



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**ALAJAAMA LÜLITUSSEADMETE ONLINE
MÕÕTMISED NING NENDE RAKENDATAVUS
SEADMETE TEHNILISE SEISUKORRA MÄÄRAMISEKS**

ONLINE MEASUREMENTS OF THE SUBSTATION SWITCHING DEVICES AND
THEIR APPLICABILITY TO DETERMINE THE TECHNICAL CONDITION OF THE
EQUIPMENT

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Keyt Auner

Üliõpilaskood: 991358AAVM

Juhendajad: Doktorant Henri Manninen,
dotsent Jako Kilter

Tallinn, 2018.a.

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

“.....” 201.....

Autor:
/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 201.....

Juhendaja:
/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”201... .

Kaitsmiskomisjoni esimees
/ nimi ja allkiri /

Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> Keyt Auner	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> Alajaama lülitusseadmete <i>online</i> mõõtmised ning nende rakendatavus seadmete tehnilise seisukorra määramiseks	
<i>Kuupäev:</i> 24.05.2018	103 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Inseneriteaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut	
<i>Töö juhendaja(d):</i> doktorant Henri Manninen, dotsent Jako Kilter	
<i>Töö konsultant (konsultandid):</i>	
<i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Kuna jõutrafod ja lülitid on elektrisüsteemi seisukohast tähtsad ja kallid seadmed, siis sellest tulenevalt on tekkinud vajadus jälgida seadme tehnilist seisukorda kuna oluline on tuvastada rikkeid juba varajases staadiumis, et rakendada ennetusmeetmeid, mida on võimalik saavutada pideva seadmete jälgimise ehk <i>online</i> monitoorimise teel. Eleringis puudub info seadmete seisundi kohta ning rikete ja defektide statistika andmete kogumine on alles algfaasis. Sellest tulenevalt on antud töö eesmärgiks uurida maailmas leiduvaid seadme seisundi hindamise meetodikaid ning rakendada neid Järve alajaama.</p> <p>Kuna seadmed koosnevad erinevatest komponentidest, millele mõjuvad ja kus toimuvad erinevad protsessid, siis on mõistlik hinnata seadme seisundit komponendi põhiselt kuna igat komponenti saab eraldi vaadelda palju täpsemalt kui seadet tervikuna, mistõttu ongi lülitusseadmed jagatud suuremateks komponentideks. Iga komponendi kohta sai välja toodud mõõdetavad parameetrid ning mõõtmismeetodid ja analüüsid, mille kaudu on võimalik hinnata nii seadme üksikute komponentide kui ka seadme kui terviku seisundit.</p> <p>Tulemuseks on Järve alajaama näitel koostatud <i>online</i> monitooringu terviklahendus, mille abil on võimalik ettevõttel hakata jälgima seadmete tehnilist seisukorda omades seeläbi paremat infot investeeringute tegemiseks lähtudes konkreetsetest mõõtmistulemustest ja nendega kaasnevatest hinnangutest.</p>	
<i>Märksõnad:</i> alajaamad, hooldus, tehniline seisukord, kasulik eluiga, seisundi jälgimine.	

Summary of the Diploma Work

<i>Author:</i> Keyt Auner	<i>Type of the work:</i> Master's thesis
<i>Title:</i> Online measurements of the substation switching devices and their applicability to determine the technical condition of the equipment	
<i>Date:</i> 24.05.2018	103 pages
<i>University:</i> Tallinn University of Technology School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Tutor(s) of the work:</i> Henri Manninen, Associate Professor Jako Kilter	
<i>Consultant(s):</i>	
<i>Abstract:</i> Since power transformers and switches are important and expensive equipment, there is a need to monitor their technical condition as it is important to detect the malfunctions at an early stage in order to implement preventive measures that can be achieved through continuous monitoring of equipment (<i>online</i> monitoring). Elering has no information about the condition of the devices, and collection of fault data and defect statistics is still in its early stages. Consequently, the aim of this work is to investigate the methods of online monitoring and apply them to the Järve substation. Since the devices consist of different components, it is reasonable to evaluate the condition of the equipment based on the component, since each component can be viewed separately in more detail, which is why the switching devices are divided into larger components. For each component, measurable parameters were presented, as well as measurement methods and analyzes to evaluate both the individual components of the device and the condition of the device as a whole. The result is an integrated monitoring solution for Järve substation, which enables the company to monitor the technical condition of the equipment, thus having better information for making investments based on specific measurement results and the related assessments.	
<i>Keywords:</i> substations, maintenance, technical condition, life assessment, condition monitoring	

Sisukord

Lõputöö ülesanne.....	7
Teema põhjendus:	7
Töö eesmärk:.....	8
Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:.....	8
Lähteandmed:.....	8
Eessõna	9
Sissejuhatus.....	10
1. Alajaama seadmed ja nende hooldus	12
1.1. Sissejuhatus.....	12
1.2. Alajaama mõiste ja eesmärk	12
1.3. Alajaamade tüübid ja skeemid	13
1.4. Alajaama seadmete seisundi jälgimine ja hooldus.....	18
1.4.1. Rikkepõhine hooldus (run to failure maintenance)	21
1.4.2. Perioodiline ehk ajapõhine hooldus (interval-based maintenance).....	21
1.4.3. Seisundipõhine hooldus (condition-based maintenance)	22
1.4.4. Riskipõhine hooldus (risk-based maintenance).....	23
2. Trafod.....	24
2.1. Trafo tööpõhimõte ja ehitus	24
2.2. Trafo komponendid.....	24
2.2.1. Trafo mähised, südamik ja isolatsioon.....	25
2.2.2. Trafo läbiviigud.....	26
2.2.3. Trafo astmelüliti	28
2.2.4. Trafo gaasikaitse	31
2.2.5. Trafo konservator.....	32
2.3. Trafode eluiga, vananemine ja seda mõjutavad faktorid	33
2.4. Monitoorimine/seire trafo näitel	39
2.4.1. Soojuslik (termiline analüüs).....	41
2.4.2. Mähiste vibratsiooni ning liikumise ja deformatsiooni analüüs.....	43
2.4.3. Osalahenduste analüüs	44
2.4.4. Lahustunud gaasi analüüs (DGA – Dissolved Gas Analysis)	47
2.4.5. Niiskuse sisalduse monitoorimine	50
2.4.6. Läbiviikude monitoorimine.....	51
2.5. Trafo online monitoorimise süsteemi näide (TRAFOMON5).....	52
3. Lülitid	55
3.1. Võimsuslüliti.....	55
3.1.1. Elegasüliti	56
3.1.2. Õlilüliti	58
3.1.3. Võimsuslüliti tehnilise seisukorra määramine	59
3.2. Lahklüliti.....	62
3.2.1. Lahklüliti tehnilise seisukorra määramine	63
3.3. Maanduslüliti	64
3.3.1. Maanduslüliti tehnilise seisukorra määramine	64
3.4. Võimsuslüliti seisundi monitoorimiseks kasutatavad meetodid ja mõõtmised.....	65
3.4.1. Kõrgepingekomponendid.....	65
3.4.2. Juhtimisahel ja abikontaktid	67
3.4.3. Opereerimismehhanism.....	69
3.5. SF6 võimsuslüliti monitoorimise süsteemi näide (CB Watch 3)	69
4. Metoodika olemasoleva alajaama tehnilise seisundi jälgimiseks.....	73

4.1.	Alajaama valik	73
4.2.	Vaadeldavad seadmed alajaamas	74
4.3.	Hetkel selles alajaamas toimuvad mõõtmised.....	74
4.4.	<i>Online</i> süsteemi potentsiaalne kasu vaadeldavas alajaamas	77
4.5.	Võimalikud mõõtmised ning nende vajadus ja kasu.....	78
4.6.	Alajaama lülitusseadme baasil teostatavad mõõtmised	79
4.6.1	<i>Trafol</i> teostatavad mõõtmised	79
4.6.2	<i>Lülitite</i> teostatavad mõõtmised.....	83
4.7.	Mõõdetud tulemuste rakendamine tehnilise jääkressursi määramiseks	85
4.8.	Välja pakutud <i>online</i> süsteemi võrdlus hetkel olevaga	86
Lõputöö kokkuvõte		89
Kirjandus		95
Lisad		101
Lisa L1 – Järve alajaama skeem.....		102
Lisa L2 - Trafodele teostatavate mõõtmiste andmebaasi näide.....		103

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	Alajaama lülitusseadmete <i>online</i> mõõtmised ning nende rakendatavus seadmete tehnilise seisukorra määramiseks
Üliõpilane:	Keyt Auner 991358AAVM
Eriala:	Elektroenergeetika
Lõputöö liik:	Magistritöö
Lõputöö juhendaja:	Doktorant Henri Manninen, dotsent Jako Kilter
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	01.09.2019
Lõputöö esitamise tähtaeg:	25.05.2018

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

Teema põhjendus:

Seoses digitaliseerimise arenguga ning uute tehnoloogiate kasutuselevõttuga on võimalik tänapäeval koguda rohkem ja täpsemaid andmeid kui kunagi varem ning seetõttu tuleks põhjalikumalt uurida, milliseid andmeid on üldse võimalik alajaama lülitusseadmete kohta koguda ning milliseid tulemusi annaks nende kasutamine tehnilise seisukorra määramiseks. Töö hõlmab endas nii alajaama lülitusseadmete tehnilist seisukorda iseloomustavate mõõdetavate füüsikaliste suuruste leidmist ja analüüsi kui ka seda, milliste metoodikatega on võimalik neid suurusi määrata.

Koostatud magistritöö oleks aluseks *online* mõõtesüsteemide rakendatavusest Eesti põhivõrgu operaatori Elering ASi alajaamades. Kuna alajaama seadmete tehnilise seisukorra määramine on väga tömahukas ning vajab enamasti nende võrgust väljalülitamist, siis tuleks pöörata rohkem tähelepanu meetoditele, mis võimaldaks reaalajas ja ilma katkestusteta mõõta tehnilist seisukorda mõjutavaid seadme parameetreid. Reaalajas alajaama seadmete tehnilise seisukorra mõõtmine võimaldaks Eleringil täpsemaid hooldusi ja investeeringuid ning seeläbi liikuda ajapõhiselt seadmete hoolduselt efektiivsemale seisundipõhisele hooldusele.

Käesolev töö keskendub alajaama tähtsamate seadmete seisundi jälgimisele ning seda just online monitoorimise seisukohast. Eesmärgiks on tutvustada maailmas olemasolevaid meetodeid ja seadmeid ning valida välja ühe põhivõrgu alajaama näitel need olulisemad, et oleks võimalik ettevõttes hakata jälgima reaalajas seadmete seisundit, mis tagaks ettevõtte parema ülevaate oma varadest (seadmete seisukorrast) ning võimaldaks tulevikus hakata üle minema kulutõhusamale hooldusstrateegiale.

Töö eesmärk:

Lõputöö eesmärgiks on koostada metoodika, mille abil oleks võimalik valida ühele Eesti põhivõrgu alajaamale reaalajas toimivad mõõteseadmed selle lülitusseadmete tehnilise jääkressurssi määramiseks ja hoolduste/investeeringute optimeerimiseks..

Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- Analüüsida maailmas kasutusel olevaid reaalajas toimivaid mõõtmisüsteeme alajaama lülitusseadmetele.
- Analüüsida Eleringi alajaamades kasutuses olevaid mõõteseadmeid ning nende rakendatavust tehnilise seisukorra määramiseks.
- Kirjanduses väljatoodud metoodikate analüüs ja sobilikkus Eesti ülekandevõrgu kontekstis.
- Koostada ühe Eleringi alajaama baasil terviklik lahendus alajaama tehnilise seisukorra määramiseks

Lähteandmed:

Magistritöös kasutatavad lähteandmed kogutakse:

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

Eessõna

Lõputöö teema „Alajaama lülitusseadmete online mõõtmised ning nende rakendatavus seadmete tehnilise seisukorra määramiseks” valikul mängis suurt rolli põhivõrgu ettevõtte Elering AS suur huvi antud teema vastu, kuna hetkel on ettevõttes aktuaalsel kohal digitaliseerimise poliitika väljatöötamine ning antud teema kuulubki just sellesse valdkonda. Töö idee ja teema täpsema sõnastuse pakkus välja juhendaja Henri Manninen.

Kuna antud teema on väga aktuaalne, siis pakkus Elering suurepäraselt võimalust lõputöö kirjutamiseks nende kontoris. Tänu sellele oli mul võimalus kasutada kõiki Eesti põhivõrgu vajaminevaid andmeid, mis oli suuresti võimalik tänu Eleringis töötavatele oma ala spetsialistidele. Seetõttu tahan tänada kõiki Eleringi töötajaid, kes olid abiks nii andmete kogumisel kui ka oma teadmiste jagamisel. Siinkohal soovin ära mainida Eleringi võrguhalduse osakonna juhataja Mart Landsbergi, kelle eestvedamisel antud teema ettevõttes on omandanud suurema tähelepanu.

Samuti soovin tänada oma magistrیتöö juhendajaid Henri Mannineni ja Jako Kilterit.

Vana-Rannamõisa tee 1F/3-14, Tallinn

13516

Automaatika koordinaator

Elering AS

Sissejuhatus

Elektrisüsteem on oma seadmetega pidevalt arenev ja muutuv süsteem kuna ta ühendab omavahel nii elektrijaamad, võrguettevõtjad kui ka elektritarbijad. Iga elektrivõrgu element võib teatud tõenäosusega tõrkuda või rikneda, kusjuures see tõenäosus muutub aja jooksul. Mida vanemaks seade muutub, seda suurema tõenäosusega tekib rike. Kõikidel alajaamas olevatel seadmetel on olemas teatud ressurss. Kui seadme ressurss ammendub, võib see endaga kaasa tuua seadme rikke. Kui seadmeid ei asendata õigeaegselt, võib see endaga kaasa tuua suurenenud rikete arvu, mis omakorda võib tähendada ka pikema remondiaegu. Liiga vara vahetades võib seade tegelikult olla heas seisukorras ning vahetus ei ole otstarbekas. Samuti võib tekkida olukord, kus liiga kiire vahetus võib vähendada töökindlust kuna nende tööde käigus on võrk teatud aja jooksu nõrgemas olekus. Veelgi halvemal juhul võib see tekitada elektrisüsteemi kustumise (blackout).

Et õigeaegselt reageerida seadmete kasvavast vanusest tingitud vähenenud töökindlusele on soovitatav omada hooldusstrateegiat, mis hõlmab varustuskindluse aspektist kriitilisi elemente, mis tähendab, et enam tuuleks pöörata tähelepanu sellistele seadmetele, mille rikke tagajärjel tekivad elektrisüsteemis kõige suuremad kahjud.

Tähelepanu tuleb pöörata siinjuures elektrivarustuskindluse seisukohast alajaamade ja nendes asuvate seadmete seisukorrale. Töökindla skeemi korral võivad seadmed olla halvemas seisukorras, vastupidiselt aga madala töökindluse korral ja kriitilise tarbija puhul peab seadmete seisukord olema hea.

Alajaama seadmete hooldusprotsessidele ning hooldusstrateegiatele pööratakse ettevõtete poolt üha rohkem tähelepanu kuna elektrisüsteemis tehtavate investeeringute maksumused on suured ning ettevõtted üritavad hoida oma kulutusi võimalikult madalatenä planeerides paremaid hooldusmeetmeid. Hoolduse üks eesmärk on kulude ja riskide tasakaalustamine igapäevases töös. Sel eesmärgil on hooldustööde tegemiseks vajalikud erinevad vahendid õigete otsuste tegemiseks. Õigete otsuste vastuvõtmine selleks, et võrk toimiks jätkusuutlikult on võimatu ilma kindlalt töötavate monitoorimis- ja juhtimissüsteemideta. Nendeks vahenditeks võivad olla ekspertide teadmised, hooldustöödelt ja töösolekust kogutud teave või seadmete seisukorra jälgimine, mida on võimalik teha nii offline kui ka online monitooringu näol.

Antud magistritöös koostatakse maailmas olemasolevate *online* monitooringu seadmete põhjal terviklahendus Järve alajaam jaoks, mille töösse viimisel on võimalik hakata määrama seadmete tehnilist seisukorda.

Selleks, et ühte või teist seadet kasutusele võtta tuleb kõigepealt tutvuda hetkel maailmas kasutuses olevate monitooringu meetoditega pöörates siiski suuremat tähelepanu kaasaja trendidele, milleks on *online* monitooring.

Tänu suurtele tootjate arvule ning seadmete keerukusele ja vähesele seadme seisundit puudutavale informatsioonile ongi tekkinud vajadus mõista rohkem seadme seisukorda ning seda puudutavaid mõõtmisi või füüsilisi suurusid.

Antud töös on lähemalt uuritavateks objektideks jõutrafod ning lülitid kuna nad on kriitiliselt tähtsad ja kallid seadmed elektrisüsteemi seisukohalt.

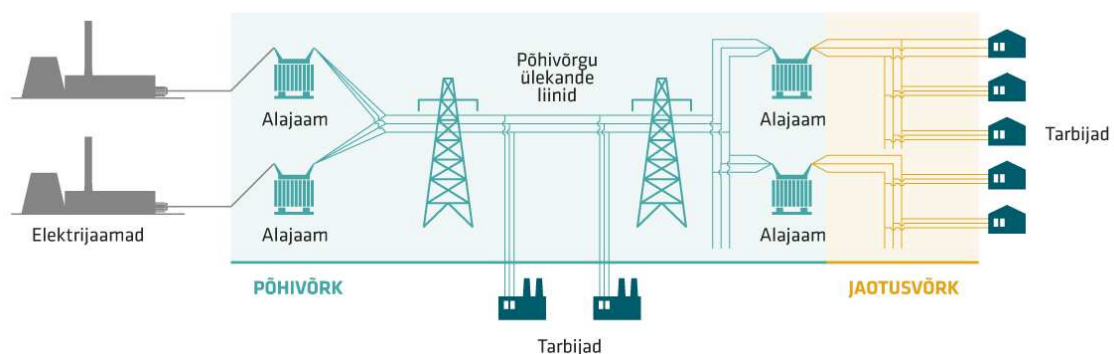
Alajaama lülitusseadmete tehnilise seisukorra võimalikult täpseks iseloomustamiseks jagatakse vaadeldavad seadmed väiksemateks vaadeldavateks komponentideks ning tuuakse välja nende komponentide hindamiseks vajaliku mõõtmised ning seadme tehnilist seisukorda määravad parameetrid.

Süsteemide ja parameetrite ning online monitooringu seadmete kirjelduse põhjal koostatakse põhivõrgu alajaama näitel online monitooringu terviklahendus ning analüüsitakse, mida selline terviklahendus põhivõrgu seadmete tehnilise seisukorra hindamiseks juurde annab.

1. Alajaama seadmed ja nende hooldus

1.1. Sissejuhatus

Kogu riigi elektrivarustuse aluseks on elektrisüsteem, mis moodustub elektrivõrkudest, tootjatest ja tarbijatest. Elektrivõrguks nimetatakse seadmete, rajatiste kompleksi elektrienergia edastamiseks ja jaotamiseks ning ta koosneb peamiselt elektriliinidest ning alajaamadest. Joonisel 1.1 on kujutatud Eesti elektrisüsteemi skeem.



Joonis 1.1 Eesti elektrisüsteem [1]

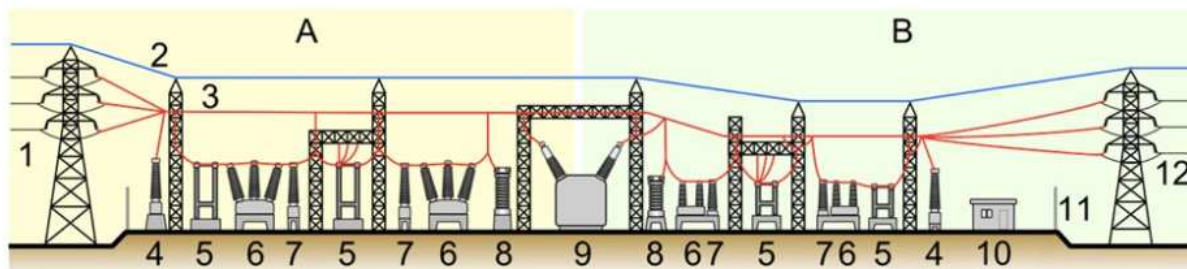
Elektrivõrk jaguneb kõrgepingevõrguks, keskpingevõrguks ja madalpingevõrguks. Kõrgepingevõrku nimetatakse ka põhivõrguks ning selle eesmärgiks on elektrienergia edastamine elektrijaamadest suure vahemaa taha jaotuspunktidesse. Sellise võrgu nimipinge on Eestis tingimustes vähemalt 110 kV. Põhivõrk vastutab seega Eesti elektrisüsteemi töökindla toimimise eest tagamaks pidevat elektrienergia ülekannet tootjalt tarbijatele. Keskpingevõrkude kaudu toimub elektrienergia laialijaotamine ja muundamine madalpingele. Selliste võrkude nimipinge on üle 1kV ja ulatub kuni 35 kV ning seda võrku nimetatakse ka jaotusvõrguks. Jaotusvõrgu põhiülesandeks on klientide liitmine elektrivõrguga ning nende elektrivarustuse tagamine. Madalpingevõrkude nimipinge on alla 1kV, Eestis enamasti 230/400 V. Nende kaudu saab enamik tarbijaid oma toite. [2], [3]

1.2. Alajaama mõiste ja eesmärk

Liinide kaudu toimub elektri edastamine elektrivõrgu kahe punkti vahel, milleks on elektrijaam ja alajaam. Alajaam on ettenähtud elektrienergia muundamiseks ja jaotamiseks, seega üldreeglina alajaamas ei toimu elektrienergia tootmist, vaid elektrienergia näitajate muutus [3].

Alajaamades paiknevad kogumislattid, kommutatsiooniparaadid, mõõtetrafod ja liigpingete piiramiseadmed moodustavad jaotla. Seal asuvad trafosid, reaktoreid jms põhiseadmeid nimetatakse primaarseadmeteks. Lisaks on alajaamas ka sekundaarseadmed, mille hulka kuuluvad mikroprotsessorpõhised seadmed, milleks on nii relekaitse ja RTU, kui ka mõõtemuundurid, sideseadmed ning muud abisüsteemid. Jaotlaid eristatakse peamiselt kogumislattide arvu, möödaviiklattide olemasolu ja kommutatsiooniseadmete arvu ja kasutusviisi alusel. [4]

Joonisel 1.2 on kujutatud alajaama osad ja elemendid. Selles peatükis pööratakse suuremat tähelepanu sellistele alajaama seadmetele nagu jõutrafo ja alajaama lülitid ning kirjeldatakse nende tööpõhimõtteid. [2]



Joonis 1.2 Alajaama osad ja elemendid: A – ülempingeosa; B – alampingeosa
1 – sisenev kõrgepingeliin; 2 – maandusjuht; 3 – ülempingejaotla; 4 – pingemõõtetrafo; 5 – lahküliti; 6 – võimsuslüliti; 7 – voolumõõtetrafo; 8 – piksekaitse; 9 – jõutrafo; 10 – juhtimiskeskus; 11 – turvatara; 12 – alampingejaotla [5]

1.3. Alajaamade tüübid ja skeemid

Elektrienergia ülekandmisel on oluliseks näitajaks elektrivarustuskindlus. Nõudlus elektrienergia järele kasvab jätkuvalt üle maailma ning mida suurem on nõudlus toodetud elektrienergiale, seda enam tekib ka vajadus töökindlama energia järele.

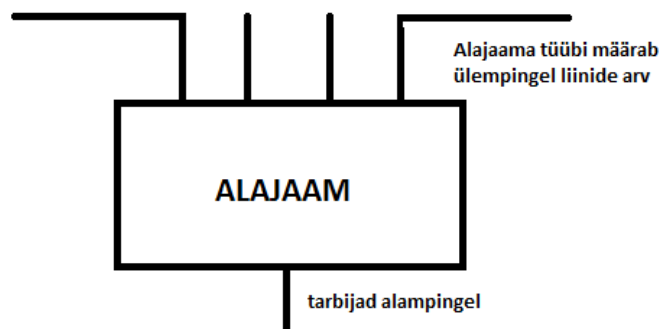
Peaaegu iga elektriettevõtte maailmas jaotab suure hulga oma energiast õhuliinide kaudu, mida toetatakse alajaamade võrgu kaudu selliste spetsiaalsete seadmete nagu trafode, võimsuslülitite jm seadmete kaudu, millede edukas toimimine on väga tähtis.

Elektrivarustuskindlus peab olema seda suurem, mida olulisem on seade elektrivõrgus. Seega on oluline aspekt ka seadmete töökindlusel. Samas ei pruugi seadme tööst välja langemise korral süsteemi töökindlus märkimisväärselt kannatada saada, mis tähendab, et alati ei ole kõige otstarbekam renoveerida kõige halvemas seisukorras olevat seadet. Kui süsteemi töökindlus on väga kõrge, siis võivad seadmed olla ka halvemas seisukorras. Samas, kui on tegemist madala

töökindlusega skeemiga ning skeemis on kriitiline tarbija, siis peab olema seadmete seisukord hea. Tähelepanu tuleb pöörata peamiselt seadmetele, mille rikke tulemusena tekivad süsteemis kõige suuremad kahjud. Seega tähtsaks osutub elektrisüsteemi seadmete tehnilise seisukorra hindamine.

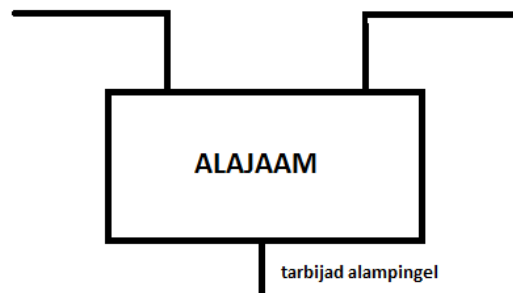
Alajaamad liigitatakse vastavalt ülempinge võrguga ühendamise iseloomule sõlmajaamaks, läbivalajaamaks, väljavõttele ühendatud alajaamaks ja lõppalajaamaks. Selline klassifikatsioon kehtib kõrgepingelistele alajaamadele, mida kasutatakse põhivõrkudes. Jaotusvõrkudes on veel lisaks olemas ka jaotusalajaamad, kus alampinge on 0,4kV ehk madalpinge. Sisuliselt on need ühe või kahe liiniga alajaamad, kus pinge alandatakse tarbijatele sobivale pingele.

Sõlmajaama korral on alajaama sisenevate või väljuvate liinide arv kas kolm või enam ning ülempingel toimub elektrienergia transiit, mis tähendab, et tarbijad on eraldatud transiidi osast. Samuti tarbijate rike ei katkesta ka transiiti. Joonisel 1.3 on välja toodud sõlmajaama skeem.



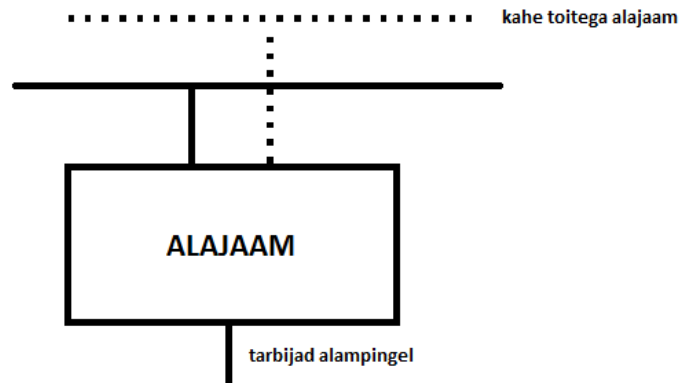
Joonis 1.3 Sõlmajaama skeem

Läbivalajaama puhul siseneb ülempingel alajaama kaks liini ning läbi nende liinide toimub elektrienergia transiit. Joonisel 1.4 on välja toodud läbivalajaama skeem.



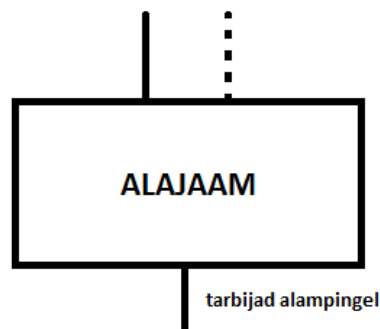
Joonis 1.4 Läbivalajaama skeem

Väljavõttele ühendatud alajaam on põhiliinist natuke eemale rajatud alajaam. Liin läheb asulast mööda, mille külge ühendatakse alajaam. Elektritransiiti väljavõttele ühendatud alajaama korral ei toimu. Seda tüüpi alajaama kasutatakse väiksemate võimsuste juures. Joonisel 1.5 on välja toodud väljavõttele ühendatud alajaama skeem.



Joonis 1.5 Väljavõttele ühendatud alajaam

Lõppalajaamad saavad toidet liinide kaudu otse alajaama, ülempingel puudub elektrienergia transiit. Seda tüüpi alajaamad on levinud hõreda elanikkonna paigutusega suure territooriumiga riikides (eriti Põhja-Soomes). Joonisel 1.6 on välja toodud lõppalajaama skeem.



Joonis 1.6 Lõppalajaama skeem

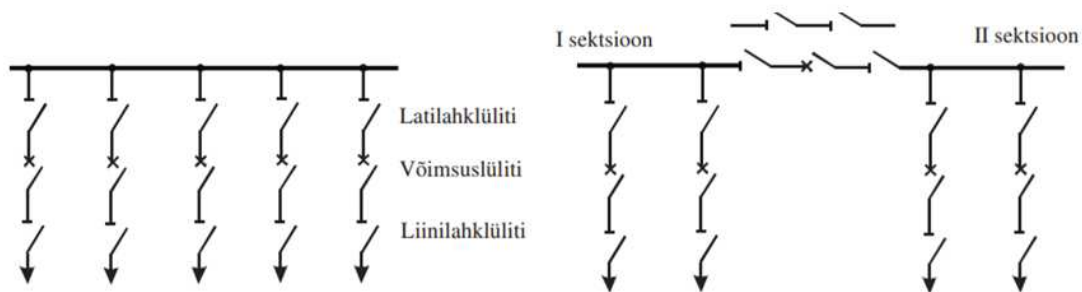
Nii sõlmalajaamad kui ka läbivad alajaamad peavad olema kõrgema töökindlusega kuna ülempingel toimuv suurem avarii võib põhjustada transiidi katkemist. Kui nt lõppalajaamas toimub avarii, siis jääb toiteta üks piirkond. Sellest tulenevalt on ka erinevad nõuded alajaamade varustuskindlusele. [4]

Kõrgepingajaotlad on ülekandevõrguga seotuse tõttu üldjuhul keerukama primaarskeemiga. Põhivõrgu jaotlate skeemid valitakse ennekõike jaotlate otstarbe ja suuruse järgi. Suur tähtsus

on elektriedastamise töökindluse nõuetel, mis omakorda sõltuvad alajaama tähtsusest elektrisüsteemis, vajadusest elektrivõrku teatud olukordades seksioneerida ning lühisvoolude suurusel. Skeemi täpsem valik on seega töökindluse ja kulude vahelise optimeerimise küsimus. Suurema võimsuslülitite arvuga skeemid on üldiselt töökindlamad ning paindlikumad, kuid samas kallimad.

Enamlevinud skeemilahendused on välja toodud allpool.

Ühekordsete kogumislattidega skeem on kõige lihtsam ja odavam. Samas on see skeem ka kõige ebatöökindlam. Selle skeemi puhul seotakse iga ühendus kogumislattidega võimsuslülitite, latilahklülite ja liinilahklülite abil nagu näidatud joonisel 1.7.



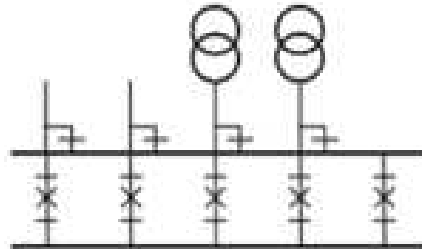
Joonis 1.7 Ühekordsete kogumislattidega (vasakul) skeem ja ühekordsete kogumislattidega seksioneeritud skeem (paremal) [4]

Selle skeemi puuduseks on asjaolu, et lühis kogumislattidel, lahklülites või võimsuslülitites põhjustab jaotla väljalülitumise. Seadmete rikke korral vältab elektrikatkestus kogu remondi aja. Sama olukord tekib ka seadmete (nt võimsuslülitite) hoolduse ajal. Liine ei ole võimalik ümber rühmitada. Mõningal määral parandab olukorda seksioneerimine, mida teostatakse lahk- või võimsuslülititega nagu näidatud joonisel 1.7.

Sektsioonide arv valitakse võrdseks trafode või väiksemates elektrijaamades elektrivõrgu nimipingega võrdse nimipingega generaatorite arvuga. Trafode puhul tekib ühelt latisektsioonilt toite kadumisel reservi automaatse lülitamise (RLA) võimalus. Elektrijaamades see võimalus puudub. Kasutatakse ka kaht jadamsi lahklülitit, kui on vaja tagada nende isolatsiooni puhastamist latisektsiooni hoolduse ja remondi ajal. Kõige mahukamateks töödeks jaotlas on tavaliselt võimsuslülitite hooldus ja remont.

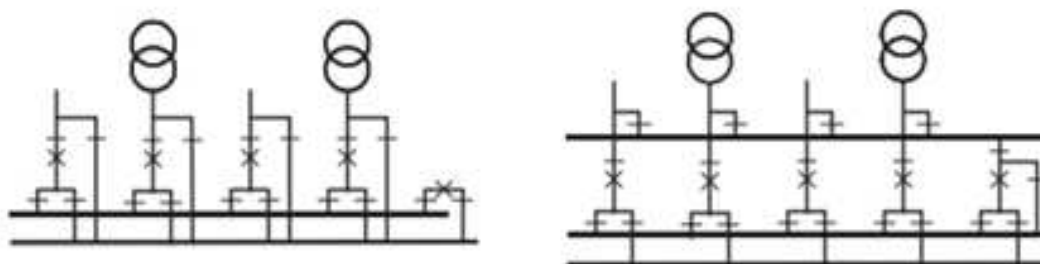
Joonisel 1.8 kujutatud möödaviiklatisüsteemiga, mida kasutatakse toitekatkestuste vältimiseks, on võimalik ühendada mis tahes ahela, minnes mööda selle ahela oma lahtri seadmetest, milleks

on võimsuslülitid, voolutrafo. Ahela juhtimine on tagatud kõikide ühenduste tarbeks kasutatava ühe ja sama erilahtri kaudu. See skeem on lihtsalt laiendatav ning võimaldab võimsuslülitite hooldamist toidet katkestamata. Skeemi eeliseks on see, et lahtri rikke korral vältab elektrikatkestus ainult ümberlülituse aja. Puudusteks on aga asjaolu, et põhilattide korral on elektrikatkestuse kestus suur ning ümberlülitamine võib kesta vaid lühikest aega.



Joonis 1.8 Möödaviiklatisüsteem [6]

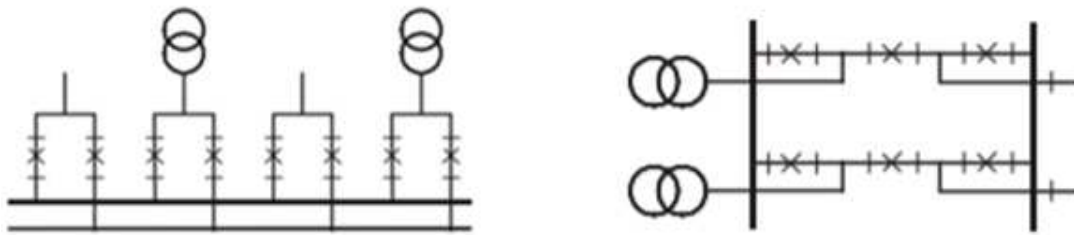
Kahe latisüsteemiga jaotla puhul (joonis 1.9) on nii liinid kui ka trafod ühendatud kahe latisüsteemiga lahklülitite vahendusel. Remondi teostamiseks on võimalik üks latisüsteem teha pingevabaks. Võimsuslülitid hooldamise ajaks tuleb lahter välja lülitada, mida saab vältida skeemi täiendamisega lisades juurde möödaviiklahklülitid. Sel juhul asendab remondis olevat võimsuslülitit lattidevaheline lüliti. See skeem võimaldab teostada nii lattide kui ka võimsuslülitite remonti elektrikatkestuseta. Täiendatud skeem on eelmisest täiuslikum, kuid ühtlasi ka kallim. Piisava paindlikkuse ja majandusliku vastuvõetavuse tõttu on see skeem põhivõrgus levinuim.



Joonis 1.9 Kahelatisüsteem (vasakul) ja kahe põhi- ja möödaviiklatisüsteem (paremal) [6]

Kakslülitiskeem (joonis 1.10 vasakul), mida nimetatakse ka dupleksskeemiks, kujutab endast kahe kogumislattiga jaotlat, kus latisüsteemiga ühendamine toimub võimsuslülitite vahendusel. Sellist skeemi on lihtne laiendada ning ta on töökindel ja eriti paindlik. Kuna lattidevaheline võimsuslülitid puudub, on ka relekaitse ja automaatika lihtsam kui kahelatisüsteemi puhul.

Skeemi puuduseks on kõrge maksumus võrreldes eelmiste skeemilahendustega. Selline skeem leiab kasutust ülikõrgepinge korral.



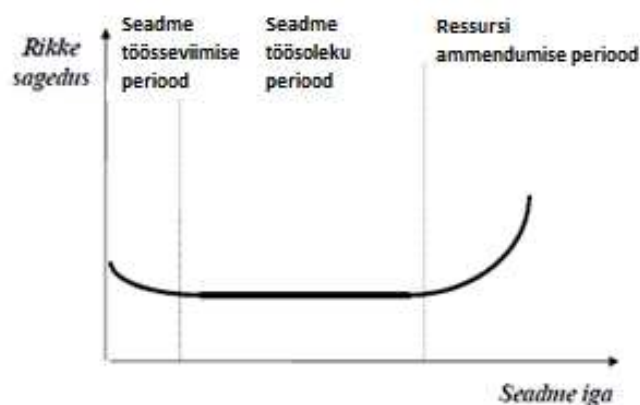
Joonis 1.10 Kakslülitiskeem (vasakul) ja poolteistlüliti skeem (paremal) [6]

Lisaks on veel kasutusel ka poolteistlülitiskeem (joonis 1.10 paremal), mis on veidi odavam kui kakslülitiskeem, kuid puuduseks on keerukas releekaitse ja taaslülitusautomaatika. Sellist skeemi kasutatakse suurtes alajaamades laialdaselt. [4], [6]

Olenemata, millise alajaama tüübiga on tegemist ning mis skeemiga see alajaam on, toimub elektrienergia jaotamine alajaama tasandil trafode, võimsuslülite jm seadmete kaudu, millede edukas toimimine on väga tähtis. Seetõttu on oluline aspekt seadmete töökindlusel, mida saab tõsta seadmete hoolduste ja seisundi jälgimise kaudu.

1.4. Alajaama seadmete seisundi jälgimine ja hooldus

Iga elektrivõrgu element võib teatud tõenäosusega tõrkuda või rikneda, kusjuures see tõenäosus muutub aja jooksul. Joonisel 1.11 on toodud kõver (*bathtub curve*), mis illustreerib seadmete töökindluse tüüpilist muutumist ajas.



Joonis 1.11 Tüüpiline töökindluse sõltuvus ajast [7]

Kõikidel alajaamas olevatel seadmetel võib paigaldusjärgselt esineda erinevaid rikkeid nagu tootmisvead, paigaldusvead ja transpordi käigus saadud vigastused. Seadmete töösoleku perioodil (eluea jooksul) võivad rikkeid tekitada liigpinged, ülekoormus, ilmaolud ja muud asjaolud. Kui seadme ressursid ammendub, võib see endaga kaasa tuua seadme rikke. Selliste rikete põhjusteks võivad olla seadme kronoloogiline vanuse ammendumine, termilise eluea ammendumine, mehaaniline kulumine, saastatud või materjalide keemiline lagunemine. Seetõttu on oluline seadmeid asendada õigeaegselt. Vastasel korral võib tekkida olukord, mis toob kaasa kas suurenenud rikete arvu või töökindluse vähenemise, mille halvima juhtumiks on elektrisüsteemi kustumine.

Et õigeaegselt reageerida seadmete kasvavast vanusest tingitud vähenenud töökindlusele on soovitatav omada hooldusstrateegiat, mis hõlmab varustuskindluse aspektis kriitilisi elemente.

Tähelepanu tuleb pöörata ka siinjuures elektrivarustuskindluse seisukohast alajaamade ja nendes asuvate seadmete seisukorrale. Väga kõrge töökindluse korral võivad seadmed olla halvemas seisukorras, vastupidiselt aga madala töökindluse korral ja kriitilise tarbija puhul peab seadmete seisukord olema hea. Paljuski sõltub see alajaama skeemist ja tüübist, mida on kirjeldatud peatükis 1. [7]

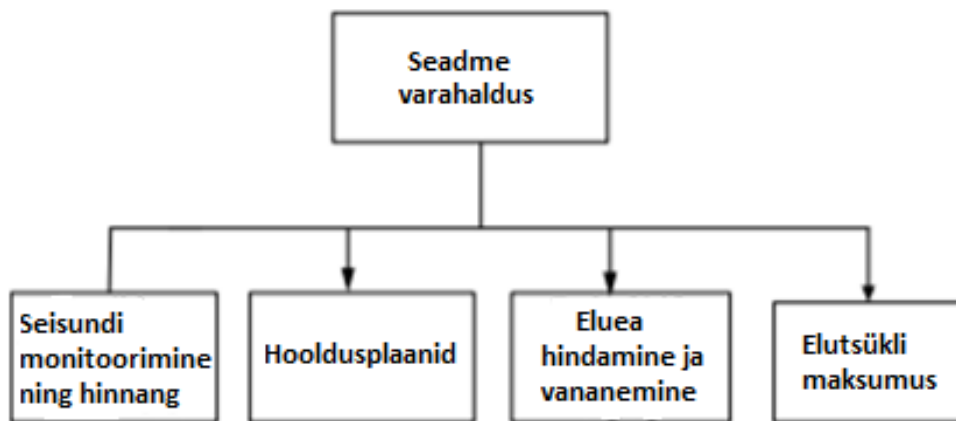
Edasise vaatluse alla võtame trafo ja lüliti, kuna nad on kallid ja tähtsad seadmed elektrisüsteemi seisukohalt. Jõutrafo hinnad on erinevad jäädes laias laastus vahemikku 0,4 kuni 2,0 miljonit eurot. 2016 aasta seisuga oli põhivõrgu trafode summaarne väärtus võrdne üle 50 miljoni €.

ER statistika alusel saab välja tuua seadmete ligikaudsed maksumused ning potentsiaalsete avariide või remondimaksumused. Kui vigastumise perioodiks võtta 1 kord 10 aasta jooksul, siis oleks iga-aastane kulu 100000 €. Võimsuslülitite hind jääb olenevalt pingeklassis vahemikku 10000 kuni 100000€. Kui eeldada, et vigastumine toimub 2 korda aastas, kujuneks iga-aastaseks kuluks 160000€. Lahklüliti hind on vahemikus 20000 kuni 60000€ ning 2 korda aastas vigastumise korral oleks iga-aastane kulu 83000€. Mõõtetrafode maksumus on 6000 ja 20000€ vahel ning 3 korda aastas vigastumise tagajärjel oleks iga-aastane kulu 40000€. [8]

Seisundipõhine hooldus muutub aina olulisemaks just trafo vananemise tõttu. 2016 aasta seisuga oli põhivõrgus 248 trafot, millest 192 olid vanemad kui 20 aastat. Neist 57 trafo vanus oli koguni vahemikus 40-50 aastat. Kuna trafo katkestus võib põhjustada tõsisid tehnilisi ja majanduslikke tagajärgi võrguettevõtjale nii klientide katkestuste kui ka kadude näol, siis

paigaldatakse trafodele seireseadmeid, et oleks võimalik jälgida trafode tegelikku seisukorda ja ühtlasi ka vananemist.

Seisukorra jälgimise eesmärgiks on vigade kindlaks tegemine enne suuri rikkeid, et oleks võimalik planeerida hooldustegevusi ning samuti ka anda võimalust mittevajalike hoolduste ärajätmiseks või edasilükkamiseks. Seisundi jälgimise võib jagada neljaks tegevuseks, milleks on avastamine/tuvastus, rikke diagnoos/proгноos, tegevusettepanekud ning algpõhjuse analüüs. Joonisel 1.12 on kujutatud seadme varahalduse etapid.



Joonis 1.12 Seadme varahalduse etapid [9]

Peamiselt eristatakse *offline* ja *online* monitooringut. Esimese puhul tähendab see kas ülevaatusi või see seadme väljaviimist kohapeal teostatavateks mõõtmisteks. *Online* monitooringu põhieesmärkideks on suurte rikete vältimine, hoolduste optimeerimine ning eluea pikendamine automaatsete mõõteandmete kättesaamisega anduritest.

Online monitooringu suurimaks väljakutseks lähitulevikus saab olema täpse ja arusaadava info edastamine lõppkasutajale. Kui andemete hulgast on kasvõi üks teade vigane, kaotab kogu süsteem usaldusväarsuse. Palju parem on avastada üks viga 100 hulgast 100% täpsusega, kui 50 viga 50% täpsusega.

Teiseks väljakutseks on personali kogemused ja teadmised kuna tihtipeale haldavad neid süsteeme inimesed, kellel ei ole otsest kogemust antud seadmetega, mis teeb seisundi jälgimise kasutamise otsustusprotsessides keeruliseks, sest teave, mis seadmetest kätte saadakse, pole enamikele kasutajatele arusaadav.

Samuti puuduvad seisundi jälgimisel ja hooldusel standardid, mis on suureks probleemiks. *Online* monitooringu eelisteks on tööjõu optimeerimine, vähem lünki andmetes ning parem diagnostika. [10]

Automatiseeritud seisundi jälgimine on üks paljudest vahenditest, mida saab kasutada hoolduse otsustusprotsessides. Lisaks sellele on oluline ka eksperdianalüüs ning kindlasti on ka oluline teostada alajaamas visuaalset kontrolli vastava personali poolt. Tänu seisundi jälgimisele on võimalik visuaalsete ülevaatuste intervalli pikendada. Üldine arvamuse põhineb asjaolul, et parim optimaalne lahendus hooldusotsuste tegemiseks oleks erinevate meetodite kombinatsioon ehk siis kõik ülalpool mainitud tegevused. [11]

1.4.1. Rikkepõhine hooldus (*run to failure maintenance*)

See on kõige lihtsam hoolduse strateegia. Selle strateegia puhul viiakse remont või seadme asendamine läbi alles siis, kui rike tekib. Oluline seejuures on asjaolu, et tuleb omada varuosi ja oskustöölisi. Seadmete puhul, mille investeeringu kulud on madalad ja rikke mõju väike (seadmed, mis ei põhjusta suuremat riski kogu süsteemile), võib see strateegia tagada vähima kogukulu. Rikkepõhise hoolduse eeliseks on minimaalne tööde planeerimine, protsessi lihtsus ja arusaadavus ning väiksema tööjõu vajadus kuna igapäevaselt tehakse tööd vähem. Puudusteks on aga see, et rikke tõenäosust on pea võimatu teada saada, rikke likvideerimine võib kujuneda väga kulukaks (kõiki selle tegevusega seotud kulusid tuleb arvesse võtta, milleks võivad olla tootmiskulud, rikkega seotud kulud ning hooldustöödega seotud kulud nii varuosadele kui ka personalile).

1.4.2. Perioodiline ehk ajapõhine hooldus (*interval-based maintenance*)

Selle hooldusstrateegia puhul viiakse ülevaatus, hooldust või remonti läbi regulaarselt kindlaks määratud intervallide või töötundide arvu järel, mis tihtipeale saavutatakse kogemuse põhjal.

Need intervallid või töötunnid on välja pakutud tootja enda poolt, mis on välja töötatud testide tulemusena ning see on pigem soovituslik ning konservatiivne lähenemine, kuidas seadme maksimaalset eluiga saavutada. See meetod on märksa efektiivsem kui lasta seadmel töötada rikkeni kuna hooldetiimil on võimalik vähendada rikke esinemise tõenäosust läbi planeeritud ülevaatuste. Siiski ei garanteeri see seda, et seade ei lähe rikki. Perioodilise hoolduse eelisteks on ülevaatuste lihtsad tööülesanded, mis ei vaja erilist koolitust ning pikemajalised hooldus- ja remondikulud on madalamad kui rikkepõhise hoolduse korral.

Puudusteks on aga see, et vajalik on aeg planeerimiseks, tihtipeale vahetatakse seadmeosad välja enne seadme eluea lõppu, mis maksab aga rohkem võrreldes rikkeni töötava seadmega ning seadmeosa suurema rikke tekkimise korral enne järgmist ülevaatus võib see ikkagi viia vara rikkeni. [12]

1.4.3. Seisundipõhine hooldus (*condition-based maintenance*)

Selle hooldusstrateegia puhul lähtutakse seadmete tehnilisest seisukorras, mille hindamine põhineb antud seadme olulistel parameetritel ehk siis jälgitakse vara tegelikku seisundit, et otsustada, mis vajab hooldust.

Strateegia kasutamise eelduseks on diagnostika või seire vahendusel saadud info kättesaadavuse olemasolu. Energeetikavaldkonnas on vara seisundi jälgimine väga tähtis, et minimeerida rikke esinemist ning kriitiliste seadmete väljasolekuaega kuna see aitab vastavaid meetmeid kasutusele võtta ning töökindlust suurendada. Seisundipõhise hoolduse eelisteks on komponentidel esinevate probleemide avastamise võimalikkus enne rikke tekkimist, varade hooldus- ja remonditööde teostamise võimalikkus nende töösoleku ajal minimaalse töökindluse vähenemisega ning madalad pikemaajalised hooldus- ja remondikulud võrreldes rikke likvideerimise maksumusega. Selle strateegia vähendab varade rikete kulusid, parandab seadmete töökindlust, vähendab planeerimata seisakuid kriitiliste rikete tõttu, vähendab hooldustööle kulutatud aega ning minimeerib ületunnitööga seotud kulusid tegevuse planeerimisega, vähendab hädavajalike varuosade nõuet, vähendab süsteemile tekkiva kahju võimalust ning samuti on selle strateegia puhul optimeeritud hooldusintervallid, mis on optimaalsemad kui tootja soovitusel. Puuduseks on aga see, et vajalikud on lühiaegsed investeeringud seireseadmete paigaldamise ja andmebaaside ning tarkvarade näol ning arvestada tuleb ka asjaoluga, et odavamate seadmete puhul võib see siiski ületada seadmete hoolduste või vahetuste maksumusi suhteliselt lühikese perioodi jooksul. Lisaks kulutused personali väljaõppeks kuna andmete analüüsimiseks ja töö tegemiseks on vaja spetsialisti. Seadmete vastupidavust või ühtlast kulumist ei ole kerge mõõtmistega tuvastada. Seisundiandurid ei pruugi töökeskkonnas vastu pidada ning samuti võib tekkida vajadus varade süsteemi muudatuses, et oleks võimalik olemasolevatele seadmetele andureid paigaldada ning hooldusperioodid on ettearvamatud.

1.4.4. Riskipõhine hooldus (*risk-based maintenance*)

Riskipõhine hooldus on seisundipõhise hoolduse edasiarendus. Lisaks seisundile tuuakse juurde ka risk valimaks välja prioriteetsemad objektid. Riskipõhine hooldus seab esmatähtsaks hooldusressursid nende varade suunas, mis omavad süsteemile rikke korral kõige suuremat riski. See on metoodika hooldusressursside kõige säästlikumaks kasutamiseks. Seda tehakse nii, et kogu rajatise hooldustööd on optimeeritud, et minimeerida rikke ohtu. Riskipõhine hooldus koosneb riski hindamisest ja hoolduse planeerimisest riski alusel. Hoolduse liik ja tihedus saavad prioriteetsuse lähtudes rikke riskist. Varasid, millel on suurem risk ja rikke tagajärg hooldatakse ja monitooritakse sagedamini. Kõrge riskiga varade monitoorimise ja hoolduse liigiks on tavaliselt seisundipõhine hooldus.

Iga tuvastatud riski kohta tuleb andmeid koguda, mis hõlmab teavet riski, selle üldiste tagajärgede ja üldiste meetodite kohta, mida kasutatakse riski leevendamiseks ja prognoosimiseks.

Riskide hindamise faasis vaadeldava rajatise kontekstis hinnatakse nii riski tõenäosust kui ka riski tagajärgi.

Riskianalüüsi lõppedes kombineeritakse tõenäosus ja tagajärjed kogu riski kindlaksmääramiseks. See kogu risk määratakse eelnevalt kindlaksmääratud riskitaseme järgi. Selle tulemusena on risk kas vastuvõetav või vastuvõetamatu.

Kui risk on vastuvõetamatu, määratakse kindlaks süsteemi kontrollimise plaan, kasutades seisundi jälgimise lähenemisviisi. Või kui see on kulutõhusam ja tehniliselt teostatav, võidakse valida ennetava hooldusprogrammi.

Leevendusmeetmete etapis valmistatakse ette riski leevendamise ettepanek, kasutades seisundi jälgimise ja hooldamise lähenemisviisi.

Lõpuks hinnatakse ettepanekut ka muude tegurite, näiteks õiguslike ja regulatiivsete nõuete alusel. Kui ettepaneku vajadused ei ole täidetud, siis algab protsess uuesti. Vastasel korral viiakse hooldusettepanek töösse. [13]

Erinevad ettevõtted kasutavad erinevaid hooldusstrateegiaid. Et ühte või teist hooldusstrateegiat kasutada, tuleb korralikult läbi mõelda, mis võimalused ja vajadused selleks olemas on.

2. Trafod

Trafo on elektromagnetiline seade, mis muundab magnetvälja abil vahelduvvoolu toiteallikapinge ühelt pingetasemelt teisele (vahelduvpinge muutumisel muutub vastavalt ka vahelduvvool, sagedus jääb seejuures samaks). [14]

2.1. Trafo tööpõhimõte ja ehitus

Pingestades trafo primaarmähis vahelduvpingega indutseerub sekundaarmähises selle tulemusena sama sagedusega elektromotoorjõud ehk primaarmähisesse antav vahelduvvoolu energia siirdub mähistevahelise vastastikuse induksiooni vahendusel sekundaarmähisesse ning primaarmähises kulgev vahelduvvool tekitab südamikus perioodiliselt muutuva magnetvoo, mis indutseeribki sekundaarmähises vahelduva elektromotoorjõu. Kui sekundaarmähis ühendada energiat tarbiva elektriahelaga, siis tekib selles elektrivool. Trafo sekundaarklemmidel kujuneb välja elektromotoorjõust mõnevõrra väiksem koormusest vähesel määral sõltuv sekundaarpinge. Seda primaarpinge ja sekundaarpinge omavahelist suhet nimetatakse trafo ülekandesuhteks, mis on võrde seejuures ligikaudu primaar- ja sekundaarmähise keerdude arvu suhtega.

Trafode tähtsamad tunnussuurused on nimiprimaar- ja nimisekundaarpinge, nimiprimaar- ja nimisekundaarvool ning nimisekundaarnäivvõimsus (nimivõimsus).

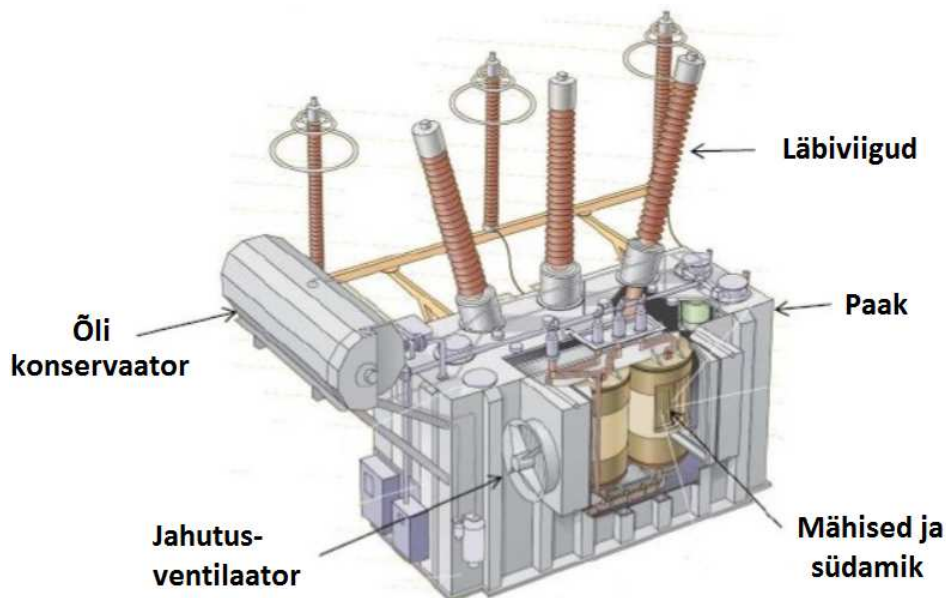
Trafo põhiosadeks on südamik ja mähised. Südamiku põhiülesandeks on tagada mähiste vahel hea induktiivne sidestus, mis tähendab, et südamik moodustab magnetahela. Mähis koosneb traadikeerdude kogumist, mis omakorda moodustab elektriahela. Trafo koosneb nii primaarmähisest, millele rakendatakse sisendpinge kui ka sekundaarmähisest, millele rakendatakse sekundaarpinge

2.2. Trafo komponendid

Antud töös vaatleme lähemalt õlitäitega trafosid, mida on kujutatud joonisel 2.1. Tegemist on kolmefaasilise õlitäitega jõutrafoga koos nähtava aktiivosaga, mille moodustavad magnetahel ning mähised. Aktiivosa on paigutatud jahutusribidega varustatud õlipaaki. Ülempinge ja alampinge poolel on paagi kaanele paigutatud väljaviigid ja õlipaisupaak, milles puudub täielikult õhuruum. Trafopaak ja paisupaak on omavahel toruga ühendatud ning tavaliselt on umbes pool paisupaaki täidetud õliga. Suuremad jõutrafod on üldjuhul varustatud ka nn

gaasireleega, mis reageerib trafosisese rikke korral tekkivate gaaside survele ning lülitab trafo kõrgepinge poolelt võimsuslüli abil välja. [15]

Allpool kirjeldatakse lähemalt õlitäitega trafo peamiste komponentide nagu trafo südamik, mähiste, isolatsiooni, läbiviikude, astmelüliti, gaasikaitse, õlikonservaatori ja jahutussüsteemi olemust ning tähtsust ja vajadust.



Joonis 2.1 Õlitäitega jõutrafo koos peamiste komponentide ja nähtava aktiivosaga [16]

2.2.1. Trafo mähised, südamik ja isolatsioon

Mähised on trafo oluliseks osaks. Nagu punktis 2.1 kirjeldatud, läbib trafo primaarmähis kõrgepinge madal vool ning elektromagnetilise induktsiooni kaudu sekundaarmähisel muudetakse pinget madalamale väärtusele, mistõttu vool suureneb. Selle protsessi käigus taluvad need mähised erinevaid dielektrilisi, termilisi ja mehaanilisi pingeid. Rikked, mis mähistes tekivad ongi põhjustatud just nendest pingetest. Nende tagajärjel võib toimuda mähiste katkemine või läbipõlemine.

Mähised on tavaliselt tehtud vasest, mistõttu esinevad soojuskaod, mille tagajärjel tekivad mähises kuumad punktid. Aja jooksul põhjustab see omakorda kulumist ning füüsilise tugevuse vähenemist hetkeni, kus mähis võib puruneda.

Dielektrilised rikked esinevad mähistes keerdudevahelise isolatsiooni läbilöögi tagajärjel. Isolatsiooni läbilõök toimub sageli kõrge voolu ja pingega tagajärjel, milleks on välgust

põhjustatud liigpinged ning lühispinged. Isolatsiooni läbilööki põhjustab omakorda mähisekeerdude ülelöögi, mille tulemusena tekib lühis.

Mehaanilisteks riketeks on mähiste deformeerumine, kinnituse nõrgenemine ja nihkumine, mille tulemusena väheneb trafo jõudlus ning toimub mähiste keerdude purunemine. Peamised põhjused, mis seda põhjustavad, on ebaõige remont, puudulik hooldus, korrosioon, tootmispuudused, vibratsioon ja trafo mehaaniline liikumine.

Trafo on keskosas kihilised terassüdamikud, mis on ümbritsetud trafo mähistega. Südamiku ülesandeks on magnetvoo koondamine. Rikked südamikus mõjutavad otseselt trafo mähiseid põhjustades ka nendel rikkeid. Trafo südamikud on kihilised seetõttu, et vähendada pöörivoolusid. Südamiku kihilisus võib kannatada saada halva hoolduse, vana õli või korrosiooni tagajärjel. Kihtide väikseimgi purunemine põhjustab pöörivoolude tõttu termilise kuumuse suurenemise, mille tagajärjeks on ülekuumenemine. Ülekuumenemine jõuab südamiku pinnale, mis on otseses ühenduses mähistega. Selle tulemusena kahjustuvad mähised kuumuse tõttu. Lisaks kahjustab see kuumus ka trafos olevat õli, mille tulemuseks on gaaside eraldumine õlist, mis omakorda kahjustab trafo teisi osasid. [17]

Trafo tahke isolatsiooni materjalina kasutatakse isolatsioonipaberit ja –pappi selleks, et isoleerida primaar- ja sekundaarmähised üksteisest ja trafo südamikust.

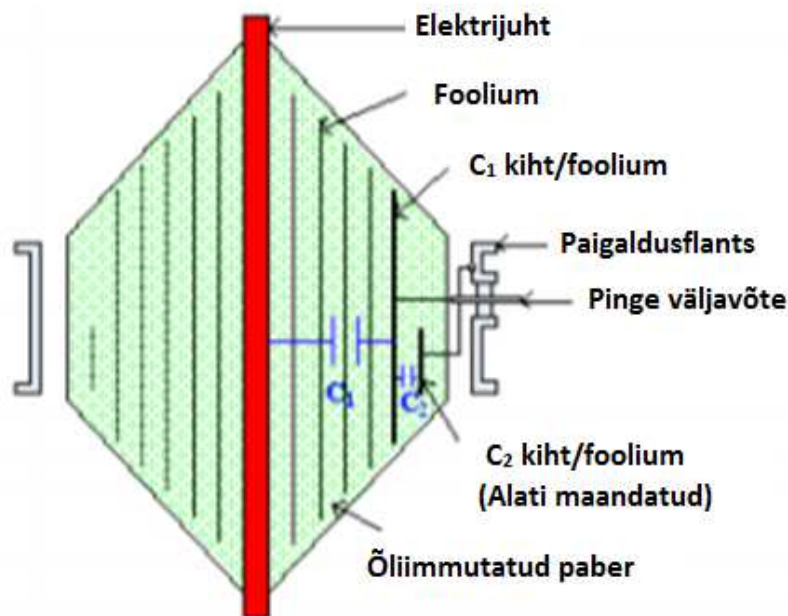
Teiseks isoleermaterjaliks on trafoõli, millel on kaks olulist funktsiooni. Lisaks isoleerimisfunktsioonile toimib see ka südamiku ja mähise jahutajana. Tavaliselt kasutatakse trafoõlina süsivesinikmineraalõlisid. Õlisaastumine on seejuures tõsiseks probleemiks, sest saastumine rikub õli dielektrilisi omadusi ja muudab selle kasutuks isoleeriva aineks. [18]

Trafo isolatsiooni (nii paberisolatsiooni kui ka õliisolatsiooni) on lähemalt käsitletud punktis 2.1.6.

2.2.2. Trafo läbiviigud

Läbiviikisolaatorid on elektrisüsteemi seisukohalt kriitilise tähtsusega kuna nende peamiseks ülesandeks on kõrgepingel voolu toomine läbi maandatud trafo korpuse ning voolujuhtivate osade isoleerimine. [19]

Läbiviikude põhimaterjaliks on portselan või polümeerid ning nad koosnevad kahest võtmeosast, milleks on isolatsioonisüsteem ning elektrijuht. Enamasti on kasutusel õlitäitega läbiviikisolaatorid, kus on vaheldumisi paberisolatsiooni ja alumiiniumfooliumi kihid nagu näidatud joonisel 2.2.



Joonis 2.2 Kõrgepinge läbiviigu põhimõtteline skeem [20]

Õli toimib kui isoleeriv vedelik, et suurendada isolatsiooni dielektrilist tugevust. Fooliumkihtide funktsiooniks on kõikides kihtides tekitada võrdne pingeaotus. Kõrgepinge isolaator koosneb peamahtuvusest C_1 ning väljavõtte mahtuvusest C_2 . Tavaolukorras on C_1 maandatud läbi pingeklemmi katte, C_2 on samuti ühendatud maaga. Sisemise isolatsiooni seisundi halvenemine mõjutab C_1 mahtuvuse väärtust ning isolatsiooni võimsustegurit. Neid kahte parameetrit saab jälgida, kui paigaldada mõõteseadet läbiviigu testväljavõttele. [20]

Seega paberi vananemine on oluline faktor läbiviikudel, mille dielektriline tugevus sõltub temperatuurist, niiskusest ja hapetest. [21]

Siirdeprotsessid elektrisüsteemis ning elektrijuhi ülepinge (ülekoormus) võivad kahjustada läbiviigu sisemist tõmbetugevust samal ajal, kui liigpinge põhjustab ülelöögi. Seega läbiviigu isolatsioonisüsteem peaks kaitsma seadet liigpingete eest ning kõrgepingejuht peaks olema võimeline taluma süsteemis olevat liigvoolu. [22]

Tavalistes töötingimustes mõjutavad läbiviikisolaatorite vananemist sellised elektrilised pinged nagu ümberlülitusest või pikselöögist põhjustatud liigpinged. Kiirendatud vananemine võib sel juhul tingitud olla lubamatult kõrgete ülepingete, termiliste pingete ja ka niiskuse juurdepääsu tõttu. Õlitäitega isolatsioonisüsteemid on eriti tundlikud ülekuumenemisele. Niiskuse juurdepääs avaldab märkimisväärset negatiivset mõju ka elueale. Vananenud isolatsiooni korral võib väikese rikke korral kogu süsteem rikneda. [21]

Seega erinevate dielektriliste, termiliste ja mehaaniliste pingete mõju tõttu hakkab läbiviikude seisund järk-järgult halvenema põhjustades nii dielektrilise tugevuse vähenemist kui ka soojusliku ja mehaanilise tugevuse vähenemist.

Isolaatorite ja läbiviikude tõrked on seotud dielektriku üle- või ka läbilöögiga. Ülelöögiga kaasnev vool võib olla väike või isesumbuv. Mõnikord võib aga tekkida madala takistusega kaar ehk lühis, mis võib viia isolaatori purunemisele. Samuti väheneb läbiviikude dielektriline tugevus ka saastumise tulemusel. Pikka aega saastunud isolaator võib märgades tingimustes üle lüüa. [23]

Cigre töörühma A2.43 brošüüri kohaselt põhjustavad läbiviigud ligi veerandi trafo riketest. Peamisteks läbiviikude rikete põhjustajateks on vananemine, saastumine, pragunemine, liigne niiskus, õlilekked, välk, osalahendused ja väga kiired siirdeprotsessid. [24]

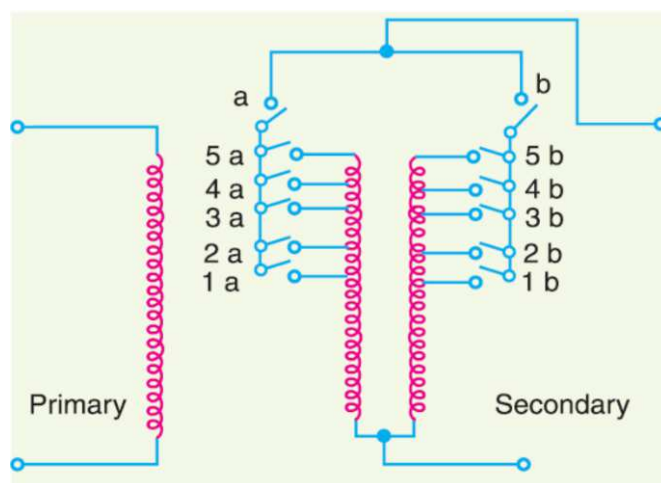
2.2.3. Trafo astmelüliti

Trafo astmelülitiga saab reguleerida ülekandesuhet ehk kõrgepinge mähise poolel asuva astme muutmisel saab muuta ka sekundaarpinget. [25]

On olemas kahte tüüpi astmelülitite mehhanismi, milleks on pingevaba astmelüliti (Off-Load Tap Changer) ning koormusastmelüliti (On-Load Tap Changer). Pingevaba astmelüliti korral ülekande suhte muutmiseks tuleb trafo viia tööst välja kuna seda saab teha ainult manuaalselt käsitsi või mootorajami abil. Tavaliselt leiab selline mehhanism kasutust väiksemate jaotustrafode juures. Kuna antud töös vaatleme ülekandevõrgus olevaid suurema võimsusega jõutrafosid, siis keskendume koormusastmelülititele. Allpool on kirjeldatud lühidalt koormusastmelülitite tööpõhimõte.

Nende tööpõhimõtteks on trafo ülekandesuhte muutmise kas siis primaar- või sekundaarmähise poolel ajal, kui trafo on töös. Astmete muutmise teostatakse tavaliselt kõrgepinge mähises ja seda just kahel põhjusel. Esiteks on kõrgepingepoolel volud väiksemad ja seega astmelüliti kontaktid ja juhtmestik jms võtab vähem ruumi. Teiseks asuvad trafo kõrgepingemähised väljaspool, mistõttu on lihtsam nende külge astmelülitit paigaldada. [26]

Elektrisüsteemis peab astme lülitamine olema teostatud seadme töösoleku ajal, et ei tekiks toitekatkestust. Sellise lülitusviisiga koormusastmelüliti tööskeem on näidatud joonisel 2.3, kus sekundaarpool koosneb kahest võrdsest paralleelmähisest ning kummalgi on sarnased astmed (1a kuni 5a ning 1b kuni 5b).



Joonis 2.3 Koormusastmelüliti tööskeem [27]

Normaaltalitluse tingimustes on lülitid a ja b ning sama numbriga astmed suletud asendis ning kummaski sekundaarmähises on pool kogu ahela voolust. Sekundaarpinge on maksimaalne juhul, kui lülitid a, b ning 5a ja 5b on suletud ning minimaalne olukorras, kus lülitid a, b ning 1a ja 1b on suletud.

Oletame, et trafo töötab astmel 4a, 4b ning on soov astet muuta 5a, 5b peale. Selle tarvis avatakse üks lülititest (kas a või b). Antud juhtumil avatakse lüliti a. See operatsioon viib sekundaarmähise, mida kontrollitakse lülitiga a ahelast (tööst) välja. Nüüd on lülitiga b kontrollitavas sekundaarmähises ahela koguvool, mis on kaks korda suurem tema nimivõimsusest. Seejärel lülitatakse katkestatud mähise lüliti asendisse 5a ja lüliti a suletakse. Peale seda avatakse lüliti b, et katkestada tema sekundaarmähis, selle mähise lüliti viiakse asendisse 5b ning seejärel lüliti b suletakse. Sel moel toimubki astme vahetus ilma toitekatkestuseta. [27]

Kuna koormusastmelüliti on trafo ainus liikuv komponent, on see eriti aldis riketele. Umbes pooled trafo riketest on tingitud koormusastmelülitite tõrgetest, milleks on enamasti kontaktide mehaaniline kulumine, ülemäärane oksüdeerumine, süsinikurikka tahke aine sadestumine, vibratsiooni tõttu kulumine või püsiv deformeerumine mehaaniliste pingete mõjul.

Seega elektrilised kontaktid omavad koormusastmelülitites kriitist tähtsust. Kuna läbi koormusastmelüliti edastatakse suuri koormusi, siis on oluline, et elektriline takistus oleks võimalikult madal kuna suurenenud takistus põhjustab soojuse hajumise tõttu suurenenud kadusid. Kontaktipinna suurenenud kuumus võib omakorda põhjustada takistuse suurenemist veelgi luues pideva takistuse suurenemise protsessi. [28]

Astmelülitel on kontaktide paar, mis lülitavad erinevaid voolusid erineval taastumisingel. Peakontaktid on ettenähtud kaarekustutamiseks ning nad kannavad voolu üle üleminekukontaktidele. Kaarekontaktid on mõeldud koormusvoolu lahutamiseks. Teisalt astmevahetuse ja ümberlülituse kontaktid ei ole loodud voolu lahutamiseks. Seetõttu ka need kontaktipaarid kuuluvad erinevalt.

Kuigi ümberlülituskontaktid ei lülita koormusvoolusid ning kuuluvad aeglasemalt, võib neil siiski esineda pürolüütilise süsiniku tekkimist ja kontaktide väsimist, mis ei ole tingitud lülitamistest tingitud kaarest vaid pikaajalisest ülekuumenemise protsessist.

Tavaliselt kasutatakse ümberlülituskontakte harva, mis tähendab, et nad püsivad liikumatuna pikemaid aegu, mis kutsub esile degradeerumise teise mehhanismi, milleks on ümberlülituskontaktide pikaajaline vananemine õlis. See on kõige enamlevinud degradeerumise mehhanisme astmelülitel.

Kontaktide takistus suureneb eluea jooksul järk-järgult. Selle pikaajalise protsessi mõju algab pinna oksüdeerumise ja polümeeride moodustumisega, mis kutsuvad esile juhtivuse vähenemise. Vaskkontaktidele moodustuvad anorgaanilised kihid, mis moodustuvad erinevatest vaseühenditest (CuO , Cu_2O , CuS , Cu_2S). Kõrgematel temperatuuridel moodustub ka orgaaniline kile, mis seob end kontaktidele moodustunud oksüdeerumise kihiga tekitades madala juhtivusega stabiilse kihi. Selle kihi tekkimist nimetatakse pikaajalise vananemise protsessi varajaseks staadiumiks.

Läbiviidud eksperimendid näitavad, et pinnakile pakseneb kontakti vananedes ning kasvamise kiirus sõltub tugevalt kontaktide pinnatemperatuurist.

Kontaktide takistus ning kontaktidel esinevad võimsuskadod suurenevad kile kasvades. Varajases staadiumis saab seda kile eemaldada, kui lülitada astmelülitiga terve tsükkel, millega kaasneb kontaktide liikumine, mis paneb õli liikuma ja jääkproduktid lahustuvad.

Pikaajalise vananemise protsessi edasine degradatsiooni liik on pinnakile kasvu kiiruse sõltuvus temperatuurist. Kontakti takistus võib ka langeda pikaajalise vananemise ajal kuna pinnakile puruneb elektrilahenduste või kontakti hõõrdumise tõttu. Väikesed elektrilahendused võivad parandada vooluteekonda lõhkudes pinnakilet, kuid kontakti takistus võib tõusta mitmes suurusjärgus enne kui kontakti seisukord paraneb. Degradatsioon jätkudes need lahendused halvenevad ning nende lahenduste ja kõrge kontakti temperatuuri tõttu eraldub õli. Need koosmõjud viitavad edasisele pikaajalisele vananemise protsessile.

Trafo isolatsiooniõli lagunemine kutsub esile kontaktide vahele süsiniku sadestumist. Õli pragunemine toimub kohalikul temperatuuril üle 300C. Seega, kui kontakti temperatuur tõuseb üle 300C võib see kaasa kutsuda katastroofilisi tingimusi. Isegi õli temperatuuri õus üle 100-105C kontaktide lähistel võib olla piisav tõsiste defektide tekitamiseks.

Ülekuumenemise tõttu kontaktide materjal kulub ning nähtavale tulevad korrosioonist tingitud augud materjali pinnale. Kontaktid on nüüd seega pöördumatult kahjustunud ja enam ei saa seda parandada lülitades astmelüliti läbi kõigi astmete. [29], [30]

Joonisel 2.4 on näidatud kontaktide pikaajaliste mõjude staadiumid. Alguse saab see kontaktidele saastekihi tekkest, mille tõttu hakkab suurenema kontaktide takistus, mis omakorda kutsub esile tahke aine sadestumise kontaktidele. See suurendab aga omakorda kontaktide takistust põhjustades soojuslabilööki, mis võib lõpuks viia kontaktide rikkeni. [30]



Joonis 2.4 Kontaktide takistuse suurenemise pikaajalised mõjud [30]

2.2.4. Trafo gaasikaitse

Gaasirelee on kaitseseade, mida kasutatakse õlitrafodes trafo sees tekkivate rikete kaitseks. Osalahenduste, lekkevoolude või liigse kuumenemise korral tulenevalt metallosades väljakujunetavatest tugevatest vooludest leiab aset isolatsioonimaterjalide lagunemine, millega kaasneb gaasi moodustumine, mis sõltub rikke intensiivsusest. Gaasimullid tõusevad üles ning kogunevad gaasireleesse, mis on paigaldatud torusse paagi ja konservaatori vahel ja teisaldavad selles sisalduvat isolatsiooniõli. Et elektrikaare toimel trafoõli lagunemisel tekkivad gaasid läbiksid gaasireleed, peaks trafo kaane kalle olema kuskil 1,5%.

Gaasikaitsel on kaks tunnussuurust: õli liikumiskiirus relees ning gaasihulk relees. Teatud gaasikoguse koondumise järel sulgeb ujuk kontakti ning gaasihulgast edastatakse signaal. See on mõeldud operaatori hoiatamisega siserikke ja isolatsioonivedeliku kao korral, häire või väljalülitusimpulsi edastamise teel. Tänu sellele saavad operaatorid tuvastada võimalikke rikkeid piisavalt vara, et rakendada sobivaid meetmeid kahjustuste ulatuse piiramiseks.

Kui trafo gaasireleest lahutatakse, lõpeb ka gaasi moodustumine trafos.

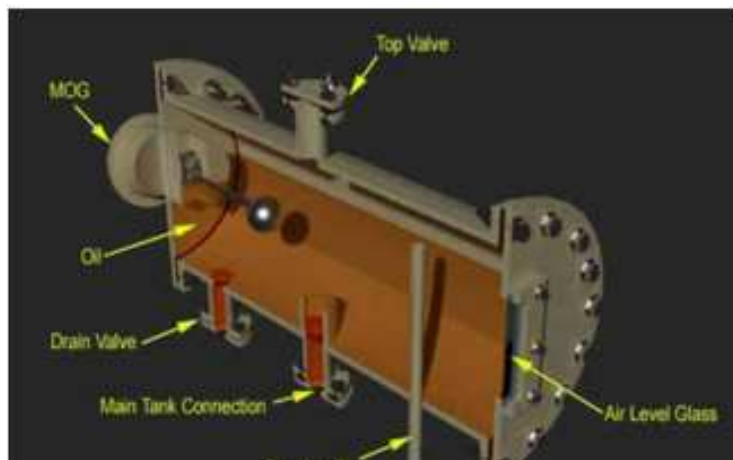
Püsiva mõjuta katkestused trafos ei põhjusta mõnikord jäävaid kahjustusi, ehkki gaasirelee on rakendunud. Samas on soovitatav trafo releekesta õliga täitmise järgselt ühendada ilma koormuseta. Relee viivitamatu rakendumine näitab, et trafo tuleks lõplikult kasutusest maha võtta ja ülevaatuses avada. Trafo edasine kasutamine ei ole soovitatav, sest see võib põhjustada edasisi rikkeid. [31]

2.2.5. Trafo konservaator

Trafo paisupaak ehk konservaator on trafo ülaosas paiknev paak, mis on ettenähtud õli paisumise korral õli mahutamiseks trafo sees.

Kui trafo on koormatud ning välistemperatuur tõuseb, hakkab trafo sees olev õli paisuma. Konservaator tagab paisuva õli jaoks piisava ruumi ning toimib ka õli reservuaarina. Kui aga trafo koormus väheneb ja välistemperatuur langeb, siis õli tõmbub kokku. Selle tõttu siseneb paisupaaki välisõhk läbi silikageel-filtri.

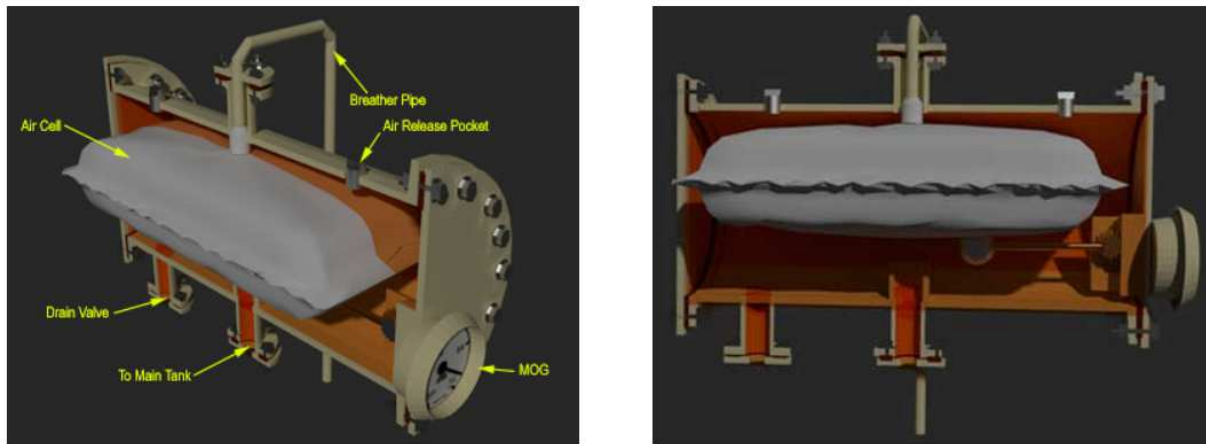
Konservaatorit kasutatakse õli paisupaagina erinevate talitlustingimuste juures. Konservaator võib olla ballooniga või ilma (separaator, õhkpadi). Ballooniga konservaator on kujutatud joonisel 2.5.



Joonis 2.5 Ballooniga konservaator [32]

Ballooniga (separaator, kummikott) konservaatori korral leiab trafo õhutamise ajal aset ballooni paisumine/õliga täitumine. Kuna õlil puudub otsene kokkupuude atmosfääriga, vähendab see õli vananemist. Ballooni sisemus on atmosfäärile avatud silikageel-filterkuivati kaudu. Õhk liigub paaki ja paagist välja läbi õhutustoru.

Balloonita konservaator on kujutatud joonisel 2.6 Sellise lahenduse puhul paigutatakse konservaatorisse õhkpadi, millega on ühenduses õhutustoru. Õli tase trafos tõuseb või langeb vastavalt sellele kas õhkpadi täieneb või tühjeneb. Kui õhkpadi tühjeneb, siis õhk tuleb välja läbi õhutustoru, õhupadja täienemisel siseneb välisõhk samuti läbi sellesama õhutustoru.



Joonis 2.6 Õhkpadjaga konservaator [32]

Rike trafo paagis võib tekkida keskkonna toime, korrosiooni, kõrge niiskuse ning päikese radiatsiooni tagajärjel põhjustades lekkeid või pragusid paagiseintes. Nende lekete ja pragude tagajärjel väheneb trafo õli maht, mis toob kaasa isolatsiooni vähenemise, mis mõjutab trafo mähiseid. Samuti põhjustab õlikoguse vähenemine ülekuumenemist, kuna õli kasutatakse ka jahutamiseks. Selle tagajärjel kahjustuvad muud trafo osad. [17]

Lisaks tuleb jälgida ka silikageeli seisukorda kuna silikageelfiltriga vähendatakse õliga kokku puutuva õhu niiskust, mida indikeerib silikageeli värvimuutus, mis toimub niiskuse tõttu. Kui 2/3 silikageelist on värvi muutnud, on soovitatav vahetada silikageel välja. [31]

2.3. Trafode eluiga, vananemine ja seda mõjutavad faktorid

Trafo tööiga peab nimivõimsusel olema 20...25 aastat tingimusel, et jahutustingimused on normis. Ettevõtte on määranud selleks tööea vahemikuks aga 40-50 aastat. See tähendab, et ümbritseva õhu temperatuur on 20 °C, mähise metalli kuumima osa temperatuur ei ületa 140 °C ning trafoõli ülemiste kihtide temperatuur ei ületa 98 °C. Trafo tegeliku tööea kujundab tavaliselt isolatsiooni tööiga, mis omakorda sõltub tegeliku koormuse ja nimivõimsuse suhtest (suhteline koormus), aastasest töötundide arvust ja keskkonnatingimustest (temperatuur, niiskus, mustus ja saaste). [33]

Trafode nimiandmed põhinevad mähiste isolatsiooni eeldataval elueal määratletud temperatuuril ning nimiandmed eeldavad tavaliselt ümbrustemperatuuriks kas 30°C (või 20 °C), mähiste keskmiseks ülekuumendustemperatuuriks 55°C (vanemad tüübid) või 65 °C ning kõige kuumemas punktis esinevaks ülekuumendustemperatuuriks 10°C või 15°C. Neile eeldustele on tabelis 2.1 välja toodud vastavad arvutuslikud temperatuurid. [23]

Tabel 2.1 Trafode arvutuslikud temperatuurid [23]

Temperatuur	Vanemad tüübid	Uuemad tüübid
Ümbrustemperatuur	30°C	30°C
Mähiste keskmine ülekuumendustemperatuur	<u>55°C</u>	<u>65°C</u>
Mähiste keskmine temperatuur	85°C	95°C
Täiendav ülekuumendustemperatuur kõige kuumemas punktis	<u>10°C</u>	<u>15°C</u>
Kõige kuumema punkti temperatuur	95°C	110°C

Trafo nominaalne eluiga on defineeritud aja kaudu, mille jooksul isolatsioon kaotab 50% oma mehaanilisest tugevusest (nn 50% eluiga). Seega on trafol olemas teatav isolatsiooniressurs. Esineb ka muid määratlusi, milleks võib olla aeg, mis kulub trafo kasutuselevõttust läbilöögini jms. Temperatuuri tõusul üle 80 °C trafo isolatsioonis toimub mitmete keemiliste protsesside intensiivistumine, millest kõige olulisemad on õli hapendumine lahustunud hapniku tõttu ning tselluloosi lagunemine kõrge temperatuuri, õlis oleva niiskuse ning hapendumisproduktide mõjul ehk siis isolatsiooni seisukord sõltub põhiliselt trafoõli kvaliteedist. Need hapendumisproduktid moodustavad tahke isolatsiooni pinnal sültja sademe, mis põhjustab isolatsiooni soojusjuhtivuse halvenemise, mille tõttu hakkab tõusma mähiste temperatuur ning mis omakorda kiirendab keemilisi protsesse. Lõpptulemuseks on mehaanilise tugevuse kaotamine ehk tahke isolatsioon muutub rabedaks ning volutõugete tagajärjel võib see murenda ehk tekib isolatsiooni läbilöök. Isolatsiooni läbilöök võib samuti olla põhjustatud ka dielektrikuskadude tunduvalt kasvust. Nende keemiliste protsesside mõjul isolatsioonis tekkivaid muutusi nimetataksegi vananemiseks, mille intensiivsus kasvab eksponentsiaalselt temperatuuri tõusuga. Eksisteerib kuue kraadi reegel, mis tähendab, et trafoõli ülemiste kihtide temperatuuri muutus 6 °C võrra üle 98 °C muudab isolatsiooni suhtelist kulumist ehk trafo tööiga kaks korda. Trafo nimikoormuse määrab sisuliselt tema kuumenemine. [23]

Kuuma punkti temperatuur on üks põhilisemaid piiravaid faktoreid, mis mõjutavad trafo eluiga. Isolatsiooni eeldatav eluiga määratakse vastavalt valemile 2.1.

$$T_{iga} = \frac{K_1}{10^{273+\theta}} + K_2 \quad (2.1)$$

Kus K_1 , K_2 on empiirilised konstandid, mis määratakse vananemiskatsetega. T_{iga} tähistab trafo tegelikku eluiga ning θ on isolatsiooni temperatuur.

Tabelis 2 on näidatud kõige kuumema punkti temperatuur, mille puhul vananemise kiirus suureneb kaks korda ning

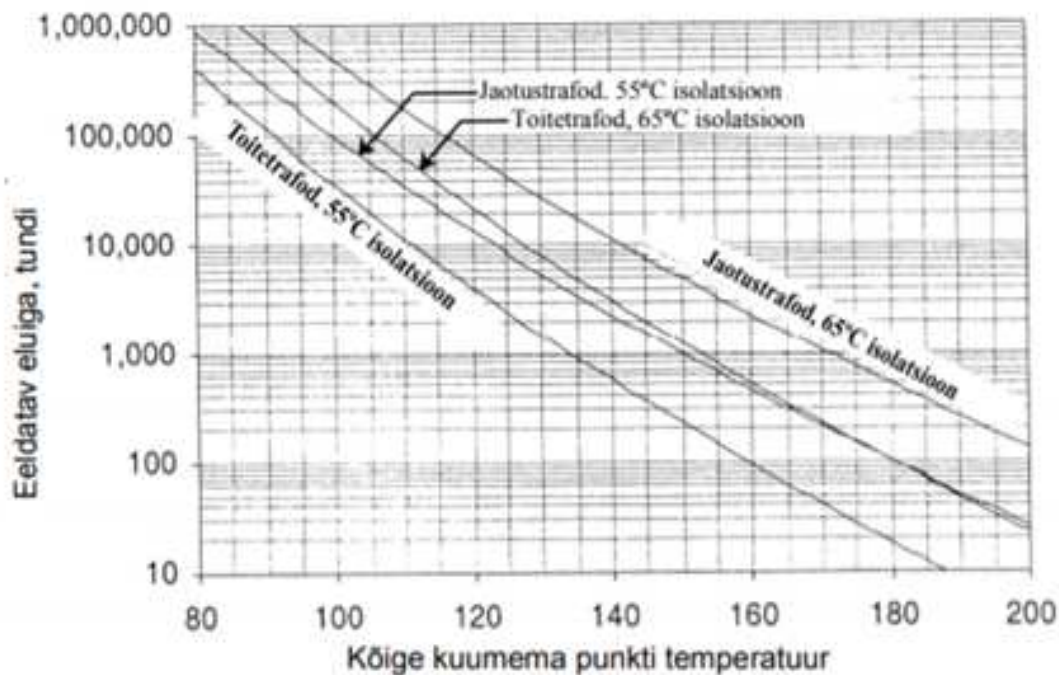
Tabel 2.2 Konstantide K_1 ja K_2 väärtused [23]

Trafo tüüp	K_1	K_2	Kuumema punkti temp., mille puhul vananemise kiirus kahekordistub
Toitetrafo, $\theta_{\text{ülekoormendus}}=55^\circ\text{C}$	6972,15	-14,133	$95^\circ\text{C}+5.9^\circ\text{C}$
Toitetrafo, $\theta_{\text{ülekoormendus}}=65^\circ\text{C}$	6972,15	-13,391	$110^\circ\text{C}+6.4^\circ\text{C}$
Jaotustrafo, $\theta_{\text{ülekoormendus}}=55^\circ\text{C}$	6328,80	-11,968	$95^\circ\text{C}+6.6^\circ\text{C}$
Jaotustrafo, $\theta_{\text{ülekoormendus}}=55^\circ\text{C}$	6328,80	-11,269	$110^\circ\text{C}+7.1^\circ\text{C}$

Lisaks mõjutavad trafo eluiga ja töökindlust oluliselt ka ülekoormused. Trafode temperatuur ei tõuse ülekoormuse tekkimisel hetkeliselt, vaid tänu trafo korpuse, mähiste, südamikuga ja õli küllalt suurele soojusmahtuvusele võivad kuumenemise ajakonstandid küündida mitme tunnini, mis võimaldab lubada trafo lühiajalist ülekoormust ilma, et eluiga väheneks.

Suured ülekoormused võivad põhjustada trafode tõsiseid avariisid. Õli ülakihtide temperatuur ei tohiks ületada tabelis 2.2 toodud väärtusi ehk siis õli ülakihtide temperatuur ei tohiks 55°C isolatsiooniga trafodel ületada kunagi 100°C ning 65°C isolatsiooniga trafodel 110°C . Selle piirväärtuse ületamisel tekib trafoõli väljavoolamine, tõuseb rõhk paagis ning võib esineda paagi purunemine. Õli niiskuse korral mähiste temperatuuri tõus üle 140°C võib tekitada aurumulle ning põhjustada sisemisi lühiseid. Seetõttu ei tohi trafode koormus kunagi ületada 200%. [23]

Joonisel 2.7 on toodud 50% eluea sõltuvust kõige kuumema punkti temperatuurist.



Joonis 2.7 50% eluea sõltuvus kõige kuumema punkti temperatuurist [23]

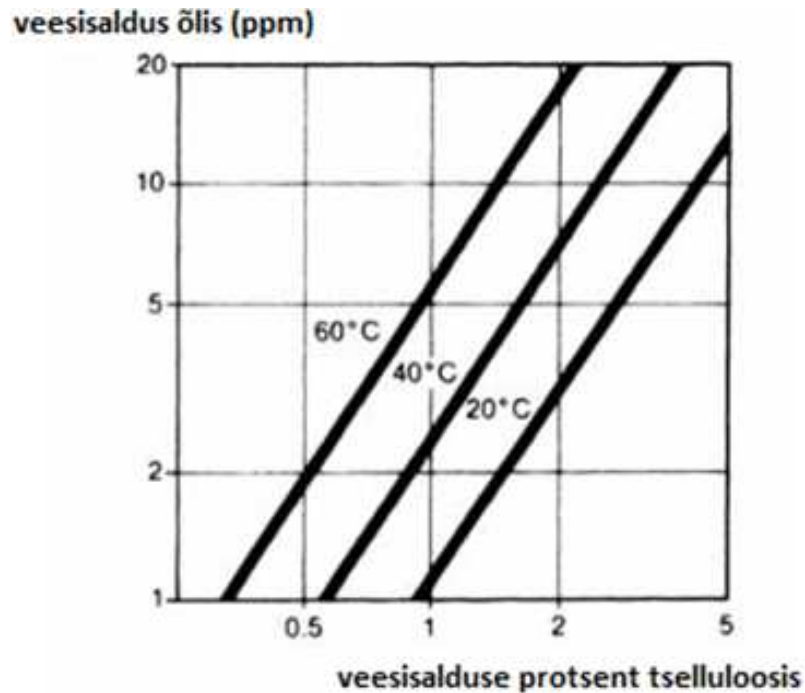
Trafode temperatuuri tõstavad ka kõrgemad harmoonikud, mis on tingitud kõikuvast võrgupingest. Pingetõusuga võrdeliselt suureneb induktioon terases, mis suurendab küllastust ning tühijooksuvoolu, mis omakorda moonutab voolukõverat. See tähendab aga, et kõrgemate harmooniliste amplituud kasvab. Trafodel, mis talitlevad kõrgemate harmooniliste tingimustes, tekivad täiendavad kaod, mille tagajärjel trafod kuumenevad üle ning nende eluiga selle tagajärjel lüheneb. [34]

Õli otstarbeks on trafo elektrilise isolatsiooni tagamine ja soojuste ülekande trafo aktiivosadelt jahutitesse. Õli on hügrokoopne, mistõttu imab ta kergelt niiskust. Niiskuse tasakaal õli ja tahke isolatsiooni vahel tähendab seda, et paberisolatsioon imab suurema osa niiskusest, kuid samas imab niiskust ka õli. Õliproovide keemilise koostise kaudu on võimalik hinnata trafo isolatsiooni seisundit, mis muutub pidevalt tingituna muutuvast temperatuurist, kokkupuutest õhuhapniku ja -niiskusega ning trafomähiste ja -konstruktsioonidega. Keemiline koostis muutub ka vananedes. Kui isolatsioon halveneb, siis õlisse tekivad iseloomulikud keemilised ühendid, mis määravad, milline on trafo isolatsiooni seisund. [31]

Samuti on ka tselluloos hügrokoopne materjal, mis tähendab, et sellel on hea võime imada niiskust. Õhus on tavaliselt õhuniiskuse sisaldus 5-10%, mis tselluloosi puhul tähendab seda, et see ei sobi trafod isolatsiooniks kuna see niiskus kanduks edasi õli sisse, mis omakorda

vähendaks õli dielektrilist tugevust. Selle tagajärjel kiireneks ka trafo vananemise protsess. Isolatsioonimaterjaliks kõlbaks tselluloos sel juhul, kui niiskuse sisaldus selles on alla 1%.

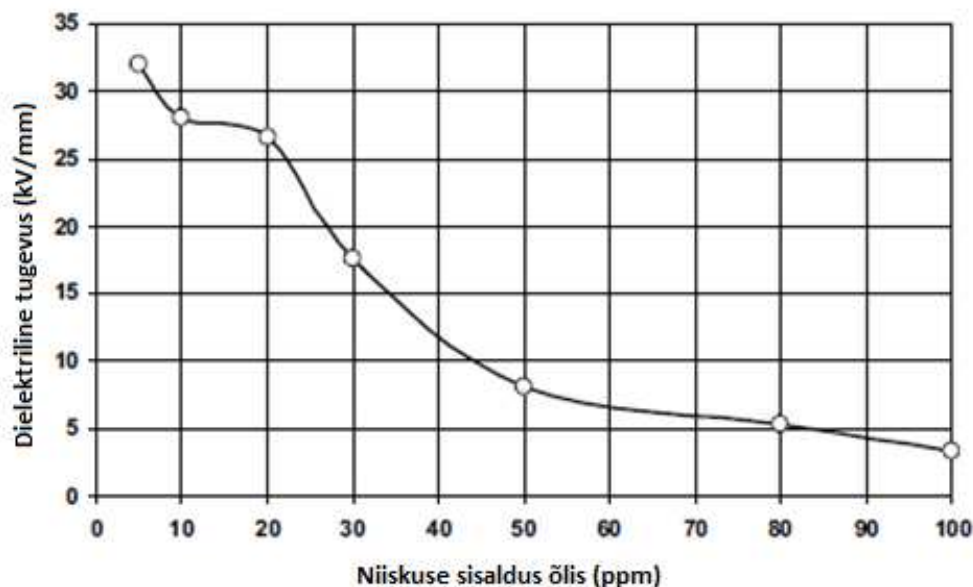
Niiskuse juurdepääsu saab takistada hermeetilise konstruktsiooniga või siis eraldatase konservaatoris olev õli õhust diafragma abil. Sellest olenemata tekib trafosse niiskust ning vaba hapnikku just loomuliku vananemise protsessi näol. Niiskust saab mõõta samuti õliproove võttes ning selle kaudu saab hinnata tselluloosisolatsioonis sisalduvat niiskust joonise 2.8 abil, kusjuures on oluline teada õlitemperatuur õliproovi võtmise hetkel.



Joonis 2.8 Tselluloosis ja õlis sisalduva vee tasakaalu jooned [35]

Jooniselt on näha, et kui tselluloosis sisaldub nt 2% vett ning temperatuur tõuseb 20 kraadilt 60 kraadile, siis veesisaldus õlis tõuseb 3 ppm 18 ppm-le. Teisisõnu, kui temperatuur tõuseb, siis kandub vesi üle paberilt õlisse. Kuigi õlis sisalduva vee hulga tõus on üsnagi arvestatav, siis vee sisalduse suhteline vähenemine tselluloosis on väga väike. Sellest võib järeldada, et õli kuivatamine ei ole efektiivne meetod tselluloosist niiskuse eemaldamiseks.

Joonisel 2.9 on näha, kuidas 20°C juures niiskuse suurenedes dielektriline tugevus väheneb. Uuel trafol on niiskusesisaldus maksimaalselt 5 ppm. Kui niiskuse sisaldus ületab 20 ppm piiri, langeb dielektriline tugevus märgatavalt, mille tagajärjel väheneb trafo töökindlus. [35]



Joonis 2.9 Trafo õli dielektrilise tugevuse sõltuvus niiskusest [35]

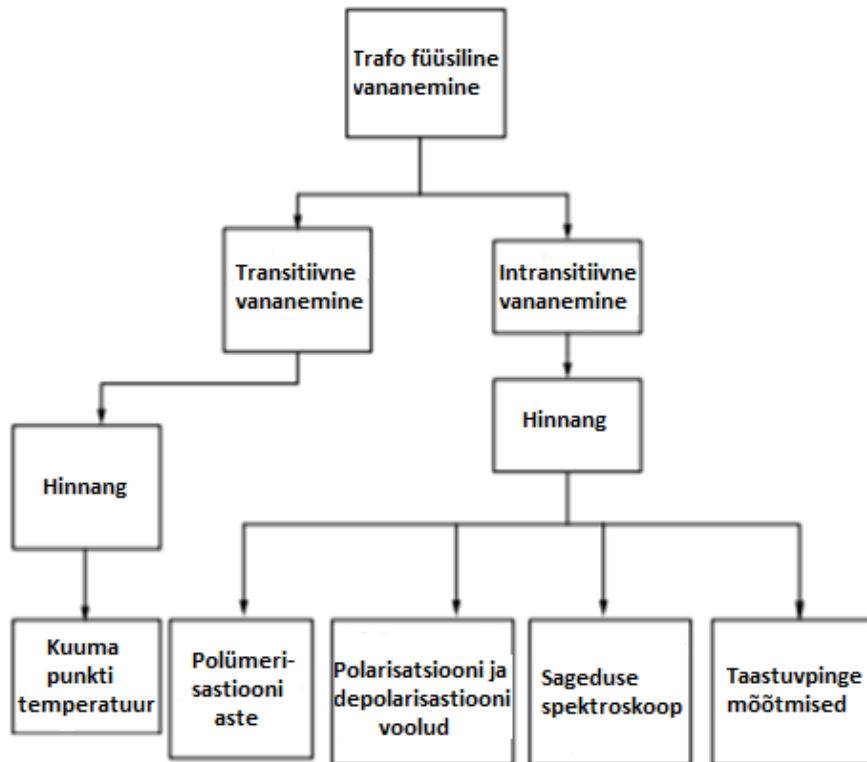
Nagu eelnevast järeldada saab, sõltub trafo elu peamiselt isolatsiooni terviklikkusest.

Põhiliseks soojusallikaks trafos on tema vaseskaod ning kui seda soojust ei hajutata piisavalt, hakkab trafo temperatuur tõusma, mis toob endaga kaasa paberisolatsiooni kiirenenud riknemise ja õliisolatsiooni riknemise. Seega on oluline kontrolli all hoida trafo temperatuuri tabelis 2.2 välja toodud lubatavates piirides, et vähendada soojuslikku (termilist) vananemist tagamaks trafo pikaealisust.

Seega moodustavad tähtsa osa trafo juures ka jahutussüsteemid, mis sõltuvad trafo võimsusest. Väikese võimsusega trafo puhul piisab kadude väljajuhtimiseks trafo enda välispinnast.. Soojus väljub kiirgussoojusena. Trafo võimsuse suurenedes hakatakse trafo pinda kunstlikult suurendama ribide abil ehk siis toimub õli loomulik tsirkulatsioon trafo sees ja õhu loomulik tsirkulatsioon trafo välispinnal. Sellise süsteemi puhul kasutatakse kuuma õli ringlemist jahutuseks. Kui trafo võimsus kasvab veel, siis tuleb hakata jahutust intensiivistama, mis tähendab, et trafo välispinda hakatakse jahutama. See saavutatakse õhuventilaatorite lisamisega ribide juurde ehk siis toimub õli loomulik tsirkulatsioon trafo sees ja õhu intensiivistatud tsirkulatsioon trafo välispinnal. Kuna soojushajumine on parem, siis on sellise jahutussüsteemiga trafosid koormata suuremate koormustega enne kui saabub temperatuuri ülempiir. Veelgi suuremate võimsuste puhul ei piisa ka trafo välispinna puhumisest õhuventilaatorite näol. Kuna õli loomulik tsirkulatsioon ei ole piisav, siis monteeritakse õlitorudesse trafo põhja juurde õlipumbad. Sisuliselt lisatakse õlipump, mis sunnib radiaatorisse

õhku ja õli ehk siis toimub sundõlijahutus trafo sees ja õhu intensiivistatud tsirkulatsioon trafo välispinnal. [36]

Lisaks saab välja tuua veel trafo füüsilise vananemise tunnused, mis võib jagada intransitiivseks ja transitiivseks (sihitu ja sihilik) nagu näidatud joonisel 2.10.



Joonis 2.10 Trafo füüsilise vananemise seire [9]

Intransitiivne vananemine tähendab tahke isolatsioonimaterjali vastupanuvõimet elektrilistele, mehaanilistele ja termilistele jõududele aja möödudes. Intransiivse vananemise hindamiseks on välja toodud mõõtmised, mida kirjeldatakse lähemalt peatükis 3.

Transitiivse vananemise all mõeldakse varade kiiret vananemist ebanormaalsete tingimuste juures, milleks võivad olla trafo ülekoormus, mittesiinuseliste koormustega koormamine või kõrgema välistemperatuuri mõjud. Peamiseks trafo vananemise kiirendajaks sellistel tingimustel on trafo kuuma punkti väärtuste suurenemine võrreldes tavaväärtustega, mille tõttu lüheneb isolatsiooni eluiga. [9]

2.4. Monitoorimine/seire trafo näitel

Trafode monitoorimise võib jagada madalama taseme ja kõrgema taseme seireks.

Madalama tase seire koosneb perioodilistest ülevaatest, mõõtmistest, visuaalsetest ülevaatest, õli seisukorra jälgimisest ja *offline* monitooringust. Kõrgema tase seire koosneb *online* monitooringust.

Perioodilisteks ülevaateks ei ole vaja trafot tööst välja viia, vaid tuleb jälgida vastavaid turvameetmeid. Andmed, mida selle tegevuse ajal saab salvestada, on õlitase, õlitemperatuur, mähistemperatuur, koormusvool ning astmelüliti lülitamiste arv võrreldes eelmise hooldusega. Perioodilise ülevaate sageduse määrab ära seadme tähtsus võrgus.

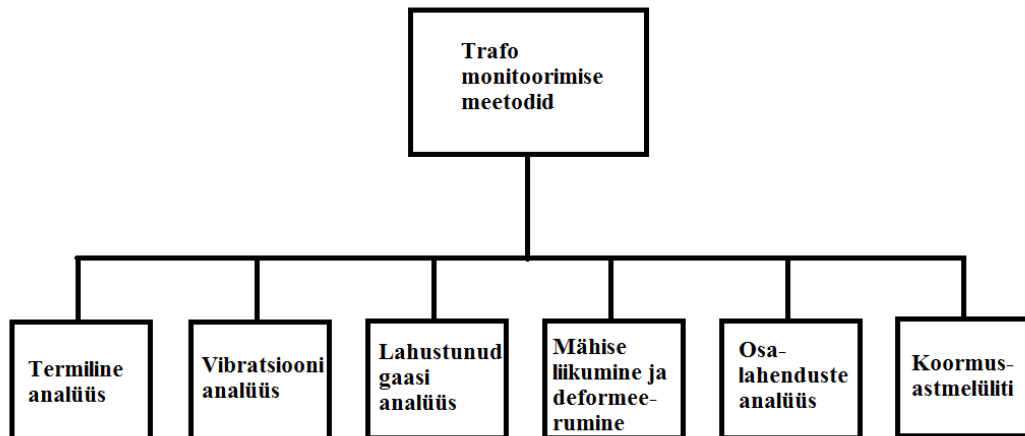
Õli seisundi jälgimine on kõige laialdasemalt kasutuses olev meetod, et määratleda trafo üleüldist seisundit. Õli seisundit ja trafo isolatsiooni seisukorda saab määrata õlianalüüsi kaudu kas lahustunud gaasi analüüsi (DGA) või muid teste kasutades. Üldjuhul võetakse õlianalüüsi korda aastas, kuid juhul, kui on kahtlus, et on tekkimas siserike, tehakse seda sagedamini.

Offline monitooring leiab aset siis, kui trafo on tööst väljas kas hoolduse või väljalülitumise tagajärjel. Sel puhul teostatakse samu teste, mis ülalpool kirjeldatud. Lisaks neile teostatakse ka teisi mõõtmisi, et kindlaks teha trafo elektrilisi ja mehaanilisi omadusi. Nendeks võivad olla mähiste takistuse, magneetimisvoolude, impedantspingete, dielektirlise kao faktori, isolatsiooni takistuse, mähiste vahelise ja mähise ning maa vahelise mahtuvuse ning isolatsiooni niiskuse mõõtmine.

Online monitooringu puhul saadakse andmed sensoritest. Peamised andmed, mida mõõdetakse, on temperatuurid, gaasi sisaldus õlis, niiskus, osalahendused, voolud, pinged ning astmelüliti lülitamiste arv. Neid mõõdetavaid suurusid kasutatakse erinevates algoritmides ja mudelites, mis aitavad kalkuleerida ülekoormuse tekkimise võimalikkust, jälgida eluiga ja trafo reaalses töös, salvestada sündmusi, jälgida seisundipõhist hooldust.

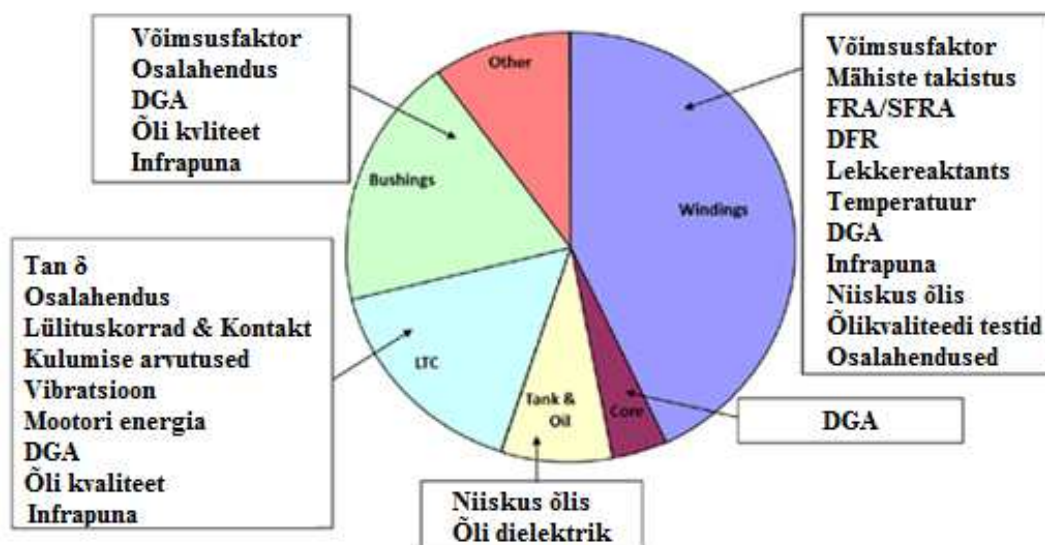
Kui on teada näiteks astmelüliti opereerimisvool ning lülituste arv, on võimalik välja arvutada astmelülitite kontaktide kulumine. Sel juhul on võimalik kasutada seisundipõhist hoolet ajapõhise hoolduse asemel. [35]

Järgnevalt on kirjeldatud kõige põhilisemad trafo monitoorimise meetodid, milleks on termiline analüüs, vibratsiooni analüüs, osalahenduste analüüs, lahustunud gaasi analüüs, niiskuse sisalduse ning läbiviikude monitoorimine. Joonisel 2.11 on kujutatud trafo seisundi monitoorimise meetodite kategooriad.



Joonis 2.11 Trafo seisundi monitoorimise meetodite kategooriad [9]

Joonisel 2.12 on aga välja toodud trafode seisundi monitoorimise testid, mida on võimalik teha rikete ärahoidmiseks. Samuti on näha erinevate rikete osakaalu.



Joonis 2.12 Rikete ärahoidmiseks kasutatavad seisundi monitoorimise testid [37]

2.4.1. Soojuslik (termiline analüüs)

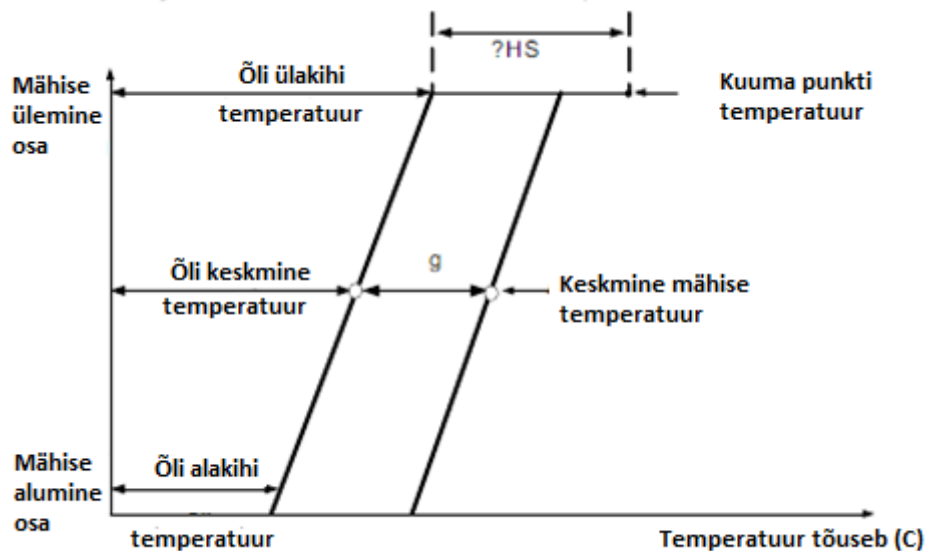
Trafo termiline analüüs võimaldab teada saada infot trafo seisundi kohta, mille kaudu on võimalik avastada mistahes rikkeid. Enamus riketest kutsuvad esile muutusi trafo soojuslikus talitluses, mida saab tuvastada analüüsides trafo kuuma punkti temperatuuri, mis määrab ära

trafo võimsuse isolatsiooni kuuma punkti temperatuuri (*hot spot temperature*) või kasutada termograafia analüüsi.

Samuti mõjutavad trafo õli lagunemist otsesed termilised mõjud, mis õlitemperatuuri tõustes kiirendab teisi vananemisprotsesse.

Ülemiste kihtide temperatuuri ja *hot spot* temperatuuri prognoosi peamiseks sisendiks on kolme faasi voolud ja ümbritseva keskkonna temperatuur.

IEC standardites 60076-2 ja IEC 60076-7 on välja toodud kolm kuumpunkti hindamise meetodikat, kuidas arvutuslikult või hinnanguliselt kindlaks teha mähise kuumpunkti temperatuuri [38]. Põhiline arvutusmeetod põhineb trafo ülemise õlikihi temperatuuri mõõtmisel ja mähise kuumpunkti ja õli ülemise kihi temperatuuri vahe kalkuleerimisel (arvutatakse koormusvoolu ja mähiste karakteristikust tulenevalt), mis on toodud joonisel 2.13. See temperatuuri tõus antakse tootja poolt võttes aluseks õli voolamise mudelit ning kadude jagunemist mähistes.



Joonis 2.13 Põhiline termiline mudel [39]

Selle mudeli puhul eeldatakse, et mähise sees oleva õli temperatuur kasvab lineaarselt alt üles ning õli ja mähise temperatuuride vahe on konstante. Kuumpunkti temperatuuri tõus on suurem kui mähise ülaosas asuva juhi temperatuuri tõus kui arvesse võtta tekkivate kadude suurenemist. [39]

Kuna aga tihtipeale esineb ülekoormust, siis püütakse leida paremat mudelit, mis omaks paremat arusaama mähises olevast õlitemperatuurist ning võtaks arvesse mähiste takistuse muutumise, õli viskoossuse ja õliinertsuse erinevusi. Optiliste anduritega mähise temperatuuri otsesed mõõtmised annavad siiski täpsemat infot kui kalkuleeritud tulemused. [40]

2.4.2. Mähiste vibratsiooni ning liikumise ja deformatsiooni analüüs

Trafo vibratsioon koosneb südamik, mähiste ning astmelüliti vibratsioonist. Need genereeritud vibratsioonid läbivad trafo õli ning jõuavad trafo seinteni. Südamiku ja mähiste seisundit saab hinnata kasutades trafo paagi vibratsiooni signatuuri. Samuti on vibratsiooni analüüs väga võimas tööriist, et hinnata astmelüliti seisundit. Mähiste vibratsioon on tingitud elektrodünaamilistest jõududest, mis on tingitud mähises liikuva voolu kokkupuutest lekkevooluga. Lisaks põhjustavad südamiku vibratsiooni ka magnetilised jõud.

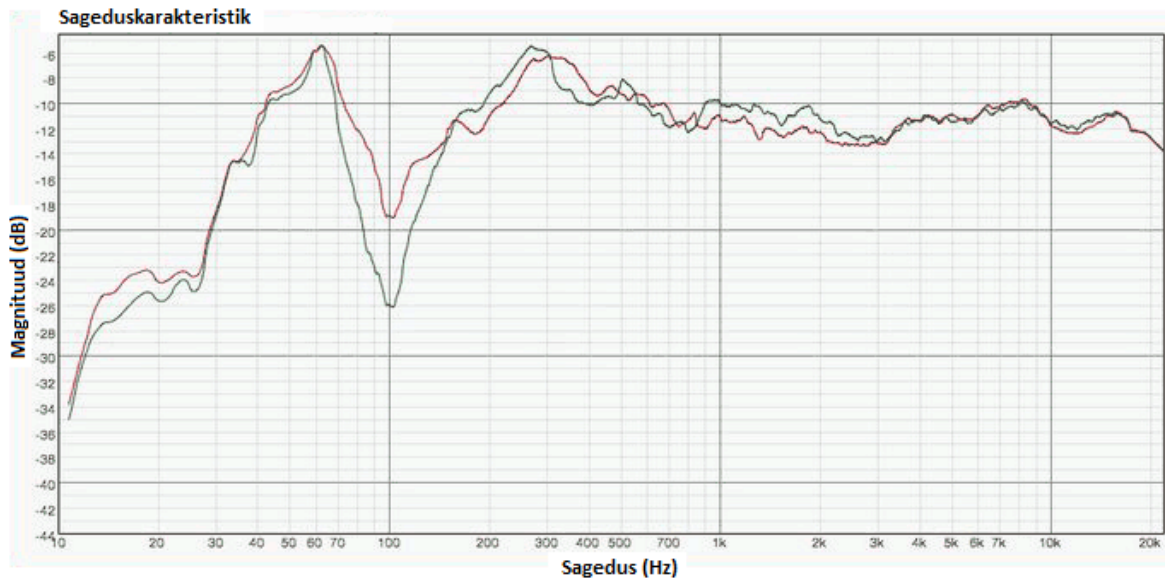
Mõõtmiseks kasutatakse trafopaagile paigaldatavat mõõteseadet (andurit), mis ei mõjuta üldiselt registreeritud vibratsiooni kindlaksmääratud parameetreid. [9]

Kui trafot läbivad suured lühisvoolud, siis mähised võtavad enda peale suure mehhaanilise koormuse, mis omakorda põhjustab mähise liikumist, deformatsiooni või mõnel juhul isegi tõsiseid kahjustusi. Deformatsioon põhjustab mähiste induktiivsuse ja mahtuvuse suhtelist muutumist, mida on võimalik tuvastada sagedusanalüüsiga (FRA – *Frequency Response analysis*). Seda analüüsi on võimalik viia läbi 2 erineval moel, kas madala pingega impulsiga (LVI – *Low Voltage Impulse*) või sobitatud sagedusmeetodiga (SFRA-*Sweep Frequency Response Analysis*). [9]

2.4.2.1 Sobitatud sagedusmeetod (SFRA - *Sweep Frequency Response Analysis*)

SFRA võimaldab tuvastada mähise liikumist ja deformatsiooni lisaks muudele mehaanilistele ja elektrilistele vigadele ning aitab avastada mähistevahelisi lühiseid. SFRA hõlmab endast sinusoidaalse signaali sisestust üks sagedus korraga mähise ühte otsa ning mähise teises otsas mõõdetakse väljundsignaali. Kokku mõõdetakse trafo mähiste reageerimist sagedusele erinevate sageduste juures. Sagedusrežiim arvutatakse väljuva pingega lainekuju ja peale rakendatud pingega lainekuju suhtena. Diagnoos tehakse kahe analüüsi vastuste võrdlusele ehk siis võrreldakse mõõdetud suurust eelnevalt paika pandud riket indikeeriva etalonsuurusega, mis on näidatud joonisel 2.14. Jooniselt on näha kahe analüüsi tulemuste erinevusi, mis võib tähendada mähise mehaanilist nihet ja deformatsiooni. Kõik olulised erinevused madala sagedusega alal, olemasoleva resonantsi nihkes, uue resonantsi tekkes ja graafiku kuju muutumises võib tähendada trafo mähise või tuumaga seonduvat mehaanilist või elektrilist riket. Mehaanilisteks

riketeks võivad olla mähiste deformatsioon, mähise osaline kokku kukkumine, südamiku nihkumine, purunenud või lahti tulnud mähise kinnitus. Elektrilisteks riketeks on lühendatud keerud või avatud mähiseahel või trafopaagi halb maaihendus. [41]



Joonis 2.14 Trafo mähiste sageduskarakteristik [42]

2.4.2.2 Madalpinge impulssmeetod (LVI - *Low Voltage Impulse*)

Madalpinge impulssmeetodi korral antakse mähise ühte otsa laia sagedusalaga madala pingega pingepulssi ning väljuvat pinget või mähist läbivat voolu mõõdetakse mähise teises otsas. On võimalik mõõta ka mitut voolu või pinget korraga. Signaalid filtreeritakse ja salvestatakse ning seejärel kantakse ülekantud sageduspiirkonnale ning tulemused kalkuleeritakse samamoodi kui SFRA puhul. [43]

SFRA meetodil on LVI meetodiga võrreldes mõned lisaeelised. Nimelt suurem signaali-müra suhe, parem korratavus, lahutusvõime ja reprodutseeritavus ning väiksem arv nõudeid mõõteseadmetele. LVI sagedusrežiim jääb vahemikku 10 kHz kuni 1 MHz ning see piiratud vahemik põhjustab raskusi rikete tõlgendamisel. SFRA meetod on väga tundlik trafo geomeetrilise muutumise suhtes ja seega on oluline teostada see trafo elu igal etapil, eriti uute trafode puhul. [41]

2.4.3. Osalahenduste analüüs

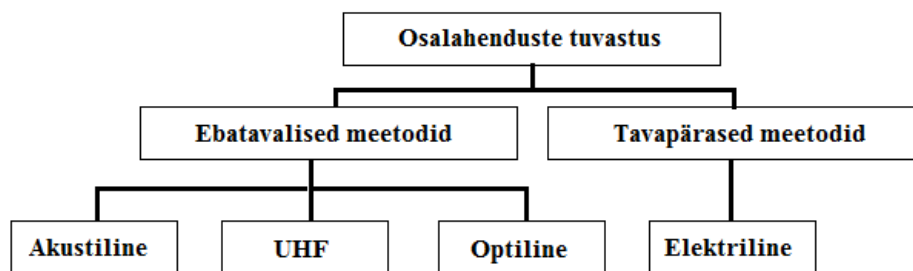
Osalahendused on üks peamisi põhjuseid trafo mähiste isolatsiooni halvenemisel. Trafode töökindlus sõltub peamiselt isolatsiooni seisundist, mistõttu on oluline avastada mistahes tekki-

riike varajases staadiumis. Osalahendus on lokaalne elektrilahendus, mis osaliselt sildab dielektriku elektroodide vahel. [44]

Osalahendused tekivad trafodes siis, kui elektriväljatugevus ületab teatud ala dielektrilist tugevust. Kui on olemas pidevalt osalahendused pika aja jooksul, siis selle tulemusena võivad isolatsiooni dielektrilised omadused väheneda, mis võib esile kutsuda seadme rikke. [11]

Osalahenduste tekkimise põhjustajateks võivad olla vananev isolatsioon ja seadme elektriline ülekoormus või selliste defektide nagu pragude ja vahemike olemasolu. [44]

Seetõttu on osalahenduste mõõtmine muutunud hädavajalikuks ning oluliseks diagnostika tööriistaks. Osalahenduse tuvastamiseks ja mõõtmisteks on välja töötatud mitmed meetodid, milleks on elektriline, akustiline, sageduslik ning optiline meetod, mis on näidatud joonisel 2.15. Osalahenduste mõõtmist on kasutatud laialdaselt trafo isolatsiooni seisundi hindamiseks kuna suur osa isolatsiooniga seotud rikestest algavad just osalahenduste tekkega.



Joonis 2.15 Osalahenduste avastamise meetodid [44]

2.4.3.1 Akustilise emissiooni meetod (AE - *Acoustic Emission*)

Trafo paagile paigaldatud andurid, mis kasutavad sagedusvahemikku 10 kHz kuni 300 kHz muundavad osalahenduste akustilise emissiooni (PDAE – *Partial Discharge Acoustic Emission*) ehk osalahenduse mehaanilise vibratsiooni akustilised signaalid elektrilisteks ning need salvestatakse arvutisse. Akustilise osalahenduste mõõtmise eelisteks on selle meetodi sõltumatus elektromagnetlistest häiretest, mistõttu on ta kasutatav ka *online* monitooringu süsteemi osana ning see meetod võib tuvastada osalahenduse asukoha tänu sellele, et akustiline signaal on tugevasti sõltuv testobjekti geometriast.

Akustilise avastamise peamiseks probleemiks on akustilise laine leviku keeruline olemus. Kuna trafod pole homogeensed seadmed, ei liigu lained ideaalses kerakujulises lainefrondis, sest osalahenduse allikas on nii väike, et seda võib vaadelda kui akustilise allikana. Teiseks

probleemiks on tundlikkus. Mitmete sumbumismehhanismide tõttu on saadavad akustilised signaalid väga madala intensiivsusega, seega peavad andurid reageerima väga väikestele osalahenduste muutustele, et avastada osalahendusi. [44]

2.4.3.2 Ülikõrge sagedusmeetod (UHF - *Ultra High Frequency*)

UHF meetodi puhul viiakse läbi 3 tegevust. Esiteks tuleb avastada osalahenduste teke, mis viitab isolatsioonirikkele. Peale andmete saamist tuleb analüüsida algandmeid, et tuvastada rike. Rikke tüübi saab kindlaks teha leides üles rikke asukoht ning võrrelda seda teadaolevate rikkemudelitega.

UHF signaalide levikuperioodi võib kasutada osalahenduste geomeetrilise asukoha leidmiseks. Lisaks sellele toetavad erinevad mõõdetavad UHF amplituudid osalahenduste asukoha määramist. Osalahenduste poolt genereeritud ülikõrget sagedust saab avastada UHF sensoritega. UHF signaali sagedusvahemik on 300 MHz-3 GHz. UHF meetodil osalahenduste avastamise eelisteks on väike müratase tänu trafo varjestatusele ning isolatsiooniõli väga madal signaali sumbumine. Samuti on see meetod immuunne välise müra suhtes kuna see andur on paigaldatud trafo sisse. Samuti puudub trafo ja UHF sensori vahel elektriline ühendus. [45]

2.4.3.3 Optiline osalahenduste avastamise meetod

Optikakiu abil on lihtne tuua kõrgepingeseadmetest tulev info seireseadmetesse, vältides ohtu inimesele ning elektromagnetilistele häiretele. Andurite testid osalahenduste juures on näidanud, et neil on piisav tundlikkus ja täpsus akustilise rõhu tuvastamiseks ka 1.3 Pa juures ning seejuures on võimeline tuvastama osalahendusi õlivanni väikestes kunstlikes vahemikes.

Erinevalt osalahenduste elektrilistest signaalidest sõltuvad optilised signaalid erinevatest teguritest nagu isolatsioonimaterjal, temperatuur, osalahenduste intensiivsus ning rõhk.

Laias laastus eristatakse kahte optilist osalahenduste avastamise meetodit. Nendeks on optilise osalahenduse otsene tuvastus ning optilise kiire muutuse tuvastamine. Optiline otsene mõõtmine hõlmab nii seadme pinnapealset kui ka sisemist mõõtmist, optilise kiire ehk opto-akustilise meetodi korral mõõdetakse osalahenduse poolt tekitatud akustilist emissiooni heli või ultraheli spektris, mille tulemuseks on optilise kiu deformatsioon. [44]

Elektriline meetodi puhul impulsi kuju, selle suhteline faasi asukoht trafo AC tsüklis ja signaali intensiivsus kõik annavad infot osalahenduste tüübi ja isolatsiooni kahjustuse tõsiduse kohta. Elektrilised mõõtmised jagatakse kahte kategooriasse: otsesageduse ja raadiosagedusliku kiirguse mõõtmine. Otsesageduse meetod nõuab, et sidekondensaator ühendatakse trafo faasi

klemmidele. Raadiosagedusliku meetodi korral kasutatakse trafo lähistel antenne. Need meetodid teevad osalahenduste *online* monitooringu väga ahvatlevaks kuna tegemist on reaalaaja mõõtmistega. Kuid elektrilistel mõõtmistel on ka piiranguid, milleks on müra vastuvõtlikkus. Trafo ümbruses esineb suur kogus elektrilist müra, mis on nii kitsasriba kui ka lairiba müra. Mõnel juhul on isegi raske eristada osalahendust mürast, kui osalahenduse impulsi laius on lühike. [44]

2.4.4. Lahustunud gaasi analüüs (DGA – Dissolved Gas Analysis)

Lahustunud gaasi analüüs on üks levinumaid meetodeid isolatsiooni seisukorra jälgimiseks, kus rikete diagnoosiks saab kasutada gaaside kontsentratsiooni ja gaasikoguseid. Nende gaaside kontsentratsioon suureneb selliste rikete korral, kui esineb ülekuumenemist, osalahendusi ja elektrikaart. Kui trafo isolatsiooniõli ja tselluloosmaterjalid puutuvad kokku ülemääraste elektriliste või termiliste pingetega, siis õlis ja tselluloosis esinevad keemilised ühendid lagunevad ja tekivad uued molekulid, mis omakorda moodustab erinevaid gaase, mis lahustuvad õlis. Et jälgida ajas nende gaaside tekkimise kiirust ja suurenemise määra, tuleb võtta mitmeid proove aja jooksul.

Töösoleva trafo äärmuslikud töötingimused, ümbritsevad tingimused ning saastumine aitavad kaasa isolatsiooni halvenemisele, mis omakorda lühendab trafo eluiga.

Peamiseks trafoõli analüüsiks on trafoõlis lahustunud gaaside kromatograafiline analüüs, mille järgi saab määrata trafo seisundit. Gaaskromatograafia korral mõõdetakse 10 sihtkomponenti, milleks on H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, C₃H₈, CO, CO₂, O₂ ja N₂. Mõõtesüsteem lahutab kindlal temperatuuride režiimil nende segu reaalaajas üksikuteks komponentideks, kus väljatuleku aeg määrab komponendi ning registreeriva detektori väljundsignaali suurus määrab komponendi kontsentratsiooni. Tabelis 2.3 on toodud rikete tüübid ning tekkinud gaasid.

Tabel 2.3 Trafo rikete tüübid ja nendega kaasnevad gaasid [9]

Rikete tüübid	Genereeritud gaasid	Sisaldus (ppm)
Soojuslik/õli	C ₂ H ₄	50-200
Soojuslik/paber	CO	350-1400
Soojuslik/paber	CO ₂	2500-10000
Elektriline/osalahendus	H ₂ , CH ₄	120-1000
Elektriline/kaarlahendus	H ₂ , C ₂ H ₂	35-80

Kui selle analüüsi tulemusena on leitud viga, siis teostatakse trafoõli ionooli sisalduse ja niiskuse sisalduse mõõtmised, trafoõli pindpinevuse ja läbilöögipingi mõõtmine ning trafoõlis mehaaniliste lisandite määramine. Nende mõõtmiste abil saab esialgse analüüsi tulemusena avastatud viga positsioneerida, kas viga on õlilisandites, niiskuses või milleski muus.

Trafo ressursi (kui kaua ta töötanud on ja milline on jääkressurss) saab hinnata trafoõlis lahustunud furaaniühendite kontsentratsiooni (kaudne polümerisastiooni aste) mõõtmise ja trafo isolatsioonipaberi polümerisatsiooniastme otsese määramise kaudu. [8]

2.4.4.1 Paberi polümerisatsiooniaste (DP-*Degree of polymerization*)

Jõutrafole on määravaks paberisolatsiooni seisund ning paberi vananemise indikaatoriks on polümerisatsiooniaste, mille määramise meetod põhineb paberi lahustamisel vasketüleendiamiinis ja saadud lahuse viskoossuse mõõtmisel, mida on detailselt kirjeldatud IEC 60450:2004+AMD1:2007 standardis.

Polümerisastiooniastet saab määrata kas otsese või kaudsete mõõtmistega. Otsesel mõõtmisel peab trafo avama ning proovid võetakse nt mähise alt, keskelt ja tipust ning mõõdetakse lahuse viskoossust. Mida kõrgem on viskoossus, seda pikemad on tselluloosiketid ning seda kõrgem on polümerisatsiooniaste ja tugevam paber. Selle eelduseks on aga paberiproovide täielik lahustuvus, vastasel juhul näitavad mõõtmised vale väärtust.

Kaudsel mõõtmisel vaadeldakse paberi lagunemisprodukte trafoõlis, milleks on furaaniühendid, metanool ning CO₂ ja CO₂/CO suhe. [46]

Furaaniühendite sisaldus õlis sõltub õli temperatuurist, neutralisatsiooni väärtusest, mustuse sisaldusest, õli/paberi suhtest, õli tüübist, paberi tüübist (termostabiliseeritud või mitte). Täpne seos furaanisalduse ja polümerisatsiooniastme väärtuse vahel puudub hetkel, kuid on võimalik siiski teha trendianalüüsi, kus furaanide sisalduse muutuse põhjal saab teavet tahke isolatsiooni soojusliku käitumise kohta aastate jooksul. [47]

Uuel paberil on tavaliselt polümerisatsiooniaste 1000-1100 (defineeritud IEC60450) ning kõrge tõmbetugevus. Polümerisatsiooniaste väheneb enamvähem järsult sõltudes peamiselt trafo temperatuurist ning muudest teguritest nagu õli happesusest, niiskusest ja hapnikusisaldusest. Mida halvem on paberi kvaliteet, seda madalam polümerisatsiooniaste. Hetkel loetakse kõige madalamaks polümerisatsiooniastme väärtuseks 200, mille juures trafo võib töötada. [46]

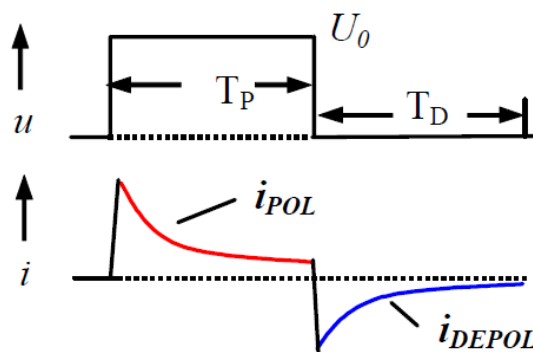
Paberisolatsiooni seisundit indikeerivad suurused on toodud tabelis 2.4.

Tabel 2.4 Polümeerisatsiooniate ja sellele vastav isolatsiooni seisundi hinnang [8]

Polümeerisatsiooniate	Hinnang isolatsiooni seisundile
>800	Isolatsiooni seisund on hea
500-750	Isolatsiooni seisund keskmine
200-450	Isolatsioon on vana
<200	Paber on minetanud oma mehaanilise tugevuse, trafo eluea lõpp

2.4.4.2 Polarisatsiooni/depolarisatsiooni voolude mõõtmine (PDC – Polarization and depolarization currents)

Isolatsioonimaterjali muutuva polarisatsiooni omaduse tõttu on võimalik kasutada mõõtmisteks PDC meetodit, mille korral rakendatakse kõrgepinge ja madalpinge mähistele alalispinge sammuga 100V teatud aja jooksul, mida loetakse polarisatsioonikestuseks. Seega trafos liikuv laadimisvool on polarisatsioonivool. See on impulsi sarnane vool pinge rakendamise ajal, mis väheneb polarisatsioonikestuse ajal teatud väärtuseni, mis on määratud isolatsiooni juhtivusega. Peale polarisatsiooniaja möödumist dielektrik lühistatakse, seega laadimisvool läheb üle negatiivsele väärtusele, mis läheneb järkjärgult nullini ning need väärtused salvestatakse analüüsi seadmesse. Joonisel 2.16 on kujutatud polarisatsioonivoolu tüüpiline lainekuju. [48]



Joonis 2.16 Polarisatsioonivoolu lainekuju [48]

2.4.4.3 FDS Sageduse spektroskoop

Selle kaudu on võimalik mõõta dielektrilise kao tegurit ($\tan \delta$) sagedusega võrreldes. *Online* dielektrilise kao teguri mõõtmised on laialdaselt kasutuses ning on tõhus meetod isolatsiooni

vananemise analüüsiks. $\tan \delta$ väärtus võib kajastada mitmeid isolatsiooni vigu ning isolatsiooni vananemist.

FDS meetod seisneb selles, teostatakse impedantsmõõtmised sagedusvahemikus 1000 Hz kuni 0,001 Hz. Selleks rakendatakse muutuva sagedusega sinusoidaalne pinge ning isolatsiooni läbiv vool registreeritakse. Kui objekti impedants on teada, siis saab määrata muud parameetrid mahtuvuse, dielektrilise kao või $\tan \delta$ näol. FDS meetodile mõjub väiksem elektromagnetiline müra, seega tulemused on usaldusväärsemad. [49]

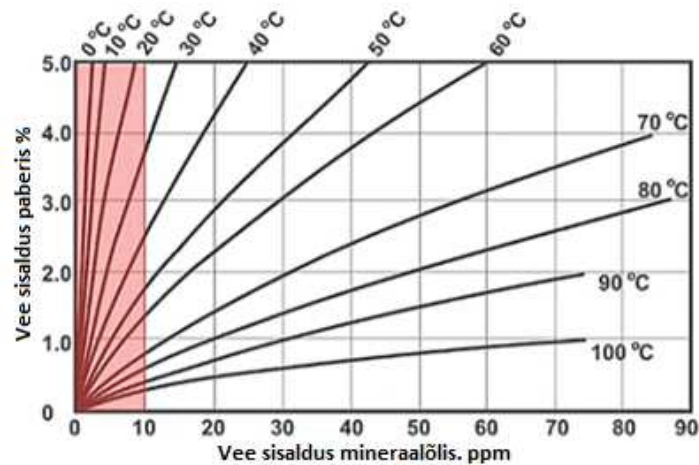
2.4.4.4 Taastuvpinge mõõtmine (RVM – Recovery Voltage Measurement)

Seda kasutatakse trafo õli-paberi polarisatsiooni sagedusspektri mõõtmiseks. Selle meetodi puhul rakendatakse sammupinge teatud laadimisaja jooksul. Seejärel seade lühistatakse lühikese aja jooksul (tühjakslaadmise aeg) ning seejärel lülitatakse ta jällegi voluvõrku. Sel juhul ilmub materjali klemmide vahele pinge. See pinge on taastuvpinge, mis on tingitud materjalil lõpetamata depolarisatsiooni protsessist. Taastuvpinge mõõtmisi tuleb korrata erinevate laadimisaegade saavutamiseks, mis moodustab nn polarisatsioonispektri. Et seda spektrit saavutada, peab laadimise ja tühjakslaadmise aja vahel olema sama suhe kõikide mõõtmiste korral. Saadud niiskusprouid võrreldakse laboris saadud mõõtmistega ning polariseerivate spektrite võrdlusele saab hinnata niiskusesisaldust. [49]

2.4.5. Niiskuse sisalduse monitoorimine

Niiskuse all on mõeldud trafodel paberis või õlis lahustunud vee sisaldust. Niiskust võib trafos esineda isolatsiooni süsteemi erinevates osades, milleks on tahke isolatsioon, õlis lahustunud osana või trafopaagi põhjas. Vesi võib seguneda õliga tihendite lekkimise, vale käitlemistehnika või isolatsioonipaberi ja õli lagunemisest. Kuna paber laguneb, tekib süsinikdioksiid ja vesi ning isoleeriva õli vananedes moodustuvad vesi, happed, sete ja muud ühendid. Seega on vee olemasolu vältimatu trafo eluea etapi jooksul. Niiskuse liikumine tahke isolatsiooni ja õli vahel sõltub peamiselt koormustest ja temperatuurist. Trafo töös olles soojenemise tagajärjel liigub niiskus tahkest isolatsioonist õli sisse ning liigub tagasi tahke isolatsiooni sisse, kui jahtub. Seda nimetatakse tasakaaluks. Kuigi on oluline teada isolatsioonis esinevat niiskusetaset, on seda väga raske mõõta isolatsioonist otseselt. Sel eesmärgil on olemas tasakaalukõver, mis kujutab tahkes isolatsioonis esinevat niiskust protsentuaalselt, mida on näidatud joonisel 2.17. Sel diagrammil on kaks parameetrit, mis on õli temperatuur ja niiskus. Samas erinevad diagrammid reaalsetest mõõtmistest, seega tuleb ettevaatlikult erinevaid diagramme kasutada, kuna need on

tekitatud eksperimentaalsete andmetega. Õlis sisalduvat niiskust seevastu saab mõõta õliproovide näol. [11]



Joonis 2.17 Tahke isolatsiooni protsentuaalse niiskuse tüüpilised tasakaalukõverad [50]

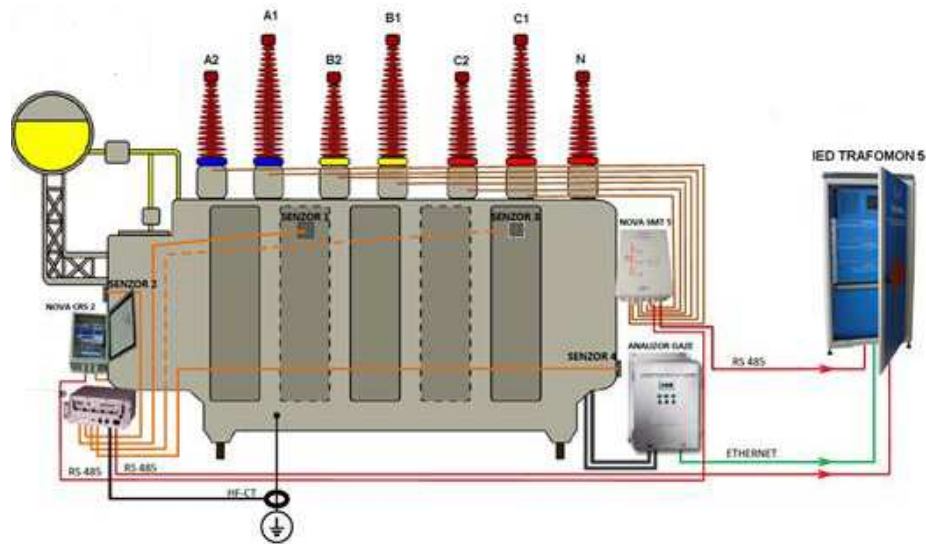
2.4.6. Läbiviikude monitoorimine

Läbiviikude isolatsiooni läbiva voolu monitoorimiseks saab kasutada $\tan \delta$ meetodit, millega saab määrata läbiviikude seisundit. Seda mõõtmist tuleks teostada täisvõimsusel. Korras läbiviigu puhul on see vool enamasti mahtuvuslik väikese vastujärgnevuskomponendiga. Vastujärgnevusvool põhjustab isolatsioonimaterjalis dielektrikus soojuskadusid.

$\tan \delta$ meetod kasutab lekkevoolu vektori summat. Seda mõõdetakse kolmefaasilises süsteemis kolmel läbiviigul. Need kolm lekkevoolu on faasinihkega 120 kraadi. Tavaliselt on lekkevoolude magnituud ühesugune. Ideaalolukorras oleks kõikidel läbiviikudel sarnane mahtuvus ning kolme faasi pinged tasakaalus. See tähendab, et kolme lekkevoolu summa on palju väiksem, kui iga eraldi võetud lekkevoolu suurus. Kui esineb muutus A faasi läbiviigu mahtuvuses või hajuvusteguris, siis muutub ka A faasi lekkevool. Muutuse vektor, mis kajastab A faasi voolu nihet oma algväärtuselt lõppväärtuseni kajastub ka voolude summas. Seejärel võrreldakse vektori muutumist summaarse vooluga ning seeläbi avastatakse läbiviikude impedantsis tekkivad muutused.

Läbiviikudel rakendatakse väikese sagedusega pinge peajuhile mõõtes samal ajal voolu. Kaotegurit, mida nimetatakse ka $\tan \delta$, arvutatakse mõõdetud voolu ja kadudeta ideaalse voolu vahelise nurga δ tangensfunktsioonina. Võimsustegur on $\cos \Phi$, mis on väljundpinge ja mõõdetud voolu vaheline nurk.

Selleks paigaldati ajavahemikul 2010-2013 a. Ühte 400/110kV pingega alajaama ja kahte 220/110kV pingega alajaama kõikidele primaarseadmetele (jõutrafad, šuntreaktorid võimsuslülitid, lahklülitid, voolutrafad, pingetrafad ja liigpingepiirikud) reaalajas monitooringu ja diagnostika seadmed. Paigaldatud süsteemiks osutus NOVA TRAFOMON5, mis on kujutatud joonisel 2.19.



Joonis 2.19 TRAFOMON süsteemi seadmete ülevaade [53]

NOVA-TRAFOMON on *online* monitooringu ja diagnostika süsteem, mida saab kliendi soovil integreerida ükskõik millise monitooringu seadmega rahvusvahelisel turul. Kasutaja jaoks on aga probleem selles, et iga uue monitooringu süsteemi konfiguratsiooni korral tuleb teostada analüüs nii tehnilise kui ka majandusliku tõhususe poole pealt (monitooringusüsteemi maksumus/lisainfot, mida on võimalik saada, võimalik rikete avastamise efektiivsus).

TRAFOMON 5 iga alamsüsteem koosneb ka ühes IED-st (*Intelligent Electronic Device*) ehk siis mikroprotsessorileest, mis saadab sensoritest/anduritest, muunduritest tulevad signaalid, mõõtmised ning töö parameetritest ja jälgitava seadme hetkväärtustest juhtimiskeskusesse või kaitsetesse.

TRAFOMON 5 abil saab koguda trafo seisundi kohta reaalajas erinevat infot, milleks on:

- **Trafo töötamise tingimused:** trafo töötab etteantud parameetrite juures
- **Trafo tööparameetrid,** milleks on kõikide faaside voolud ja pinged nii kõrgepinge- kui ka madalpingepoolel, ülekoormused, pingetõus, sagedus, võimsustegur, aktiiv-, reaktiiv- ja näivvõimsus, trafo kaod ning astmelüliti aste, millel trafo töötab.

- **Trafo aktiivse osa** (südamik+mähised+sisemised ühendused) **töötingimused:** lahustunud gaasi kontsentratsioon ja muutumise kiirus õlis (H_2) ning vajadusel on ka võimalik mõõta C_2H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , CO_2 , O_2 ning N_2 . Samuti on võimalik mõõta ka osalahendusi kas siis osalahenduste poolt genereeritud akustilise signaali mõõtmise teel või akustilise ja elektrilise signaali mõõtmise teel. Lisaks toimuvad mõõtmised veesisalduse määramiseks õlis ning tahkes isolatsioonis ning monitooritakse ka mähise temperatuuri, õli temperatuuri, kuuma punkti temperatuuri ning välistemperatuuri.
- **Jahutussüsteemi töötingimused:** Töötavate jahutite (ventilaatorite) arvu kuvamine, õlipumpade ja ventilaatorite töötamise kuvamine, jahutite töötamise efektiivsuse hindamine, kogu töösoleku aja kuvamine
- **Kõrgepinge läbiviikude isolatsiooni seisundi jälgimine, mis on varustatud kao/võimsusteguri mõõtmisega:**
Dielektrikust C_1 läbi mineva voolu mõõtmine (lekkevool), sama faaside läbiviikude ebabalansivoolu mõõtmine, C_1 dielektriku mahtuvuse mõõtmine igal kõrgepinge läbiviigul, läbiviigu isolatsiooni vahelise nurga $\tan \delta$ mõõtmine.
- **Koormusastmelüliti töötingimused:** astmelüliti tööasendi monitoorimine, ajami mootor mehhanismi koormusvoolude mõõtmine, astmelüliti lülitamiste arvu lugemine. Samuti on võimalik mõõta temperatuuri erinevusi ümberlülituskambris oleva õli ja trafopaagis oleva õli vahel ning teostada ka astmelüliti töötamise ajal vibratsiooni mõõtmist.
- **Õli paisupaagi seisund:** õli tase mahutis, õli kaitsemembraani seisund, signaal hetkel, millal õli saavutab kas miinimum või maksimum taseme ning lisaks veel ka trafo tehnoloogiliste kaitsete monitoorimine nagu gaasirelee signaal ja väljalülitus ja ülerõhuga seotud mõõtmised.

Online DGA monitorid esitavad elektrilist laadi defekte viivitusega sõltudes sellistest faktoritest nagu rikke tüüp ja intensiivsus, õli mahust paagis jne). Nende kahe juhtumi puhul saavutati atsetüleen C₂H₂ alarmi tase peale 384h (250/250/60 MVA trafo puhul) ning 4 tunni möödudes (200/200/60mVA trafo puhul). Teise trafo puhul avastas monitooringusüsteem elektrilist laadi defekti 2 tundi enne trafo sunniviisilist väljaviimist (diferentsiaalkaitse rakendumisega). Edasise visuaalse kontrolliga tehtud analüüs kinnitas defekti iseloomu ja asukoha, mis oli indikeeritud TRAFOMON 5 poolt. Elektrilahendused kadusid ise 30 minutit enne trafo väljalülitumist. [53], [54]

3. Lülitid

Elektrisüsteemis ei ole normaaltalitusel tarvis tarbijaid või tootjaid süsteemist eraldada, kuid võimalike rikete välja lülitamiseks või elektriõhtuse tagamiseks tuleb kasutada selliseid seadmeid, mis suudaks katkestada elektriahela ning tekitada ohutuse tagamiseks vajalikud õhkvaahemikud. Selleks kasutatakse alajaamades lüliteid, mis peavad suutma täita mitmeid ülesandeid nagu lahutama koormus/lühisvoolu või maandada seadmeid. Sõltuvalt lülite asukohast süsteemis peavad need taluma väga erinevaid elektrilisi suurusid, milleks võivad olla ühelt poolt normaaltalitusvoolud (koormusvoolud), mis ulatuvad mõnesajast amprist paari tuhande amprini ning teiselt poolt lülitama mõnekümne kiloamprini ulatuvaid anormaaltalitusvoolusid ehk lühisvoole. Selle tõttu moodustavad võimsuslülitid alajaama lülitusseadmetest kõige tähtsama osa. Võimsuslülite keeruline ehitus teeb seadme maksumuse kõrgeks.

3.1. Võimsuslülitid

Võimsuslülitid on seade, mis on ette nähtud elektriahela normaaltalitusvoolude, lühisvoolude ja liinide ning tühijooksus trafode sisse- ja väljalülitamiseks. Võimsuslülitid ülesanne on ahela lahutamisel tekkiv elektriäär kustutada.

Vooluga elektriahela katkestamisel tekib katkestuskohal alati pinget, mille väärtus sõltub ahela induktiivsusest ja voolu muutumiskiirusest. Indutseeritud pinget tõttu tekib kontaktide vahele alati sädelahendus. Kui elektriahelas on piisava võimsusega toiteallikas, läheb sädelahendus seejärel üle elektriäärilahenduseks ehk elektriääraks.

Elektriäär iseloomustab suhteliselt madal kontaktide vaheline pingelang 10-20 volti ja suur voolutihedus 100...1000A/mm². Elektriäär temperatuur tõuseb 6000...25000 K. Voolu kasvades pingelang kaarevahemiku algul väheneb, seejärel aga praktiliselt enam ei muutu. [55]

Elektriäär põlemise eelduseks on kaarevahemiku ioniseerumine ja voolujuhiks muutumine. Õhu ioniseerumine võib toimuda kõrge temperatuuri, tugeva elektrivälja ja muude faktorite mõjul ehk elektriäär saab eksisteerida nii kaua kuni on olemas termoionisatsioon. [4] Termoionisatsioon lakkab siis, kui elektrivool katkeb. Vahelduvvoolu elektriäär puhul peab vool läbima nullpunkti, et elektriäär saaks kustuda. Samas elektriäär süttib normaalolukorras uuesti pool perioodi hiljem. Kui seda taassüttimist takistada, on võimalik suhteliselt lihtsalt

välja lülitada suuri voolusid. Kaare taassüttimise vältimiseks peab kaarejälje deioniseerumine ja selle elektrilise tugevuse taastumine toimuma kiiremini, kui taastub pinge antud vahemikul.

Võimsuslülitid peab elektrikaare võimalikult kiirelt kustutama kontaktide kahjustuse vältimiseks kuna elektrikaare toimel avanenud kontaktid kuumenevad oluliselt ning seejuures kuluvad vähendades seadme töökindlust ja iga. Lisaks kontaktide võimalikele kahjustustele kõrvetab elektrikaar ka kaarekustutuskaamrit. Selle vältimiseks kasutatakse võimsuslülitite kontaktide kiiret eraldumist ning õhust elektriliselt tugevamat keskkonda. [56]

Peamiseks elektrikaare kustutamise vahendiks on olnud gaasi puhumine, mille käigus puhutakse elektrikaare sambas juba põlemise ajal läbi mitmesuguseid gaase, millega suurendatakse ühelt poolt vabade laengukandjate difusiooni vabasse keskkonda ja teiselt poolt langetatakse kaare samba temperatuuri. Need gaasid võivad olla varem ettevalmistatud gaasid või siis gaasid, mida genereeritakse kohapeal. Kuna samba põhiline ionisatsiooni liik on termoionisatsioon, siis temperatuuri langetamisega vähendatakse termoionisatsiooni kiirust.

Peamiselt kasutatakse elegaasilülitid (SF₆). SF₆ gaasil on suurepärased dielektrilised, kaare kustutamise ja keemilised ning muud füüsikalised omadused, mis on tõestanud oma paremust võrreldes teiste kustutuskeskkondadega nagu õli ja õhk.

3.1.1 Elegaasilülitid

Elegaasil on väga head isoleerivad ja kaarekustutamise omadused. Nimelt elegaas on mittesüttiv gaas ja see on äärmiselt stabiilne ja inertne ning selle tihedus on viis korda suurem õhust. SF₆ on elektronegatiivne gaas, mis tähendab, et vabad elektronid eemaldatakse kergelt elektrilahendusest negatiivsete ionide moodustumisega. Sellel on unikaalne rekombinatsiooni võime. See on 100 korda tõhusam kui õhk kaarekustutuskeskkonnana. Ning selle dielektriline tugevus on 2,5 korda suurem õhust ning 30% väiksem kui dielektriliseõli puhul. Kõrge rõhu korral suureneb gaasi dielektriline tugevus.

Kui elektrikaar põleb SF₆ lülitis, siis selle tulemusel gaas laguneb ja tekib fluor, mis on keemiliselt väga agressiivne. Elegaasilülitis on halb see, et võimsuslülitis võib esineda ka vett, mistõttu niiskus peab olema viidud miinimumini. Seda saavutatakse erinevate absorberite kasutamisega.

SF₆ lülitid peab olema hermeetiline, gaasi väljalaset ei toimu. Gaas liigub ringtsüklis. SF₆ lülitis toimub lülitamine vedruajamite abil (kambris asuvat isoleervarrast liigutab ajam, mis omakorda

liigutab kontakte). 110kV pingeastmel on kasutuses üks kaarekustutuskaamber, 330kV ja enama pingega võrgus on kasutuses kaks kaarekustutuskaamrit. [4]

Joonisel 3.1 on näidatud ABB EDF SK1 tüüpi SF6 võimsuslüliti koos juhtimismehhanismiga FSA, mis koosneb kolmest eraldiseisvast poolusest, mis koosnevad pooluse alusele toetuvast alumiiniumosast, tugiisolaatorist, mille sees liiguvad juhthoovad ja ülemisest lahutuskambrist. Iga lahutuskamber koosneb omakorda tugiisolaatorist, mis koos alumise ja ülemise flantsiga moodustavad kesta ja ülemisest ning alumisest voolujuhtivast klemmist koos kontaktide süsteemiga. Ülemisele voolujuhtivale klemmile on kinnitatud liikumatud kontaktid ning alumisele voolujuhtivale klemmile liiguvad kontaktid.



Joonis 3.1 ABB EDF SK -1- tüüpi SF6 võimsuslüliti koos juhtimismehhanismiga FSA [57]

Võimsuslüliti poolused on pidevalt täidetud SF6 gaasiga, tavaliselt rõhul kuni 0,7 MPa temperatuuril 20C. Gaasirõhu tõus ja gaasi liikumine, mis on vajalik väljalülitamise käigus tekkiva elektrikaare kustutamiseks tekitatakse osaliselt gaasi kokkusurumise teel ja osaliselt elektrikaare poolt genereeritava energia mõjul. Väljalülitamise käigus tõmmatakse liikuvat kontakti allapoole üle paigalseisva kolvi ja sellega surutakse kokku piisav hulk gaasi, mis liigub suurel kiirusel läbi kontakti ülaosas asetsevate vedrude. Samal ajahetkel lahutuvad kaarekustutuskontaktid ja nende vahele tekib elektrikaar. Erikujuga otsik juhhib väljavoolavat gaasi elektrikaare suunas.

Pidevaks voolu juhtimiseks suletud seisundis on võimsuslülitid varustatud eraldisesivate kontaktidega, mis ei ole seotud elektrikaare kustutamiseks. Sisse lülitamisel surutakse liikuvat kontakti ülespoole kuni kontaktid ühilduvad ja silinder täitub uuesti gaasiga

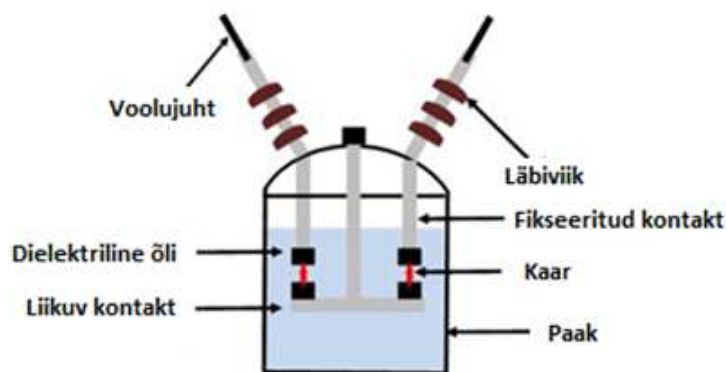
ED SK võimsuslülitid on varustatud FSA-tüüpi vedru-mootorajamiga. Ajam on ühendatud võimsuslülitid poolustega hoovastiku abil.

Nii sisse- kui ka väljalülitamiseks vajaminev energia salvestatakse vinnastatud vedrudesse, mis asuvad ajami kehas. [57]

3.1.2 Õlilüliti

Õlilülitite puhul on kaare kustutamiseks kasutatud õli dielektrilise või isoleeriva keskkonnana.

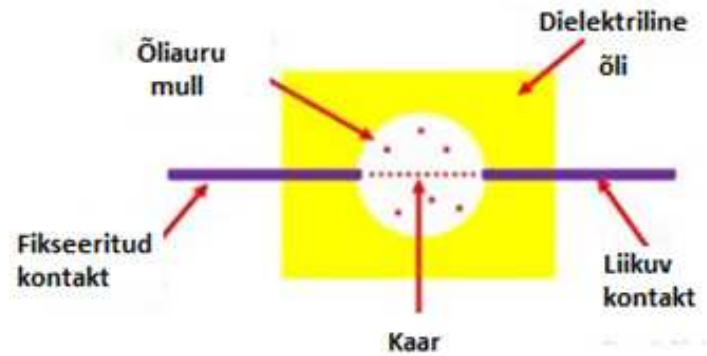
Õlilüliti ülesehitus on väga lihtne. See koosneb voolukandvatest kontaktidest, mis on ümbritsetud tugevast ilmastikukindlast metallkorpusest, mis on täidetud trafoõliga. Õli toimib nii kaarekustutusvahendina kui ka isoleeriva materjalina pingestatud osa ja maa vahel. Õlipaagi ülaosa on täidetud õhuga, mis toimib pehmendusena, et kontrollida eemale tõugatavat õli gaasi tekkimisel ümber kaare ning imab endasse õli ülesliikumisel tingitud mehaanilist stressi. Lüliti korpus on kindlalt kinnitatud, et juhtida välja suure voolu katkestamisel tekkivat vibratsiooni. Joonisel 3.2 on näidatud õlilüliti ehitus.



Joonis 3.2 Õlilüliti ehitus [58]

Normaaltalitluse ajal on õlilüliti kontaktid suletud ja neid läbib vool. Kui süsteemis tekib rike, siis õli sees asuvad kontaktid avanevad ning nende vahele tekib elektrikaar. Selle kaare tõttu vabaneb suures koguses soojust ja saavutatakse väga kõrge temperatuur, mis ümbritseva õli aurustab gaasiks ehk siis kui isoleerõli allutada kõrgetele temperatuuridele, hakkab isoleerõli lagunema, millest 50% moodustavad lagunemissaadused ja 50% õliaur. Lagunemissaadustest 70% moodustab vesinik ja 30% kerged gaasilised ühendid. Gaas, mis vabaneb, ümbritseb kaart ning

tema plahvatuslik kasv ümber kaare surub õli eemale. Kaar kustub siis, kui fikseeritud ja liikuva kontakti vaheline kaugus jõuab teatud kriitilise väärtuseni, mis sõltub kaare voolust ja taastumisingest. Joonisel 3.3 on näidatud fikseeritud ja liikuva kontakti vaheline kaugus õlilülitites. [58]



Joonis 3.3 Fikseeritud kontakti ja liikuva kontakti vaheline kaugus õlilülitites [58]

Õlilülitid jagatakse kahte klassi, milleks on õlirikkad lülitid, kus lahutatud kontaktid jäävad õli sisse ning õlivaesed lülitid, kus üks kontakt tõstetakse õlist välja ning isolatsiooni moodustab õhk. Võrreldes gaasülütitega on õlilülititel teatud eelis – gaasi ei leki välja. Kui õlilülitis elektrikaar põleb liiga kaua, siis gaas pääseb õli pinnale moodustades paukgaasi. [4]

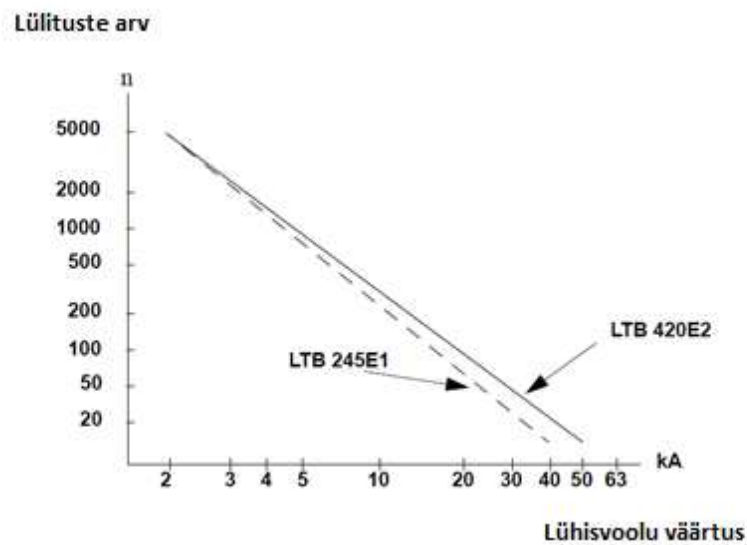
3.1.3 Võimsuslüliti tehnilise seisukorra määramine

Võimsuslüliti tehniline seisukord on määratud peamiselt nelja näitajaga. Nendeks on võimsuslüliti ajami töökiirus, elektrikaare kustutamise keskkond, võimsuslüliti isolatsiooni omadused ning kontaktide seisukord, mis on mõjutatud elektrikaare termilise toimega.

Samuti on oluliseks tehnilise seisukorra aspektiks võimsusülütite juhtimisseadme olukord. Tehnilise seisukorra täpsemaks hindamiseks on tootjatehased andnud omapoolsed soovitused ja andmed. Peamiseks näitajaks on lülitustsüklite arv, mille puhul tuleb siiski eristada mehaaniliste ja elektriliste lülituste arvu vahel. Iga võimsuslüliti on projekteeritud selliselt, et see talub ilma tõrgeteta tehase poolt ette antud lülitustoimingute arvu. [56]

Joonisel 3.4 on näha ABB võimsuslüliti LTB420 näitel lülituskordade arvu ja lühisvoolude suuruse omavahelist sõltuvust. Kuigi lüliti on projekteeritud 5000 mehaanilisele lülitusele, sõltub tema elektriliste lülituste arv siiski lahutatava lühisvoolu suurusest. Mida suurem on lahutatav lühisvool, seda rohkem ta põletab ja lõhub nii kontakte kui ka kustutuskambrit, mille tingib asjaolu, et suuremat lühisvoolu lülitades kuumenevad ja kulumavad võimsuslüliti kontaktid

kiiremini võrreldes väikese vooluga. Nagu jooniselt näha on, suudab võimsuslülitite lülitada kahe kiloamprist voolu ca 5000 korda, samas 50 kiloamprist voolu vaid ca 15 korda



Joonis 3.4 Lühisvoolude suuruse ja lülituskordade arvu omavaheline suhe [59]

Sellest saab järeldada, et võimsuslülitite tehnilise seisukorra hindamiseks tuleb analüüsida täpsemalt nii mehaaniliste lülituste arvu kui ka välja lülitatud voolude väärtusi. Kuna seisukord sõltub nii mehaaniliste kui ka elektriliste lülituste arvust, ei saa kohe järeldada, et lülituste arvu täitumine tähendaks võimsuslülitite tehnilise ressursi ammendumist.

IEC 62271-100 standardi järgi on võimsuslülitite seisukorra hindamiseks teostatavad testid järgmised: 1. Kontaktide sulgemise ja avanemise aja mõõtmine, mis hindab võimsuslülitite mehaanilist töötamist 2. Kontaktide üleminekutakistuse mõõtmine, mis hindab võimsuslülitite kontaktide seisukorda 3. SF6 sisalduse ja niiskuse mõõtmine ning õliproovide tegemine, mis hindab kustutuskambri keskkonda 4. Isolatsiooni kontroll kas tan δ mõõtmise või osalahenduste/termokaamera abil, mis hindab võimsuslülitite isolatsiooni 5. Juhtimiseadme kontroll minimaalse lülituspinge lülituse tegemisel, mis hindab võimsuslülitite juhtimissüsteemide seisukorda. [56]

Nende testide kaudu on võimalik tuvastada võimsuslülitite erinevate komponentidega seotud võimalikke rikkeid, mille saab paigutada nelja üldkategoriasse ning nendeks on kontakti kuumine, dielektriline järeleandmine, mehhanismiga seotud probleemid ning juhtimisahela rikked.

Kontakti kulumise all on mõeldud kumulatiivseid liigest katkestamisest tingitud vigastusi, mille tagajärjel võib juhtunud katastroofilisi rikkeid. Dielektriline järeleandmine toimub saastunud õli ning muude asjaolude tagajärjel, mis põhjustavad elektriikaare liigset kestust. Sellised olukorrad põhjustavad pikema rikke eraldusaja, mis võib järk-järgult viia lüliti rikkeni. Mehhanismiga seotud probleemid on sellised mehaanilised rikked nagu kulunud osad, külmunud kinnitused, defektsed lülitusvardad, pneumaatiliste või hüdrauliliste süsteemide häired, mis võivad järk-järgult areneda (degradatsioon) või tekkida äkitselt komponendi rikkest. Juhtimisahela rikked võivad olla põhjustatud lühistatud poolid, avatud või lühistatud ahelate tõttu. Need rikked võivad tekkida samuti kas äkitselt, kus lühis võib tekkida juhtme abrasiooni tõttu, ahela katkemisel lahutamise ebaõnnestumise tagajärjel või järk-järgult pooli isolatsiooni riknemisel, mis tekitab lühise. [60]

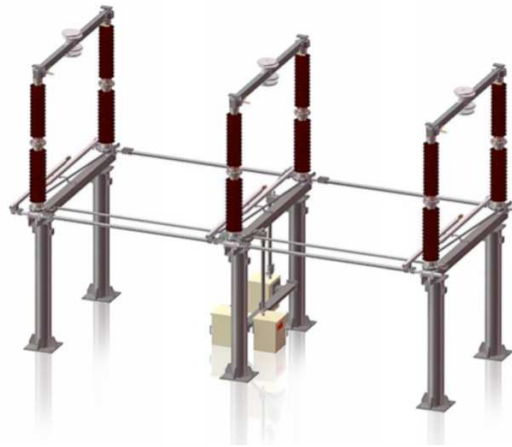
Eesti kontekstis ei ole paraku võimsuslülitite väljalülitusvoolude mõõtmine hetkel kasutuses, mistõttu teostatakse muid teste ja mõõtmisi, mis on määratud tootjatehase poolt seisukorra hindamiseks. Hetkel Eleringis automaatset väljalülitusvoolude mõõtmisüsteemi töös ei ole. Mõõdetakse ainult lühiste tõttu tekkinud võimsuslülitite väljalüülimisega kaasnenud väljalülitusvoolude väärtuseid, mis saadakse kätte alajaama relekaitsete sündmuste logidest. Normaaltalitluse korral võimsuslülitite opereerimisel aga väljalülitusvoolusid ei salvestata ega fikseerita. Lülituskordasid fikseeritakse alajaamas mitu korda aastas nn alajaamade visuaalsete ülevaatuste raames. Teoorias oleks võimalik hetkel normaaltalitusel lülite opereerimisel väljalülitusvoolusid salvestada operaatori SCADA vahendusel, mis eeldab seda, et peab teadma iga lülitust võrgus ning jälgima lülituse ajal koormusvoolusid või tekitada filter nende andmete kättesaamiseks, et astuda esimesi samme seisundipõhise hoolduse suunas.

Võimsuslülitite hoolduse ajal (mis antud hetkel on teostatavad perioodipõhise hoolduse järgi) teostatakse järgmisi mõõtmisi: Võimsuslülitite lülitusaja ning ajami töövoolu ja vinnastusaja mõõtmine (Sisse-välja lülitusaega mõõdetakse primaarkontaktidelt ja aja mõõtmist alustatakse kaitse töö imiteerimise algusest primaarkontaktide avanemise-sulgemiseni), kontaktide üleminekutakistus (mõõtmine min.vooluga). Lahklüliti ja maanduslülitite puhul teostatakse kontaktide üleminekutakistuse mõõtmine.

Samuti teostatakse juhtimispoolide minimaalse toimimispinge mõõtmine pärast hoolet. SF6 lüliti korral teostatakse ka kaarekustutusseadmete toimimisaegade mõõtmine pärast hoolet; normaalne sisse- ja väljalülitamine, peakontaktide lühima kinni olekuaja mõõtmine, kiire taaslülitusautomaatika, poolustevaheline aegade erinevus. [61]

3.2. Lahklüliti

Lahklüliti on kaarekustutuskambrita kommutatsiooniparaat. Lahklüliti eesmärgiks on isoleervahemike loomine elektriahelas ohutuse eesmärgil ning isoleervahemik peab olema nähtav, mis tähendab, et lahklüliti on ettenähtud selleks, et tagada elektrisüsteemi pingetus remondi- hooldustöödeks. Lahklüliti on näidatud joonisel 3.5



Joonis 3.5 Lahklüliti [62]

Sellele isoleervahemikule kehtivad ohutusnõuded, mis on kirjas standardis EVS-HD 637 "tugevvoolupaigaldised nimivahelduvpingele üle 1kV", millest märkismisväärsed on välja toodud tabelis 3.1 ja tabelis 3.2.

Tabel 3.1 Vähimad õhkvahemikud pingepiirkonnas B ($52 \text{ kV} \leq U_m < 300 \text{ kV}$) [63]

Võrgu nimi- pinge U_n kV	Seadme suurim lubatav kestevpinge U_m kV	Normitud lühiajaline võrgusageduslik taluvuspinge kV	Normitud pikseimpulss- taluvuspinge 1,2/50 μs (tippväärtus) kV	Vähim faas- maa- ja faas- faas õhkvahemik (N) mm
110	123	185	450	900
		230	550	1100

Tabel 3.2 Vähimad õhkvaheemikud pingepiirkonnas C ($U_m \geq 300$ kV) [63]

Võrgu nimi- pinge U_n kV	Seadme suurim lubatav kestev- pinge U_m kV	Normitud faas-maa- lülitus- impulss- taluvus- pinge 250/2500 μs (kV)	Vähim faas-maa- õhkvaheemik		Normitud faas-faas- lülitus- impulss- taluvus- pinge 250/2500 μs (kV)	Vähim faas-faas- õhkvaheemik	
			Juht- tarind mm	Varras- tarind (N) mm		Juht- rööp- juht	Varras- juht
	362	850	1900	2400	1300	2700	3200
		950	22000	2900	1425	3100	3600

Lahklüliti on võimeline elektriahelat avama ja sulgema, kui katkestatakse või lülitatakse sisse tühiselt väikest voolu või kui lahklüliti mistahes pooluse klemmide vahel ei teki märgatavat pingemuutust. Lahklüliti asendit peab saama ka lukustada, et välistada tahtmatut sisse lülitamist. Põhikonstruktsiooni element on liikuv lahklüliti nuga..

3.2.1 Lahklüliti tehnilise seisukorra määramine

Kuna lahklülite peamisteks rikete põhjusteks on nende ebapiisav termiline või mehaaniline tugevus ning ajami tõrkumine, on lahklüliti tehniline seisukord määratud kolme näitajaga. Nendeks on lahklüliti termiline tugevus (kontaktid, isolatsioon), mehaaniline tugevus (konstruktsioon, tugiisolaator) ning ajami toimimine.

Tänu lahklüliti avatusele on võimalik tuvastada halvas seisukorras olevaid kontaktühendusi termokaamera abil, mille mõõtmistulemused võivad olla aga moonutatud tänu ilmastikutingimustele. Kuna kontaktide temperatuur on otseses seoses selle takistusega ja ka kulumise astmega, siis kulunud kontaktide takistus suureneb, mistõttu soojenevad need kontaktid elektrivoolu mõjul rohkem võrreldes heas korras olevate kontaktidega. Vastupidiselt võimsuslülitile toimeagasiid lahklülitel ei mõõdeta kuna nad ei pea olema väga kiiretoimelised.

Lahklüliti mehaaniline kulumine on üldiselt määratud lülituskordade arvuga, mille eeldatavad väärtused on ette antud tootjatehase poolt. Üldjuhul kontrollitakse, kas lülituste tegemine on

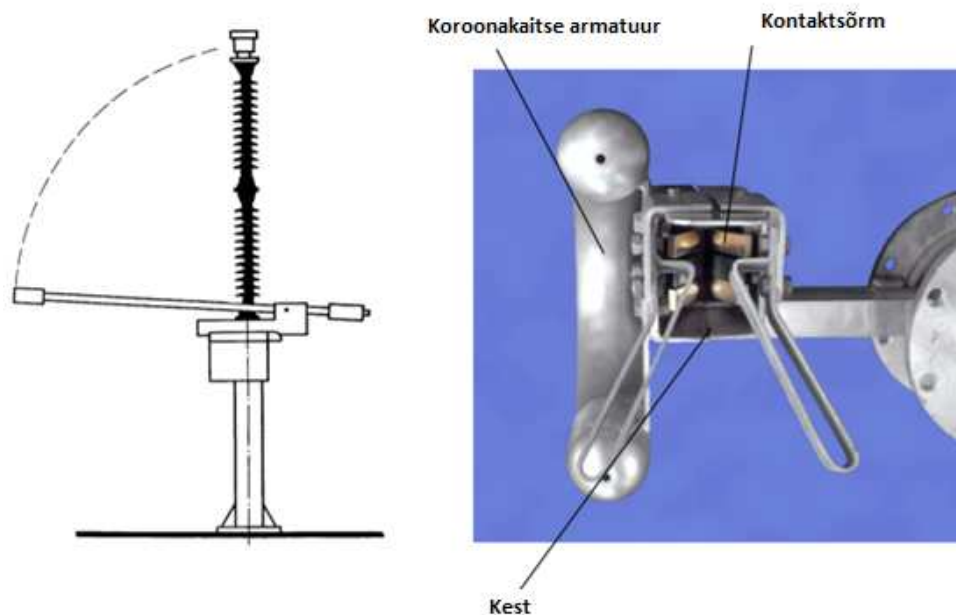
võimalik. Lisaks mehaanilisele kulumisele mõjutab seisukorda ka faasi ja maa vaheline isolatsioon, mida saab hinnata isolaatori dielektrilise kadude mõõtmisega ning osalahenduste või ultraheli kaamera abil. [56]

3.3. Maanduslüliti

Maanduslüliti on ettenähtud liini, trafo jm maandamiseks. Maanduslülitid võivad olla nii käsi- kui ka mootorajamiga ning nende põhikonstruktsiooni elemendiks on maandusnuga. Maanduslüliti kandekonstruktsioonil asub isolaator, mis on varustatud koroonakaitsega ning kontakti kandjaga, millele on kinnitatud maanduskontakt.

Suletud asendis paikneb torukujulise hoova otsas olev maandusnuga maanduskontakti kontaktsõrmede vahel. Kontakt on fikseeritud sedasi, et ühendus peab vastu ka kõrgetele löökvooludele. [64]

Joonisel 3.6 on kujutatud maanduslüliti TEB420 vaadet (vasakul) ning kontaktsõrme vaadet alt (paremal).



Joonis 3.6 Maanduslüliti TEB 420kV (vasakul) ja kontaktsõrme vaade alt [64]

3.3.1 Maanduslüliti tehnilise seisukorra määramine

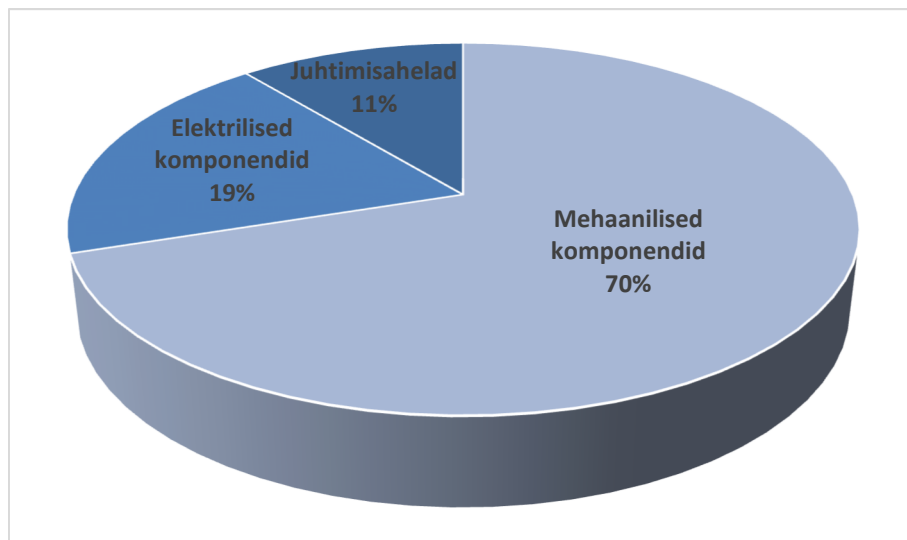
Maanduslülitid on sarnaselt lahkülititele samuti avatud seadmed ning tehnilise seisukorra hindamine käib samuti samade põhimõtete järgi.

3.4. Võimsuslülitite seisundi monitoorimiseks kasutatavad meetodid ja mõõtmised

Võimsuslülitite talub töösoleku ajal erinevaid mõjusid, milleks on elektrilised (lühisvoolud lülitamine, impulsspinged, äikesest tingitud pinged), mehaanilised (avamise ja sulgemise jõud, elektrodünaamilised jõud lühiste ajal, tuulekoormus jne), termilised (keskkonnatemperatuur, lühisvoolud, koormusvoolust soojenemine jne) ning keemilised (gaasi lagunemise saadused, elektrikaar, niiskus, tolm jne) mõjud. Kuna elektrisüsteemi töökindluse ja heaolu seisukohalt on võimsuslülitite töö väga oluline, siis on vajalik teada ka lülitite seisundit. [65]

Ajalooliselt on see saavutatud regulaarse ülevaatus ja hoolduse kaudu. VL parameetrid võib jagada 3 gruppi, mille moodustavad kõrgepinge komponendid, juhtimisahel ja abikontaktid ning opereerimismehhanism. [66]

Nagu jooniselt 3.7 on näha, siis enamus võimsuslülititega seotud tõrkeid tulenevad mehaanilistest komponentidest, milleks on väljalülituspooled, sisselülituspooled, peakontaktid, kontaktieralduskoht ning kontaktide kokkupuude. Elektrilised parameetrid on enamasti tingitud dielektriku ja kaarekustutusvõrgu tõrgetest. Juhtimissüsteemid moodustavad 11 % tõrgete osakaalu



Joonis 3.7 Võimsuslülitite komponentide rikete tüübid ja nende osakaal [67]

3.4.1 Kõrgepinge komponendid

Nendeks on isolatsiooni läbiviikisolaator, paagi keskkond ning peakontaktid, millest on võimalik jälgida erinevaid parameetreid. Nagu jooniselt 3.16 näha on, moodustavad

võimsuslülitel suure osa rikestest just dielektrilised ja lülite mehaaniliste komponentidega seotud rikked ning paljud sellised rikked toimuvad ilma eelneva hoiatuseta. Sellist riket oleks võimalik ära hoida, kui monitoorida koroona kõrget taset, suuri lekkevoolusid, kõrget niiskuse sisaldust ning gaasi isolatsiooni madalat tihedust. Väheseid parameetreid saab suhteliselt lihtsalt jälgida, kuid on olemas ka palju parameetreid, mida on raske jälgida olekus, kui võimsuslüliti on töös. SF6 võimsuslülite puhul on gaasi tihedus ja niiskus ainsaks isolatsiooni parameetriks, mida saab võimsuslüliti töös olles mõõta. Gaasi rõhu ning temperatuuri mõõtmiste kaudu saab hinnata gaasi tihedust puudutavat informatsiooni. [66]

SF6 suurepärase soojusjuhtivuse ja dielektrilise tugevuse säilitamiseks peab säilima sobiv kogus gaasi ja gaasipuhtus ning peab olema minimeeritud gaasikambris niiskuse ja muude kõrvalproduktide olemasolu. Gaasi tiheduse hindamine on üks parimaid viise, kuidas hinnata lekkeid ja gaasikoostise muutusi. [68]

Võimsuslüliti vananedes suureneb võimalus SF6 lekete tekkimiseks. Kui nõutav gaasitihedus puudub, siis ei ole tagatud ka lüliti töökeskkonna ohutu toimimine kuna SF6 isoleerivad ja lülitamise omadused sõltuvad gaasitihedusest. SF6 madal viskoossus ja kõrge tihedus tagavad hea hajutatavuse. Osaline kondenseerumine põhjustab gaasitiheduse vähenemist, mis omakorda põhjustab lüliti pingetaluvuse vähenemist. Selle tõttu võivad rikneda kontaktid ning toimuda ülelööki. [69]

Seega SF6 ülesandeks on isolatsiooni tagamine, kui lüliti avaneb tagamaks kontaktide lahutamist. [68]

Nii kontakti erosiooni kui ka kontakti kulumise monitoorimine mõjutab otseselt hooldussagedust, seega on väga oluline teada kontaktide täpset seisukorda. Ei piisa üksnes katkestusvoolude liitmise meetodist, kus hooldus tehakse siis, kui tehase poolt antud hinnanguline tsükkel on saavutatud.

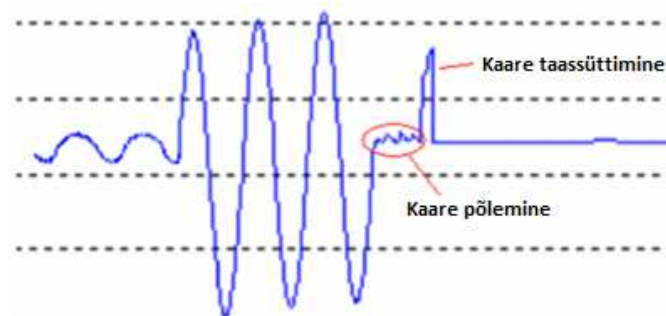
Vastavalt erinevatele opereerimistingimustele nagu koormusvoolu suurus, toitepinge suurus, soojusvoo kiirus ning koormusahela omadused (takistuslik, mahtvuslik või induktiivne) esinevad lülitel erinevad elektrikaarelahendused. Sõltumata kaarlahenduse tüübist, põhjustab keevituskohtade moodustumine kontaktipinna kahjustusi. Materjali ülekandumine, erosioon ning kaaresaaduste sadestumine muudavad kontaktide geometriat ning seetõttu mõjutavad kontaktide eluiga ning töökindlust.

Üks peamistest teguritest, mis määravad võimsuslüliti eluea lõpu, on kontaktide erosiooni tase.

Erodeerunud kontaktidel võib esineda kuumenemist. On teada, et kontaktmaterjali erosioon sõltub mõningatest parameetritest nagu kaarepõlemise voolu suurus, kaarepõlemise aeg, koormus ning kontaktmaterjali omadused. [70]

Kontaktide erosiooni ja kulumist ei saa mõõta otseselt. Seda on võimalik teha mõõtes voolutrafo sekundaarfaasivoolu lainekuju ning mõõtes kaarekustutuskontakti kaare põlemise aega.

Lainekuju analüüsist on võimalik hinnata kumulatiivset kontakti erosiooni ja kaare taassüttimist.



Joonis 3.8 Peakontakti kaare põlemine ja kaare taassüttimine [66]

Joonisel 3.8 on näidatud tüüpiline voolu lainekuju peakontakti kaare põlemise ja kaare taassüttimise ajal. Kaare põlemise aega on võimalik saada ka kaarepinge mõõtmistest ning hinnates kontaktide lahutamise punkti ja voolu kestuse aega, kuni see saavutab nullväärtuse. Kaare taassüttimine on siinkohal kriitiliseks piiriks kuna see indikeerib kaarekustutuskeskkonna halvenemist.

Monitoorides lülitamiste arvu, kaare põlemise aega ja kumulatiivseid lahutusvoolu suurusi on võimalik hinnata kontakti seisundit, mis on saavutatud võimsuslülili töötingimuste näol.

Monitoorides kontakti või paagitemperatuure võib viidata kontaktide kõrgele takistusele või kontaktide rikkelisusele või puudevatele osadele ja/või voolukandvale ahelale.

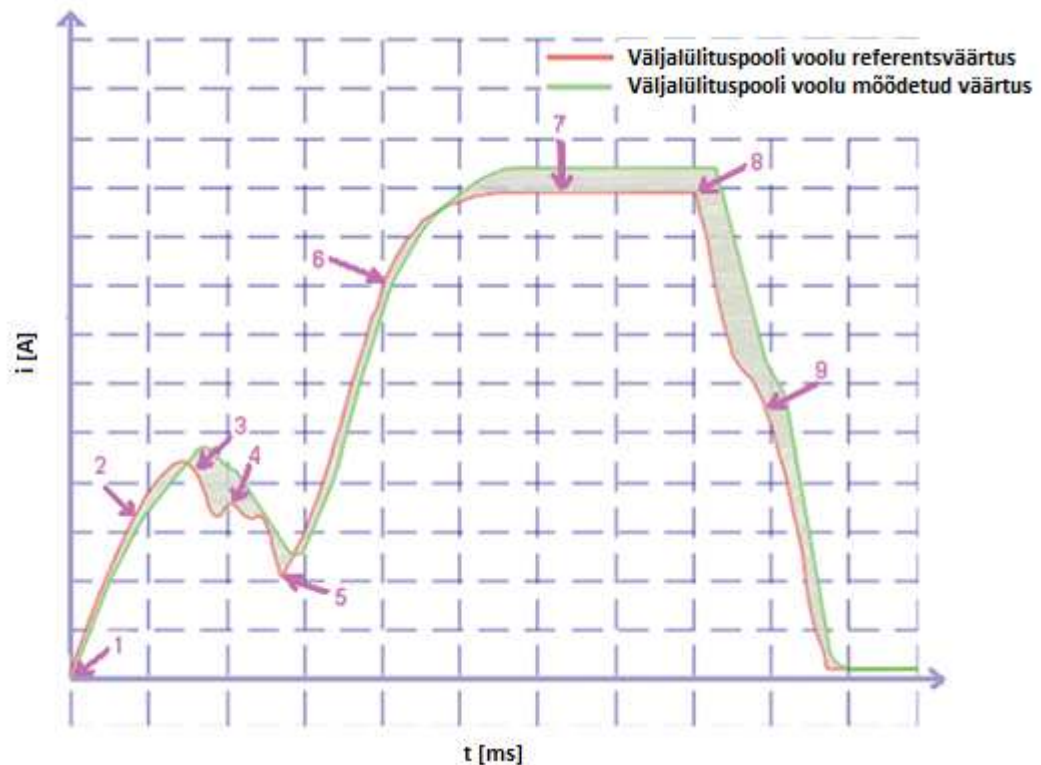
Kontakti temperatuuri ei ole lihtne mõõta, kuid seda on võimalik teostada mõõtes ümbritseva isolatsioonikeskkonna temperatuuri ning voolu. [66]

3.4.2 Juhtimisahel ja abikontaktid

Jälgides juhtimisahelat ning abikontakte on võimalik teada saada nii ajastusega seotud informatsiooni kui ka teha järeldusi mehaanilise sisukorra kohta. Väljalülituspooli ja sisselülituspooli voolusid on lihtne monitoorida. Mõõtes alalisvoolu, mis läbib poole

võimsuslüli opererimise ajal, on võimalik tuvastada muutusi/kahjustusi poolis, mis tähendab, et sellel ei pruugi olla piisavalt energiat, et järgmine kord lülitusvarrast liikuma panna. [66]

Joonisel 3.9 on näidatud lüli opererimisega kaasnev väljalülituspooli voolu signatuur, kus punkt 1 tähistab võimsuslüli opererimismehhanismi liikumise algust, peale mida hakkab kolvivarras liikuma (punkt 2) ning vool kasvab. Kui kolvivarras liigub lülitusvarda suunas, sumbub voolukasvu kiirus ning hiljem kasvab taas punktini 3-4 hetkel, kui kolvivarras tabab lülitusvarda mehhanismi. Voolu magnituud langeb taas, kui kolvivarras lõpetab liikumise ning tabab stopperit (punkt 5). Seejärel toimub punktis 6 pooli induktiivsuse muutus. Kontaktid hakkavad avanema, millele järgneb ka abikontaktide avamine (punkt 7 ja 8). Sel hetkel katkestatakse pingestatud pooli toide (punkt 9) ning järelejäänud induktiivenergia väljalülituspoolis hajub sõltuvalt induktiivsusest. Peale pooli demagneetimist liigub kolvivarras tagasi oma esialgsesse asendisse. [71]



Joonis 3.9 Väljalülituspooli voolu signatuur [65]

Nendes punktides toimuvate aegade muutused võivad viidata sellistele mehaanilise ajami vigadele nagu lülitusvarda seisund, ühenduste katkemine, määrdeaine lisamise vajadus jm. Kui kontaktid pole korralikult määrdeainega kaetud, siis poolile saab osaks rohkem voolu ning joonisel 3.9 näidatud graafiku signatuur muutub. Kui võrrelda neid signaale võimsuslüli eluea

jooksul teatud ajavahemike tagant, on võimalik tuvastada võimalikke seisundiga seotud probleeme.

Abikontaktid annavad olulist teavet lüliti mehaanilise operatsiooni kohta. Lisaks poolide voolule saab nende kaudu infot ka väljalülitus- ja sisselülitusaegade kohta ning operatsiooni vale järjestuse kohta ning nende kaudu on võimalik ka hinnata liikumise aega ning kiirust.

X ja Y kontaktide kaudu on võimalik teada saada sulgemisjärjestuse ajastuse määramiseks.

Samuti tuleks jälgida ka vahelduvvoolu ja alalisvoolu toitepinget kuna mõnedel juhtudel võib ebapiisav toide põhjustada lüliti aeglast tööd või isegi lüliti enda riket. [66]

3.4.3 Opereerimismehhanism

Selle puhul kõige tõenäolisema jälgitavad parameetrid nende tähtsuse ja lihtsuse seisukohast on kontaktide liikumine ja selle kiirus, operatsioonide arv, kütteelementide seisund ning ümbritseva keskkonna temperatuur.

Mõnedes kasutusjuhendites on isegi viidatud asjaolule, et mõõta tuleks ka mootori voolu, mille kaudu võib teada saada, kas esineb süsteemis täiendavat hõõrdumist, mis vajab rohkem pöördemomenti või indikeerib see mootori enda probleemi.

Liikumise karakteristik, liikumisaeg ning kiirus annavad teavet peakontakti toimimise kohta, kus hinnanguliselt või mõõtmiste tulemusel on võimalik jälgida ühenduste halvenemise seisukorda, hõõrdumise suurenemist, mis tähendab nõuetekohase määride puudumist või kontakti laagrite seiskorra halvenemist. Näiteks aegade erinevus kahe abikontakti üleminekul on pöördvõrdeline opereeriva mehhanismi kiirusega. Selliste signaalide deformatsioon võib tähendada mustunud kontakti või lüliti aeglasemat tööd.

Võimsuslüliti kütteseadmed on lihtsad, kuid nende tõrge võib põhjustada olulisi probleeme. Küttekehade ülesandeks on kondensaadi tekke vältimine, mille tõttu võib võimsuslülitil esineda tõrkeid. Nende monitoorimise puuduseks on asjaolu, et küttekehad ei ole koguaeg töös, mis teeb nende seisundi jälgimise keerukaks. Seega tasuks mõõta ümbritseva ajamikapis olevat temperatuuri, mille kaudu saab kütteelemendi seisukorra kohta infot ning lisaks lüliti ajalooliste opereerimiskarakteristiku kõrvalekallete kontrollimiseks samadel tingimustel. [66]

3.5. SF6 võimsuslüliti monitoorimise süsteemi näide (CB Watch 3)

Hea näitena võib tuua CB Watch 3 seadme, mis on mõeldud kõrgepinge võimsuslüliti monitoorimiseks. See seade salvestab ning jälgib andurite abil peamisi diagnostilisi

parameetreid lüliti töötamise ajal. Samuti otsib ta lüliti jõudluses olulisi muutuseid ning hindab lüliti seisundit kõige enamlevinumate rikete suhtes. CB3 Watch 3 tõstab esile õigeaegse vajaduse mehaaniliseks hoolduseks või kaarekontaktide vahetuseks vähendades samas vajadust fikseeritud intervallide järel ülevaatuste ja kapitaalremondi järele, mis võimaldab kulutõhusamat ja vajadusel põhinevat hooldusviisi.

Sellest seadmest saab kätte võimsuslüliti asendi oleku (avatud või suletud), abikontaktide asendid, välistemperatuuri, kuupäeva, kellaaja ning viimase operatsiooni tüübi. Lisaks salvestatakse ka iga pooluse kohta kumulatiivne lülituskordade arv.

Lisaks on CB Watch 3 seadme abil võimalik monitoorida erinevaid parameetreid. Põhilisteks on võimsuslüliti töötamise aegade mõõtmine, mille kaudu saab kindlaks teha mehhanismi avamise ja sulgemise ning operatsiooni kiiruse muudatustest genereeritakse indikatsioon. Uue võimsuslüliti töösse viies fikseeritakse järgnevad parameetrid: aeg käskluse saabumisest pooli ahelas kuni võimsuslüliti liikuma hakkamiseni, aeg käskluse saabumisest pooli ahelas kuni VL on täielikult avatud asendis ning kalkuleeritakse kontaktide liikumise aeg kontakti liikumise kiiruse näol. Samad mõõtmised tehakse iga lülituskorra ja iga pooli kohta nii lüliti avamise kui ka sulgemise korral. Saadud tulemusi võrreldakse tehasekatsetuste omaga ning piiridest väljumisel tekitatakse alarm. 50 lülituskorra info on salvestatud võimaldamaks teostada võrdlust. Kuna võimsuslüliti toimeajad erinevad (sõltub madalamatel temperatuuridel tekkivast hõõrdumisest), on võimalik neid aja variatsioone kompenseerida vältimaks alarmi. Kui kõik poolid avanevad samaaegselt esineb alati väike ajavahe poolide vahel. Kui see ajavahe on aga etteantud sättest suurem, tekitatakse alarm, mis võimaldab asja uurima minna.

Enamus uutest kõrgepinge võimsuslülitest kasutab kaarekustutuskeskkonnana SF6. Ebapiisava gaasirõhu korral võib võimsuslüliti töötamine olla aga häiritud. CB Watch 3 mõõdab gaasiandurite abil SF6 rõhku ja temperatuuri ning kalkuleerib tiheduse. Kuna gaasirõhk varieerub temperatuurimuutusega, siis tehakse võrdlusi kasutades gaasitihedust või normaliseeritud rõhku 20°C juures arvutatuna mõõdetud rõhust gaasisegu mõõdetud temperatuuri juures.

See seade on suuteline avastama ka gaasilekkeid, mida määratletakse tiheduse/rõhu languse näol. Võrreldes gaasirõhu näituseid igapäevaselt võimaldab see tuvastada süsteemis ka väikseimad lekked, millest tekitatakse alarm.

Lisaks on võimalik jälgida ka kaarekustutuskontaktide kulumist salvestades katkestuse operatsioonide arvu ning mõõtes katkestuse ajal voolu ja kaarekustutusaega ning kalkuleerides

kaare energiat, ning sellest tulenevalt kaarekustutuskontaktide kulumist/erosiooni. Kaarekustutuskontaktid on spetsiaalselt välja töötatud vastu pidama lüliti avamise ajal tekkivale kõrgele kaareenergiale. Nendel kontaktidel on piiratud eluiga ning neid tuleb regulaarselt asendada. See aga nõuab SF6 eemaldamist ning lüliti lahti võtmist, mida tasuks teha alles siis, kui see on absoluutselt vajalik.

Kaarekustutamise aega monitooritakse selleks, et avastada voolukatkestamise jõudluse probleemid. Seega mõõdetakse katkestatavat voolu, mida korrutatakse kaarekustutusajaga ning saadakse energia, mis on sageli lühiste korral palju suurem kui tavatingimustel, mistõttu ka kontaktid kuluvad palju kiiremini. Salvestades kumulatiivset energiat on võimalik seda võrrelda tootja poolt välja toodud parameetrite ja elueaga ning teostada hoolduse siis, kui see on vajalik. Samuti monitoorib see seade ka alalisvoolu toidet, mis on vajalik võimsuslüliti juhtimisahelatele. Madalam toitepinge tähendab pikemat aega pooli käivitamiseks, mis viib aeglasemate operatsioonideni. Kui pinge langeb liiga madalale, ei suuda pool lülitit välja lülitada (vinnastada).

Mõõtes alalisvoolu, mis läbib poole võimsuslüliti opereerimise ajal, on võimalik tuvastada muutusi/kahjustusi poolis, mis tähendab, et tal ei pruugi olla piisavalt energiat, et järgmine kord lülitusvarrast liikuma panna.

Kasutades täiendavat sensorit, mis annab peale väikest voolu (voolusuurus on allpool pooli töötamise piiri), on võimalik jälgida pooli terviklikkust ning kindlaks teha, kas ahel on katkenud.

Vedru kasutatakse võimsuslüliti avamise energiaallikana, mis vinnastatakse tavaliselt mootori abil. Seetõttu mõõdetakse mootori poolt kasutatavat voolu (alalisvool, mis läbib poole opereerimise ajal), mille kaudu on võimalik tuvastada poolis toimunud muutusi või defekte. Mõõdetud väärtusi võrreldakse esialgse profiiliga ning vajadusel genereeritakse alarm, kui esineb täiendavat hõõrdumist, mis vajab rohkem pöördemomenti või indikeerib see mootori enda probleemi.

Mootori sisse- ja väljalülituskontaktide ühenduste olemasoluga on võimalik mõõta mootori aega. Lühendatud aeg võib tähendada osaliselt defektsele vedrule ning pikemad ajad võivad viidata täiendavale hõõrdumisele või mootori enda probleemile.

Samuti mõõdab see seade klemmkappides olevat temperatuuri. Kuna võimsuslülitid kasutatakse ka karmides talvetingimustes, siis on oluline, et küttekehad töötaksid korralikult, et vältida kondensaadi teket või võimsuslülitite enda tõrget.

Kuigi osad süsteemid monitoorivad küttekehade koormusvoolu, kui küttekeha peab sees olema ning samuti kas küttekeha on sisse lülitatud või välja lülitatud, võib selle monitoorimise loogika olla keeruline, mistõttu analüüs võib viia ebaõigete järeldusteni.

Seetõttu jälgib CB Watch 3 seade lõpptulemust ehk tegelikku temperatuuri ajamikapis, tagades seda kapis on keskkonna õige temperatuur on saavutatud. Kui see temperatuuri kõrvalekalle etteantud sätteväärtusest, siis tekitatakse alarm.

Selle süsteemi üheks suureks eeliseks on asjaolu, et süsteemiga suhtlemiseks ei ole tarvis soetada täiendavat tarkvara, vaid on võimalik kasutada veebileidest, mille kaudu on näha kõiki seireandmeid. Andmeid on samuti võimalik regulaarselt alla laadida ning jälgida ajalugu. Mõõtmel on see seade väga kompaktna. CB Watch 3 moodulkonstruktsioon koos moodulite väikese suurusega ja toote klemmliistule kinnitusega võimaldab klientidel kasutada erinevaid spetsifikatsioone erinevate võimsuslülitite puhul säilitades sama seadmete tarnijat, sama riistvaraplatvormi ja sama tarkvaraliidest. [72]

4. Metoodika olemasoleva alajaama tehnilise seisundi jälgimiseks

4.1. Alajaama valik

Alajaama valikul lähtutakse sellest, kui tähtis alajaam on elektrivarustuskindluse seisukohast, alajaama skeemi keerukusest, alajaama ja seadmete vanusest ning tehnilisest seisukorrast ja sellest, kui suurt mõju võiks selline terviklahendus alajaama tehnilise seisundi jälgimiseks.

Järve alajaam on Tallinna linna üks tähtsamaid alajaamu. Järve alajaamast saavad toite mitmed olulised Tallinna elektritarbijad, näiteks Lastehaigla, Põhja-Eesti Regionaalhaigla Mustamäe korpus ja Tallinna Järve Haigla, Järve kaubanduskeskus ja paljud teised. Alajaamas on kaheksa liini ning kolm trafot. Tegemist on sõlmalajaamaga, kus on kasutusel ühekordsete kogumislattidega sektioneeritud skeem ehk kahe sektsiooniga 110kV jaotla, kus iga liin ja trafo on ühendatud ühe 110kV võimsuslülitiga ainult ühele sektsioonile. Selle skeemi puuduseks on asjaolu, et lühis kogumislattidel, lahkülitis või võimsuslülitis põhjustab jaotla väljalülitumise. Seadmete rikke korral vältab elektrikatkestus kogu remondi aja. Sama olukord tekib ka seadmete (näiteks võimsuslülitite) hoolduse ajal. Liine ei ole võimalik ümber rühmitada. Mõningal määral parandab olukorda sektioneerimine, mida teostatakse võimsuslülitiga. Selle skeemi puuduste tõttu on oluline teada seadmete seisundit. Hetke seisuga on ainsaks seadmete tehnilise seisukorra indikaatoriteks ajapõhise hooldusega teostatavad mõõtmised, mida aga teostatakse seadmete tehnilise seisukorra hindamise kohapealt liiga harva, mistõttu sisuliselt on teadmata nende seadmete tegelik seisund. Kuna Järve alajaamas puuduvad seadme seisundi kohta infot andvad *online* monitooringu seadmed, siis sellest tulenevalt on ettepanek just nendele trafodele ja võimsuslülititele paigaldada *online* monitooringu seadmed, et tulevikus suurendada võimalikku informatsiooni hulka seadmete seisundi kohta, mis küll ei taga seda, et saab rohkem infot aga võimalik on saada indikatsiooni seadmete sisemuses toimuvate protsesside kohta, mis kindlustab seda, et mõõdetavate parameetrite kõrvalekallete puhul on kohe võimalik hakata uurima põhjust.

Kuna alajaam on ehitatud aastal 2004, siis hakkab lähenema releekaitse eluea lõpuperiood, mis jääb tavaliselt vahemikku 15-20 aastat. See tähendab, et kasutades ajapõhist hooldust on lähiaastatel Järve alajaamas plaanis välja vahetada kogu releekaitse, mis tähendab alajaama seadmete osas (trafod, võimsuslülitid) katkestusi ja testimisi. Seega oleks võimalik *online*

monitooringu seadmed paigaldada releekaitse vahetuse tööde mahus. Järve alajaama skeem on välja toodud lisas L1.

4.2. Vaadeldavad seadmed alajaamas

Järve alajaam on ehitatud aastal 2004. Kuna antud töös on vaatluse all alajaama lülitusseadmed, siis tabelis 4.1 on välja toodud Järve alajaamas kasutusel olevate seadmetüüpide kogused ettevõtte üleselt.

Tabel 4.1 Järve alajaamaga sama tüüpi lülitusseadmete kogused Eleringis

Seadme-grupp	Pinge-klass kV	Tootja	Seadme tüüp	Osakaal kogu seadmete arvust
Elegaas- võimsuslülit	110	ABB	LTB145	36 %
Lahklülit	110	ABB	SGF-123	6 %
Õlitäitega jõutrafo	110	Togliatti/ Zaporozje	TDTN	14%

Nagu tabelis 4.1 näha, on ABB LTB145D1 tüüpi SF6 võimsuslülitil näol tegemist laialdaselt kasutatud lülitiga põhivõrgu alajaamades moodustades üle kolmandiku kogu lülitite arvust, seega on otstarbekas seda tüüpi lülitite seisundit hakata täpsemalt hindama ning parimaks viisiks oleks seda teostada *online* monitooringuga. SGF-123 tüüpi lahklülitite osakaal ning TDTN tüüpi trafode osakool jääb vastavalt 6% ja 15% sisse, kuid trafode puhul on oluliseks faktoriks asjaolu, et just Togliatti ja Zaporozje poolt toodetud erinevat tüüpi trafod moodustavad Eleringis 70% trafode koguarvust. Kuna antud tüüpi seadmete osakaal moodustab suurema osa Eleringi trafodest, siis on mõistlik need seadmed ka lähema vaatluse alla võtta.

4.3. Hetkel selles alajaamas toimuvad mõõtmised

Antud hetkel Järve alajaamas ülalkirjeldatud seadmetel *online* monitooringu seadmed puuduvad, mis tähendab, et Eleringi trafodel kasutatavad *online* gaasianalüsaatorid selles alajaamas puuduvad. Seega reaajas trafode seisukorda jälgida ei ole võimalik.

Trafodel teostatakse iga aasta õliproov, millest määratakse õlis erinevate gaaside osakaal (CH_4 , H_2 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO , C_3H_8 , O_2 , N_2) ning õlitemperatuur. Nende gaaside indikaatorite põhjal on võimalik kindlaks teha trafos esinevad protsessid ning sagedamini esinevad vead, milleks on osalahendused ja kaarlahendused, sädelemine, kuum punkt, õli- ja paberi kuumenemine kuni 300°C õli- ja paberi kuumenemine $> 300^\circ\text{C}$. Kuna aga neid mõõtmisi teostatakse harva ning õlis esinevad protsessid võivad kulgeda kiiresti, siis võib selline mõõtmine anda liiga vähe tulemusi.

Gaaside kontsentratsiooni sisaldusele täiendavalt määratakse õliproovide kaudu veel $\tan \delta$, trafoõli niiskuse sisaldus, trafoõli pindpinevus ning läbilöök, mille kaudu saab analüüsida trafoõli kvaliteeti ning mehaaniliste lisandite olemasolu. Õli analüüsides määratakse kindlaks trafoõli niiskuse sisaldus, trafoõli pindpinevus ning läbilöök, mille kaudu saab analüüsida trafoõli kvaliteeti. Samuti teostatakse trafo ja lisaseadmete ülevaatus, et tuvastada silmaga nähtavaid defekte, milleks võivad olla õlilekked.

Lisaks iga-aastastele proovidele ja testidele teostatakse trafodel kord kolme aasta jooksul *offline* mõõtmised ehk hooldus, mille käigus viiakse trafo tööst välja. Peamised *offline* mõõtmised, mida teostatakse, on 110kV mähise kõikidel astmetel aktiivtakistuse ja kõigi mähiste isolatsioonitakistuse mõõtmine, kontaktori õliproovi võtmine ja analüüs, mille kaudu määratakse õli läbilöök. Trafo isolatsiooni teimimise puhul teostatakse kõikide mähiste isolatsioonitakistuse, isolatsiooni $\tan \delta$ ning mähiste aktiivtakistuse mõõtmine ning läbiviikude isolatsiooni korral isolatsioonitakistuse mõõtmine ning $\tan \delta$ ja mahtuvuse mõõtmine.

Kõiki mõõtetulemusi võrreldakse eelmiste mõõtmistulemustega ning ka normidega, millest moodustatakse seadme seiskorrade hinnang, milleks on tavaliselt kas korras või pole korras. Kui mõõtetulemused hakkavad kalduma halvema poole, siis võetakse täpsema vaatluse alla, mis tähendab, et mõõtmisi võidakse teostada tihedamini kui tavaolukorras.

Võimsuslülitite puhul toimub reaajas elektrisüsteemis esinevate lühiste korral lühisvoolu suuruse salvestamine, mida on võimalik teada saada kaitsereleede sündmuste logidest. Normaalkoormuste korral lülitusi teostades aga koormusvoolusid ei salvestata. Hetkel teostab alajaama käidukorraldaja alajaama küllastades lülitite lülituskordade näitude fikseerimise, mis kirjutatakse üles tabelisse. Sellisele kujule need andmed ka jäävad. Samas aga SCADAs oleks võimalik selline väljavõte teostada, kuna sinna jooksevad lülitite asendinäidud ning samuti ka mõõtmised (voolud, pinged, võimsused)

Nende voolude ning lülituskordade arvu omavahelisest suhtest, mida on kujutatud peatükis 3 joonisel 3.4, saaks juba hakata võimsuslülitite eluiga vaatluse alla võtma. See lahendus ei ole ei finantsilises ega ka tehnilises mõttes keerukas ega ka kulukas.

Kuna tehase poolt on lülititele antud eeldatav eluiga, mis sõltub ka lülituskordadest ning lülitatava voolu suurusel, siis tuleks sellele suuremat tähelepanu pöörata.

Võimsuslülitite paigaldusel alajaama teostatakse võimsuslülitite lülitusaja ning ajami töövoolu ja vinnastusaja mõõtmist, kontaktide üleminekutakistust, SF₆ gaasirõhku ning juhtimiseks vajaminevat madalamat töövoolu.

Võimsuslülitite puhul on Eleringis kasutusel samuti ajapõhine hooldus, mis sisuliselt tähendab, et lülitile teostatakse hooldus tehase poolt etteantud teatud lülitustsükli arvu täitumisel või mingi ajaperioodi täitumise korral.

LTB tüüpi lülititele on põhivõrgu alajaamade hooldetööde põhimõtete juhendi järgi ettenähtud hooldus kas 10 000 lülitustsükli tagant või üks kord 15 aasta jooksul.

Kuna need lülitid on enamasti 110kV liinide ja trafode lahtrites, mis tähendab, et nendega opereeritakse suhteliselt harva, siis 10 000 lülituskorda lülitite eeldatava eluiga jooksul on suhteliselt raske saavutada. Eleringi statistika kohaselt on seda tüüpi lülitil kõige suurel lülituskordade arv 01.12.2017 seisuga 648, enamus jääb 100-300 vahele.

Seoses sellega, et lülititega vähe opereeritakse, siis ongi teadmata lülitite endi või kontaktide seisund. Arvestades asjaoluga, et lülitid võivad pikemat aega seista opereerimata, siis ei saa päris kindel olla, et nad töötavad just nii nagu peavad süsteemis esineva lühise korral.

Võimsuslülitite hoolduste ajal teostatakse *offline* mõõtmised, milleks on kaarekustutusseadmete toimimisaegade mõõtmine, normaalne sisse- ja väljalülitamine, peakontaktide lühima kinniolekuaja mõõtmine, poolustevaheline aegade erinevus, peakontaktide üleminekutakistuse mõõtmine, SF₆ gaasi niiskuse ja SF₆ -sisalduse mõõtmine ning võimaliku gaasisegu segusuhte kontroll SF₆ -sisalduse põhjal.

Ehkki hooldustoimingud on küll välja toodud, ei ole see siiski piisav. Kui me näiteks mõõdame midagi üks kord viie aasta jooksul, siis see sisuliselt ei anna midagi kuna keeruline on tekitada täpsemat trendi mõõtmiste kohta. Seega otsuseks on tavaliselt JAH või EI seadme seisundi kohta, mis tegelikult tähendab, et ei puudub täpsem info seadme seisundi kohta.

4.4. *Online* süsteemi potentsiaalne kasu vaadeldavas alajaamas

Ainult töös olevate seadmete katsetamise põhimõtte tuleneb järgmistest asjaoludest. Juhul, kui elektriseade on tööst välja viidud, siis selle täielikuks testimiseks on vaja modelleerida talle töörežiimi parameetrid, mida aga on välitingimustes raske tagada ja korralikult on neid võimalik tagada ainult tehas-valmistaja tingimustes või erilaborites. Valesti modelleeritud parameetrid tekitavad väga suurt viga mõõtmistes ja võivad isegi teha sellised katsetused ebatäpsuse pärast mõttetuks. Kui aga elektriseade on töös, siis tema töörežiimi modelleerimist pole vaja ja sellega kaasnevad vead on viidud nulli lähedale.

Online süsteemi paigaldamisel on mitmed eelised. Eelkõige aitab see vähendada rikke esinemise riski ning sellega kaasnevat katkestust lisaks finantsilistele tagajärgedele. Samuti aitab see miinimumini viia hooldustööde ja paranduste sageduse ja mahu kuna aitab ära hoida tõsise rikke paagis ning samuti on võimalik teostada planeeritud katkestus võimalikult sobivamal ajal, kui koormused on minimaalsed. Lisaks on võimalik varuosade või mõõteseadmete hankimine eelnevalt ära korraldada.

Kiired ja järsud muutused parameetrites on rikke eelduseks. Teadmata konkreetseid piirväärtusi, kuid omades pidevaid mõõtmistulemusi, on võimalik kiirete muutuste korral saada indikatsiooni, et tuleb hakata vastavaid meetmeid kasutusele võtma. Kui mõõta üks kord viie aasta jooksul, siis neid muutusi on võimatu avastada.

Kuna trafod moodustavad suure osa võrguettevõtete varast, siis on oluline teada trafode seisundit, et tagada võrgu stabiilsust, parandada seisundihindamist ning sisse töötada ka paremaid hoolduskavasid. Tähtsaimaks faktoriks, mis vähendab trafo eluiga on niiskus. Seega on oluline hoida nii õli, paberi kui ka kogu isolatsioonisüsteemi niiskusesisaldus madalal tasemel, et efektiivselt hallata trafo eluiga. Selleks on aga vaja *online* monitoorimise seadmeid ja süsteeme.

Kuna võimsuslülite ülesandeks on ahela lahutamisel tekkiv elektrihaar kustutada, mida teostatakse ka suurte lühisvoolude juures, siis selle tõttu moodustavad nad alajaama lülitusseadmetest kõige tähtsama osa. Seetõttu on oluline teada võimsuslülitite tehnilist seisukorda, et saaks veenduda, et võimsuslülitite suudab elektrihaare kustutamise toime siiski tulla.

4.5. Võimalikud mõõtmised ning nende vajadus ja kasu

Et kindlaks teha täpsemalt, mida monitoorida, tuleks esmalt üle vaadata ettevõtte seadmete rikkeandmed, et teha kindlaks sagedasemad põhjused. Kõiki lahendusi ei ole võimalik kasutada *online* monitoorimise kaudu. Kas ühte või teist tehnoloogiat kasutada sõltub sellest, mis on ettevõtte eesmärgid, rikete ajalugu ning kui kindel see tehnoloogia on.

Trafode seisundi monitoorimise põhilised testid on välja toodud allpool, mis on ka kujutatud peatükis 2 joonisel 2.12.

Trafo mähiste ja isolatsiooni seisundi monitoorimiseks ja rikete vältimiseks teostatakse järgmisi mõõtmisi: võimsusfaktor, mähiste mahtuvus, FRA/SFRA, DFR, lekkereaktants, temperatuur, lahustunud gaasi analüüs, infrapuna, niiskusetase õlis, õlikvaliteedi testid ning osalahendused. Südamiku puhul teostatakse lahustunud gaasi analüüs. Õli ja õlipaagi puhul mõõdetakse õli dielektrilisi omadusi ning niiskust õlis. Läbiviikudel teostatakse võimsusfaktori, osalahenduste, lahustunud gaasi analüüsi, õli kvaliteedi ja infrapuna mõõtmised. Astmelüliti puhul teostatakse $\tan \delta$, osalahenduste, opereerimise ja kontaktide kulumise kalkulatsiooni, vibratsiooni, mootori töövõime, lahustunud gaasi analüüsi, õli kvaliteedi ja infrapuna mõõtmisi.

Võimsuslüliti tehnilise seisukorra määramisel on oluline jälgida võimsuslüliti ajami töökiirust elektriikare kustutamise keskkonda, võimsuslüliti isolatsiooni omadusi ning kontaktide seisukorda. Samuti on oluline ka juhtimisseadmestiku olukord. Kuna suure osa rikest moodustavad võimsuslülitel just dielektrilised ja lülite mehaaniliste komponentidega seotud rikked, siis tuleb neid kindlasti jälgida. Opereerimismehhanismi puhul on jälgitavateks parameetriteks kontaktide liikumine ja selle kiirus, operatsioonide arv, kütteelementide seisund ning ümbritseva keskkonna temperatuur. Liikumise karakteristik, liikumisaeg ning kiirus annavad teavet peakontakti toimimise kohta, kus hinnanguliselt või mõõtmiste tulemusel on võimalik jälgida ühenduste halvenemise seisukorda, hõõrdumise suurenemist. Küttekehade ja temperatuuri jälgimine on oluline, et vältida kondensaadi teket või võimsuslüliti enda tõrget. Elektriikare kustutamise seisukohast on oluline mõõta gaasi tihedust ning jälgida niiskustaset ja lekkeid, mille tulemusena võib põhjustada lüliti pingetaluvuse vähenemist, mille tõttu võivad kontaktid rikneda. Üks peamistest teguritest, mis määravad võimsuslüliti eluea lõpu, on kontaktide erosiooni tase, mida on võimalik hinnata kaarekustutuskontakti kaare põlemise aja kaudu. Jälgides juhtimisahelat ning abikontakte on võimalik teada saada nii ajastusega seotud informatsiooni kui ka teha järeldusi mehaanilise sisukorra kohta.

Kõikide nende testide tulemusena on võimalik saada infot trafode ja lülitite kui terviku ning ka üksikute komponentide seisukorra kohta.

4.6. Alajaama lülitusseadme baasil teostatavad mõõtmised

Võttes kasutusele ülalkirjeldatud *online* monitooringu testid, on võimalik kindlaks teha trafo peamiste osade nagu mähiste, läbiviikude ja õliisolatsiooni seisundi, mis määrab suuresti trafo eluea.

Eleringis puuduvad antud hetkel seadmete seisukorra kohta andmed. Samuti on puudulik seadme rikete ja defektide statistika, mistõttu terve seadme tehnilist seisukorda on online monitooringusüsteemi kasutuselevõtuga kohe raske teostada. Seetõttu oleks mõistlik alajaama lülitusseadmete tehnilise seisukorra võimalikult täpseks iseloomustamiseks ja määramiseks jagada jõutrafo ja lülitid vastavalt seadme ehitusele erinevateks komponentideks. Iga komponendi puhul on töös välja toodud tehnilise seisukorra määramiseks maailmas kasutusel olevad soovitatavad testid ja parameetrid. Aluseks saab võtta seadmete töösseviimise hetkel teostatud mõõtmised, mis on võimalik võtta etalonsuuruseks. Samuti on mõistlik tekitada erinevate parameetrite muutustel mitu alarmi taset kuna isegi väiksem muutus võib viidata võimalikule probleemile. Kuna hetkel Eleringis reaajas monitoorimist ei toimu, siis on mõistlik jälgida hakata ka väiksemaid parameetrite muutusi, mille kaudu saab hakata tegema vastavaid järeldusi ning suurendada seeläbi ka teadmisi. Iga seadme komponendi kohta võiks toimuda reaajas mõõtmine. Sel juhul on olemas parem ülevaade seadmest kui tervikust vastupidiselt sellele, kui jälgida ainult teatud komponendi seisundit. Lisaks tuleb tekitada seadmete komponentidele tähtsuse osakaal seadme terviku seisundi hindamise seisukohast ning tekitada neile ka vastav terviseindeks (*Health index*), mille kaudu oleks võimalik hakata liikuma sinna suunas, et mõõtmiste tulemuseks on kindel arv aastates.

Kui ühe alajaama näitel on välja töötatud terviklik lahendus ja arusaam mõõtmiste protsessidest ning nende tulemustest, siis on võimalik tekitada uusi ja täiustada olemasolevaid andmebaase nii seadmete rikete kui ka mõõtetulemuste piirväärtuste osas, mille kaudu saab välja töötada seadmete tehnilistel seisukordadel põhinevad hooldusjuhendid.

4.6.1 Trafol teostatavad mõõtmised

Kuna enamus riketest kutsuvad esile muutusi trafos soojuslikus talitluses, siis on oluline jälgida trafo kuumpunkti temperatuuri, kuna trafo temperatuuri tõus üle lubatavate piiride vähendab tema eluiga. Samas tuleb ka jälgida, kas see kuumpunkti temperatuuri tõus on lühiajaline või

mitte kuna trafodele on lubatud lühiajalised ülekoormused. Kui kuumpunkti temperatuuri tõus esineb pikemat aega, milleks on näiteks 24 tundi, siis tuleb pöörata sellele suuremat tähelepanu.

Lisaks on isolatsiooni vananemise uurimine oluline kuna see vähendab nii trafo mehaanilist kui ka dielektrilist vastupidavust. Samuti mõjutavad trafo õli lagunemist otsesed termilised mõjud, mis õlitemperatuuri tõustes kiirendavad teisi vananemisprotsesse.

Paberisolatsiooni temperatuur määrab ära trafo vananemise. Soojuse tagajärjel ja aja möödudes kaotab paber oma tugevuse ja elastsuse ning lõpuks muutub rabedaks ning ei suuda vastu pidada lühiste ja vibratsioonidele.

Trafo südamiku ja mähiste ning ka astmelüliti seisundit on võimalik hinnata vibratsiooni mõõtmistega. Kuna trafo vibratsioon koosneb südamiku, mähiste ning astmelüliti vibratsioonist, mis läbivad trafo õli ning jõuavad seinteni, siis teostatakse uue trafo puhul vibratsiooni mõõtmised, millest saadakse etalonsuurus ehk trafo paagi vibratsiooni signatuur. Järgmiste mõõtmiste tulemusi on võimalik võrrelda selle etalonsuurusega ning tulemuste erinevuste kaudu on võimalik tuvastada mähise või lahtiste ühendustega seotud rikkeid.

Trafo mähiste tehnilise seisukorra saab määrata osalahenduse mõõtmistega kuna osalahendused on üks peamisi põhjuseid trafo mähiste isolatsiooni halvenemisel. Osalahendused tekivad trafodes siis, kui elektriväljatugevus ületab teatud ala dielektrilist tugevust ehk isolatsiooni dielektrilised omadused võivad väheneda, mis võib esile kutsuda seadme rikke. Korras trafo isolatsiooni osalahenduste hulk on 50 pC või vähem. Kui osalahenduste hulk on vahemikus 100-300 pC, seostatakse seda osakeste tekkega (trafo täitmine õliga, kus on see õhumullid). Defektseks isolatsiooniks loetakse osalahenduste kogust üle 1000 pC, mille põhjuseks võib olla vananev isolatsioon ja seadme elektriline ülekoormus või selliste defektide nagu pragude ja vahemike olemasolu, juhtivate osakeste teke, suurenenud niiskusetase paberis ja õlis.

Õliisolatsiooni üldise seisundi määramiseks mõõdetakse trafo õlis ülemääraste elektriliste ja termiliste pingete tagajärjel tekkivaid lahustunud gaaside kontsentratsiooni ja gaasikoguseid, mis indikeerivad trafos toimuvaid protsesse. Need genereeritud gaasid ning nende sisaldus on toodud tabelis 2.3. Kõige tähtsamaks jälgitavaks gaasiks on vesinik (H_2). Kehtib rusikareegel, et niipea, kui vesiniku sisaldus 24 tunni jooksul suureneb 2 korda olenemata tema väärtusest, tuleb trafo kohe tööst välja viia. Tegemist on siselühisega, mis võib lõppeda tulekahjuga. Nende gaaside kontsentratsiooni suurenemise põhjuseks võivad olla isolatsiooni ülekuumenemine suure ülekoormuse tagajärjel, osalahendused, elektrikaar, jahutussüsteemide rikked, sisemine ülelööb. Trafo ressursi saab hinnata trafoõlis lahustunud furaaniühendite kontsentratsiooni

(kaudne polümeerisastiooni aste) mõõtmise ja trafo isolatsioonipaberi polümeerisastiooniastme otsese määramise kaudu, mis on ka paberi vananemise indikaatoriks.

Infrapuna mõõtmiste kaudu on võimalik avastada trafo paakidel soojuslike muustrite muutusi ning ebatavaliselt kõrgeid väliseid temperatuure, mis indikeerivad trafo sisemisi rikkeid, milleks on madal õlitase, jahutuse katkemine, lahtised ühendused ning astmelüliti probleemid.

Läbiviikude isolatsiooni olukorda aitab välja selgitada läbiviikude mahtuvuse, kaoteguri ($\tan \delta$)/võimsusteguri mõõtmine. Võimsusteguri teste teostatakse selleks, et kindlaks teha läbiviikude kadusid. Suur osa läbiviikude rikestest on seotud niiskuse juurdepääsuga, mille tõestuseks on võimsusteguri suurenemine. Muutused mahtuvuses võivad tähendada mähiste mehaanilisi nihkeid või läbiviikude osalist riket. Samas tuleb jälgida mõlemat parameetrit korraga. Kui ainult ühe parameetri väärtus tõuseb, ei pruugi tähendada see ilmtingimata kohe riket.

Koormusastmelüliti on trafo ainus liikuv komponent ning umbes pooled trafo rikestest on tingitud koormusastmelülitite tõrgetest, milleks on enamasti kontaktide mehaaniline kulumine, ülemäärane oksüdeerumine, süsinikurikka tahke aine sadestumine, vibratsiooni tõttu kulumine või püsiv deformeerumine mehaaniliste pingete mõju. Seega vaatluse alla tuleb võtta kontaktide kulumise aspekt. Kontaktide takistus suureneb eluea jooksul järk-järgult ning samuti kulub kontakti materjal ülekuumenemise tõttu, mis võib viia pöördumatu kahjustuseni. Seega on oluline mõõta kontaktide takistus.

Tabelis 4.2 ja 4.3 on toodud trafo komponentide mõõdetavad parameetrid ning mõõtetulemustest saadav seisundihinnang.

Tabel 4 2. Trafo mähiste ja läbiviikude mõõdetavad parameetrid ning mõõtetulemuste põhjal hinnatav seisund

Komponent	Mõõdetavad parameetrid	Hinnatav seisund	Eleringis mõõdetav
Mähised	Võimsusfaktor	Niiskuse, karboniseerumise ja saastumise avastamine isolatsioonis	<i>Offline</i>
	Temperatuur	Isolatsiooni ülekuumenemise avastamine	<i>Online</i>
	Õlis lahustunud gaasid (DGA)	Isolatsiooni seisukorra määramine (elektrilahendus, osalahendus, paberi ülekuumenemine ja lagunemine, kaar)	<i>Online</i>
	Infrapuna mõõtmine	Kuumpunkti avastamine lahtise ühenduse või mähise rikke tagajärjel	<i>Offline</i>
	Niiskus õlis, õlikvaliteet	Õliisolatsiooni niiskusesisalduse määramine	<i>Online</i>
	Osalahendused	Isolatsiooni dielektrilise omaduse halvenemine	<i>Offline</i>
Läbiviigud	Võimsusfaktor	Niiskuse, karboniseerumise ja saastumise avastamine isolatsioonis	<i>Offline</i>
	Osalahendused	Isolatsiooni dielektrilise omaduse halvenemine	-
	DGA, õlikvaliteet	Isolatsiooni seisukorra määramine	-
	Infrapuna mõõtmine	Kuumpunkti avastamine lahtise ühenduse või rikke tagajärjel	<i>Offline</i>
	Tan δ	Isolatsiooni seisund	<i>Offline</i>

Tabel 4.3 Trafo astmelüliti mõõdetavad parameetrid ning mõõtetulemuste põhjal hinnatav seisund

Komponent	Mõõdetavad parameetrid	Hinnatav seisund	Eleringis mõõdetav
Astmelüliti	Osalahendused	Isolatsiooni dielektrilise omaduse halvenemine	<i>Offline</i>
	Operatsioonid ja kontakt	Mehhanismi jõudluse ja kontaktide seisundi määramine	
	Kulumise kalkulatsioonid	Kontakti kulumise määramine	
	Mootori energia	Mootori jõudluse määramine	
	DGA, õlikvaliteet, niiskus ölis	Isolatsiooni seisukorra määramine	
	Infrapuna mõõtmised	Kuumpunkt avastamine lahtise ühenduse või mähise rikke tagajärjel	<i>Offline</i>

4.6.2 Lülite teostatavad mõõtmised

Võimsuslüliti võib jagada kolmeks komponendiks, milleks on juhtimisahel, lülitusmehhanism ning peakontaktid.

Põhilisteks parameetriteks on võimsuslüliti töötamise aegade mõõtmine, milleks on nii väljalülitusajad kui ka sisselülitusajad. Pidevalt monitoorides neid parameetreid on aegade muutuste kaudu võimalik kindlaks teha mehhanismi avamise ja sulgumise ning operatsiooni kiiruse probleeme.

Lisaks on võimalik monitoorida ka gaasirõhku ja temperatuuri, mille kaudu on võimalik arvutada gaasitihedus. Gaasitiheduse muutusel või ebapiisava gaasirõhu korral võib võimsuslüliti töötamine olla häiritud, mille põhjuseks võivad olla gaasilekked.

Oluline on jälgida ka kaarekustutuskontaktide kulumist kuna need on spetsiaalselt välja töötatud vastu pidama lüliti avamise ajal tekkivale kõrgele kaareenergiale, mistõttu on nendel kontaktidel ka piiratud eluiga. Salvestades katkestuse operatsioonide arvu ning mõõtes katkestuse ajal voolu ja kaarekustutusaega saab kalkuleerida kaare energiat ning sellest

tulenevalt kaarekustutuskontaktide kulumist/erosiooni. Kaarekustutamise aja suurenemisega on võimalik avastada voolukatkestamise jõudluse probleeme.

Võimsuslülitite juhtimisahelate tarvis jälgitakse alalisvoolu toidet, kus madalam toitepinge tähendab pikemat aega pooli käivitamiseks, mis viib aeglasemate operatsioonideni. Kui pinge langeb liiga madalale, ei suuda pool lülitit välja lülitada (vinnastada).

Võimsuslülitite opereerimise ajal tuleb mõõta poole läbivat alalisvoolu, mille kaudu on võimalik tuvastada muutuseid ning kahjustusi poolis, mis tähendab, et tal ei pruugi olla piisavalt energiat, et järgmine kord lülitusvarrast liikuma.

Samuti tuleb mõõta ka mootori aega, kus lühendatud aeg võib tähendada osaliselt defektsele vedrule ning pikemad ajad võivad viidata täiendavale hõõrdumisele või mootori enda probleemile.

Küttekehade korrasolek on oluline seetõttu, et nad aitavad vältida kondensaadi teket, mis võib põhjustada võimsuslülitite enda tõrget.

Tabelis 4.4 ja 4.5 on näidatud võimsuslülitite komponentide mõõdetavad parameetrid ja nende tulemuste põhjal hinnatav seisund.

Tabel 4.4. Lülitite mehhanismi ja peakontaktide mõõdetavad parameetrid ning mõõtetulemuste põhjal hinnatav seisund

Komponent	Mõõdetavad parameetrid	Hinnatav seisund	Eleringis mõõdetav
Lülitus-mehhanism	Kontakti liikumiskõver	Kontakti toimimise jälgimine (ühenduste halvenemine, hõõrdumise suurenemine, mustunud kontakt, lülitite aeglasem töö)	Offline
	Kontakti kiirus		
	Ühenduste halvenemine		
	Hõõrdumine		
	Kütteelemendi seisund	Kondensaadi tekke ja lülitite rike	Visuaalne
Peakontaktid	Kontakti erosioon, kulumine, takistus	Kontakti seisundi, erosiooni ja kulumise jälgimine	Offline
	Kaarepõlemise aeg		
	Kumulatiivne katkestusvool		Online

Tabel 4.5 Lüliti juhtimisahelate mõõdetavad parameetrid ning mõõtetulemuste põhjal hinnatav seisund

Komponent	Mõõdetavad parameetrid	Hinnatav seisund	Eleringis mõõdetav
Juhtimisahel	Välja- ja sisselülitusajad ja lülituse järjestus	Mehaanilise operatsiooni liikumiseaja ning kiiruse hindamine	Offline
	Abikontaktide seisund		
	Poolide ebaõige reguleerimine	Pooli seisund, toitepingete jälgimine, mis viitab lüliti rikkele	Offline

4.7. Mõõdetud tulemuste rakendamine tehnilise jääkressursi määramiseks

Eleringis käib hetkel käib seisundi hindamine lahustunud gaasi analüüsi, läbilöögipinge, niiskusesisalduse ja ionooli mõõtmise kaudu.

Kuigi on olemas mõõtmistele teatud normid, ei ole Eleringis siiski välja töötatud kindlat mudelit, mille kaudu saaks nende mõõtmistulemuste baasil kindlaks määrata seadme eluiga/jääkressurssi. Üldjuhul võrreldakse mõõtmistulemusi eelmiste tulemustega ning kui on näha, et tegemist on märgatava muutusega, kuid mis ei põhjusta veel suuremat riket, siis võetakse see seade suurema tähelepanu alla, mis tähendab, et teste hakatakse teostama sagedamini.

Hinnang antakse siiski personali poolt nagu näidatud Lisas L1 olevas tabelis, mis võib aga sõltuda paljudest asjaoludest.

Kui trafo elueaks on arvestatud 40 aastat ning peale 10 aastat töösolekut tehakse vastavad testid ning näidud on normide piires, siis trafo eluea jääkressursiks määratakse 30 aastat. Seega eluea jääkressursi määramine või hinnang toimub suhteliselt umbkaudselt ainult hetkeliste mõõtmiste baasil. Mõõtmiste väheseid kõikumisi arvesse väga ei võeta.

Eleringi osadel trafodel on olemas *online* monitoorimisseadmed, kuid Järve alajaamas need puuduvad, seega oleks mõistlik sinna need paigaldada ning hakata reaajas jälgima ja salvestama mõõdetavaid parameetreid, jälgida trende ning tekitada juba keskmistest muutustest

alarmid, mille puhul on võimalik seade koheselt lähema vaatluse alla võtta. Samuti on mõistlik paigaldada ka puuduolevatele trafodele sarnased seadmed kuna ainult teatud trafode jälgimine ei anna infot kogu ettevõtte vara seisundi kohta. Teiseks lähenemisviisik on paigaldada Järve alajaama trafodele uuemad online monitooringu seadmed, mida antud töös kajastati, kus on rohkem mõõdetavaid parameetreid, mis indikeerivad trafo ja tema komponentide seisukorda.

Võimsuslülitite puhul teostatakse hoolduste ajal peamiselt toimeagade mõõtmised ning kontaktide üleminekutakistuse mõõtmine, mille kaudu saab teada lüliti hetke seisundi ja kontaktide seisukorra, kuid see ei ole siiski piisav seadme seisundi jälgimise seisukohast kuna antud mõõtmisi teostatakse liiga harva. Samuti puudub võimsuslülitite puhul teostatavate mõõtmiste kohta ühtne andmebaas.

Seetõttu oleks mõistlik paigaldama hakata ka lülititele *online* monitoorimise seadmeid, mille kaudu jälgida seadme enda kui ka komponentide seisundit.

4.8. Välja pakutud *online* süsteemi võrdlus hetkel olevaga

Kõikidel alajaamas olevatel seadmetel võib paigaldusjärgselt esineda erinevaid rikkeid. Et õigeaegselt reageerida seadmete kasvavast vanusest tingitud vähenenud töökindlusele on soovitatav omada hooldusstrateegiat, mis hõlmab varustuskindluse aspektis kriitilisi elemente. Erinevad ettevõtted kasutavad erinevaid hooldusstrateegiaid. Et ühte või teist hooldusstrateegiat kasutada, tuleb korralikult analüüsida, mis võimalused ja vajadused selleks olemas on.

Eleringis on kasutusel olnud perioodiline hooldus, mille puhul viiakse ülevaatus, hooldust või remonti läbi regulaarselt kindlaks määratud intervallide või töötundide arvu järel, mis tihtipeale saavutatakse kogemuse põhjal. Need intervallid või töötunnid on välja pakutud tootja poolt, mis on välja töötatud testide tulemusena ning see on pigem soovituslik ning konservatiivne lähenemine, kuidas seadme maksimaalset eluiga saavutada. Samas ei näita seadme eeldatav eluea lõpu saavutamine siiski tegelikku seisukorda kuna seadmel, millega opereeritakse harva, ei kulu midagi. Teiseks eeliseks tootja juhiste jaoks on asjaolu, et sageli osutatakse erivajadustele või –nõuetele konkreetse seadme puhul, mis on omane just sellisele seadmele. Samas oleneb paljuski hooldusstrateegia seadme tähtsusest ning tema hetke seisukorrast. Selle strateegiaga on võimalik vähendada rikke esinemise tõenäosust läbi planeeritud ülevaatuste, kuid siiski ei garanteeri see seda, et seade ei lähe rikki. Seadme hooldus hõlmab endast tavaliselt seadme tööst välja viimist ning vastavaid tegevusi, teste ja mõõtmisi jne. Mõningatel juhtudel käib

seadmete seisukorra hindamine visuaalse ülevaatusel, mis põhineb paljuski personali enda hinnangutel, mis on aga liialt subjektiivsed tänu inimeste erinevatele nägemustele ja harjumustele mõista asju ühte või teistpidi. Inimese poolt antav hinnang "hea" ei anna piisavat infot seadme tegeliku seisundi kohta kuna see võib olla inimese enda nägemus. Kuna alajaama seadmed on suhteliselt keerulise ehitusega, siis ainult visuaalsel hinnangul on võimatu otsustada alajaama seadmete tehnilist seisukorda. Samas teostatakse visuaalsel hinnangul trafo ja abiseadmete väline ülevaatus ja kõigi kohapeal kõrvaldatavate defektide kõrvaldamine ja mittekõrvaldatavate defektide (näiteks keevisõmblustest õlilekked jne) kaardistamine. Et elimineerida seadme seisundi hindamisel inimestest tulenevat subjektiivsust, on koostatud meetodikad, kus siis vaadeldavale seadmele on olemas füüsikaliste suuruste mõõtmistel baseeruv katsetus või test, mille abil oleks võimalik seadme seisukorda määrata palju täpsemalt ja üheselt mõistetavalt. Olenemata millist meetodit kasutatakse, ei ole siiski mõõtmiste või visuaalsete ülevaatuste tulemuseks kindel arv aastates ehk siis seadme täpne eluiga aastates. Mõõtmiste kaudu on pigem võimalik avastada seadme enda või tema komponentide vananemise tundemärke, mille kaudu on võimalik hinnata täpsemalt seadme seisukorda. Probleemiks kujuneb seejuures seadmete konkreetsete piirväärtuste väljatoomine seadme seisundi määramiseks kuna seadmete tootjaid on palju ning nende seadmete kohta jagatav vähene info tootja poolt ei aita samuti asjale kaasa. Mõõtmistulemuste tõlgendamiseks ning piirväärtuste saamiseks tuleb üldjuhul ühendust võtta tootjaga.

Tänu suurtele tootjate arvule ning seadmete keerukusele ja vähesele seadme seisundit puudutavale informatsioonile ongi tekkinud vajadus mõista rohkem seadme seisukorda ning seda puudutavaid mõõtmisi või füüsikalisi suurusi. Sellest tulenevalt töötati välja seisundipõhine hooldusstrateegia, mille puhul lähtutakse seadmete tehnilisest seisukorrast, mille hindamine põhineb antud seadme olulistel parameetritel ehk siis jälgitakse vara tegelikku seisundit, et otsustada, mis vajab hooldust. Energeetikavaldkonnas on vara seisundi jälgimine väga tähtis, et minimeerida rikke esinemist ning kriitiliste seadmete väljasolekuaega kuna see aitab vastavaid meetmeid kasutusele võtta ning töökindlust suurendada. Seisundipõhise hoolduse eelisteks on komponentidel esinevate probleemide avastamise võimalikkus enne rikke tekkimist, varade hooldus- ja remonditööde teostamise võimalikkus nende töösoleku ajal minimaalse töökindluse vähenemisega ning madalad pikemaajalised hooldus- ja remondikulud võrreldes rikke likvideerimise maksumusega. Puuduseks on aga see, et vajalikud on lühiaegsed investeeringud seireseadmete paigaldamise ja andmebaaside ning tarkvarade näol ning arvestada tuleb ka asjaoluga, et odavamate seadmete puhul võib see siiski ületada seadmete

hoolduste või vahetuste maksumusi suhteliselt lühikese perioodi jooksul. Selle jaoks on välja töötatud seadme seisundi jälgimiseks erinevaid seadmeid ja süsteeme.

Tabelitest 4.2 ja 4.3 välja toodud seadmetele teostatavate mõõtmiste tabelist on näha, et Eleringis teostatakse seadme seisundi hindamiseks ainult osa võimalikest testidest ning sedagi enamjaolt siis, kui seade on tööst välja viidud või on tekkinud mingi indikatsioon, et seadme seisund on halvenemas või juba halvenenud. See tähendab sisuliselt, et reageeritakse alles siis, kui midagi juhtub.

Uue lüliti puhul tuleks teha kõik lülititega seotud mõõtmised, mis hõlmaksid kõiki lülitite komponente ning mis oleksid baasparameetriteks. Neid on võimalik võrrelda tulevaste mõõtmistega, mille pealt on võimalik hinnata seadme seisundit. Algetapis ei ole kohe võimalik hakata mõõtmistulemustest arvutama seadme eluiga, kuid see oleks esialgu indikatsiooniks kas seadme enda või mõne komponendi seisund on halvenenud või mitte. Seetõttu oleks mõistlik paigaldada võimsuslülitite online monitooringu kaudu seisundi hindamiseks ja selle tarvis vastavate mõõteväärtuste saamiseks näiteks CB Watch 3 seadmed nii Järve alajaama kui ka teistesse alajaamadesse, mille eesmärgiks oleks sarnastel seadmetel mõõta sarnaseid parameetreid.

Sama lähenemine tuleb võtta ka trafode puhul. Ainult teatud komponendi seisundi jälgimine ei anna siiski terviklikku pilti kogu seadme üldisest seisundist. Kui hakata mõõtma lisaks olemasolevatele mõõtmistele ka muid trafo erinevate komponentide seisundit indikeerivaid parameetreid, siis on ettevõttel võimalik lihtsamini üle minna ajapõhiselt hoolduselt seisundipõhisele hooldusele, mille kaudu on võimalik hakata hindama seadmete tegelikku seisundit ning eeldatavat eluiga ning millel on märkimisväärsed eelised ajapõhise hooldusega võrreldes. Selline strateegia peaks tunduvalt lihtsustama ettevõtte juhtkonda investeeringutega seotud otsuste tegemisel ja põhjendamisel.

Lõputöö kokkuvõte

Hetkel enimlevinud seadmete hooldusliigiks on ajapõhine hooldus, mis sisuliselt tähendab seda, et seadmetele teostatakse teatud ajavahemiku tagant (näiteks võimsuslülitil kas teatud lülituskordade täitumisel või teatud intervalli tagant) hooldus, mis on üldjuhul kindlaks määratud selle seadme tootja soovitude kohaselt. Seadme hooldus hõlmab endast tavaliselt seadme tööst välja viimist ning vastavaid tegevusi, teste ja mõõtmisi jne. Mõningatel juhtudel käib seadmete seisukorra hindamine visuaalse ülevaatusel, mis põhineb paljuski personali enda hinnangutel, mis on aga liialt subjektiivsed tänu inimeste erinevatele nägemustele ja harjumustele mõista asju ühte või teistpidi. Inimese poolt antav hinnang "hea" ei anna piisavat infot seadme tegeliku seisundi kohta kuna see võib olla vaid inimese subjektiivne nägemus. Kuna alajaama seadmed on suhteliselt keerulise ehitusega, siis ainult visuaalsel hinnangul on võimatu otsustada alajaama seadmete tehnilist seisukorda. Et elimineerida seadme seisundi hindamisel inimestest tulenevat subjektiivsust, tuleb kasutada meetodikaid, kus siis igale vaadeldavale seadmele on olemas füüsikaliste suuruste mõõtmistel baseeruv katsetus või test, mille abil oleks võimalik seadme seisukorda määrata palju täpsemalt ja üheselt mõistetavalt. Olenemata millist meetodit kasutatakse, ei ole siiski mõõtmiste või visuaalsete ülevaatuste tulemuseks kindel arv aastates ehk siis seadme täpne eluiga aastates. Mõõtmiste kaudu on pigem võimalik avastada seadme enda või tema komponentide vananemise tundemärke, mille kaudu on võimalik hinnata ligikaudselt seadme eluiga. Probleemiks kujuneb seejuures seadmete konkreetsete piirväärtuste väljatoomine seadme seisundi määramiseks kuna seadmete tootjaid on palju ning nende seadmete kohta jagatav vähene info tootja poolt ei aita samuti asjale kaasa. Mõõtmistulemuste tõlgendamiseks ning piirväärtuste saamiseks tuleb üldjuhul ühendust võtta tootjaga.

Tänu suurtele tootjate arvule ning seadmete keerukusele ja vähesele seadme seisundit puudutavale informatsioonile ongi tekkinud vajadus mõista rohkem seadme seisukorda ning seda puudutavaid mõõtmisi või füüsikalisi suurusid. Selle jaoks välja töötatud seadme seisundi jälgimiseks erinevaid seadmeid ja süsteeme. Et mitte teha suurt investeeringut kohe, tasub enne korralikult analüüsida, mis parameetreid peamiselt mõõta on vaja, mille baasil saab seadme seisundit hinnata.

Kõige suuremaks probleemiks põhivõrgu alajaama seadmete tehniliste hinnangute andmisel on puudulik informatsioon seadmete vananemise tunnuste kohta. Hetkel käib seadmete seisukorra hindamine siiski algelisel tasandil, kus otsustatakse olemasoleva vähese info põhjal, kas seade

on töökorras või mitte. Selle põhjal ei ole võimalik hinnata seadme jääkressurssi. Lisaks puudub Eleringil ka jääkressursi kohapealt oluliste väärtuste määramiseks vajalik informatsioon tootjatehastelt, mistõttu on ettevõttes kasutusel ajapõhine hooldus.

Erinevad ettevõtted kasutavad erinevaid hooldusstrateegiaid. Et ühte või teist hooldusstrateegiat kasutada, tuleb korralikult analüüsida, mis võimalused ja vajadused selleks olemas on. Kuna aga jõutrafod ja lülitid on elektrisüsteemi seisukohast tähtsad ja kallid seadmed, siis sellest tulenevalt on tekkinud vajadus jälgida seame tehnilist seisukorda. Sellest lähtuvalt on tendents liikumas selles suunas, et üle minna seisundipõhisele hooldusstrateegiale. Seadmete tähtsuse ja kriitilisuse seisukohast on oluline tuvastada rikkeid juba varajases staadiumis, et rakendada ennetusmeetmeid, mida on võimalik saavutada pideva seadmete jälgimise ehk *online* monitoorimise teel. Lisaks, kui vastava seadme seisund on jälgitav aja jooksul, on võimalik hinnata ka tema elutsükli ja jääkressurssi, mis tähendab, et jälgitavale seadmele on võimalik määratleda hooldusmeetmeid tuginedes seadme tegelikule seisundile. Seadmete tehnilise seisukorra määramiseks teostatavatele testidele tuleks lisaks rakendada ka põhjalikku seadmete rikete ja defektide statistikat, et oleks võimalik prognoosida seadmete trende ja leida nende tüüpviigisid. Eleringis on rikete ja defektide statistika andmete kogumine algfaasis.

Trafode parimaks seisundi jälgimise lahenduseks lahustunud gaasi analüüsi teostamine, eriti veel, kui seda tehakse ka automaatselt. Automaatsuse eeliseks on see, et proovid on võetud samalaadsetel tingimustel. Rikked võivad tekkida isegi mitmekümne tunni jooksul, seega on lahustunud gaaside analüüsi proovide sageli võtmine vajalik tegevus. Lisaks on automaatsete proovide võtmise eeliseks ka asjaolu, et salvestatakse kogu ajalugu, mida on võimalik vaadelda ja võrrelda igal ajahetkel.

Seisundi jälgimine peaks põhinema lihtsal küsimusel, et mis probleemi püütakse lahendada.

Kui me eesmärgiks on jälgida trafo üldist seisundit, siis üldine seire lahustunud gaasi analüüsi näol ning temperatuuri mõõtmine peaks olema piisav. Seda Eleringis ka teostatakse. Need mõõtmised ei aita siiski tuvastada kõiki võimalikke probleeme ning säilib oht, et teatud häired ja rikked võivad ilmnedä ilma hoiatuseta või võib esineda parameetrites järske muutusi, mis küll võivad olla ajutised, kuid sellegipoolest indikeerivad trafos esinevaid protsesse, mis kaasa tuua rikke. See tähendab sisuliselt seda, et vaatluse alla on võetud ainult teatud osa seadmest. See aga välistab seadme kui terviku seisundi hindamise. See on muidugi parem, kui ei oma üldse mingit informatsiooni. Samas on trafo kõik komponendid tähtsad tema töökindluse

seisukohalt, seetõttu tuleb ka jälgida kõikide osade seisundit eraldi, mille kaudu on võimalik hinnata ka seadme kui terviku seisundit. Parimaks vahendiks on *online* monitooringu süsteem, mille kaudu on võimalik reaalajas jälgida kõikide komponentide kohta vajalikke mõõtmisi.

Kuna seadmed koosnevad erinevatest komponentidest, millele mõjuvad ja kus toimuvad erinevad protsessid, siis on mõistlik hinnata seadme seisundit komponendi põhiselt kuna igat komponenti saab eraldi vaadelda palju täpsemalt kui seadet tervikuna, mistõttu ongi lülitusseadmed jagatud suuremateks komponentideks, mille kaudu on võimalik hinnata seadmete seisundit erinevast aspektist.

Trafo peamised omadused, mis võivad otseselt või kaudselt mõjutada trafo eluiga ning mis võivad halveneda töösoleku ajal on dielektrilised omadused, magnetilised omadused, astmelüliti peamised komponendid isolatsioon, mähised, läbiviigud ja astmelüliti korrasolek ning mehaaniline terviklikkus. Dielektriliste omaduste all on mõeldud eelkõige trafo isolatsiooni, milleks on nii õliisolatsioon, paberisolatsioon, mähistevaheline isolatsioon, läbiviikude isolatsioon. Isolatsiooni vananemise ja seisukorra uurimine on oluline kuna see vähendab nii trafo mehaanilist kui ka dielektrilist vastupidavust. Samuti mõjutavad trafo õli lagunemist otsesed termilised mõjud, mis õlitemperatuuri tõustes kiirendavad teisi vananemisprotsesse.

Trafo mähiste tehnilise seisukorra saab määrata osalahenduse mõõtmistega kuna osalahendused on üks peamisi põhjuseid trafo mähiste isolatsiooni halvenemisel. Osalahendused tekivad trafodes siis, kui elektriväljatugevus ületab teatud ala dielektrilist tugevust ehk isolatsiooni dielektrilised omadused võivad väheneda, mis võib esile kutsuda seadme rikke.

Magnetiliste omaduste all on mõeldud trafo see olevat magnetsüdamikku, mille puhul on oluline jälgimise alla võtta südamiku materjali ja südamiku kinnituste halvenemise aspekti.

Kuna koormusastmelüliti on trafo ainus liikuv komponent ning umbes pooled trafo rikestest on tingitud koormusastmelülitite tõrgetest, milleks on enamasti kontaktide mehaaniline kulumine, ülemäärane oksüdeerumine, süsinikurikka tahke aine sadestumine, vibratsiooni tõttu kulumine või püsiv deformeerumine mehaaniliste pingete mõju, siis tuleb vaatluse alla võtta kontaktide kulumise aspekt. Kontaktide takistus suureneb eluea jooksul järk-järgult ning samuti kulub kontakti materjal ülekuumenemise tõttu, mis võib viia pöördumatu kahjustuseni. Seega on oluline mõõta kontaktide takistusi.

Mehaanilise terviklikkuse all on mõeldud trafo selliste komponentide nagu läbiviikude, paagi, jahutussüsteemi jne terviklikkust.

Läbiviikisolaatorid on elektrisüsteemi seisukohalt kriitilise tähtsusega kuna nende peamiseks ülesandeks on kõrgepingel voolu toomine läbi maandatud trafo korpuse ning voolujuhtivate osade isoleerimine ning läbiviigud põhjustavad ligi veerandi trafo riketest. Peamisteks läbiviikude rikete põhjustajateks on vananemine, saastumine, pragunemine, liigne niiskus, õlilekked, liigpinged, osalahendused ja väga kiired siirdeprotsessid, seega on oluline teada läbiviikude seisundit

Kuna võimsuslülitite tehniline seisukord on määratud peamiselt nelja näitajaga, milleks võimsuslülitite ajami töökiirus, elektrikaare kustutamise keskkond, võimsuslülitite isolatsiooni omadused ning kontaktide seisukord, mis on mõjutatud elektrikaare termilise toimega, siis jagatakse võimsuslülitite kolmeks komponendiks, milleks on juhtimisahel, lülitusmehhanism ning peakontaktid.

Põhilised parameetrid, mida tuleb mõõta, on võimsuslülitite töötamise ajad, milleks on nii väljalülitusajad kui ka sisselülitusajad, kus mõõdetavate aegade muutuste kaudu on võimalik kindlaks teha mehhanismi avamise ja sulgumise ning operatsiooni kiiruse probleeme.

Samuti tuleb jälgida ka kaarekustutuskontaktide kulumist kuna need on spetsiaalselt välja töötatud vastu pidama lülitite avamise ajal tekkivale kõrgele kaareenergiale, mistõttu on nendel kontaktidel ka piiratud eluiga. Lisaks tuleb salvestada katkestuse operatsioonide arvu ning mõõta katkestuse ajal voolu ja kaarekustutusaega, mille kaudu saab kalkuleerida kaare energiat ning sellest tulenevalt kaarekustutuskontaktide kulumist/erosiooni. Kaarekustutamise aja suurenemisega on võimalik avastada voolukatkestamise jõudluse probleeme.

Võimsuslülitite juhtimisahelate tarvis tuleb jälgida alalisvoolu toidet, kus madalam toitepinge tähendab pikemat aega pooli käivitamiseks, mis viib aeglasemate operatsioonideni. Kui pinge langeb liiga madalale, ei suuda pool lülitit välja lülitada (vinnastada).

Võimsuslülitite opereerimise ajal tuleb mõõta poole läbivat alalisvoolu ning alalisvoolu toidet, mille kaudu on võimalik tuvastada muutuseid ning kahjustusi poolis, mis tähendab, et liiga madala toitepinge korral aeglustuvad lülitite operatsioonid või ei pruugi olla piisavalt energiat, et järgmine kord lülitusvarrast liikuma panna.

Alajaama lülitusseadmete tehnilise seisukorra võimalikult täpseks iseloomustamiseks ja määramiseks on jõutrafod ja lülitid jagatud vastavalt seadme ehitusele erinevateks

komponentideks. Iga komponendi puhul on välja toodud tehnilise seisukorra määramiseks maailmas kasutusel olevad soovitatavad testid ja parameetrid.

Selleks, et neid mõõtmisi saaks teostada, on tutvustatud ka maailmas leiduvaid kasutatavaid *online* monitooringu seadmeid alajaama ja lülitite näitel.

Süsteemide ja parameetrite ning *online* monitooringu seadmete kirjelduse põhjal koostati põhivõrgu alajaama näitel *online* monitooringu terviklahendus ning analüüsiti, mida selline terviklahendus põhivõrgu seadmete tehnilise seisukorra hindamiseks juurde annab.

Järve alajaamas puuduvad lülitusseadmetel *online* monitoorimisseadmed, mis sisuliselt tähendab, et seadmetele teostatakse mõõtmisi ja hoolduseid teatud intervalli järel, mis võib olla kas kord aastas või harvemini. Trafodel teostatakse iga aasta õliproov, millest määratakse õlis erinevate gaaside osakaal ning õlitemperatuur, mille põhjal on võimalik kindlaks teha trafos esinevad protsessid ning sagedamini esinevad vead, milleks on osalahendused ja kaarlahendused, sädelemine, kuum punkt, õli- ja paberi kuumenemine. Kuna aga neid mõõtmisi teostatakse harva ning õlis esinevad protsessid võivad kulgeda kiiresti, siis võib selline mõõtmine anda liiga vähe tulemusi, seega ei piisa sellest seadme seisundi hindamiseks. Veelgi harvemini teostatavate mõõtmiste põhjal on samuti keeruline seisundit hinnata.

Võimsuslülite puhul on Eleringis kasutusel samuti ajapõhine hooldus, mis sisuliselt tähendab, et lülitele teostatakse hooldus tehase poolt etteantud teatud lülitustsüklite arvu täitumisel või mingi ajaperioodi täitumise korral. Kuna need lülitid on enamasti 110kV liinide ja trafode lahtrites nagu ka Järve alajaama puhul, siis see tähendab, et nendega opereeritakse suhteliselt harva, siis 10 000 lülituskorda lüliti eeldatava eluea jooksul on suhteliselt raske saavutada. Eleringi statistika kohaselt on seda tüüpi lülitel kõige suurel lülituskordade arv 01.12.2017 seisuga 648, enamuse jääb 100-300 vahele. Seoses sellega, et lülititega vähe opereeritakse, siis ongi teadmata lülitite endi või kontaktide seisund. Arvestades asjaoluga, et lülitid võivad pikemat aega seista opereerimata, siis ei saa päris kindel olla, et nad töötavad just nii nagu peavad süsteemis esineva lühise korral. Ehkki hooldustoimingud on küll välja toodud, ei ole see siiski piisav.

Kuna Järve alajaam on elektrivarustuskindluse seisukohast tähtis alajaam ning seal on kasutusel ühekordsete kogumislattidega sektsioneeritud skeem, mille suurimaks puuduseks on asjaolu, et lühis kogumislattidel, lahklülitis või võimsuslülitis põhjustab jaotla väljalülitumise ja seadmete rikke korral vältab elektrikatkestus kogu remondi aja, siis ongi oluline teada seadmete seisundit, et minimeerida neid riske.

Online süsteemi paigaldamine Järve alajaama aitab vähendada rikke esinemise riski ning sellega kaasnevat katkestust lisaks finantsilistele tagajärgedele. Samuti aitab see miinimumini viia hooldustööde ja paranduste sageduse ja mahu kuna aitab ära hoida tõsise rikke paagis ning samuti on võimalik teostada planeeritud katkestus võimalikult sobival ajal, kui koormused on minimaalsed. Lisaks on võimalik varuosade või mõõteseadmete hankimine eelnevalt ära korraldada.

Kiired ja järsud muutused parameetrites on rikke eelduseks. Teadmata konkreetseid piirväärtusi, kuid omades pidevaid mõõtmistulemusi, on võimalik kiirete muutuste korral saada indikatsiooni, et tuleb hakata vastavaid meetmeid kasutusele võtma. Kui mõõta üks kord viie aasta jooksul, siis neid muutusi on võimatu avastada.

Lõputöö „Alajaama lülitusseadmete *online* mõõtmised ning nende rakendatavus seadmete tehnilise seisukorra määramiseks” puhul õnnestus koostada põhivõrgu alajaama näitel *online* monitooringu terviklahendus, mille abil on võimalik hakata jälgima seadmete tehnilist seisukorda, mille tulemusena on ettevõttel võimalik lihtsamini üle minna ajapõhiselt hoolduselt seisundipõhisele hooldusele omades seeläbi paremat infot investeringute tegemiseks lähtudes konkreetsetest mõõtmistulemustest ja nendega kaasnevatest hinnangutest.

Kirjandus

- [1] ELERING, „ELERING AS sisematerjal“.
- [2] E. Tiigimägi, „Elektrivõrgud, loengukonspekt,“ TTÜ, Tallinn, 2004.
- [3] R. Teemets, „Elektrivarustus, sissejuhatus, slaidid,“ TTÜ, Tallinn, 2012.
- [4] P. R. R. Oidram, „Alajaamad II, loengukonspekt,“ TTÜ, Tallinn, 2010.
- [5] „Slideshare,“ [Võrgumaterjal]. Available: https://www.slideshare.net/sharique_64/gas-insulated-substation-14315261.
- [6] M. Meldorf, „Infosüsteemid energeetikas, loengukonspekt“.
- [7] „Elektrilevi OÜ kesk- ja madalpingevõrgu varustuskindluse näitajad ja muutuste mõjurid erinevates varustuskindluse piirkondades üleminekul kaablivõrgule,“ TTÜ, Tallinn, 2013.
- [8] N. Dorovatovski, *Diagnostika talituse visioon*, Tallinn.
- [9] Z. Moravej ja S. Bagheri, „Condition Monitoring Techniques of Power Transformers: A Review,“ *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, kd. 3, nr 1, pp. 71-82, Winter & Spring 2015.
- [10] National Instruments, „Addressing Challenges of Online Monitoring,“ National Instruments, 2017.
- [11] J. Luopajarvi, „Condition monitoring of power transformer as part of power plant maintenance process,“ University of Vaasa, Vaasa, 2010.
- [12] „Hansfordsensors,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.hansfordsensors.com/the-pros-and-cons-of-different-maintenance-strategies>.
- [13] „Fiixsoftware,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.fiixsoftware.com/maintenance-strategies/risk-based-maintenance>.
- [14] R. Lahtmets, „Elektrotehnika alused,“ TTÜ, Tallinn, 2001.

- [15] K. Janson, „Elektrimasinad, loengukonspekt,“ TTÜ, Tallinn, 2005.
- [16] „Windpowerengineering,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.windpowerengineering.com/electrical/report-update-large-power-transformers-u-s-electric-grid>.
- [17] S. T. Jan, R. Afzal ja A. Z. Khan, „Transformer Failures, Causes & Impact,“ %1 *International Conference Data Mining, Civil and Mechanical Engineering (ICDMCME'2015)*, Bali, 2015.
- [18] „Quora,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.quora.com/What-is-the-function-of-the-oil-in-a-transformer>.
- [19] „ABB,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://new.abb.com/products/transformers/transformer-components/bushings>.
- [20] A. P. C. S. Thanapong Suwnansri, T. Suwnansri, A. Pongmanee ja C. Suwanasri, „On-line Monitoring for Bushing of Power Transformer,“ *GMSARN International Journal*, kd. 8, nr 2-3, pp. 47-52, 2014.
- [21] „Evaluating Reliability of Bushings & Related Case Histories,“ *INMR*, 2017.
- [22] S. Bhutada, S. Joshi, P. B. Karandikar ja R. M. Holmukhe, „Insulation Assessment of Oil Impregnated Paper Condenser Bushings using Dielectric Frequency Response Technique,“ *Indian Journal of Science and Technology*, kd. 10, 2017.
- [23] P. Raesaar, „Elektrivõrkude erikursus, loengukonspekt,“ TTÜ, Tallinn, 2010.
- [24] H. Ding, R. Heywood, J. Lapworth ja S. Ryder, „Ageing mechanisms and diagnostics for high voltage bushings - an overview,“ Doble PowerTest Ltd UK, 2017.
- [25] „Electricalbaba,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://electricalbaba.com/transformer-off-load-tap-changer/>. [Kasutatud 03 2018].
- [26] „Electrical-engineering-portal,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://electrical-engineering-portal.com/4-essential-features-of-transformer-on-load-tap-changer-oltc>. [Kasutatud 04 2018].

- [27] „top10electrical,“ 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://top10electrical.blogspot.com.ee/2015/03/tap-changing-transformers.html>. [Kasutatud 03 2018].
- [28] J. Hillergren ja M. Lindahl, „On moving contacts in on-load tap changers,“ Chalmers University of Technology, Göteborg, 2010.
- [29] M. Wild ja S. Tenbohlen, „Degradation Effects and Diagnosis of On-load Tap Changer in Power Transformers“.
- [30] J. J. Erbrink, „On-load Tap Changer Diagnosis on High-Voltage Power Transformers using Dynamic Resistance Measurements,“ Electrical Engineering, Mathematics and Computer Science, 2011.
- [31] KONCAR, „KONCAR transformer operations and maintenance instructions,“ KONCAR, Zagreb, 2014.
- [32] „Electrical4u,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.electrical4u.com/conservator-tank-of-transformer>. [Kasutatud 03 2018].
- [33] R. Lahtmets, „Elektriseadmete tõrked ja töökindlus“.
- [34] M. Meldorf ja J. Kilter, „Elektrijaotustehnika,“ TTÜ, Tallinn, 2008.
- [35] ABB, „Transformer handbook,“ ABB, 2004.
- [36] „Electrical4u,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.electrical4u.com/transformer-cooling-system-and-methods>. [Kasutatud 03 2018].
- [37] R. Tostrud, „Development of Online Transformer Monitoring Programs,“ %1 *International Conference on Condition Monitoring, Diagnosis and Maintenance DMDM2017*, Bucharest, 2017.
- [38] „IEC 60076-7 “Power Transformer -Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers”“.
- [39] M. T. Ishak ja Z. Wang, „Transformer Hotspot Temperature Calculation using IEEE Loading Guide,“ %1 *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, Beijing, 2008.

- [40] J.-N. Berube, J. Aubin ja W. McDermid, „Recent Development in transformer winding temperature determination“.
- [41] U. Sharma, S. Chatterjee ja K. Bhuyan, „Development of reference SFRA plot of Transformer at Design stage using High Frequency Modelling,“ %1 *1st International Conference on Power and Energy in NERIST (ICPEN)*, 2012.
- [42] „Sarutech,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://electricalstudy.sarutech.com/sweep-frequency-response-analysis-test-sfra-test/index.html>.
- [43] S. Tenbohlen ja S. A. Ryder, „Making Frequency Response Analysis Measurements: A Comparison of the Swept Frequency and Low Voltage Impulse Methods,“ %1 *XIIth International Symposium on High Voltage Engineering*, Rotterdam, 2003.
- [44] I. A. Soomro ja M. N. Ramdon, „Study on different techniques of partial discharge (PD) detection in power transformers winding: Simulation between paper and EPOXY resin using UHF method,“ *International Journal of Conceptions on Electrical and Electronics Engineering*, kd. 2, nr 1, pp. 57-61, 2014.
- [45] M. M. Yacoob, M. A. J. AlSaedi, A. Al Gizi ja N. Zareen, „Partial discharge signal detection using ultra high frequency method in high voltage power equipments: a review,“ *International Journal of Scientific & Engineering Research*, kd. 4, nr 1, pp. 1-6, 2013.
- [46] „Transformers-magazine,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.transformers-magazine.com/component/k2/1320-transformers-with-low-degree-of-polymerisation-of-paper.html>.
- [47] „Siemens,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.energy.siemens.com/us/en/services/power-transmission-distribution-smart-grid/transformer-test-laboratory/degree-of-polymerization.htm#content=Oil%20analysis>.
- [48] W. Bassi, H. A. Silva, J. A. Grimoni, G. F. Furani, C. A. Galdeano ja J. H. Hossri, „Moisture assessment for power transformers using PDC and drying-out processes evaluation,“ %1 *IEEE SECCION MEXICO*, Acapulco, 2008.
- [49] B. Garcia, B. Valecillos ja J. C. Burgos, „Determination of Water Content in Transformer Solid Insulation by Frequency Domain Spectroscopy,“ %1 *Proc. of the 5th*

WSEAS/IASME Int. Conf. on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Tenerife, 2005.

- [50] T. Dalton, „Moisture measurements in power transformers,“ 2013.
- [51] OMICRON, „Testing and diagnostics of power transformers,“ OMICRON, 2016.
- [52] M. Anglhuber ja M. Krüger, „Dielectric analysis of high-voltage power transformers,“ *Transformer magazine*, kd. 3, nr 1, pp. 24-31.
- [53] „Novaindustrialisa,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.novaindustrialisa.ro/en/software/trafomon-5.html>.
- [54] C. Moldoveanu, I. Hategan, V. Brezoianu ja S. Zaharescu, „Power transformer on-line monitoring & diagnostic system as a Smart grid solution,“ %1 *International Conference on Condition Monitoring, Diagnosis and Maintenance CMDM 2017*, Bucharest, 2017.
- [55] R. Teemets, „Elektriaparaadid,“ TTÜ, Tallinn, 2010.
- [56] H. Manninen, „Alajaamade ja õhuliinide kasulike eluea määramise meetodika,“ TTÜ, Tallinn, 2016.
- [57] ABB, „Outdoor live tank SF6 circuit breaker Type EDF SK,“ ABB, 2012.
- [58] „Circuitglobe,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://circuitglobe.com/oil-circuit-breaker.html>. [Kasutatud 04 2018].
- [59] A. S. AB, „LTB 420E2 product manual,“ Ludvika, 1997.
- [60] „Vendere,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://vendere.in/online-circuit-breaker-condition-monitor.php>. [Kasutatud 04 2018].
- [61] ABB, „Võimsuslüli kontrolli ja testi protokoll (LTB145D1/B tüüpi)“.
- [62] ABB, „Horizontal center break disconnecter type GW55, ABB,“ ABB, 2013.
- [63] E. Standardikeskus, „EVS-HD 637 S1:2002 "Tugevvoolupaigaldised nimivahelduvpingega üle 1 kV"“.
- [64] Hapam, „Single-Column Earthing Switches Type TEB 170 – 550 kV“.

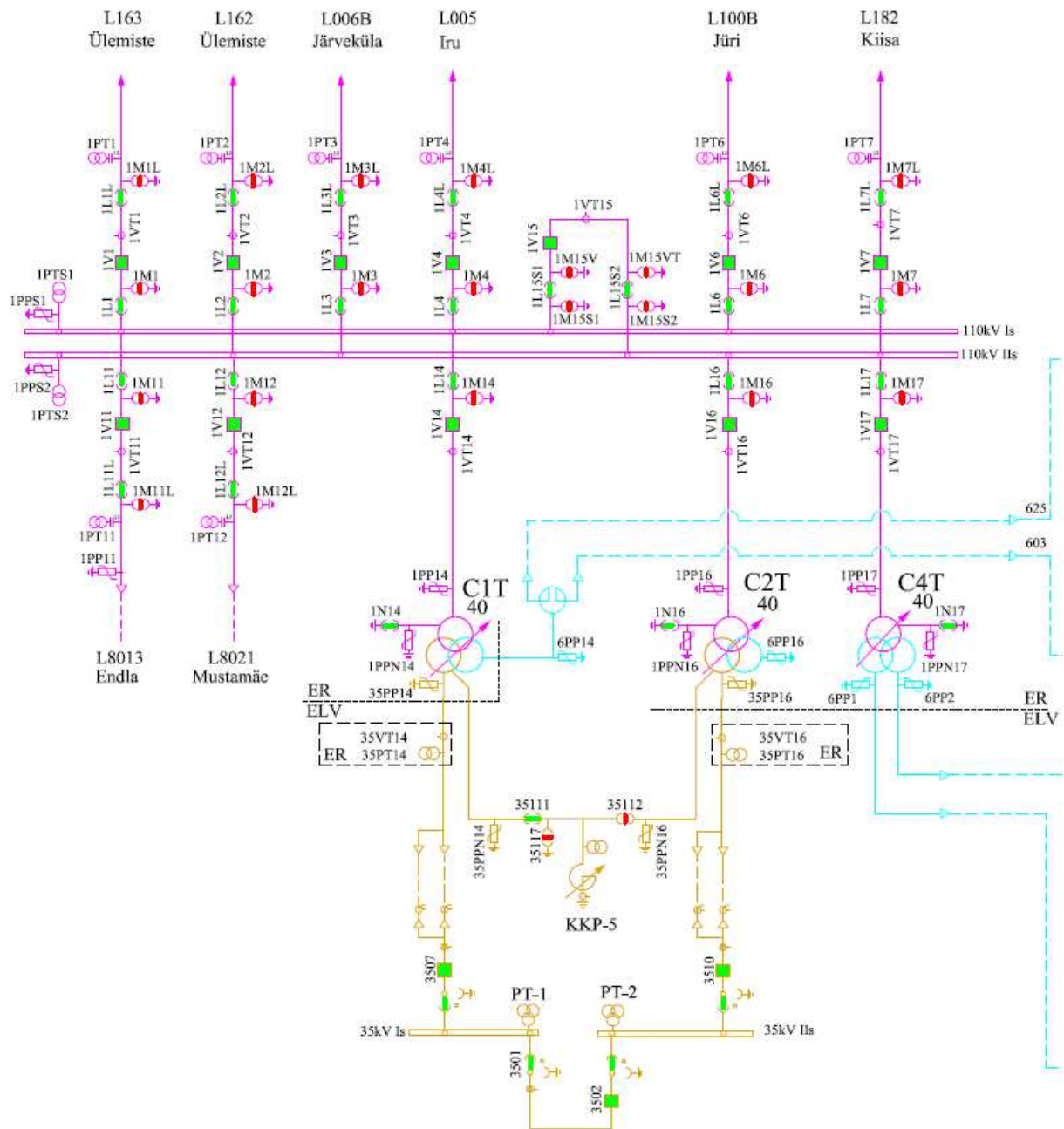
- [65] A. Mik, B. Avramovic ja I. Kuzle, „Intelligent Switchgear Maintenance System,“ %1 *International Conference on Condition Monitoring, Diagnosis and Maintenance 2015*, Bucharest, 2015.
- [66] Z. Djekic, „ONLINE CIRCUIT BREAKER MONITORING SYSTEM,“ Texas A&M University, 2007.
- [67] A. N. Ghomsheh, A. Melli, B. Amini ja N. Asadi, „Online Monitoring of High Voltage Circuit Breaker By Multi-resolution analysis of Mechanical Component Signals,“ Tehran.
- [68] „WIKA,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://blog.wika.us/products/sf6-products/gas-temperature-affect-gas-density-measurements>. [Kasutatud 04 2018].
- [69] F. Buret ja A. Beroual, „SF6 dielectric behaviour in a high voltage circuit breaker at low temperature under lightning impulses,“ 2007.
- [70] M. Khoddam, J. Sadeh ja P. Pormohamadiyan, „Assessing Circuit Breaker’s Electrical Contact Condition through Dynamic Resistance Signature Using Fuzzy Classifier,“ *Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering Vol. 13, No. 1*, pp. 57-67, March 2017.
- [71] H. Ahmad ja T. S. Kiong, „Trip Coil Signature Measurement and Analysis Techniques for Circuit Breaker,“ %1 *7th International Conference on Intelligent Systems, Modelling and Simulation*, 2016.
- [72] General Electric Company, „CB Watch 3 HV Circuit Breaker Monitoring Solution,“ General Electric Company, 2017.

Lisad

Lisa L1. Trafodele teostatavate mõõtmiste andmebaas

Lisa L2. Järve alajaama skeem

Lisa L1 – Järve alajaama skeem



Lisa L2 - Trafodele teostatavate mõõtmiste andmebaasi näide

TR.	CH ₄	H ₂	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	C ₃ H ₈	O ₂
	100ppm	100ppm	1500/3000	100ppm	50ppm	10ppm	200ppm	ppm	%
			6000/8000						
			<10a/ > 10a						
C1T	3	0	1170	14	1	0	111		
C1T	7	0	820	20	3	0	115		
C1T	60	0	651	20	3	0	81		
C1T	4	57	1477	17	2	0	199		
C1T	2	0	1607	14	2	0	185		
C1T	2	0	1382	15	1	0	178		
C1T	2	1,5	1190	13,4	1,3	0	138,2	1,9	2,8
C1T	1,9	1,1	1036	13,3	1	0	168,4	2,2	2,7
C1T	2,1	0	1387	14,2	0	0	274,6	0	
C1T	0,6	0	347	1,6	0	0	6,3	0	
C1T	3,2	0	653	10,1	0	0	110,6	0	
C1T	1,9	0	510	11,5	0	0	84,2	0	
C1T	1,7	0	619	14,4	0	0	98	0	
C1T	1,6	0	653	14,2	0	0	87,4	0	
C1T	1,7	0	601	13,2	0	0	94,1	0	
C1T	1,6	0	646	17,3	0,9	1	99,4	0	2,53
C1T	1,6	0	779	18,6	1	1,6	98,6	6,8	2,6
C1T	1,5	0	805	17,8	1	1,6	86,3	0	2,78
C1T	1,4	0	886	16,3	0,9	1,9	99,6	0	2,67