

Joakim Risnes, Håkon Buer Jørgensen og Simon Friestad

Kontinuerlig overvåkning av transformatorgjennomføringer for tidlig deteksjon av feil

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi

Veileder: Tor Arne Folkestad

Mai 2023

Joakim Risnes, Håkon Buer Jørgensen og Simon Friestad

Kontinuerlig overvåkning av transformatorgjennomføringer for tidlig deteksjon av feil

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi
Veileder: Tor Arne Folkestad
Mai 2023

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



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Dette prosjektet er den avsluttende delen av utdanningen i bachelor elkraftteknikk ved Norges Teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU).

Prosjektet er utarbeidet av Joakim Risnes, Håkon Buer Jørgensen og Simon Friestad. Studentene studerer elektroingeniør med studieretning elkraft og bærekraftig energi.

Oppgaven tar for seg kontinuerlig måling av transformatorgjennomføringer og ble gjennomført i samarbeid med Statnett.

I samarbeid med ekstern veileder Annie Heieren, har vi kommet frem til en problemstilling som er interessant for Statnett å se nærmere på og som reflektere vårt ønske om å lære mest mulig. Temaet har ikke blitt gjennomgått i undervisning ved NTNU.

Vi vil rette en stor takk til oppdragsgiver Statnett og ekstern veileder Annie Heieren. Det har vært en interessant og lærerik oppgave, med en bratt læringskurve. Vi vil også rekke en stor takk til Magne Karlsen i General Electric for verdifull informasjon og for hjelpen til å komme i kontakt med ingeniører innen fagområdet.

Til slutt vil vi gi en stor takk til intern veileder Tor Arne Folkestad, som har bidratt med god oppfølging og gode tips gjennom hele prosessen.

NTNU Gjøvik 19.mai 2023

Abstract

Bushings cause up to 30% of faults related to power transformers, depending on the voltage level. Currently in Norway, bushings are tested with periodic tests of capacitance and $\tan \delta$. Continuous measurements have not been in use in Norway up to this day. Can continuous measurements of bushings help detect faults at an early stage?

To answer this question, we have researched relevant literature and examined different solutions for continuous measurement that exist today. We have also reviewed results of these systems in use.

The results show us that continuous measurements of capacitance and $\tan \delta$ have detected faults at an early stage that would not be detected if only periodic measurements were used. The results also indicate that faults can develop quickly and, in some cases, within in a couple of months. This means that periodic measurements taken more than a year apart would not detect these faults.

To effectively detect the majority of faults, continuous measurements would be a valuable resource for detection at an early stage. With a combination of offline and continuous measurements, most faults can be detected. This report will conclude that a combination of offline and continuous measurements on transformer bushings will be a better solution than only conducting periodical testings.

Sammen drag

Gjennomføringer står for opp til 30% av havarier relatert til krafttransformatorer avhengig av spenningsnivå. I dag blir gjennomføringer testet med måleintervaller med kapasitans og $\tan \delta$ metoden i norge. Kontinuerlig måling av gjennomføringer har ikke blitt brukt i norge til nå. Kan kontinuerlig måling av gjennomføringer hjelpe å avdekke feil på et tidlig stadie?

For å svare på dette spørsmålet har vi gjennomgått eksisterende litteratur og løsninger som finnes på markedet. Vi har undersøkt resultater fra løsninger med kontinuerlig overvåkning i bruk.

Resultatene viser at kontinuerlig måling ved hjelp av kapasitans og $\tan \delta$ metoden har avdekket feil i tidlig stadie, som ikke ville blitt funnet ved måleintervaller. Resultatene viser at feil kan utvikles hurtig i gjennomføringene og derfor ikke vil bli avdekket med måleintervaller på over 1 år.

Hvis de fleste feil skal bli unngått, vil kontinuerlig måling være verdifullt for å avdekke feil på et tidlig stadie. Ved å kombinere kontinuerlig- og offlinemålinger, vil man kunne bekrefte og avdekke flere feil. Dermed konkluderer denne rapporten med at en kombinasjon av kontinuerlig måling og offline måling av transformatorgjennomføringer vil være en bedre løsning enn kun bruk av måleintervaller.

Innhold

1	Introduksjon	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Problemstilling	2
1.3	Oppsett/Struktur	3
1.4	Avgrensing	3
2	Teori	4
2.1	Gjennomføringer	4
2.2	Partielle utladninger	7
2.3	PD-måling	8
2.4	Tan δ -målinger	9
2.5	Kapasitans	10
2.6	Oljeprøve	11
2.7	HV-lab	11
2.8	Kontinuerlig måling	12
2.9	Balansestrømsmetoden	13
2.10	Referanse/utgangspunkt	14
3	Metode	15
3.1	Valg av metode	15
3.2	Litteraturstudier	15
3.3	Utførelse	16
3.3.1	Kontakt med bedrifter og fagpersoner	17
3.3.2	Utfordringer	17
4	Resultat	18
4.1	Målinger hos Statnett	18
4.2	Online systemer	20
4.3	BMT 330	21
4.3.1	Case BMT 330	22
4.3.2	Eksempel på bruk av BMT 330	23
4.4	TOTUS TTM	25
4.4.1	Case 1 TOTUS	27
4.4.2	Case 2 TOTUS	27
4.4.3	Case 3 TOTUS	29
4.4.4	Erfaringer med online system	29

5	Drøfting	30
5.1	Resultat	30
5.2	Fordeler med kontinuerlig måling	30
5.3	Endringer/Hindringer underveis	31
5.4	Utførelse/Valg	32
5.5	Videre arbeid	32
5.6	Vurdering av eget arbeid	32
6	Konklusjon	34
A	BMT 330 presentasjon	37
B	TOTUS suksess historier	40
C	BMT 330 suksess historie	46

Figurer

1.1	Statistikk over hvilken del av transformator som forårsaket feil	2
1.2	Andel feil på transformator som skyldes gjennomføringer etter spenningsnivå	2
2.1	OIP gjennomføring [1]	5
2.2	Fremstilling av tapsvinkelen $\tan \delta$	10
2.3	Oppbygning av gjennomføring med kapasitans i serie	11
2.4	Eksempel på installasjon av kontinuerlig overvåkning [11]	13
4.1	Måleoppsett	18
4.2	Tan δ -måling med forstyrrelser	19
4.3	Tan δ -måling uten forstyrrelser	20
4.4	Kapasitans uten forstyrrelser	20
4.5	BMT330 prinsippskisse [11]	21
4.6	Relativ forandring effektfaktor	22
4.7	Relativ forandring i C1	23
4.8	Endring i kapasitans i prosent	24
4.9	Utvikling av kapasitans i gjennomføring	24
4.10	Endring i effektfaktor	25
4.11	TOTUS TTM	26
4.12	Sensor på gjennomføring. TOTUS system	26
4.13	PD utvikling i gjennomføringene X3 på lavvoltage 130kV side (svart linje), samt $\tan \delta$ økning (rød linje) over tid	27
4.14	Forandring av kapasitans	28
4.15	Forandring av kapasitans	28
4.16	Relativ økning kapasitans	29

Kapittel 1

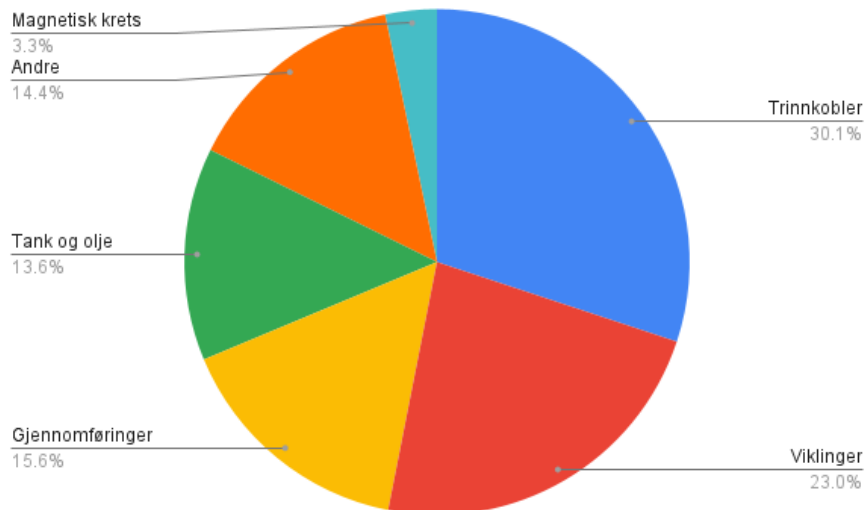
Introduksjon

1.1 Bakgrunn

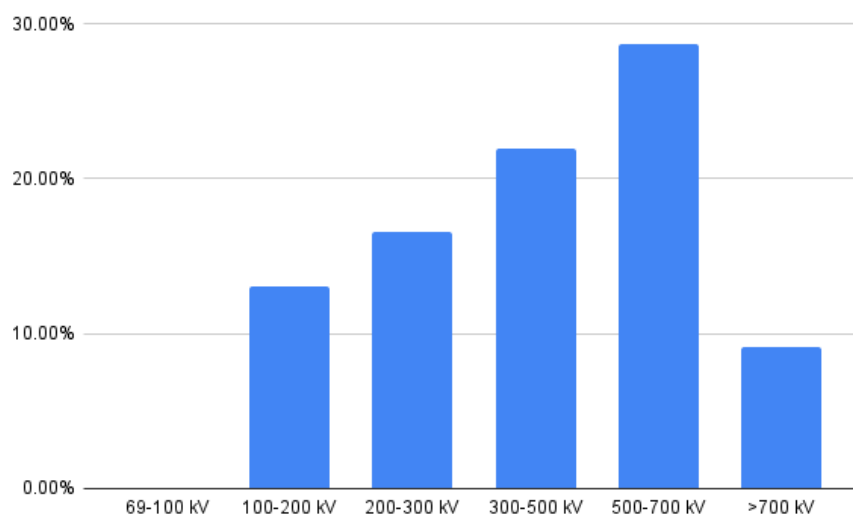
Gjennomføringer på krafttransformator er en viktig komponent som brukes for å lede spenninger inn i transformatoren på en riktig og kontrollert måte. Det er “knodepunkt” mellom linje/kabel og selve transformatoren. Gjennom årene har det vært flere havarier på gjennomføringer som igjen har ført til havarier på krafttransformatorer. Det har blitt mer fokus på vedlikehold av gjennomføringer på grunn av havarier og farene som oppstår som følge av dette. Målinger gjøres for å sjekke tilstanden gjennom livsløpet og om den bør byttes eller ikke. Tilstanden på gjennomføringene prøver man å bestemme ved målinger. $\tan \delta$ -, kapasitans- og PD (partiell utladning)-målinger er forskjellige måter å måle tilstanden på. Vedlikeholdsfokuset på gjennomføringene går dermed på måling av $\tan \delta$ og kapasitans. Denne type målinger blir gjort ute på anleggene, der gjennomføringen er plassert. PD-måling krever ofte innsending av gjennomføring til et laboratorium, på grunn av støy fra omgivelsene og for å oppnå pålitelig måleresultater. Rapporten vil ta for seg de ulike type målemetodene og hva som kan gjøres for å redusere fare for havari av transformatorgjennomføringer.

Uforutsette situasjoner som kan forårsaker nedetid er blant annet feil på gjennomføring, transformator, tank/olje eller trinnkobler. Situasjoner hvor transformator må ut av drift vil også skape økonomiske konsekvenser. Transformatorer som står i nær tilknytning til kraftanlegg, kan potensielt skape kritiske situasjoner ved utkobling der reserveløsninger ikke er til stede. Uforutsett nedetid vil også i visse tilfeller føre til kundekompensasjon. Nedetid på en transformator unngås i størst mulig grad.

Vedlikehold på gjennomføringer har hatt stort fokus helt siden begynnelsen av 2000-tallet. Teknisk levetid på en gjennomføring er anslått å være på rundt 30 år. Aldring på gjennomføringene gjør at det settes i gang vedlikeholdstiltak. Fokuset for vedlikehold på gjennomføringer er å hindre den potensielle skaden som blir til ved eventuelt havari. 15,6% av havari på krafttransformatorer skyldes havari på gjennomføringer ifølge en arbeidsgruppe fra CIGRE [1]. Figur 1.1 og 1.2 viser andel feil som skyldes gjennomføringer og hvordan dette endrer seg etter spenningsnivå.



Figur 1.1: Statistikk over hvilken del av transformator som forårsaket feil



Figur 1.2: Andel feil på transformator som skyldes gjennomføringer etter spenningsnivå

Arbeidsgruppen så på 964 feil som førte til en nedetid på 7 dager eller mer. Gjennomføringer sto for 37,8% av feil som forårsaket brann eller eksplosjoner, der 30,4% av feil på gjennomføringer førte til brann og 10,4% førte til eksplosjon [1]. Denne statistikken underbygger hvorfor dette temaet er viktig å undersøke for å finne en måte å forebygge slike feil.

1.2 Problemstilling

Kan kontinuerlig overvåkning og/eller hyppigere måleintervaller av $\tan \delta$ og kapasitans bedre predikere fare for havari av transformatorgjennomføringer?

For å undersøke dette, vil man gå gjennom hvilket utstyr som finnes for å gjennomføre kapasitans, $\tan \delta$ og PD måling, samt hvilket utstyr som benyttes i kontrollanlegg og hvilken informasjon målingene gir. Det vil bli undersøkt om kontinuerlig måling har klart å predikere feil i tidlig stadie.

1.3 Oppsett/Struktur

Det teoretiske rammeverket i oppgaven vil gjennomgås i teoridelen. Fokuset blir å ta utgangspunkt i teori som dekker kunnskap som er høyst aktuelt i denne oppgaven. Det vil presenteres teori som tar for seg viktige begreper som gir forståelse og innsikt i hva oppgaven omhandler.

Metodedelen viser hvordan oppgaven har blitt gjennomført. Her ser man fremgangsmåten som er blitt brukt og hvordan man har ”angrepet” oppgaven. I denne delen vil det hovedsaklig bli gjennomgått valg av metode, samt fremgangsmåte, gjennomføring av oppgaven, møter og litteraturstudier.

I resultatdelen sees det nærmere på funn som er blitt gjort. Denne delen vil fremvise data for målemetoder fra ulike systemer og fra ulike aktører. Deretter vil det bli sett på forskjellige løsninger som har vært i bruk og resultatene deres. Funnene som er gjort og det man har kommet frem til i oppgaven, vil bli presentert i denne delen.

Drøftingsdelen går inn på drøfting av hva man har kommet frem til i resultatdelen. Det blir gjort drøftinger basert på analyser og hva som er gjort i resultatdelen. Avslutningsvis fremlegges det en konklusjon, med svar på problemstillingen.

1.4 Avgrensing

Gjennomføringer brukes på flere spenningsnivåer og har forskjellige oppbygninger. Bruksområdet til gjennomføringer er blant annet til å føre ledere gjennom vegg eller til elektriske komponenter. I denne oppgaven ser vi spesifikt på gjennomføringer som brukes til krafttransformatorer. Spenningsnivået som krafttransformatorene til Statnett ligger på, vil være fra 132 - 400kV. Gjennomføringer som oppgaven omhandler, vil også være av type gjennomføringer som Statnett bruker. Det vil blant annet være av typen OIP (oljeimpregnert papir) og RIP (harpiksimpregnert papir). Med disse avgrensningene så spisses oppgaven til å gjelde måling på spesifikt OIP og RIP gjennomføringer med spenningsnivå 132-400kV.

Kapittel 2

Teori

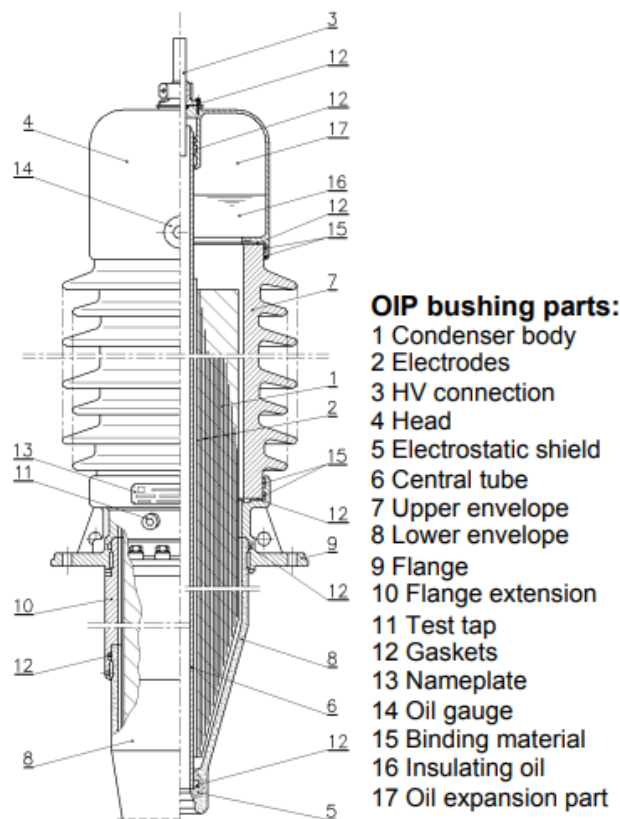
I dette kapitlet vil relevant teori bli gjennomgått. Kapitlet er delt opp etter tema og informasjonen er hentet fra relevante forskningsartikler og bedrifter som jobber innenfor dette område.

2.1 Gjennomføringer

Konstruksjon: På krafttransformatorer brukes det kondensatorgjennomføringer. Det er flere forskjellige oppbygninger på dem. Kondensatorene er med på å fordele feltstyrken utover og gjør at man får fullstendig kontroll på den elektriske feltgradienten. Normalt sett er gjennomføringene laget av materialer som kompositt og porselen. I dag blir porselen mindre brukt, da de kan føre til store skader ved havari. Ved en eksplosjon vil porselenet dele seg i småbiter og kan fly ut i anlegget. Dette er farlig for mennesker og annet utstyr som er i nærheten. Bruk av kompositt vil gi mer kontrollert havari, om det oppstår. Inne i gjennomføringene består isolasjonsmaterialet av papir, olje eller harpiks. Dette skal isolere og hindre overslag mellom kondensatorlagene. Gjennomføringene er utstyrt med testplugg som finnes på den nedre delen. Pluggen brukes til måling av $\tan \delta$ og kapasitans. Pluggen kan bli brukt som en såkalt spenningsplugg”, da det kobles til en ekstern kapasitans her. Midt inne i selve gjennomføringen er lederen, som ofte er av kobber. Gjennomføringen kobles til transformatoren med en fleksibel eller fast leder [2].

OIP: OIP (oljeimpregnert papir) er den mest vanlige og utbredte transformatorgjennomføringen i høyspent kraftindustri. OIP gjennomføringer er laget av ubehandlet kraftpapir bestående av et ledene innlegg rundt sentralrøret. Det ledende bladet plasseres ved hjelp av aluminumslag. Lagene blir nøye kalkulert slik at de får en nøyaktig radial og aksial posisjon som styrer de elektriske feltene. Isolasjonen i kondensatoren impregneres med olje slik at gjennomføringen får tilstrekkelig dielektrisk styrke. Da brukes det som regel mineralolje. Dette er den samme oljen som brukes i selve krafttransformatoren til blant annet kjøling og isolering. Av denne grunn trenger OIP gjennomføringer et oljeavløp slik at olje kan tappes ved behov. Dette gjør det enklere å utføre inspeksjoner og vedlikehold av gjennomføringen. På grunn av måten en OIP gjennomføring er bygget opp på, har den en høy brann og eksplosjonsfare ved isolasjonssvikt. Vedlikehold og inspeksjon er derfor ekstra viktig ved OIP gjennomføringer.

RIP: RIP (harpiksimpregnert papir) er en annen type gjennomføring og et alternativ til den mer tradisjonelle OIP gjennomføringen. I RIP gjennomføringer er isolasjonen satt sammen av flere lag med papir, som er impregnert med en type epoksy harpiks. Harpiksen skal gi papiret bedre dielektriske egenskaper, og beskytter mot korrosjon og fuktighet. Den ytre isolatoren vikles rundt en kjerne og er en sammensatt isolator av silikon eller porselen[3]. Når PD oppstår i en RIP gjennomføring vil den ikke kunne selvhales som i oljefylte gjennomføringer. Gjennomføringer med fast isolasjon (RIP) har en tendens til å være mer utsatt for PD enn gjennomføringer med flytende isolasjon (OIP). I fast isolasjon vil utladningene føre til at defekten forplanter seg gjennom isolasjonen til det er en delvis eller full nedbrytning av isolasjonen. I en gjennomføring med flytende isolasjon bidrar den bevegelige strømmen av olje, som oppstår på grunn av temperaturforskjeller i oljen, til å forflytte defekten innenfor gjennomføringen. Dette fører til en selvhelbredende prosess i OIP gjennomføringer [4].



Figur 2.1: OIP gjennomføring [1]

Levetid: Det er svært viktig at gjennomføringene er helt tette slik at det ikke lekker olje og det ikke kommer inn fukt. Fukt vil korte ned levetiden og bryte ned isolasjonsevnen. Derfor er det en risiko å åpne opp en gjennomføring for kontroll og/eller test. Teknisk levetid på en gjennomføring er anslått i bransjen til å være på 30 år. Levetiden er avhengig av materialkvalitet, konstruksjon, vedlikehold og driftsforhold.

Montering/kobling: Gjennomføringene kan lagres og transporteres både liggende og stående. Det er en fordel å lagre gjennomføringene stående. Gjennomføringens

naturlige posisjon er loddrett/stående. Dette på grunn av hvordan oljen legger seg inne i gjennomføringene.

Dette er store tunge gjenstander som må behandles med forsiktighet ved transport og montering. De transporteres i kasser, støttet opp med klosser og fiberplater. Det er viktig med et rent miljø og lite fukt/regn ved montering. Fukt er skadelig ved oljeisolerte komponenter og må unngås når man kobler gjennomføringene på transformatoren.

Test før strømtilkobling: Det anbefales å gjøre en rekke tester av gjennomføring før strømtilkobling/idriftsettelse. Testene vil se på gjennomføringens tetning, strømføring og isolasjon.

Tester som anbefales å gjøres:

- Tetthetstest mellom transformator og gjennomføringens flens. Denne testen kan gjøres ved hjelp av merking med kritt eller papirremser når transformatoren fylles med olje.
- Tetthetstest av utvendig terminal. Kan utføres med vakuum og overtrykk. Kan også bruke såkalt 'sporgassmetoden'.
- Måling av $\tan \delta$ og kapasitans. Bruke en målebru for måling.
- Gjennomgangsmotstand. Tilføre en spenning fra gjennomføring til gjennomføring. Måler spenningsfallet fra de utvendige terminalene. Bruke ohms lov, og finner total kretsmotstand. Kretsmotstanden vil da bestå av transformatorens viklingsmotstand, ledernes motstand, gjennomføringsleder og kontaktmotstand. Gjennomføringens leder skal ikke være mer en 10-100 mohm [2].

Vedlikehold: Det er anbefalt å gjøre vedlikehold og tilsyn på gjennomføringer. For å gjøre vedlikehold på gjennomføringer, så må det gjennomgås en rekke sikkerhetstiltak. Det skal ikke utføres arbeid om den er strømførende. Det skal også kobles til jord som ekstra beskyttelse. Gjennomføringene kan bli sterkt tilsmusset, og isolatoroverflaten må gjøres ren. Salt og smuss kan skape krypstrømmer og overslag. Målinger som blir utført som vedlikehold er $\tan \delta$ og kapasitans måling. Statnett sine prosedyrer innebærer å gjøre dette 16 år etter montering, og deretter hvert 6 år. Resultatet vil vise hvordan tilstanden til gjennomføringen er. Kontroll med infrarødt kamera vil finne overoppheting og mulig dårlige forbindelser. Temperaturen på en utvendig gjennomføringsterminal ligger på 35-45 grader [2]. Sjekk av lekkasjer blir utført ved visuell inspeksjon. Da ser man etter oljelekkasjer, som gjøres ved rutinekontroller.

Feil på gjennomføring: Havari på gjennomføringer kan gi store konsekvenser. I flere tilfeller har det skjedd havari på gjennomføringer som i neste omgang har ført til havari av transformatorer. Det er flere årsaker til hvorfor havari kan oppstå. Produksjonsfeil er en feil som er veldig vanskelig å oppdage, da gjennomføring er en lukket komponent, som man helst ikke vil åpne for mye. Ved testing, undersøkelse og inspeksjon kan det i noen tilfeller oppdages. Lekkasje gjør at oljenivået blir lavt. Det gjør at isolasjonsevnen svekkes og mulig overslag/tenning kan oppstå. Da er det stor

fare for eksplosjon eller brann i gjennomføringen. Overspenning i nettet kan føre til havari på gjennomføringen. Gjennomføringen er konstruert for å tåle en maks/min spenning. Utover de verdiene kan det skapes problemer. Alder på gjennomføring har også en innvirkning på feil/havari som kan oppstå. Tilstanden til gjennomføringen sees ut fra målingene som blir gjennomført. Målingene er meget viktig for å sjekke om det skjer noen negative forandringer. Ved for dårlige resultater av målingene, så byttes gjennomføringene. Dette er for at det ikke skal oppstå havari som kan skade anlegget og mennesker [2].

2.2 Partielle utladninger

Partielle utladninger, også kjent som Partial Discharge (PD), referer til lokale elektriske utladninger i isolasjonen. Over tid vil slike utladninger føre til en rekke konsekvenser av ulik alvorlighetsgrad. Dette innebærer skade på isolasjonen etterfulgt av gjennomslag, redusert levetid på transformator, brannfare, elektromagnetisk interferens og dannelse av ozon og andre kjemiske forbindelser. Det finnes flere typer partielle utladninger og de kan alle ha ulike årsaker og egenskaper. Det er derfor viktig å forstå hvordan en kan forhindre og begrense skadene forårsaket av PD. Noen typer partielle utladninger som kan oppstå er [5]:

Corona utladninger: Dette er en ekstern utladning som skjer i gass eller væske rundt lederne, og ikke i den faste isolasjonen. Corona utladninger dannes i hovedsak når den elektriske feltstyrken overstiger den dielektriske styrken til lufta rundt. Feltstyrken ioniserer da luftmolekylene og forårsaker koronautladninger. Dersom det er skarpe elektrodekanter på transformatorgjennomføringen vil den elektriske feltstyrken være ekstra stor på dette punktet enn på andre steder. Lufta rundt elektroden har da en større sjanse for å bli ionisert og gi partielle utladninger.

Overflateutladninger: Dette er en partiell utladning som skjer på overflaten av den faste isolasjonen i overgangen mellom to materialer. Disse kan oppstå av flere grunner som for eksempel av diverse skader, defekter på isolasjonen og aldring. Over tid kan isolasjonsmaterialet brytes ned slik at det dannes hulrom og defekter. Andre årsaker er smuss og støv på overflaten av gjennomføringen. Forurensning på overflaten kan skape en bro mellom faseleder og jordet overflate på transformatoren og lage en utladningsbane. Utendørsutstyr er derfor spesielt utsatt for overflateutladninger da det er større grad av miljøpåvirkninger.

Hulromsutladninger: Dette er utladninger som skjer i hulrom i isolasjonen. Feltstyrken inne i disse hulrommene kan bli veldig høye fordi permittiviteten i hulrommet er lavere enn den faste isolasjonen rundt. Når denne feltstyrken blir høyere enn holdfastheten til lufta i hulrommet, fører det til partielle utladninger som vil skade isolasjonen. Over tid vil hulrommet og feltstyrken vokse dette kan derfor ha alvorlige konsekvenser på transformator og omgivelsene. Interne partielle utladninger som skjer inne i transformatorgjennomføringen vil oftest ha verre konsekvenser enn eksterne utladninger, da det er større risiko for skade på isolasjon og andre komponenter på transformatoren [6] [5].

2.3 PD-måling

PD-målinger gjøres for å unngå nevnte skader på utstyret. Partielle utladninger fører til flere fenomener som lys, elektromagnetisk stråling, lydgenerering, dielektriske tap, kjemiske reaksjoner, økt gasstrykk og elektriske strømpulser. Alle disse er tegn på utladninger og gjør det mulig å oppdage og overvåke partielle utladninger. For PD overvåking av transformatorgjennomføringer blir det hovedsakelig brukt elektrisk, akustisk og kjemisk deteksjon. [1]

Elektrisk deteksjon: Ved elektrisk metode måles endringer i det elektriske feltet som skyldes partielle utladninger. Målemetoden består av koblingssensorer og en enhet som leser av data. Sensorene er som regel enten kapasitive eller induktive koblingssensorer. Ved slike målinger på spenningsatte anlegg, kan det komme eksternt støy fra overføringslinjene som er koblet til transformatorgjennomføringene. Denne støyen kan bli redusert ved hjelp av en spole rundt transformatorgjennomføringen. Elektrisk deteksjon har den fordel at målingene blir svært nøyaktige. I tillegg gir det informasjon om både PD-intensiteten og kilden til de partielle utladningene.

Akustisk deteksjon: Ved akustisk metode måles den akustiske lydbølgen som genereres ved partielle utladninger. Denne akustiske bølgen skapes av utvidelser av gasser. Metoden fungerer ved å oppdage ultralydstøyen som genereres av PD, som ofte er over menneskelig hørselsområde. Sensoren vil fange opp ultralydstøyen og konvertere den til et elektrisk signal som videre kan analyseres. Dette akustiske signalet kan detekteres av piezoelektriske transdusere, kondensator mikrofoner, akselerometre, fiberoptiske akustiske sensorer og lydmotstand sensorer. Frekvensen som vanligvis brukes for akustisk deteksjon er mellom 10 kHz til 1000 kHz. Slik deteksjon vil være immun mot støy fra nettet, men kan gi akustisk støy som for eksempel mekanisk støy fra transformator kjernen. Denne støyen fra omgivelsene kan gjøre det vanskelig å detektere og lokalisere de partielle utladningene. Denne metoden har lav følsomhet og kan heller ikke oppdage hulromsutladninger med mindre de er veldig store.

Kjemisk deteksjon: Ved kjemisk metode måles de kjemiske biproduktene som produseres gjennom PD-aktivitet. Denne metoden er mye brukt i transformatorer ved hjelp av oppløst gassanalyse (DGA) med Duval Triangle-diagnostikk. Duval-trekanten er en grafisk representasjon av tre gasser: hydrogen, metan og etan. Konsentrasjonen av hver gass er plottet på hver sin akse med hydrogen på x-aksen, metan på y-aksen og etan på z-aksen. Det plottede punktet som representerer konsentrasjonen av de tre gassene, danner et punkt i trekanten. Ulike punkter i trekanten tilsvarer ulike typer feil. Metoden gjelder også for gassisolerte transformatorer hvor analyse og deteksjon av SF₆ gass komponenter kan brukes. Den største fordel med denne metoden er at den er immun mot støy og relativt lett å måle. Men den vil ikke si noe om lokaliseringen og intensitet av PD-aktiviteten.[1]

PRPD-analyse: En PRPD (Phase Resolved Partial Discharge) analyse er en visuell representasjon av PD-aktivitet i forhold til en 360 graders AC sinusbølge. Et faseoppløst PRPD plot vil vise amplituden til en hver utladningshendelse i forhold til fasevinkelen. Spenningen i et kraftssystem vil naturligvis stige og synke over tid.

Dette vil si at spenningen over defekten også vil variere over tid. Dermed vil det kun skje utladninger til bestemte tider og amplituder. Hvert punkt i plottet representerer en registrert utladningshendelse. Det er dette som skaper PRPD mønsteret. Hvert PRPD mønster vil være unikt fordi alle defekter vil være litt forskjellige fra hverandre. Defekten vil være av en bestemt type og ha en unik fysisk form. Selv om mønstrene er unike kan man kjenne igjen trender i spesifikke feil. [7]

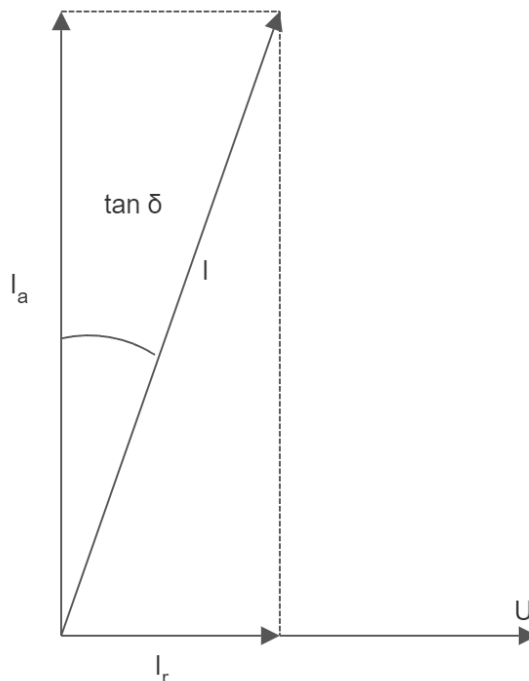
2.4 Tan δ -målinger

En tan δ -måling er en måling av tapsfaktoren. Denne faktoren forteller noe om tapene i isolasjonen. Faktorer som påvirker tapene i isolasjonen kan blant annet være harmoniske forvrengninger og ikke lineære effekter. Ved PD-aktivitet vil små mengder energi frigjøres som varme og kan føre til at isolasjonen varmes opp. Dette kan føre til at tapsfaktoren øker. Tapene er avhengig av flere faktorer, og derfor vil en økning i temperaturen ikke nødvendigvis føre til økning av tapsfaktoren. PD-aktivitet over tid kan medføre varmeutvikling i isolasjonen og dermed føre til økende tap på sikt. Tan δ -målinger gjøres som regel ved planlagte vedlikehold eller ved mistanke om feil på transformatorgjennomføringen. Det er også ulike metoder å finne tapsfaktor på [8] [9].

Kondensator har tilført en spenning på 90 grader i forhold til den kapasitive strømmen. Grunnet aldring, smuss, fuktighet og urenheter, så vil gjennomføringen aldri være 100 prosent ren. En elektrisk lekkasjestrøm vil oppstå og man har en såkalt resistiv komponent. Den elektriske lekkasjestrømmen vil være ganske lav. Forholdet mellom den kapasitive komponenten og den resistive komponenten er kjent som tan δ . Med denne vinkelen som oppstår, kan man analysere og bestemme tilstanden til gjennomføringen [8] [5].

I følge figur 2.2, så vil den resistive strømmen strekke seg langs x-aksen. Den kapasitive komponenten vil føre lekkasjestrøm med 90 grader og vil dermed strekke seg langs y-aksen. Den totale lekkasjestrømmen (I) vil strekke seg ut til skjæringspunktet. Det blir dermed dannet en vinkel mellom total lekkasjestrøm (I) og den kapasitive, såkalt tan δ . [5]

$$\tan\delta = \frac{I_r}{I_a}$$

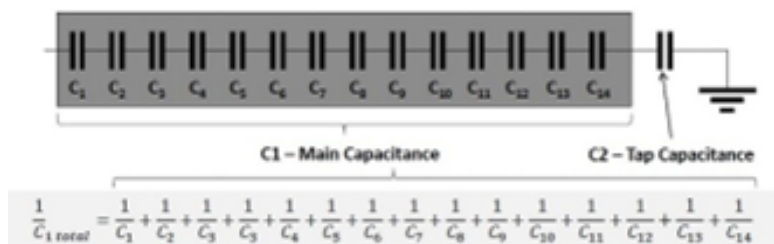
Figur 2.2: Fremstilling av tapsvinkelen $\tan \delta$

2.5 Kapasitans

Gjennomføringer består av en rekke med kapasitanser i serie. Kapasitansene sin oppgave er å fordele/utjevne feltstyrken utover, slik at det ikke oppstår et overslag. Disse kapasitansene ligger lagvis mellom papirene inne i gjennomføringen, og har varierende lengder for å bidra til en optimal fordeling av feltstyrken.

Nesten all lekkasjestrøm er kapasitiv strøm. Om to av lagene inne i gjennomføringen er kortsluttet, så vil den totale kapasitansverdien øke. Dette resultere i økning av lekkasjestrøm. For å finne ut hvor mange lag som er med i et sammenbrudd/kortslutning, så må man vite antall lag som er i gjennomføringen. Prosentandelen av kapasitansøkningen kan deretter regnes ut. Da fastsetter man antall lag som er involvert [9].

En gjennomføring til 550kV har mellom 60 og 70 kapasive lag. Det vil si en økning på 1,5% av kapasitansen ved en kortslutning mellom to lag. En gjennomføring til 138kV har mellom 20 og 30 lag. Den typen vil ha en økning i kapasitans på 4% for kortslutning mellom to lag. Figur 2.3 gir et innblikk i hvordan gjennomføringen er bygget opp med kapasitanser. Kapasitansene beregnes ut fra at de ligger i serie, med en målekapasitans mot jord [9] [1].



Figur 2.3: Oppbygning av gjennomføring med kapasitans i serie

2.6 Oljeprøve

Oljen i gjennomføringene er et isolasjonsmedium. Den bidrar også til varmetransport og beskyttelse av papirisolasjonen i gjennomføringer. Oljeprøve (DGA) blir utført for å sjekke tilstanden til gjennomføringen ved å utføre analyse av oppløste gasser i oljen. Det kan finnes flere type feil ved å ta DGA prøve. Blant annet utladninger i olje og hulrom eller unormalt høye temperaturer som kan indikeres ved at det dannes økt konsentrasjon av spesifikke gasser og forholdet mellom dem blir påvirket. DGA vil kunne verifisere tilstanden til gjennomføringen. Det blir også målt fuktighet i oljen, men det vil være en dårlig indikator i forhold til $\tan \delta$ og kapasitans test. Dette fordi fuktigheten vil trekke seg til papiret og derfor vil det vanligvis bli utført $\tan \delta$ og kapasitans test i tillegg. Gjennomføringene er ikke konstruert for at det skal bli tatt oljeprøver, siden de er hermetisk lukket. Det er en risiko å ta en DGA prøve, fordi dette medfører at man må åpne en tett gjennomføring. Det kan derfor være fare for tilføring av fukt og/eller forårsake oljelekkasje når gjennomføringen åpnes.

Oljeprøver blir tatt av den aktuelle gjennomføringen og sendt til laboratorium. På laboratorium ser man også status på aldring, vanninnhold, gjennomslagsspenning og nøytralisasjonsverdi. Ut fra verdiene kan man avgjøre eventuelle levetidsforlengende tiltak [10].

2.7 HV-lab

På høyspentlaboratoriet blir offline-tester utført. Her vil alle typer offline-tester være mulig å utføre. Måling av $\tan \delta$, kapasitans og PD- måling blir gjennomført. Disse målingene kan også utføres på anleggene, men i et laboratorium er alt av støy fra transformatorstasjon fjernet. Dette bidrar til bedre og mer nøyaktige målinger. Laboratorium har også mulighet for oppvarming av gjennomføringer slik at måling av PD blir mest mulig korrekt. FDS/PDC- måling har en høyere følsomhet for tidlig fuktinntrengning og blir også utført i lab. En enkel metode som blir brukt på laboratorium for å se tilstanden til isolasjonen er å ta en oljeprøve. Oljeprøven blir analysert og det blir gjort en gassanalyse på laboratorium [8].

Testing av gjennomføringer i spesialiserte laboratorium er en mulighet for å teste tilstanden. Gjennomføringen må da bli koblet fra transformatoren og sendes til et

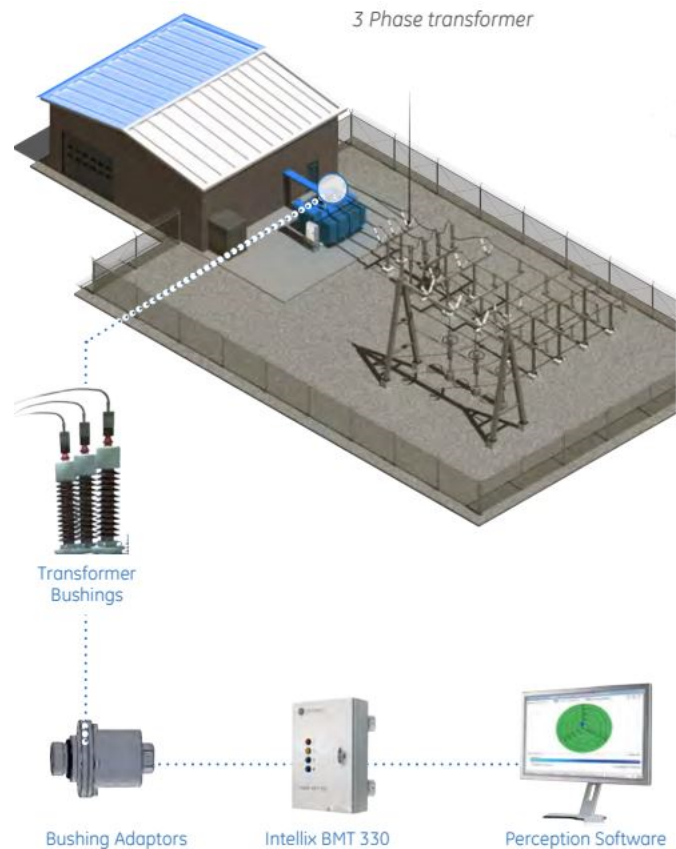
laboratorium som tar ulike tester. Dette innebærer at transformatoren blir satt ut av drift, dersom nettselskapet ikke har en gjennomføring i reserve å sette inn. Avstand og tidsbruk for test på laboratorier er avgjørende faktorer med tanke på avbruddstid av transformatoren.

2.8 Kontinuerlig måling

Målinger på gjennomføringer kan gjøres på flere forskjellige måter. Statnett sine prosedyrer for vedlikeholdsmålinger er $\tan \delta$, kapasitans og PD-måling. Målingene utføres etter 16 år på ny gjennomføring, og deretter etter hvert 6 år om ikke tilstanden sier noe annet. Transformatorene må ut av drift og sikres når målingene utføres. Resultatene blir lagret og gjennomgått, for å se etter noe unormalt eller feil.

For kontinuerlig måling finnes det online løsninger som måler tilstander over tid. En løsning er å måle kontinuerlig PD. På grunn av aldring, skade eller produksjonsfeil oppstår det PD inne i gjennomføringen. Ved overvåking over tid, så vil man se utviklingen som skjer og kan lettere fange opp uventede problemer før det skjer et mulig havari. Det finnes systemer laget for online måling av PD på markedet. Systemet består i hovedsak av sensor for hver gjennomføring, kabel og datainnsamlingsboks/HUB.

Tan δ og kapasitans kan også overvåkes online. Kjente produsenter/leverandører som Siemens og General Electric leverer slike systemer. Systemet vil kunne måle lekkasjestrøm, $\tan \delta$ og kapasitans. Hovedkomponentene består av sensorer, data-samlingsboks/HUB og kontrollpanel/data. Denne type måling vil gi en kontinuerlig overvåking. Sensorene plasseres på måleuttaket på gjennomføringene. Signalene/resultatene blir behandlet og fremstilt på et dashboard. Systemet kommer ferdig fra produsent. Et eksempel på General Electric's system kan sees i figur 2.4. Denne type system er et overvåkingssystem av gjennomføringer og ikke et kontrollsystem [11].



Figur 2.4: Eksempel på installasjon av kontinuerlig overvåking [11]

Online systemer har som fordel å detektere feil i en tidlig fase. Dette kan bidra til å redusere risikoen for havari av gjennomføringer, som videre kan bidra til å redusere risikoen for havari av krafttransformatorer. Økonomisk sett, så krever det en investering å ta i bruk online systemer. Det er en kostnad å kjøpe, installere og sette i drift. Det krever også personell som kan analysere data og behandle eventuelle feil. Fordelen er at det muligens kan føre til færre gjennomføringshavarier. Transformatorer må heller ikke settes ut av drift ved testing som ved offline målinger. Prinsippet for online måling er at en kan ha kontroll av gjennomføringene til en hver tid og gjør det mulig å lage en vedlikeholdsplan ut fra det. Som vist i figur 1.1-1.2, så er havari av gjennomføringen en av de vanligste årsakene til havari av krafttransformatoren. [11] [12]

2.9 Balansestrømsmetoden

Balansestrømsmetoden er en av de vanligste overvåkningsmetodene av transformatorgjennomføringer. Her kalkuleres den resulterende viseren ut fra signalet fra tre ulike gjennomføringer. Prinsippet for denne metoden går ut på at under optimale tilstander, så vil summen av alle fasevinklene til lekkasjestrømmene for de tre gjennomføringene være lik null eller være veldig liten. Dette innebærer at amplituden på alle spenninger er like og faseskiftene er akkurat 120 grader. I praksis så vil lastene i et kraftnett være i ubalanse slik at en spenningsvariasjon på 1-2% og opp til 0.2 grader faseskift blir sett på som vanlig, men også høyere enn dette i ustabile nett.

Selv en liten endring i hvilken som helst strømvise vil føre til relativt store endringer i den resulterende viseren. Endringer i kapasitans og $\tan \delta$ sammen med den mistenkte gjennomføringen kan da beregnes ut fra endringen i den resulterende viseren. Denne teknikken gir god følsomhet for endringer i $\tan \delta$, men spenningsasymmetrier i trefasesystemer kan redusere denne følsomheten betraktelig. [1]

2.10 Referanse/utgangspunkt

Prinsippet med referansemetoden er å måle faseskiftet mellom lekkasjestrømmen på gjennomføringen og et referansesignal fra utgangsspenningen på transformator (VT). En kan øke nøyaktigheten av effektfaktor og kapasitansmålingene ved å bruke en referanse fra samme fase. Ved offline målinger brukes en standard gassfylt kondensator. Dersom denne mangler kan man bruke eksisterende spenningstransformatorer fra samme fase som gjennomføringene som referanse. Utgangsspenningen til transformatoren (VT) vil ikke være avhengig av lasten. [1].

Når inngangssignalene er synkronisert digitalt, vil all signalbehandling bli utført av programvarealgoritmer. Eksisterende faseskift som er forårsaket av kabling og utgangsspenninger på transformator (VT) må så kompenseres. Hovedutfordringen med denne metoden er å eliminere støy og finne en stabil referanse. Dersom en mangler utgangsspenning (VT) eller kondensator som referanse, kan en gjennomføring fra samme fase eller en gjennomføring fra en søstertransformator brukes som referanse [1].

Kapittel 3

Metode

I denne delen skal det gjøres rede for fremgangsmåten som er benyttet i oppgaven. Her begrunnes valg av metode og hvordan det har blitt innhentet data/litteratur. Kapitlet vil dermed beskrive hvordan man har gått frem og valgene som er blitt tatt. Hovedtyngden på denne oppgaven er litteraturstudie, og det blir dermed brukt ulike kilder for å innhente seg relevant informasjon og kunnskap.

3.1 Valg av metode

Det er to hovedtyper metoder som normalt blir benyttet i akademiske tekster; kvantitativ og kvalitativ. I denne rapporten har kvalitativ metode vært den mest relevante, da kvalitativ metode går ut på å samle inn relevant tekst og bruke denne teksten til å utforme oppgaven. Måten metoden har blitt brukt på i denne rapporten, er ved hjelp av litteraturstudie hvor relevant eksisterende litteratur har blitt samlet inn og studert for å se om det er en enighet om løsninger for det aktuelle temaet.

3.2 Litteraturstudier

I denne oppgaven har mye av forarbeidet gått til litteraturstudie med vektlegging på pålitelige kilder og at kildene kan verifiseres fra flere hold.

For resultat og teori delen av denne oppgaven har mye av informasjonen kommet fra bedrifter som leverer løsninger for problemstillingen og vil ha en interesse i å fremstille data og informasjon i et positivt lys. Vi har brukt kildene fra bedriftene med et kritisk syn og sammenlignet de med relevant forskning på feltet for å sikre at informasjonen stemmer der det har vært mulig.

Det har vært nødvendig for oppgaven å finne resultater fra systemer for kontinuerlig måling der det er brukt i praksis. For å finne denne informasjonen har vi kontaktet bedriftene som selger systemene da det ikke var mulig å oppdrive denne informasjonen andre steder. Denne informasjonen er fra faktiske måleresultat av systemet i bruk som kan bekrefte informasjonen, og derfor blir disse resultatene sett på som pålitelig.

Tilliten til litteraturen i forbindelse med et slikt prosjekt vil variere med bakgrunnen og formålet med informasjonen som er gitt. Det har vært en del utfordringer knyttet til å finne pålitelige kilder, og da spesifikt om kontinuerlig PD måling fordi dette fortsatt er et veldig nytt tema som diverse aktører vurderer å innføre. Generelt sett blir bøker og forskningsartikler sett på som en mer pålitelig informasjonskilde på grunn av deres vitenskapelige formål og kunnskapsdeling. Artikler og presentasjoner laget av produsenter kan ha en tendens til å presentere informasjon for å fremme sitt eget produkt. Dette vil være viktig å ta med i betraktning underveis i arbeidet. Det har kun blitt referert til kilder som har blitt ansett å være pålitelig og av god kvalitet.

Det har blitt brukt flere metoder for å sikre og kontrollere påliteligheten av kildene som er brukt. I forhold til teori og generell informasjonsdeling har det blitt lagt hovedvekt på kilder som ikke har interesse for å fremme et produkt, eller påvirke leseren sitt syn. Det har blitt brukt flere uavhengige kilder for å bekrefte informasjon. Dersom det ble funnet ut at flere kilder støtter den samme påstanden, vil det være en høyere sannsynlighet for at den informasjonen er korrekt. Videre har troverdigheten til kildene også blitt vurdert opp mot erfaring, ekspertise og bakgrunnen de har innen fagfeltet, og at den aktuelle kilden har en tidligere historie med å gi ut pålitelig informasjon. Det har blitt kontrollert at informasjonen som er brukt er relevant og oppdatert i forhold til perioden prosjektet er jobbet med. Standarder og diverse informasjon kan raskt endres over tid, og vil ikke alltid være like relevant i fremtiden. Til slutt er det viktig å påpeke at det ofte er vanskelig å være 100% sikker på at den informasjonen som er gitt er pålitelig. Det kan være tilfeller hvor det er kilder som regnes som pålitelig har motstridende informasjon eller at det ikke har vært nok informasjon om feltet for å trekke frem tydelige konklusjoner.

3.3 Utførelse

I startfasen av oppgaven har det blitt gjennomført et felles møte med oppdragsgiver og intern veileder. Hovedfokuset har vært på oppbygging av problemstillingen og hvordan oppgaven skal vinkles inn mot målinger av gjennomføringer. Det ble også diskutert hva slags konsekvenser det innebærer ved feil eller havari på gjennomføringene. Dette har bidratt til å få frem en tydelig og oversiktlig problemstilling.

Arbeidet har i større grad foregått på campus på NTNU i Gjøvik og da som arbeid i gruppe. Oppgaven krever mye litteraturstudie, og dermed mye forarbeid før rapporten påbegynnes. I selve arbeidet av oppgaven har gruppen jobbet tett sammen. Alle gruppemedlemmene har dermed fått stort innblikk i hele prosessen, da alle har bidratt i alle delene av oppgaven.

Under hele prosessen har det vært kontakt med veiledere ved NTNU og oppdragsgiver fra Statnett. Det har blitt holdt veiledningsmøter på NTNU og da med veileder Tor Arne Folkestad. Det har også blitt holdt møte med Statnett på grunn av ulike spørsmål og problemstillinger man har kommet over. Hovedsakelig er det holdt kontakt med arbeidsgiver via mail og telefon, noe som har fungert veldig bra.

3.3.1 Kontakt med bedrifter og fagpersoner

Gruppen har vært på bedriftsbesøk hos Statnett. Besøket ble arrangert på hovedlageret for kraftstransformator og gjennomføringer. Opplegget var en gjennomgang av kraftstransformatorer og gjennomføringer med omvisning, samt en innføring av målerutinene som Statnett har. Det ble utført tan δ - og kapasitans målinger på ulike type gjennomføringer. Det ble også en teoretisk gjennomgang av målinger, målemetoder, oppbygning og type gjennomføringer som Statnett bruker.

Fagpersoner i bransjen har bidratt til mye lærerik og relevant kunnskap. Det har blitt kontaktet fagpersoner som har kunnskap og/eller erfaringer innenfor ulike løsninger som kan brukes til måling av gjennomføringer. Løsninger som blant annet omhandler online og offline målinger. Gruppen har vært i kontakt med ulike bedrifter som General Electric, Siemens Energy og Hitachi Energy. Bedriftene har sine egne løsninger på hvordan de utfører målinger på gjennomføringer, da med sine produkter. Dette har bidratt med ulike synsvinkler på løsninger som kan benyttes og hvordan de ulike bedriftene foretrekker å gå frem for test og kontroll av gjennomføringer. Intern veileder og universitetslektor Tor Arne Folkestad har vært en viktig fagperson med mye kunnskap og innsikt i det aktuelle temaet. Veileder har holdt kontakt og gitt oss tips på hvordan man skal angripe oppgaven. Han har også gitt anbefaling på hvordan ulike problemstillinger kan løses både faglig og i forhold til oppbygging av rapporten. Dette har bidratt til god flyt på arbeidet gjennom hele perioden.

Erfaring/historikk: I dette prosjektet har det vært relevant å se på tidligere erfaringer og historikk knyttet til PD og tan δ målinger. Tidligere erfaringer har blitt innhentet ved litteratursøk og kontakt med fagpersoner. Gruppen har vært i møte med General Electric i regi av Magne Karlsen. Der fikk vi kunnskapsrik informasjon fra flere ingeniører som jobber med dette temaet, samt gjennomgang av suksesshistorier og løsninger de leverer. Dette har gitt oss mulighet til å se på tidligere historikk av de ulike målemetodene.

3.3.2 utfordringer

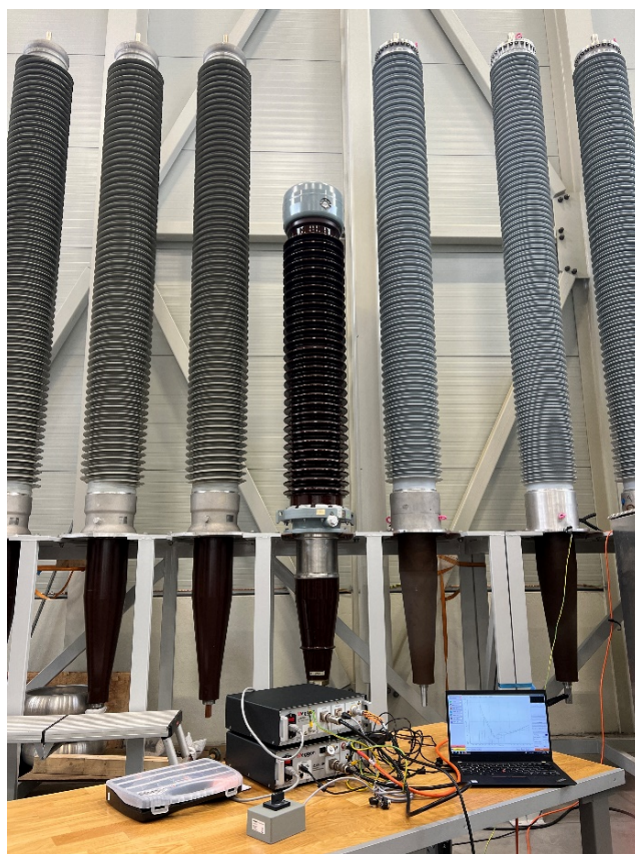
Gjennom bachelorperioden har man støtt på noen utfordringer. Relevant kunnskap har vært litt komplisert å få tak i. Mange aktuelle rapporter og litteratur ligger bak lisens. Ikke alle rapporter er offentlig publisert og krever da at man kontakter aktuelle bedrifter for å få tilgang. Per dags dato er det lite grunnlag for online målinger av PD. Bedrifter er i vurderingsfasen for denne type bruk av målesystem og det er derfor krevende å finne litteratur om dette.

Kapittel 4

Resultat

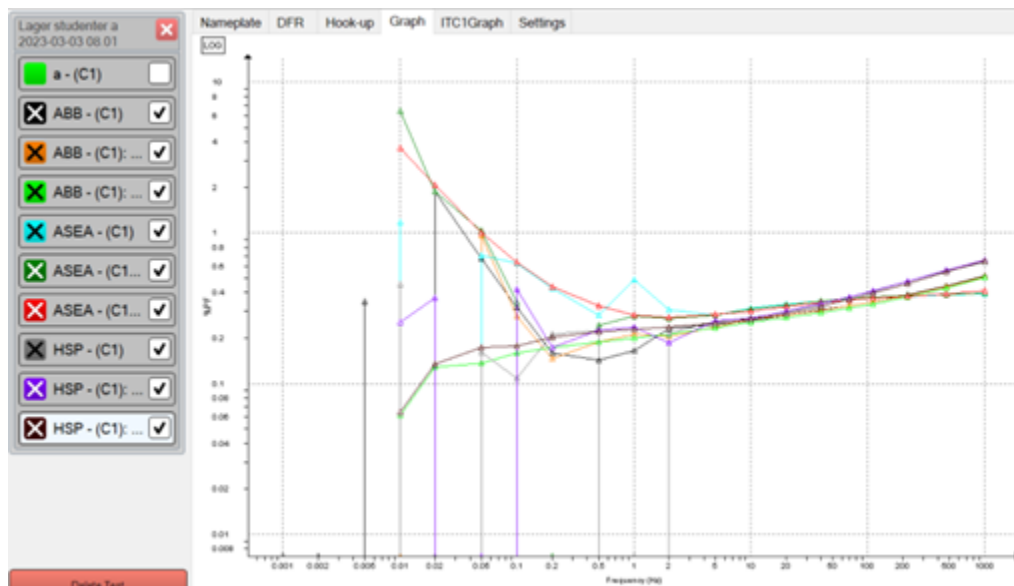
4.1 Målinger hos Statnett

I Statnett sine lokaler har det blitt gjennomført målinger på ulike type gjennomføringer. Statnett har i hovedsak transformatorgjennomføringer av type OIP (oil-impregnated paper) og RIP (resin-impregnated paper). Målingene utføres ved hjelp av en målebro med frekvensområde ned til 1mHZ. Måleoppsett er vist i figur 4.1. Tidsbruk per måling er avhengig av hva slags måleintervall som undersøkes. Målinger på gjennomføringene som figur 4.3, 4.4 og 4.2 viser, ble gjort i et måleområde på 1000Hz og ned til 0,01 Hz.



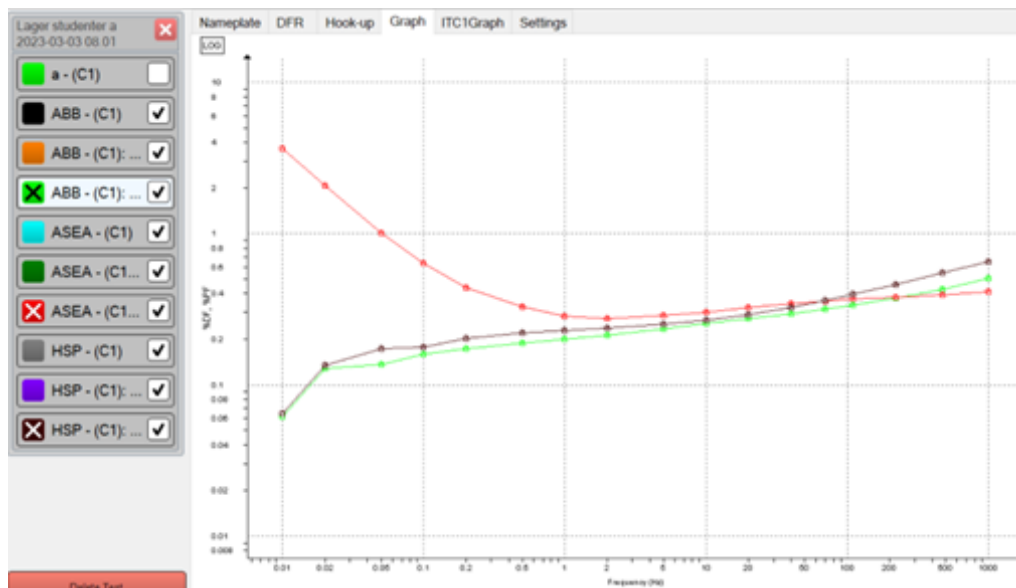
Figur 4.1: Måleoppsett

I nærheten av gjennomføringene, ble et tørkeaggregat tatt i bruk til vedlikehold av en kraftstransformator. Målingene ble straks ustabile, og det ga store utslag på måleresultatene som kan sees på figur 4.2. Måleresultatene ble dermed ukorrekte og de kan dermed ikke brukes til å trekke en konklusjon om tilstanden til gjennomføringene. Støy i dette tilfellet har stor påvirkning på målinger som utføres. PD-målinger som ikke ble gjennomført i dette tilfellet, er enda mer ømfintlig for støy.

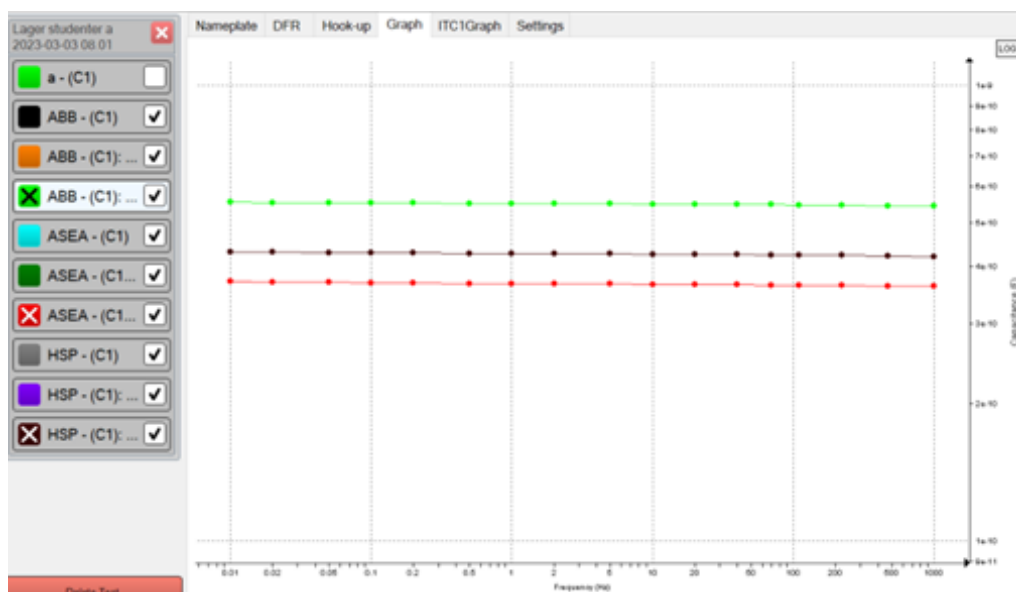


Figur 4.2: Tan δ -måling med forstyrrelser

I figur 4.3 er det presentert måling av gjennomføring uten forstyrrelser. Ut fra analysen, kommer det frem hvordan kurven forandrer seg etter hvilket nivå frekvensen ligger på. Ved lavere frekvens ser man at det blir større utslag mellom gjennomføringene. Ønskelig nivå er DF (Degraderings faktor) under 1. Ved frekvens på 0,05 ser man at rød gjennomføring stiger til DF på over 1. Dette tyder på at gjennomføring må undersøkes nærmere og bør ikke bli tatt i bruk. Det ville vært optimalt om alle linjene hadde fulgt hverandre systematisk nedover. Figur 4.3 viser dermed viktigheten ved måling i svært lavt frekvensområdet. Målebro ved høyere frekvens intervall ville ikke fått samme utslag (20-50HZ).

Figur 4.3: Tan δ -måling uten forstyrrelser

Ut fra samme måling så blir det fremstilt kapasitansmåling. Ut fra figur 4.4 ser man rette linjer som representere kapasitansen i de ulike gjennomføringene.



Figur 4.4: Kapasitans uten forstyrrelser

4.2 Online systemer

Flere leverandører leverer sine løsninger for online målinger på gjennomføringer. Hitachi Energy, Siemens Energy, Kelvatek og General Electric er leverandører som kan levere onlineløsninger i Norge. Hovedprinsippet for online måling av tan δ og kapasitans er likt uavhengig av hva slags type leverandør som leverer produktet.

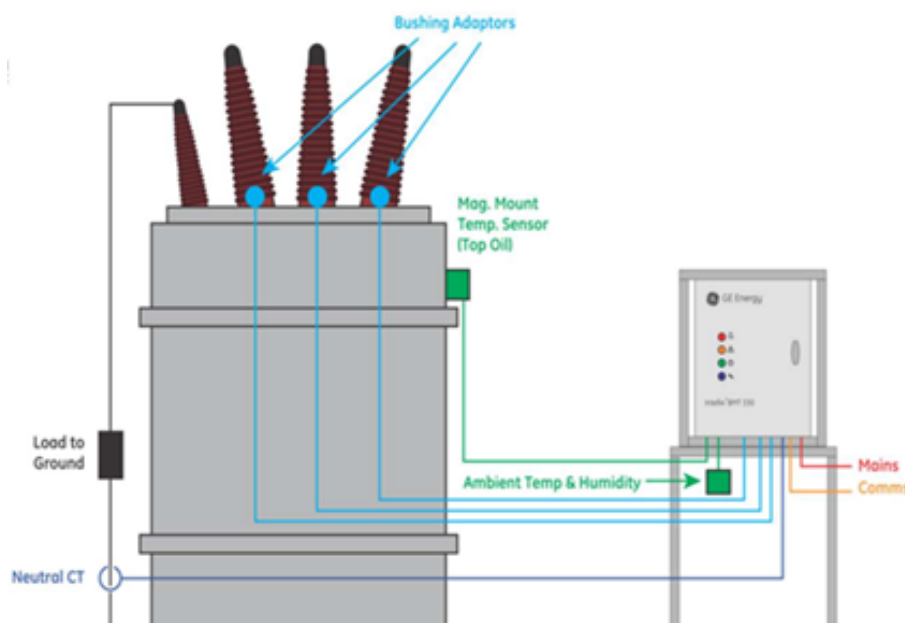
Analyse og bearbeiding av data gjør at kontinuerlig måling gir et helhetsbilde av tilstanden til gjennomføringen til enhver tid. Dette bidrar til å kunne legge merke til negative trender i en tidlig fase som videre kan minimere risikoen for havari. [12] [13]

En gjennomgang av ulike systemer for kontinuerlig måling og resultater fra systemene i bruk, vil nå bli presentert.

4.3 BMT 330

BMT 330 er et av de eksisterende online målesystemene som finnes på markedet og tilhører General Electric. Systemet kontinuerlig overvåker tilstanden til transformatorgjennomføringene og registrerer endringer av kapasitansen ($C1$) og relativ effektfaktor ($\tan \delta$). Det har også mulighet til å oppdage tilstedeværelse av PD aktivitet i transformatorens hovedtank. Systemet kan også ta for seg andre viktige målinger som temperatur i olje/omgivelse og DGA i tanken om ønskelig.

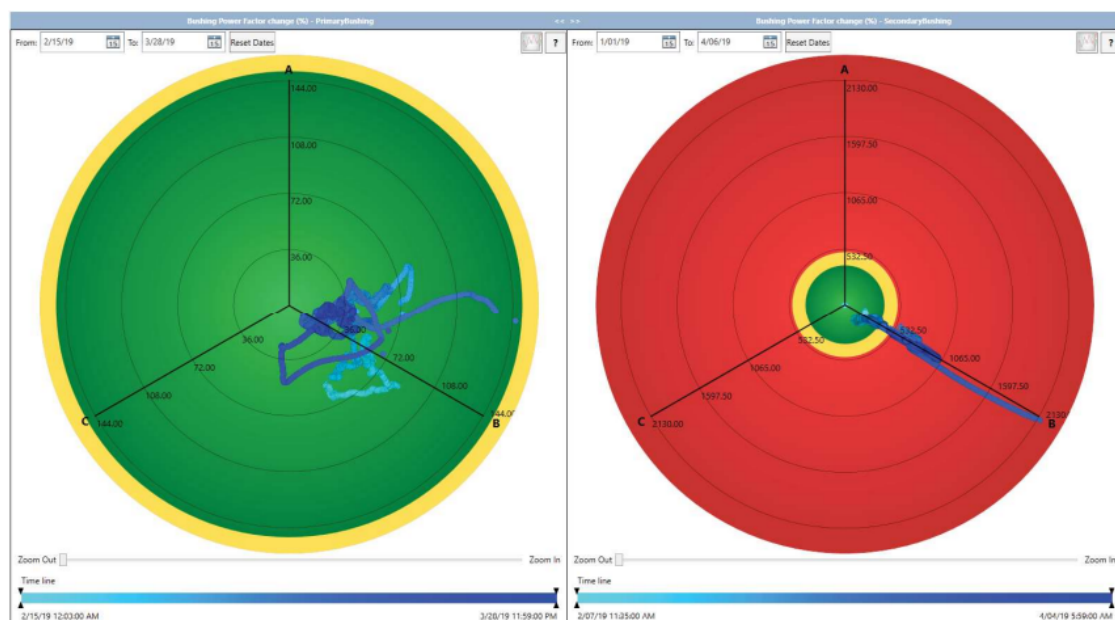
Hovedprinsippet for dette systemet vises på figur 4.5. Hver sensor kobles til hver av gjennomføringene. Disse monteres på måleuttakene som finnes på flensen av hver gjennomføring. Det er en boks for måling av temperatur og fuktighet. I tillegg er det et GPS signal som gir nøyaktig tidsinformasjon. Dette er viktig for å synkronisere datainnsamling på tvers av flere overvåkningsenheter og systemer. Nøyaktig timing bidrar også til å diagnostisere transiente hendelser som partielle utladninger. Eksterne sensorer som brukes er for måling av temperatur i oljen og for høy frekvent strømtransformator. Kabling for denne installasjonen er av type coaxialkabel. Det tilhørende programmet som General Electric bruker er Perception og brukes for å visualisere og analysere resultatene. [11] Henviser til tillegg A. Videre vil det bli presentert en case som viser systemet i bruk og et eksempel på hvordan BMT 330 kan brukes.



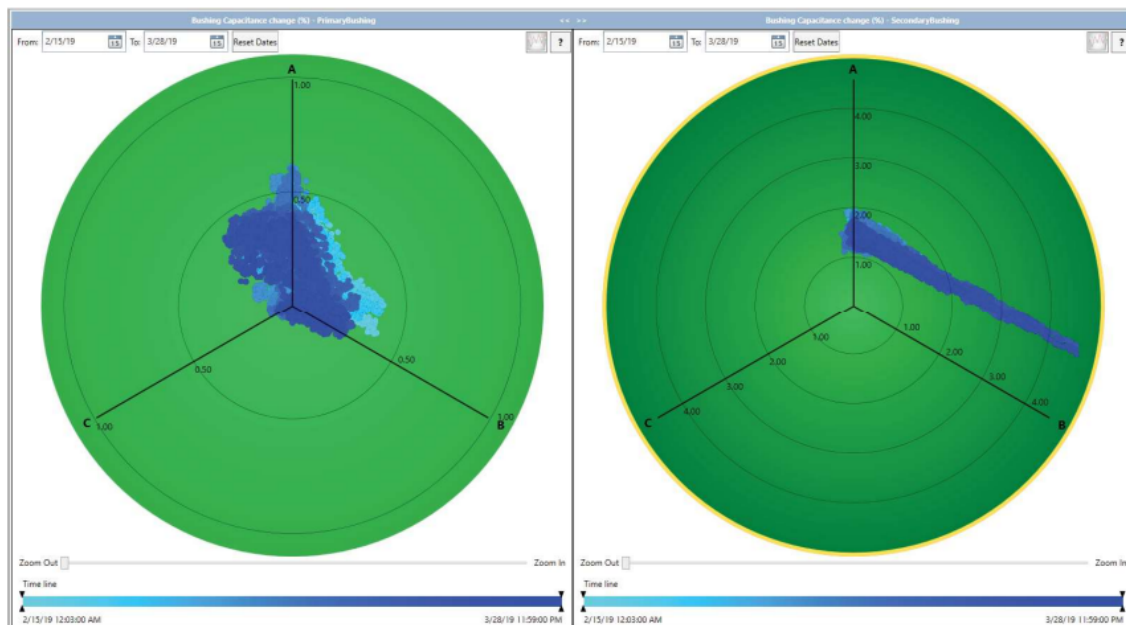
Figur 4.5: BMT330 prinsippkisse [11]

4.3.1 Case BMT 330

BMT330 har blitt tatt i bruk av energiselskaper over hele verden. Et eksempel på der det har blitt brukt med suksess, og løst et problem er hos den amerikanske energileverandøren Southern Power. Southern Power er en ledende energileverandør med 49 produksjonsanlegg som genererer strøm over hele USA. I forbindelse med et 102 MW solcelleprosjekt, Henrietta Solar project i California, trengte Southern Power en overvåking av en viktig 50MVA transformator. Den 26. mars 2019 oppstår det en alarm gjennom SCADA systemet på fase B gjennomføringen på sekundærsiden. Systemet hadde oppdaget at effektfaktoren hadde hatt en relativ økning i prosent fra 311% til 895% fra 27. februar 2019 til 26. mars 2019. Dette vil si at det har skjedd en meget stor endring av effektfaktor over kort tid. Polardiagrammet i figur 4.6 illustrerer denne økningen og sammenligner primær og sekundærsiden for den relative prosentendringen av effektfaktoren. Det observeres at datapunktene på primærsiden til venstre er stabile og innenfor det samme området, mens sekundærsiden viser en stor relativ økning i prosentvis effektfaktor fra fase B. Polardiagrammet i figur 4.7 sammenligner primær og sekundær gjennomføring med hensyn til prosentendringen av kapasitansen C1. Datapunktene på primærsiden er pakket tett sammen og viser en stabil normal operasjon. Sekundærsiden viser for fase B også her store endringer på 4,2%. Basert på måledataene ble det bestemt at transformatoren skulle kobles fra for å unngå de katastrofale konsekvensene denne feilen kunne medføre. Gjennomføringen ble byttet, og det ble gjort offline tester på den gamle gjennomføringen. Testene viste at gjennomføringen hadde alvorlige feil. Dermed hadde online systemet riktig oppdaget de raske endringene av effektfaktoren som oppsto denne ene måneden. Henviser til vedlegg C.



Figur 4.6: Relativ forandring effektfaktor

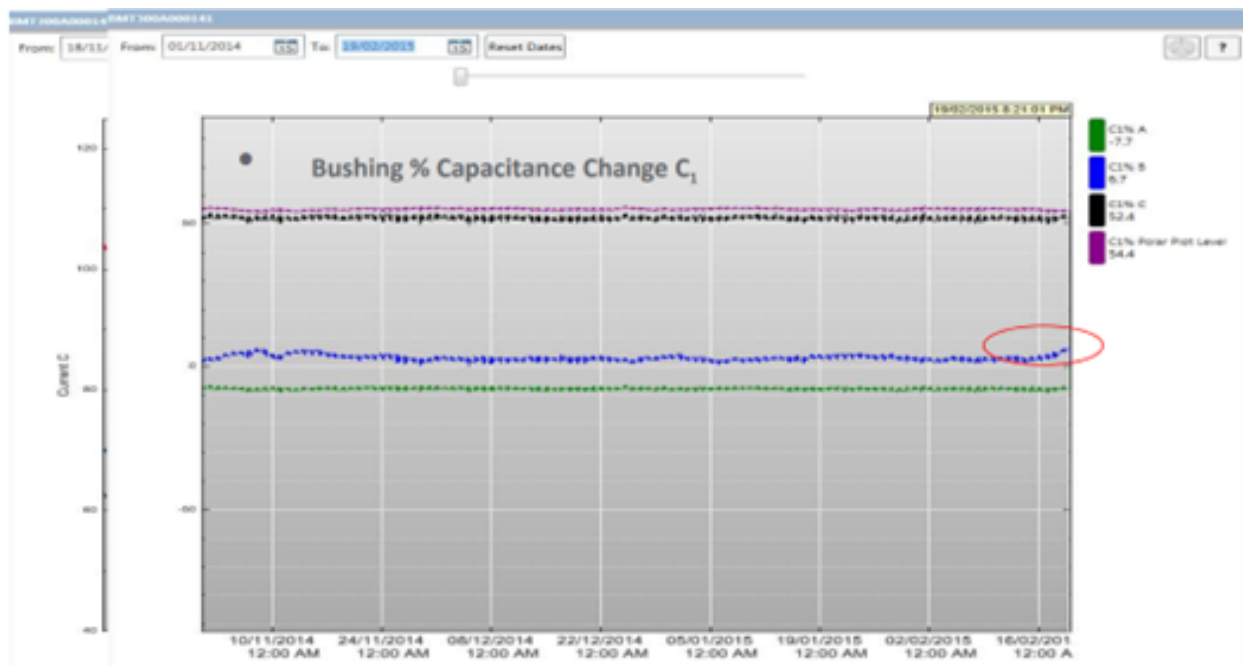


Figur 4.7: Relativ forandring i C1

4.3.2 Eksempel på bruk av BMT 330

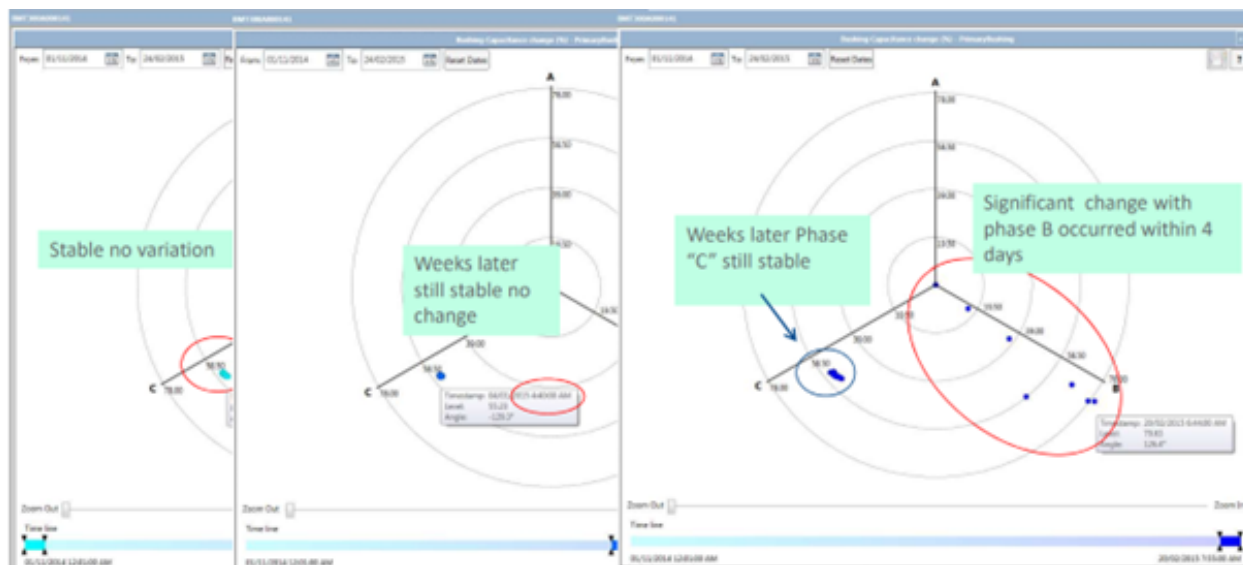
Systemet detekterer og overvåker kontinuerlig. Ved feil eller unormal trend i analysen, så vil systemet gi ut varslingsgrad etter hvordan alvorlighetsgraden på feilen som er oppdaget. Nedenfor ser man figurer som fremstiller hendelser der det blir oppdaget uønskede situasjoner. Dataene i figurene under, er hentet ut fra feltet der systemet har blitt installert og har vært i drift.

I figur 4.8 er det blitt en unormal forandring i gjennomføring B (blå). Ved normal tilstand vil kapasitansen holde seg stabil uten store forandringer i kapasitans. I dette tilfellet har lekkasjestrømmen forandret seg og dermed ført til en uønsket forandring i kapasitans C1.

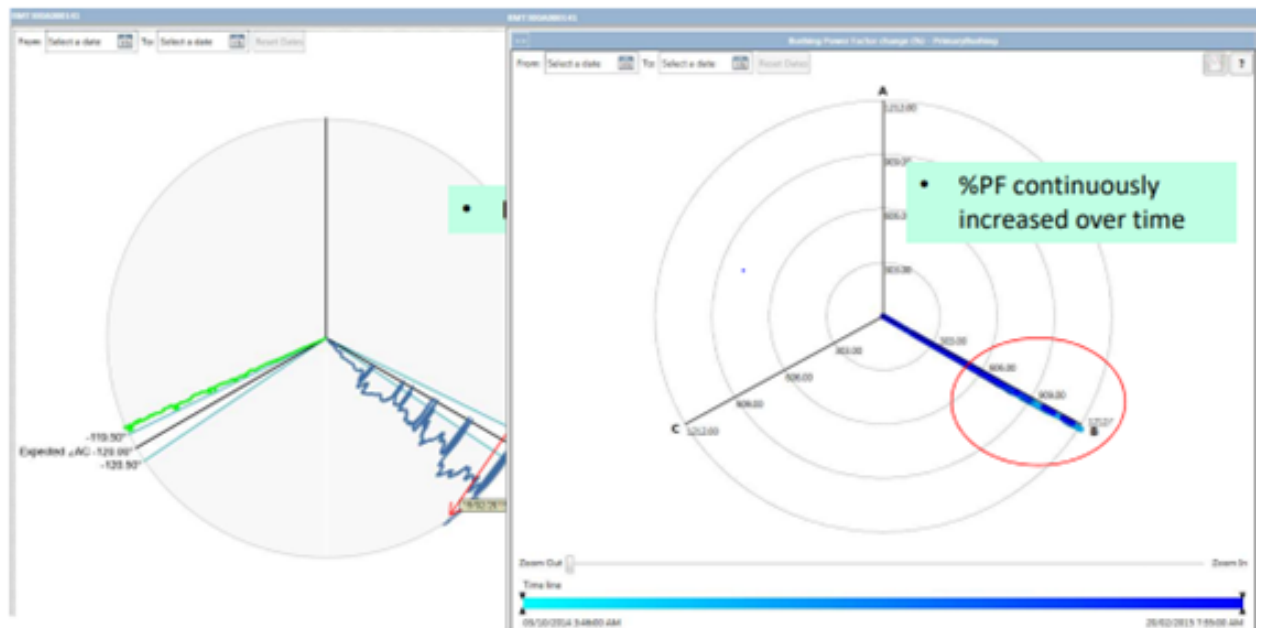


Figur 4.8: Endring i kapasitans i prosent

Figur 4.9 illustrerer utviklingen av kapasitansen over en gitt periode. Ved ønsket tilstand, er det svært lite variasjon i kapasitansen i hver fase. Fase C holder seg stabil, men fase B gir tydelig utslag. Fase B har et bredt spekter med stor variasjon, som indikerer at det har oppstått en feilsituasjon.



Figur 4.9: Utvikling av kapasitans i gjennomføring



Figur 4.10: Endring i effektfaktor

Mellom fasene skal det være en vinkel på nærmere 120 grader. I fase B skjer det en uønsket forandring. Dette sees tydelig i figur 4.10, da man samtidig har full oversikt over de to andre fasene. Effektfaktoren til fase B holder seg ikke stabil og begynner å skli ut over tid. Dette fører til økt effektfaktor og påvirker strømmen i den aktuelle gjennomføring. Dette er en indikasjon/tegn på en uønsket hendelse som er på gang. Henviser til tillegg C.

4.4 TOTUS TTM

TOTUS TTM er et system for overvåking av hele transformatorer lagd av Kelvatek, som er et selskap i Camlin Group. Systemet kan konfigureres for å overvåke opptil 9 gjennomføringer over tid, ved bruk av sensorer koblet til måleuttakene på hver enkelt gjennomføring. Det fulle systemet registrerer endring i kapasitans ($C1$), $\tan \delta$, temperatur, last, DGA og PD. Hovedformålet er å oppdage feil i tidlig fase og minimere risikoen for havari og farlige situasjoner ved hjelp av måledata. PD måling av gjennomføringene gjøres direkte på måleuttaket på gjennomføringene. Måleresultatene for PD skilles ut ved hjelp av algoritme og dataverktøy. Ved hjelp av algoritmene og måleteknikk vil systemet klare å skille mellom PD i tanken og PD fra gjennomføringene, samt skille ut støy fra omgivelsene. PD resultatene vil ikke være like nøyaktige som under en FAT test (Factory Acceptance Test), men vil kunne hjelpe i sammenheng med kapasitans og $\tan \delta$ å predikere feil og hvilke offline tester som vil være aktuell for å bekrefte måleresultatene[14]. Nå vil det bli gjennomgått tre forskjellige caser som viser systemet i bruk.



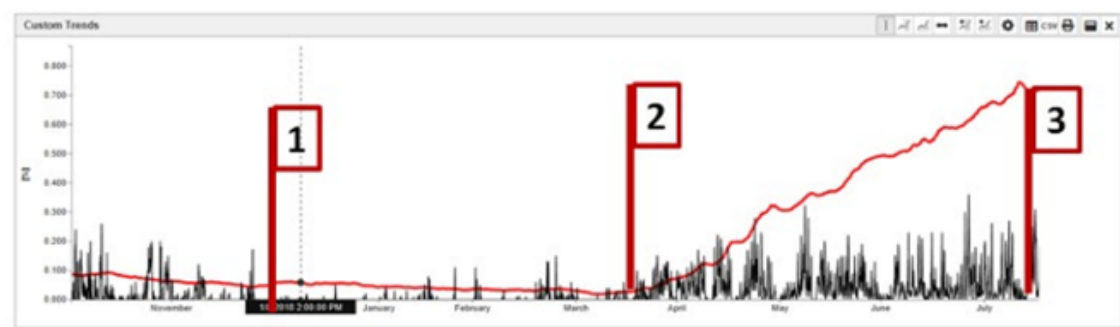
Figur 4.11: TOTUS TTM



Figur 4.12: Sensor på gjennomføring. TOTUS system

4.4.1 Case 1 TOTUS

I Canada bestemte et nettselskap å ta i bruk det mer avanserte systemet, TOTUS, som lot dem måle DGA i hovedtanken, samt PD i både hovedtanken og gjennomføringene. Selskapet har innført rutiner som innebærer å installere kontinuerlig overvåking på alle nye høyspent oljefylte gjennomføringer, og på eldre gjennomføringer hvor det er mistanke om feil. Hovedgrunnen til at energiselskapet valgte TOTUS systemet var muligheten for å kunne skille PD i tanken fra det i gjennomføringene, samt automatisk avvise støy. Enheten ble i dette tilfellet installert på grunn av mistanke om PD i transformatoren samtidig som gjennomføringene på transformatoren ble byttet ut. Omtrent to år etter at gjennomføringene var installert ble det varslet en alarm fra overvåkingssystemet om økt effektfaktor som indikerte at to av de tre 130 kV gjennomføringene hadde blitt svekket. Figur 4.13 viser den økende trenden for effektfaktoren (rød linje). Effektfaktoren begynte å øke i mars, og hadde en økning på ca. 0,7% som førte til at ytterligere undersøkelser var nødvendig. De svarte linjene viser antall PD per sekund i samme gjennomføring. Den viser noen sporadiske utladninger mellom oktober og april, men blir mer gjentakene etter april samtidig som effektfaktoren øker betraktelig. TOTUS systemet identifiserte kilden av PD til å være i gjennomføringen, og ved å analysere faseoppløst PRPD-plot var det mulig å spekulere i at PD i dette tilfellet skyldtes tilstedeværelsen av partikler i oljen. På bakgrunn av målingene som ble gjort, bestemte energiselskapet og koble fra transformatoren og utføre offline målinger, samt DGA og oljekvalitetstesting. Resultatene i ettertid kunne bekrefte at gjennomføringene var svekket i tillegg til dårlige verdier på oljekvaliteten. Dermed ble gjennomføringene byttet umiddelbart. Ved en visuell inspeksjon av gjennomføringen viste det seg at det ble funnet tilstedeværelse av metallisk forurensing. DGA prøver ble også gjort på alle andre gjennomføringer i samme parti, som ikke var utstyrt med kontinuerlig overvåking og det ble oppdaget at ytterligere tre gjennomføringer hadde unormale H2 verdier. I alt ble totalt fem gjennomføringer byttet ut på grunn av hendelsen. Hensviser til tillegg B.



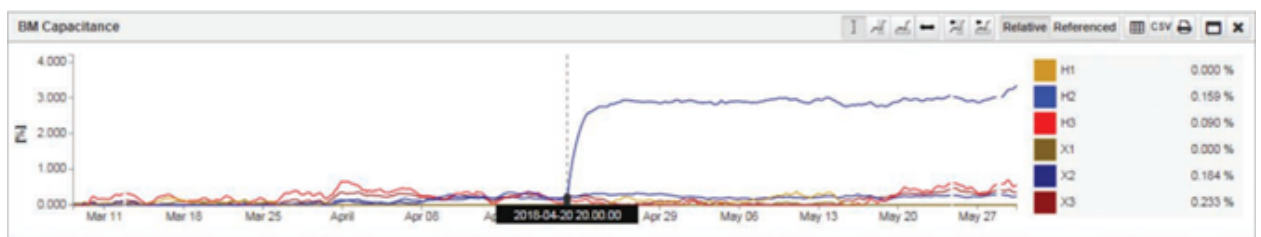
Figur 4.13: PD utvikling i gjennomføringene X3 på lavvoltage 130kV side (svart linje), samt $\tan \delta$ økning (rød linje) over tid

4.4.2 Case 2 TOTUS

Et nettselskap i Canada installerte TOTUS TTM i 2017, på en 30 år gammel gjennomføring. Gjennomføringen var plassert på en 504 MVA transformator. April 2018 ble det registrert en forandring av kapasitansen på fase H2. Kapasitansforandringen var på 2,8 %. Gjennomføringen ble tatt ut av drift og ble undersøkt videre med

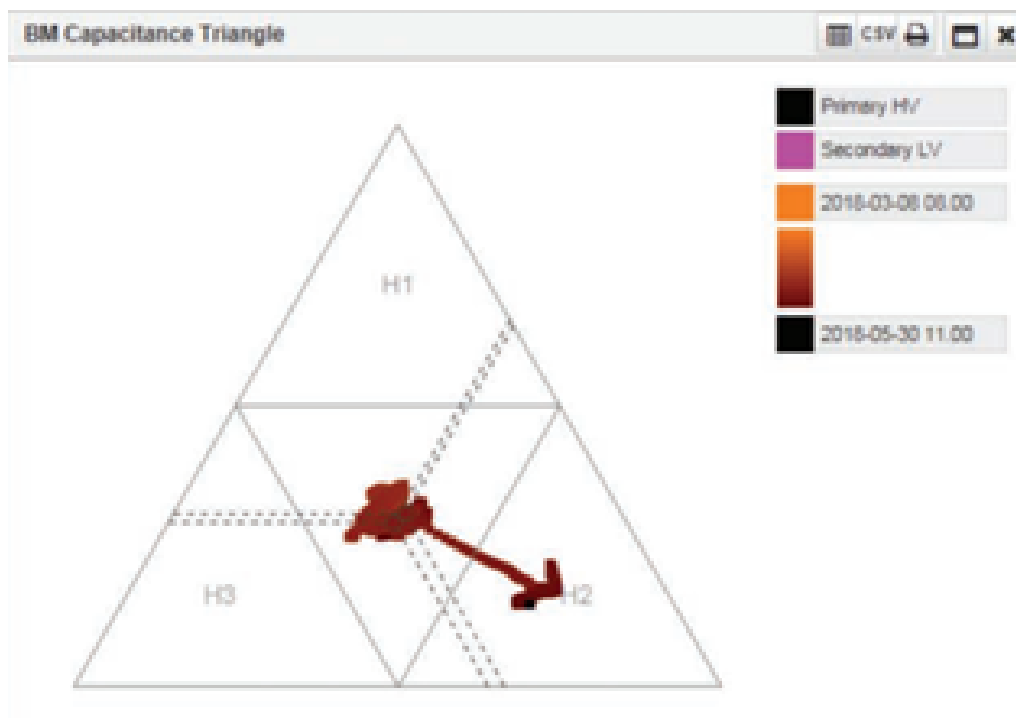
en offline test. Offline-testen bekrefter også kapasitansforandringen. I dette tilfellet, utgjorde TOTUS TTM en viktig rolle for å avdekke en stor risiko for havari av gjennomføringen. Systemet avdekker dermed gjennomføringer som har behov for vedlikehold og er da med på å minimere totalkostnadene med tanke på bytting og vedlikehold. Med en forandring av kapasitans på 2,8%, så utgjør det ikke en svært alvorlig risiko/fare. Da forutsatt at andre målinger ikke forandres ytterligere. Feilen ble oppdaget i en tidlig fase og tiltak ble iverksatt.

I figur 4.14, 20-04.2018, skjer det en brå endring av kapasitansen i fase H2 (blå). Som utgjør en økning på 2,8% og TOTUS TTM registrerer forandringen.



Figur 4.14: Forandring av kapasitans

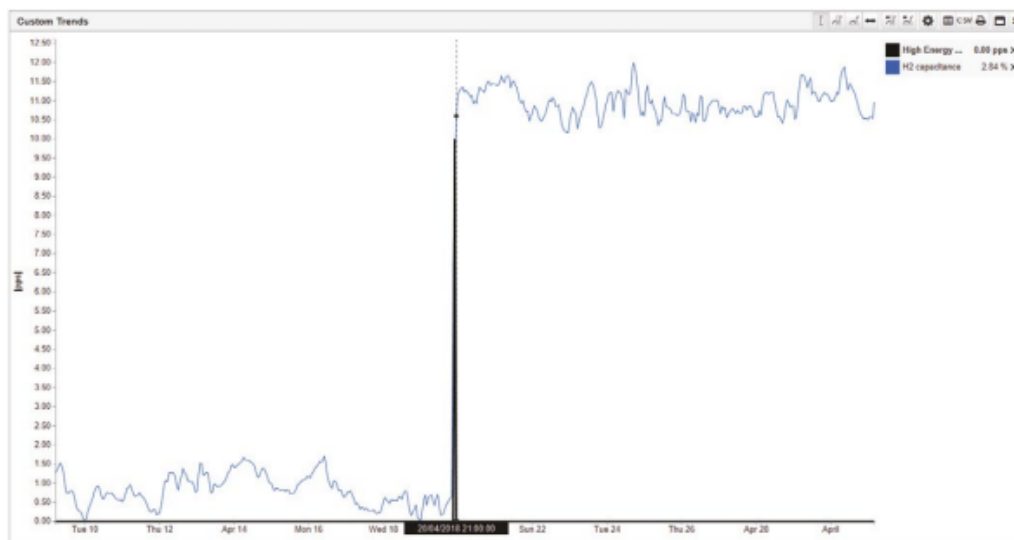
Figur 4.15 er en annen fremstilling av endring av kapasitansen i H2. Kapasitansen holder seg i midterste del med lite variasjon ved bra tilstand. H2 har i dette tilfellet fått en stor endring og skapt en stor økning i kapasitans. Henviser til tillegg B.



Figur 4.15: Forandring av kapasitans

4.4.3 Case 3 TOTUS

Et nettselskap i Nord Amerika installerte i 2018 TOTUS systemet på 504 MVA trefase transformator. Under normal operasjon ble det målt en plutselig økning i kapasitansen på gjennomføring H2 som tilsvarte 2,9% relativ økning som kan ses på figur 4.16. Ved en undersøkelse av dataene fra systemet ble det oppdaget en PD hendelse på samme tidspunkt. Siden hendelsen hadde en kort varighet ville ikke dette blitt oppdaget uten kontinuerlig måling. Denne type hendelse har tidligere blitt observert på gjennomføringer som er defekte, det ble derfor bestemt å ta en DGA prøve som fant forhøyede verdier av gass i oljen og nettselskapet erstattet gjennomføringen. Henviser til tillegg B.



Figur 4.16: Relativ økning kapasitans

4.4.4 Erfaringer med online system

CIGRE har utført en spørreundersøkelse hvor 31 nettselskap ble spurt blandt annet om de bruker kontinuerlig måling av gjennomføringer, hvor 45% svarte at de bruker både kontinuerlig overvåkning og periodiske målinger. Av de 45% bruker 93% måling av kun kapasitans og 64% bruker både kapasitans og $\tan \delta$ målinger. Grunnen til at kapasitans målinger blir mere brukt kan ha sammenheng med at systemer for kontinuerlig overvåkning av kapasitans har eksistert lengre[1].

Det må nevnes at det er mangelvare i litteraturen av tilfeller der det har vært installert kontinuerlig måling, som ikke har oppdaget feil. Det kan være at det ikke har skjedd tilfeller der system for kontinuerlig overvåkning ikke har plukket opp feil. Det må også tas hensyn til at kontinuerlige system ikke har vært i bruk lenge og det derfor er usikkert hvor lang levetiden til systemene er.

Kapittel 5

Drøfting

I denne delen drøftes resultatene som er lagt frem, hvor reelle de er og om resultatet ble slik som forventet. Det vil bli diskutert hva slags utbedringer som kan gjøres og endringer som har skjedd underveis. Utførelse og valg som er blitt tatt underveis i arbeidet vil bli tatt stilling til. Det vil også bli presentert hindringer og avgrensninger som oppgaven holdes innenfor og hvilke tanker man har om videre arbeid etter oppgaven, samt vurdering av eget arbeid.

5.1 Resultat

BMT330 og TOTUS TTM er eksempler på noen av systemene som er tatt i bruk med suksess og har bidratt til å oppdage og forhindre havari på transformatorgjennomføringer hos flere virksomheter. Dette er feil som ellers ville ha stått med potensiale til havari, dersom en har lange intervaller mellom periodiske målinger. Systemene har hjulpet nettselskapene med å oppdage feil på sine gjennomføringer i en tidlig fase, før de har utviklet seg til mer alvorlige problemer. Nettselskap kan følge med på mønstre og trender over tid slik at hver minste endring vil bli oppdaget i en tidlig fase. Ut fra suksesshistoriene har det dermed kommet frem at systemet har gjort det lettere å forutsi fremtidige feil. Per dags dato sier General Electric at de ikke har hatt et eneste tilfelle der BMT330 ikke klarte å oppdage en feil dersom det har vært feil på gjennomføringene. Det har vært en utfordring å finne motargumenter for bruk av online systemer på gjennomføringer, samt det å dokumentere slike erfaringer. De rapporterte brukerne har stort sett hatt positive erfaringer med teknologien. Realiteten er at denne teknologien fortsatt er veldig ny på markedet og har enda ikke blitt ordentlig innført i Norge. Det er dermed begrenset med negative erfaringer i et slikt tidlig stadium, og nærmere testing og bruk over flere år kan være nødvendig.

5.2 Fordeler med kontinuerlig måling

Når vi ser på fordeler med kontinuerlig måling opp mot periodiske tester vil det i hovedsak være to områder som skiller seg ut. Med kontinuerlig måling blir målingene tatt under driftsforhold der spenningen og temperaturen vil være som under drift. Dette vil muligens føre til at man oppdager feil som ikke ville blitt oppdaget når periodiske tester tas, da de blir tatt ved mindre spenning og ofte i mindre tempe-

raturer. Med periodiske tester vil man ikke ha informasjon om eventuelle feil som utvikles i tidspunktet mellom målingene. Dette kan føre til at hurtigutviklende feil ikke blir oppdaget, noe som ville blitt oppdaget med kontinuerlig måling. En ulempe med kontinuerlig måling er at systemene ikke har vært i bruk lenge nok til å vite hvordan de eventuelt kan påvirke måletappen på gjennomføringene.

Kontinuerlig overvåkning av transformatorgjennomføringer har på sikt vist seg å ha en mer bærekraftig tilnærming sammenlignet med periodiske målinger. På grunn av evnen til å oppdage feil og problemer tidlig på gjennomføringene, vil det være mulig å iverksette tiltak umiddelbart for å hindre alvorlige skader. Dette kan redusere risikoen for dyre reparasjoner. Kontinuerlig overvåkning bidrar direkte til vedlikeholdet av gjennomføringene, men de kan også bidra til helsen for resten av transformatoren. Ved at feil på gjennomføringene blir oppdaget i en tidlig fase, forhindrer man mer effektivt at feil potensielt spres seg til andre deler av transformatoren. På sikt kan dette redusere behovet for å kaste og erstatte dyre komponenter. Kontinuerlig overvåkning av gjennomføringene bidrar dermed til å forlenge levetiden til flere komponenter. På denne måten vil avfall og ressursbruk minimeres, noe som støtter opp mot de bærekraftige prinsippene. Kontinuerlig overvåkning kan også ha en positiv bærekraftig innvirkning når det kommer til å forebygge personskader. Når feil oppdages i en tidlig fase, vil det naturligvis være en større mulighet til å redusere og forhindre farlige situasjoner som fører til personskader. Ved å iverksette tiltak tidlig, forhindrer man potensielt branner og eksplosjoner som kunne ført til store miljø- og personskader. En slik løsning kan dermed bidra til et mer sikkert arbeidsmiljø og redusere risikoen for arbeidsulykker. Alt i alt, kan kontinuerlig måling gi en mer bærekraftig tilnærming ved å minimere ressursforbruk, kostnader, miljøpåvirkninger og personskader.

5.3 Endringer/Hindringer underveis

Det har vært nødvendig å justere på problemstilling og fokus underveis på grunn av begrensninger i tilgangen til tilgjengelig ressurser innenfor temaet. Gruppen har vært i kontakt med aktuelle leverandører som leverer online systemer for gjennomføringer, men det har vært begrenset med informasjon å finne om kontinuerlig PD-måling i bruk. Lite tilgang til informasjon om denne type måling har ført til vi har endret retning mer mot kontinuerlig målingsmetoder av $\tan \delta$ og kapasitans. Systemer med overvåkning av $\tan \delta$ og kapasitans er mer tilgjengelige i dag og i tillegg leveres det av flere leverandører.

For å få en pålitelig fremstilling av ulike kontinuerlig overvåkingssystemer, har vi undersøkt og vært i kontakt med flere personer som har erfaring/kunnskap om dette. Gruppen har fått tilgang til noen suksesshistorier der overvåkingssystemet har vært i bruk i ulike nettselskap over lengre tid. Noen leverandører vi har vært i kontakt med har nettopp startet med å levere slike overvåkingssystemer og har dermed kun saker og data for nye installasjoner. Siemens blant annet sier at de begynte med overvåkingssystemer i fjor. De har derfor kun eksempler med nyinstallasjoner, men det kan ta opp til flere år å avgjøre om bedriftene har hatt nytte av dem. Hitachi Drammen sier at de ikke har begynt med PD måling av gjennomføringer, hverken kontinuerlig eller midlertidig, men at det kan bli aktuelt i fremtiden. Deres foretrukne

tilstandskontroll per dags dato er en DFR måling, samt DGA av gjennomføringene. Dermed har vi hatt litt vanskeligheter med å vise til data/suksesshistorier fra enda flere ulike leverandører som leverer denne typen system.

5.4 Utførelse/Valg

I resultatdelen har vi valgt å ta for oss to typer onlinesystemer for kontinuerlig måling av gjennomføringer. Grunnlaget for valg av systemene er tilgangen på data og analyser der disse har vært i bruk over en lengre periode. Gruppen har fått mulighet til å få tilsendt analyser og resultater der systemene har detektert feilsituasjoner ute i felten.

Måten dataene blir presentert i resultatdelen, er valgt ut fra hvordan fremstillingen av måleresultatene blir utført i de ulike systemene. Systemene presenterer måledataene ved hjelp av dataprogram og fremviser resultatene ved bruk av grafer/verdier.

5.5 Videre arbeid

Denne oppgaven kan arbeides videre med eller brukes som grunnlag for videre studie. Aktuelt arbeid som kan sees videre på, basert på denne bachelor oppgaven er:

- Undersøke grundigere de ulike onlinesystemene som er på markedet og andre type systemer enn det som er presentert i rapporten.
- Om PD-måling er en mulig stabil og pålitelig nok løsning for overvåking av gjennomføring. Flere produsenter er i test-fasen ved bruk av PD på gjennomføring for kontinuerlig måling.
- Teste ut overvåkingssystem av gjennomføring i praksis og over tid.
- Se på ulike løsninger for å samkjøre målinger på gjennomføringene og transformatoren, til et system. Hva slags målinger som kan samles i et system og hva slags målinger som har separerte systemer.
- Undersøke kostnader og ressursbruk. Kan foretas en økonomisk vurdering. Da også med tanke på å ta i bruk online systemer kontra bruk av kun offline målinger i intervaller.

5.6 Vurdering av eget arbeid

Gruppen har vært produktiv ved innsamling av aktuell data. Arbeidet med litteraturstudie og søking av relevant informasjon ble startet opp i en tidlig fase. Vi har hatt en god dialog med intern- og ekstern veileder og ulike firma under hele prosessen. Gruppen har hatt møter med produsenter som leverer overvåkingsutstyr for gjennomføring. Dette har bidratt til god forståelse for produktet og hva slags muligheter og løsninger de leverer. Arbeidet med rapporten har fungert bra, da gruppen kontinuerlig har møttes for videre fremdrift. Vi synes vi har fått frem målemetoder og hva

slags muligheter det er ved å ta i bruk kontinuerlig måling av gjennomføring. Hvilke utstyr som finnes på markedet og fordelene et slikt system har for å oppdaget feil i tidlig fase, har kommet godt frem i oppgaven. Vi har fått lagt frem ulike suksesshistorie ved bruk av aktuelle online systemer. Gruppen har vært engasjert i temaet og har dermed tatt kontakt med viktige nøkkelpersoner, som har bidratt ved å gi oss relevant informasjon om temaet. Gruppen har vært i kontakt med personer med erfaring/kunnskap fra utlandet, da online overvåkingssystemer av gjennomføringer ikke har blitt tatt i bruk i Norge.

Vi har hatt en bratt læringskurve under hele perioden, hvor vi har tilegnet oss mye ny kunnskap om temaet og støtt på mange utfordringer. Vi føler resultatdelen er bra, som viser til resultatet av analyse/data av ulike systemer som har vært i bruk. Innholdet i rapporten er vi fornøyd med.

Kapittel 6

Konklusjon

På bakgrunn av litteraturstudie, kontakt med relevante bedrifter og resultat fra systemer i bruk kan vi trekke følgende konklusjoner om verdien av kontinuerlig overvåkning sett mot målingsintervaller.

Basert på data presentert i resultat delen av denne rapporten kan vi se at feil i gjennomføringer kan utvikle seg i løpet av noen måneders tid. Dette vil føre til at feilene ikke ville blitt oppdaget med måleintervaller på over et år. Vi ser også at kontinuerlig måling av gjennomføringer har oppdaget feil på gjennomføringer flere steder det har vært installert og vil kunne tilføre Statnett verdifull informasjon som kan brukes til å finne feil på et tidlig stadie. Dette vil gi Statnett tid til å planlegge eventuelle utskiftninger av gjennomføringer. Kontinuerlig overvåkning av gjennomføringer vil være en verdifull ressurs for Statnett og kan forhindre de fleste havari av gjennomføringer ved å varsle når offline målinger bør utføres for å fastsette at en gjennomføring er på vei til å havarere. Da resultater fra andre bedrifter med systemet i bruk viser at nye gjennomføringer også havarerer, kan det være hensiktsmessig å ha kontinuerlig overvåkning selv på nye gjennomføringer.

Med å korte ned måleintervaller for kapasitans og $\tan \delta$ måling vil det fortsatt være blindsoner mellom målingene hvor gjennomføringene kan utvikle feil og havarere. Dette har vi fremstilt i resultatdelen av denne oppgaven. Feil kan utvikles hurtig i gjennomføringene og i noen tilfeller i løpet av noen måneder. Med kontinuerlig måling av gjennomføringene vil blindsonen mellom måleintervallene bli tettet og vil kunne plukke opp hurtigutviklende feil, som ikke ville blitt plukket opp uten kontinuerlig måling.

I resultatdelen ble det gått igjennom to forskjellige systemer for kontinuerlig måling der det ene systemet kun målte kapasitans og $\tan \delta$ og det andre systemet også målte PD aktivitet i gjennomføringene. For å kunne konkludere i hvilken grad PD målinger kan oppdage feil som ikke ville blitt oppdaget kun med kapasitans og $\tan \delta$ målinger, må de to alternativene testes mot hverandre. Siden dette ikke er blitt gjort enda, kan det ikke konkluderes om det ene er bedre en det andre.

Bibliografi

- [1] “CIGRE TB 755,” *Transformer bushing reliability*, 2019.
- [2] ABB. “Transformatorgjennomføringer, type GSA-OA.” (2013), adresse: <https://library.e.abb.com/public/97cb2c5f652fbdbbc1257bc500320eb1/2750%5C%20515-115%5C%20no%5C%20Rev%5C%203.pdf>.
- [3] S. Electrical. “OIP and RIP Transformer bushing.” (2021), adresse: <http://m.scotech-electrical.com/info/oip-and-rip-transformer-bushings-61169708.html>.
- [4] INMR. “Increasing Transformer Reliability by Proactive Bushing Fleet Management.” (2021), adresse: <https://www.inmr.com/increasing-transformer-reliability-by-proactive-bushing-fleet-management/>.
- [5] L. Sivertsen, *Høyspenningssystemer*. Fagbokforlaget, 2020, ISBN: 978-82-450-3353-3.
- [6] NEKA. “Hva er partielle utladninger (PD) og hvorfor teste for det?” (2020), adresse: <https://www.neka.no/partielle-utladninger-pd-testing-glimming>.
- [7] B. Monaghan. “What is Phase Resolved Partial Discharge (PRPD) plot telling you?” (2021), adresse: <https://eatechnology.com/americas/resources/faq/what-is-a-phase-resolved-partial-discharge-prpd-plot-telling-you/>.
- [8] INMR. “Test requirements for HV bushings.” (2021), adresse: <https://www.inmr.com/test-requirements-for-hv-bushings-3/>.
- [9] C. S. Thanapong S Agkapon P, “On-line Monitoring for Bushing Transformer,” *GMSARN International Journal 8-47-52*, s. 48–52, 2014.
- [10] H. Energy. “Transformatorservice.” (2021), adresse: <https://www.hitachienergy.com/content/dam/web/home/local-norway/documents/hitachi-energy-oljelab-transformatorservice-revb.pdf>.
- [11] G. Electric. “Intellix BMT 330.” (2016), adresse: https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/md/intellix_bmt330_gea-12747ce_160607_r005_lr.pdf.
- [12] Siemens. “Siemens bushing monitoring system.” (2018), adresse: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:a874f05c-a63f-4986-a02e-02fb6d2f3ce8/bushing-monitor-flyer.pdf>.
- [13] H. Energy, “TXpert BM real time transformer bushing monitoring,” s. 1–2, 2022.

- [14] Kelvatek. "TOTUS transformer monitor." (2022), adresse: https://s3.eu-west-1.amazonaws.com/camlin-group/Kelvatek-TOTUS-Total-Transformer-Monitoring-Brochure_2022-05-04-173459_txo.pdf.

Tillegg A

BMT 330 presentasjon

Intellix BMT 330

An on-line system that continuously monitors the condition of transformer bushings:

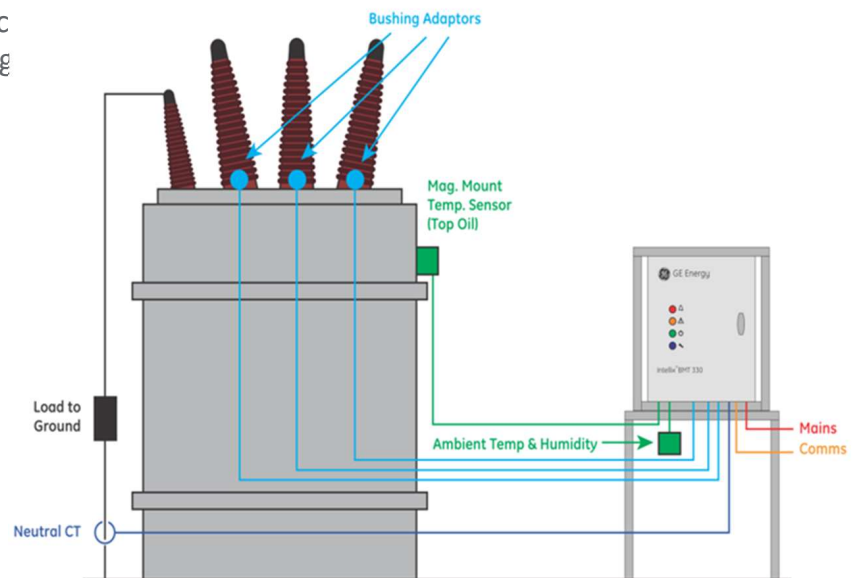
- ✓ Capacitance Change (C1)
- ✓ Relative Power Factor Change

Can detect the presence of Partial Discharge (PD) activity in the transformer main tank.



The Basic System

- ✓ One bushing adaptor/sensor mounted to each of the bushing tap point (Minimum 3 Bushing Sensors)
- ✓ Enclosure
 - Ambient temperature & humidity
 - Ultra precise GPS timing reference
- ✓ External sensors
 - (1) Main Tank Oil Temperature
 - (1) High Frequency CT
- ✓ Roll of Coaxial Cable
- ✓ PERCEPTION Desktop software used to visualize and analyze the results.



Tillegg B

TOTUS suksess historier

CANADIAN TRANSMISSION UTILITY



Details

Partial breakdown within bushing control layers.



Evidence

Sudden capacitance relative increase (2.8%) and PD in bushing (phase H2) detected by TOTUS TTM.

TOTUS TTM monitoring unit was installed in October 2017 on a 504 MVA AT provided with >30-year-old bushings (1980).

Catastrophic faults have been experienced by the utility on same bushings.

On April 2018, a sudden capacitance change from Phase H2 was detected.

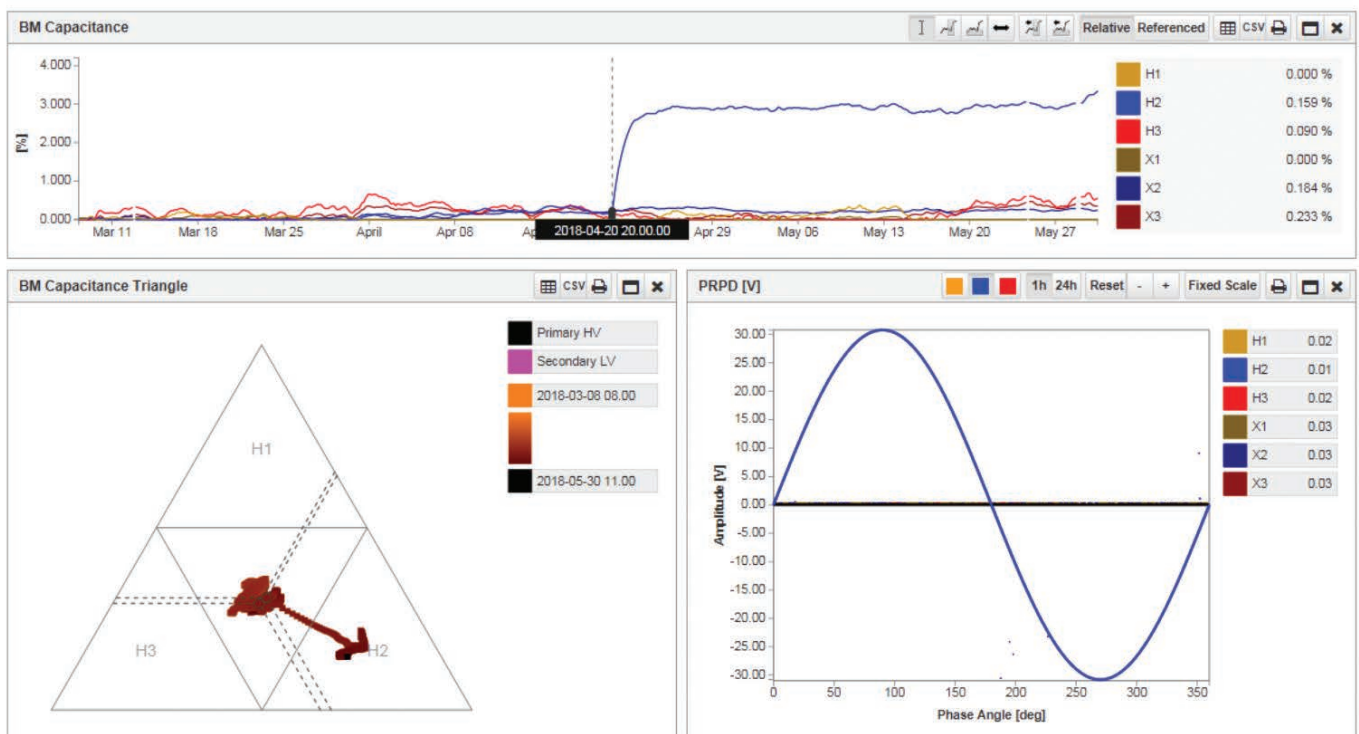
Deviation recorded (> 2 %) was consistent with a short circuit between layers for a 345 kV bushing. Furthermore, the evidence was confirmed by Offline tests.

The TOTUS TTM played a vital role, successfully highlighting the deviation and preventing a high risk event.

The Canadian utility was able to highlight a sudden capacitance increase within the Autotransformer H2 bushing.

In addition, an effective Condition Based Maintenance was enabled, which allowed the utility to minimize the overall costs of ownership and maintenance.

Figure 1: Sudden Capacitance increase, Phase H2



The TOTUS TTM played a vital role, successfully highlighting the deviation and preventing a high risk event.

From an asset management point of view, the increasing does not represent an immediate risk factor for the Bushing provided that future records do not highlight further sudden changes in the Capacitances.

As a result, the transformer was left operational until the Offline measurement session.

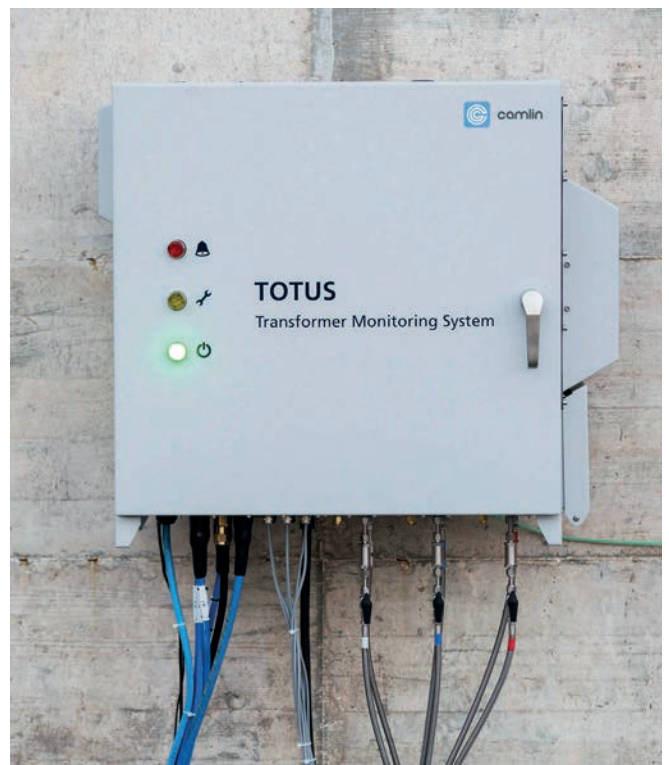
It must be highlighted that the Offline test was conducted 38 days after the event (28th of May) leading to an extremely successful Condition Based Maintenance with an extremely important impact on economic losses due to an extended outage.

Bushing Offline Tests confirmed the Capacitance Increasing!

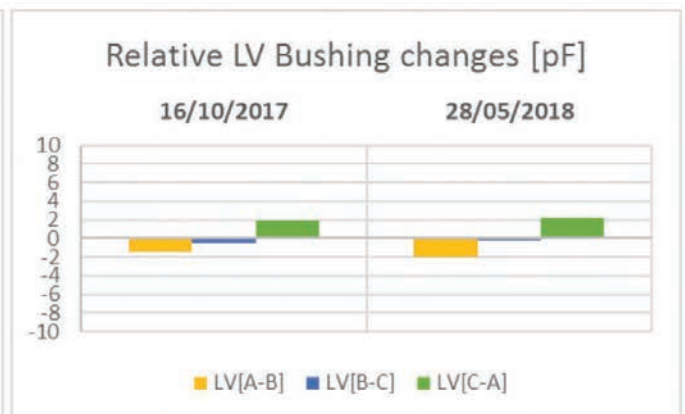
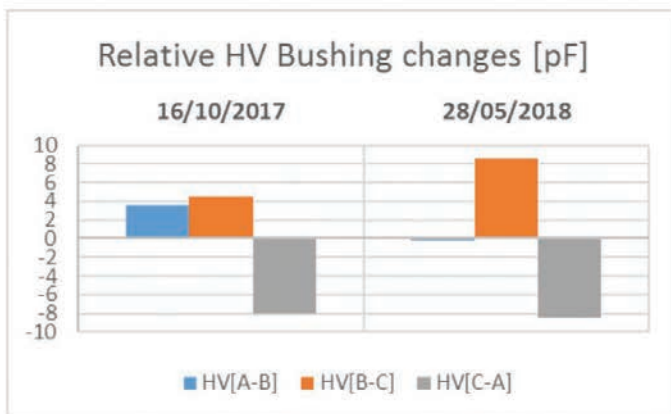
Straight interpretations of the results were not immediate, meaningful conclusions therefore took time.

NOTE: nameplate has been determined in the '70s and the accuracy may not be same as nowadays.

	NP	16th Oct 2017	28th May 2018
Phase H1	428 pF	419.078 pF	423.785 pF
Phase H2	415 pF	415.472 pF	423.94 pF
Phase H3	419 pF	410.956 pF	415.376 pF
Phase X1	339 pF	338.054 pF	339.888 pF
Phase X2	340 pF	339.498 pF	341.884 pF
Phase X3	339 pF	340.043 pF	342.159 pF



For the above reasons, Camlin evaluated the relative deviation between the phases and the results compared between the two measurement sessions:



TOTUS save two 130 kV bushings in Canada

Evidence: Increase of Power Factor and Partial Discharges in the bushing
Action: Both bushings replaced after offline tests confirmed the online results

Background

Due to federal PCB regulations in Canada, the utility has a targeted transformer bushing replacement program to meet end of use dates in 2025. Typical practice at the company is to install bushing monitors on new transformer HV oil filled bushings and to target older suspect bushings as a retrofit. In this instance the utility was applying a new approach, by adopting a more advance online monitor, TOTUS, that could measure DGA in main tank as well as Partial Discharge (PD) in both main tank and bushings. The unit was installed to investigate a suspected source of PD in the transformer with the transformer bushings replaced at the same time.

The choice of TOTUS was driven by the unique capabilities to separate the PD in the tank from those in the bushings, as well as automatically rejecting the noise.

Event

After about 2 years from the new bushing installation, an alarm was notified by the monitoring system for increased Power Factor (Tan Delta) indicating two of the three 130 kV bushings have deteriorated.

Figure 1 shows the increasing trend of the relative Power Factor, estimated from the variation of the angles of the currents (red trend line). The Power Factor started to raise in March showing an increment of around 0.7%, thus justifying further investigation. It is interesting to note the black trendline which shows the number of PD per second detected in the same bushing (X3): after some sporadic discharge between October and April, PD started to be more repetitive, correlated with a simultaneous increase of the Power Factor in the same bushing.

The TOTUS system identified the source of PD to be located in the bushing and by analysing the Phase-Resolved Partial Discharge (PRPD) pattern it was possible to speculate that the PD was likely due to the presence of particles in oil.

An alarm was triggered and sent to the utility, for high Power Factor on 2 bushings.

Action

The utility decided to de-energise the transformer and perform the offline test including DGA and oil quality. The results confirmed the abnormal condition of the bushings, showing poor oil quality values and high DGA readings for Hydrogen, exceeding 9000 ppm. The bushings were planned for immediate replacement and visual inspection.

The inspection showed presence of metallic contamination. DGA was planned on all the bushings of the same batch that were not equipped with online monitoring highlighting that 3 other bushings had abnormal H2 values which led to the replacement of a total of 5 bushings.

132 kV Bushing DGA and Oil Quality Offline 28/08/2018

Hydrogen, H2 (ppm)	9780
Methane, CH4 (ppm)	278
Ethane, C2H6 (ppm)	154
Ethylene, C2H4 (ppm)	10
Acetylene, C2H2 (ppm)	5
Carbon Monoxide, CO (ppm)	458
Carbon Dioxide, CO2 (ppm)	1671
Moisture, H2O (ppm)	10
Interfacial Tension (mN/m)	23.6
Acid Number (mg KOH, g)	0.008
Dielectric BV (kV)	26
Power Factor @25°C (%)	0.03
Power Factor @100°C (%)	1.1

By implementing the standard program of electrical measurements every six years, it would not have been possible to detect the problem in time and prevent a possible unexpected failure.

Diagnosis

Due to poor manufacturing, metallic particles were trapped in the bushing and free to move when, at higher temperature, the oil viscosity higher. This was generating Partial Discharges and increase of bushing losses, thus resulting in a Power Factor increase.



Figure 1: Kelvatek bushing sensor installed at the bushing test tap to detect both Partial Discharges and changes in Capacitance and Power Factor.

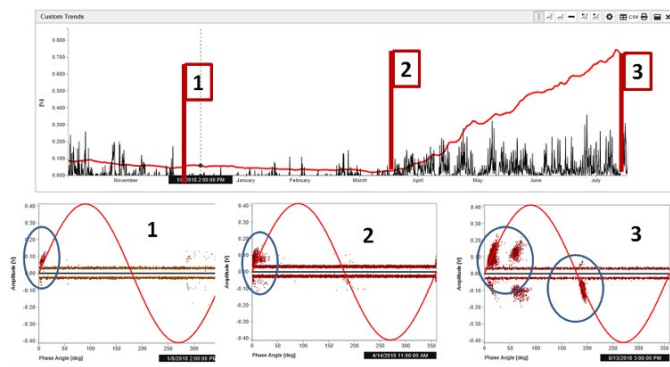


Figure 2: Hourly PD evolution in bushings X3 on LV 130kV side, correlated with Tandelta Increase over the time, before switching the transformer off.

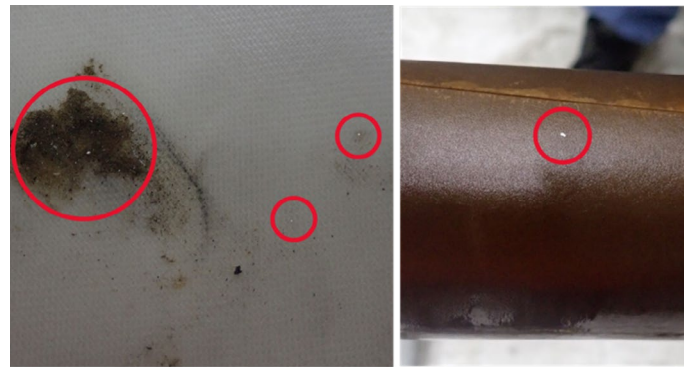


Figure 3: Findings of metallic particles in the bushing during visual inspection.

“Thanks to the monitoring system, a total of 5 new bushings have been replaced. A failure would have possibly led to a potentially catastrophic failure” by Utility Asset Manager.

TOTUS Online monitoring prevents in-service of 345kV bushing in North America

Evidence: An arcing event was recorded in conjunction with a capacitance increase in the same bushing

Action: DGA test of bushing oil confirmed the arcing activity, leading to immediate bushing replacement

Background

TOTUS Bushing and PD monitoring was installed in 2018 on 504 MVA three-phase transformer in North America.

The TOTUS bushing monitoring system is a continuous online monitoring system which monitors bushing leakage current and partial discharges continuously, summarises the data hourly, and stores to digital record which is remotely accessible.

TOTUS unique features include the capability to automatically reject noise, separate PD in bushings from those in the main tank plus detecting intermittent Arcing activities that can be correlated with other parameters such as bushing capacitance, load and temperature.

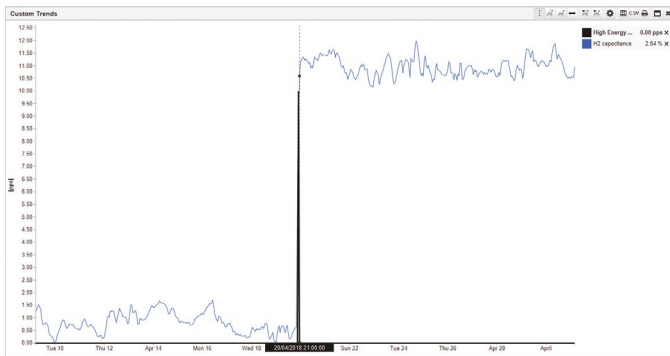


Figure 1. Capacitance increase in bushing H2 and high energy event recorded at the same time

Event

During normal operation, a sudden step increase of the capacitance (C1) in bushing H2 was detected by the monitoring system; estimating a capacitance change in the order of 2.9%, which suggested a possible a short circuit between two bushing capacitive layers.

With a detailed examination of the data, it was observed that the PD monitoring system recorded an Arcing event at the same instant as a capacitance increase in the H2 bushing. Figure 1 shows the recorded capacitance and PD data. The arcing event (also referred to as High Energy Event in TOTUS Software) was characterised by impulses with significant magnitude (60 V peak-peak) and very low repetition rate at only 6 pulses per second. Because the breakdown event was only very brief, continuous online

Figure 2. Bushing tap adaptor for Partial Discharge and bushing monitoring



Table 1. Offline DGA results for bushings H1 and H2

OFFLINE DGA results for H1 and H2 bushings		
	2012	2014
H ₂	20	85
CH ₄	8	167
C ₂ H ₂	<2	21
C ₂ H ₄	<2	645
C ₂ H ₆	14	65
CO	75	714
CO ₂	1.460	2.790
N ₂	51.800	84.300
O ₂	7.490	29.600
TDCG	117	1697
TDG%	6,07	11,79

monitoring is necessary to detect these events and correlate them to capacitance change. This same phenomenon has been detected by TOTUS in other defective bushings.

Action

This phenomenon involving a capacitance change at the same instant as high energy events, has been observed in other defective OIP bushings. Given the suspicion of failed capacitive layers in the bushing, the utility elected take an oil sample of the bushings and found elevated levels of gassing in the bushing.

Key Points

- The magnitude of the capacitance increase, and the partial discharges were so small that if they were only considered individually and separately, they would not raise much concern.
- The combination of the two small deviations/anomalies occurring at the same time, plus the experience from TOTUS having correlated these phenomena, and the failure mechanism in other bushings, suggested the choice of the DGA oil sampling as confirmation test.
- It should be noted that DGA on bushings is not a routine test under the utility's general policies and it is carried out only in very exceptional cases.

Tillegg C

BMT 330 suksess historie

+++++ Eliminating, or at a minimum mitigating typical time-based maintenance and testing schedules via online monitoring and moving towards a more diagnostic driven maintenance program will allow for a more focused effort, as opposed to the typical time-based response of the past. After all, why work on something that doesn't have a problem?



Typical Requirements

The installation of the bushing monitor requires information which can be found on the nameplate, in addition to the transformer's operating voltage. This information consists of the mechanical aspect of the bushing tapping point, where the bushing monitor adaptor will be inserted. This is to ensure a secured installation and uncompromised contact with the test tap (Figure 2).



Figure 2. When installing a bushing monitor, it is important to ensure a secured installation and uncompromised contact with the test tap

With an expanded library of bushing types, the bushing model will generally suffice. However, the availability of drawings, which include the flange, can be beneficial. The electrical characteristics, such as the % power factor (tan delta) and C, capacitance values located on the nameplate, are used to configure the bushing system. The nameplate values also serve as the starting point of the bushing's life, in terms of its capacitance and relative % power factor change. In short, the mechanical and electrical parameters of a bushing are the key elements for a successful installation of a bushing monitor.

Success Story

Southern Power, a subsidiary of Southern Company, is a leading wholesale energy provider that operates 49 generating facilities with more than 11,200 megawatts of electricity generating capacity all over the USA.

Their 102-megawatt Henrietta Solar Project in Kings County, California, USA (Figure 3) achieved commercial operation in October 2016. Southern Power had the foresight to install a bushing monitoring system from GE to monitor a key 50 MVA transformer.



+++++ The end goal is to reshape the current maintenance and testing programs of the utility's substation equipment fleet with video, as opposed to pictures, so to speak.

Henrietta Solar Farm (Photo: Southern Company)

BENEFITS OF BUSHING MONITORING

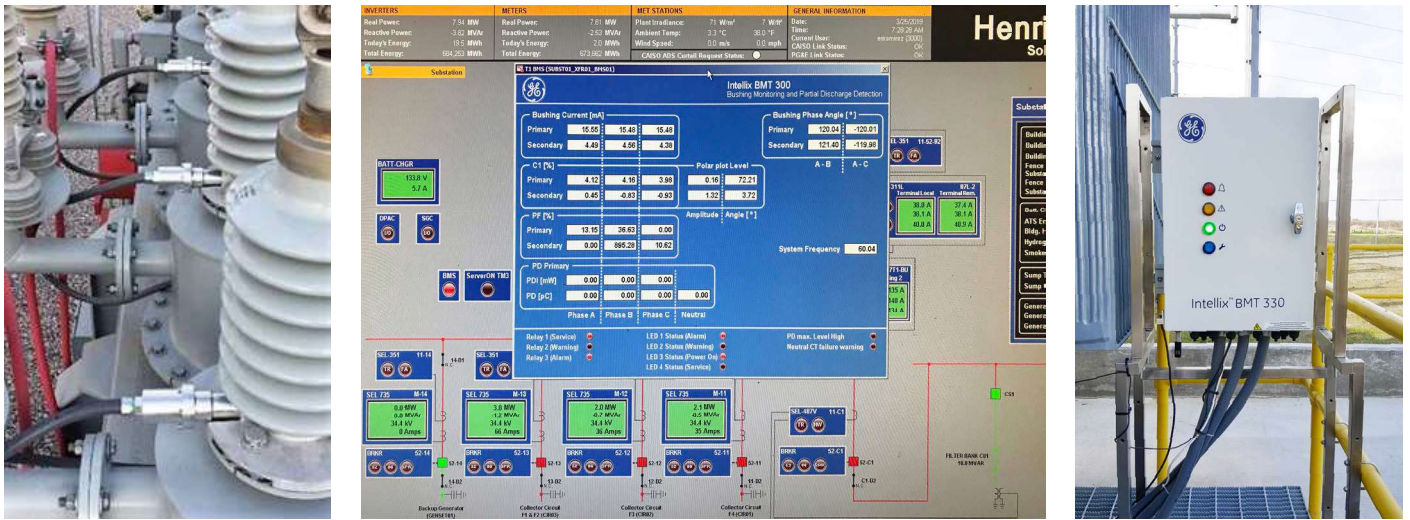


Figure 3. Bushing adapters (left); screenshot of SCADA screen (centre); picture of the bushing monitor (right)

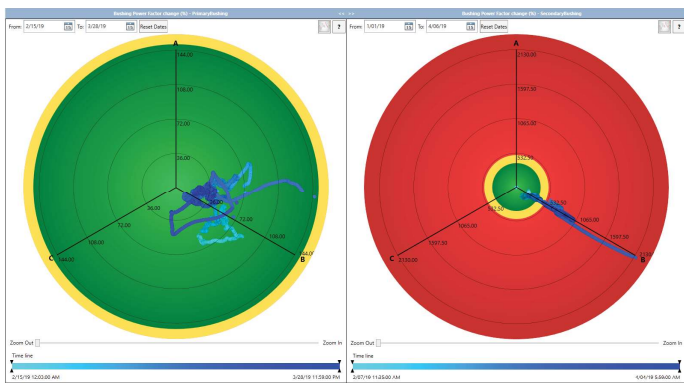


Figure 4. Polar Plots showing Relative % Change of Power Factor

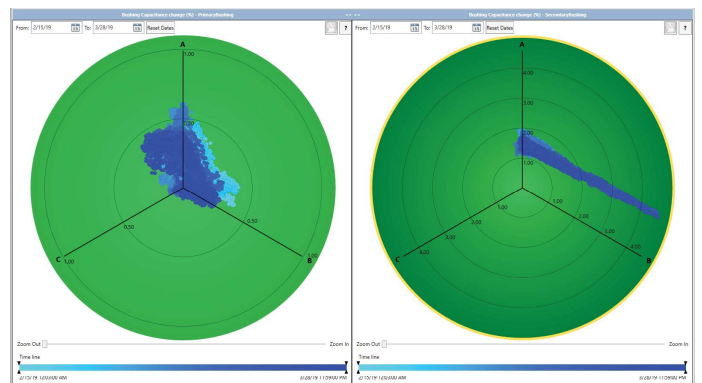


Figure 5. Polar Plots showing % Change of Capacitance C₁

The Problem

On 26 March 2019, the data being received from the bushing monitor through the SCADA system showed an alarm coming from the phase B bushing on the LV secondary side. It was indicating an increase of the relative percent change in Power Factor (PF) from 311% on February 27th to above 895% on March 26th, 2019.

Analysis

Figure 4 compares the primary and secondary polar plots for the relative percent Power Factor change. The data on the Primary side does not show any abnormal behaviour. Although the data points are not tightly packed together, they are in the same region and within normal range.

Compare this to the secondary side where the data clearly shows a

very large and significant increase in the %PF generated by the phase B bushing. This increase in %PF started in February 2019.

Figure 5 below shows the polar plots for the primary and secondary bushing with respect to the %

+++++ Online bushing monitoring affords utilities the ability to refocus resources in the form of O&M and capital expenditures, which leads to operating flexibility with improved reliability.

change in Capacitance C₁. The data points on the left polar plot from the primary side are neatly packed and stable which is expected in normal operation.

However, on the right polar plot for

the secondary side, data points show a change of ~1.5% on phase A, but the concerning element is the progression for phase B which reaches 4.2% on March 28th, 2019.

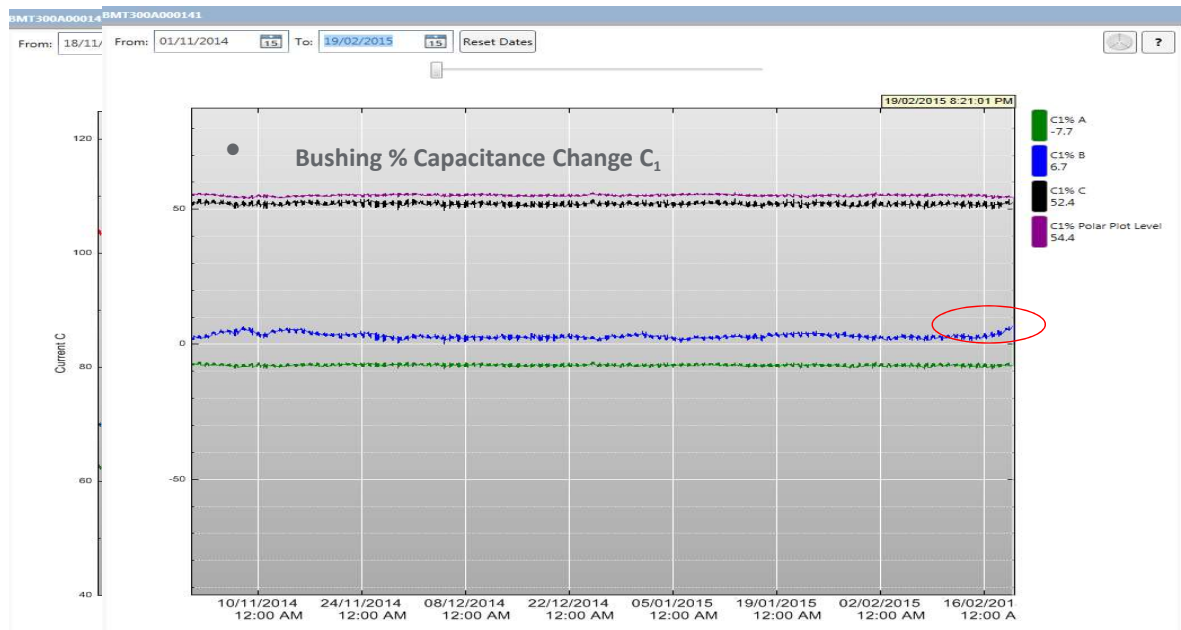
Based on the data from the bushing monitor, Southern Power decided to take the transformer offline to avoid a possible catastrophic failure of the bushing. They replaced the suspicious bushing and returned the transformer to service.

Subsequent offline tests on the suspicious bushing confirmed that the bushing had indeed significantly deteriorated from its original values and that the operational decision taken had been correct.

The bushing monitor had correctly highlighted that the Power Factor of that bushing was starting to change at a fast rate in the last month and that a precautionary replacement should take place whenever possible.

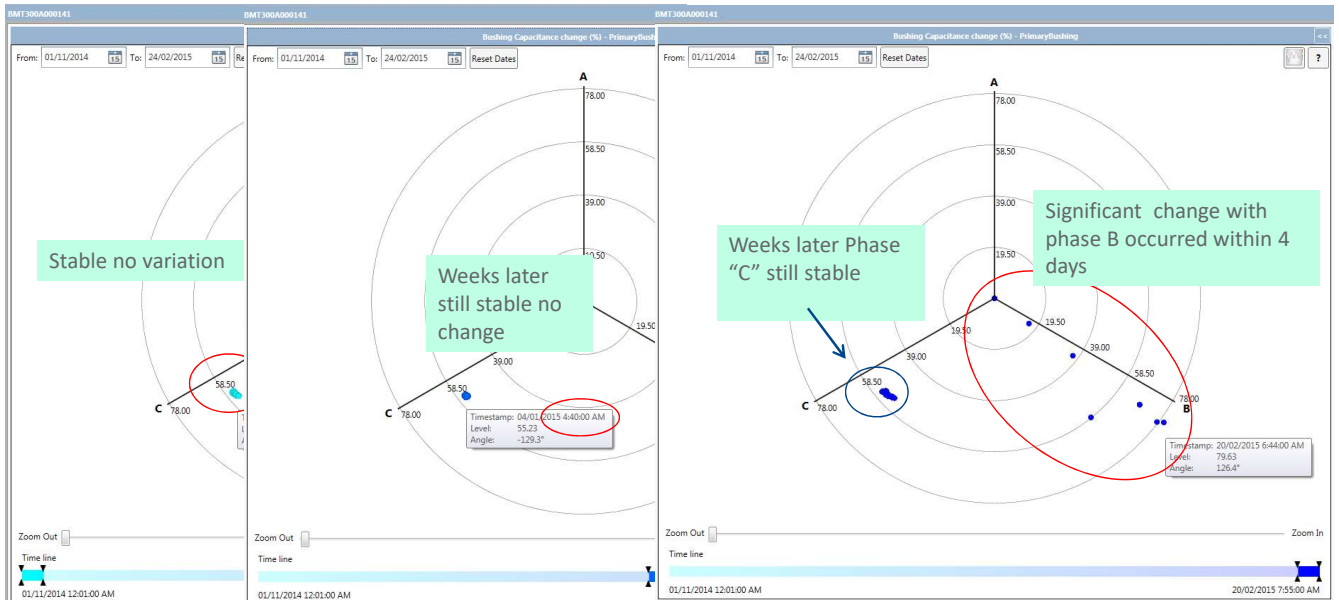
Example: Field Data

- Bushing Leakage Current and %Capacitance Change C1



Example: Field Data

- Evolution of Bushing %Capacitance Change C1



Example: Field Data

- Evolution of Inter Phase Angles

