



SINTEF

# Rapport

## Transformatorgjennomføringer

Tilstandskontroll og anbefalinger

### Forfattere:

Espen Eberg, Hans Kristian Hygen Meyer, Jørn Foros,  
Gunnar Berg-Karlsen, Erlend Grytli Tveten, Torstein Grav  
Aakre

### Rapportnummer:

2022:00476 - Åpen

### Oppdragsgivere:

Eviny Kraftproduksjon, Elvia, Fagne, Hitachi Energy,  
Mørenett, NVE, Statnett, Statkraft, Alva og Tensio TS



SINTEF

SINTEF Energi AS  
Postadresse:  
Postboks 4761 Torgarden  
7465 Trondheim  
Sentralbord: 45456000  
energy.research@sintef.no

Foretaksregister:  
NO 939 350 675 MVA

# Rapport

## Transformatorgjennomføringer

Tilstandskontroll og anbefalinger

### EMNEORD

Transformator-  
gjennomføringer,  
transmisjon,  
tilstandskontroll,  
elektriske  
delutladninger, PD,  
DFR, DGA, inspeksjon.

### VERSJON

1.0

### DATO

2022-05-10

### FORFATTERE

Espen Eberg, Hans Kristian Hygen Meyer, Jørn Foros, Gunnar Berg-Karlsen, Erlend Grytli Tveten, Torstein Grav Aakre

### OPPDRAGSGIVER(E)

Eviny Kraftproduksjon, Elvia, Fagne, Hitachi Energy, Mørenett, NVE, Statnett, Statkraft, Alva og Tensio TS

### OPPDRAGSGIVERS REFERANSE

-

### PROSJEKTNUMMER

502001789

### ANTALL SIDER

14

### SAMMENDRAG

Prosjektet "Tilstandskontroll av transformatorgjennomføringer" har hatt som mål å fremskaffe nødvendige metoder samt kunnskap for å kunne foreta en tilstandsevaluering av transformatorgjennomføringer.

Hovedvekten av transformatorgjennomføringer i Norge er av olje-i-papir type og det er også for denne typen det har vært rapportert havarier. Det er ikke funnet noen sammenheng mellom alder og sannsynlighet for havari. Også feillagrede reservegjennomføringer kan ha en svekket tilstand.

Dielektrisk responsmåling (DFR), oppløst gassanalyse (DGA) og måling av elektriske delutladninger (PD) er metoder som hver for seg eller i kombinasjon kan avdekke de fleste begynnende feil/degradering i transformatorgjennomføringer. For PD-måling i felt har det blitt utviklet og testet en metode som undertrykker ekstern støy og gjør det mulig å tilordne PD til riktig fase.

### UTARBEIDET AV

Espen Eberg

### SIGNATUR

### KONTROLLERT AV

Lars Lundgaard

### SIGNATUR

### GODKJENT AV

Dag Eirik Nordgård

### SIGNATUR

Dag Eirik Nordgård (May 10, 2022, 14:30 GMT+2)

COMPANY WITH  
MANAGEMENT SYSTEM  
CERTIFIED BY DNV  
ISO 9001 • ISO 14001  
ISO 45001

RAPPORT NR.  
2022:00476

ISBN  
978-82-14-075267

GRADERING  
Åpen

GRADERING DENNE SIDE  
Åpen

# Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
0.1	2021-10-28	Utkast til gjennomlesing og kommentering i prosjektgruppa
1.0	2022-05-10	Endelig versjon

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>BAKGRUNN .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>OPPSUMMERING .....</b>	<b>6</b>
2.1	Teknologi og feil .....	6
2.2	Tilstandskontrollmetoder .....	7
2.3	Måling av PD og tilstandskontroll i felt .....	9
2.4	Reservegjennomføringer .....	10
<b>3</b>	<b>ANBEFALINGER OG VIDERE ARBEID.....</b>	<b>11</b>
3.1	Hvilke gjennomføringer bør testes? .....	11
3.2	Tilstandskontrollmetoder .....	11
3.3	Reservegjennomføringer .....	13
3.4	Videre arbeid.....	14
<b>4</b>	<b>REFERANSER .....</b>	<b>15</b>

# 1 BAKGRUNN

*Transformatorfeil er alvorlige hendelser med konsekvenser som redusert leveringssikkerhet, og store følgeskader i form av totalhavari og store branner. Man ser imidlertid liten sammenheng mellom feilhyppighet og alder, og det kan være store muligheter for å forlenge antatt levetiden for den norske transformatorparken – gitt at man har kontroll på tilstanden til aldrende komponenter. Dette kan gi milliardbesparelser i reinvesteringer. Feil på transformatorgjennomføringer kan være en trussel mot person- og forsyningssikkerhet, og det kan være behov for å skifte disse komponentene. Per i dag foreligger det ikke standardiserte testmetoder for å kartlegge tilstanden til, eller forventet restlevetid, for denne type delkomponenter. Hovedårsakene til havari er ikke fullstendig forstått, og feil kan ikke knyttes direkte til gjennomføringenes alder. Utskiftning av aktuelle delkomponenter basert på aldersparameteren alene vil ikke være hensiktsmessig, og kan i verste fall lede til falsk trygghet mht. risikobildet knyttet til transformatorparken som helhet.*

*Prosjektet "Tilstandskontroll av transformatorgjennomføringer" har derfor hatt som mål å fremskaffe nødvendige metoder samt kunnskap for å kunne foreta en tilstandsvurdering av transformatorgjennomføringer, for å tilrettelegge for kostnadseffektive utskiftninger av aktuelle delkomponenter og dermed redusert risiko for transformatorhavari/eksplosjoner.*

Prosjektet har blitt finansiert av følgende partnere: Eviny Kraftproduksjon, Elvia, Fagne, Hitachi Energy, Mørenett, NVE, Statnett, Statkraft og Tensio TS og Alva. Mange av partnere har også bidratt med transformatorgjennomføringer til testing og stilt kraftransformatorer tilgjengelig for feltmålinger.

Arbeidet i prosjektet ble ledet av SINTEF Energi i samarbeid med partnere i perioden 2018 – 2021. Målinger på transformatorgjennomføringer har vært utført i SINTEF Energis laboratorier i Trondheim og Hitachi Energys laboratorier i Ludvika, Sverige. Feltmålinger har vært utført hos Elvia og Mørenett. Arbeidet har vært delt inn i fem hovedaktiviteter (H1-H5) hvor også Hitachi Energy har også hatt ansvaret for en aktivitet:

**H1 Feilmoder:** Kartlegging av teknologi, feilmoder, statistikk og tilstandskontrollmetoder for transformatorgjennomføringer – både internasjonalt og i Norge.

**H2 Kartlegging av feilsignaturer:** Kartlegging av frekvensinnhold i elektriske delutladninger for relevante defekttyper i transformatorgjennomføringer for å optimalisere sensorer for feildeteksjon.

**H3 Laboratoriemålinger på utstyr fra felt:** Karakterisering av brukte (utskiftede) gjennomføringer og reservegjennomføringer i lab ved å måle dielektrisk respons (DFR),  $\tan \delta$ , oppløst gasser (DFGA) og elektriske delutladninger (PD).

**H4 Feltmålinger:** Målinger av dielektrisk respons og partielle utladninger i felt, med utstyr forberedt for støyundertrykking.

**H5 Teknisk analyse utskifting av gjennomføringer:** Anbefalinger av beste praksis for tilstandsvurdering, vedlikehold og utskifting av gjennomføringer (Hitachi Energy).

Denne rapporten utgjør hovedleveransen i prosjektet, og vil være underlag for å bedre kunne beslutte hvordan transformatorgjennomføringer kan forvaltes og hvordan man kan utføre tilstandskontroll av disse. Prosjektresultatene er oppsummert på et overordnet nivå i Kap. 2, hvor de viktigste resultatene fra hver av hovedaktivitetene er beskrevet. Basert på prosjektresultatene er det utarbeidet anbefalinger til tilstandskontroll og videre arbeid, som er gjengitt i Kap. 3.

### Prosjektleveranser

Denne rapporten gir en oppsummering av prosjektresultatene. Mer utfyllende informasjon om de enkelte tema kan finnes i følgende prosjektnotater og publikasjoner som er tilgjengelige ved å kontakte SINTEF Energi:

- [1] Jørn Foros, Erlend Grytli Tveten, Espen Eberg, *Transformatorgjennomføringer - Teknologi, feiltyper og tilstandskontroll*, Prosjektnotat AN 19.14.29, 2019.
- [2] Hans Kristian Hygen Meyer, *Frekvensinnhold i partielle utladninger i Transformatorgjennomføringer 72.5 kV RBP- og OIP-gjennomføringer*, Prosjektnotat AN 20.14.31, 2020.
- [3] Torstein Grav Aakre, *Elektriske delutladninger i transformatorgjennomføringer – Litteraturstudium*, Prosjektnotat 21.14.49, 2021.
- [4] Torstein Grav Aakre, *Dielektrisk respons i transformatorgjennomføringer- Litteraturstudie på fysisk forståelse og tolkning av resultater*, Prosjektnotat 20.14.92, 2020.
- [5] Torstein Grav Aakre, *Tolkning av diagnoseresultater for transformatorgjennomføringer i lab - Oppsummering av måleresultater*, Prosjektnotat 21.14.50, 2021.
- [6] Espen Eberg, *Reservegjennomføringer*, Prosjektnotat (under utarbeiding), 2022.
- [7] Hans Kristian Hygen Meyer, Espen Eberg, Lars Lundgaard, *On-line three-phase differential partial discharge localization in transformer bushings*, IEEE Electrical Insulation Conference Proceedings, 2020.
- [8] Espen Eberg, Hans Kristian Hygen Meyer, Lars Lundgaard, Asgeir Mjelve, Stig Kyrkjeide, *On-line differential partial discharge measurements of condenser bushings on power transformers*, CIGRE 2022 Paris Session (akseptert), 2022.
- [9] Lars Y. Jonsson, Håkan Rudegård, *Investigation of one bushing type GOB 325 from Hitra windfarm*, Hitachi Energy Prosjektrapport QR COM 20-108, 2020.
- [10] Lars Jonsson, Arnt Sigmar Tødenes, *Upgrading and replacement of capacitance graded bushings*, Hitachi Energy Prosjektrapport, 2022.

## 2 OPPSUMMERING

### 2.1 Teknologi og feil

Feil eller funksjonsnedsettelse på gjennomføringene er årsaken til omtrent en fjerdedel av havarier på krafttransformatorer i Norge. De fleste gjennomføringer for spenninger over 36 kV på krafttransformatorer har en isolasjonskropp med flere kondensatorfolier inne i isolasjonen som styrer hvordan potensialet synker ut fra lederen. Kondensatorkroppen kan være resinimpregnert papir (RBP) som er en eldre type isolasjon og ikke lenger er i produksjon, epoksyimpregnert papir (RIP) eller epoksyimpregnert syntetisk film (RIS), eller oljeimpregnert papir (OIP). RBP-, RIP- og RIS-gjennomføringer omtales som tørre gjennomføringer og OIP som våte gjennomføringer, siden oljen her utgjør en del av det innvendige isolasjonssystemet.

For kondensatorgjennomføringer i Norge dominerer OIP som isolasjonssystem, men det finnes også en del eldre RBP og nyere RIP, samt enkelte RIS. Alle havarier i Norge som er presentert for Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer har vært på OIP-gjennomføringer. Populasjonen av OIP-gjennomføringer er vesentlig større enn andre typer, så dette medfører nødvendigvis ikke at det er mindre feil på andre typer, som f.eks. RBP. En spesifikk utfordring med mange RBP-gjennomføringer er at de ofte ikke har måleuttak, noe som gjør tilstandskontroll krevende. Om dette skal utføres må flensen isoleres elektrisk fra transformatorboksen og brukes som måleuttak.

Basert på rapporterte havarier til Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer [1], og målinger utført i løpet av prosjektet, oppsummert i Tabell 1, er det ikke funnet noen sammenheng mellom gjennomføringens alder og sannsynlighet for havari. Derimot er erfaringen fra Norge at gjennomføringer for de høyeste spenningene (transmisjonsnett), gjennomføringer på reaktorer og gjennomføringer tilknyttet vindparker er mer utsatt, noe som samsvarer med erfaringene internasjonalt [1], [4]. Det foreligger ingen informasjon om nettene hvor det har vært havari er spole- eller direktejordet, men det er kjent at jordfeilfaktoren i spolejordet nett kan være betydelig høyere enn 1,73, som gjennomføringer normalt er dimensjonert etter. Ved flere av havariene har det vært rapportert om overspenninger/ lynaktivitet i forkant, selv om dette ikke nødvendigvis kan knyttes direkte til selve havariet.

**Tabell 1: Testede gjennomføringer.**

Antall	Type	Spenningsklasse	Alder	Bruksområde
1	OIP	73 kV	1973	Distribusjonsnett
2	RBP	73 kV	1973	Distribusjonsnett
2	OIP	73 kV	2004	Vindpark
25	OIP/RIP	66/132 kV	1987 -	Reserve
6	OIP	132 kV	1977 -	Regionalnett
1	OIP	300 kV	1970	Transmisjonsnett
2	OIP	420 kV	1991	Reaktor
3	OIP	132 kV	1986	Regionalnett, feltmåling
3	RBP	132 kV	1978	Regionalnett, feltmåling

Typiske feil i gjennomføringer er sprekker i porselensinnkapslingen og tap av mekanisk styrke og lekkasjer, vanninntrengning, kortslutning mellom kondensatorfolier, PD-aktivitet og kontaktfeil. For OIP-gjennomføringer vil også oljelekkasjer og forurensning av den isolerende oljen være aktuelle feilmekanismer. Havarier i gjennomføringer kan også ha system- eller applikasjonsrelaterte årsaker, slik som plutselige eller akkumulative elektriske/termiske påkjenninger ut over hva gjennomføringen i utgangspunktet ble

dimensjonert for. Utfordringen med å fastslå årsaken bak en feil (rotårsaken) etter et havari er ofte at gjennomføringen er fullstendig ødelagt eller brent opp og det derfor ikke er noe igjen av feilstedet.

## 2.2 Tilstandskontrollmetoder

Prosjektet har fokusert på nye eller lite utbredte tilstandskontrollmetoder som kan gi en bedre indikasjon på degradering av transformatorgjennomføringer enn hva dagens praksis gir. Eksisterende vedlikeholdsregimer som inkluderer renhold, visuell inspeksjon og termografering kan også defineres som en del av tilstandskontrollen siden mange begynnende feil oppdages her, men prosjektet anser det ikke er behov for metodeutvikling i samme grad her, og at transformatoreiere forutsettes å videreføre denne typen inspeksjon.

Grenseverdier for dielektriske tap ( $\tan \delta$ ) og fravær av PD, begge ved driftsfrekvens 50 Hz, skal i henhold til IEC 60137 [4], sikre integriteten og holdfastheten til isolasjonssystemet i transformatorgjennomføringer fra fabrikk. Det diskuteres om den absolutte verdien gitt i standarden er for høy, og både produsenter av gjennomføringer og CIGRE [2] har anbefalinger som er lavere enn denne. I Nord-Amerika, som følger IEEE's standarder, er verdien satt lavere [5].

Konvensjonelle metoder for tilstandskontroll av transformatorgjennomføringer er å måle  $\tan \delta$  og kapasitans  $C_1$  mellom leder og måleuttak ved 50 Hz. Begge verdier sammenlignes med verdier fra rutineprøve i fabrikk. Om verdier fra rutineprøve ikke foreligger har  $\tan \delta$  blitt sammenlignet med akseptverdien i IEC-standard. Aldring/degradering og fuktinntrenging gir økte tap, mens avvik i kapasitans kan tyde på kortslutninger i/på kondensatorkroppen. Slike målinger har i noe grad vært utført av norske transformatoreiere før dette prosjektet startet opp.

Måling av dielektriske egenskaper som funksjon av frekvens omtales som dielektrisk frekvensrespons, DFR, hvor  $\tan \delta$  og  $C_1$  måles i området 1 mHz til 1 kHz. DFR-målinger kan gi mer informasjon om tilstanden til gjennomføringen, siden typiske feilmekanismer er frekvensavhengige. Metoden har blitt benyttet internasjonalt i mange år. Det er en veileder (*guideline*) under utarbeidelse innenfor IEEE-systemet som vil gi verdifull praktisk informasjon om hvordan metoden best kan anvendes i felt og målinger tolkes. Det finnes også instrumenter som måler i området 15-400 Hz, som til en viss grad utnytter økt følsomhet for lave frekvenser.

På oljefylte gjennomføringer er det mulig å utføre analyse av oppløste gasser i oljen (DGA) [6]. Det har ikke vært praksis å utføre dette på gjennomføringer i Norge frem til nå. Typiske feil som utladninger i olje og hulrom, samt unormalt høye temperatur, vil gi økt konsentrasjon av spesifikke gasser og påvirke forholdet mellom disse. Metoden benyttes ofte som en kompletterende test for å verifisere tilstanden til gjennomføringer som viser tegn til degradering eller som av andre årsaker forbindes med forhøyet feilsannsynlighet. Gjennomføringer er ikke konstruert for uttak av olje til oljeprøver på samme måte som for hovedvolumet i en transformator, og utfordringen med denne metoden er at det lukkede oljevolumet må åpnes, og man kan da introdusere fukt eller lekkasjer om man ikke får tett ordentlig. I tillegg til gassinnhold måles vanligvis også fuktinnholdet i oljen. Siden mesteparten av fukten vil være i papiret, vil derfor fuktinnholdet i oljen være en dårlig indikator sammenlignet med DFR.

---

<sup>1</sup> Man kan også måle  $C_2$ , kapasitansen mellom måleuttak og jord, som funksjon av frekvens, men denne verdien vil påvirkes av strøkapasitanser i den aktuelle installasjonen og verdien kan ikke direkte sammenlignes med merkeskiltet.



Elektriske delutladninger (PD) er en av de dominerende feil- og degraderingsmekanismene, og har vært oppdaget i alle de brukte/utskiftede gjennomføringene prosjektet har testet i laboratorium – med unntak av én 300 kV OIP-gjennomføring som man ikke hadde noen mistanke om var svekket. Konvensjonelle PD-målinger i henhold til IEC 60270 [7] i laboratoriet gir i hovedsak et godt bilde av gjennomføringens tilstand. Utfordringer knyttet til tilstandskontroll ved hjelp av PD-måling i felt er grunnen til at dette er lite utbredt, og at mengden publisert litteratur er vesentlig mindre enn for analyse av dielektriske egenskaper. Kunnskap fra et fåtall publiserte modellstudier og PD-målinger på gjennomføringer med feil og defekter gjør det likevel mulig å kvalitativt vurdere hvilken type defekt gjennomføringen har.

Produksjonsmetoden for RBP-gjennomføringer medfører at disse har mange små hulrom i normalt tilstand. Dette kommer frem som et symmetrisk utladningsmønster (PRPDA-plot) og PD-nivået tillates å være inntil 100 pC ved driftsspennning og 250 pC ved 1,5 x driftsspennning i henhold til IEC 60137. Det har i dette prosjektet ikke vært rapportert om havarier på RBP-gjennomføringer, og de gjennomføringene som har vært karakterisert i laboratoriet etter nesten 40 års drift har hatt lavere PD-nivå enn kriteriene gitt i IEC-standard. Utfordringen med disse er ofte manglende måleuttak, slik at de må demonteres eller flensen isoleres fra tanken om tilstandskontroll skal utføres. Man må derfor vurdere om dette er hensiktsmessig fremfor bytte av gjennomføringen.

OIP-gjennomføringer skal i utgangspunktet være PD-frie. Med dette menes at de skal ikke ha målbar PD-aktivitet over det som er det typiske støygulvet i høyspenningslaboratorier. I IEC 60137 er denne grensen satt til 5 pC. Ved SINTEFs høyspenningslaboratorier er støygrensen vesentlig lavere (1,5- 3 pC), og PD-aktivitet lavere enn 5 pC kan måles på alle gjennomføringer uten at dette nødvendigvis indikerer en dårlig tilstand. Produsenter kan også ha strengere interne krav enn 5 pC.

OIP-gjennomføringene prosjektet har målt på har vært gjennomføringer som er skiftet ut etter havari, med svake/dårlige dielektriske egenskaper eller høy alder. Erfaringene er at det er god korrelasjon mellom PD-målinger og tilstandskontroll med DFR og DGA. PD opptrer både som en aldringsmekanisme og et symptom på andre feil. Hva som er årsak og virkning kan ikke bestemmes nøyaktig i alle tilfeller, men som metodikk for å plukke ut dårlige gjennomføringer vil en eller flere av metodene (PD, DFR og DGA) være nyttige verktøy.

Konkrete eksempler på dette er:

- *420 kV reaktorgjennomføringer tatt ut av drift etter høye  $\delta$ -verdier i området 15-400 Hz.* Her viste DFR-målinger at det er forhøyet ledningsevne i isolasjonssystemet. En årsak til dette kan være polare restprodukter fra termisk aldring eller PD. DGA viser at det er hydrogengass som tilskrives PD. Det ble også målt PD fra 0,8 x driftsspennning.
- *66 kV transformatorgjennomføring tatt ut av drift etter havari på nabogjennomføring.* Her viste DFR økt ledningsevne ved lave frekvenser og mulige ledende kanaler mellom folielagene. DGA viser også her at det er hydrogen som oppstår ved PD. PD målinger viser betydelig PD ved driftsspennning.
- *300 kV transformatorgjennomføring tatt ut etter 40 år i drift uten mistanke om feil.* DFR viser normale verdier,  $\delta$  er vesentlig lavere enn krav i IEC 60137 og DGA viser ingen forhøyede gasskonsentrasjoner. Det er heller ikke PD ved driftsspennning, eller nivå over 10 pC for spenninger i henhold kravene i til IEC 60137. Tilstanden til denne gjennomføringen er derfor god, og alle benyttende metoder bekrefter dette.

Sammenhengen mellom DFR, DGA og PD er her tydelig, og viser at ved å bruke dette som en verktøykasse hvor man benytter ett eller flere tilgjengelige verktøy for å utføre tilstandskontroll – så kan treffsikkerheten øke.

## 2.3 Måling av PD og tilstandskontroll i felt

Med konvensjonell PD-måling etter IEC 60270, hvor man måler signal opp til 1 MHz på hver fase, vil PD-signaler fra gjennomføringene kunne drukne i innstrålt støy, koronautladninger fra linjer og transformator, samt krysstale mellom PD-signaler på de ulike fasene. Ved å måle PD for høyere frekvenser (GHz), vil signaler fra ledningsbunden støy og PD fra andre kilder dempes mer enn PD som opptrer nært målestedet, det vil si i gjennomføringen. På bakgrunn av dette har prosjektet undersøkt frekvensinnhold i PD-signaler fra gjennomføringer, og utviklet en metode for differensiell trefase PD-måling i felt.

Ved å koble en spektrumanalysator til måleuttaket på gjennomføringer har prosjektet undersøkt frekvensinnholdet fra PD i området 300 kHz til 1 GHz. Med standard-utrustning for PD-måling er det bare mulig å måle utladninger opp til noen titalls MHz med god følsomhet. Ved å benytte spektrumanalysator, har det her blitt vist at hulromsutladninger har betydelig signal langt opp i frekvens – ca. 300 MHz. Ved å benytte slik utrustning i felt kan det derfor være mulig å detektere utladninger i gjennomføringer, under den antakelsen at høyfrekvensinnholdet i utladninger fra omgivelsene dempes mer på grunn av demping

Videre har UHF-målinger rundt 500 MHz med antenne vært testet i laboratoriet. Ved å peke en bredbåndet antenne mot området rundt flensen var det mulig å måle PD med god følsomhet fra en 66 kV OIP-gjennomføring. For høyere spenningsnivåer blir feltstyrken stor nær gjennomføringen, og antennen må plasseres lenger vekk. Forsøk med en ordinær dipolantenne på en 420 kV gjennomføring viste at det ikke var mulig å plassere denne nært nok uten å initiere utladninger i antennenpisen.

Som et alternativ, også i kombinasjon med moderat høyere frekvenser (2-5 MHz), har det blitt utviklet og testet en ny metode for differensiell, trefase PD-måling. Idéen, metodikk og erfaring har blitt publisert på IEEE-konferansen EIC 2021 [8], og SINTEF har sendt inn en artikkel til CIGRE-møtet i 2022 [9].

Ideen bak denne metoden er å måle PD-signaler også *mellom* fasene, og ikke bare mellom fase og jord. Med denne metoden fjerner man mye av fremmedstøyen som kan være en utfordring ved måling i stasjon. Videre kan man logisk slutte seg til hvilken fase utladningene kommer fra. PD kan også oppstå inne i transformator-kassen, og dette kan være utfordrende å skille fra PD fra gjennomføringer, så her må DGA eller on-line gassmåling (f.eks. Hydran) benyttes for å utelukke PD i transformator-kassen.

Metoden har blitt demonstrert i laboratoriet, og testet ut i felt med to caser: Hos Elvia ble metoden testet ut på 132 kV RBP-gjennomføringer. Måleprinsippet fungerte tilfredsstillende i felt, og muliggjorde lokalisering av mulige indre utladninger i transformatorgjennomføringene. Utladningene i transformatorgjennomføringene var under 100 pC ved driftsspennning, som er innenfor normalområdet ved rutinetesting av RBP-gjennomføringer i henhold til standard IEC 60137. Hos Mørenett ble metoden testet ut på 132 kV OIP-gjennomføringer som var planlagt skiftet ut på grunn av mulig oljelekkasje. Her ble det funnet at én fase hadde avvikende DFR-målinger med mistanke om PD-aktivitet. Dette støttes av differensielle PD-målinger som viser at det er PD-aktivitet i denne fasen som ikke er til stede i de to andre fasene. Metoden har potensiell nytte, spesielt for tørrisolerte gjennomføringer, hvor det ikke er mulig å utføre DGA-målinger men er også nyttig for å understøtte andre metoder (DFR/DGA). En direkte måling av PD-aktivitet bidrar til bedre tolkning av DFR-målinger ved at endringer i  $\tan \delta$  og C som funksjon av frekvens kan tilskrives PD.

## 2.4 Reservegjennomføringer

De fleste transformatoreiere er omfattet av beredskapsforskriftens bestemmelser om reservemateriell. Det innebærer at de skal ha tilgang til reservegjennomføringer som kan monteres på alle transformatorer de drifter. Det har ikke vært tilstrekkelig bevissthet rundt hvordan disse reservegjennomføringene har vært lagret, og en betydelig del av disse har derfor ikke vært lagret slik anvist av produsenten. For OIP-gjennomføringer er det avgjørende at hele kondensatorkroppen er impregnert med olje, og en feil lagring av gjennomføringen i horisontal posisjon over lang tid kan føre til kondensatorkroppen eksponeres for luft og at det dannes hulrom/uttørking i isolasjonen. Det er ikke samme krav til vertikal eller skrå lagring for tørrisolerte (RBP, RIP og RIS) gjennomføringer, men produsenter kan også her stille krav for at funksjonsevnen skal være garantert etter lang tids lagring.

Et utvalgt på 12 OIP 132 kV reservegjennomføringer som har blitt lagret horisontalt i over lengre tid, og deretter lagret vertikalt i minst 6 måneder, har blitt testet. Gjennomføringene kom fra to produsenter. Sju av gjennomføringene var feillagret, og to av disse hadde uttørket papir i kondensatorkroppen som følge av dette. Disse to gjennomføringene hadde blitt lagret horisontalt i henholdsvis 17 og 33 år. De resterende fem som var konstruert for horisontal lagring viste ingen tegn til at papiret hadde tørket ut og dermed redusert holdfasthet. Basert på dette er det derfor en betydelig risiko for at feillagrete gjennomføringer ikke vil oppfylle de krav som stilles ved en utskifting, og tilstanden på disse derfor bør kartlegges.

Testene som ble utført var en del av typeprøve for transformatorgjennomføringer gitt i IEC 60137. For en 132 kV gjennomføring spesifiseres en holdetest på 305 kV i 60 sekund, 1 time PD-måling med forhøyet spenning på 126 kV, og DFR-målinger før og etter spenningsprøver. Siden reservegjennomføringer ikke har blitt benyttet før lagring, vil det ikke ha vært noen aldring/degradering før testing. Det er derfor kun PD-måling ved full prøvespenning som vil kunne detektere om det har oppstått uttørking av papiret under lagring.

## 3 ANBEFALINGER OG VIDERE ARBEID

Hovedmålet med prosjektet har vært etablere beslutningsgrunnlag for risikovurdering og tilstandskontroll av transformatorgjennomføringer. Basert på prosjektresultatene, som er oppsummert i Kapittel 2, beskrives i dette kapitlet hvilke tiltak som bør gjøres. Anbefalingene baserer seg på kunnskap hentet fra tilgjengelig litteratur, samt målinger/erfaringer gjort i dette prosjektet. Det kan derfor være andre typer mindre sannsynlige defekter, eller defekter/feil utløst av eksterne faktorer, som ikke er behandlet her.

### 3.1 Hvilke gjennomføringer bør testes?

Erfaringer fra prosjektdeltakerne ga ingen indikasjon på at alder har noen vesentlig betydning for feilsannsynligheten. Alle gjennomføringer med feil var av OIP-type, som også er den mest utbredte typen gjennomføring.

Rapporterte havarier eller mistanke om degradert tilstand gir indikasjoner om at følgende gjennomføringer bør prioriteres:

- Gjennomføringer i applikasjoner med høyere påkjenning enn normale distribusjon- eller transmisjonsnett: Reaktorer, vindparker, vannkraftverk hvor det er høyt antall start/stopp.
- OIP-gjennomføringer med mistanke om oljelekkasje.
- Høyere spenningsnivåer før lavere spenningsnivåer.

Et tilstandskontrollregime for eldre transformatorgjennomføringer bør også vurderes etter at de mest utsatte gjennomføringene, som nevnt over, er testet. Dette ut fra en antakelse om at alle gjennomføringer degraderes over tid slik at sannsynlighet for svikt øker. Erfaringsgrunnlaget tilsier at dette foreløpig ikke er tilfelle, men dette kan skyldes at lave påkjenninger ikke har degradert populasjonen av transformatorgjennomføringer tilstrekkelig til at dette fremkommer i erfaringsgrunnlaget.

Ved tilstandskontroll gjøres det en vurdering av sannsynlighet for feil og konsekvensen av en feil. Transformatoreier må derfor vurdere, spesielt for eldre gjennomføringer, om konsekvensene er akseptable sammenlignet med besparelsen ved å utsette reinvestering.

### 3.2 Tilstandskontrollmetoder

Prosjektet har vist, basert på publisert litteratur og målinger, at kombinasjonen av DFR, DGA/oljeprøve og PD avdekker degradering og de fleste defekter som leder til feil<sup>2</sup> på transformatorgjennomføringer. Tilstandskontroll med én eller flere av disse metodene vil kunne avdekke feil, avhengig av type gjennomføring.

Gjennomføringer blir testet i fabrikk, og et testsertifikat/merkeskilt angir verdier for tap ( $\tan \delta$ ) og kapasitans C1 målt ved 50 Hz i kondensatorkroppen. Dette er sammenligningsgrunnlaget basert på dagens standard IEC 60137. Ved å måle disse parameterne over et større frekvensområde kan man få mer informasjon om gjennomføringens tilstand. Det viser seg også at følsomheten for vanlige forekommende feil i gjennomføringen øker når man måler  $\tan \delta$  og C1 ved lavere frekvenser. Et instrument som måler helt ned til 1 mHz er derfor å foretrekke, men også målebroer for  $\tan \delta$  som måler i intervallet 15-400 Hz gir også bedre følsomhet for feil enn måling ved kun 50 Hz.

---

<sup>2</sup> Degradering og defekter som kan lede til havari omtales ofte som begynnende feil.

### **OIP-gjennomføringer:**

DFR og DGA (inkludert oljeprøve) vil avsløre de vanligste forekommende feilene. Dette viste også testene på OIP-gjennomføringer i prosjektet. Måling med DFR er per i dag ikke standardisert, men tolkningskriterier er i ferd med å utarbeides innenfor IEEE. Sammenligning med 50-Hz verdi for  $\tan \delta$  og C1, samt en kvalitativ vurdering av kurveform for disse som funksjon av frekvens kan gi en treffsikker vurdering av tilstand. DGA/oljeprøve vil avsløre relevante feil som PD, termisk feil og fukt. DGA er en akkumulativ metode og kan dermed også være følsom for koblingsoverspenninger som kan gi kortvarig PD-aktivitet og økt gasskonsentrasjon.

### **RBP-gjennomføringer:**

RBP-gjennomføringer er ikke oljefylte, slik at DGA ikke er aktuelt. Måling med DFR kan gi indikasjon på tilstanden. Prosjektet har ikke målt DFR på RBP-gjennomføringer med feil i laboratoriet, og det er publisert lite DFR-målinger på denne typen gjennomføringer. Sammenligningsgrunnlaget for DFR-målinger blir derfor mindre enn for OIP, og tilstandskontroll baseres derfor på sammenligning mellom like gjennomføringer, for eksempel mellom fasene, eller samme gjennomføring over tid (trending). Generelle feil, som overflatestrømmer og dårlig kontakt i måleuttak er felles med OIP. Hitachi Energy har erfart at en vanlig feilmode for RBP gjennomføringer er delaminering i kondensatorkroppen. På grunn av kapillærkrefter trekkes transformatorolje inn i hulrommene. PD-aktivitet i slike hulrom vil polymerisere oljen til X-wax og gi økte tap som er målbart med DFR.

For RBP-gjennomføringer kan også PD-måling med den differensielle måleteknikken utviklet i prosjektet være et alternativ. Om PD er nylig initiert, vil degraderingen av kondensatorkroppen sannsynligvis ikke være målbart med DFR. På RBP-gjennomføringer som ikke har måleuttak, kan flensen isoleres fra transformatorkasse og benytte flensen som målepunkt. Dette gjelder i stor grad eldre RBP-gjennomføringer for 66 kV, men kan være aktuelt om det er spesielle applikasjoner hvor tilstandskontroll er hensiktsmessig framfor utskifting.

### **RIP- og RIS-gjennomføringer**

Prosjektet har ikke målt på denne typer gjennomføringer og det er lite publisert litteratur som omhandler tilstandskontroll på disse. Et alternativ kan være å utføre DFR-måling som et "fingeravtrykk" når gjennomføringen er ny, slik at fremtidige målinger kan sammenlignes med disse og når kunnskap øker eldre målinger kan analyseres. Den foreslåtte metoden med differensielle PD-målinger er også lovende og kan benyttes om det er mistanke om PD. Dette vil også gjøre det mulig å videreutvikle metodikken.

### **Intervaller**

Feil og degradering i transformatorgjennomføringer utvikler seg i de fleste tilfeller gradvis. Det er et lite antall feil som er rapportert slik at sannsynligheten for ikke-planlagt utetid eller havari er forholdsvis lav, men konsekvensene kan være store. Hver enkelt transformatoreier må derfor utføre, eller få utført, en risikoanalyse for sine transformatorgjennomføringer. Det viktigste vil være å få på plass et tilstandskontrollregime av transformatorgjennomføringer om det ikke utføres kontroll per i dag. I første omgang bør dette inkludere gjennomføringer med forhøyet risiko, enten på grunn av konstruksjon eller på grunn av høyere påkjenninger gjennom anvendelsesområde. Når dette er på plass, kan også andre gjennomføringer kontrolleres regelmessig.

Gjeldende anbefaling for tilstandskontroll av apparatgjennomføringer i Nord-Amerika (IEEE Std C57.19-100-2012) er 3-5 år som intervall for måling av tan  $\delta$ . Lav sannsynlighet for havari må veies opp mot kostnaden ved ulike tilstandskontrollmetoder og hyppighet. En vanlig praksis i nettselskaper er årlig ettersyn/vedlikehold og termografering. Om dette har vært følsomt nok til å plukke ut dårlige gjennomføringer og historisk har gitt lav feilsannsynlighet, vil et intervall på 3-5 år anses å være for hyppig. Over tid vil transformatoreier kunne danne seg et bilde av hvor raskt svake gjennomføringer degraderes og kunne justere intervallet for tilstandskontroll med de metodene som er beskrevet (DFR, DGA, PD). Transformatoreiere bør også bruke Transformatorbrugergruppens statistikk aktivt, ved å følge med og sende inn egne tall.

For eventuell DGA, bør transformatoreier være klar over risikoen for å introdusere fukt/lekkasje ved åpning av gjennomføring. Dette er ikke noe som bør utføres like hyppig andre tilstandskontrollmetoder.

#### *Eierskap til målinger*

For alle målinger som utføres bør eier av transformator sikre seg eierskap til data og målinger som er utført, slik at de fritt kan disponere disse i fremtiden. På denne måten unngår transformatoreier å låse seg til enkeltleverandører, og at opparbeidet kunnskap går tapt ved endringer blant markedsaktører eller bytte av leverandør. Å fritt kunne benytte målinger gjort på egen anleggsmasse er også gunstig for fremtidige datadrevne/digitaliserte løsninger for drift og forvaltning.

### **3.3 Reservegjennomføringer**

Som vist hadde to av sju feillagrede reservegjennomføringer PD. Basert på dette anbefales det å kontrollere om OIP-gjennomføringer over lang tid har vært lagret feil, det vil si horisontalt. Også reservegjennomføringer som skal kunne lagres horisontalt bør kontrolleres, siden det kan være krav om en spesifikk plassering av oljevindu (ned mot gulv). Gjennomføringer som har vært lagret feil bør snarest settes i riktig posisjon.

Gjennomføringer som har vært lagret feil bør testes for PD, og de gjennomføringene som har vært lagret feil lengst bør testes først. De to gjennomføringene som hadde hulrom i papiret var lagret i henholdsvis 33 og 17 år. De gjennomføringene som var lagret horisontalt kortere tid enn dette hadde ikke PD. Dette kan gi en indikasjon, men ingen garanti, for hvor lenge gjennomføringene tåler feillagring. Små variasjoner i fyllingsgraden av olje kan også påvirke om det har oppstått hulrom i papiret.

Det er kun test med PD-måling under full prøvespenning i henhold til IEC 60137 som kan si om det er uttørking i papiret. DFR og DGA vil ikke kunne gi svar på dette før etter en reservegjennomføring med hulrom har blitt satt i drift og det har vært PD over en viss tid.

### 3.4 Videre arbeid

For å gjøre beslutningsgrunnlaget og diagnosteknikker for transformatorgjennomføringer enda bedre, og sikre ytterligere leveringssikkerhet og økonomisk drift foreslås følgende oppfølging av prosjektet:

- Utvikle/ samle inn feilstatistikk og brukererfaringer for gjennomføringer i regi av transformatorbrugergruppen. Dette kan gi grunnlag for å vurdere hyppighet for målinger.
- En systematisk oppbygging av kunnskap om hva slags påtrykk i ulike anvendelser som er relevante for degradering og økt risiko for havari i transformatorgjennomføringer.
- Lage database over målinger. Dette gjelder både for gjennomføringer som er friske som et referansegrunnlag og for gjennomføringer som man mistenker har feil/degradert tilstand. Dette vil også sikre eierskap til måledata på egne gjennomføringer. Dette og forrige punkt vil gi grunnlag for å vurdere hvor hyppig det er nødvendig å utføre tilstandskontroll.
- Videreutvikle metoder for PD-måling i felt. Differensielle måleteknikker, i kombinasjon med høyfrekvenssensorer, har et potensiale for å gi bedre tilstandskontroll i støyende omgivelser. For tørre gjennomføringer (RBP, RIP, RIS) hvor er det mindre erfaring med DFR, og DGA er ikke mulig, vil en pålitelig metode for PD-måling være nyttig.
- Oppdatere av Kapittel 4 om gjennomføringer i Vedlikeholdshåndboka fra Transformatorbrugergruppen med resultater fra dette prosjektet.
- Samle erfaringer med degradering og tilstandskontroll av nye isolasjonssystemer (RIP, RIS)

## 4 REFERANSER

- [1] Brukergruppen for kraft- og industritransformatorer, <https://www.transformatorbruker.org/>.
- [2] CIGRE, *Transformer bushing reliability*, TB 755, 2019.
- [3] *Experimental evaluation of status of 400 kV shunt reactor bushings in the Swedish national grid*, L. Jonsson, L. Melzer, N. Schönborg, G.-O. Persson, CIGRE 2018 A2-203, 2018.
- [4] International Electrotechnical Commission, *Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V*, IEC 60137:2017, 2017.
- [5] *IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings*, IEEE C57.19.100-2012, 2012.
- [6] International Electrotechnical Commission, *Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, IEC 60599, Ed.4, Draft version CDV August 2021, 2021.
- [7] International Electrotechnical Commission, *High-voltage test techniques - Partial discharge measurements*, IEC 60270:2000+AMD1:2015, 2015.
- [8] Hans Kristian Hygen Meyer, Espen Eberg, Lars Lundgaard, IEEE Electrical Insulation Conference Proceedings, *On-line three-phase differential partial discharge localization in transformer bushings*, 2020.
- [9] Espen Eberg, Hans Kristian Hygen Meyer, Lars Lundgaard, Asgeir Mjelve, Stig Kyrkjeide, *On-line differential partial discharge measurements of condenser bushings on power transformers*, CIGRE 2022 Paris Session (akseptert for publisering), 2022.