



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

Elektertransport ja selle mõju elektrisüsteemi talitlusele

Uurimistöo 1.1-4/12/347 / Lep12183 III etapi lõpparuanne

Tallinn 2014

Uurimistöö täitjad:

Ivo Palu	dotsent, tellimustöö vastutav täitja, TTÜ elektroenergeetika instituut
Tanel Sarnet	doktorant, nooremteadur, TTÜ elektroenergeetika instituut
Triin Kangro	doktorant, nooremteadur, TTÜ elektroenergeetika instituut
Jako Kilter	PhD, elektrisüsteemi ekspert, Elektertranspordi R&D projekti juht, Elering AS
Mart Landsberg	elektrivõrgu planeerimise osakonna juhataja, Elering AS

SISUKORD

Sissejuhatus	16
1. Ülekandevõrgu ja elektrirongide mudelite täiendused.....	21
1.1 Eesti elektrisüsteemi 110 kV võrgu mudel.....	21
1.1.1 Elektrivõrgu mudeli jaotuspiir	21
1.1.2 Ülekandevõrgu ekvivalentide seadistamine	24
1.2 Generaatori agregeeritud mudeli koostamine.....	26
1.2.1 Generaatori parameetrid.....	27
1.2.2 Generaatori ergutussüsteem	30
1.2.3 Auruturbiini kiirusregulaator.....	33
1.2.4 Generaatori mudeli vastavus Võrgueeskirjale.....	36
1.3 Jaotusvõrgu täpsustatud koormusmodelid.....	39
1.4 Elektrirongi uuendatud regeneratiivne mudel	42
1.4.1 Pingeallika juhtimissüsteem.....	44
1.5 Kokkuvõte	50
1.6 Kirjandus	51
2. Kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitluse mõjud ülekandevõrgule.....	53
2.1 Liitumispunkt Iru alajaamas	55
2.1.1 Lühis kontaktvõrgu lõpus.....	55
2.1.2 Lühis veoalajaama vahetus läheduses	59
2.1.3 Kaks järjestikust lühis veoalajaama vahetus läheduses.....	64
2.2 Liitumispunkt Rapla alajaamas	68
2.2.1 Lühis kontaktvõrgu lõpus.....	69
2.2.2 Lühis veoalajaama vahetus läheduses	73
2.3 Liitumispunkt Sindi alajaamas	78
2.3.1 Lühis kontaktvõrgu lõpus.....	79
2.3.2 Lühis veoalajaama vahetus läheduses	83
2.4 Liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas	88
2.4.1 Lühis kontaktvõrgu lõpus.....	89
2.4.2 Lühis veoalajaama vahetus läheduses	93
2.5 Veoalajaamas Scott-trafo rakendamise mõju	100
2.5.1 Liitumispunkt Iru alajaamas.....	101
2.5.2 Liitumispunkt Rapla alajaamas	107

2.5.3	Liitumispunkt Sindi alajaamas	112
2.6	Kokkuvõte	117
3.	Vedurite regeneratiivsest pidurdamisest tingitud mõjud.....	122
3.1	Üldist	122
3.2	Liitumispunkt Iru alajaamas	127
3.3	Liitumispunkt Rapla alajaamas	131
3.4	Kokkuvõte	135
3.5	Kirjandus	136
4.	Pingeassümmeetria mõju ülekandevõrgule ja generaatorite talitlusele.....	138
4.1	Üldist	138
4.2	Ülekandevõrgu põhjaosa mudeli pingesümmeetria analüüs.....	142
4.3	Ülekandevõrgu lõunaosa mudeli pingesümmeetria analüüs.....	147
4.4	Kokkuvõte	151
4.5	Kirjandus	152
5.	Koormuse ühelt liitumispunkti piirkonnalt teisele siirdumise mõju ülekandevõrgule ..	154
5.1	Koormuse siirdumine Rapla alajaamast Sindi alajaama toitele.....	155
5.1.1	Koormuse siirdumise mõjud jõutrafo rakendamisel	155
5.1.2	Koormuse siirdumise mõjud <i>Scott</i> -trafo rakendamisel	158
5.2	Koormuse siirdumine Sindi alajaamast Rapla alajaama toitele.....	161
5.3	Kokkuvõte	165
6.	Elektriraudtee mõjud ülekandevõrgust toidetavatele teistele tarbijatele.....	168
6.1	Elektriraudtee pikendatud lühisetalitluse mõjud ülekandevõrkust toidetavatele tarbijatele.....	168
6.2	Regeneratiivsest pidurdamisest tingitud mõjud ülekandevõrgust toidetavatele tarbijale.....	172
6.3	Pingesümmeetriast tingitud mõjud ülekandevõrgust toidetavatele tarbijale	174
6.3.1	Pingesümmeetria mõju põhjaosa ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele ..	174
6.3.2	Pingesümmeetria mõju lõunaosa ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele ..	175
6.4	Koormuse siirdumise mõju ülekandevõrgu tarbijatele	178
6.5	Kokkuvõte	179
6.6	Kirjandus	181
	Kokkuvõte	182
	Lisa 1 PSCAD mudeli ülevaade.....	191
	Lisa 2 Uurimistöö tulemusel avaldatud teaduslikud artiklid.....	192

Lisa 3 Eesti elektrisüsteemi koormused 2020	205
Lisa 4 Jaotusvõrgu maaihendusvoolud.....	208

Joonis 1.1. Modelleeritud Kiisa alajaam põhjaosa PSCAD mudelis.	22
Joonis 1.2. Modelleeritud Kiisa alajaam lõunaosa PSCAD mudelis.	23
Joonis 1.3. Elektrivõrgu ekvivalendi faasinihkenurga regulaator PSCADis.	24
Joonis 1.4. Elektrivõrgu ekvivalendi faasinihkenurga juhtimissüsteemi parameetrid.	25
Joonis 1.5. Elektrivõrgu ekvivalendi pinge regulaator PSCADis.	25
Joonis 1.6. Elektrivõrgu ekvivalendi pinge juhtimissüsteemi parameetrid.	26
Joonis 1.7. Agregeeritud generaatori mudel PSCAD tarkvaras.	27
Joonis 1.8. Agregeeritud generaatori küllastuskõver.	28
Joonis 1.9. Generaatori ühenduskaabli PI-sektsiooni parameetrid.	29
Joonis 1.10. Generaatori 10,5/115 kV pingetõste trafo parameetrid.	29
Joonis 1.11. Standardse AC8B bloki PSCAD põhimõtteskeem [5].	30
Joonis 1.12. AC8B egutussüsteemi regulaatori parameetrid.	31
Joonis 1.13. AC8B ergusussüsteemi erguti parameetrid.	31
Joonis 1.14. Standardse PSS2B bloki PSCAD põhimõtteskeem [5].	32
Joonis 1.15. PSS2B elektrisüsteemi stabilisaatori parameetrid.	33
Joonis 1.16. Standardse kiirusregulaatori „Governer 4“ bloki PSCAD põhimõtteskeem [5].	33
Joonis 1.17. Kiirusregulaatori „Governer 4“ parameetrid.	34
Joonis 1.18. Standardse auruturbiini bloki PSCAD põhimõtteskeem [5].	34
Joonis 1.19. Auruturbiini „Thermal Turbine“ mudeli seadistus.	35
Joonis 1.20. Auruturbiini „Thermal Turbine“ mudeli viidete ajakonstandid.	35
Joonis 1.21. Auruturbiini „Thermal Turbine“ mudeli kõrgrõhuastmete võimsuse osakaalud.	36
Joonis 1.22. Auruturbiini „Thermal Turbine“ mudeli madalrõhuastmete võimsuse osakaalud.	36
Joonis 1.23. Generaatori väljundpinge muutus pinge seadesuuruse muutumisel +/- 10%.	37
Joonis 1.24. Generaatori väljundpinge lühise korral kestvusega 0,25 sekundit.	38
Joonis 1.25. Generaatori aktiiv- ja reaktiivvõimus lühise korral kestvusega 0,25 sekundit.	39
Joonis 1.26. Jaotusvõrgu täpsustatud koormusmudel PSCADis.	40
Joonis 1.27. „Fixed-load“ koormusmudeli konfiguratsiooni PSCADis.	41
Joonis 1.28. PSCAD „Capacitive-load“ koormusmudeli konfiguratsioon PSCADis.	42
Joonis 1.29. Elektrirongi pidurduskarakteristik [1].	43
Joonis 1.30. Juhitaval pingeallikal põhinev elektrirongi regeneratiivne PSCADi mudel.	43
Joonis 1.31. Juhitava pingeallika konfiguratsioon PSCADis.	44
Joonis 1.32. Juhitava pingeallika sisetakistused.	44
Joonis 1.33. Elektrirongi aktiiv-ja reaktiivvõimsuse karakteristikud PSCADis.	45

Joonis 1.34. Elektrirongi aktiiv- ja reaktiivvõimuse pärijärgnevuskomponendi arvutussüsteem.	46
Joonis 1.35. Pingeallika faasinihkenurga juhtimissüsteem PSCADis.	46
Joonis 1.36. Pingeallika faasinihkenurga juhtimissüsteemi seadistusaken PSCADis.	47
Joonis 1.37. Pingeallika faasinihkenurga juhtimissüsteemi viite seadistusaken PSCADis.	47
Joonis 1.38. Pingeallika faasipinge juhtimissüsteem PSCADis.	48
Joonis 1.39. Pingeallika faasipinge juhtimissüsteemi režiimi ümberlüüti.	49
Joonis 1.40. Pingeallika faasipinge juhtimissüsteemi parameetrid.	49
Joonis 1.41. Regeneratiivse pidurduse aktiiv- ja reaktiivvõimsus Con S režiimis.	50
Joonis 1.42. Regeneratiivse pidurduse aktiiv- ja reaktiivvõimsus Con V režiimis.	50
Joonis 2.1. Ühefaasilise lühise mudel PSCADis.	53
Joonis 2.2. Ühefaasiline lühis kontaktliini lõpus.	54
Joonis 2.3. Ühefaasiline lühis vealajaama vahetus läheduses.	54
Joonis 2.4. Iru alajaama faasidevaheline pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	56
Joonis 2.5. Iru alajaama faasipinged lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	56
Joonis 2.6. Generaatori pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	58
Joonis 2.7. Generaatori võimsused lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	58
Joonis 2.8. Generaatori kiirus lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	59
Joonis 2.9. Iru alajaama faasidevaheline pinge lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	60
Joonis 2.10. Iru alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	60
Joonis 2.11. Kiisa alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	62
Joonis 2.12. Generaatori pinge lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	62
Joonis 2.13. Generaatori võimsused lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	63

Joonis 2.14. Generaatori kiirus lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	63
Joonis 2.15. Ühefaasiline lühis vealajaama vahetus läheduses.	65
Joonis 2.16. Iru alajaama faasidevaheline pinge kahe järjestikuse lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	66
Joonis 2.17. Iru alajaama faasipinged teise lühise toimumise hetkel vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	66
Joonis 2.18. Generaatori pinge kahe järjestikuse lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	67
Joonis 2.19. Generaatori võimsused kahe järjestikuse lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	67
Joonis 2.20. Generaatori kiirus kahe järjestikuse lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	68
Joonis 2.21. Rapla alajaama faasidevaheline pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	69
Joonis 2.22. Rapla alajaama faasipinged lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	70
Joonis 2.23. Kehtna alajaama faasipinged lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	71
Joonis 2.24. Generaatori pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	72
Joonis 2.25. Generaatori võimsused lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	72
Joonis 2.26. Generaatori kiirus lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	73
Joonis 2.27. Rapla alajaama faasidevaheline pinge lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	74
Joonis 2.28. Rapla alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	74
Joonis 2.29. Kehtna alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	76
Joonis 2.30. Järvakandi alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	76

Joonis 2.31. Generaatori pinge lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	77
Joonis 2.32. Generaatori võimsused lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	77
Joonis 2.33. Generaatori kiirus lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	78
Joonis 2.34. Sindi alajaama faasidevaheline pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	79
Joonis 2.35. Sindi alajaama faasipinged lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	80
Joonis 2.36. Generaatori pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	82
Joonis 2.37. Generaatori Võimsused lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	82
Joonis 2.38. Generaatori kiirus lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	83
Joonis 2.39. Sindi alajaama faasidevaheline pinge lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	84
Joonis 2.40. Sindi alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	84
Joonis 2.41. Vändra alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	85
Joonis 2.42. Lihula alajaama faasipinged lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	86
Joonis 2.43. Generaatori pinge lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	86
Joonis 2.44. Generaatori võimsused lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	87
Joonis 2.45. Generaatori kiirus lühise korral vealajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	87
Joonis 2.46. Kilingi-Nõmme alajaama faasidevaheline pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	89
Joonis 2.47. Kilingi-Nõmme alajaama faasipinged lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	90

Joonis 2.48. Generaatori pinge lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	92
Joonis 2.49. Generaatori Võimsused lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	92
Joonis 2.50. Generaatori kiirus lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	93
Joonis 2.51. Kilingi-Nõmme alajaama faasidevaheline pinge lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	94
Joonis 2.52. Kilingi-Nõmme alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	94
Joonis 2.53. Kabli alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	96
Joonis 2.54. Viljandi alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	96
Joonis 2.55. Reinu alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	97
Joonis 2.56. Suure-Jaani alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	97
Joonis 2.57. Sindi alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	98
Joonis 2.58. Generaatori pinge lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	98
Joonis 2.59. Generaatori võimsused lühise korral veoalajaama lattide, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	99
Joonis 2.60. Generaatori kiirus lühise korral veoalajaama lattidel, liitumispunkt Kilingi-Nõmme alajaamas, jõutrafo.	99
Joonis 2.61. Iru alajaama faasidevaheline pinge lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	102
Joonis 2.62. Iru alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	102
Joonis 2.63. Kallavere alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	104
Joonis 2.64. Kiisa alajaama faasipinged lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	104

Joonis 2.65. Generaatori pingeline lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	105
Joonis 2.66. Generaatori võimsused lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	105
Joonis 2.67. Generaatori kiirus lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	106
Joonis 2.68. Rapla alajaama faasidevaheline pingeline lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	108
Joonis 2.69. Rapla alajaama faasipinged lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	108
Joonis 2.70. Kehtna alajaama faasipinged lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	109
Joonis 2.71. Järvakandi alajaama faasipinged lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	110
Joonis 2.72. Generaatori pingeline lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	110
Joonis 2.73. Generaatori võimsused lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	111
Joonis 2.74. Generaatori kiirus lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	111
Joonis 2.75. Sindi alajaama faasidevaheline pingeline lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	112
Joonis 2.76. Sindi alajaama faasipinged lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	113
Joonis 2.77. Vändra alajaama faasipinged lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	114
Joonis 2.78. Lihula alajaama faasipinged lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	115
Joonis 2.79. Generaatori pingeline lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	115
Joonis 2.80. Generaatori võimsused lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	116
Joonis 2.81. Generaatori kiirus lühise korral veolajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	116

Joonis 3.1. Genereeritava energia suhe peatuste vahekaugusesse [1].	123
Joonis 3.2. Juhtimispaneel veduri regeneratiivse pidurdusrežiimi määramiseks PSCADis.	125
Joonis 3.3. Regeneeriva pidurdusega vedurite modelleerimine PSCAD mudelis.	126
Joonis 3.4. Veduri pinge regeneratiivsel pidurdamisel.	127
Joonis 3.5. Veduri võimsused regeneratiivsel pidurdamisel.	127
Joonis 3.6. Iru alajaama faasidevaheline pinge vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, jõutrafo.	128
Joonis 3.7. Iru alajaama faasipinged vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, jõutrafo.	128
Joonis 3.8. Generaatori pinge vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	130
Joonis 3.9. Generaatori võimsused vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	130
Joonis 3.10. Generaatori kiirus vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	131
Joonis 3.11. Rapla alajaama faasidevaheline pinge vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, jõutrafo.	132
Joonis 3.12. Rapla alajaama faasipinged vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, jõutrafo.	132
Joonis 3.13. Generaatori pinge vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	134
Joonis 3.14. Generaatori võimsused vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	134
Joonis 3.15. Generaatori kiirus vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.	135
<i>Joonis 4.1. Generaatori voolu vastujärgnevuskomponendi piirmäära kõver [7].</i>	140
<i>Joonis 4.2. Voolu vastujärgnevuskomponendi ja rootoris tekkiva võimsuskao suhe [6].</i>	141
<i>Joonis 4.3. Generaatoris genereeritud aktiiv- ja reaktiivvõimsus asümmeetrilisel talitlusel.</i>	145
<i>Joonis 4.4. Generaatori pöörlemiskiirus asümmeetrilisel talitlusel.</i>	146
<i>Joonis 4.5. Auruturbiini mehaaniline võimsus asümmeetrilisel talitlusel.</i>	146
Joonis 5.1. Ümberlülituse teostamine PSCAD mudelis.	154
Joonis 5.2. Rapla alajaama faasidevaheline pinge koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, jõutrafo.	155
Joonis 5.3. Sindi alajaama faasidevaheline pinge koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, jõutrafo.	155

Joonis 5.4. Rapla alajaama faasipinged koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, jõutrafo.	157
Joonis 5.5. Generaatori pinge koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, jõutrafo.	157
Joonis 5.6. Generaatori võimsused koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, jõutrafo.	158
Joonis 5.7. Generaatori kiirus koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, jõutrafo.	158
Joonis 5.8. Rapla alajaama faasidevaheline pinge koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, Scott-trafo.	159
Joonis 5.9. Sindi alajaama faasidevaheline pinge koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, Scott-trafo.	159
Joonis 5.10. Rapla alajaama faasipinged koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, Scott-trafo.	161
Joonis 5.11. Sindi alajaama faasidevaheline pinge koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.	162
Joonis 5.12. Rapla alajaama faasidevaheline pinge koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.	162
Joonis 5.13. Rapla alajaama faasipinged koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.	164
Joonis 5.14. Generaatori pinge koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.	164
Joonis 5.15. Generaatori võimsused koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.	165
Joonis 5.16. Generaatori kiirus koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.	165
Joonis 6.1. Iru alajaama generaatorite pingeasümmeetriategur lühise korral veoalajaama vahetus läheduses.	170
Joonis 6.2. Iru alajaama generaatorite voolu vastujärgnevuskomponent lühise korral veoalajaama vahetus läheduses.	170

Tabel 1.1. Agregeeritud generaatori parameetrid.	28
Tabel 2.1. Alajaamade pingelohud lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Iru alajaam, jõutrafo.	57
Tabel 2.2. Alajaamade pingelohud lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, jõutrafo.	61
Tabel 2.3. Alajaamade pingelohud lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Rapla, jõutrafo.	71
Tabel 2.4. Alajaamade pingelohud lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla, jõutrafo.	75
Tabel 2.5. Alajaamade pingelohud lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Sindi alajaamas, jõutrafo.	80
Tabel 2.6. Alajaamade pingelohud lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi, jõutrafo.	85
Tabel 2.7. Alajaamade pingelohud lühise korral kontaktliini lõpus, liitumispunkt Kilingi-Nõmme, jõutrafo.	91
Tabel 2.8. Alajaamade pingelohud lühise korral veoalajaama lattidel, liitumispunkt Kilingi-Nõmme, jõutrafo.	95
Tabel 2.9. Alajaamade pingelohud lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Iru alajaamas, Scott-trafo.	103
Tabel 2.10. Alajaamade pingelohud lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Rapla alajaamas, Scott-trafo.	109
Tabel 2.11. Alajaamade pingelohud lühise korral veoalajaama vahetus läheduses, liitumispunkt Sindi alajaamas, Scott-trafo.	114
Tabel 3.1. Alajaamade pingetõus vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Iru alajaam, jõutrafo.	129
Tabel 3.2. Alajaamade pingetõus vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Rapla alajaam, jõutrafo.	133
<i>Tabel 4.1. Koormusvoolu vastujärgnevuskomponendi piirmäärad püsitalitlusel [11].</i>	139
<i>Tabel 4.2. Koormusvoolu vastujärgnevuskomponendi piirmäärad lühistalitlusel [4].</i>	140
<i>Tabel 4.3. Pingeasümmeetria tegurid ülekandevõrgu põhjaosa mudeli sõlmalajaamades.</i>	143
<i>Tabel 4.4. Pingeasümmeetria mõju Iru alajaama ühendatud generaatoritele.</i>	144
<i>Tabel 4.5. Pingeasümmeetria tegurid ülekandevõrgu lõunaosa mudeli sõlmalajaamades.</i>	148
<i>Tabel 4.6. Pingeasümmeetria mõju Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatorile.</i>	149

Tabel 5.1. Alajaamade pinge muutus koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, jõutrafo.	156
Tabel 5.2. Alajaamade pinge muutus koormuse siirdumisel Raplast Sindi alajaama, Scotttrafo.	160
Tabel 5.3. Alajaamade pinge muutus koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.	163
Tabel 6.1. Pingeasümmeetriategurid ülekandevõrgu põhjaosa alajaamade trafode keskpinge poolel.	174
Tabel 6.2. Pingeasümmeetriategurid lõunaosa alajaamade trafode keskpinge poolel.	176

Sissejuhatus

TTÜ energeetikateaduskond koostöös Elering AS-iga on viimased kolm aastat uurinud elektertranspordi mõju elektrivõrgule ja elektrivõrgu mõju elektertranspordile. Eleringi huvist lähtuvalt on peamiseks uurimisteemaks ülekandevõrk ja võimalikud liituvad Rail Balticu elektrirongide liitumispunktid. Käesolev aruanne on uurimistöö kolmanda etapi kokkuvõttev aruanne, mis kompaktelt võtab kokku uurimusteema olemuse ning annab hinnangu elektri- raudtee mõjudele lähtudes Eesti elektrisüsteemi ja sellega ühendatud liitujate karakteristikute arvestades elektrisüsteemis aset leidvaid dünaamilisi protsesse.

Käesoleva R&D projekti eesmärgiks on olnud teaduslikult käsitleda elektertranspordi olemust ja mõju Eesti elektrisüsteemile. Selle R&D projekti eelmiste etappide raames on teostatud uurimistööd hindamaks elektertranspordi mõju Eesti elektrivõrgu talitlusele. Rõhuasetus on olnud plaanitava Rail Balticu mõjul ning vastavate kiirraudteed iseloomustavate mudelite loomisel. Senise kahe etapi tulemusena on loodud arusaam elektertranspordi olemusest ning analüüsitud transpordi mõju Eesti elektrisüsteemi kontekstis. Lisaks on koostatud PSCAD tarkvaras Eesti elektrisüsteemi 110 kV elektrivõrgu, raudtee kontaktvõrgu, kontaktvõrgu vahetraafode ja kiirrongide mudelid.

Eelnevates etappides teostatud analüüsi põhjal võis järeldada, et täpsemate hinnangute ning analüüsi teostamiseks on mõistlik koostatud mudeleid täiendada arvestades mudelis sünkroongeneraatoreid ja nende mõju. Samuti oli võimalik järeldada, et oluline osa on ka elektrivõrgu koormuse modelleerimisel ja nende muutumisel erinevate alajaamade vahel ning koormuse enda dünaamikal. Lähtuvalt eelnevast sai projekti selles etapis täiendada juba koostatud mudeleid lähtudes uurimistöö kolmanda etapi kokkulepitud sisust ja põhimõtetest:

- Ülekandevõrk jaotati väiksemateks osadeks võimaldamaks simulatsioonide puhul rakendada väiksemat arvutussammu;
- Arvutati ülekandevõrguosadele uued *Thevenin* ekvivalentid ning seadistati mudelid vastavaks tegelikule ülekandevõrgu olukorrale;
- Koostati sünkroongeneraatori mudel ja integreeriti see olemasolevasse ülekandevõrgu mudelisse;
- Koostati jaotusvõrgu koormuste täpsustatud mudelid, milles arvestatakse jaotusvõrgu mahtuvust.

Vastavalt uurimistöö lähteülesandele tuli koosatud mudeli täienduste põhjal teostada järgnevad mõjude uuringud ja analüüsid:

- analüüsida elektriraudtee vedurite regeneratiivsest pidurdamisest tingitud mõjusid normaalskeemile vastava dünaamilise ülekandevõrgu mudeliga;
- ülekandevõrgu kontekstis analüüsida kontaktvõrgu pikendatud lühistalitluse mõjusid normaalskeemi korral;
- modelleerida ning analüüsida pingeasümmeetria mõju võrgule sh generaatorite talitlusele;
- uurida ning hinnata elektriraudtee koormuse siirdumise mõju ühe liitumispunkti piirkonnast teise ning võimalikke sõltuvusi arvestades võrku lisatud generaatoreid;'
- modelleerida ja hinnata elektriraudtee mõjusid Elering AS-i teistele tarbijatele.

Käesolev aruanne püüab anda vastuse nendele küsimustele ning seeläbi hinnata elektriraudtee mõju Elering AS-i elektrivõrgule ja selle külge ühendatud teistele klientidele/liitujatele. Aruanne koosneb kuuest peatükist ning annab ülevaate koostatud mudelite täiendustest, lühistalitluse mõjudest, regeneratiivsest pidurdamisest, pingeasümmeetria mõjudest, mõjudest koormuse üleminekul ühest toitepiirkonnast teise ja mõjudest teistele ülekandevõrguga ühendatud tarbijatele.

Uurimistöö esimeses peatükis kirjeldatakse projekti käigus seni koostatud mudelitele käesolevas etapis jooksul tehtud täiendustele ning mudelisse sisse viidud uutele komponentidele. Olulisemaks uuenduseks on senise mudeli ümber konverteerimine *PSCAD* tarkvara 4.2 versioonist uuemasse 4.5.3 versiooni.

Mudeli täiendustega kaasneb simulatsioonide läbiviimise aja pikenemine ebamõislikule tasemele, mistõttu osutub vajalikus koostatud ülekandevõrgu mudeli jaotamine kaheks, vastavalt põhja- ja lõunaosaks. Elektrivõrgu mudeli jaotuspääri valimisel on lähtutud optimaalseimast ülekandevõrgu sõlmpunktist, mille ekvivalentpunkt on mõlemas ülekandevõrgu osas seadistatud piisava täpsuse tagavale tasemele.

Elektrivõrku ühendatud koostootmisjaamade generaatorite talitlusele avalduva elektriraudtee koormusest tingitud pingeasümmeetria mõjude hindamiseks on koostatud ülekandevõrgu kahe punkti Iru ja Metsakombinaadi alajaamas ühendatud kolmele generaatorile vastav mudel. Mudeli koostamisel on leitud agregeeritud generaatoreid kõige täpsemini kirjeldatud parameetrid. Eraldi käsitletakse generaatori ergutusüsteemi ja auruturbiini kiirusregulaatori modelleerimist. Lisaks on analüüsitud generaatorile koostatud mudeli vastavust Võrgueeskirjas esitatud nõuetele.

Ülekandevõrgust toidetavate teistele tarbijatele elektriraudtee koormusest tingitud mõjude hindamiseks on uurimistöös koostatud jaotusvõrgu täiendatud koormusmudelid, kuna seoses *PSCAD* tarkvara versiooni vahetusega ei osutu võimalikuks varasemalt koostatud koormusmudelite modelleerimine uues versioonis. Lisaks jaotusvõrgu aktiiv- ja reaktiivkoormusele on tarvis arvesse võtta ka võrgu mahtuvust ning genereeritud reaktiivvõimsust. Käesolevas projektis rakendatud jaotusvõrgu ekvivalentseid mahtuvusi, mis on saadud vastavalt jaotusvõrgu maaühendusvooludest.

Mudeli arvutuskiirust aeglustab oluliselt veduri regeneratiivset pidurdussüsteemi kajastav mudel. Vajadusest lühendada simulatsiooni läbiviimiseks kuluva aega on uuendatud regeneratiivse pidurduse mudelit, kus rakendatakse ühefaasilisel juhtival pingel põhinev mudelit.

Teises peatükis käsitletakse kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitlust. Kontaktvõrgu toitesektsioonide ja mitmete ümberlülituste tõttu võtab lühisekoha leidmine ja lühise väljalülitamine tavapärasest enam aega, seega on analüüsis lühise kestvuseks määratud 1 sekund. Lühise katsete eesmärgiks on vaadelda kontaktvõrgus aset leidva lühise mõju ülekandevõrgule. Vaatlustele tulevad pinge muutused elektriraudtee koormuse liitumispunktis ning kaasnevate mõjude ulatus liitumispunktist kaugemal asuvasse ülekandevõrgu alajaamadesse. Lisaks uuritakse, kas võimalikud kontaktvõrgus aset leidvad lühised avaldavad mõju ka ülekandevõrgus paiknevatele generaatoritele.

Liitumispunkti alajaamadena on ülekandevõrgu põhjaosas analüüsitud Iru alajaama ning lõunaosas Rapla, Sindi ning täiendavalt Kilingi-Nõmme alajaama. Eelkõige pööratakse tähelepanu elektriraudtee koormuse võrku ühendamisel läbi jõutrafo. Täiendavalt on simulatsioonid ja analüüs teostatud ka *Scott*-trafoühenduse rakendamisele ning võrreldud on kahe trafoühenduse rakendamisel saadud tulemusi.

Analüüsitakse ja võrreldakse kahte lühise toimumise asukohta kontaktliinil. Esmalt vaadeldakse olukorda, kui lühisekoht asub raudteevõrgu ja ülekandevõrgu ühenduskohast kaugeimas võimalikus punkti ehk kontaktliini lõpus. Teisel juhul analüüsitakse lühise mõjude ulatust ülekandevõrgule keerulisemas olukorras, kus lühis leiab aset veoalajaama vahetus läheduses ehk ülekandevõrgule lähimas punktis. Viimasel juhul on eeldatavalt mõjud ülekandevõrgule suurimad, kuna lühisest tingitud pinge kõikumised kanduvad otse ülekandevõrku. Samas kui lühise korral kontaktvõrgu lõpus on oodata mõjude sumbumist kontaktvõrgus ning nende võrdlemisi väikest mõjude avaldumist ülekandevõrgus.

Kolmas peatükk keskendub vedurite regeneratiivsest pidurdusest ülekandevõrgule tulenevate mõjude hindamisele. Regeneratiivse pidurduse modelleerimisel on vaadeldud ülekandevõrgu seisukohast kõige keerulisem olukord, kus oodatav mõju on suurim ning selgemini eristatav. Regeneratiivsel pidurdusel vabanev ning kontaktvõrku suunatud energia tarbitakse enamasti teiste samaaegselt antud toitesektsioonis paiknevate rongide poolt. Olukorras, kus pidurdamisel vabanev energia hulk on suurem kui tarbimine, tõuseb kontaktvõrgu pinged sedavõrd, et on oodata mõjude kandumist ka ülekandevõrku. Antud uurimistöös on vedurite regeneratiivset pidurdust modelleeritud olukorras, kus kontaktvõrgu koormus on väikseim ja regeneratiivset pidurdusenergia suurim. Kontaktvõrgus toimivate pingete muutuste korral on ülekandevõrgule avalduvad mõjud enam tuntavad koormuse ühendamisest läbi jõutrafo, sellest tulenevalt käsitletakse antud peatükis elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamisest läbi jõutrafo.

Antud peatükis on eesmärgiks analüüsida elektriraudtee veduri regeneratiivsest pidurdamisest tingitud ülekandevõrgus avalduvaid pingete muutusi liitumispunkti alajaamades ning hinnata mõjude ulatust liitumispunktist kaugemale, teistesse ülekandevõrgu alajaamadesse. Lisaks alajaamade võimalikele latipingete muutustele hinnatakse regeneratiivse pidurdamise mõjusid ka võrgus paiknevatele generaatoritele.

Neljandas peatükis vaadeldakse elektriraudtee koormusest tingitud pingesümmeetria mõju ülekandevõrgule ja sünkroongeneraatoritele lähtudes uurimistöös käesolevas etapis tehtud täpsustustele ja täiendustele modelleerimismudelites. Kirjanduse põhjal antakse ülevaade pingesümmeetria mõjust sünkroongeneraatoritele ning käsitletakse vastavaid IEEE standardeid, näidates ära lubatavad pingesümmeetria ja voolu vastujärgnevuskomponendi piirväärtused. Pingesümmeetria mõjude ja nende edasi kandumise hindamiseks on uuritav ülekandevõrk jaotatud kaheks, põhja- ja lõunaosaks. Elektriraudtee koormuse liitumispunktidenä on ülekandevõrgu põhjaosas vaadeldud Iru, Aruküla ja Järve alajaamasid, kus esimese latti jaoks on ühendatud ka uuritavad generaatorid. Ülekandevõrgu lõunaosas on liitumispunktideks valitud Rapla, Sindi, Kilingi-Nõmme ning täiendavalt Metsakombinaadi alajaam, hindamaks raskeimat olukorda selle latti jaoks ühendatud generaatorile. Elektriraudtee koormuse ühendustrafodena on omavahel võrreldud jõu- ja Scotttrafo rakendamist. Teostatud on põhjalik analüüs ning välja on toodud tekkivad pingesümmeetria tasemed liitumispunkti alajaamades ning nende edasi kandumine ülekandevõrgu teistesse sõlm-punktidesse. Antud peatükis hinnatakse pingesümmeetria mõju ülekandevõrgu generaatoritele, sh sünkroongeneraatoritele.

Viiendas peatükis hinnatakse elektriraudtee koormuse ühelt liitumispunkti piirkonnalt teisele siirdumise mõjusid ülekandevõrgu alajaamadele ja generaatoritele. Elektriraudtee koormuse

siirdumisega kaasnevate mõjude hindamiseks võetakse liitumispunktidenävaatluse alla Rail Balticu trassi Rapla piirkonda kuuluv Rapla alajaam ning Pärnu piirkonda kuuluv Sindi alajaam. Hindamiseks võimalike erinevusi lähtuvalt elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamise trafotüübist teostatakse katsed nii jõu- kui ka *Scott*-trafotüübiga.

Koormuse siirdumisest tulenevate mõjude hindamiseks vaadeldakse liitumispunkti alajaamade ja nende lähedal asuvate alajaamade liini- ja faasipingeid. Hindamiseks võimalikke mõjusid ülekandevõrku ühendatud generaatoritele, vaadeldakse generaatori pinget väärtust ning väljundvõimsusi.

Kuuendas peatükis analüüsitakse elektriraudtee koormuse talitlusest tingitud mõjusid teistele ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele. Vaadeldakse eelnevates peatükkides kaks kuni viis käsitletud elektriraudteesüsteemi talitusrežiimidest tulenevaid häiringuid ja elektrikvaliteedi näitajate langusega kaasnevate mõjude ulatust ülekandevõrgu tarbijatele. Vastavalt ülekandevõrgule koostatud modelleerimismudelitele vaadeldakse elektriraudtee koormusest tingitud mõjude avaldumist teistele tarbijatele nii ülekandevõrgu põhja- kui ka lõunaosas, kus käsitlemisele tulevad ülekandevõrgule kõige raskemad ning seega ka tarbijaid kõige enam mõjutavad juhtumid.

Kokkuvõttes antakse ülevaade tehtud tööst ning peamistest uurimistöö tulemustest ja järeldustest. Samuti esitatakse soovitusel mida peaks järgima elektriraudtee liitumisel ülekandevõrguga.

1. Ülekandevõrgu ja elektrirongide mudelite täiendused

Käesolev peatükk annab ülevaate uurimistöö teises etapis koostatud mudelite täiendustest ning lisandunud uutest komponentidest. Uurimistöö käesolevas etapis on eelnevalt koostatud mudelid konverteeritud *PSCAD* tarkvara 4.2 versioonist uuemasse 4.5.3 versiooni. Antud aruande peatükis 1.1 tulevad selgitamisele 110 kV ülekandevõrgu mudelis teostatud muudatused. Peatükis 1.2 keskendutakse agregeeritud generaatori mudeli koostamisele. Generaatori mudeli koostamisel antakse detailne ja illustreeritud ülevaade generaatori ning selle tööks vajalike osade modelleerimisest. Peatükis 1.3 kirjeldatakse täpsustatud jaotusvõrgu koormusmudeli koostamist ning tarkvara versiooni vahetusest tingitud muudatusi. Peatükis 1.4 on toodud ülevaade elektrirongi regeneratiivse mudeli täiustustest.

1.1 Eesti elektrisüsteemi 110 kV võrgu mudel

Uurimistöö eelnevas etapis teostatud analüüsist selgus, et täpsemate hinnangute andmiseks osutub vajalikuks koostatud mudelite täiendamine sünkroongeneraatorite ning täpsete koormusmudelite näol. Antud täienduste sisseviimisega muutub koostatud mudel arvutuslikult suureks ning ühe simulatsiooni stsenaariumi arvutamine võtab ebamõistlikult kaua aega. Projekti käesolevas etapis on ettenähtud suure hulga simulatsioonide läbiviimine, seega on mudeli efektiivseks kasutuseks tarvis kohaldada täiendavaid meetodeid minimeerimaks simulatsiooni läbiviimiseks kuluvat aega. Esmalt on eelnevalt koostatud mudelid ümber konverteeritud uuemasse *PSCAD* tarkvara versiooni, mis võimaldab tänu täiustatud algoritmidele kiiremat simulatsioonide läbiviimise aega. Teiseks on ülekandevõrgu mudel jaotatud väiksemateks osadeks. Mudeli ümber konverteerimine uuemasse *PSCAD* tarkvara versiooni on teostatud kasutades selleks ettenähtud funktsiooni ning koos konverteerimisest tekkinud veateadete kõrvaldamisega. Üheks olulisemaks muudatusena uue tarkvara versiooni kasutamisel on vajadus ümber modelleerida seni kasutatud jaotusvõrgu koormusmudelid, kuna uuemas versioonis ei ole võimalik rakendada seniselt kasutatud mudeleid. Jaotusvõrgu koormusmudelites teostatud muudatusi kirjeldatakse täpsemalt eraldiseisvas peatükis 1.3.

1.1.1 Elektrivõrgu mudeli jaotuspiir

Elektrisüsteemi mudeli osadeks jaotamisel on lähtutud antud uurimistöö eelmise aasta koostatud aruande peatükis seitse toodud tulemustest [1]. Vaadeldes komplekselt uurimistöös esitatud ülekandevõimsuse ja pingesümmeetria analüüsi [1] ning saadud andmete põhjal koostatud artikleid [2], [3] jaotub elektrivõrk kaheks selgelt piiritletavaks osaks.

Pingeasümmeetria analüüsi tulemusest selgub, et elektriraudtee koormuse ühendamisel Põhja-Eesti ja Tallinna piirkonna liitumispunktidesse ei kandu koormusest tingitud mõjud edasi Põhja- ja Kesk-Eesti piirile jäävatesse Rapla ja Ellamaa alajaamadesse. Analoogne olukord on näha ka elektriraudtee koormuse ühendamisel Rapla alajaama, millega ei kaasne märgatavat pingeasümmeetria tõusu Põhja-Eesti piirkonna Kiisa alajaamas ning Ellamaa alajaamas avalduv mõju on suurusjärgult võrdne arvutusveaga. Antud asjaolust tulenevalt osutub otstarbekas elektrivõrgu jagamine kaheks osaks – Põhja- ja Lõuna piirkonna mudeliks. Põhja piirkonna mudel hõlmab Tallinna ja Põhja-Eestis ülekandevõrku ning Lõuna piirkonna mudel Kesk- ja Lõuna-Eesti ülekandevõrku. Optimaalseimaks punktiks mudeli kaheks jaotamisel on Kiisa alajaam. Viimane on antud piirkonnas elektriliselt kõige tugevam (minimaalse lühisvõimsusega 3291 MVA) alajaam ning lähtematerjalist on teada alajaama 330 kV ühendust iseloomustav ülekandevõrgu ekvivalent. Lisaks on uurimistöo eelneva aasta pingeasümmeetria analüüsi tulemusest näha, et elektriraudtee koormuse liitumine mõjutab Kiisa alajaama vähesel määral, mistõttu antud ülekandevõrgu punktis teostatud lahknemisega ei kaasne olulist muutust mudeli täpsuses. Modelleerimistulemuste täpsuse tagamiseks kajastub Kiisa alajaam nii põhja- kui ka lõunaosa mudelites, kuid omab nendes erinevat konfiguratsiooni vastaval vaadeldava mudeli vajadustele. Joonisel 1.1 on esitatud Kiisa alajaama põhjaosa mudeli konfiguratsioon.

Ülekandevõrgu põhjaosa mudel sisaldab vähem elemente, mistõttu on võimalik rakendada täpsemat Kiisa alajaama mudelit, kus lisaks ülekandevõrgu ekvivalendile on modelleeritud ka alajaama lattidele ühendatud jaotusvõrgu trafod koos täpsustatud koormusmudelitega ning kondensaatorpatareidega. Täpsustatud koormusmudelite lisamine põhjaosa mudelis võimaldab analüüsida elektriraudtee mõju ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele. Mudeli koormusvoogude ning süsteemi pinge täpsuse tagamiseks on Kiisa alajaama lattidele modelleeritud täiendav koormus, mis iseloomustab õhuliinide L110, L185 ja teiste ülekandevõrgust välja jäävate õhuliinide summaarset koormust. Antud koormus on arvutatud vastavalt Elering AS poolt antud koormusvoogude püsitalitlusarvutustele ja sõlm-alajaamade koormustele.

Joonisel 1.2 on esitatud Kiisa alajaama lahendus lõunaosa mudelis. Võrreldes põhjaosa mudeliga on lõunaosa lahendus oluliselt lihtsustatud vähendamaks modelleeritavate elementide arvu, et seeläbi vähendada arvutuste mahtu. Tulenevalt elektriraudtee vähesest mõjust Kiisa alajaamale elektriraudtee koormuse ühendamisel Rapla alajaamas, osutub võimalikuks lihtsustatud alajaama lahenduse ja koormuse mudeli kasutamine ülekandevõrgu elemendina ilma, et väheneks mudeli täpsus. Koormuse modelleerimine on oluline tagamaks koormusvoogude täpsus õhuliinides L110 ning L185, mis avaldavad mõju läbiviidavate simulatsioonide tulemustele. Ekvivalentne koormus iseloomustab lihtsustuste käigus mudelist eemaldatud elementide summaarset koormust. Analoogselt põhjaosa mudelile on ka lõunaosa summaarse koormuse määramisel lähtutud Elering AS poolt väljastatud koormusvoogude püsitalitlusarvutustele.

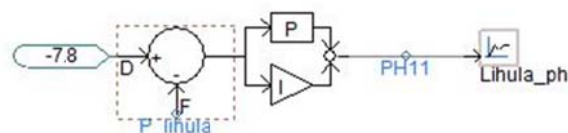
1.1.2 Ülekandevõrgu ekvivalentide seadistamine

Mudeli konkreetsuse tagamiseks on oluline saavutada täpne koormusvoogude jagunemine ning õiged latipinged sõlmalajaamades. Antud uurimistöös modelleeritakse vaid elektrisüsteemi ekvivalentidega piiritletud ülekandevõrku, seega võivad seadistamata ekvivalentide korral tekkida talitusrežiimid, mis ei ole omased reaalsele elektrivõrgule. Ülekandevõrgu koostamise põhimõtteid on kajastatud uurimistöö eelmise etapi aruande peatükis 6 [1].

Ülekandevõrgu ekvivalentide seadistamisel on lähtunud Elering AS poolt antud täpsustatud 2020. aasta maksimaalset koormusprognosi arvestava PSS/E tarkvara mudeli püsitalitlusarvutustest. Uurimistöö eelmises etapis toimus ülekandevõrgu ekvivalentide seadistamine manuaalselt simulatsioonide käigus. Käesolevas etapis osutub tulenevalt mudeli jaotamisest kaheks osaks ning generaatorite lisamisest mudelisse sellise meetodi rakendamine keeruliseks. Seega on ekvivalentide seadistamiseks loodud PI-kontrolleritel põhinevad juhtimissüsteemid.

Ülekandevõrgu seadistamine teostati kahes etapis, millest esimeses rakendati PI-kontrollereid arvutamaks iga ekvivalendi sobilik faasinihkenurk ning pinge efektiivväärtus vastavalt PSS/E püsitalitlusarvutustele. Antud parameetrid leiti ülekandevõrgule kuhu ei olnud ühendatud elektriraudtee süsteemi, tagamaks võimalikult täpne koormusvoogude jagunemine ning elektriraudteest tingitud mõjude selgeks avaldumiseks. Teises etapis sisestati PI- kontrolleritega arvutatud parameetrid ülekandevõrgu mudelite töös rakendatavatesse „Slider“ mudelitesse, analoogselt [1] esitatud lahendusele, et vähendada ülekandevõrgus elementide arvu ning kiirendada mudeli arvutusprotsessi.

Iga ülekandevõrgu ekvivalendi puhul on tarvis reguleerida selle faasinihkenurka seadistamiseks ekvivalendi väljund-aktiivvõimsust ning pinge efektiivväärtust konkreetse sõlmalajaama latipinge reguleerimiseks. Joonisel 1.3 on esitatud PSCAD-is koostatud elektrivõrgu ekvivalendi faasinihkenurga regulaatori mudel.

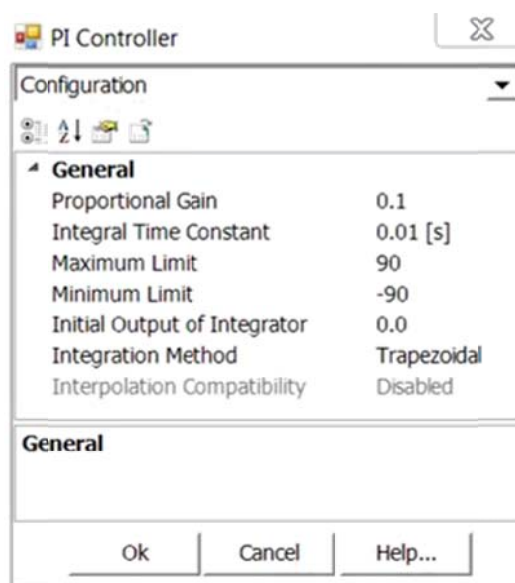


Joonis 1.3. Elektrivõrgu ekvivalendi faasinihkenurga regulaator PSCADis.

Joonisel 1.3 esitatud juhtimissüsteem arvutab ekvivalendi mõõdetud väljundvõimsuse ja seadesuuruse vahelise signaali erinevuse põhjal välja sobiva faasinihkenurga, mille korral ekvivalendist väljuv võimsus vastab nõutavale. Juhtimissüsteemi seadesuurus on valitud PSS/E

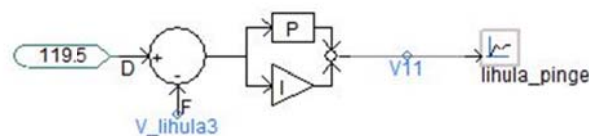
püsitalitusarvutuste põhjal. Vea arvutamiseks vajalik mõõtesignaal on võetud ekvivalendi ja ülekandevõrgu vahele ühendatud mõõteseadmelt. Kuna mõõdetav aktiivvõimsus on sümmeetriline ning võrdne kõigis kolmes faasis piisab mõõtesignaali loomiseks standardsest *PSCAD* „*Multimeter*“ mõõteseadmest.

Ülekandevõrgu ekvivalendi väljundvõimsus on äärmiselt tundlik ka väikesele faasinihkenurga muutusele, mistõttu antud rakenduses tuleb vähendada PI-kontrolleri proportsionaalset võimendustegurit välistamiseks erinevate ülekandevõrgu ekvivalentide vastastikusest mõjust tingitud võnkumisi. Vaadeldava ülekandevõrgu tingimustes annavad parima tulemuse joonisel 1.4 esitatud parameetrid.



Joonis 1.4. Elektrivõrgu ekvivalendi faasinihkenurga juhtimissüsteemi parameetrid.

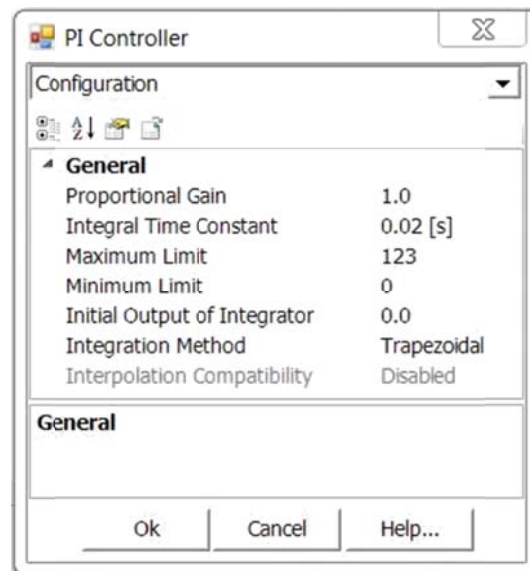
Ülekandevõrgu ekvivalendi pingereguleerimiseks on koostatud PI- kontrollerial põhinev juhtimissüsteem, mille *PSCAD* mudel on toodud joonisel 1.5.



Joonis 1.5. Elektrivõrgu ekvivalendi pingeregulaator *PSCAD*is.

Pingeregulaatori eesmärgiks on arvutada ülekandevõrgu ekvivalendi sisetakistuse eelne pingeregulaatori efektiivväärtus, mille puhul on ekvivalendi klemmidel tagatud nõutud latipinge. Tulenevalt pingeregulaatori ja võimsuse omavahelisest seosest ning vastavate kadude tekkimisest ekvivalendi sisetakistusel peavad faasinihkenurga ja pingeregulaatori efektiivväärtuse juhtimissüsteemid saavutama op-

timaalse talitlusrežiimi, kus mõlema PI-kontrolleri sisendsignaal on võrdne nulliga. Tulenevalt juhtimissüsteemide omavahelisest seotusest peavad kontrollerite parameetrid olema vastavuses, et ei tekiks juhtimissüsteemide vahelist võnkumist. Kuna ekvivalendi väljund on faasinihkenurga muutusele tundlik, siis tuleb PI-kontrolleris valida madal proportsionaalne võimendustegur ning vajaliku täpsuse saavutamiseks kasutada integraatori väikest ajakonstanti. Sellest tulenevalt saab pingeregulaatoris rakendada suuremat võimendustegurit ning integraatori ajakonstant peab olema valitud suurem kui faasinihkenurga regulaatoris kasutatu, et antud regulaator jõuaks oma väljundit seadistada vastavalt pinge efektiivväärtuse muutusele. Joonisel 1.6 on toodud ülekandevõrgu ekvivalendi pinge juhtimissüsteemi PI-kontrolleri parameetrid.



Joonis 1.6. Elektrivõrgu ekvivalendi pinge juhtimissüsteemi parameetrid.

Lihtsustusena on ülekandevõrgu ekvivalentide seadistamisel Kiisa alajaama ekvivalent nii põhja- kui ka lõunaosa mudelis võetud muutuvaks tugisõlmeks, mille väljundvõimsus ja pinged muutuvad vabalt kompenseerimaks PSS/E ja PSCAD mudelite koostamise iseärasustest tingitud aktiivvõimsuse ja latipingete kokkulangematust. Tarkvarade erinevust põhjustab nende eripärasus ülekandeliinide modelleerimise põhimõtetes. PSCAD-i õhuliinide mudel on oluliselt täpsem PSS/E-s kasutatavast mudelist. Seda just õhuliini mahtuvuste modelleerimise seisukohast, mistõttu on mõlema mudeli reaktiiv- ja aktiivvõimsusvoogude jagunemine erinev.

1.2 Generaatori agregeeritud mudeli koostamine

Uurimistöös käesolevas etapis on eesmärgiks analüüsida elektriraudtee talitlusest tingitud pingesümmeetria mõju elektrivõrku ühendatud koostootmisjaamade generaatoritele. Uurimis-

töösse on kaasatud kolm Rail Balticu trassi läheduses paiknevat koostootmisjaama. Nendest kaks, Iru ja Tallinna SEJ, asuvad koostatud mudeli põhjaosas ning Metsakombinaadi SEJ asub mudeli lõunaosas.

1.2.1 Generaatori parameetrid

Soojusjaamad on oma modelleerimise seisukohtadelt üksteisele sarnased, kus nende nimivõimsused jäävad vahemikku 17 - 25 MW. Antud uurimistöös puudub võimalus rakendada koostootmisjaamade täpseid mudeleid, seega on 25 MW agregeeritud generaatori mudel koostatud lähtuvalt kirjanduses saada olevatele andmetele ning tuginedes uurimistöö läbiviijate kogemustele. Mudeli koostamisel on kasutatud *PSCAD* tarkvara standardseid mooduleid generaatori, ergutussüsteemi, energiasüsteemi stabilisaatori, kiirusregulaatori ja auruturbiini modelleerimiseks. *PSCAD* tarkvaras koostatud agregeeritud generaatori mudel on esitatud joonisel 1.7.

Käesolevas uurimistöös on sünkroongeneraatori modelleerimisel lähtutud Siemens AG SGen5-100A-4P turbogeneraatori parameetritest, mis on toodud tabelis 1.1. Nimetatud generaatori nimivõimsus on mõnevõrra suurem kui vaadeldavate koostootmisjaamade nimivõim-

sus. Tagamaks koormusvoogude jagunemise täpsust ülekandevõrgu mudelis piiratakse generaatori väljundvõimsust kiirusregulaatori mudelis.

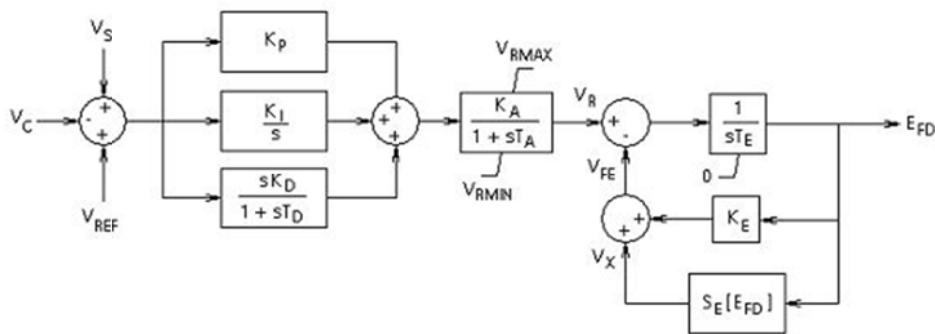
Tabel 1.1. Agregeeritud generaatori parameetrid.

Lisaks generaatori mudelile on elektriijaama mudeli oluliseks osaks generaatori ühenduskaabel ja elektriijaama ühendustrafo. Antud mudelis on generaatori ühenduskaabel modelleeritud PI-sektsioonina, mille parameetrid on esitatud joonisel 1.9. Modelleeritud parameetrid on valitud vastavalt generaatori nimiparameetritele ning iseloomustavad reaalselt kasutatavat kaablit.

1.2.2 Generaatori ergutussüsteem

Vastavalt generaatori parameetritele on uurimistöös modelleerimiseks valitud generaatoriga samal võllil paiknev harjasteta erguti. Vastavalt IEEE ergutussüsteemide modelleerimise põhimõtetele [4] on vahelduvvoolul põhinevate harjasteta ergutussüsteemide modelleerimisel kasutusel standardsed AC7B ja AC8B mudelid. Antud ergutussüsteemidest on valitud AC8B, mis lihtsustab ergutussüsteemi parameetrite valikut ning mudeli seadistamist, kus tüüplahenduses on seadistatavaid muutujaid neli K_P , K_I , K_D ja T_D . Lisaks on AC8B ning antud tüüpi ergutussüsteemide edasiarendused antud generaatorite võimsusklassis väga levinud.

Agregeeritud generaatori mudelis on lähtutud standardsest PSCAD AC8B ergutussüsteemi mudelist, mille põhimõtteskeem on esitatud joonisel 1.11.



Joonis 1.11. Standardse AC8B bloki PSCAD põhimõtteskeem [5].

PSCAD tarkvaras on standard AC8B blokk modelleeritud lihtsustatud kujul, vastavalt IEEE ergutussüsteemide modelleerimise põhimõtete [5] kohaselt lubatule. Antud mudelis ei kasutata erguti täielikku matemaatilist kirjeldust ning lubatud lihtsustusena on välja jäetud erguti pingeline E_{FD} ja ergutusvoolu I_F sõltuvuskarakteristikut kirjeldavad funktsioonid (joonis 1.11).

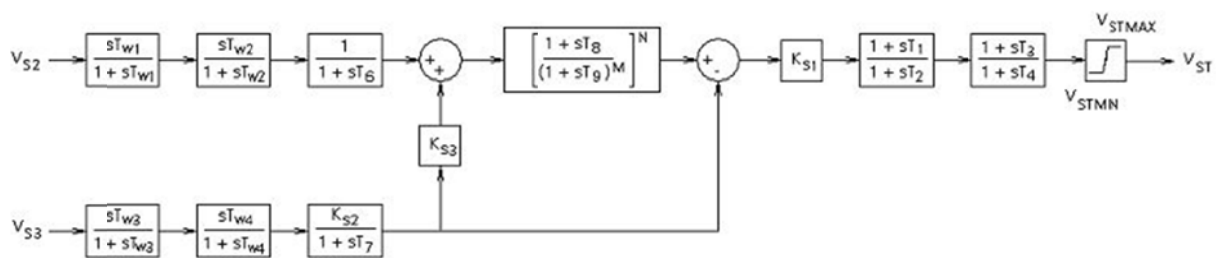
Lisaks ergutis tehtud lihtsustustele ei arvestata PSCAD-i standardses blokis generaatorile omaseid üleergutus (OEL), alaergutus (UEL) ja V/Hz piirajaid ning generaatori reaktiivvõimsuse reguleerimise funktsioone, mis on täieliku ergutussüsteemi mudeli üheks oluliseks osaks. Käesolevas uurimistöös on generaatori teoreetilise mudeli PSCADi standardse bloki täpsus piisav elektriraudtee mõjude analüüsimiseks ning järelduste tegemiseks. Generaatori spetsiifiliste analüüside teostamiseks on tarvis aga rakendada täpsustatud mudeleid, kus ei ole rakendatus eespool nimetatud lihtsustusi. PSCAD AC8B bloki parameetrid on sisestatud kahes osas, joonisel 1.12 on esitatud ergutussüsteemi regulaatori osasse sisestatud parameetrid.

Ergutussüsteemi regulaatori, PID-kontrolleri parameetrid on esmalt määratud rakendades selleks Ziegler-Nichols meetodit, misjärel on parameetrite väärtused täpsustatud katseliselt läbi *PSCAD* simulatsioonide tagamaks generaatori vastavus Võrgueeskirja [6] nõuetele. Erguti seadistamisel ei ole arvestatud ergutussüsteemi alaldis ja abiergutis tekkiva viitega, mistõttu on parameetrite K_A väärtus määratud üheks ja T_A väärtus nulliks. Joonisel 1.12 toodud parameeter V_{LV} tähistab mudeli erguti osa referentsväärtust mudeli käivitamise ajahetkel, kui PID-kontrolleri integraatori väärtus on võrdne nulliga. Antud parameetrist sõltub generaatori mudeli käivitamise stabiilsus ning pinge ülevõnke ulatus. Koostatud mudeli puhul on antud parameetri optimaalseks väärtuseks 0,1. Joonis 1.13 kajastab mudelisse sisestatud harjasteta

ergutit parameetreid, mis vastavad ergutussüsteemi põhimõtteskeemil tähistatud (joonis 1.11) viitebloki $K_A/(1+sT_A)$ järgsele osale.

Erguti parameetrite määramisel on lähtutud IEEE ergutussüsteemide modelleerimise põhimõtete [4] lisas H esitatud AC8B ergutussüsteemi tüüpparameetritest. Antud parameetrid on sobivad 100 MW ja suuremate generaatorite modelleerimiseks tugevas ülekandevõrgus. Uurimistöök koostatud generaatori mudelis on antud parameetrid teisendatud vastavalt modelleeritava generaatori ja regulaatori parameetritele.

Lisaks ergutile on olulisel kohal ka elektrisüsteemi stabilisaator, mis on eraldiseisev kontrollere ergutussüsteemis. Antud seade võimaldab ergutussüsteemil summutada elektrisüsteemi siirdetsesside tõttu tekkinud võnkumisi generaatori talitluses. Kuna agregeeritud generaatori mudeli ergutussüsteemiks on AC8B, siis vastavalt [4] on ergutussüsteemi stabilisaatoriks valitud PSS2B, mille vanem versiooni PSS2A leiab rakendust koos AC8B ergutussüsteemiga. *PSCAD*i standardse PSS2B põhimõtteskeem on toodud joonisel 1.14. Elektrisüsteemi stabilisaatori väljundsignaal V_{ST} (joonis 1.14) liidetakse erguti regulaatori summeerimispunkti (joonis 1.11), kus see vastavalt operatsiooni punktile, kas suurendab või vähendab erguti veasignaali.



Joonis 1.14. Standardse PSS2B bloki *PSCAD* põhimõtteskeem [5].

Modelleeritud ergutussüsteemi stabilisaator PSS2B on kahe sisendiga võnkesummuti, mille referentssignaalideks on generaatori aktiivvõimsus ning pöörlemiskiirus, mis vastavad soovituslikule konfiguratsioonile [4]. PSS2B mudeli seadistamisel ning parameetrite valikul on lähtutud IEEE ergutussüsteemide modelleerimise põhimõtete [4] lisas H esitatud PSS2B tüüpparameetritest, mida on katseliselt kohandatud vastamaks generaatorile ja ergutussüsteemile. PSS2B parameetrid on esitatud joonisel 1.15 toodud *PSCAD* konfiguratsiooniaknas. Ergutussüsteemi stabilisaatori seadistus võimaldab generaatoril talitleda stabiilselt püsitalitlusrežiimis summutades suuremaid võnkumisi. Paraku ei ole see aga optimaalne väiksemate võnkumiste summutamiseks. Ergutussüsteemi stabilisaatori täpsemaks optimee-

rimiseks on tarvis rakendada põhjalikumaid analüüsimeetodeid, uurimaks stabilisaatori suu-
rendatud summutusregiooni.

Joonis 1.15. PSS2B elektrisüsteemi stabilisaatori parameetrid.

1.2.3 Auruturbiini kiirusregulaator

Üheks oluliseks osaks generaatori mudelis on kiirusregulaator, mille talitlemine avaldab märkimisväärset mõju generaatori käitumisele nii püsitalitluse kui ka siirdeprotsesside ajal. Rakendades standardseid *PSCAD* mudeleid koosneb auruturbiini mudel kahest eraldiseisvast moodulist – kiirusregulaatorist ning auruturbiinist. Käesolevas töös on *PSCAD* mudeli andmebaasist valitud generaatori kiirusregulaatoriks standardne „*Governor 4*“ mudel, mis põhineb *Westinghouse* digitaalselt juhitud elektromehaanilisel kiirusregulaatoril [5]. Nimetatud kiirusregulaator ning selle täiustatud analoogid on laialdaselt levinud antud generaatorite võimsusklassis. Lisaks on „*Governor 4*“ kiirusregulaator modelleerimise seisukohast üks lihtsamaid *PSCAD* mudelitest. Mudeli koostamiseks ei ole nõutud turbiini konkreetseid parameetreid, mistõttu saab seda rakendada ka generaatori teoreetiliste mudelite korral. *PSCAD* „*Governor 4*“ auruturbiini kiirusregulaatori mudeli põhimõtteskeem on toodud joonisel 1.16.

Joonis 1.16. Standardse kiirusregulaatori „Governer 4“ bloki PSCAD põhimõtteskeem [5].

Joonisel 1.16 toodud põhimõtteskeemist on näha, et tegemist on lihtsa mudeliga, mis koosneb ühest seadistatavast elemendist („*lead-lag*“ filter) ning turbiini konstantidest. „*Lead-lag*“ filtri parameetrid on simulatsioonide käigus katseliselt määratud ning turbiini konstandid on valitud tuginedes generaatori võimsusklassile ning kogemustele. Joonisel 1.17 on toodud auruturbiini kiirusregulaatori parameetrid *PSCAD* konfiguratsiooniaknas.

Auruturbiini modelleerimiseks on kasutatud standardset *PSCAD* „*Thermal turbine*“ mudelit, mis kasutab kõige lihtsamat auruturbiini matemaatilist kirjeldust. Joonisel 1.18 on esitatud standardse *PSCAD* auruturbiini mudeli põhimõtteskeem. Tulenevalt rakendatavast „*Governer 4*“ mudelist on joonisel 1.18 esitatud parameeter P_T seadistatud nulliks, kuna regulaatoril puudub generaatori aktiivvõimsuse otsereguleerimise funktsioonid.

Auruturbiini seadistamisel ja parameetrite määramisel on aluseks võetud ühe kõrge- ja madalrõhuastmega turbiini andmed. Auruturbiini parameetrid on määratud tuginedes kogemustele, mida on täpsustatud vastavalt simulatsiooni tulemustele. Joonisel 1.19 on toodud „*Thermal Turbine*“ mudeli seadistus.

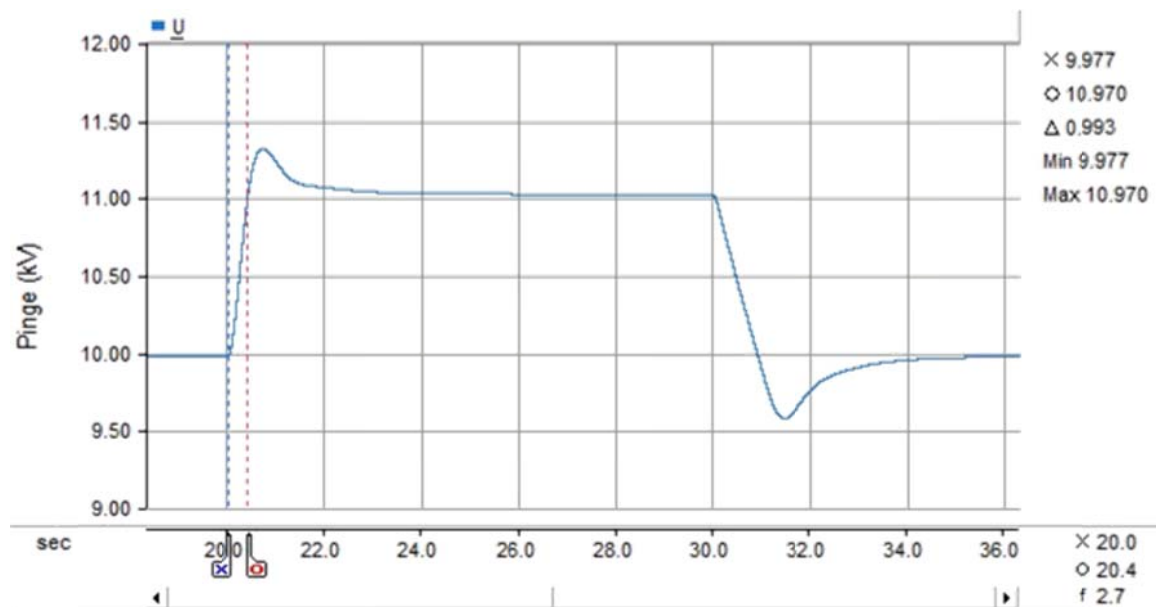
Standardne *PSCAD* auruturbiini mudel võimaldab modelleerida ka väga keeruka konfiguratsiooniga auruturbiine, mida on võimalik seadistada muutes viidete ajakonstante ning sisestades kõrg- ja madalrõhuastmete osakaalusid vastavalt turbogeneraatoritele sobivalt. Käesoleva uurimistöös koostatud auruturbiini kõrgrõhuastmete mehaanilise võimsuse osakaalud on toodud joonisel 1.21.

ine“ mudeli madalrõh

1.2.4 Generaatori mudeli vastavus Võrgueeskirjale

Antud peatükis analüüsitakse agregeeritud generaatori *PSCAD* mudeli käitumist, kontrollimaks koostatud mudeli vastavaust Võrgueeskirja nõuetele [6]. Analüüsis on käsitletud kahte juhtumit, kus esimesel juhul generaatori pinge seadesuuruse väärtust muudetakse +/- 10% ning teiseks juhtumit, kus generaatori pingetõste trafo 110 kV poole lattiidel leiab aset lühis kestusega 0,25 sekundit.

Esmalt vaatleme tühijooksu talitluses generaatori mudeli pinge seadesuuruse muutust +/- 10%, kus generaatori mudel talitleb 0,95 sü nimipingest ning simulatsiooni 20. sekundil suurendatakse pinget kuni 1,05 sü. Simulatsiooniperioodi 30. sekundil muudetakse seadesuurus 1,05 sü tagasi algsele 0,95 sü. Mõlemad tühijooksukatse simulatsioonitulemused on esitatud joonisel 1.23. Seadesuuruse muutmisel nii +10% kui ka -10% võrra tekib ülevõnge, mis aga ei ületa Võrgueeskirjas [6] esitatud lubatud 15% piirväärtust. Simulatsioonitulemustest selgub, et seadesuuruse muutusest tulenevaid võnkumisi generaatori väljundpinges ei esine ning seega säilib viimase stabiilsus.



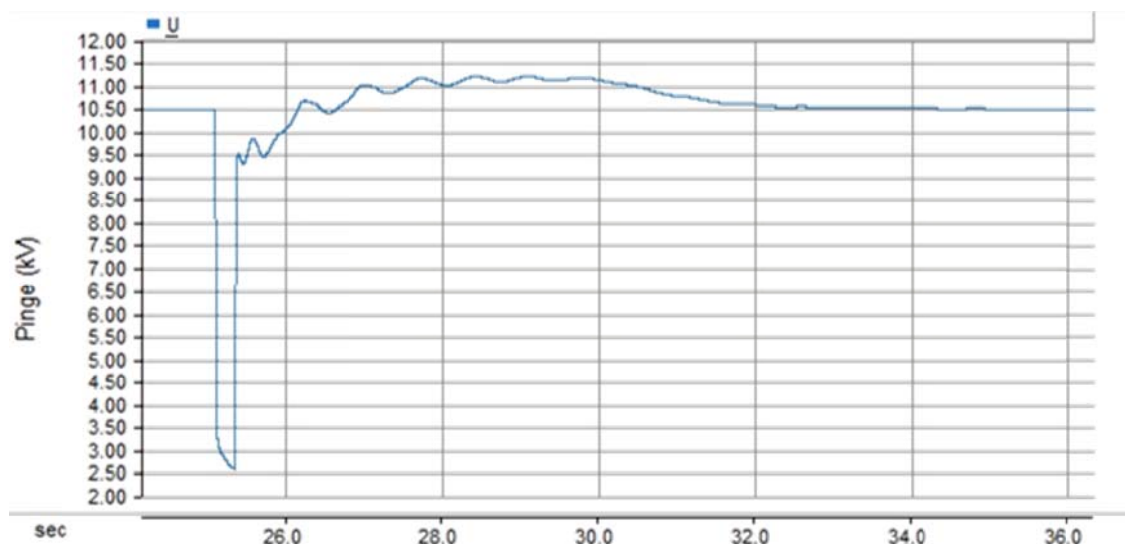
Joonis 1.23. Generaatori väljundpinge muutus pinge seadesuuruse muutumisel +/- 10%.

Ergutussüsteemi korrektse talitluse olulisimaks näitajaks on regulaatori reaktsiooni kiirus, viimane on ka Võrgueeskirjas [6] määratletud. Agregeeritud generaatori ergutussüsteemi mudeli koostamisel on lähtunud harjadeta ergutist, mis vastavalt [6] toodule peab pinge tõstmise korral saavutama 90% muutumisulatuses 0,2 - 0,5 sekundi jooksul. Pinge langetamisel -10% võrra peab ergutussüsteem tagama pinge vähenemise 90% kuni 0% kogu muutumisulatuses vähemalt 0,8 sekundiga. Joonisel 1.23 esitatud tulemustest on näha, et generaatori väljundpinge saavutab 90% muutumisulatuses pinge tõstmisel 0,36 sekundiga. Pinge langetamisel on pinge muutumise kiirus vahemikus 90% kuni 0% muutumisulatuses 0,79 sekundit.

Pinge vähendamise aeglasem reageerimiskiirus on tingitud ergutussüsteemis teostatud lihtsustustest, milles olulist mõju omab erguti pinge ja voolu karakteristikute funktsioonide mittearvestamine AC8B pingeregulaatori mudelis.

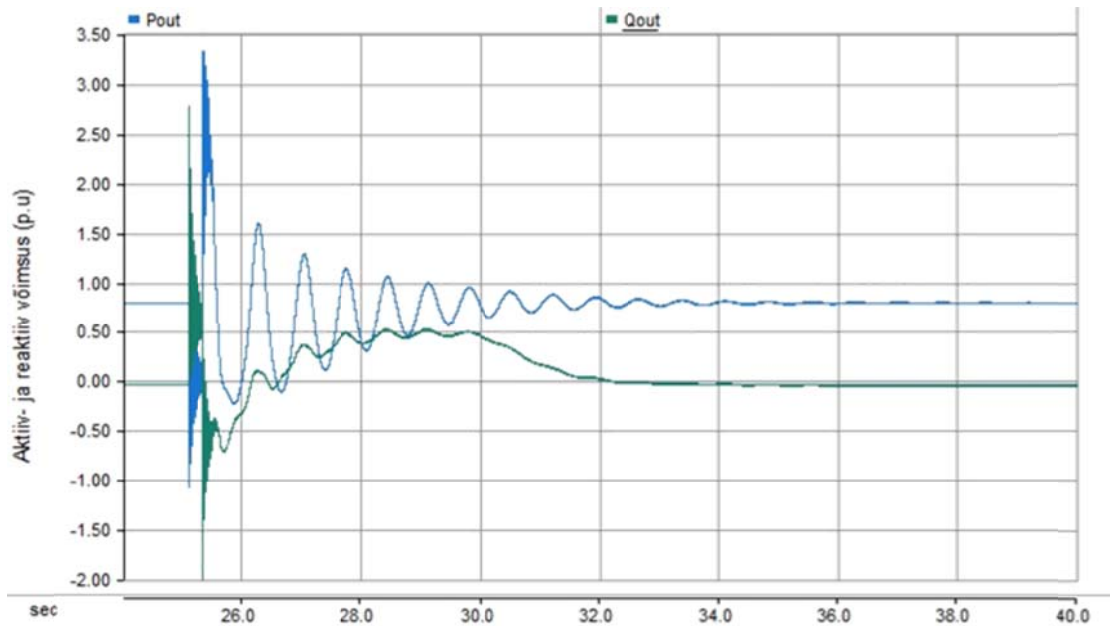
Järgnevalt vaatleme koostatud generaatori mudeli käitumist lühiskatse korral, kus simulatsiooniperioodi 25. sekundil toimub pingetõste trafo 110 kV lattidel kolmefaasiline maalühis, mille kestvuseks on määratud 0,25 sekundit. Lühiskatse teostamisel on ülekandevõrgu ekvivalentide paiknemine arvestatud Iru alajaama 110 kV lattidele, kuna koostatud kolmest generaatori mudelist kaks on ühendatud just antud alajaama lattidele.

Lühise katse korral tulevad vaatlemisele generaatori latipinge, mis on toodud joonisel 1.24 ning generaatori aktiiv- ja reaktiivvõimsus (joonis 1.25), hindamaks generaatori talitusstabiilsust ning vastavust Võrgueeskirjas [6] toodud nõuetele. Joonise 1.24 põhjal selgub, et generaatori väljundpinge stabiliseerub lühiseolukorra möödumisel ning ei teki pinge väärtuse püsivat võnkumist. Pinge kõveralt on näha pinge väärtuse taastumisel mõningast võnkumist, viimane on tingitud generaatori aktiivvõimsuse võnkumisest (joonis 1.25). Väljundpinge taastumisel tekkiv lauge pinge ülevõnge on põhjustatud PSCADi AC8B ergutussüsteemi mudeli lihtsustustest.



Joonis 1.24. Generaatori väljundpinge lühise korral kestvusega 0,25 sekundit.

Joonisel 1.25 toodud generaatori aktiiv- ja reaktiivvõimsuse kõverate põhjal on näha, et generaator talitus on stabiilne. Lühise tagajärjel tekkinud aktiivvõimsuse võnkumine sumbub lühise möödumisel ning lühisega ei kaasne kestva võnkumist generaatori aktiivvõimsuses. Generaatori reaktiivvõimsus ja pinge on omavahel otseselt seotud parameetrid, mistõttu käitub reaktiivvõimsuskõver sarnaselt pingekõveraga (joonis 1.24) ning pinge taastumisel tekib reaktiivvõimsuse ülevõnge. Kujutatud aktiivvõimsuse võnkumine joonisel 1.25 on otseselt tingitud generaatori füüsilistest parameetritest.



Joonis 1.25. Generaatori aktiiv- ja reaktiivvõimsus lühise korral kestvusega 0,25 sekundit.

Eespool kirjeldatud tühijooksu- ja lühiskatse tulemused tõestavad, et koostatud teoreetiline generaatori mudel täidab Võrgueeskirjas [6] esitatud nõudeid ning on käesoleva uurimistöö stsenaariumite analüüsimiseks sobiv.

1.3 Jaotusvõrgu täpsustatud koormusmudelid

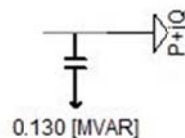
Tulenevalt PSCAD tarkvara uuema versiooni 4.5.3 rakendamisest on uurimistöö eelnevas etapis kasutatud jaotusvõrgu koormusmudelid tarvis ümber modelleerida, kuna uuem versiooni ei võimalda rakendada eelnevalt koostatud [1] koormusmudeleid. Mudeli varasemas versioonis on kasutatud Elering AS poolt antud täiendava liidese *E-TRAN* koormusmudeleid, mis omavad olulisi eeliseid PSCADi 4.2.1 versioonis võrreldes standardse koormusmudeliga. *E-TRAN* koormusmudeli eeliseid on lähemalt käsitletud uurimistöö eelmise etapi aruande peatükis 6 [1].

Järgnevalt analüüsitakse elektriraudtee talitlusest tingitud mõjusid ülekandevõrgust toideta-vatele teistele tarbijatele. Seega osutub vajalikuks täpsustada jaotusvõrgu koormusmudeleid. Antud uurimistöö eelmise etapi analüüsi tulemused näitasid, et elektriraudtee koormus aval-dab mõjuta ülekandevõrgu pinge väärtusele, mistõttu võib eeldada, et mõjud kanduvad edasi ka trafo sekundaarpingesse. Häiringute tuvastamiseks ning toitepinge kvaliteedi muutuste hindamiseks jaotusvõrgu koormustele on lisaks jaotusvõrgu aktiiv- ja reaktiivkoormusele tar-vis arvestada ka võrgu mahtuvust ning genereeritud reaktiivvõimsust. Kuna jaotusvõrgu mahtuvus on otseselt seotud jaotusvõrgu liinitüübi ja konfiguratsiooniga, seega on täieliku

jaotusvõrgu mudeli integreerimine ülekandevõrgu mudelisse mitterealistlik. Mistõttu on käesolevas projektis rakendatud jaotusvõrgu ekvivalentseid mahtuvusi.

Jaotusvõrgu ekvivalentsed mahtuvused on määratud vastavalt maaihendusvooludele, mis isoleeritud neutraaliga võrgus sõltuvad liinide põikmahtuvusest [8]. Tulenevalt maaihendusvoolude põhjal määratud põikmahtuvustest puudub vajadus konkreetsete liiniparameetrite järele lähtuvalt jaotusvõrgu konfiguratsioonist, mis muudab koormusmodelite täpsustamise oluliselt lihtsamaks. Küll aga ei ole antud meetodi puhul võimalik määrata jaotusvõrku õhuliinide täielikku mahtuvust, kuna maaihendusvool lähtub vaid põikmahtuvusest ning arvestamata jäävad faasijuhtide vahelised mahtuvused [8]. Lähtudes käesoleva uurimistöö iseloomust kaalub meetodi rakendatavus üle lihtsustusest põhjustatava marginaalse ebatäpsuse.

Modelleeritud täpsustatud jaotusvõrgu koormusmodel koosneb standardest *PSCAD* „*Fixed-load*“ ning „*Capacitive-load*“ koormusmodelist. „*Fixed-load*“ model asendab seni kasutatud *E-TRAN* mudelit kirjeldades jaotusvõrgu koormust. „*Capacitive-load*“ mudeliga on modelleeritud jaotusvõrgu põikmahtuvus, mis täpsustab jaotusvõrgu koormuse käitumist asümmeetrilise toitepinge korral. Joonisel 1.26 on toodud jaotusvõrgu täpsustatud koormusmudeli tüüplahendus.



Joonis 1.26. Jaotusvõrgu täpsustatud koormusmodel *PSCAD*is.

Jaotusvõrgu koormuste modelleerimisel on aluseks võetud Elering AS lähteandmetena saadud täpsustatud miinimum- ja maksimumkoormusstsenaarium 2020. aastaks. Antud stsenaariumile vastavad koormused on esitatud aruande lisa 3. Tulenevalt käesoleva uurimistöö iseloomust on koormuste modelleerimisel lähtutud maksimumkoormusstsenaariumist. Koormusmudeli võimsused on seadistatud vastavalt lähteandmetes esitatud normaalskeemi püsitalitlusarvutustele, mille puhul on lähtutud uurimistöö eelmises etapis kirjeldatud põhimõtetest [1]. 110 kV alajaamade koormused on trafode vahel võrdselt jaotatud. Mitme mähisega trafode korral on koormus jaotatud lineaarselt, millest tulenevalt on kõrgema pingega mähised rohkem koormatud kui madalama pingega. Koormusmodelite nimipinged on seadistatud vastavalt trafo sekundaarpingetele.

„*Fixed-load*“ mudelisse sisestavate võimsuste väärtused lähtuvad „*Capacitive-load*“ mudelites genereeritavate reaktiivvõimsustest, mille väärtusi on suurendatud nii, et 110 kV lattide koormus ei muutuks võrreldes püsitalitlusarvutusega. Täiendavalt on arvestatud „*Fixed-load*“ koormusmudeli eripärasid, kus andmed on mudelisse sisestada ühe faasi kohta. „*Fixed-load*“ koormusmudeli konfiguratsiooniaken *PSCAD* tarkvaras on toodud joonisel 1.27.

Lisaks koormusandmetele tuleb „*Fixed-load*“ mudeli korral määrata koormuskarakteristikust tuleneva toitepinge tundlikkuse tegurid $\left(\frac{dP}{dV}\right)$ ja $\left(\frac{dQ}{dV}\right)$. Käesolevas töös on mõlema teguri väärtuseks määratud kaks, mis tähendab, et antud koormusmudel järgib konstantse aktiiv- ja induktiivtakistusega koormuse tüüpkarakteristikut.

Jaotusvõrgu ekvivalentse mahtuvuse modelleerimisel on aluseks võetud Elektrilevi OÜ poolt väljastatud maaühendusvoolude väärtused Elering AS ülekandevõrguga liitumispunktides. Maaühendusvoolude väärtustest lähtuvalt on arvatud jaotusvõrgu ekvivalentsed mahtuvused ning nende põhjal genereeritav ekvivalentne reaktiivvõimsus nimitingimuste juures. Ekvivalentsed mahtuvused on modelleeritud „*Capacitive-load*“ koormusmudelina. Antud mudel käitub simulatsioonides kui standardne *PSCAD*i kondensaatori mudel, mille mahtuvus arvutatakse iga simulatsiooni alguses vastavalt mudelisse sisestatud parameetritele. Viimane lihtsustab koormusmudelites muudatuste tegemist, kuna puudub vajadus ekvivalentsete mahtuvuste ümber arvutamiseks iga aset leidva muutuse korral. „*Capacitive-load*“ koormusmudeli konfiguratsiooniaken *PSCAD* tarkvaras on toodud joonisel 1.28. Tulenevalt maaühendusvoolu põikmahtuvuslikust iseloomust on „*Capacitive-load*“ koormusmudel seadistatud tähtühendusse.

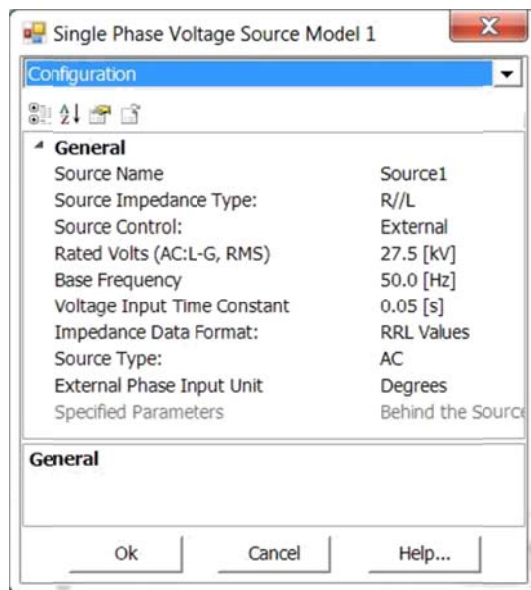
1.4 Elektrirongi uuendatud regeneratiivne mudel

Käesoleva uurimistöö eelmises etapis selgus, et analüüside läbiviimiseks koostatud elektrirongi regeneratiivse pidurduse mudel aeglustas mudeli arvustuskiirust ebapraktilisele tasemele, mistõttu tekkis vajadus oluliselt kiirema mudeli koostamiseks. Senini oli elektrirongi regeneratiivse mudeli koostamisel kasutatud aktiiv- ja induktiivtakistuse järgi juhitud pidurduskarakteristikuid [1]. Uurimistöö läbiviimise käigus ilmnis, et arvustuskiiruse langus on tingitud *PSCAD* tarkvara ülesehitusest ning juhtimismaatriksi koostamise alustest. *PSCAD* tarkvara klassifitseerib juhitud aktiiv- ja induktiivtakistused passiivelementidena, lisades need sellest lähtuvalt ühe ahelana peajuhtivusmaatriksisse. Seega on antud takistused juhitud pideva ja ajast sõltuva karakteristikuga järgi, mistõttu tarkvara uuendab juhtivusmaatriksit igal arvutussammul. Tavapäraselt on juhtivusmaatriks aga konstantne ning uuendatakse harva, näiteks peale võimsuslüli lülitamist. Juhtivusmaatriksi uuendamisel koostab tarkvara uue takistusmaatriksi ning kõik transponeerimis toimingud viiakse mudelis uuesti läbi. Mudeli elementide suure arvu korral võtab iga arvutussammu läbiviimine kaua aega. Antud asjaoludest lähtuvalt on uurimistöö eelmises etapis koostatud regeneratiivne mudel sobilik väiksemat mõõtu elektrisüsteemi modelleerimisel, kus igal sammul uuendatav juhtivusmaatriks ei ole probleemiks.

Mudeli arvustuskiiruse tõstmiseks on antud uurimistöö käesolevas etapis koostatud ühefaasilisel juhtival pingeval põhinev regeneratiivne mudel, mis järgib eelnevalt koostatud mudeli pidurduskarakteristikut. Joonis 1.29 kajastab regeneratiivse pidurdamise mudeli juhtimiseks kasutatud karakteristikut.

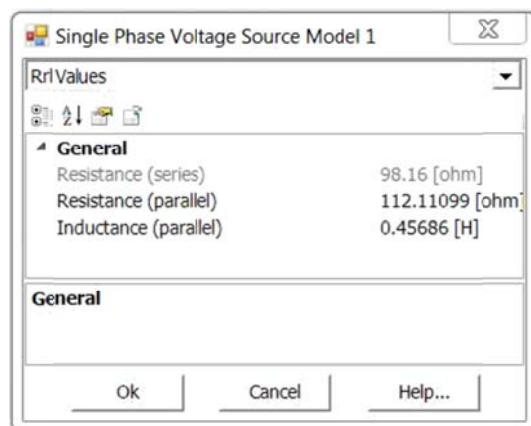
Joonisel 1.30 on toodud juhtival pingeallikal põhinev elektrirongi regeneratiivne mudel, mille puhul ei ole juhtivusmaatriksi igal arvutussammul uuendamine vajalik. Mudelisse sisestatud takistuste väärtused on konstantsed ning karakteristikujärgne juhtimine on teostatud oluliselt väiksemate pinge- ja voolumaatriksite väärtuste muutmisega. Seega on antud mudel oluliselt kiirem eelnevast uurimistöös rakendatud lahendusest.

Elektrirongi regeneratiivse pidurdamise mudeli koostamiseks on kasutatud standardset *PSCAD* tarkvara pingeallika mudelit „*Voltage source model 1*“, mis sobib antud lahenduse juures oma omadustelt kõige paremini. Pingeallika mudeli eripäraks on sisetakistuse aktiiv- ja induktiivkomponentide paiknemine paralleelühenduses. Viimane on oluliseks eeliseks pingeallika täpsel reguleerimisel rakendades selleks lihtsat juhtimissüsteemi, kuna pingeallika aktiiv- ja reaktiivvõimsus on faasinuga ja pinge amplituudväärtuse muutusega vähem seotud kui seda on jadaühenduse korral. Joonis 1.31 kajastab pingeallika konfiguratsiooniakent *PSCAD* tarkvaras.



Joonis 1.31. Juhitava pingevalika konfiguratsioon PSCADis.

Juhitava pingevalika sisetakistus on arvutatud analoogselt uurimistöös eelmise etapi aruandes [1] kirjeldatud arvutuskäigule, kus täiendavalt on arvesse võetud pingevalika mudeli eripära ja pingevalika miinimumpinge väärtust 1 kV. Pingevalika sisetakistuse aktiiv- ja induktiivkomponentide väärtused on toodud joonisel 1.32 pingevalika PSCADi konfiguratsiooniaknas.

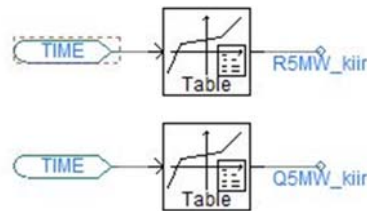


Joonis 1.32. Juhitava pingevalika sisetakistused.

1.4.1 Pingevalika juhtimissüsteem

Järgnevalt tuleb kirjeldamiseks pingevalika reguleerimiseks koostatud juhtimissüsteem ning selle koostamisel lähtunud meetoditest. Pingevalika juhtimissüsteemi kõige olulisemaks osaks on elektrirongi pidurduskarakteristik, milles on lihtsustatult kombineeritud eripärad nii rongi liikumisest kui ka pidurdamisel konverterist tingituna. Antud mudelis on elektrirongi pidurduskarakteristikud modelleeritud analoogselt uurimistöös eelnevas etapis [1] käsitletule, kuid täiendavalt kasutatakse karakteristikute väljundina otse veduri aktiiv- ja reaktiivvõimsust.

Muutuvate aktiiv- ja reaktiivvõimsuse väärtuste juhtimiseks on kasutatud „*X-Y transfer function*“ blokki, mis oma olemuselt on xy-koordinaatide tabel, kus x-telje muutujaks on simulatsiooniaeg. Modelleeritud karakteristikud on kujutatud joonisel 1.33.



Joonis 1.33. Elektrirongi aktiiv-ja reaktiivvõimsuse karakteristikud PSCADis.

Uurimistö eelnevas etapis koostatud lahenduse puhul oli „*X-Y transfer function*“ blokki rakendamisel mudeli korrektseks talitlemiseks tarvis kasutada välist andmebaasi, siis antud etapis koostatud lahendus võimaldab sellest loobuda, kuna karakteristiku sisestamisel piisab blokkisisesest koordinaatpunktidest. Antud lahendus muudav mudeli kasutamise lihtsamaks ning ühtlasi ka töökindlamaks, kuna puudub vajadus täiendavateks andmebaasideks väljaspool simulatsiooni. Joonisel 1.33 toodud elektrirongi aktiiv-ja reaktiivvõimsuse karakteristikutega määratud väljundsignaalid on referentsväärtusteks vastavalt pingevallika faasinihkenurgale pinge juhtimissüsteemis.

Juhtimissüsteemis on lisaks referentssignaalidele tarvis luua ka mõõdetud väljundsuurustest tagasisideahel. Tulenevalt elektriraudtee süsteemi iseärasustest ning ühefaasilisest pingevallikast pole antud juhtimissüsteemis mudelis võimalik kasutada otse mõõdetud aktiiv- ja reaktiivvõimsust, kuna mõõtetulemused sisaldavad 100 Hz sagedusel võnkuvat vastujärgnevuskomponenti. Viimane põhjustab kontrolleri ebastabiilsust ning võimendab vastujärgnevuskomponendi võnkumist. Sellest tulenevalt kasutatakse tagasisideahelana arvutusliku aktiiv- ja reaktiivvõimsuse pärijärgnevuskomponente.

Joonisel 1.34 on kujutatud pärijärgnevuskomponendi arvutussüsteemi, mis koosneb kahest kiire *Fourier*'i teisenduse moodulist (*FFT*). Antud moodulite abil arvutatakse pingevallika klemmidel mõõdetud faasipinge ja -voolu väärtuste pärijärgnevuskomponendid ning seejärel nendest lähtuvalt pingevallika aktiiv- ja reaktiivvõimsuse pärijärgnevuskomponent.

Regeneratiivse pidurduse aktiivvõimsuse tarbimise ja genereerimise reguleerimiseks tuleb mudelis muuta pingevallika faasipinge nihkenurka kontakivõrgu pinge suhtes. Tulenevalt eespool kirjeldatud valitud pingevallika mudelist ning pidurduskarakteristikust on pingevallika faa-

sinihkenurka võimalik juhtida läbi proportsionaal-integraalse (PI) regulaatori. Joonisel 1.35 on toodud regeneratiivse pidurduse mudeli pingeallika faasinihkenurga juhtimissüsteem.

Juhtimissüsteem arvutab pidurduskarakteristikust lähtuvalt nõutud ja tegeliku mõõdetud aktiivvõimsuse erinevuse põhjal pingeallika faasinihkenurga. Regulaator saavutab stabiilse talitusrežiimi kui karakteristiku järgi nõutud ja mõõdetud aktiivvõimsused on omavahel võrdsed. Regeneratiivne pidurdamine on aeglane siirdeprotsess, mistõttu puudub otsene vajadus veasignaali proportsionaalse võimendusteguri muutmiseks ning kontrolleri talituskiiruse ja vea kõrvaldamise täpsuse määrab integraatori ajakonstant. Viimane on antud uurimistöös valitud katseliselt. Joonisel 1.36 on toodud rakendatud PI-kontrolleri parameetrid.

Pingeallika aktiivvõimsus on faasinihkenurga muutuse suhtes tundlik, mistõttu kaasnevad ka väikese nurga muutusega suured muutused pingeallika väljundis. Sellest tulenevalt on PI-regulaator püsitalitusrežiimis ebastabiilne. Kontaktvõrgu mudelisse ühendatud regulaatori

aeglase seadistuse juures ei suuda pingeallika väljund järgida etteantud karakteristikut. Lahenduseks on PI-regulaatorile lisatud juhtimissüsteemi viite funktsioon, mis silub PI-regulaatori väljundit ning takistab selles järsu tõusufroondiga tekkivaid muutusi. Viitebloki ajakonstandi väärtus peab kompenseerima pingeallika, kontaktvõrgu ja raudteesüsteemi toitetrafo induktiivtakistust ning selle väärtus on uurimistöös määratud katseliselt, võttes arvesse nii pidurduskarakteristikut kui ka PI-regulaatori parameetreid. Joonisel 1.37 on toodud PI-regulaatori viite parameetrid.

Regeneratiivse pidurduse reaktiivvõimsuse tarbimise ja genereerimise reguleerimiseks on tarvis reguleerida mudeli pingeallika faasipinge väärtust. Analoogselt faasinihkenurga regulaatorile rakendatakse ka pinge väärtuse reguleerimiseks proportsionaal-integraalset (PI) re-

gulaatorit. Joonisel 1.38 on toodud regeneratiivse pidurduse pinge väärtuse juhtimissüsteem *PSCAD* mudelis.

Uurimistöö eelmises etapis koostatud mudel võimaldas regeneratiivset pidurdust vaadelda režiimis, kus reaktiivvõimsus muutus proportsionaalselt tarbitava või genereeritava aktiivvõimsusega. Antud pidurdusrežiim on omane vanemat tüüpi vedurites rakendatud ajamitele. Elektrirongide vedurite ajameid on täpsemalt käsitletud uurimistöö eelmise etapi aruande peatükis 5 [1]. Käesolevas etapis koostatud veduri regeneratiivse pidurduse mudelis on sellele vastav režiim tähistatud *Con S*, kus pingeallika faasipinge juhtimissüsteem reguleerib mudel väljundreaktiivvõimsust vastavalt koostatud karakteristikule.

Elektrirongi uuendatud regeneratiivne mudel võimaldab tänu täielikult juhitava pingeallika kasutusele rakendada pidurdamisel täiendavat funktsiooni, mistõttu saab regeneratiivset pidurdust modelleerida ka uuemat tüüpi *Voltage Source Converter (VSC)* tehnoloogial põhineva ajami pidurdusrežiimis. *VSC* tehnoloogial põhinevas ajamis on juhtimissüsteemis kasutada kaks vabaduse astet, millest ühte kasutatakse veosüsteemi poolt tarbitava aktiivvõimsuse juhtimiseks ning teist, kas veduri võimsusteguri või kontaktvõrgu pinge juhtimiseks. Viimasel juhul on antud režiim mudeli pingeallika juhtimissüsteemis tähistatud *Con V*. Joonisel 1.39 on kujutatud regeneratiivse pidurdusrežiimi ümberlülitit, mis muudab juhtimissüsteemis PI-regulaatori töörežiimi mudelis.

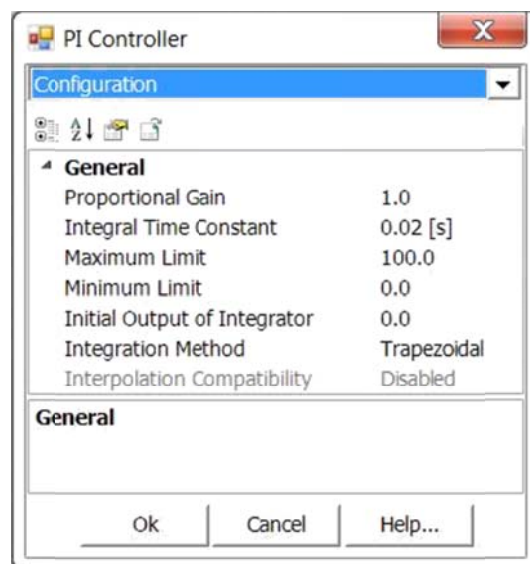
Con S juhtimisrežiimis talitleb faasipinge PI-regulaator analoogselt faasinihkenurga regulaatorile, kus stabiilse talitlusrežiim saavutatakse kui reaktiivvõimsuskarakteristiku järgi nõutud ja mõõdetud pärijärgnevuskomponentide vahe on võrdne nulliga. Kontaktvõrgu pinge muutub antud režiimis vastavalt tarbitud ja genereeritud näivvõimsusele. *Con V* juhtimisrežiimis ar-

vutatakse konstantse kontaktvõrgu faasipinge alusel stabiilne talitlusrežiim, milles veduri maksimaalne võimsustegur saavutatakse võimsuse tarbimise režiimis.



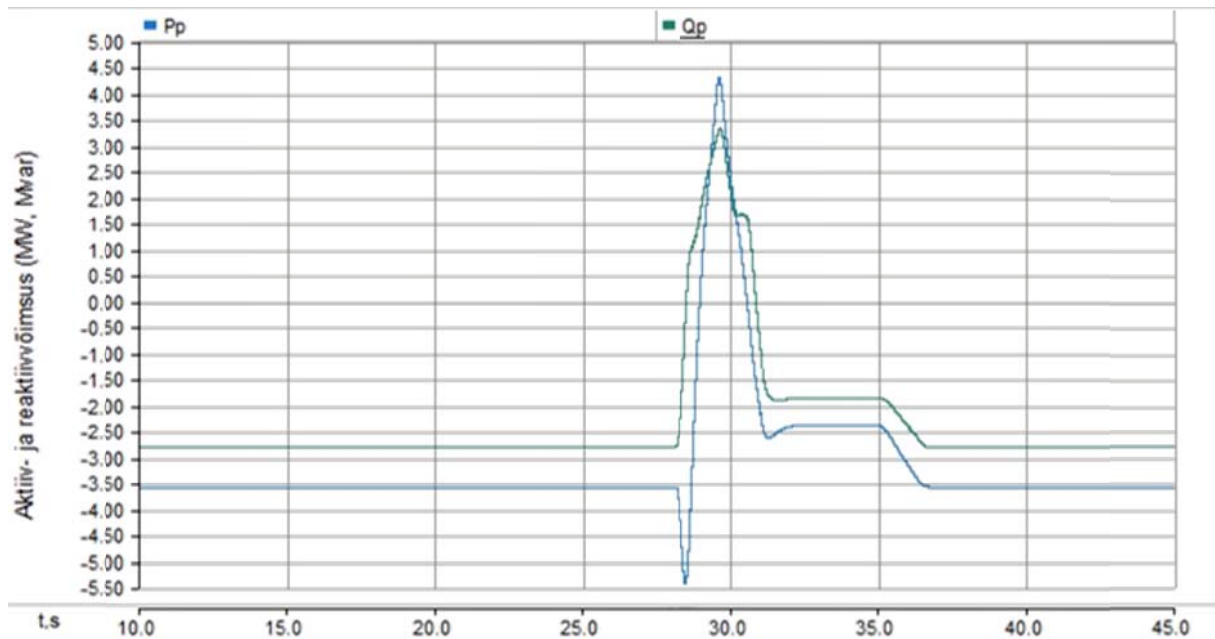
Joonis 1.39. Pingeallika faasipinge juhtimissüsteemi režiimi ümberlüüti.

Sarnaselt faasinihkenurga juhtimissüsteemile ei rakendada pingeregulaatoris proportsionaalset võimendustegurit ning kontrolleri omadused määrab integraatori ajakonstant. Ka antud juhul on pinge juhtimissüsteemi parameetrid määratud katseliselt. Joonisel 1.40 on toodud pingeallika faasipinge juhtimissüsteemi parameetrid.

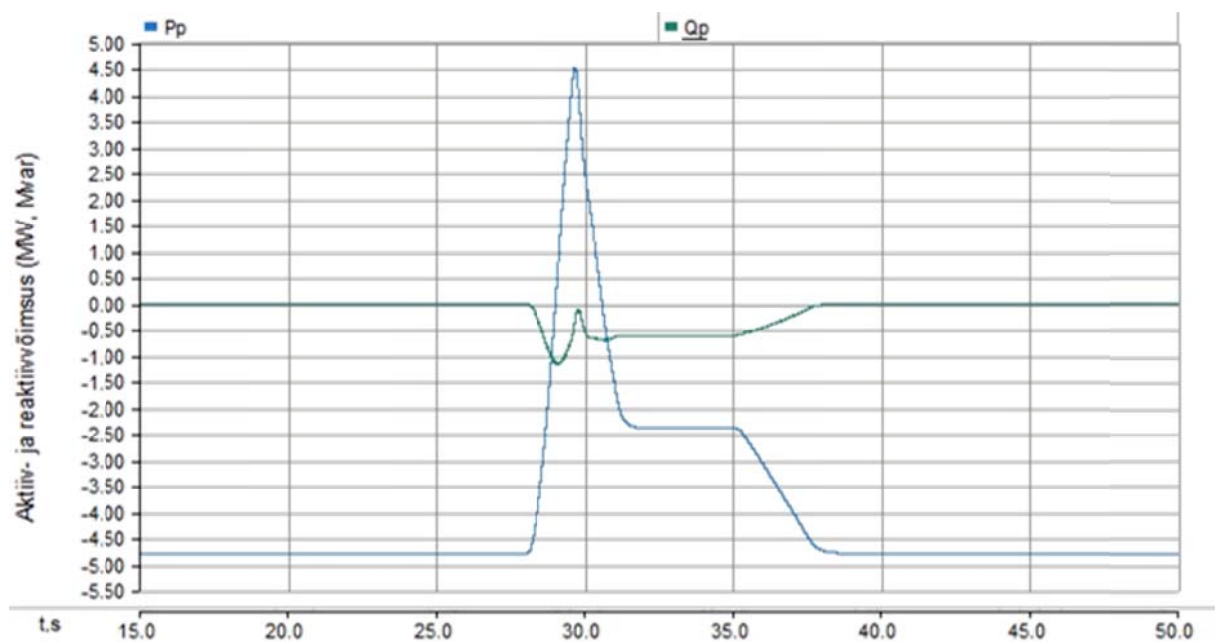


Joonis 1.40. Pingeallika faasipinge juhtimissüsteemi parameetrid.

Joonised 1.41 ja 1.42 illustreerivad kahe pingeregulaatori juhtimissüsteemi režiimide erinevusi. Joonisel 1.41 kajastatud *Con S* režiimis tarbib veduri regeneratiivse pidurduse mudel aktiiv- ja reaktiivvõimsust vastavalt koostatud karakteristikule reaktiivvõimsus muutub proportsionaalselt aktiivvõimsusega. Joonisel 1.42 kajastatud *Con V* režiimis tarbib mudel vaid aktiivvõimsust, kus pingeregulaator on maksimaalse võimsusteguri režiimi. Regeneratiivsel pidurdamisel aktiivvõimsuse suuna muutusest tingitud kontaktvõrgu pinge tõusmise kompenseerib pingeregulaator, mida illustreerib reaktiivvõimsuse tarbimine veduri pidurdamisel.



Joonis 1.41. Regeneratiivse pidurduse aktiiv- ja reaktiivvõimsus Con S režiimis.



Joonis 1.42. Regeneratiivse pidurduse aktiiv- ja reaktiivvõimsus Con V režiimis.

1.5 Kokkuvõte

Antud aruande esimesse peatükki on koondatud läbiviidud uurimistöö käesolevas etapis analüüside tegemiseks vajalike seniste *PSCAD* mudelite täienduste ning uute mudelite koostamise kirjeldused. Tulenevalt uurimistöö eelmise etapi tehtud tööst ning lisanduvate mudelite mahust on ilmne, et simulatsioonide läbiviimiseks kuluvat aega on tarvis lühendada, mistõttu osutu vajalikuks seni koostatud mudelite arvutuskiirust tõstmine.

Peatükk 1.1 kirjeldab eelnevas etapis koostatud tervikliku 110 kV ülekandevõrgu jaotamist kaheks, ülekandevõrgu põhja- ja lõunaosa mudeliks. Ülekandevõrgu kaheks jaotamise sõlm-punktiks osutus Kiisa alajaam, mis on kogu vaadeldavas võrgus elektriliselt kõige tugevam alajaam. Lisaks kirjeldatakse antud peatükis mudeliosade ülekandevõrgu ekvivalentpunktide juhtimiseks koostatud PI-kontrolleritel põhinevaid juhtimissüsteeme ning nende rakendamist ekvivalentide seadistamisel.

Uurimistöö käesoleva etapi mudeli üheks oluliseks uuenduseks on agregeeritud generaatorite mudelite koostamine, mida kajastab peatükk 1.2. Täpne ülevaade antakse nii valitud generaatori parameetritest, ergutusüsteemi stabilisaatorist kui ka aruturbiini kiirusregulaatorist, viimaste valikupõhimõtetest ning nende seadistamises antud generaatori tarbeks. Antud peatüki viimases osas vaadeldakse koostatud generaatori mudeli vastavust kehtivale Võrgueeskirjale. Generaatori mudelis tehti nii tühijooksu- kui ka lühiskatse, kus mõlemal juhul saadud tulemused kinnitasid generaatori mudeli vastavust Võrgueeskirjas esitatud nõuetele.

Peatükk 1.3 keskendub uurimistöö raames vajalikele täpsustatud jaotusvõrgu koormusmudelitele ning kirjeldab nende koostamist *PSCAD* tarkvaras. Jaotusvõrgu koormusmudelid on määratud vastavalt maaühendusvooludele, mis isoleeritud neutraaliga võrgus sõltuvad liinide põikmahtuvusest. Jaotusvõrgu ekvivalentse mahtuvuse modelleerimisel on aluseks võetud Elektrilevi OÜ poolt väljastatud maaühendusvoolude väärtused Elering AS ülekandevõrguga liitumispunktides.

Peatükis 1.4 kirjeldatakse uurimistöö käesolevas etapis elektrirongi regeneratiivset pidurdust kajastava uuendatud mudeli koostamist. Tulenevalt vajadusest suurendada mudelite arvutuskiirust on koostatud reguleeritaval pingeallikal põhinev veduri regeneratiivse pidurduse mudel, mille juhtimissüsteemid võimaldavad rakendada mitmeid talitlusrežiime. Mistõttu osutub võimalikuks ka tänapäeval laialt levinud elektrirongides kasutatavate ajamite pidurdusrežiimide modelleerimine. Antud peatükk annab ülevaate režiimide erinevusest ning eraldi on välja toodud nende võimsuste tüüpkõverad.

1.6 Kirjandus

- [1] Elektertransport ja selle mõju elektrisüsteemi talitlusele, Projekti II etapi aruanne, TTÜ elektroenergeetika instituut, 2014, 266 lk.
- [2] J. Kilter, T. Sarnet, T. Kangro. Assessment of Transmission Network Voltage Unbalance in Connection of High-Speed Electrical Railway Connection, 9th Internatio-

- nal Conference Electric Power Quality and Supply Reliability, 11-13.06.2014, Rakvere Estonia, 6 pp.
- [3] J. Kilter, T. Sarnet, T. Kangro. Modelling of High-Speed Electrical Railway System for Transmission Network Voltage Quality Analysis: Rail Baltic Case Study, 9th International Conference Electric Power Quality and Supply Reliability, 11-13.06.2014, Rakvere Estonia, 6 pp.
- [4] IEEE Standard 421.5-2005, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE, 2006, 85 pp.
- [5] PSCAD Electromagnetic Transients User Guide, Manitoba HVDC Research Centre, 2010, v.4.2.1.
- [6] Eesti Vabariigi Valitsuse määrus - Võrgueeskiri.
- [7] Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in POWER System Studies, IEEE Committee Report, IEEE, 1972, 12 pp.
- [8] M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt, J. Kilter. Jaotusvõrgud. TTÜ kirjastus, 2007, 546 lk.

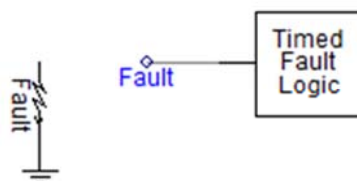
2. Kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitluse mõjud ülekandevõrgule

Järgnevalt on eesmärgiks ülekandevõrgu kontekstis analüüsida elektriraudtee kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitluse mõjusid võrgu normaalskeemi korral. Erinevalt tavapärasest elektrivõrgust võtab kontaktvõrgus aset leidva lühisekoha leidmine ja lühise väljalülitamine rohkem aega, kuna elektriraudtee toitesüsteemis on erinevaid sektsioone ja ümberlülitusi palju. Sellest tulenevalt on otstarbekas vaadelda pikendatud lühisetalitluse olukorda, kus lühise kestvuseks on määratud 1 sekund. Elektriseadmed on nimiaandmetes sertifitseeritud lühisele kestvusega 1 sekund, mistõttu on see maksimaalne lubatud aeg lühise kestvuseks elektrivõrgus. Seega analüüsitakse ka järgnevalt kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitlust kestvusega 1 sekund.

Antud töös läbiviidud lühise katsete tegemiseks kasutati *PSCAD*is koostatud järgmisi mudeleid: *ER_EE_North_JT*, *ER_EE_North_Scott*, *ER_EE_South_JT*, *ER_EE_South_Scott*. Ülekandevõrk on vastavalt Rail Balticu trassi kulgemisele jagatud põhja- ja lõunaosaks. Potentsiaalsete liitumispunktidenä on järgnevalt põhjaosas analüüsitud Iru alajaam ning lõunaosas Rapla ja Sindi alajaamasid. Täiendavalt on analüüs teostatud ka Kilingi-Nõmme alajaamale. Eelkõige on tähelepanu pööratud läbi jõutrafo elektriraudtee koormuse võrku ühendamisele. Täiendavalt on simulatsioonid ja analüüs teostatud ka *Scott*-trafoühenduse rakendamisele.

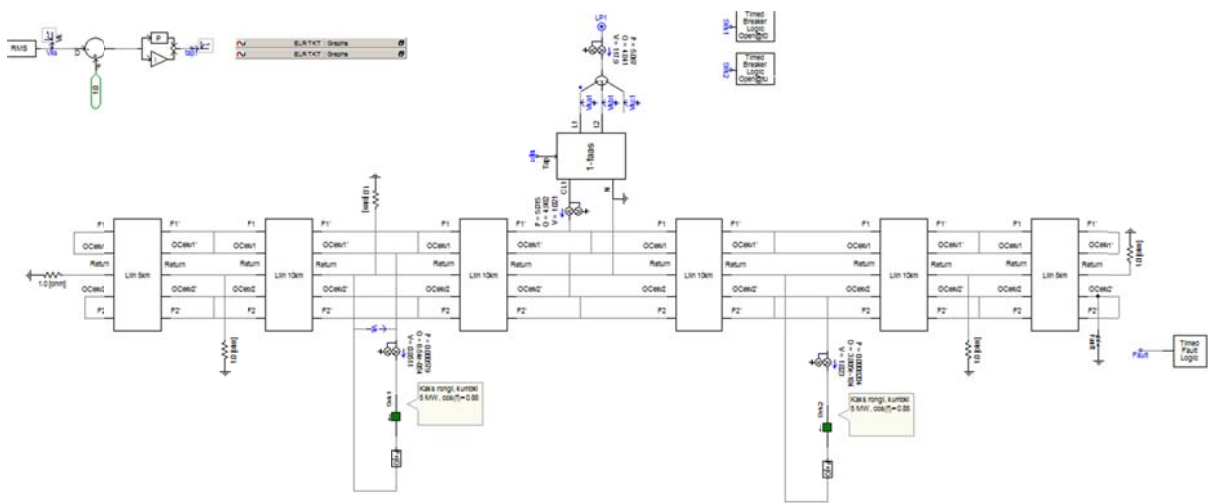
Lühise katsete eesmärgiks on vaadelda kontaktvõrgus aset leidva lühise mõju ülekandevõrgule. Vaadeldakse pinge muutuste teket elektriraudtee koormuse liitumispunktis ning selle mõju ulatust liitumispunktist kaugemale, ülekandevõrgu teistesse alajaamadesse. Lisaks ülekandevõrgu alajaamadele on oluline välja selgitada, kas võimalikud kontaktvõrgus aset leidvad lühised avaldavad mõju ka ülekandevõrgus paiknevatele generaatoritele.

Lühise modelleerimiseks on tarvis eespool mainitud mudelitesse lisada ühefaasilise lühise mudel (joonis 2.1) ning määrata selle asukoht, toimumise ajahetk ja lühise kestvus.

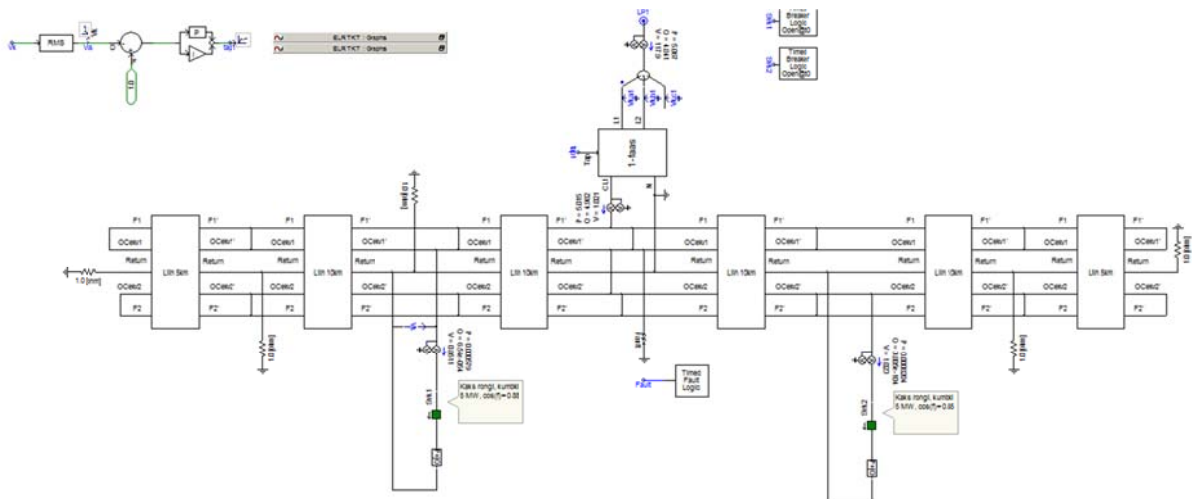


Joonis 2.1. Ühefaasilise lühise mudel *PSCAD*is.

Järgnevat esitatud peatükkides käsitletakse kahte lühise toimumise asukohta kontaktliinil vastavalt sellele kaugusele kontaktliini toitepunktist ehk veolajaamast. Vaadeldakse lühise asukohta kontaktliini lõpus, kus lühis asub 25 km kaugusel veolajaamast (joonis 2.2) ning kontaktliini alguses, veolajaama vahetus läheduses ehk viimase lattelidel (joonis 2.3). Esimesel juhul asub lühisekoht raudteevõrgu ja ülekandevõrgu ühenduskohast kaugemas võimalikus punktis. Kontaktvõrgu lõpus toimuva lühise poolt põhjustatud mõjud sumbuvad juba kontaktvõrgus, mistõttu eeldatakse võrdlemisi väikest mõjude avaldumist ülekandevõrgule. Veolajaam on aga ülekandevõrgule lähim punkt ning veolajaama vahetus läheduses toimuva lühise mõjud kanduvad ülekandevõrgu, mistõttu on tegemist ülekandevõrgule keerulisema olukorraga ning eeldatavalt on mõjud suurimad.



Joonis 2.2. Ühefaasiline lühis kontaktliini lõpus.



Joonis 2.3. Ühefaasiline lühis veolajaama vahetus läheduses.

Kõigis järgnevatel simulatsioonidel lülitatakse elektriraudtee koormus võrku simulatsiooni 20. sekundil. Lühise toimumise ajahetkeks on määratud 22. sekund ning lühise kestvuseks 1 sekund. Seega taastub võrgu normaalolukord koos elektriraudtee koormusega simulatsiooni 23. sekundil. Lisaks vaadeldakse täiendavat lühiseolukorda, kus kontaktvõrgus leiab aset kaks järjestikust lühist.

Antud aruande peatükid 2.1 kuni 2.4 käsitlevad elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamist läbi jõutrafo, kus peatükis 2.1 analüüsitakse ülekandevõrgu põhjaosa Iru alajaama liitumispunkti. Peatükkides 2.2 kuni 2.4 vaadeldakse ülekandevõrgu lõunaosa liitumispunkti Rapla, Sindi ja Kilingi-Nõmme alajaamades. Aruande peatükk 2.5 keskendub elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamisele läbi *Scott*-trafo ning selle talitlemisele kontaktvõrgu lühise korral, kus saadud tulemusi võrreldakse jõutrafoga Iru, Rapla ja Sindi liitumispunkti alajaamades.

2.1 Liitumispunkt Iru alajaamas

Järgnevas peatükis tuleb vaatluse alla elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamine Iru alajaamas. Iru alajaam on üheks potentsiaalseks Rail Balticu liitumispunktiks Harjumaa piirkonnas ning selle eraldi välja toomine on oluline, kuna viimase lattidele on ühendatud generaatorid. Seega asub kontaktvõrgus toimuv lühis Iru alajaama liitumispunkti korral generaatoritele elektriliselt kõige lähemal ning avalduv mõju viimaste talitlusele on kõige tugevam.

Antud peatükis käsitleme elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamist läbi jõutrafo. Simulatsioonitulemuste analüüsimisel on erilist tähelepanu pööratud Iru alajaamaga otsese ühenduses olevatele Järve, Ida, Lasnamäe, Kallavere ja Järveküla alajaamadele. Kontaktvõrgu lühisest tulenevate mõjude ülekandevõrgus edasi levimise hindamiseks vaadeldakse pingete kõveraid ka teistes ülekandevõrgu põhjaossa kuuluvates alajaamades. Eeldatavasti avaldavad kontaktvõrgus toimuvad lühised suurimat mõju liitumispunkti alajaamale, kuna viimane asub lühise kohale kõige lähemal. Lisaks pööratakse tähelepanu ka võimalikele mõjudele generaatorite talitlusel.

2.1.1 Lühis kontaktvõrgu lõpus

Esmalt tuleb vaatluse alla olukord, kus lühis kestvusega 1 sekund leiab aset kontaktliini lõpus ehk veoalajaamast 25 km kaugusel. Analüüsimise lühisest tulenevate mõjude edasikandumist ülekandevõrgu alajaamadele. Ühtlasi pööratakse tähelepanu ka generaatorite talitlusele lühise

3. Vedurite regeneratiivsest pidurdamisest tingitud mõjud

3.1 Üldist

Jõuelektroonika areng on endaga vedurites kaasa toonud lisaks tavapärasele mehaanilisele pidurdamisele ka elektrilise pidurdamise ajamiga. Ajamiga pidurdamisel ehk regeneratiivsel pidurdamisel kasutatakse mootori pöörlemistakistust ratastega pidurdamiseks. Antud pidurdusrežiimil töötab veduri mootor aga generaatorina, kus pöördejõu allikaks on rongi inertsjõud.

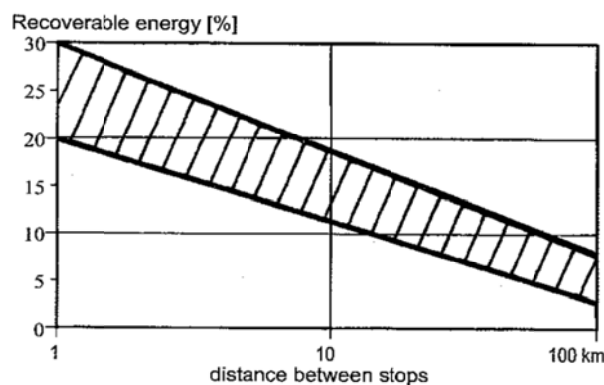
Regeneratiivse pidurdamise peamiseks eeliseks tavapärase pidurdamise ees loetakse veoenergia säästu. Mitmete uurimistööde põhjal [1], [2], [3], [4], [5] on regeneratiivsest pidurdusest saadav energiasääst kuni 30%. Lisaks energiasäästule väheneb regeneratiivse pidurdamise rakendamisel pidurite mehaaniline kulumine, mis võimaldab hoolduskuludelt kokku hoida [6].

Vastavalt rongide tehnilisele lahendustele on võimalik regeneratiivset pidurdusenergiat süsteemi tagastada, kus seda saab rakendada otstarbekamatel eesmärkidel kui lihtsalt eralduva soojusenergiانا. Enam levinud on pidurdusenergia rakendamine rongisiseseks tarbimiseks, kus pidurdusel vabanev energia leiab kasutust rongi abitoiteahelates. Võimalik on ka vabaneva energia edastamine raudteesüsteemi toitevõrku. Viimasel juhul on otstarbekaim ja efektiivseim regeneereeritud energia rakendamine teiste, liini samas toitesektsioonis liikuvate vedurite toiteks. Antud lahendust kasutatakse laialdaselt trammiliinidel, kus liikumisgraafikud on tihedad ning peatuste vahelised teekonnad lühikesed [7]. Soodsate asjaolude korral annab rahuldavaid tulemusi ka regeneratiivse pidurdusenergia rakendamine kõrgepingevõrgust toidetavatel kiirraudtee magistraalliinidel. Seda mitme rongi üheaegsel samas kontaktliini toitesektsioonis paiknemisel ja raudteeliinidel, mis kulgevad mägisel maastikul. Viimasel juhul on oluline, et rongide liikumisgraafikud oleks kohandatud selliselt, et samaaegselt liigub üks rong ülesmäge ja teine allamäge [7]. Antud tingimusi ei ole kõikjal kerge saavutada. Juhul kui pidurdava rongi läheduses ei asu sel hetkel teisi ronge on võimalik ka energia talletamine. Selleks kasutatakse raudteeliini äärde paigaldatud energiasalvestisi, kust vajadusel saab energiat hiljem ära kasutada rongide kiirendamiseks. Liiniäärsete salvestite rakendamine on maailmas hetkel veel arendusjärgus, kuid kogub üha enam populaarsust. Tänu oma väiksemale kaalule ja ruuminõudlikkusele, kui seda on tavapärased rongidele paigaldatavad salvestusseadmed. Teisest küljest tuleb aga meeles pidada, et teeäärsete energiasalvestitega suurenevad

energia transportimisele kuluvad kaod [8]. Teeäärsete salvestistena leiavad kasutust näiteks hoorattaid, akud ja ülikondensaatorid [8].

Lisaks eelpool mainitule on kasutust leidnud ka regeneratiivse energia ülejäägi ülekandevõrku edastamine, seda vastavalt elektrivõrgu võimekusele ja tugevusele. Antud lahendus leiab eelkõige kasutust just 25 kV AC toitesüsteemide korral, näiteks Ühendkuningriikides [7]. Kuigi teatud tingimuste juures on antud lahendus võimalik, ei ole süsteemioperaatorid seda aldid rakendama. Väidetavalt majanduslikel põhjustel ning võrgu töökindluse ja hooldustingimuste tõttu [9].

Regeneeritava pidurdussüsteemi rakendamise otstarbekuse analüüsimiseks tuleb vaadelda mitmeid asjaolusid. Nii pidurdamise kui ka kiirendamise režiimis esinevad kaod, seega pidurdamisel vabanev energia hulk on märgatavalt väiksem kui veduri kiirendamisele kulutatud energia [5]. Nagu juba eelnevalt mainitud on antud pidurdussüsteem efektiivne, kui jaamade (peatuste) vahemaad on võrdlemisi väikesed. Peatuste vahekauguste ja saadava energiasäästu suhet kajastab joonisel 3.1 toodud graafik. Graafik näitab kui palju rongil sõitmiseks kulutatud energiast on võimalik läbi pidurduse taastada. Antud jooniselt on näha, et taastatava energia hulk on lineaarses seoses rongi peatuste vahelise vahemaaga. Pikkade vahemaade korral, kus rongi energiakulu on suuresti sõltuv veerevast takistusest, omab regeneratiivne pidurdamine energiasäästule vähest efekti [1]. Pikkade vahemaade juures võivad erandiks osutada olukorrad, kus toitesektsiooni piires esineb raudteeliinil maastikust tulenevalt kõrguste suuri erinevusi. Sellisel juhul võib regeneratiivse töörežiimi rakendamine osutada otstarbekaks näiteks allamäge sõites, kus isegi jaamade vaheliste pikkade vahemaade korral on regeneeritava energia hulk arvestatava suurusega [5]. Rootsis läbi viidud analüüside tulemustena [5] võib regeneratiivse pidurdussüsteemi rakendamine hinnanguliselt vähendada küll aktiivenergia vajadust, kuid kokkuvõttes ei avalda mõju rongi kogu energiatarbimisele.



Joonis 3.1. Genereeritava energia suhe peatuste vahekaugusesse [1].

Lisaks eelpool mainitule on regenereeritava pidurdussüsteemi kasulikkus energiasäästu saamiseks piiratud ka veduri kiirusega. Uurimistöös [6] vaadeldakse pidurdusenergia ja veduri kiiruse vahelist sõltuvust. Saadud tulemused kinnitavad, et kiiruse vähenemisel väheneb ka pidurdamisel saadav energia hulk. Seega on rongi madala kiiruse korral regenereeritud pidurdusenergia limiteeritud.

Regeneratiivse pidurdusrežiimi juures on oluline märkida, et pidurdamisele kuluv teekond on tunduvat pikem võrreldes rongi mehaanilise pidurdamisega, kus rongi pidurdustekonna lühendamiseks kasutatakse hõõrdejõudu. Antud asjaolu tuleb silmas pidada kiiret pidurdust nõudvatel olukordadel, näiteks hädaabi pidurdamistel ning ühtlasi ka rongide graafikutes püsimisel. Juhul kui rongi graafikus püsimine on oluline ning teekonnal esineb mitmeid peatusi, kus võib esineda viivitusi, eelistatakse regeneratiivse pidurdamise asemel mehaanilist pidurdust.

Pidurdusenergia elektrivõrku suunamisel tuleb silmas pidada kontaktvõrgus kaasnevat pingetõusu. Seega sõltub energia edastamise võimalikkus ning selle hulk ka kontaktvõrgust ja viimase vastuvõtlikkusest. Pinge väärtuse tõus üle lubatud piirmäära võib ohustada elektrivõrgus paiknevaid seadmeid, mistõttu osutub tarvilikus alajaamadesse paigaldada pinget piiravad seadmeid. Liialt kõrge pinget piiramiseks rakendatakse veduritel lisatakistusi, mis vähendavad genereeritavat võimsust [1], [5]. Täismahus regeneratiivse pidurdamise rakendamine rongi maksimaalkiiruse juures on mittesoovitav, kuna see võib põhjustada suuri pingetõususi kontaktvõrgus. Küll aga on täismahus regeneratiivne pidurdamine sobiv veduri püsikiirusel [5].

Regenereeritu energia toitevõrku suunamisel tuleb tähelepanu pöörata mitmetele asjaoludele. Seoses elektrienergia kvaliteediga on täheldatud mitmeid kahjusid, näiteks talitlushäired veduri seadmetes, induktiivsed häiringud sidekaablites, kõrgete harmoonikute resonantsist põhjustatud võimsuskaod, nõrkade elektriseadmete kahjustused aga ka kaitserleede talitlushäiringud ning pingetõusud [3]. Üheks olulisemaks asjaoluks on võrku kanduvate harmoonikute hulk pideva tõuke- ja pidurdusjõu vaheldumisel. Kõrged harmoonikud mõjutavad sidesüsteeme ja raudteevõrgu siseseid signaalsüsteeme [2].

Regeneratiivse pidurdamissüsteemi rakendamise kasulikkus sõltub nii pingetõusude variatsioonist rongil kui ka elektrisüsteemi tugevusest üleüldiselt. Regeneratiivse pidurdusprotsessi hindamiseks ja modelleerimiseks osutuvad vajalikuks keerukad mudelid, mis hõlmavad elektrilisi ja mehaanilisi komponente, võttes arvesse rongi mehaanilist iseloomu ja mehaanilis-elektrilisi muutusi rongi mootori lülitumisel generaator-režiimile [6].

Järgnevalt analüüsitakse antud peatükis elektriraudtee vedurite regeneratiivsest pidurdamisest tingitud võimalikke mõjusid ülekandevõrgule. Mõjude uurimiseks kasutatakse dünaamilisi ülekandevõrgu mudeleid. Vedurite regeneratiivse pidurduse mõjude uurimiseks on koostatud vastavad PSCADi mudelid: ER_EN_North_JT_Regen, ER_EN_South_JT_Regen, ER_EN_North_Scott_Regen, ER_EN_North_Scott_Regen. Analüüsi käigus vaadeldakse mõjusid nii põhja- kui ka lõunaosa ülekandevõrgule. Ülekandevõrgu põhjaosas on elektriraudtee koormuse liitumispunktiks valitud Iru alajaama, mis on Rail Baltica trassil üheks potentsiaalseks alajaamaks. Ühtlasi on antud alajaama lattidele ühendatud generaatorid, mistõttu viimastele avalduv mõju on sel juhul kõige selgemini märgatav. Ülekandevõrgu lõunaosas on vedurite regeneratiivse pidurduse mõju uurimisel elektriraudtee koormuse liitumispunktiks valitud Rapla alajaam. Rapla alajaam jääb Rail Balticu trassi keskossa ehk Raplamaa piirkonda ning on antud piirkonnas sobivaimaks liitumispunkti alajaamaks. Alajaam on ühtlasi nii elektriliste näitajate kui ka peatükis 2 tehtud analüüside põhjal elektriraudtee koormusest enam mõjutatav, kui seda on näiteks ülekandevõrgu lõunaosa Sindi alajaam, mis on samuti potentsiaalseks Rail Balticu liitumispunkti alajaamaks. Antud peatükk käsitleb elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamist läbi jõutrafo. Kontaktvõrgus toimuvate muutuste korral on jõutrafo rakendamisel ülekandevõrgule avalduvad mõjud suuremad kui seda Scott-trafo korral. Antud asjaolu tuleneb kahe trafoühenduse erinevusest, kus Scott-trafoühendusel on elektriraudtee koormus jaotatud ülekandevõrgu kõigi kolme faasi vahel. Samas kui jõutrafo rakendamisel on elektriraudtee koormus ühendatud ülekandevõrgu kahe faasi vahele.

Elektrirongi veduritele koostatud mudelid võimaldavad regeneratiivset pidurdust modelleerida kahes režiimis, milleks on *Con S* ja *Con V*. Esimesel juhul on vedur lülitatud konstantse näivvõimsuse režiimi ja teisel juhul konstantse pingerežiimi (p.1.4.1). Vastavat ümberlülitust on võimalik teha mudelites sisalduva juhtimispaneeli abil (joonis 3.2).



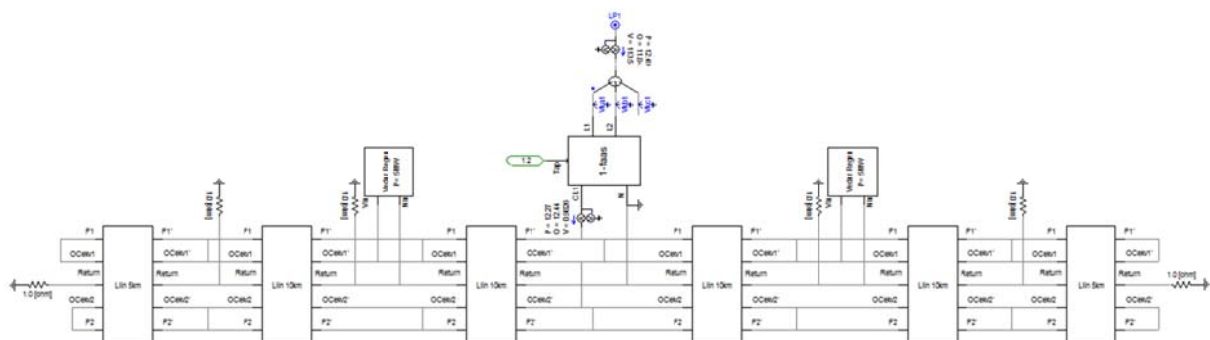
Joonis 3.2. Juhtimispaneel veduri regeneratiivse pidurdusrežiimi määramiseks PSCADis.

Antud peatükis tulevad analüüsimisel konstantse näivvõimsuse režiimis teostatud simulatsioonid. Viimane omab süsteemi pingele suuremat mõju tulenevalt antud režiimis kaasnevate suuremate muutustega veduri reaktiivvõimsuses. Vastupidiselt *Con V* režiimile, kus kontakt-

võrgu pinge hoitakse konstantsena ja süsteemile avalduvad mõjud on põhjustatud ainult veduri aktiivvõimsusest.

Antud peatükis on eesmärgiks analüüsida elektriraudtee veduri regeneratiivsest pidurdamisest tingitud ülekandevõrgus avalduvaid pinge muutusi liitumispunkti alajaamades ning hinnata mõjude ulatust liitumispunktist kaugemale, teistesse ülekandevõrgu alajaamadesse. Lisaks alajaamade võimalikele latipingete muutustele on olulisel kohal hinnata regeneratiivse pidurdamise mõjusid ka võrgus paiknevatele generaatoritele.

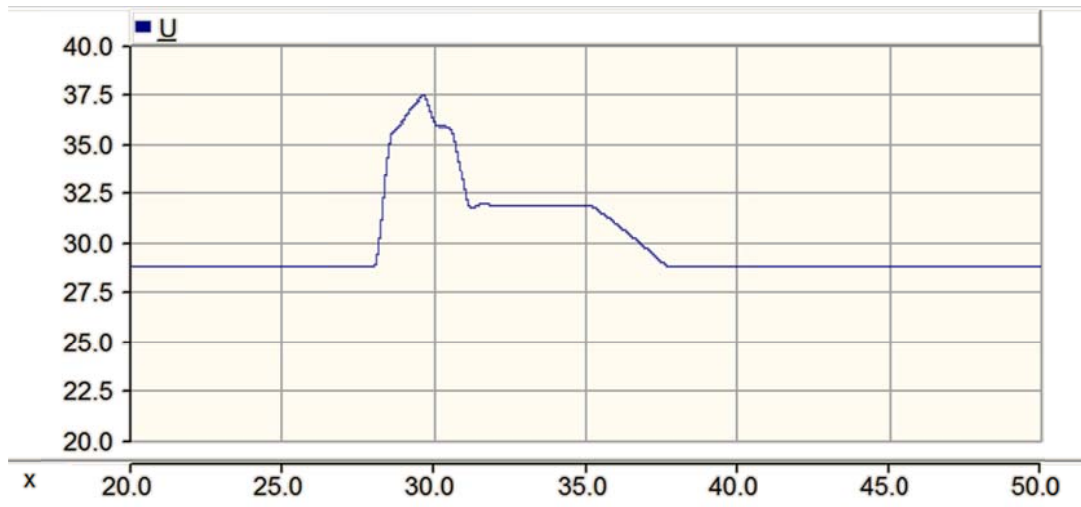
Regeneratiivse pidurduse modelleerimisel on vaatluse alla võetud ülekandevõrgu seisukohast kõige keerulisem olukord, kus oodatav mõju suurim ja selgemini märgatav. Regeneratiivsel pidurdusel vabanev ning kontaktvõrku suunatud energia tarbitakse enamasti teiste samaaegselt antud toitesektsioonis paiknevate rongide poolt. Juhul kui vabanev energia hulk on piisavalt väike ning see kulub täielikult teiste kontaktvõrgus paiknevate koormuste toiteks, siis ülekandevõrgule regeneratiivsest pidurdamisest mõjusid oodata ei ole. Olukorras, kus pidurdamisel vabanev energia hulk on suurem kui tarbimine, tõuseb kontaktvõrgu pinge sedavõrd, et on oodata mõjude kandumist ka ülekandevõrku. Sellest tulenevalt on antud uurimistöös vedurite regeneratiivset pidurdust modelleeritud olukorras, kus kontaktvõrgu koormus on väiksem ja regeneeriv pidurdusenergia suurim. Jooniselt 3.3 on näha, et kontaktvõrku on ühendatud kaks regeneerivat vedurit, kumbki võimsusega 5 MW, ning kogu ülejäänud rongi koormus on jäetud arvestamata. Antud situatsioonis on pidurdusel vabanev energia suurim ning puuduvad tarbijad.



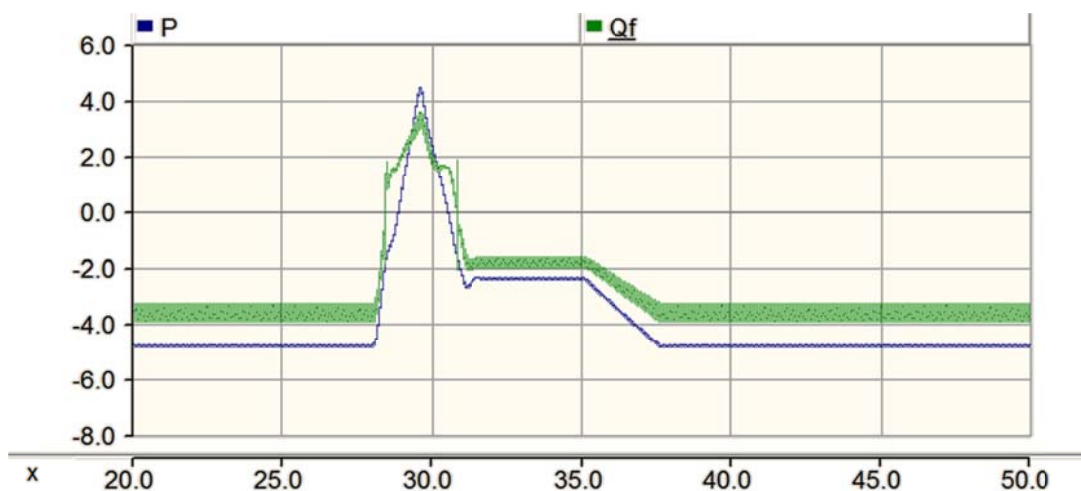
Joonis 3.3. Regeneeriva pidurdusega vedurite modelleerimine PSCAD mudelis.

Vedurite regeneeriv pidurdamine on simulatsiooniperioodil seadistatud 28. sekundile, kust algab veduri järsk pidurdus maksimaalse väärtuseni 1,5 sekundi vältel. Alates simulatsiooni 29,5. sekundist leiab aset pidurdusenergia vähendamine kuni 31. sekundini, kus edasi saavutab vedur stabiilse väärtusega pidurdamise. Veduri regeneeriv pidurdamine lakkab simulat-

siooniperioodi 37,5. sekundil. Veduri pidurdusperioodi kirjeldavad joonistel 3.4 ja 3.5 toodud veduri pinge ja võimsuste graafikud.



Joonis 3.4. Veduri pinge regeneratiivsel pidurdamisel.



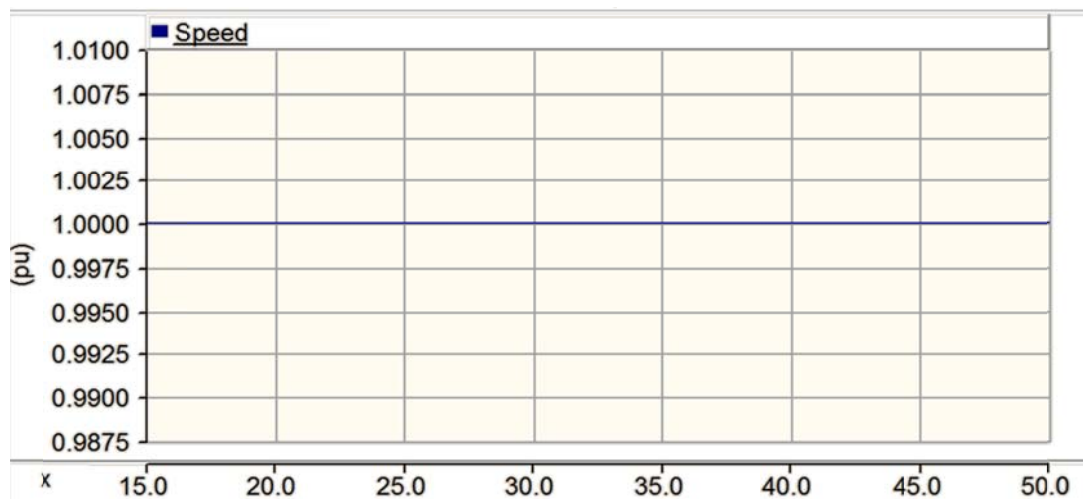
Joonis 3.5. Veduri võimsused regeneratiivsel pidurdamisel.

Järgnevates peatükkides analüüsitakse kirjeldatud saadud simulatsioonitulemusi elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamisel Iru ja Rapla alajaamas.

3.2 Liitumispunkt Iru alajaamas

Antud peatükis tuleb vaatluse alla elektriraudtee veduri regeneratiivsest pidurdusest tingitud mõjude kandumine ülekandevõrku, kui elektriraudtee koormuse liitumispunktiks on valitud ülekandevõrgu põhjaosa Iru alajaam. Veduri pidurdusest tulenevate mõjude hindamiseks vaadeldakse ülekandevõrgu alajaamade latipingeid ning pööratakse tähelepanu Iru alajaama ühendatud generaatorite talitlusele.

alajaamast kandub pinge tõus edasi ka Kehtna, Järvakandi, Kohila ja ka Valgu alajaamadesse, kus maksimaalne pinge tõus on suurem kui 1 kV. Teistes ülekandevõrgu alajaamades jääb selle väärtus alla 1 kV. Vedurite regeneratiivse pidurdusega kaasnev pingetõus ei ole aga sedavõrd suur, et põhjustaks märgatavaid muutusi alajaamade faasipingetes. Samuti ei kaasne regeneratiivse pidurdusega muutusi Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatori väljundparameetrites.



Joonis 3.15. Generaatori kiirus vedurite regeneratiivsel pidurdamisel, liitumispunkt Rapla alajaamas, jõutrafo.

3.4 Kokkuvõte

Antud peatükk käsitleb elektriraudtee vedurite regeneratiivset pidurdust ning sellega kaasnevaid mõjusid ülekandevõrgule. Ajamiga pidurdamisel ehk regeneratiivsel pidurdamisel kasutatakse mootori pöörlemistakistust ratastega pidurdamiseks. Antud pidurdusrežiimil töötab veduri mootor aga generaatorina, kus pöördejõu allikaks on rongi inertsjõud. Vastavalt rongide tehnilisele lahendustele on võimalik regeneratiivset pidurdusenergiat süsteemi tagastada. Enam levinud on pidurdusenergia rakendamine rongisiseseks tarbimiseks, kuid võimalik on ka vabaneva energia edastamine raudteesüsteemi toitevõrku. Viimasel juhul on otstarbekaim ja efektiivseim regeneereeritud energia rakendamine teiste, liini samas toitesektsioonis liikuvate vedurite toiteks. Pidurdusenergia elektrivõrku suunamisel tuleb silmas pidada kontaktvõrgus kaasnevat pinge väärtuse tõusu ning selle kandumist ülekandevõrku.

Antud peatükis on vaadeldud ülekandevõrgu seisukohast keerulisemat olukord, kus kontaktvõrgu koormus on väikseim ja regeneereeriv pidurdusenergia suurim. Elektriraudtee koormuse liitumispunktidenä on ülekandevõrgu põhjaosas analüüsitud Iru alajaama ning lõunaosas Rapla alajaama.

Peatükis 3.2 analüüsitud Iru alajaam on elektriliselt võrdlemisi tugev, kus minimaalseks lühisvõimsuseks on 2280 MVA, sellest tulenevalt on ka alajaamale avalduvad mõjud võrdlemisi väikesed, kus maksimaalseks pingetõusu väärtuseks kogu vedurite pidurdusperioodil on 0,47 kV. Antud pinge väärtuse tõus ei too kaasa muutusi alajaamade faasipingetes. Vastavalt ülekandevõrgu alajaamade elektrilisele tugevusele ja nendevaheliste ühenduste pikkusele sumbub regeneratiivsest pidurdusest tingitud pingetõus ning ei põhjusta märkimisväärseid muutusi ülekandevõrgu alajaamade pinge väärtustes. Samuti ei ilmne märgatavaid muutusi Iru alajaama ühendatud generaatorite talitluses.

Peatükis 3.3 analüüsitud Rapla alajaama minimaalne lühisvõimsus on 940 MVA, mistõttu on antud alajaam kontaktvõrgu muutustele tundlikum. Vedurite regeneratiivsel pidurdamisel tõusis pinge Rapla alajaama liitumispunktis maksimaalselt 1,69 kV võrra, mis on palju enam kui seda oli Iru alajaama korra. Tuntav pingetõus kandub liitumispunktis edasi ka teistesse ülekandevõrgu alajaamadesse, kus nii Kehtna, Järvakandi, Kohila ja ka Valgu alajamades tõusis faasidevahelise pinge väärtus üle 1 kV. Kõigis teistes antud piirkonna ülekandevõrgu alajaamades oli regeneratiivsest pidurdusest tingitud maksimaalne pingetõus alla 1 kV. Hoolimata tuntavast pingetõusust Rapla alajaamas ei too regeneratiivne pidurdamine endaga kaasa märgatavaid muutusi alajaamade faasipingetes. Samuti ei põhjusta vedurite regeneratiivne pidurdus ülekandevõrgus Pärnumaa piirkonna Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatori väljundparameetrites muutusi.

Tulenevalt asjaolust, et analüüsitud simulatsioonid teostati situatsioonis, kus kontaktvõrgus pidurdab korraga kaks vedurit ning puudub kogu ülejäänud tavaolukorras pidurdusenergiat tarviv rongi koormus, on ilmnenuvad mõjud minimaalsed. Ülekandevõrgu põhjaosas, kus on tegemist võrdlemisi tugeva elektrivõrguga, pole regeneratiivsest pidurdusest tulenevad mõjud märgatavad. Mõnevõrra nõrgemas ülekandevõrgu põhjaosas ilmneb Raplamaa piirkonna Rapla alajaama liitumispunkti korral väikesed kõikumised alajaama pingetes. Ülekandevõrgus paiknevatele generaatoritele vedurite regeneratiivne pidurdamine mõju ei avalda.

3.5 Kirjandus

- [1] K. H. Tseng, Y. F. Shiao. The Analysis of Regenerative Breaking Power for Taipei Rapid Transit System Electrical Multiple Units. International Conference on Machine Learning and Cybernetics, 15-17.07.2012, Xian, China, pp. 1947-1951.
- [2] S. S. Joshi, O. Pande, A. Kumar. Regenerative Braking in Metro Rolling Stock. Delhi Metro Rail Corporation, pp. 1-6.

- [3] S. Lee, B. Lee, J. Lee, C. Park, J. Jung, S. Jung. A Study on Regenerative Braking Energy on Electric Multiple Unit Train. 10th International Conference on Ubiquitous Robots and Ambient Intelligence (URAI), 31.10-02.11.2013, Jeju, Korea, pp. 708-710.
- [4] S. Goh, M. Griffith, K. Larbi. Energy Saving By Using Regenerative Braking As Normal Train Operation. IET Conference on Railway Traction Systems (RTS 2010), 13-15.04.2010, Birmingham, UK, pp. 1-4.
- [5] S. Östlund. Electric Railway Traction. Stockholm: KTH Royal Institute of Technology, 2012.
- [6] M. Tulbure, R. Both. Models for the AC Locomotives Regenerative Braking, IEEE International Conference on Automation Quality and Testing Robotics (AQTR), 24-27.05.2012, Cluj-Napoca, Romania, pp 525-530.
- [7] S. Frey. Railway Electrification System & Engineering. White Word Publication, 2012, 145 pp.
- [8] Metrolinx, Electrification System Technology Assessment. Appendix 6. Toronto, 2010, pp. 1-46.
- [9] C. J. Goodman. Overview of Electric Railway Systems and The Calculation of Train Performance, IET Professional development Course on Electric Traction System, pp. 1-24, 2010.

4. Pingeassümmeetria mõju ülekandevõrgule ja generaatorite talitlusele

Käesolev peatükk täiendab uurimistöö eelnevas etapis teostatud pingesümmeetria analüüsi käigus saadud tulemusi ning hindab elektriraudtee koormusest tingitud pingesümmeetria taset vastavalt täpsustatud ülekandevõrgu mudelitele. Lisaks käsitletakse alljärgnevalt elektriraudtee koormusest tingitud pingesümmeetria mõju sünkroongeneraatoritele. Peatükis 4.1 tuleb selgitamisele generaatoritele avalduv pingesümmeetria mõju teoreetiline taust ning rakendatavad piirmäärad. Peatükid 4.2 ja 4.3 keskenduvad täpsemalt pingesümmeetria analüüsimisele vastavalt ülekandevõrgu uuendatud mudelitele jagades viimase kaheks, põhja- ja lõunaosaks. Antud peatükkides vaadeldakse pingesümmeetria levikut ülekandevõrgu sõlm-punktides ja selle vastavust kehtestatud piirmääradele. Lisaks on eraldi välja toodud elektriraudtee koormuse liitumisega kaasneva pingesümmeetria mõjud ülekandevõrku ühendatud generaatoritele – vastavalt peatükis 4.2 ülekandevõrgu põhjaosas Iru alajaama ühendatud generaatoritele ning peatükis 4.3 ülekandevõrgu lõunaosas Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatorile.

4.1 Üldist

Antud uurimistöö eelmises etapis antud teoreetilise ülevaate põhjal [1] on selge, et elektrisüsteemi tavatarbijate korral ei eksisteeri ülekandevõrgus märkimisväärset pingesümmeetria allikat. Peamisteks pingesümmeetria allikateks on lühiajalised asümmeetrilised lühised ning üksikud transponeerimata ülekandeliinid, mis aga ei põhjusta märkimisväärset pingesümmeetria. Valdav osa seni tehtud uurimistöödest ja standarditest lähtub pingesümmeetria mõjude analüüsimisel ning piirmäärade määramisel asümmeetrilistest lühistest [2], [3]. Antud uurimistöö eelneva etapi tulemused näitasid, et elektriraudtee koormuse liitumisel Eesti 110 kV ülekandevõrguga tekib viimases märgatav (1...4%) pingesümmeetria, mis varieerub oma tasemelt vastavalt liitumispunkti elektrilisele tugevusele [1]. Selline pingesümmeetria on oma olemuselt püsiv. Generaatorid on pöörlevad seadmed, mis ei ole projekteeritud püsivaks talitluseks pingesümmeetria piirmäärade lähedastes tingimustes (talitlemine enam kui 120 sekundit) [2], mistõttu osutub vajalikuks pingesümmeetria mõjude analüüs sünkroongeneraatoritele. Selleks, et mõista pingesümmeetria mõju generaatorile on tarvis teada nii pingekui ka voolu vastujärgnevuskomponentide mõju generaatoris. Üldise ülevaate antud temaatikast annab [2], kus selgitatakse detailselt vastujärgnevuskomponentide mõju ning käitumist generaatoris.

Ülekandevõrgus on pingesümmeetria ning sellest tingitud mõjude analüüs olulisel kohal, kuna toitepingest sõltub nii ülekandeliinide kui ka tarbijate käitumine. Pöörlevate masinate, sünkroon- ja asünkroongeneraatorite/mootorite puhul on seejuures oluline vaadelda pingesümmeetriaga tugevas seoses oleva koormusvoolu vastujärgnevuskomponendi efektiivväärtust, mis omab masinasisestes protsessides suuremat mõju kui toitepinge sümmeetria [2]. Generaatorisse sisenev voolu vastujärgnevuskomponent indutseerib pärijärgnevus magnetvoo komponendile vastupidises suunas pöörleva magnetvoo, mis pidurdab seega generaatori rootorit [2]. Sellest tulenevalt põhjustavad pinge- ja vooluasümmeetria generaatoris järgnevaid mõjusid:

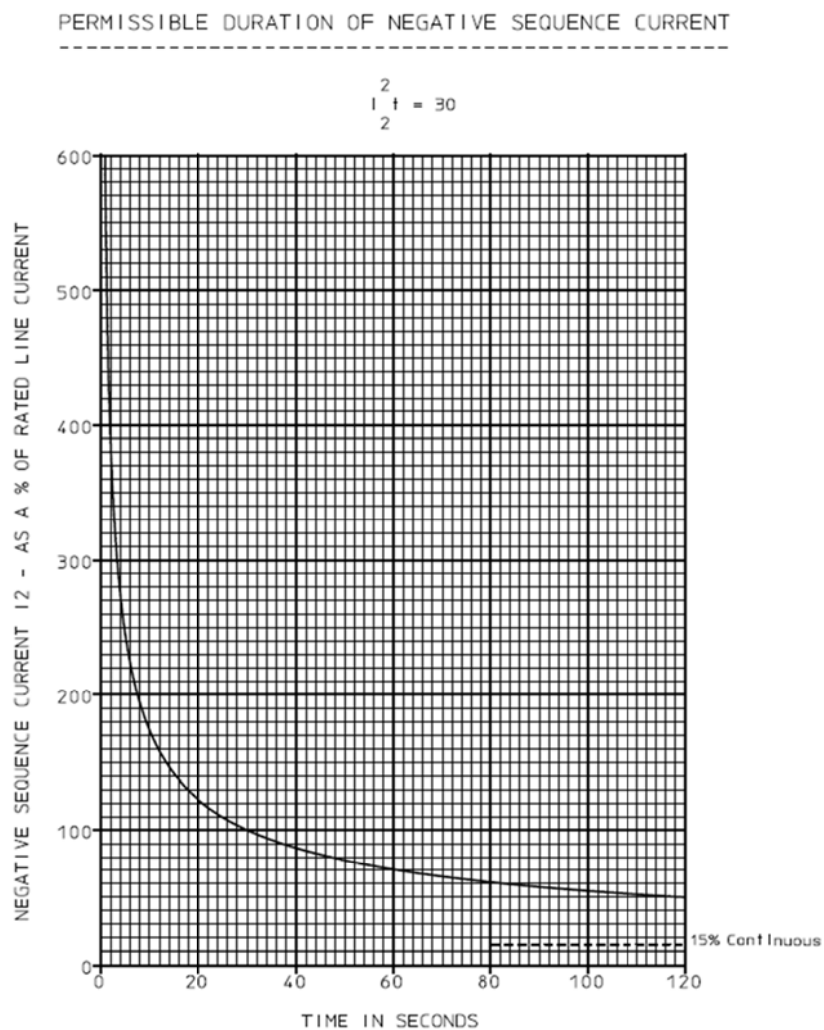
- generaatori rootori ülekuumenemist;
- generaatori võimsuskadude ja elektrienergia kütusekulu suurenemist;
- turbiini ja generaatori võlli vibratsiooni;
- turbiini ja generaatori võlli mehaanilisest võnkumisest tingitud väärtumist.

Standardites ning uurimistöodes kasutatakse valdavalt pingesümmeetria mõjude kirjeldamiseks generaatorisse sisenevat voolu vastujärgnevuskomponenti, kuna see on kergelt mõõdetav ning universaalne kõigi generaatorite ja mootorite korral [4], [5]. Tulenevalt asjaolust, et voolu vastujärgnevuskomponendi poolt indutseeritud magnetvoog töötab vastu pärijärgnevus magnetvoole, tekib rootori mähises normaalsest suurem vool, mis põhjustab omakorda rootori kuumenemist. Tulenevalt generaatori ehitusest on rootor aga kõige raskemini jahutatav osa generaatoris. Seega võib rootori ülekuumenemine endaga kaasa tuua kiiresti arenevaid kahjustusi generaatoris. Ülevaade rootori mähise kuumenemisest ning sellega kaasnevatest kahjustustest on toodud [3], [6]. Tuginedes [4] selgub, et voolu vastujärgnevuskomponendi piiramine osutub oluliseks. Vastavalt standarditele määratletakse voolu vastujärgnevuskomponendile piirmäärad, nii püsi- kui ka lühialitlusel. Vastavad suurused on esitatud tabelites 4.1 ja 4.2.

Tabel 4.1. Koormusvoolu vastujärgnevuskomponendi piirmäärad püsitalitlusel [11].

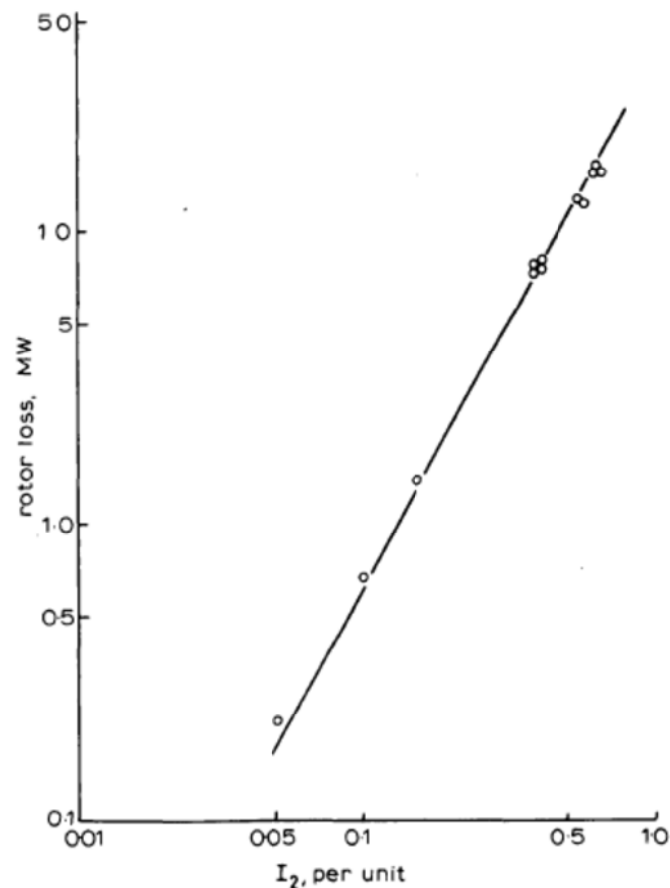
seada tundlikum on ta asümmeetrilisele talitlusele. Antud asjaolule viitavad ka [3] saadud tulemused. Lühistalitluse korral kasutatakse vastujärgnevuskomponendi piirmäära kirjeldamisel tegurit $I_2^2 t$, mis kirjeldab voolukomponendi I_2 poolt põhjustatud soojusena salvestuva energia hulka generaatori rootoris lühise kestvuse t jooksul.

Joonisel 4.1 toodud kõver iseloomustab vastujärgnevuskomponendi piirmäära teguri $I_2^2 t$ voolu ja lühise kestvuse sõltuvust maksimaalse rootoris salvestatava ohutu energia hulga juures.



Joonis 4.1. Generaatori voolu vastujärgnevuskomponendi piirmäära kõver [7].

Maksimaalselt lubatava energia hulga määramisel on arvestatud rootori konstantse soojusmahtuvusega ning maksimaalse lühise kestvusega 120 sekundit. Lisaks rootori kuumenemisele suurenevad generaatoris voolu vastujärgnevuskomponendi tõttu ka võimsuskaod. Viimased jagunevad kaheks, esiteks põhimagnetvoole vastu töötav magnetvoog, mis avaldub kui täiendav hõõrdejõud ning takistab generaatori pöörlemist ning teiseks rootoris indutseeritud voolud, mis põhjustavad täiendavat termilist kadu [6]. Joonisel 4.2 on toodud voolu vastujärgnevuskomponendi tõttu tekkiv võimsuskadu generaatori rootoris.



Joonis 4.2. Voolu vastujärgnevuskomponendi ja rootoris tekkiva võimsuskao suhe [6].

Jooniselt 4.2 on näha, et rootoris tekkivaid kaod on lineaarses suhtes voolu vastujärgnevuskomponendiga. Näidiskõver on toodud 500 MW võimsusega generaatori kohta andes piisava ettekujutuse rootoris tekkivatest kadudest. Tulenevalt lineaarsest seosest on graafiku põhjal võimalik teha teisendusi ja järeldusi ka väiksema võimsusega generaatoritele, hindamaks nende kaduda suurusjärku. Kadude täpsemaks määramiseks tuleks aga teostada arvutused vastavalt [6] toodud põhimõtetele. Generaatori kadude tõttu suureneb aga paratamatult elektrijaama bloki kütusekulu, vastavalt kadude suhtele generaatori väljundvõimsusesse, mistõttu ei järgi generaator asümmeetrilise talitluse korral nimi P-Q karakteristikut.

4.2 Ülekandevõrgu põhjaosa mudeli pingesümmeetria analüüs

Järgnevalt käsitletakse elektriraudtee talitlusest tingitud pingesümmeetriat liitumispunktis ning selle levikut ülekandevõrgu teistesse sõlmalaamadesse ja mõju ülekandevõrgu ühendatud generaatoritele. Antud uurimistöö eelmise etapi aruandes on toodud põhjalik pingesümmeetria leviku analüüs, millest lähtuvalt on hinnatud erinevate sõlmalaamade sobivust elektriraudtee liitumispunktideks. Käesolevas peatükis toodud tulemused täpsustavad ülekandevõrgu põhjaosa alajaamade eelnevas aruande saadud tulemusi vastavalt ülekandevõrgu mudelis tehtud täiendustele. Analüüside läbiviimiseks on ülekandevõrgu põhjaosas valitud kolm potentsiaalset liitumispunkti alajaama Iru, Aruküla ja Järve alajaam. Alajaamade valikul on lähtutud Iru alajaama ühendatud generaatoritest ning alajaamade ühendustest Iru alajaamaga. Generaatorite seisukohast on kõige keerulisemaks juhtumiks elektriraudtee liitumine Iru alajaamas, kus koormuse ja generaatorite vahel on väikseim takistus. Võttes arvesse Rail Balticu trassivariante ning uurimistöö eelmise etapi pingesümmeetria analüüsi, on täiendav analüüs teostatud põhjaosa alternatiivsetele Aruküla ja Järve liitumispunkti alajaamadele, kus vaadeldakse sarnaselt Iru alajaama liitumispunktile selle lattidele ühendatud generaatoritele avalduvat mõju.

Pingesümmeetria levikut ülekandevõrgus vaadeldi eelnevas etapis kolme erineva (jõu-, V-ühendusega- ja *Scott*-trafo) liitumistrafo korral. Lähtuvalt saadud tulemustest on uurimistöö käesolevas etapis pingesümmeetria leviku hindamisel vaatluse alla võetud kaks liitumistrafo ühendust, jõutrafo ja asümmeetriliselt koormatud *Scott*-trafo. Valiku tegemisel on lähtutud maksimaalsest pingesümmeetriast, mis eelnevalt saadud tulemuste põhjal ilmnes just mainitud trafoühenduste korra. *Scott*-trafoühendust on analüüsitud vaid asümmeetrilise elektriraudtee koormuse tingimustes, kuna sümmeetrilise koormuse puhul on ülekandevõrgus tekkiv pingesümmeetria minimaalne. Elektriraudtee koormuseks on läbiviidud simulatsioonides valitud 24 MVA (20 MW), mis vastab neljale koostatud veduri koormusele ning tagades ühtlasi võrreldavuse uurimistöö eelmises etapis saadud tulemustega. Pingesümmeetria mõjude uurimiseks on koostatud vastavad *PSCADi* mudelid: põhja piirkond jõutrafo ja *Scott*-trafo vastavalt ER_EN_North_JT ja ER_EN_North_Scott.

Tabelis 4.3 on toodud pingesümmeetria koondtulemused ülekandevõrgu põhjaosas elektriraudtee liitumisel Iru, Aruküla ja Järve alajaamas. Iga liitumisalajaama korral on läbiviidud eraldiseisvad simulatsioonid, kus vaadeldakse pingesümmeetria tekkimist ülekandevõrgu teistes sõlmalaamades ehk selle levikut liitumispunkti alajaamast kaugemale. Tulemused näitavad, et kõigi teostatud simulatsioonide puhul ei ületa pingesümmeetria ühele tarbijale

pingeasümmeetria analüüside tulemused näitasid selle mittesobivust. Tegemist on elektriliselt nõrga võrguosaga ning elektriraudtee lisandumisega kaasnevad märkimisväärsed probleemid. Üheks väljapakutavaks lahenduseks antud piirkonnas oleks ehitada Sindi alajaamast Rail Balticu trassiga paralleelselt kulgev uus 110 kV õhuliin, millelt toidetakse uut rajatavat elektriraudtee liitumispunkti. Antud lahenduse korral koondatakse elektriraudteest tingitud elektrikvaliteedi probleemid Sindi alajaama, kus need on võimalik korruga lahenda. Suurendades selleks Sindi 110 kV alajaama elektrilist tugevust või rakendada *FACTS* seadmeid kompensatsiooniks tekkivaid probleeme.

Raplamaa piirkonna ülekandevõrku võib samuti lugeda elektriliselt võrdlemisi nõrgaks, kus elektriraudtee koormuse Rapla alajaama liitumispunkti analüüsi tulemused näitasid kaasnemiseid elektritoite probleeme. Nende lahendamiseks oleks antud piirkonnas, kas Rapla või Kehtna alajaama elektrilise tugevuse tõstmine tasemele, kus elektriraudtee koormuse ühendamise vastavasse alajaama ei kaasneks pingesümmeetria piirmäärasid ületavaid väärtusi. Antud lahendus eeldab ülekandevõrgu täielikku rekonstrueerimist antud piirkonnas. Mõjusid on võimalik leevendada ka teise 110 kV õhuliini ehitamisega Sindi alajaamast paralleelselt elektriraudtee trassiga kuni optimaalse liitumispunkti asukohani. Antud lahenduse eeliseks on Sindi alajaama efektiivsuse tõstmine, läbi mille on võimalik vältida pingesümmeetria laialatuslikku levikut ülekandevõrgu lõunaosas. Selle elluviimiseks tuleks juba elektriraudtee planeerimisel ja projekteerimisel arvestada võimalike 110 kV õhuliini trassikorridoridega ning servituutidega.

4.4 Kokkuvõte

Uurimistöös käesolev peatükk kajastab antud etapis koostatud täiendatud *PSCAD* mudelitega läbiviidud pingesümmeetria analüüside tulemusi vastavalt ülekandevõrgu mudeli kaheks jagamisele, põhja- ja lõunaosale. Simulatsioonide põhjal toodud tulemused täpsustavad uurimistöös eelmises etapis tehtud tööd ning lisaks on täiendavalt analüüsitud pingesümmeetria mõjusid sünkroongeneraatorite talitlusele.

Peatükk 4.1 selgitab teoreetilisest küljest pingesümmeetria mõjus sünkroongeneraatoritele, põhjendades seeläbi generaatorite modelleerimise vajadust. Toodud on ülevaade generaatoris tekkivatest mõjudest viimase asümmeetrilise talitlusrežiimi korral. Lisaks on selgitatud IEEE standardites esitatud pingesümmeetria ning sellega kaasnevale voolu vastujärgnevuskomponentide kehtestatud piirmäärasid.

Peatükis 4.2 keskendutakse pingesümmeetria analüüside tulemustele ülekandevõrgu põhjaosas. Lühidalt kirjeldatakse pingesümmeetria analüüsil lähtunud parameetreid ja eeldusi ning tuuakse välja simulatsioonide põhjal saadud pingesümmeetria väärtused ülekandevõrgu põhjaosas, kus pingesümmeetria tekkimist ja selle levikut ülekandevõrgus vaadeldi elektriraudtee koormusel liitumisel Iru, Aruküla ja Järve alajaamades. Elektriraudtee koormuse ühendustrafodena on võrreldud jõu- ja *Scott*-trafo rakendamist. Analüüsi tulemustest selgus, et ülekandevõrgu põhjaosas ei tekita pingesümmeetria probleeme ning kehtestatud piirmäärasid ei ületata. Küll aga tuleks arvestada pingesümmeetria kumulatiivse olemusega, mis võib mõjutada teiste ülekandevõrgu häiringute ulatust ja mõju. Pingesümmeetria mõjude analüüsimisel pöörati tähelepanu ka ülekandevõrgu põhjaosas Iru alajaama lattidele ühendatud generaatorite talitlusele. Tulemustest selgus, ülekandevõrgu põhjaosas tekkiv pingesümmeetria on võrdlemisi väikene põhjustamaks generaatoritele seatud piirmäärade ületamist. Lisaks on antud peatükis toodud pingesümmeetria mõju nii genereeritavale aktiiv- ja reaktiivvõimsusele kui ka generaatori pöörlemiskiirusele.

Peatükk 4.3 keskendub pingesümmeetria mõjude analüüsimisel lõunaosa ülekandevõrgus. Pingesümmeetria analüüsimisel on lähtunud peatükis 4.2 esitatud põhimõtetest ning üldisest seadistusest. Elektriraudtee liitumispunkti alajaamadena on vaadeldud Rapla, Sindi, Kilingi-Nõmme ning lisaks ka Metsakombinaadi alajaama, kuna viimase lattidele on ühendatud generaator. Simulatsioonitulemused on välja toodud nii jõu- kui ka *Scott*-trafo rakendamisel, võrdlemaks kahe trafoühenduse mõju erinevusi. Simulatsioonitulemused näitasid, et ülekandevõrgu lõunaosas tekib iga potentsiaalse liitumispunktiga pingesümmeetria seisukohast probleeme, kuna igal juhtumil ületatakse 1% pingesümmeetria piirmäär. Lisaks omavad ülekandevõrgus täiendavat mõjus pingesümmeetria edasikandumisele nii täpsustatud jaotusvõrgu koormusmudel kui ka tühijooksul talitlevad kontaktvõrgu osad. Peatüki viimases osas on kirjeldatud võimalike lahendusi antud piirkonnas elektriraudtee koormuse ühendamiseks ülekandevõrku. Välja on pakutud ehitada täiendav 110 kV õhuliin, välistamaks pingesümmeetria levikust tingitud mõjusid ülekandevõrgus ning ühtlasi koondada elektriraudtee koormuse mõjud Sindi alajaama, mis võimaldaks kompenseerida või tõsta teiste mainitud tehniliste lahenduste efektiivsust.

4.5 Kirjandus

- [1] Elektertransport ja selle mõju elektrisüsteemi talitlusele, Projekti II etapi aruanne, TTÜ elektroenergeetika instituut, 2014, 266 lk.

- [2] J. Wang, R. Hamilton. A Review of Negative Sequence Current. 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, 29.03-01.04.2010, College Station, Texas, USA, 18 pp.
- [3] I. E. Pollard. Effects of Negative-Sequence Current on Turbine-Generator Rotors. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, part III, Vol. 72, issue: 2, 1953, 3 pp.
- [4] IEEE Standard C50.13/D1, IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above. IEEE, 2013, 61 pp.
- [5] IEEE Standard C37.102, IEEE Guide for AC Generator Protection. IEEE, 2006, 177 pp.
- [6] C. A. Williamson, B. E. Urquhart. Analysis of the Losses in a Turbine-Generator rotor caused by unbalanced loading. Proceedings of the Institution of Electrical Enrgineers, vol. 123, issue 12, 1976, pp. 1325-1332.
- [7] VKG Energia elektripaigaldise PSS/E ja PSCAD mudelid. TTÜ elektroenergeetika instituut, 2014, 76 lk..
- [8] J. Kilter, T. Sarnet, T. Kangro. Assessment of Transmission Network Voltage Unbalance in Connection of High-Speed Electrical Railway Connection, 9th International Conference Electric Power Quality and Supply Reliability, 11-13.06.2014, Rakvere Estonia, 6 pp.

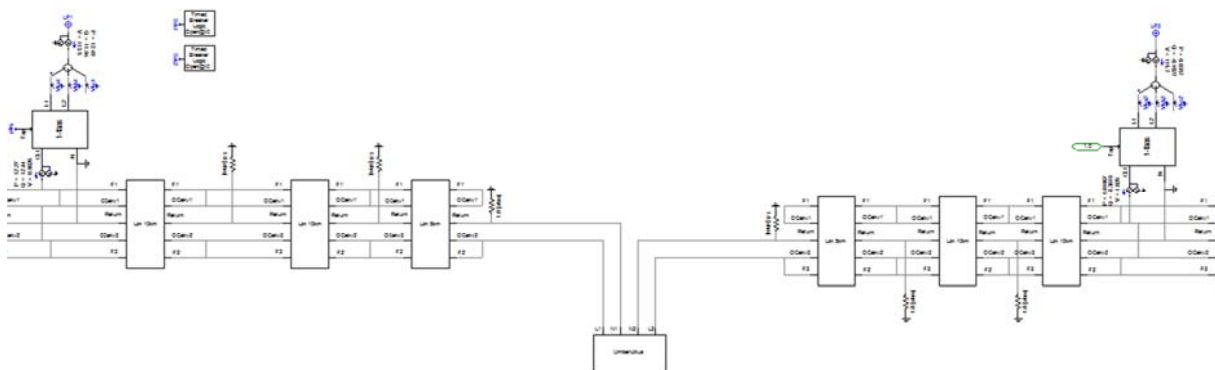
5. Koormuse ühelt liitumispunkti piirkonnalt teisele siirdumise mõju ülekandevõrgule

Aruande antud peatükis hinnatakse elektriraudtee koormuse ühelt liitumispunkti piirkonnalt teisele siirdumise mõjusid ülekandevõrgu alajaamadele ja generaatoritele. Koormuse siirdumisest tulenevate mõjude hindamiseks vaadeldakse liitumispunkti alajaamade ja nende lähedal asuvate alajaamade latipingeid. Hindmaks võimalikke mõjusid ülekandevõrku ühendatud generaatoritele, vaadeldakse generaatori pinget ning väljundvõimsusi.

Koormuse ümberlülitamise katse kahe liitumispunkti vahel teostatakse ülekandevõrgu lõunaosale, kasutades selleks *PSCAD*is koostatud mudeleid: lõuna osa jõutrafo ja *Scott*-trafo vastavalt *ER_EE_South_JT*, *ER_EE_South_Scott*. Elektriraudtee koormuse siirdumisega kaasnevate mõjude hindamiseks võetakse liitumispunktina vaatluse alla Rail Balticu trassi Rapla piirkonda kuuluv Rapla alajaam ning Pärnu piirkonda kuuluv Sindi alajaam. Antud valik tuleb asjaolust, et lõunaosa ülekandevõrk on märgatavalt nõrgem kui seda on põhjaosa ning Rapla ja Sindi alajaamade puhul on tegemist pikkade toiteringidega ülekandevõrgus, kus alajaamade vahelised vahemaad on võrdlemisi pikad ja neid ühendav elektrivõrk hõre. Sellest tulenevalt on valitud liitumispunktide puhul oodata simulatsioonides selgemini eristuvaid tulemusi, mis annavad eeldused järelduste tegemiseks.

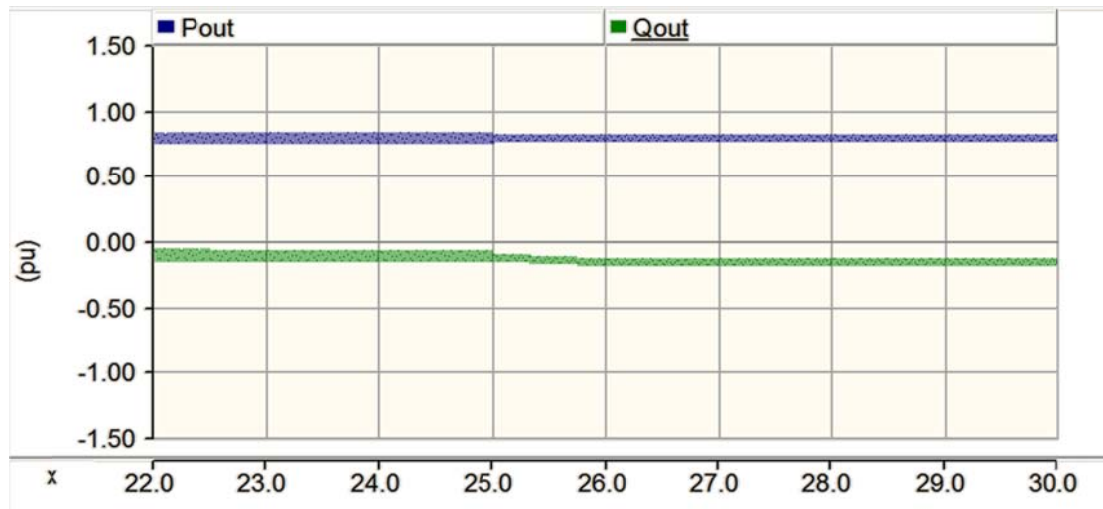
Hindamiseks võimalikke erinevusi lähtuvalt elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamise trafotüübist teostatakse katsed nii jõu- kui ka *Scott*-trafotüübiga.

Ümberlülituse tegemiseks kasutatakse mudelites *Swichover* moodulit, mis paikneb mudelites *Definitions* menüü all. Läbi antud mooduli ühendatakse kahe liitumispunkti piirkonnad, kus toimub kontaktliinil üleminek ühelt toitepunktilt teisele (joonis 5.1). Elektriraudtee koormuse ümberlülituse hetkeks on määratud simulatsiooniperioodi 25. sekund.

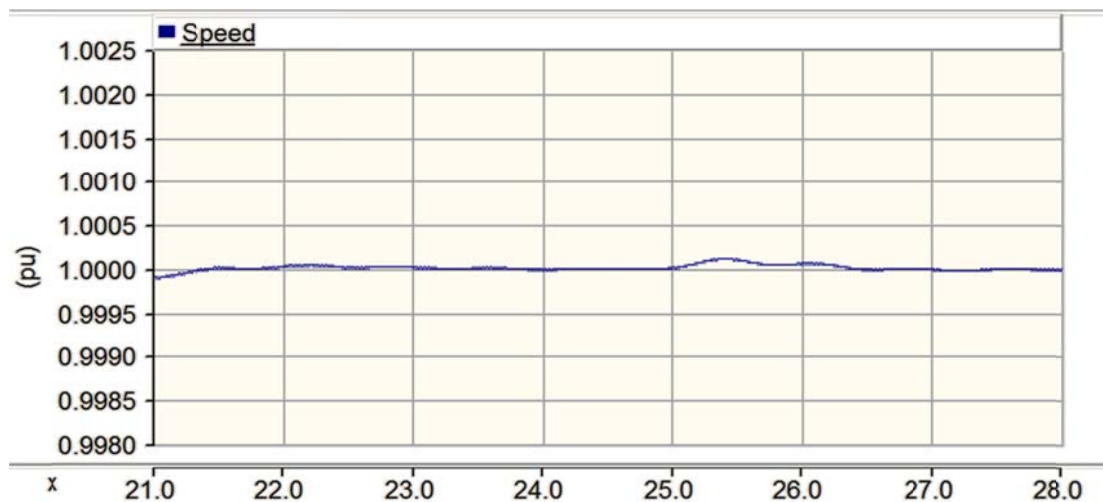


Joonis 5.1. Ümberlülituse teostamine *PSCAD* mudelis.

tumispunktis Sindi alajaamas. Samuti ei avalda ka Sindi – Rapla suunaline koormuse liikumine mõju Pärnu piirkonna Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatori talitlusele.



Joonis 5.15. Generaatori võimsused koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.



Joonis 5.16. Generaatori kiirus koormuse siirdumisel Sindist Rapla alajaama, jõutrafo.

5.3 Kokkuvõte

Elektriraudtee veokoormust toitev kontaktvõrk on kogu raudtee trassi pikkuses jagatud ülekandevõrgu toitealajaamade vahel toitepiirkondadeks. Rongi liikumisel trassil toimub ca iga 50 km tagant üleminek ühe alajaama toitepiirkonnast teise. Seda kohtades, kus kontaktvõrgus on loodud vastav vahemik ning teostatud veduri sujuv üleminek. Uurimistöö antud peatükis keskenduti elektriraudtee koormuse siirdumisega kahe liitumispunkti alajaama toitepiirkonna vahel ülekandevõrgule kaasnevate mõjude analüüsimisele.

Raudtee koormuse siirdumisest tulenevate mõjude hindamiseks vaadeldi koormuse ümberlülitust Rail Balticu trassi ja ülekandevõrgu lõunaossa kuuluvates potentsiaalsetes liitumispunktide Rapla ja Sindi alajaamades. Antud alajaamad osutusid valituteks, kuna lõunaosa ülekandevõrk on elektriliselt nõrgem. Rapla ja Sindi alajaamad kuuluvad ülekandevõrgu pikka toiteeringi, kus alajaamasid ühendav elektrivõrk on võrreldes põhjaosaga hõredam ning alajaamade vahelised kaugused on märgatavalt pikemad. Antud asjaolude põhjal saab eeldada, et Rapla ja Sindi alajaamade vahelise ülemineku olukord on kogu ülekandevõrgu ja Rail Balticu trassi osas kõige probleemsem ning ühtlasi on antud situatsioonis märgata simulatsioonides kõige selgemini eristuvaid tulemusi, andes eelduse järelduste tegemiseks ka ülejäänud trassile kuuluvate liitumispunktide alajaamade vahelise koormuse siirdumisel.

Ümberlülitusest tulenevate mõjude hindamiseks vaadeldi liitumispunkti alajaamade ja nende vahetus läheduses asuvate alajaamade latipingeid ning ühtlasi pöörati tähelepanu ka Pärnu piirkonna Metsakombinaadi alajaama lattidele ühendatud generaatori väljundparameetritele. Simulatsioone teostati elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamisel läbi jõutrafo ja ka Scott-trafo, et anda hinnang kahest trafoühendusest tulenevate mõjude erinevustele. Vaadeldi koormuse siirdumist nii Rapla alajaam toitepiirkonnast Sindi alajaama toitepiirkonda, kui ka vastupidisel suunal Sindi alajaamast Rapla alajaama.

Antud peatükis tehtud analüüsi põhjal selgub, et elektriraudtee koormuse siirdumine Rapla ja Sindi alajaamade vahel ei too endaga kaasa märgatavaid muutusi ülekandevõrgus. Koormuse lahkumisel alajaama toitepiirkonnast sai täheldada mõningast pinge väärtuse tõusu selle lattidel ning vastupidiselt, koormuse sisenemisel alajaama toitepiirkonda, pinge langemist. Antud muutused pinge väärtustes olid aga väikesed, kus kõige suurim pinge muutus leidis aset koormuse siirdumisel Rapla alajaama toitetelt Sindi alajaama toitele esimese lattidel, väärtusega 1,01 kV. Sarnasel liitumispunkti alajaamadega hajub teatav pinge kõikumine ka nendega elektriliselt lähedal asuvasse alajaamadesse. Rapla – Sindi ja Sindi – Rapla suunaliste tulemuste võrdlusel alajaamade faasidevahelistes pingetes võis täheldada, et koormuse siirdumisel kõigub enam pinget selles alajaamas, mille toitepiirkonnast veokoormus lahkuib, võrreldes alajaamaga, mille toitepiirkonda veokoormus siseneb.

Alajaamade faasipingete analüüsist selgus, et ainsana oli märgata koormuse siirdumisest avalduvaid mõjusid Rapla alajaamas. Veokoormuse lahkumisel antud alajaam toitepiirkonnast ilmnis vaevu märgatav faasipingete asümmeetria vähenemine. Vastupidisel koormuse sisenemisel antud alajaama toitepiirkonda ilmnis vaevu märgatav faasipingete suurenemine. Teiste alajaamade faasipingetes koormuse siirdumisest tulenevaid mõjusid märgata ei olnud.

Rapla alajaama puhul on tegemist elektriliselt mõnevõrra nõrgema alajaamaga kui seda on Sindi alajaam, kus minimaalsed lühisvõimsused alajaamades on vastavalt 940 MVA ja 1062 MVA. Sellest tulenevalt on Rapla alajaam koormuse siirdumisega kaasnevatele muutustele mõnevõrra tundlikum.

Olukorras, kus elektriraudtee koormus ühendatakse ülekandevõrku läbi *Scott*-trafo märkimisväärsed erinevusi jõutrafole ei ilmnenu. *Scott*-trafo rakendamisel oli koormuse siirdumisel märgata mõnevõrra väiksemat faasidevahelise pinge väärtuste muutust alajaamades, kui seda oli jõutrafo rakendamisel. Kahe trafoühenduse simulatsioonitulemuste erinevus oli aga jämedalt 0,1 kV lähedal, mistõttu võib seda lugeda arvutuslikuks veaks ning seega ei saa teha konkreetseid järeldusi ühe trafoühenduse eelistamiseks teisele antud koormuste ja ülekandevõrgu juures.

Analüüsi käigus vaadeldud Rail Balticu trassi Pärnu piirkonda kuuluva Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatorile koormuse siirdumine ühegi vaadeldud olukorra puhul mõju ei avaldanud.

Analüüsi käigus tehtud simulatsioonide põhjal ning eespool mainitule, kus Rail Balticu potentsiaalsetest liitumispunktides on Rapla ja Sindi alajaamade vaheline ühendus kõige tundlikum saab väita, et elektriraudtee koormuse siirdumine ühest liitumispunkti alajaama toitepiirkonnast teise ei avalda märgatavaid mõjusid antud uurimistöös vaadeldud ülekandevõrgule ja selles talitlevatele generaatoritele.

6. Elektriraudtee mõjud ülekandevõrgust toidetavatele teistele tarbijatele

Käesolevas peatükis käsitletakse eespool peatükkides 2 kuni 5 käsitletud elektriraudteesüsteemi talitlusrežiimidest tingitud häiringute ja elektrikvaliteedi näitajate languse mõjusid ülekandevõrguga ühendatud tarbijatele. Järgnevalt kirjeldatud analüüs ei kaasa ülekandevõrku ühendatud generaatoreid, kuna neile avalduvaid mõjusid on täpsemalt käsitletud eespool olevates peatükkides. Vastavalt ülekandevõrgule koostatud modelleerimismudelitele vaadeldakse elektriraudtee koormusest tingitud mõjude avaldumist teistele tarbijatele nii ülekandevõrgu põhja- kui ka lõunaosas.

Peatükis 6.1 analüüsitakse elektriraudtee pikendatud lühisetalitluse (1 sekund) mõju ülekandevõrgu tarbijatele. Analüüsi tulemustes antakse ülevaade elektriraudtee kontaktvõrgus toimivate lühiste mõjust ülekandevõrgu pingele ning kirjeldatakse mõjude edasikandumist teistele, ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele. Peatükis 6.2 vaadeldakse elektriraudtee veduri regeneratiivse pidurdamisega kaasnevaid mõjusid ja nende osakaalu ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Simulatsioonitulemuste põhjal hinnatakse regeneratiivse pidurdamise lubamist kontaktvõrgus. Peatükis 6.3 vaadeldakse elektriraudtee koormusest tingitud pingeasümmeetria levimist ülekandevõrgust toidetavatele elektripaigaldistesse ning analüüsitakse levinud pingeasümmeetriaga kaasnevaid häiringuid teistele tarbijatele. Peatükis 6.4 tuleb vaatluse alla elektriraudtee koormuse siirdumine ühest liitumispunkti alajaama toitepiirkonnast teise liitumispunkti alajaama toitepiirkonda ning antud olukorras kaasnevate mõjude levimist ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Peatükis analüüsitakse elektriraudtee koormuse asukoha muutusega kaasneva koormusvoogude ümberjaotumise põhjustatud pinge väärtuse muutuse mõju teistele tarbijatele.

6.1 Elektriraudtee pikendatud lühisetalitluse mõjud ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele

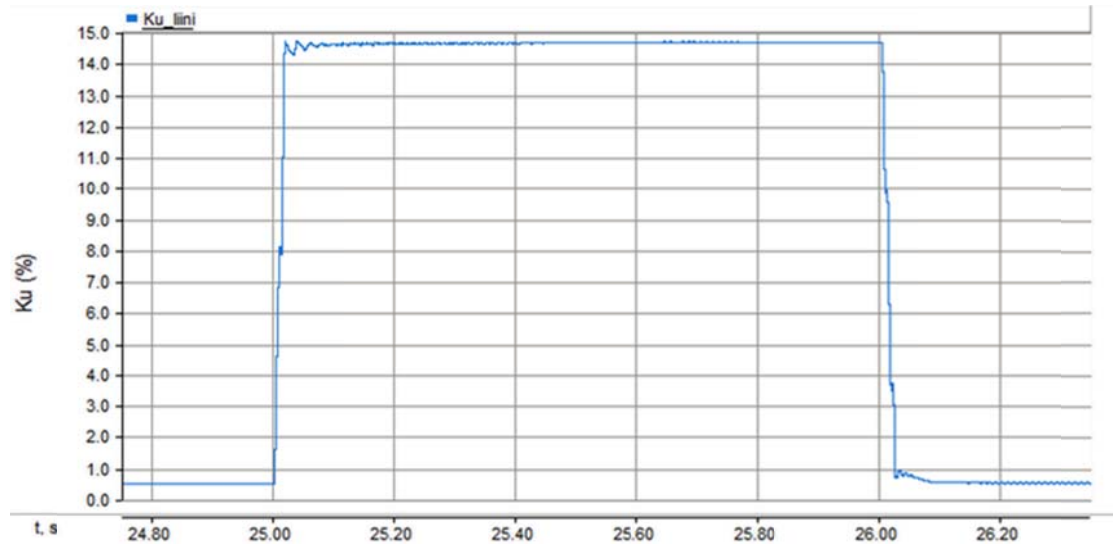
Käesolevas peatükis vaadeldakse elektriraudtee pikendatud lühisetalitluse (1 sekund) mõju ülekandevõrgu tarbijatele. Mõjude analüüsimisel lähtutakse peatükis 2 esitatud mudelite seadistustest ning saadud tulemustest. Elektriraudtee talitlusest tingitud pingeasümmeetria levib ülekandevõrgust muutumatul kujul edasi toitetrafode keskpinge poolele (peatükk 6.3), seega kanduvad keskpinge poolele üle ka teised ülekandevõrgu pinget mõjutavad häiringud. Antud asjaolust tulenevalt puudub vajadus täiendavate simulatsioonide läbiviimiseks hindamaks pinge muutustest tulenevaid mõjusid ülekandevõrgu teistele tarbijatele.

Analüüsid elektriraudtee kontaktvõrgus aset leidva pika lühisetalitluse mõju ülekandevõrgu teistele tarbijatele tuleb ülekandevõrgu põhjaosas elektriraudtee koormuse liitumispunktina vaatluse alla Iru alajaam. Peatükis 2.1 toodud joonistel 2.4 ja 2.5 ning tabelis 2.1 esitatud tulemuste põhjal järeldub, et lühise toimumisel Iru alajaama ühendatud kontaktvõrgu lõpus, ei avalda tekkiv pinge muutus (maksimaalselt 0,46 kV) mõju teistele tarbijatele, kuna Iru alajaama trafode keskpinge poolel langeb pinge väärtus 0,4 %. Tekkiv pinge väärtuse langus on niivõrd vähene ja seega ei avalda kontaktliini lõpus aset leidev lühis mõju teistele Iru alajaamaga ühendatud sõlmpunktide poolt toidetavatele tarbijatele. Saadud tulemused näitavad, et kontaktliini lõpus toimuva lühise puhul on keeruline eristada viimast kontaktvõrgu koormuse lisandumisega kaasnevast koormusvoolu suurenemisest. Lühise asukoha tuvastamiseks ning kontaktvõrgu abitoitesüsteemi rekonfigureerimiseks selliselt, et välja lülitataks minimaalne osa kontaktvõrgust, rakendatakse pikendatud lühisetalitlust (1 sekund).

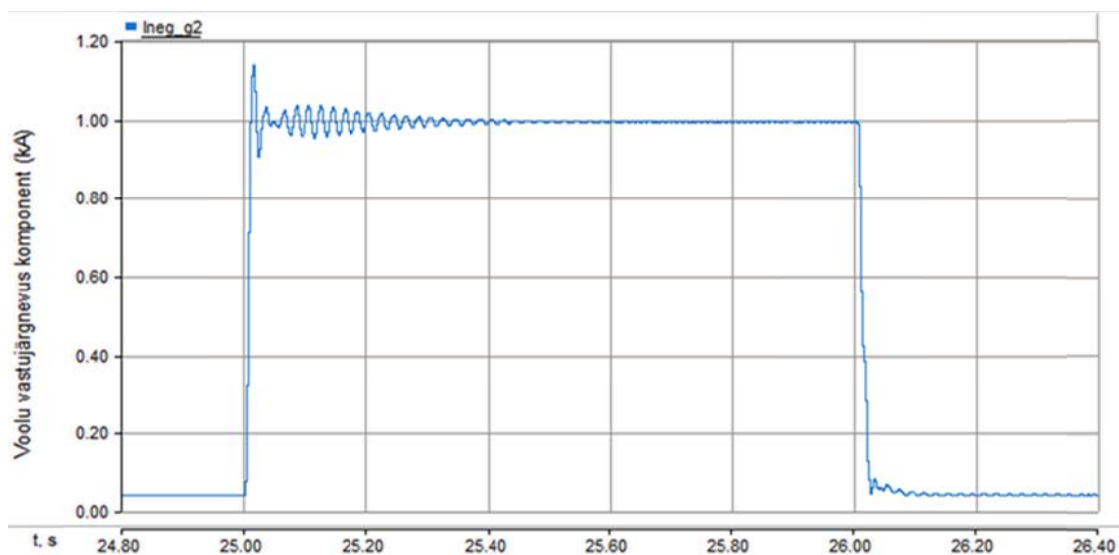
Eespool toodud joonistel 2.9 ja 2.10 ning tabelis 2.2 esitatu tulemused kajastavad kontaktvõrgu lühiseolukorda, kus lühis leiab aset Iru alajaamas paikneva elektriraudtee koormuse liitumistrafo vahetus läheduses. Tulemustest avaldub, et lühise ajal esineb võrgus pingelohk, kus pinge väärtus muutub 4,4%. Antud pingelohk ei mõjuta otseselt ülekandevõrgu tarbijat, kuna pinge ei välju ülekandevõrgus lubatud kestva talitluspinge piiridest (99 – 123 kV). Tulevalt jaotusvõrgu ehitusest ning jaotusvõrgu trafode pingeastmete seadistusest tajuvad tarbijad lühist tingitud mõjusid valgustite valguse tooni muutumise näol. Joonis 2.10 näitab, et lühise tagajärjel suureneb oluliselt pingesümmeetria ülekandevõrgus, kus faasipingete V_a , V_b ja V_c amplituudväärtused erinevad üksteisest olulisel määral. Sellest tulenevalt tekib ülekandevõrgu jaotusvõrgus pingesümmeetriategur 22,6%. Lühiajalisel kestvusel ei mõjuta aga saadud võrdlemisi suur pingesümmeetria tavapäraseid staatilisi tarbijaid, lähtuvalt elektrikvaliteedi nõuetest.

Peatükis 4.1 käsitletakse üldjoontes pingesümmeetria mõju ülekandevõrgu generaatoritele, mille põhjal omab tekkinud pingesümmeetria olulist mõju ülekandevõrku ühendatud generaatoritele ja mootoritele. Vaadeldes pikendatud lühise talitluse mõju ülekandevõrgu põhjaosas Iru alajaama lattidele ühendatud generaatoritele on saadud pingesümmeetriaks 14,7% (joonis 6.1). Voolu vastujärgnevuskomponent moodustab 60% generaatori nimivoolust, mida kajastab joonis 6.2. Arvestades eespool joonisel 4.1 esitatud lühisetalitluses lubatud voolu vastujärgnevuskomponendi piirmäära kõverat on näha, et 60% osakaalu korral on generaatoril antud režiimis maksimaalselt lubatud talitleda kuni 60 sekundit. Seega ei kujuta 1 sekundi pikkune elektriraudtee lühisetalitlus Iru alajaama ühendatud generaatorite talitlusele otseselt

ohtu. Antud järeltust kinnitavad peatükis 2.1 joonistel 2.12 kuni 2.14 toodud tulemused, mis tõestavad, et lühise korral ei teki püsivaid häiringuid generaatorite talitluses. Generaatori rootor on aga tulenevalt püsivast pingeasümmeetriast eelnevalt kuumenenud (peatükk 4.2), mistõttu võib osutuda vajalikuks piirata lühise kestvust vastavalt generaatorite reaalsele parameetritele ning rootori soojusmahtuvusele.



Joonis 6.1. Iru alajaama generaatorite pingeasümmeetriategur lühise korral veolajaama vahetus läheduses.



Joonis 6.2. Iru alajaama generaatorite voolu vastujärgnevuskomponent lühise korral veolajaama vahetus läheduses.

Järgnevalt analüüsitakse pikendatud lühisetalitluse mõju tarbijatele ülekandevõrgu lõunaosas, kus elektriraudtee koormuse liitumispunktidena vaadeldakse Rapla, Sindi ja Kilingi-Nõmme alajaam. Eespool kirjeldatud peatükkides 2.2.1, 2.3.1 ja 2.4.1 on vastavalt käsitletud kontakt-

liini lõpus aset leiva lühise mõjusid ülekandevõrgule elektriraudtee koormuse liitumisel mainitud alajaamades. Antud peatükkides eitatud tulemustes selgub, et toimuv lühis ei avalda olulist mõju ülekandevõrgu pingele. Joonise 2.21 põhjal väheneb pingele väärtus Rapla alajaama lattel 1,3%, seega leiab samaaegselt ka keskpingejaotlas aset pingele väärtuse 1,3% langus. Antud suurusjärgus pingele väärtuse vähenemine ei avalda mõju Rapla alajaamast toidetavatele teistele tarbijatele. Joonis 2.34 põhjal on sarnases olukorras Sindi alajaama latipingele vähenemiseks 0,8%, mis ei avalda kuidagi mõju ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Elektriraudtee koormuse liitumisel Kilingi-Nõmme alajaamas on kontaktvõrgu lõpus aset leidva lühise korral latipingele väärtuse vähenemiseks 3,6%, vastavalt joonisel 2.46 toodule. Sellest hoolimata jääb alajaama pingele lubatud piiridesse ning kontaktliini lõpus toimuv pikendatud lühisetalitluse ei mõjuta suuresti ülekandevõrgust toidetavaid teisi tarbijaid. Antud lühise olukord võib tarbijatele olla märgatav tulenevalt näiteks valgustite valguse tooni muutuses. Võrreldes elektriraudtee kontaktvõrgu lõpus aset leidva lühise mõjusid ülekandevõrgu põhja- ja lõunaosas on näha, et lõunaosa võrk on oluliselt nõrgem, kus liitumispunkti alajaamades esinenud pingelangud olid kaks kuni üheksa korda suuremad kui põhjaosas vaadeldud Iru alajaamas.

Erinevalt eespool mainitud vaatleme ülekandevõrgu lõunaosas avalduvaid mõjusid olukorras, kus kontaktvõrgu lühis leiab aset veoalajaama vahetus läheduses. Vastavalt peatükkides 2.2.2, 2.3.2 ja 2.4.2 toodud simulatsioonitulemustele selgub, et lühisekoha nihkumine ülekandevõrgu ühenduspunktile lähemale toob endaga kaasa märgatava mõjude suurenemise, seda nii Rapla, Sindi kui ka Kilingi-Nõmme liitumispunkti alajaamade korral. Joonisel 2.27 toodu põhjal langeb liitumispunkti korral Rapla alajaamas latipingele 9,9%. Lühise ajal jääb kolme faasi pingele efektiivväärtuse keskmine alajaama lattel lubatud piiridesse, millele samaväärselt toimub pingele alanemine ka trafo keskpingele poolele. Vaadeldes joonisel 2.28 esitatud faasipingete graafikuid on näha, et lühise tõttu väheneb faasi a pingele alla lubatud kestevpingele piirväärtuse (amplituudväärtus 80,8 kV). Lisaks liitumispunkti Rapla alajaamale väheneb samaväärselt faasi a pingele väärtus alla lubatava piirväärtuse ka Kehtna ja Järvakandi alajaamades, vastavalt joonistele 2.29 ja 2.30. Seega võivad pingetundlikumad ning jaotusvõrgu faasist a toidetavad alapingele kaitsega seadmed välja lülituda. Kolmefaasilised tarbijad on antud lühise olukorrast vähem mõjutatud, kuna kolme faasi pingele efektiivväärtuste keskmine jääb lubatud piiridesse.

Elektriraudtee koormuse liitumisel Sindi alajaamas väheneb selle latipingele 7,9% (joonis 2.39) kontaktvõrgu lühise korral veoalajaama vahetus läheduses. Joonisel 2.40 toodud faasipingete

graafiku põhjal jäävad pinged väärtused lubatud piiridesse, kuid olles lähedal 80,8 kV piirväärtusele. Standardite kohaselt ehitatud elektriseadmetele ei avalda antud lühise olukord probleeme ning Sindi alajaamast toidetavatele tarbijatele tajutav mõju avaldub vaid valgustite tooni muutusena.

Peatükis 2.4.2 on toodud ülekandevõrgule avalduvad kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitluse mõjud lühise toimumisel elektriraudtee koormuse liitumisalajaama Kilingi-Nõmme vahetus läheduses. Saadud simulatsioonitulemustest selgub, et lühis avaldab tarbijatele olulist mõju. Joonisel 2.51 on näha, et kolme faasi pingete efektiivväärtuste keskmine 99,46 kV on lubatud pingel 99 kV piiril. Lühise tõttu langeb pingel Kilingi-Nõmme alajaama lattelid 12,6%. Joonisel 2.52 toodud faasipingete graafikult on näha, et faaside *a* ja *b* väärtused langevad allapoole lubatud minimaalset 80,8 kV, kuid faasis *c* säilib normaalne talitluspinge. Antu põhjal saab väita, et faasidest *a* ja *b* toidetavad ühefaasilised alapingekaitsmega tarbijad lülituvad välja, millele lisanduvad ka alapingekaitsmega kolmeefaasilised mootorid. Samuti võib esineda tõrkeid elektroonika töös. Ilma alapingekaitsmeta ning nominaalselt koormatud mootorite kiirus väheneb lühise vältel, mis mõjutab oluliselt tööstustarbijaid, avaldades näiteks tootmisliini sünkronismi kadumise või seiskumisega. Tulenevalt tarbijatele avalduvast suurest mõjust, ei ole Kilingi-Nõmme liitumispunkti korral lubatud kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitlus ning lühise kestvust tuleks piirata kuni 0,25 sekundini. Viimane tagab alapingekaitsmega tarbijate töös püsimise lühise väljalülitamiseni ning ei too endaga kaasa mootorite kiiruse olulisel määral aeglustumist.

Eespool analüüsi põhjal järeldub, et elektriraudtee pikendatud lühisetalitlus kontaktliini lõpus ei mõjuta ülekandevõrgu teisi tarbijaid. Lühise korral kontaktliini alguses ehk veoalajaama vahetus läheduses on avalduvad mõjud mõnevõrra suuremad. Elektriraudtee koormuse liitumisel ülekandevõrgu põhjaosa Iru ja lõunaosa Sindi alajaamade korral on tarbijatele avalduvad mõjud vähe tajutavad. Ülekandevõrgu lõunaosa Rapla ja Kilingi-Nõmme liitumispunkti alajaamade korral avalduvad pikendatud lühisetalitluse mõjud vähemal või rohkemal määral mõju ülekandevõrgu teistele tarbijatele, põhjustades nende väljalülitusi, mistõttu on antud lühise kestvus (1 sekund) mainitud alajaamades lubamatu.

6.2 Regeneratiivsest pidurdamisest tingitud mõjud ülekandevõrgust toidetavatele tarbijale

Käesolevas peatükis vaadeldakse elektriraudtee veduri regeneratiivse pidurdamisega kaasnevaid mõjusid ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Mõjude analüüsimisel on lähtutud eespool

peatükis 3 toodud mudelite seadistustest ning simulatsioonitulemustest. Mõjude analüüsimisel käsitletakse elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamist läbi jõutrafo ning vaadeldakse ülekandevõrgu põhjaosas elektriraudtee koormuse ühendamist Iru alajaama ning lõunaosas Rapla alajaama. Viimasel juhul on antud piirkonna potentsiaalsete sobivate alajaamade seast tegemist raskeima juhtumiga.

Peatükis 3.2. on toodud ülekandevõrgu põhjaosas Iru alajaama ühendatud elektriraudtee veduri regeneratiivse pidurdusrežiimi rakendamisel saadud simulatsioonitulemused. Joonisel 3.6 toodud Iru alajaama latipinge graafikust selgub, et veduri regeneratiivse pidurdamisega ei kaasne pinge väärtuse märgatavat muutust. Iru alajaam on elektriliselt tugev ning alajaama lattidele on ühendatud kaks generaatorit, mis omakorda neutraliseerivad pidurdamisest tingitud mõjusid. Joonisel 3.9 on toodud Iru alajaama ühendatud generaatorite võimsuste graafikud vedurite regeneratiivsel pidurdamisel. Graafikult selgub, et generaatorite ergutussüsteemid neutraliseerivad regeneratiivsest pidurdamisest tingitud pingetõusu, suurendades tarbitavat reaktiivvõimsust proportsionaalselt pidurdamisel genereeritava reaktiivvõimsusega. Jooniselt 3.9 on näha, et mõju generaatorile on minimaalne suurendades reaktiivvõimsust lühiajaliselt 0,09 sü võrra. Tulenevalt generaatori talitlusest on regeneratiivse pidurduse mõju ülekandevõrgu tarbijatele minimaalne.

Peatükis 3.3 on toodud simulatsioonitulemused veduri regeneratiivse pidurdusega kaasnevatest mõjudest elektriraudtee koormuse liitumisel ülekandevõrgu lõunaosa Rapla alajaamas. Võrreldes saadud tulemusi ülekandevõrgu põhjaosas Iru alajaama liitumispunktis saadud tulemustega on pidurdamisega kaasnevad mõjud enam märgatavad. Toodud joonise 3.11 põhjal on näha et regeneratiivse pidurdamise tõttu suureneb Rapla alajaama latipinge 1,4% võrra, mis aga ei põhjusta olulisi mõjutusi ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele. Tabelis 3.2 on toodud veduri regeneratiivse pidurdamisega kaasnevad pingetõusud ka ülekandevõrgu teistes sõlmpunktides, kus latipinge tõusu väärtus jääb Rapla alajaamaga otseselt ühendatud alajaamades 1,15 kuni 1,48 kV juurde (va Paide alajaam, kus märgatavalt madalam pingetõus on tingitud selle pikast ühendusliinist Rapla alajaamaga). Toodud tulemustest järeldeb, et regeneratiivse pidurdamise mõju ülekandevõrgu teistele tarbijatel on minimaalne, põhjustades äärmisel juhul valgustite valguse tooni heledamaks muutumist pidurdamisprotsessi vältel. Arvestades vedurite regeneratiivse pidurdamisega kaasnevat pinge muutust ülekandevõrgus ning selle minimaalset mõju teistele tarbijatele, ei esine regeneratiivse pidurdamise lubamisel elektriraudtee kontaktvõrgus takistusi.

6.3 Pingeasümmeetriast tingitud mõjud ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele

Antud peatükis tuleb vaatluse alla eespool peatükis neli käsitletud pingeasümmeetria mõjude levimine jaotusvõrgu ning sellest tingitud mõjud teistele tarbijatele. Sarnaselt peatükis neli tooduga on ka alljärgnevalt teostatud analüüsi käigus vaadeldud ülekandevõrgu põhja- ja lõunaosa, kus elektriraudtee koormuse (24 MVA) ülekandevõrku ühendamisel on lähtunud jõutrafo ja asümmeetriliselt koormatud *Scott*-trafo rakendamisest.

6.3.1 Pingeasümmeetria mõju põhjaosa ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele

Järgnevalt tuleb vaatluse alla ülekandevõrgu põhjaosas alajaamade keskpinge poolel tekkivad pingeasümmeetriategurid tingituna elektriraudtee koormusest. Analoogselt peatükis 4.2 toodud ülekandevõrgu pingeasümmeetria analüüsile on ka järgnevalt elektriraudtee liitumispunktideks ülekandevõrgu põhjaosas valitud Iru, Aruküla ja Järve alajaam. Analüüside koostamisel on kasutatud *PSCAD*-i põhjaosa ülekandevõrgu mudeleid: *ER_EN_North_JT*, *ER_EN_North_Scott*. Pingeasümmeetriategurite väärtuseid ülekandevõrgu põhjaosa alajaamade keskpinge poolel kajastab tabel 6.1.

Võrreldes omavahel tabelites 4.3 ja 6.1 toodud tulemusi on näha, et jaotusvõrgu toitetrafo ei mõjuta pingeasümmeetriategurit ning ülekandevõrgus tekkiv pingeasümmeetria kandub muutumatul kujul läbi trafode edasi jaotusvõrgu poolele. Sellest lähtuvalt ei käsitleta alljärgnevalt eraldi alajaamade vastavust pingeasümmeetria sätestatud piirmääradele, mida on kir-

jeldatud peatükis neli. Tabelis 6.1 toodud pingesümmeetriategurid jäävad kehtestatud lubatavasse vahemikku, millest lähtuvalt pole elektriraudtee liitumisel tarvis kohaldada täiendavaid meetmeid pingesümmeetria vähendamiseks. Saadud tulemustest järeldub, et elektriraudteest tingitud mõjud ülekandevõrgu teistele tarbijatele jäävad põhjaosas lubatud piiridesse. Sellest hoolimata on mõju konkreetsele tarbijale sõltuv jaotusvõrgu konfiguratsioonist. Tabelis 6.1 toodud simulatsioonidel saadud tulemused ei kujuta ülekandevõrgu tarbijale otsest ohtu, kuid koosmõjus teiste häiringutega võib antud oht tekkida. Näiteks olukorras, kus jaotusvõrgu konfiguratsioonil on juba arvestatud 2% pingesümmeetria piirmääruga eeldades, et ülekandevõrgu pinge on püsivalt sümmeetriline. Pingesümmeetria tegur on oma olemuselt kumulatiivne suurus, mistõttu jaotusvõrgu ja elektriraudtee koormusest tingitud pingesümmeetriad võivad liituda ning koosmõjul ületada tarbijapaigaldises maksimaalselt lubatava piirmäära. Selline kaudselt avalduv mõju on problemaatiline just madalpingevõrkudes, kus on palju kasutuses ühefaasilisi tarbijaid ning pingesümmeetria on üldtuntud probleem.

Käesolevas uurimistöös on elektriraudtee koormust modelleeritud konstantse suurusena, kuid reaalses süsteemis on tekkiv pingesümmeetria muutuv suurus. Sellest tulenevalt ei ole madalamatel pingestmetel võimalik rakendada tavapäraseid lahendusi pingesümmeetria kompenseerimiseks. Ülekandevõrgu põhjaosa on tekkiv pingesümmeetriategur elektrikvaliteedi näitajate poolest lubatud piirides, kuid selle kumulatiivsusest tingitud probleemide vältimiseks oleks jaotusvõrgus otstarbekas rakendusele võtta täiendavaid meetmeid, välistamaks piirmäärade ületamist lõpptarbijate elektripaigaldises. Hindamaks pingesümmeetria mõju jaotusvõrku ühendatud sünkroon- ja asünkroonmootoritele võib peatükis 4.2 toodud tulemused üks ühele üle kanda. Lähtuvalt [1] suurenevad pingesümmeetria tõttu elektrimootorite kaod mõjutades tööstuspaigaldise tööprotsesse. Olenevalt kasutatavast mootori ajamitehnoloogiast suureneb täiendavate kadude tõttu tarbitav elektrivõimsus või väheneb mootori mehaaniline võimsus, mistõttu ei pruugi mootoritega käitatud seadmed talitleda projekteeritud karakteristikute kohaselt. Võttes arvesse, et elektriraudteest põhjustatud pingesümmeetria on ülekandevõrgu põhjaosas lubatud piirides, ei tohiks standardite kohaselt ehitatud mootorite talitluses kaasneda olulisi mõjutusi.

6.3.2 Pingesümmeetria mõju lõunaosa ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele

Järgnevalt tuleb vaatluse alla ülekandevõrgu lõunaosast elektriraudtee koormusest tingitud pingesümmeetria levimine jaotusvõrku ning selle mõju tarbijatele. Simulatsioonide läbiviimisel on rakendatud ülekandevõrgu lõunaosa mudeleid: lõuna osa jõutrafo ER_EN_South_JT

Sarnaselt ülekandevõrgu põhjaosale selgub ka lõunaosas saadud tulemusi kajastavatest tabelitest 4.5 ja 6.2, et ülekandevõrgus tekkiv pingeasümmeetria levib muutumatul kujul üle jaotusvõrku. Vaadeldes tabelis 6.2 toodud alajaamade keskpinge poolel esinevaid pingeasümmeetriategureid on näha, et ülekandevõrgu lõunaosas on jaotusvõrgu tarbijad märksa enam mõjutatud elektriraudtee koormusest kui ülekandevõrgu põhjaosas (tabel 6.1). Kõikides lõunaosas vaadeldud elektriraudtee liitumispunktides esines ühele tarbijale lubatava 1% pingeasümmeetria piirmäära ületamist, kus Rapla, Kilingi-Nõmme ja Metsakombinaadi alajaamades ületasid saadud tulemused koguni 2% pingeasümmeetria piirmäära. Tabelis 6.2 toodud tulemuste põhjal saab väita, et elektriraudtee koormusest tingitud pingeasümmeetria mõjutab ülekandevõrgu lõunaosas Rail Balticu trassile jäävaid Raplamaa, Läänemaa, Pärnumaa, Viljandimaa ja Järvamaa aga ka Harjumaa lõunaosa tarbijaid. Mõjude ulatus sõltub aga piirkonda toitva sõlmajaama elektrilisest tugevusest ning selle elektrilisest kaugusest elektriraudtee

koormuse liitumisalajaamast. Tulemused näitavad, et tulenevalt koormusvoogude jaotumisele tekib pingesümmeetria ka liitumispunktist geograafiliselt kaugel paiknevas alajaamas. Näiteks elektriraudtee liitumisel Kilingi-Nõmme alajaamas on Türi alajaamas tekkiv maksimaalne pingesümmeetriategur 0,67% (*Scott*-trafo rakendamisel), mis iseloomustab ulatuslikku pingesümmeetria levikut ülekandevõrgu lõunaosas. Kuna aga antud pingesümmeetria jääb alla maksimaalselt lubatavale 1% piirmäärale, siis ei avalda see ohtu tarbijatele.

Vastavalt eespool mainitule tekitab elektriraudtee koormuse liitumine Rapla, Kilingi-Nõmme ja Metsakombinaadi alajaamades jaotusvõrku leviva 2% piirmäära ületava pingesümmeetria. Seega ei ole antud alajaamasid võimalik ilma täiendavaid meetmeid rakendamata kaaluda elektriraudtee koormuse liitumisalajaamadena. Vastasel korral pole teistele tarbijatele võimalik tagada nõutavat elektrikvaliteeti ning lisandunuv pingesümmeetria kujutab ohtu elektripaigaldistele. 2% piirmäära ületav pingesümmeetria on raskendavaks asjaoluks elektriõhutuse tagamisel olukorras, kus elektrivõrgus (ülekande- ja jaotusvõrgus) peaks aset leidma mõni täiendav häiring. Ülekandevõrgu lõunaosas vaadeldud alajaamade seast näitavad simulatsioonitulemused, et väiksemad mõjud teistele ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele avalduvad elektriraudtee koormuse liitumisel Sindi alajaamas, kus maksimaalseks pingesümmeetriateguriks saadi 1,66% (*Scott*-trafo rakendamisel). Antud pingesümmeetria on talutav kõigile ülekandevõrgust toidetavatele standarditele vastavatele tarbijatele. Võttes arvesse lubatavat maksimaalset pingesümmeetria piirmäära (2% mitme tarbija liitumisel) võib täiendavate häiringute poolt tekitatava pingesümmeetria olla maksimaalseks 0,34%. Minimeerimaks võimalikku mõju ülekandevõrgu teistele tarbijatele on ka elektriraudtee koormuse liitumisel Sindi alajaamas otstarbekas kasutusele võtta täiendavad meetmed. Läbi mille on võimalik vähendada pingesümmeetriategurit alla 1% garanteerides tarbijatele nõuetekohane pingekvaliteet.

Ülekandevõrgu lõunaosas põhjustab elektriraudteest tingitud oluliselt suurem pingesümmeetria (1-4%) jaotusvõrgust toidetavates asünkroonmootorites vastavalt [1] märkimisväärset võimsuskadu (enam kui 10%), millega kaasnevad tööstuste elektripaigaldistes talitlus- ja optimeerimiskulud.

Eelnev analüüs annab kinnitust peatükis 4.3 välja pakutud lahendusele, kus elektriraudtee koormuse liitumispunktide tarbeks on otstarbekas ehitada täiendavad ülekandevõrgu õhuliinid, koondamaks elektriraudtee koormusest tingitud mõjud Sindi alajaama ning minimeerimaks elektriraudtee koormuse laiaulatuslikku mõju tarbijatele.

6.4 Koormuse siirdumise mõju ülekandevõrgu tarbijatele

Järgnevalt analüüsitakse eespool peatükis viis käsitletud elektriraudtee koormuse ühelt liitumispunkti piirkonnalt teisele siirdumise mõju ülekandevõrgust toidetavatele teistele tarbijatele. Tulenevalt uurimistöö peatükkides kaks kuni neli toodud tulemustest vaadeldakse koormuse siirdumisest tingitud mõjusid elektriliselt nõrgemas ülekandevõrgu lõunaosas, kuna antud võrguosas on avalduvad mõjud suurimad. Mõjude hindamiseks vaadeldakse eraldi juhtumitena elektriraudtee koormuse siirdumist Rapla alajaama toitepiirkonnast Sindi alajaama toitepiirkonda ning vastupidi. Elektriraudtee koormuse ühendamisel ülekandevõrku on järgnevas analüüsis lähtutud nii jõu- kui ka *Scott*-trafo rakendamisel saadud tulemustele.

Esimesena tuleb vaatluse alla juhtum, kus elektriraudtee koormus siirdub ülekandevõrgu lõunaosas Rapla alajaamas Sindi alajaama toitepiirkonda. Peatükis 5.1.1 toodud simulatsioonitulemuste põhjal selgub, et koormuse siirdumisega suureneb Rapla alajaama trafode keskpinge poolel latipinge 1,01 kV võrra. Vastupidiselt Sindi alajaama latipingele, mis langeb 0,41 kV võrra. Sarnases olukorras veoalajaamas *Scott*-trafo rakendamisel (peatükk 5.1.2) on tulemused mõnevõrra erinevad, kus Rapla alajaamas keskpinge poolel tõuseb pinge väärtus 0,87 kV ja Sindi alajaamas langeb 0,32 kV võrra. Mõlema vaadeldava liitumistrafo korral aga ei mõjuta antud vähene pinge muutus teisi tarbijaid.

Analüüsid eelnevale vastupidist olukorda, kus elektriraudtee koormus siirdub Sindi alajaama toitepiirkonnast Rapla alajaama toitepiirkonda, on peatükis 5.1.1 toodud andmete põhjal koormuse siirdumisega kaasnevad mõjud mõnevõrra erinevad. Jõutrafo rakendamisel kaasneb koormuse siirdumisega Rapla alajaama trafode keskpinge poole pinge vähenemine 0,5 kV ning Sindi alajaamas pinge suurenemine 0,66 kV võrra. Jõu- ja *Scott*-trafo rakendamisel on peatükis viis saadud tulemuste erinevused sedavõrd väikesed, et koormuse siirdumisel Sindi alajaamast Rapla alajaama viimase rakendamisel kaasnevaid mõjusid eraldi ei käsitleta. Koormuse liikumisel kahe erineva stsenaariumi vahelised mõningased erinevused on põhjustatud koormusvoogude erinevast jaotumisest ülekandevõrgus, kus mõju ulatus sõltub suuresti koormuse siirdumise eelsest koormusvoogude jagunemisest ülekandevõrgu ekvivalentide vahel.

Kirjeldatud olukorda aitab selgitada vaadeldes Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatorite võimsusgraafikuid antud situatsioonis, vastavalt joonistele 5.6 ja 5.15. Jooniste põhjal on näha, et koormuse siirdumisel Rapla alajaama toitepiirkonnast Sindi alajaama toitepiirkonda generaatori võimsuses muutust ei toimu (joonis 5.6), mistõttu ei esine ka reaktiivvõim-

suse jaotuses Sindi, Metsakombinaadi ja Papiniidu alajaamas olulist muutust ning võrku lisandunud koormus kaetakse ülekandevõrgu ekvivalendist saadava võimsusega. Samas aga vastupidises olukorras, kus elektriraudtee koormus siirdub Sindi alajaamast Rapla alajaama suureneb vähesel määral Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatori reaktiivvõimsuse tarbimine (joonis 5.15), mis piirab omakorda Sindi alajaama toitepiirkonna koormuse vähenemisel selle latipinge väärtuse suurenemist.

Eespool kirjeldatud analüüsi põhjal ei põhjusta elektriraudtee koormuse siirdumisega ühe alajaama toitepiirkonnast teise kaasnev mõningane pinge väärtuse muutust mõjutusi ülekandevõrgu teistele tarbijatele.

6.5 Kokkuvõte

Käesolev peatükk kajastab uurimistöö antud etapis koostatud täiendatud *PSCAD* mudelitega läbiviidud elektriraudtee pikendatud lühisetalitluse, regeneratiivse pidurdamise, pingeasümmeetria ja koormuse siirdumise mõjude analüüsi teistele ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele.

Peatükis 6.1 on keskendutud elektriraudtee kontaktvõrgus toimuvate lühiste mõjule ülekandevõrgu pinge väärtusele ning mõjude edasikandumisele teistele ülekandevõrgust toidetavatele tarbijatele. Analüüsides järeldus, et elektriraudtee pikendatud lühisetalitus kontaktliini lõpus ei mõjuta ülekandevõrgu teisi tarbijaid mitte ühelgi vaadeldud juhtumil. Lühise koha nihkumisel aga veoalajaama vahetusse lähedusse selgus analüüsist, et ülekandevõrgu põhjaosa Iru liitumisalajaama ning ülekandevõrgu lõunaosa Sindi liitumisalajaama puhul on mõjud tarbijatele mõnevõrra märgatavamad, kuid ei vaja lühiste seisukohast täiendavate meetmete rakendamist. Vastupidiselt aga ülekandevõrgu lõunaosas analüüsitud Rapla ja Kilingi- Nõmme liitumisalajaama puhul, kus selgus, et kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitus toob endaga kaasa tarbijate väljalülitumise, mistõttu on antud alajaamade korral selline lühise kestvus lubamatu. Elektriraudtee koormuse liitumisel nendes alajaamades tuleb kasutusele võtta täiendavaid meetmeid tagamaks võimalike kontaktvõrgu lühiste lühemat kestvust.

Peatükis 6.2 analüüsiti veduri regeneratiivse pidurdamisega kaasnevat mõju ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Analüüsi käigus vaadeldi nii ülekandevõrgu põhja- kui ka lõunaosa ning nende keerulisemaid juhtumeid. Tulemustest selgus, et vedurite regeneratiivse pidurdamisega ei kaasne ülekandevõrgu teistele tarbijatele märgatavaid mõjusid ning seega ei teki takistusi regeneratiivse pidurdamise lubamiseks elektriraudtee kontaktvõrgus.

Peatükis 6.3 vaadeldakse elektriraudtee koormusest põhjustatud pingesümmeetria levikut ülekandevõrgust toidetavatele teistele tarbijatele. Analüüsi tulemused näitasid, et ülekandevõrgus tekkinud pingesümmeetria kandub edasi trafode keskpinge poolele muutumatul kujul. Antud peatükis vaadeldi pingesümmeetria mõjusid eraldi nii ülekandevõrgu põhja- kui ka lõunaosas. Saadud tulemustest selgus, et ülekandevõrgu põhjaosas tekkiva pingesümmeetria mõjud tarbijatele on küll märgatavad, kuid jäävad kehtestatud lubatud piirmääradesse, mistõttu on pingesümmeetria vähendavate meetmete rakendamine soovituslik. Ülekandevõrgu lõunaosas on elektriraudtee koormusest tingitud pingesümmeetria piirmäärad märgatavalt suuremad kui ülekandevõrgu põhjaosas. Tulemuste põhjal selgus, et elektriraudtee liitumisel Sindi alajaamas on kaasnev pingesümmeetria ülekandevõrgu teistele tarbijatele väiksem, võrreldes analüüsi käigus vaadeldud teiste liitumisalajaamadega. Sellest hoolimata on tarvis rakendusele võtta täiendavaid meetmeid minimeerimaks ülekandevõrgu teistele tarbijatele avalduvaid mõjusid, kuna tekkinud pingesümmeetria on kehtestatud piirmääradele võrdlemisi lähedal ning võrgus esinevate täiendavate häiringute korral võidakse piirmäär ületada. Elektriraudtee koormuse liitumisel ülekandevõrgu lõunaosas Rapla, Kilingi-Nõmme ja Metskombinaadi alajaamas, selgus analüüsi tulemustest, et antud juhtumil ei ole võimalik täita elektrikvaliteedi nõudeid jaotusvõrgus. Lubatavat piirmäära ületav pingesümmeetria põhjustab olulisi võimsuskadusid tarbijate elektrimootorites ning vähendada ohutust tarbija elektripalgaldistes. Seega on nii Rapla, Kilingi-Nõmme kui ka Metskombinaadi alajaamade korral nõutud pingesümmeetria vähendamiseks täiendavate lokaalsete meetmete rakendamine elektriraudtee koormuse ühendamisel. Üheks alternatiivseks lahenduseks antud probleemile on peatükis 4 kirjeldatud, mis eeldab täiendava ülekandeliini ehitamist.

Peatükis 6.4 on analüüsitud elektriraudtee koormuse ühest liitumispunkti alajaama toitepiirkonnast teise alajaama toitepiirkonda siirdumisega kaasnevaid mõjusid ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Analüüsi käigus on hinnatud mõjude ulatus raksemal juhtumil, kus elektriraudtee koormus siirdub ülekandevõrgu lõunaosa Rapla alajaamast Sindi alajaama toitepiirkonda ning vastupidi. Saadud tulemustest selgus, et koormuse siirdumise mõlema stsenaariumi korral on alajaamade latipingetes esinevad muutused sedavõrd väikesed, et nendega ei kaasne märgatavaid mõjusid ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Tulenevalt aga elektriraudtee koormuse siirdumisega kaasnevatest mõnevõrra erinevatest koormusvoogude jagunemisest võib antud olukord kaasa tuua probleeme ülekandevõrgu operatiivtalitluses.

6.6 Kirjandus

- [1] H. W. Kersting. Causes and Effects of Unbalanced Voltages Serving an Induction Motor. Rural Electric Power Conference, 07-09.05.2010, Louisville, KY, USA, 8 pp.

Kokkuvõte

TTÜ elektroenergeetika instituut koostöös Elering AS-iga on viimasel kolmel aastal uurinud elektertranspordi mõju Eesti elektrisüsteemile ja selle kasutajatele. Uurimustöö aktuaalsus on tingitud plaanitavast Rail Baltic raudteest ning selle võimalikest ühendustest Eesti elektrisüsteemi 110 kV võrguga. Uurimustöö raames on vaadeldud elektertranspordi, eelkõige elektriraudtee olemust, selle põhilisi karakteristikuid ning mõjusid Eesti elektrisüsteemi 110 kV ülekandevõrgule ja sellesse ühendatud elektrijaamade sünkroongeneraatoritele ning teistele tarbijatele. Samuti on uurimistöö raames koostatud vastavad elektriraudtee ja vedurite mudelid, mida on käesoleva uurimistöös ka kasutatud.

Käesolev aruanne on selle uurimistöö kolmanda etapi kokkuvõttev aruanne ning käsitleb eelkõige elektriraudtee mõju dünaamilisi aspekte. Uurimistöö selle etapi raames on täiendatud eelmistes etappides koostatud mudeleid ning teostatud täiendavad uuringud. Eelnevates etappides teostatud analüüsi põhjal järeldati, et täpsemate hinnangute ning analüüsi teostamiseks on mõistlik koostatud mudeleid täiendada arvestades mudelis sünkroongeneraatoreid ja nende mõju. Samuti oli võimalik järeldada, et oluline osa on ka elektrivõrgu koormuse modelleerimisel ja nende muutumisel erinevate alajaamade vahel ning koormuse enda dünaamikal. Mudelite koostamisel on kasutatud võrguarvutustarkvara PSCAD uusimat versiooni 4.5.

Aruanne koosneb kuuest peatükist. Esimeses peatükis käsitletakse ülekandevõrgu ja elektrirongide mudeleid ning nende täiendusi võrreldes eelmise etapiga. Uute osadena on vaatluse all sünkroongeneraatorite ja jaotusvõrgu koormuse mudelid. Teises peatükis esitatakse kokkuvõtte kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitluse mõjudest ülekandevõrgule ning kolmandas peatükis vaadeldakse regeneratiivse pidurdamise olemust ja mõjusid. Neljas peatükk käsitleb pingesümmeetria mõju ülekandevõrgule ja sünkroongeneraatorite talitlusele ning viiendas peatükis analüüsitakse koormuse ühelt liitumispunkti piirkonnalt teise siirdumise mõju ülekandevõrgule. Kuues peatükk on mitmes mõttes kokkuvõttev ning selles esitatakse kokkuvõtlikult analüüs elektriraudtee mõjudest ülekandevõrgust toidetavatele teistele tarbijatele. Aruande lisades on esitatud lühikirjeldus mudelist, kaks uurimistöö põhjal koostatud teaduslikku artiklit ning andmed Eesti elektrisüsteemi koormuste ja jaotusvõrgu maaühendusvoolude kohta. Täpsustusena olgu siinkohal lisatud, et käesoleva uurimistöö teostamisel on lähtutud ülekandevõrgu normaalskeemist.

Järgnevalt on kokkuvõtlikult välja toodud peamised järeldused teostatud uurimistööst. Teise peatüki – *Kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitluse mõjud ülekandevõrgule* – peamised järeldused on järgmised:

- Kontaktliini lühisega kaasneb liitumispunkti alajaamas lühise ajaperioodil latipinge väärtuse alanemine ehk pingelohk, mis levib liitumispunkti alajaamast edasi teistesse ülekandevõrgu sõlmpunktidesse. Tekkiva pingelohu väärtus on sõltuvuses alajaamade elektrilise tugevusega ehk lühisvõimsuse väärtusega. Lühisest tingitud pinge väärtuse alanemine põhjustab asümmeetriat alajaamade faasipingetes, vastavalt nende koormatavusele ja pinge languse ulatusele. Kõigist vaadeldud tõenäolistest liitumispunkti alajaamadest on tugevaim põhjaosa Iru alajaam, kus kontaktvõrgu lühisest tingitud mõjud on kõige väiksemad. Kontaktvõrgu lühised on kõige enam tunda Rapla liitumispunkti korral. Sindi alajaam jääb saadud tulemustega kahe eelneva vahepeale.
- Lühisekoha nihkumisega kontaktliini lõpust veoalajaama vahetusse lähedusse suureneb ülekandevõrgu liitumispunktides lühisega kaasnev pingelohk. Mida pikemad on liitumispunktist kaugemale jäävate alajaamade vahemaad ja mida hõredam on nende vaheline paiknemine, seda suurem pingelohu väärtuse sumbumine ülekandevõrgu alajaamade vahel aset leiab, millest tulenevalt on tundlikkus lühise asukohale väiksem. Kontaktliini lühise toimumis kohale on enam tundlikud Iru ja Sindi liitumispunkti alajaama piirkonnad ning väiksem tundlikkus on Rapla ja Kilingi-Nõmme liitumispunktide piirkonnas.
- Ülekandevõrku Iru ja Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatorite talitlusele kontaktvõrgu lühised häiringuid ei põhjusta.
- Kontaktvõrgu lühise möödumisel taastuvad kõigil juhtudel alajaamade latipinged oma esialgsele väärtusele ning püsivaid muutusi kontaktvõrgu lühisest tingitud alajaamade talitluses ei ilmne. Kahe järjestikku aset leidva lühise korral kontaktvõrgus ei kaasne täiendavaid häiringuid ülekandevõrgu alajaamadele ja nende lattidele ühendatud generaatoritele. Kahe järjestikkuse lühisega kaasnevad pingelangud ülekandevõrgu sõlmpunktides on identsed ühe lühise olukorrale ning süsteemi talitus taastub kahe lühise vahel ning peale lühiste möödumist lühise eelsele olukorrale.
- *Scott*-trafo rakendamine vähendab märgatavalt kontaktvõrgu lühisest ülekandevõrgu alajaamade faasidevahelises pinges avalduva pingelohu väärtust ning mida tugevama alajaamaga on tegu, seda parem on *Scott*-trafo rakendamisel saadav tulemus. Liitumispunkti Iru alajaama faasidevahelises pinges tekkiv pingelohk vähenes enam kui

poole võrra ning teistes ülekandevõrgu alajaamades vähenes see ligikaudu veerandi võrra, võrreldes jõutrafo rakendamisel saadud tulemustega. Rapla ja Sindi liitumispunktide korral vähenes aga nii liitumispunktides kui ka teistes ülekandevõrgu alajaamades faasidevahelises pinges tekkiv pingelohk võrdselt veerandi võrra. *Scott*-trafo rakendamisel on aga ülekandevõrgu faasipingete koormatavus jõutrafost erinev. Elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamisel läbi *Scott*-trafo moodustab kolmefaasiline ühendus ning seega on lühise olukorras pinge alanemine ülekandevõrgus tunda kõigis kolmes faasis, vastavalt nende koormatavusele. *Scott*-trafo eelistamine jõutrafole elektriraudtee koormuse ülekandevõrku ühendamisel vähendab ülekandevõrgule avalduvaid mõjusid valdavalt veerandi võrra.

Kolmanda peatüki – *Vedurite regeneratiivsest pidurdamisest tingitud mõjud* – peamised järeldused on järgmised:

- Regeneratiivsel pidurdamisel kasutatakse mootori pöörlemistakistust ratastega pidurdamiseks. Antud pidurdusrežiimil töötab veduri mootor aga generaatorina, kus pöördejõu allikaks on rongi inertsjõud. Pidurdusenergia elektrivõrku suunamisel tuleb silmas pidada kontakivõrgus kaasnevat pinge väärtuse tõusu ning selle kandumist ülekandevõrku.
- Regeneratiivsest pidurdusest tulenevate mõjude analüüsimisel on ülekandevõrgu seisukohast vaadeldud keerulisemat olukorda, kus kontakivõrgu koormus on väiksem ja regeneeriv pidurdusenergia suurim. Ülekandevõrgu põhjaosas, kus on tegemist võrdlemisi tugeva elektrivõrguga, pole regeneratiivsest pidurdusest tulenevad mõjud märgatavad. Mõnevõrra nõrgemas ülekandevõrgu põhjaosas ilmneb Raplamaa piirkonna Rapla alajaama liitumispunkti korral väikeseid kõikumisi alajaama latipinges tulenevalt vedurite regeneratiivsest pidurdamisest. Vedurite regeneratiivne pidurdamine ei tekita alajaamade faasipingetes täiendavat asümmeetriat. Samuti ei avalda vedurite regeneratiivne pidurdamine mõju ülekandevõrgus Iru ja Metsakombinaadi alajaamas paiknevatele generaatoritele.

Neljanda peatüki – *Pingeasümmeeria mõju ülekandevõrgule ja generaatorite talitlusele* – peamised järeldused on järgmised:

- Pinge- ja vooluasümmeeria põhjustavad generaatoris järgnevaid mõjusid: i) generaatori rootori ülekuumenemist, ii) generaatori võimsuskadude ja elektrijsaama kütusekulu

suurenemist, iii) turbiini ja generaatori võlli vibratsiooni, ning iv) turbiini ja generaatori võlli mehaanilisest võnkumisest tingitud väändumist.

- Elektrivõrgu talitluse analüüsil on oluline jälgida generaatorite vastujärgnevuskomponenti suurust, kuna selle suurenemisel üle lubatud väärtuste lülitatakse generaator re-leekaitse poolt välja.
- Analüüsi tulemused näitavad, et kõigi teostatud simulatsioonide puhul ei ületa pingeasümmeetria põhjaosas ühele tarbijale esitatud 1% piirmäära. Sarnaselt uurimistöö eelneva etapi järeldustele sobivad kõik antud ülekandevõrgu põhjaosa alajaamad elektriraudtee liitumispunktiks lähtudes ülekandevõrgu elektrikvaliteedi nõuete seisukohalt. Küll aga tuleks arvestada pingeasümmeetria kumulatiivse olemusega, mis võib mõjutada teiste ülekandevõrgu häiringute ulatust ja mõju.
- Lõuna piirkonnas on olukord seevastu vastupidine. Näiteks Rapla alajaamas on analüüsi tulemuste põhjal näha, et nii jõu- kui ka *Scott*-trafo rakendamisel ületab pingeasümmeetria elektrisüsteemis maksimaalselt lubatud 2% pingeasümmeetria piirmäära, kus jõutrafo rakendamisel on vastavaks väärtuseks 2,40% ja *Scott*-trafo rakendamisel 2,51%. Teisalt näitab analüüs, et juhul kui suudetakse tagada trafo sümmeetriline koormatavus või minimaalne asümmeetriline koormus elektriraudtee talitlusel, osutub *Scott*-trafoühenduse rakendamisel Rapla alajaam elektriraudtee koormusele sobivaks liitumispunktiks. Sindi alajaamas ületab tekkiv pingeasümmeetria 1% piirmäära nii jõu- kui ka *Scott*-trafo rakendamisel lisaks Sindi alajaamale ka Audru, Kabli, Kilingi-Nõmme, Metsakombinaadi, Paikuse, Papiniidu ja Pärnu-Jaagupi alajaamades. Seega on elektriraudtee koormuse liitumisel Sindis alajaamas tugevalt mõjutatud kogu Pärnumaa piirkonna ülekandevõrk. Vaadeldav pingeasümmeetria ei ületa aga 2% piirmäära ning seega osutub elektriraudtee liitumine Sindi alajaamas võimalikuks läbi *Scott*-trafo, juhul kui suudetakse tagada minimaalne asümmeetriline koormusolukord.
- Vältimaks elektriraudteest tingitud mõjude laialdast edasi kandumist ning koondamist ühte alajaama tasuks lõuna piirkonnas kaaluda Sindi alajaamast kahe kaheahelalise 110kV õhuliini ehitamist Kesk-Eesti ja Lõuna-Eesti elektriraudtee osade toitmiseks. Selleks tuleks elektriraudtee trassi juures ette näha 110kV õhuliinide trassid.

Viienda peatüki – *Koormuse ühelt liitumispunkti piirkonnalt teisele siirdumise mõju ülekandevõrgule* – peamised järeldused on järgmised:

- Rongi liikumisel trassil toimub ca iga 50 km tagant üleminek ühe alajaama toitepiirkonnast teise. Koormuse lahkumisega alajaama toitepiirkonnast ilmneb selle

lattidel pinge väärtuse tõusu ning vastupidiselt, koormuse sisenemisel alajaama toitepiirkonda, pinge langemine. Rapla ja Sindi alajaamade vahelisel elektriraudtee koormuse siirdumise analüüsimisel ilmnenu alajaamade latipinget muutused olid väikesed, kus kõige suurim pinge muutus leidis aset koormuse siirdumisel Rapla alajaama toitelt Sindi alajaama toitele, esimese lattidel. Sarnasel liitumispunkti alajaamadega hajub teatav pinge kõikumine ka nendega elektriliselt lähedal asuvatesse alajaamadesse.

- Rapla-Sindi ja Sindi-Rapla suunaliste tulemuste võrdlusel alajaamade faasidevahelistes pingetes võis täheldada, et koormuse siirdumisel kõigub enam pinge selles alajaamas, mille toitepiirkonnast veokoormus lahku, võrreldes alajaamaga, mille toitepiirkonda veokoormus siseneb.
- Alajaamade faasipingetele avaldas elektriraudtee koormuse siirdumine ainsana märgatavat mõju Rapla alajaamale, mis elektriliselt nõrgem kui Sindi alajaam. Veokoormuse lahkumisel Rapla alajaam toitepiirkonnast vähenes faasipingete asümmeetria ning vastupidisel koormuse sisenemisel suurenes faasipingete asümmeetria. Ilmnenu muutused olid aga vaevu märgatavad ning ei too endaga kaasa märkimisväärsid mõjusid ülekandevõrgule.
- Elektriraudtee koormuse siirdumise olukorras koormuse ülekandevõrku ühendamise trafotüüpi valikul otsesid eelistusi teha ei saa. Jõu- ja *Scott*-trafo rakendamisel saadud tulemustes erinevusi ei ilmnenu.
- Rail Balticu trassi Pärnu piirkonda kuuluva Metsakombinaadi alajaama ühendatud generaatorile koormuse siirdumine kahe alajaama toitepiirkondade vahel mõju ei avalda.
- Elektriraudtee koormuse siirdumine ühest liitumispunkti alajaama toitepiirkonnast teise ei avalda märgatavaid mõjusid antud uurimistöös vaadeldud ülekandevõrgule ja selles talitlevatele generaatoritele.

Kuuenda peatüki – *Elektriraudtee mõjud ülekandevõrgust toidetavatele teistele tarbijatele* – peamised järeldused on järgmised:

- Analüüsist järeldus, et elektriraudtee pikendatud lühisetalitlus kontaktliini lõpus ei mõjuta ülekandevõrgu teisi tarbijaid mitte ühelgi vaadeldud juhtumil. Lühise koha nihkumisel aga veoalajaama vahetusse lähedusse selgus analüüsist, et ülekandevõrgu põhjaosa Iru liitumisalajaama ning ülekandevõrgu lõunaosa Sindi liitumisalajaama puhul on mõjud tarbijatele mõnevõrra märgatavamad, kuid ei vaja lühiste seisukohast

täiendavate meetmete rakendamist. Vastupidiselt aga ülekandevõrgu lõunaosas analüüsitud Rapla ja Kilingi- Nõmme liitumisalajaama puhul, kus selgus, et kontaktvõrgu pikendatud lühisetalitus toob endaga kaasa tarbijate väljalülitumise, mistõttu on antud alajaamade korral selline lühise kestvus lubamatu. Elektriraudtee koormuse liitumisel nendes alajaamades tuleb kasutusele võtta täiendavaid meetmeid tagamaks võimalike kontaktvõrgu lühiste lühemat kestvust.

- Uurimistöö tulemustest selgus, et vedurite regeneratiivse pidurdamisega ei kaasne ülekandevõrgu teistele tarbijatele märgatavaid mõjusid ning seega ei teki takistusi regeneratiivse pidurdamise lubamiseks elektriraudtee kontaktvõrgus.
- Analüüsi tulemused näitasid, et ülekandevõrgus tekkinud pingesümmeetria kandub edasi trafode keskpinge poolele muutumatul kujul. Ülekandevõrgu põhjaosas tekkinud pingesümmeetria mõjud tarbijatele on küll märgatavad, kuid jäävad kehtestatud lubatud piirmääradesse, mistõttu on pingesümmeetriat vähendavate meetmete rakendamine soovituslik. Ülekandevõrgu lõunaosas on elektriraudtee koormusest tingitud pingesümmeetria piirmäärad märgatavalt suuremad kui ülekandevõrgu põhjaosas. Tulemuste põhjal selgus, et elektriraudtee liitumisel Sindi alajaamas on kaasnev pingesümmeetria ülekandevõrgu teistele tarbijatele väiksem, võrreldes analüüsi käigus vaadeldud teiste liitumisalajaamadega. Sellest hoolimata on tarvis rakendusele võtta täiendavaid meetmeid minimeerimaks ülekandevõrgu teistele tarbijatele avalduvaid mõjusid, kuna tekkinud pingesümmeetria on kehtestatud piirmääradele võrdlemisi lähedal ning võrgus esinevate täiendavate häiringute korral võidakse piirmäär ületada. Elektriraudtee koormuse liitumisel ülekandevõrgu lõunaosas Rapla, Kilingi-Nõmme ja Metsakombinaadi alajaamas, selgus analüüsi tulemustest, et antud juhtumitel ei ole võimalik täita elektrikvaliteedi nõudeid jaotusvõrgus. Lubatavat piirmäära ületav pingesümmeetria põhjustab olulisi võimsuskadusid tarbijate elektrimootorites ning vähendada ohutust tarbija elektripaigaldistes. Seega on nii Rapla, Kilingi-Nõmme kui ka Metsakombinaadi alajaamade korral nõutud pingesümmeetria vähendamiseks täiendavate lokaalsete meetmete rakendamine elektriraudtee koormuse ühendamisel.
- Tulemustest selgus, et koormuse siirdumisel ühest piirkonnast teise on mõlema stsenaariumi korral alajaamade latipingetes esinevad muutused sedavõrd väikesed, et nendega ei kaasne märgatavaid mõjusid ülekandevõrgu teistele tarbijatele. Tulenevalt aga elektriraudtee koormuse siirdumisega kaasnevatest mõnevõrra erinevatest koormusvoogude jagunemisest võib antud olukord kaasa tuua probleeme ülekandevõrgu operatiivtalitluses.

Võttes üldistatult kokku viimase kolme aasta uurimistöo tulemused, siis elektriraudtee liitumisel tuleb hoolikalt jälgida missugustesse ülekandevõrgu punktidesse võimalikud liitumispunktid tulevad. Tehniliste tingimuste väljatöötamisel tuleb arvestada piirkonna ülekandevõrgu tugevust ja elektriraudtee süsteemi maksimaalset koormust. Uurimistöo tulemustest lähtuvalt ei ole probleeme elektriraudtee liitumisega põhja piirkonnas, kuid lõuna piirkonnas tuleb seevastu täpsemalt võimalikke liitumispunkte valida.

Elektri kvaliteedi tagamiseks on kindlasti tarvis elektriraudtee liitujale seada piirnormid, millele vastavust tuleb enne ehitusprotsessi alustamist kontrollida arvutustega ja hilisemas faasis reaalsete katsetustega. Tarvis on määratleda nõuded harmoonikute tasemetele ja asümmeetriale, samuti voolu vastujärgnevuskomponendile ja pinge muutustele. Harmoonikute suurus liitumispunktis sõltub otseselt kasutatavast ajami tüübist (türistoridel põhinevad seadmed kehvemad kui uuemad transistoridel põhinevad lahendused) ja filtritest. Võrguettevõtja poolt tuleb samuti ära määratleda pingelohkude võimalikkus ja nende kestus ning muud võimalikud elektriraudtee talitlusele mõju avaldavad tegurid. Siinkohal on oluline roll juba plaanimise etapis järgida kõiki nõudmisi ning seeläbi vältida võimalikke hilisemaid probleeme. Uurimistöo raames lähtuti võrguettevõtja poolt tänasel päeval kehtivatest kriteeriumitest ning nagu on aruandes näidatud, siis määratletud piirnormidega toime tulemine on võimalik. Küsimus on siinkohal vaid kasutatavas lahenduses ning selle maksumuses.

Oluliseks teemaks on elektriraudtee liitumispunktis kasutatavate vahetrafo tüüp. Tulenevalt uurimistöo tulemustest on soovituslik kasutada kas autotrafot või *Scott*-trafot. Ülekandevõrgu seisukohast on nende kahe trafo mõju suhteliselt sarnane. Juhul, kui suudetakse tagada kontaktvõrgu ühtlane koormus, siis on eelistatumaks *Scott*-trafo ning kui mitte siis autotrafo. Samuti on *Scott*-trafo eeliseks ühtlase kontaktvõrgu korral asümmeetria täielik silumine nähtuna ülekandevõrgu poolelt. Autotrafo korral tuleb siiski arvestada asümmeetria olemasoluga.

Regeneratiivse pidurdamise seisukohast tuleb võrguettevõtjal arvestada, et selle lubamisel ei ole elektriraudtee liitumise korral tegemist enam koormusega vaid võib ette tulla olukordi, kus elektriraudtee annab võimsust võrku tagasi. Sellest tulenevalt tuleb regeneratiivse pidurdamise lubamisel kaaluda erinevaid variante ning kas siis sõltuvalt piirkonnast või muudest teguritest kas sellist funktsionaalsust lubada või mitte. Juhul, kui võrguoperaator ei ole huvitatud tagrupidi koormusest (tootmisest), siis tuleb seda kindlasti liitujaga kokku leppida võimalikult varajases faasis.

Elektrivõrgu talitluse modelleerimiseks ja analüüsimiseks on tarvis nii rongide vedurite kui ka elektriraudtee kontaktvõrgu mudeleid. Käesolevas töös on esitatud kontaktvõrgu ja rongide

vedurite mudelid, kuid siiski tuleb siin arvestada, et tegelikkuses kasutatavad lahendused võivad omada mõnevõrra teistsuguseid karakteristikuid. Üldises kirjanduses ei ole avaldatud rongide vedurite täpseid mudeleid ning sellest tulenevalt on oluline liitumisprotsessi kestel seda punkti kindlasti mitte unustada. Tingituna tarkvaradest mida võrguettevõtja poolt kasutatakse, siis tuleks nõuda, et mudelid esitataks PSCAD tarkvaras.

Elektriraudtee elektrivõrgus kasutatakse samuti releekaitset, mistõttu on oluline koordineerida omavahel ülekandevõrgu ja elektriraudtee tarbija releekaitse. Omavahel tuleb ajaliselt koordineerida kaitsete sätteid ja peamine eesmärk on rikke lokaliseerimine elektriraudtee valdustesse ja mitte selle tulemusena põhjustada mõne ülekandevõrgu elemendi väljalülitumist. Kaitsete koordineerimisel tuleb teha koostööd nii ülekandevõrgu kui ka elektriraudtee vastavate spetsialistide vahel.

Kokku tuleb leppida vajalikud infovahetuse tingimused. Siinkohal tuleb arvestada missuguseid signaale võiks võrguettevõtjal tarvis olla. Ühe näitena võib vaadelda regeneratiivset pidurdamist, et selle toimumisel saadetakse võrguettevõtja dispetšerkeskusesse signaal. Samuti tuleb kokku leppida nii liitumispunkti kui ka veoalajaama erinevate lülitite ja funktsioonide juhtimise piirides. Soovituslik on omada võimalust tarbija kiireks väljalülitamiseks häiringute korral.

Raudtee ja ülekandevõrgu talitluse juhtimise raames on soovituslik mitte lubada paralleeltööd läbi elektriraudtee võrgu, st kõik üleminekud erinevate piirkondade vahel toimuvad katkestustega. Eeldatavalt on võimalik elektriraudtee konfiguratsiooni, kuid kindlasti peab see alati talitlema radiaalse võrguna.

Käesoleva uurimustöö tulemused omavad olulist rolli elektriraudtee mõjude hindamisel ülekandevõrgu talitlusele. Samas tuleb siinkohal siiski mainida, et uurimistöö eesmärgiks on olnud hinnata elektriraudtee ja elektrisüsteemi vahelist talitlust lähtuvalt teaduslikest põhimõtetest. Eesmärk on olnud hinnata erinevate lahenduste üldist mõju ning nende võimalikke eeliseid ja puudusi. Uurimistöö raames ei otsitud, arvatud ega analüüsitud konkreetseid ja reaalses projektides vajalikke lahendusi ega vaadeldud nende mõju lähtuvalt konkreetsest liitumispunktis.

Käesolev uurimistöö baseerus ülekandevõrgu normaalskeemil. Seda tuleb tulemuste analüüsimisel ning üldistuste tegemisel arvestada. Kindlasti tuleb uurimustööd jätkata ning järgmises etapis arvestada ülekandevõrgu võimalikke remontskeeme ja muid normaaltalitlusest kõrvalekaldeid. Praegustest tulemustest lähtuvalt saab väita, et elektriraudtee mõju võib erinevate

ülekandevõrgu konfiguratsioonide korral olla küllaltki erinev ulatudes olukorrast, kus mõjusid ei ole märgata olukorrani, kus teised tarbijad märkavad võimalikke mõjusid kohe. Samuti on soovitatav konkreetsete liitumispunktide olemasolul uurida võimalikke mõjusid täpsemalt. Viimasel juhul tuleks võimalusel kasutada kas siis selle uurimistöö raames koostatud mudeleid või liituja poolt antud mudeleid.

Lisa 1 PSCAD mudeli ülevaade

Käesoleva uurimistöo raames on PSCAD tarkvaras (v.4.5) koostatud vastavad ülekandevõrgu, liitujate ja elektriraudtee mudelid. Mudelite sisu on üldjoontes sarnane uurimistöo eelmises etapis esitatud mudelitega, kuid sisaldavad siiski täiendusi, milledest täpsema ülevaata annab käesoleva aruande esimene peatükk. Uurimistöo eelmises etapis koostatud mudel on arvutuskiiruse tõstmise eesmärgil jaotatud kaheks – põhja ja lõuna osa. Koostatud mudelitega (sisaldab andmeid ülekandeliinide, trafode ja koormuste kohta) on võimalik täiendavalt uurida ka muid ülekandevõrgu talitlust mõjutavaid protsesse ning on seeläbi universaalsed. Samuti on võimalik uurida sünkroongeneraatorite mõju erineate alajaamade piirkondades.

Mudel on koostatud kasutades PSCAD tarkvara *standard* raamatukogu komponente, millest tulenevalt ei ole ette näha probleeme koostatud mudelite avamisega tulevikus tarkvara uuemates versioonides. Siiski tuleb tähelepanu juhtida, et mudeli avamiseks ja jooksumiseks peab kasutama PSCAD tarkvara *professional* litsentsi ning kuna ühe arvutuse teostamine võib olenevalt arvuti jõudlusest aega võtta poolest tunnist ühe tunnini või kauem, siis on soovitatav arvutuste teostamiseks kasutada sobilku jõudlusega arvutit.

Aruande osadeks on PSCAD v.4.5 failid:

ER_EE_North_JT

ER_EE_North_Scott

ER_EE_South_JT

ER_EE_South_Scott

Lisa 2 Uurimistöö tulemusel avaldatud teaduslikud artiklid

1. Kilter, J., Sarnet, T., and Kangro, T. Modelling of High-Speed Electrical Railway System for Transmission Network Voltage Quality Analysis: Rail Baltic case study. IEEE PES Conference on Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, 11-13 June 2014, Rakvere, Estonia.
2. Kilter, J., Sarnet, T., and Kangro, T. Assessment of Transmission Network Voltage Unbalance in Connection of High-Speed Electrical Railway Connection. IEEE PES Conference on Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, 11-13 June 2014, Rakvere, Estonia.