

Albertin Rafuna, Anders Usland  
Karl Edvard Brendskag, Magnus F. Moan

# Feilanalyse av transformatorer i vindturbiner

Fault analysis of transformers in wind turbines

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi

Veileder: Hans Kristian Høidalen

Mai 2023



Albertin Rafuna, Anders Usland  
Karl Edvard Brendskag, Magnus F. Moan

# **Feilanalyse av transformatorer i vindturbiner**

Fault analysis of transformers in wind turbines

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi  
Veileder: Hans Kristian Høidalen  
Mai 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden





## Tittelside Bacheloroppgave BIELEKTRO

<b>Oppgavetittel :</b> Feilanalyse av transformator i vindturbiner	
<b>Project title :</b> Fault analysis of transformers in wind turbines	
<b>Forfatter:</b> Rafuna, Albertin Usland, Anders Brendskag, Karl Edvard Moan, Magnus Fjerdings	<b>Prosjektnummer: E2326</b>
	<b>Innleveringsdato:</b> 22.05.2023
	<b>Gradering:</b> <input checked="" type="checkbox"/> åpen <input type="checkbox"/> lukket
<b>Studium:</b>	Elektroingeniør - BIELEKTRO
<b>Studiereting:</b>	Elkraft og bærekraftig energi
<b>Veileder internt:</b>	Hans Kristian Høidalen
<b>Institutt:</b>	Institutt for elektrisk energi
<b>Oppdragsgiver:</b>	Aneo, Trondheim
<b>Kontaktperson:</b>	Vebjørn Haukaas, vebjorn.haukaas@aneo.com, 93646494
<b>Stikkord norsk:</b> Energi, transformator, vindkraft, olje analyse, Duvals trekant	<b>Stikkord engelsk:</b> Energy, transformer, wind power, oil analysis, Duvals triangle

# Sammendrag

Transformatoren er en viktig komponent i en vindturbin, og en av komponentene som blir mest belastet. Feilraten for disse har vært betydelig høyere sammenlignet med konvensjonelle distribusjonstransformatorer. Derfor er det av interesse å undersøke bakenforliggende årsaker for å kunne forebygge feil og forlenge levetiden.

Denne bachelorrapporten har hovedfokus på å utrede feil knyttet til høye driftstemperaturer og oljeprøver med høyt gassinnhold for transformatorer i vindturbiner. Hypotesene omhandler overbelastning, høy andel overharmoniske strømmer og hyppige temperaturvariasjoner som svekker isolasjonsevnen. For å kunne belyse problemstillingen og besvare hypotesene er det tatt i bruk kvantitativ metode som inkluderer en litteraturstudie, leverandørstudie, analyser og målinger.

Analysen baserer seg på seks transformatorer som er valgt ut med hensyn på datagrunnlag og forskjellig isolasjonsmedium. Analysen viste høyere maksimale oljetemperaturer for transformatorene med silikonolje, selv om gjennomsnittstemperaturene var relativt like. Det ble også observert hyppige temperaturendringer i begge oljetyperne, uten at noen av temperaturøkningene oversteg transformatorenes spesifikasjoner.

Videre avdekket analysen at samtlige feilmodier var like i situasjoner med feil, og varierende gassinnhold for de ulike transformatorene. Ut ifra målingene kunne man trolig utelukke at overharmoniske strømmer har ført til høy driftstemperatur. Ved å sammenligne målingene med historiske data, var det heller ikke noe som indikerte overbelastning av transformatorene. Imidlertid ble det observert at transformatorene ble belastet opp mot maksimal kapasitet i perioder.

Basert på analysene er det utfordrende å fastslå nøyaktige årsaker til feilene på transformatorene. Likevel kan det konkluderes med at temperaturen ikke har overskredet transformatorens grense på 120°C. Det kan derimot ikke utelukkes at omgivelsestemperaturen har vært for høy. Store temperaturøkninger på kort tid, kan føre til svekkelse av isolasjon og dannelse av gassbobler i oljen.

For å kunne forutsi feil, anbefales det å fortsette med regelmessige oljeprøver og overvåke utviklingen av gassinnholdet i oljen, ettersom dette er den beste indikatoren for å forutsi fremtidige feil. Det anbefales også å implementere temperaturmåling av omgivelsestemperaturen for å sikre at det er tilstrekkelig kjøling av transformatorene.

---

# Abstract

The transformer is an important component in a wind turbine and one of the components that experiences the most stress. The failure rate for these transformers has been significantly higher compared to conventional distribution transformers. Therefore, it is of interest to investigate the underlying causes to prevent failures and extend their lifespan.

This bachelor's thesis primarily focuses on investigating faults related to high operating temperatures and oil samples with high gas content in transformers used in wind turbines. The hypotheses revolve around overloading, a high proportion of harmonic currents, and frequent temperature variations that weaken the insulation capability. To address the research question and answer the hypotheses, a quantitative method has been employed, including a literature study, supplier study, analysis and measurements.

The analysis is conducted using a sample of six transformers that were selected based on data availability and the implementation of various insulation mediums. The analysis revealed higher oil temperatures for transformers with silicone oil, although the average temperatures were relatively similar. Frequent temperature fluctuations were also observed in both types of oil, with none of the temperature increases exceeding the transformers' specifications.

Furthermore, the analysis uncovered that all fault modes were similar in situations where faults occurred, and the gas content varied among the different transformers. Based on the measurements, it was likely that overharmonic currents did not lead to high operating temperatures. When comparing the measurements with historical data, there was also no indication of overloading the transformers. However, it was observed that the transformers were occasionally operating at maximum capacity. Based on the analyses, it is challenging to determine the exact causes of the transformer failures. Nevertheless, it can be concluded that the temperature did not exceed the transformer's limit of 120°C. However, it cannot be ruled out that the ambient temperature was too high. Significant temperature increases in a short period can weaken insulation and lead to the formation of gas bubbles in the oil.

To predict failures, it is recommended to continue with regular oil sampling and monitor the development of gas content in the oil, as this is the best indicator for predicting future faults. It is also recommended to implement ambient temperature measurements to ensure sufficient cooling of the transformers.

# Forord

Denne bachelorrapporten er det avsluttende arbeidet innen bachelorutdanningen i Elkraft og bærekraftig energi ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) i Trondheim. Fire studenter ved Institutt for elektrisk energi har utarbeidet rapporten.

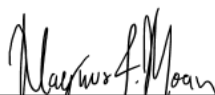
Rapporten er skrevet for Aneo, og gjennom arbeidet har vi opparbeidet oss en omfattende forståelse for transformatorer i vindturbiner og feilanalyse av disse. Det har vært en interessant oppgave å jobbe med, da vi har fått innsikt i både konstruksjonen av vindturbiner og møtt flere transformatorleverandører.

Vi ønsker å rette en stor takk til vår interne veileder, Hans Kristian Høidalen, professor ved Institutt for elektrisk energi, for hans kunnskap og veiledning gjennom arbeidet. Vi vil også rette en stor takk til Aneo, representert ved Vebjørn Haukaas, for å ha gitt oss en spennende og interessant oppgave.

I tillegg vil vi takke Hans Kjetil Stein fra Aneo for hans hjelp med å skaffe datagrunnlag og besvare spørsmål angående vindturbinene.

Trondheim 22.05.2023

  
Karl Edvard Brendskag

  
Magnus F. Moan

  
Anders Usland

  
Albertin Rafuna



# Forkortelser

<b>Forkortelse</b>	<b>Engelsk / Norsk</b>
AC	Alternating current / Vekselstrøm
DGA	Dissolved gass analysis / Analyse av oppløst gass
DT	Duval's triangle / Duvals trekant
DP	Degree of Polymerization / Polymerisasjonsgrad
GSU	Generator step up
HS	Høyspent
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	International Organization for Standardization
LS	Lavspenning
NEK	Norsk Elektroteknisk Komite
PD	Partial discharge / Partiell utladning
PF	Power factor / Effektfaktor
ppm	Parts per million / Deler per million
RMS	Root mean square / Effektivverdi
RRM	Rogers ratio method
TDCG	Total dissolved combustible gas / Total brennbar gass
THD	Total harmonic distortion / Total harmonisk forvrengning

**Figurer**

1.1	Enlinjeskjema for vindturbin . . . . .	1
2.1	Ideell transformator . . . . .	6
2.2	Oppbygging av trefasetransformator . . . . .	7
2.3	Trefase kjernetransformator . . . . .	8
2.4	Ulike designtyper for vikling . . . . .	9
2.5	Isolasjonspapir . . . . .	10
2.6	Graf over nedbrytingstiden til ulike transformatoroljer. X-aksen er antall dager, og Y-aksen er hvor mange prosent av oljen som er nedbrutt. . . . .	12
2.7	Oljeflyten i transformator . . . . .	13
2.8	Hysteresesløyfe . . . . .	15
2.9	Graf over feilstatistikk a) Feilplasseringer b) Feilmodier . . . . .	19
2.10	Eksempel på forvrengte kurver . . . . .	22
2.11	Strømforgrengning . . . . .	24
2.12	DT1 for silikon og syntetisk ester . . . . .	29
3.1	Misfargede skinner og koblinger som følge av varmgang sammenlignet mot ny trafo	33
3.2	Oversikt over ulike sensorer . . . . .	34
3.3	Innstillinger Fluke 438-II . . . . .	35
3.4	Koblingsskjema instrument . . . . .	36
3.5	Måling på trafo . . . . .	36
3.6	Oversikt over datasett for turbinene B01 og B02 . . . . .	36
3.7	Hendelsesforløp for B18 . . . . .	38
3.8	Hendelsesforløp for B07 . . . . .	38
3.9	Hendelsesforløp for B08 . . . . .	39
3.10	Hendelsesforløp for B09 . . . . .	39
3.11	Hendelsesforløp for B13 . . . . .	40
3.12	Hendelsesforløp for B16 . . . . .	40
4.1	Produksjon, temperatur og vindhastighet for B18, kalenderåret 2017 . . . . .	43
4.2	Produksjon, temperatur og vindhastighet for B18, fem dager i april 2017 . . . . .	44
4.3	Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B07 . . . . .	44
4.4	Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B13 . . . . .	45
4.5	Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B09 før utskiftning . . . . .	45
4.6	Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B09 etter utskiftning . . . . .	46

4.7	Tre grafer over utvikling av gasser for transformatorene med silikon . . . . .	46
4.8	Tre grafer over utvikling av gasser for transformatorene med syntetisk ester . . .	47
4.9	DT1 for silikolje . . . . .	48
4.10	DT1 for syntetisk ester . . . . .	49
4.11	Måling av strøm gjennom hele måleperioden . . . . .	50
4.12	Måling av $THD_i$ i hele måleperioden . . . . .	51
4.13	Måling av $THD_u$ i hele måleperioden . . . . .	52
4.14	Måling av strøm for en definert tidsperiode . . . . .	53
4.15	Måling av $THD_i$ for definert tidsperiode . . . . .	54
4.16	Måling av $THD_u$ for definert tidsperiode . . . . .	55
4.17	Utsnitt av sinuskurve for strøm . . . . .	56
4.18	Utsnitt av sinuskurve for spenning . . . . .	57
4.19	Utsnitt av aktiv effekt [MW], tilsynelatende effekt [MVA] og effektfaktoren PF .	58
A.1	Datasett med alle oljeprøver brukt . . . . .	II
A.2	Kontaktlogg . . . . .	III
A.3	Oljeprøveanalyse . . . . .	IV
A.4	Tilstandskontroll . . . . .	V

**Tabeller**

2.1	Teknisk data for transformatoroljer . . . . .	11
2.2	Første og tredje bokstav i kjølemetode . . . . .	12
2.3	Andre og fjerde bokstav i kjølemetode . . . . .	13
2.4	Grenseverdi for mengde gass i silikon-, og syntetisk ester . . . . .	27
2.5	Koder for feilsone i DT . . . . .	28
2.6	Gasser som blir brukt i de ulike DT og trekantenes formål . . . . .	28
3.1	Merkeskilt . . . . .	34
3.2	Oversikt over transformatorer brukt i analyse. . . . .	37
3.3	Grensesoner for ulike oljer [%] . . . . .	42
4.1	Oljetemperatur og strømproduksjon i perioden 2017, 2018 og 2019 . . . . .	43
4.2	Intervall på tilstandskontroll . . . . .	58

# Innhold

<b>Sammendrag</b>	<b>II</b>
<b>Abstract</b>	<b>III</b>
<b>Forord</b>	<b>IV</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>V</b>
<b>Figurer</b>	<b>VI</b>
<b>Tabeller</b>	<b>VIII</b>
<b>Innhold</b>	<b>IX</b>
<b>1 Innledning</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Oppgavetekst og problemstilling . . . . .	2
1.3 Avgrensinger . . . . .	3
1.4 utfordringer . . . . .	3
1.5 Oppbygning av rapporten . . . . .	4
<b>2 Teori</b>	<b>5</b>
2.1 Standarder . . . . .	5
2.2 Transformorteknologi . . . . .	6
2.3 Transformatorfeil . . . . .	17
2.4 Transformator i vindturbin . . . . .	20
2.5 Feilanalyse . . . . .	25
<b>3 Metode</b>	<b>32</b>
3.1 Litteraturstudie . . . . .	32
3.2 Leverandørstudie . . . . .	32
3.3 Befaring og målinger . . . . .	33
3.4 Analyse . . . . .	36
<b>4 Resultat</b>	<b>43</b>
4.1 Temperatur og produksjon . . . . .	43
4.2 Oljeprøver . . . . .	46
4.3 Målinger . . . . .	49
4.4 Tilstandskontroll . . . . .	58
<b>5 Diskusjon</b>	<b>59</b>
5.1 Litteratur, leverandørstudie og valg av transformatorer . . . . .	59
5.2 Tolkning av resultat . . . . .	61
5.3 Tilstandskontroll . . . . .	64
5.4 Tiltak . . . . .	65
<b>6 Konklusjon</b>	<b>67</b>
6.1 Veien videre . . . . .	68
<b>Referanser</b>	<b>73</b>
<b>A Vedlegg</b>	<b>I</b>

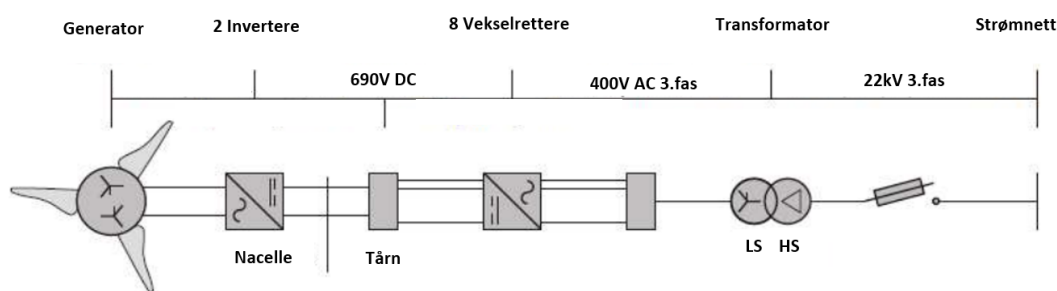
# 1 Innledning

TrønderEnergi er et kraftselskap som ble etablert i 1950. Deler av dette er skilt ut som fornybarselskapet Aneo, og er det eneste kraftselskapet i Norge med større produksjon av ny kraft enn vannkraft. De har 1,2 TWh eid vindkraft og 6,2 TWh operert vindkraft. Vindkraft er en raskt voksende fornybar og utslippsfri energikilde som passer godt for storskala kraftproduksjon og vil spille en større rolle i en karbonfri fremtid.

## 1.1 Bakgrunn

Transformatoren er en viktig komponent i en vindpark. Hver vindturbin i en vindpark har en generator step up (GSU) transformator som omformer spenningen fra lavspent til høyspent distribusjon. Den opererer som en link mellom vindturbinene og distribusjonsnettet, og turbintransformatorene anses for å være en av de følsomme og svake komponentene i en vindpark [30]. Feilraten for disse transformatorene har vært svært høy sammenlignet med vanlige distribusjonstransformatorer.

Denne rapporten tar for seg 49 vindturbiner med tilhørende transformatorer spredt på ulike vindparker i Midt-Norge. Disse har en ytelse på 2500kVA og transformerer spenningen fra 400 V til 22 kV. Transformatorene er lokalisert i etasjen under inngangsdøren i tårnet og har en ventilasjonsløsning med vifter som sirkulerer luften oppover. Utformingen av ventilasjonsløsningen varierer fra turbin til turbin. Figur 1.1 viser en oversikt over systemet som benyttes i vindturbinene fra generatoren til distribusjonsnettet.



Figur 1.1: Enlinjeskjema for vindturbin

Siden idriftsettelse av vindturbinene, har 68 % av transformatorene blitt skiftet i løpet av 12-14 års driftstid. Leverandøren av vindturbinene var ansvarlig for drift av vindparken fram til 2016, da Aneo overtok ansvaret. Årsaken til den høye hyppigheten av utskifting har vært høye gassverdier i oljeprøver. I lys av en forventet levetid på 25 år, framstår denne mengden som påfallende stor. Formålet med denne rapporten er å undersøke årsakene til feil, hvordan disse

kan forebygges og eventuelt hva som kan gjøres dersom feilene allerede har oppstått.

Oppgaven ble valgt på bakgrunn av gruppens interesse i å lære mer om transformatorer og deres utfordringer når det gjelder produksjon av vindkraft. Det var også ønskelig for gruppen å jobbe med reelle problemer, forstå årsakene til de tekniske problemene og forsøke å finne løsninger på dem.

### 1.2 Oppgavetekst og problemstilling

Oppdragsgiver Aneo har hatt tekniske utfordringer med disse transformatorene. Det har vært varmgang av skinner på lavspentsiden, høye driftstemperaturer ved langvarig full produksjon og dårlige resultater på oljeprøver som påviste høye gasskonsentrasjoner.

Oppdragsgiver ønsker seg en vurdering av feilene som har oppstått knyttet til høye driftstemperaturer. Transformatorene oppleves av driftsoperatørene som «unormalt varme» og det stilles spørsmål til om transformatorene har for høy driftstemperatur, og i hvor stor grad levetiden forkortes av dette. Det er tidligere gjort målinger av omgivelsestemperatur i etasjen over transformtoren og det har blitt tatt oljeprøver av transformatorene som har vist høye verdier av oppløste gasser. Aneo ser derfor for seg en oljeprøveanalyse for å kunne si noe om hvilke feil som har oppstått og estimering av helsetilstanden. De ønsker også at det skal sees på hva som påvirker levetiden på turbintransformatorene og hvilke kriterier som skal benyttes for å avgjøre drift eller utskiftning. Et tilleggsønske har vært å kartlegge relevant leverandørindustri for utveksling av erfaringer og feilstatistikk.

Basert på den gitte oppgaven og tilhørende informasjon har det blitt kommet frem til å jobbe ut ifra følgende problemstilling:

#### **”Utredning av feil knyttet til høy driftstemperatur og høyt gassinnhold i oljen i vindturbintransformatorer”**

Etter å ha gjennomført litteraturstudie og møter med leveradører og ulike fagpersoner ble det satt opp hypoteser som skulle danne grunnlaget for arbeidet gjort i rapporten. De ulike hypotesene for hva som kan ha ført til høy driftstemperatur ble som følger

- Overbelastning av transformatoren
- Overharmoniske strømmer
- Hyppige endringer i temperatur og belastning svekker isolasjonsevne.

### 1.3 Avgrensinger

Transformatorer kan være utformet på mange forskjellige måter og til ulike formål. Denne rapporten tar utelukkende for seg transformatorer i vindturbiner. Det er heller ikke tatt hensyn til det ytre nettet som vindturbinen er tilkoblet.

En vindturbin består av mange ulike komponenter. Alle disse komponentene kan på hver sin måte være medvirkende til varmegang på transformator og føre til dårlige resultater på oljeprøver. Med hensyn på tid og oppgavestørrelse er rapporten derfor begrenset til kun transformatoren og ser ikke nærmere på generatoren, kraftelektronikken og vern som en egen del. Lynimpulser og transiente overspenninger er heller ikke vurdert. Et unntak her er at det er tatt målinger av overharmoniske strømmer og spenninger, som har opprinnelse fra kraftelektronikken.

Det er tatt utgangspunkt i seks transformatorer hvor data for produksjon, vindstyrke, temperatur og oljeprøver er blitt tilsendt fra Aneo. Disse er valgt ut for å kunne gjøre en grundigere analyse. Målinger for overharmoniske er gjort på en annen transformator, da det ikke var mulig å ta målinger på noen av de vi hadde data på. Rapporten er videre basert på faglitteratur, møter og dokumenter fra ulike transformatorleverandører og oljeprodusenter.

#### **Konfidensiell data og anonymisering.**

En vesentlig del av informasjonen og dataene som benyttes er ansett som taushetsbelagt, i henhold til Energiloven § 9-3 [12] og Kraftberedskapsforskriften § 6 [34], og er dermed unntatt offentligheten. Dette medfører at lokaliseringer og leverandører av produktene som anvendes i vindparken er anonymisert og gitt vilkårlige benevnelser.

### 1.4 Utfordringer

Det finnes en mengde studier gjort på store krafttransformatorer som er plassert i distribusjonsnettet. Færre studier er gjennomført for transformatorer i vindturbiner, dette har ført til utfordringer med å finne relevante og pålitelige kilder til rapporten. For å håndtere dette er det tatt utgangspunkt i studier og erfaringer fra større transformatorer, og deretter sammenlignet disse med Aneo sine transformatorer. I tillegg til dette har det vært samtaler med leverandører for å verifisere og diskutere resultater og teorier.

Standarder for analyse av oljeprøver som har vært tilgjengelig er basert på mineralolje. Etersom oljen i transformatorene er syntetisk ester og silikon har det vært utfordrende å knytte riktige standarder opp mot analysene som er gjort. Det har blitt tatt direkte kontakt med produsentene av isolasjonsvæske, for å kunne finne riktige standarder for deres produkter.



Transformatorer har ulik oppbygging og design. Dette kan ha stor betydning for pålitelighet og feil som forekommer. Siden transformatorene er hermetisk tette, er designet inni tanken ukjent. Designproblematikk kan derfor ikke undersøkes nærmere. I tillegg er kjølemetodene i tårnene ulike. Noen turbiner har eksterne vifter i bunnen ved transformatorene, og andre turbiner har vifter i bunnen med integrerte luftkanaler oppover siden av tårnet. Dette har ført til at temperaturer kan variere i henhold til hvor effektiv kjølingen har vært.

Praksisen med å utføre oljeprøver på transformatorene ble avsluttet i 2019. Det har vært forsøkt å systematisere tilgjengelig data, skaffe oversikt over utskiftninger og vedlikehold både før og etter 2019. Imidlertid har det vært utfordringer knyttet til dette ettersom data langt tilbake i tid har vært mangelfull, uoversiktlig og fragmentert. En medvirkende årsak til dette er utskiftninger som leverandøren har gjort før Aneo overtok driftsansvaret for vindparken i 2016. Arbeidsordre over hvilke transformatorer som har blitt skiftet av leverandør og hva årsaken til utskiftingen er ukjent.

### 1.5 Oppbygning av rapporten

I det følgende gis en overordnet introduksjon av oppbyggingen av bachelorrapporten.

**Kapittel 2** gir en teoretisk gjennomgang av transformatorer, og gir grunnlag for å forstå innholdet i rapporten.

**Kapittel 3** legger fram en beskrivelse av metodene som ble benyttet i utarbeidelsen av rapporten, inkludert en redegjørelse for de utførte målingene og analysene.

**Kapittel 4** presenterer resultatene fra målingene og analysene som er utført i rapporten.

**Kapittel 5** diskuterer resultatene og problemer som framkommer.

**Kapittel 6** framlegger konklusjonene gjort ut i fra målinger, analyse og diskusjon.

## 2 Teori

### 2.1 Standarder

Dette delkapitelet tar kort for seg en beskrivelse av de standardene som er benyttet i tilknytning til denne rapporten. *International Electrotechnical Commission* (IEC) og *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) er organisasjonene som utarbeider standarder for alle elektriske og elektroniske komponenter. Standardene brukes som referanser og retningslinjer for bruk, testing, vedlikehold og utvikling av slike komponenter.

**IEC/IEEE 60076-2:2011** *Power transformers Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers* tar for seg temperaturøkning i væskefylte transformatorer. Den definerer forskjellige kjølemetoder, grensene for temperaturøkning og gir metoder for temperaturøkningstester.

**IEC/IEEE 60076-7:2018** *Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers* spesifiserer retningslinjer for belastning av transformatorer fylt med mineralolje.

**IEC/IEEE 60076-14:2018** *Power transformers - Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials* omhandler oljefylte transformatorer med høytemperatur resistent isolasjonsmedium.

**IEC/IEEE 60076-16:2018** *Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications* gjelder for tørrisolerte og oljefylte transformatorer i vindturbin applikasjoner opp til 72.5kV.

**IEEE C57.146-2005** *IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Silicone-Immersed Transformers* gjelder for transformatorer som bruker silikonolje som isolasjon- og kjølemedium.

**IEEE C57.155-2014** *IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Natural Ester and Synthetic Ester-Immersed Transformers* gjelder for transformatorer som bruker naturlig- og syntetisk ester som isolasjon- og kjølemedium.

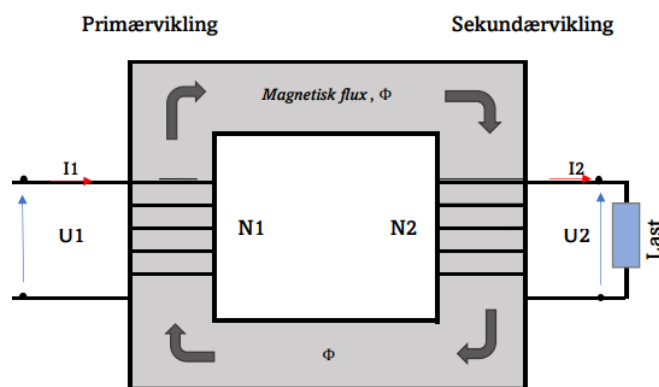
## 2.2 Transformorteknologi

Transformatoren benyttes i ulike sammenhenger, alt fra små transformatorer for elektroniske komponenter til store transformatorer for kraftoverføring. Krafttransformatorer plasseres i transmissjonsnett og regionalnett. Disse er de største og opererer med den høyeste ytelsen og har et omsetningsforhold i området 1:4 [5], [21]. En annen type er GSU (Generator Step-Up) transformatorer som benyttes i kraftproduksjon og transformerer spenningen fra generatorspenning til et høyere nivå for kraftoverføring. GSU transformatorer driftes ideelt sett med full last hele tiden, og er derfor designet for å tåle høye temperaturer uten å drastisk aldres. GSU transformatorer har et omsetningsforhold i området 1:50. [19].

Transformatorer finnes både som tørrisolert og oljeisolert. Tørrisolert transformator er fylt med luft eller innstøpt i fast materiale slik som epoxy, som har til hensikt å kjøle og isolere. For oljeisolerte transformatorer benyttes det olje eller væske for kjøling og isolering. [43]

### 2.2.1 Virkemåte & oppbygging

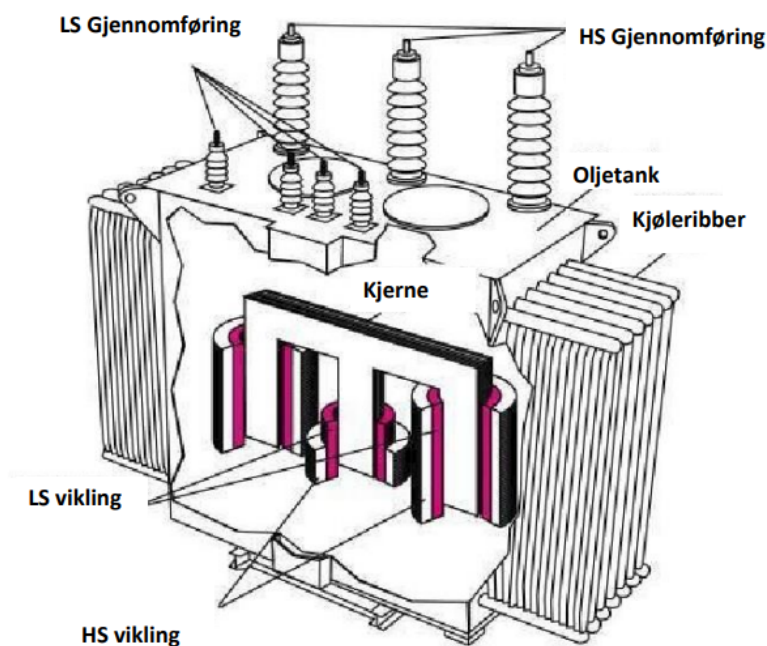
Transformatorens virkemåte er basert på gjensidig induksjon mellom to strømkretser. Forenklet kan en enfasetransformator bestå av to viklinger rundt en jernkjerne, hvor viklingene omtales som primær og sekundær bestemmes av effektretningen. Viklingene består av ulike antall vindinger og omtales som  $N_1$  og  $N_2$ . Det er antall vindinger som bestemmer omsetningsforholdet som igjen avgjør størrelsen på utgangsspenningen  $U_2$ . Ved spenning  $U_1$  og vekselstrøm  $I_1$  i primærviklingen induseres det et vekslende magnetisk fluks  $\Phi$  i kjernen. Denne fluksen går gjennom transformatorens sekundærvikling og induserer spenningen  $U_2$  og dermed flyter det en vekselstrøm  $I_2$  fra sekundærvikling og ut til lasten. I figur 2.1 er det vist en prinsippskisse av en enfase ideell transformator. Ved belastning av transformatoren flyter det strøm i både primær og sekundærvikling. [51]



Figur 2.1: Ideell transformator

Oppbygging og konstruksjon på transformatoren kan variere ut ifra bruksområde og spenningsnivå. Trefasetransformator er mest benyttet i kraftproduksjon og oppgis med en spesifisert ytelse  $S$ . Denne ytelsen er oppgitt i tilsynelatende effekt og har enheten Volt-Ampere [VA]. Den tilsynelatende effekten er summen av aktiv effekt i Watt[W] og reaktiv effekt i Volt-Ampere reaktiv[VAR]. Effektfaktoren (PF) er definert som forholdet mellom den aktive effekten ( $P$ ) og den tilsynelatende effekten ( $S$ ). Verdien for effektfaktoren varierer mellom 0 og 1, hvor 1 indikerer at all den tilsynelatende effekten blir konvertert til aktiv effekt. [59]

Transformatorer består typisk av kjerne, lavspenningviklinger (LS), høyspenningviklinger (HS), trinnkobler, gjennomføringer for LS, gjennomføringer for HS og tank med tilhørende olje og kjøleribber [36]. Konstruksjonen og tilhørende deler av en trefasetransformator er vist i figur 2.2

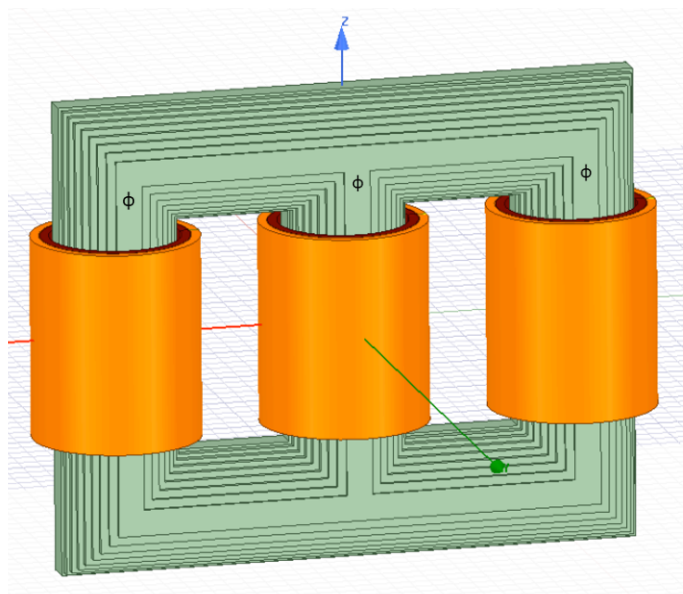


Figur 2.2: Oppbygging av trefasetransformator  
[50]

## Kjerne

Designmessig skiller man mellom to typer kjerner, manteltransformator og kjernetransformator. Manteltransformatoren består av en jernkjerne som omslutter viklingene.

I kjernetransformatoren er det viklingene som omslutter jernkjernen. Hvert bein representerer hver sin fase, og  $\phi$  representerer fasevinkelen som er  $120^\circ$  mellom fasene. Oppbygning av en trefasekjerne vises i figur 2.3. [37]



Figur 2.3: Trefase kjernetransformator  
[63]

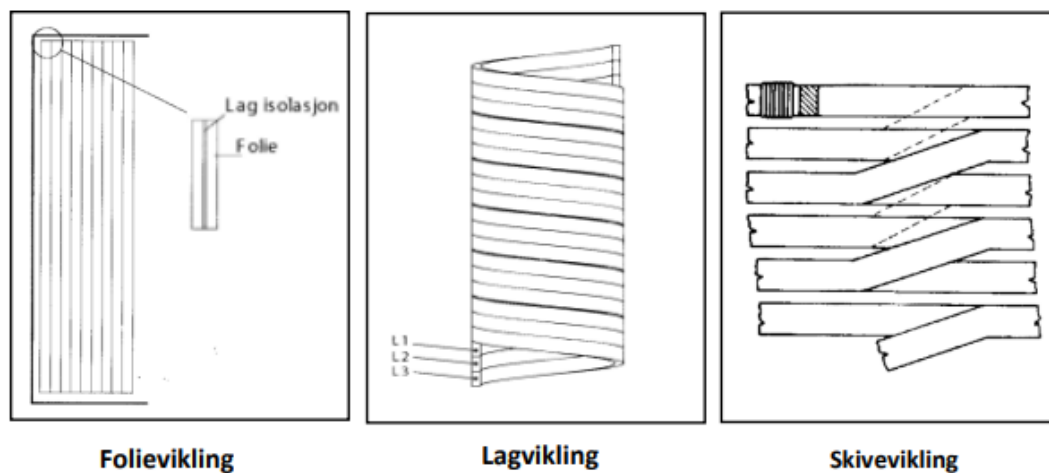
Hovedfunksjonen til kjernen i en transformator er å omgjøre mest mulig magnetisk fluks mellom viklingene. Lav ledningsevne og høy permeabilitet er derfor viktige faktorer for å oppnå dette [26]. Kjernen settes sammen av mange tynne blikklag med en tykkelse på rundt 0,2-0,3 mm per lag. Dette er for å unngå store virvelstrømmer som blir forklart i kapittel 2.2.5.[51]

## Vikling

Viklingene har som funksjon å overføre magnetisk fluks til elektrisk strøm. For en trefasetransformator er det minst seks viklinger. Disse er viklet rundt kjernen og består gjerne av kobberleder. HS og LS vikling omslutter hverandre for å skape et sterkere magnetisk felt mellom dem og dermed minimere lekketap. Viklingen skal være designet for å tåle merkestrømmen på transformatoren. [37]

Designet på viklingen er avhengig av spenningsnivå. Folievikling benyttes ved lavspenning (400V) og består av tynne folielag av aluminium eller kobber som er viklet i spiralform rundt kjernen. Lagvikling benyttes på middelsspenning (1-32kV) og består av ledere lagt

etter hverandre i aksial retning rundt kjernen. Her er de forskjellige lagene lagt tett uten distansestykker. På høyere spenningsnivåer ( $\geq 132kV$ ) benyttes det skivevikling. Slike viklinger består av flere spiralskiver som stables oppå hverandre. Skivene holdes fra hverandre med avstandsstykker slik at olje kan strømme imellom. De tre ulike designene er illustrert i figur 2.4. [37]



Figur 2.4: Ulike design typer for viking  
[37]

Det er i vindingene at den høyeste temperaturen oppstår. Dette punktet kalles "Hot-spot" og befinner seg i enden av viklingen. Dette oppstår på grunn av lekkfeltet i enden som fører til ekstra ledertap. For lagvikling er dette gjerne i vinding to eller tre fra toppen. [37]

### Trinnkobler

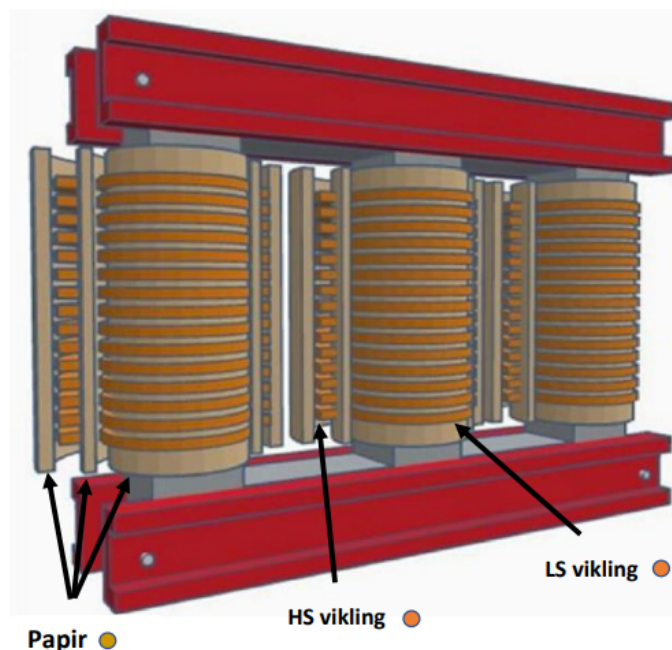
For å endre omsetningsforholdet til en transformator kan det kobles til trinnkobler. Dette gjør det mulig å endre spenningen ut på transformatoren til ønsket nivå. Dette gjøres ved å endre antall vindinger på primær eller sekundærsiden. Selve reguleringen av omsetningsforhold gjøres trinnvis, ved å legge til eller koble ut et antall viklinger. Størrelsen på trinn varierer ut fra størrelsen på transformatoren. Typisk verdi på spenningsvariasjonen er  $\pm 12.5\%$  i trinn på  $2.5\%$ . [16]

## Gjennomføring

Transformatorgjennomføringene benyttes i overgangen fra kabel til transformator. Disse kan ha forskjellig design ut ifra spenningsnivåer på transformatoren. For mindre transformatorer med driftsspenning opp til og med 36kV består disse oftest av et rør med isolerende materiale som lederen går gjennom. De er oftest festet på toppen av transformatoren. Porselen er det isolerende materialet som er mest benyttet. [54]

## Isolasjonspapir

Isolasjonspapir fungerer som en barriere for å isolere ulike deler. Papiret legges slik at det isolerer LS og HS viklingene fra hverandre, samt kjernen og tanken fra viklingene. Hvordan papiret ligger vises i figur 2.5. Papiret er laget av et materiale med høy isolasjonsevne. Ved nytt papir er egenskapen til å isolere høy og har da en stor polymeringsgrad (degree of polymerization, DP). Polymeringsgrad beskriver hvor mange cellulosefibre som er bundet sammen. For at papiret skal isolere best mulig må papiret impregneres av oljen, slik at oljen trenger inn i hulerom i cellulosen. Dette øker isolasjonsevnen og minker risikoen for lysbuer. [37]



Figur 2.5: Isolasjonspapir  
[32]

I transformatorer med høy varmpåkjenning kan man kombinere materialer med høyere isolasjonsevne enn papiret. Nomex er et eksempel på materiale som har høyere termisk stabilitet enn cellulose (papir). Dette betyr at den brytes saktere ned ved høye temperaturer enn cellulosen. [37]

### 2.2.2 Olje

Olje benyttes i oljeisolerte transformatorer og har som formål å isolere og kjøle. Det finnes flere ulike oljetyper som mineralolje, silikonolje, syntetisk-, og naturlig ester. Væskene har ulike egenskaper og disse vises i tabell 2.1.

	Mineral- olje	Silikon- olje	Syntetisk ester	Naturlig ester
Tapsfaktor $\times 10^{-4}$ v/ 25 °C	5	0,9	10	5
Dielektrisitetskonstant v/ 25 °C	2,2	2,7	3,3	3,2
Gjennomslagsspenning [ kV ]	60	50	75	62
Brennpunkt °C	150	360	322	360
Flammepunkt °C	140	315	275	324
Flytepunkt ( stivnepunkt ) °C	-45	-53	-60	-21 ( -31 )
Forbrenningsvarme kJ/kg $\cdot 10^3$	46	32	37	39
Termisk utvidelseskoeff. °C $\cdot 10^{-3}$	0,75	1,04	0,75	0,74

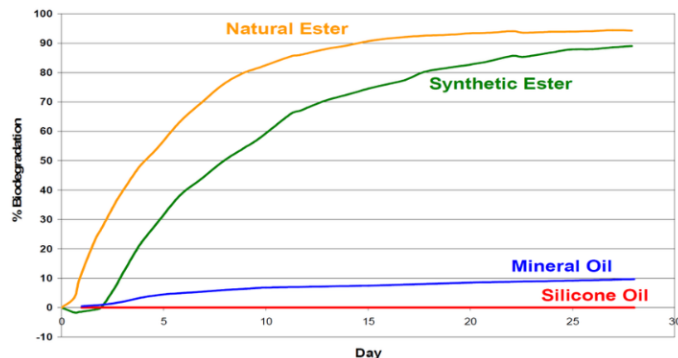
Tabell 2.1: Teknisk data for transformatoroljer  
[58]

Transformatorene som blir analysert i denne oppgaven har syntetisk ester og silikonolje, de neste delkapitlene ser derfor nærmere på disse oljetyperne.

#### Syntetisk ester

Syntetisk ester er en transparent væske som lages ved å varmebehandle utvalgte alkoholer og syrer. Dette fører til en kjemisk reaksjon hvor sluttproduktene blir syntetisk ester og vann. Fra tabell 2.1 kommer det fram at syntetisk ester er temperaturresistent. Dette vises ved høyt flammepunkt som innebærer at det antenner ved høy temperatur. Syntetisk ester har også en god oksidasjonsstabilitet som gjør at oljen brytes sakte ned av oksygen fra atmosfæren og har en evne til å holde seg ren. Syntetisk ester fungerer dermed godt som en isolasjonsolje. I tillegg har syntetisk ester et lavt frysepunkt. For at kjølingen skal være mest mulig effektiv er det nødvendig at den kan sirkulere fritt. I nordiske klima kan temperaturen bli lav, dermed er denne oljen godt egnet for nordiske klimaforhold [53]. Andre fordeler ved syntetisk ester er at det er et miljøvennlig alternativ sammenliknet med andre typer olje. Ester har kort nedbrytningstid som vist i figur 2.6, og vil ikke ha like store konsekvenser ved lekkasje som mineral-, og silikonolje. [38].





Figur 2.6: Graf over nedbrytingstiden til ulike transformatoroljer. X-aksen er antall dager, og Y-aksen er hvor mange prosent av oljen som er nedbrutt.

[31]

## Silikonolje

Silikon finnes i flere former. Fellesnevneren for de ulike formene er at materialet er temperaturtolerant og vannavstøtende. Silikonolje kan produseres ved ulik viskositet, som forteller væskens flyteevne[23]. Viskositeten til silikonolje er lite temperaturavhengig, som vil si at tykkelsen på oljen endres lite i forhold til temperaturendring[22]. Silikonolje har i likhet med syntetisk ester et høyt flammepunkt og lavt frysepunkt, men nedbrytingen går sakte for silikonolje og dette har stor miljøpåvirkning. Nedbrytingstiden til silikon vises i figur 2.6 [20].

### 2.2.3 Kjølemetoder

Kjølemetode beskriver på hvilken måte væsken sirkulerer i tanken. Det finnes flere ulike kjøledesign, og systemene kodes med fire bokstaver. Første bokstav beskriver hvilket kjølemedie det er innvendig, og tredje bokstav beskriver det eksterne kjølesystem. Andre og fjerde bokstav beskriver sirkulasjonen til mediet, både internt og eksternt.

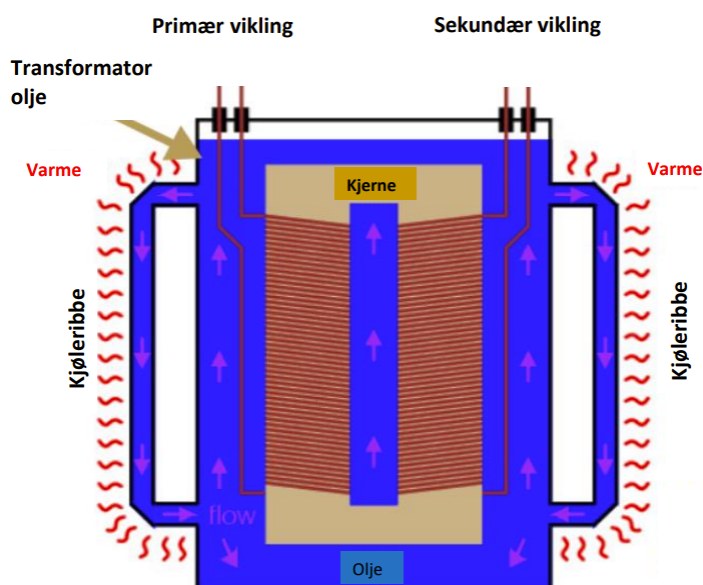
Symbol	Engelsk	Norsk
O	Oil, mineral	Olje, mineral
K	Oil, firepoint above 300 °C	Olje, flammepunkt over 300 °C
L	Liquid	Væske
G	Gas	Gass
W	Water	Vann
A	Air	Luft

Tabell 2.2: Første og tredje bokstav i kjølemetode

Symbol	Engelsk	Norsk
N	Natural	Naturlig
F	Forced	Forsert
D	Forced, oil Directed	Forsert oljeretning

Tabell 2.3: Andre og fjerde bokstav i kjølemetode

Et eksempel på kjølesystemer er KNAN som består av en isolasjonsolje med flammepunkt over 300 °C [48]. I dette systemet skjer nedkjøling ved hjelp av naturlig sirkulasjon ved at varm olje stiger opp, og deretter avgir varme til luften gjennom kjøleribber og sirkulerer til bunnen av tanken. Naturlig oljeflyt vises i figur 2.7. [44]



Figur 2.7: Oljeflyten i transformator [11]

#### 2.2.4 Hjelpetstyr

Hjelpetstyret på en transformator har som oppgave å overvåke, varsle og regulere for bestemte parametere. I tilfeller hvor overskridelse av disse parameterne er ansett som kritisk kan hjelpetstyret brukes til å koble ut transformatoren. [44]

#### Temperaturmålere

Det er vanlig prosedyre å foreta temperaturmålinger for større transformatorer. Det er noe variasjon for hvor og hvordan temperaturen måles. Måling av temperatur kan foretas både i topp og bunn oljen eller i temperaturen i viklingene. Oljetemperaturen er lavest nederst i kassen og stiger lineært mot toppen. Topp-oljetemperatur er derfor oftest målt [37]. Temperaturmålingene benyttes for avlesning av temperaturen eller til å gi alarmsignal, utkobling av vern eller starte

kjøleprosesser. Utførelsen varierer, men i de fleste tilfeller kobles en bimetallspiral som er senket ned i oljen til en temperaturviser. [44]

### **Trykkvakt**

I alvorlige feilsituasjoner slik som tilfeller hvor oljen fordamper raskt ved en kortslutning vil det oppstå et stort gasstrykk. I slike tilfeller kan det oppstå store trykkøkninger som kan føre til utvidelse og i verste fall eksplosjon av transformortanken. Trykkvakten vil i situasjoner med rask trykkendring kunne detektere dette og koble ut transformatoren ved å løse ut høyspentbryteren. [44]

### **Nivåmåler**

Nivået på oljen i transformatoren overvåkes av en nivåmåler. Denne registrerer til enhver tid hvor mange liter olje det er i transformatoren og løser ut høyspentbryteren slik at strømmen kobles ut dersom oljen kommer under ønsket nivå. Den vil kunne avdekke eventuelle lekkasjer eller hvis det tappes for mye olje ved gjentatte oljeprøver. [44]

### **Ekstern kjøling**

I tillegg til kjøleegenskapene i oljen, beskrevet i kapittel 2.2.3, kan det benyttes eksternt utstyr som radiatorer, pumper eller vifter for å effektivisere kjølingen. Termometre for måling av topp oljetemperaturen kan benyttes for aktivering av eventuelle alarmfunksjoner for å sette igang ekstern kjøling. Utstyr som både kan aktivere, regulere og koble ut vern er signaltermometer.

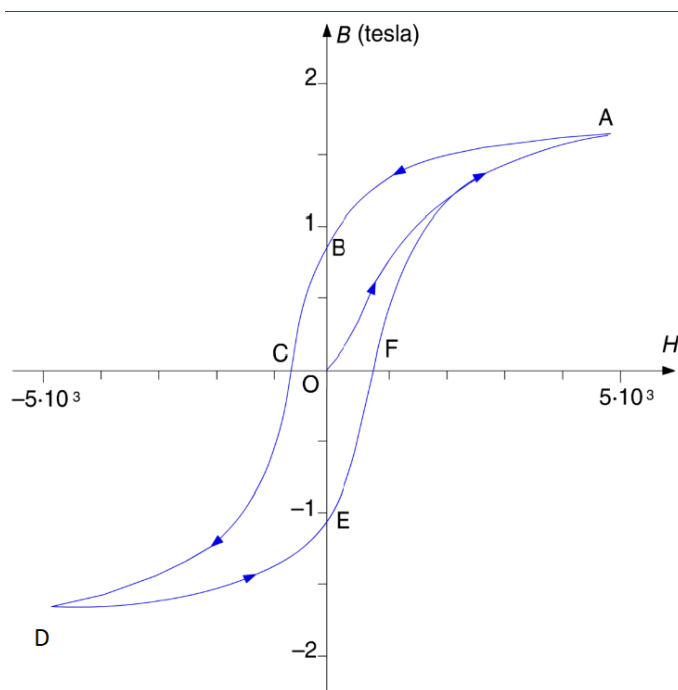
### **2.2.5 Tap**

I hovedsak er det to typer tap i transformatorer, jerntap og viklingstap. Jerntapet består av hysterestap og virvelstrømstap, de bestemmes av spenningen uavhengig av belastning. Viklingstapet er tap som forekommer grunnet resistiviteten til viklingene og er proporsjonale med strømmen i kvadrat. Begge tapene er relativt enkle å måle. For å finne jerntapene kan man gjennomføre en tomgangs-måling. Primærsiden er koblet til en spenningskilde, og sekundærsiden er åpen. Ved åpen krets på sekundærsiden vil det flyte en veldig liten strøm gjennom kretsen, dermed kan tapet i viklingene neglisjeres. Størrelsen på jerntapet vil da være den målte effekten på primærsiden. For å finne viklingstapene brukes samme krets, men sekundærsiden kortsluttes. Dette kalles en kortslutningstest, og den gjennomføres ved å gradvis øke spenningen på primærsiden til merkestrøm på sekundærsiden er oppnådd. Ved måling på primærsiden vil man finne viklingstapene ved full-last. Begge tapene oppgis i prøveprotokollen og er viktige parametre i kjøpskontrakten. [45]

Begge tapene vil medføre nedsatt effektivitet til transformatoren, og energitapet vil føre til varmeproduksjon. Dersom transformatoren ikke har tilstrekkelig kjøling vil det være en eksponentiell temperaturøkning grunnet resistansen i viklingene øker med økning av temperatur.

### Hysterestap og virvelstrømstap

Hysteresetap er et fenomen som skjer i ferromagnetisk materialer. Ferromagnetiske materialer har en egenskap ved at det forekommer en spontan magnetisering under bestemte forhold[13]. Ved påvirkning av et felt, bevares magnetfeltet selv om det opprinnelige feltet blir slått av. Dette forekommer ved at kjernen oppnår magnetisk metning ved reversering av strømmen ved vekselstrøm. Det vil da oppstå friksjon mellom molekylene, og føre til varmeutvikling[49]. Hysteresetapene beskrives ved magnetiseringskurven under, 2.8. Figuren viser forholdet mellom den magnetiske flukstettheten ( $B$ ) og den magnetiske feltstyrken ( $H$ ). Punktene O, A, B, C, D, E og F beskriver hysteresesløyfen. Dersom man begynner med et umagnetisert jern, starter man i punkt O. Ved gradvis økning i feltstyrke ( $H$ ) vil flukstettheten ( $B$ ) øke og bevege seg mot punktet A. Når feltstyrken ( $H$ ) avtar og går mot null bevares fremdeles noe av flukstettheten ( $B$ ), og beveger seg mot punktet B. Slik oppfører flukstettheten ( $B$ ) og feltstyrken ( $H$ ) seg i forhold til hverandre, og arealet innenfor hysteresesløyfen beskriver hysteresetapet. [49]



Figur 2.8: Hysteresesløyfe  
[49]

Virvelstrømstap er tap som forekommer på lederens overflate grunnet forandring i magnetisk feltstyrke. Virvelstrømmer vil oppstå i både viklinger og kjerne. Strømmene har en sirkulær bevegelse på lederen og produserer sitt eget magnetiske felt. Dette feltet motsetter seg det opprinnelige feltet som skapte virvelstrømmene, og resulterer i tap i form av mindre effektiv overføring. [62]. For å minimere virvelstrømstapene reduseres overflatearealet til lederen [61]. For å minske tapene i kjernen deles denne opp i mange lag med tynn blikk for så å sette dette sammen ved for eksempel glassfibersurring eller stålbånd. Virvelstrømmer i lederen begrenses ved å dele opp i mindre parallelle ledere [26]. Tapene til virvelstrømstap regnes ut ved likningen 2.1. [63]

$$P_{ec} = P_{ec}^{-1} \sum_{h=1}^{h_{max}} i_h^2 h^2 \quad (2.1)$$

I likningen er  $P_{ec}$  det totale tapet til virvelstrømmene,  $P_{ec}^{-1}$  er virvelstrømstap ved full og bare linær last,  $i_h$  er effektivverdien av strømmen (root mean square, rms, ) til de harmoniske komponentene, og  $h$  er da hvilken oddetalls harmonisk komponent. Fra likningen vises det at tapene vil øke med høye frekvenser. Forekomsten av høye frekvenser kalles overharmoniske strømmer som blir forklart i kapittel 2.4.1.

### Viklingstap

Viklingstap skyldes tap grunnet resistiviteten til materialet i viklingene. Materialer som brukes er enten kobber eller aluminium grunnet deres gode egenskaper til å lede strøm. Størrelsen på disse tapene  $P_{vt}$  vil bestemmes av kvadratet på strømmen ( $i^2$ ) som flyter gjennom viklingene, samt resistiviteten ( $r$ ) til materialet [45]. Viklingstapene regnes ut ved formelen 2.2

$$P_{vt} = r \cdot i^2 \quad (2.2)$$

#### 2.2.6 Vedlikehold

Vedlikehold av transformator er avgjørende for å forlenge dens levetid og forhindre feil. Rutiner for vedlikehold avhenger av størrelse og bruksområde. [3]

Større transformatorer befinner seg typisk i omfattende nettstasjoner. På grunn av deres høye kostnader og potensielle konsekvenser ved feil, er det av stor betydning å implementere grundige vedlikeholdsrutiner og overvåkingssystemer. Dette bidrar til å forhindre problemer og opprettholde pålitelig drift.[3]

Mindre transformatorer og hermetisk lukkede enheter krever mindre eller intet vedlikehold. Disse er konstruert for å være vedlikeholdsfrie. Imidlertid er det tilrådelig å overvåke og inspisere disse enhetene for å maksimere levetiden. Dette kan inkludere å kontrollere for oljelekkasjer, lytte etter uvanlige lyder, ta oljeprøver og sjekke temperaturer[3]

Det viktigste aspektet ved vedlikehold av transformatorer er å utføre minimumsnivået av vedlikehold spesifisert av leverandøren. Dette sikrer at transformatorer fungerer effektivt og sikkert gjennom hele deres levetid.

### 2.3 Transformatorfeil

Transformatoren vil i løpet av sin levetid bli utsatt for ulike typer påkjenninger som kan påvirke dens levetid. Dette kan være blant annet påkjenninger som høy last og omgivelsestemperaturer, overspenninger og kortslutninger. Dette vil akselerere transformatorens aldring og kunne føre til feil. I 'Transformator håndboka' av *Brukergruppen for kraft og industritransformatorer* presenteres de forskjellige påkjenningene i følgende kategorier [36]

- *Termiske påkjenninger* fører til aldring av celluloseisjolaasjonen og vil føre til nedbrytning av oljen. Dette skyldes som oftest temperaturer over det som transformatoren er dimensjonert for og dårlig kjøling.
- *Elektriske påkjenninger* vil kunne føre til alt fra partielle utladninger til fullt gjennomslag. Forårsakes vanligvis av for høye elektriske felt i isolasjonssystemet.
- *Mekaniske påkjenninger* er typisk påkjenninger ved transport av transformatoren og store transiente strømmer som kortslutning.
- *Kjemiske påkjenninger* er først og fremst virkning av vann og oksygen som sammen med høye temperaturer gir raskere aldring av papir og olje. Påkjenninger fra omgivelser kan også føre til korrosjon på utvendige flater.

En transformator utsettes for kontinuerlig, gradvis aldring og slitasje, men også for defekter og feiltilstander som plutselig oppstår. Gradvis aldring forekommer ofte av naturlige prosesser, men i enkelte tilfeller kan det også bli initiert av en produksjons eller materialfeil. Dårlig lodding og skjøting av ledere har eksempelvis ført til varmegang og høytemperaturfeil. [36]

Det vil i de neste kapitlene bli presentert typiske feil som kan forekomme i de isolerende delene av en transformator, samt statistikk for feilmønstre.

### 2.3.1 Isolasjonspapir

Levetiden til papirisolasjonen er definert som halvvvert mekanisk styrke fra når det var nytt. Ved aldring på papir vil det si at fastheten, som måles i DP, reduseres og kvaliteten på papiret blir dårligere. Hastigheten på aldringen er avhengig av temperatur, mengde luft og fuktighet inni tanken. Havari forekommer nødvendigvis ikke selv om fastheten er halvvvert. Transformatoren kan bli utsatt for lite mekanisk stress, men ved en lavere DP blir papiret sprøere og ved 20-25% DP-grad vil det være farlig å drifte transformatoren da papiret er så sprøtt at det kan gå i oppløsning under normal drift. Ved nytt papir er DP-graden normalt på 1000. [37]

Aldringen av papiret deles normalt inn i tre prosesser. Hydrolyse, oksidasjon og pyrolyse. Påvirkningen av hydrolyse bestemmes av vanninnholdet i oljen, og prosessene styres av syrene som gir fra seg hydrogenmolekyler. Disse molekylerne dissosierer, som vil si at molekylet skilles i positive og negative ioner [33]. Aldringshastigheten øker proporsjonalt med vanninnholdet. Likevel det kan tyde på at isolasjonsmedier med bedre termiske egenskaper, slik som Nomex, motstår effekten av hydrolyse bedre. Påvirkningen av oksygen kalles oksidasjon, og erfaring tyder på at aldringen øker med 2-3 ganger ved tillgang på oksygen. Pyrolyse er aldring av papir ved høye temperaturer. Dette skjer ved feilsituasjoner som kortslutninger eller liknende, og fører til rask nedbrytning og aldring av papiret. [37]

### 2.3.2 Olje

Oljen blir utsatt for ulike termiske, elektriske og kjemiske påkjenninger. Dette fører til produksjon av aldringsprodukter som vann, slam og syrer. I tillegg til aldring påvirkes oljen også av forurensning i form av vann, støv, rust, lakk og maling som kan trenge inn via lekkasjer. Forurensinger i form av faste partikler i oljen vil påvirke flyten og dermed redusere kjølekapasiteten. I tillegg blir oljen og cellulosen sterkt påvirket av hverandre. Disse danner aldringsprodukter som øker nedbrytningshastigheten. Aldringshastigheten til olje er også sterkt påvirket av driftstemperaturen, den fordobler seg dersom driftstemperaturen økes med 6-8 °C. Alt dette svekker oljens kjøle-, og isolasjonsegenskaper og medfører redusert levetid for transformatoren.

Ved store temperaturendringer, rask oppvarming eller avkjøling av oljen, kan resultere i dannelse av gassbobler i oljen. Når papir varmes opp kan vann presses ut. Dersom oljen ikke absorberer dette raskt nok vil det dannes vandrdåper som vil koke ved høye temperaturer. Dette vil resultere i gassbobler i oljen. En annen måte er ved høye temperaturer vil vanninnholdet i oljen være høyt. Dersom avkjøling av oljen skjer for hurtig vil det kunne føre til overmetting av oljen og dermed

vannutfelling. Disse boblene kan føre til en økning i feltstyrken lokalt, som igjen kan føre til partielle utladninger. Dette vil degradere oljens dielektriske holdfasthet og kvalitet.

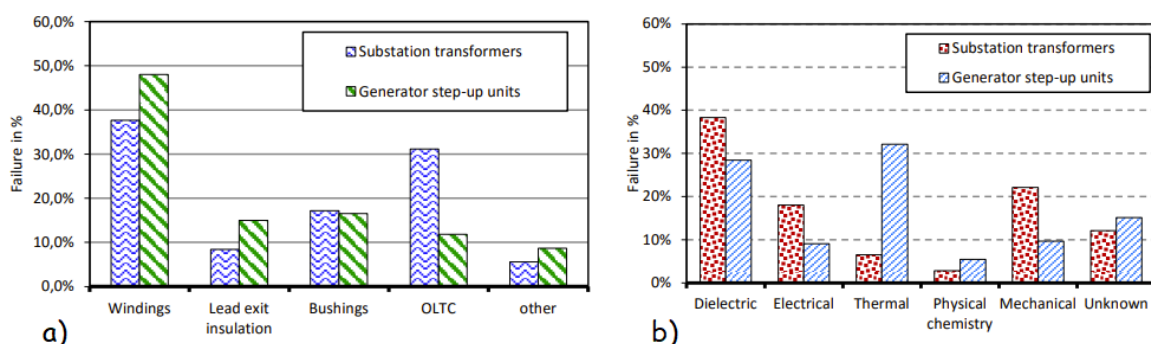
### 2.3.3 Partielle utladninger

Dette er små delutladninger som oppstår når den elektriske feltstyrken overgår den elektriske holdfastheten til en begrenset del av isolasjonsmaterialet [52]. Det vil også kunne oppstå utladninger ved hulrom i den faste isolasjonen eller der isolasjonen ikke er homogen. Dette vil redusere holdfastheten til isolasjonsmaterialet [52].

### 2.3.4 Feilstatistikk

CIGRE er et verdensomspennende fellesskap som har forpliktet seg til å samarbeide, utvikle og dele ekspertise innen kraftsystemer[4]. I 2015 utførte de en global undersøkelse om pålitelighet og feilstatistikk for transformatorer. Undersøkelsen samlet inn 964 kritiske feiltilfeller fra 21 land mellom 1996 og 2010, og omfattet transformatorer i alle spenningsklasser opp til 700 kV. Resultatene viste at det var ulike typer transformatorfeil som kunne bli kategorisert etter tre forskjellige faktorer: feilsted, feiltype og årsak.

Statistikk fra undersøkelsen er vist i figur 2.9, og viser blant annet at feilraten for GSU transformatorer (0,95%) var nesten dobbelt så høy som for krafttransformatorer (0,53%)[56]. Feilstedsanalysen viste at viklingsrelaterte feil var den største bidragsyteren i begge transformatorapplikasjonene. GSU-transformatorer hadde en høyere andel viklingsfeil (48%) enn krafttransformatorer (38%). Når det gjaldt feiltyper, var dielektriske feil mest fremtredende for krafttransformatorer (38%), mens termiske feil var mest vanlig for GSU-transformatorer (32%). Årsakene til feilene var det nyttet usikkerhet til, men det ble konkluderte med at design og produksjon, aldring og eksterne kortslutninger så ut til å være de største bidragsyterne[55], [56]



Figur 2.9: Graf over feilstatistikk a) Feilplasseringer b) Feilmodier [55]



## 2.4 Transformator i vindturbin

I vindturbiner er det GSU transformatorer som benyttes. Disse skiller seg fra krafttransformatorer, og omtales i IEC standard 60076-16:2018. Designmessig er disse fysisk mindre på grunn av plassbegrensning, og oljen i slike transformatorer må være i stand til å tåle høyere temperaturer. Tidligere i rapporten ble det presentert fire type påkjenninger for transformatorer, disse typene av påkjenning er også relevante for transformatorer i vindturbiner. Imidlertid er det verdt å påpeke at slike transformatorer også er utsatt for spesielle utfordringer på grunn av de ulike driftsforholdene i vindturbiner. Variert produksjon, overharmoniske strømmer og korrosive stoffer er noen av årsakene til problematikken. Dette delkapitlet vil ta for seg noen av utfordringene transformatorer i vindturbiner støter på.

### Elektriske påkjenninger

Variierende vindforhold fører til variert lastforhold og mange strømutkoblinger. Dette kan forårsake transiente overspenninger som fører til store oscillerende spenninger i viklingene som kan skade isolasjonen.[1], [30] En annen elektrisk påkjenning vil være overharmoniske strømmer som oppstår fra kraftelektronikken. Innvirkningen av dette er beskrevet i delkapittel 2.4.1. [30]

### Mekaniske påkjenninger

Problemer relatert til mekaniske påkjenninger er blant annet vibrasjoner og begrensninger på transformatorens vekt og størrelse. [30]

Vind som treffer en vindturbin vil føre til vibrasjoner. Dette kan føre til skade på materiell og defekt på innretningen av disse. Over tid vil vibrasjoner kunne føre til at tilskruinger i kabler og strømskinner løsner. Dette øker kontaktmotstanden som kan føre til varmeutvikling. [30]

For å redusere belastning på strukturen i turbinen er det nødvendig med transformatorer som veier lite. Det tas også hensyn til utskiftning av transformatoren ved feil. Ofte er disse designet for å kunne gå gjennom døren til turbinrommet. Dette fører til at de kan være mindre i størrelsen enn vanlige transformatorer. [30]

### Kjemiske påkjenninger

Transformatorer montert i offshore applikasjoner eller langs kysten kan bli utsatt for fuktig, kald luft som inneholder salt. Luft hentet fra slike omgivelser for å kjøle ned transformatoren vil passere gjennom kjøleelementene og forårsake korrosjon og kondensering. Dette reduserer de termiske egenskapene og kan føre til rust av metalliske deler. [30]

### Termiske påkjenninger

Temperaturen inne i transformatorrommet kan i noen tilfeller være høyere enn anbefalt dersom det ikke er nok ekstern kjøling[30]. Variable vindforhold fører til forskjellige lastforhold som skaper termiske sykluser for transformatoren ved at den kan gå fra ingen belastning til full belastning og motsatt mange ganger i løpet av et døgn. For oljefylte transformatorer vil dette resultere i gasser som oppstår i oljen. Disse gassene kan føre til bobledannelse. Boblene kan forårsake hot-spots og kunne gi opphav til partielle utladninger og til slutt forårsake svekkelse av isolasjonen. De termiske syklusene akselererer med andre ord transformatorens aldring. [37]

I perioder uten produksjon om vinteren vil transformatoroljen være tyktflytende. Dersom transformatoren da spenningssettes med en stor last vil materialet i viklingene varmes opp raskt mens sirkulasjonen i den tykke oljen vil være redusert. Dette kan føre til store termiske påkjenninger. [37]

#### 2.4.1 Overharmoniske strømmer

Generatoren produserer spenning med varierende amplitude og frekvens. Ettersom nettet opererer med faste verdier for dette kan ikke generatoren kobles direkte på nettet. Omformere i kraftelektronikken gjør det mulig å omforme den variable frekvensen ut fra generatoren til en fast frekvens egnet for nettet[2]. Den konverterer energi fra den variable frekvensutgangen fra generatoren til likestrøm og modulerer deretter en fast frekvens vekselstrøm som er kompatibel med nettet [24]. En oversikt over sammenkobling av generator, kraftelektronikk og transformator er vist i figur 1.1.

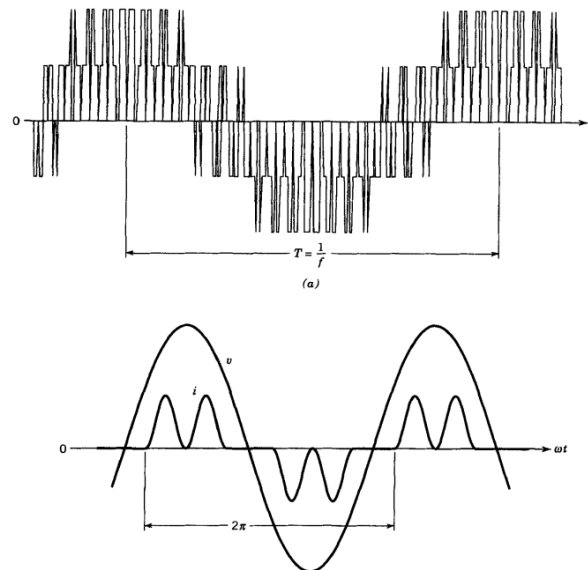
Elektronikken i likerettere og omformere kan føre til overharmoniske strømmer som kan ha en negativ innvirkning på transformatoren. I elektriske kraftsystemer skiller en mellom lineære og ulineære laster. Lineære laster trekker en strøm som er proporsjonal med spenningen. Ulineære laster derimot er definert som lastkilder som trekker en strøm som ikke er proporsjonal med spenningen. Det er ulineære laster som skaper de overharmoniske strømmer. Overharmoniske strømmer er begrepet som brukes til å definere strømmer som trekkes i tillegg til strøm med grunnfrekvensen  $f$ . [10]

Strøm og spenning kan forekomme som enten likestrøm eller vekselstrøm. Ved lineære laster vil AC ha en sinusformet bølgeform og kan matematisk beskrives av likningene:

$$i(t) = I_{peak} \sin(\omega t + \phi) \quad (2.3)$$

$$v(t) = V_{peak} \sin(\omega t + \phi) \quad (2.4)$$

hvor  $I_{peak}$  og  $V_{peak}$  representerer amplituden på strøm og spenning. Tilsvarende representerer  $\omega$  vinkelfrekvensen i radianer,  $\phi$  er fasevinkelen mens  $t$  er tiden. Videre er frekvensen gitt av  $f = \frac{\omega}{2\pi}$ , som i et norsk nett er 50Hz [60]. Strømmer og spenninger ved denne frekvensen omtales som de grunnharmoniske komponentene [40]. På grunn av ulineære laster vil ikke strøm og spenning lenger ha en sinusoidal bølgeform slik som beskrevet i ligning 2.4. Disse vil avvike fra vanlige bølgeformer og i figur 2.10 er det vist to eksempler på slike forvrengte kurver, hvor  $T$  er en tidsperiode.



Figur 2.10: Eksempel på forvrengte kurver  
[40]

For å kunne analysere og dekomponere forvrengte kurver brukes Fourieranalyse[40]. Fourierrekken deles inn i et sinus og et cosinusledd som har varierende fase, frekvens og amplitude.

Generelt kan en ikke sinusoidal periodisk signal  $f(t)$  beskrives som:

$$f(t) = F_0 + \sum_{h=1}^{\infty} f_h(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{h=1}^{\infty} a_h \cos(h\omega t) + b_h \sin(h\omega t) \quad (2.5)$$

Hvor

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) dt \quad (2.6)$$

$$a_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos\left(\frac{h2\pi}{T}t\right) dt \quad h = 1, \dots, \infty \quad (2.7)$$

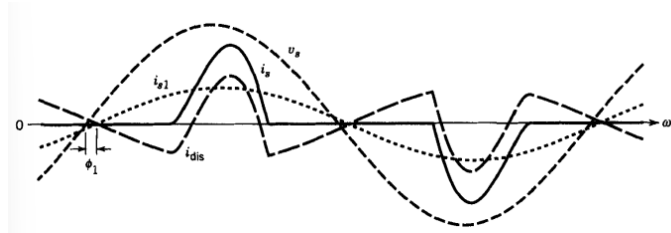
$$b_h = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin\left(\frac{h2\pi}{T}t\right) dt \quad h = 1, \dots, \infty \quad (2.8)$$

Bruk av symmetri i Fourier analyse sier at ved odde funksjoner er  $a_h = 0$ , som også er tilfellet ved strøm og spenningskurver i *steady state*. Dette gjør det mulig å uttrykke de overharmoniske komponentene som  $b_h$ . Ettersom strømmen som trekkes av ulinære laster avviker fra vanlig sinus bølgeform vil det kunne lede til forvrengning av spenningen i kretsen. Forvrengningen i spenning er derimot vanligvis ganske liten. [40]

Ut ifra Fourier analyse er det mulig å uttrykke den totale strømmen i kretsen som summen av de harmoniske komponentene:

$$i_s(t) = i_{s1}(t) + \sum_{h \neq 1} i_{sh}(t) \quad (2.9)$$

hvor  $i_{s1}$  er den grunnharmoniske komponenten og  $i_{sh}$  er summen av de overharmoniske komponentene. [40]. Figur 2.11 viser et eksempel på hvilket utslag de harmoniske bidragene kan ha på den totale strømmen. I figuren er  $v_s$  spenning,  $i_{dis}$  er de overharmoniske strømmene,  $i_{s1}$  er den grunnharmoniske strømmen og  $i_s$  er den den totale strømmen.



Figur 2.11: Strømforsvøring  
[40]

For å kunne bestemme den effektive verdien av harmoniske strømmen brukes total harmonisk forsvøring (Total Harmonic Distortion, THD). Dette uttrykkes som en prosentdel av den grunnharmoniske komponenten [40]

$$\%THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} (I_{sh})^2}{I_{s1}}} 100 \quad (2.10)$$

og tilsvarende for spenninger

$$\%THD_u = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} U_{sh}^2}{U_1}} 100 \quad (2.11)$$

Overharmoniske strømmen som flyter i en transformator kan forårsake økning i viklingstap og jerntap på grunn av virvelstrømmen. Generelt øker tap i viklinger som kvadrat av THD og kjernetap øker linært med THD. Dette kan føre til økt varmeutvikling og dermed redusert levetid. [10].

Standard for transformatorer i vindturbiner *NEK IEC/IEEE 60076-16:2018* sier at det er kjøper som skal vurdere størrelsen og frekvensen til de harmoniske strømmene som tilføres transformatoren. I tilfeller hvor THD er mindre enn 5% av merkestrømmen er det ikke nødvendig med tilleggsmåling. Dersom THD derimot er større enn 5% er det kjøperns ansvar å spesifisere størrelse og frekvens til de strømmene som tilføres transformatoren. Deretter er produsenten ansvarlig for å beregne tilleggstap ved merkeeffekt og beregne virkningen av de harmoniske strømmene på utformingen av transformatoren.

Tilsvarende dersom harmonisk forsvøring av spenningen forventes å være over 5% av merkespenningen, skal kjøper spesifisere størrelse og frekvens til eventuelle harmoniske spenninger som finnes i forsyningen. Transformatoren må være konstruert for å tåle spesifisert tilstand eller 5 % av nominell spenning, avhengig av hva som er høyest, uten skade.

## 2.5 Feilanalyse

I dag er det innarbeidet gode rutiner for å kunne fastslå den tekniske tilstanden på transformatorer, men ettersom transformatoren er et lukket system kan det være utfordringer knyttet til tilgangen på de indre delene. Derfor er oljeprøve og gassanalyse de primære undersøkelsene for å kunne fastslå helsetilstanden og detektere feil. Forenklet kan man si at oljeanalyse benyttes for å følge med på aldringstilstanden av cellulose og olje, mens gassanalyse benyttes for å oppdage begynnende feiltilstander [37]. For mindre transformatorer anbefales det å utføre rutinemessig oljeprøver annethver år, samt oljeprøver ved feiloppdagelse. Dette er intervaller fastsatt etter erfaringer med hensyn til feilhyppighet og anbefalinger i NEK-norm 240-1, 240-2 og IEC-norm 422. [36]

### 2.5.1 Generell oljeanalyse

En oljeanalyse kan bestå av forskjellige målinger og tester. Nøytralisasjonsverdi, vanninnhold, farge og utseende testes vanligvis hvert år. Det kan også foretas en utvidet oljeprøve som tester grenseflatespenning, dielektrisk tapsfaktor og inhibitorinnhold. Utvidet oljeprøve anbefales hvert fjerde år. [43]

#### Nøytralisasjonsverdi

Dette er en prøve som angir verdien av forurensninger og bestanddeler i oljen. Sure bestanddeler påvirker papirets mekaniske egenskaper. Dette måles ved å løse olje inn i en blanding av isopropanol, toluen, alkaliblå indikator og kaliumhydroksid tilsettes gradvis frem til fargebytting. Nøytralisasjonsverdien er vanligvis veldig liten i ny olje, men vil øke etterhvert med oksidasjon av oljen. Verdien uttrykkes som antall milligram kaliumhydroksid (KOH) forbrukt per gram olje. For nye oljer bør denne verdien ligge under 0.03 mg KOH/g olje. Varselnivået settes derimot til 0.1mg KOH/g olje. Tiltak for syretallsregulering bør vurderes ved for høye nøytralisasjonsverdier. [43]

#### Vanninnhold

Oljens dielektriske holdfasthet påvirkes av vanninnholdet. Vanligvis opptrer vann som oppløst vann i olje og kan påvises ved analyse i laboratorium. Høyt vanninnhold vil kunne medføre raskere nedbryting av cellulose og generell aldring. Vann i oljen kan forekomme av kondens og lekkasjer, men også av naturlig aldring og oksidasjon. For transformatorer merket for driftsspenning under 170kV er grenseverdien for nye oljer satt til 30mg/kg olje ved en driftstemperatur på 60 °C. [43]

### Farge og utseende

Farge er vanligvis ikke en kritisk parameter men kan indikere nedbryting og forurensning. Prøvemethoden går ut på å visuelt bestemme oljens farge i kolorimeter ved hjelp av transmittert lys som gir en verdi ut fra fargenorm (ISO2049-1996). Her vurderes fargen ut fra en verdi fra 0-8, hvor grenseverdien for brukte oljer er 3.5. [43] Tilsvarende foregår måling for utseende visuelt ved å undersøke et oljelag på 100mm tykkelse i en glasssylinder. Prøven gjøres for å bestemme om oljen er klar og fri for fastpartikkel forurensninger. [43]

### Gjennomslagsspenning

Dette er en indikator for hvor god oljen er som en elektrisk isolator. En ren og tørr olje vil ha en høyere gjennomslagsspenning enn en dårlig olje. Lave verdier indikerer at oljen er forurenset. Prøving foregår ved å påtrykke vekselspanning fram til gjennomslag. For enheter med spenningsnivå på 72.5kV eller lavere er grensenivå på minst 30kV. [43]

### Grenseflatespenning

Måling av grenseflatespenning skal bestemme de kreftene som holder sammen olje- og vannmolekylene på oljeoverflaten. Dette er en god indikator på om oljen er forurenset av oksidajonsprodukter og metallsåper. Grensenivå for nye oljer er satt over 35 mN/m, for oljer i bruk ligger dette på 15mN/m. Ved lave verdier for grenseflatespenning vil det føre til slamutfelling. Den vil kunne sette seg på viklinger og stoppe kjølekanaler. [43]

#### 2.5.2 DGA, Gassanalyse

En DGA (Dissolved Gas Analysis) er en test som måler gassinnholdet i oljen og gir svar på isolasjonstilstanden til transformatoren. Ved feil og varmetvikling vil varmen bli absorbert i isolasjonsmediet og vil kunne føre til dannelse av gasser som løses ut i oljen. Avhengig av hvilken type gass, mengde og forhold, vil det kunne gi en indikasjon på oljens kvalitet og feil som varmgang, utladninger og andre type feil. Det vil også kunne være mulig å fastslå om oppløste gasser skyldes normal aldring eller isolasjonsfeil. [43]

Gassene som blir trekt ut i en DGA er Hydrogen ( $H_2$ ), Metan ( $CH_4$ ), Etan ( $C_2H_6$ ), Eten ( $C_2H_4$ ), Acetylen ( $C_2H_2$ ), Karbonmonoksid ( $CO$ ) og Karbondioksid ( $CO_2$ )[8].  $H_2$  dannes ved partielle utladninger.  $C_2H_2$  kan forekomme i tillegg til  $H_2$  dersom det oppstår gnistring og lysbue. Varmegang på løse sammenkoblinger kan danne hot-spots som kan føre til dannelse av  $C_2H_4$ . Tilsvarende kan overbelastning av transformatoren forårsake høye temperaturer som igjen fører til  $C_2H_6$  [43].

Forholdet mellom  $CO_2$  og  $CO$  kan være en indikator på om papiret er involvert i feilene. For silikon og syntetisk ester er det ikke definert noen grenser for dette forholdet. Ved lavenergifeil vil det produseres store mengder  $CO_2$ , mens ved høyenergifeil vil det produseres mer  $CO$  i syntetisk ester. [6]

Grenseverdier for gassinnhold i transformatorer som benytter silikonolje finnes i standarden IEEE C57.146-2006. Grenseverdiene for syntetisk ester er utviklet basert på statistisk analyse, og finnes i IEEE standard C57.155-2014. Dette er ikke faste verdier, men burde anses som anbefalinger. I tabell 2.4 er det vist grenseverdier for både silikonolje og syntetisk ester. Grenseverdiene er angitt i enheten 'andeler per million' (parts per million, ppm). I tillegg er det angitt total tillat mengde av brennbare gasser (TDCG). Dette er alle gassene summert utenom  $CO_2$  ettersom denne ikke er brennbar. [27], [38]

Navn	Symbol	Silikon	Syntetisk ester
Hydrogen	$H_2$	200	64
Metan	$CH_4$	100	104
Acetylen	$C_2H_2$	1	13
Eten	$C_2H_4$	30	150
Etan	$C_2H_6$	30	124
Karbonmonoksid	$CO$	3 000	1 344
Karbondisoksid	$CO_2$	30 000	-
Total Brennbar Gas	$TDCG$	3 361	1 799

Tabell 2.4: Grenseverdi for mengde gass i silikon-, og syntetisk ester [27], [35]

Transformatorer med syntetisk ester kan analyseres på tilsvarende måte som vanlige transformatorer med mineralolje. Her er det kun mengde gass som er forskjellig. De samme gassene blir produsert ved like feil for syntetisk ester som for mineralolje. For transformatorer med silikonolje kan det være utfordrende å forklare problematikken alene ut ifra DGA analyse. Et unntak er dersom det forekommer produksjon av Acetylene, da kan det ganske sikkert konkluderes med lysbue eller overslag, ettersom gassen trenger høye temperaturer for å dannes [20]. For å kunne analysere problemer i transformatorer, bør det tas en totalvurdering av gassanalysen og utvikling av gasser ut fra en baselinje da transformatoren var ny. [27]

Det finnes ulike metoder for å tolke en DGA analyse og estimere hvilke feil som har forekommet. Felles for metodene er at gassinnholdet må være kjent, noen ulike metoder er Roger ratio metode (RRM), Duvals trekanten (DT) og Duvals pentagon. Forskjellen på metodene er antall gasser som tas med i beregningene. For RRM brukes forholdet mellom to gasser, for DT brukes forhold mellom tre gasser og for Duvals pentagon brukes forholdet mellom fem gasser.



Nøyaktigheten på estimering øker med antall gasser man tar med i beregningen [9].

### 2.5.3 Duvals trekant

Duvals trekant er en vanlig måte å estimere feil ved unormale situasjoner på grunn av metodens presisjon og pålitelighet [9]. Det er en utbredt metode og tar i bruk tre gasser. Ved relativt lave temperaturer har enkelte oljer en tendens til å utvikle gasser ved en temperatur mellom 80-200 °C. Disse gassene vil da resultere i feil i områdene PD, T1 og T2 i DT1. Derfor er det utviklet to andre trekantar, DT4, og DT5. Feilene som detekteres i DT1 deles inn forskjellige feilsoner og er vist i tabell 2.5. [7]

Kode for feilsone	Definisjon, T = temperatur i °C
<b>For DT1</b>	
T3	Termiske feil, T>700
T2	Termiske feil, 300 <T<700
T1	Termiske feil, T<300
PD	Partielle utladninger
D1	Utladninger av lav energi
D2	Utladninger av høy energi
DT	Blanding av elektriske og termiske feil
<b>For DT4 og DT5</b>	
PD	Partielle utladninger
S	Gassutvikling ved T<<
C	Karbonisering av papir
O	Overoppheting, T<250

Tabell 2.5: Koder for feilsone i DT

[7]

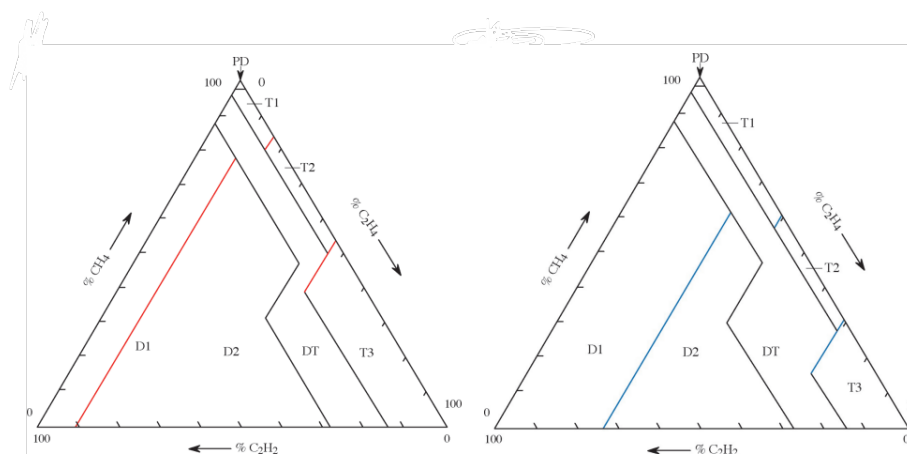
Klassifiseringen av feiltypen fremstilles grafisk, og hver side av trekanten representerer en gass. Ved å trekke tre rette streker som indikerer prosentvis mengde gass i forhold til hverandre vil alle strekene møtes i et punkt. Dette vil da havne innenfor en av feilkategoriene fra tabell 2.5, og sier noe om hvilken feil som er forekommet. DT skal kun benyttes dersom det er kjent at feil har oppstått, og ikke for å fastslå om det er en feil. Dersom oljeprøver som i utgangspunktet er i god stand blir analysert, vil det kunne resultere i at feilmode blir feilaktig påvist. Tabell 2.6 viser hvilke gasser som benyttes i trekantene og formålet ved trekantene. [7]

	<b>DT1</b>	<b>DT4</b>	<b>DT5</b>
Gasser:	$CH_4, C_2H_4, C_2H_2$	$H_2, CH_4, C_2H_6$	$CH_4, C_2H_4, C_2H_6$
Formål:	Detektere hvilke feil som har oppstått	Detektere om det er ved lav temperatur	Detektere om det er ved medium-, høye temperaturer

Tabell 2.6: Gasser som blir brukt i de ulike DT og trekantenes formål

[7], [41], [42]

Sonene for hvilke feil som har oppstått, vil være forskjellig i henhold til hvilken isolasjonsolje som blir benyttet. Figuren 2.12, viser forskjell på sonene fra syntetisk ester og silikon i DT1. For DT4 og DT5 vil det være andre soner med andre feildiagnostikk.



Figur 2.12: DT1 for silikon og syntetisk ester

[57]

For DT4 og DT5 vil det være forskjellige feilsoner, og disse er beskrevet i tabell 2.5. DT4 og DT5 skal aldri brukes alene for å avgjøre hvilke feil som har oppstått. Trekantene DT4 og DT5 er kun et hjelpemiddel til DT1 for å bestemme ved hvilken temperatur feilen har forekommet[7].

#### 2.5.4 DP-verdi

Det finnes ulike testmetoder for å teste kvaliteten til papiret. Den mest omfattende metoden vil være å ta transformatoren ut av drift, ta ut et papirstykke og analysere dette. Dette er en tidskrevende og upraktisk metode som kan føre til høye kostnader. Det er utviklet andre metoder som indirekte kan estimere kvalitet på isolasjonen. Disse metodene er væsketermografi og polymerisationsverdi. Væsketermografi omhandler å måle *furan-innholdet* i oljen og disse består normalt av fem beslektede furfuraldehydrer. Erfaring viser en korrelasjon mellom mengde furaner og papirets aldringsgrad [17]. Ved å bruke formelen 2.12 kan DP graden regnes ut [25].

$$DP = \frac{M_{polymer}}{M_{monomer}} \quad (2.12)$$

DP er graden av polymerisering,  $M_{polymer}$  er den molare massen til cellulosefibre som er bundet sammen, og  $M_{monomer}$  er molar masse til ett enkelt fiber. Man kan da finne andelen fibre som er bundet sammen i forhold til enkle fibre i oljen.

### 2.5.5 Termografering

Termografering er en teknikk som brukes til å måle temperaturforskjeller mellom ulike komponenter. Denne målemetoden utføres ved hjelp av et termokamera, som registrerer infrarød stråling. Infrarød stråling er et produkt av et objekts temperatur, der høyere temperatur resulterer i større mengde infrarød stråling. [28]

Ved hjelp av termokameraet dannes det et varmebilde av objektets overflate. På denne måten kan man tydelig se selv de minste temperaturforskjellene på overflaten. Det er viktig å påpeke at termokameraet kun er i stand til å måle overflatetemperaturen, det vil si temperaturen på utsiden av et objekt. [28]

### 2.5.6 PD-måling

Akustisk emisjonsteknikk (AET) er en ikke-destruktiv og ikke-invasiv metode som brukes for å oppdage og lokalisere partielle utladninger (PD) i elektriske isolasjonssystemer. PD forårsaker små eksplosjoner og utløser utslipp av akustiske trykkbølger som forplanter seg gjennom isolasjonsmaterialet. AET metoden bruker akustiske sensorer som er følsomme for trykkendringer. Disse sensorene er vanligvis piezoelektriske transdusere, som konverterer mekaniske vibrasjoner til elektriske signaler og vice versa.[29]

Ved PD lokalisering er det to hovedmetoder for bruk av akustiske signaler: all-akustisk metode og kombinert akustisk-elektrisk metode. All-akustisk metoden bruker fire eller flere akustiske sensorer og er basert på at PD-signaler kommer frem til de ulike sensorene på forskjellig tid. Prosedyren innebærer å måle sensortidene med hensyn til den nærmeste sensoren og bruke en serie med ligninger for å bestemme PD-kildens plassering.[29]

Kombinert akustisk-elektrisk metode bruker en elektrisk måleenhet som kan oppdage PD elektrisk sammen med akustiske sensorer. Her måles det elektriske signalet av PD og det akustiske signalet samtidig. Deretter brukes tidsforskjellen mellom elektriske og akustiske deteksjoner for å lokalisere PD-kilden. Denne metoden krever bare tre akustiske sensorer for å løse de samme ligningene med tre ukjente variabler (x, y, z) for å finne PD-posisjonen.[29]

### 2.5.7 Tiltak ved dårlige oljeprøver

Det er ikke fastsatt hvor lenge oljen kan være i bruk da dette avhenger av flere faktorer og lokale forhold. Her er det nødvendig å prøve og danne seg et helhetsuttrykk fra tidligere prøver, historikk, driftsfeil, overlast, kortslutninger og andre type hendelser som kan gi tilleggsinformasjon. Store endringer i analyseverdien vil kunne gi en indikasjon på at noe er galt. Dersom grenseverdiene er

overskredet er det viktig at prøveresultater sammenlignes med tidligere prøver og at nye prøver tas for å kunne bekrefte en eventuell feil. [43]

I tilfeller hvor grenseverdiene er oversteget for flere av parameterne kan det være aktuelt med tiltak. Som et hjelpemiddel på veien for å bestemme om tiltak skal gjennomføres kan man beregne oksidasjonsindeksen til oljen. Dette gjøres enkelt ved følgende formel [43]

$$\text{Oksidasjonsindeks} = \frac{\text{Grenseflatespenning}}{\text{Nøytralisasjonsverdi}} \quad (2.13)$$

Dersom oksidasjonsindeksen har en verdi mellom 30 og 300 bør oljen rekondisjoneres og regenereres. Dette er prosesser hvor oljen og cellulosen avgasses, aldringsprodukter fjernes og det foretas en filtrering av partikler. Det tilsettes også inhibitor. [43]. I tilfeller hvor oksidasjonsindeksen er under 30 er ikke oljen lenger brukbar og må skiftes ut.

Et mindre omfattende tiltak kan tas i bruk dersom en er tidlig nok ute. Ved nøytralisasjonsverdier mellom 0.07 - 0.1 er det tilstrekkelig med skjerpet overvåkning. Her økes inspeksjonshyppigheten for de ulike testene. [43]

### 3 Metode

For å kunne belyse problemstillingen og besvare hypotesene ble det besluttet å benytte kvantitativ metode ved analyse. Analysen er basert på datagrunnlag som er gitt fra oppdragsgiver, samt egne målinger. For å undersøke og tolke resultatene ble litteraturstudie en viktig del. Det ble i tillegg tatt kontakt med industrien og gjennomført en leverandørstudie. I hvert delkapittel vil det bli presentert hvorfor disse metodene ble valgt, samt utfordringer knyttet til noen disse.

#### 3.1 Litteraturstudie

Litteraturstudie ble gjennomført for å få økt innsikt i temaet og skaffe et bedre teoretisk grunnlag for å kunne besvare problemstillingen. Denne metoden danner grunnlaget for teoridelen i rapporten. Litteraturstudie ble gjennomført både i forkant og underveis av prosjektperioden. En viktig målsetning var å identifisere og trekke ut relevant informasjon, som kunne brukes senere i analysedelen av studiet. Litteratur fra anerkjente fagbøker, vitenskapelige artikler, forskrifter, standarder, samtaler med veileder og fagpersoner ble benyttet i arbeidet. I tillegg til dette er litteraturstudien basert på rapporter fra *Transformatorbrukergruppen* og *Cigre*. Dette er nettsider for utveksling av erfaringer og problemstillinger knyttet til installasjon, drift og vedlikehold av krafttransformatorer. For å finne relevante standarder ble *Standard.no* og *IEEE Xplore Digital Library* benyttet. Gjennom NTNU ble det utført søk etter relevant litteratur via søkemotoren *Oria*. Det har blitt lagt vekt på å innhente informasjon fra flere kilder og sammenligne disse for å sikre troverdig informasjon.

#### 3.2 Leverandørstudie

Det ble gjennomført en leverandørstudie med mål om å kartlegge erfaringer og feilstatistikk hos relevante leverandører. Alle leverandører og personer som har vært involvert i studien står oppført i vedlegg A.2 i kontaktloggen.

Forespørsler om digitale møter ble sendt til leverandørene, det ble også etterspurt mulighet for en befaring på fabrikk til Norsk Trafo. I forbindelse med forespørslene ble det utarbeidet en oppgavebeskrivelse for å gi bedriftene innsikt i hva oppgaven handlet om. I tillegg ble det utarbeidet en møteagenda med samtalepunkter, slik at bedriftene kunne forberede seg på de forskjellige temaene som kom til å bli tatt opp. Det ble spesielt stilt spørsmål angående høyt gassinnhold, høye driftstemperaturer og overharmoniske strømmer. I tillegg ble det forespurt om relevante erfaringer rundt lignende temaer. Resultatene fra studien er ikke ment å gi et direkte

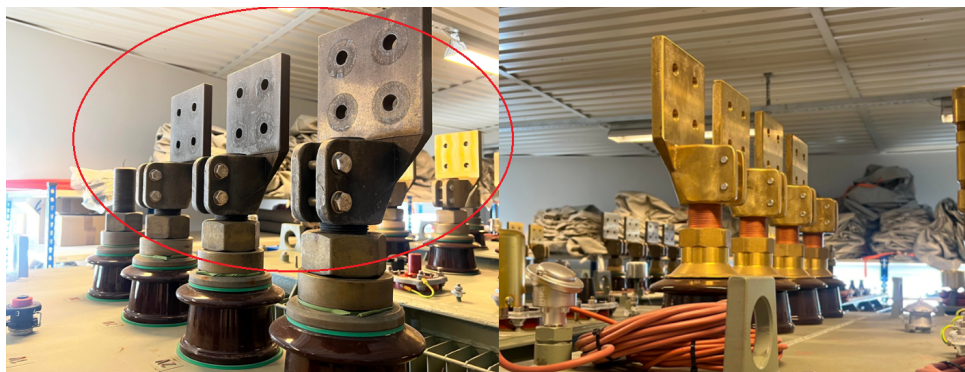
resultat, men heller gi en dypere forståelse og grunnlag for å løse problemstillingen.

### 3.3 Befaring og målinger

For å oppnå en grundigere forståelse av anlegget og transformatorene, ble det utført en befaring på en vindpark. Formålet med befaringen var å samle inn data om anleggets transformatorer, deres funksjoner og vedlikehold.

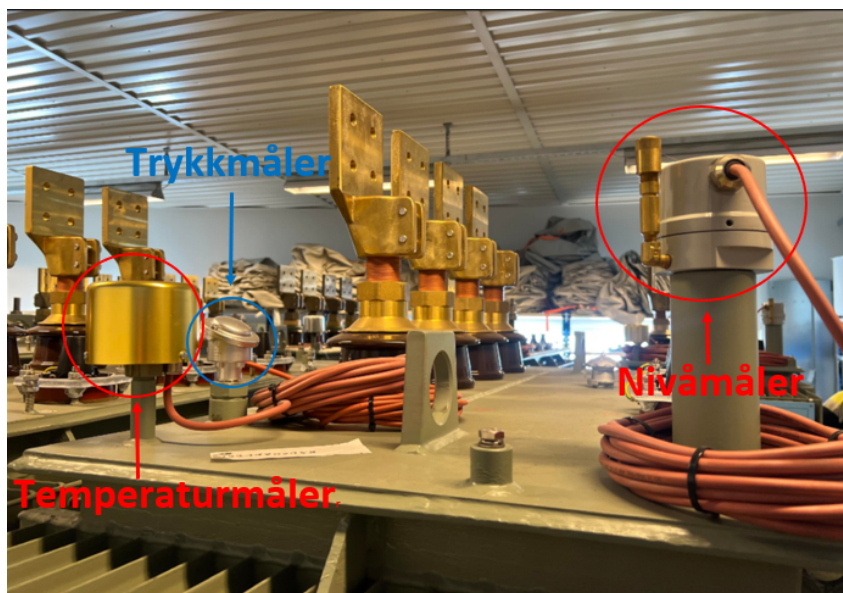
#### 3.3.1 Befaring

Driftsansvarlig ledet befaringen og ga en gjennomgang av hele anlegget. Befaringen inkluderte blant annet inspeksjon av nye transformatorer som sto på lager, samt en transformator som hadde havarert. Det ble i tillegg sett på en transformator der varmgang på lavspentsiden hadde resultert i tydelig misfarge på skinner og koblinger, som vist på figur 3.1.



*Figur 3.1: Misfargede skinner og koblinger som følge av varmgang sammenlignet mot ny trafo*

Videre ble det gjennomgått ulike sensorer som var tilkoblet transformatorene, og hvordan disse ble brukt. Figur 3.2 viser plassering av de ulike sensorene. I dette tilfellet er det bare termperaturmåleren som sender ut data, og blir brukt videre i analysen. Trykk- og nivåmåleren fungerer ved å utløse hovedbryteren når de overstiger terskelverdier.



Figur 3.2: Oversikt over ulike sensorer

Underveis i befaringen ble merkeskiltet på transformatoren undersøkt. Tabell 3.1 viser merkeskiltet til transformatorerene. Disse har lik ytelse, men det varierer hvilken type olje de inneholder.

Transformator spesifikasjoner	
Nominell effekt	2500kVA
Nominell spenning	LS 400 V
	HS 22 kV
Nominell strøm	LS 3608 A
	HS 65.6 A
Frekvens	50 Hz
Vektorgruppe	Dyn5
Type kjøling	KNAN
Isolasjonsvæske	Silikon / Synt.Ester
Isolasjonsmaterial	Nomex
Omgivelsestemperatur	50 °C
Temperatur økning vikling	110 K
Temperatur økning olje	70 K
Tap uten last ( $P_o$ )	2500 W
Tap med last ( $P_k$ )	18.5 kW
Impedanse spenning ( $U_z$ )	6 %

Tabell 3.1: Merkeskilt

Befaring av turbinen ga innsikt i utforming, kjølemetode og plass i transformatorrommet. Det ble også informert om rutiner for vedlikehold og utskifting av transformatorer. Under befaringen ble det utført målinger av overharmoniske strømmer, spenning- og strøm kvalitet på en transformator. Resultatene fra disse målingene vil bli brukt i den videre analysen av problemstillingen.

### 3.3.2 Oppkobling

Målingene som ble gjort under befaringen, ble gjort med en 'Fluke 438-II Power Quality and Motor Analyzer' [14]. Dette instrumentet er et bærbart analyseverktøy som kan hjelpe med å lokalisere og feilsøke problemer med strømkvaliteten i én- og tre-fase systemer. I dette tilfellet ble instrumentet benyttet for å måle overharmoniske strømmer og spenninger (THD) samt strøm- og spenningskvaliteten inn til transformatoren. Det ble også bestemt at loggføring skulle foregå i en uke for å høste data med varierende vindforhold. Instrumentet ble stilt inn for å logge disse dataene hvert femte sekund. I figur 3.3 er det vist en oversikt over innstillingene til instrumentet under målingene.

Measurement Summary	
Measurement topology	Wye mode
Application mode	Logger
First recording	16.03.2023 12:49:46 362msec
Last recording	23.03.2023 08:51:36 362msec
Recording interval	0h 0m 5s 0msec
Nominal Voltage	230 V
Nominal Current	5000 A
Nominal Frequency	50 Hz
File start time	16.03.2023 12:49:41 362msec
File end time	23.03.2023 08:51:36 362msec
Duration	6d 20h 1m 55s 0msec

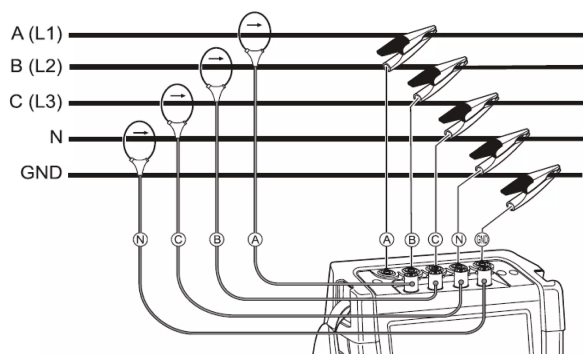
  

Scaling	
Phase:	
Current Clamp type	i430TF
Clamp range	N/A
Nominal range	5000 A
Sensitivity	x10 AC only
Current ratio	1:1
Voltage ratio	1:1

Figur 3.3: Innstillinger Fluke 438-II

Under befaringen var det driftsansvarlig som koblet opp probene til transformatoren. En strømprobe og en spenningsprobe ble koblet til hver fase av lavspenningskinnene, som skissert i figur 3.4. Bilde 3.5 viser den faktiske oppkoblingen av utstyret.





Figur 3.4: Koblingsskjema instrument  
[15]



Figur 3.5: Måling på trafo

### 3.4 Analyse

Aneo bidro med historiske data, arbeidsordre og oljeprøver. Ved kvantitativ metode av målinger, historiske data og tidligere oljeprøver ga dette en grundigere forståelse av problemene. Gjennom analysen har det vært forsøkt å identifisere mønstre og nye oppdagelser. Videre i denne rapporten vil oljeprøver med høyt gassinnhold bli omtalt som dårlige oljeprøver. Tilsvarende vil oljeprøver med lave gassverdier bli omtalt som fine oljeprøver.

#### 3.4.1 Innsamling og analyse av data

Aneo har historisk og kontinuerlig data fra transformatorene i vindturbinene. Data ble gitt som Excel-filer og inneholdt produksjon, vindhastighet og temperatur i toppolje for hver time fra 2017 til og med 2020. Figur 3.6 viser oversikt over hvordan Excel-filene så ut. I tillegg ble det mottatt arbeidsordre som inneholdt oversikt over utført arbeid på transformatorene og oljeprøver som strakk seg fra 2013 fram til 2020.

For å kunne prosessere store datasett var første steg å hente filer over til en Python plattform.

	Time Stamp	B01-ActivePower [kW]	B01-WindSpeed [m/s]	B01-TransformerTemperature [°C]	B02-ActivePower [kW]	B02-WindSpeed [m/s]	B02-TransformerTemperature [°C]
0	01-01-2017 17:00:00.000	860	9.1	83	1345	86	10.3
1	01-01-2017 18:00:00.000	1286	10.1	74	1404	77	10.5
2	01-01-2017 19:00:00.000	1956	13.1	74	2234	76	14.0
3	01-01-2017 20:00:00.000	1001	9.5	72	1983	79	12.9
4	01-01-2017 21:00:00.000	694	8.1	68	1363	80	10.6

Figur 3.6: Oversikt over datasett for turbinene B01 og B02

På grunn av det store dataomfanget, var det viktig å sortere og velge ut relevant informasjon som potensielt kunne bidra i analysen. Problemstillingen er i stor grad knyttet til temperatur og oljeanalyse, derfor ble dette undersøkt nærmere. I tillegg ble data for produksjon av transformatoren brukt videre i analysen for å kunne verifisere hypotesen om overbelastning.

I begynnelsen av prosjektet ble det gjennomført en analyse for samtlige tilgjengelige transformatorer. Dette hadde som hensikt å skaffe ett overblikk over parametre som temperatur, produksjon, isolasjonsmedium og oljeprøver. Samspill mellom arbeidsordre og data var også en medvirkende faktor. Etter å ha skaffet et overblikk, ble det valgt ut seks transformatorer som det kunne gjøres en større analyse på. Transformatorer med forskjellige isolasjonsmedie ble valgt med intensjon om å kunne avdekke forskjeller. En oversikt over de utvalgte transformatorene er vist i 3.2.

Transformatorer	
Nr.	Isolasjonsmedium
B07	Syntetisk ester
B08	Silikonolje
B09	Silikonolje
B13	Syntetisk ester
B16	Syntetisk ester
B18	Silikonolje

Tabell 3.2: Oversikt over transformatorer brukt i analyse.

For å verifisere hypotesene om overbelastning og høye driftstemperaturer var det interessant å se hva som faktisk har blitt produsert og hva driftstemperaturen har vært. Det ble derfor laget en tabell som presenterer både gjennomsnitt- og maksimale verdier for temperaturer og produksjon over en tidsperiode på tre år. Ved hjelp av Python ble den høyeste målte temperaturen tatt med for hver turbin, og gjennomsnittstemperaturer regnet ut. Dette hadde til hensikt å se om verdiene overskrider grensenivåer.

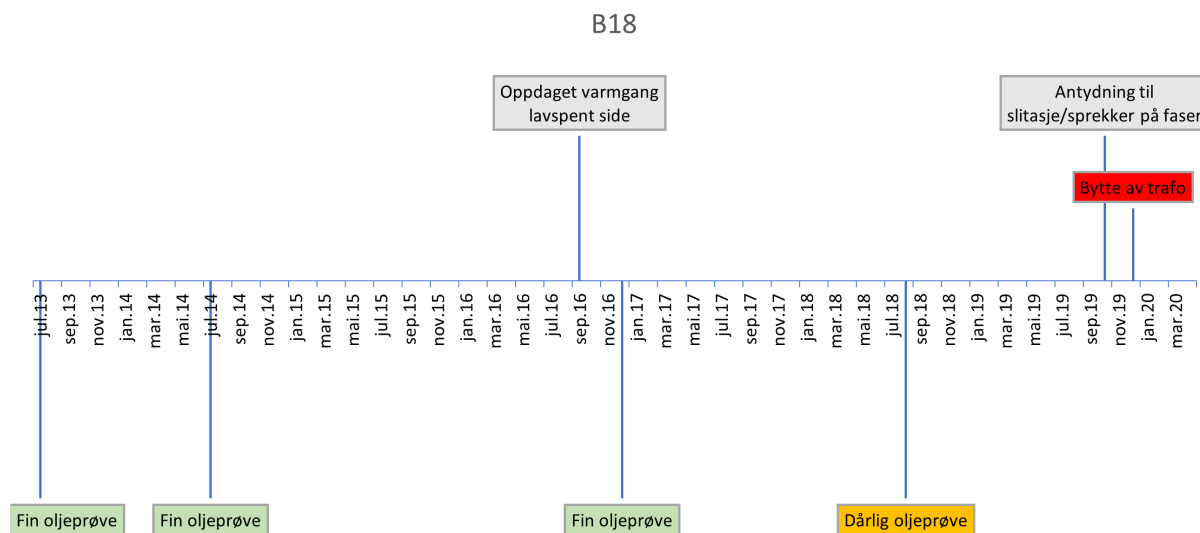
### 3.4.2 Hendelsesforløp

For å danne seg en oversikt over de enkelte transformatorene og identifisere relevante områder for analyse av temperatur- og produksjonsdata, ble det utarbeidet hendelsesforløp for hver av de seks utvalgte transformatorene.

Hendelsesforløpene inkluderer viktige hendelser knyttet til hver transformator, oljeprøver som har blitt tatt, feil som har blitt oppdaget og eventuelle utskiftninger av transformatorene. Hendelsesforløpene er basert på dokumenterte arbeidsordre fra Aneo. Dette bidro til å oppnå en helhetlig forståelse av transformatorens driftshistorikk. Figur 3.7 til 3.12 viser hendelsesforløpene

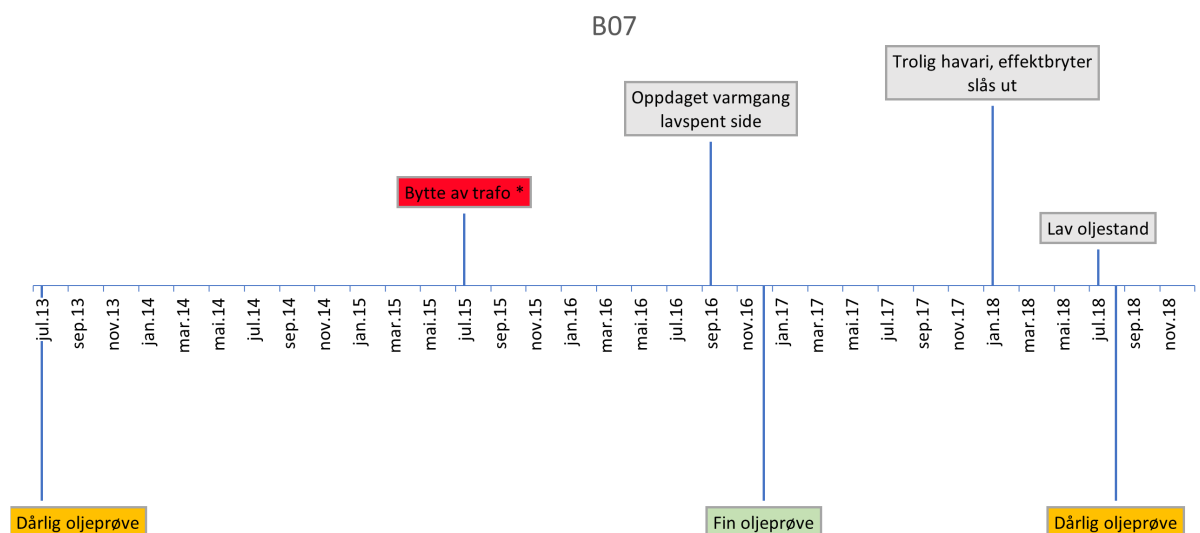
for de seks transformatorene. Figurene er markert med tidspunkt til de forskjellige hendelsene. De grå boksene viser arbeidsorde, grønne og gule bokser beskriver resultat av oljeprøver og de røde boksene indikerer at det er skiftet transformator. Noen av de røde boksene har en stjerne (\*). Dette indikerer at det er antatt bytte av transformator før Aneo overtok ansvaret.

### B18 - Silikonolje



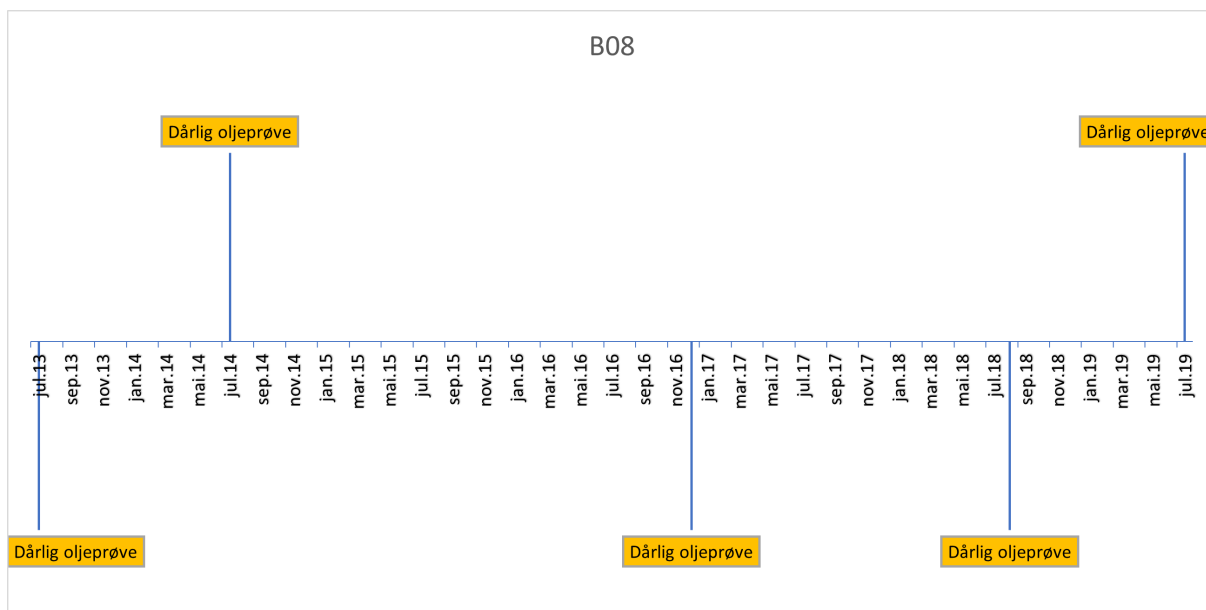
Figur 3.7: Hendelsesforløp for B18

### B07 - Syntetisk ester



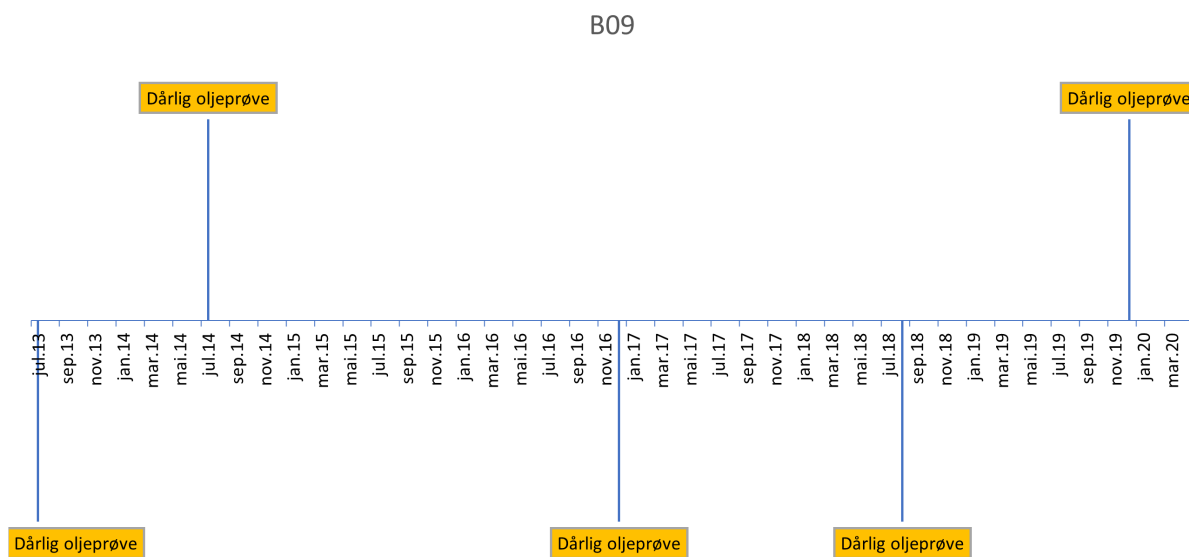
Figur 3.8: Hendelsesforløp for B07

B08 - Silikon



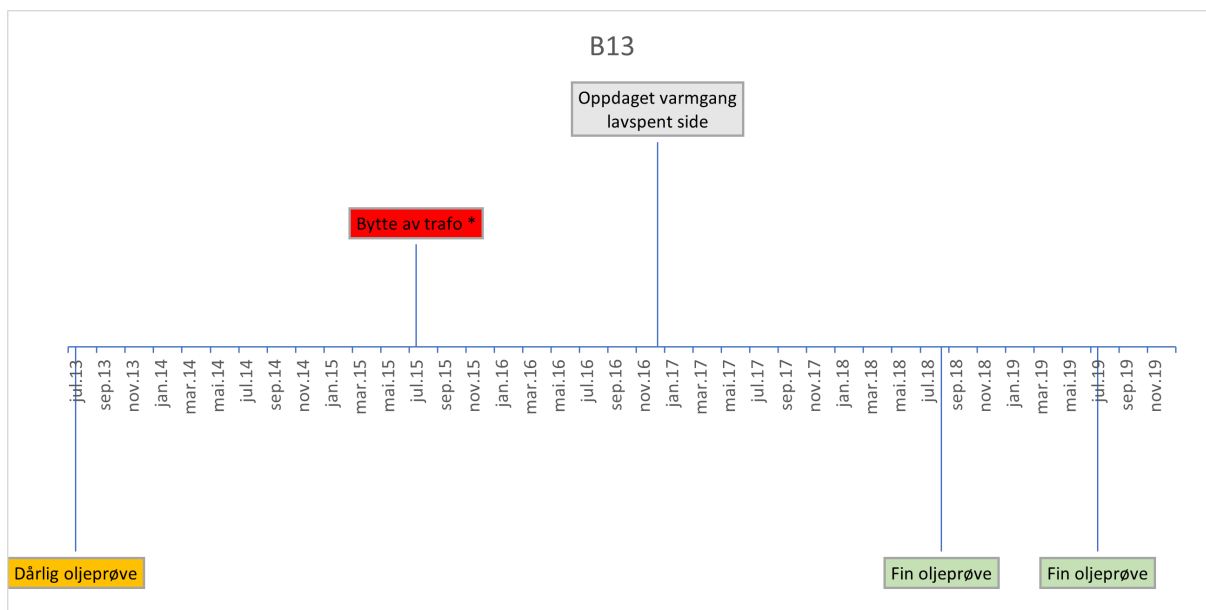
Figur 3.9: Hendelsesforløp for B08

B09 - Silikon



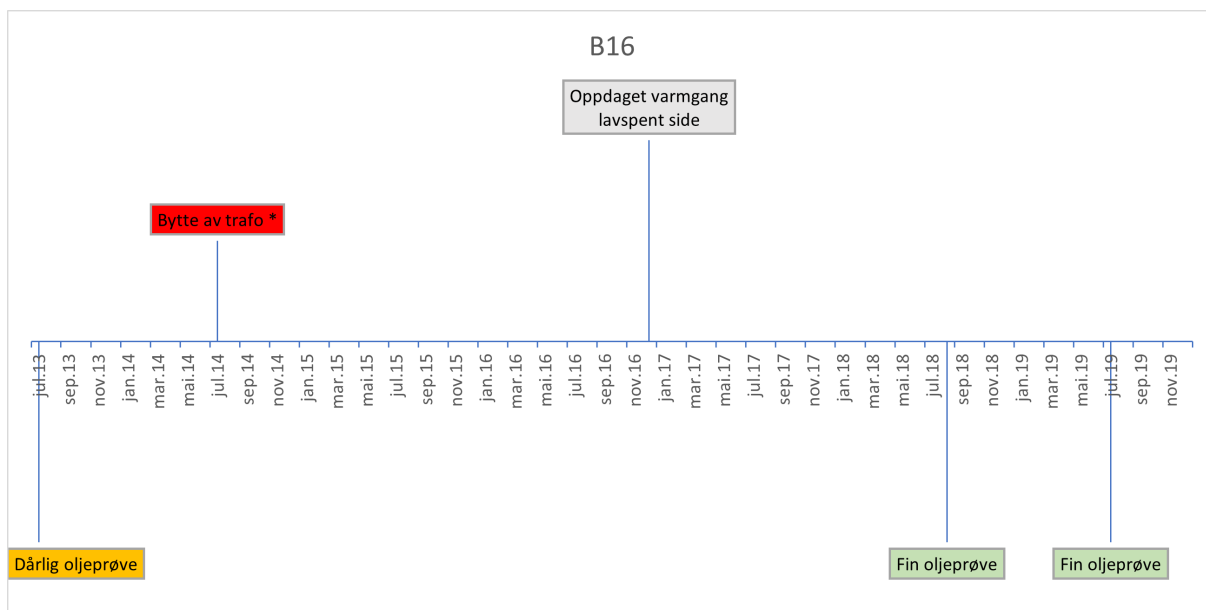
Figur 3.10: Hendelsesforløp for B09

## B13 - Syntetisk ester



Figur 3.11: Hendelsesforløp for B13

## B16 - Syntetisk ester



Figur 3.12: Hendelsesforløp for B16

## 3.4.3 Visualisering av data

Turbin B18 hadde mest tilgjengelig data. Derfor ble denne benyttet for å visualisere sammenhengen mellom vind, produksjon og temperatur over et år. Ved å sammenligne ulike deler av året, slik som sommer og vinter, var målet å se forskjeller i temperaturer og produksjon. Hensikten her var å kunne avdekke om det er høyere temperaturer i sommerhalvåret, og om

høyere utetemperatur ga utslag i oljen. Videre ble det besluttet å se på en kortere periode på 5 dager for samme transformator. Denne perioden ble valgt på grunn av store variasjoner i vindstyrke, og hensikten var å undersøke hvor hurtig temperaturen endres.

Videre i analysen ble det undersøkt om transformatorer med ulik isolasjonsmedium viste tegn til temperaturforskjeller. Det ble visualisert grafisk for to transformatorer med fine oljeprøver. I tillegg ble det visualisert en transformator med fin oljeprøve og en med dårlig oljeprøve. Dette viste forløpet til transformator med dårlig resultat sammenlignet med en som hadde fine resultater. Formålet med dette var å undersøke mønstre i forkant av dårlige oljeprøver.

Til slutt ble det analysert hvordan transformatorene oppførte seg før og etter utskiftning. Fra arbeidsordre er det kjent at en av transformatorene ble byttet. Det var derfor av interesse å sammenlikne temperaturer både før og etter skift mot en transformator som ikke har blitt byttet. Hensikten med dette var å identifisere mulige sammenhenger mellom temperaturvariasjoner og oppdage eventuelle mønstre før og etter transformatorbytte.

### 3.4.4 DGA

Oljeprøver ble utlevert av Aneo. Alle disse hadde blitt utarbeidet av selskapet Gatron GmbH [18], som spesialisere seg på testing og analyse av transformatorer. Det var variasjon i antall oljeprøver som hadde blitt tatt i perioden fra 2013 til 2019 for hver transformator. Ettersom Aneo selv anslo at oljeprøvene ikke ga tilstrekkelig informasjon om tilstanden av transformatoren, ble det avsluttet å ta oljeprøver etter 2019.

### 3.4.5 Gassutvikling og Duvals trekant

For å ha mulighet til å analysere oljeprøvene ble det valgt å undersøke gassutvikling over tid. Oljeprøvene som er tatt har en variasjon mellom et til to år på takningsintervallet. Dette gjør at dersom en transformator har tre oljeprøver, der den ene er fra 2013 og de andre er fra 2018 og 2019, blir kun de to siste tatt med i analysen. Dette er for å undersøke utvikling av gassinhold, og da vil det være missvisende å ta med år der det ikke finnes prøver. Grunnet ulikt antall oljeprøver har grafene ulik lengde.

Analysen ble utført ved å sammenlikne produksjon av gasser hver for seg i de ulike transformatorene. Det ble laget to diagrammer for hver gass, da det vil være feil å sammenlikne gasser i ulik isolasjonsmedium.

Duvals trekant ble benyttet for å konstatere hvilke feil som har forekommet. For å analysere dette ble Python utvidelsene Pandas og Matplotlib benyttet. Pandas egner seg godt til å bearbeide

store mengder data og Matplotlib kan visualisere resultatene grafisk [46],[39]. Det var da mulig å se forholdene mellom de tre ulike gassene for å estimere hvilke feil som hadde forekommet.

Silikon og syntetisk ester har ulike grensverdier i DT1 for angivelse av hvilke type feil som har oppstått. Grensene for silikon og syntetisk ester er oppgitt i tabell 3.3, og de uthevede tallene er verdiene der det er forskjeller for de ulike oljene. Det er kun benyttet oljeprøver som har verdier godt over grensenivåene, som er gitt i tabell 2.4, da fine oljeprøver ville angitt feilsituasjoner som ikke eksisterer. Formålet med å benytte DT var å identifisere mønstre som kunne indikere utviklingen av feilsituasjoner og dermed transformatorens helsetilstand.

Grensesoner	Mineralolje			Silikonolje			Syntetisk ester		
	$CH_4$	$C_2H_4$	$C_2H_2$	$CH_4$	$C_2H_4$	$C_2H_2$	$CH_4$	$C_2H_4$	$C_2H_2$
PD	98	-	-	98	-	-	98	-	-
D1	-	23	13	-	<b>9</b>	13	-	<b>26</b>	13
D2	-	23 - 40	13 - 29	-	23 - 40	13 - 29	-	23 - 40	13 - 29
T1	-	20	4	-	<b>16</b>	4	-	<b>39</b>	4
T2	-	20 - 50	4	-	<b>( 46 )</b>	4	-	<b>( 68 )</b>	4
T3	-	50	15	-	50	15	-	50	15
DT	-	40 - 50	4 - 29	-	40 - 50	4 - 29	-	40 - 50	4 - 29

Tabell 3.3: Grensesoner for ulike oljer [%]  
[7]

### 3.4.6 Målinger

For å analysere målingene som beskrives i kapittel 3.3.2, ble det anvendt et analyseprogram utviklet av Fluke kalt Fluke Power Log [47]. Dette programmet behandler alle målinger tatt av Fluke 438-II instrumentet og gir en visuell representasjon av dataene. Det er valgt å visualisere spenning, strøm, THD verdier og effektfaktor for hele perioden, men også for spesifikke tidsintervaller for å studere dataene nærmere.

Analyse av spenningen tillot vurdering av kvaliteten, dette ble presentert i grafer. Ved å studere disse grafene var det mulig å identifisere spenningsvariasjoner og eventuelle avbrudd. På samme måte ble strømmålingene visualisert og analysert. Ved å studere grafene kunne gruppen få innsikt i hvordan strømmen oppførte seg ved ulik produksjon, og kunne identifisere eventuelle svingninger eller uregelmessigheter i strømmen fra generatoren.

De harmoniske målingene viste verdier fra første grunnharmoniske til den 50. som ga THD-verdi for den aktuelle tidsperioden som ble undersøkt. Dette var viktig for å identifisere eventuelle forstyrrelser i strømmen. Til slutt ble det utarbeidet en rapport som inneholdt alle visualiseringene som var laget for å analysere dataene fra målingene som ble utført.

## 4 Resultat

I dette kapittelet presenteres resultater som ligger til grunn for utredning av hypotesene i oppgaven. Det vil presenteres resultater for topp-olje temperaturer, oljeprøver og målinger som ble utført på anlegget. Avslutningsvis presenteres et forslag til ulike metoder for tilstandskontroll som bør utføres.

### 4.1 Temperatur og produksjon

Tabell 4.1 viser gjennomsnittlige og maksimale verdier for temperatur og produksjon til de seks transformatorene. Målingene viser at maksimale temperaturer er høyere for silikonolje enn for syntetisk ester, men det kan variere mer ved gjennomsnittsmåling.

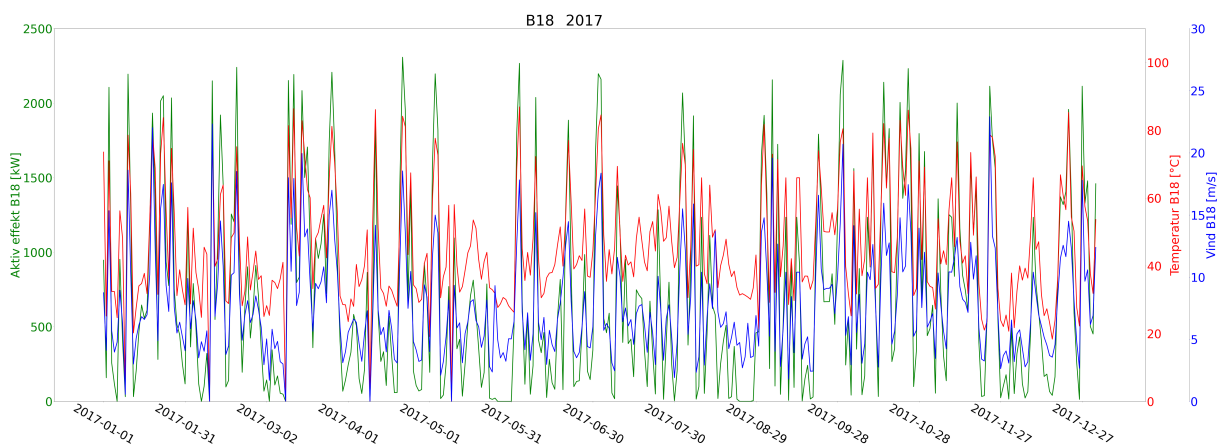
		Silikonolje			Synt.Ester			Transformator-spesifikasjon
		B08	B18	B09	B07	B16	B13	
Olje-temperatur ( °C )	gj.snitt	46,56	44,22	50,85	46,43	45,29	47,33	120 °C
	maks	115	95	107	99	92	91	
Produksjon ( kW )	gj.snitt	621,51	627,35	781,67	842,39	621,04	676,01	2500 kVA
	maks	2409	2408	2405	2397	2417	2388	

Tabell 4.1: Oljetemperatur og strømproduksjon i perioden 2017, 2018 og 2019

#### 4.1.1 Visualisering av data

##### Temperatur, produksjon og vindhastighet over ett år

Figur 4.1 viser gjennomsnittsverdier til transformator B18 i 2017. Grafene viser hvordan temperatur i toppolje og kraftproduksjon endres i forhold til vindstyrken. I tillegg vises størrelsen og hyppigheten på endringene.

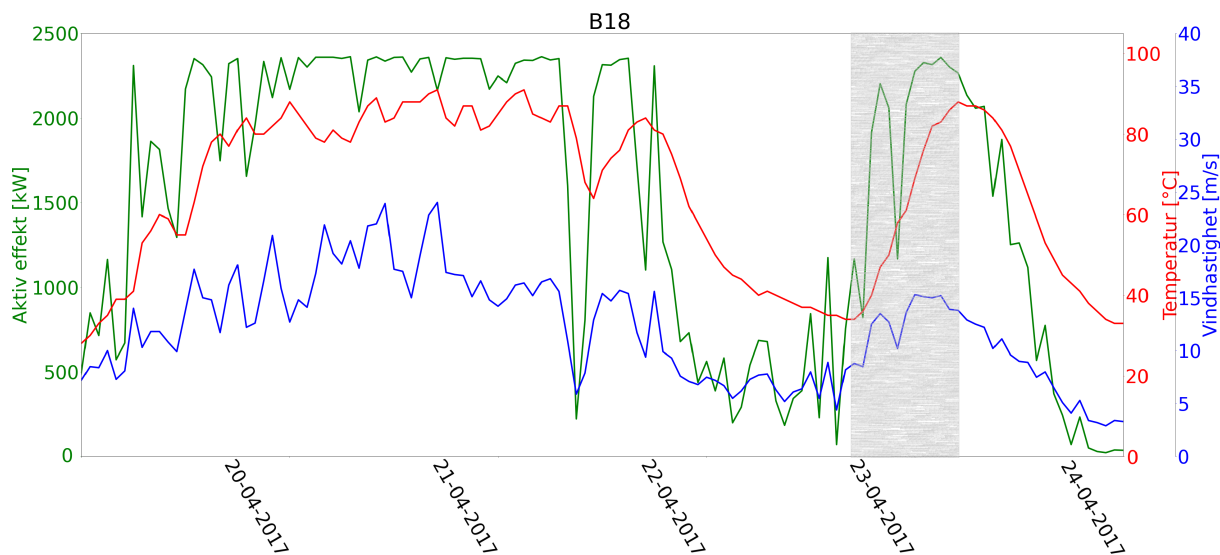


Figur 4.1: Produksjon, temperatur og vindhastighet for B18, kalenderåret 2017



### Temperatur, produksjon og vindhastighet over 5 dager

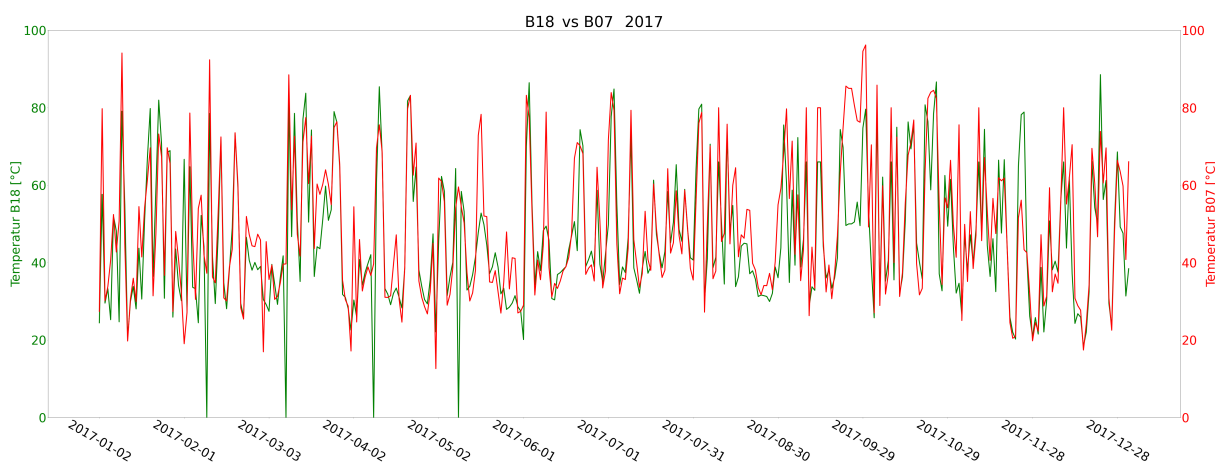
Figur 4.2 viser produksjon, temperatur i toppolje og vindhastighet over fem dager. Figuren har data for hver time, og fremstiller hvordan produksjonen endres på kort tid. Det markerte området viser temperaturstigning på 55 °C på under 12 timer.



Figur 4.2: Produksjon, temperatur og vindhastighet for B18, fem dager i april 2017

### Temperaturer av transformatorer med ulike isolasjonsmedie

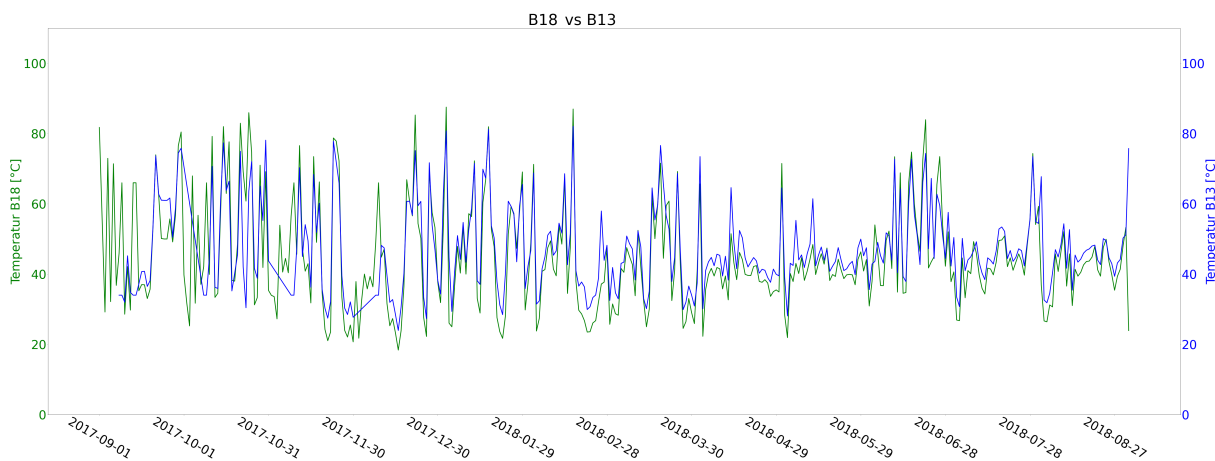
Figur 4.3 viser gjennomsnittstemperatur per dag i kalenderåret 2017 for transformator B18 og B07. B18 har syntetisk ester og B07 har silikonolje. Årsaken til at temperaturen for B18 går ned til 0 °C enkelte dager er manglende data.



Figur 4.3: Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B07

### Temperaturer i forkant av dårlig oljeprøve

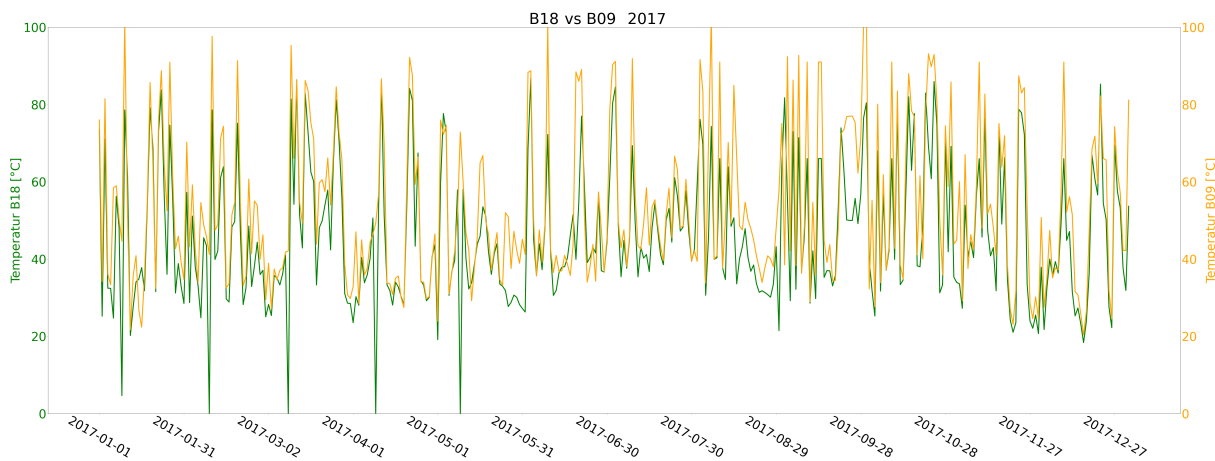
Figur 4.4 sammenligner temperaturer fra september 2017 til august 2018. Det er et år i forkant av oljeprøver i august 2018, der B13 viste fin oljeprøve og B18 viste økning i gassverdier. B13 bruker syntetisk ester og B18 bruker silikonolje.



Figur 4.4: Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B13

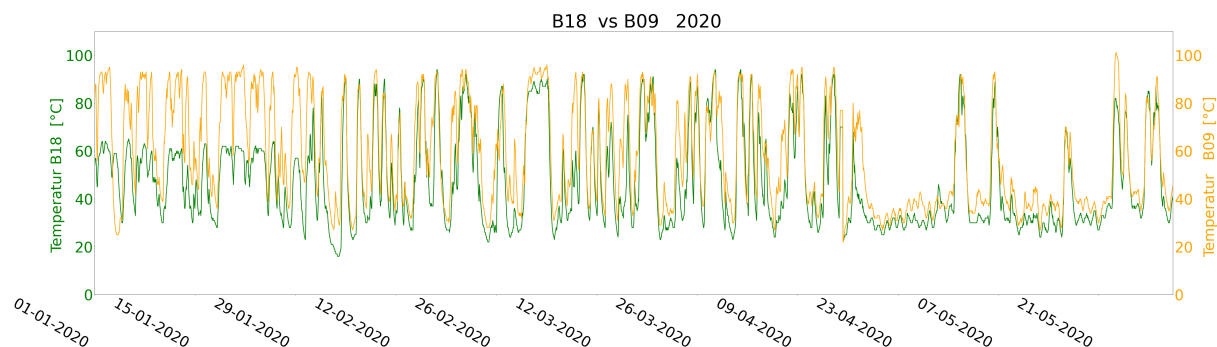
### Temperaturer før og etter utskiftning

Figur 4.5 viser temperatur for B18 og B09 i 2017. Grafen viser generelt høyere temperatur for B09 enn for B18. Dette er året før utskiftning av B18.



Figur 4.5: Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B09 før utskiftning

Figur 4.6 sammenligner temperaturene for B18 og B09 i 2020. Transformator B18 blir byttet i desember 2019. B09 blir ikke skiftet. Figuren viser at temperaturen til B09 er høyere enn B18, og at B18 har vesentlig lavere temperaturer rett etter bytte.

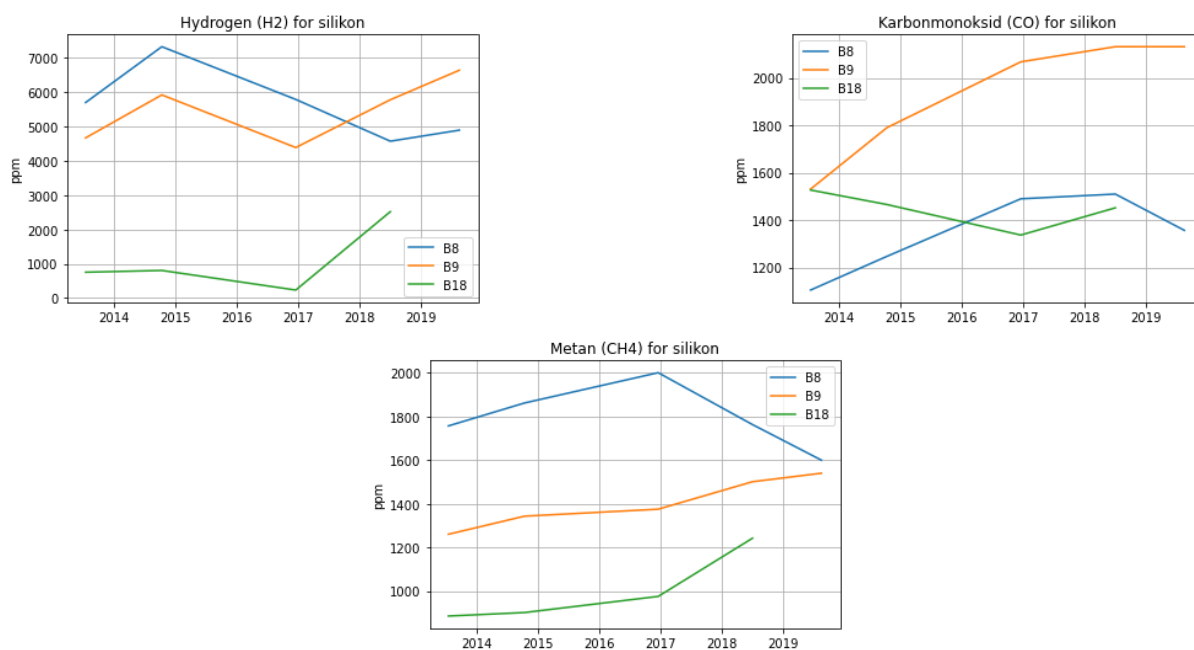


Figur 4.6: Gjennomsnittstemperaturer for B18 og B09 etter utskifting

## 4.2 Oljeprøver

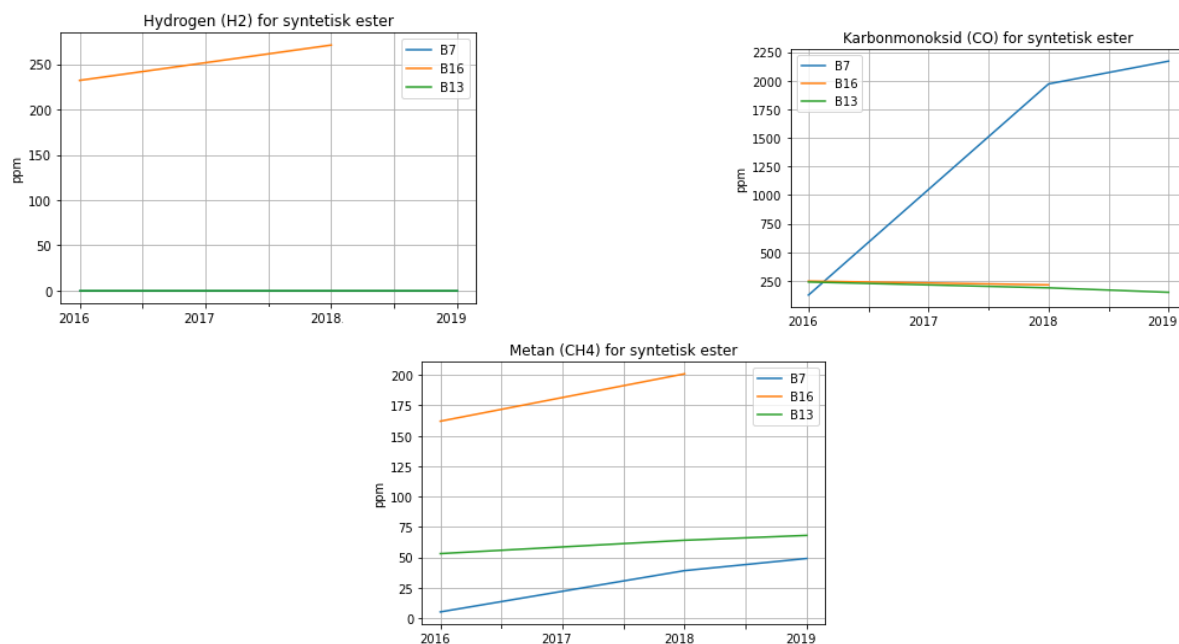
### 4.2.1 Gassutvikling

Figur 4.7 viser gassutviklingen for tre gasser for transformatorene B08, B09 og B18 som benytter silikonolje.



Figur 4.7: Tre grafer over utvikling av gasser for transformatorene med silikon

Figur 4.8 viser gassutvikling for de tre gassene for transformatorene B07, B16 og B13 som benytter syntetisk ester.



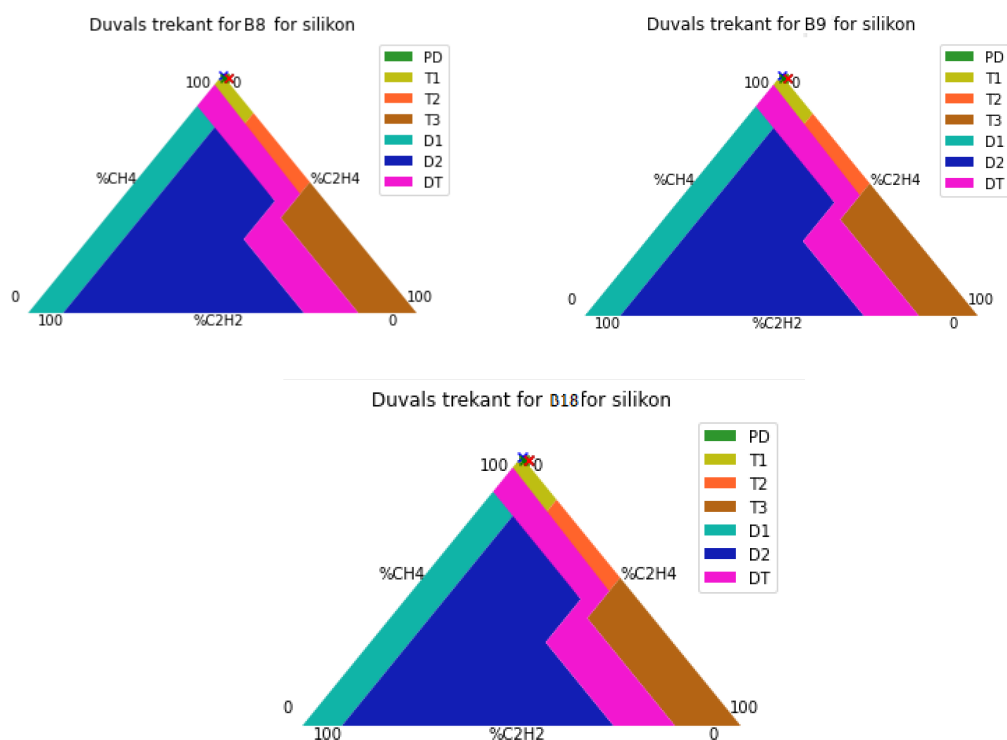
Figur 4.8: Tre grafer over utvikling av gasser for transformatorene med syntetisk ester

#### 4.2.2 Duvals trekant

Figurene som viser DT1 for både silikonolje og syntetisk ester er 4.9 og 4.10. Feilene som har oppstått markeres med 'x'. Hver oljeprøve med feil har sin egen 'x', og dette markerer feilområde og hvilket år feilen har oppstått.

Svart viser for 2013, oransje for 2014, blå for 2016, grønn for 2018 og rød for 2019. Området for PD feil i DT1 er lite, og kan være utydelig å observere på figurene, men området ligger helt øverst i trekanten.

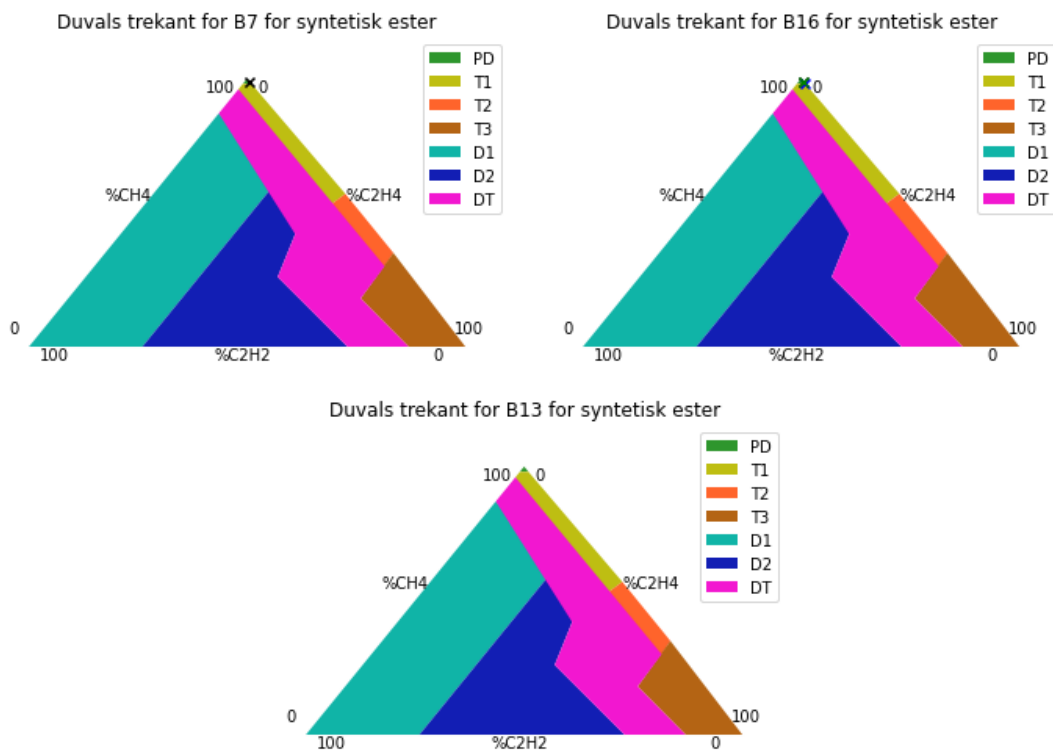
Figurene i 4.9 representerer DT1 for silikonolje.



Figur 4.9: DT1 for silikonolje

I figurene for B08 og B09 er det fem oljeprøver der alle har feil, derfor har disse figurene fem '×' hver. B18 har ikke oljeprøve fra 2019, og derfor kun fire '×'. Alle feilene viser PD.

Grensene for trekantene er forskjellige for silikon og syntetisk ester. Dette kan observeres ved å se forskjell på arealet av D1/D2, T1/T2 og DT/D2 områdene.



Figur 4.10: DT1 for syntetisk ester

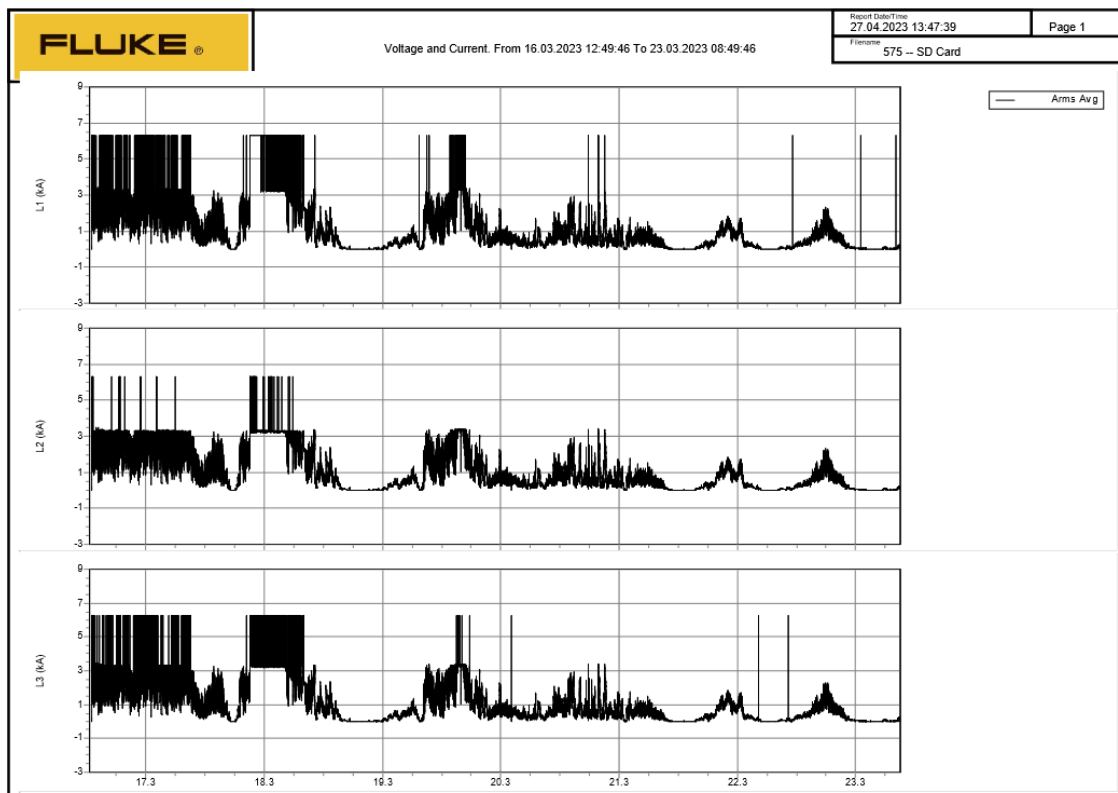
B7 har en dårlig oljeprøve fra 2013, og derfor bare en 'x'. B16 har tre oljeprøver med høye verdier for metan, og derav tre 'x'. Alle disse er PD. Transformator B13 har bare fine oljeprøver, derfor er det ikke markert noe feilsituasjon på denne trekanten.

### 4.3 Målinger

Målingene ble gjennomført over en tidsperiode på en uke. Her er det tatt med utdrag som viser resultat av strømmåling, THD for strøm og spenning over hele perioden. De samme målingene ble også sett på over en kortere tidsperiode. I tillegg ble det tatt med en grafisk fremstilling som viser strøm, spenningskurver og effektfaktor.

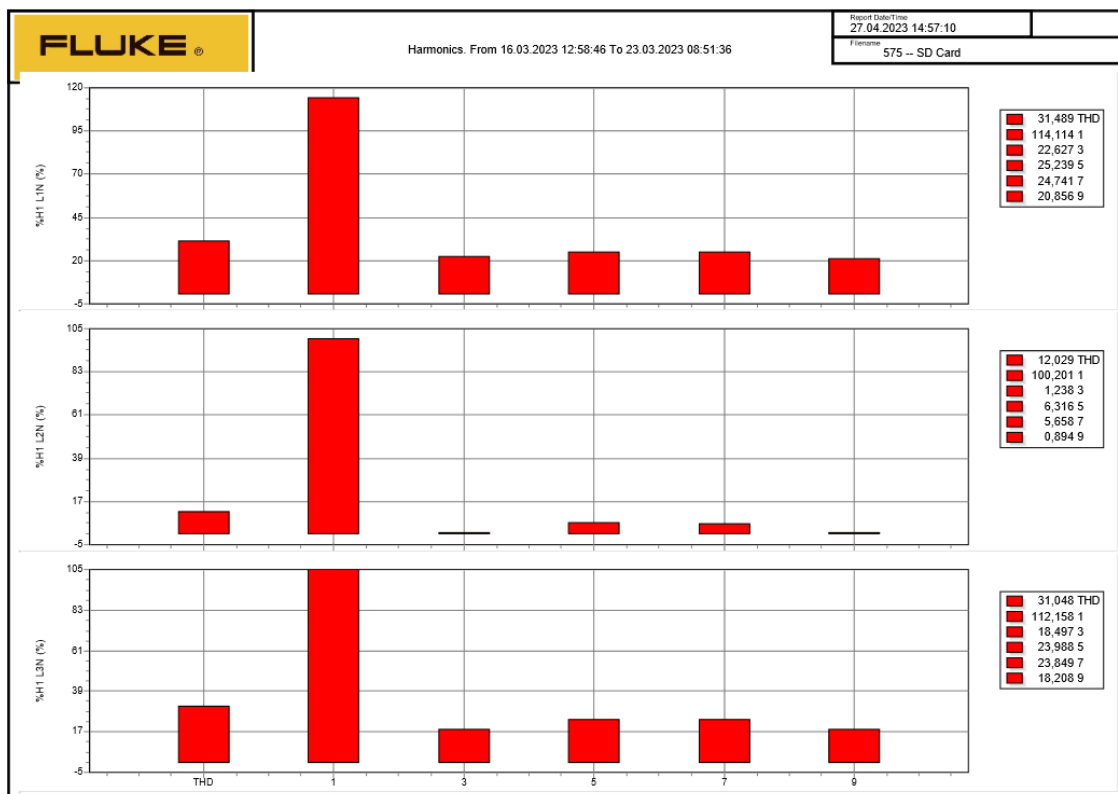
### 4.3.1 Målinger utført gjennom hele observasjonsperioden

Figur 4.11 viser strømmen i alle fasene. Den øverste grafen viser strømmen i L1, den midterste viser strømmen i L2, og nederste viser for L3. Dette er RMS verdier for strømmen målt hvert femte sekund. Her kommer det frem at strømmen når metning for alle faser i enkelte perioder.



Figur 4.11: Måling av strøm gjennom hele måleperioden

Figur 4.12 viser søylediagram av  $THD_i$ , her er det tatt med den grunnharmoniske komponenten og de oddetalls overharmoniske komponentene fram til og med niende harmoniske. Selve målingen og utregning av THD er gjort ut fra bidrag av de oddetalls harmoniske fram til og med 50.harmoniske. Dette en måling basert på strømmen som vist i figur 4.11. Til høyre i figuren er det numeriske verdier for de ulike søylene. Her vises det at  $THD_i$  er på over 30% i L1 og L3 fasene og 12% i L2 fasen.

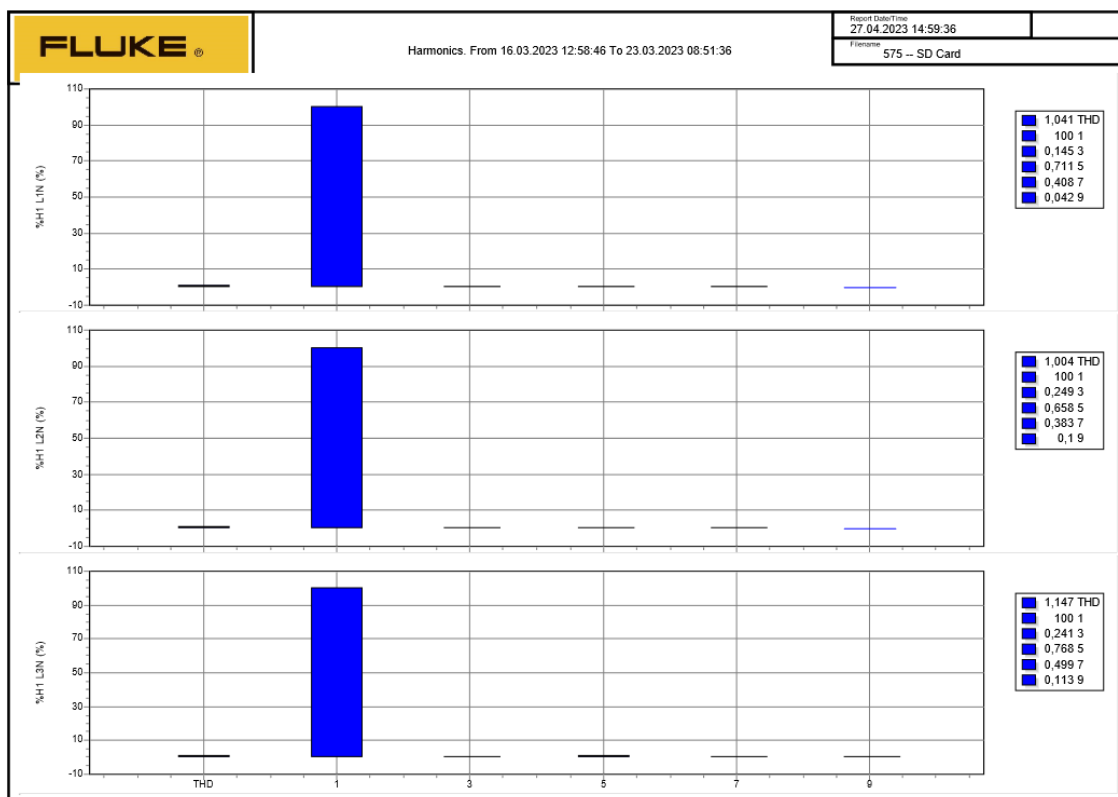


Figur 4.12: Måling av  $THD_i$  i hele måleperioden



## 4 RESULTAT

Tilsvarende viser figur 4.13 måling av  $THD_u$  for hele perioden. Numeriske verdier for søylene vises på høyre side.  $THD_u$  på L1 fasen er 0.145 %, mens L2 og L3 har henholdsvis 1 % og 1.45%.

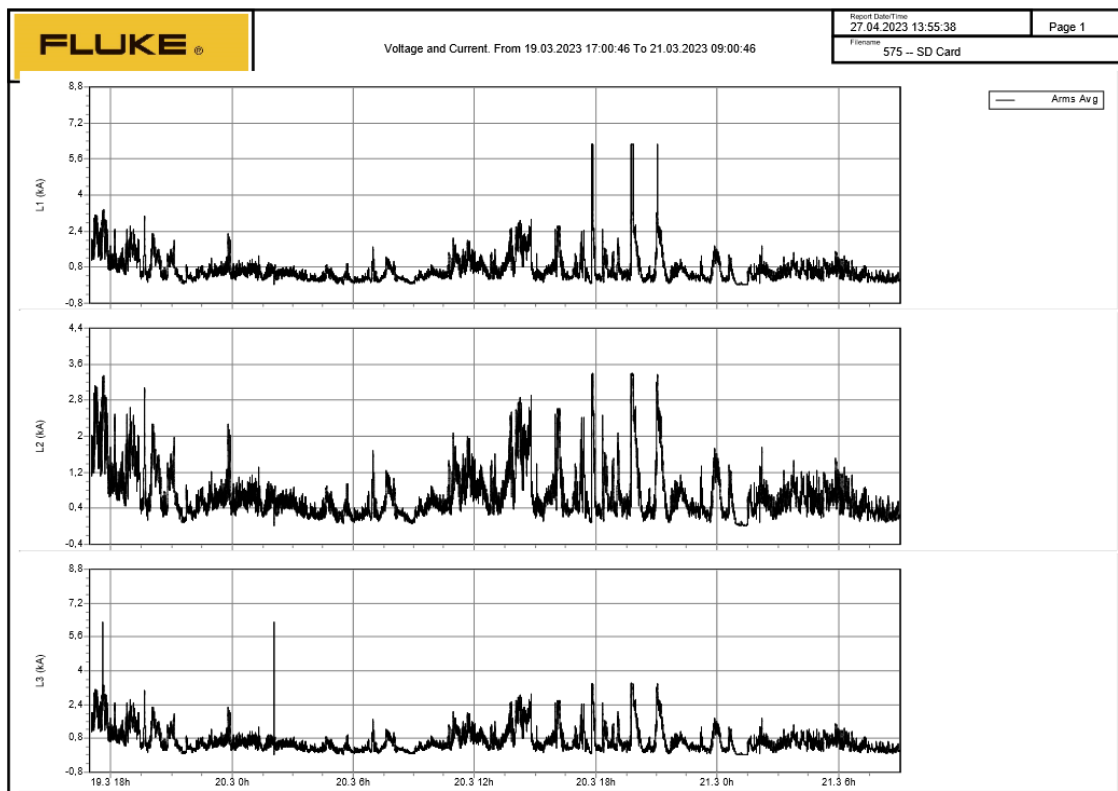


Figur 4.13: Måling av  $THD_u$  i hele måleperioden

### 4.3.2 Måling av en definert tidsperiode

De neste tre figurene viser målinger som varer i ca. 1,5 døgn. Perioden er valgt ut med hensyn til at den inneholder få topper som har oppnådd metning.

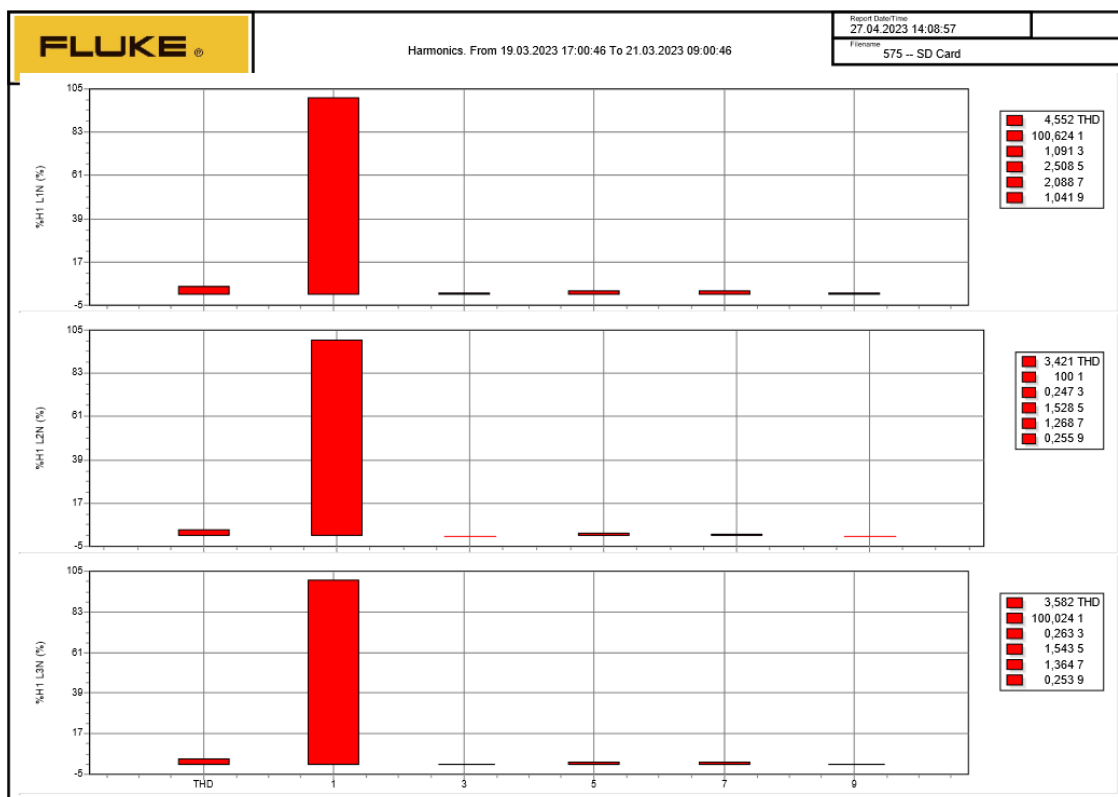
Figur 4.14 viser RMS verdi for strømmen i L1, L2 og L3 fasen.



Figur 4.14: Måling av strøm for en definert tidsperiode

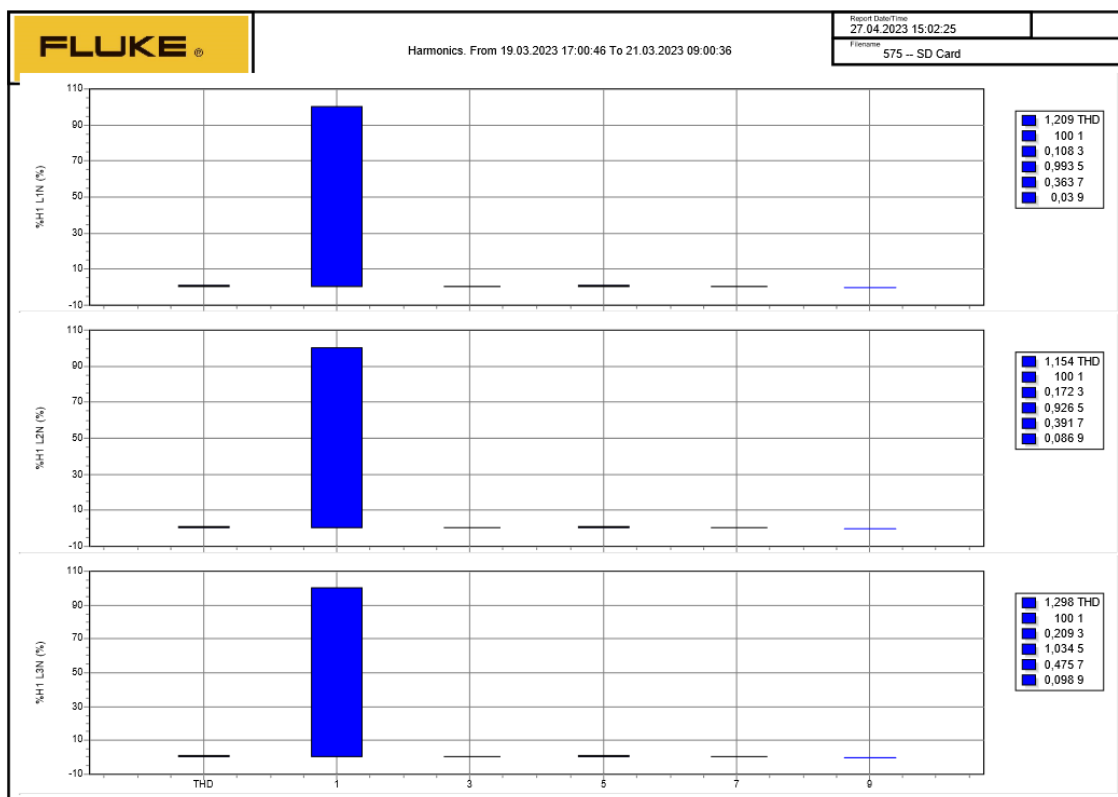
## 4 RESULTAT

Figur 4.15 viser  $THD_i$  for den definerte tidsperioden. De samme komponentene vises her som i 4.12. L1 viser en  $THD_i$  på 4.55 %, mens L2 og L3 viser 3.42% og 3.58 %.



Figur 4.15: Måling av  $THD_i$  for definert tidsperiode

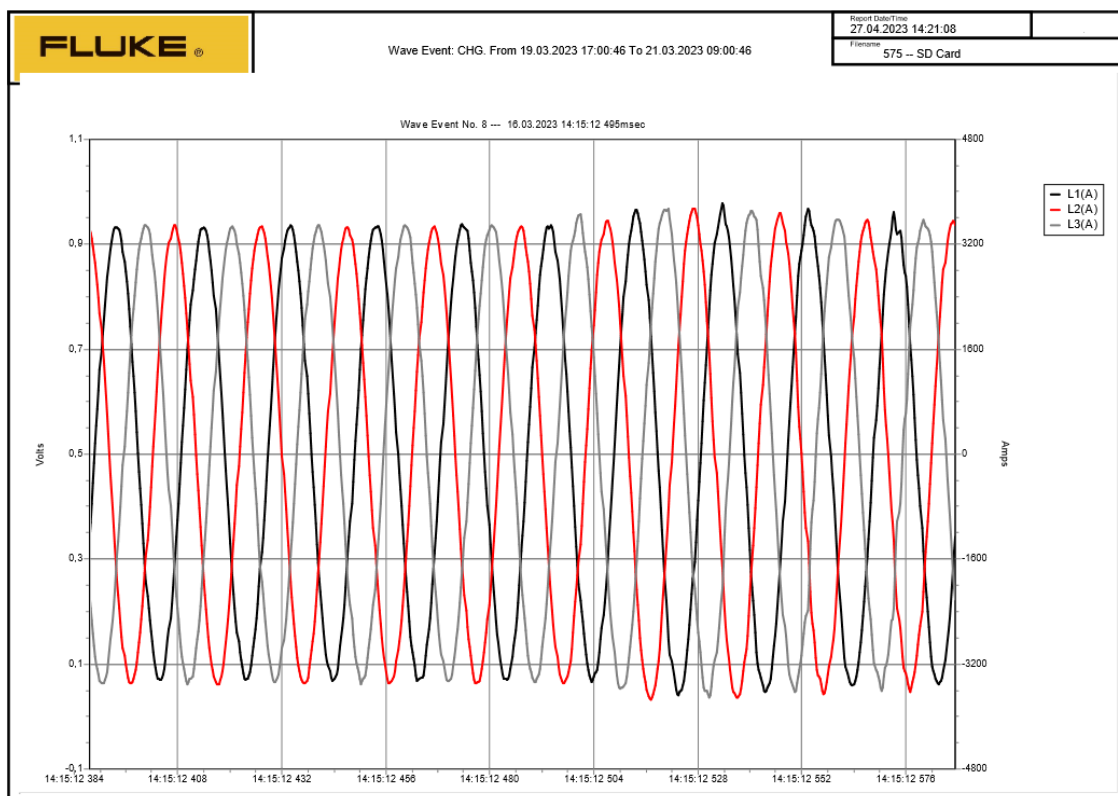
Figur 4.16 viser  $THD_u$  over den korte tidsperiode. Tilsvarende komponenter som i figur 4.13 er vist.  $THD_u$  for L1 på 0.1% mens L2 og L3 viser 1.15% og 1.29%.



Figur 4.16: Måling av  $THD_u$  for definert tidsperiode

### 4.3.3 Sinuskurver

Figur 4.17 viser grafisk sinuskurven for strømmen i de forskjellige fasene. Her er L1 fasen fremstilt i svart farge, L2 i rødt og L3 i grå.



Figur 4.17: Utsnitt av sinuskurve for strøm

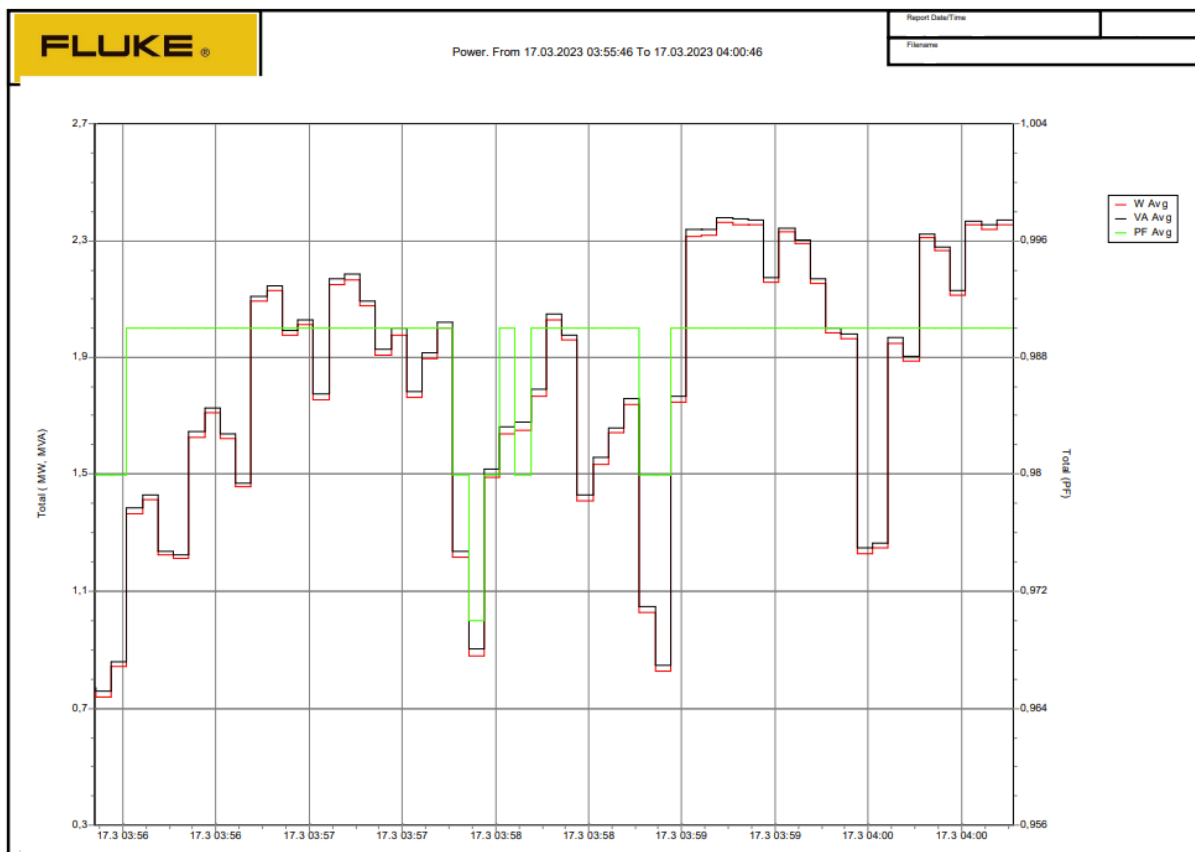
Figur 4.18 viser en grafisk fremstilling av spenningskurvene over de tre fasene. Også her er L1 fasen fremstilt i svart farge, L2 i rødt og L3 i grå.



Figur 4.18: Utsnitt av sinuskurve for spenning

#### 4.3.4 Måling av produksjon og effektfaktor

I figur 4.19 viser målingene at effektfaktoren er høy ved høy produksjon. Ved høy produksjon er det minimal differanse mellom tilsynelatende effekt og aktiv effekt. I perioder med produksjon over 2,3 MVA er effektfaktoren opp mot 0,997.



Figur 4.19: Utsnitt av aktiv effekt [MW], tilsynelatende effekt [MVA] og effekt faktoren PF

#### 4.4 Tilstandskontroll

Med bakgrunn i litteraturstudien som er gjort i denne oppgaven er det satt opp et forslag til kontinuerlig tilstandskontroll som burde utføres på transformatorene. Tabell 4.2 viser en oversikt over metodene som burde benyttes for kontinuerlig overvåking av helsetilstanden på transformatoren og anbefalt tidsintervall. Flytskjema for tilstandskontroll er lagt ved som vedlegg A.4. Her er det tatt med en fullstendig oversikt over de ulike stegene.

Metode	Intervall [antall år]
Generell oljeanalyse	4
DGA	2
Termografering	2
Visuell inspeksjon	1

Tabell 4.2: Intervall på tilstandskontroll

## 5 Diskusjon

Dette kapitlet har til hensikt å analysere og presentere resultatene som har blitt fremlagt i denne oppgaven. Første del vil ta for seg usikkerheter og utfordring knyttet til litteratur- og leverandørstudie, i tillegg vil valg av transformatorer bli diskutert. Deretter vil det bli gjort en tolkning av resultatene, forslag til tilstandskontroll og foreslåtte tiltak.

### 5.1 Litteratur, leverandørstudie og valg av transformatorer

#### Usikkerhet til teori

Som beskrevet tidligere er mesteparten av faglitteratur og studier som er tilgjengelig gjennomført på mineralolje. Det gjør at det er usikkerhet rundt noen av verdiene. Grenseverdiene for syntetisk ester i tabell 2.4 er basert på statistikk og '90th percentile' med 95% sikkerhet. Det vil si at 9 av 10 tilfeller inntreffer innenfor et område med 95% sikkerhetsmargin. Dette fører til usikkerheter ved fastsettelse av grenseverdier for feilsituasjonene.

#### Leverandører

Det er kontaktet flere leverandører for å få innsikt i problematikken rundt transformatorer i vindturbiner. Noen av leverandørene var imøtekommende og ga verdifulle tilbakemeldinger. Det har likevel vært utfordrende å få kontakt med bedrifter da det var flere som ikke besvarte henvendelsene. En viktig bemerkelse som ble gjort av leverandørene var temperaturene i transformatorene. De uttalte at temperaturene som ble vist i resultat ikke var for høye, og at transformatorene var dimensjonert til å tåle de registrerte temperaturene. De påpekte også viktigheten av tilstrekkelig kjøling og at maksimal omgivelsestemperatur ikke overskrides.

En utfordring for Aneo var hva de skulle gjøre med transformatorer som hadde dårlige oljeprøver og er tatt ut av drift. Leverandørene informerte at det ikke var økonomisk lønnsomt å reparere små, hermetisk lukkede transformatorer. Vanlig praksis var å få vrakpant for materialene inne i transformatorer. Enkelte leverandører anbefalte å sende noen av disse transformatorer inn for demontering, slik at man kunne identifisere feil og lære mer om transformatorfeilene i disse.

Leverandørene var imidlertid lite villige til å dele informasjon om feilstatistikk på egne transformatorer. De betraktet denne informasjonen som sensitiv og uegnet for deling. I stedet henviste flere av dem til Cigres statistikk fra 2016, som er beskrevet i kapittel 2.3.



### Valg av transformatorer

Det var relativt uoversiktlig og tidkrevende å sortere og finne ut hvilke transformatorer som skulle brukes i analysen. Transformatorene som ble valgt hadde mest data i form av oljeprøver, produksjonsdata og arbeidsordre. Dette var krevende da det fantes varierende mengde data spesielt for oljeprøver og arbeidsordre.

Et annet kriterium som måtte stemme for utvelgelse av transformatorer, var at minst én av de utvalgte transformatorerene skulle ha blitt byttet ut i perioden 2017 til 2019. Det kriteriet var basert på en antagelse om at en erstattet transformator kunne gi indikasjoner på potensielle avvik i målinger i forkant og etterkant av utskiftning. Av arbeidsordre, historisk oljeprøveinformasjon, data og utskiftning av transformator ble det konkludert med at det kun var en transformator som oppfylte alle disse kriteriene. Dette er nummer B18.

En utfordring knyttet til valg av de resterende fem transformatorene var at data for produksjon og temperatur ikke stemte overens med arbeidsordre. Produksjonsdata ble registrert selv om arbeidsordre viste at transformatorene var tatt ut av drift. Det ble dermed vanskelig å fastslå om en transformator hadde blitt skiftet ut. En annen utfordring var at enkelte oljeprøver viste dårlige verdier det ene året, og deretter fine verdier påfølgende år. Dette kan tyde på at leverandør har skiftet transformator. Dette finnes det ikke dokumentasjon på, noe som gir usikkerhet ved analysen.

En styrke ved å fokusere på kun seks transformatorer er at det kan gjennomføres en grundigere analyse. Dette gjør det mulig å se på ulike hendelsesforløp som i forkant av dårlige oljeprøver, etter utskifting av transformator og ved varierende vindforhold. I tillegg er det mulig å gå mer i dybden på oljeprøver å gjøre rede for feilproblematikken. En svakhet ved å fokusere på et lite antall er at det kan være vanskeligere å se trender, variasjon og usikkerhet som ikke blir fanget opp i analysen.

## 5.2 Tolkning av resultat

### Temperatur og produksjon

Resultater fra tabell 4.1 viser at maksimaltemperatur ikke er overskredet. Spesifikasjoner til transformatorene fastsetter at temperaturen ikke skal overstige 120 °C. Tallet er ikke spesifikt angitt i databladet, men er en sum av maksimal omgivelsestemperatur og maksimal temperaturstigning. Ved å sammenligne de to ulike isolasjonsmediene, viser resultatene at det kan tyde på høyere maksimale temperaturer for transformatorer som bruker silikonolje sammenlignet med syntetisk ester. Gjennomsnittstemperaturene viser lite merkbare avvik mellom de to isolasjonsmediene.

For produksjon viser tabell 4.1 maksimal registrert aktiv effekt på 2417 kW. Målingene som ble gjennomført under befaringen, som vist i figur 4.19, viser en betydelig høy effektfaktor ved høy produksjon. Disse observasjonene indikerer at transformatorene ikke er overbelastet, ettersom de angitte spesifikasjonene på 2500 kVA ikke er overskredet. Denne målingen viser kun for én transformator over en kort tidsperiode. Dermed kan man ikke utelukke at enkelte transformatorer kan være overbelastet av og til. Det er en mistanke om det grunnet produksjonen er så tett opp mot merkeeffekt. Det vil da resultere i en raskere aldring.

Figur 4.1 viser at høyere vindhastighet korrelerer med økt produksjon og høyere temperatur i transformatoren. Figuren viser stor variasjon i gjennomsnittstemperatur i transformatoren. Observasjonene indikerer at det er større svingninger i temperaturen på vinteren sammenlignet med sommeren, men at toppverdiene forblir relativt stabile mellom de to årstidene. Det er verdt å merke seg at større differanser og hyppigere temperaturøkninger om vinteren kan føre til betydelige termiske påkjenninger på systemet. Dette kan skyldes kaldstartproblematikk.

Det var av stor interesse for gruppen å se på variasjonen og hvor hyppig temperaturen kan endre seg også i kortere tidsintervall. Figur 4.2 viser stor temperaturøkning på kort tid, men temperaturøkningen er ikke overskredet i henhold til spesifikasjonene på transformatoren. Spesifikasjonene sier ikke noe om temperaturøkning over tid. Raske temperaturøkninger kan resultere i dannelse av bobledannelse og svekker isolasjonsevnen.

Gjennomsnittstemperaturene for 2017 indikerer at det er lav tendens til variasjon i temperaturene til B18 sammenlignet mot B07 i figur 4.3. Ved å ekskludere vind og aktiv effekt i grafen, kan svingingene i temperaturen observeres enklere. Begge transformatorene hadde fine oljeprøver i forkant. Ut i fra figuren kan det tyde på at den transformatoren som er isolert med silikonolje har høyere toppverdier i temperaturene. Vintermånedene viser en økning i

temperatursvingninger i forhold til sommermånedene.

Ved sammenligning av B18 og B13 i figur 4.4, sees det på temperaturutvikling et år i forkant av oljeprøver august 2018. B13 viser tegn på høyere temperaturer i gjennomsnitt. Ingen av toppene overskrider grenseverdier. Til tross for at B13 har en høyere gjennomsnittstemperatur, kan det se ut som B18 har høyere temperaturtopper. Dette kan tyde på at temperaturen i B18 stiger raskere og er en mulig utslagsfaktor til at det ble økning i gasskonsentrasjoner for oljeprøven tatt i august 2018.

Figur 4.5 viser generelt høyere temperatur i snitt og temperaturtopper for B09 sammenlignet mot B18. Det kan antas at det er en sammenheng mellom de tidligere dårlige oljeprøvene til B09 og økte temperaturer, både i gjennomsnitt og maks temperaturer.

Etter at B18 ble erstattet i desember 2019, viser figur 4.6 en betydelig reduksjon i temperatur for den nye transformatoren. Det er imidlertid uklart hvilket isolasjonsmedie som ble benyttet i den nye transformatoren.

### **Gassutvikling**

Årsaken til at gassutviklingen for hydrogen, karbonmonoksid og metan ble analysert var mengden av disse gassene og hvilken betydning gassutviklingen har for transformatoren. Hydrogen og metan er gassene som overskrider sine grenseverdier mest og produseres ved lave temperaturer. Karbonmonoksid kan fortelle om tilstanden til cellulosen, og er en viktig gass for å estimere isolasjonsevnen og aldringen til systemet.

Gassutviklingen for silikon i figur 4.7 viser at hydrogen-, og metaninnhold overskrider samtlige grenseverdier. For transformator B09 flater karbonmonoksid nivået ut og er konstant fra 2018 til 2019. For transformator B08 synker karbonmonoksid innholdet i samme tidsperiode. Dette er et trygghetstegn da det viser at situasjonen ikke forverres. En transformator som derimot viser dårlige tegn er transformator B18. Denne har en markant økning i alle gassene fra 2017. Dette kan være en årsak til hvorfor denne ble skiftet ut i 2019. I tillegg ble det oppdaget at denne transformatoren fikk slitasje og sprekker på fasene i etterkant av den oljeprøven. Hva som har forårsaket er ukjent.

Gassutviklingen for syntetisk ester i figur 4.8 viser utviklingen for transformator B13 som ikke har hatt driftsproblemer. Dette samsvarer med gassutviklingen, som viser lave verdier for alle gassene. B16 har gassinhold for hydrogen og metan som overskrider grensenivået noe, men har en relativ stabil utvikling. B07 er den eneste transformatoren med høye verdier for karbonmonoksid. Dette kan være et tegn på nedbryting av cellulosen.

Som beskrevet i innledning har Aneo tidligere skiftet ut transformatorer ved høye verdier av gassinnhold i oljen, primært gasser som hydrogen, metan og nitrogen. I lys av denne oppgaven kan det tyde på at det er endringen av gassinnhold som er det avgjørende. Etter å ha vært i kontakt med leverandører har det blitt fremlagt at beslutninger basert på nitrogeninnhold kan være missvisende, da dette ikke er svært avgjørende for transformatorens tilstand. Et usikkerhetsmoment ved gassutviklingen er mengde data, da spesielt på transformatorer med syntetisk ester. Det har ikke vært foretatt regelmessige og faste oljeprøver av samtlige transformatorer, noe som gjør det vanskeligere å analysere gassutvikling over tid og påvirker evnen til å kunne trekke sikre konklusjoner.

### **Duvals trekant**

Beslutningen om å velge DT til analyse ble valgt på grunn av dens presisjon og pålitelighet til å vurdere hvilke feil som har oppstått. En annen viktig årsak var tilgjengelig informasjon om DT for isolasjonsmedier forskjellig fra mineralolje. Andre analyseverktøy som RRM og Duvals pentagon fantes det lite informasjon om silikonolje og syntetisk ester. Dermed var det ikke mulig å benytte seg av disse.

Resultatene av analysen viser partielle utladninger ved dårlige oljeprøver. Det er likevel viktig å understreke at de transformatorene som står på plass idag ikke nødvendigvis har PD. Resultatene i analysen er basert på gamle oljeprøver og transformatorene kan ha blitt byttet i ettertid. Målet med DT var å identifisere mønstre ut ifra feilsituasjoner. Ettersom alle feilene var PD, ble det ikke mulig å identifisere sammenhenger.

En svekkelse ved DT analysen i denne oppgaven er at det ikke ble undersøkt videre ved hvilke temperaturer feil oppstår. For å undersøke dette skal DT4 og DT5 brukes, men grunnet lite tilgjengelig informasjon ble det bestemt å ikke gå videre med dette. Det ble vurdert som mer riktig med en noe vagere konklusjon enn å trekke feilaktige konklusjoner.

### **Målinger**

Ut ifra figuren 4.11 observeres det at strømmålingene har blitt påvirket av at instrumentet oppnådde metning ved maksimal produksjon. Instrumentets måleområde var satt på 5000A, men ettersom transformatorens maksimal strøm var  $3608 A_{rms} \cdot \sqrt{2} = 5102 \text{ A}$ , oversteg dette målekapasiteten til instrumentet med 102 A. Dette resulterte i at ved målinger over  $3535 A_{rms}$ , oppnådde instrumentet metning og registrerte verdier langt over den faktiske strømmen. Årsaken til metning var at måleområdet for instrumentet var stilt inn på for lave verdier. Maksimal måleområde til instrumentet var 6000A, dette ble ikke oppdaget ettersom transformatorens

strømverdi var opptitt i RMS, mens instrumentet var oppgitt i toppverdi.

THD målinger for hele måleperioden viste resultater langt over anbefalte grenseverdier. I de verste tilfellene var  $THD_i$  over 30%. Dette anses som meget høyt og vil kunne påføre transformatoren varmetvikling og varmegang.  $THD_u$  var som forventet veldig lavt. Det er derimot viktig å understreke at på grunn av feil strømmåling er det knyttet store usikkerheter til dette resultatet. Ettersom målingene oppnådde metning, er trolig THD verdiene for hele perioden ikke riktige, da den grunnharmoniske komponenten er unormalt høyt.

Det er tatt med resultater for en kortere tidsperiode med produksjon hvor målingene ikke har oppnådd metning. Resultatet for  $THD_i$  i denne perioden var betydelig lavere og overskred ikke grensenivåene i noen av fasene. Også i dette tidsintervallet var  $THD_u$  lavt.

De lave THD resultatene samsvarer bra iforhold til strøm og spenningskurvene i den tidsperioden. De grafiske fremstillingene av strøm og spenningskurvene som vist i figur 4.17 og 4.18 ser ikke ut til å være forvrengte. Noen steder fraviker disse fra perfekt form men det kan sannsynligvis skyldes at målingene er foretatt med intervaller på fem sekunder og at lasten kan ha variert i dette intervallet.

I løpet av analysen ble det også lagt merke til at det var veldig høye THD-verdier når det ikke var produksjon. Dette skyldes mest sannsynlig at kraftelektronikken skaper konstante overharmoniske strømmer samtidig som at instrumentet registrer en relativt liten grunnharmonisk strøm på like over null. Dermed blir resultatet et produkt av en betydelig del overharmoniske strømmer delt på en relativt liten strøm. Etter diskusjoner med veileder og faglærere ble det konkludert med at det må tas utgangspunkt i målinger når produksjonen er på et høyere nivå ettersom påvirkningen av overharmoniske ved lav produksjon er ubetydelig.

### 5.3 Tilstandskontroll

Tilstandskontroll som presenteres er et forslag som tar utgangspunkt i hermetisk tette enheter. Fokuset i tilstandskontrollen er utelukkende på aldring av olje og cellulose i form ved generelle oljeprøver, feildeteksjon ved DGA analyse, termografi og visuelle kontroller.

I utgangspunktet anbefales det å utføre oljeprøver hvert femte år av transformatorprodusenten. Ettersom transformatorene har vist tegn til feil, bør det likevel vurderes å utføre regelmessige olje og DGA analyser med kortere tidsintervaller, da dette er de eneste mulighetene for å kunne estimere helsetilstand til transformatoren. DGA analyse burde utføres oftere enn generelle oljeprøver for å samle tilstrekkelig datagrunnlag og overvåke gassutviklingen over tid. Som en mulig anbefaling bør DGA analyser utføres hvert andre år og generelle oljeprøver hvert fjerde

år. Hvis de anbefalte intervallene følges, er det viktig å utføre tapping av olje i henhold til standarder og overvåke oljenivået for å sikre at det ikke faller under anbefalt nivå. Kontrollert etterfylling må utføres i slike tilfeller. Det anbefales i tillegg å utføre termografering og visuell inspeksjon hvert år. Den visuelle inspeksjonen går ut på å se etter lekkasjer, rust og skader på transformatoren, samt se etter støv og andre faste partikler på tilkoblinger og gjennomføring. I tillegg kontrolleres olje nivå.

Kriterier for utskifting eller videre drift må vurderes ut fra anlegg, type feil og konsekvenser ved eventuell svikt av transformatoren mens denne er i drift. Når det gjelder olje og cellulose er det satt opp et forslag for slike kriterier i flytdiagram for tilstandskontroll. Også her er det nødvendig med utførelse av generelle oljeprøver. I de tilfellene hvor oksidasjonsindeksen på transformatoren er under 30 anbefales det å skifte oljen.

### 5.4 Tiltak

#### **Varmgang på kobberskinner**

Aneo har opplevd misfarging og høy temperatur av kobberskinner på lavspentsiden i noen transformatorer. Denne misfargingen er et direkte resultat av høy temperatur på kobberskinnene. En av årsakene til høy temperatur på skinnene kan skyldes økt overgangsmotstand i koblingen mellom skinnene og koblingen på transformatorer, på grunn av dårlig moment på tilkoblingen. Tidligere arbeidsordre viser at det flere ganger har vært rapportert om dårlig moment på tilkoblinger. En årsak til hvorfor dette oppstår kan være vibrasjoner i turbintårnet. Det anbefales å utføre ettertrekking av bolter dersom man oppdager antydninger til varmegang på skinnene.

#### **Kjøling**

Aneo har tidligere gjort målinger av omgivelsestemperatur i turbintårnet, en etasje over transformatorrommet. Omgivelsestemperaturer ble maksimalt målt til 42°C. Det finnes ikke data på omgivelsestemperatur nede i transformatorrommet. Transformatorene er spesifisert til å tåle maksimal omgivelsestemperaturer på 50°C. Ettersom temperaturen ikke er målt i transformatorrommet, hvor det trolig er høyere temperaturer, kan det ikke utelukkes at temperaturen er over 50°C i transformatorrommet. Det stilles da spørsmål om dagens eksterne kjøling er tilstrekkelig ventilasjon i transformatorrommet. Den korte levetiden på 12-14 år på transformatorene blir sterkt påvirket av omgivelsestemperaturen disse står i.

Et mulig tiltak vil være å få et system som regulerer temperaturen bedre. Ideelt sett vil det vært viktigst å måle den varmeste temperaturen 'hot-spot'. Dette kan derimot være en utfordring å få til og et kompromiss vil være overvåking av omgivelsestemperatur. Da kan et signaltermometer,

som både kan aktivere kjøleanlegget og foreta utkoblinger, være en mulig løsning. Dersom eksisterende løsning ikke er tilstrekkelig, kan det å installere større eller flere vifter være et mulig tiltak.

### **PD**

Gitt påvisning av PD er det anbefalt å utføre grundigere undersøkelser. Utførelse av akustiske PD-målinger kan avdekke plasseringen av feilen. Dersom målingene indikerer PD i oljen, kan regenerering av oljen være et passende tiltak. Alternativt, hvis feilen finnes i isolasjonsmaterialet, er reparasjon av dette nødvendig, og transformatoren bør sendes til verksted for å utbedre problemet.

## 6 Konklusjon

Hypotesene har ligget til grunn for arbeidet som er gjort i denne rapporten. Rapportens mål har hovedsakelig vært å utrede feil knytta til høye driftstemperaturer, varmetvikling på klemmer på LV side, og sette opp en plan for tilstandskontroll. Fra analysen som har blitt gjort av historisk data, målinger, møter med leverandører og fagpersoner kan vi trekke følgende konklusjoner:

- Gjennomgang av registrerte temperaturer indikerer at transformatorens maksimale toleransegrense på 120°C ikke er overskredet. Høyeste temperatur observert er 115°C. Det er likevel viktig å påpeke at det er observert store temperaturendringer som kan være delårsaken til rask aldring og svekkelse av isolasjonsevne.
- Den høyeste målte aktive effekten var på 2417kW. Gjennom målingene ble det bekreftet en høy effektfaktor, opp mot 0.99 ved høy belastning. Dette tilsier at transformatoren ikke er blitt overbelastet i henhold til maksimal ytelse.
- Resultatene fra målingene under befaring viste ingen unormale verdier for overharmoniske strømmer. Dette resultatet var knyttet til periodene der grenseverdien til måleinstrumentet ikke var overskredet. Hypotesen om at dette kan være en av grunnene til de høye driftstemperaturene, kan trolig utelukkes selv med usikkerhet knyttet til målingene.
- Resultater av oljeanalyser viser at det er PD som har forekommet. Det kan se ut som om det er flere feil knyttet til transformatorene med silikonolje. Likevel har noen av disse hatt stabile gasskonsentrasjoner i flere år og det er vanskelig å forutsi havari. Det kan være mer hensiktsmessig å undersøke økninger i gasskonsentrasjoner i stedet for vedvarende høye gasskonsentrasjoner. Oljeprøver bør tas regelmessig for å ha et bedre datagrunnlag å se etter utviklinger i gassmengde. Det er da en bedre forutsetning for å estimere tilstanden til transformatoren.
- Varmgang på LS skinnene kan skyldes dårlig moment på tilkoblinger. Dette kan skyldes vibrasjoner i tårnet som løsner koblingene. Tilskruingen bør derfor sjekkes jevnlig.

Generelt sett er det vanskelig å tyde noe mønster i temperatur og produksjon i forhold til resultat på oljeprøver. Observasjoner antyder at hurtige temperaturøkninger på kort sikt kan påvirke oljeprøvene som tas i fremtiden.



### 6.1 Veien videre

Gjennom arbeidet med denne rapporten har det ikke vært data tilgjengelig for omgivelsestemperaturen i transformatorrommet, dermed kan det ikke utelukkes at denne oversteg anbefalt verdi. Det anbefales derfor å sette opp måling av temperatur for å verifisere om temperaturen i transformatorrommet er over anbefalt verdi, og om det er tilstrekkelig kjøling i rommet. Det anbefales i tillegg å utføre vibrasjonmålinger for å undersøke om vibrasjoner påvirker moment på tilkoblingene.

## Referanser

- [1] I. Akhtar, *Wind Farm Transformers are Different*, 2016. adresse: <https://www.linkedin.com/pulse/wind-farm-transformers-different-pictures-added-akhtar-pe-m-e-be/?fbclid=IwAR2hvmx2gxFsvFQYf5sXcvL1haiGyy07uNG6HvIlaODdQUbcawQuX6syy3o> (sjekket 01.05.2023).
- [2] D. Casini og G. Marola, *A simple power converter for variable speed wind turbine*, jun. 2009.
- [3] CG Power Systems, *Installation and maintenance instructions for liquid-filled distribution transformers*. aug. 2010. (sjekket 14.05.2023).
- [4] CIGRE, *Introducing CIGRE*. adresse: <https://www.cigre.org/GB/about/introducing-cigre> (sjekket 14.05.2023).
- [5] COBO ELECTRIC, *Industrial Power Transformers*, aug. 2021. adresse: <https://coboelctric.ca/industrial-power-transformers/> (sjekket 13.04.2023).
- [6] M. Daghrah, *Inquiry on DGA values for MIDELE 7131 for Transformer Analysis*, mai 2023.
- [7] M. Duval, «The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, årg. 24, nr. 6, s. 22–29, 2008. DOI: 10.1109/MEI.2008.4665347.
- [8] M. Duval og L. Lamarre, «The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, årg. 30, nr. 6, s. 9–12, 2014. DOI: 10.1109/MEI.2014.6943428.
- [9] T. H. Dwiputranto, N. A. Setiawan og T. B. Adji, «Applying fuzzy logic to improve the accuracy of Duval Triangle State Estimation Analysis for DGA based transformer fault classification,» i *2020 6th International Conference on Science and Technology (ICST)*, bd. 1, 2020, s. 1–5. DOI: 10.1109/ICST50505.2020.9732786.
- [10] S. Electric, *Electrical installation guide - According to IEC International Standards*, 2018.
- [11] Electrical4U, *Transformer Oil: Testing, Types & Properties*, mai 2022. adresse: [https://www.electrical4u.com/transformer-insulating-oil-and-types-of-transformer-oil/?utm\\_content=cmp-true](https://www.electrical4u.com/transformer-insulating-oil-and-types-of-transformer-oil/?utm_content=cmp-true) (sjekket 15.05.2023).
- [12] *Energiloven - Kap. 9. Beredskap - § 9-3.(Informasjonssikkerhet)*, aug. 2021. adresse: <https://lovdata.no/lov/1990-06-29-50/%C2%A79-3> (sjekket 25.04.2023).
- [13] H. Fjellvåg og J. Linder, «Ferromagnetiske materialer,» i *Store norske leksikon*, jun. 2021. adresse: [https://snl.no/ferromagnetiske\\_materialer](https://snl.no/ferromagnetiske_materialer) (sjekket 13.04.2023).

- [14] *Fluke 438-II Power Quality Analyzer & Motor Analyzer* — Fluke. adresse: <https://www.fluke.com/en-us/product/electrical-testing/power-quality/438-ii#> (sjekket 28.04.2023).
- [15] *Fluke 438-II Power Quality Analyzer & Motor Analyzer: Users Manual*, mar. 2016. adresse: [https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/438-II\\_umeng0100.pdf](https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/438-II_umeng0100.pdf) (sjekket 28.04.2023).
- [16] J. B. Fløystad og J. Foros, «Kap. 1 Trinnkobler,» i *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer*, Transformatorgruppen, jan. 2018.
- [17] J. Foros og M. Istad, «Health Index, Risk and Remaining Lifetime Estimation of Power Transformers,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, årg. 35, nr. 6, s. 2612–2620, des. 2020, Conference Name: IEEE Transactions on Power Delivery, ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/TPWRD.2020.2972976.
- [18] *GATRON* — *index.d*. adresse: <https://www.gatron.de/> (sjekket 17.04.2023).
- [19] *Generator step-up transformers (GSU)* — *Hitachi Energy*. adresse: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/power-transformers/generator-step-up-transformers-gsu> (sjekket 14.04.2023).
- [20] GlobeCore, *Comparison of Silicone Oil and Mineral Oil Transformers*, jul. 2015. adresse: <https://globecore.com/oil-filtration-pumping/8-3-comparison-of-silicone-oil-and-mineral-oil-transformers/> (sjekket 29.03.2023).
- [21] Gregory Hollings, *The difference between distribution and power transformers*, sep. 2013. adresse: <https://www.abb-conversations.com/2013/09/the-difference-between-distribution-and-power-transformers/> (sjekket 13.04.2023).
- [22] L. E. Helseth, «Silikon,» i *Store norske leksikon*, feb. 2019. adresse: <https://snl.no/silikon> (sjekket 29.03.2023).
- [23] L. E. Helseth, «Viskositet,» i *Store norske leksikon*, okt. 2021. adresse: <https://snl.no/viskositet> (sjekket 29.03.2023).
- [24] H. L. Hess, N. A. Abdul Melek og E. Muljadi, *Power converter for wind turbine application*, 2000.
- [25] *How to Calculate the Degree of Polymerization*, en. adresse: <https://sciencing.com/calculate-degree-polymerization-8762591.html> (sjekket 12.05.2023).
- [26] H. K. Høidalen, «Kap. 2b: Kjerne,» i *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer*, Transformatorgruppen, jun. 2009.
- [27] «IEEE Guide for Interpretation of Gasses Generated in Silicone-Immersed Transformers,» *IEEE Std C57.146-2005*, s. 1–25, 2006. DOI: 10.1109/IEEESTD.2006.99374.

- [28] IKM Instrutek AS, *Hva er termografering?* Adresse: <https://www.ikmwebshop.no/hva-er-termografering-> (sjekket 07.05.2023).
- [29] H. D. Ilkhechi og M. H. Samimi, «Applications of the Acoustic Method in Partial Discharge Measurement: A Review,» *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, årg. 28, nr. 1, s. 42–51, feb. 2021, Conference Name: IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, ISSN: 1558-4135. DOI: 10.1109/TDEI.2020.008985.
- [30] G. Jose og R. Chacko, «A review on wind turbine transformers,» i *2014 Annual International Conference on Emerging Research Areas: Magnetism, Machines and Drives (AICERA/iCMMMD)*, 2014, s. 1–7. DOI: 10.1109/AICERA.2014.6908172.
- [31] M. Jurkovic, I. Sitar og D. Žarko, «Modern design of onboard traction transformers,» okt. 2014.
- [32] P. Jusner, E. Schwaiger, A. Potthast og T. Rosenau, «Thermal stability of cellulose insulation in electrical power transformers – A review,» *Carbohydrate Polymers*, årg. 252, 2021, ISSN: 0144-8617. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2020.117196>.  
adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0144861720313692>.
- [33] P. Kierulf og U. Malt, «Dissosiasjon,» i *Store norske leksikon*, jan. 2023. adresse: <https://snl.snl.no/dissosiasjon> (sjekket 12.05.2023).
- [34] *Kraftberedskapsforskriften - Kapittel 6. Informasjonssikkerhet*, jan. 2019. adresse: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157#KAPITTEL\\_6](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1157#KAPITTEL_6) (sjekket 25.04.2023).
- [35] K. Y. LAM, *A Tale of Two Esters – Why the Natural One is the Better Dielectric Fluid*, okt. 2022. (sjekket 10.04.2023).
- [36] L. E. Lundgaard, «Kap. 0 Bakgrunn og generelle forhold,» i *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer*, Transformatorgruppen, jan. 2016.
- [37] L. E. Lundgaard, «Kap. 2a: Vikling,» i *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer*, Transformatorgruppen, des. 2011.
- [38] J. Malde, M. Daghrah og A. Gyore, «Natural and Synthetic Ester Liquids – How They Differ, What They Deliver,» nr. 5, mar. 2020.
- [39] *Matplotlib — Visualization with Python*. adresse: <https://matplotlib.org/> (sjekket 02.05.2023).
- [40] N. Mohan, T. M. Undeland og W. P. Robbins, *Power Electronics - Converters, Applications, and Design*, 3. utg. 2003.

- [41] NADMOODLEY, *Duval's Triangle 4*, jul. 2022. adresse: <https://powertransformerhealth.com/2022/07/27/duvals-triangle-4/> (sjekket 06.05.2023).
- [42] NADMOODLEY, *Duval's Triangle 5*, jul. 2022. adresse: <https://powertransformerhealth.com/2022/07/28/duvals-triangle-5/> (sjekket 06.05.2023).
- [43] L. Nyberg, «Kap. 3 Tank og Olje,» i *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer*, Transformatorgruppen, apr. 2006.
- [44] L. Nyberg, «Kap. 5 Hjelpetstyr,» i *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer*, Transformatorgruppen, apr. 2006.
- [45] *Open-Circuit and Short-Circuit Tests in Transformers - Technical Articles*, en. adresse: <https://eepower.com/technical-articles/open-circuit-and-short-circuit-tests-in-transformers/> (sjekket 14.04.2023).
- [46] *pandas - Python Data Analysis Library*. adresse: <https://pandas.pydata.org/> (sjekket 02.05.2023).
- [47] *PowerLog 430-II Application Software V5.9 for Fluke 430 Series II*. adresse: <https://www.fluke.com/en-us/support/software-downloads/fluke-430-series-ii-software-and-firmware> (sjekket 28.04.2023).
- [48] D. Proctor, *End of an Era for Silicone Transformer Fluids?* Jan. 2019. adresse: <https://www.powermag.com/end-of-an-era-for-silicone-transformer-fluids/>.
- [49] J. Sandstad, «Hysteresis,» i *Store norske leksikon*, jan. 2023. adresse: <https://snl.no/hysteresis> (sjekket 13.04.2023).
- [50] Sivaranjith, *3 PHASE Transformers - different connections*, en-US, mai 2018. adresse: <https://automationforum.co/3-phase-transformers-different-connections/> (sjekket 20.05.2023).
- [51] L. Sivertsen, *Elektriske maskiner*, 1.utg. Bergen: Fagbokforlaget, mai 2019, ISBN: 978-82-450-3296-3.
- [52] L. Sivertsen, *Høyspenningssystemer*, 1.utg. Bergen: Fagbokforlaget, mai 2020, ISBN: 978-82-450-3353-3.
- [53] *Stivnepunkt*, i *Store norske leksikon*, 24. jan. 2023. adresse: <https://snl.no/stivnepunkt> (sjekket 22.03.2023).
- [54] J. B. Sund, «Kap. 4 Gjennomføring,» i *Håndbok i Vedlikehold av Krafttransformatorer*, Transformatorgruppen, jan. 2008.
- [55] S. Tenbohlen, J. Jagers og F. Vahidi, «Standardized survey of transformer reliability: On behalf of CIGRE WG A2.37,» sep. 2017, s. 593–596. DOI: 10.23919/ISEIM.2017.8166559.

- [56] S. Tenbohlen, J. Jagers og F. Vahidi, *Transformer Reliability Survey CIGRE WG A2.37*. CIGRE, des. 2015, ISBN: 978-2-85873-346-0. (sjekket 14.05.2023).
- [57] *The Duval triangle explained in 3 minutes*. adresse: <https://www.reinhausen.com/the-duval-triangle-explained-in-3-minutes> (sjekket 19.04.2023).
- [58] M. Trafo. «Tekniske data for Transformatoroljer.» (1. sep. 2014), adresse: <https://moretrafo.no/download/?id=1321> (sjekket 12.04.2023).
- [59] *True, Reactive, and Apparent Power — Power Factor — Electronics Textbook*. adresse: <https://www.allaboutcircuits.com/textbook/alternating-current/chpt-11/true-reactive-and-apparent-power/> (sjekket 20.05.2023).
- [60] V. V. Vadlamudi og S. Völler, *Elektriske Kraftnett*, 2021.
- [61] *Virvelstrøm*, i *Store norske leksikon*, 25. jan. 2023. adresse: <https://snl.no/virvelstr%C3%B8m> (sjekket 08.03.2023).
- [62] *What are Eddy Currents?* Adresse: <https://www.magcraft.com/blog/what-are-eddy-currents> (sjekket 16.05.2023).
- [63] Y. Özüpak, «Effect of Frequency on Eddy Losses of Transformers,» en, *International Journal of Engineering and Applied Sciences*, årg. 13, nr. 1, s. 36–42, mai 2021, ISSN: 1309-0267. DOI: 10.24107/ijeas.879095. adresse: <http://dergipark.org.tr/en/doi/10.24107/ijeas.879095> (sjekket 16.05.2023).

## A Vedlegg

Vedlegg A.1 - Datasett med alle oljeprøver brukt

Vedlegg A.2 - Kontaktlogg

Vedlegg A.3 - Oljeprøveanalyse

Vedlegg A.4 - Tilstandskontroll

Vedlegg A.5 - Poster

TRAFØ	Produksjonsår	Prøvedato	Hydrogen	Metan	Etan	Eten	Acetylen	Popan	Syklopropan	Karbonmonoksid	Karbondioksid	Oksygen	Nitrogen	Tot. Gass innhold	Olje temp	Isolasjonsvæske	Isolasjonsmateriale				
B8	2007	2013	5702	1757	190	6	<1	61	11	1105	21021	4740	117177	15,18	87	Silicon	Nomex				
		2014	12.10.2014	7331	1862	178	4	<1	55	12	1247	24128	3440	134374	17,26	65	Silicon	Nomex			
		2016	18.12.2016	5792	2001	167	3	<1	40	8	1490	24819	2804	129422	16,65	67	Silicon	Nomex			
		2018	04.07.2018	4574	1763	177	4	<1	50	5	1510	26394	5406	141421	18,13	36	Silicon	Nomex			
		2019	19.08.2019	4896	1600	176	5	<1	47	5	1357	26394	3015	116908	15,46	49	Silicon	Nomex			
		B9	2008	2013	4671	1260	118	2	<1	61	<1	1531	22920	3147	115003	14,87	88	Silicon	Nomex		
				2014	10.10.2014	5925	1343	107	1	<1	68	<1	1790	26173	4020	148859	18,83	84	Silicon	Nomex	
				2016	18.12.2016	4389	1375	108	2	<1	54	2	2068	28175	3635	133855	17,37	51	Silicon	Nomex	
				2018	05.07.2018	5783	1501	127	1	<1	54	<1	2132	31797	6424	147592	19,54	45	Silicon	Nomex	
				2019	22.08.2019	6644	1540	134	2	<1	55	<1	2132	30383	2942	126361	17,01	41	Silicon	Nomex	
				B18	2008	2013	16.07.2013	752	885	83	1	<1	74	1327	26235	4370	146323	18,03	54	Silicon	Nomex
						2014	10.10.2014	803	901	79	1	<1	92	5	1466	28779	4407	28779	19,9	84	Silicon
2016	16.12.2016					232	975	81	1	<1	66	3	1337	30127	4207	30127	17,69	30	Silicon	Nomex	
2018	21.08.2018					2518	1242	112	2	<1	103	8	1452	32614	5906	32614	19,85	37	Silicon	Nomex	
2019																			Silicon	Nomex	
B7	2015					2013	16.07.2013	13270	2454	220	2	<1	47	821	12719	7270	119407	15,26	50	Synth.Ester	Nomex
						2014														Synth.Ester	Nomex
		2016	17.12.2016			<10	5	<1	2	<1	<1	<1	126	4247	27545	67853	9,98	29	Synth.Ester	Nomex	
		2018	02.07.2018			<10	39	<1	20	<1	12	6	1971	18465	11322	105125	13,7	55	Synth.Ester	Nomex	
		2019	15.08.2019			<10	49	9	42	<1	9	7	19934	2847	83878	10,9	38	Synth.Ester	Nomex		
		B16	2014			2013	20.07.2013	12134	2830	258	3	<1	61	988	11318	8234	110410	14,62	13	Synth.Ester	Nomex
						2014														Synth.Ester	Nomex
				2016	17.12.2016	232	162	9	2	<1	<1	<1	248	2386	2132	75630	8,08	27	Synth.Ester	Nomex	
				2018	20.08.2018	271	201	17	2	<1	6	2	215	3209	5401	92111	10,14	39	Synth.Ester	Nomex	
				2019														Synth.Ester	Nomex		
				B13	2013	2014															
						2016	19.12.2016	5867	53	134	0	<1	56	6	1777	13566	2668	126288	15,79	70	Synth.Ester
2018	19.09.2018					4893	64	125	2	<1	55	3	1832	18568	7937	151312	18,62	50	Synth.Ester	Nomex	
2019	21.08.2019						68		2										Synth.Ester	Nomex	

Figur A.1: Datasett med alle oljeprøver brukt



Kontaktnr.	Navn	Bedrift	Kontaktinfo (mailadresse, tlf. anner)	Stikkord fra samtale og sentrale funn for oppgaven	Ansvarlig fra studentergruppen	Når skal det tasnar ble det tatt kontakt?
1	Kyrre Solholt	Møre Trafo	<a href="mailto:kyrr.solholt@nortrafo.no">kyrr.solholt@nortrafo.no</a>	Fuktighet i olje, varmgang, PD, levertid	Magnus Moan	14.03.2023
2	Ole Ludvig Solnor	Hind Energy	<a href="mailto:ole.ludvig.solnor@hind.powergrid.no">ole.ludvig.solnor@hind.powergrid.no</a>	Trafo design, dimensjonering, oljer, levertid	Karl E. Brennskog	14.03.2023
3	Marten Schinkelshoek	Siemens Energy	<a href="mailto:marten.schinkelshoek@siemens-energy.com">marten.schinkelshoek@siemens-energy.com</a>	Feltdetekter, Cigre, Oljegrøver	Magnus Moan	14.03.2023
4	Rune Eylan	Norsk Trafo	<a href="mailto:rune.evien@nortrafo.no">rune.evien@nortrafo.no</a>	Ikke svart	Magnus Moan	14.03.2023
5	Eli Jepsen Overby	CE Renewable Energy	<a href="mailto:Eli.jepsen.Overby1@ce.com">Eli.jepsen.Overby1@ce.com</a>	Fluk ikke møte	Magnus Moan	14.03.2023
6	Malte Røgnve	Kontektor Era & SEA	<a href="mailto:malte@erera.no">malte@erera.no</a>	Ikke svart	Magnus Moan	14.03.2023
7	Simen Andreassen	Koncar	<a href="mailto:simen.andreassen@eb-elektron.no">simen.andreassen@eb-elektron.no</a>	Ikke svart	Magnus Moan	14.03.2023

Figur A.2: Kontaktlogg

**GATRON GmbH**D-17489 Greifswald  
Brandteichstraße 20Tel.: (03834) 514930  
Fax: (03834) 5149320  
E-Mail: mail@gatron.deManager  
Dr. Olaf BräselAmtsgericht Stralsund  
HRB 4842**Test Report**Customer: TronderEnergi Kraft AS  
Postboks 3241 Torgarden, 7439 Trondheim

Operator: see Customer

Sampling Person: [REDACTED]  
WEC number: [REDACTED]  
Country: Norway  
Location: Tower  
Manufacturer: [REDACTED]  
Year of manufacture: 2008  
Main voltage (kV): 22  
Insulating fluid / Oil product: Silicone  
Insulating material: Nomex  
Transformer with gas cushion:  
Conservator (cylindrical):  
Ambient temperature (°C): 16,7  
EGS No.: X290MAM Order number:  
WF name: [REDACTED]  
Type of sample device: EGS 100  
Serial number transformer: [REDACTED]  
SAP number:  
Power (kVA): 2500  
Volumen of Oil (l/kg/m³): 0,86 t  
Oil temperature Vessel (°C): 37,0  
Trafo preservation system: hermetic  
Tap changer (off load):  
Septum inside the cover: yes  
Cause of the oil-sample: routine  
Sampling Date: 21.08.2018

A Dissolved Gas Analysis (DGA) DIN EN 60567:2012-08		Result	Typical normal value <sup>1</sup>
Hydrogen	H <sub>2</sub>	2518 ppm (v/v)	150
Oxygen	O <sub>2</sub>	5906 ppm (v/v)	
Nitrogen	N <sub>2</sub>	154557 ppm (v/v)	
Carbon monoxide	CO	1452 ppm (v/v)	1000
Carbon dioxide	CO <sub>2</sub>	32614 ppm (v/v)	12000
Methane	CH <sub>4</sub>	1242 ppm (v/v)	100
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	112 ppm (v/v)	100
Ethylene	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2 ppm (v/v)	300
Acetylene	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<1 ppm (v/v)	20
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	103 ppm (v/v)	500
Propylene	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	8 ppm (v/v)	300
Total Gas Content		19,85 Vol %	
Solution pressure (calculated)		1070 mbar	

<sup>1</sup> based on DIN EN 60599:2016**Evaluating/ Recommendation**

The fault gas concentrations are suspect and show the patterns on the following types of faults out:

- partial discharge.

In comparison to the previous analysis, the fault gas concentrations are increased. It suggest that the fault was active in this time.

There is a risk for the operation.

With a repeat analysis in about 1 month the current fault situations should be determined.

The oil is oversaturated with nitrogen. The degree of gas saturation is 109%.

The concentration of carbon dioxide is high. This is an indication for a high rate of aging.

When this is not a transformer with a gas cushion, there is a risk for a gas separation.

Dr. O. Bräsel  
ManagerDr. Ute Sasum  
Head of Laboratory

Greifswald, 13.12.2018

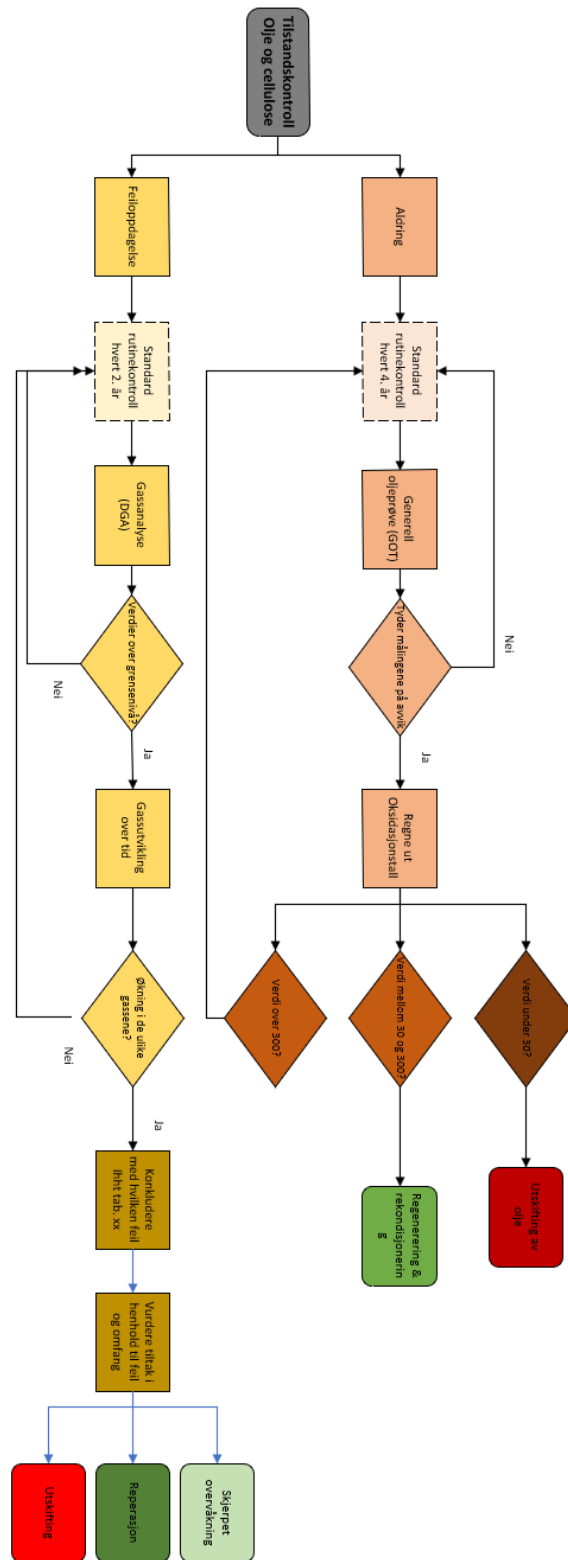
A= accredited method FV= external provider

The results apply to the above-mentioned sample only, as received.

Our general terms and conditions apply. The report shall not be reproduced except in full, without the approval of GATRON GmbH.

Page 1 of 1

Figur A.3: Oljeprøveanalyse



Figur A.4: Tilstandskontroll

## Introduksjon

Denne rapporten tar utgangspunkt i 49 vindturbiner med tilhørende transformatorer spredd på ulike vindparker i Midt-Norge. Transformatorene er av typen generator step-up (GSU) og har en merkeverdi på 2500kVA. Aneo har siden idriftsettelse møtt på tekniske utfordringer med transformatorene, inkludert varmgang på lavspenningskinner, høye driftstemperaturer under langvarig full produksjon, og dårlige resultater fra oljeprøver. Siden idriftsettelsen av vindturbinene, har 68 % av transformatorene blitt skiftet i løpet av 12-14 års driftstid.

Med hensyn på disse utfordringene gjennomfører rapporten en analyse av feilene knyttet til høye driftstemperaturer og dårlige oljeprøver i turbinttransformatorer. Det er fokusert på å bestemme faktorer som påvirker levetiden deres og kriteriene for å avgjøre om de skal byttes ut eller repareres.

## Problemstilling / Hypoteser

Basert på den gitte oppgaven og tilhørende informasjon har det blitt kommet frem til følgende problemstilling:

### ”Utredning av feil knyttet til høy driftstemperatur og dårlige oljeprøver i turbinttransformatorer”

Etter å ha gjennomført litteraturstudie, møter med leverandører og ulike fagpersoner ble det satt opp hypoteser som skulle danne grunnlaget for arbeidet gjort i denne rapporten. De ulike hypotesene for hva som kan ha ført til høye driftstemperaturer ble som følger:

- Overbelastning av transformatoren
- Overharmoniske strømmer
- Hyppige endringer i temperatur og belastning svekker isolasjonsevne.

## Metoder

For å besvare problemstillingen og undersøke hypotesene ble litteraturstudie, leverandørstudie, målinger og analyse av oljeprøver gjennomført. Litteratur- og leverandørstudiene ga en teoretisk forståelse av problemområdet og et grunnlag for å løse problemstillingen. Målinger og analyser ble utført for å undersøke hypotesene i oppgaven og for å trekke empiriske konklusjoner.

Målingene ble tatt på LS-siden av transformatoren, og omfattet THD-verdier, spenningskvalitet og belastningsnivå.

Historiske data fra seks transformatorer ble brukt til å analysere temperatur, vind, produksjon og oljeprøver for å identifisere endringsmønstre. Vind, produksjon og temperatur ble visualisert for en lengre periode. Temperaturstigninger og maksimumstemperatur ble undersøkt, og endringsmønstrene mellom nye og gamle transformatorer ble sammenlignet.

Oljeprøvene ble analysert ved å visualisere gassutvikling grafisk over tid. Duvals trekant ble brukt for å analysere verdiene for de transformatorene som indikerte feil, og på denne måten kunne identifisere hvilken type feil som hadde oppstått.

## Resultat og konklusjon

- **Belastning:** Analysen av historiske data og måling av effektaktor, tilsier at transformatorene ikke er overbelastet. Det er store variasjoner og belastningen går hyppig opp mot 100% ved full produksjon. Dermed kan man utelukke hypotesen om at transformatoren er overbelastet.

- **Temperatur:** Ingen av oljetemperaturene har overskredet maksimumstemperaturen på 120 °C. Den høyeste temperaturen registrert i løpet av en treårsperiode var 115 °C. Ved analyse av temperaturdata er det observert store variasjoner og hyppige temperaturstigninger. Disse hyppige temperaturstigningene kan være delårsaken til rask aldring og svekkelse av isolasjonsevnen.

- **Gassutvikling / Duval's trekant:** For de valgte silikonsolerte transformatorene, er det vist økende trender i gassutvikling, med målinger over grenseverdier for H2 og CH4. For transformatorer med syntetisk ester viser en av de utvalgte større økning av CO. For de andre er det for lite data til å registrere noen trend. Basert på resultatene fra Duval's trekant fremkommer det at fem av de undersøkte transformatorer har eller har hatt PD-feil.

- **Overharmoniske strømmer:** Målingene viser en maksimal THD-verdi for strøm på 4,5% i den valgte måleperioden. Maksimal THD-verdi for spenning var 1,3% i samme periode. Hypotesen om at dette kan være en av grunnene til de høye driftstemperaturene, kan trolig utelukkes selv med usikkerhet knyttet til målingene.

