



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

Alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetodika

Elektroenergeetika õppekava

Kõrgepingetehnika õppetool

Magistritöö

Õppetooli juhataja

professor Ivo Palu

Juhendaja

vanemteadur Paul Taklaja

Konsultant

Mart Landsberg

Lõpetaja

Henri Manninen

Tallinn 2016

Autorideklaratsioon

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

Lõpetaja (allkiri ja kuupäev) _____

Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> Henri Manninen	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> Alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetoodika	
<i>Kuupäev:</i> 27.05.2016	97 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut	
<i>Õppetool:</i> Kõrgepingetehnika õppetool	
<i>Töö juhendaja(d):</i> vanemteadur Paul Taklaja	
<i>Töö konsultant (konsultandid):</i> Elering AS Võrguhalduse osakonna juhataja Mart Landsberg	
<i>Sisu kirjeldus:</i> Antud magistritöö keskendub Eesti põhivõrgu alajaamade ning õhuliinide kasuliku eluea määramise meetoodika koostamisele. Töö jaguneb kolmeks osaks: <ol style="list-style-type: none">1. Hetkel kasutusel oleva jääkressursi määramise meetoodika kirjeldus ja analüüs2. Uue õhuliinide kasuliku eluea määramise meetoodika väljatöötamine3. Uue alajaamade kasuliku eluea määramise meetoodika väljatöötamine Nii õhuliinide kui ka alajaamade kasuliku eluea määramisel keskendutakse riskidel ja tehnilisel seisukorral põhinevale meetoodikale, mille tulemusena on võimalik koostada investeringute pingerida. Selleks jagatakse nii õhuliinid kui ka alajaamad väiksemateks komponentideks ning leitakse meetodeid, mille abil hinnata nende tehnilist seisukorda ning seejärel leitakse vastavate õhuliinide ning alajaamade riskiindeksid, mis hindavad rikke korral vastavate objektide kriitilisust energiasüsteemile terviklikult.	
<i>Märksõnad:</i> alajaamad, õhuliinid, kasulik eluiga, riskidel ja tehnilisel seisukorral põhinev meetoodika, riskimaatriks	

Summary of the Diploma Work

<i>Author:</i> Henri Manninen	<i>Kind of the work:</i> Master's thesis
<i>Title:</i> Methods for defining the operational lifetime of substations and overhead lines	
<i>Date:</i> 27.05.2016	97 pages
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>Faculty:</i> Faculty of Power Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering	
<i>Chair:</i> High Voltage Engineering	
<i>Tutor(s) of the work:</i> Senior researcher Paul Taklaja	
<i>Consultant(s):</i> Head of the Grid Management department of Elering AS Mart Landsberg	
<i>Abstract:</i> Current master's thesis is focused on developing methods for defining operational lifetime of substations and overhead lines. Master's thesis is divided into three main parts: <ol style="list-style-type: none">1. Description and analysis of the methods for defining the operational lifetime that is currently used2. Development of new methods for defining the operational lifetime of the overhead lines3. Development new methods for defining the operational lifetime of the substations Risk based condition management is used for overhead lines and substations to develop investment rankings for both groups of assets. For this purpose the overhead lines and substations are divided into smaller components to develop methods that describe technical condition of the components. Subsequent risk indexes are developed to describe the adverse effects to system after failure of particular elements.	
<i>Key words:</i> substations, overhead lines, operational lifetime, risk based condition management, risk matrix	

Sisukord

Lõputöö ülesanne.....	7
Eessõna	9
Sissejuhatus.....	10
1 Kasutusel olev kasuliku eluea määramise meetodika.....	12
1.1 Eestis hetkel kasutusel olev meetodika.....	13
1.1.1 Õhuliinid	14
1.1.2 Alajaamad.....	16
1.2 Käidutabelite peamised puudused.....	18
1.3 Fingrid OY meetodika alajaamade ja liinide tehnilise seisukorra määramiseks.....	18
1.3.1 Liinide tehnilise seisukorra hindamine Fingrid OYs.....	18
1.3.2 Alajaamade tehnilise seisukorra hindamine Fingrid OYs.....	20
1.4 Meetmed käidutabelite subjektiivsuse vähendamiseks	21
1.4.1 Käidutabelite täiustamine.....	21
1.4.2 Füüsiliste suuruste mõõtmisel põhinev meetodika	22
2 Õhuliinide kasuliku eluea määramise meetodika	23
2.1 Õhuliini kandeelementide tehnilise seisukorra hindamine	25
2.1.1 Visuaalse hinnangu andmine.....	25
2.1.2 Teise taseme ülevaatus	32
2.1.3 Õhuliini kandeelementide üldine hinnang.....	33
2.2 Õhuliini juhtme tehnilise seisundi hindamine.....	34
2.3 Õhuliini piksekaitse tehnilise seisukorra hindamine.....	37
2.4 Õhuliini isolaatorite tehnilise seisukorra hindamine.....	40
2.5 Õhuliini summaarse tehnilise indeksi arvutamine	43
2.6 Õhuliini kriitilisuse määramine süsteemis	44
2.7 Õhuliini üldine hinnang põhinedes nii tehnilisel seisundil kui ka liini kriitilisusel	47
2.8 Õhuliini edasine käitamine.....	49
3 Alajaamade kasuliku eluea määramine	53
3.1 Võimsuslülitid.....	55
3.2 Lahk- ja maanduslülitid	57
3.2.1 Lahklülitid	57
3.2.2 Maanduslülitid	60
3.3 Mõõtetrafod.....	60
3.3.1 Pingetrafo.....	60
3.3.2 Voolutrafo	61
3.3.3 Kombineeritud voolu- ja pingetrafo	61
3.4 Alalisvoolu abipingesüsteemid	62
3.4.1 Akupatarei.....	62
3.4.2 Akude laadimissüsteem	62
3.5 Vahelduvvoolu abipingesüsteem	63
3.6 Maandusseade.....	63
3.7 Latistus ja ühendusklemmid.....	64
3.8 Releekaitse ja automaatika.....	66
3.9 Alajaama ehituskonstruksioonid.....	68
3.10 Alajaama hoone	69
3.11 Alajaama muud rajatised.....	70
3.12 Rikete statistika kasutamine alajaama seadmete tehnilise seisukorra määramisel.....	71
3.13 Alajaama summaarse tehnilise indeksi leidmine	73
3.14 Alajaama riskiindeksi määramine.....	73
3.15 Alajaama üldine hinnang põhinedes nii tehnilisel seisundil kui ka alajaama kriitilisusel ...	76

Lõputöö kokkuvõte	80
Lõputöö lühikokkuvõte.....	84
Kirjandus	85
Lisad	89
Lisa L1 – Käidutabeli näide	90
Lisa L2 – Kaitsmata terassõrestikega mastide roostetamise klassid	92
Lisa L3 – Klaasisolaatorite liigitus määrumisastme järgi	95
Lisa L4 – Hinnangute jagunemine	97

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	Alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise metoodika
Üliõpilane:	Henri Manninen 144176AAVM
Lõputöö juhendaja:	Paul Taklaja
Õppetool:	Kõrgepingetehnika õppetool
Õppetooli juhataja:	Ivo Palu
Lõputöö esitamise tähtaeg:	27.05.2016

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppetooli juhataja (allkiri)

1. Teema põhjendus:

Eestis kasutatakse põhivõrgu alajaamade seadmete ja õhuliinide seisukorra hindamiseks käidutabeleid, mis koostatakse vastavalt käidukorraldajate hinnangutele ning põhinevad seega käidukorraldaja isiklikel teadmistel ning seadmete välimise seisukorra hindamisel. Seetõttu puudub võimalus üheselt väita, milline on uuritava alajaama või õhuliini tehniline olukord ja see võib viia kas liigsete ning varajaste investeeringuteni või liiga madala seadmete töökindluseni. Selleks, et määrata alajaamade ja õhuliinide kasulikku eluiga võimalikult objektiivselt ja üheselt mõistetavalt tuleks koostada metoodika, mis arvestaks seadmete tehnilist seisukorda võimalikult täpselt ja ei põhineks ainult visuaalsel ülevaatusel. Samas peaks uuritav metoodika olema võimalikult lihtsalt arusaadav ja praktiliselt rakendatav, et tagada selle kasutamine ning objektiivsus. Magistritöös lähemalt uuritavateks seadmeteks on alajaamas võimsuslülid, lahkülid, maanduslülid, pinge- ja voolutrafad, kogumislaidid ning alajaama juhtimishoone ning seadmete kandekonstruktsioonid. Alajaama seadmetest jäävad uurimisvaldkonnast välja juba töös olevate meetodite tõttu alajaama tähtsaim osa- trafo- ning sekundaarseadmed. Õhuliinide uuritavateks osadeks antud töös on õhuliinide mastid ning vundamendid. Lisaks konkreetsetele seadmetele koostatud jääkeluea määramise meetoditele oleks väga vajalik leida ka üldised meetodid, mille põhjal saaks otsustada, kas lühikese

jääkelueaga seadme tuvastamisel tuleks vahetada välja konkreetne seade või oleks otstarbekam rekonstrueerida terve alajaam. Käesoleva uurimustöö eesmärgiks on koostada Eesti põhivõrgu alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetodika, mille abil saaks määrata konkreetse alajaama või liini tehnilist seisukorda ja seeläbi hinnata ka jääkressurssi, analüüsides selleks kirjanduse põhjal maailmas kasutatavaid meetodeid.

2. Töö eesmärk:

Töö eesmärgiks on koostada Eesti põhivõrgu alajaamadele ja õhuliinidele kasuliku eluea määramise meetodika.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- Alajaamade ja õhuliinide ehitus ning komponendid
- Eesti põhivõrgus kasutusel olevate alajaamade ning õhuliinide kasuliku eluea määramise meetodika põhimõtete kirjeldamine ning analüüs
- Uue ja objektiivsema alajaamade ning õhuliinide kasuliku eluea määramise meetodika väljatöötamine ning analüüs

4. Lähteandmed:

Magistritöös kasutatavad lähteandmed kogutakse:

- AS Elering andmebaasidest
- Erialasest kirjandusest
- Interneti andmebaasidest
- Juhendajalt

5. Lõputöö konsultant:

Mart Landsberg (allkiri, kuupäev)

Eessõna

Lõputöö teema valikul mängis suurt rolli Elering ASi poolt stipendiumiprogrammi raames välja kuulutatud teema „Alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetoodika“, milles kandideerisin ning osutasin valituks. Soovin tänada eelkõige oma vanemaid ning lähedasi, kes aitasid lõputöö valmimisele kaasa.

Elering pakkus suurepärasest võimalusest lõputöö kirjutamiseks nende kontoris, mille tulemusena oli mul võimalus kasutada Eesti põhivõrgu andmeid ning olla vahetus kontaktis oma ala spetsialistidega. Täna kõiki Eleringi töötajaid, kes abistasid mind nii andmete kogumisel kui oma teadmistega alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetoodika koostamisel. Siinkohal soovin ära mainida Eleringi võrguhalduse osakonna juhataja Mart Landsbergi, kes oli alati abiks ning oskas jagada kasulikke soovitusi töö koostamisel.

Samuti soovin tänada oma magistratöö juhendajat Paul Taklajat ning tema tungival soovil on koostatud ka lõputöö teemaline luuletus.

Kuidas lõpetada ülikooli?

See pole just minek poodi.

*Koostada tuleb hea lõputöö,
mida teha päevad, ööd*

Elektrivõrgus elemente palju,

mõnel jääkressurss kui kaljul.

*Kuidas mõõta seadme eluiga,
kui iga eeldus põhjustab viga?*

Alajaam või õhuliin,

jääkressursi leidmine on paras piin.

*Riskid, seisukorrad ja vanus,
riskimaatriks on piisav panus.*

Kadaka puiestee 140-27, Tallinn

12615

Sissejuhatus

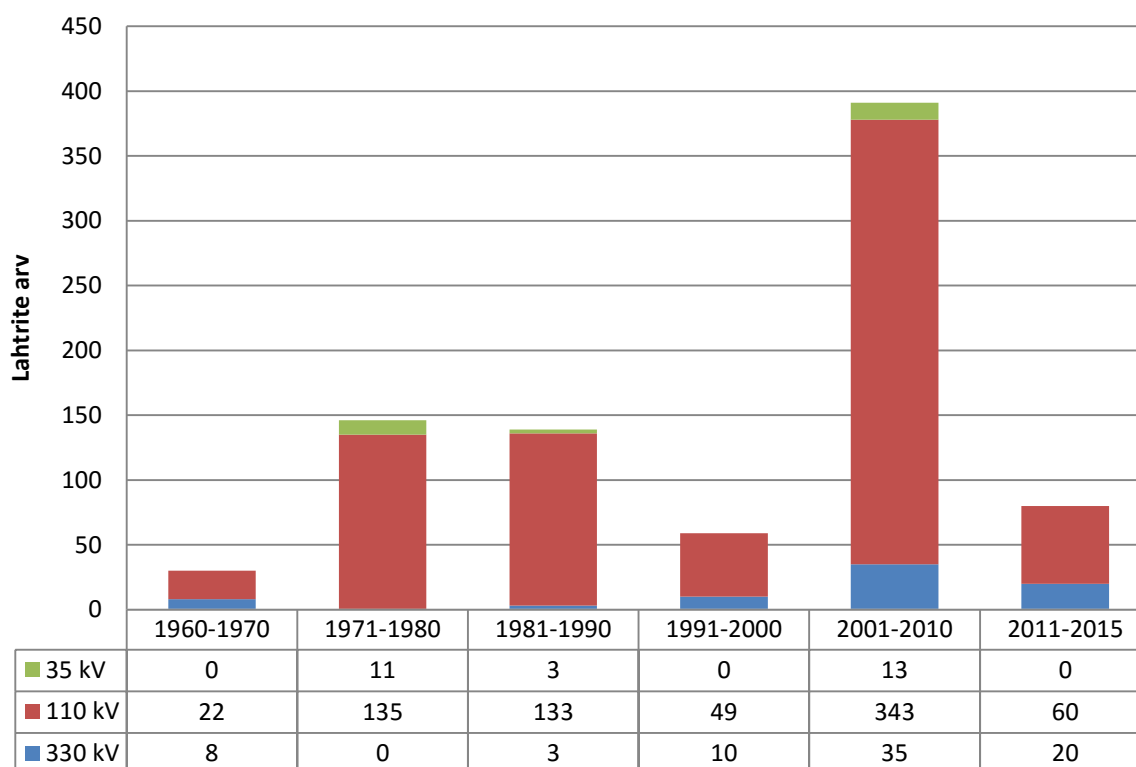
Elektrisüsteem on pidevalt muutuv ja arenev süsteem, mis hõlmab endas nii elektrijaamasid, tarbijaid kui ka neid ühendavaid õhuliine ning alajaamasid. Ühelt poolt tuleb planeerida elektrisüsteemis tehtavaid investeeringuid seoses seadmete kuni 50 aastase projekteeritud elueaga väga pikas perspektiivis, kuid samas on seadmete töökindlusele tehtavad investeeringud sõltuvalt nt. ka poliitiliste otsuste tagajärjel tekkinud koormuste muutustega. Seega ei ole alati kõige otstarbekam renoveerida kõige halvemas seisukorras olevat elektrisüsteemi üksust, sest selle tööst välja langemise korral ei pruugi süsteemi töökindlus saada märkimisväärset määral kannatada. Enam tuleks keskenduda nendele üksustele, mille rikke tagajärjel tekivad süsteemis kõige suuremad kahjud. Samuti ei tähenda projekteeritud eluea täitumine automaatselt seda, et seade oleks tehniliselt halvas seisus või isegi avariohtlik nagu ei välista projekteeritud eluiga ka seadmete enneaegset vananemist. Selleks, et hinnata elektrisüsteemi seadmete tehnilist seisukorda keskendutakse jääkressurssi leidmisele, mille tulemusena saab hinnata kui kaua seade veel ilma tõrgeteta võib vastu pidada. Seoses elektrisüsteemi keerukuse ja kõrgete talitluskindluse nõuetega tuleb selle tõrgeteta töös hoidmiseks teha pidevaid investeeringuid, mis elektriseadmete kõrge hinna tõttu on väga kapitalimahukad. Antud magistritöös koostatakse meetodika, mille põhjal saab määrata Eesti põhivõrgu alajaamade ja õhuliinide kasulikke eluiga, et optimeerida tehtavaid investeeringuid ning seeläbi suurendada – kõige kriitilisemaid alajaamasid ja õhuliine rekonstrueerides – süsteemi töökindlust.

Selleks, et koostada võimalikult hästi Eesti põhivõrgu õhuliinide ja alajaamasid iseloomustav meetodika kasuliku eluea määramise kohta tuleb kõigepealt tutvuda hetkel kasutusel olevate lahendustega. Tuginedes Eesti põhivõrgu eripäradele on koostatud nii alajaamade kui ka õhuliinide kasuliku eluea määramiseks käidutabelid, mis põhinevad peamiselt väga kogunud käidukorraldajate hinnangutel, kuid nende peamisteks puudusteks on liigne subjektiivsus, mis on tingitud erinevate inimeste varieeruvatest arusaamadest tehniliselt heas või halvast seisukorras olevatest seadmetest. Samuti on käidutabelite üheks suureks puuduseks vähene statistiliste andmete kogumine ja kasutamine. Pärast autori külastust Soome põhivõrgu operaatori Fingrid OY varahaldusosakonda tekkis saadud andmete alusel võrdlusmoment, et Eesti põhivõrgus ei teostata käidutabelite statistilist hindamist. Seda põhjustab olukord, kus käidutabelite esmane meetodika ja vorm üle kümne aasta vana ning selle edasi arendamine on olnud tagasihoidlik.

Käidutabelitel baseeruva kasuliku eluea määramise meetodika täiustamiseks tuleb loobuda jääkressurssi leidmisest, sest praktiliselt üksi mõõtetulemus või test ei ole võimeline hindama seadmete seisukorda aastates. Üheks enimlevinud meetodiks õhuliinide ja alajaamade renoveerimise pingerea koostamisel on riskidel ja tehnilistel seisukordadel põhinev meetodika (*Risk based condition management*), kus tuleb hinnata nii seadmete tehnilist seisukorda kui ka nende võimalike rikete korral tekkivaid tagajärgi ja seejärel koostada riskimaatriks, mille suuremad väärtused tähendavad kriitilisemas seisukorras olevat liini või alajaama põhinedes nii riskidel kui ka tehnilisel seisukorral. Nii õhuliinide kui ka alajaamade tehnilise seisukorra võimalikult täpseks iseloomustamiseks tuleb jagada vaadeldav liin või alajaam erinevateks hinnatavateks komponentideks ning seejärel leida neid iseloomustavad tunnused koos vastavate hinnangutega. Antud töös on õhuliinid jagatud neljaks peamiseks komponentide rühmaks (kandeelemendid, juhe, isolaatorid ning piksekaitstesüsteem) ja alajaamad kümneks seadmete rühmaks (võimsuslülitid, lahk- ja maanduslülitid, mõõtetrafod, releekaitse ja automaatika, alalisvoolu abipingesüsteem, vahelduvvoolu abipingesüsteem, maandusseade, latistus ja ühendusklemmid, alajaama juhtimishoone ning alajaama kandekonstruktsioonid) koos nende tehnilist seisukorda iseloomustavate hinnangutega koos kirjeldustega vastavalt liinidele vahemikus 0-5 ja alajaamadel 1-4. Seejuures kõige väiksem väärtus kirjeldab tehniliselt uues seisukorras ning suurim oma eluea lõpus olevaid tunnuseid. Siinkohal tuleb rõhutada, et jõutrafod ei kuulu antud töös alajaama tehnilise seisukorra hindamise alla, sest nende käitamine hoitakse jõutrafode väga kõrge maksumuse tõttu lahus alajaamade teistest seadmetest. Lisaks tehnilise seisukorra määramisele tuleb leida ka vaadeldava liini või alajaama kriitilisus ehk rikke korral tekkivad võimalikud kahjud nii majanduslikust, tehnilisest kui ka ohutuslikust seisukorrast. Saadud tulemuste põhjal koostatakse riskimaatriksid kõigi liinide ja alajaamade kohta ning seejärel saab võrrelda omavahel, milliseid liine või alajaamasid tuleks esimesena rekonstrueerida.

1 Kasutusel olev kasuliku eluea määramise metoodika

Eesti põhivõrk pingestmetel 110-330 kilovolti koosneb 210 liinist kogupikkusega 5139 kilomeetrit ning 161 alajaamast, mis omakorda jagunevad kokku 845 lahtriks. Üheks alajaama lahtriks nimetatakse seadmete komplekti, mis on vajalikud alajaama ühe ühenduse lülitustoimingute tegemiseks ning selle alla kuuluvad võimsuslülitid koos lahklülitite ning maanduslülititega ja juhtimisseadmed. Põhivõrgu alajaamad ja liinid on ehitatud alates 1958. aastast kuni 2015. aastani. Seega on Eestis kasutusel korraka ligikaudu 60 aasta jagu erinevate põlvkondade seadmeid ja tehnilisi lahendusi. Võttes arvesse seda, et rajatavate elektriliinide elueaks planeeritakse 50 aastat ning alajaamade elueaks 35 aastat, siis võrreldes liinide ja alajaamade planeeritavaid kasutusaastaid hetkel kasutuses olevate kõige vanemate seadmetega võib väita, et osa võrgust on oma eeldatava eluea juba ületanud. Eesti põhivõrgu liinide ja alajaamade ehitusaastad on toodud joonistel 1.1 ja 1.2. Andmed jooniste jaoks on saadud vastavalt Elering ASi liinide ning alajaamade käidutabelitele.



Joonis 1.1. Eesti põhivõrgu alajaamade ehitusaastad vastavalt alajaamade käidutabelile



Joonis 1.2. Eesti põhivõrgu liinide ehitusaastad vastavalt õhuliinide käidutabelile

Joonistelt 1.1 on näha, et Eesti põhivõrgu alajaamad on ehitatud valdavalt aastatel 1971-1990 ning 2001-2010. Jooniselt 1.2 on näha, et liinid on ehitatud peamiselt aastatel 1961-1990. Graafikutelt on näha ka seda, et Eestis on alates 2000. aastast peamiselt ehitatud või rekonstrueerinud vanu alajaamu ning õhuliinid on jäänud tagaplaanile. Ilmselt tingib selle asjaolu, et õhuliinide planeeritav eluiga on pikem alajaamade planeeritavast elueast. Samas hakkavad aastatel 1961-1970 ehitatud õhuliinide ning aastatel 1981-1990 ehitatud alajaamade eluead lähenema nende planeeritud vanusele. Selleks, et teada, kas praegu kasutusel olevad liinid või alajaamad talitlevad veel ka järgmised 10 või 20 aastat probleemideta tuleks hinnata nende jääkeluiga võimalikult täpselt.

1.1 Eestis hetkel kasutusel olev metoodika

Praegu kasutusel olev metoodika alajaamade ja õhuliinide eluea määramiseks põhineb Eesti põhivõrgus käidutabelitel. Käidutabelid on tabelarvutusprogrammis Microsoft Excel koostatud süsteem, kuhu on koondatud vastavalt kõik Eesti põhivõrgus olevad alajaamad ning õhuliinid ning neid hinnatakse erinevatel kriteeriumitel hinnatega nullist kuni neljani. Kõik alajaamad ning liinid on erinevate kriteeriumite järgi hinnatud ning nende kriteeriumite summa põhjal

moodustuvad pingeread, kus suurem üldine punktisumma tähendab kriitilisemas seisundis alajaama või liini. Ehk praegu koostatakse pingerida erinevate käidumeeste ja osakonna spetsialistide eksperthinnangute koondtabeli alusel.

1.1.1 Õhuliinid

Õhuliinide käidutabelis on toodud kõik Eesti 110-330 kV liinid koos nende ehitusaastate, pikkuse, tähtsuse ja tehnilise hinnanguga. Liinide käidutabel on jagatud kahte osasse, kus esimeses on hinnatud liinide ehitusaastat, tähtsust süsteemile, liini rikete arvu, liini mõju asustusele ja teedele ning liini hinnangulist jääkressurssi, mis leitakse käidutabeli teises osas.

Liini ehitusaasta järgi jagunevad põhivõrgu liinid viite kategooriasse, kus kõige halvema hinnangu ehk neli hindepunkti omistatakse liinidele, mis on ehitatud aastatel 1950-1969, hinnangu kolm saavad liinid, mis on ehitatud aastatel 1970-1979, hinnangu kaks saavad liinid, mis on ehitatud aastatel 1980-1989, hinnangu „1“ saavad liinid, mis on ehitatud aastatel 1990-1999 ja kõige parema hinnangu, ehk „0“ saavad liinid, mis on ehitatud alates aastast 2000.

Liinide tähtsuse järgi elektrisüsteemile jagunevad põhivõrgu liinid samuti viieks kategooriaks, kus süsteemi liinid saavad hinnangu „4“, suurelt koormatud transiitliinid hinnangu „3“, vähe koormatud transiitliinid hinnangu „2“, tupikliinid saavad hinnangu „1“ ning süsteemi seisukohalt kõige vähem tähtsad kohalikud liinid saavad hinnangu „0.“

Liinide käidutabelis hinnatakse liine ka nendel esinenud lühiste põhjal, kus lühiseid loendatakse vaid viimase kümne aasta piires. Lühiste esinemise põhjal hinnatakse liine vastavalt nelja hindepunktiga, kui liinil on esinenud viimase kümne aasta jooksul üle 50 rikke, hinne kolm pannakse liinile, kui selle viimase kümne aasta rikete arv on vahemikus 21-50, hinnang kaks antakse liinile, millel on olnud 11-20 riket, hinnang üks antakse liinile, millel on olnud 6-10 riket ja kõige parem hinnang ehk „0“ antakse liinile, kui sellel on esinenud viimase kümne aasta jooksul 0-5 riket.

Liinide käidutabelis on neljandaks liinide hindamise kriteeriumiks nende mõju asustusele ja teedele ning see kategooria on jaotatud kolmeks: liinid, mis ristuvad paljude teedega ning asuvad elumajade lähedal hinnatakse hindepunktidega „4“, liinid, mis asuvad elumajadest kaugemal, kuid neil on mõned ristumised teedega hinnatakse hindegaga „2“ ning liinid, mis asuvad elumajadest kaugel ja millel on vaid üksikud ristumised teedega saavad hindeks nulli.

Tabeli viiendaks hindamiskategooriaks on liinide hinnanguline jääkeluiga, mis on leitud tabeli teises osas, kuid hindepunktid jagunevad järgnevalt: hinnangu „4“ saavad liinid, mille

jääkeluiga on alla 10 aasta. Hinnangu „3“ saavad liinid, mille jääkeluiga on 11-20 aastat, hinnangu „2“ saavad liinid, mille jääkeluiga on 21-30 aastat, hinnang „1“ läheb liinidele, mille jääkeluiga on 31-40 aastat ja hinnang „0“ läheb liinidele, mille jääkeluiga on üle 40 aasta.

Kõiki viite kategooriat arvesse võttes tehakse liinidest pingerida, mida tuleks esimesena renoveerida. Liinide pingerea koostamisel arvutatakse igale liinile punktisumma, mis põhineb viie kategooria summeerimisel ja seetõttu on esimesena renoveerimist vajavad liinid kõige suurema punktisummaga. Liinide renoveerimise pingereas on seega esimesed liinid, millel on kõige suurem hinnang ning mida pingereas edasi liikuda seda väiksemaks hinnang muutub. Lisaks hinnangutele on paigutatud liinide renoveerimise pingereas alates 2000. aastast ehitatud liinid pingerea lõppu, kuna nende eeldatav eluiga ei saa veel ületatud olla.

Liinide käidutabeli teise osa moodustab liini komponentide tabel, mille põhjal eeldatakse liinide jääkeluiga. Kui liinide renoveerimise pingerea moodustamisel lähtuti kokkulepitud suurustest nagu liini ehitamise aasta ja rikete arv viimase kümne aasta jooksul, siis liini eluea määramisel muutub olukord palju subjektiivsemaks. Ka liini komponentidele antakse hinnangud vahemikus 0-4, kus neli tähendab väga halba seisukorda, kolm halba, kaks rahuldavat, üks head ning null väga head liini tehnilist seisukorda. Lisaks käidukorraldajate hinnangutele liini komponentidele on liini eluea määramiseks kasutusel igale liini komponendile kaalutegur, mis arvestab selle tähtsust liinile. Liini komponentide kaalutegurid jagunevad vastavalt: liinide mastid ja vundamendid (50%), juhtmed (25%), tross (15%), isolaatorid (10%). Kui käidukorraldaja on liini igale komponendile sisestanud enda poolse tehnilise seisukorra hinnangu skaalal 0-4, arvutatakse igale liinile kaalutud keskmine hinnang, mille põhjal hinnatakse liini jääkeluiga. Näiteks kui liini hinnang on „0“, siis on eeldatav liini eluiga 50 aastat ning kui kõiki liini komponente on hinnatud hindega „4“, siis on liini eeldatav eluiga jõudnud nulli.

Antud meetodi kõige suuremaks puuduseks on liini eluea määramisel tekkiv subjektiivsus, kuna liini komponentide hinnangud põhinevad vaid käidukorraldajate teadmistel ja tunnetusel. Selle subjektiivsuse selgitamiseks võib võtta kaks erinevat käidukorraldajat, kus üks on aastakümneid töötanud liinidega, mida ei ole veel renoveeritud ja teine on töötanud piirkonnas, kus on enamuses renoveeritud liinid. Sellisel juhul võib tekkida olukord, kus üks on harjunud vanade seadmetega ja tema jaoks on kõik uuemad seadmed väga heas seisukorras ja vastupidi. Et selliseid olukordi vältida, tuleks leida konkreetsed väärtused või visuaalselt nähtavad tunnused, mille alusel saaks objektiivsemalt hinnata, et näiteks liini vundament saab hindeks kolm, mitte neli. Õhuliinide käidutabeli näide on toodud Lisas L1.

1.1.2 Alajaamad

Alajaamade jääkeluea hindamiseks kasutatakse käidutabelit ning selle koostamise põhimõtted on sarnased liinide käidutabelile. Alajaamade käidutabelisse on kantud kõik Eesti 110-330 kV alajaamad. Erinevalt liinide käidutabelist on alajaamade käidutabel jaotatud neljaks, kus esimese osa eesmärgiks on koostada investeeringute tegemiseks alajaamade pingerida ning ülejäänud kolm osa keskenduvad alajaama jääkressurssi arvutamisele. Investeeringute koostamise tabelis on viieks hinnatavaks kategooriaks alajaama ehitusaasta, käidukulud, alajaama koormus, rikete arv ning alajaama jääkressurss, mis leitakse alajaamade käidutabeli teistes osades. Nagu ka liinide käidutabelis koostatakse alajaamadele investeeringute tegemiseks pingerida, mis saadakse viie kategooria hinnangute summast. Mida kõrgema punktisumma alajaam pingereas saab, seda olulisem on sinna teha investeeringuid.

Alajaamade käidutabeli investeeringute pingerea koostamisel hinnatakse alajaama igat viite kategooriat punktidega 0-4. Esimeseks kategooriaks on alajaama ehitusaasta ning seal jagunevad hinnangud järgnevalt: 4 punkti, kui alajaam on ehitatud enne aastat 1978, 3 punkti, kui alajaam on ehitatud aastatel 1978-1987, 2 punkti, kui alajaam on ehitatud aastatel 1988-1997, 1 punkti, kui alajaam on ehitatud aastatel 1998-2005 ning 0 punkti, kui alajaam on ehitatud pärast 2005. aastat.

Teiseks kriteeriumiks, mida hinnatakse investeeringute pingerea koostamisel on alajaama käidukulud. Kõige rohkem punkte ehk 4 saavad alajaamad, mille aasta keskmised käidukulud on üle 16 000 euro, kolm punkti saavad alajaamad, mille aasta keskmised käidukulud on 10 001 kuni 16 000 eurot. Kaks punkti läheb alajaamadele, mille aastased keskmised käidukulud on 5 001 kuni 10 000 eurot, üks punkt alajaamadele, mille käidukulud on 3 001 kuni 5 000 eurot ja alla 3 000 euroste aastaste keskmiste käidukuludega alajaamad saavad null punkti.

Kolmandaks hinnatavaks kategooriaks on alajaama koormus, kus neli punkti antakse alajaamadele, mille koormus on üle 50 MVA. Alajaamad koormusega 25,1- 50 MVA saavad kolm punkti, koormusega 10,1-25 MVA alajaamad saavad 2 punkti, koormusega 3,1-10 MVA alajaamad saavad 1 punkti ning null punkti läheb alajaamadele, mille koormus on alla 3 MVA.

Neljandaks kategooriaks, mis mõjutab investeeringute pingerida, on alajaama viimase nelja aasta rikete arv. Kõige suurema hinnangu, ehk neli punkti saavad alajaamad, millel on olnud 9-50 riket, kolm punkti saavad alajaamad, millel on olnud 6-8 riket. Kaks punkti läheb alajaamadele, millel on olnud 4-5 riket, üks punkt alajaamadele, millel on olnud 2-3 riket ning

null punktiga hinnatakse alajaamasid, millel on olnud alla kahe rikke viimase nelja aasta jooksul.

Viiendaks kategooriaks investeringute pingerea koostamisel on alajaama jääkressurss, mida hinnatakse alajaamade käidutabeli järgnevas kolmes osas, kuid hinnangupunktid jagunevad vastavalt alajaama jääkressursile samuti nullist kuni neljani. Nelja punktiga hinnatakse alajaamasid, mille jääkeluiga on alla 6 aasta. Alajaamad, mille jääkeluiga jääb vahemikku 6-12 aastat saavad kolm hinnangupunkti, kaks punkti saavad alajaamad, mille jääkressurss on 13-19 aastat. Üks punkt läheb alajaamadele, mille jääkeluiga on 20-26 aastat ning kõige parema jääkelueaga ehk üle 26-aastase jääkressurssiga alajaamad saavad null punkti.

Alajaamade käidutabeli teiseks osaks on alajaama hoonete ja rajatiste jääkeluea hindamise tabel, kus on välja toodud iga alajaama erinevad komponendid, mis kuuluvad hoonete ja alajaama rajatiste alla. Täpselt nagu liinide jääkeluea hindamise korral kasutatakse ka siin erinevate seadmete tähtsuse hindamiseks alajaamas kaalutegureid. Kaalutegurid jagunevad vastavalt: alajaama juhtimishoone (22,5%), alajaama aed (5%), alajaama õlikogumise süsteem (10%), alajaama tee (5%), alajaama ehituskonstruksioonid (30%), kuivendusdrenaaž (7,5%), alajaama kaablikanalid (15%) ning alajaama väli-valgustus (5%). Kõik eelnevalt nimetatud alajaama komponendid moodustavad kokku 100% ning igat ühte neist hinnatakse vahemikus 0-4, kus „0“ tähendab väga head seisukorda, „1“ head seisukorda, „2“ rahuldavat seisukorda, „3“ halba seadmete seisukorda ning „4“ väga halba seadmete seisukorda. Kõikide eelnevalt nimetatud alajaama komponentide põhjal leitakse kaalutegurite ja hinnangute alusel kaalutud keskmine hinne, mis iseloomustab alajaama hoonete ja rajatiste tehnilist seisukorda. Kui alajaama kõiki komponente hinnatakse punktidega null, siis on alajaama nende seadmete eeldatav jääkressurss 35 aastat ja kui hinnang neli tähendab seda, et alajaama seadmete jääkeluiga on jõudnud nulli.

Alajaamade käidutabeli kolmandas osas leitakse alajaama jaotla seadmetele jääkeluiga samadel põhimõtetel nagu alajaama hoonetele ja rajatistele leiti. Siin jagunevad kaalutegurid alajaama jaotla seadmete vahel järgnevalt: võimsuslülitid (20%), lahklülid (10%), mõõtetrafod (10%), releekaitse ja automaatika seadmed (10%), alalisvoolu abipingesüsteem (10%), vahelduvvoolu abipingesüsteem (5%), klemmkapp (5%), kommertsmõõtesüsteem (5%), maandusseadmed (15%), latistus ja ühendusklemmid (10%). Kõik nimetatud seadmed annavad kokku 100% ja ka neid hinnatakse käidukorraldaja poolt samade hinnangutega nagu alajaama hoonete ja

rajatiste jääkressursi hindamisel, ehk 0-4. Ka siin on seadmete väga hea seisukord punktiskaalal null ning väga halb seisukord neli hinnangupunkti.

Alajaamade käidutabeli neljandas osas leitakse eelnevalt leitud alajaamade hoonete ja rajatiste jääkressursi ning alajaama jaotla seadmete jääkressursi põhjal alajaama eeldatav jääkeluiga. Selleks leitakse kahe eelnevalt nimetatud jääkressursi põhjal nende aritmeetiline keskmine ja sellest saabki eeldatav alajaama jääkeluiga. Siinkohal tuleb mainida, et alajaamade eluea määramisel vaadeldakse jõutrafosid alajaamadest eraldiseisvatena ning nende jääkeluiga ei mõjuta alajaama jääkressurssi.

1.2 Käidutabelite peamised puudused

Käidutabelid kirjeldavad Eesti põhivõrgu alajaamade ja liinide seisundit üsna täpselt, kuid kuna käidutabelite alajaamade ning liinide jääkeluea määramine põhineb käidukorraldajate visuaalsetel hinnangutel, siis on kahjuks käidutabelid subjektiivsed, eriti alajaamade ja liinide jääkeluea määramisel. Subjektiivsust seadmete jääkeluea määramisel tingib asjaolu, et Eestis ei ole koostatud üheselt mõistetavat ja kõiki käidukorraldajaid hõlmavat metoodikat, kuidas hinnata seadmete tehnilist seisukorda ning seetõttu võib iga käidukorraldaja näha ühe ja sama seadme seisukorda täiesti erinevalt.

1.3 Fingrid OY metoodika alajaamade ja liinide tehnilise seisukorra määramiseks

Soome põhivõrgu ettevõtte Fingrid OY on Soome rahvuslik ning ühtlasi suurim põhivõrgu operaator, kelle hallata on üle 14 000 kilomeetri 110-400 kV liine ning üle 100 alajaama [1]. Selleks, et optimeerida talitluskulusid kasutatakse Fingridis alajaamade ja liinide tehnilise seisukorra hindamiseks tabelite süsteemi, mis järjestab liinid ja alajaamad pingeritta. Lähenemine on liinide osas sarnane nagu Eestis, kuid alajaamade puhul lähtutakse peamiselt rikete statistikast, mitte seadmete hinnangutest. Fingrid on suutnud vähendada oma metoodikas subjektiivsust tänu terviklikematele seadmete ja rikete andmebaasidele ning põhjalikumalt kirjeldatud juhenditele.

1.3.1 Liinide tehnilise seisukorra hindamine Fingrid OYs

Fingrid kasutab liinide tehnilise seisukorra ja jääkeluea hindamiseks nagu ka Elering lepinguliste ning väljaõpetatud liinide läbikäijate hinnanguid liini komponentidele nagu vundament, mast, isolaatorid, traaversid, juhtmed, piksekaitsetross, maanduskontuurid ning

vibratsioonisummutid. Sarnaselt Eestis kasutusel olevale käidutabelite süsteemile hindavad Soome käidukorraldajad igat liini komponenti skaalal nullist kuni kolmeni, kus null on väga hea seisukord ning kolm väga halb seisukord. Erinevus Fingridi ja Eleringi meetodikas liinide tehnilise seisukorra hindamises tekib selles, et Fingrid on kindlaks määranud igale liini komponendile konkreetset visuaalsed näitajad, mille põhjal saab väita, kas antud komponent saab hinnanguks 0 või 3. Näiteks mastide vundamentide seisukorra hindamiseks on Fingridil koostatud juhend, mille põhjal saavad kõik käidukorraldajad üheselt määrata, et kindla suurusega praod vundamendis tähendavad näiteks hinnangut kaks ning suuremad praod hinnangut kolm. Sarnaselt vundamenti seisukorra hindamisele on Fingridil koostatud iga liini hinnatava komponendi jaoks oma tabel, mille põhjal käidukorraldajad saavad oma otsused langetada ja see tagab käidukorraldajate hinnangutele suurema objektiivsuse.

Liini komponentide hindamisel vaadeldakse korraga kogu liini ning seejärel jagatakse hinnangud. Sellise tegutsemise tulemusena võivad liini ühe komponendi hinnangud jaguneda liini jooksul kõiki nelja hindekategooriasse, mis terviklikult näitaks, mitu protsenti mingist liini komponendist on kindlas hindekategoorias. Näiteks liini mastid võivad olla jaotunud terve liini ulatuses nii, et hinnang „0“ on 90% mastidel, hinnang „1“ 5% mastidest ning hinnang „2“ 5% mastidest. Selliseid põhjalikke liinide üle vaatamisi tehakse Soome põhivõrgus iga 2-3 aasta järel ja saadud tulemusi võrreldakse ühe liini raames erinevatel aastatel. Selle tulemusena on näha, millised komponendid, kus kohas ja kui palju on muutnud ning saadud tulemuste põhjal saab estimateerida liini tehnilist seisukorda ka tulevikus.

Kui liini käidukorraldajate hinnangute põhjal on liin halvas seisukorras, siis lülitatakse liin välja ja tehakse põhjalikum uuring liini tehnilise seisukorra hindamiseks. Antud uuringu raames tehakse kindlale hulgatele juhuslikult valitud mastidele, isolaatoritele, juhtmetele jm füüsikalised mõõtmised ning nende tulemusena selgub liini eeldatav eluiga, kui sinna ei tehta ühtegi lisainvesteeringut. See kõik tehakse all hanke korras liini hooldusfirmade poolt ning nemad hindavad ka täpsemalt liini tehnilist seisukorda. Kui hooldusfirma leiab, et mõni liin või liini komponent on väga halvas seisus ja jääkeluiga on väga lühike, siis arvutatakse kui palju läheks liini remont maksma ning seejärel võrreldakse seda uue liini maksumusega. Saadud maksumuste erinevus otsustab seega, kas liinil vahetatakse ära ainult kindlad osad või ehitatakse täiesti uus liin. Fingrid kasutab paljudel juhtudel liinide osalist renoveerimist, kuna nende hinnangute põhjal on liini erinevate komponentide eeldatav eluiga väga erinev. Näiteks

on mastide eeldatav eluiga kuni 80 aastat, piksekaitsetrossidel 35 aastat ning juhtmetel 50 aastat.

1.3.2 Alajaamade tehnilise seisukorra hindamine Fingrid OYs

Alajaamade tehnilise seisukorra hindamine Fingridis põhineb väga suurel osas rikete statistikal, mitte käidutabelitel nagu Eleringis. Soome põhivõrgu ettevõtte Fingrid ei kasuta alajaamade renoveerimise pingerea moodustamisel mitte alajaamade jääkressurssi, vaid pigem kasutab selleks põhjalikku rikete statistikat tuginedes oma andmebaasidele. Alajaamade pingerea koostamisel tehakse iga alajaama kohta tabel, kus on toodud välja absoluutselt iga seade koos nimetuse, paigaldusaasta, hoolduste ja eeldatava elueaga ning samuti on välja toodud seal üksikult iga seadme niinimetatud suured ja väikesed rikked. Suured rikked on need, mille tõttu lülitus ahel välja nagu lühised ja väikesteks riketeks peetakse selliseid defekte, mis otsest väljalülitamist ei põhjustanud nagu õli vähenemine seadmes. Lisaks alajaama seadmete riketele arvestatakse antud pingerea koostamisel ka ühe konkreetse seadmetüübi rikkeid kõikides Fingridi alajaamades ning kogutud andmete põhjal saab iga alajaama seade endale kindla väärtuse. Sarnaselt Eleringi käidutabelitele antakse ka Fingridis alajaama erinevatele seadmetele erinevad kaalutegurid ning arvestatakse alajaama tähtsust süsteemile ning suurtele tarbijatele. Seega peamiseks erinevuseks Eesti ja Soome põhivõrgu alajaama renoveerimise pingerea koostamisel ongi see, et Fingrid läheneb antud teemale mitte jääkressurssi hindamisel vaid tuginedes rikete statistikale ja oma andmebaasidele ning Elering hindab käidukorraldajate abiga seadmete hinnangulist jääkressurssi.

Lisaks rikete statistikale arvestatakse Fingridis ka alajaama hoolduse käigus tehtud seadmete tehniliste mõõtmistega, mida tehakse peamiselt seadmete põhjaliku hoolduse ajal. Näiteks mõõdetakse võimsuslüliti põhjaliku hoolduse käigus ka võimsuslüliti kontaktide üleminekutakistust, sisse- ja väljalülitusaega ning vedruajami töökiirust. Saadud tulemusi võrreldakse omavahel eelnevate hoolduste käigus saadud tulemustega ning nende põhjal saab näha seadmete kulumist ja halvenemist aastate jooksul. Nagu ka liinide andmete jälgimisega on võimalik piisavalt suure andmehulga olemasolul võimalik hinnata seadme seisukorda tulevikus.

Fingrid eelistab kasutada alajaamade renoveerimisele ainult vananenud seadmete asendamist uutega ning kasutab alajaamade seadmete uuendamisel eelnevalt kehtestatud reegleid, kus on täpselt kirjas, mis seadmeid on otstarbekas säilitada ja millised tuleks välja vahetada. Näiteks oleks otstarbekas välja vahetada alajaamas kõik võimsuslülitid, kui üks võimsuslülititest on

rikkeline ning teised on ainsad seda tüüpi võimsuslülitid Soomes. Seega kui alajaama mõni seade vajab väljavahetamist, siis vaadatakse kõigepealt, milline seade seda vajab ning seejärel vaadatakse terve alajaam kehtestatud reeglitega üle. Kui alajaamas on seadmed, mida eelnevalt kehtestatud reeglid soovivad välja vahetada, siis seda ka tehakse, kuid enamasti tervet alajaama korraga ei rekonstrueerita, pigem vahetatakse välja kindlad seadmed alajaamast.

1.4 Meetmed käidutabelite subjektiivsuse vähendamiseks

Selleks, et vähendada Eesti põhivõrgu liinide ja alajaamade käidutabelite subjektiivsust on peamiselt kaks suunda:

1. Täiustada praegu kasutusel olevaid käidutabeleid subjektiivsust vähendavate meetoditega nagu on kasutusel Fingridis.
2. Välja töötada täiesti uus metoodika, mis arvestab seadmete jääkeluea määramisel seadmete füüsikaliste suuruste mõõtmist ja seega ei sõltu enam käidukorraldajate hinnangutest.

1.4.1 Käidutabelite täiustamine

Praeguseks välja töötatud käidutabelid on selged ja arusaadavad Eesti põhivõrku haldavale personaalile ja seetõttu on otstarbekas säilitada nende praegust formaati ning võimaluse korral neid täiustada. Liinide käidutabelit oleks võimalik täiustada Fingridi näitel peamiselt liinide jääkressursi tabeli arvelt, kus tuleks välja töötada metoodika, mille põhjal saaks üheselt väita, milline hinnang läheb kindlas seisukorras olevale liini komponendile. Seega tuleks igale liini komponendile leida visuaalsed tunnused ning nende piirväärtused, mille põhjal saaks kõik käidukorraldajad üheselt määrata antud komponendile hinnangu. Näiteks TTÜ poolt koostatud “330 ja 110 kV õhuliinide vundamentidele ehitus- ja remondijuhiste väljatöötamine” on toodud õhuliinide raudbetoonmastitüvede ja raudbetoonvundamentidele seisukorra piirväärtused, mille puhul tuleks masti tüvi kas remontida või välja vahetada ning vundament remontida. Sellised tunnused tuleks leida kõigile liini komponentidele.

Alajaamade puhul on olukord keerulisem, sest alajaama seadmed on kinnised ning nende visuaalne ekspertiis ei anna väga täpseid tulemusi. Üheks võimaluseks on Fingridi näitel kasutada alajaamade rikete statistikat, kuid samas tuleks leida ka meetodeid, mille puhul saaks seadmete seisukorda hinnata sarnaselt nagu liinidel.

1.4.2 Füüsikaliste suuruste mõõtmisel põhinev meetoodika

Füüsikaliste suuruste mõõtmisel põhinev meetoodika tähendaks seda, et iga alajaama seadme puhul tuleks leida sellised füüsikalised suurused ja nende piirväärtused, mille korral saaks väita, kas seade on endiselt töökorras või hakkab juba liigselt vananema. Sellise meetoodika eelisteks on kindlasti võimalikult täpne ülevaade seadme tehnilisest seisukorrast, kuid sellised mõõtmised kõikidele alajaama seadmetele ning õhuliinidele mingi kindla aja tagant tähendaks suuri lisakulutusi mõõtmiste tegemiseks ning seetõttu võivad sellised mõõtmised kujuneda kallimaks kui on seade ise. Üheks võimaluseks oleks sarnaselt Fingridile teha kallimate seadmete nagu võimsuslüüti füüsikaliste suuruste mõõtmist koos seadme põhjaliku hooldusega.

2 Õhuliinide kasuliku eluea määramise metoodika

Õhuliinide kasuliku eluiga on äärmiselt keeruline, kui mitte võimatu hinnata aastates, kuna mitte ükski test või mõõtetulemus ei väljasta otseselt liini jääkeluiga. Selle määramise keerukus sõltub kõikvõimalikest juhuslikest teguritest nagu tuule kiirus ja suund, õhusaaste või isegi õhuliinide mehaanilised vigastused. Samas tuleb arvestada ka erinevate liinide tähtsust energiasüsteemile terviklikult ja alati ei ole otstarbekas rekonstrueerida kõige halvema tehnilise seisukorraga liine, kui nende rikke korral süsteemi töökindlus praktiliselt ei vähene. Sellest hoolimata oleks vajalik leida metoodika, mille puhul saaks hinnata õhuliini tehnilist jääkressurssi ning selle abil määrata, milliseid liine tuleks süsteemi tõrgeteta töös hoidmiseks eelistatuna rekonstrueerida või uuendada ja millised vajavad vähem tähelepanu. Üheks võimaluseks on kasutada õhuliinide jääkressursi määramiseks riskidel ja liini komponentide seisukorral põhinevat metoodikat (*Risk based condition management*). Selle metoodika rakendamiseks tuleb koguda järgmiseid andmeid [2]:

1. Liini komponentide (vundamentide, mastide, isolaatorite, piksekaitse ja juhtmete) tehnilise seisukorra indekseid, mis jäävad vahemikku 0 kuni 5, kus 0 tähistab väga head seisukorda ja 5 väga halba
2. Leida võimaliku rikke tagajärjed kolmes kategoorias: süsteemi töökindlus, elektriliini ohutus inimestele ja majanduslik mõju
3. Koostada mudel, mille abil saaks võrrelda erinevaid liine

Selleks, et saaks kõiki Eesti põhivõrgu liine omavahel võrrelda tuleb leida esimese sammuna iga liini kohta tehnilised indeksid, mis iseloomustaks kindla liini tehnilist seisukorda. Selleks, et liini tehniline indeks oleks võimalikult hästi iseloomustav saab õhuliini jagada neljaks peamiseks eraldiseisvaks komponentide rühmaks.

1. Õhuliini kandelemendid (mast ja vundament)
2. Õhuliini juhe (juhe, distantshoidikud, vibratsiooni summutid, jätkud, looga-, kande- ja lõpuklemmid)
3. Õhuliini piksekaitse (piksekaitsetross, vibratsiooni summutid, sädevahemikud, maandus, isoleeritud piksekaitsetrossi isolaatorid)
4. Õhuliini isolaatorid

Pärast iga komponentide rühma tehnilise hinnangu leidmist tuleb leida liini üldine tehniline hinnang, mis arvutatakse nelja komponendirühma kaalutud keskmisena vastavalt valemile 2.1.

$$H = \frac{\sum_{i=1}^4 h_i * w_i}{\sum_{i=1}^4 w_i}, \quad (2.1)$$

kus h_i on liini komponentide rühma tehniline hinnang ja w_i vastava komponentide rühma kaalutegur, mis on leitud vastavalt komponentide maksumusest liini ehitusel. [3]

Õhuliini komponentide tehniliste indeksite määramisel tuleb arvestada asjaolusid, et tehniline indeks peab olema määratud võimalikult täpselt ja objektiivselt ning samas ei tohi selle määramine olla liigselt kapitalimahukas. Vastavalt CIGRE (International Council on Large Electric Systems) poolt välja töötatud õhuliinide tehnilise seisukorra määramise dokumentides [4, 5] toodud soovitudele tuleks liinide komponentide hindamised jagada neljale erinevale tasemele, mis erinevad teineteisest põhjalikkusega ning seega ka maksumusega. Tasemed jagunevad järgmiselt:

1. Esimene tase - visuaalne ülevaatus, pinnase eritakistuse mõõtmine, maandustakistuse mõõtmine
2. Teine tase - põhjalik visuaalne ülevaatus (koos masti otsa ronimisega või õhuliini vaatlusega õhust) koos kohapealsete vundamendi ja mastide metalli omaduste mõõtmistega
3. Kolmas tase - suure täpsusega kohapealsed mõõtmised või proovide võtmine ja nende uurimine laboris
4. Neljas tase - terve õhuliini ühe masti või visangu põhjalik ülevaatus koos kõigi komponentidega

Tuleb mainida seda, et esimese taseme ülevaatus tuleb rakendada kõigile põhivõrgu liinidele regulaarselt täies ulatuses ning selle eesmärgiks on tuvastada õhuliinide komponentidel defekte ja vananemise märke. Juhul kui esimese taseme ülevaatus käigus ei tuvastatud liini komponentidel defekte ega vananemise märke pole järgnevate tasemete uurimismeetodite rakendamine vajalik. Juhul kui esimese taseme ülevaatus käigus tuvastati liinil defekte või vananemise märke, siis tuleb teise taseme ülevaatus rakendada sarnaste kulumismärkidega liini osadele vähemalt 20% ulatuses tagamaks piisava usaldusväarsuse järelduste tegemiseks. [5, 4]

Visuaalse ülevaatus käigus tuleb hinnata liini komponente iga masti puhul eraldi, et saada täpsem ülevaade, millistes liini osades toimub vananemine kiiremini ja kui võrrelda kahe järjestiku vaatluse tulemusi, siis saab lisaks näha seoseid komponentide üldist vananemist. Näiteks kui liini eelmisel vaatlusel kuulus kategooriasse „0“ 90% liini vundamentidest ja kategooriasse „1“ 10% liini vundamentidest ning uue vaatluse tulemusena on vastavad numbrid

80% ja 20% saab juba selle info pealt teada, millised on individuaalselt liini vananemise tunnused. Kui igale komponendile on hinne antud masti täpsusega, siis seejärel arvutada liini komponendile üldine hinnang vastavalt valemile 2.2.

$$h_{komponent} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{komponent\ i}}{n}, \quad (2.2)$$

kus $h_{komponent\ i}$ on ühe masti liinikomponendi hinnang ja n mastide arv vaadeldavas liinis.

2.1 Õhuliini kandelementide tehnilise seisukorra hindamine

Õhuliini kandelementide alla kuuluvad nii õhuliini mastide vundamendid kui ka mastid ise. Eestis on kasutusel peamiselt raudbetoonist ning terassõrestikega mastid (vastavalt 75% ja 25%). Terassõrestikega mastidel on kas üks masti toetav või iga masti jala alla eraldi raudbetoonist vundament ning raudbetoonist mastidel puudub vundament, sest need on maasse puuritud. Suure üldistusena võib jagada materjali omaduste tõttu kandelementide kategooria kaheks:

1. Raudbetoonist konstruktsioonid, mille alla kuuluvad mastide vundamendid ning raudbetoonmastid
2. Metallist konstruktsioonid, mille alla kuuluvad toru või metallõrestikuga mastid

Raudbetoonist konstruktsioonide välise ja sisemise seisukorra hindamiseks kasutusel olevad meetodid jagunevad erinevatesse kategooriatesse vastavalt uurimise eesmärgile. Näiteks:

- Visuaalne hindamine (esimese taseme hindamine)
- Vastupidavuse testid (teise taseme hindamine)

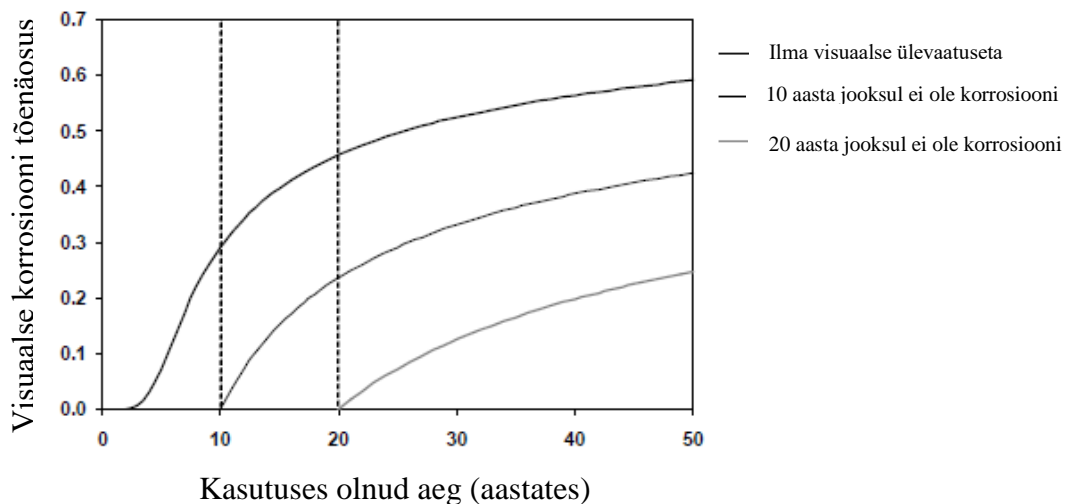
Lisaks tuleb märkida, et raudbetooni seisukorra halvenemine toimub tavaliselt kas maapinnast kõrgemal või 1-1,5 meetri sügavusel maapinnas pinnaveehorisoni ja õhu liikumise tsoonis. Kõikide vundamentitüüpide puhul on võimalik vundament maapinnast 1-1,5 meetri sügavusele lahti kaevata ja seejärel teostada visuaalne kontroll hindamaks selle seisukorda. Üle selle sügavuse ei ole lubatud lisatoestamiseta vundamenti lahti kaevata, selle tulemusena võib muutuda kuni nelja meetri sügavusel olevate vundamentidele rajatud mast liiga ebastabiilseks. [4]

2.1.1 Visuaalse hinnangu andmine

Visuaalne inspeksioon on suhteliselt lihtne moodus hindamaks raudbetooni seisukorda ning tuvastamaks kriitilisi kohti, kus betooni tehniline seisukord nõrgeneb. Regulaarse visuaalse

inspektsiooni tulemusena on võimalik hinnata vundamendi ja raudbetoonmasti seisukorda ning seeläbi hinnata ka selle jääkväärtust. Visuaalse vaatluse käigus hindab vaatleja komponendi silmaga nähtavaid tunnuseid nagu pragude suund ja suurus, rooste olemasolu, betooni koorumist ning lagunemist tükkideks. Samuti on näha mehaanilisi vigastusi ning peamisi kohti kust kohast vundament laguneb. Peamiseks puuduseks visuaalse hinnangu puhul on selle rakendatavus ainult vundamendi ja mastide osadele, mis ei ole kaetud ning teiseks ei ole võimalik visuaalse vaatluse tulemusena saada täpset infot betooni või armatuuri seisukorrast (visuaalse vaatluse käigus üldiselt ei mõõdetata pragusid ning nende mõõtmist kasutatakse tavaliselt täpsemate hinnangute andmisel).

Eeldusel, et visuaalset ülevaatuset läbi viiv isik on piisavate kogemuste ning teadmistega ning vaatlused on pidevalt dokumenteeritud võib väita, et visuaalne inspekteerimine on ligikaudu perfektne hindamisviis, kuid defektide tuvastamisel tuleks neid uurida täpsemate meetoditega, et saada teada raudbetooni tegelik tehniline seisukord. [6]



Joonis 2.1. Visuaalsel hinnangul nähtava korrosiooni tekkimise tõenäosus [6]

Jooniselt 2.1 on näha, kui suure tõenäosusega tekib visuaalne korrosioon raudbetooni vananemisel. Raudbetooni visuaalseks korrosiooniks loetakse elementide pinnale tekkinud pragusid ning neist välja tulevat roostet. Jooniselt on näha, et mida vanemaks muutub raudbetoon, seda suurema tõenäosusega tekib visuaalne korrosioon ning kui 10 või 20 aastat pärast paigaldust ei tuvastatud näilist korrosiooni, siis kui suur on tõenäosus, et see tekib järgnevatel aastatel. Nagu joonisel on näha, siis kõige rohkem tõuseb korrosiooni risk aastatel

5-10. Kui betoon on juba 20 aastat vana, siis pidurdub visuaalse korrosiooni tekke tõenäosuse kasv ligi viis korda võrreldes aastatega 5-10.

Kõige kriitilisemad kohad, millele tuleks õhuliini vundamendile visuaalset hinnangut andes keskenduda on:

- Masti jala ja vundamendi liitekoht
- Vundamendi maapealse osa „betoonmütsi“ ja ülejäänud vundamendi liitekoht
- Masti jala ja sõrestikvundamendi liitekohas
- Terasest mastide vundamentide osad vahetult maasse sisenemisel

Kui on varasemalt teada, et kindlatel vundamentitüüpidel on kindlad riskikohad näiteks vundamendi jala ja talla liitekohas, siis tuleks need kohad üle vaadata, eriti juhtudel kui vundament on juba osaliselt lahti kaevatud.

Raudbetooni pragude muster võib anda võimalikke põhjuseid nende tekkimise kohta. Betooni armatuuri roostetamisest tingitud praod jooksevad tavaliselt armatuuriga samas sihis ja on seetõttu eristatavad teistest pragude liikidest nagu leeliselisest keskkonnast tingitud pragudest, mis asetsevad betooni pinnal juhuslikult ja võivad moodustada ämblikuvõrgu sarnaseid pragusid. Roostemärgid pragude läheduses võivad viidata armatuuri ägenenud roostetamisele, kuid neid ei tohi segi ajada välistest teguritest tingitud roosteplekkidest nagu vundamendi või masti vastas olnud nael või kruvi. Üldiselt võib jagada betoonis olevad sirged praod kaheks: pikipraad, mis jooksevad samas sihis pearmatuuriga ning ristipraad, mis jooksevad samas sihis pealmise lisaarmatuuriga. [4, 6]

Nende konstruktsioonide hindamiseks kasutatakse kuuepallist (hinded 0-5) skaalat, sest välise vaatluse korral on võimalik eristada raudbetoonist postidel ja taladel kuute erinevat staadiumit. Hindele "5" vastavad konstruktsioonid, millel pole märgata kahjustusi korrosiooni tagajärjel ning hindele "0" vastavad konstruktsioonid eriti suurte armatuuri kaitsekihi kahjustustega, kus korrosiooni tulemusena on pearmatuuri kaitsekiht ära kukkunud ja seega konstruktsioonid on avariiolekorras. Kirjeldused on koostatud sellise arvestusega, et hinde vähenemine peegeldaks lineaarselt konstruktsioonide eksploatatsiooniresursi vähenemist. Raudbetooni kirjeldused ja vastavad hinnangud on toodud tabelis 2.1. [7]

Tabel 2.1. Raudbetooni visuaalse vaatluse tehnilise indeksi hinnangud ja nendele vastavad seisukorrad [3, 7]

Hinnang	Olukorra kirjeldus
0	Konstruksioonid terved, korrosiooni jälgi ei esine
1	Üksikutes kohtades märgata põikarmatuuri korrodeerumist (kaitsekihis praod või kaitsekiht maha pudenenud)
2	Paljudes kohtades märgata põikarmatuuri korrodeerumist (kaitsekihis praod või kaitsekiht maha pudenenud)
3	1) Peaarmatuuri kaitsekihis mikro-pikipraad 2) Vundamenti katab taimestik
4	1) peaarmatuuri korrosiooni tagajärjel kaitsekihis pikipraad (laiusega ca 0.5... 1 mm)
5	1) peaarmatuuri kaitsekiht armatuuri korrosiooni tulemusena maha pudenenud 2) Vundament on maapinnas ning seda ei ole võimalik lähemalt uurida

Lisaks visuaalsele ülevaatusle on otstarbekas liini ülevaatus käigus mõõta ka maapinna eritakistust. Kuigi maapinna eritakistuse mõõtmine on geofüüsiline test, annab see vihjeid vundamendi vananemise kiiruse kohta, sest selle tulemusena saab teada pinnase tüübi, mis määrab suuresti vundamendi armatuuri korrosiooni kiiruse. Maapinna takistuse mõõtmine põhineb erinevate pinnasekihtide elektrilise takistuse mõõtmisel ning erinevate sügavuste takistus on määratud potentsiaalide langusega kahe voolu ja kahe potentsiaali elektroodi vahel, mis on ühendatud toiteallikaga nagu aku. Seoses sellega, et voolu hästi juhtivad pinnasetüübid sisaldavad palju vett ja agressiivseid ioone nagu kloriide ja sulfaate, mis kiirendavad oluliselt korrosiooniprotsesse vundamendis, saab maapinna takistust mõõtes hinnata korrosiooniohtu vundamendile. Tabelites 2.2 ja 2.3 on toodud erinevate mullatüüpide eritakistused ning korrosiooniohu piirväärtused. [4]

Tabel 2.2. Pinnasetüübid ja nende eritakistused [4]

Pinnasetüüp	Pinnase eritakistus $\rho \quad \Omega \cdot m$
Soine maapind	5-40
Savi, huumus	20-200
Märg liiv	200
Märg kruus	500
Kuiv liiv	1000-2500
Kuiv kruus	1000-3000
Liivakivi	2000-3000
Moreen	Kuni 30000
Graniit	Kuni 50000

Tabel 2.3. Pinnase eritakistustele vastavad korrosiooniohu tasemed [4]

Korrosiooni oht	Eritakistus $\rho \quad \Omega \cdot m$
Väga kõrge	<0,7
Kõrge	0,7-2,0
Keskmine	2,0-5,0
Madal	>5,0

Nagu tabelist 2.3 on näha, siis mida väiksem on pinnase eritakistus, seda kõrgem on korrosioonioht vundamendile, sest väiksema takistusega pinnas sisaldab rohkem vett ja seal lahustunud happelisi või aluselisi aineid, mis kiirendavad vundamendi vananemist. Võrreldes tabelite 2.2 ja 2.3 väärtusi, siis on näha, et kõrgete korrosiooniohtude korral on maapinna eritakistus väiksem, kui tabeli 2.2 maapinna tüüpide kõige väiksem eritakistus. Antud testi tulemusena on võimalik määrata kindlaks piirkonnad, kus on kõige suurem tõenäosus vundamendi vananemiseks. Kuigi terase korrosioonikiirust ei saa otseselt määrata pinnase takistuse abil, siis on teada, et mida väiksem on pinnase eritakistus, seda kiiremini toimuvad terases korrosiooniprotsessid. See kehtib nii raudbetooni armatuuri kui ka terasest mastide kohta, mille osad ulatuvad pinnasesse. [4]

Terasest sõrestikuga mastide visuaalse ülevaatus käigus saab tuvastada vaid rooste olemasolu ning tõsiseid defekte või puudusi mastidel nagu poltide või vinklite puudumisi ja mehaanilisi defekte. Kuna õhuliinide mastid kukuvad kokku peamiselt tuule- või jääkoormuse toimetel, siis tuleb eelkõige jälgida terassõrestikega mastide puhul mehaaniliste defektide ning puuduste olemasolu ning nende tuvastamisel saab mast hindeks kõige halvema tehnilise indeksi ehk „5“ kuni puudus on kõrvaldatud või hinnatud täpsema ülevaatus põhjal masti tehnilist seisukorda vähe mõjutavaks. Värvitud terasmastide hinnangud vastavalt roostetanud pinna ulatusele on toodud tabelis 2.4. [5]

Tabel 2.4. Värvitud terasmasti tehniline indeks vastavalt korrosioonile [8]

Roostetanud pinna ulatus % (selgitavad pildid ISO 4628-3)	Hinnang (seisund vastavalt standardile)
0	0 (Ri0)
0,05	1 (Ri1)
0,5	2 (Ri2)
1	3 (Ri3)
8-40	4 (Ri4)
Üle 40	5 (Ri5)

Vastavalt Elering ASi tehnilistele nõuetele kasutatakse tsingitud terasmastide puhul vaid kuumtsingitud terast, mille puhul peab üle kuue millimeetri paksusel terasel olema kaitsva tsingikihi paksus keskmiselt vähemalt 85 mikromeetrit ning ükski piirkond ei tohi olla õhukesema tsingikihiga kui 70 mikromeetrit. Tsingitud terasmastide tehnilise seisukorra hindamiseks saab terasmasti vananemist esimestes staadiumites hinnata visuaalselt ning alates tsingikihi hallika värvuse muutusest tumedamaks tuleb kasutusele võtta täpsemad meetodid. Üheks võimalikuks meetodiks on mõõta terasel oleva tsingikihi paksust ja seeläbi hinnata terasmasti tehnilist seisukorda. Antud meetod annab väga täpseid tulemusi, kuid keerukus sõltub masti eri piirkondade erinevas kulumisastmes. Selleks, et tagada piisav täpsus, tuleks mõõta tsingikihi paksust kahe ruutmeetri suurusel alal (10x2000 cm) vähemalt kolmest erinevast kohast. Tsingikihi paksuse mõõtmiseks sobib näiteks mobiilne kalibreerimisvajaduseta seade *Positector 2000*, mis põhineb ultraheli tehnoloogial ja suudab mõõta lisaks tsingikihi paksusele ka rooste ning värvikihtide paksusi. Tsingitud terasmastide tehnilise

indeksi määramisel tuleb jälgida eelkõige tsingikihi paksust, kuid selle mõõtmist on otstarbekas rakendada hetkest, kui on märgata tsingikihi juures muutusi. Kuumtsingitud terasmastide tehnilised hinnangud koos kirjelduste ja tsingikihi paksustega on toodud tabelis 2.5, kusjuures masti tehnilise indeksi määrab kõige suurema tehnilise indeksiga tuvastatud tunnus nii kirjelduse kui ka tsingikihi veergudest. [9, 10]

Tabel 2.5. Tsingitud terasmasti tehniline indeks vastavalt tsingikihi paksusele [9, 10]

Kirjeldus	Tsingikihi keskmine paksus, µm	Hinnang
Masti tsingikiht on ühtlases hallis toonis ning ei ole näha ühtegi tumedamat piirkonda	>100	0
Masti tsingikiht on enamjaolt ühtlaselt hallis toonis, kuid on märgata üksikuid tumedamas toonis piirkondi	70-100	1
Masti tsingikiht muutub ühtlaselt hallist toonist tumedamaks	55-70	2
Masti ühenduspoldid roostetavad <50% ulatuses	40-55	3
Masti ühenduspoldid roostetavad >50% ulatuses	20-40	4
1) Mastil on märgata roostetavaid piirkondasid 2) Mastil on märgata puuduvaid polte või mehaanilisi defekte	<20	5

Seoses sellega, et Eestis on paljud vanad terassõrestikuga mastid ilma kaitsva tsingi või värvikihita, siis tuleb rooste eest kaitstud ja kaitsmata maste vaadelda eraldi. Kui värvitud masti puhul saab omistada mastile hinde „5,“ kui see roostetab vähemalt 40% ulatuses, siis ilma kaitsekihita mastide puhul tuleb läheneda vastavalt rooste omadustele. Kuna õhuliinide traaversid on suures osas ilma tsingi või värvikihita, siis kehtib ka neile sama loogika, mis kaitsmata terasmastidele. Kaitsmata terasmastide tehnilised hinnangud ja nende vastavad kirjeldused on toodud tabelis 2.6. Kirjeldavad pildid on toodud lisan L2.

Tabel 2.6. Kaitsmata terasmasti ja traaversi kirjeldus nende vastava tehnilise indeksiga [11]

Kirjeldus (selgitavad pildid)	Terase paksus võrreldes terase esialgse paksusega, %	Hinnang
Tuleb täpsemalt välja selgitada		1
Tuleb täpsemalt välja selgitada		2
Lisa L2 pilt L.7	>90	3
Lisa L2 pilt L.6	80-90	4
Lisa L2 pilt L.5	<80	5

Tabelist 2.6 on näha, et kaitsmata terasest mastide puhul tuleb maste kirjeldavad tunnused (hinnangutel 1 ja 2) veel leida, kuid üldjoontes tuleb lähtuda roostetamise ulatusest ning terasekihi paksusest võrreldes esialgse paksusega. Näiteks väga halvas seisus oleva masti terase paksus on alla 80% esialgsest paksusest. Samuti ei ole hinnangule „0“ vastavat tehnilist seisukorda, sest ilma kaitsva värvikihita mast on võrreldes värvitud mastiga korrosioonile vastuvõtlikum. Seetõttu on vajalik ilma värvikihita terasmastide puhul teha nende täpsema tehnilise seisukorra hindamiseks teise taseme ülevaatused, et selgitada nende tegelik seisukord.

2.1.2 Teise taseme ülevaatus

Raudbetooni tugevust ja mastide korrosiooni ulatust tuleks määrata kulude kokkuhoidmiseks täpsemate testidega alles siis, kui visuaalse ekspertiisi tulemusena tuvastati nähtavaid puudusi. Puuduste olemasolust annavad märku tehnilised indeksid alates väärtusest „3.“ Süsteemile tähtsamate liinide puhul tuleks kasutada seisukorra hindamiseks täpsemaid meetodeid alates sellest hetkest, kui tuvastati hindest „0“ erinevaid hindeid, et võimalikult kiiresti reageerida puuduste kõrvaldamiseks ja pikendada sellega liini eluiga. Selleks, et määrata õhuliini mastile ja vundamendile täpsemaid tehnilisi hinnanguid kasutatakse peamiselt järgmisi meetodeid [5, 4]:

1. Karboniseerimise test - Karboniseerimise tulemusena kaotab betooni pealmine kiht leeliselisi omadusi ning aja jooksul vähenevad kogu betooni leeliselised omadused, mis kaitsevad raudbetooni armatuuri korrosiooni eest. Selleks, et määrata, kas betooni pealmises kihis toimub karboniseerumine kasutatakse indikaatorit- fenoolftaleiin'i. Fenoolftaleeni pihustatakse puhastatud betooni pinnale ja kui betoonis toimub

karboniseerumine, siis värvub antud piirkonnas betoon roosaks. Teadmine karboniseerimise sügavusest kombineeritud betooni vanusega annab võimaliku betooni tugevuse ja tõenäosuse, et armatuur hakkab roostetama. Peamisteks eelisteks on see, et tegemist on väga kiire ja lihtsa meetodiga, kuid näitab ainult karboniseerimise olemasolu, mitte selle ulatust.

2. *Half-cell potential* - Kasutatakse, et avastada aktiivset korrosiooni nii vundamendi armatuuris kui raudbetoonist mastidel. Testimise meetodika põhineb tavaliselt seadmel ASTM C876-91. Testimiseks paigaldatakse üks *half-cell* seadme kontakt puhastatud betooni armatuuri külge ning teisega liigutakse erinevates betooni punktides ning mõõdetakse pinget. Teades korrodeeruva ja puhta armatuuri pingete väärtusi saab näha, millises armatuuri osas toimub roostetamine. Puuduseks on see, et seade näitab ainult kontaktis oleva piirkonna korrosiooni ning seetõttu tuleb teha palju mõõtmisi, kuid seade on mobiilne ning kogemustega operaatori kasutuses piisavalt täpne.
3. Teras ja rooste paksuse mõõtmine - roostes terasmastide puhul tuleks kasutada roostekihi ja terase paksuse mõõtmisteks ultrahelil põhinevat mobiilset mõõteseadet, mille abil saaks määrata roostetava terasmasti roostekihi paksuse. Selle tulemusena on näha, kui suures ulatuses teras on korrodeerunud ja seeläbi hinnata masti tehnilist seisukorda.

2.1.3 Õhuliini kandeelementide üldine hinnang

Õhuliini kandeelementide üldine hinnang kujuneb kahe hinnangu kaalutud keskmise hindena, seejuures on vundamendi kaaluteguriks 0,45 ja mastil 0,55. Kandeelementide kaalutegurid on leitud mastide ja vundamentide suhtelisest maksumusest kandeelementide summaarsest maksumusest seejuures arvestatud ka töö hinda. Arvutusvalem õhuliini kandeelementide hinnangu arvutamiseks on järgmine:

$$h_{kandeelmendid} = \frac{h_{mast} * 0,55 + h_{vundament} * 0,45}{0,55 + 0,45}, \quad (2.3)$$

kus h_{mast} on masti hinnang suhtarvudes ning $h_{vundament}$ vundamendi hinnang suhtarvudes. Lisaks tuleb arvestada seda, et kui masti suhteline hinnang on 100, siis saab kandeelementide minimaalne hinnang olla 85 ja kui vundamendi hinnang on 100, siis saab kandeelementide minimaalne hinnang olla 75. Need väärtused ei allu küll kaaluteguritele, kuid tähistavad kandeelementide kriitilisust liinile terviklikult. [3, 5]

2.2 Õhuliini juhtme tehnilise seisundi hindamine

Õhuliini juhtmete vananemise tõttu tekkivad peamised kahjustused on juhtmete korrosioon, mille tulemusena võivad juhtmed puruneda ning juhtmete ühenduskohtade mehaaniline väsimus, mis on tingitud peamiselt juhtmete vibratsioonist. Juhtmete korrosioon leiab aset tõenäolisemalt tööstusliku saastega ning mereäärsetes piirkondades, kus õhuliini juhtmed saastuvad rohkem ning erinevate happeliste ühendite olemasolu kiirendab juhtmete korrosiooni. Juhtmete korrosiooni tagajärjel väheneb juhtmete tõmbetugevus ja kriitilise aja möödudes võib juhe katkega. Mehaanilisest väsimusest tingitud juhtmete purunemine on tingitud tuulest, mis tingib alumiiniumist osajuhtmete ehk traadi pideva väändumise. Aja möödudes alumiinium väsib mehaaniliselt ning traadid hakkavad murduma. See esineb peamiselt õhuliini juhtme kinnitusklambrite ja ühenduste lähedal. Selleks, et määrata õhuliini juhtme tehnilist seisukorda võimalikult täpselt, tuleb kombineerida omavahel nii visuaalset vaatlust kui ka juhtme füüsilist kulumist arvestavaid meetodeid.

Õhuliini juhet on äärmiselt keeruline hinnata maa pealt visuaalse vaatluse tulemusena, kuna juhtmed on kõrgel õhus ja inimese silm ei suuda väikeseid defekte või korrosiooni tuvastada. Võimalikeks lahendusteks on kasutada juhtmete vaatluseks binoklit, teha juhtmete visuaalset vaatlust masti otsa ronides või kasutada juhtmete seisukorra vaatamiseks õhusõidukite abi. Juhtmete visuaalsel vaatlusel on võimalik eristada kuni kuute võimalikku seisundit ning need on toodud tabelis 2.7. [2, 12]

Tabel 2.7. Õhuliini juhtmetele tehniliste hinnangute andmine [3]

Kirjeldus	Hinnang
Juhtmed on terved, korrosioonivabad ja puhtad	0
Juhtmed on terved, korrosioonivabad kuid saastunud	1
Juhtmed on terved, kuid märgata on kerget korrosiooni	2
Juhtmed on terved, kuid märgata on korrosiooni või üksik liini lisakomponent on purunenud (vibratsiooni summutid, distantshoidikud)	3
Juhtmetel on märgata lahtiseid/katkiseid traate või rohkem kui üks liini lisakomponent on purunenud (vibratsiooni summutid, distantshoidikud)	4
Juhtmetel on märgata lahtiseid/katkiseid traate ning juhtmed on korrodeerunud	5

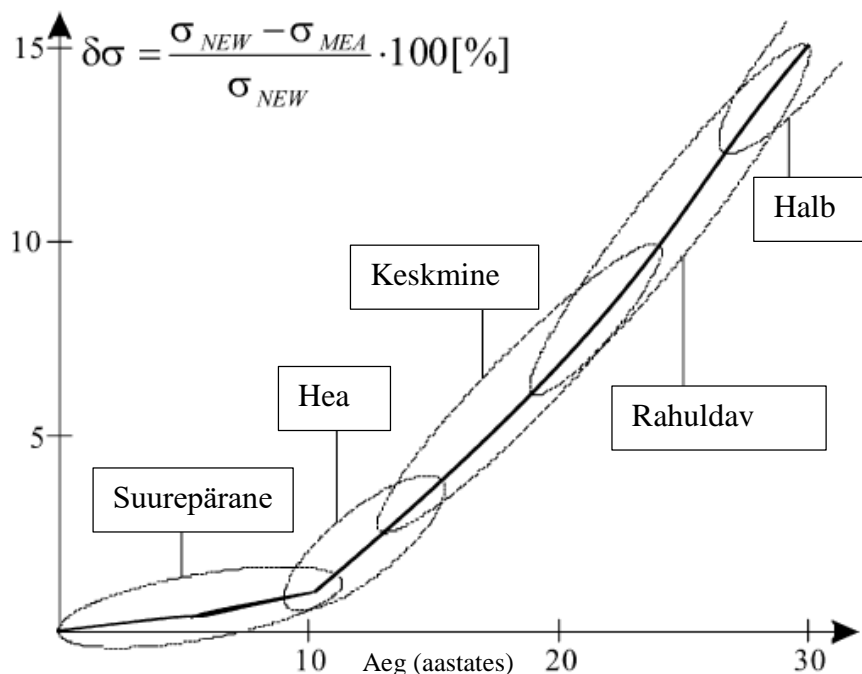
Tabelis 2.7 on toodud kuus võimalikku seisukorda õhuliini juhtmele, kuid kuna nende visuaalne hindamine on kaheldava väärtusega piiratud nähtavuse tõttu, siis tuleb õhuliini juhtme tehnilise seisukorra hindamisel lisaks visuaalsetele vaatlustele rakendada ka teisi meetodeid. Levinud meetodiks on termokaamera kasutamine juhtmete seisukorra hindamiseks, mis võimaldab näha kuumenenud kohti juhtmetel, mis võivad olla põhjustatud kas kehvadest kontaktidest, juhtme saastumisest või traatide katkemisest. Termokaameraga kontrolli on võimalik rakendada nii maapinnalt kui ka helikopterilt, millest viimane annab võimaluse kiireks liinide kontrolliks.

Üheks võimalikuks meetodiks on rakendada liini juhtme seisukorra hindamiseks seost liini tõmbetugevuse ja vanuse vahel. Teades seda, et aja jooksul liinijuhtme tõmbetugevus väheneb korrosiooni ja mehaanilise vananemise tõttu, saab terassüdamikuga alumiiniumist juhtmetel (ACSR) nende jääkeluiga hinnata vastavalt juhtme vanusele. ACSR juhtmete tõmbetugevuse suhteline vähenemine protsentides arvutatakse vastavalt valemile 2.4:

$$\delta\sigma = \frac{\sigma_{NEW} - \sigma_{MEA}}{\sigma_{NEW}} * 100, \quad (2.4)$$

kus σ_{NEW} tähistab uues seisukorras oleva juhtme tõmbetugevust;

σ_{MEA} juhtme tegelikku tõmbetugevust.



Joonis 2.2. Tõmbetugevuse sõltuvus vanusest [3]

Jooniselt 2.2 on näha, et mida rohkem väheneb ACSR juhtme tõmbetugevus, seda halvemas seisukorras juhe on. Seda näitab ka juhtme suurem vanus. Vastavalt juhtme tõmbetugevuse testi tulemustele saab planeeritud eluea lõppu jõudnud juhtme tehnilist seisukorda hinnata vastavalt tabeli 2.8 väärtustele.

Tabel 2.8. Juhtme tõmbetugevuse vähenemine ja hinnangud [3]

Juhtme tõmbetugevuse vähenemine, %	Hinnang suhtarvudes, %
<1,5	10
1,5- 3,0	20
3,0- 8,0	50
8,0-13,0	70
>13,0	100

Juhul kui juhtme planeeritav eluiga on täitumas ning juhtmete täpsema tehnilise seisukorra selgitamiseks tehakse juhtmetele tõmbetugevuse testid, siis saab tabeli 8 väärtustega hinnata, kas juhe tuleb välja vahetada või sobib see edasiseks kasutuseks.

Teiseks võimalikuks lahenduseks on kasutada Eleringi poolt aastate jooksul kogutud väljalülitamiste ja lühiste infot ehk rikete statistikat, leidmaks liinile potentsiaalselt ohtlike lühiste arvu piirväärtusi, mis võiksid kujutada ohtu juhtmele. Kuna peaaegu iga lühise tagajärjel tekib elektrihaar liinijuhtme ja traaversi, masti või teise liinijuhtmega ning elektrihaare soojusliku toime tulemusena alumiinium kahjustub ning alumiiniumist osajuhe võib katkeda. Lisaks tuleb arvestada, et väga suur osa eduka taas lülitusega lühiseid toimub üle isolaatoriketi või selle läheduses ja seetõttu on potentsiaalselt ohtlikud kohad just juhtmete kinnituskohade ümbrused. Selleks, et hinnata juhtme tehnilist seisukorda sellest aspektist tuleb kasutada valemit 2.5. [3]

$$\Delta n = \frac{n_{REAL\%}}{n_{PERM\%}} * 100, \quad (2.5)$$

kus $n_{REAL\%}$ on tegelik rikete arv liinil ühes aastas 100 kilomeetri kohta;

$n_{PERM\%}$ lubatud piirväärtus rikete arvust liinil ühes aastas 100 kilomeetri kohta, mis on ACSR juhtmel 3,5 riket aastas liini 100 kilomeetri kohta [13].

Tabel 2.9. Juhtme lühiste arv aastas 100km kohta ning vastavad suhtelised hinnangud [3]

Lühiste arv 100km kohta aastas	Hinnang suhtarvudes, %
0	0
0-0,35	10
0,35-1,4	30
1,4-2,1	50
2,1-3,0	70
>3,0	100

Tabelis 2.9 on toodud rikete arvu suhtarvud ja nendele vastavad suhtelised hinnangud liini tehnilise seisukorra hindamiseks.

Seoses sellega, et õhuliini juhtme tehnilise seisukorra hindamine põhineb korruga vähemalt kahel erineval hinnangul, millest esimene on kas visuaalse vaatluse tulemused või juhtme tõmbetugevuse test ning teiseks on juhtmete rikete statistikast saadud tulemused ja nende piirväärtused, siis tuleb leida juhtme hinnang kombineerides kahte leitud hinnangut. Kuna füüsikalistel testidel põhinevad meetodid on täpsemad kui visuaalsel hindamisel saadud tulemused, siis tuleb alati eelistada füüsikalisi mõõtmisi. Sellega seonduvalt tuleb liinijuhet hinnata visuaalselt kuni täpsemate testide tegemiseni ja näiteks pärast tõmbetesti tegemist tuleb kasutada sealt saadud andmeid juhtme tehnilise seisukorra hindamiseks.

Õhuliini juhtme üldine hinnang kahe eraldiseisva hinnangu tulemusena on nende kahe väärtuse aritmeetiline keskmine, kuna kumbagi testi ei saa eelistada tulemuste saamiseks. Samas tuleb tähele panna, et kui vähemalt üks kahest hinnangust on väga halb, siis tuleb juhtme tehniline seisukord täpsemalt välja selgitada. [3]

2.3 Õhuliini piksekaitse tehnilise seisukorra hindamine

Õhuliini osad, mis määravad piksekaitse tehnilise seisukorra on piksekaitsetrossid ja mastide maanduselektroodid. Maandusjuhtme ülesandeks on kaitsta liinijuhtmeid otseste välguimpulsside poolt ning maandada need turvaliselt maasse läbi mastide maanduselektroodide. Juhul kui maanduskontuur ei suuda välguimpulssi efektiivselt maandada tekib ülelööök mastist liinijuhtmele, mille tulemusena saavad nii isolaatorid kui ka juhtmed

kahjustusi. Isolaatorite kahjustuste vältimiseks kasutatakse lahendussarvi ja –rõngaid, toimivad ka elektrivälja ühtlustuseks, mis lisaks elektrivälja ühtlustamisele juhtivad elektrikaare isolaatorist mööda. Lisaks piksekaitsetrossi mehaanilisele tugevusele tuleb hinnata ka kiudoptilise sidekanali tehnilist seisukorda. Piksekaitse üldise seisukorra hindamiseks tuleb kasutada seega kahe komponendi hinnanguid, kusjuures piksekaitsetrossi hinnang jaguneb kaheks, kus üks hindab selle mehaanilist tugevust ning teine kiudoptika omadusi. Hinnangute andmine jaguneb järgnevalt [3]:

1. Maandusjuhtme tehniline hinnang
2. Piksekaitsetrossi tehniline hinnang
 - a. Piksekaitsetrossi mehaaniline hinnang
 - b. Kiudoptika tehniline hinnang

Piksekaitsetrossi tehnilist indeksit määratakse seega kahes osas, kus esimeseks osaks on terasest trossi visuaalne ülevaatus ja vajadusel ka tõmbetugevuse testimine, mis teostatakse sarnaselt õhuliini juhtmetele ning teiseks osaks on kiudoptika kanalis signaali hajumise mõõtmine. Kiudoptika vananemist mõõdetakse vastavalt tootjatehase poolsetele soovitudele ning saadud tulemusi võrreldakse tootjatehase poolt toodud piirväärtusega. Kui mõõdetud tulemused ületavad lubatud väärtusi, siis saab kiudoptika hinnanguks „5“ ning kui mõõdetud tulemused jäävad lubatud piiridesse, siis saab kiudoptika hinnanguks „0“.

Maanduselektroodi tehnilise seisukorra määramiseks kasutatakse esimesel tasemel visuaalset ülevaatus ning teisel tasemel maandustakistuse mõõtmist. Juhul kui mastil mõõdetakse maandustakistus, siis hinnatakse masti maanduskontuuri tehnilist seisukorda vaid maandustakistuse alusel. Maanduskontuuri visuaalsed hinnangud ja nende kirjeldused on toodud tabelis 2.10. [3]

Tabel 2.10. Maanduskontuuri hinnangud ja nende kirjeldused [3]

Kirjeldus	Hinnang
Maandus ilma ühegi vananemismärgita	0
Maanduselektrood on heas korras, kuid pole masti külge jäigalt kinnitatud	1
Masti ja maanduselektroodi ühendus on tugevalt korrodeerunud	2
Korroosiooni tulemusena on maanduselektroodi ristlõige vähenenud kuni 10%	3
Korroosiooni tulemusena on maanduselektroodi ristlõige vähenenud kuni 25%	4
Maanduselektrood on üle 25% korrodeerunud või seda ei tuvastatud üldse	5

Maanduskontuuri täpsema tehnilise seisukorra selgitamiseks kasutatakse teise taseme ülevaatusel maandustakistuse väärtuse mõõtmist. Vastavalt tehnilistele regulatsioonidele võiks kõrgepingeliini masti maandustakistus olla vähem kui 15 oomi ning alajaama lähedal olevatel mastidel alla 10 oomi, et tagada inimeste ja seadmete ohutus, kuid vanade mastide puhul on need väärtused kõrgemad. Seega võib jagada maandustakistuse hinnangud vastavalt maandustakistuse väärtustele kuueks nagu on toodud tabelis 2.11. [14, 3]

Tabel 2.11. Maandustakistuste väärtused ja nendele vastavad hinnangud [3]

Maandustakistus, Ω	Hinnang
< 15	0
15-25	1
25-35	2
35-50	3
50-70	4
>70	5

Seejuures maandustakistuse väärtus arvutatakse ühe maanduselektroodiga masti puhul vastavalt maanduselektroodi ning pinnase eritakistusele vastavalt valemile 2.6 [15].

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{4 \cdot L}{r} - 1 \right] \quad (2.6)$$

kus ρ – pinnase eritakistus $\Omega \cdot m$;

L – maanduselektroodi pikkus meetrites;

r – maanduselektroodi raadius meetrites.

Kõrgete pingete korral ületab pinnase pingegradiend kriitilise väärtuse ja seejärel moodustvad pinnase niiskuse tõttu maapinnas elektrikaarlahendused, mille tulemusena läheneb maapinna eritakistus maanduselektroodi ümber nullile. Kuna maanduselektroodi ümber oleva pinnase eritakistus on väga väike, siis lühiste või välgulöövide tagajärjel on maanduselektroodi takistus avaldatav valemiga 2.7. [15]

$$R_i = \frac{R_n}{\sqrt{1+(I_R/I_G)}} \quad (2.7)$$

kus R_n – maanduselektroodi takistus normaaltingimustel;

I_G – voolu väärtus amprites, millal maapinna takistus maanduse ümber läheneb nullile;

I_R – maanduselektroodi läbiv vool kiloamprites.

$$I_G = \frac{2 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot E_0}{\rho} \quad (2.8)$$

kus E_0 – elektrivälja tugevus kV/m.

Kasutades valemeid 2.6-2.8 on võimalik arvutada maandustakistusi nii tavaolekus kui ka lühisvoolude korral. Näiteks kui $r=0,1\text{m}$, $E_0=400\text{ kV/m}$, $\rho=200\ \Omega \cdot \text{m}$ ja $L=2\text{m}$, siis on maanduselektroodi takistus 53 oomi ning 50 kiloamprise lühisvoolu korral 3 oomi ehk ligikaudu 90% vähem. [15]

Õhuliini piksekaitse üldise hinnangu arvutamisel lähtutakse nii trossi kui ka maanduselektroodi hinnangute aritmeetilistest keskmistest ning piksekaitsetrossi hinnang kujuneb omakorda võrdselt nii trossi visuaalsest hinnangust kui ka kiudoptika mõõtmistulemustest. Selle tingib asjaolu, et nii trossi kui ka elektroodi hinnangud on teineteisest sõltumatud ning kumbki neist ei iseloomusta piksekaitse tehnilist seisukorda teisest täpsemini. Seega on õhuliini piksekaitse hinnangu arvutusvalem järgmine:

$$h_{\text{piksekaitse}} = \frac{h_{\text{piksekaitsetross}} + h_{\text{maanduskontuur}}}{2}, \quad (2.9)$$

kus $h_{\text{piksekaitsetross}}$ ja $h_{\text{maanduskontuur}}$ on vastavate piksekaitse osade hinnangud.

2.4 Õhuliini isolaatorite tehnilise seisukorra hindamine

Õhuliini isolaatorite tehnilise seisukorra hindamise alla kuuluvad nii isolaatorid kui ka isolaatorite kaitseeadmed nagu elektrivälja ühtlustusrõngad ja lahendussarved.

Isolaatorite puhul on võimalik määrata visuaalse vaatluse käigus peamiselt kolme juhtu, kus isolaatorid on kas puhtad, määrdunud või väga tugevasti määrdunud. Kuid arvestades ka purunenud isolaatorite ning korrosiooniga saab jagada hinnangud viieks vastavalt tabelile 2.12. Täpsustavad pildid on toodud lisas L3.

Tabel 2.12. Klaasisolaatorite visuaalsele vaatlusele vastavad hinnangud [16, 17, 3]

Isolaatorite seisukord	Hinnang
Puhtad	0
Määrduvad	2
Määrduvad ning kerge korrosioon isolaatorite metallist osadel	3
1) Purunenud isolaatorid isolaatoriketis 2) Purunenud elektrivälja ühtlustusrõngad	4
1) Väga tugevasti määrduvad või korrodeerunud isolaatorid. 2) Purunenud isolaatorite arv isolaatoriketis ületab lubatud väärtust.	5

Maksimaalset lubatud purunenud isolaatorite arvu töös oleva elektriliini isolaatoriketis määravad peamiselt neli suurust: pingestate, isolaatorite arv isolaatoriketis, lülitusimpulsside tagajärjel tekkivad pingetõusud ning isolaatorite tüüp. Isolaatorite arv isolaatoriketis sõltub küll peamiselt pingestmest, kuid seda mõjutab ka liini asetsemise looduses. Mereäärsetes ning tööstuslikes piirkondades võib olla sama pingestmega isolaatoriketti paigaldatud rohkem isolaatoreid, et vähendada intensiivsema saastumise tõttu isolaatorite ülelööke võrreldes teiste liini osadega. Lülitusimpulsside tagajärjel tekkivad pingetõusud sõltuvad liini pingestmest, maandamise viisist ning lülitusimpulsside piiramise seadmete kasutamisest. [15, 18]

Praktikas ei arvestata maksimaalse talitluspingega kuni 245 kV liinide puhul lülitusimpulsside, sest nende isolatsiooni varutegurid on piisavalt suured, kuid üle 245 kV liinide puhul tuleks neid arvestada. Üldjuhul on lülitusimpulsside tagajärjel tekkinud pingepulssid väiksemad kui kolmekordne nimipinge. Kasutades liinidel kaitseseadmeid nagu liigpingepiirid, ei tohiks nimipingega 110kV liinidel vastavalt standardile IEC 60071-1 lülitusimpulsside tagajärjel tõusta pinge üle 230 kV, 220 kV liinidel üle 395 kV ning 330 kV liinidel üle 950 kV. Samuti tuleb arvestada isolaatorite tüübiga, kus klaasisolaatorite puhul arvestatakse purunenud isolaatori ülelöögingepingeks 0% esialgselt väärtusest, kuid portselanisolaatorite puhul jääb see väärtus vahemikku 0-100%. Maksimaalselt lubatud purunenud isolaatorite arvu isolaatoriketis saab määrata valemiga 2.10. [19, 20]

$$N_b = \left(\frac{N_0}{0,8 \cdot k} \right) \cdot \left(1 - \frac{U_0}{U_b} \right), \quad (2.10)$$

kus N_0 on terve isolaatoriketi isolaatorite arv;

k on empiiriline väärtus, mis näitab purunenud isolaatori dielektrilist tugevust;

U_b tervele isolaatorketile maksimaalselt lubatud pinget;

U_0 maksimaalselt lubatud pingele lülitusimpulsile vastavalt nimipingele IEC 60071-1.

Väärtus U_b arvutatakse omakorda vastavalt valemitele 2.11.

$$U_b = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \cdot 1,176 \cdot U_{3,0} \quad (2.11)$$

kus U_m tähistab liini maksimaalselt talitluspinget;

$U_{3,0}$ lülitusimpulsi tagajärjel tekkinud maksimaalselt kolmekordset pingetõusu.

Arvutuskäik maksimaalselt lubatud purunenud isolaatorite leidmiseks nimipingega 110 kV liinil, kui terves isolaatoriketis on 8 klaasisolaatorit:

$$U_b = \frac{U_M}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \cdot 1,176 \cdot PU_{3,0} = \frac{123}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \cdot 1,176 \cdot 3 = 354 \text{ kV}$$

$$N_b = \left(\frac{N_0}{0,8 \cdot k} \right) \cdot \left(1 - \frac{U_0}{U_b} \right) = \left(\frac{8}{0,8 \cdot 1} \right) \cdot \left(1 - \frac{230}{354} \right) = 3,5$$

Arvutustulemustest on näha, et 110 kV liinil, mille isolaatoriketis on 8 isolaatorit võib purunenud isolaatorite arv olla maksimaalselt 3, et liin saaks riketeta talitleda. See arvutuskäik on rakendatud erinevate pingestmete ja isolaatorite arvudega isolaatorikettidele ja saadud tulemused on toodud tabelis 2.13.

Tabel 2.13. Maksimaalselt lubatud purunenud isolaatorite arv erinevate nimipingetega õhuliinide korral

Nimipinge, kV	Isolaatorite arv isolaatoriketis	Maksimaalselt lubatud purunenud isolaatorite arv
110	6	2
110	7	3
110	8	3
220	12	5
220	13	5
220	14	6
330	16	2
330	17	2
330	18	2

Isolaatorite tehnilist seisukorda mõjutab ka nende vanus ning paiknemine looduses. Mere ääres ning tööstuspiirkondades asuvate isolaatorite eluiga on suurema õhusaaste ja soolade tõttu lühem, sest õhusaaste tulemusena kogunevad isolaatoritele elektrit juhtivad ühendid kiiremini kui puhtas õhus. Üheks väga suureks isolaatorite saastumise põhjuseks on rändlindude väljaheidet, mis põhjustavad väga suure osa liinide riketest suveperioodi varahommikutel. Neid rikkeid on võimalik vähendada paigaldades õhuliini mastidele linnutõkkeid.

Kuna maapinnalt tehtav visuaalne vaatlus on alati ebatäpne, siis selleks, et hinnata isolaatorite tehnilist seisukorda võimalikult täpselt, tuleks süsteemile olulisemate liinide isolaatoreid testida täpsemate meetoditega. Selleks, et liini isolaatorite test oleks piisavalt objektiivne tuleb võtta juhuslikult kogu liini ulatuses vähemalt 20% mastidel katsetamiseks isolaatoreid ning kontrollida nende füüsilisi omadusi laboris vastavalt standardile ANSI C29.2B-2013. Kui testitavad isolaatorid on sarnaste karakteristikutega nagu uues seisukorras olevad isolaatorid, siis on liini isolaatorid heas seisukorras ning kui testitavate isolaatorite karakteristikud erinevad uutest oluliselt tuleks liinil isolaatorid välja vahetada. Selline isolaatorite testimine annab väga täpseid tulemusi ning annab selge ülevaate liini isolaatorite seisukorrast, kuid väga suureks miinuseks on sellise meetodi töö- ning kapitalimahukus. [17]

Halvas seisukorras isolaatoreid on võimalik maapinnalt või õhust tuvastada ka koroonakaameraga, mis tuvastab saastunud isolaatoritel elektrivälja ebaühtlusest tingitud tunnuseid nagu osalahendused ning raadiohäiringuid, kuid selle jaoks on tarvis koroonakaamerat ning väljaõpetatud personaali. Koroonakaamera olemasolul on tegemist väga kiire ja lihtsa meetodiga, kuidas hinnata isolaatorite tehnilist seisukorda.

2.5 Õhuliini summaarse tehnilise indeksi arvutamine

Õhuliini üldise tehnilise indeksi arvutamiseks tuleb kõigepealt leida eelnevalt mainitud liini osade tehnilised indeksid ja seejärel leida nende kaalutud keskmine hinne. Kaalutegurid jagunevad liini osade vahel vastavalt nende suhtelisele maksumusele liini kogumaksumusest. Vastavalt Eesti põhivõrgu operaatorile Elering AS jagunevad liini komponentide suhtelised maksumused liini koguhinnast koos paigaldusega järgnevalt:

- Õhuliini kandelemendid (mast ja vundament) - 50%
- Õhuliini juhe koos kinnitustarvikutega - 35%
- Õhuliini isolaatorid koos kinnitusvahenditega - 10%
- Õhuliini piksekaitse (piksekaitsetross, maanduskontuur) - 5%

Nagu ülal toodud loetelust näha, siis õhuliini tehnilise indeksi arvutamise juures on kõige kaalukamad tegurid just õhuliini kandeelemendid ja juhe, mis määravad 85% õhuliini maksumusest. Arvutusvalem õhuliini tehnilise indeksi arvutamiseks on järgmine:

$$H_{liin} = \frac{h_{kandeelemendid} \cdot w_{kandeelemendid} + h_{juhe} \cdot w_{juhe} + h_{piksekaitse} \cdot w_{piksekaitse} + h_{isolaatorid} \cdot w_{isolaatorid}}{w_{kandeelemendid} + w_{juhe} + w_{piksekaitse} + w_{isolaatorid}}, \quad (2.12)$$

kus h tähistab vastava liini komponentide suhtelist hinnangut;

w selle kaalutegurit.

$$H_{liin} = \frac{h_{kandeelemendid} \cdot 0,5 + h_{juhe} \cdot 0,35 + h_{piksekaitse} \cdot 0,05 + h_{isolaatorid} \cdot 0,1}{0,5 + 0,35 + 0,05 + 0,1}$$

Õhuliini tehnilised indeksid vahemikus 0-30 tähendavad õhuliini regulaarset ülevaatuset ning antud liin ei vaja suurenenud tähelepanu. Tehnilised indeksid vahemikus 30-60 tähendavad õhuliinile suuremat tähelepanu, mille puhul tuleks liini ülevaatusi teostada tavalisest tihedamalt ning tehnilised indeksid vahemikus 60-100 tähendavad seda, et vähemalt üks liini komponent on väga halvas seisus ja seega vajab liin rikkeid ennetavaid meetmeid, mille alla kuuluvad õhuliini täpsem ülevaatus ning võimalusel liini puuduste kõrvaldamine. [3]

2.6 Õhuliini kriitilisuse määramine süsteemis

Alati ei ole otstarbekas renoveerida või ümber ehitada elektrisüsteemi kõige halvemas seisukorras liine, sest süsteemi seisukohalt vähem tähtsamate liinide puhul ei teki liini väljalangemise korral tarbijatel toitekatkestusi ega üksi teine liin ei jää ülekoormusesse. Optimaalsete investeeringute tegemiseks tuleks määrata õhuliinidele lisaks nende tehnilisele indeksile ka nende riskiindeks ehk hinnang, mis iseloomustaks liini võimaliku rikke korral tekkivate kahjude ulatust. Selleks, et määrata õhuliinide riskiindeksit tuleb leida õhuliini riskitegurid, mis kirjeldaksid õhuliini rikke korral võimalikke tagajärgede ulatust nii majanduslikust, tehnilisest kui ka ohutuslikust seisukohast. [21]

Majanduslikust seisukohast on õhuliini riskiteguriks katkestuse korral klientide toitekatkestuste arv, mis määrab nii andmata jäänud energia hulga, võimalikud kahjunõuded kui ka kaudselt firma maine. Lisaks eelnevalt nimetatule võib tekkida põhivõrgu operaatorile poliitiline või maaomanike poolne surve, et asendada õhuliin maakaabliga, millel on rohkelt kliendikatkestusi. Selleks, et hinnata tarbijate toitekatkestuste arvu võimalikult üheselt kõikide liinide puhul on valitud hinnatavaks perioodiks viis aastat ning toitekatkestuste arv viie aasta

jooksul ja nendele vastavad hinnangud on toodud tabelis 2.14 ning toitekatkestuse jagunemise histogramm koos klassifitseerimist selgitava teooriaga lisas L4. [5]

Tabel 2.14. Tarbijate toitekatkestuste arv viimase viie aasta jooksul ning vastavad hinnangud

Tarbijate toitekatkestuste arv viimase viie aasta jooksul	Hinnang
0	0
1	1
2	2
3	3
4-5	4
>5	5

Tehnilisest seisukohast on peamiseks riskiteguriteks elektrisüsteemi talitluskindlus pärast liini väljalülitamist rikke tulemusena. Süsteemi seisukohast on kõige kriitilisema tähtsusega liinid, mis normaaltalitluses edastavad suuri võimsusvooge, sest nende väljalangemisel tuleb võrgus teiste liinide vahel jagada rohkem võimsust kui väikese koormusega liinide korral. Kuna Eesti põhivõrk on ehitatud nii, et ühe elemendi väljalangemise ehk N-1 kriteeriumi korral jääb võrk ilma tõrgeteta talitlusse, siis saab liinide tähtsust süsteemile hinnata järgnevate kriteeriumite alusel:

1. Normaaltalitluses olevate liinide võimsusvood
2. Avariitalitluses olevate liinide võimsusvoogude suurenemine

Normaaltalitluses olevate liinide võimsusvoogude alusel saab hinnata kui palju tuleb antud liini rikke korral võimsust teistesse liinidesse ümber suunata ja avariitalitluses olevate liinide võimsusvoogude alusel saab hinnata konkreetsete liinide tähtsust süsteemi toimimisele avariiolekorras. Viimast väidet illustreerib olukord, kus kahe paralleelse liini normaaltalitlusel jaguneb võimsus kahe liini vahel võrdselt ning ühe liini väljalangemise korral langeb kogu võimsus teisele liinile. Seega N-1 olukorras liini võimsusvoo suurenemine näitab antud liini tähtsust reservliinina. Eesti põhivõrgu liinide koormused normaaltalitlusel ning avariitalitlusel on leitud tarkvaraga PSS/E, eeldustel, et koormuseks on Eesti talvine tipukoormus 1596MW, Soome-Läti suunaline transiit on 1000MW, Eestis toodetakse elektrit Eesti ja Balti

elektrijaamade generaatoritega TG11 ja CFB1, tuuleparkide toodang on 889 MW. Vastavalt koostatud mudelile on leitud kõikide põhivõrgu liinide koormused nii normaal kui ka N-1 olukordades. Saadud tulemuste põhjal koostatud piirväärtused on kantud tabelitesse 2.15 ja 2.16.

Tabel 2.15. Liini koormus tipukoormuse ajal normaaltalitusel ning vastavad hinnangud

Liini koormus normaalolukorras, MW	Hinnang
<10	0
10-25	1
26-50	2
51-100	3
101-200	4
>200	5

Tabel 2.16. Liini koormuse tõus tipukoormuse ajal avariiolukorras ning vastavad hinnangud

Liini koormuse tõus avariiolukorras, MW	Hinnang
>100 või ainus toiteliin	5
50-100	4
30-50	3
15-30	2
5-15	1
<5	0

Õhuliini ohutuse inimestele määrab ka trassi asukoht looduses, sest võimaliku rikke korral erineb esineva ohu tõenäosus inimeste tervisele linna ning maapiirkondades oluliselt. Näiteks liinijuhtme maha kukkumise korral tihedalt asustatud piirkonnas on tõenäosus, et keegi saab selle tagajärjel surmavaid vigastusi kordades suurem kui liinil, mis asub kest põldusid ja metsasid. Lisaks on kriitilise tähtsusega inimeste tervisele veel kohad, kus õhuliinid ristuvad maanteedega või raudteedega. Tabelisse 2.17 on koondatud õhuliinide kuus võimalikku trassi ning nendele vastavad hinnangud. [22]

Tabel 2.17. Liini trassi iseloomustus ja vastavad hinnangud [21]

Liini trassi iseloomustus	Hinnang
Ei ole ristumisi maanteedega ega raudteedega ning liin ei läbi tihedalt asustatud piirkondasid	0
Üksikud ristumised väikeste maanteedega ning liin ei läbi tihedalt asustatud piirkondasid	1
Liin ristub maanteede või raudteedega, kuid ei läbi tihedalt asustatud piirkondasid	2
Liin ristub maanteede või raudteedega ning läbib asulaid	3
Liin ristub suurte maanteede ja raudteedega või läbib väikelinnasid (Rakvere, Paide)	4
Liin läbib suuri linnasid (Tallinn, Tartu, Pärnu)	5

Õhuliini kriitilisuse arvutamine põhineb eelnevalt leitud nelja riskiindeksi aritmeetilise keskmise leidmisel vastavalt valemile 2.13.

$$R_{liin} = \frac{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}{4} \quad (2.13)$$

kus R_i on vastavalt eelnevalt leitud kategooriate riskiindeks

2.7 Õhuliini üldine hinnang põhinedes nii tehnilisel seisundil kui ka liini kriitilisusel

Õhuliini üldise hinnangu andmiseks tuleb kasutada eelnevalt leitud liini tehnilist hinnangut ja kriitilisust, et määrata selle rekonstrueerimise või remondi prioriteetsus. Liini tehnilise indeksi ja kriitilisuse indeksi põhjal koostatakse riskimaatriks, mis aitab määrata õhuliini prioriteetsust vastavalt tabelile 2.18. [23]

Tabel 2.18. Õhuliini riskimaatriks [23]

		Õhuliini tehniline indeks					
		0	20	40	60	80	100
Õhuliini riski indeks	0	0	0	0	0	0	0
	20	0	400	800	1200	1600	2000
	40	0	800	1600	2400	3200	4000
	60	0	1200	2400	3600	4800	6000
	80	0	1600	3200	4800	6400	8000
	100	0	2000	4000	6000	8000	10000

Tabelist 2.18 on näha, et õhuliini üldine hinnang vahemikus 0-10000 on jagatud värvi järgi viite erinevasse klassi. Tumepunased ruudud tähendavad kõige kõrgema prioriteediga liine

rekonstrueerimiseks ehk esimest klassi, heledama punasega ruudud tähistavad teist klassi, oranžid ruudud kolmandat klassi, kollased ruudud neljandat klassi ja rohelised ruudud kõige madalama prioriteetsusega liine ehk viiendat klassi. [24]

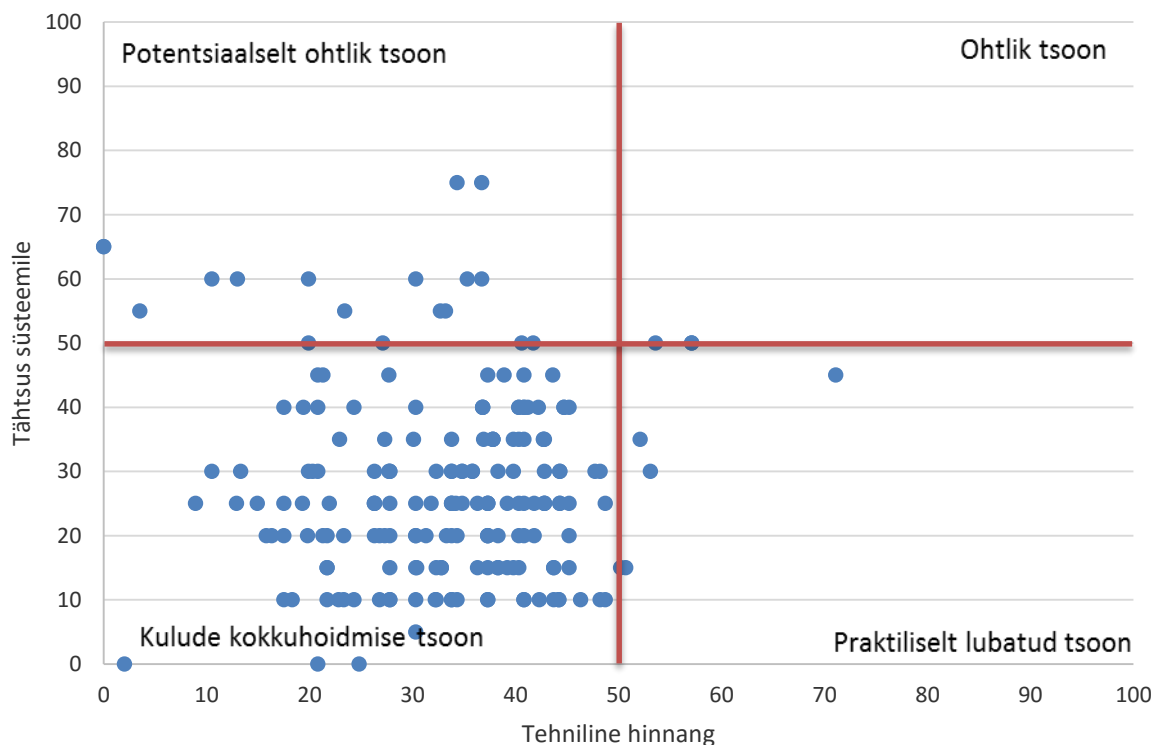
1. 6400-10000 Esimene klass- Õhuliini halvas seisukorras komponendid tuleks riskide vältimiseks võimalikult kiiresti välja vahetada või alustada õhuliini rekonstrueerimisega
2. 4000-6400 Teine klass- Tuleks alustada liini renoveerimise või rekonstrueerimise planeerimisega hinnates selleks liini riske ja tehnilist seisukorda täpsemate vahenditega
3. 2000-4000 Kolmas klass- Liinide tehnilisi probleeme tuleks lähemalt uurida kas tihedama liinide ülevaatusega või teise taseme ülevaatusega. Juhul kui üksikud liini komponendid on väga halvas seisus siis planeerida nende väljavahetamist
4. 1200-2000 Neljas klass- Planeerida tavapärasest tihedamat ülevaatus võimalike defektide varajaseks tuvastamiseks
5. 0-1200 Viies klass- Tavapärane ülevaatus

Õhuliini riskimaatriksit on võimalik kujutada ka graafiliselt vastavalt joonisele 2.3. Nagu jooniselt on näha, siis jaguneb riskimaatriksi graafiline kujutis erinevalt tabelkujul olevast riskimaatriksist neljaks osaks ning iga sinine punkt joonisel tähistab ühte õhuliini. Õhuliini riskimaatriksi graafilisel kujutisel on selgema ülevaate tõttu jaotisi on neli ning kõik põhivõrgu liinid paiknevad vastavalt nende tehnilisele ja riski indeksitele ühest nendest neljast tsoonist. Riskimaatriksi graafiline kujutis annab ülevaatliku pildi Eesti põhivõrgu õhuliinide olukorrast ning aitab seeläbi planeerida investeringuid. Joonise 2.3 tsoonide jagunemist saab kirjeldada järgnevalt [5]:

1. Kulude kokkuhoidmise tsoon – Siia tsooni kuuluvad liinid, mille tähtsus süsteemile on suhteliselt väike ning samas on ka nende tehniline seisukord hea. Kuna võimaliku rikke tõenäosus on liinide hea seisukorra tõttu suhteliselt väike ning rikke tagajärjed on samuti väikesed, siis on võimalik siia tsooni kuuluvate liinide ülevaatusete vahemikke pikendada kulude kokkuhoidmiseks.
2. Praktiliselt lubatud tsoon – Siia tsooni kuuluvad liinid, mille tähtsus süsteemile on väike kuid samas on nende tehniline seisukord halb. Võimaliku rikke korral on kahjud väikesed. Siia tsooni kuuluvate liinide korral on võimalik talitleda ka halvas tehnilises seisukorras olevate liinidega, kuna võimaliku rikke korral on rikke tagajärjed väikesed.
3. Potentsiaalselt ohtlik tsoon – Siia tsooni kuuluvad liinid, mille tähtsus süsteemile on suur kuid samas nende tehniline seisukord on hea. Võimaliku rikke korral on kahjud

suured ning seetõttu tuleks siia tsooni kuuluvaid liine kontrollida väiksemate intervallidega.

4. Ohtlik tsoon – Siia tsooni kuuluvad liinid, mille tähtsus süsteemile on suur ning nende tehniline seisukord on halb. Antud tsooni kuuluvad liinid on kõige suuremaks ohuks süsteemile ja seega tuleks nende täpsemate tehniliste seisukordade määramiseks kasutada täpsemaid meetodeid kui visuaalne hinnang ning võimaluse korral planeerida liinide remonte või rekonstrueerimisi.



Joonis 2.3. Õhuliini riskimaatriksi graafiline kujutis

2.8 Õhuliini edasine käitamine

Selleks, et otsustada, kas majanduslikult oleks kõige otstarbekam lasta õhuliinil loomulikult vananeda, renoveerida teatud osad liinist või rekonstrueerida terve liin, tuleb koostada matemaatiline mudel. Mudeli sisendandmeteks on nii õhuliini komponentide tehnilised indeksid, uue liini ehitamise maksumus ning suhtelised komponentide vahetamise maksumused uue liini hinnast. Teades seda, et õhuliini komponentide planeeritav eluiga on 50 aastat ja uute liini komponentide suhteline tehniline indeks vastab hindele „0“ ning oma eluea lõpus olevate

komponentide suhteline tehniline indeks vastab hindetele „100“, siis saab siit järeldada, et liini suhteline tehniline indeks kasvab 10 aasta jooksul keskmiselt 20 ühiku võrra. Juhul, kui liini komponentide vahetus maksab rohkem kui 60% uue liini ehitusmaksumusest, siis on otstarbekam ehitada uus liin, sest pikas perspektiivis tuleb odavam välja vahetada terve liin kui iga teatud aja tagant komponente uuendada. [5, 25]

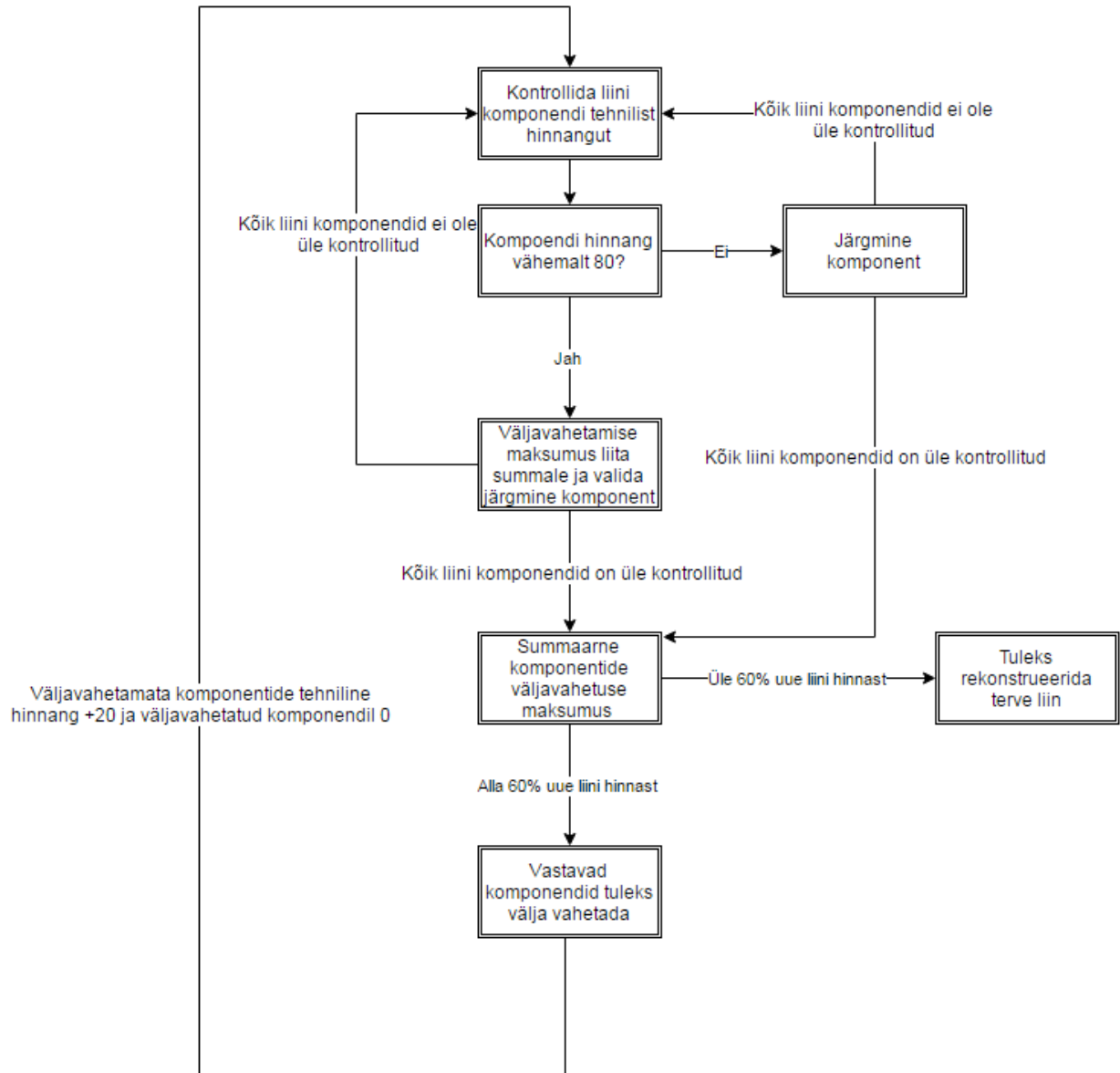
Liini komponendi väljavahetamise otsus tuleb kaalumisele võtta juhul, kui selle suhteline tehniline hinnang on vähemalt 80, mis tähendab halvas seisukorras komponenti, mille eeldatav eluiga on alla 10 aasta. Rakendades sama loogikat igale liini osale ja teades nende väljavahetamise maksumusi saab leida summaarse liini remondi hinna, mille tulemusena liini eeldatav eluiga pikeneb vähemalt 20 aastat. Võrreldes saadud hinda uue liini ehitamise hinnaga saab suhtarvu, mis kirjeldab liini komponentide renoveerimise otstarbekust. Juhul kui leitud suhtarv on alla 0,6 siis tuleks halvas seisukorras olevad komponendid välja vahetada ja kui leitud arv on üle 0,6 siis on otstarbekam uuendada tervet liini.

Valede otsuste vältimiseks tuleb vaadata iga liini puhul ka eelnevalt leitud otsuse tagajärgi pikemas perspektiivis näiteks 10 ja 20 aasta pärast. Selleks tuleb kasutada eelnevalt leitud liini komponentide tehnilisi hinnanguid ja lisada sinna eeldatav loomulik kulumine, mis on 10 aasta puhul 20 ning 20 aasta puhul 40. Saadud tehniliste hinnangute põhjal leitakse nii 10 kui ka 20 aasta pärast võimalikud remondi maksumused. Võrreldes saadud tulemusi esialgsete liini komponentide vahetamise suhtelise maksumusega uue liini ehitamisest saab näha, kas näiteks liini puhul mille kandelementide tehniline hinnang on 60, juhtmete tehniline hinnang 60, isolaatorite tehniline hinnang 80 ning maanduselementide tehniline hinnang 60 oleks otstarbekas vahetada halvas seisukorras olevad isolaatorid või tuleks kaaluda pigem terve liini väljavahetamist.

Elering AS andmete põhjal on liini komponentide suhtelised väljavahetamise maksumused uue liini ehitamise hinnast järgnevad:

- Mast – 45%
- Vundament – 35%
- Juhe – 35%
- Maanduskontuur ja piksekaitsetross – 5%
- Isolaatorid – 15%

Siinkohal tuleb mainida, et kõikide liini komponentide vahetamine eraldi moodustab 135% uue liini ehitamise hinnast. Seetõttu ongi otstarbekam vahetada välja terve liin korraga, kui liini komponentide vahetus moodustab üle 60% uue liini ehitusest.



Joonis 2.4. Liini edasise käitamise voogskeem

Vastavat loogikat illustreerib joonisel 2.4 toodud voogskeem. Lähtudes eelpool kirjeldatud loogikast on näha, et väljavahetamist vajavad liini isolaatorid, mille tehniline hinnang on 80. Ülejäänud liini komponentide tehniline hinnang jääb alla kriitilise piiri, milleks on 80. Isolaatorite vahetamine maksab 15% uue liini hinnast ning selle tulemusena on liini eeldatav eluiga nüüd vähemalt 20 aastat. Vaadates väljavahetatud isolaatoritega liini 10 ja 20 aasta

perspektiivis on näha, et 10 aasta pärast on teiste liini komponentide tehnilised hinnangud suurenenud 20 võrra, mis teeb tulemuseks 80. Lähenedes sama loogikaga nagu eelnevalt, saame liini eeldatavaks remondiks nüüd kõikide komponentide vahetuse hinna väljaarvatud isolaatorid, mis teeb tulemuseks 120% uue liini maksumusest. Siit võib järeldada, et selliste tehniliste hinnangutega liini puhul oleks otstarbekam pikas perspektiivis välja vahetada terve liin, mitte ainult isolaatorid.

3 Alajaamade kasuliku eluea määramine

Sarnaselt õhuliinide kasuliku eluea määramisel on ka alajaamade jääkeluiga äärmiselt keeruline kui mitte võimatu määrata aastates. Seetõttu tuleks ka alajaamade seisukordade hindamisele läheneda pigem riskide baasil alajaamade pingerea moodustamisest, seejuures lähtudes nii seadmete tehnilisest seisukorrast kui ka alajaama tähtsusest süsteemile ja tarbijatele. Selleks, et koostatud pingerida oleks võimalikult objektiivne tuleb esiteks hinnata iga alajaama seadmete tehnilist seisukorda ja seejärel võimaliku rikke tagajärgi nii tehnilisest, majanduslikust kui ka ohutuslikust seisukorrast.

Sarnaselt õhuliinidele tuleks tehnilisest seisukorra määramiseks hinnata alajaama seadmeid hindepunktidega, kuid vastavalt CIGRE soovitudele jaguneksid hinnangud väärtustele 1-4 vastavalt tabelis 3.1 toodud selgitustele. Kuna alajaamades on sarnaseid seadmeid tavaliselt rohkem kui üks, siis alajaama seadmete rühma tehnilise seisukorra määrab kõige halvemas olukorras olev seade. Kui näiteks alajaamas on 10 lahkülilitit ja 9 neist on hinnanguga „1“ ning üks hinnanguga „3,“ siis on alajaama üldine lahkülilitite hinnang „3.“ Alajaama seadmete hindamiskriteeriumid koos soovitatavate tegevustega on toodud tabelis 3.1. [26]

Tabel 3.1. Alajaama seadmete tehnilised hinnangud ja selgitused [26]

Hinnang	Selgitus	Soovitatav tegevus
1	Väga heas töökorras ilma ühegi defektita	Plaaniline käitamine
2	Heas töökorras, kuid väheste defektidega	Defekti põhjused tuleks täpsemalt välja selgitada
3	Vähendatud töökindlusega, tehniline seisukord on halb	Parandada, asendada või uuendada seadet
4	Kriitiline, edasine töötamine on ohtlik	Kiiresti parandada, asendada või uuendada seadet

Võrreldes õhuliinidega on alajaamades väga palju erinevaid elektrilisi ja mitteelektrilisi komponente, mis kõik mõjutavad alajaama üldist tehnilist seisukorda. Kuna alajaama tehnilise seisukorra leidmisest jääb välja jõutrafo, siis saab väga üldiselt jagada alajaama komponendid koos kaaluteguritele vastavalt alajaama maksumusest kaheks:

1. Alajaama lülitus- ja mõõteseadmed – 66,5%
 - 1.1 Võimsuslülitid – 10%

- 1.2 Lahk- ja maanduslülitid – 5%
- 1.3 Mõõtetrafod – 12%
- 1.4 Releekaitse ja klemmkapid – 25%
- 1.5 Alalisabipinge süsteem – 2,5%
- 1.6 Vahelduvabipinge süsteem – 5%
- 1.7 Maandusseade – 5%
- 1.8 Latistus ja ühendusklemmid – 2%
- 2. Alajaama mitteelektriline osa – 33,5%
 - 2.1 Alajaama juhtimishoone – 10%
 - 2.2 Alajaama ehituskonstruktsioonid – 10%
 - 2.3 Kaablikanalid – 3%
 - 2.4 Õlikogumise süsteem – 2%
 - 2.5 Kuivendusdrenaaž – 2%
 - 2.6 Tee – 4%
 - 2.7 Aed – 1%
 - 2.8 Välisvalgustus – 1,5%

Alajaama seadmete tehnilise seisukorra määramise peamiseks probleemideks on lülituseadmete suletus ja tehniline keerukus ning tootjatehaste poolt antav vähene informatsioon seadmete loomuliku kulumise ja mõõtetulemuste piirväärtuste kohta. Samas on teada, et enamus alajaama seadmete riketest on põhjustatud kas seadmete mehaanilisest kulumisest või isolatsiooni dielektrilise tugevuse vähenemisest, mis omakorda põhjustab seadmete kuumenemist ja selle tõttu kiireneb isolatsiooni vananemine veelgi.

Alajaama lülitus- ja juhtimissüsteemid on väga keeruka ehitusega ning nende tehnilise seisukorra hindamiseks tuleb kasutada võimalikult hästi seadmete olukorda kirjeldavaid meetodeid. Seoses sellega tuleb leida igat seadmetüüpi võimalikult hästi iseloomustavad tunnused ja nende hindamiseks kasutatavad testid. Tehtavate testide puhul tuleb silmas pidada tootjatehaste poolt antud soovitusi ja seda, et tehtavad katsetused ei oleks majanduslikult ebaotstarbekalt kulukad. Lisaks füüsiliste katsetuste tegemisele, tuleb alajaamade seadmete tehnilise seisukorra hindamiseks kasutada ka aastate jooksul kogutud rikete andmeid, mis kirjeldavad kasutuses olevate seadmete töökindlust hinnates nende töötamise ajalugu ja trende.

[27]

3.1 Võimsuslülitid

Võimsuslülitid on lülitusseadmetest alajaama kõige tähtsam osa, kuna nende abil on võimalik sisse ja välja lülitada liine ja trafosid nii normaalolukorras kui ka lühiste korral. Võimsuslülitite rikke korral võivad tagajärjed olla väga suured, sest lisaks andmata jäänud energiale on ka võimsuslülitite enda maksumus väga kõrge.

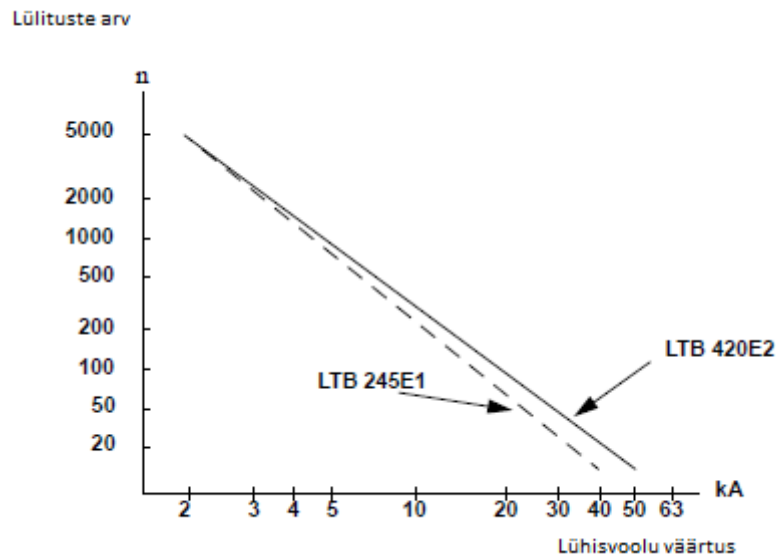
Vastavalt elektromagnetilise induktsiooni reeglitele tekib alati elektriahela katkestuskohal pinge, mille väärtus sõltub ahela induktiivsusest ja voolu muutumiskiirusest. Selle indutseeritud pinge tõttu tekib alati kontaktide vahele sädelahendus, mis piisavalt võimsa toiteallika olemasolul läheb üle elektrihaarlahenduseks. Võimsuslülitite puhul kasutatakse ära vahelduvvoolu elektrihaare omadust, kus voolu nullpunkti läbides elektrihaar kustub ning süttib normaalolukorras pool perioodi hiljem. Kui aga takistada kaare taassüttimist, siis on võimalik välja lülitada suuri voolusid suhteliselt lihtsalt. Selleks, et elektrihaar lõplikult kustuks ja et ei toimuks kaarevahemiku elektrilist läbilööki, peab kaarejälje deioniseerumine ja selle elektrilise tugevuse taastumine toimuma kiiremini, kui taastub pinge antud vahemikul. Kuna elektrihaare toimel avanenud kontaktid kuumenevad oluliselt, siis peab võimsuslülitite elektrihaare kontaktide kahjustuste vähendamiseks võimalikult kiirelt kustutama. Selleks kasutatakse võimsuslülitite kontaktide kiiret eraldumist ning sõltuvalt lülitite tüübist õhust elektriliselt tugevamat keskkonda nagu elegaas, õli või vaakum. Võimsuslülitite puhul on tegemist seadmega, mis ühendatakse pingestatunud faasidesse. Võimsuslülitite tehnilise seisukorra määravad peamiselt neli näitajat:

1. Võimsuslülitite ajami töökiirus
2. Elektrihaare kustutamise keskkond
3. Võimsuslülitite isolatsiooni omadused
4. Elektrihaare termilise toime tõttu kontaktide seisukord

Lisaks eelnevalt nimetatule mõjutab võimsuslülitite tehnilist seisukorda ka juhtimisseadmete olukord. [28] [29]

Selleks, et hinnata võimsuslülitite tehnilist seisukorda tuleb arvestada tootjatehaste poolt antud soovitusi ja andmeid, millest peamine on lülitustsüklite arv. Iga võimsuslülitite on projekteeritud nii, et see peaks taluma tehase poolt antud lülitustoimingute arvu ilma probleemideta, kusjuures siinkohal tuleb eristada mehaaniliste ja elektriliste lülituste arvu. Selgitava näite võib tuua ABB võimsuslülitiga LTB 420E2, kus lülitite on projekteeritud tegema 5000 mehaanilist lülitust, kuid elektriliste lülituste arv sõltub lahutatavast lühisvoolu väärtusest. Joonisel 6 on näha, et näiteks

kahe kiloamprist voolu suudab võimsuslüüti lülitada *ca* 5000 korda, kuid samas 50 kiloamprist voolu vaid ligikaudu kümme korda. Selle tingib asjaolu, et suuremat voolu lülitades võimsuslüüti kontaktid kuumenevad ja kuluvad rohkem kui väikest voolu lülitades. [30, 27]



Joonis 3.1. ABB LTB 420E2 lülituste arvu ja lühisvoolu sõltuvus [30]

Joonisel 3.1 toodud seost iseloomustab seadme ABB LTB 420E2 puhul valem

$$\sum nI^{1,9} < 20000, \quad (3.1)$$

kus n on lülituste arv;

I lülitatava voolu väärtus kiloamprites.

Seega tuleks võimsuslüüti tehnilist seisukorda analüüsides hinnata eraldi nii lüüti mehaaniliste lülitamiste arvu kui ka välja lülitatud voolude väärtusi. Kahjuks ei ole hetkel Eestis võimsuslülitite väljalülitusvoolude mõõtmine kasutuses ning samas ei pruugi tähendada lülituste arvu täitumine automaatselt, et võimsuslüüti tehniline ressurss oleks ammendunud. Selle väljaselgitamiseks tuleks teha täpsemaid teste.

Võimsuslüüti täpsemate testide all peetakse silmas peamiselt tootjatehasete poolseid seisukorra hindamise teste, mis põhinevad standardil IEC 62271-100 [31] :

1. Kontaktide sulgemise ja avanemise aegade mõõtmist – hindab võimsuslüüti mehaanilist töötamist
2. Kontaktide üleminekutakistuse mõõtmist – hindab võimsuslüüti kontaktide seisukorda

3. SF6 sisalduse ja niiskuse mõõtmist/ õliproovide tegemist – hindab võimsuslüli kustutuskambri keskkonda
4. Isolatsiooni kontroll (kas tan δ mõõtmine või osalahenduste/ultrahelikaamera abil) – hindab võimsuslüli isolatsiooni
5. Juhtimissüsteemi kontroll minimaalse lülituspinge lülituse tegemisel – hindab võimsuslüli juhtimissüsteemide seisukorda

Üldjoontes tekib võimsuslüli tehnilist seisukorda hindavate testide puhul kaks valikut: 1. seade on tehniliselt korras ning kõik mõõdetud väärtused jäävad lubatud piiridesse või 2. seadme mõõdetud väärtused ületavad lubatud piirid. Seejuures tähendab juba ühe lubatud piirväärtuse ületamine, et seade ei ole enam tehniliselt kasutuskõlblik.

Võimsuslülitite tehnilise jääkressursi hindamiseks tuleb saada iga võimsuslüli puhul tootjatehastelt põhjalikud juhendid, kus on võimaluse korral toodud ka lubatud hälbed eelpool toodud testi tulemustele. Seeläbi saaks hinnata ka seadme reaalselt vananemist, mitte hinnata vaid seda, kas seade on töökorras või ei ole. Antud punkti tuleks tulevikus täpsemalt uurida, kuid hetkel jääb see lõputöö sisu mahu piirangute tõttu fookusest välja.

3.2 Lahk- ja maanduslülitid

Lahklülitite eesmärgiks on tekitada elektriahelasse lautuskoht seejuures tagades lautuskohtade piisavat elektrilist tugevust ning maanduslülitite eesmärgiks on elektrivõrgust eraldatud osade maandamine ning lühistamine. Maanduslülitite paigaldamine lahklülitite kõrvale on kohustuslik ning seetõttu toodetakse ka selliseid seadmeid, kus maandus- ja lahklülitid on komplekteeritud.

3.2.1 Lahklülitid

Lahklülitite peamiseks rikete põhjusteks on nende ebapiisav termiline või mehaaniline tugevus ning ajami tõrkumine ja seetõttu tuleb nende tehnilise seisukorra määramisel keskenduda peamiselt kolmele teguritele:

1. Lahklüli termiline tugevus – kontaktid
2. Lahklüli mehaaniline tugevus – tugiisolaator, konstruktsioon
3. Lahklüli ajam – ajami toimimine

Kuna lahklülitid on avatud seadmed, siis on lülitite seisukorra hindamisel väga heaks vahendiks termokaamera, mille abil on võimalik tuvastada halvas seisukorras olevaid kontaktühendusi.

Kontaktide temperatuur on otseses seoses selle takistusega ehk seega ka kulumise astmega. Kuna kulunud kontaktide takistus suureneb ja seega soojenevad need elektrivoolu toimel rohkem võrreldes heas korras olevatega. Täpsemalt on selgitatud termokaameraga kasutamist lahklülite mõõtmistel N. Dorovatovski doktoritöös „Eesti Energia elektriseadmete termograafiline diagnostika“. Lahklülite kontaktide kuumenemise klassifitseerimine on toodud tabelis 3.2, kuid tuleb märkida, et termokaamera kasutamine Eesti tingimustes on piiratud, kuna otsene päikesevalgus, vihm ja udu moonutavad mõõtetulemusi. Täpsete tulemuste saamiseks peab lahklüliti olema pingestatud ning selle koormus võiks olla vähemalt 50% nimikoormusest. [32]

Tabel 3.2. Lahklülite termokaamera mõõtetulemuste klassifitseerimine [32]

Tunnus	Selgitus	Hinnang
$\Delta T < 5^{\circ}\text{C}$	Kontakt on normaalses olukorras	1
$5^{\circ}\text{C} < \Delta T < 35^{\circ}\text{C}$	Kontakti tuleb kontrollida kapitaalremondi korral	2
$35^{\circ}\text{C} < \Delta T < 85^{\circ}\text{C}$	Kontakti tuleb kontrollida jooksva remondi korral	3
$\Delta T > 85^{\circ}\text{C}$	Vajalik on plaaniväline remont kolme kuu jooksul	4

Kusjuures ΔT on voolujuhtiva lati ja kontaktühenduse temperatuuride erinevus või analoogiliste kontaktühenduste suhe, mis on taandatud nimivoolule järgnevalt:

$$\Delta T = \Delta T_{m\ddot{o}t} \left(\frac{I_{nimi}}{I_{m\ddot{o}t}} \right)^2 \quad (3.2)$$

kus I_{nimi} on lati nimivool;

$I_{m\ddot{o}t}$ kontaktide temperatuuri määramisel lati vool;

$\Delta T_{m\ddot{o}t}$ mõõdetud temperatuuri erinevus.

Lisaks kontaktide olukorrale mõjutab lahklüliti tehnilist seisukorda ka ajami mehaaniline kulumine ning faasi ja maa vaheline isolatsioon. Lahklülite mehaaniline kulumine tuleneb üldiselt lahklüliti kasutuskordades ja tootjatehased annavad alati lahklülitele eeldatavad lülitustoimingute väärtused. Kuna lahklülid ei pea olema erinevalt võimsuslülititest väga kiiretoimelised, siis toimeaegade piirväärtusi nende puhul ei kasutata. Lahklülite puhul tuleb

kontrollida, kas lülituste tegemine on võimalik ja kui see on nii, siis on üldiselt mehaanilise poole pealt lahklüliti kasutuskõlblik.

Lahklülite isolatsiooni saab hinnata kasutades selleks kas isolaatori dielektriliste kadude mõõtmist või kasutades selleks ilma otsese kontaktita mõõtevahendeid nagu osalahenduste või ultraheli kaamera. Lisaks isolatsiooni seisukorrale tuleb hinnata ka isolaatori mehaanilist tugevust ja kõige lihtsamaks meetodiks hoolduse ajal isolaatorite kõigutamine.

Juhul kui lahklüliti esineb mehaanilisi või isolatsioonist tingitud puudusi saab lahklüliti hinnanguks kõige halvema hinde ehk „4“ ja tuvastatud probleemid tuleks võimalikult kiiresti kõrvaldada. Lahklüliti eristatavad tunnused ja nendele vastavad hinnangud on toodud tabelis 3.3. [33]

Tabel 3.3. Lahklüliti tunnused ja vastavad hinnangud [33, 34]

Kirjeldus	Hinnang
Lüliti ilma ühegi defektita	1
<ol style="list-style-type: none"> 1. Tugiisolaator on saastunud 2. Lülitiil on näha värvidefekte 3. Lülituste arv 25-50% tehase poolt toodud väärtusest 	2
<ol style="list-style-type: none"> 1. Lülitiil on näha korrosiooni 2. Ultraheliga tuvastatud mikropraod tugiisolaatoris 3. Kontaktidel on märgata defekte 4. Ajamikapp on halvas seisukorras (roostetab tugevalt, putukate pesa sees, ei pea vihmavett) 5. Lülituste arv 50-75% tehase poolt toodud väärtusest 	3
<ol style="list-style-type: none"> 1. Praod tugiisolaatoris 2. Lüliti ei toimi mehaaniliselt korrektselt 3. Mõõdetud dielektrilised kaod ületavad lubatud piiri 4. Lülituste arv üle 75% tehase poolt toodud väärtusest 	4

3.2.2 Maanduslülitid

Sarnaselt lahklülititele on maanduslülitid avatud seadmed ning nende tehnilise seisundi hindamine käib samade põhimõtete järgi nagu lahklülititel.

3.3 Mõõtetrafod

Mõõtetrafosid kasutatakse alajaamades, sest liiga kõrge pinge või liiga suure voolu tõttu on kaitse- ja mõõteseadmete ühendamine vahetult võrku kas liiga kulukas või tehniliselt võimatu ning mõõtetrafosid kasutatakse peamiselt pinge ja voolu mõõtmiseks ning releekaitse- ja juhtimisseadmete toimimiseks. Mõõtetrafod jagunevad üldiselt pingetrafodeks ja voolutrafodeks ning nii voolu kui ka pinget mõõtvateks kombineeritud trafodeks. [28]

3.3.1 Pingetrafo

Pingetrafosid toodetakse hermeetiliselt suletud seadmetena ning nende peamised osad on seadme hermeetiline korpus, portselanist isolaator ning magnetiline mõõtesüdamik koos mähistega. Õlitäitega pingetrafo puhul on trafo magnetiline mõõtesüdamik täidetud mineraalõliga ning mähiste isolatsiooniks on õlis immutatud paberisolatsioon ning gaasisolatsiooniga pingetrafo puhul on paigaldatud mähised elegaasi keskkonda. Seega määravad pingetrafo tehnilise seisukorra peamiselt mähiste isolatsioon, maa ja faasi vaheline isolatsioon ning trafo hermeetilise kesta omadused.

Mähiste isolatsiooni juures mängib kõige suuremat rolli mähiste temperatuur, mis määrab isolatsiooni vananemise kiiruse. Enamasti on pingetrafo projekteeritud ligikaudu 25 aastaks ja selle aja jooksul ei tohiks mähiste isolatsioon liigselt vananeda, samas on ka olukordi, kus mõõteseadete töötab pärast eeldatava eluea lõppu ilma tõrgeteta. Üldiselt peetakse normaalseks pingetrafo puhul 20-30 kraadist temperatuuritõusu võrreldes väliskeskkonnaga, alates 50 kraadist tuleks kahtlustada seadme rikkelist olukorda. Õlitäitega pingetrafo puhul on võimalik enamasti üks kuni kaks korda trafo eluea jooksul võtta õliproovi ja selle tulemusena määrata mähiste vahelise isolatsiooni tugevust ning eeldatavat eluiga võrreldes õliproovi tulemusi ette antud piirväärtustega.

Lisaks mähiste isolatsiooni hindamisele tuleb mõõtetrafo puhul mõõta ka faasi ja maa vahelise isolatsiooni dielektrilisi kadusid ja mahtuvusliku pingetrafo puhul mahtuvusi ning võrrelda neid tehasepoolsete andmetega. Saadud tulemuste põhjal saab hinnata mõõtetrafo isolatsiooni seisukorda. Seadme isolatsiooni defekte saab tuvastada lisaks dielektriliste kadude mõõtmisele

ka korona- ning ultraheli kaameratega, mille abil on võimalik tuvastada defekte isolatsioonis seadet tööst välja viimata.

Kuna pingetrafo on hermeetiliselt suletud ja hooldusvabad, siis on praktiliselt otstarbekas nende puhul mõõta vaid isolatsiooni dielektrilisi kadusid ja mahtuvusi ning hinnata trafo seisukorda vaid defektide tuvastamise alusel. Trafo peamisteks defektideks on õlilekked, millele tuleb täpsemat tähelepanu pöörata mõõtetrafo isolaatori otstes, õlikraani ja õlinäidiku ning klemmide läheduses. Trafo õli analüüsi tasuks teha alles siis, kui tekivad kahtlused seadme töökindluse osas või pingetrafo on planeeritava eluea lõpus. Pingetrafo visuaalsed ja termilised tunnused on toodud tabelis 3.4 koos nendele vastavate hinnangutega. [35]

Tabel 3.4. Pingetrafo tennused ning hinnangud [36]

Tunnus	Hinnang
Ei tuvastatud ühtegi defekti	1
1. Värvidefektid või korrosioon 2. Isolatsioon on saastunud	2
1. Tuvastati õlilekke jälgi, kuid õli tase on normide piires 2. Pingetrafo on üle 30 kraadi ümbritsevast keskkonnast soojem 3. Tan δ väärtus on suurenenud, kuid ei ületa veel lubatud piiri	3
1. Tuvastati õlilekke ning õli tase on alla minimaalse lubatud väärtuse 2. Pingetrafo on üle 50 kraadi ümbritsevast keskkonnast soojem 3. Tan δ väärtus ületab lubatud piirväärtuse	4

3.3.2 Voolutrafo

Voolutrafo on sarnaselt pingetrafole hermeetiliselt suletud ja hooldevabad seadmed ning ka nende tehnilist seisukorda määratakse sarnaselt. Erinevuseks on see, et voolutrafole puhul ei ole mahtuvuste mõõtmine vajalik.

3.3.3 Kombineeritud voolu- ja pingetrafo

Kombineeritud voolu ja pingetrafo on sarnaselt teistele mõõtetrafole samuti hermeetiliselt suletud seadmed ning ka nende tehnilist seisukorda hinnatakse sarnaselt pingetrafole.

3.4 Alalisvoolu abipingesüsteemid

Alalisabipinge süsteemi osadeks on peamiselt energiasalvestussüsteem- akud ning nende laadimissüsteem.

3.4.1 Akupatarei

Eestis on kasutusel nii vedelakud kui ka geelakud. Mõlema akutüübi puhul kasutatakse tehnilise seisukorra hindamiseks Eleringis akude sisetakistuse mõõtmist seadmega Megger bite 2, mis põhineb akupatarei iga aku takistuste mõõtmisel ja seejärel iga aku takistuse võrdlemist akupatarei keskmise sisetakistusega. Antud meetod põhineb akude eripäral, mille tulemusena halvenenud seisukorras aku takistus tõuseb elektroodil ladestunud soolade tõttu. Sisetakistuste väärtusi võrreldakse terve akupatarei keskmise väärtusega, kuna teistest erineva takistusega aku vananeb ülejäänutest oluliselt kiiremini ja võib põhjustada akupatarei ahelas katkestuse. Akupatarei elementide sisetakistuste erinevused ja vastavad hinnangud on toodud tabelis 3.5. [37, 38]

Tabel 3.5 Akupatarei tehnilised hinnangud ja tunnused [38]

Tunnus	Hinnang
Kõigi akude sisetakistus erineb alla 10% akupatarei keskmisest sisetakistusest	1
Vähemalt ühe aku sisetakistus erineb üle 10% akupatarei keskmisest sisetakistusest	3
Vähemalt ühe aku sisetakistus erineb üle 20% akupatarei keskmisest sisetakistusest	4

3.4.2 Akude laadimissüsteem

Üldiselt kasutatakse iga akupatarei laadimiseks kahte paralleelselt töötavat akulaadijat, mis laevad akusid pidevalt. Alajaamade akude laadijad on üldiselt väga töökindlad seadmed, kuna nende ehitusel on kasutatud vigasid tuvastavaid skeeme ja töökindlaid elektroonika komponente. Kuna nende tehnilist seisukorda ei ole võimalik täpsemalt määrata kui sellega, kas seade töötab või mitte ning akulaadijate väljavahetamine on suhteliselt lihtne siis jäävad antud seadmed alajaama jääkressursi leidmisest välja.

3.5 Vahelduvvoolu abipingesüsteem

Alajaamades kasutatakse vahelduvvoolu abipingesüsteemideks peamiselt kas omatarbetrafosid, kombineeritud pinge ja omatarbetrafosid või alajaama madalpingeseksioonidest saadud toidet. Alajaama vahelduvvoolu omatarbesüsteemil on tähtis roll alajaama toimimisel, sest selle abil juhitakse normaalolukorras alajaama tööd. Alajaama omatarbetafo on tavaliselt 75 kuni 1000 kVA naturaalse jahutusega trafo ning selle tehnilise seisukorra hindamiseks kasutatakse sõltuvalt trafo tüübist kas õliproovide analüüsimist või termokaameraga temperatuuri mõõtmist ning isolatsiooni dielektriliste kadude mõõtmist. Nii õliproovide, termokaamera kui ka isolatsiooni dielektriliste kadude tulemuste järsud muutused on peamisteks ohuallikateks ja sellised muutused tuleks võtta täpsema vaatluse alla, et vältida omatarbetafo rikkeid. Vahelduvvoolu abipingesüsteemi tehnilised hinnangud ning nendele vastavad kirjeldused on toodud tabelis 3.6. [26]

Tabel 3.6 Omatarbetafo vananemise tunnused ning nendele vastavad tehnilised hinnangud [39, 26, 32]

Tunnus	Hinnang
1. $\tan \delta$ väärtus lubatud piiride alguses 2. ΔT väärtus lubatud piiride alguses 3. Õliproovi tulemused lubatud piiride alguses	1
1. $\tan \delta$ väärtus lubatud piiride keskel 2. ΔT väärtus lubatud piiride keskel 3. Õliproovi tulemused lubatud piiride keskel	2
1. $\tan \delta$ väärtus lubatud piiride teises pooles 2. ΔT väärtus lubatud piiride teises pooles 3. Õliproovi tulemused lubatud piiride teises pooles	3
1. $\tan \delta$ väärtus lubatud piiridest väljas 2. ΔT väärtus lubatud piiridest väljas 3. Õliproovi tulemused lubatud piiridest väljas	4

3.6 Maandusseade

Enamasti koosneb alajaama maandusseade pinnasesse kaevatud või sellesse surutud maanduselektroodidest. Rõhtelektroodid paigaldatakse tavaliselt 0,5-1 meetri sügavusele pinnasesse, et tagada neile piisav mehaaniline kaitse. Püstelektroodide puhul surutakse need pinnasesse vertikaalselt. Pinnasega vahetult kokkupuutuvad maanduselektroodid peavad olema korrosioonikindlast materjalist ning peavad vastu pidama nii nende paigaldamisel kui ka

tavatalitlusel esinevatele mehaanilistele jõududele. Maandusseadme ühe osana kasutatakse ka raudbetoon vundamentidesse paigaldatud terasarmatuuri, kuid peamisteks alajaama maanduselektroodi materjalideks on teras ja vask. [28]

Alajaama maandusseadme tehnilise seisukorra määravad üksikult võttes maanduselektroodide seisukord ning seadmete maandusjuhtmed, kuid üldiselt on võimalik maandusseadme seisukorda hinnata kasutades selleks sammu- ja puutepinge väärtusi. Sammu- ja puutepinge leidmise detailne ülevaade on kirjeldatud standardis EVS-EN 50522 [40]. Sammu- ja puutepinge arvutamisel määravad suurt rolli pinnase eritakistus, mis sõltub maapinna liigist ja kliimaatilistest muutujatest ning lühise kestus ja maksimaalne lühisvool. Inimeste ja loomade ohutuse tagamiseks ei tohi sammu- ja puutepinge väärtus ületada alajaama projekteerimisel arvutatud piire. Seoses sellega, et vanade alajaamade puhul on keeruline detailse maanduskontuuri kirjelduse puudumise tõttu arvutada sammu- ja puutepinge maksimaalselt lubatud väärtusi, siis on teiseks võimaluseks mõõta alajaama maandustakistust ning võrrelda neid lubatud väärtustega. Lisaks on visuaalse vaatluse tulemusena võimalik hinnata alajaama seadmete maanduselektroode sarnaselt õhuliini mastide maandustega. Alajaama maandusseadme seisukorra kirjeldused ja vastavad väärtused on toodud tabelis 3.7. [26]

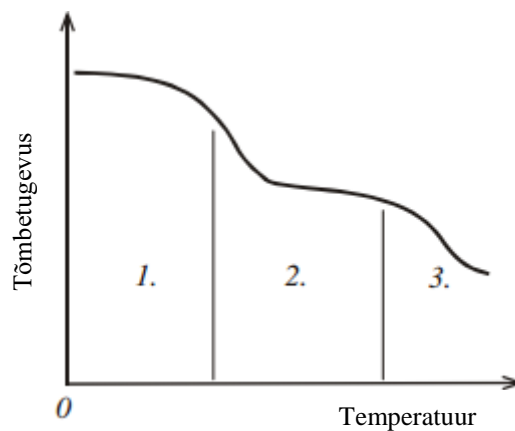
Tabel 3.7. Maandusseadme kirjeldus ja vastavad hinnangud [40, 3]

Kirjeldus	Hinnang
1. Mõõdetud sammu-ja puutepinge või maandustakistus on väiksem kui maksimaalselt lubatud väärtused 2. Maanduselektrood on kas korrosioonivaba või tuvastada on vähesel määral korrosiooni	1
Maanduselektrood on tugevalt korrodeerunud, kuid ristlõige on vähenenud alla 10%	2
Korrosiooni tulemusena on maanduselektroodi ristlõige vähenenud kuni 25%	3
1. Mõõdetud sammu-ja puutepinge või maandustakistus on suurem kui maksimaalselt lubatud väärtused 2. Maanduselektrood on üle 25% korrodeerunud või seda ei tuvastatud üldse	4

3.7 Latistus ja ühendusklemmid

Õhkisolatsiooniga alajaamade jaotlate voolujuhtideks on peamiselt isoleerimata paljasjuhid, mis jagunevad omakorda uuemates alajaamades jäigalt ühendatud seest õõnsateks

kogumislattideks ning vanemates alajaamades isolaatoritele paigaldatud juhtmetest. Kuna alajaama latistus ja ühendusklemmid koosnevad peamiselt voolujuhtivatest osadest (latid, juhtmed ning ühendusklemmid) ning neid paigal hoidvatest isolaatoritest, siis alajaama latistuse ja ühendusklemmide eluea määravad peamiselt latisüsteeme toetava isolatsiooni eluiga, ühendusklemmide eluiga ning voolujuhi mehaaniline tugevus. Vananedes kontaktide takistus kasvab ning seetõttu hakkavad voolujuhtivad osad rohkem soojenema, mis tähendab seda, et alajaama latistuse ja ühendusklemmide seisukorra määramiseks saab kasutada sarnaselt lahklülitele termokaamera abi. Voolujuhi mehaaniline tugevus sõltub temperatuurist vastavalt joonisele 3.2, kus soojenemise tõttu hakkab metalli (eriti madala sulamistemperatuuriga metallidel nagu alumiinium) kristallvõre muutuma ja selle tulemusena väheneb metalli mehaaniline tugevus, mis võib viia voolu juhtivate osade lagunemisele vibratsiooni või elektrodünaamiliste jõudude toimetel. Selleks, et vältida voolujuhtivate osade mehaanilist nõrgenemist ei tohi vasest ja alumiiniumist ühendusklemmide kestevtemperatuur ületada 70 °C ning kogumislattidel 90 °C. Hõbesulamite lisamisel on võimalik vastavat temperatuuri tõsta, kuid enamasti määrab latistuse temperatuuri ühendusklemmide maksimaalselt lubatud kestevtemperatuur. [28]



Joonis 3.2. Metallide tõmbetugevuse sõltuvus temperatuurist [28]

Lisaks defektsete kohtade kuumenemise tuvastamisele on võimalik isolaatorite olukorda hinnata kas koroona- või ultraheli kaameraga, mille abil saab tuvastada isolaatorite defekte. Arvestades eelnevalt nimetatud tunnustele lisaks ka voolujuhtivate osade visuaalseid tunnuseid saab koostada hinnangute andmiseks koondtabeli 3.8.

Tabel 3.8. Alajaama latistuse ja ühendusklemmide tunnused ja hinnangud [32, 28, 2]

Termokaamera tunnus	Visuaalne tunnus	Hinnang
$\Delta T < 5^{\circ}\text{C}$	-	1
$5^{\circ}\text{C} < \Delta T < 35^{\circ}\text{C}$	Üksikutes kohtades on märgata korrosiooni	2
$35^{\circ}\text{C} < \Delta T < 85^{\circ}\text{C}$	Üle 50% ulatuses korrodeerunud	3
1. $\Delta T > 85^{\circ}\text{C}$ 2. Voolujuhtide temperatuur üle lubatud temperatuuri	Praod tugiisolaatoris	4

3.8 Releekaitse ja automaatika

Releekaitse ja automaatika õige toimimine on alajaama tõrgeteta töötamise üheks suurimaks eelduseks, sest releekaitse ja automaatikaseadmeid (RA) võib pidada alajaama ajuks. Automaatika ja releekaitseadmed kontrollivad alajaama lülitusseadmete tööd nii lülitusi tehes kui ka lühiseid välja lülitades ja seetõttu on äärmiselt oluline, et RA seadmed oleks alati töökorras. Samas on releekaitse ja automaatikaseadmete peamiseks probleemideks nende kõrge maksumus, suhteliselt lühike eeldatav eluiga võrreldes alajaama teiste seadmetega (mikroprotsessoritel põhinevatel seadmetel ligikaudu 15 aastat ja elektromehaanilistel releedel korraliku hooldamise puhul ligikaudu 25 aastat) ning äärmiselt keeruline defekti või rikke tuvastamine, sest mikroprotsessoril põhinevad seadmed on võrreldavad arvutitega ja elektromehaaniliste releede ehitust põhjalikult teadvate spetsialistide arv on nende kõrge eluea tõttu iga aastaga vähenemas.

Kui mikroprotsessoril põhinevate RA seadmete rikete tuvastamine on võimalik praktiliselt vaid nende ekraanidelt veateateid lugedes ja rakendumise vigasid ning defekte registreerides, siis elektromehaaniliste releede puhul on võimalik seadmete töökorras olekut hinnata ka nende põhjalike hoolduste baasil, kus mõõdetakse nii releede takistusi, isolatsiooni kui kontrollitakse mehaanilisi toimimisi. Kuna iga alajaama elektromehaaniliste releede hoolduse tulemusena peaksid seadmed olema töökorras ning töötama kuni järgmise hoolduseni, siis võib hinnata RA tehnilist seisukorda ka alajaama sekundaarseadmete aastaste käidukulude järgi, mis koondab endas nii seadmete plaanilisi kui ka mitteplaanilisi hooldus ja remonditöid. Kui üldiselt on alajaama mikroprotsessoritel põhinev relee ja automaatikasüsteem praktiliselt hooldusvaba ning hooldus tähendab vaid ekraanidelt andmete vaatamist, siis käidukulud tekivad vaid

probleemsete seadmete puhul, mis tuleb tehasesse üle vaatamisele saata või välja vahetada. Samas tuleb teha vanadele elektromehaanilistele releedele põhjalik hooldus vastavalt Eleringi käidujuhendile iga kuue aasta tagant ning kriitilisemalt tuleb vaadelda kogemuste baasil vähem töökindlaid seadmeid (releesid PT-80, -90, UT-80, ПП-341, ЭВ-100, ЭВ-200, PBM, PTB E-500, BC-10, ЭТ-500 jms) või sageli rakenduvaid releesid. Lihtsustades võib väita, et mida rohkem tekib seadmetele plaaniväliseid hooldusi ja remonte, seda halvemas üldises seisukorras seade tehniliselt on. Seetõttu on saab kasutada RA seadmete seisukorra hindamiseks ka nende käidukulused, mis tuleks täpsema ülevaate saamiseks taandada kindlale ajaperioodile nagu põhjalike hoolduste vaheline aeg kuus aastat ja samas tuleb arvestada ka alajaamade erinevate suurustega. Mida suurem on alajaam, seda rohkem releekaitse ja automaatikaseadmeid seal on ning seetõttu on ka käidukulud suuremad kui väiksemates alajaamades. Võimalikult üheselt mõistetava käidukulude hindamise metoodika jaoks tuleks taandada kõikide alajaamade RA käidukulud ühele alajaama lahtrile kasutades selleks viimase kuue aasta keskmiseid käidukuluseid. Alajaamade viimase kolme aasta (Eleringil puudub pikema aja töödeldav statistika) keskmiste käidukulude jagunemine koos vastavate hinnangutega on toodud tabelis 3.9.

Tabel 3.9. Releekaitse ja automaatika käidukulude jagunemine ning nendele vastavad hinnangud

Viimase kolme aasta keskmised käidukulud lahtri kohta, €	Hinnang
<120	1
120-240	2
240-480	3
>480	4

Protsessorreleed on välja töötatud ja ehitatud selliselt, et oleks võimalik kasutada seisundipõhist käitu, ehk piisab näitude ülevaatuselt – kontrollist ja toimimisjärgsest (lühisejärgsest) põhjalikust analüüsist. Viimast soovitavad ka protsessorreleesid tootvad firmad. Analüüsida tuleb kõiki RA seadmeid, mis rakendusid või oleksid pidanud rakenduma. Analüüsi võimaldavad releedes ja häiresalvestites olevad salvestused ning telemaatikaseadmetest saadav teave. Kõik valed toimingud, seadme enda poolt tuvastatud rikked (seadme ekraanil kuvatud veateade „ERROR“ või rikkeindikaatorina talitlev punane LED lamp) ja defektid nagu seadmete hangumine ning taaskäivitused tuleb üles märkida ning kogutud andmete põhjal on

seejärel võimalik prognoosida seadme töökorras olekut, sest üldjoontes tähendab paljude väikeste defektide või hangumiste tekkimine mikroprotsessoril põhinevale seadmele kas vananemisest põhjustatud ülekoormust või tehnilise seisukorra halvenemist. Sarnast lähenemist tuleks rakendada ka elektromehaanilistele releedele, kus piisavalt suure hulga andmete põhjal saaks ka nende seadmete seisukorda hinnata. Selleks, et läheneda antud põhimõttega releekaitse ja automaatikaseadmete tehnilise seisundi hindamisele tuleb täiustada Eleringi sekundaarseadmete rikete ja defektide andmebaasi ning seejärel leida nimetatud parameetritele piirväärtused, mille põhjal saab anda hinnanguid vahemikus ühest kuni neljani.

3.9 Alajaama ehituskonstruksioonid

Alajaama mitteelektrilistest osadest on kõige tähtsam osa alajaama seadmete ehituskonstruksioonid, mis koosnevad nii seadmete all olevast vundamendist kui ka metallist ning raudbetoonist tugikonstruktsioonidest, mille hulka kuuluvad ka alajaamade portaalid. Kuna alajaama ehituskonstruksioonid on ehitusliku poole pealt sarnased õhuliinide mastidega, siis on ka nende tehnilise jääkressurssi hindamine sarnane õhuliinide kandeelementide hindamisega. Raudbetoonist alajaama konstruktsioonide ja vundamentide tehnilised hinnangud ja nende kirjeldused on toodud tabelis 3.10 vastavalt alajaama hinnangute skaalale ühest kuni neljani.

Tabel 3.10. Raudbetoonist konstruktsioonide tehnilised hinnangud ja kirjeldused [7]

Hinnang	Olukorra kirjeldus
1	Konstruktsioonid terved, korrosiooni jälgi ei esine
2	Märgata põikarmatuuri korrodeerumist, mille tulemusena on kaitsekihis praod või kaitsekiht on maha pudenenud ning põikarmatuuri on näha
3	1. Peaarmatuuri kaitsekihis korrosiooni tagajärjel pikipraad (laiusega ca 0,5...1mm) 2. Alajaama tugikonstruktsioonid on vajunud viltu kuni 10 kraadi ulatuses
4	1. peaarmatuuri kaitsekiht armatuuri korrosiooni tulemusena maha pudenenud ning on näha peaarmatuuri roostetamist 2. Alajaama tugikonstruktsioonid on vajunud viltu üle 10 kraadi ulatuses

Alajaama teraskonstruksioonide tehnilised hinnangud vahemikus üks kuni neli on koondatud tabelisse 3.11.

Tabel 3.11. Alajaama teraskonstruksioonide tehnilised hinnangud ja kirjeldused [9, 10, 8]

Hinnang	Roostetanud pinna ulatus % (selgitavad pildid ISO 4628-3)	Tsingikihi kirjeldus	Tsingikihi keskmine paksus, µm
1	0-0,05 (Ri0 ja Ri1)	Tsingikiht on ühtlases hallis toonis ning ei ole näha ühtegi tumedamat piirkonda	>100
2	0,05-8 (Ri2 ja Ri3)	Tsingikiht on enamjaolt ühtlaselt hallis toonis, kuid on märgata üksikuid tumedamas toonis piirkondi	50-100
3	8-40 (Ri4)	Tsingikiht muutub ühtlaselt hallist toonist tumedamaks	20-50
4	Üle 40 (Ri5)	1. Ühenduspoldid roostetavad >50% ulatuses 2. On märgata puuduvaid polte või mehaanilisi defekte	<20

3.10 Alajaama hoone

Alajaama hoonel on alajaama talitlemisel suur roll, kuna seal asuvad alajaama töös hoidmiseks kõige kriitilisemad seadmed nagu releekaitse ja automaatika ning juhtimissüsteemid samuti ka abipingesüsteemid. Alajaama hoone peamiseks eesmärgiks on kaitsta ilmastikutundlike seadmeid väliskeskkonna eest, mis tähendab, et kõige rohkem määrab alajaama hoone tehnilist seisukorda katus. Juhul kui katus hakkab vett läbi laskma, siis pääseb vesi alajaama hoonesse sisse ja võib põhjustada seadmetele suuri kahjustusi. Katus on alajaama hoone üks tähtsaim osa kuid samas on selle eluiga võrreldes hoone ülejäänud osadega kõige lühem. Üldjuhul eeldatakse, et raudbetoonist või blokkidest laotud hoone eluiga on ligikaudu 50 aastat ning katusel ligikaudu 25 aastat. Seetõttu on oluline jälgida alajaama hoone puhul eelkõige katuse seisukorda, et vältida vihmavee sattumist hoonesse. Alajaama hoone tehnilise seisukorra määramisel on käidukorraldaja nägemusel alajaama hoonest suur roll, kuna nemad on peamised inimesed, kes antud hooneid külastavad. Vastavalt alajaama hindamiskriteeriumitele saab jagada alajaama hoone tehnilised hinnangud neljaks ning nende kirjeldused on toodud tabelis 3.12. Seoses sellega, et hoonete tehnilise seisukorra ja jääkressursi määramine on puhtalt

tsiviilehituslik valdkond tuleks uuritava alajaama hoone täpsem olukord välja selgitada koostöös ehitusspetsialistidega, mitte lähtuda ainult alajaama käidukorraldaja hinnangust. [26]

Tabel 3.12. Alajaama hoone hinnangud ning kirjeldused [26]

Kirjeldus	Hinnang
Alajaama hoone on väga heas seisukorras	1
Alajaama hoonel on märgata vananemise märke nagu väikeseid pragusid ja defekte	2
Alajaama hoonel on märgata vananemise märke, mis võivad põhjustada hoone konstruktsiooni nõrgenemist nagu vundamendi vajumine ja suured praod seintes	3
Alajaama hoone tehniline seisukord kujutab endast ohtu alajaama seadmetele või personalile	4

3.11 Alajaama muud rajatised

Alajaamade aedade, kuivendusdrenaažide, õlipüüdmise süsteemide, teede, kaablikanalite ja välisvalgustuse tehnilise seisukorra selgitamiseks tuleb lähtuda peatüki 3 alguses toodud hindamiskriteeriumite selgitustest. Kuna eelpool nimetatud rajatised ja seadmed ei oma otsesest mõju alajaama toimimisele ning on pigem ohutuslikud ehitised, siis on otstarbekas jagada nende tehniliste hinnangute väärtused vastavalt käidukorraldajate nägemustele, seejuures jälgides üldiseid hindamiskriteeriume. Selleks on järgnevalt toodud näide alajaama aia hindamiseks.

Alajaamad piiratakse aedadega, et takistada kõrvaliste isikute, laste ja loomade sattumist elektriseadmete lähedusse. Aedadele seatud nõuded sõltuvad suurel määral nende paiknemisest looduses ning otstarbest, kuid üldiselt määravad aia tehnilise seisukorra tugipostide ja väravate ning aia maanduste seisukord. Visuaalse vaatluse tulemusena saab tuvastada, kas ajapikku kaldu vajuvate väravate vahele ei ole tekkinud liiga suuri avasid ning üldist aia seisukorda (kas aias tuvastati paikset purunemist). Kuna alajaama aia maandused tehakse paljudel juhtudel vasest, siis võivad vasest juhtmed sattuda kergelt metallivaraste saagiks ja seetõttu tuleks jälgida ka aia maanduste olemasolu, et vältida võimalikku puutepinge ohtu inimestele. Kuna alajaamade paiknemine ja aedade ehitus on väga erinev, siis sõltub aia tehniline hinnang suures osas alajaama käidukorraldaja nägemusest, kuid üldised kriteeriumid on toodud vastavalt alajaama hindeskaala selgitustele ja alajaama aedade põhiootstarbele tabelis 3.13. [26]

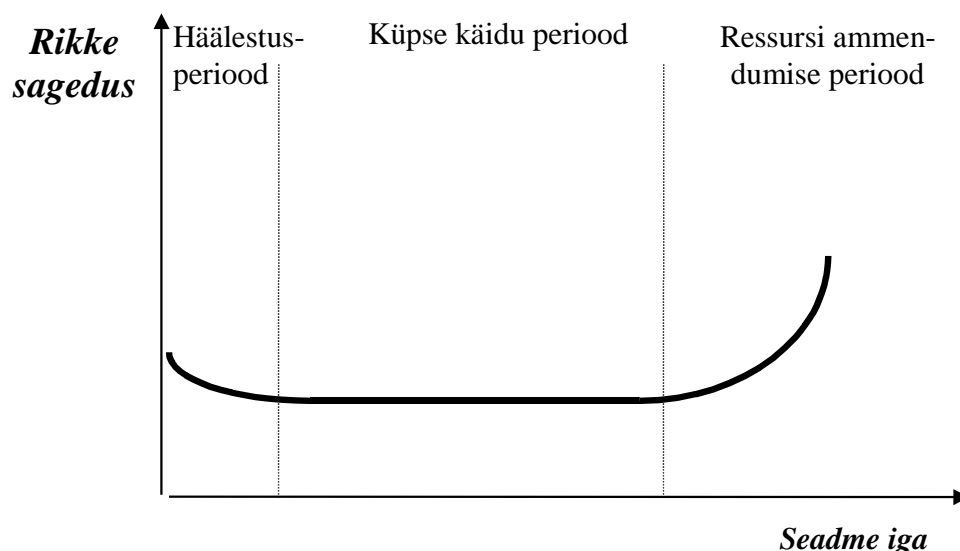
Tabel 3.13. Alajaama aia hinnangud ja kirjeldused [26]

Kirjeldus	Hinnang
Aed on väga heas korras	1
Aial on märgata üksikuid vananemise märke, kuid need ei põhjusta loomade ja kõrvaliste isikute pääsemist alajaama territooriumile	2
Aial on märgata paljusid vananemise märke, kuid need ei põhjusta loomade ja kõrvaliste isikute pääsemist alajaama territooriumile	3
1. Aia halva seisukorra tõttu on võimalik loomadel ja kõrvalistel isikutel pääseda alajaama territooriumile 2. Alajaama aia maandus on väga halvas seisus või puudub	4

3.12 Rikete statistika kasutamine alajaama seadmete tehnilise seisukorra määramisel

Alajaama seadmete tehnilist seisukorda on võimalik prognoosida seadmete töötamise ajaloo ehk rikete statistika alusel, kuid selle eelduseks on väga põhjalik ja standardiseeritud statistika kogumik koos ühise andmebaasiga, kuhu on koondatud kõikide alajaamade ja seadmete rikked ning hoolduste ja kasutuselevõtmiste ajad.

Põhjaliku rikete statistika alusel on võimalik prognoosida alajaama seadmete võimalikke eluigasid ja peamisi rikete põhjusi ning selle abil muuta alajaama käitamist kuluefektiivsemaks.



Joonis 3.3. Tüüpiline seadme töökindluse sõltuvus ajast [41]

Jooniselt 3.3 on näha tüüpilist seadme töökindluse sõltuvust ajast, kus vahetult pärast seadme töösse rakendamist on seadmel veel häälestusvead ja pärast nende kõrvaldamist langeb seadmel rikete sagedus kuni selle tehnilise seisukorra langemiseni, mis ühtlasi vihjab seadme eluea lõpuperioodile. Teades üle Eesti alajaamades olevate kindlat tüüpi seadmete rikete või defektide tekkimise kuupäevad ning nende paigaldamisaegadid koos hoolduste ja lülitustsüklite arvuga on võimalik piisavalt suure andmehulga puhul tuvastada sarnaselt joonisele 8 trende ja puudusi seadmete elutsükli juures. Kui näiteks mitmes erinevas alajaamas oleval seadmel tekib mingil ajahetkel sarnane rike või defekt võib eeldada ka teiste sarnaste seadmete rikkeid, kui need jõuavad samale vanusele. Rikete tekkimise prognoosimine annab võimaluse ka ennetavateks hooldusteks ning seeläbi vähendada võimalikke tõrkeid. Kahjuks puudub Elering ASil hetkel piisavalt põhjalik andmebaas rikete ja hoolduste andmete analüüsiks ning töötlemiseks.

Rikkeandmete kogumiseks ja nende põhjal statistiliste tulemuste moodustamiseks tuleks koostada pärast igat tuvastatud riket või defekti põhjalik rikke-aruanne, mis kirjeldaks riket/defekti võimalikult täpselt. Rikete aruande eesmärgiks on standardiseerida lülitus- ja juhtimisseadmete rikkeid/defekte järgnevate eesmärkidega [42]:

- Kirjeldada riket kasutades selleks üldist terminoloogiat
- Koguda täpseid andmeid kasutatavasse statistikasse
- Anda objektiivset tagasisidet tootjale

Rikke-aruanne peaks sisaldama järgmist:

1. Rikkega lülitusseadme tuvastamist
 - a. Alajaama nime
 - b. Lülitusseadme tuvastust (tootja, tüüp, seeria number)
 - c. Töötamise mehhanism (kui võimalik)
2. Lülitusseadme ajalugu
 - a. Seadme kasutuselevõtu kuupäev
 - b. Rikke/defekti tuvastamise kuupäev
 - c. Summaarne töötsüklite arv (kui võimalik)
 - d. Viimase hoolduse kuupäev
 - e. Töötsüklite arv alates viimasest hooldusest
 - f. Rikke/defekti tuvastamisele eelnenud seadme seisukord
3. Rikke/defekti liigitus

- a. Suur rike – seade on pärast riket kasutuskõlbmatu
 - b. Väike rike – seadet on pärast riket võimalik kasutada
 - c. Defekt – seadmel tuvastatud puudus, mis pole veel riket põhjustanud
4. Rikke/defekti põhjus ja päritolu
- a. Päritolu (mehaaniline, elektriline, õli/gaasi lekkimine)
 - b. Põhjus (disain, tootja, ebapiisavad juhised, vale paigaldus, vale hooldus, ülekoormus jne)
5. Rikke/defekti tagajärjed
- a. Tööst väljas oleku aeg
 - b. Remondi aeg
 - c. Remondi maksumus
 - d. Varuosade maksumus

3.13 Alajaama summaarse tehnilise indeksi leidmine

Alajaama summaarse tehnilise indeksi leidmiseks tuleb leida kõigi eelpool kirjeldatud komponentide kaalutud keskmine hinne vastavalt valemile 3.3.

$$H_{alajaam} = \frac{\sum(h_{komponent} \cdot w_{komponent})}{\sum w_{komponent}}, \quad (3.3)$$

kus $h_{komponent}$ on vastava alajaama komponendi hinnang;

$w_{komponent}$ sama komponendi kaalutegur.

Seejuures jagunevad alajaama seadmete kaalutegurid vastavalt nende maksumusele alajaama hinnast, mis on leitud vastavalt Eleringi andmebaasidest saadud keskmistele väärtustele. Alajaama komponentide kaalutegurid jagunevad vastavalt peatükis 3 toodud väärtustele.

3.14 Alajaama riskiindeksi määramine

Sarnaselt õhuliinidele tuleb ka alajaama riskiindeksi määramisel analüüsida võimaliku alajaama rikke mõju nii majanduslikust, tehnilisest kui ka ohutuslikust seisukorrast.

Majanduslikust seisukorrast mängib kõige suuremat rolli rikke puhul toiteta jäänud tarbijate arv, mis tähendab võimalikke kahjunõudeid ning andmata jäänud energiat, samuti kujundab see firma mainet ning mõjutab investeringuid. Alajaamade rikete arv, mis on põhjustanud tarbijate toitekatkestusi, on saadud Eleringi rikete statistikast. Siinkohal on otstarbekas piiritleda rikete arv suhteliselt lühikese ajavahemikuga, et vältida vanade rikete statistilisi moonutusi.

Ajavahemikuks on valitud vastavalt alajaamade hoolduste vahemikele viis aastat ja alajaama hinnangud koos selgitustega on toodud tabelis 3.14.

Tabel 3.14. Tarbijate toitekatkestuste arv ning vastavad hinnangud

Tarbija toitekatkestuste arv viimase viie aasta jooksul	Hinnang
0	1
1	2
>1	3
>2	4

Kõik tarbijad soovivad saada kvaliteetset ja töökindlat elektrienergiat, mille nõudeid enamasti ajast ka täidetakse, kuid elektriseadmete rikete korral tekkivad toitekatkestused on majanduslike piirangute ning ka otstarbekuse poolest vältimatud. Piiramatu rahalise ressursi korral oleks võimalik ehitada kõik alajaamad pea tõrkekindlaks, kuid siin tuleb mees pidada asjaolu, et tõrkekindlus on tihedalt seotud ökonoomikaga, sest tõrkekindluse nivoo tõstmine või isegi selle hoidmine olemasoleval tasemel nõuab suurenevaid investeeringuid. Seoses sellega, et toitekatkestused mõjutavad erinevaid tarbijaid erinevalt, tuleb alajaamad jagada tähtsuse järgi kategooriatesse vastavalt toitepiirkonna tarbijate iseloomule. Otstarbekas oleks jagada tarbijad gruppidesse vastavalt tarbimissektorite järgi, võttes aluseks TTÜ poolt koostatud uuringu „Eesti elektritarbijate toitekatkestustest tingitud majandusliku kahju hindamine“. Saadud tarbijagrupid ja vastavad hinnangud on tabelis 3.15. [43]

Tabel 3.15. Tarbimissektorid ning nende vastavad hinnangud [43]

Tarbijate kirjeldus	Hinnang
Kodutarbijad	1
Põllumajandustarbijad	2
Teenindustarbijad	3
Tööstustarbijad	4

Majanduslikust seisukohast on olulised ka alajaama iga aastased käidukulud, mis kirjeldavad nii alajaama hoolduste kui ka remontide summaarset maksumust. Kuna alajaamades ei tehta hooldusi iga aasta ja need jagunevad erinevate aastate vahel ühtlaselt, siis on otstarbekas leida,

sarnaselt andmata jäänud energia hindamisele, viimase viie aasta keskmised käidukulud. Selleks, et võrrelda erineva suurusega alajaamasid tuleb arvestada käidukulud kõigil alajaamadel ühe lahtri kohta, kasutades selleks valemit 3.4.

$$Kulud_{lahtri\ kohta} = \frac{\sum kulud_{hooldus} + \sum kulud_{remont}}{n}, \quad (3.4)$$

kus $\sum kulud_{hooldus}$ on alajaama viimase viie aasta keskmised hoolduskulud;

$\sum kulud_{remont}$ on alajaama viimase viie aasta keskmised remondikulud;

n alajaama lahtrite arv.

Üldiselt peaks vanema ja halvema seisukorraga alajaama käidukulud olema kõrgemad kui sama suure uue alajaama käidukulud, sest vanemates alajaamades tuleb plaaniväliselt remontida rohkem seadmeid ning seadmete hoolduste vahelised perioodid on lühemad. Alajaamade aastased käidukulud on saadud Elering ASi andmebaasidest ning nende jagunemine koos vastavate hinnangutega on toodud tabelis 3.16.

Tabel 3.16. Alajaamade keskmiste aastaste käidukulude jagunemine ja vastavad hinnangud

Keskised aastased käidukulud lahtri kohta, tuh €	Hinnang
<1	1
1-2	2
2-4	3
>4	4

Alajaama tehnilisest seisukorrast on kõige mõjukamaks riskiteguriks alajaama maksimaalne koormus, mis mõjutab ühtlasi rikke korral teiste alajaamade ja sektsioonide vahel laialijagatavat võimsust ning toiteta jäänud tarbijate arvu. Alajaamade maksimaalsed koormused on vastavalt 2015. aasta Eleringi alajaamade käidutabelile. Saadud andmete põhjal on koostatud maksimaalse koormuse vahemikud koos neid iseloomustavate hinnangutega tabelis 3.17.

Tabel 3.17. Alajaamade maksimaalsed koormused ning nendele vastavad hinnangud

Alajaama maksimaalne koormus, MW	Hinnang
<25	1
<50	2
<100	3
>100	4

Alajaama ohutuslikust seisukohast mõjutab alajaama kõige enam selle paiknemine looduses, mis määrab rikke korral nii ohutaseme inimestele kui ka loodusele. Alajaama asukohtade kirjeldused koos vastavate hinnangutega on toodud tabelis 3.18.

Tabel 3.18. Alajaama paiknemine looduses ja vastavad hinnangud [21]

Alajaama asukoha kirjeldus	Hinnang
Asustamata piirkondades ning läheduses pole jõgesid ega järvi	1
Väheasustatud piirkondades (külad) ning läheduses pole kiirevoolulisi jõgesid ega järvi	2
Tihedalt asustatud piirkondades (alevikud) või jõgede ja järvede läheduses	3
Väga tihedalt asustatud piirkondades (linnad), suurte maanteed või kiirevooluliste jõgede ning suurte järvede läheduses	4

Alajaama üldine riskiindeks on leitav sarnaselt õhuliinide riskiindeksile. Selleks tuleb leida eelnevalt leitud viie hinnangu keskmine hinne. Saadud tulemus on alajaama üldiseks riskiindeksiks arvestades nii majanduslikke, tehnilisi kui ka ohutuslike riske.

3.15 Alajaama üldine hinnang põhinedes nii tehnilisel seisundil kui ka alajaama kriitilisusel

Sarnaselt õhuliinide üldise hinnangu leidmisele põhineb ka alajaamade hinnangu leidmine nii tehnilise seisundi kui ka alajaama riskiindeksi baasil koostatud riskimaatriksist. Tabelis 3.19 on toodud alajaama riskimaatriks [23].

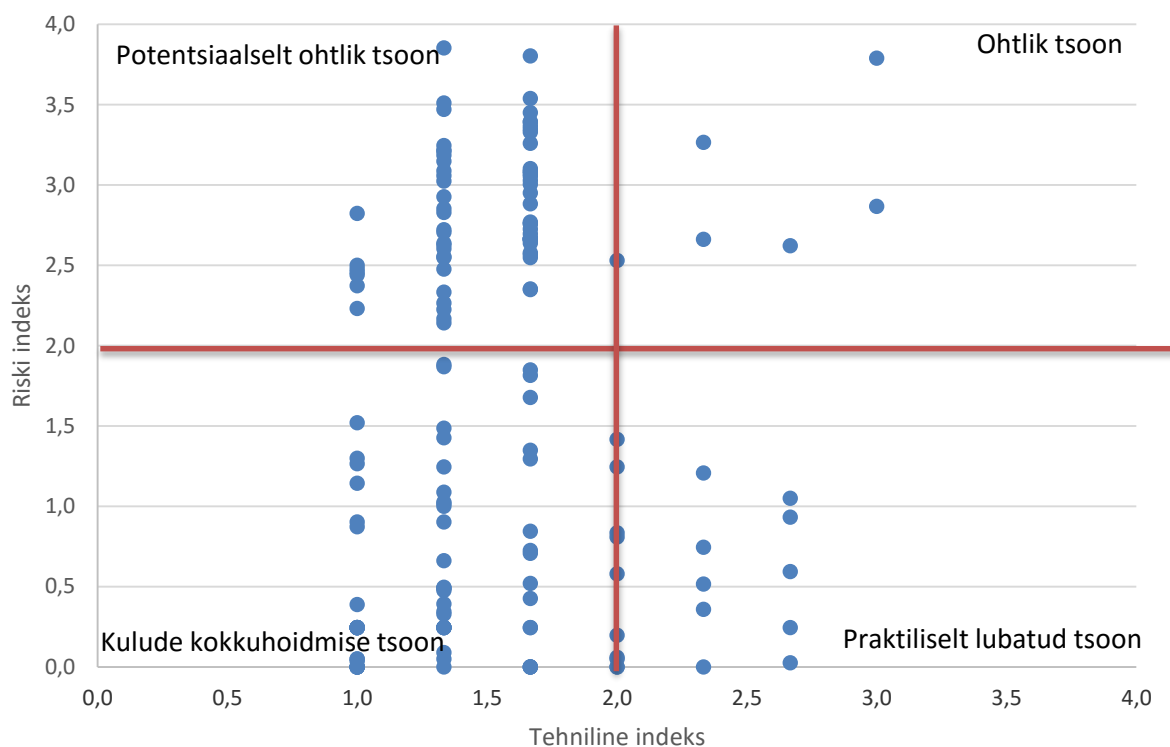
Tabel 3.19. Alajaama riskimaatriks [23]

Alajaama riskiindeks	Alajaama tehniline indeks			
	1	2	3	4
1	1	2	3	4
2	2	4	6	8
3	3	6	9	12
4	4	8	12	16

Tabelist 3.19 on näha, et alajaama üldine hinnang jääb vahemikku üks kuni 16 ning peamine erinevus võrreldes õhuliinide hinnanguga on numbrite suurusjärgus, kuna õhuliinide puhul oli otstarbekam minna üle suhtelistele suurustele. Vastavalt alajaama riskimaatriksile tähendavad tumepunased ruudud kõige kõrgema prioriteediga alajaamasid rekonstrueerimiseks ehk esimest klassi, heledama punasega ruudud tähistavad teist klassi, oranžid ruudud kolmandat klassi, kollased ruudud neljandat klassi ja rohelised ruudud kõige madalama prioriteetsusega alajaamasid ehk viiendat klassi. [24, 23]

1. 12-16 Esimene klass – Alajaama probleemseid seadmeid tuleks kiiremas korras remontida või planeerida alajaama rekonstrueerimist
2. 9-12 Teine klass – Tuleks planeerida alajaama rekonstrueerimist või seadmete remontimist lähima viie aasta jooksul
3. 6-9 Kolmas klass – Probleemseid seadmeid tuleks lähemalt uurida ning planeerida nende remonti või vahetust
4. 4-6 Neljas klass – Probleemseid seadmeid tuleks lähemalt uurida
5. 1-4 Viies klass – Tavapärane käitamine või isegi vähendatud hooldus

Sarnaselt õhuliinidele on võimalik koostada ka alajaamade riskimaatriksi graafiline kujutis, mis on toodud joonisel 3.4. Riskimaatriksi graafilisel kujutisel on terve piirkond jagatud neljaks tsooniks ning iga sinine punkt joonisel tähistab ühte Eesti põhivõrgu alajaama. Paigutades iga alajaama vastavalt riski ja tehnilisele indeksile kindlasse tsooni, on võimalik kiiresti ja ülevaatlikult näha põhivõrgu alajaamade üldist seisukorda ning seeläbi planeerida edaspidiseid investeeringuid.



Joonis 3.4. Alajaamade riskimaatriksi graafilise kujutis

Jooniselt 3.4 on näha, et riskimaatriks on jagatud neljaks tsooniks ning nende kirjeldused on järgmised [5]:

1. Kulude kokkuhoidmise tsoon – Siia tsooni kuuluvad alajaamad, mille tähtsus süsteemile on suhteliselt väike ning samas on ka nende tehniline seisukord hea. Kuna võimaliku rikke tõenäosus on alajaama seadmete hea seisukorra tõttu suhteliselt väike ning rikke tagajärjed on samuti väikesed, siis on võimalik siia tsooni kuuluvate alajaamade seadmete ülevaatuste ja hoolduste vahemikke pikendada kulude kokkuhoidmiseks..
2. Praktiliselt lubatud tsoon – Siia tsooni kuuluvad alajaamad, mille tähtsus süsteemile on väike kuid samas on nende tehniline seisukord halb. Võimaliku rikke korral on kahjud väikesed ja seega kui rikke korral tekkivad riskid on hinnatud madalateks, siis võib siia tsooni kuuluvaid alajaamasid talitleda ka vananenud, kuid mitte rikkeohtlike seadmetega.
3. Potentsiaalselt ohtlik tsoon – Siia tsooni kuuluvad alajaamad, mille tähtsus süsteemile on suur kuid samas nende tehniline seisukord on hea. Võimaliku rikke korral on kahjud suured ning seetõttu tuleks siia tsooni kuuluvaid alajaamasid kontrollida väiksemate intervallidega.

4. Ohtlik tsoon – Siia tsooni kuuluvad alajaamad, mille tähtsus süsteemile on suur ning nende tehniline seisukord on halb. Antud tsooni kuuluvad alajaamad on seadmete halva seisukorra ja võimaliku rikke suurte tagajärgede tõttu kõige suuremaks ohuks süsteemile. Võimaluse korral tuleks planeerida siia tsooni kuuluvate alajaamade remonte või rekonstrueerimisi ning nende täpsema seisukorra selgitamiseks tuleks hoolduste ja ülevaatuste vahemikke lühendada.

Lõputöö kokkuvõte

Eestis hetkel kasutusel olev metoodika põhivõrgu alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise kohta põhineb käidutabelitel, mis on koostatud piirkondade käidukorraldajate hinnangutel ning on seetõttu liialt subjektiivsed. Subjektiivsus avaldub peamiselt erinevate käidukorraldajate erinevast nägemusest ja harjumusest mõista selliseid seadmete tehnilist seisukorda iseloomustavaid termineid nagu „väga hea“ või „väga halb“ ning selle vähendamiseks on peamiselt kaks võimalust, kus üheks on sarnaselt Fingrid OYi näitele leida igale alajaama seadmele või liini osale hinnangute andmise kriteeriumid ning seeläbi ühtlustada erinevate käiduekspertide hinnanguid. Teiseks võimaluseks on leida igale alajaama seadmele või liini osale füüsikaliste suuruste mõõtmisel põhinev test, mille abil saaks võimalikult täpselt ja üheselt mõistetavalt määrata vaadeldava objekti tehnilist seisukorda. Seejuures on mõlema metoodika juures plusse ja miinuseid nagu esimesel juhul kaheldavate visuaalsete tunnuste leidmine tehniliselt keerukatele või kaetud seadmetele ja teisel puhul füüsikaliste suuruste mõõtmise otstarbekus, mida mõjutab kontrolltestide hind. Sõltumatult sellest, kui põhjalik mõõtmistest on, pole võimalik saada testitulemuseks alajaama või õhuliini eluiga aastates. Selle tingib asjaolu, et nii alajaama seadmetele kui ka õhuliinide komponentidele on võimalik leida vananemise tundemärke, kuid nende täpsema edasise eluea määravad mitmed juhuslikud tegurid nagu ilm, ehituskvaliteet ning pinnase eripärad.

Selleks, et hinnata õhuliinide kasulikku eluiga võimalikult objektiivselt kasutatakse riskidel ja seadmete tehnilistel seisukordadel põhinevat metoodikat, mille keskmeks on võimalikult üheselt mõistetavalt koostatud hindamiskriteeriumid tehniliste seisukordade hindamiseks. Õhuliinide tehnilise seisukorra määramiseks kasutatakse kuni neljal erineval tasemel liini komponentide (kandelemendid, juhtmed, isolaatorid ja piksekaitsesüsteem) hindamist, millest esimeseks tasemeks on visuaalne hinnang, teiseks kohapeal tehtavad mõõtmised ning iga järgnev tase erineb eelmisest põhjalikkuse astme ja ka maksumuse poolest. Õhuliinide puhul on tavaliselt otstarbekas kasutada peamiselt visuaalset hindamist ning visuaalsete hinnangute põhjal halvemas seisukorras või kriitilisema tähtsusega liini puhul tuleks täpsema tehnilise seisukorra määramiseks rakendada ka järgmise taseme ülevaatusi, mille väärtused asendavad või täiendavad visuaalse hindamise tulemusi. Selles magistritöös määrati õhuliini erinevatele komponentidele visuaalseid tunnuseid, mille põhjal on võimalik hinnata vastavate komponentide tehnilist seisukorda üheselt mõistetavalt, kasutades seejuures hinnanguid skaalal 0-5, kus „0“ tähendab väga heas seisukorras ning „5“ oma eluea lõpus olevat liini komponenti.

Samuti on töös välja toodud peamised järgmise taseme testid ning nende põhimõtted, et hinnata täpsemalt õhuliine või selgitada välja potentsiaalselt halvas seisukorras olevate liinide täpsem seisukord. Õhuliini üldise tehnilise hinnangu arvutamiseks tuleb leida kõikide komponentide kaalutud keskmine hinnang, seejuures on kaaluteguriteks vastavate liinikomponentide suhtelised maksumused liini hinnast.

Õhuliinide kriitilisuse määramiseks on leitud võimaliku rikke korral tekkivad riskid nii majanduslikus, tehnilises kui ka ohutuslikus valdkonnas. Hinnatavad riskid jagunevad nelja kategooriatesse: liini tähtsus süsteemile, tarbija toitekatkestuste arv, liini koormus ning liini mõju asustusele. Seejuures on liini tähtsus süsteemile ja liini koormus leitud vastavalt modelleerimise programmi *PSS/E* Eesti põhivõrgu mudelile nii N-1 kui ka normaalolukorras, tarbija toitekatkestuste arv on leitud Eleringi rikete statistikast ning liini mõju asustusele hinnatakse vastavalt liini trassile looduses. Ka siin on sarnaselt tehnilise hinnangu andmisele jagatud saadud tulemused hinnangutele 0-5 ja leitud hinnangute baasil leitakse liini üldine riskiindeks vastavalt nelja kategooria aritmeetilisele keskmisele hindele.

Pärast seda kui õhuliinidele on leitud nii tehniline kui ka riski indeks koostatakse riskimaatriks, mille põhjal saavad liinid üldise hinnangu, mis ühtlasi määrab ka nende prioriteetsuse renoveerimisele. Liini prioriteetsuse klassid on jagatud viieks, kus esimeseks klassiks on süsteemile väga tähtsad liinid, mille tehniline seisukord on halb ja viiendaks klassiks liinid, mille rikke korral on tagajärjed süsteemile väga väikesed või liin on väga heas seisukorras. Lisaks riskimaatriksile on koostatud ka mudel, mille baasil saab hinnata, millist liini komponenti tuleks välja vahetada või millisel juhul on otstarbekas planeerida terve uue liini renoveerimist. Mudeli peamiseks eesmärgiks on õhuliinide komponentide vahetamise maksumuse võrdlemine uue liini ehitusega ning kontrollida saadud lahendust ka tuleviku perspektiivis. Antud mudel pole küll investeeringute tegemise aluseks, kuid lihtsustab käidupersonaali otsuste tegemist.

Alajaamade kasuliku eluea määramise meetodika põhineb sarnaselt õhuliinidele riskide ja seadmete tehnilist seisukorda arvestaval meetodikal, mille kõige olulisemaks osaks on alajaama seadmete tehnilise seisukorra hindamine. Kuna alajaama seadmed on olulisemalt keerulisema ehitusega kui õhuliinide komponendid, siis puhtalt visuaalsete hinnangute põhjal ei ole võimalik otsustada alajaama seadmete tehnilist seisukorda. Selleks kasutatakse lisaks visuaalsele vaatlusele ka termokaamera abi, lülituste arvu lugemist ning füüsikaliste suuruste mõõtmisi erinevatel seadmetel nagu võimsuslülitite puhul toimeajad või õlitäitega seamete

puhul õliproovid. Seoses alajaama seadmete suure tootjate arvu ning mudelite erinevuste tõttu on äärmiselt keeruline välja tuua erinevatel seadmetel konkreetsed piirväärtused, mille põhjal saaks väita, kas seade on töökorras või on selle jääkressurss ammendunud. Lisaks teeb olukorra keerulisemaks ka seadmete tootjate poolt välja antud vähene informatsioon, mille tulemusena tuleb iga seadme mõõtetulemuste hindamiseks kontakteeruda tootjaga ning paluda mõõtmistulemuste piirväärtusi.

Alajaama seadmete tehnilise seisukorra määramiseks on alajaama seadmed jagatud vastavalt seadmete ehitusele kümneks kategooriaks, mis jagunevad järgnevalt: võimsuslülitid, lahk- ja maanduslülitid, mõõtetrafod, releekaitse ja automaatika, alalisvoolu abipingesüsteem, vahelduvvoolu abipingesüsteem, maandusseade, latistus ja ühendusklemmid, alajaama juhtimishoone ning alajaama kandekonstruktsioonid. Iga kategooria puhul on välja toodud tehnilise seisukorra määramiseks soovitatavad testid ja hindamiskriteeriumid ning nendele vastavad hinnangud vahemikus 1-4, kus „1“ tähendab uues seisukorras olevat seadet ning „4“ avariiohtriku seadet. Alajaama seadmete tehniliste hinnangute andmisel kujunes kõige suuremaks probleemiks puudulik informatsioon seadmete kohta ning võrdlemisel tehaseandmetega ainult seisukorrad, kus seade kas on töökorras või mitte. Vahepealsete ehk jääkressursi kohapealt oluliste väärtuste määramiseks lõputöö tegemise hetkel puudus Eleringil selleks vajalik informatsioon tootjatehastelt ja seetõttu tuleks antud teemat edasi uurida. Alajaama seadmete tehniliste seisukorda hindamisel oleks otstarbekas rakendada ka sarnaselt Fingridi näitele väga põhjalikku seadmete rikete ja defektide statistikat, kuid andmete puudumise tõttu ei saa seda hetkel alajaamade kasuliku eluea määramisel rakendada. Andmebaaside täiustamise korral tuleks seadmete tehnilise seisukorra määramiseks lisaks mõõtetestidele rakendada ka rikete statistikat, et prognoosida seadmete trende ja leida nende tüüpviigaid.

Alajaama riskiindeksi määramiseks leiti alajaama võimaliku rikke korral tekkinud tagajärjed viies kategoorias, mis kirjeldaksid alajaama riske nii majanduslikust, tehnilisest kui ka ohutuslikust seisukorrast. Majanduslikust seisukohast mõjutavad alajaama tähtsust alajaama aastased keskmised käidukulud, alajaama tarbimispiirkonna tarbijate tundlikus riketele ning viimase viie aasta tarbijate toitekatekestuste arv. Tehnilisest seisukohast mõjutab alajaama tähtsust alajaama maksimaalne koormus ning ohutuslikust seisukohast alajaama paiknemine looduses, mis määrab nii ohtlikkuse inimestele kui ka loodusele. Igale kategooriale leiti

piirväärtused ja nendele vastavad hinnangud vahemikus 1-4 ja seejärel leiti viie kategooria aritmeetiline keskmine, mis on ühtlasi alajaama riski indeks.

Eelnevalt leitud alajaama tehnilise ja riski indeksite põhjal koostati sarnaselt õhuliinide riskimaatriks, mille abil on võimalik määrata alajaamade rekonstrueerimiseks prioriteetsused. Vastavalt riskimaatriksile jagati saadud väärtused viieks klassiks, kus esimeses klassis on kõige rohkem renoveerimist vajav alajaam ning viiendas kõige vähem renoveerimist vajavad alajaamad lähtudes alajaamade tehnilisest olukorrast ning riskidest.

Lõputöö „Alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetodika“ puhul õnnestus koostada meetodika, mille abil on võimalik koostada pingerida investeeringute tegemiseks lähtudes konkreetsetest mõõtetulemustest ning visuaalse vaatluse puhul kirjeldatud üheselt mõistetavatest tunnustest seejuures hinnates alajaamasid ja õhuliine ka riskide baasil. Selleks, et tõsta koostatud meetodika täpsust tuleks täiustada Eleringi andmebaase nii seadmete rikete kui ka mõõtetulemuste piirväärtuste osas ning välja töötada tehnilisel seisukorral põhinevad hooldusjuhendid. Seadmete tehnilistel seisukordadel põhinevate hooldusjuhendite koostamine vajaks antud teema väga põhjalikku edasist uurimist, näiteks doktoritöös.

Lõputöö lühikokkuvõte

Magistritöö „Alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetoodika“ puhul õnnestus koostada seadmete tehnilisel seisukordadel ja riskidel põhinev meetoodika, mille abil on võimalik järjestada pingerida investeeringute planeerimiseks. Peamiseks erinevuseks võrreldes hetkel kasutuses oleva meetoodikaga on selle objektiivsus ja üheselt mõistetavus ning erinevate riskide hindamine lisaks tehnilisele seisukorrale. Alajaamade ja õhuliinide tehnilise seisukorra hindamiseks koostati meetoodika, mis lähtub konkreetsetest mõõtetulemustest või visuaalse vaatluse puhul kirjeldatud üheselt mõistetavatest hindamiskriteeriumitest, mis kirjeldavad seadmete erinevaid vananemise tasemeid. Lisaks tehniliste seisundite hindamisele leiti nii alajaamasid kui ka õhuliine iseloomustavad riskid lähtudes võimaliku rikke tagajärgedest süsteemile.

Seadmete tehnilistel hinnangutel ja riskidel põhineva meetoodika peamiseks väljundiks on riskimaatriks, mis seob eelnevalt leitud riskid ja tehnilised hinnangud ning määravad nii alajaamade kui ka õhuliinide prioriteetsuse investeeringute koostamise pingereas. Lisaks alajaamade ja õhuliinide kasuliku eluea määramise meetoodika väljatöötamisele koostati lõputöö praktilise väljundina ka täiustatud käidutabelid, mis põhinevad magistritöös kirjeldatud meetoodikal ning nende abil on võimalik koostada riskimaatriksid Eesti põhivõrgu alajaamadele ja õhuliinidele.

Selleks, et tõsta koostatud meetoodika täpsust tuleks täiustada Eleringi andmebaase nii seadmete rikete kui ka mõõtetulemuste piirväärtuste osas ning välja töötada seadmete tehnilisel seisukordadel põhinevad hooldusjuhendid.

Kirjandus

- [1] Fingrid, „Fingrid OYJ,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.fingrid.fi/en/company/company/Pages/default.aspx>. [Kasutatud 13 4 2016].
- [2] D. HUGHES, „CONDITION BASED RISK MANAGEMENT (CBRM) – ENABLING ASSET CONDITION INFORMATION TO BE CENTRAL TO CORPORATE DECISION MAKING,“ EA Technology, UK, 2005.
- [3] M. N. L. G. S.J. Gusavac, „Estimation of overhead line condition,“ Department of Power, Electronics and Communication Engineering, Novi Sad, 2007.
- [4] CIGRE, „Refurbishment and upgrading of foundations,“ CIGRE, 1999.
- [5] CIGRE, „175 MANAGEMENT OF EXISTING OVERHEAD TRANSMISSION LINES,“ CIGRE, 1999.
- [6] V. Malioka, Condition Indicators for the Assessment of Local and Spatial Deterioration of Concrete Structures, Zurich: Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2009.
- [7] V. K. ". Kolhoosiehitus", Monteeritavate betoon- ja raudbetoonloodete valmistamise ning betooni- ja raudbetoonitööde teostamise ja kontrollimise juhend, Tallinn: Projekteerimisinstituut "Eesti Projekt", 1977.
- [8] ISO, „ISO 4628-3 Assessment of degree of rusting,“ ISO, 2016.
- [9] ISO, „BS EN ISO 1461:2009 Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles — Specifications and test methods,“ British Standards, 2009.
- [10] ASTM, „ASTM A123/A123M Standard Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products,“ ASTM international, 2015.
- [11] V. Voltri, „Liini L300 3 masti tehniline,“ TTÜ, Tallinn, 2010.
- [12] M. B. C. F. D. H. D.G. Havard, „AGED ACSR CONDUCTORS PART II - PREDICTION OF REMAINING LIFE,“ Ontario Hydro, Toronto, 1991.

- [13] M. N. M. Dutina, „Overhead Lines Revitalization—Methodology,“ Distributech Europe, Berlin, 2001.
- [14] E. T. committee, „Collection of technical recommendations by Electric Power Industry,“ EPS Tehnical committee, Belgrade, 2001.
- [15] A. R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*, New York: Basel, 1999.
- [16] W. Li, *Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications*, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc, 2014.
- [17] I. O. L. S. W. G. o. I. P. a. Applications, „Evaluation of and Replacement Strategies for Aged High-Voltage Toughened Glass-Suspension Insulators,“ IEEE, 2015.
- [18] E. S. 15.07, „Minimum Number of Good (Healthy) Porcelain or Glass Insulator Units in a String for Live Work,“ *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, kd. 17, nr 3, pp. 809-817, 2002.
- [19] IEC, „IEC 60071-1 Insulation co-ordination Part 1: Definitions, principles and rules,“ 2006.
- [20] P. Hyvönen, „Overvoltages- loengukonspekt,“ 2014.
- [21] T. P. Y. T. David Hughes, „Linking Engineering Knowledge and Practical Experience to Investment Planning by Means of Condition Based Risk Management,“ EA Technology Limited, UK, 2008.
- [22] J. W. & Sons, *Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2014.
- [23] R. Krishnanand, „Practical Approach for Development of Risk Based Asset Management Program,“ Bahwan CyberTek,, India, 2014.
- [24] S. O. Thor Hjartarson, „Predicting Future Asset Condition Based on Current Health Index and Maintenance Level,“ Kinectrics Inc, Toronto, 2006.
- [25] C. W. G. B2-15, „265 LIFE CYCLE ASSESSMENT (LCA) FOR OVERHEAD LINES,“ CIGRE, 2004.

- [26] CIGRE, „300- GUIDELINES TO AN OPTIMIZED APPROACH TO THE RENEWAL OF EXISTING AIR INSULATED SUBSTATIONS,“ Kanada, 2006.
- [27] O. G. D. I. C. Duran, „A survey of methods of estimating lifetime and aging of assets in substations,“ IEEE, Hong Kong, 2012.
- [28] P. R. Rein Oidram, „Alajaamad II, loengukonspekt,“ TTÜ, Tallinn, 2010.
- [29] P. J. M. K. Satish Natti, „Circuit Breaker and Transformer Inspection and Maintenance: Probabilistic Models,“ IEEE, Iowa, 2004.
- [30] ABB, „Product Manual 1HSB435416-3,“ ABB, 2003.
- [31] E.-E. 62271-100:2009, „High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers,“ 2009.
- [32] N. Dorovatovski, „Eesti Energia elektriseadmete termograafiline diagnostika,“ TTÜ, Tallinn, 2004.
- [33] EVS-EN, „62271-102 High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches,“ 2003.
- [34] A. E. GmbH, „Kasutusjuhend 2136 e,“ ALSTOM, Lahklüliti, 2003.
- [35] IEC, „EVS-EN 60044-2:2002 Instrument transformers - Part 2: Inductive voltage transformers,“ 2002.
- [36] ABB, „Directions for use, Capacitor Voltage Transformer type CPA/CPB and Coupling Capacitor type CCA/CCB,“ ABB Switchgear AB, 1999.
- [37] IEC, „IEC 60896-21: Stationary lead-acid batteries - Part 21: Valve regulated types - Methods of test,“ 2004.
- [38] Megger, „Instruction manual BITE2 and BITE 2P Battery Impedance Test Equipment,“ Megger, Norristown, 2003.
- [39] EVS-EN, „60137 Insulating bushings for alternating voltages above 1000 V,“ 2008.
- [40] EVS, „EVS-EN 50522 Üle 1 kV nimivahelduvpingega tugevvolupaigaldiste maandamine,“ 2010.

- [41] R. Attikas, „110-330 kV alajaamade tehnilise jääkressursi ja seisukorra hindamine,“ TTÜ, Tallinn, 2003.
- [42] IEC, „IEC 60694: Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards,“ Geneva, 2002.
- [43] P. R. Mati Valdma, „Eesti elektritarbijate toitekatkestustest tingitud majandusliku kahju hindamine,“ TTÜ, Tallinn, 2003.
- [44] V. V. P. R. P. T. I. K. Juhan Valtin, „ELERING AS ALAJAAMADE JA LIINIDE 2015.-2019. AASTA INVESTEERINGUTE EKSPERTIIS,“ TTÜ, Tallinn, 2015.

Lisad

Lisa L1 – Käidutabeli näide

Lisa L2 – Kaitsmata terassõrestikega mastide roostetamise klassid

Lisa L3 – Klaasisolaatorite liigitus määrdumisastme järgi

Lisa L4 – Jagunemise selgitus

Lisa L1 – Käidutabeli näide

	Liinide pingeriide investeringu kava koostamise	Liini nimi	Liin	Liini pikkus (km)	Pinge (kV)	Ehitus-aasta	Punktid	Liini liik	Punktid	Liini lühised (viimase 10 a. summa)	Punktid	Liini mõju asustustele ja teedele	Punktid	Hinnanguline jääkressurs aastates	Punktid	Planeeritav vanus
8																
9	17	L011	Veskimetsa - Harku	9,11	110	1959	4	Transiit1	3	11	2	Suur	4	11	4	67
10	17	L353	Eesti - Tsigulina	243,30	330	1971	3	Süsteem	4	23	3	Suur	4	17	3	61
11	16	L101	Aruküla - Tapa	64,42	110	1970	3	Transiit1	3	23	3	Suur	4	16	3	61
12	16	L110	Küsa - Elamaa	38,54	110	1975	3	Transiit1	3	36	3	Suur	4	16	3	56
13	16	L206	Püssi - Küsa	158,36	220	1965	4	Transiit1	3	33	3	Keskmine	2	0	4	50
14	16	L300	Balti - Tartu	168,10	330	1960	4	Süsteem	4	8	1	Suur	4	12	3	67
15	15	L182	Küsa - Järve	24,42	110	1967	4	Transiit1	3	9	1	Suur	4	18	3	66
16	15	L356	Eesti - Paide	168,98	330	1969	4	Süsteem	4	19	2	Keskmine	2	13	3	59
17	14	L001	Harku - Veskimetsa	7,87	110	1959	4	Transiit1	3	1	0	Suur	4	16	3	72
18	14	L002	Harku - Veskimetsa	7,87	110	1959	4	Transiit1	3	0	0	Suur	4	16	3	72
19	14	L003	Endla - Veskimetsa	4,23	110	1958	4	Transiit2	2	6	1	Suur	4	12	3	69
20	14	L103	Püssi - Rakvere	50,56	110	1970	3	Transiit1	3	28	3	Keskmine	2	19	3	64
21	14	L111	Harku - Keila	11,95	110	1959	4	Transiit1	3	10	1	Keskmine	2	6	4	62
22	14	L113	Endla - Järve	5,00	110	1958	4	Transiit2	2	1	0	Suur	4	1	4	58
23	14	L114	Veskimetsa - Järve	4,31	110	1958	4	Transiit2	2	1	0	Suur	4	1	4	58
24	14	L116	Balti - Oru - PTK	54,50	110	1964	4	Transiit2	2	24	3	Keskmine	2	18	3	69
25	14	L160	Veskimetsa - Volta	5,78	110	1969	4	Transiit1	3	2	0	Suur	4	16	3	62
26	14	L374	Balti - Leningradskaja	4,20	330	1960	4	Süsteem	4	2	0	Keskmine	2	4	4	59
27	13	L004	Veskimetsa - Kadaka	6,79	110	1964	4	Transiit2	2	2	0	Suur	4	16	3	67
28	13	L102	Rakvere - Tapa	26,89	110	1970	3	Transiit1	3	12	2	Keskmine	2	16	3	61
29	13	L104B	Mustvee - Alutaguse	58,95	110	1970	3	Transiit2	2	49	3	Keskmine	2	13	3	58
30	13	L112	Harku - Keila	12,00	110	1970	3	Transiit1	3	7	1	Keskmine	2	6	4	51
31	13	L117	Balti - Sirgala	32,87	110	1965	4	Transiit2	2	26	3	Keskmine	2	23	2	73
32	13	L145	Tsigulina - Tõrva	28,72	110	1967	4	Transiit2	2	27	3	Keskmine	2	29	2	77
33	13	L146	Rõngu - Tõrva	28,13	110	1967	4	Transiit2	2	11	2	Keskmine	2	13	3	61
34	13	L148	Tartu - Elva	24,31	110	1967	4	Transiit2	2	13	2	Keskmine	2	13	3	61
35	13	L164	Aruküla - Loo - Lasnamäe	17,48	110	1966	4	Transiit1	3	3	0	Suur	4	24	2	73
36	13	L165	Aruküla - Loo - Lasnamäe	17,48	110	1966	4	Transiit1	3	1	0	Suur	4	24	2	73
37	13	L181	Küsa - Keila	18,47	110	1980	2	Transiit1	3	6	1	Suur	4	19	3	54
38	13	L185	Küsa - Kohla	15,67	110	1967	4	Transiit1	3	5	0	Suur	4	22	2	70

Joonis L.1. Õhuliinide käidutabeli üldine osa

	Hinded	Tahendus	Ressurs						
	0	väga hea	üle 40 a.						
	1	hea	31-40 a.						
	2	rahuldav	21-30 a.	4	0				
	3	halb	11-20 a.	0	50				
	4	väga halb	0-10 a.						
	Kaalutegurid								
	50	25	15	10	100,00				
Liin	Kaidu-korraldaja	Mastid/Vundamendi	Juhtmed	Tross	Isolaatorid	Kaalutud keskmine hinne	Hinnanguline jääkressurs aastates	Kommentaariid	
L001	Harku - Veskimetsa	Enno Bender	3	2	3	3	2,75	15,63	
L002	Harku - Veskimetsa	Enno Bender	3	2	3	3	2,75	15,63	
L003	Endla - Veskimetsa	Enno Bender	4	1	4	2	3,05	11,88	
L004	Veskimetsa - Kadaka	Enno Bender	4	1	2	2	2,75	15,63	Nov 2006 komposiit Veskimetsa - Kadaka LP
L005	Iru - Järve	Enno Bender	2	2	2	2	2,00	25,00	
L006A	Iru - Järveküla	Enno Bender	2	2	2	2	2,00	25,00	
L006B	Järveküla - Järve	Enno Bender	2	2	2	2	2,00	25,00	Juuli - aug 2005 OPGW paigaldamine
L007	Iru - Ida	Enno Bender	3	2	2	3	2,60	17,50	
L008	Lasnamäe - Ida	Enno Bender	3	2	2	3	2,60	17,50	
L009	Kopli - Pajassaare	Enno Bender	2	2	3	3	2,25	21,88	
L010	Volta - Pajassaare	Enno Bender	2	2	3	3	2,25	21,88	
L011	Veskimetsa - Harku	Enno Bender	4	2	3	2	3,15	10,63	
L012	Kadaka - Harku	Enno Bender	4	2	3	2	3,15	10,63	
L014	Kallavee - Sadama - Viimsi	Enno Bender	2	2	3	0	1,95	25,63	2009 isolatoonte vahetus
L015	Kallavee - Galvex LP - Viimsi	Enno Bender	2	2	3	0	1,95	25,63	2009 isolatoonte vahetus
L017	Keila - Rummu	Enno Bender	2	2	3	0	1,95	25,63	1999-2000 paigaldatud 9,0 km uut trossi; 2013 uued isolatoonid ja linnutõkked
L018	Rummu - Nõva	Raimo Klemmer	2	2	2	2	2,00	25,00	
L019A	Nõva - Aulepa	Raimo Klemmer	2	2	2	2	2,00	25,00	
L019B	Aulepa - Taebla	Raimo Klemmer	2	2	2	2	2,00	25,00	
L020	Paide - Roosna-Alliku	Marten Raidma	2	2	3	4	2,35	20,63	
L021	Roosna-Alliku - Aravete	Marten Raidma	2	2	3	4	2,35	20,63	
L025	Rapla - Kehtna	Raimo Klemmer	2	2	0	2	1,70	28,75	2013 paigaldatud linnutõkked
L026	Kehtna - Järvakandi	Raimo Klemmer	2	2	0	2	1,70	28,75	2013 paigaldatud linnutõkked
L027	Järvakandi - Valgu	Raimo Klemmer	2	2	0	3	1,80	27,50	
L030	Sindi - Pakuse - Papiirindu	Raimo Klemmer	2	2	2	2	2,00	25,00	1999-2000 paigaldatud 6,0 km uut trossi; 2002 vahetatud 8,5 km juhet AC-150 m44 - m78
L032A	Sindi - Metsakombinaadi	Raimo Klemmer	2	2	2	2	2,00	25,00	
L032B	Metsakombinaadi - Papiirindu	Raimo Klemmer	2	2	2	2	2,00	25,00	
L033	Sindi - Audu	Raimo Klemmer	2	2	1	0	1,65	29,38	Komposiit!

Joonis L.2. Õhuliinide käidutabeli liini komponentide osa

Ajaja pingvõtte investeringu kava koostamine	AJ nimi+pinge	Lahtrite arv	AJ nimi	Pinge	Region	Ehitusaasta	Punktid	Aasta keskmised hoolduskulud, tuh. EUR	Käidu kulud lahtri kohta	Punktid	AJ max koormus (MW)	Punktid	AJ rikked (viimase 4 a. summa)	Punktid	Hinnanguilne jääkressurs	Punktid	Planeeritav vanus	Investeeringu tegemist mõjutav asjaolu
16	Eesti_vana_330	8	Eesti_vana	330	IDA	1968	4	210	26,3	4	1200,0	4	0	5	4	51		
14	Taipgolina_330	3	Taipgolina	330	LÕUNGA	1983	3	42	14,0	4	135,0	4	0	13	3	44		
13	Aida_110	9	Aida	110	IDA	1975	4	21	2,3	4	23,5	2	0	12	3	51	ELV soov AJ kaotada ja Püssi / Kiviõli tootele (2020+)	
13	Ellamaa_110	5	Ellamaa	110	LÄÄNE	1961	4	19	3,7	4	8,2	1	0	5	4	58		
13	Ida_110	8	Ida	110	PÕHJA	1985	3	37	4,7	4	39,2	3	0	11	3	40		
13	Ranna_110	6	Ranna	110	PÕHJA	1979	3	28	4,7	4	36,1	3	0	13	3	48		
12	Ahtaguse_110	12	Ahtaguse	110	IDA	1983	3	35	3,0	4	24,2	2	0	12	3	43	ELV rek 2019: ELV soov rek edasi lükata kuni nende reki ajani	
12	Pähja_110	6	Pähja	110	LÕUNGA	1973	4	12	2,0	3	4,2	1	0	1	4	42	Seotud Tartu-Sindi liiniga (tabeli võime)	
12	Sikamaa_110	5	Sikamaa	110	LÄÄNE	1975	4	16	3,2	3	24,5	2	0	10	3	49		
11	Lewa_110	5	Lewa	110	LÄÄNE	1981	3	14	2,8	3	17,6	2	0	8	3	41		
11	Audva_110	5	Audva	110	LÄÄNE	1983	3	11	2,3	3	17,2	2	0	9	3	40		
11	Elva_110	7	Elva	110	LÕUNGA	1986	3	17	2,4	4	16,0	2	0	14	2	42		
11	Kopli_110	5	Kopli	110	PÕHJA	1983	3	14	2,7	3	19,1	2	0	10	3	41	Osaline rek tehtud	
11	Kunda_110	13	Kunda	110	IDA	1977	4	13	1,9	3	18,8	2	0	17	2	54	Osaline rek tehtud	
11	Lõbusa_110	7	Lõbusa	110	LÄÄNE	1977	4	21	1,6	4	2,6	0	0	10	3	47	Kaev 2017/2018, ELV soovib koos teha	
11	Rusti_110	15	Rusti	110	LÄÄNE	1962	4	12	2,3	3	6,1	1	0	8	3	60	ELV rek 2018	
11	Siidre_110	8	Siidre	110	LÄÄNE	1995	2	15	1,9	3	125,0	4	0	14	2	33	Digkaitsed	
11	Takasalu_110	5	Takasalu	110	PÕHJA	1977	4	3	0,6	1	26,5	3	0	7	3	44	Digkaitsed; ER rek 2017, 2018 ELV soov teine trafo paigaldada aga KNMP kohe 110 pimgel teha	
11	Võõra_110	5	Võõra	110	LÄÄNE	1977	4	10	2,1	2	6,0	1	0	6	4	43		
10	Haapsalu_110	5	Haapsalu	110	LÄÄNE	1981	3	13	2,7	3	19,4	2	0	14	2	47	Osaline rek tehtud	
10	LVT_110	2	LVT	110	IDA	1967	4	6	3,0	2	23,0	2	0	13	2	60	ELV rek 2018	
10	Pajassaare_110	5	Pajassaare	110	PÕHJA	1988	2	14	2,9	3	6,9	1	0	5	4	31	Alates 2014	
10	Põõs_330	9	Põõs	330	IDA	1998	1	26	2,9	4	465,0	4	0	26	1	42		
10	Rõõpa_110	4	Rõõpa	110	LÕUNGA	1974	4	11	2,7	2	4,7	1	0	11	3	51	ELV rek 2017 - ehk soov koos teha - ehk ka liitumine - teine trafo	
10	Sirgala_110	5	Sirgala	110	IDA	1965	4	9	1,7	2	6,1	1	0	12	3	61	Otamine kavandaste saastust	
10	Tõrva_110	7	Tõrva	110	LÕUNGA	1982	3	19	2,7	4	7,8	1	0	17	2	49		
9	Järvala_110	5	Järvala	110	LÄÄNE	1984	3	9	1,8	2	6,0	1	0	12	3	42		
9	Kanapi_110	4	Kanapi	110	LÕUNGA	1977	4	7	1,6	2	2,4	0	0	12	3	49		
9	Konste_110	3	Konste	110	IDA	1983	3	8	2,7	3	10,9	2	0	14	3	45		
9	Konste_110	8	Konste	110	LÕUNGA	1980	3	11	1,3	2	4,8	1	0	12	3	46	Osaline rek 2012	
9	Laagri_110	5	Laagri	110	PÕHJA	1984	3	5	1,1	1	18,8	2	0	7	3	37	Otamine JV trafole vahetust	
0	Linda_110	14	Linda	110	LÕUNGA	1980	1	11	2,7	3	3,9	1	0	10	1	44		

Joonis L.3. Alajaamade käidutabeli üldine osa

Käidutabel	Alajaam	Ping	AJ nimi + pinge	Lahtrite arv	Hinded										Osaline renoveerimine								
					Võimsus (ühik)	Lahtri maht	Mõõn	Relestatuse automaat	Abit	Vahetuse	Kõm	Kõm	Maand	Lahtri ja	Kaard	Hinnanguilne	Renoveerimise	Renoveeritud	Renoveerimise	Renoveeritud	Renoveerimise		
Raime	Aija	110	Aija_110	4	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2,95	9,19						
Kokk	Ahtme	110	Ahtme_110	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Võspert	Aida	110	Aida_110	9	4	2	1	3	2	3	3	1	2	2	2	2,46	13,86	1000/1999	Trafole V1,2h ja pingepiirid				
Kokk	Aialde	110	Aialde_110	1	0	0	0	4	0	3	0	4	3	0	0	1,2	24,60	2014					
Nõmmik	Alatskivi	110	Alatskivi_110	2	4	3	3	2	2	2	2	4	4	3	2	2,95	9,19						
Rudalits	Alitka	110	Alitka_110	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	33,25						
Kokk	Ahtaguse	110	Ahtaguse_110	12	4	3	3	3	2	3	3	4	3	3	3	3,55	7,44						
Pärg	Anne	110	Anne_110	9	0	1	0	0	2	1	0	1	0	0	0	0,4	31,60						
Kokk	Aravete	110	Aravete_110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Georgijev	ARUKÜLA	110	ARUKÜLA_110	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Georgijev	ARUKÜLA	330	ARUKÜLA_330	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Võspert	Aseri	110	Aseri_110	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,95	26,69						
Talls	Audra	110	Audra_110	5	4	3	3	3	1	3	3	4	4	3	3	3,2	7,60						
Sill	Aulepa	110	Aulepa_110	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rudalits	Balti	110	Balti_110	17	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0,2	33,25						
Rudalits	Balti	330	Balti_330	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	33,25						
Rudalits	Eesti_vana_330	330	Eesti_vana_330	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rudalits	Eesti_vana_330	330	Eesti_vana_330	8	4	4	3	4	3	3	3	3	4	3	3	3,55	3,94						
Rudalits	ESB OT	110	ESB OT_110	5	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0,2	33,25						
Nuusberg	ELEKTRIJAAMA	110	ELEKTRIJAAMA_110	5	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0,25	32,61						
Sill	Ellamaa	110	Ellamaa_110	5	4	3	4	4	2	3	4	2	4	3	3	3,45	4,81						
Raime	Elva	110	Elva_110	7	3	3	3	3	3	3	3	2	3	2	3	2,85	16,96	2004	2 (BVL, Öspää in)				
Pärg	Emajõe	110	Emajõe_110	5	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1,5	26,38							
Georgijev	ENDLA	110	ENDLA_110	6	0	0	0	1	3	0	0	1	0	0	0,45	31,66							
Rudalits	Estonia Põhja	110	Estonia Põhja_110	5	4	3	3	4	4	3	1	3	2	2	2,55	12,69							
Sill	Haapsalu	110	Haapsalu_110	5	1	2	3	4	2	1	2	2	4	3	2,6	12,25	1999						
Võspert	Hajala	110	Hajala_110	1	4	3	4	4	3	3	4	2	3	2	2,6	12,25							
Nuusberg	HARJU	110	HARJU_110	13	0	0	0	1	1	2	0	1	0	0	0,25	31,94							
Nuusberg	HARJU	330	HARJU_330	5	0	0	0	1	1	2	0	1	0	0	0,25	31,94							
Nuusberg	IDA	110	IDA_110	8	3	4	3	2	1	2	3	4	2	2	2,55	12,69							
Nõmmik	Imavere	110	Imavere_110	3	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	1,45	22,21	2004	2 (linahind)					
Nuusberg	Jõu	110	Jõu_110	13	0	2	0	1	0	0	0	1	1	0	0,5	26,63							
Rudalits	Jacskonna 2B	110	Jacskonna 2B_110	1	4	3	4	4	4	4	1	3	3	2	2,7	11,28							

Joonis L.4. Alajaamade käidutabeli jaotla osa

Lisa L2 – Kaitsmata terassõrestikega mastide roostetamise klassid



Joonis L.5. Väga tugevalt korrodeerunud teras (hinnang 5) [11]



Joonis L.6. Tugevalt korrodeerunud teras (hinnang 4) [11]



Joonis L.7. Korrodeerunud teras (hinnang 3) [11]

Lisa L3 – Klaasisolaatorite liigitus määrumisastme järgi



Joonis L.8. Puhas klaasisolaatorkett

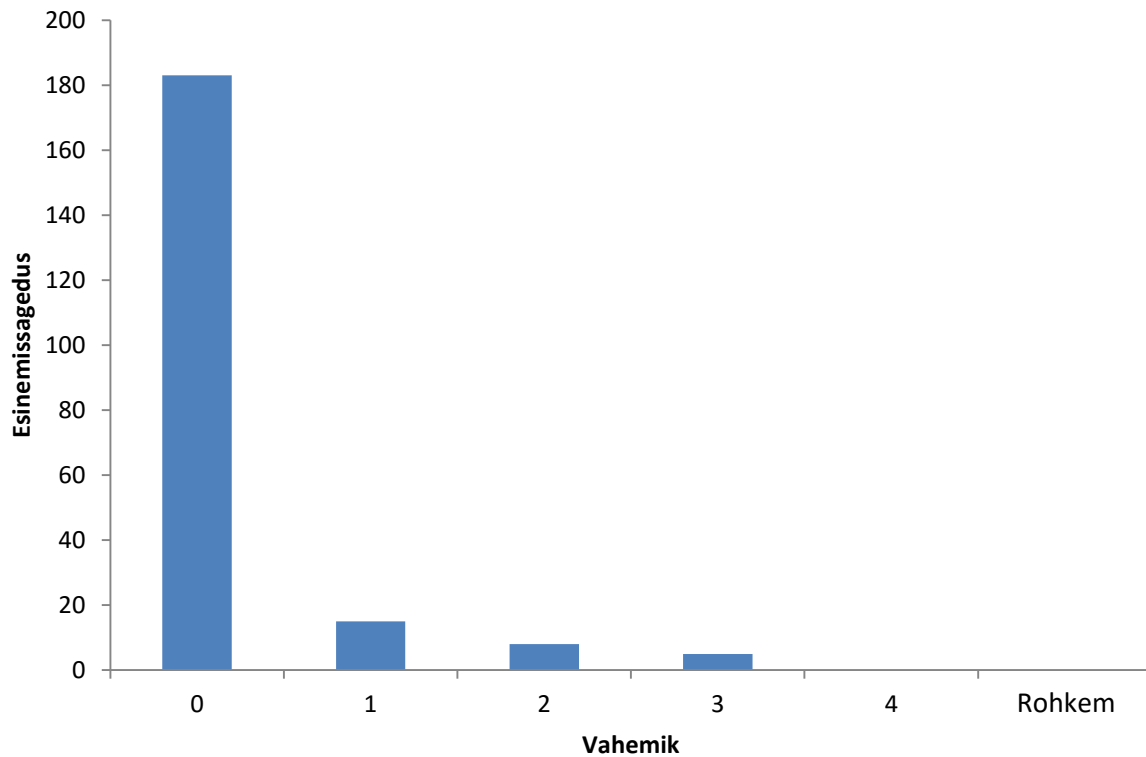


Joonis L.9. Saastunud klaasisolaatorkett



Joonis L.10. Väga saastunud klaasisolaatorkett [44]

Lisa L4 – Hinnangute jagunemine



Joonis L.11. Liinide tarbija toitekatkestustega rikete jagunemine

Nagu jooniselt L.11 on näha, siis enamus liinide puhul on toitekatkestuste arv null ja maksimaalseks väärtuseks on 3. Kuna eesmärk on jagada toitekatkestuste esinemise sagedus liinidel kuute klassi, siis vahemikud on järgmised:

0. Null toitekatkestust viimase viie aasta jooksul
1. Üks toitekatkestust viimase viie aasta jooksul
2. Kaks toitekatkestust viimase viie aasta jooksul
3. Kolm toitekatkestust viimase viie aasta jooksul
4. Neli toitekatkestust viimase viie aasta jooksul
5. Üle nelja toitekatkestust viimase viie aasta jooksul