus aktiiv- ja reaktiivtakistuse valemitele on lisatud kolme ühesoonelist HXCMK 1x35 [46] kaablilõigu aktiiv- ja reaktiivtakistused, mis on arvutatud valemitega 1.4-1.7.

Seejärel taandatakse summeritud takistuse väärtused trafo primaarpingele ülekandeteguriga, valem 2.1, kuid pingeväärtused taandatakse valemiga 2.2 [17].

$$\underline{Z}'_2 = k^2 \cdot \underline{Z}_2 = \frac{U_{1N}^2}{U_{2N}^2} \cdot \underline{Z}_2 \quad (2.1)$$

$$\underline{U}'_2 = k \cdot \underline{U}_2 = \frac{U_{1N}}{U_{2N}} \cdot U_2 \quad (2.2)$$

kus \underline{Z}'_2 - Taandatud trafo näivtakistus primaar poolele, Ω ,

k - ülekandetegur,

\underline{Z}_2 - Trafo näivtakistus sekundaar poolele, Ω ,

U_1 - Trafo primaarpinge, V,

U_2 - Trafo sekundaarpinge, V.

$$r_{\vartheta kaabel} = 0,620 \cdot (1 + 0,004(65 - 20)) = 0,732 \frac{\Omega}{km}$$

$$R_{kaabel} = 0,732 \cdot 0,002 = 0,0014 \Omega$$

$$D_k = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{AC} \cdot D_{BC}} = \sqrt[3]{0,20 \cdot 0,20 \cdot 0,42} = 0,256 m$$

$$x_{kaabel} = 0,144 \log \frac{0,256}{0,026} + 0,0157 = 0,159 \frac{\Omega}{km}$$

$$\underline{X}_{kaabel} = x_{l_{2.2}} \cdot l_{12.2} = 0,159 \cdot 0,002 = j0,0003 \Omega$$

$$Z_T = \frac{5,92 \cdot 230^2}{100 \cdot 10^6} = 0,003 \Omega$$

$$z_{kR\%} = \frac{10,114 \cdot 10^3}{10^6} \cdot 100\% = 1,011\%$$

$$R_T = \frac{1,011 \cdot 230^2}{100 \cdot 10^6} = 0,0005 \Omega$$

$$\underline{X}_T = j\sqrt{0,003^2 - 0,0005^2} = j0,003 \Omega$$

$$\underline{R}_\Sigma = \underline{R}_{kaabel} + \underline{R}_T = 0,0014 + 0,0005 = 0,0019 \Omega$$

$$\underline{X}_\Sigma = \underline{X}_{kaabel} + \underline{X}_T = j0,0003 + j0,003 = j0,0033 \Omega$$

$$\underline{Z}'_\Sigma = \frac{15,750^2}{0,41^2} \cdot (0,0019 + j0,0033) = 2,804 + j4,869 \Omega$$

2.2 Päikeseelektrijaama liitumise stsenaarium

Analüüsitakse keskpinge võrgu püsitalitlust, kui elektrivõrku liidetakse 830kW päikeseelektrijaam. Päikeseelektrijaam liidetakse võrguga läbisõlmpunktis SP8 oleva alajaama, mis on ca 6km kaugusel fiidri algpunktist. Eelnevalt oli valmis ehitatud 1,4MW päikeseelektrijaam sõlmpunktis SP9. Elektrilevi tellib võrguplaneerimist taristu haldusettevõttelt Enefit Connect, kus kasutatakse Trimble NIS võrguarvutusprogrammi. Võrguarvutusprogrammis analüüsitakse päikeseelektrijaama talitlust keskpingel. Võrguarvutuste teostamise ajal oli Trimble NIS tüüpkoormusgraafiku tiputundide järgi antud fiidri kõige madalam suvine koormus ajavahemikul 15.07.2019. Päikeseelektrijaama mõju analüüsimiseks kasutatakse ajaperioodi, millal see toodab suurima efektiivsusega, seega oli valitud kellaajaks 12:00. NIS arvutustulemustest on tehtud väljavõtte antud ajahetkel koormusest, mida on kasutatud PWS mudelis tarbijate sisendina.

Käesoleva stsenaariumi estimeerimise eesmärk on määrata PWS võrguarvutusprogrammis koostatud võrgumodeli täpsust. PWS tulemused NIS-st ei tohi erineda üle $\pm 2\%$. Lisas 2.2 esitatud joonistel on kajastatud PWS võrgumodelis rakendatud ühe- ja kahepoolse toite korral normaaltalitluse arvutustulemused. Valemiga 1.1 arvutan aeglase pingemuutuse ja valemiga 1.16 arvutan kiire pingemuudu analüüsitava alajaama SP8 juures ning fiidripunktis, kus on kõige kõrgem pinge suurus peale tootja lisamist võrku.

2.2.1 NIS arvutustulemused

NIS võrgumudel väljavõtte on esitatud lisas 1.1. Lisa 1.1 joonisel on analüüsitav 15kV keskpinge fiider joonestatud türkiissinisega. Näitena arvutan läbi sõlmpunkti SP8 pingemuudu arvutused. Kiire pingemuudu määramiseks on vaja summeerida fiidril tekitavate PEJ-de kiire pingemuudu väärtused, seega arvutan välja ka päikeseelektrijaama SP9 kiire pingemuudu.

$$\Delta U_{aeglase}^{SP8} = \frac{16,034 - 15,000}{15,000} \cdot 100\% = 6,89\%$$

$$\Delta U_{kiire}^{SP8} = \frac{830 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{2,352^2 + 2,668^2}}{15,719 \cdot 10^3} \cdot \cos\left(1 + \arctan \frac{2,668}{2,352}\right) \cdot 100\% = 0,79\%$$

$$\Delta U_{kiire}^{SP9} = \frac{1400 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{2,472^2 + 2,720^2}}{15,719 \cdot 10^3} \cdot \cos\left(1 + \arctan \frac{2,720}{2,472}\right) \cdot 100\% = 1,40\%$$

$$\Delta U_{kiire}^{\Sigma} = \Delta U_{kiire}^{SP8} + \Delta U_{kiire}^{SP9} = 0,79 + 1,40 = 2,19\%$$

Päikeseelektriijaama lisamisel on fiidril kõige suurima väärtusega pingemuutus fiidri lõpus sõlmpunktis SP12. Lisanduva 830kW päikeseelektriijaama ühendamisel võrku tõuseb suurim pingeväärtus kuni 16,050kV, mille aeglane pingemuut on 7,00%, mis on väiksem kui suurim lubatud piirväärtus 8%. Tabelis 2.3 esitatud kiire pingemuut fiidril kokku on 2,19%, mis on lubatud 6% piirväärtuses.

2.2.2 PWS arvutustulemused

Lisas 1.2 on esitatud PWS võrgumodeli väljavõtted enne analüüsi teostamist. Lisas 2.2 on esitatud ühe- ja kahepoolse toitega normaaltalitluse tulemused. Näitena arvutan läbi sõlmpunkti SP8 pingemuudu arvutused:

$$\Delta U_{aeglane}^{SP8} = \frac{16,270 - 15,000}{15,000} \cdot 100\% = 8,47\%$$

$$\Delta U_{kiire}^{SP8} = \frac{830 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{2,368^2 + 1,415^2}}{15,670 \cdot 10^3} \cdot \cos\left(1 + \arctan\frac{1,415}{2,368}\right) \cdot 100\% = 0,80\%$$

Päikeseelektriijaama lisamisel on tõuseb fiidril pinge väärtus keskel päikejaamade juures ehk sõlmpunktis SP9 väärtusele 16,290kV ning on sama kõrge kuni fiidri lõpuni. Seda põhjustab PWS sisestatud minimaalne koormus sõlmpunktides, mis ei muuda märgatavalt pinget. Lisanduva 830kW päikeseelektriijaama ühendamisel võrku tõuseb suurim pingeväärtus 240V võrra kõrgemale kui NIS võrgumodelis. PEJ lisamisel on sõlmpunktis SP9 aeglane pingemuut on 8,6%, mis on suurem kui suurim lubatud piirväärtus 8%. Sellise tulemuse korral tuleks planeerida tehniline lahenduse võrgu tugevdamiseks, mis aitab langetada suurima pinge väärtust vähendades liini takistust. Tabelis 2.4 esitatud kiire pingemuut fiidril kokku on 2,21%, mis on lubatud 6% piirväärtuses.

2.2.3 Tulemuste võrdlus

Tabel 2.4 NIS ja PWS võrgumodeli oluliste sõlmpunktide parameetrid ja arvutustulemused

Võrguarvutusprogramm	NIS			PWS	
	SP8	SP9	SP12	SP8	SP9
Sõlmpunkti tähis	SP8	SP9	SP12	SP8	SP9
Aktiivtakistus R , Ω	2,352	2,472	7,788	2,368	2,474
Reaktiivtakistus X , Ω	2,668	2,720	4,683	1,415	1,469
Võrku lisatav tootja S_N , kVA	830	1400	0	830	1400
Pinge ilma uue tootjata U_e , kV	15,719	15,719	15,719	15,670	15,670
Pinge peale uue tootja lisamist U_p , kV	16,034	16,041	16,050	16,270	16,290
Aeglane pingemuut $\Delta U_{aeglane}$, %	6,89	6,94	7,00	7,40	7,53
Kiire pingemuut ΔU_{kiire} , %	0,79	1,40	0,00	0,82	1,44
Kiire pingemuut kokku $\Delta U_{kiire\Sigma}$, %	2,19			2,21	

* - tegemist on fiidri suurima pinge väärtusega

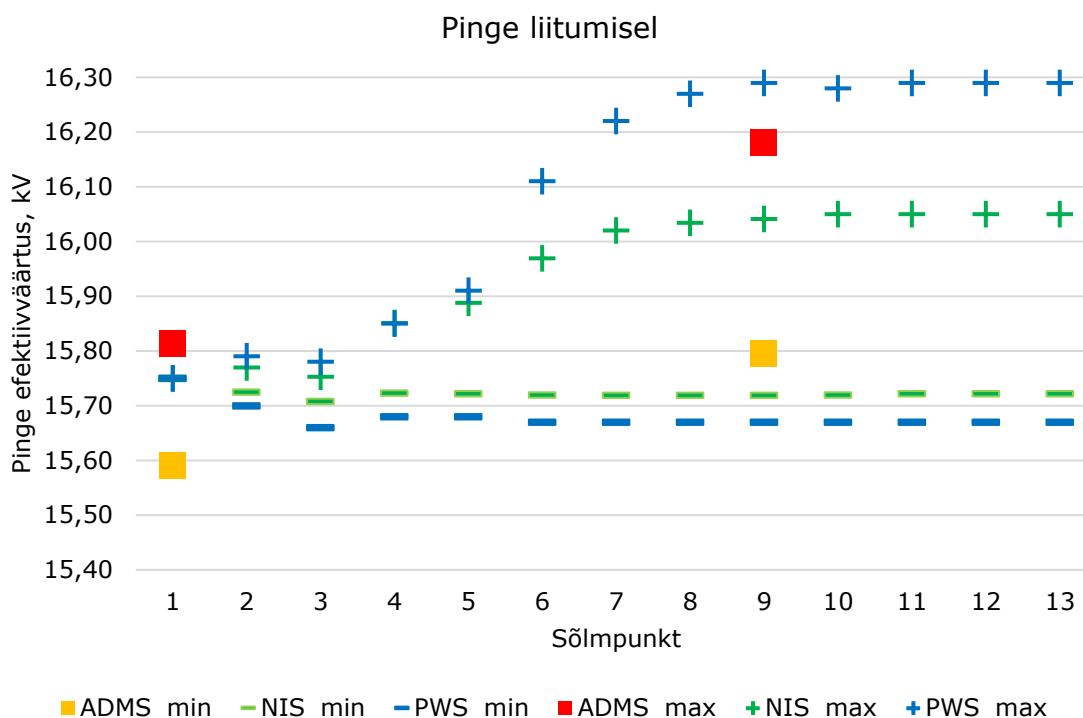
NIS ja PWS kiire ja aeglase pingemuudu arvutustulemused on esitatud tabelis 2.4. PWS tulemused on kõrgema väärtusega kui NIS tulemused. Tabelis 2.5 on kajastatud Trimble NIS ja PowerWorld Simulatori ühe- ja kahepoolse toite korral normaaltalitluse arvutustulemused. Võrreldes NIS tulemusi, on radiaaltalitusel PWS võrgumudeli sõlmpunktides väiksemad väärtused ning fiidri lõpus erineb PWS pinge NIS tulemustest 0,3% võrra. Tulemustest lähtudes erineb PWS tootjateta ühepoolse toite korral normaaltalitluse arvutus NIS tulemustest keskmiselt -0,3%. PWS tootjatega kahepoolse toite korral normaaltalitluse analüüsi tulemused erinevad NIS tulemustest keskmiselt 1,0%.

Tabel 2.5 NIS ja PWS tulemuste võrdlus

Sõlm	Liitumisel (2019. suvel) võrgutalitlus tootjateta			Liitumisel (2019. suvel) võrgutalitlus tootjatega		
	NIS pinge- väärtus, kV	PWS pinge- väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %	NIS pinge- väärtus, kV	PWS pinge- väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %
1	15,75	15,75	-	15,75	15,75	-
2	15,73	15,70	-0,2	15,77	15,79	-0,1
3	15,71	15,66	-0,3	15,75	15,78	-0,2
4	15,72	15,68	-0,3	15,85	15,85	0,0
5	15,72	15,68	-0,3	15,89	15,91	-0,1
6	15,72	15,67	-0,3	15,97	16,11	-0,9
7	15,72	15,67	-0,3	16,02	16,22	-1,2
8	15,72	15,67	-0,3	16,03	16,27	-1,5
Sõlm	Liitumisel (2019. suvel) võrgutalitlus tootjateta			Liitumisel (2019. suvel) võrgutalitlus tootjateta		
	NIS pinge- väärtus, kV	PWS pinge- väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %	NIS pinge- väärtus, kV	PWS pinge- väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %
9	15,72	15,67	-0,3	16,04	16,29	-1,6
10	15,72	15,67	-0,3	16,04	16,28	-1,5
11	15,72	15,67	-0,3	16,04	16,29	-1,5
13	15,72	15,67	-0,3	16,04	16,29	-1,5
12	15,72	15,67	-0,3	16,04	16,29	-1,5
	Keskmine		0,3			1,0

Liitumisel võrdlen DMS, NIS ja PWS arvutustulemusi. DMS süsteemis tehakse väljavõtte fiidri algpunkti SP1 ja lahutuspunkti SP10 pinge kella 12 tunni hetkväärtustest. Võrgumudelites NIS ja PWS võetakse SP8 ja SP9. DMS andmetest võtan miinimum ja maksimum pinge efektiivväärtused. PEJ võib tekitada suuri pingemuutusi ka tunni siseselt. Seega kajastan NIS ja PWS radiaal- ja silmusvõrgu arvutustulemuste pinge efektiivväärtuseid sellel joonisel kui tunni miinimum ja

maksimum väärtustena. Joonisel on ei ole esitatud 50160 standardi kohaseid lubatud piirväärtuseid, kuna need jäävad antud joonise aknas Y-teljest välja. Tulenevalt planeerimise meetodikast kasutatakse arvutamisel arvutuspingena 15kV võrgus 15,75kV, kui piirkonnalajaama trafo aste on reguleeritav. See tähendab, et kui võrgus hakkab PEJ tootmisega pinge tõusma ja see tõus jõuab piirkonnaalajaamani, peab trafo APR olema suuteline vähendada pinget. Piirkonnaalajaama trafol on olemas APR, seega valiti liitumise stsenaariumi korral arvutuslikuks pingeks juhendis ette antud 15,75kV. DMS tulemustest on näha, et selle tunni maksimum väärtus oli tegelikult suurem. Seega kui APR ei ole suuteline pinget langetama päikeseelektrijaama tootmisel, võib realselt esineda kõrgemad pinged, kui NIS arvutas PEJ tiputootmisel.



Joonis 2.3 Liitumise stsenaariumil pinge efektiivväärtuste võrdlus

Tabelis 2.6 on esitatud NIS ja PWS liinilõikude takistused. PWS võrgumudel on liini takistused arvutatud kaabli-tootekataloogis esitatud andmete järgi. PWS võrgumudel ei kajastu süsteemiharu takistus. PWS võrgumudel on süsteemiharu (*Slack*) mõeldud ainult võimsuse kompenseerimiseks, mida lokaalsest ei suudeta ära toota. Sellest saab järeldada, et koostatud PWS võrgumudel ei ole nii täpne kui NIS võrgumudel.

Tabel 2.6 NIS ja PWS võrgumudeli liinilõikude aktiiv- ja reaktiivtakistus ning nende erinevus

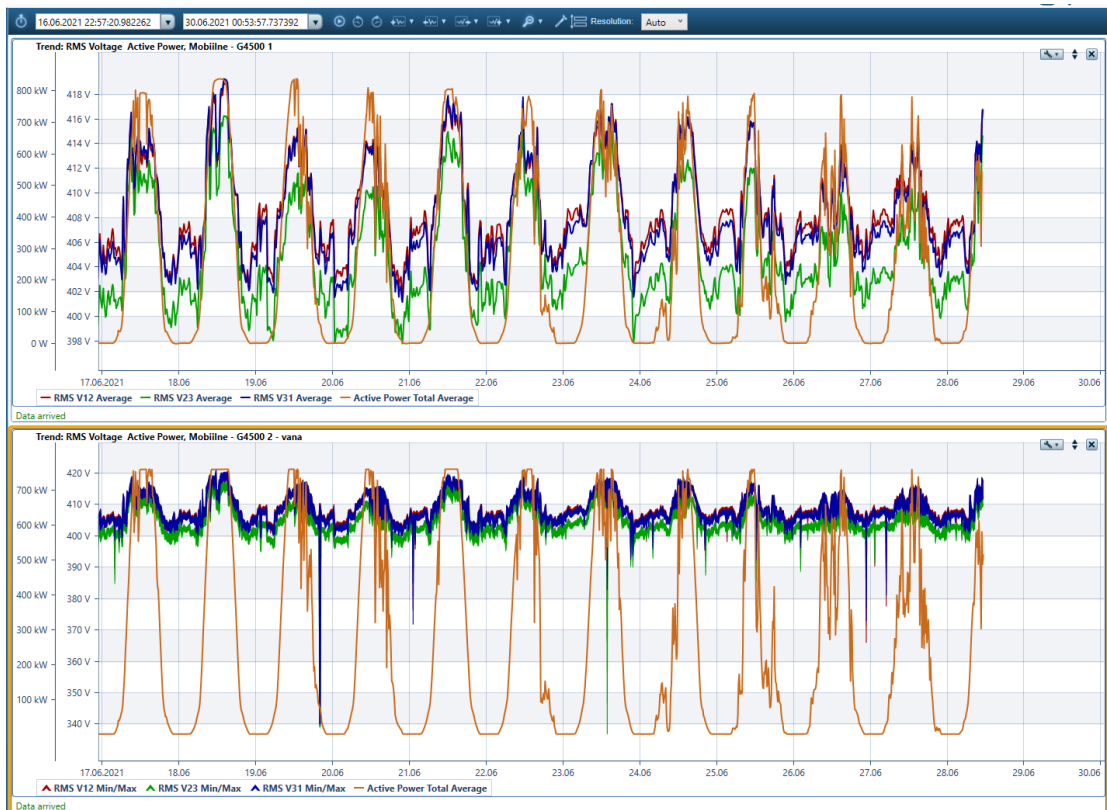
Liinilõik	NIS	PWS	PWS erinevus NIS-st, %	NIS	PWS	PWS erinevus NIS-st, %
	Aktiivtakistus R, Ω			Reaktiivtakistus X, Ω		
PAJ	0,055	0,000	-100%	1,490	0,000	-100%
SP12	0,321	0,278	-13%	0,142	0,143	1%
SP23	0,239	0,269	13%	0,149	0,171	15%
SP24	0,480	0,430	-10%	0,212	0,221	4%
SP45	0,235	0,202	-14%	0,105	0,104	-1%
SP56	1,000	0,672	-33%	0,578	0,440	-24%
SP67	0,218	0,369	69%	0,126	0,241	92%
SP78	0,012	0,147	1122%	0,006	0,095	1591%
SP89	0,087	0,106	22%	0,039	0,055	39%
SP910	1,944	1,769	-9%	0,869	0,905	4%
SP1011	2,702	2,589	-4%	1,246	1,323	6%
SP1113	0,002	0,005	119%	0,001	0,003	119%
SP1112	0,050	0,046	-9%	0,023	0,023	3%

2.3 Päikeseelektrijaama 2021. suve stsenaarium

2021. suvel paigaldati 2 nädalaks vahemikus 16.-28.06.2021 pingekvaliteedianalüsaatorid (PKA) sõlmpunktide SP8 ja SP9 alajaamade trafo 0,4kV õlga. PKA mõõtetulemused on salvestatud Elspecti andmehaldus tarkvarasse. Mõõteandmetest tehakse väljavõtted Excelisse ja analüüsitakse mõõtetulemusi. Elspecis PKA mõõteandmeid analüüsidest määratakse päikeseelektrijaamade vaatlemiseks kindlad vaatlusperioodid. Esmalt analüüsin mõlema päikeseelektrijaama alajaama paigaldatud PKA liinipingete efektiivväärtuste ja aktiivvõimsuse mõõtetulemusi.

2.3.1 Analüüsitav vaatlusperiood

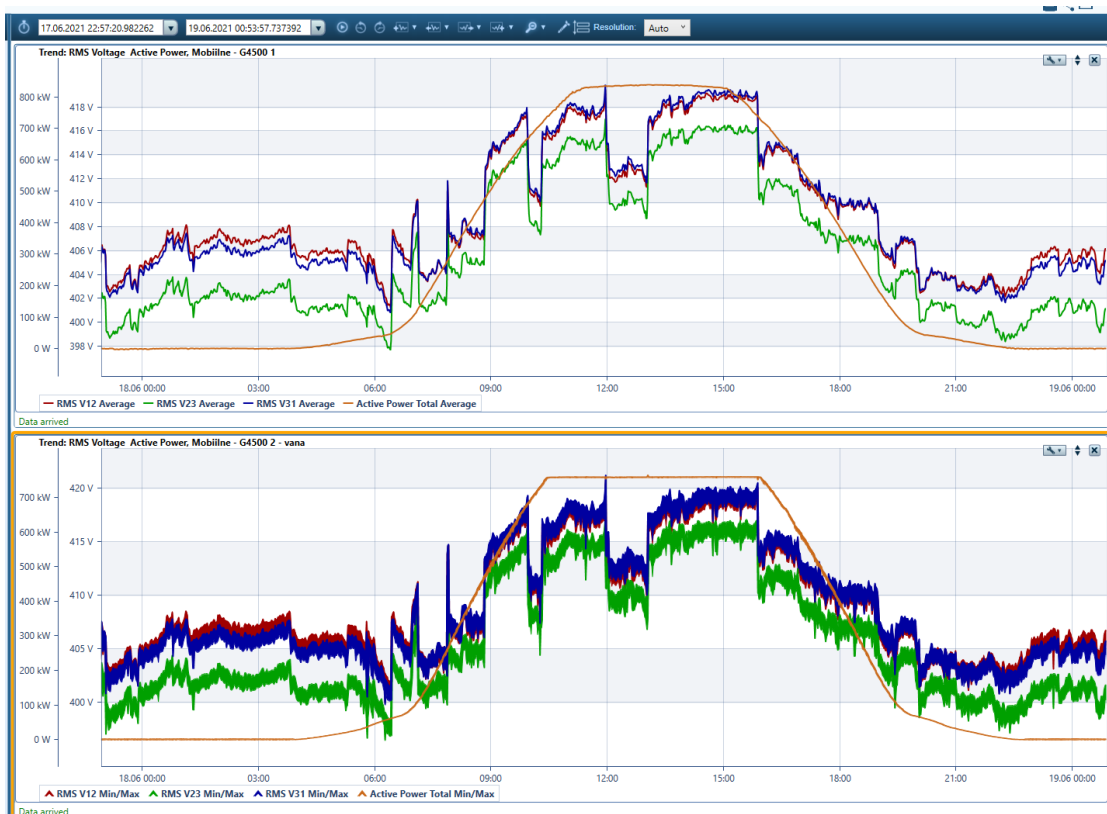
Joonisel 2.4 on esitatud 2021. suve vaatlusperioodi mõõtetulemused.



Joonis 2.4 Sõlmpunktide SP8 ja SP9 mõõteperioodi liinipinge ja päikeseelektrijaamade tootmise aktiivvõimsuse mõõtetulemused

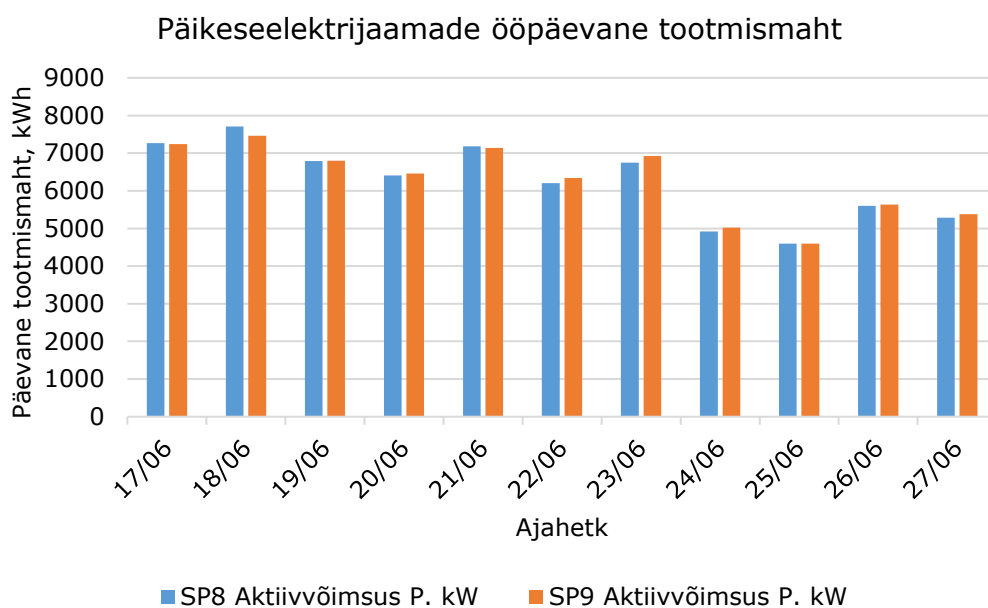
Jooniselt 2.5 on näha, et kõige kõrgem pinge efektiivväärtus on üle 418V 18.06.2021 päeval. Teen väljavõtte 18.06.2021 vaatlusperioodist, et määrata 10-minutisite keskmistatud väärtuste järgi mõlema alajaama suurimad pinge efektiivväärtused. Antud vaatlusperioodil on sõlmpunktis SP9 esitatud pinge miinimum ja maksimum efektiivväärtused. Sarnaste väärtuste analüüsimiseks keskendan sõlmpunkti SP9 mõõtetulemused. Analüüsitava perioodi vaatlemiseks määran faaside liinipingete keskmiste väärtuste järgi.

Joonisel 2.5 on liinipinge U_{23} kujutatud rohelse värviga ja selle väärtus on teistest liinipingetest madalam. Asümmeetria võib tekkida siinkohal suurtest tarbijatest fiidri alguses kui ka liinil olevad tarbijad, kes tarbivad erinevaid faase erineva võimsusega. Elspeci joonistest 2.4, 2.5 ja 2.19 on näha, et roheline joon ei ühti kunagi teiste liinipingetega. Sellest saab järeldada, et võrgus faasipingetes on asümmeetria.



Joonis 2.5 Sõlmpunktide SP8 ja SP9 18.06.21 vaatlusperioodi liinipinge ja päikeseelektriamaade tootmise aktiivvõimsuse mõõtetulemused

Exceli väljavõtte järgi on päikeseelektriama SP8 kõige kõrgem pingeväärtus olnud ajaperioodil 18.06.2021 kl 11:58. Tulemuseks oli $U_{31}=419,92V$ ja sõlmpunkti SP9 mõõtetulemus oli sel ajal $U_{31}=419,53V$. 18. juuni tundub olevat päikseline ilm, sest tootmiskõver on üsna sile. Seda on näha ka teistest päevadest, mil tootmine on märgatavalt muutlikum. Eelnevalt määratud ajaperioodil 11:58 toodab sõlmpunktis SP8 päikeseelektriama 833,45kW ja tarbib -20,16kVAr ning samal hetkel sõlmpunktis SP9 toodab 758,64kW ning samuti tarbib -28,14kVAr. Sellel hetkel toimub piirkonnaalajaamas trafo astmelülitus, millest on juttu punktis 2.3.5. Peale astmelülitust langeb päikeseelektriamaade juures pinge efektiivväärtus võrreldes hommikuga keskmisele tasemele.



Joonis 2.6 Sõlmpunktides SP8 ja SP9 päikeseelektrijaamade toodang

Kahenädalasel vaatlusperioodil oli 18.06 päeval kõige suurem toodang. Jooniselt 2.6 on näha, et ööpäeva jooksul tootis sõlmpunktis SP8 päikeseelektrijaam 7709 kWh ja sõlmpunktis SP9 7463 kWh. Kasutan 18.06.2021 kell 12:00 vaatlusperioodi PWS mudeli valideerimiseks.

2.3.2 Päikeseelektrijaama mõju pinge kvaliteedile 2021. suve mõõtmistulemustega

Järgnevalt määratakse pinge efektiivväärtuse kiire ja aeglane pingemuutus. Elspeci tarkvaras on oluline vaadelda kolme faasi liinipinge keskmistatud pinge efektiivväärtusi.

Kasutan ühe nädala pikkust väljavõtet, mis on 10-minutiliste mõõteväärtustega, mille reaalsed mõõteandmed on juba Elspeci poolt keskmistatud. 10-minutilisi mõõteandmeid hakkab kasutama pingemuutuse analüüsi teostamiseks. Kahenädalasel perioodil on päevi, mil on väga muutlik päikesejaama toodang, sellisel perioodil on oluline arvutada välja pinge efektiivväärtuse kiire ja aeglane pingemuut. Arvutan standardis 50160 [3] määratud piirväärtuste järgi pingemuudu tunnussuurused ühe-nädalasel perioodil ning 18.06 ja 22.06 eraldiseisvalt. Viimased on päikeseelektrijaamade suurima tootmise ning muutliku tootmisega päevad, vastavalt. Jooniselt 2.4 on näha, et vahepeal on pingeväärtuses suured muutused kuni, madalpingel langeb liinipinge kuni 340V-ni.

Aeglane pingemuut madalpingel

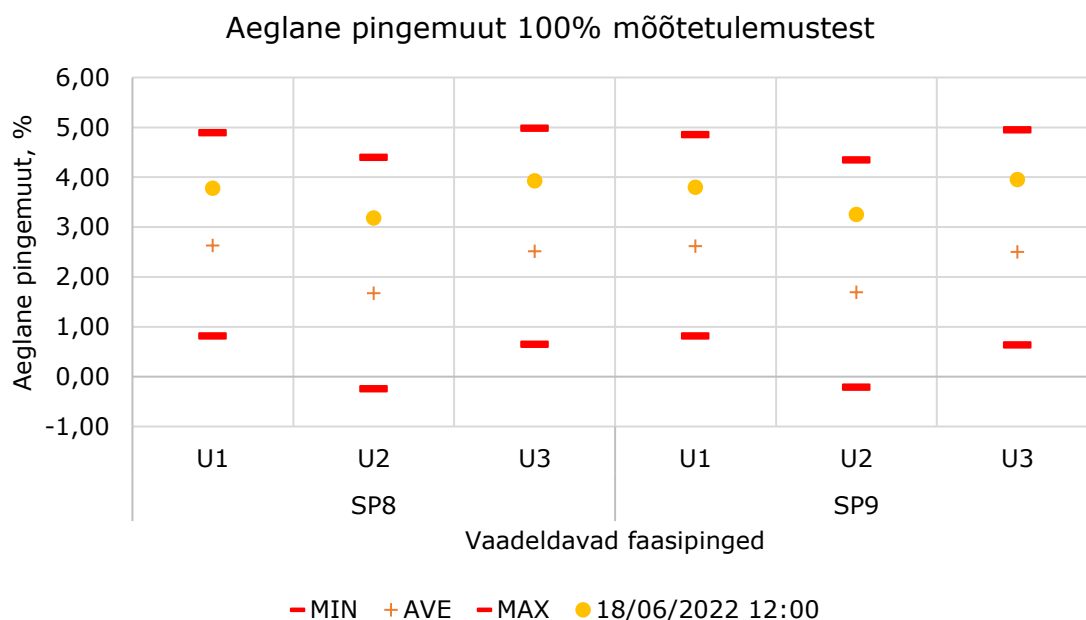
Analüüsiks teostatakse Elspeci tarkvara mõõteandmetest, standardi kohaselt, 1-nädalane (18-24.06.2021) Exceli väljavõtte 10-minutiliste keskmistatud väärtustest. Järgnevalt analüüsitakse pinge efektiivväärtuse aeglast muutust võrgu nimipingest. Standardi kohaselt on avaliku madalpingevõrgu standardnimipinge 230V [3]. Siinkohal on tegemist neljajuhistiku kolmefaasilise võrguga, seega taandan liinipinge mõõtetulemused faasipingeks valemiga 2.2:

$$U_f = \frac{U_l}{\sqrt{3}} \rightarrow \quad (2.2)$$

$$U_{f12} = \frac{U_{l12}}{\sqrt{3}} = \frac{413}{\sqrt{3}} \approx 239 \text{ V}$$

Valemiga 1.1 arvatud aeglase pingemuutuse väärtused on esitatud joonisel 2.7. Nagu teooria peatükis sai käsitletud, on madalpingel määratud pinge lubatud piirväärtused:

- Vähemalt 95% toitepinge 10-minutilistest keskmistest efektiivväärtustest peavad olema +/-10% nimiväärtusest
- 100% toitepinge 10-minutilistest keskmistest efektiivväärtustest ei tohi olla väljaspool lepingulise pinge +10/-15% piire.



Joonis 2.7 Sõlmpunktide SP8 ja SP9 1-nädalase ajavahemiku aeglane pingemuutus

Mõõdetud pinge efektiivväärtused ei ületa standardi esitatud lubatud piirväärtuseid. Mõlema sõlmpunkti SP8 ja SP9 kõige suurem aeglane pingemuutus oli ajahetkel 22.06.2021 12:00, mille mõõtetulemused ja taandatud faasi väärtus on esitatud tabelis 2.6. Suurim aeglane pingemuut nimipingest on veidi alla 5%. Antud

vaatlusperioodil on 1008 mõõtetulemust, millest 50 väärtust võivad olla suuremad kui $\pm 10\%$. Keskmiselt on aeglane pingemuut umbes 2,5% nimipingest. Kuna pingemuudud ei ületa lubatud piirväärtuseid, ei ole siinkohal vajadust kontrollida, kas 95% mõõtetulemustest on suurema vahemikuga ($-15\% \dots +10\%$).

Joonisel 2.7 on esitatud ka mudeli valideerimise ajahetk 18.06.21 kell 12:00. Antud väärtus on üle keskmise väärtuse. 18.06 oli mõlemal päikeseelektrijaamal kõige suurem tootmine, kuid jooniselt on näha, et sel hetkel ei olnud väärtused märgatavalt suuremad. Seega võis ajahetkel 22.06 kl 12:00 mõjutada kõrgemat pingeväärtust mingi muu tegur, nagu näiteks tööstusliku tarbitava koormuse järsk langemine, mis võib omakorda põhjustada trafo astmelülitust või lihtsamoeline mõõteviga.

Tabel 2.7 Pinge efektiivväärtused olulistel ajahetkedel

Ajaperiood	18.06.2021 12:00		22.06.2021 12:00	
Alajaam	SP8	SP9	SP8	SP9
Aktiivvõimsus P, kW	832,79	758,27	680,43	740,08
Reaktiivvõimsus Q, kVAr	-31,50	-23,04	-23,15	-22,99
Mõõdetud liinipinge U_{l12} , V	413,50	413,43	417,48	417,87
Taandatud faasipinge U_{f12} , V	238,73	238,69	241,03	241,26
Aeglane pingemuut ΔU_{a12} , %	3,80	3,78	4,80	4,89
Mõõdetud liinipinge U_{l23} , V	411,33	411,03	415,70	415,89
Taandatud faasipinge U_{f23} , V	237,48	237,31	240,00	240,11
Aeglane pingemuut ΔU_{a23} , %	3,25	3,18	4,35	4,40
Mõõdetud liinipinge U_{l31} , V	414,10	414,01	417,82	418,22
Taandatud faasipinge U_{f31} , V	239,08	239,03	241,23	241,46
Aeglane pingemuut ΔU_{a31} , %	3,95	3,93	4,88	4,98

Kiire pingemuut madalpingel

Tabel 2.8 Sõlmpunktide SP8 ja SP9 pingemuudud 12-päevasel vaatlusperioodil

Protsentuaalsed vahemikud	Kiire pingemuutuse kordsus					
	SP9			SP8		
	V12	V23	V31	V12	V23	V31
$-a < x < -10$	0	0	0	0	0	0
$-10 <= x < -5$	3	2	1	0	0	0
$-5 <= x < -1$	16	10	15	40	38	41
$-1 <= x < 0$	7752	7830	7789	7815	7778	7778
0	11	12	9	23	27	26
$0 < x <= 1$	8104	8037	8075	7992	8027	8023
$1 < x <= 5$	15	11	14	34	34	36
$5 < x <= 10$	3	1	1	0	0	0
$10 < x < b$	0	1	0	0	0	0
kokku	15904	15904	15904	15904	15904	15904

Standardis 50160 on esitatud, et madalpingel ei tohi tavatalitlustingimustel ületada kiired pingemuutused üldiselt 5% nimipingest U_N , kuid teatud olukordades võivad päevaseselt aset leida lühiajalised püsiva tasemega pingemuutused kuni 10% võrgu nimipingest U_N . Tabelis 2.8 on esitatud sõlmpunktide SP8 ja SP9 12-päevase vaatlusperioodi 1-minutiliste keskmistatud väärtuste tulemused, milles on kajastatud juhtumite kordsus. Tabelis 2.9 on kajastatud Elspeci tarkvaras salvestatud drastilisemad üksikud kiired pingemuutused (*Rapid Voltage Change*). Kui tabelis 2.7 on kajastatud 1-minutilised väärtused, siis on tabelis 2.8 näha, et tarkvaras salvestatud üksikud kiired pingemuutused on esiteks väga väikese ajaperioodiga (3 sek) ning samuti on pingemuutuse väärtus suurem (5-9% esialgsest väärtusest). Tabelis 2.8 on näha, et pingemuutust üle 5% esines rohkem päikeseelektrijaamas A (SP9). Päikeseelektrijaamal A on suurem netovõimsus kui päikeseelektrijaamal B (SP8). Päikeseelektrijaamaga A on seotud peaaegu kolm korda rohkem invertereid, mis siinkohal võivad tootmise ajal tekitada rohkem üksikuid pingemuutusi, kui päikeseelektrijaamas B.

Tabel 2.9 Elspec tarkvara väljavõte SP8 ja SP9 päikeseelektrijaamade üksiku kiire pingemuutused

Algus	Kestvus, s	Väärtus, %	Jääkpinge, % U_N	Alajaam
19.06.2021 20:31:00.643097	00:00.0	8,02	91,99	PEJ-B
19.06.2021 20:31:00.676752	00:00.0	5,91	94,09	PEJ-A
21.06.2021 01:40:37.159005	00:03.699482	9,34	90,67	PEJ-A
21.06.2021 01:40:37.208934	00:03.008816	9,36	90,67	PEJ-B
23.06.2021 14:16:23.804939	00:03.600404	5,97	94,04	PEJ-A
23.06.2021 14:16:24.282985	00:03.000240	5,90	94,14	PEJ-B

Tabelist 2.9 on näha, et ajahetkel 19.06.21 kell 20:31 toimus suur pingemuutus, mille kestvus oli 0 s ehk pinge langus oli momentaalne. Sellel hetkel päikeseelektrijaamad enam ei tootnud ning pingemuutuse võis põhjendada võrgus oleva tarbija sisselülitamine või võrgus tekkinud anomaalia, mis on tingitud APR astmemuudust või mõni kaugem lühis liinil. 21.06.21 kell 01.40 toimus 3 s vältel pingemuutus, millal pinge efektiivväärtus langes. 23.06.21 kl 14:16 toimus päikeseelektrijaamade tootmisel pingemuutus, mis kestis samuti 3 s. Hilisemas punktis käsitletakse trafo astmelülitamisi. Siinkohal saab ette ruttavalt ära märkida, et nendel hetkedel ei toimunud trafo astme ümberlülitamist.

2.3.3 Harmoonikute tase mõõtepunktides sõltuvalt PEJ tootmisvõimsusest

Lisas 2.3.3 on esitatud mõõdetud voolu- ja pingeharmonikute spektripildid. Lisas 2.3.3 esitatud joonistel on kajastatud harmoonikute absoluutväärtused ja suhtelised väärtused esimesest harmoonikust. Antud osas tuuakse välja olulisemate vooluharmonikute absoluut- ja suhtelised väärtused. Vastavalt standardile 50160 [3] arvutatakse välja pingeharmoniku suhtelise väärtuse erinevus lubatud piirväärtusest. Arvutatakse välja ühine harmoonmoonutustegur THD.

Vooluharmonikud

Tabelites 2.10 ja 20.11 on kajastatud enim esinevat järku vooluharmonikute maksimaalsed absoluut- ja suhtelised väärtused.

Tabel 2.10 SP8 vooluharmoniku absoluut- ja suhtelised väärtused 16.06.-18.06.21 ajavahemikul ja 18.06.21 ööpäevasel ajaperioodil

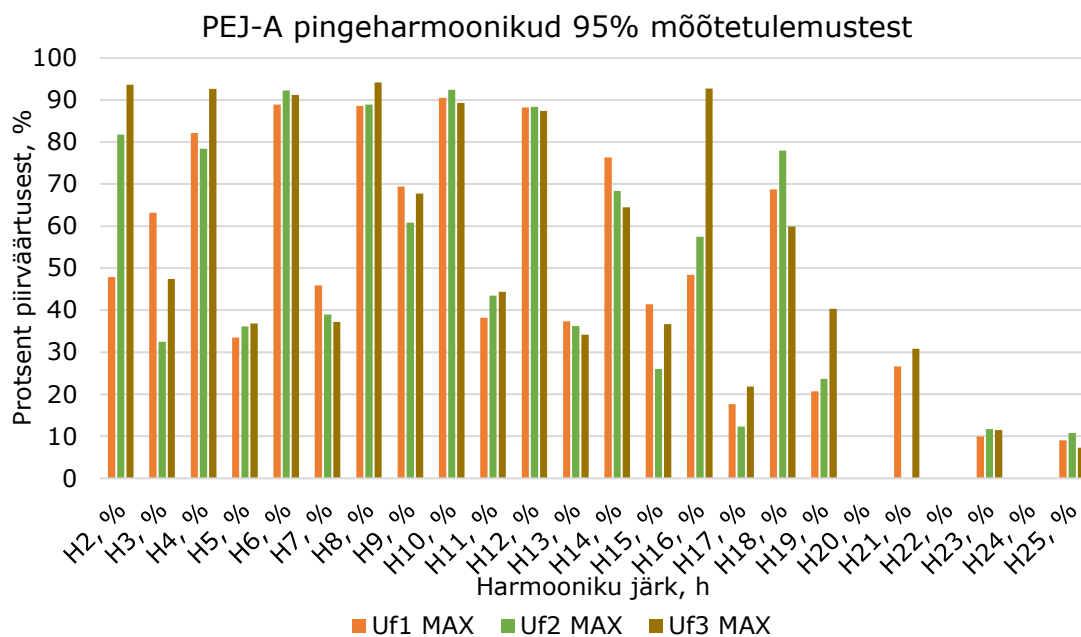
Harmooniku järk, h	Absoluutväärtused					
	16.06 – 28.06.2021			18.02.2021		
	I1 Voolu väärtus, A	I2 Voolu väärtus, A	I3 Voolu väärtus, A	I1 Voolu väärtus, A	I2 Voolu väärtus, A	I3 Voolu väärtus, A
3	0,30	0,91	0,96	0,33	1,07	1,07
5	7,74	7,54	6,78	9,02	9,04	8,22
7	2,93	3,05	4,39	2,42	2,75	3,37
11	4,53	4,61	4,53	5,42	5,51	5,25
13	5,60	5,50	4,97	7,36	7,54	7,12
	Suhtelised väärtused					
3	0,15	0,54	4,20	0,42	0,79	7,20
5	26,67	23,12	32,64	26,38	23,13	32,74
7	7,56	8,79	17,21	5,39	7,79	15,33
11	0,90	0,74	2,33	0,04	0,09	0,66
13	18,29	13,64	20,76	13,18	10,29	17,34

Tabel 2.11 SP9 vooluharmoniku absoluut- ja suhtelised väärtused 16.06.-18.06.21 ajavahemikul ja 18.06.21 ööpäevasel ajaperioodil

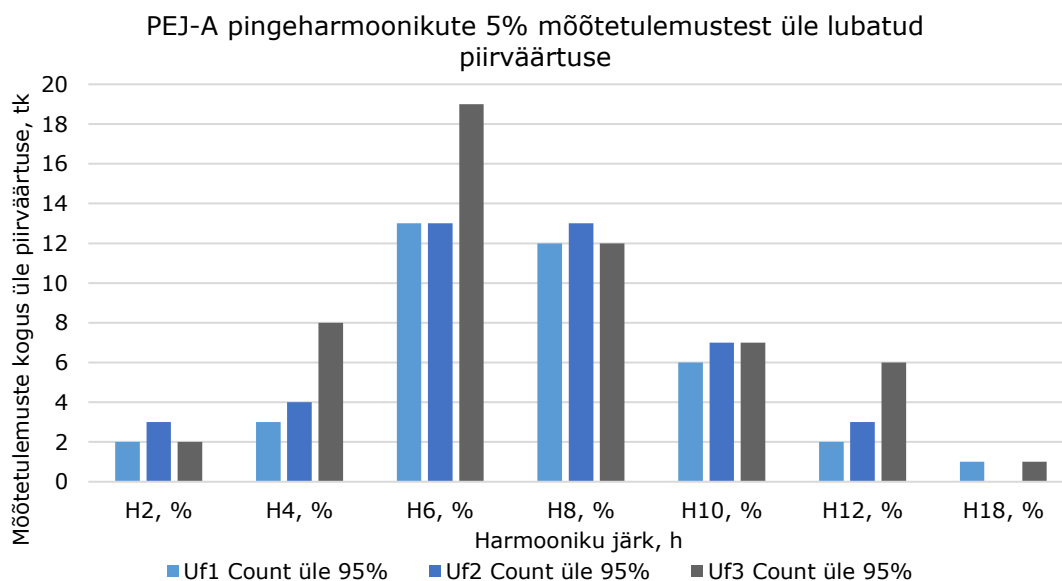
Harmooniku järk, h	Absoluutväärtused					
	16.06 – 28.06.2021			18.02.2021		
	I1 Voolu väärtus, A	I2 Voolu väärtus, A	I3 Voolu väärtus, A	I1 Voolu väärtus, A	I2 Voolu väärtus, A	I3 Voolu väärtus, A
3	0,00	0,02	0,05	0,00	0,00	0,00
5	5,95	6,10	5,89	7,11	7,13	6,98
7	1,79	0,61	1,56	1,96	0,78	0,68
11	3,59	3,86	3,57	2,31	2,22	2,10
13	4,49	4,51	4,05	3,81	3,84	3,67
	Suhtelised väärtused					
3	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00
5	37,37	20,81	22,89	34,48	22,70	26,05
7	21,48	3,75	8,03	13,55	1,64	5,29
11	29,91	15,83	16,03	24,42	13,04	13,12
13	33,92	16,27	15,83	26,98	14,89	16,11

Pingeharmonikud

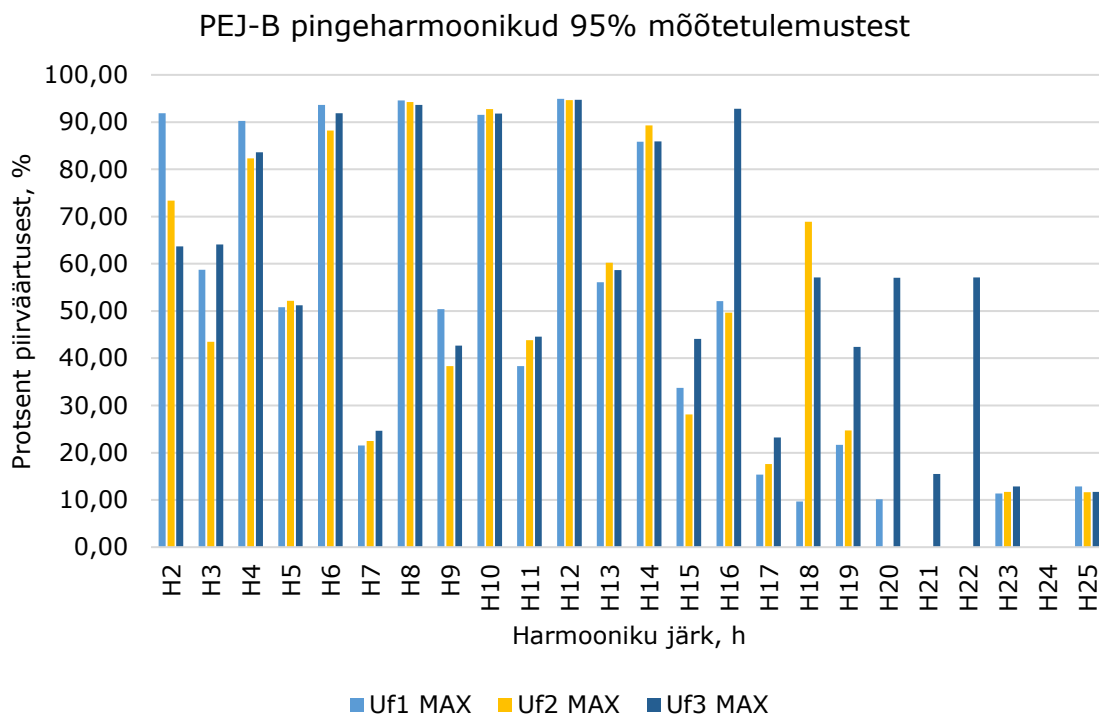
Tulenevalt standardist 50160 [3] vaatlen pingeharmonikute suhtelisi väärtuseid kuni 25. jätku harmoonikuni. Joonisel 2.8 ja 2.10 on esitatud päikesejaamade A ja B 1-nädalase perioodi (18-24.06.2021) pingeharmonikute väärtused. Nagu eelnevalt kirjeldatud on 18.06. päikesejaamadel kõige suurema tootmisega, kuid vaatlusperioodist välja jääv 26.06 on kõige muutlikum tootmine nagu on näha jooniselt 2.4.



Joonis 2.8 Päikeseelektrijaama A kuni 25. järku pingeharmoniku 1-nädalase protsentuaalsed väärtused lubatud piirväärtusest (95%)



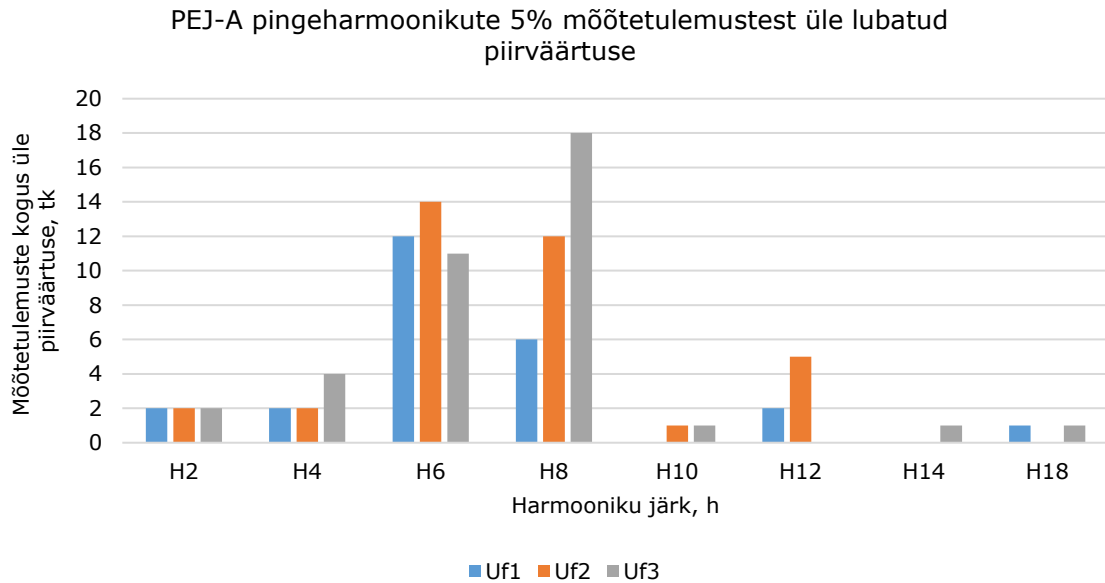
Joonis 2.9 Päikeseelektrijaama A 95% mõõtetulemuste pingeharmonikute kogus, mille väärtused ületasid piirväärtust



Joonis 2.10 Päikeseelektriijaama B kuni 25. järku pingeharmoniku 1-nädalase protsentuaalsed väärtused lubatud piirväärtusest (95%)

Mõlema mõõtepunkti kuni 25. järku pingeharmonikute 95% mõõtetulemustest on alla lubatud piirväärtuste. Nagu aeglase pingemuutuse korral võib ühe faasipinge harmooniku 50. mõõtetulemust olla üle 95%. Joonisel 2.9 on esitatud sõlmpunkti SP9 pingeharmoniku järgud, mille väärtust oli üle 95%. Kõige rohkem üle lubatud piirväärtuse oli 6. ja 8. järku pingeharmonik. Joonisel 2.11 on esitatud sõlmpunkti SP8 üle 95% pingeharmoniku järgud. Sarnaselt sõlmpunktile SP8 on kõige enim üle piirväärtuse 6. ja 8. järku harmoonikud. Sarnaste harmoonikute esinemise põhjuseks võib olla sama iseloomuga tootmine läbi inverter-seadme ning lähedal olevatel jaamadel on sarnased mõjurid – lähedal olevad elektri tarbimistüübid, ilmastik jm.

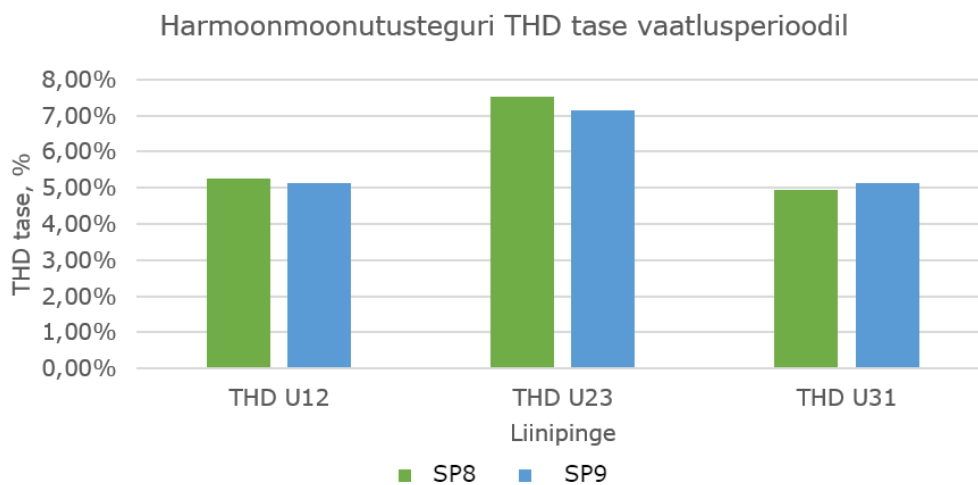
SP8 kuni 25. järku pingeharmonikute 95% mõõtetulemustest on alla lubatud piirväärtuste. Nagu aeglase pingemuutuse korral võib ühe faasipinge harmooniku vaatlusperioodil salvestatud mõõtetulemustest olla 50 mõõtetulemust üle 95%. Joonisel 2.11 on esitatud pingeharmoniku järgud, kus 5% mõõtetulemustest on kõrgem kui lubatud piirväärtuse. Kõige rohkem üle lubatud piirväärtuse oli 6. ja 8. järku pingeharmonik.



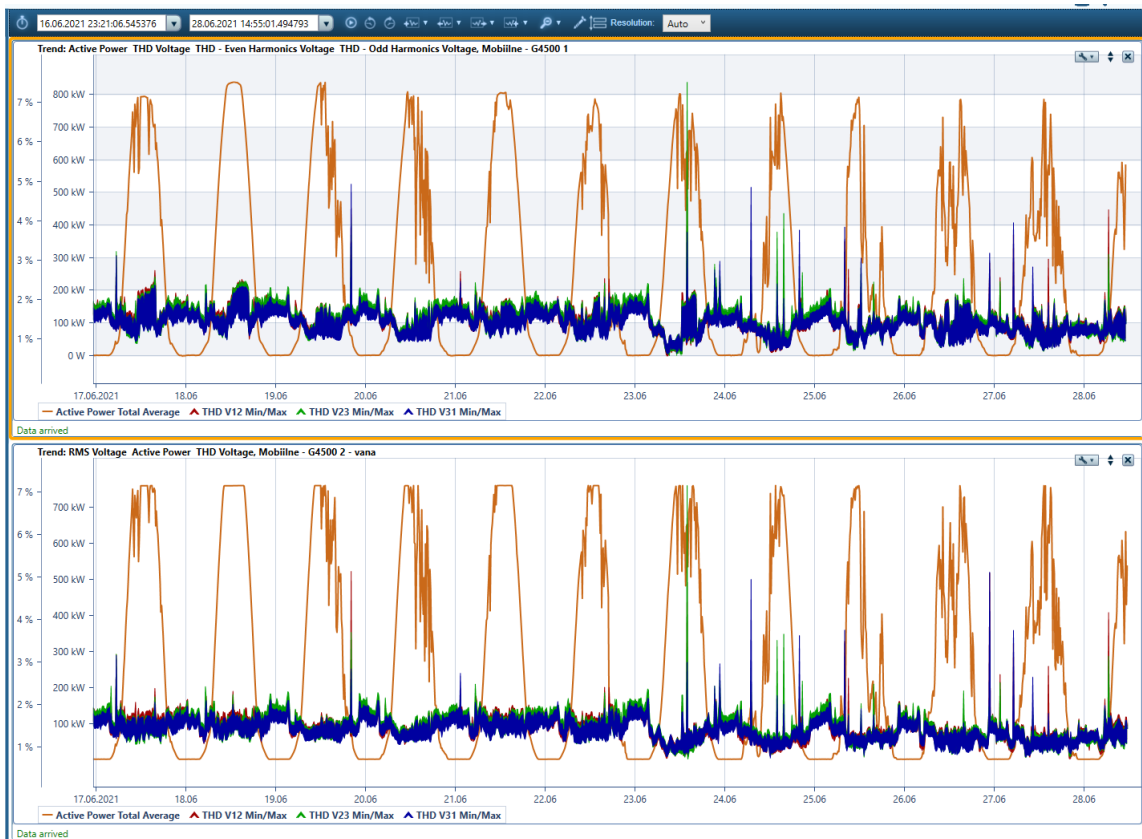
Joonis 2.11 Päikeseelektrijaama B 95% mõõtetulemuste pingeharmonoonikute kogus, mille väärtused ületasid piirväärtust

Harmoonmoonutustegur ehk THD

Lisaks pingeharmonoonikutele ei tohi toitepinge harmoonmoonutustegur THD (kaasa arvatud kõik harmoonikud kuni järguni 40) olla suurem kui 8 % [3]. Teostan Elspecis väljavõtted sõlmpunktide SP8 ja SP9 harmoonmoonutustegurist THD vaatlusperioodil 16.06-28.06.21. Elspeci tarkvaras olevad THD mõõtetulemused on esitatud järgnevatel joonistel 2.12 ja 2.13. On koostatud joonis 2.12, millel on esitatud kahe analüüsitava mõõtepunkti THD taseme keskmistatud väärtused samal vaatlusperioodil. Antud vaatlusperioodil ei ületanud mõlemas mõõtepunktis THD tase lubatud piirväärtust. Järjekordselt on U23 suurema väärtusega, kuid antud mõõtmine on teistest nihkes.



Joonis 2.12 Mõõtepunktide THD keskmistatud efektiivväärtus vahemikus 16.06-28.06.21



Joonis 2.13 Sõlmpunktide SP8 (üleväl) ja SP9 (all) mõõdetud toitepinge harmoonmoonutustegur THD vaatlusperioodil 16.06-28.06.21

2.3.4 Mõõtetulemuste 1-tunni keskmistatud väärtuste stsenaarium PWS mudelis

Koostatud mudeli valideerimiseks analüüsitakse PWS võrgumudelis nimetatud keskpinge võrgu stantsionaarseid 1-tunnilisi pingeväärtuseid. Vaatluseks kogutakse kahe päikeseelektrijaama kaugjuhtivate alajaama keskpinge jaotusseadme andmete järgi ajavahemik, mil päikeseelektrijaamad toodavad kõige suurema efektiivsusega. Teiste sõlmpunktide parameetrid määratakse sama ajavahemiku Scada monitooringusüsteemi mõõtetulemuste järgi. Mudelit valideeritakse Scada süsteemis olevate kaugjuhitavate alajaamade reaalsete mõõtetulemuste järgi. Stsenaariumi koostamiseks tehakse väljavõtted Enefit Connecti juhtimiskeskuse tugisüsteemidest Vtrin ja DMS. Väljavõtted tehakse piirkonnaalajaamas keskpingefiidri algpunkti, suure tarbija jaotuspunkti, PEJ-dega seotud alajaamade, fiidri lahutuspunkti ning kahe piirkonna vahelise jaotuspunkti võimsuste ja pinge parameetritest. PWS-s mudeli koostamiseks on vaja määrata vaadeldav ajavahemik päikeseelektrijaama tipukoormuse perioodil. Siinkohal lähtun Elspeci tarkvara mõõtetulemuste keskendatud väärtusest ehk valin ajavahemikuks 18.06.2021 kell 12:00. Juhtimissüsteemist on vaja teha väljavõtted sõlmpunkti aktiiv- ja reaktiivvõimsusest. Lisaks kui on olemas, siis ka liinipingest, et valideerida mudelit.

Kõikidel sõlmpunktidel ei ole SCADA-s esitatud mõõtetulemused. Keskpinge fiidri algpunkti kohta sai aktiiv- ja reaktiivvõimsuse ja jaotla sektsiooni liinipinge. Suure tarbija jaotuspunkti mõõteandmetena oli esitatud vaid faasivoolu väärtused ja pinged omatarbe trafo madalpinge poolel.

Võrguarvutuste teostamiseks on vaja määrata analüüsiv ajavahemik. Punktis 2.3.1 on kirjeldatud, kuidas on leitud sobiv ajavahemik, milleks on 18.06.2021 kell 12:00. Antud ajahetkel teen väljavõtted võrgumudeli fiidri algpunkti Scada monitooringusüsteemi mõõtetulemustest. Oluline on määrata fiidri minimaalne koormus, et määrata vastav koormustegur. See muudab NIS koormused reaalselele mõõtmistele lähendamaks. Fiidri algpunkti mõõdetud minimaalne koormus antud ajahetkel oli kolm korda suurem kui NIS võrgumudelil arvutatud koormused enne korrigeerimist. Seega määratakse NIS võrgumudelile 0,3 kordse koormusteguri. Antud tegur vähendab kõikide fiidril olevate tarbijate koormuseid. Kuna tegur vähendab kõiki alajaamasid, ei tähenda see, et eri tarbimistüübiga koormused realselt on nii väikesed. Seega muudatakse suure tarbija koormust vastavalt Andmeaida väljavõttele. Nagu eelnevalt on kirjeldatud, kasutatakse PWS võrgumudeli sisendina reaalsed mõõtmised ehk Andmeaida väljavõtet. Andmeaida väljavõttel on suure tarbija koormus koos koormusteguriga, NIS tulemustest, seitse korda suurem. Seega suurendatakse eraldi suure tarbija tipukoormust seitse korda.

Võrguarvutuste lähtepingeks on valitud piirkonnaalajaama 2. sektsiooni liinipinge U_{12} kella 12 minimaalne ja maksimaalne väärtus. Tunni minimaalset väärtust kasutatakse ühepoolsetoitega võrgutalitluse arvutamisel, arvestades, et päikeseelektrijaamad ei ole võrguga ühendatud. Tunni maksimaalset pinget efektiivväärtust kasutatakse kahepoolse toitega võrgutalitluse arvutamisel, arvestades sama tarbimiskoormust kui eelneval arvutamisel, kuid selle stsenaariumi korral toodavad päikeseelektrijaamad võrku maksimaalsel võimsusel.

Tabel 2.12 NIS ja PWS tulemuste võrdlus

Sõlm	2021. suvel võrgutalitlus tootjateta			2021. suvel võrgutalitlus tootjatega		
	NIS pinge-väärtus, kV	PWS pinge-väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %	NIS pinge-väärtus, kV	PWS pinge-väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %
1	15,56	15,56	-	15,88	15,88	-
2	15,51	15,45	-0,4	15,88	15,87	0,1
3	15,47	15,38	0,6	15,84	15,84	0,0
4	15,51	15,41	0,6	15,95	15,93	0,1
5	15,51	15,40	0,7	15,98	15,99	-0,1

Sõlm	2021. suvel võrgutalitlus tootjateta			2021. suvel võrgutalitlus tootjatega		
	NIS pingeväärtus, kV	PWS pingeväärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %	NIS pingeväärtus, kV	PWS pingeväärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %
6	15,51	15,39	0,8	16,00	16,21	-1,3
7	15,51	15,39	0,8	16,14	16,33	-1,2
8	15,51	15,39	0,8	16,15	16,38	-1,4
9	15,51	15,39	0,8	16,16	16,39	-1,4
10	15,51	15,37	0,9	16,16	16,38	-1,4
11	15,51	15,37	0,9	16,16	16,38	-1,3
12	15,51	15,37	0,9	16,16	16,38	-1,3
13	15,51	15,37	0,9	16,16	16,38	-1,3
	Keskmine		0,7	Keskmine		-0,8

PWS võrgumudeli variant 2 - lisatud haruliinid

PWS mudeli esimeses versioonis oli oluline näidata ära sõlmpunkti põhiliinil. Seega 13. sõlmpunkti saavutamiseks summeeriti teatud võrguosad. Järgnevalt korrigeerin PWS võrgumudelit. Pingeväärtuste vaatlemiseks võib taandada kõrvuti olevad päikeseelektrijaamad kokku, kuna keskpingel on pingeväärtus ligikaudu võrdeline. Siinkohal vabaneb 1 sõlmpunkt, mida kasutan uue haruliiniks, mis on ca 2,4km pikk ja mille viimane alajaam on uues sõlmpunktis SP7. Samuti pikendan uue sõlmpunkti SP12 antud haruliini kõige kaugemasse alajaama. Uus PWS võrgumudel on esitatud lisas 2.3.4. Tabelis 2.13 on esitatud uue võrgumudeli liinide parameetrid, arvestades lisatud haruliini.

Tabel 2.13 Uue võrgumudeli liinide parameetrid

Liinilõik	Liini pikkus			Liini andmed			
	Lõik1, km	Lõik2, km	Lõik3, km	Summeeritud aktiivtakistus R_i	Summeeritud reaktiivtakistus $X_{i,r}$ oomi	Summeeritud mahtuvus G_i mH	Summeeritud juhtivus B_i S
SP12	1,1			0,278	0,143	0,429	0,242
SP23	0,06	0,5	0,027	0,269	0,171	0,034	1,815
SP24	1,7			0,430	0,221	0,663	0,374
SP45	0,4	0,4		0,202	0,104	0,312	0,176
SP56	0,21	0,92		0,672	0,440	0,000	3,304
SP67	0,89	0,81	0,74	1,897	0,676	0,000	4,862
SP68	0,37	0,25		0,369	0,241	0,000	1,813
SP89	0,23	0,042	0,42	0,214	0,147	0,180	0,794
SP910	0,57	0,51	1,58	1,769	0,905	0,222	6,103
SP1011	0,56	2,77		2,589	1,323	0,000	9,523
SP1113	0,02			0,005	0,003	0,008	0,004
SP1112	0,18	1,77	1,11	1,892	0,369	1,165	0,664

Tabelis 2.14 on esitatud uute sõlmpunktide protsentuaalsed väärtused. Antud väärtused on Andmeaida väljavõttest, mille reaalsed väärtused kasutatakse PWS võrgumudeli teise versiooni sisendina.

Tabel 2.14 Keskpinge fiidri alajaamade koormuste taandamine protsentuaalseteks väärtusteks, kasutatakse PWS mudeli 2. versiooni sisendina

Sõlm-punkt	Sõlme aktiiv-võimsus P, %	Sõlme reaktiiv-võimsus Q, %	Sõlm-punkt	Sõlme aktiiv-võimsus P, %	Sõlme reaktiiv-võimsus Q, %
SP1	0,00	0,00	SP7	0,15	0,00
SP2	0,00	0,00	SP8	-33,33	1,96
SP3	81,44	24,30	SP9	-60,66	2,82
SP4	2,34	0,00	SP10	1,82	0,57
SP5	1,15	2,60	SP11	0,00	0,00
SP6	0,29	0,00	SP12	0,00	0,00

Haruliinide lisamisel langes radiaaltalitusel fiidri lõpus pingeväärtus 1. versioonist arvutustulemustest ligikaudu 0,7%, mis on arvatud valemiga 1.2:

$$\Delta U = \frac{15,26 - 15,37}{15,37} \cdot 100\% = 0,72\%$$

Sellest tulenevalt on väiksemad pingemuutused nimipinge suhtes. Haruliinidega stsenaariumi korral tekivad võrgus suuremad pingekaod päikeseelektrijaamade juures, kus kõige suurem aeglane pingemuutus on 8,9%, kui 1. versioonis oli PEJ juures 9,2%.

Mõlema stsenaariumi korral oli üksiku kiire pingemuutuse väärtus kõige suurem fiidri lõpp-punktis. Teise variandi korral pikendati lõpp-punkti ligikaudu 3 km võrra. Sellest tulenevalt on antud sõlmpunktis nii radiaal- kui ka silmustalitusel madalam pinge efektiivväärtus, kuid üksik kiire pingemuutus on 6,5% ehk 0,1% madalam kui 1. versioonis. Tabelis 2.15 on esitatud 2021. suve PWS võrgumudeli kahe versiooni pinge efektiivväärtused stsenaariumite korral, kui tootmisüksused on võrguga ühendatud ja hetkel, kui tootmisüksused on võrgust väljalülitatud.

Tabel 2.15 PWS võrgumudeli kahe versiooni tulemused ja erinevused – 2021. suvel

SP	PWS võrgumudeli 1. variant				PWS võrgumudeli 2. variant			
	Radiaal-võrk	Silmus-võrk	Aeglane ΔU , %	Kiire ΔU , %	Radiaal-võrk	Silmus-võrk	Aeglane ΔU , %	Kiire ΔU , %
1	15,56	15,88	5,9	2,1	15,55	15,88	5,9	2,1
2	15,45	15,87	5,8	2,7	15,44	15,87	5,8	2,8
3	15,38	15,84	5,6	3,0	15,37	15,83	5,5	3,0
4	15,41	15,93	6,2	3,4	15,40	15,91	6,1	3,3
5	15,40	15,99	6,6	3,8	15,39	15,97	6,5	3,8

SP	PWS võrgumudeli 1. variant				PWS võrgumudeli 2. variant			
	Radiaal-võrk	Silmus-võrk	Aeglane ΔU , %	Kiire ΔU , %	Radiaal-võrk	Silmus-võrk	Aeglane ΔU , %	Kiire ΔU , %
6	15,39	16,21	8,1	5,3	15,37	16,17	7,8	5,2
7	15,39	16,33	8,9	6,1	15,37	16,17	7,8	5,2
8	15,39	16,38	9,2	6,4	15,36	16,28	8,5	6,0
9	15,39	16,39	9,3	6,5	15,35	16,34	8,9	6,4
10	15,37	16,38	9,2	6,6	15,31	16,30	8,7	6,5
11	15,37	16,38	9,2	6,6	15,26	16,25	8,3	6,5
13	15,37	16,38	9,2	6,6	15,25	16,24	8,3	6,5
12	15,37	16,38	9,2	6,6	15,26	16,25	8,3	6,5

Tabelis 2.16 on esitatud haruliinidega PWS ja NIS võrgumudelite arvutustulemuste võrdlus. Lisades haruliinid, langes PWS mudelis, ühepoolse toite korral fiidri lõpus pinge 110V võrra, kuid kahepoolse toite korral oli pinge väärtus 130V võrra madalam. Lisades haruliinid, muutus PWS arvutustulemuste keskmine väärtus ühepoolse toite korral suuremaks ja kahepoolse toite korral väiksemaks. Sellest lähtudes on korrigeeritud mudel ühepoolse toite korral suurema varuga, kuid kahepoolse toite korral on pingeväärtus madalam, kuid NIS arvutustulemustele lähemal.

Tabel 2.16 NIS ja haruliinidega PWS tulemuste võrdlus

Sõlm	2021. suvel võrgutalitlus tootjateta			2021. suvel võrgutalitlus tootjatega		
	NIS pinge-väärtus, kV	PWS pinge-väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %	NIS pinge-väärtus, kV	PWS pinge-väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %
1	15,56	15,56	9	15,88	15,88	-
2	15,51	15,44	-0,5	15,88	15,87	0,1
3	15,47	15,37	0,7	15,84	15,83	0,1
4	15,51	15,4	0,7	15,95	15,91	0,2
5	15,51	15,39	0,8	15,98	15,97	0,0
6	15,51	15,37	0,9	16,00	16,17	-1,1
7	15,51	15,37	0,9	16,14	16,17	-1,1
8	15,51	15,36	1,0	16,15	16,28	-0,9
9	15,51	15,35	1,0	16,16	16,34	-1,2
10	15,51	15,31	1,3	16,16	16,3	-0,9
11	15,51	15,26	1,6	16,16	16,25	-0,5
12	15,51	15,25	1,7	16,16	16,24	-0,5
13	15,51	15,26	1,6	16,16	16,25	-0,5
	Keskmine		0,9	Keskmine		-0,5

Elspeci mõõtmiste taandamine pingele 15kV

Valemitega 1.17-1.21 teisendan Elspeci tarkvara madalpinge efektiivväärtuste mõõtetulemused 15kV pingestmele ehk keskpinge nimipingele. Tabelis 2.1 on esitatud kasutuses oleva Siemensi 1000kVA jaotustrafo parameetrid. Tabelis 2.17 on esitatud kella 12 tunni miinimum ja maksimaalse pingele efektiivväärtuse ajahetke teised vajaminevad mõõteandmed – pingele efektiivväärtus, toodetud aktiiv- ja reaktiivvõimsus. Teisendatud pingele väärtus on esitatud samas tabelis. Valemitega 1.17 ja 2.2 arvutan näitena sõlmpunkti SP9 minimaalse U_{12} pingele efektiivväärtuse teisendamise 15kV nimipingele.

$$\Delta U_{\text{Trafo ja kaabel}}^{(0,4kV)} = \frac{758,1 \cdot 10^3 \cdot 0,0019 + (-j14,2 \cdot 10^3) \cdot j0,0033}{410,6} = 3,39V$$

$$\Delta U_{\text{Trafo ja kaabel}}^{(15kV)} = \left(U_{\text{sekund}} + \Delta U_{\text{Trafo ja kaabel}}^{(0,4kV)} \right) \cdot \frac{U_{1N}}{U_{2N}} = (410,6 + 3,39) \cdot \frac{15750}{410} = 15,90kV$$

Kuna DMS mõõdab tunni väärtuse miinimum, maksimaalset ja keskmist väärtust, võib kasutada antud mõõtetulemusi koostatud valemi valideerimiseks. Elspeci mõõtetulemuste järgi teisendatud väärtused keskpingele erinevad DMS tulemustest vähem kui 1%, seega on koostatud valem tootekataloogi andmetel piisav madalpinge tulemuste teisendamiseks keskpingele.

Tabel 2.17 Elspeci mõõteandmed ja lähteandmed teisendamiseks ning tulemused

Ajahetk	18.06.2021 kl 12:00			
Sõlmpunkt	SP8	SP9	SP8	SP9
Tunni väärtus	kl 12:00 minimaalne		kl 12:00 maksimaalne	
Mõõdetud liinipinge U_{12} , V	410,6	410,8	420,5	420,5
Aktiivvõimsus P, kW	758,1	833	758,8	832,8
Reaktiivvõimsus Q, kVAr	-14,2	-19,3	-14,5	-19,8
Trafo ja trafokaabli pingekadu primaar poolel, V	42,1	47,3	41,2	46,3
Trafo pingestmed	15750/410		15750/410	
Ülekandeteguriga pingeväärtus 15kV-I, kV	15,77	15,78	16,15	16,15
DMS tunni maksimaalne pingeväärtus, kV	15,85	15,71	16,17	16,17
Arvutuslik pingeväärtus primaarpoolel, kV	15,90	15,83	16,19	16,20
Elspeci ja DMSi tulemuste erinevus, %	0,32	0,77	0,16	0,19

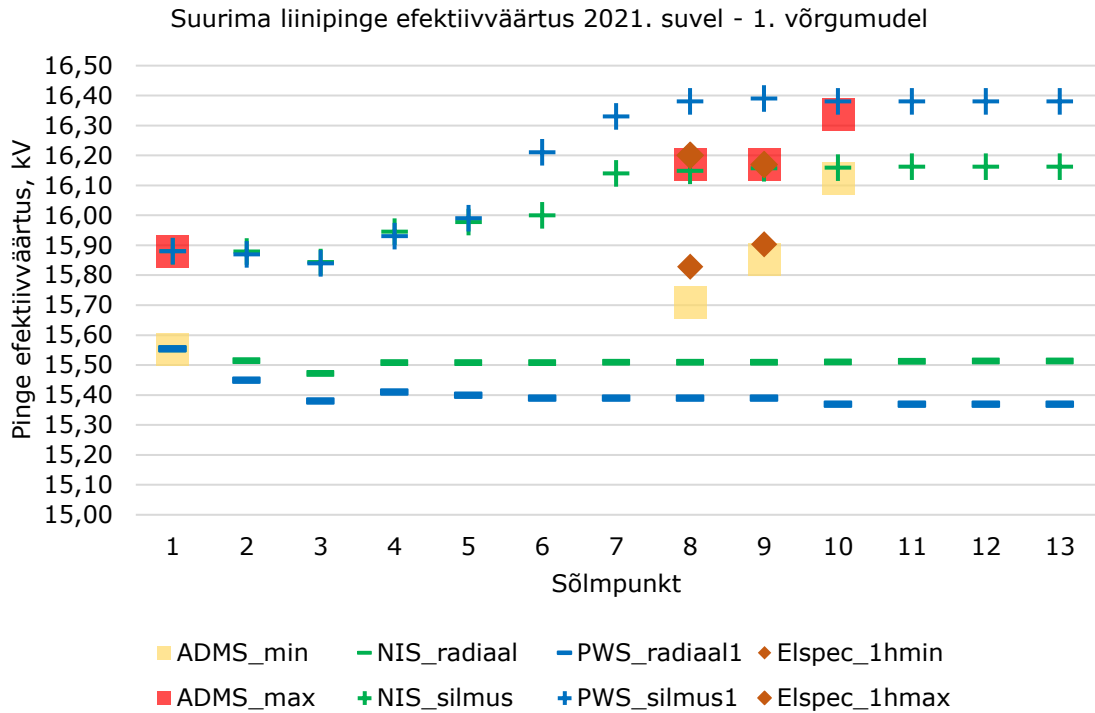
Elspeci teisendatud mõõtetulemuste järgi on sõlmpunkti SP8 minimaalse tunniväärtuse hetkel 15,90kV, mis esines 12:00:05,88 ajahetkel. DMS mõõtetulemuste järgi on kella 12 tunni minimaalne väärtus 15,85kV. Sõlmpunkti SP9 minimaalne pingele efektiivväärtus taandatuna 15kV nimipingele on 15,83kV,

ajahetkel 12:00:05,05. Antud väärtused on veidi kõrgemad kui DMS tulemused. Selle põhjus võib olla, et DMS salvestab hetkväärtust, kuid Elspecis on kasutatud keskmistatud väärtust. Kõige väiksema intervalliga väljavõtte, mis oli võimalik teha, on Elspecis 166ms. Kui võrgus tekkis mingil hetkel suurem pingekadu, siis võib olla, et DMS salvestatud hetkväärtus oli madalam, kui 166ms sees keskmistatud pinge efektiivväärtused. Ehk kui 166ms vältel oli pinge väärtus teatud ajal näiteks 15,90kV, siis teatud aja vältel võis langeda pinge madalamale, mille mahus langeb kogu keskmistatud väärtus.

Pinge mõõte- ja arvutustulemuste võrdlus

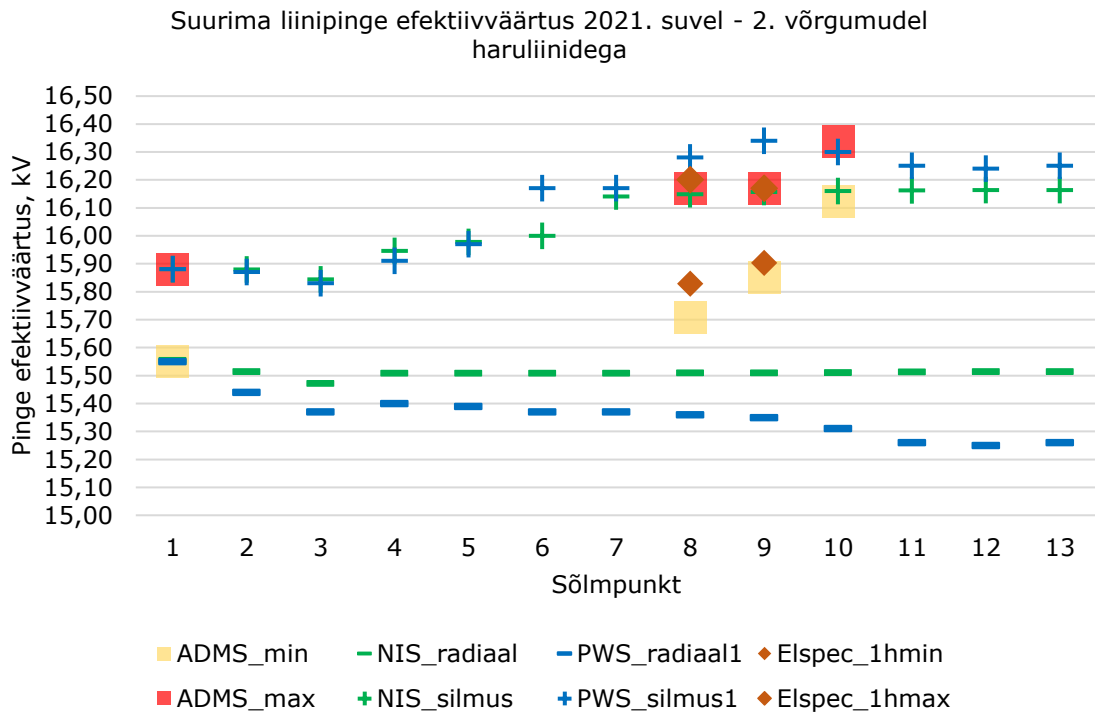
2021. suve stsenaariumi analüüsimiseks tehakse väljavõtted U₁₂ liinipingest ajahetkel 18.06.2021 kell 12:00. Scada monitooringusüsteemi mõõtetulemustest tehakse väljavõtted DMS minimaalse ja maksimaalse tunni väärtustest piirkonnaalajaama jaotusseadme sektsioonis, mõlema päikeseelektrijaama alajaamas ning fiidri lahutuspunktis. Elspeci tarkvaras salvestatud mõõtetulemustest tehakse väljavõtte ajavahemikul 12:00-13:00. Antud väljavõttest teisendatakse väljavõtte minimaalse ja maksimaalse pinge efektiivväärtused keskpingele. NIS ja PWS võrgumudelites on arvatud ühe- ja kahepoolse toitega pinge väärtused. PWS mudeli sisendina on kasutatud eelnevalt kajastatud Andmeaida koormuseid, mille protsentuaalsed väärtused on esitatud lisas 2.1 ja haruliini versiooni koormused on esitatud tabelis 2.14. Lisas 2.3.4 esitatud joonistel on kajastatud PWS võrgumodelis rakendatud ühe- ja kahepoolse toite korral normaaltalitluse arvutustulemused. Nimetatud lisas 2.3.4 esitatud tabelites on kajastatud pinge väärtuste võrdluste jooniste väärtused.

Tabelis 2.12 on esitatud NIS ja PWS võrgumodeli arvutustulemused ja tabelis 2.16 on esitatud haruliinidega võrgumodeli NIS ja PWS pinge väärtuste võrdlus. Tulemustest on näha, et kahepoolse toite korral muutus haruliiniks korrigeeritud sõlmpunkti 7 väärtus lähedasemaks NIS tulemusele. Haruliini korral määrati koormus liini lõppu, aga esimeses võrgumodelis olid koormused koondatud võrguga seotud sõlmpunkti 6. NIS tulemustes on sõlmpunkt 7 pinge väärtus madalam kui 1. versiooni korral, mis samuti koondab kahe programmi arvutustulemused teineteisele lähemale.



Joonis 2.14 2021. suve stsenaariumil pingeline efektiivväärtuste võrdlus

Olulisemad erinevused jäid veel, et Andmeaida väljavõtte järgi on SP4 ja SP5 koormused kaks kuni kolm korda suuremad kui NIS võrgumodelis oli arvestatud.

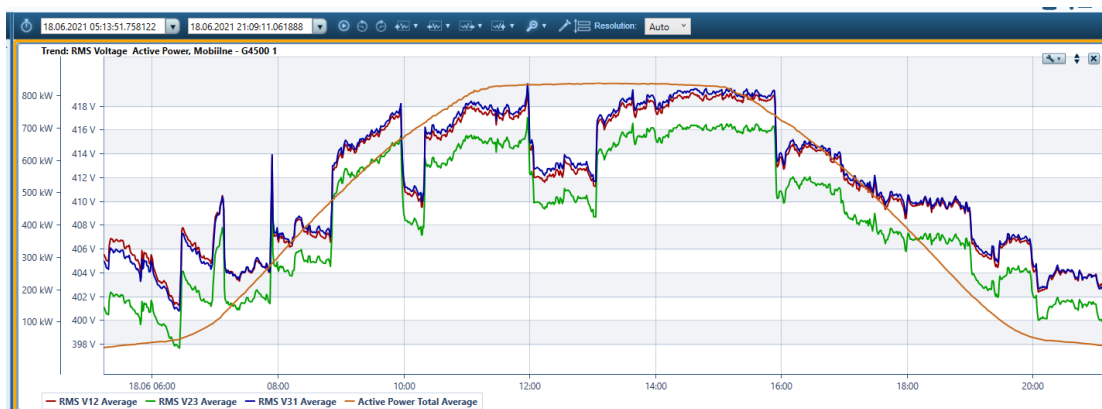


Joonis 2.15 2021. suve haruliinidega stsenaariumil pingeline efektiivväärtuste võrdlus

2.3.5 Päikeseelektrijaama tootmisvõimsuse mõju jõutrafo astmelüliti toimingule

Järgnevalt analüüsin päikeseelektrijaama toodangu mõju trafo astmelüliti APR toimingule samal vaatlusperioodil, mis on esitatud joonisel 2.3. Selleks analüüsin Elspecis päikeseelektrijaamade aktiivvõimsuse toodangut ning kõrvutan seda Scada monitooringusüsteemis piirkonnaalajaama C2T jõutrafo APR astmelüliti signaaliga. SCADA/DMS süsteemis on võimalus vaadelda väärtuseid minimaalset 15-minutilise intervalliga, kuid trafo APR astmelüliti toimib 1,5-minutiliste pausidega ning oluliselt määrab ajavahemik, mil pingeväärtus jõuab uue taseme piirile. Piirkonnaalajaama C2T trafo on 16MVA näivvõimsusega 110/15kV primaar- ja sekundaar nimipingetega. Trafo paigaldati 2020. aastal ning tegemist on ETD Transformatory AS tüübiga ERZ29M-7, millel on 9x1,67% astmega astmelülitit [48].

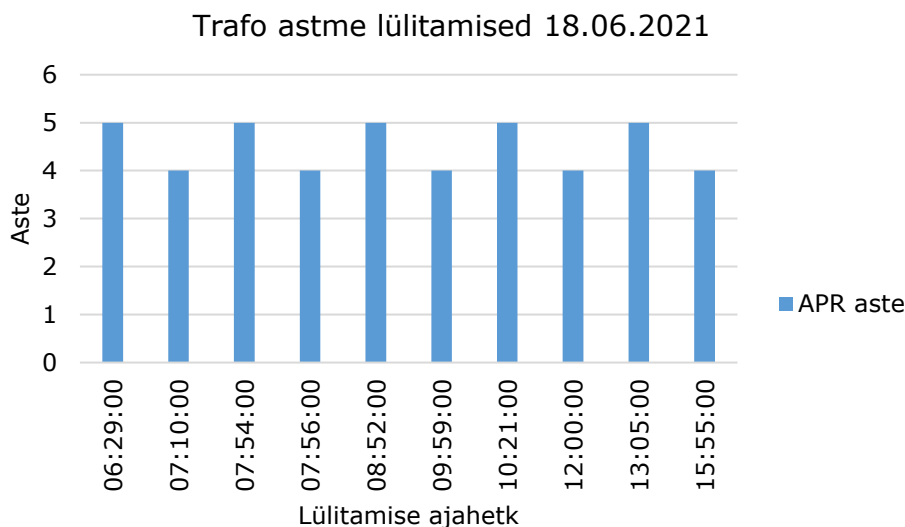
Joonisel 2.16 on esitatud sama vaatlusperioodil sõlmpunkti SP8 liinipinge ja aktiivvõimsuse mõõtetulemused, mis on kajastatud joonisel 2.4 üleval. Joonisel 2.14 on näha, kuidas märgatavalt toimuvad pingemuutused. Joonisel 2.16 esitatud pingeväärtuste hüpped on kõik piirkonnaalajaama C2T trafo astme lülitamised mis toimusid 18. juunil. Trafo APR astmed ja lülitamise ajahetked on esitatud joonisel 2.16. Astmelülitused toimusid päeval ajal vahemikus 6:28-15:55.



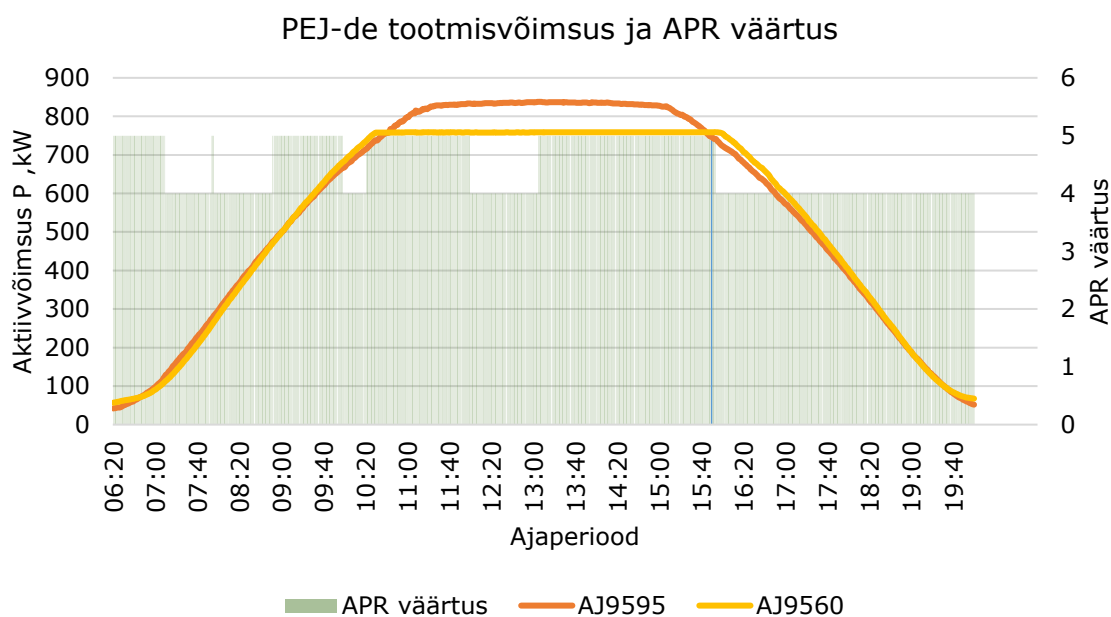
Joonis 2.16 Sõlmpunktide SP8 18.06.21 14-tunnine vaatlusperiood

Jooniselt 2.16 on näha, et trafo hakkab tihedamalt muutma astet kui läheduses olevad päikeseelektrijaamad hakkavad tootma energiat. Enne kella 8:00 toimus astme lülitus 4-5-4 ja kell 8:52 toimus uuesti lülitus astmele 5. Kella 7:54 ja 7:56 lülitamiste vahel on 2 minutit, mis on suurusjärgus sama suur kui astmelüliti viide (90s). Esimesest astme vahetusest on näha, et peale kella 7:01 lülitamist neljandale astmele jäi mõõtepinge tundetustsooni, kuid kell 7:54 muutus mõõtepinge väärtus ning oli vaja astet vahetada 5. astmele. Sel hetkel oli vaja oodata ära viide, peale mida lülitus trafo uuesti ümber 4. astmele. Toimingust võib järeldada, et

möötepinge kõikus terve aja nii tundetustsoonis kui ka väljaspool ning peale 7:56 lülitamist jäi möötepinge tundetustsooni kuni kell 8:52.



Joonis 2.17 Piirkonnaalajaama C2T trafo astmelüliti astmed ja lülitamise ajahetked 18.06.21 14-tunnine vaatlusperioodil



Joonis 2.18 Päikeselektrijaamade tootmisvõimsus ja APR väärtus 18.06.2021 ööpävasel vaatlusperioodil

Joonisele 2.18 on kombineeritud trafo APR astmed ja mõlema päikeselektrijaama tootmisvõimsus. Jooniselt on näha, et kuni pärastlõunani esines rohkem astmelülitamisi kui õhtu poole. Hommikused astmelülitamised võivad olla põhjustatud tarbimis kasvamisega. Siis kui päikeselektrijaamad hakkasid tootma muutusid ka siis trafo astmed, kuid trafo oli kauem kõrgemal astmel, kui madalamal. Sellest saab järeldada, et kui trafo on 5. astmes on pinge väärtus

tundetustsoonis kauem, kui trafo on 4. astmes. Kell 15:55 toimub päeva viimane astme lülitus. Kui päikeseelektrijaama tootmisvõimsus hakkab õhtupoole langema, toimub trafo astme lülitus 5. astmelt 4. astmele ja enam ei muutu. Sellest saab järeldada, et ainult tarbitav koormus ei mõjuta 4. astme tundetustsoonis olevat pingeväärtust piisavalt ning antud aste on pingetase hoidmiseks sobiv.

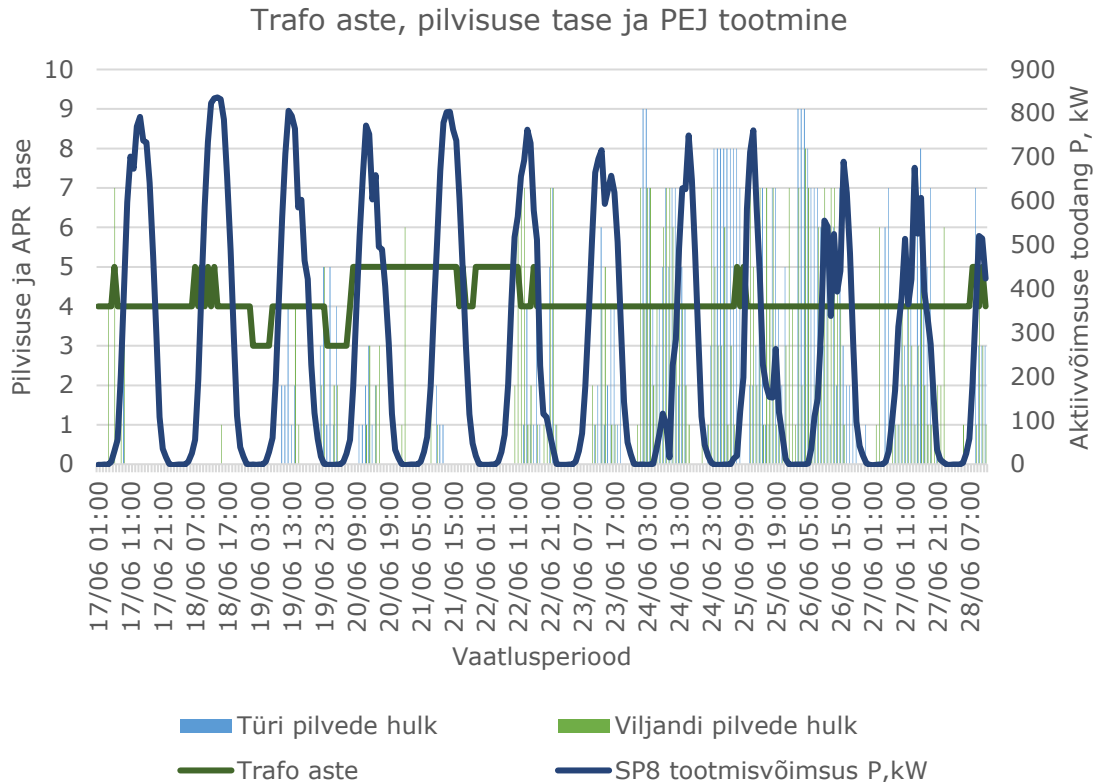


Joonis 2.19 Elspeci väljavõtte sõlmpunkti SP8 mõõtetulemustest ajavahemikul 18.06.2022 kell 12:00-12:01

Joonisel 2.19 on kajastatud analüüsitaval ajahetkel 18.06.22 kell 12:00 toimuv trafo astme lülitus. Jooniselt 2.17 on näha, et täpselt kell 12:00 toimus astme lülitus viiendalt astmelt 4. astmele. Sellel ajahetkel langeb pingeväärtus 420V-lt 410V-le.

Järgnevalt koostan Eesti Ilmateenistuse pilvisuse vaatlusandmete [49] järgi graafiku, kus on kajastatud vaatlusperioodi pilvisuse tasemed, mis on mõõdetud Türi ja Viljandi meteoroloogiajaamas, päikeseelektrijaama B (SP8) toodetud aktiivvõimsus P ning piirkonnaalajaamas oleva APR-ga trafo astme tase. Jooniselt 2.20 on näha, et suurema pilvisusega väheneb päikeseelektrijaama toodang. Kuna mõlemad päiksejaamad on kõrvuti, on teise päikeseelektrijaama toodangu muutlikkus lähedane joonisel 2.20 kujutatud sõlmpunkti SP8 tootmisvõimsusele (*Capacity factor*). Ajahetkel mil päikeseelektrijaam tootis suure efektiivsusega ei olnud ilm üldse pilvine. Kõrgema pilvisusega väheneb päikeseelektrijaama tootlikus.

Kahjuks on DMS mõõtetulemuste salvestamisel tekkinud andmetes viga. Joonisel 2.20 esitatud trafo astme järgu salvestatud mõõtetulemustes on viga 24.06-27.06 vaatlusperioodil. Seega ei ole siinkohal võimalik analüüsida ilmastiku mõju trafo astmelülitile.



Joonis 2.20 Päikeseelektrijaama B tootmisvõimsuse ja Türi ning Viljandi ilmajaamade vaatlustulemused 17.06-28.06.2021 vaatlusperioodil

2.4 2022. kevade reaalsete mõõtmiste stsenaarium

2022. kevadel paigaldati sõlmpunktis SP8 olevale päikeseelektrijaamale mõõteaparaadid, millega vaadeldakse võrgutalitlust ning vaadeldava perioodi pingekvaliteedi parameetrite väärtusi. Siinkohal kasutatakse mõõtetulemusi PWS mudeli valideerimiseks.

2022. kevadel teostati mõõtmised vahemikul 26.03.-03.04.2022. Mõõteseade 1 (Mobiilne G4500 1) paigaldati sõlmpunkti SP3 keskpinge jaotuspunkti omatarbetafo madalpinge poolele. Esialgne soov oli ühendada mõõteseade jaotuspunktis olevale tarbija mõõtesüsteemiga keskpinge mõõtekambris, et saaks mõõta nii voolu kui ka pinget. Mõõtekambris on paigaldatud ainult kommertsmõõtmine ehk on paigaldatud kahe mähiselise pingetrafo, mis on võrguettevõtte poolt plommitud. Töö käigu lihtsustamiseks paigaldati mõõteseade ümber OT-sse. Mõõteseade 2 (Mobiilne G4500 2) paigaldati sõlmpunkti SP8 alajaama madalpingeseadme lattidele. Joonisel 2.21 on esitatud 2022. kevad mõõtetulemused. Voolutrafo ühendusskeemi tõttu on sõlmpunktis SP8 mõõdetud

PEJ poolt võrku antav võimsus miinusemärgiga. Sõlmpunktis SP3 on paigaldatud ühefaasiline omatarbeträfo. Kahjuks seal on mingi rike info edastamisega, seega ei ole teada DMS mõõtetulemusi. Antud sõlmpunktis SP3 ei saa pinge väärtuseid võrrelda DMS tulemuste järgi. Elspeci mõõtetulemused taandatakse keskpingele ülekanaliteguriga, et illustreerida sõlmpunkti pingeväärtust.

2.4.1 Analüüsitav vaatlusperiood



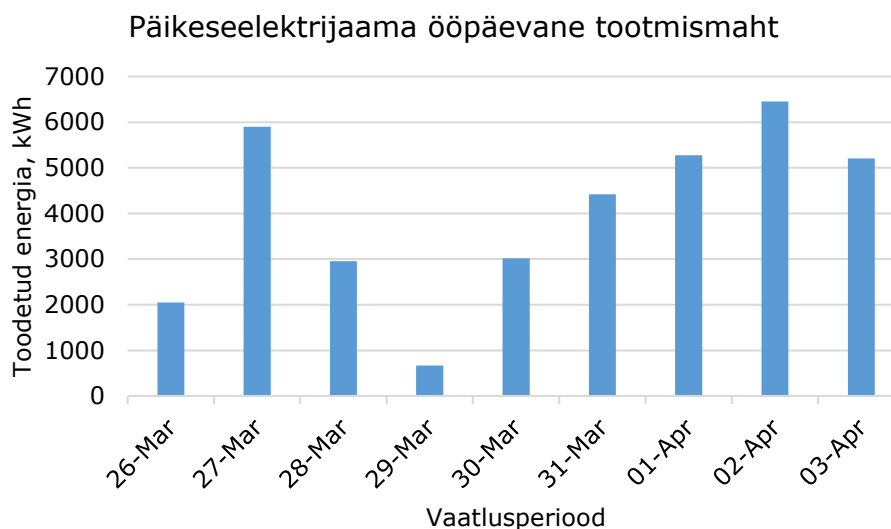
Joonis 2.21 2022. kevade vaatlusperiood 25.03-04.04.2022

Kõige kõrgem mõõdetud pinge efektiivväärtus oli 227,9V ajahetkel 27.03.22 kell 01:50. Käesolevas lõpustöös keskendub päikeseelektrijaama tootmisest tingitud pingemuutustele, seega on oluline määrata analüüsitav vaatlusperiood sellisel ajal, millal päikeseelektrijaam toodab suure efektiivsusega.



Joonis 2.22 04.2022 vaatlusperioodi Sõlmpunkti X U_1 faasipinge ja Sõlmpunkti Y faasipingete ning tootmise aktiiv- ja reaktiivvõimsuse mõõtetulemused ööpävasel ajavahemikul

Sõlmpunkti SP8 suurimad pingeväärtused esinesid 02.04.2022. Sellel päeval tootis päikeseelektrijaam kõige rohkem, mida on esitatud joonisel 2.22. 02. aprillil tootis päikeseelektrijaam kõige suurema tootmisvõimsusega 891,8kW ajahetkel kell 12:50, millal maksimaalsed faasipinge efektiivväärtused olid vastavalt 239,8V, 239,5V ja 242,0V. Sel hetkel ei olnud kõige kõrgemad U_1 pingeväärtused, mis on oluline teiste mõõtepunktidega võrdlemiseks. Need esinesid ajahetkel 12:10, kui päikeseelektrijaama aktiivvõimsus oli 889kW ning faasipinge efektiivväärtused 240,7V, 240,5V ja 242,75V vastavalt.



Joonis 2.23 Päikeselektrijaama B (SP8) ööpäevane tootmismahut

Ülemiselt jooniselt 2.23 on näha, et 02.04 tootis päikeselektrijaam kõige suurema mahuga 6450,5kWh. Samaselt suurema tootmisega oli 27.03 koguvõimsusega 5898kWh. Kõige väiksema tootmisega oli 29. märts tootes ainult 667kWh.

2.4.2 Päikeselektrijaama mõju pinge kvaliteedile 2022. kevade mõõtmistulemustega

Järgnevas alampunktis esitatakse 2022. kevade mõõtetulemuste analüüs. Siinkohal vaadeldakse pinge efektiivväärtuse aeglast pingemuutust võrgu nimipingest ning üksikut kiiret pingemuutust teatud sõlmpunktis. Vastavalt standardile 50160 [3] analüüsitakse 1-nädalase vaatlusperioodi 10-minutilisi keskmistatud pinge efektiivväärtuseid. Lisaks on esitatud aeglane pingemuudu väärtuste sobivused vastavalt standardis esitatud piirväärtustele. Sõlmpunktis SP3 on võimalus analüüsida ainult ühte faasipinget (U1).

Aeglane pingemuutus

Valemiga 1.1 arvutan aeglase pingemuutuse 230V nimipingest:

$$\Delta U_{min}^{SP3} = \frac{221,1 - 230}{230} \cdot 100\% = -3,9\%$$

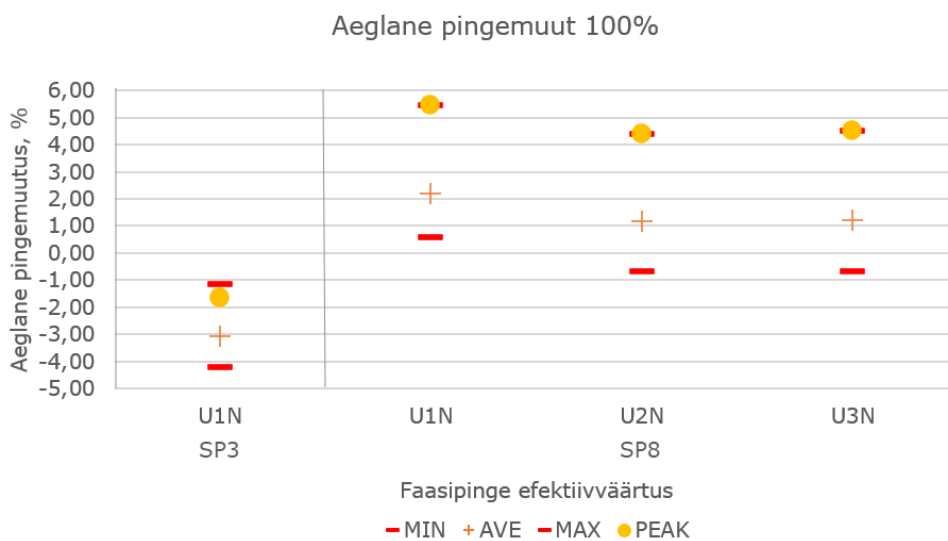
$$\Delta U_{max}^{SP3} = \frac{239,4 - 230}{230} \cdot 100\% = 4,1\%$$

Kevadisel vaatlusel on kõige suurem pinge efektiivväärtus esinenud just päikeselektrijaama kõrgel tootmisel. 2022. kevadised mõõdetud pinge efektiivväärtused on standardi 50160 kohaselt lubatud piirväärtustes.



Joonis 2.24 Üksikud ja kumulatiivsed pingemuutused 2022. kevade vaatlusperioodil

Joonisel 2.24 on esitatud Elspec tarkvara poolt protsessitud Standardi 50160 kohane 10-minutiliste keskmistatud väärtuste pingemuutuste aruanne. Tulemustest on näha, et 5% väärtustest oli U_1 faasipinge minimaalse väärtusega Sõlmpunktis SP3 221,1V ja 95% väärtustest oli U_1 faasipinge maksimaalse väärtusega Sõlmpunktis SP8 239,4V. Joonisel 2.25 on esitatud 2022. kevade stsenaariumi aeglase pingemuutuse olulised väärtused – minimaalne, maksimaalne, keskmine ja kevadise stsenaariumi maksimaalse tootmise vaatluse (PEAK) faasipingete efektiivväärtused.



Joonis 2.25 Sõlmpunktide SP3 ja SP8 1-nädalase ajavahemiku aeglane pingemuutus

Üksik kiire pingemuutus

Tabel 2.18 Sõlmpunktide SP3 ja SP8 pingemuudud 10-päevasel vaatlusperioodil

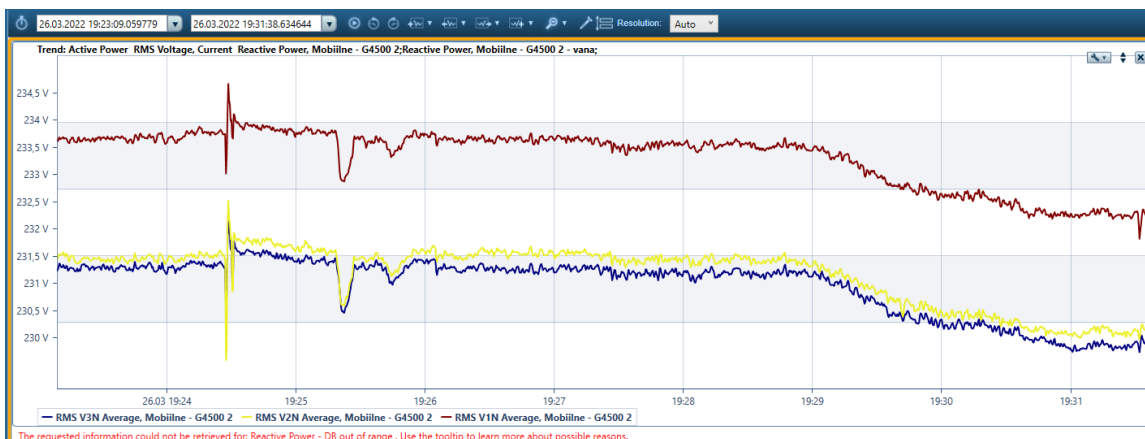
Protsentuaalsed vahemikud	Kiire pingemuutuse kordsus			
	SP3	SP8		
	V1	V1	V2	V3
$-a < x < -10$	0	0	0	0
$-10 \leq x < -5$	0	0	0	0
$-5 \leq x < -1$	8	8	10	7
$-1 \leq x < 0$	6331	6284	6271	6278
0	69	55	47	39
$0 < x \leq 1$	6483	6353	6373	6376
$1 < x \leq 5$	9	9	8	9
$5 < x \leq 10$	0	0	0	0
$10 < x < b$	0	0	0	0
kokku	12900	12709	12709	12709

Tabelis 2.18 on esitatud sõlmpunktide SP3 ja SP8 12-päevase vaatlusperioodi 1-minutiliste keskmistatud väärtuste tulemused, milles on kajastatud juhtumite kordsus. Sõlmpunktis SP3 on 12900 pinge efektiivväärtust, kuid SP8-s on 12709, sest vahepealsed mõõtetulemused puuduvad. Tõenäoliselt on tegemist andmete ülekandmisega tarkvarasse. Tabelist 2.17 on näha, et suurimad üksikud pinge muutused oli $\pm 1\%$

Tabel 2.19 Elspec tarkvara väljavõte sõlmpunkti SP8 üksik kiire pingemuutus

Algus	Kestvus, s	Väärtus, %	Jääkpinge, % U_N	Sõlm punkt
26.03.2022 19:24:28.341709	00:00.029912	12,30	87,70	SP8

Tabelist 2.19 on näha, et vaatlusperioodi alguses ajahetkel 26.03.22 kell 19:24 toimus ainuke fikseeritud drastiline pingemuutus, mille kestvus oli 30ms s ehk pingelohk oli momentaalne. Antud ajahetk on kajastatud joonisel 2.26.



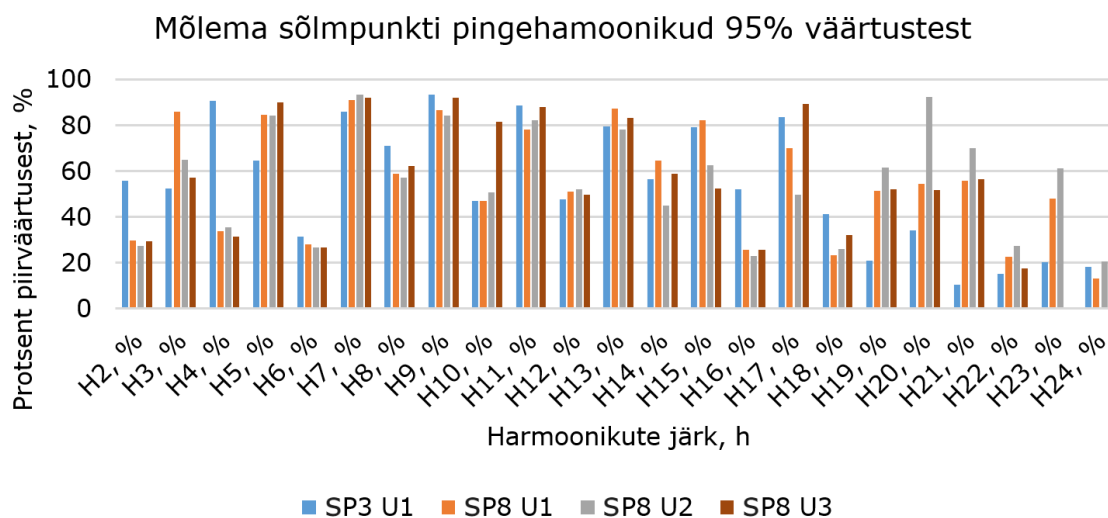
Joonis 2.26 Sõlmpunkti SP8 drastilise üksiku kiire pingemuutuse ajahetkel 26.03.22 kell 19:24

2.4.3 Harmoonikute tase mõõtepunktides sõltuvalt PEJ tootmisvõimsusest

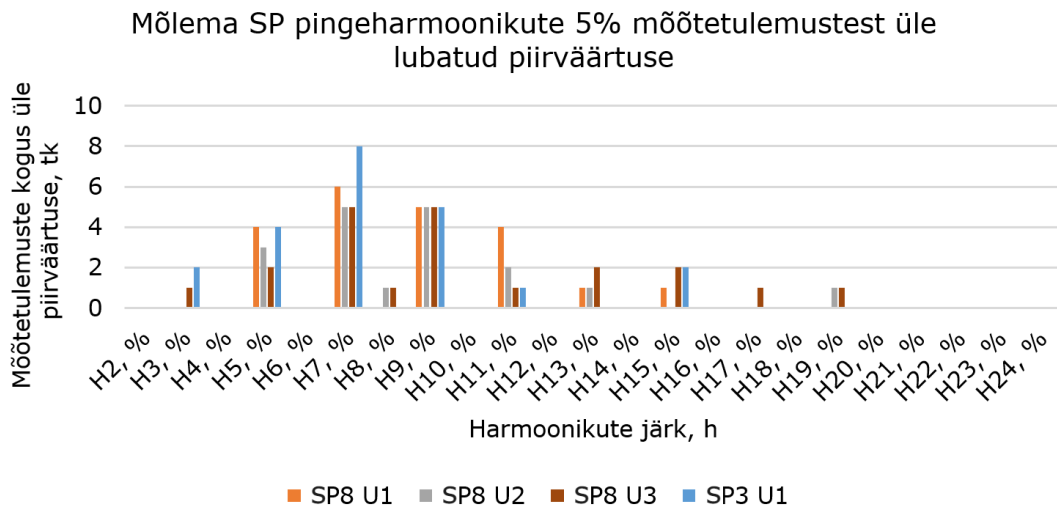
Lisas 2.4.3 on esitatud mõõdetud voolu- ja pingeharmoonikute spektripildid, kus sõlmpunktis SP3 on mõõdetud vaid U_1 faasipinge harmoonikuid. Lisas esitatud joonistel on kajastatud harmoonikute absoluutväärtused ja suhtelised väärtused esimesest harmoonikust. Vastavalt standardile 50160 [1] arvutatakse välja pingeharmooniku suhtelise väärtuse erinevus lubatud piirväärtusest. Pingeharmoonikute 95% mõõtetulemustest ei tohi olla üle lubatud piirväärtuse. Lisaks arvutatakse välja ühine harmoonmoonutustegur THD ning esitatakse eraldisesivalt sõlmpunkti SP8 faasivoolu ja -pinge THD tasemed päikeseelektrijaama tootmisvõimsuse suhtes.

Pingeharmoonikud

Järgnevalt on analüüsin 1-nädalase vaatlus perioodi faasipinge harmoonikute 10-minutilisi keskmistatud efektiivväärtuseid ning kõrvutan neid standardis 50160 [3] määratud lubatud suurimate piirväärtustega. Joonisel 2.27 on esitatud 95% pingeharmoonikute THD mõõtetulemustest standardi kohase piirväärtuse suhtes ning joonisel 2.27 on mõõtetulemuste kogus mille suhtelised väärtused ületavad lubatud piirväärtust. Kõige suurema väärtusega olid 7., 9. ja 11. järku harmoonikud, mille tulemused olid viiel korral üle lubatud piirväärtuse. Sõlmpunktis SP3 oli kõige kõrgem 7. järku harmoonik, mis esines 8 korda üle piirväärtuse.



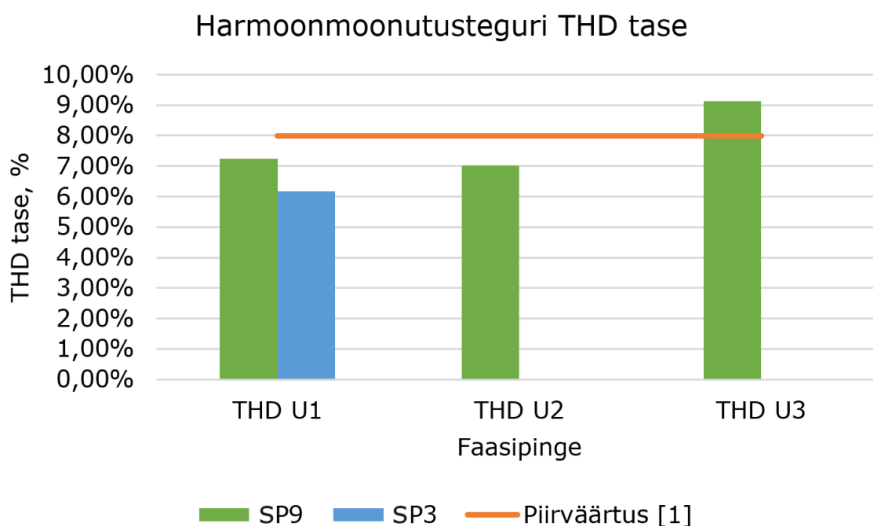
Joonis 2.27 Sõlmpunktide SP3 ja SP8 kuni 25. järku pingeharmooniku 1-nädalase protsentuaalsed väärtused lubatud piirväärtusest (95% protsenti mõõtetulemustest)



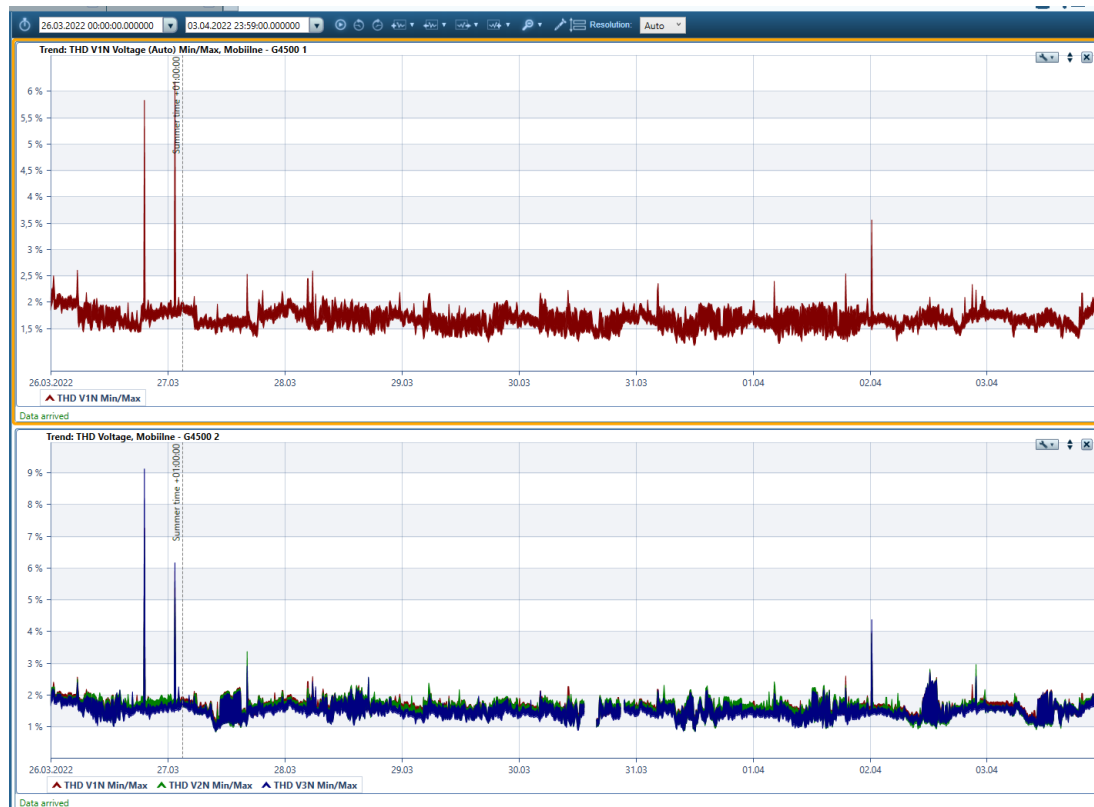
Joonis 2.28 Sõlmpunktide SP3 ja SP8 5% protsenti mõõtetulemuste pingeharmonikute kogus, mille väärtused ületasid piirväärtust

Harmoonmoonutustegur ehk THD

Teostan Elspecis väljavõtted sõlmpunktide SP3 ja SP8 faasipinge harmoonmoonutustegurist THD vaatlusperioodil 26.03-03.04.2022. THD väärtus ei tohi olla suurem kui 8% [3]. Elspeci tarkvaras olevad THD mõõtetulemused on esitatud joonisel 2.29 ja 2.30. Joonisel 2.29 on esitatud, mõlema sõlmpunkti SP3 ja SP8, mõõdetud faasipinge THD väärtus 2022.kevade vaatlusperioodil. Sel ajal oli SP8 U₃ faasipinge THD väärtus üle lubatud piirväärtuse. Jooniselt 2.30 on näha, et see toimus ajahetkel 26.03 kell 19:24, kuid see oli momentaalne. Ülejäänud väärtused on alla lubatud piirväärtuse.



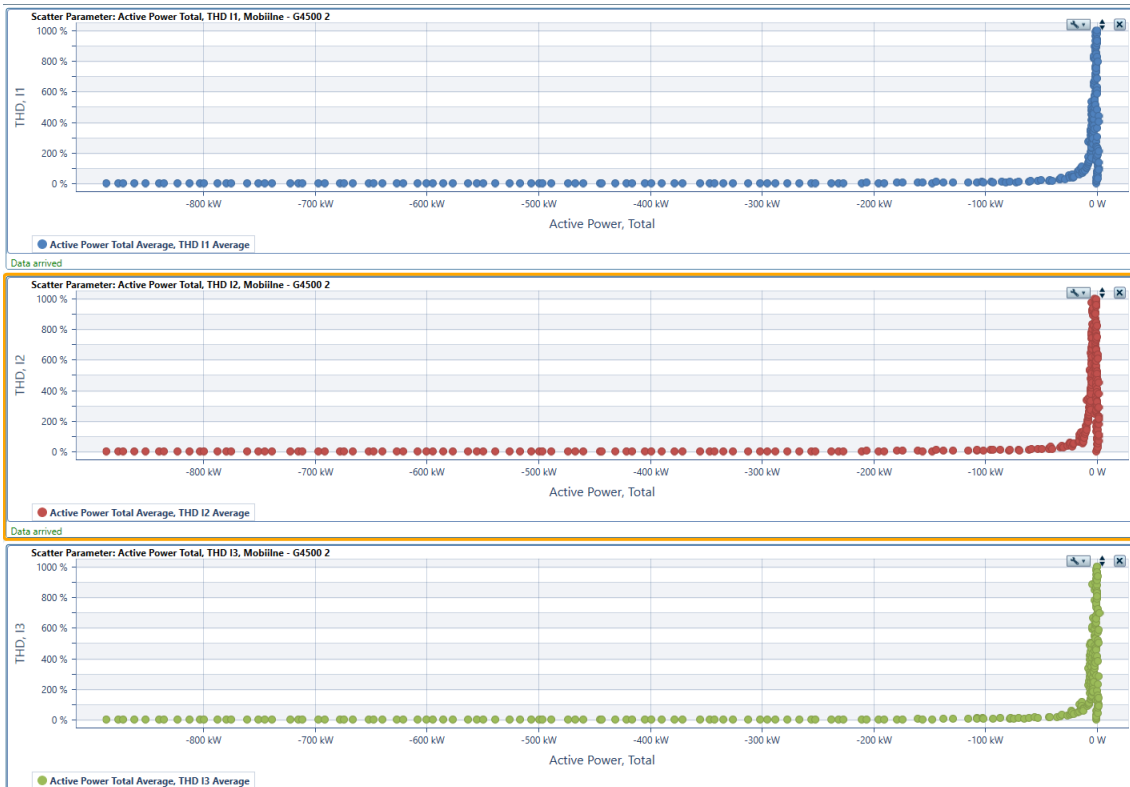
Joonis 2.29 Sõlmpunktide SP3 ja SP8 faasipinge THD keskmistatud efektiivväärtus vaatlusperioodil 26.03-02.04.2022



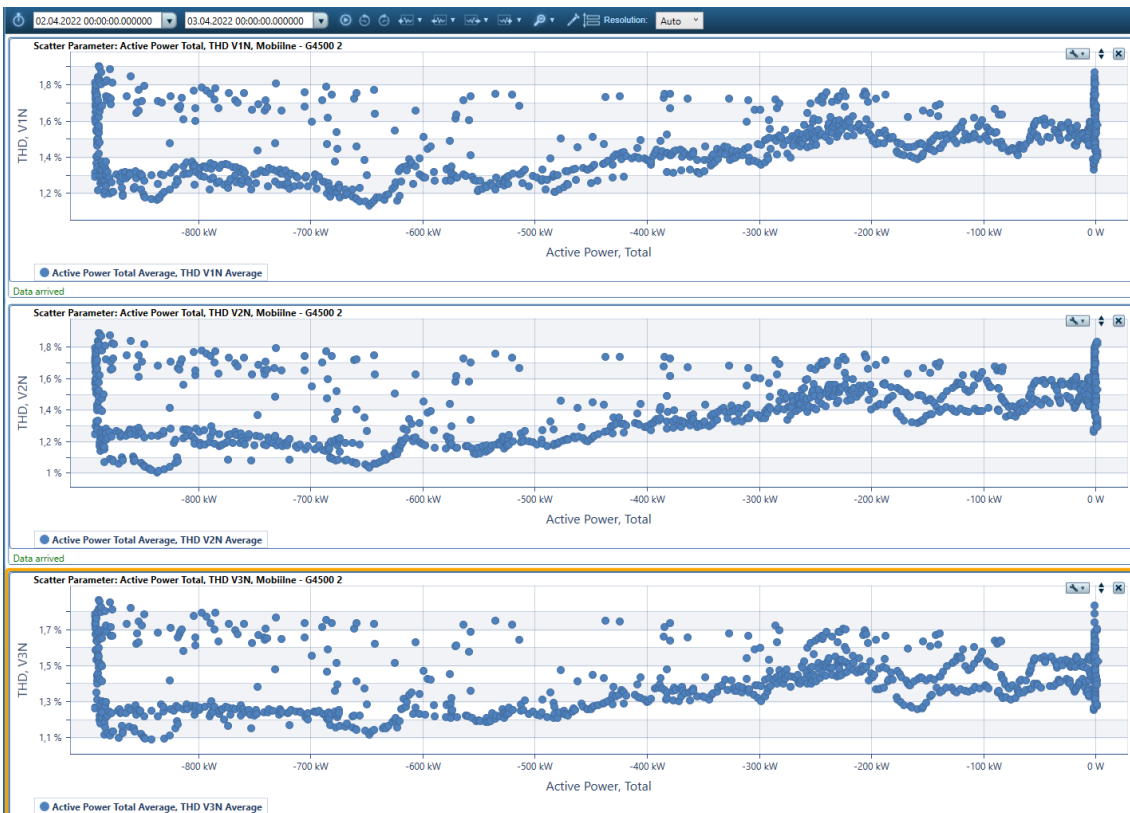
Joonis 2.30 Sõlmpunktide SP3 ja SP8 mõõdetud faasipinge harmoonmoonutustegur THD vaatlusperioodil 26.03-02.04.2022

Järgnevatel joonistel 2.31 ja 2.32 on kujutatud päikeselektrijaama toodang ja faasivoolu- ning faasipinge harmoonmoonutusteguri THD omavaheline suhe. Jooniselt 2.31 on näha, et kui päikeselektrijaam ei tooda, on väga suured faasivoolu THD tasemed kuni 900%. Tegemist on üksikute momentaalsete väärtustega. Kui päikeselektrijaam hakkab tootma, langeb faasivoolu THD tase umbes 1,3% protsendile.

Päikeselektrijaama tootmisvõimsuse suurenemisel langeb THD tase, mis on visualiseeritud joonisel 2.32. Joonisel on näha, kuidas suurem hulk andmepunkte langeb aktiivvõimsuse suurenemisega. Üksikud mõõteväärtused on küll hajutatud, kuid keskmiselt langeb THD tase.



Joonis 2.31 Sõlmpunkti MP8 päikeseelektrijaama toodangu ja faasivoolu THD taseme vaheline suhe vaatlusperioodil 26.03-02.04.2022



Joonis 2.32 Sõlmpunkti SP8 päikeseelektrijaama toodangu ja faasipinge THD taseme vaheline suhe vaatlusperioodil 26.03-02.04.2022

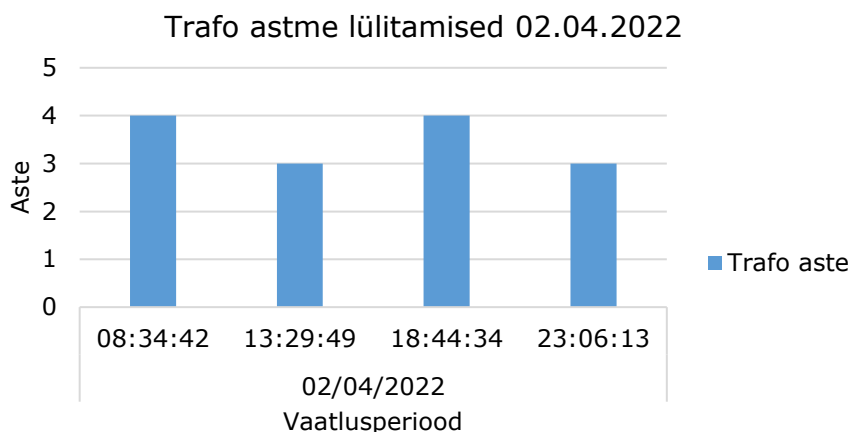
2.4.4 Päikeseelektrijaama tootmisvõimsuse mõju jõutrafo astmelüliti toimingule

Järgnevalt analüüsitakse päikeseelektrijaama toodangu mõju trafo APR toimingule samal vaatlusperioodil, mis on esitatud joonisel 2.20. Selleks analüüsin Elspecis suure tarbija ning päikeseelektrijaama faasipingeid ning viimase aktiivvõimsuse toodangut, mida kõrvutan DMS süsteemis salvestatud piirkonnaalajaama jõutrafo APR astmete signaaliga. Sõlmpunktis SP3 ei ole teada võimsuse efektiivväärtust, sest seal ei ole volutrafosid paigaldatud. Sellegipoolest saab pingeväärtuste joonistelt järeldada, et pingemuutus on tingitud koormusest ja teistest võrgus tekkivatest talitluse häiringutest. Jooniselt 2.22 on näha kuidas kella 03:00 paiku hakkab pinge langema mõlemas mõõtepunktis. Sõlmpunktis SP3 langeb pinge ligikaudu 3V, kuid sõlmpunktis SP3 poole vähem ehk 1,5V.



Joonis 2.33 Sõlmpunktide SP3 ja SP8 02.04.2022 vaatlusperioodi faasipinge ja päikeseelektrijaama (alumises osas) tootmise aktiivvõimsuse mõõtetulemused

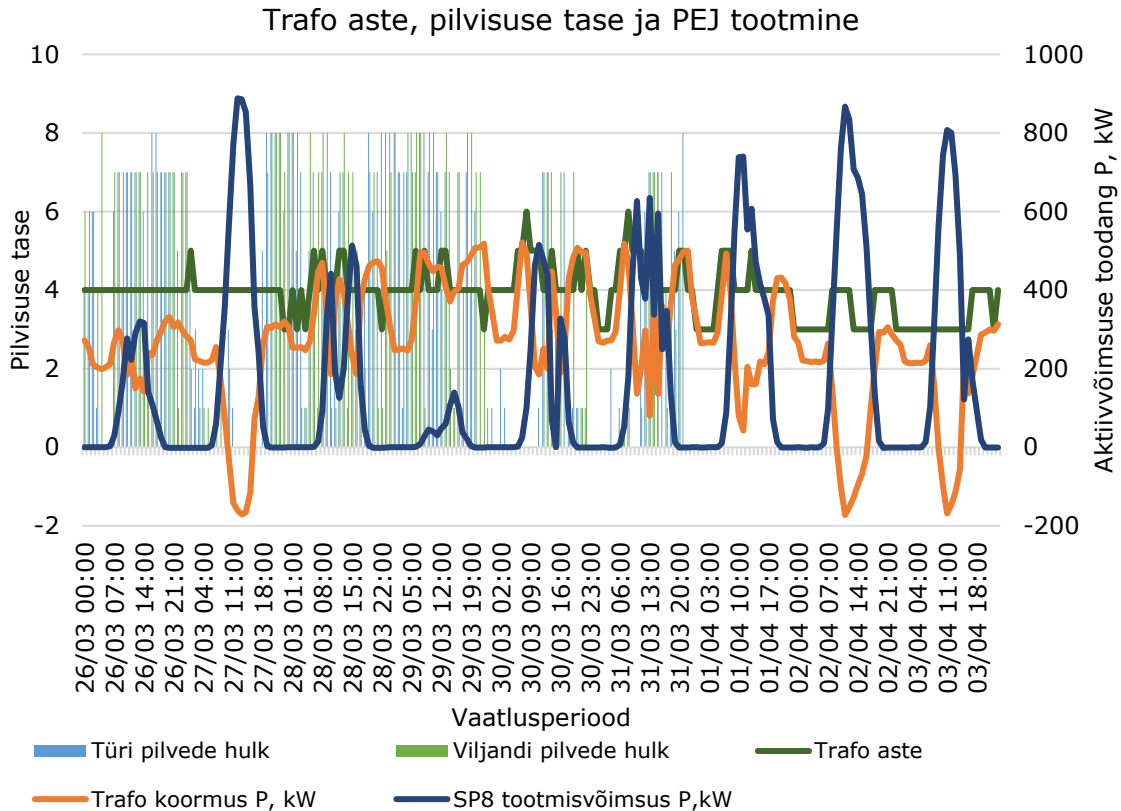
Mõõtepunktis langeb pinge, kuni enne kella 09:00 toimub järsk pinge muutus, mida võib põhjustada piirkonnaalajaama trafo APR. Jooniselt 2.34 on näha, et ajahetkel kell 8:34 neljandale. Enne seda oli fikseeritud APR kolmandale astmele 01. aprilli öösel kell 23:39. 02. aprilli hommikune trafo aste kõrgendamise tõstis sõlmpunktis SP8 pinget kuni 1,5% protsenti.



Joonis 2.34 Piirkonnaalajaama C2T trafo astmelüliti astmed ja lülitamise ajahetked 18.06.21 14-tunnine vaatlusperioodil

Lisas 2.4.4 on esimesel joonisel esitatud sõlmpunktide SP3 ja SP8 02.04.2022 vaatlusperioodi faasipinge ja päikeseelektriijaama tootmise mõõtetulemused ajahetkel 8:34 ja teisel joonisel on esitatud mõlema sõlmpunkti mõõtetulemused ajavahemikus 13:10-17:50. Peale kella 09:00 hakkab PEJ tootmine tõusma, mille samaväärselt tõusevad nii PEJ kui ka tarbija pinge väärtused. Samuti on huvitav märkida, kuidas tarbija juures on suuremad pingemuutused, kuid PEJ juures on need ühtlasemad. Ajaperioodil 13:30 kuni 17:30, millal päikeseelektriijaam ei tootnud enam nii palju, oli päikeseelektriijaamal väga muutlik toodang, mis põhjustas rohkem pinge kõikumist.

2022. kevadisel vaatlusel, 30. ja 31. märtsil vahemikus kell 10-12, tõusis kahel korral trafo aste seni vaatlustest kõige kõrgemale kuuendale astmele ning kõige madalam oli 3. aste. Siinkohal vaatab milline pilvisuse oli sel perioodil [49]. Pilvisuse analüüsiks kasutatakse samade meteoroloogiajaamade pilvisuse taseme väljavõtteid, mida kõrvutatakse trafo astme taseme ja sõlmpunktis SP8 oleva päikeseelektriijaama tootmisvõimsusega. Jooniselt 2.34 on näha, kuidas 28. ja 29. märts oli suurem pilvisuse tase Türi ja Viljandi vahel. Samal ajal tootis päikeseelektriijaam ligikaudu 10%-50% pargi kogu netovõimsusest. 2022. kevade vaatluse joonisele 2.34 on lisatud piirkonda toitva trafo väljund aktiivvõimsuse tunni keskmistatud väärtuste joondiagramm. Antud piirkonnas on pilvisuse tase enamjaolt ühtlane. Seega võib järeldada, et vaadeldava päiksejaama SP8 tootmine kirjeldab teiste, piirkonnas olevate, päikeseelektriijaama tootmiskõverat. Seega on antud joonisel selgelt näha, kuidas päikselisel ilmal toodavad kohalikud päikeseelektriijaamad sellises mahus, et võimsusvoog liigub piirkonnaalajaama suunal, nagu on kujutatud joonisel 2.34 27. märtsil. Eesti Ilmateenistuse kodulehel puuduvad andmed vahemikul 31.03 kell 23:00 kuni 03.04 kell 23:00.



Joonis 2.35 Päikeseelektrijaama tootmisvõimsus, piirkonnaalajaama trafo väljundvõimsus, Türi ning Viljandi ilmajaamade mõõtetulemused 26.03-03.04.2022 vaatlusperioodil

2.4.5 Võrgutalitluse stsenaarium PWS-s mudeli valideerimiseks

PWS mudeliga analüüsitakse võrgutalitlust. Mudeli valideerimiseks kõrvutatakse mõõtetulemuste 1-tunni keskmistatud väärtustega. 2019. liitumise andmeid kasutati PWS mudeli sisendina. 2021. suvel kasutati mõõtesüsteemide tunni keskmistatud väärtust PWS mudeli sisendina. PWS mudeli valideerimiseks korrigeeriti liitumise stsenaariumi koormust 2021. reaalsele mõõtetulemustele vastavaks/lähedamaks. 2022. kevade stsenaariumil teostatakse sarnane väljavõtte alajaamade bilansiarvestitest nagu 2021. suvel. Järgnevalt teostatakse antud väärtustega PWS võrgumudelil püsitalitluse arvutused. Väljavõtted PWS arvutustulemustest on esitatud lisas 2.4.5. PWS mudeli valideerimiseks teostan sama arvutuse NIS võrgumudelil. NIS-is määran esialgu koormuse teguri vastavalt DMS kella 12:00 1-tunni miinimumväärtusele. Sel hetkel oli fiidri algpunktis mõõdetud aktiivvõimsuse minimaalne väärtus umbes 800kW. NIS võrgumudelil lisateguriteta on fiidri algpunktis arvutuslik koormus ca 360kW, mis teeb koormusteguriks 0,45.

Et saavutada täpsust NIS ja PWS võrgumudelite vahel lisan järgnevad korrektuurid. Täpsustan PWS võrgumudelit, korrigeerides NIS võrgumodelis indekseeritud tarbijate tipukoormust vastavalt Andmeaida tarbijate koormuste väljavõttele, mille mõlema protsentuaalsed väärtused on esitatud lisas 2.1. Andmeaida väljavõtte järgi on asjakohane korrigeerida sõlmpunktide SP3, SP4 ja SP10 koormuseid. Suurendan alajaamade tipukoormust 2, 2 ja 4 korda vastavalt.

Korrigeeritud koormused ning teiste tarbijate koormused on esitatud lisas 2.1. Nagu 2021. suve peatükis on kirjeldatud, tehakse väljavõtted monitooringusüsteemis ajahetkel 02.04.2022 kell 12:00 tunni minimaalsest ja maksimaalsest hetkväärtusest. Sellele lisaks teostatakse NIS võrgumodelis korrigeeritud koormustega ühe- ja kahepoolse toitega püsitalitluse arvutused, mida kõrvutatakse PWS võrgumodeliga. 2022. kevade stsenaariumi kahe võrgumodeli pinge väärtuste arvutustulemused ja nende võrdlus NIS võrgumodelist on esitatud tabelis 2.20.

Tabel 2.20 NIS ja PWS tulemuste võrdlus

Sõlm	2022. kevadel võrgutalitlus tootjateta			2022. kevadel võrgutalitlus tootjatega		
	NIS pingeväärtus, kV	PWS pingeväärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %	NIS pingeväärtus, kV	PWS pingeväärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %
1	15,81	15,81	-	15,90	15,90	-
2	15,78	15,74	-0,3	15,91	15,92	0,0
3	15,76	15,70	0,4	15,89	15,90	-0,1
4	15,78	15,71	0,4	15,98	15,97	0,0
5	15,78	15,70	0,5	16,01	16,03	-0,2
6	15,78	15,69	0,6	16,03	16,23	-1,3
7	15,78	15,68	0,6	16,17	16,34	-1,1
8	15,78	15,68	0,6	16,18	16,38	-1,3
9	15,78	15,68	0,6	16,18	16,40	-1,3
10	15,78	15,65	0,8	16,18	16,38	-1,2
11	15,78	15,65	0,8	16,19	16,37	-1,1
12	15,78	15,65	0,8	16,19	16,37	-1,1
13	15,78	15,65	0,8	16,19	16,37	-1,1
	Keskmine		0,5	Keskmine		-0,8

Seekord on PWS võrgumodeli tulemused nii ühe- kui ka kahepoolse toite korral üldine keskmise erinevuse suhtes täpsem NIS arvutustulemustele.

PWS võrgumudeli variant 3 – süsteemi ja jõutrafo takistused

Eelnevates PWS võrgumudelites on puudu *Slack-bus* ehk süsteemi sõlmpunkti süsteemi takistused ja 110/15kV jõutrafo takistused. PWS võrgumodelis saab seda lihtsustatult simuleerida, genereerides uue sõlmpunkti „Slack“ enne fiidri algpunkti, määrates sellele vajaminevad süsteemiharu ja trafo takistused. Selleks tehakse ümber PWS võrgumudeli 2. variant, kus vabastatakse sõlmpunkt SP13, kuna seal puudub koormus. Järgnevalt peab suurendama sõlmpunkti Slack pingeväärtust selliselt, et sõlmpunktis SP1 oleks vajaminev arvutuslik pinge väärtus – ühe- ja kahepoolse toite korral 15,818kV ja 15,898kV vastavalt DMS mõõtetulemustele. Korrigeerides sõlmpunktide hulka on sõlmpunktide tunnused nihkunud, 2. variandi suhtes, ühe võrra edasi ehk esimene sõlmpunkt on Slack. Teised tunnused on vastavalt 2021. suvel stsenaariumi korral koostatud haruliinidega võrgumudeli sõlmpunktide tunnused. Tabelis 2.1 on esitatud jõutrafo parameetrid. Valemitega 1.18-1.20 arvutan piirkonnaalajaama jõutrafo takistused:

$$Z_T^{PAJ} = \frac{9,5 \cdot (15 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 1,336\Omega$$

$$Z_{kR\%}^{PAJ} = \frac{61 \cdot 10^3}{1000 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,381\%$$

$$\underline{R}_T^{PAJ} = \frac{0,381 \cdot (15 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} = 0,0536\Omega$$

$$\underline{X}_T^{PAJ} = \sqrt{1,336^2 - 0,0536^2} = j1,335\Omega$$

$$\underline{Z}_T^{PAJ} = 0,0536 + j1,335\Omega$$

Nüüd kui on käes jõutrafo takistused arvutan NIS võrgumudeli esimese sõlmpunkti takistusest $\underline{Z}_{SP1}^{NIS}$ maha arvutatud väärtused. See annab NIS võrgumudeli süsteemiharu takistuse ligikaudse väärtuse, mis on leitav valemiga 2.3:

$$\underline{Z}_{sys} = \underline{Z}_{SP1}^{NIS} - \underline{Z}_T^{PAJ} \quad (2.3)$$

$$\underline{Z}_{sys} = 0,0551 + j1,4897 - (0,0536 + j1,335) = 0,0015 + j0,1548\Omega$$

PWS võrgumudeli ühe- ja kahepoolse toitega korrigeeritud võrgumudeli kolmas variant on esitatud lisas 2.4.5. Kahepoolse toite korral langeb fiidri algpunkti pingeväärtus 4V võrra. Haruliinide ja lisatud takistustega langeb pinge väärtus mõlema stsenaariumi korral.

Tabel 2.21 NIS ja haruliinidega PWS tulemuste võrdlus

Sõlm	2022. kevadel võrgutalitlus tootjateta			2022. kevadel võrgutalitlus tootjatega		
	NIS pinge-väärtus, kV	PWS pinge-väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %	NIS pinge-väärtus, kV	PWS pinge-väärtus, kV	PWS erinevus NIS-st, %
Slack	-	15,83	-	-	15,92	-
1	15,81	15,81	-	15,90	15,90	-
2	15,78	15,74	-0,3	15,91	15,91	0,0
3	15,76	15,69	0,4	15,89	15,90	-0,1
4	15,78	15,70	0,5	15,98	15,97	0,1
5	15,78	15,70	0,5	16,01	16,02	-0,1
6	15,78	15,68	0,6	16,03	16,22	-1,2
7	15,78	15,67	0,7	16,17	16,21	-0,3
8	15,78	15,66	0,7	16,18	16,32	-0,9
9	15,78	15,66	0,7	16,18	16,39	-1,3
10	15,78	15,61	1,0	16,18	16,34	-1,0
11	15,78	15,56	1,4	16,19	16,29	-0,6
12	15,78	15,57	1,3	16,19	16,28	-0,6
	Keskmine		0,7	Keskmine		-0,5

Tabelis 2.21 on esitatud NIS ja PWS 3. võrgumodeli arvutustulemuste võrdlus. Lisades süsteemi- ja jõutrafo takistused koos pikemate haruliinidega, muutus ühepoolse toite korral võrgumodelite omavaheline erinevus suuremaks ja kahepoolse toite korral vähenes võrgumodelite erinevus keskmiselt 0,2%.

Sapphire mõõtmised 15kV taandamine

Joonisel 2.36 on esitatud analüüsitava analüüsitava sõlmpunktis SP3 suure tarbija ja sõlmpunktis SP8 päikesejaama B mõõtetulemused ajavahemikul 02.04 kell 12:00-13:00. Sellel perioodil on esinenud kolm märgatavat pinge kõikumist, kell 12:04, 12:33 ja 12:44. Kuna alampunktis 2.4.4 ei ole esitatud 02.04 pilvisuse mõõtetulemusi, ei ole teada, kas sel ajal ületasid pilved päikesepaneeli.



Joonis 2.36 04.2022 vaatlusperioodi Sõlmpunkti SP3 U_1 faasipinge ja Sõlmpunkti SP9 faasipingete ning tootmise aktiiv- ja reaktiivvõimsuse mõõtetulemused kell 12 ajavahemikul

Valemitega 1.17-1.21 on teisendatud Elspeci tarkvara madalpinge efektiivväärtuste mõõtetulemused 15kV pingestmele sarnaselt 2021. suve stsenaariumile. Elspeci mõõtetulemused keskpingel on esitatud tabelis 2.22.

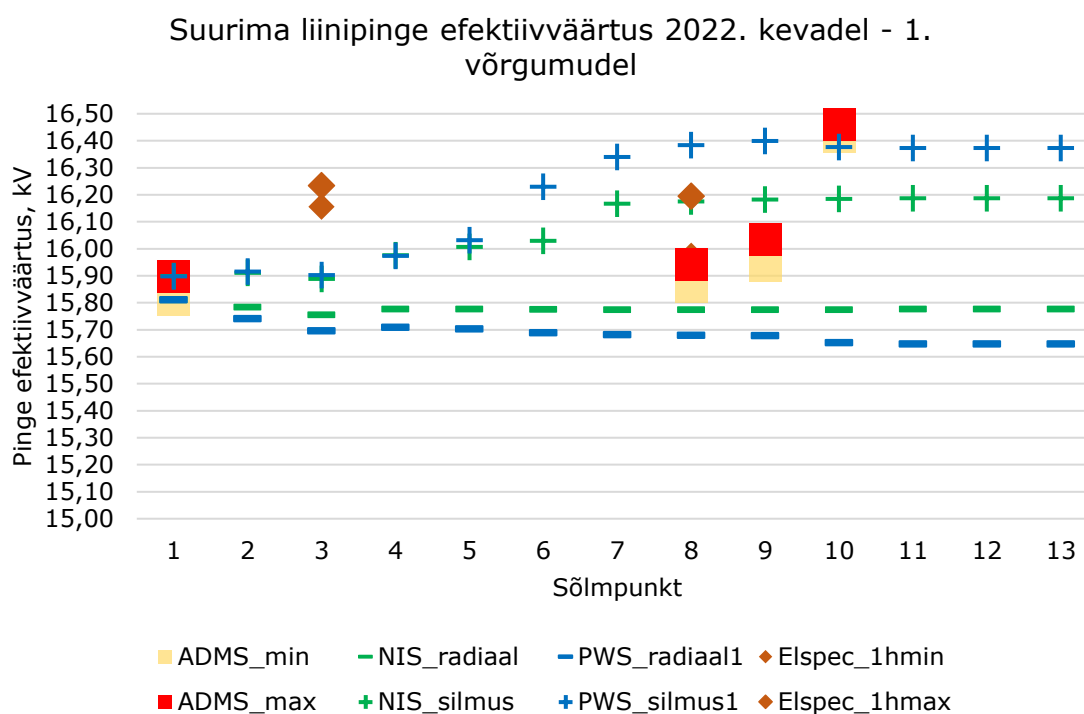
Tabel 2.22 Elspeci mõõteandmed ja lähteandmed teisendamiseks ning tulemused

Ajahetk	18.06.2021 kl 12:00			
Sõlmpunkt	SP8	SP3	SP8	SP3
Tunni väärtus	kl 12:00 minimaalne		kl 12:00 maksimaalne	
Mõõdetud faasipinge U_1 , V	239,9	225,2	242,9	226,3
Aktiivvõimsus P, kW	252,1	-	890,2	-
Reaktiivvõimsus Q, kVAr	-2,9	-	-20,3	-
Trafo ja trafokaabli pingekadu primaar poolel, V	42,1	-	41,2	-
Trafo pingestmed	15750/410	16500/230	15750/410	16500/230
Ülekandeteguriga pingeväärtus 15kV-I, kV	15,96	16,16	16,16	16,23
DMS tunni maksimaalne pingeväärtus, kV	15,86	ei ole	15,94	ei ole
Arvutuslik pingeväärtus primaarpoolel, kV	15,975	15,828	16,195	16,200
Elspeci ja DMSi tulemuste erinevus, %	0,72	ei ole	1,58	ei ole

Elspeci tarkvara keskmistatud väärtuste väljavõttest on sõlmpunkti SP8 faasipinge U_1 , minimaalse pinge efektiivväärtus ja maksimaalne väärtus, ajahetkedel 12:33 239,9V ning 12:06 242,9V vastavalt ning sõlmpunkti SP3 faasipinge U_1 225,5V ja 226,3V vastavalt. Kusjuures sõlmpunkti SP3 U_1 faasipinge minimaalne efektiivväärtuse ajahetk oli kell 12:53 225,2V.

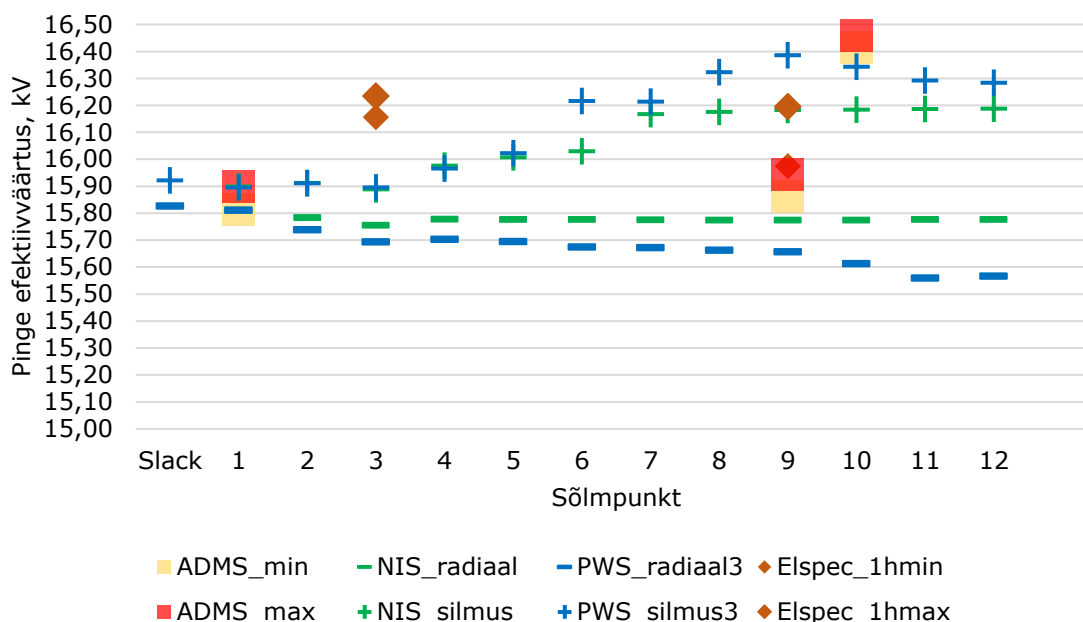
Pinge mõõte- ja arvutustulemuste võrdlus

2022. kevade stsenaariumi analüüsimiseks tehakse ajahetkel 02.04.2022 kell 12:00 väljavõtted DMS süsteemis U_{12} liinipingest tunniväärtustest. Elspecist teostatakse väljavõtted ajavahemikul 12:00-13:00. Kasutatakse U_1 faasipinge väärtust, mis on taandatud liinipingeks keskpingele. Esimese võrgumudeli korral on kasutatud sarnaselt 2021. suvele nelja DMS mõõtetulemust, kuid 3. võrgumudeli korral muutub sõlmpunkt SP8 ümber sõlmpunktist SP9, seega on uus SP9 väärtus sama, mis on esimese võrgumudeli korral SP8 väärtus. NIS ja PWS võrgumudelites on arvutatud ühe- ja kahepoolse toitega pinge väärtused. PWS mudeli sisendina on kasutatud eelnevalt kajastatud Andmeaida koormuseid, mille protsentuaalsed väärtused on esitatud lisas 2.1. Lisas 2.4.5 esitatud tabelites on kajastatud pinge väärtuste võrdluste jooniste väärtused.



Joonis 2.37 2022. kevade 1. võrgumudeliga arvutatud pinge efektiivväärtuste võrdlus

Suurima liinipinge efektiivväärtus 2022. kevadel - 3.
võrgumudel haruliinidega, süsteemi ja jõutrafo takistustega



Joonis 2.38 2022. kevade 3. võrgumudeliga arvatud pinge efektiivväärtuste võrdlus

Joonistel 2.37 ja 2.38 on sõlmpunkti SP3 pinge efektiivväärtus taandatud keskpingele ainult 16500/230V ülekandeteguriga. Seega on antud väärtus reaalsele 15kV väärtustele vastav, kuid see ei ühti nii DMS, kui ka võrgumodelite pinge väärtustega. Võrgumodeli tulemuste järgi on sõlmpunktis SP3 madal pinge, kui keskpingele taandatud ülekandeteguriga Elspeci mõõtetulemus. Samuti ei ole DMS süsteemis fikseeritud nii kõrget kella 12 minimaalset väärtusest fiidri algpunktis ega fiidri keskel olevates alajaamades.

Erinevalt 2021. suve 2. võrgumudelitest koondub 2022. kevadel, suurema tarbimiskoormuse korral, 3. võrgumodelis ühepoolse toite korral fiidri algpunkt ning kahepoolse toite korral koondub võrgumodelite tulemused täpsemalt fiidri lõpus. Võrreldes jooniseid 2.37 ja 2.38 tekkis uue võrgumudeliga suurem pingejaotus päikeseelektrijaamade juures. Joonisel 2.37 esitatud SP6 on tegelikult haruliini algpunkt, mille lõpus on SP7, millest tulenevalt on SP6 pinge väärtus 2V kõrgem, kui sõlmpunktil SP7.

JÄRELDUSED

Käesoleva töö eesmärk on uurida võrguettevõtte võrguarvutamise meetodikat. Selleks sai koostatud elektrivõrgu talitluse kolm stsenaariumit. Stsenaariumite tulemusi kõrvutati kahe võrgumudeli ja reaalsete mõõtetulemustega, millest viimased olid nii fikseeritud hetkväärtused, kui ka keskmistatud efektiivväärtused.

Analüüsitud võrgumodelite erinevus seisneb selles, et PWS programmis modelleritakse võrgutalitlust ette antud sisenditel. Trimble NIS arvestab tarbijate indekseeritud maksimaalkoormusele lisaks teisi tingimusi. Kui analüüsitava ajavahemik ei ole määratud, leiab NIS indekseeritud tarbimisklasside järgi kahenädalase perioodi intervallide analüüsimisel kõikidele tarbimisklassidele sobiva tiputunni ajahetkel ühetunni väärtusena. Kui ajavahemik on määratud minevikku, arvestab NIS antud kuupäeva indeksi järgi käesoleva aasta sama kuupäeva indekseeritud väärtuse, mis on tuletatud aastasest energiatarbimisest. Lisaks arvestab NIS analüüsitava ajahetke temperatuuri ning iteratsioone teostatakse tõenäosusliku hälbe alusel.

2021. suve stsenaariumi korral oli Trimble NIS võrgumodelis arvutatud tarbija maksimaalkoormus väiksem, kui samal ajahetkel tehtud VEV andmehalduse väljavõtte järgi. Kui võrguarvutustes on kaasatud suurem koormus, kui reaalselt on mõõdetud, siis arvutustulemuste järgi on pinged väiksema väärtusega. Kui reaalselt võrku genereeritud päikeseelektrijaama toodangut ei tarbita ära, siis omakorda tõusevad võrgupinge väärtuseid arvutustulemustest kõrgemale. Reaalsemate väärtuste saamiseks korrigeeriti NIS võrgumodelis esialgu fiidri üldist koormust madalamaks, et saada samaväärne väärtus, kui fiidri algpunkti tunni minimaalne aktiivvõimsuse väärtus. See aga vähendas liiga palju üksikute suurtarbijate koormust ning nimetatud alajaamade koormused suurendati eraldiseisvalt, mis vähendas erinevust arvutuslike ja reaalsete mõõtetulemuste vahel. Liitumise stsenaariumi jooniselt 2.2 ja 2022. kevade pingeväärtuste võrdluse jooniselt 2.14 on näha, et 2022. kevade arvutustulemused on liitumise stsenaariumile sarnased. Sellest saab järeldada, et NIS võrgumodelis oli liitumisel, 2019. suvel, arvestatud suuremat koormust kui kevadel. See on omamoodi vastuoluline, kuna kevaditi tarbitakse rohkem elektrit, kui suvel. Samas tulenevalt tõusva ventilatsiooni- ja jahutusseadmete kasutusega hakkab suvel olema suurem koormus, kui mitukümnend aastat tagasi, mil suured koormused olid tingitud peamiselt tarbimiskoha soojendamisest.

Tehtud tööst saab järeldada, et võrguarvutuste täpsustamiseks on vaja korrigeerida mudeli sisendparameetreid vastavalt realselt mõõdetud hetkväärtustele. Selleks tuleb ühepoolse toite korral vaadelda fiidri koormuse minimaalset tunni hetkväärtust ning pinge maksimaalset tunni hetkväärtust. Kahepoolse toite korral tuleb arvestada fiidri koormuse maksimaalse ning pinge minimaalse tunni hetkväärtusega.

PWS võrgumudelisse sai artiklitest kogutud valemite põhjal arvutatud liinide parameetrid kaablite tootekataloogis esitatud andmete järgi. Tabelis 2.6 sai esitatud PWS ja NIS võrgumudeli sõlmpunktide vahelised aktiiv- ja reaktiivtakistused, mida omavahel võrreldi. Enamus käsitsi arvutatud liinilõigud on lähedased NIS tulemustele, kuid peamised erinevused esinevad väiksemate pikkustega liinidel, kus väärtuste ümardamisel tekkisid ebatäpsused. Kolmandasse PWS mudelisse lisati NIS mudelist tuletatud süsteemiharu ja jõutrafo takistused, kuna need on esimese sõlmpunkti takistuse parameetrid. Tabelis 2.1 on arvutatud ka liinide mahtuvus ja juhtivus, mis on aktiiv- ja reaktiivtakistuste väärtustega võrreldes minimaalsed. Teostatud arvutuskäik kinnitab raamatus [17] püstitatud väiteid, et õhuliinidel, nimipingega kuni 35kV ei pea arvestama liini mahtuvust ning maakaabelliini korral, peab arvestama mahtuvusjuhtivust. Samas tuleb mahtuvusjuhtivust arvestada väikese ristlõikega maakaabelliini korral. Alampeatükis 2.3.4 täiendati võrgumudelit haruliinidega, mis suurendasid juhtivuse väärtuseid, kuid sealkohas määrasid olulisemat rolli liini pikikomponendid aktiiv- ja reaktiivtakistus.

Kohapeale paigaldatud mõõteseadmete pinge efektiivväärtuste tulemused sai taandatud keskpingele. Päikeseelektrijaamadega seotud alajaamades taandati pingeväärtus trafo primaarpingele trafo ja liini kao valemitega. DMS süsteemis fikseeriti pinge hetkväärtused. Keskpingele taandatud Elspeci mõõtetulemused erinesid DMS mõõtetulemustest peamiselt sõlmpunktis SP8. DMS süsteemis salvestatakse sõlmpunktis SP8 ainult faasipinge väärtused. Pingeväärtuste võrdluste joonistel 2.14, 2.15, 2.37 ja 2.38 on ADMS süsteemi faasipinge väärtused taandatud liinipingeks. Kui taandada DMS süsteemis mõõdetud tunni minimaalne väärtus (15,71kV) ainult ülekandeteguriga madalpingele (408,8V) on DMS mõõtetulemus madalam kui Elspeci tarkvaraga mõõdetud ühe tunni minimaalne tulemus (410,8V). Kui arvutustest oli arvestatud ainult trafo takistusi, jäid arvutatud väärtused madalamaks kui DMS süsteemis mõõdetud tunni minimaalne hetkväärtus. Siinkohal saab järeldada, et trafo ja kaabli kadudega arvestades on arvutuslik väärtus lähedasem reaalsele väärtusele, kuna ainult trafo kadu arvestades ei ole DMS süsteemis antud pinge hetkväärtust fikseeritud.

Kuna mõõteseadmed paigaldati madalpingele, sai mõõdetud pinge efektiivväärtuseid analüüsida ainult madalpinge poolel. Vastavalt standardile EVS-EN-50156, uuriti vähemalt 1-nädalase intervalliga mõõtetulemuste 10-minutiliste keskmistatud väärtuseid. Suvel fikseeriti kõrgemad pinge efektiivväärtused, kuid kevadel olid suuremad aeglased pingemuutused. Suvel oli toodetud päikeseelektrijaama B energiahulk kõrgem kui kevadel, kuid kevadel oli fikseeritud maksimaalne tootmisvõimsus kõrgem kui suvel. Viimane võib olla ka põhjus, miks kevadel fikseeriti suuremad pingemuutused võrgu nimipingest. Protsentuaalselt ei erinenud üksikute kiire pinge muutuste hulk suvel ja kevadel, mis tähendab, et sealses piirkonnas on suuremal mahul üksikud pingemuutused tekitatud päikeseelektrijaama muutlikkust tootmisest. Töö käigus selgus, 2022. kevadistel mõõtmistel ületas sõlmpunktis SP8 mõõdetud U3 faasipinge THD lubatud 8% protsendilist piirväärtust. 2021. suve mõõtmised on esitatud liinipingetena, kuid protsentuaalselt oli U31 liinipinge THD tase ligikaudu 5%. Samuti on 2022. kevadisel mõõtmisel teiste faaside THD tasu kõrgem, kui 2021. suve mõõtetulemustest. Sellest saab järeldada, et muutliku toodanguga esineb kõrgem harmoonikute tase, kui suvisel maksimaalsel tootmisvõimsusel.

Trafo astmereguleerimist analüüsid ei leitud seost päikeseelektrijaama tootmisvõimsuse muutlikkuse ja trafo astmete ümberlülitamise vahel. Pigem jäi arvamus, et sellises mahus summeeritud võimsusega päikeseelektrijaamad ei mõjuta APR toimingut. PEJ mõju võis esineda situatsioonis, kus fiidril oli minimaalne tarbimine ja päikeseelektrijaam alustab tootmist, kuid pole saavutanud maksimaalset võimsust, nagu näiteks hommikul.

Edasised arengusuunad

2021. suve stsenaariumi korral on faasipinge U_2 on teistest faasidest pidevalt nihkes. 2022. kevade stsenaariumi korral on faasipinge U_1 teistes nihkes. Antud nihked on fikseeritud 2021. suve joonistel 2.3 ja 2.4 ning 2022. kevade joonistel 2.20 ja 2.25 ning omakorda DMS süsteemi väljavõtetest. Sellest võib eeldada, et tegemist on asümmeetriaga. Käesolevas töös ei analüüsitud seda pinge tunnussuurst, kuna reaalsed mõõtmised olid teostatud enne, kui sai tähelepanu pööratud asümmeetriale. Elspeci tarkvaras puudusid piisavalt andmeid, et võimalus analüüsida faaside asümmeetriat. Ühe tuleviku arenguna oleks analüüsida sama keskpingefiidri faaside asümmeetriat.

Pinge tunnussuuruseid võiks veel analüüsida, paigaldades mõõteseadmed inverteri juurde ja alajaama primaar poolel, et näha mis määral muutub analüüsitavate näitajate tase tootmise ülekandmisel jaotusvõrku. Sellele lisaks, nagu oli paigaldatud suure tarbija juurde, analüüsida, milline on harmoonikute maht jaotusvõrgus PEJ tootmisel ja tööstuslikul tarbijal.

Leida põhjus või analüüsida selliseid fiidreid, mille lõpus on liitumispunktid, kuid puudub pidev juhtimiskeskuse mõõtmine. Standard EVS-EN-50160 näeb ette suurimad piirväärtused just liitumispunktis. Seega fiidrite vahelistes lahtuskohtades võib olla pinge üle standardiseeritud piirväärtuste, kuid antud keskpinge fiidri näitel, ei saanud reaalsete mõõtmiste järgi kinnitada, mis on pinge väärtus just fiidri lõpus, mitte vahepealses lahtuskohas nagu oli sõlmpunkt SP10.

KOKKUVÕTE

Käesolevas lõputöös on esitatud ülevaade päikeseelektrijaama mõju teoreetilistest alustest keskpinge jaotusvõrgu pingeparameetritele. Selleks koostati raamistik vajaminevatest pinge tunnussuurustest, mis peamiselt kirjeldavad päikeseelektrijaamade toodangu mõju võrgutalitlusele. Töö käigus analüüsiti pinge tunnussuuruseid, milleks olid kiire ja aeglane pingemuutus, voolu- ning pingeharmonikud ja harmoonmoonutustegur THD. Töö käigus selgus, et muutliku ilmaga tootmisel on päikeseelektrijaamal kõrgem harmoonikute tase, kui maksimaalsel tootmisel. Siit järeldub järjekordne põhjus, miks ainult maksimaalse koormuse analüüsimine võrguplaneerimisel ei ole enam nii piisav. Sellele lisaks on esimeses peatükis tutvustatud erinevaid elektri tarbimistüüpe ja päikeseelektrijaamade toodangut mõjutavaid tegureid ning nende tundlikust harmoonikutele. Lisaks on uuritud, kuidas mõjutab päikeseelektrijaama toodang trafo astmelüliti automaatset pinge reguleerimist, kuid analüüsi praktilises pooles ei olnud kasutamiseks kvaliteetseid andmeid, mille alusel tuua asjakohane järeldus.

Ühe osana sai diskuteeritud paindliku võrguteenuse temaatikal. Käsitletud teema on seotud pigem võrguteenuse osutamisega ning võrguarenduse vaates on selle rakendamine asjakohasem pigem investeeringute kavandamisel, kui igapäevases võrguplaneerimises. Aga juba mitu aastat esitatakse võrguettevõtetele järjepidevalt suures mahus uusi liitumistaotlusi, kas uutesse piirkondadesse, kus puudub võrk või sinna, kus pole võrk piisav. Seega peab investeeringute kavandaja kõrval ka võrguplaneerija olema suuteline analüüsima võrgu töökindlust ja selle väärtust. Või peab olema suuteline määrama liidetavatele võimsustele vajaminevad võrgutugevdused, juhul kui piirkonnas puudub selleks võrguettevõtte kavandatav investeering ja tehniline lahendus tehakse vaid taotletud suurustest tulenevalt. Võimalik, et teatud piirkonnas võivad alternatiivkulud olla soodsamad kui võrgutugevdamised. Seega saab rakendada võrgutugevdamisele alternatiivseid lahendusi.

Lisaks uuriti töös võrguettevõtte arvutamise meetodikat, mida valideeriti teistsuguse võrguarvutusprogrammiga ning reaalsete mõõteandmetega. Alternatiivne võrgumudel koostati võrguarvutusprogrammis PowerWorld Simulator. Mõõteandmed koguti võrguettevõtte juhtimiskeskuse tugisüsteemist DMS ja kahe vaatluste korral paigaldati pingekvaliteedianalüsaatorid olulistesse elektrivõrgu alajaamadesse. Mudel koostati olulisematest elektrivõrgu elementidest, mida valideerimise täpsustamiseks korrigeeriti etappide vältel. Koostatud võrgumudeli täpsus jäi eesmärgistatud kriteeriumite piiridesse.

SUMMARY

Given thesis gives an overview of the theoretical basis to analyze the impact of a grid-connected PV generator system on power quality in a medium voltage distribution network. A framework of voltage quality indices were gathered that best describe the relation between grid-connected PV system and distribution network power quality. The voltage characteristics analyzed were the voltage variation, the current and voltage harmonics, and the harmonic distortion factor THD.

In the course of this work, it became clear that from the PV system production, the level of harmonics increased due to the weather conditions. This leads to another reason why only considering peak consumption in load flow analysis alone is no longer so relevant. In addition, the chapter introduces the different types of electricity consumption and other factors influencing the output of solar power plants and their relation to harmonics. Moreover, the impact of PV system production on a 110/15kV transformer automated step switch has been studied, but the practical side lacked high-quality data to reach an appropriate conclusion.

The topic of flexible network services was discussed. In network development provision this question concerns more investment planning rather than day-to-day network planning. For the last few years, consumers have been consistently submitting large numbers of new applications when joining new regions where there is no network or where there is no need for a network. Thus, in addition to the network investment planning, the network planner must be able to analyze the reliability of the network and its value. Moreover, the network planner must be able to determine the required network reinforcements for the capacity to be added, in the absence of the planned investment and technical solution of the network operator, but only based on the requested quantities. In some areas, opportunity costs may be more favorable than network reinforcements. Thus, flexible networking can be an alternative solution.

In addition, the calculation methodology of the network company was studied, which was validated with a different network calculation program and measurement data. An alternative network model was developed in the network calculation program PowerWorld Simulator. The model was constructed based on the main principles of electrical network parameters. During the process, the constructed model was altered to improve the accuracy of model validation. The accuracy of the developed network model was within the limits of the set criteria.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] Trimble NIS, „Trimble Utilities & Public Administration,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://upa.trimble.com/en/products/trimble-nis-electric>. [Kasutatud 27.03.2022].
- [2] PowerWorld Simulator, „PowerWorld Simulator Overview,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.powerworld.com/products/simulator/overview>. [Kasutatud 27.03.2022].
- [3] Eesti Standardimis- ja Akrediteerimiskeskus, *EVS-EN 50160:2010+A1+A2+A3:2019 AVALIKE ELEKTRIVÕRKUDE PINGE TUNNUSSUURUSED*, 2019.
- [4] Eesti Standardimis- ja Akrediteerimiskeskus, *EVS-EN 61000-4-30:2015. ELEKTROMAGNETILINE ÜHILDUVUS*, 2015.
- [5] M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt ja J. Kilter, *Jaotusvõrgud*, TTÜ Kirjastus, 2007.
- [6] O. Brekke, K. Seljeseth ja H. Mogstad, *Rapid voltage changes - definition and minimum requirements.*, Cired, 2009.
- [7] R. Sinvula, K. M. Abo-Al-Ez ja M. T. Kahn, „Total Harmonics Distortion (THD) with PV System Integration in Smart Grids: Case Study,” 2019 International Conference on the Domestic Use of Energy, 2019, pp. 102-108.
- [8] R. Teemets, *Elektrivarustus*, TTÜ, 2011.
- [9] C. H. Lin, C. S. Chen, C. T. Hsu, T. T. Ku, C. T. Tsai ja C. Y. Ho, „Impact of PV Generation to Voltage Variation and Power Losses of Distribution Systems,” *IEEE*, 2011, pp. 1474-1478.
- [10] L. Zvorovski, „Elektritootja tehnilise lahenduse koostamise juhend,” Enefit Connect OÜ, Ettevõtte sisene normdokument, 2021.
- [11] A. Amirullah ja A. Soeprijanto, *Effect of installation of photovoltaic (PV) generation to power quality in industrial and residential customers distribution network*, *IEEE*, 2015.
- [12] R. El-Sehlemly ja A. A. Abou El-Ela, *Effect of Photovoltaic System on Power Quality in Electrical Distribution networks*, *IEEE*, 2016.
- [13] J. Hurst, „Do Solar Panels Work on Cloudy Days? What About at Night?,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.ecowatch.com/solar-panels-cloudy-days-2654867795.html>. [Kasutatud 27.03.2022].
- [14] C. Y. Lau, C. K. Gana, Z. Salam ja M. F. Sulaima, „Impact of Solar Photovoltaic System on Transformer Tap Changer in Low Voltage Distribution Networks,” *Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid*, pp. 58-63, 2016.
- [15] S. Mohammadi, „Modelling the Spatial Transformation of the Urban Environment using Renewable Energy Technologies,” *ResearchGate*, 2016, p. 79.
- [16] P. S. Moura, J. I. Moreno, G. Lopez ja A. T. Almeida, „Impact of Residential Demand Response on the Integration of Intermittent Renewable Generation into the Smart Grid,” *ResearchGate*, 2014.
- [17] E. Tiigimägi, *Elektrivõrgud*, Tallinn: TTÜ, 1997.
- [18] Ü. Treufeldt, „Lühised. 2. osa,” TTÜ, 2018.
- [19] Wikipedia, „Võimsustegur,” 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://et.wikipedia.org/wiki/V%C3%B5imsustegur>.

- [20] Towards Data Science, „Why is model validation so darn important and how is it different from model monitoring,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://towardsdatascience.com/why-is-model-validation-so-darn-important-and-how-is-it-different-from-model-monitoring-61dc7565b0c>. [Kasutatud 27.03.2022].
- [21] MITRE, „Systems Engineering Guide,” USA, 2014, p. 462.
- [22] IEEE, „IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE Std 1159-1995(R2001),” IEEE, 2001, pp. 24-25.
- [23] Riigi Teataja, „Elektrituruseadus,” 2003. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.riigiteataja.ee/akt/113032019045>. [Kasutatud 15.05.2022].
- [24] Konkurentsiamet, „Konkurentsiameti hinnang Elektrilevi OÜ sõltumatusele ja võrdset kohtlemist puudutavale tegevusele,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.konkurentsiamet.ee/et/uudised/konkurentsiameti-hinnang-elektrilevi-ou-soltumatusele-ja-vordset-kohtlemist-puudutavale>. [Kasutatud 15.05.2022].
- [25] A. A. Radwan, M. O. Foda, A. M. El-Sayed ja Y. S. Mohamed, „Modelling of Active Distribution Network for Distributed Generation Planning,” CIGRE, Egiptus, 2018.
- [26] R. Berer, P. . C. V. Esmeraldo ja M. A. N. Silveira, „NETWORK PLANNING IN BRAZIL: EXPERIENCE AND PERSPECTIVES DURING ELECTRIC INDUSTRY RESTRUCTURING PERIOD IN A HIGH RATE GROWING MARKET,” CIGRE, Brasiilia, 2002.
- [27] Elering, „Varustuskindluse aruanne,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/sites/default/files/2021-12/Varustuskindlus%202021%20lk.pdf>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [28] E. Gramme, „Socio-economic competitive costs for flexibility-based alternatives to traditional investments in distribution network capacity,” Cigre, Norra, 2020.
- [29] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi toob turule uued mitmetariifsed paketid ja muudab võrgutasu,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elektrilevi.ee/et/uudised/avaleht/-/newsv2/2021/11/30/elektrilevi-toob-turule-uued-mitmetariifsed-paketid-ja-muudab-vorgutasu>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [30] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi paigaldab aasta lõpuks 147 000 kaugloetavat arvestit,” 2013. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elektrilevi.ee/uudised/avaleht/-/newsv2/2013/06/12/elektrilevi-paigaldab-aasta-lopuks-147-000-kaugloetavat-arvestit>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [31] Sadales Tikls AS, „Sadales Tikls AS,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://sadalestikls.lv/lv>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [32] Läti Standard, LVS-EN-50160. Voltage Characteristics of Public Power Supply Networks, 2010.
- [33] K. Berzina, DISTRIBUTION NETWORKS. Methodological Guidelines and Summary of Lecture Notes, Läti: RTU Press, 2019.
- [34] ESO, „News for investors,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.eso.lt/en/for-investors/news-for-investors.html>. [Kasutatud 28.08.2022].
- [35] ESO, „Investment Plan 2020-2029,” ESO, Leedu, 2020.
- [36] Trimble NIS, „Robot-assisted electricity network planning supports decision-making,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval:

- <https://upa.trimble.com/en/robot-assisted-electricity-network-planning-supports-decision-making>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [37] Caruna OY, „Artificial intelligence boosting the efficiency of electricity network repairs and planning,” 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.caruna.fi/en/news/artificial-intelligence-boosting-efficiency-electricity-network-repairs-and-planning>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [38] Elektrilevi OÜ, „2021. aasta tüüpkoormusgraafik,” Eesti, 2021.
- [39] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi võrguteenuste hinnakiri kuni 28.02.2022,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/kliendile/Elektrilevi_hinnakiri_vorguteenuse_hinnad_ala_tes_1_jaanuarist_2020_EST.pdf. [Kasutatud 28.03.2022].
- [40] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi võrguteenuste hinnakiri alates 01.03.2022,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/kliendile/Elektrilevi_hinnakiri_vorguteenuse_hinnad_ala_tes_1_marts_2022_EST.pdf. [Kasutatud 28.03.2022].
- [41] Sadales Tikls AS, „Elektroenerģijas sadales sistēmas pakalpojuma tarifiem,” 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://sadalestikls.lv/lv/sadales-tikls-tarifi>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [42] ESO, „Distribution service rates,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.eso.lt/en/home/electricity/tariff-plans-prices-settlement-and-debts/distribution-service-rates_524.html. [Kasutatud 28.03.2022].
- [43] Caruna OY, „Caruna-s Service fee rates,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.caruna.fi/en/services/carunas-service-fee-rates>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [44] Elenia OY, „Network tariffs,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elenia.fi/en/services/for-businesses/network-service-products-and-payments>. [Kasutatud 28.03.2022].
- [45] Elektrilevi OÜ, „Elektritootja liitumine. Võrguinverterite nimekiri,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/liitumised/vaiketootjale/failid/vorguinverterite_nimekiri.pdf. [Kasutatud 03.05.2022].
- [46] Prysmian Group, „Draka Keila jõukaablite kataloog,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://baltics.prysmiangroup.com/en/infomaterials>. [Kasutatud 03.05.2022].
- [47] Leku Metall, „Õhuliini traavers. KT2.10,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <http://leku.ee/sites/default/files/KT2.10.pdf>. [Kasutatud 03.05.2022].
- [48] ETD Transformatory AS, Tech spec_ERZ29M-7_1 x 16 MVA..
- [49] Keskkonnaagentuur, „Sademed,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.ilmateenistus.ee/ilm/ilmavaatlused/sademed/sademeteka/art/>. [Kasutatud 10.05.2022].
- [50] ABB, „Indoor voltage transformers. KGUG 24,” ABB s.r.o, Tšehhi, 2017.
- [51] Siemens, „Trafo pass,” Siemens Energy Kft, Ungari, 2020.

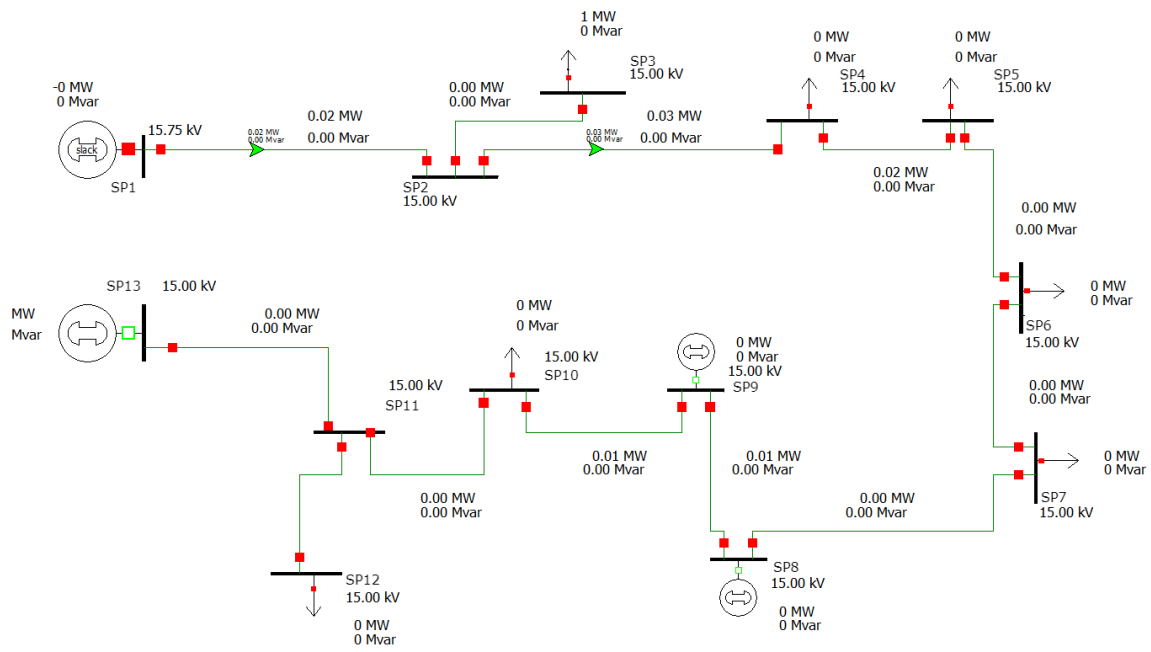
LISAD

Lisa 1.1 NIS väljavõtte võrgumudelid



Trimble NIS väljavõtte Suure-Jaanis olevast 15kV keskpinge fiidrist (türkiissinine)

Lisa 1.2. PWS väljavõtte võrgumudelist null-lähend



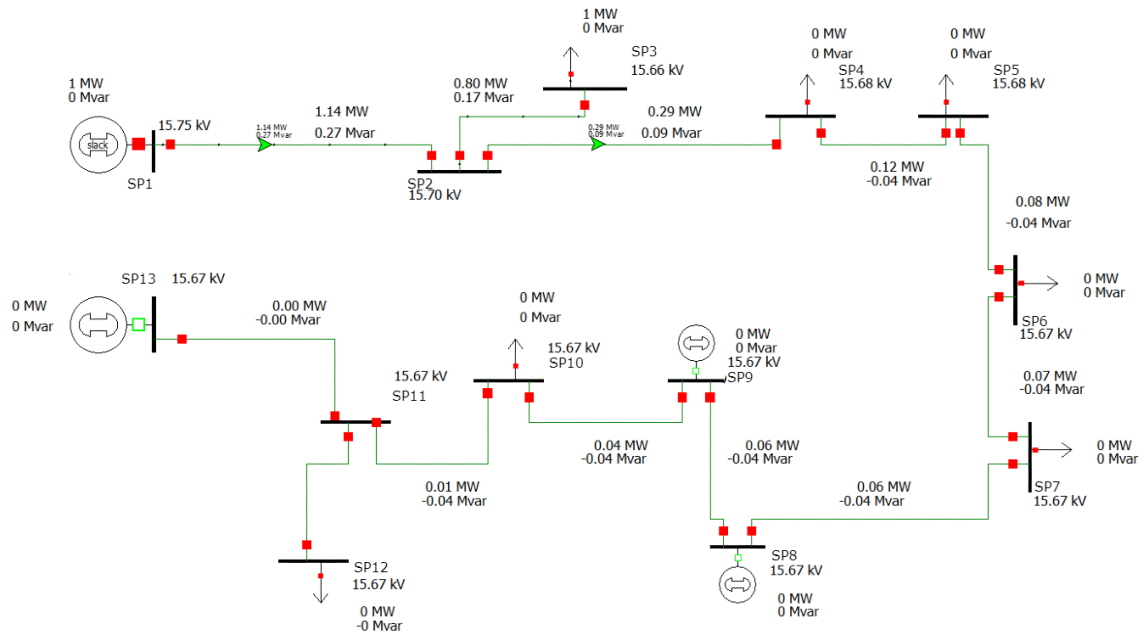
PowerWorld Simulatoris koostatud võrgumudeli lähteskeem – 1. variant

Lisa 2.1. Kolme vaatluse koormus – sisend PWS võrgumudeli jaoks

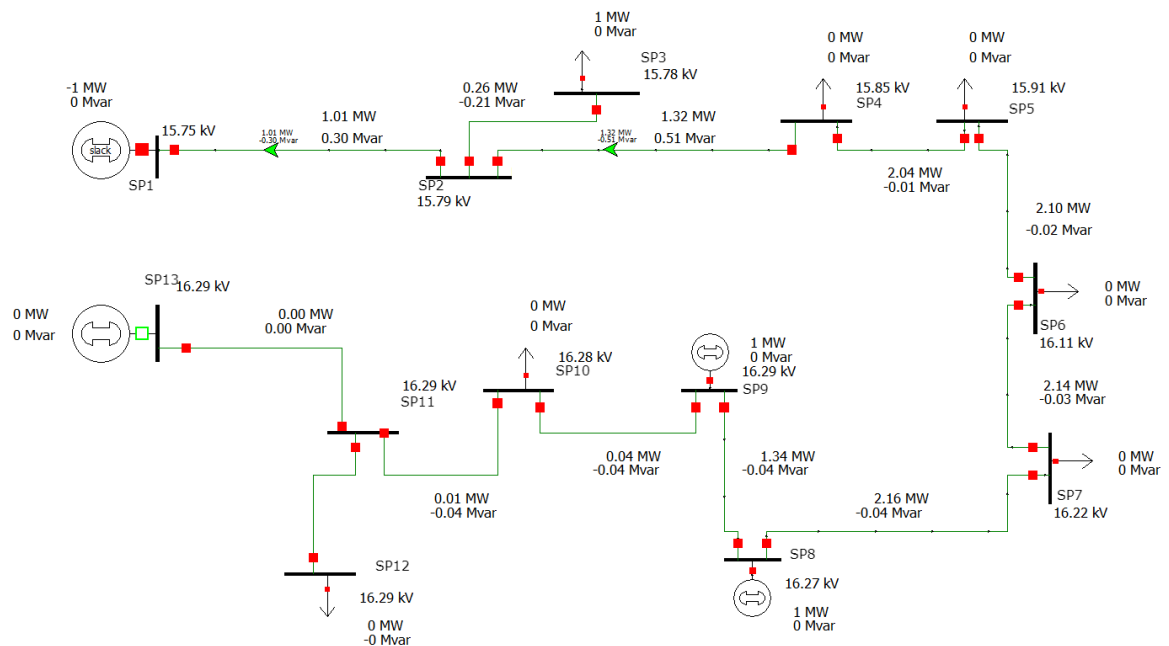
	Koormus liitumisel, %		Koormus 2021. suvel, %				Koormus 2022. kevadel, %			
	15.07.2019 kl 12		18.06.2021 kl 12				02.04.2022 kl 12			
	Liitumisel NIS		Andmeaida andmed		NIS andmed		Andmeaida andmed		NIS andmed	
Sõlm-punkt	Sõlme aktiiv-võimsus P, %	Sõlme reaktiiv-võimsus Q, %	Sõlme aktiiv-võimsus P, %	Sõlme reaktiiv-võimsus Q, %	Sõlme aktiiv-võimsus P, %	Sõlme reaktiiv-võimsus Q, %	Sõlme aktiiv-võimsus P, %	Sõlme reaktiiv-võimsus Q, %	Sõlme aktiiv-võimsus P, %	Sõlme reaktiiv-võimsus Q, %
SP1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SP2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SP3	35,01	28,77	81,44	24,30	79,47	65,30	54,40	7,30	53,25	43,76
SP4	0,94	0,76	2,34	0,00	0,30	0,23	2,52	0,40	1,33	1,08
SP5	0,59	0,40	1,15	2,60	0,26	0,13	1,15	2,60	0,51	0,33
SP6	0,36	0,08	0,29	0,00	0,10	-0,11	0,29	0,00	0,21	-0,03
SP7	0,29	-1,03	0,15	0,00	0,13	-1,13	0,15	0,00	0,24	-1,07
SP8	-33,11	0,02	-33,33	1,96	-33,15	0,02	-32,89	0,04	-33,12	0,04
SP9	-55,89	0,01	-60,66	2,82	-55,92	0,01	-51,49	0,03	-55,90	0,03
SP10	0,19	0,00	1,82	0,57	0,07	-0,09	2,67	2,72	0,48	0,24
SP11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SP12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00
SP13	0,07	-3,92	0,09	0,00	0,03	-3,85	0,00	0,00	0,00	0,00

Keskpingefiidri alajaamade koormuse taandamine protsentuaalseks väärtuseks, vahemikus -100% kuni +100%, mille reaalsed tulemused on PWS võrgumudeli sisendiks

Lisa 2.2. PWS väljavõtte võrgumudelid liitumisel

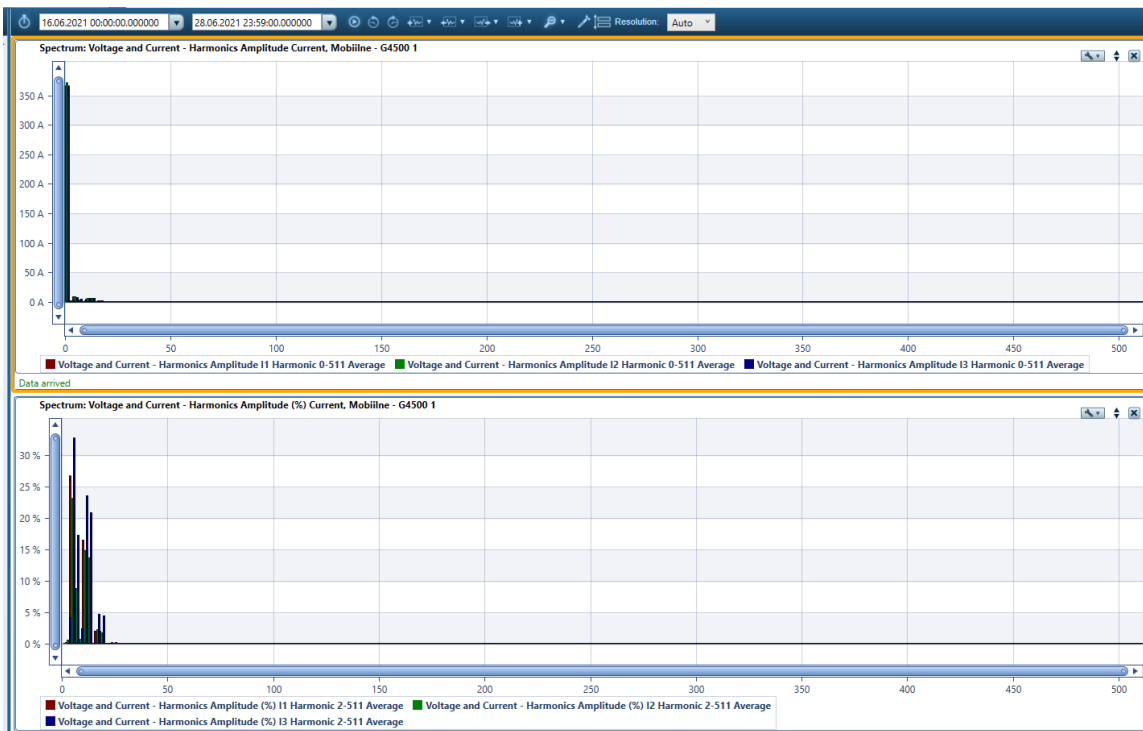


Ühepoolse toitega normaalaltiltuse arvutus kui päikeseelektrijaamad ei ole ühendatud – 1. variant

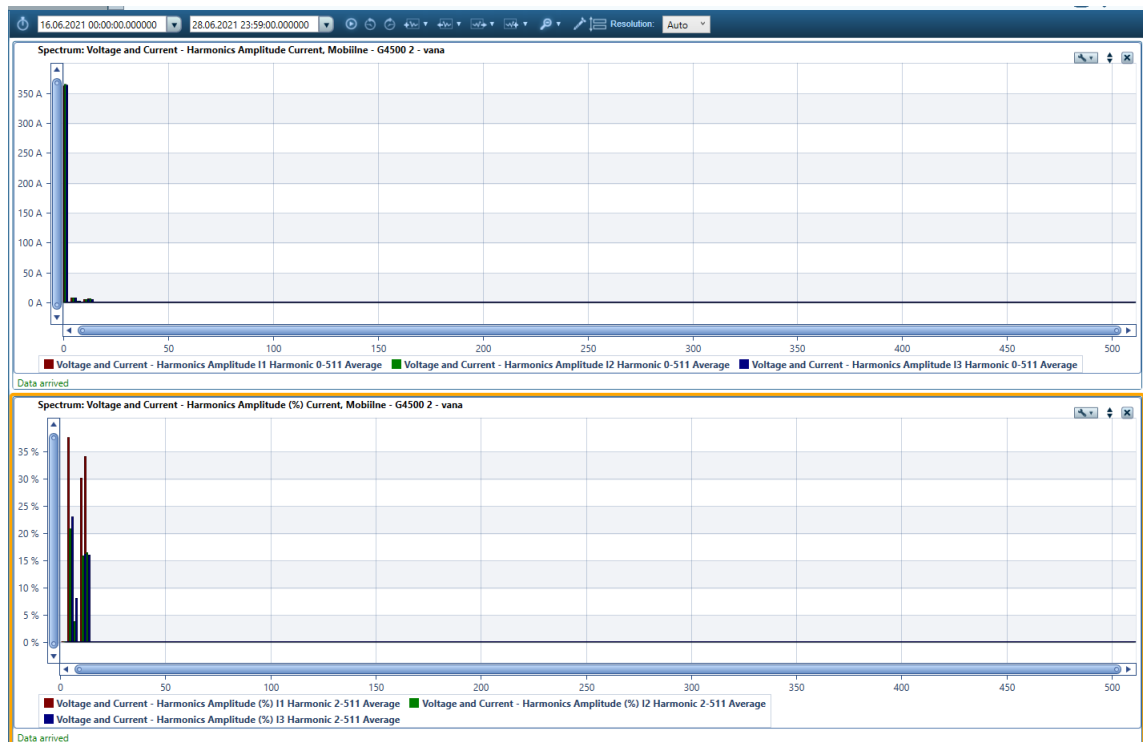


Kahepoolse toitega normaalaltiltuse arvutus kui päikeseelektrijaamad on ühendatud – 1. variant

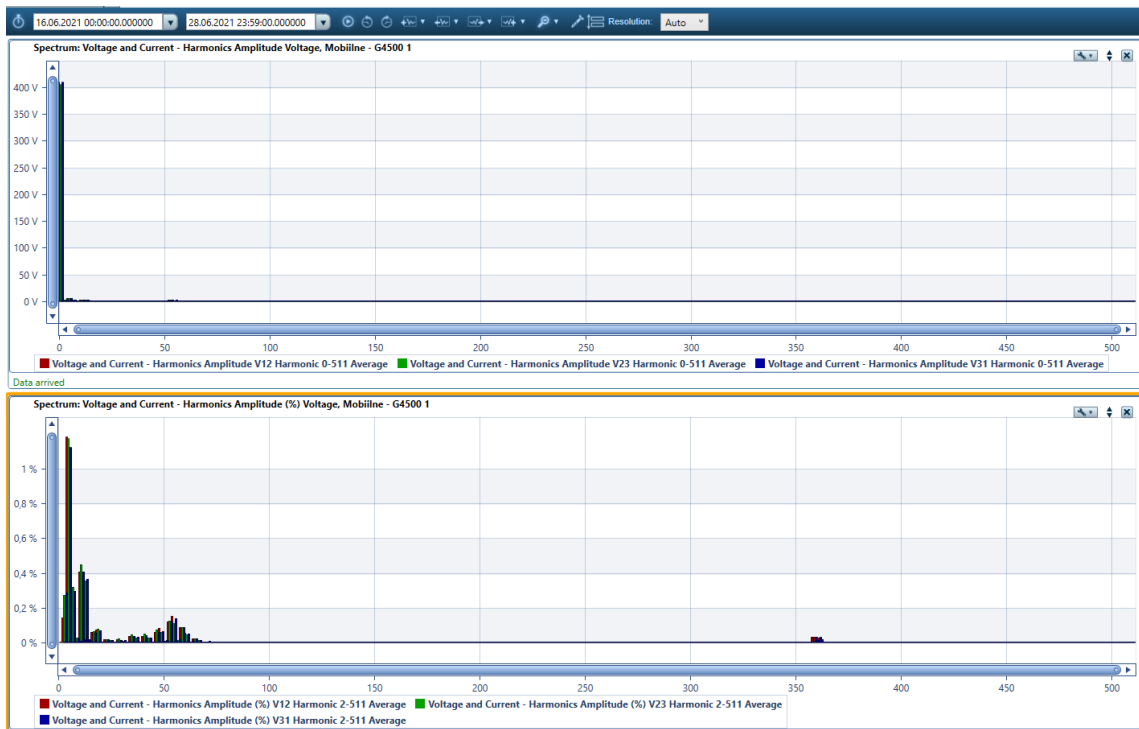
Lisa 2.3.3 2021. suve mõõtetulemused – voolu- ja pingeharmonikud



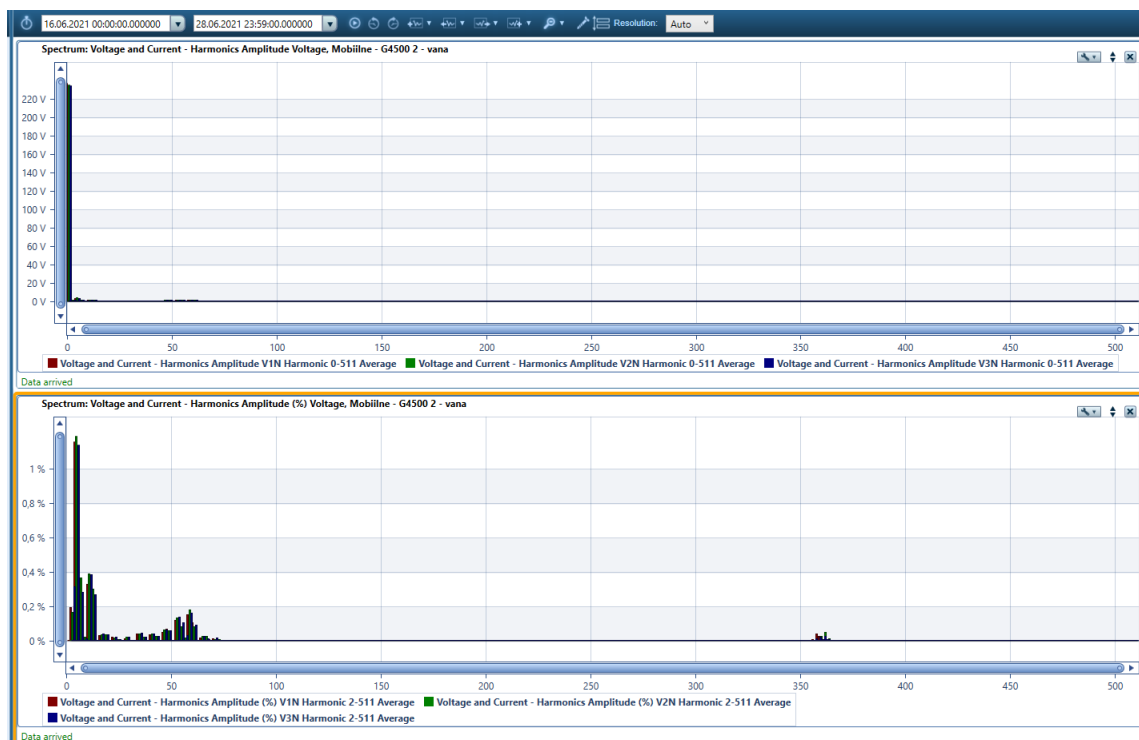
Sõlmpunktis SP8 mõõdetud faasivoolu kuni 500. järku harmoonikute absoluut- ja suhtelise väärtuse spektripilt



Sõlmpunktis SP9 mõõdetud faasivoolu kuni 500. järku harmoonikute absoluut- ja suhtelise väärtuse spektripilt

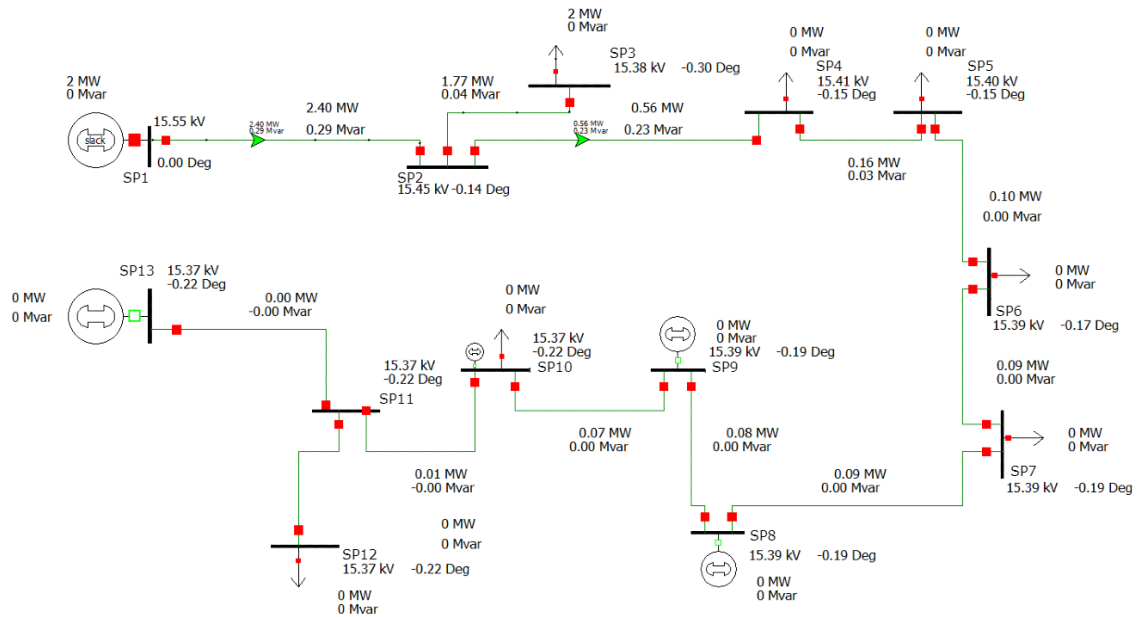


Sõlmpunktis SP8 mõõdetud liinipinge kuni 500. järku harmoonikute absoluut- ja suhtelise väärtuse spektripilt

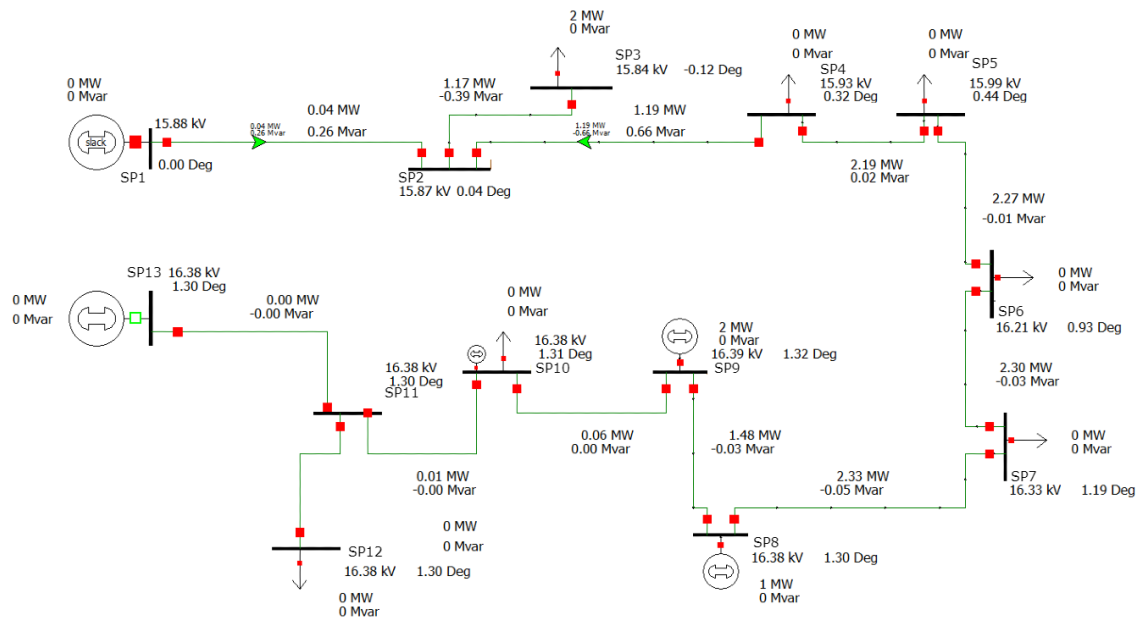


Sõlmpunktis SP9 mõõdetud liinipinge kuni 500. järku harmoonikute absoluut- ja suhtelise väärtuse spektripilt

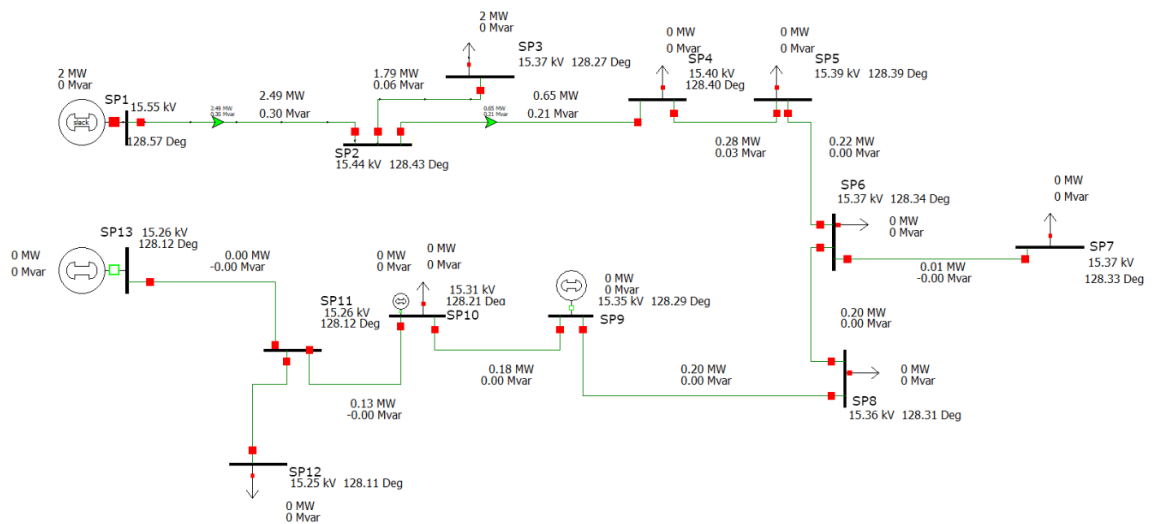
Lisa 2.3.5. PWS väljavõtte võrgumudelid 2021. suvi



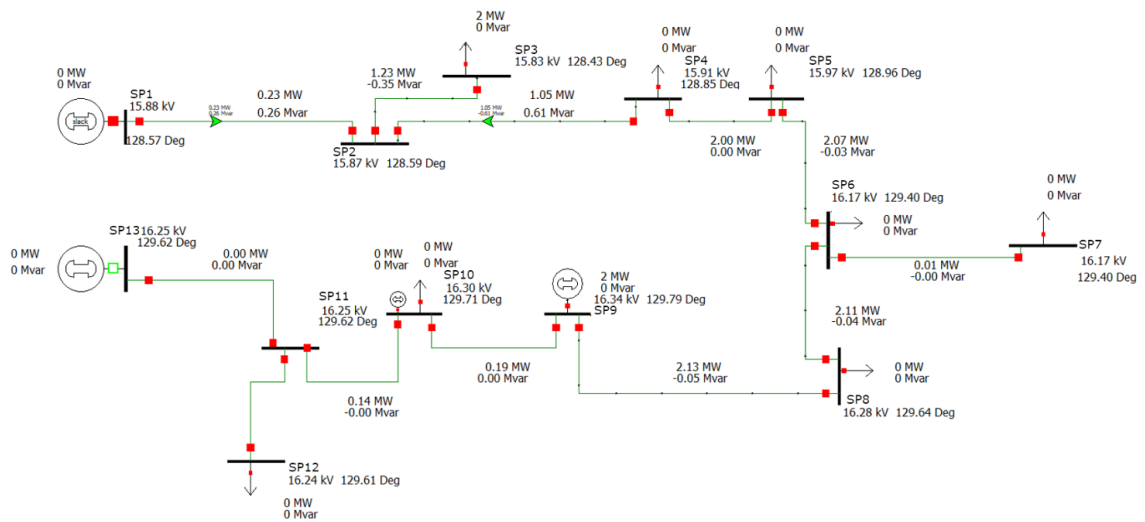
Ühepoolse toitega normaalalatluse arvutus kui päikeseelektrijaamad ei ole ühendatud – 1. variant



Kahepoolse toitega normaalalatluse arvutus kui päikeseelektrijaamad on ühendatud – 1. variant



Ühepoolse toitega normaalaltiltuse arvutus kui päikeseelektrijaamad ei ole ühendatud – 2. variant



Kahepoolse toitega normaalaltiltuse arvutus kui päikeseelektrijaamad on ühendatud – 2. variant

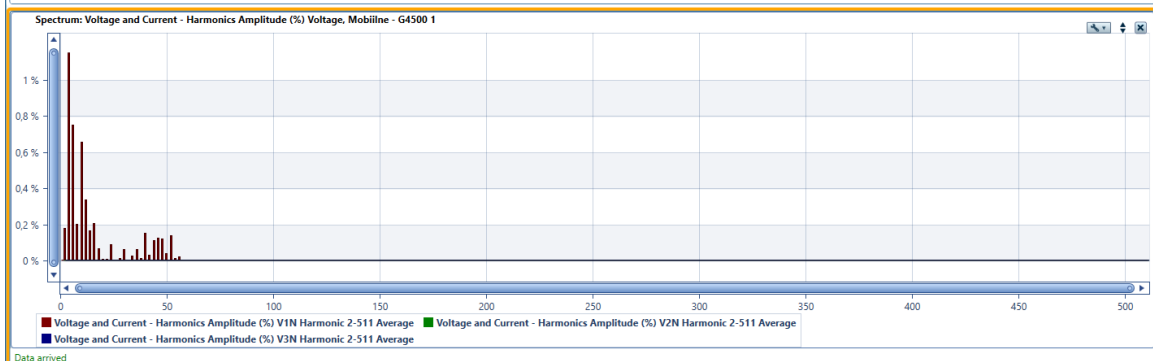
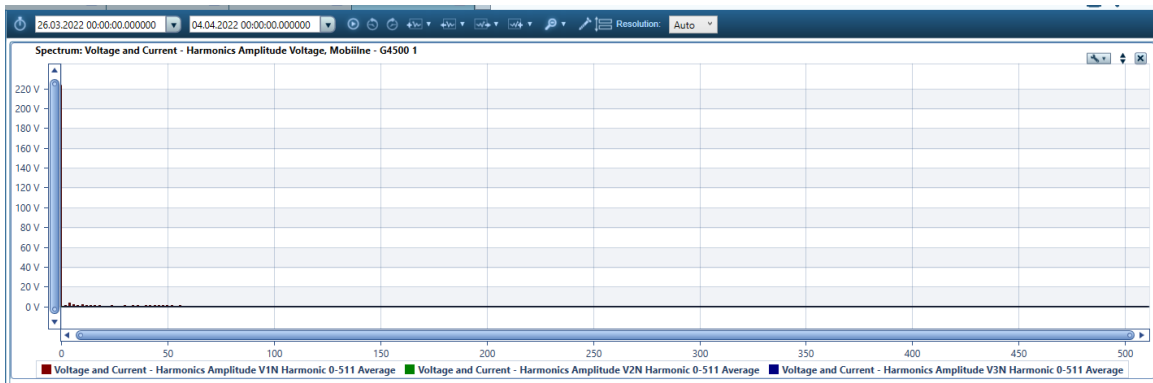
Lisa 2.3.4 Mudeli valideerimise tulemused 2021. suvel – originaalne võrgumudel

Sõlm-punkt	1-tunni miinimaalne				1-tunni maksimaalne			
	DMS min, kV	NIS radiaal, kV	PWS radiaal, kV	Elspec 1h min, kV	DMS max, kV	NIS silmus, kV	PWS silmus, kV	Elspec 1h max, kV
1	15,55	15,56	15,56			15,88	15,88	15,88
2		15,51	15,45				15,88	15,87
3		15,47	15,38				15,84	15,84
4		15,51	15,41				15,95	15,93
5		15,51	15,40				15,98	15,99
6		15,51	15,39				16,00	16,21
7		15,51	15,39				16,14	16,33
8	15,71	15,51	15,39	15,83		16,17	16,15	16,38
9	15,85	15,51	15,39	15,90		16,17	16,16	16,39
10	16,12	15,51	15,37			16,34	16,16	16,38
11		15,51	15,37				16,16	16,38
12		15,51	15,37				16,16	16,38
13		15,51	15,37				16,16	16,38

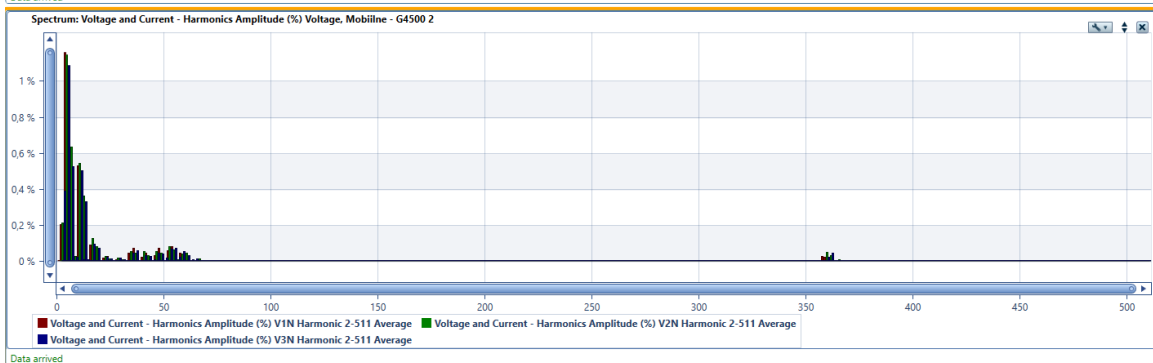
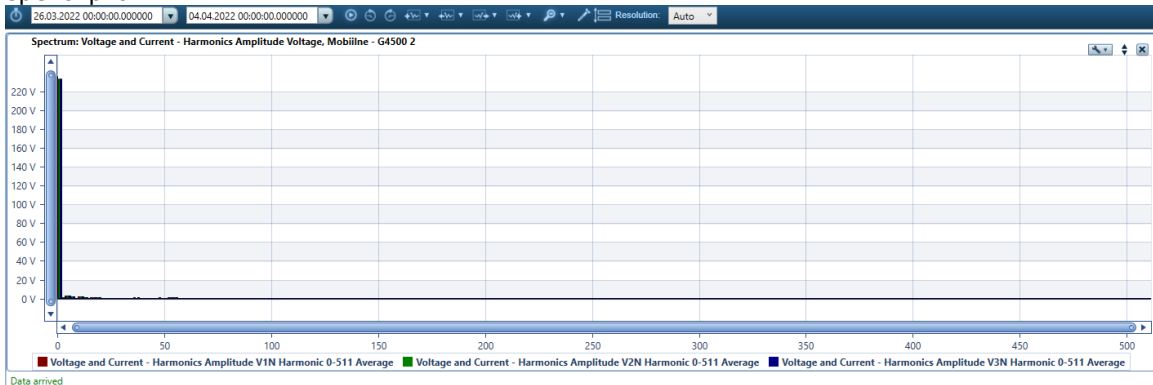
Lisa 2.3.4 Mudeli valideerimise tulemused 2021. suvel – korrigeeritud võrgumudel nr. 2

Sõlm-punkt	1-tunni miinimum				1-tunni maksimum			
	DMS min, kV	NIS radiaal, kV	PWS radiaal, kV	Elspec 1h min, kV	DMS max, kV	NIS silmus, kV	PWS silmus, kV	Elspec 1h max, kV
1	15,55	15,56	15,56			15,88	15,88	15,88
2		15,51	15,44				15,88	15,87
3		15,47	15,37				15,84	15,83
4		15,51	15,40				15,95	15,91
5		15,51	15,39				15,98	15,97
6		15,51	15,37				16,00	16,17
7		15,51	15,37				16,00	16,17
8		15,51	15,36				16,14	16,28
9	15,85	15,51	15,35	15,90		16,17	16,15	16,34
10	16,12	15,51	15,31			16,34	16,16	16,30
11		15,51	15,26				16,16	16,25
12		15,51	15,25				16,16	16,24
13		15,51	15,26				16,16	16,25

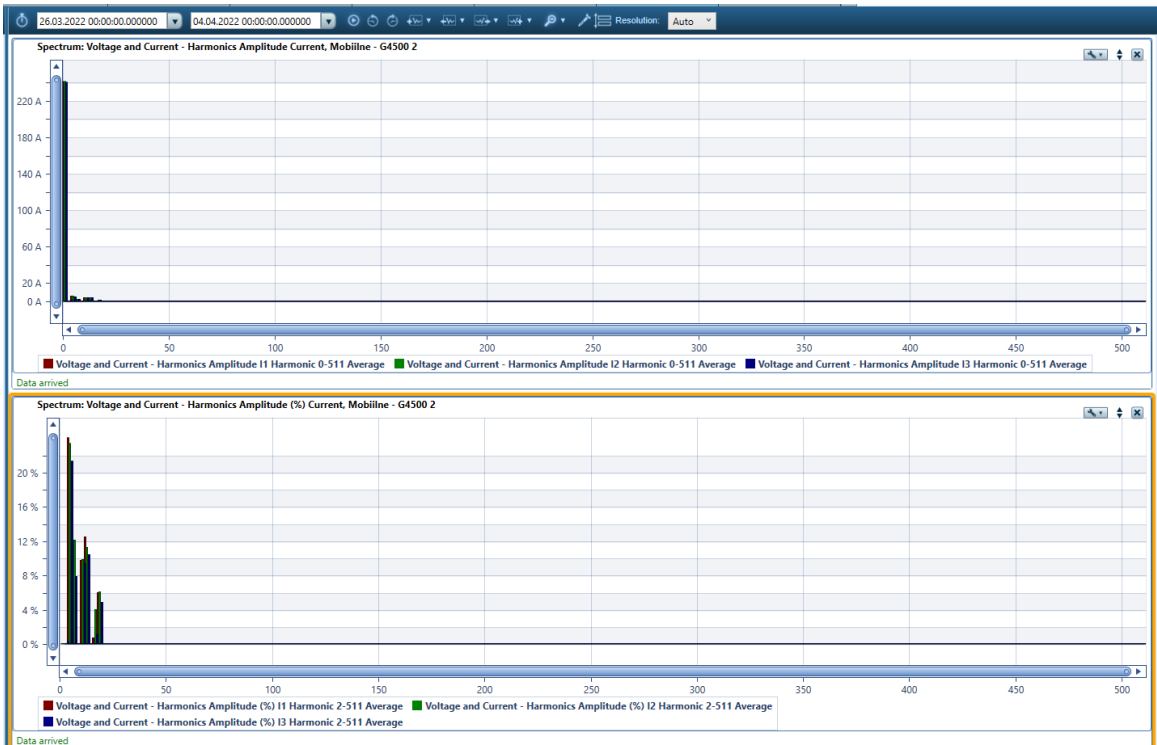
Lisa 2.4.3 2022. kevade mõõtetulemused – voolu- ja pingeharmonikud



Sõlmpunkti SP3 faasispinge kuni 500. järku harmoonikute absoluut- ja suhtelise väärtuse spektripilt



Sõlmpunkti SP9 faasispinge kuni 500. järku harmoonikute absoluut- ja suhtelise väärtuse spektripilt

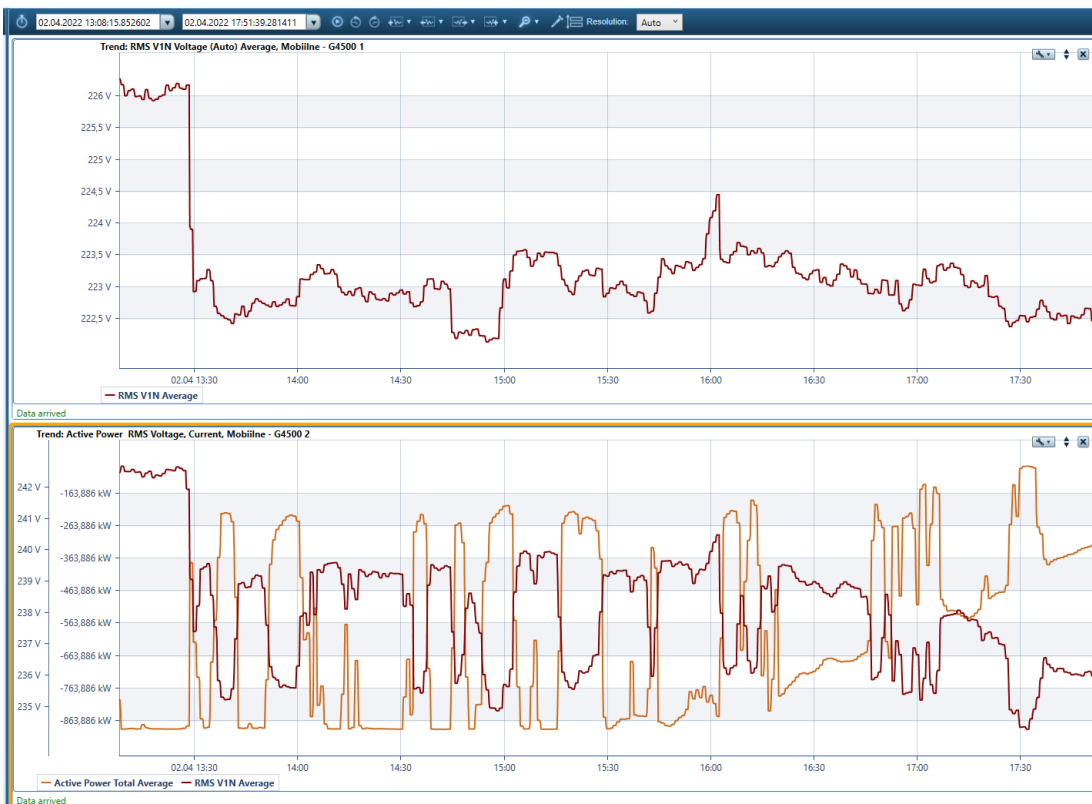


Sõlmpunkti SP9 faasivoolu kuni 500. järku harmoonikute absoluut- ja suhtelise väärtuse spektripilt

2.4.4 2022. kevade vaatlusel Elspeci mõõtetulemused

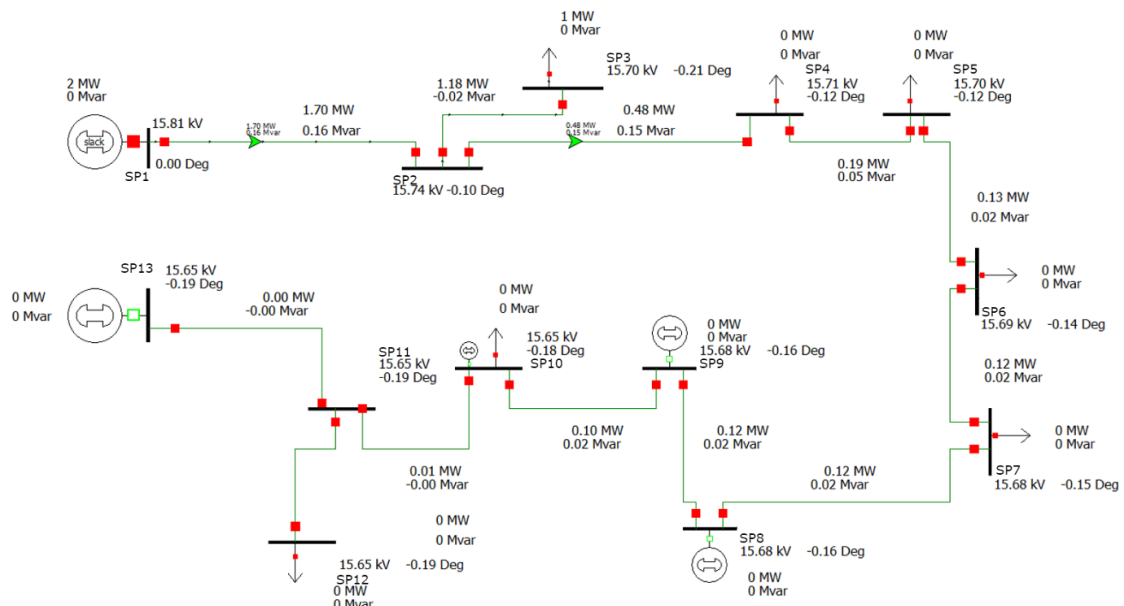


Sõlmpunktide SP3 ja SP8 02.04.2022 vaatlusperioodi faasispinge ja päikeselektrijaama tootmise mõõtetulemused ajahetkel 8:34

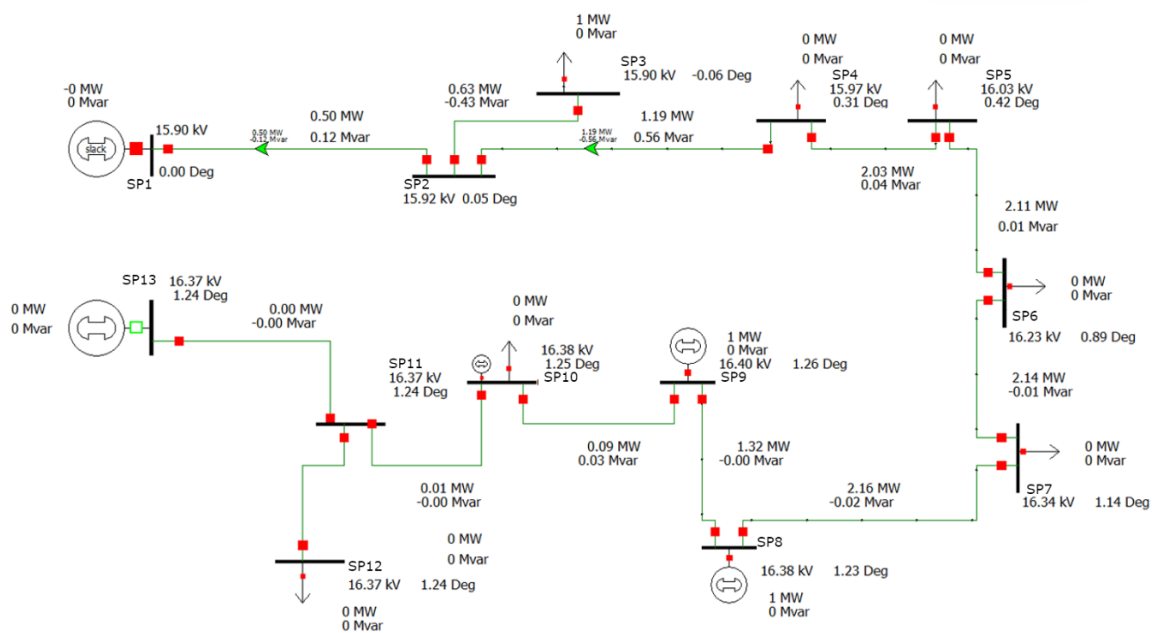


Sõlmpunktide SP3 ja SP8 02.04.2022 vaatlusperioodi faasispinge ja päikeselektrijaama tootmise mõõtetulemused ajavahemikul 13:10-17:50

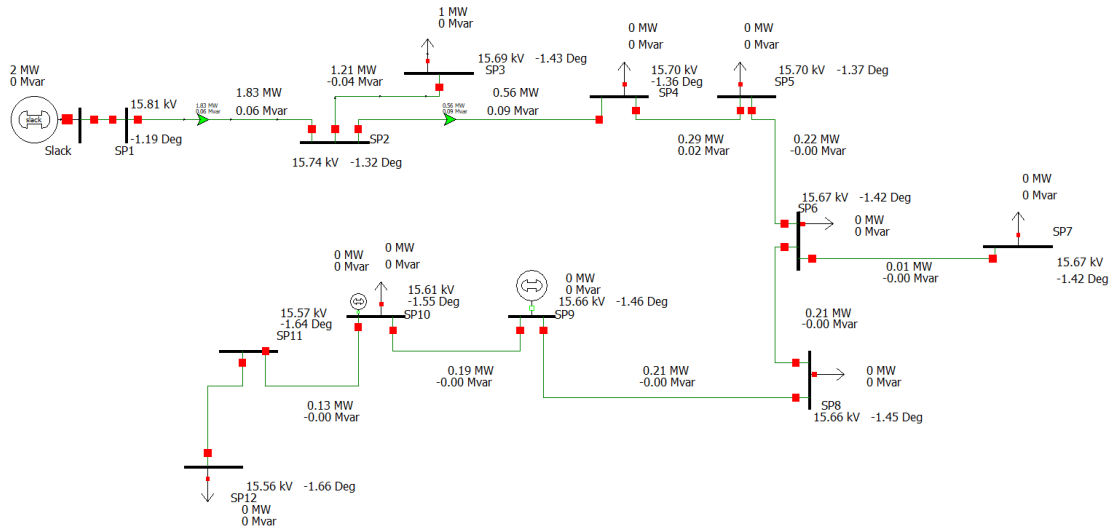
Lisa 2.4.5 PWS väljavõtte võrgumudelid 2022. kevad



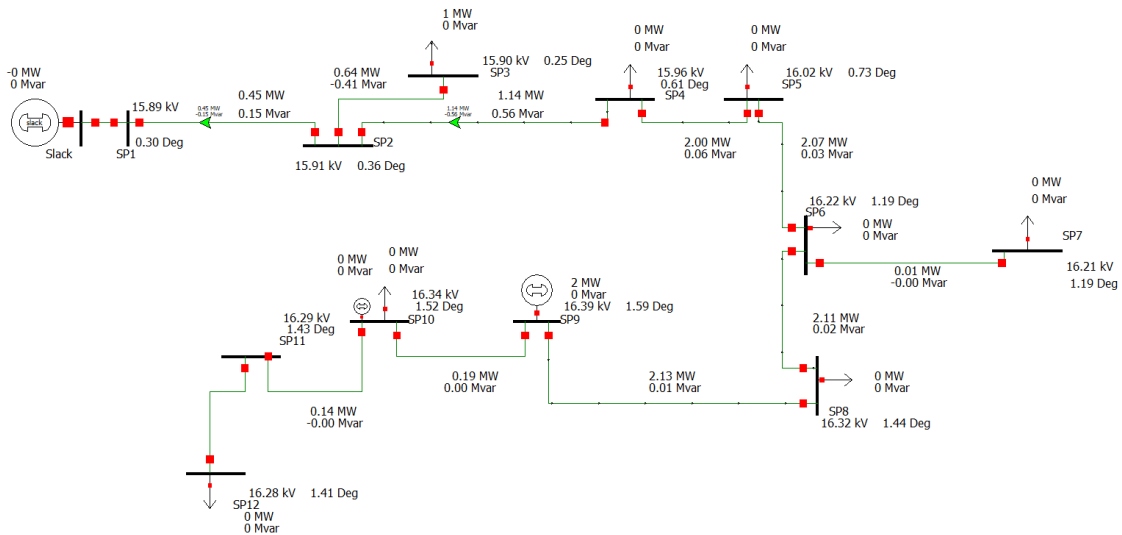
Ühepoolse toitega normaalaltiltuse arvutus kui päikeseelektrijaamad ei ole ühendatud – 1. variant



Kahepoolse toitega normaalaltiltuse arvutus kui päikeseelektrijaamad on ühendatud – 1. variant



Ühepoolse toitega normaalalatluse arvutus kui päikeseelektrijaamad ei ole ühendatud – 3. variant



Kahepoolse toitega normaalalatluse arvutus kui päikeseelektrijaamad on ühendatud – 3. variant

Lisa 2.4.5. Mudeli valideerimise tulemused 2022. kevadel – originaalne võrgumudel

Sõlm-punkt	1-tunni miinimaalne				1-tunni maksimaalne			
	DMS min, kV	NIS radiaal, kV	PWS radiaal, kV	Elspec 1h min, kV	DMS max, kV	NIS silmus, kV	PWS silmus, kV	Elspec 1h max, kV
1	15,81	15,81	15,81		15,90	15,90	15,90	
2		15,78	15,74			15,91	15,92	
3	andmeviga	15,76	15,70	16,16	andmeviga	15,89	15,90	16,23
4		15,78	15,71			15,98	15,97	
5		15,78	15,70			16,01	16,03	
6		15,78	15,69			16,03	16,23	
7		15,78	15,68			16,17	16,34	
8	15,86	15,78	15,68	15,98	15,94	16,18	16,38	16,20
9	15,94	15,78	15,68		16,03	16,18	16,40	
10	16,42	15,78	15,65		16,46	16,18	16,38	
11		15,78	15,65			16,19	16,37	
12		15,78	15,65			16,19	16,37	
13		15,78	15,65			16,19	16,37	

Lisa 2.4.5. Mudeli valideerimise tulemused 2022. kevadel – korrigeeritud võrgumudel nr. 3

Sõlm-punkt	1-tunni miinimaalne				1-tunni maksimaalne			
	DMS min, kV	NIS radiaal, kV	PWS radiaal, kV	Espec 1h min, kV	DMS max, kV	NIS silmus, kV	PWS silmus, kV	Espec 1h max, kV
1	-	-	15,83		-	-	15,92	
2	15,81	15,81	15,81		15,90	15,90	15,90	
3	andmeviga	15,78	15,74		andmeviga	15,91	15,91	
4		15,76	15,69	16,16		15,89	15,90	16,23
5		15,78	15,70			15,98	15,97	
6		15,78	15,70			16,01	16,02	
7		15,78	15,68			16,03	16,22	
8		15,78	15,67			16,17	16,21	
9		15,78	15,66			16,18	16,32	
10	15,86	15,78	15,66	15,98	15,94	16,18	16,39	16,20
11	16,42	15,78	15,61		16,46	16,18	16,34	
12		15,78	15,56			16,19	16,29	
13		15,78	15,57			16,19	16,28	