



SINTEF



NTNU

# Prosjektrapport

## HydroStator

Hovedfunn og resultater i KPN HydroStator

### Forfatter(e):

Gunnar Berg-Karlsen, Espen Eberg, Torstein Grav Aakre,  
Erling Ildstad, Emre Kantar og Arne Nysveen

### Rapportnummer:

2022:00275 - Åpen

### Oppdragsgivere:

ABB, Hafslund E-CO, Hydro Energi, Sira-Kvina, Statkraft

# Prosjektrapport

## HydroStator

Hovedfunn og resultater i KPN HydroStator

**EMNEORD:**Vannkraft, generator,  
tilstandskontroll,  
elektriske  
delutladninger, PD, DFR  
lastsykling, levetid,  
isolasjon**VERSJON**

1.0

**DATO**

2022-03-14

**FORFATTER(E)**

Gunnar Berg-Karlsen, Espen Eberg, Torstein Grav Aakre, Erling Ildstad, Emre Kantar og Arne Nysveen

**OPPDRAGSGIVER(E)**

ABB, Hafslund E-CO, Hydro Energi, Sira-Kvina, Statkraft

**OPPDRAGSGIVERS****REFERANSE**

Bjarne Tufte

**PROSJEKTNUMMER**

502001303

**ANTALL SIDER OG VEDLEGG:**

19

**SAMMENDRAG**

Modeller som beskriver temperatur- og frekvensavhengighet til elektriske delutladninger er utviklet og viser at tilstandskontroll med den mer praktiske VLF-metoden som benytter 0,1 Hz høyspenning er representativ for 50 Hz driftsspenning.

Prosjektet finner ikke at det er signifikant degradering av hovedisolasjonen etter 50 års ordinær drift av en 95 MVA vannkraftgenerator som har vært testet i prosjektet. Det er heller ingen signifikant degradering etter 250 lastsykluser med ekstreme temperaturer. For mer dynamisk kjøring av vannkraftressurser lover dette godt, men andre deler av det elektriske isolasjonssystemet kan være en risikofaktor og bør undersøkes nærmere på samme måte som hovedisolasjonen ble undersøkt her.

Videre arbeid bør fokusere på kartlegging av forventet driftsmønster, prediksjon av degradering av hele generatoren/maskinen og enda mer ekstreme, akselererte tester for å finne tålegrensen for fleksibel drift av vannkraft, spesielt for eldre maskiner.

**UTARBEIDET AV**


Espen Eberg

## SIGNATUR

**KONTROLLERT AV**

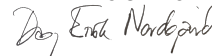
Øystein Hestad

## SIGNATUR

**GODKJENT AV**

Dag Eirik Nordgård

## SIGNATUR

**RAPPORTNUMMER**

2022:00275

**ISBN**978-82-14-  
07529-8**GRADERING**

Åpen

**GRADERING DENNE SIDE**

Åpen

# Historikk

---

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
0	2021-12-16	Utkast til kommentering hos prosjektgruppen
1.0	2022-03-14	Endelig versjon

---

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Tilstandskontrollmetoder</b> .....	<b>5</b>
2.1	Elektriske delutladninger – PD .....	5
2.2	Dielektriske tap – DFR .....	6
<b>3</b>	<b>Tilstandskontroll Suldal G2</b> .....	<b>7</b>
3.1	Off-line målinger .....	7
3.2	On-line målinger .....	8
3.3	PD-måling på individuelle generatorstaver (screening test) .....	8
3.4	"Bibliotek" av staver .....	8
<b>4</b>	<b>Effekt av temperatur og frekvens på elektriske delutladninger (PD)</b> .....	<b>9</b>
4.1	Modellering av elektriske delutladninger .....	9
<b>5</b>	<b>Lastsykling av generatorstaver</b> .....	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>HELSETILSTAND TIL GENERATORSTAVER</b> .....	<b>14</b>
6.1	Gjennomslagsprøving – endeavslutninger .....	14
<b>7</b>	<b>DISKUSJON OG OPPSUMMERING</b> .....	<b>15</b>
7.1	Frekvens til påtrykt spenning .....	15
7.2	Temperatur .....	15
7.3	Holdfasthet – reell tilstand .....	16
<b>8</b>	<b>Anbefalinger til videre arbeid</b> .....	<b>17</b>
<b>9</b>	<b>Publikasjonsliste</b> .....	<b>18</b>
9.1	Fagfelleverderte tidsskriftartikler og konferansesamlinger .....	18
9.2	Populærvitenskapelig .....	19

# 1 Innledning

Total installert effekt for vannkraftgeneratorer over 1 MW i Norge er mer enn 32 000 MVA, hvor mesteparten ble installert mellom 1955 og 1995. Forventet teknisk levetid er 50 år, eller mer, avhengig av type driftsmønster og last. Mer enn halvparten av de norske vannkraftgeneratorene har derfor oppnådd forventet levetid. Det er usikkerhet knyttet til pålitelighet og videre levetid. Utvikling og bruk av tilstandskontrollmetoder, og kunnskapen om dette, kan bidra til å redusere usikkerheten og øke utnyttelsen av vannkraften i Norge.

Ved liberaliseringen av kraftmarkedet på begynnelsen av 90-tallet ble driftsmønsteret endret i mange vannkraftverk, og dette resulterte i mange tilfeller i mer intermitterende (variabel) drift. Slik drift med større endringer i last, og dermed temperatur, gir økte påkjenninger på høyspenningsisolasjonen siden denne har vesentlig lavere termisk utvidelse enn kobberet – og resulterer i termomekaniske krefter i isolasjonssystemet. I kombinasjon med høyspenningen gjør dette at levetiden til høyspenningsisolasjonen kan reduseres betraktelig. En internasjonal studie utført av CIGRE<sup>1</sup> har funnet at feil på høyspenningsisolasjonen er den hyppigste feilårsaken i vannkraftgeneratorer, og er også den feiltypen som gir lengst driftsstans. Ved høye temperaturer som følge av høy produksjon over tid, vil impregneringen i høyspenningsisolasjonen (polyester eller epoksy) degraderes og svekke de elektriske og mekaniske egenskapene. Repeterende raske endringer i produksjonen vil gi gjentatt ekspansjon og komprimering av høyspenningsisolasjonen og dette vil kunne gi hulrom og delamineringer som er fylte med gass. Inne i disse vil sterke elektriske felt gi delvis gjennomslag som også degraderer høyspenningsisolasjonen. Dette omtales som elektriske delutladninger (*partial discharge*, PD), og er en av hovedmekanismene bak havari i høyspenningsmaskiner generelt.

Basert på dette ble det initiert et kompetanseprosjekt for næringslivet (KPN<sup>2</sup>), med ABB, Eidsiva (nå Hafslund E-CO), Hydro, Sira-Kvina Kraftselskap og Statkraft som industripartnere, og NTNU og SINTEF Energi som forskningspartnere. Prosjektet hadde et budsjett på 16 MNOK og startet opp i 2016, med hovedmål å *Etablere nye og pålitelige metoder for tilstandskontroll av statorisolasjon i høyspent vannkraftgeneratorer for å forbedre vedlikehold og reinvesteringerbeslutninger.*

I lys av situasjonen den siste tiden mener vi at tematikken og utfordringene som prosjektet prøver å besvare er enda mer aktuelle nå enn da prosjektet startet. Med ytterligere innfasing av ikke-regulerbar produksjon fra vindkraft, og nedstenging av regulerbar kull- og atomkraft, vil behovet for å kunne kjøre vannkraftgeneratorer fleksibelt bli enda større. Da vil evnen til å respondere raskt være viktig. Det er da ekstra viktig å ha kunnskap om og verktøy for å håndtere konsekvensen av økte påkjenninger på vannkraftgeneratorer for å forhindre uønsket driftsstans (havari).

Denne rapporten gir en kortfattet oppsummering av de viktigste funnene i prosjektet og anbefalinger for bruk av resultater samt videre utfordringer. I Kap. 2 er de tilstandskontrollmetodene som prosjektet har benyttet beskrevet, Kap. 3 diskuterer erfaringene med tilstandskontroll og målinger gjort på en 50 år gammel 95 MVA generator i Suldal, Kap. 4 gir en beskrivelse av sammenhengen mellom elektriske delutladninger, temperatur og frekvens til spenning, Kap. 5 oppsummerer studier som er gjort med akselerert termoelektrisk aldring utført på 50 år gamle generatorstaver, Kap. 6 gir en oversikt over den reelle helsetilstanden til generatorstaver som har blitt undersøkt i prosjektet. Til slutt gir Kap. 7 anbefalinger basert på prosjektresultatene, og Kap. 8 anbefalinger til videre arbeid.

<sup>1</sup> CIGRÉ Brochure 392, Working Group A1.10, *Survey of hydrogenerator failures*, 2009.

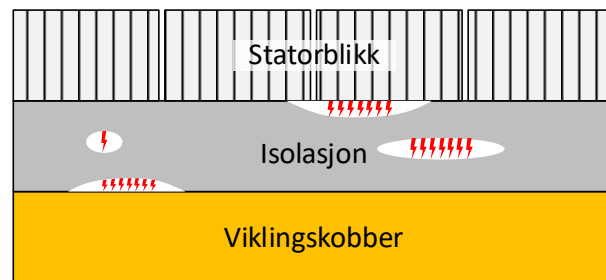
<sup>2</sup> Dette omtales i dag som kompetanse- og samarbeidsprosjekt for næringslivet, KSP, og er delfinansiert av Forskningsrådet.

## 2 Tilstandskontrollmetoder

Det har i HydroStator vært fokusert på to målemetoder for tilstandskontroll; måling av elektriske delutladninger (*partial discharge, PD*) og måling av dielektriske tap (*dielectric frequency response, DFR*). Begge metoder benyttes i stor utstrekning internasjonalt for spenningsfrekvens 50/60 Hz, men ikke med variabel frekvens.

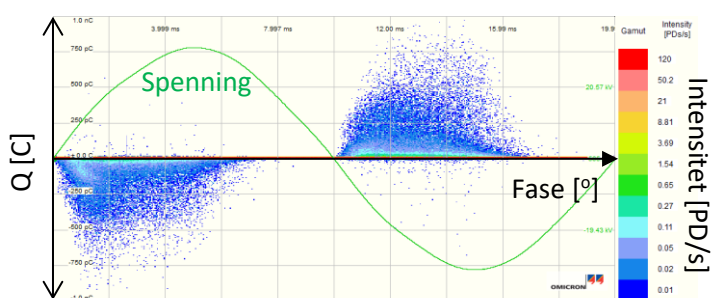
### 2.1 Elektriske delutladninger – PD

PD er delvise kortslutninger internt i elektrisk isolasjon, eller mellom elektroder og isolasjonen, som vist i Figur 1. "Glimming" er PD hvor luft er isolasjonsmediet, og blir ionisert av et sterkt elektrisk felt. Siden kortslutningene er delvise/partielle, gir ikke dette umiddelbart havari, men PD-aktiviteten vil degradere komponenten over tid og til slutt føre til havari. Sannsynligheten for PD øker med spenningen, slik at store maskiner på de høyeste spenningsnivåene er mer utsatt for PD. I vannkraftgeneratorer er isolasjonen tilsatt mineralet kråkesølv (*mica*), slik at disse skal tåle PD i små hulrom i størrelsesorden  $\mu\text{m}$  som forekommer naturlig pga. produksjonsprosessen. Det er derfor viktig å kunne skille PD fra ufarlige små hulrom fra større feil som forkorter levetiden og øker sannsynligheten for havari.



Figur 1: Typiske steder hvor PD kan oppstå.

En PD-hendelse sender ut en liten strømpuls, og denne kan måles elektrisk ved å koble på en målekrets, eller med mer ukonvensjonelle metoder som antenner og akustiske sensorer. UV-følsomme kameraer kan benyttes når det er PD i luft og man har fri siktlinje. HydroStator har fokusert på en elektrisk målekrets, siden dette gir best signalkvalitet og er hensiktsmessig for den typen maskiner/installasjoner som undersøkes i dette prosjektet.



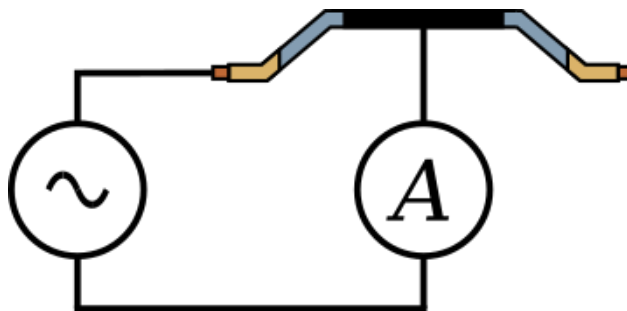
Figur 2: Histogram over PD-hendelser i en komponent. Eksempelet viser PD fra hulrom i ren epoksy.

på x-aksen og fargen indikerer antall utladninger etter fargeskalaen til høyre. Sammenligning over tid og med andre tilsvarende installasjoner benyttes til å gi en vurdering av komponentens tilstand, og med dagens praksis er tilstandsvurderingen i stor grad basert på operatørens erfaring.

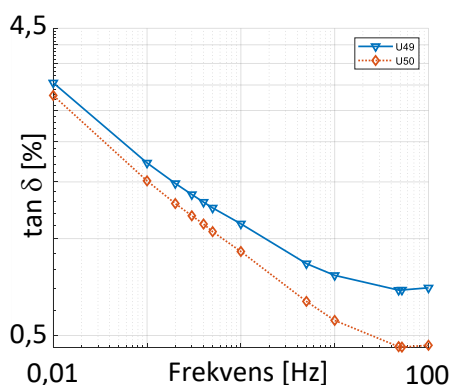
For å vurdere tilstanden til et materiale eller komponent basert på PD-måling, ser man blant annet på ved hvilken spenning PD tenner og slukker, størrelsen på utladningen (Q) målt i enheten Coulomb og antallet utladninger per tid eller periode. Tidspunkt/plassering på spenningscyklusen (fase) kan også gi verdifull informasjon om hvilken type feil som gir PD. Denne informasjonen kan oppsummeres i et *faseoppløst histogram* som vist i Figur 2. Her er størrelsen på utladning vist på y-aksen, plassering på spenningscyklus

## 2.2 Dielektriske tap – DFR

Når elektrisk isolasjon utsettes for høye temperaturer vil materialet degraderes ved kjemiske prosesser, f.eks. oksidasjon, slik at mekaniske egenskaper og tåleevne mot høyspenning (holdfasthet) svekkes. Restprodukter fra degradering og fukt vil påvirke den elektriske ledeevnen til materialet. Dette kan undersøkes ved å måle den lille strømmen som går gjennom isolasjonsmaterialet når man påtrykker en lav spenning på lederen, som vist for en generatorstav i Figur 3. Ved å påtrykke spenning med frekvenser i området 0.001 Hz – 1000 Hz vil man kunne lage tapsspektrum som vil være karakteristisk for degradering, fukt eller andre feil som gir økte elektriske tap i isolasjonsmaterialet. De elektriske tapene vil også omsettes som varme i isolasjonsmaterialet slik at temperaturen vil stige og aldringen ytterligere forsterkes.



**Figur 3: Prinsippkisse av DFR-måling. En spenning settes på komponentens leder (generatorstav vist her), og strømmen gjennom isolasjonsmaterialet måles svært nøyaktig.**



**Figur 4: Typiske DFR-måling fra to friske generatorstaver.**

Resultatet fra en typisk dielektrisk frekvensresponsmåling (DFR-måling) er vist i Figur 4 for to friske generatorstaver. Strømmen gjennom isolasjonen i generatorstaven har et *kapasitivt* bidrag som ikke gir noen tap og *resistivt* bidrag som gir tap. Begge strømbidragene kan igjen deles inn i frekvensavhengige og konstante strømbidrag. Generelt vil termisk aldring og fukt gi økte *resistive* bidrag for lave frekvenser, og dermed økte tap ved lave frekvenser. Ved å måle over et bredt frekvensområde får man en mer følsom måling enn om man bare måler på 50 Hz som er standardisert gjennom IEC/IEEE per i dag. Målingene i Figur 4 viser hva man normal kan forvente i friske generatorstaver, hvor tapene øker jevnt for lave frekvenser.

Ved å påtrykke høyspenning under en DFR-måling kan også PD måles. Strømmen fra PD vil også gi et bidrag til den *resistive* strømmen og dermed økte tap. Normal prosedyre for slike målinger er at tapene måles ved ulike spenninger. Når spenningen blir høy nok til at PD oppstår vil tapene øke markant. Ved å plote differansen i tap mellom to spenningssteg som funksjon av spenning vil man se at når PD oppstår vil kurven få en knekk og stige. Denne typen måling omtales som *tangens delta tip-up*, og er standardisert for målinger ved 50 Hz. Siden mange små utladninger vil gi samme bidrag til tapene som få store utladninger, diskuteres det hvorvidt denne typen målinger er egnet til å si noe presist om tilstanden til komponenten.

### 3 Tilstandskontroll Suldal G2

#### 3.1 Off-line målinger



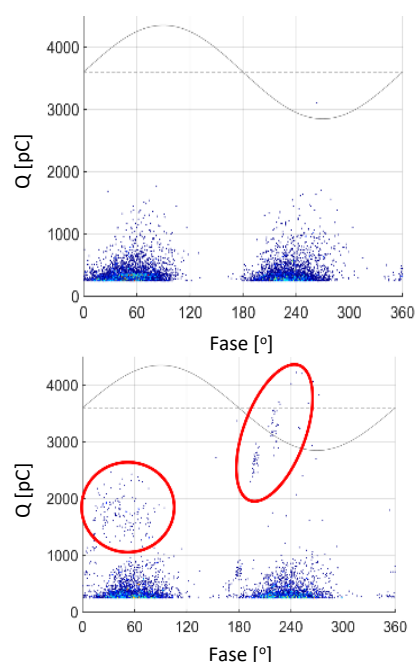
Figur 5: Oppsett for offline PD-måling med 0,1 Hz VLF utstyr.

Det har blitt gjennomført elektriske tester av generator G2 i Suldal kraftverk for tilstandskontroll av isolasjonen i statorviklingen. Følgende tester ble gjennomført på frakoblet generator: Isolasjonsmotstand (IR), polarisasjonsindeks (PI), viklingskapasitans og dielektrisk re-absorpsjon. Måling av elektriske delutladninger (PD) ble utført ved 0,1 Hz (*very low frequency*, VLF) sinusspenning, som vist i Figur 5. På grunn av kort tid mellom frakopling av generator og gjennomføring av målinger var generatoren fortsatt nær driftstemperatur.

Testresultatene er sammenfallende for de tre fasene og er sammenlignbare med tidligere målinger av IR, PI og kapasitans. Utladnings-signatur og -nivå er også tilsvarende tidligere målinger, med et avvik i fase L2 som kan indikere overflateutladninger i spolehodet, som vist i Figur 6. Under demontering av stator ble det funnet flere steder hvor det var spor etter PD-aktivitet mellom spolehodene, i form av hvitt pulver og vist i Figur 7, og som samsvarer med PD-målingene. PD mellom spolehoder vil degradere isolasjonen og etter hvert øker risikoen for havari. Det dannes også ozon som medfører helserisiko.



Figur 7: Spor etter PD mellom spolehoder.



Figur 6: Normal PD-aktivitet i L1 og L3 (oppe) og avvikende PD-aktivitet i L2 (nede).

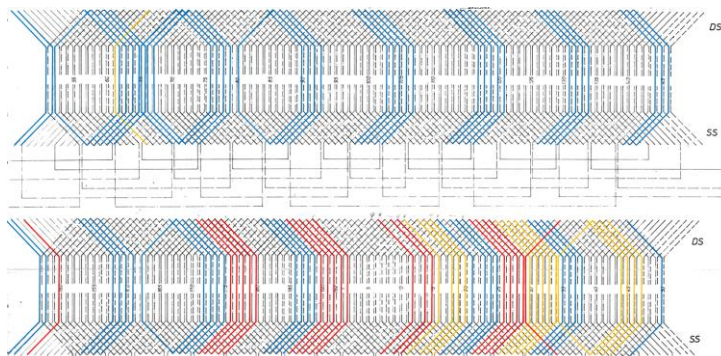


## 3.2 On-line målinger

Etter serien med off-line målinger ble det montert målekondensatorer på samleskinne mellom generator og transformator for kontinuerlig PD-måling under drift. On-line-målingen bekreftet tidligere funn fra off-line PD måling at det var et avvik i utladningsnivå i fase L2.

## 3.3 PD-måling på individuelle generatorstaver (screening test)

Suldal generator G2 ble tatt ut av drift etter 52 år med strømproduksjon siden oppstart i 1965. SINTEF/NTNU fikk fri tilgang til generatorstaver i forbindelse med demontering av statorviklingen. Alle staver ble identifisert, nummerert og merket med fase og nummer før uttak. Av i alt 3x128 staver i generatorviklingen ble 161 staver plukket ut og lagret for videre laboratorieundersøkelser. Hvilke staver som ble



**Figur 8: Generatorstaver tatt ut og lagret fra Suldal G2. Hovedvekt på fase L2 (blå).**

tatt ut er illustrert i Figur 8. Staver både nært høyspenningsuttak og nullpunkt ble valgt ut, med hovedvekt på staver fra fase L2 på grunn av avvik funnet ved PD-målinger.

Det ble gjennomført en screening-test av de 161 generatorstavene for å bestemme nivå av elektriske utladninger. Det ble ikke funnet noen korrelasjon mellom utladningsnivå og plassering i statoren. Dette indikerer at den elektrisk feltstyrke generatorstavene har vært utsatt for i drift, ikke har noen betydning for aldring av isolasjonssystemet for dette statordesignet. Merk at PD-testing av individuelle staver ikke kan finne alle typer defekter, for eksempel utladninger i spolehodet.

## 3.4 "Bibliotek" av staver



Etter screening-testen ble alle de 161 generatorstavene fra Suldal G2 tatt vare på for videre testing i forskningsøyemed, se Figur 9. På grunn av asbestholdig materiale i deler av isolasjonen ble spolehodene kappet av og bare den rette spordelen av stavene beholdt. Stavene er merket med spornummer fra stator (1-192), over- eller undervikling (O/U) og fase L1 (gul), L2 (blå) og L3 (rød).

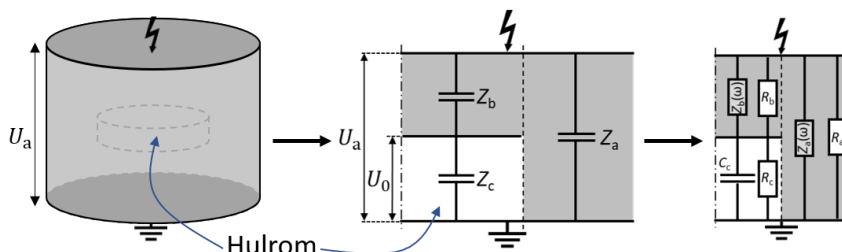
De stavene som ikke ble benyttet videre i HydroStator er lagret med tanke på fremtidige forskningsprosjekter og studentoppgaver ved SINTEF og NTNU.

**Figur 9: Biblioteket av generatorstaver.**

## 4 Effekt av temperatur og frekvens på elektriske delutladninger (PD)

### 4.1 Modellering av elektriske delutladninger

Konvensjonelt modelleres et hulrom med PD som en krets av kondensatorer, vist i midten i Figur 10. I dette arbeidet har modellen blitt videreutviklet ved å introdusere komplekse impedanser og resistanser istedenfor kondensatorene, vist til høyre i Figur 10.



**Figur 10:** Et sylindrisk hulrom (venstre) modelleres konvensjonelt med tre kapasitanser (midten). I dette arbeidet er modellen videreutviklet ved at kapasitansene er erstattet med komplekse impedanser og resistanser (høyre).

Ved å gjøre dette kan man modellere og undersøke følgende utfordringer:

- 1) Er tilstandskontroll med hjelp av PD-måling utført ved romtemperatur eller lavere enn driftstemperatur representativ for PD-aktivitet og degradering i drift ved forhøyet temperatur (70-100 °C)?
- 2) Er forenklet tilstandskontroll hvor man benytter en kompakt, lavfrekvent høyspenningskilde VLF – 0.01-0.1 Hz) representativ for PD-aktivitet og degradering i drift med driftsfrekvens 50 Hz?

Kan man svare ja på disse to, vil tilstandskontroll av høyspenningsisolasjonen kunne utføres med en rimeligere og mer praktisk metode enn hva som er tilfelle i dag, hvor større resonante 50 Hz testoppsett er nødvendige.

En utfordring med å lage fysiske modeller er at ikke alle parametere som beskriver de underliggende fysiske mekanismene er kjente eller målbare. Ved å modellere materialene som komplekse impedanser og resistanser kan man ved å blant annet benytte et instrument for dielektrisk frekvensrespons (DFR) gjøre målinger som tilpasses til en teoretisk modell (Cole-Cole<sup>3</sup>), og igjen benytte denne til å beregne forventede parametere for PD som tennspenning (*PD inception voltage*, PDIV), utladningsstørrelse (Q), summen av utladninger over en spenningscyklus (sum-PD) og hyppighet. I dette arbeidet har modellen blitt testet ut på tillagede prøver med sylindriske hulrom, og generatorstaver fra drift og reservelager fra Suldal (i drift mellom 1965 og 2017) og fra Vattenfallstaver (i drift mellom 1976 og 2011). Stavene fra Suldal har isolasjon som er trykkimpregnert (VPI) og bundet sammen med epoksy, mens stavene fra Vattenfall har polyester som bindemiddel og er basert på forhåndsimpregnerte bånd (RR). Suldalstavene har nominell spenning til jord på 7,4 kV, mens Vattenfallstavene har 6,4 kV til jord. Disse stavene har blitt testet eksperimentelt med en direkte målekrets for PD og sammenlignet med modellene. I tillegg ble dielektrisk respons målt.

Typiske resultater for PDIV og sum-PD per periode er vist i Figur 11 for en Vattenfallstav og en Suldalstav. Resultatene i figuren er gitt som funksjon av frekvens for ulike temperaturer – representert med ulike farger. Målte verdier er gitt som markører, mens modellen er gitt med heltrukne linjer. Den typiske trenden med temperatur er indikert med piler. Både PDIV og total ladning (summen av PD) lar seg representere godt med modellen. PDIV er frekvensuavhengig for begge staver for temperaturer under 100 °C. For høyere temperaturer er PDIV frekvensavhengig. For Vattenfallstavene avtar PDIV med redusert frekvens ved høy

<sup>3</sup> K. S. Cole and R. H. Cole. *Dispersion and absorption in dielectrics I. alternating current characteristics*. The Journal of Chemical Physics, 9(4):341–351, 1941.

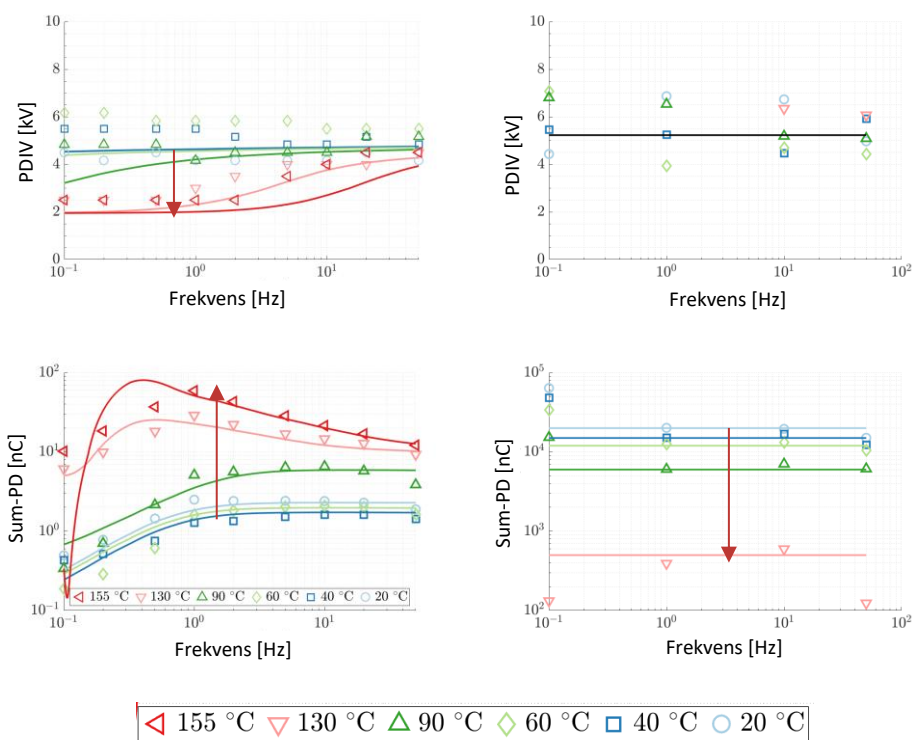
temperatur, mens det motsatte skjer for Suldalstaven. For total ladning er målingene frekvens-uavhengige for frekvenser fra og med 1 Hz og oppover for temperaturer under 100 °C. Mens det for temperaturer over 100 °C er det en frekvens-avhengighet som gjør det vanskelig å sammenligne målinger utført ved ulike frekvenser. Off-line tilstandskontroll ved PD-måling utføres sjelden når generatoren har driftstemperatur, slik at PD-måling ved 0,1 Hz vil være like representativt som en 50 Hz måling er.

Det er interessant at de to ulike stavene (RR og VPI) har motsatt temperatur-avhengighet. Dette kan henge sammen med ulike typer hulrom i de ulike stavene, og at hulrommene i Suldalstaven (VPI) sannsynligvis er såpass små at de blir påvirket av termisk ekspansjon av isolasjonen og kollapser ved økende temperatur. Dette er et forbigående tilfelle siden testene før og etter er lik.

Modellen kan representere de målte trendene godt, men har større avvik for absolutte størrelser. Årsaken kan blant annet tilskrives at alle hulrom er antatt som ideelle sylindriske hulrom. Ved å bruke modellen kan det fremlegges en hypotese om at mange av hulrommene i Vattenfallstaven har kollapset eller krympet ved lave temperaturer, mens for Suldalstaven er det motsatt effekt med at hulrommene blir klemt sammen slik at det ikke blir PD når temperaturen øker.

Den overordnede konklusjonen av dette arbeidet er at PDIV og sum-PD er frekvensuavhengige for frekvenser over 1 Hz og temperaturer under 100 °C. For modellhulrommene gjaldt frekvens-uavhengigheten for alle testede frekvenser, det vil si mellom 0,1 Hz og 300 Hz. Dette betyr at det frekvensuavhengige området varierer med testobjekt, mens hvis det først er funnet en frekvensuavhengighet vil det være mulig å senere sammenligne resultater fra ulike frekvenser testet separat.

Det vil være mulig å utnytte både frekvens- og temperaturavhengigheten til å beskrive hulrommene i isolasjonen. Hvis PDIV øker og sum-PD avtar med temperatur er det rimelig å anta at det er små hulrom i objektet som blir presset sammen som følge av termisk ekspansjon. Mens hvis temperaturavhengigheten er motsatt, det vil si avtagende PDIV og økende sum-PD med temperatur, er det rimelig å anta at isolasjonen er stivere og hulrommene ikke blir presset sammen i like stor grad.



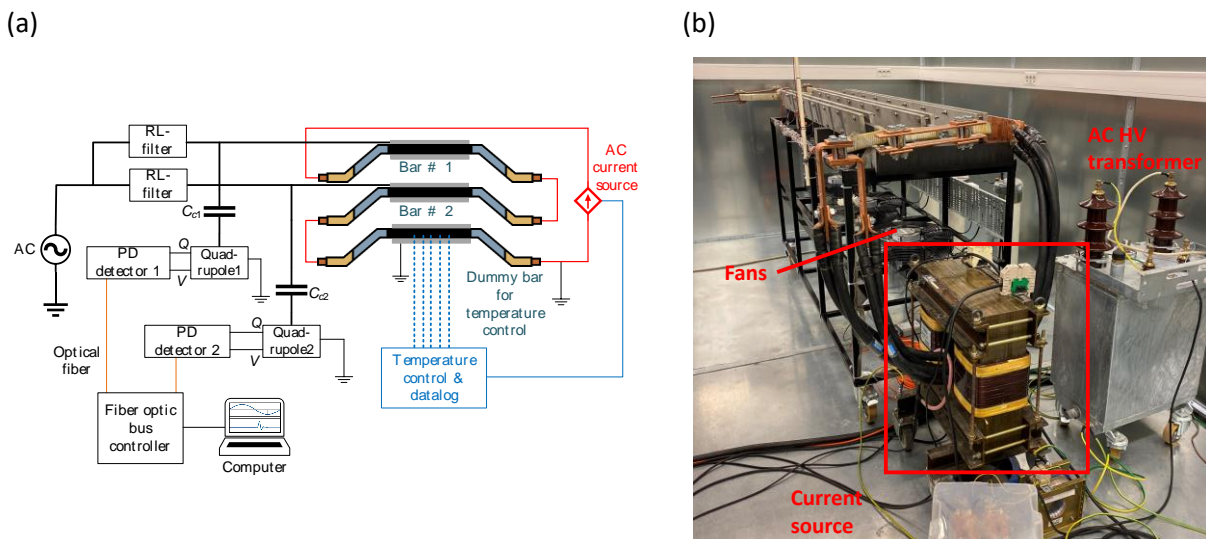
a) Et eksempel på resultater fra en Vattenfallstav med isolasjonstykkelse på 3,0 mm og  $U_0 = 6,4$  kV.

b) Et eksempel på resultater fra en Suldalstav med isolasjonstykkelse på 3,6 mm og  $U_0 = 7,4$  kV.

**Figur 11: Sammenligning mellom målt og modellert tennspenning (PDIV) øverst og målt og modellert total utladningsstørrelse per periode (Q) nederst for to ulike generatorstaver med RR (venstre) og VPI (høyre). Modellene er gjengitt med heltrukne linjer, og målinger med punkter.**

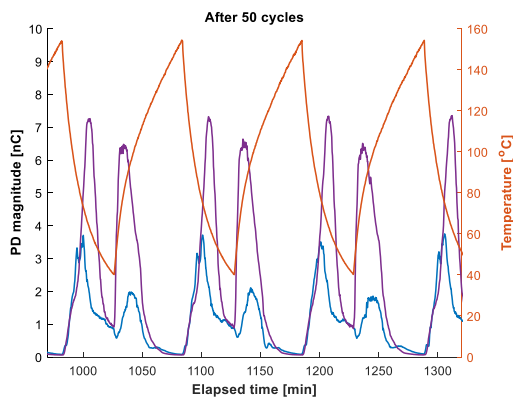
## 5 Lastsykling av generatorstaver

Et av de viktige temaene som ble undersøkt i HydroStator er hvordan vannkraftgeneratorer som har vært i drift i flere tiår vil tåle økte termiske, mekaniske- og elektriske påkjenninger fra mer dynamiske kjøremønstre og start/stop. For å undersøke dette ble det bygget en testrigg hvor akselerert temperatursykling under høyspenning kan utføres. En prinsippskisse er vist i Figur 12 (a) og et bilde i (b). Generatorstaver varmes raskt opp ved å indukere strøm inntil 4000 A i disse, og deretter kjøles ned med kraftige vifter. For å simulere statorblikket er plater av stål klemt på sidene av generatorstavene. Det er to generatorstaver som lastsykles under høyspenning samtidig, og den tredje staven benyttes til temperaturmåling av leder siden dette ikke er mulig under høyspenning. En komplett syklus fra 40-155°C og 155-40°C tar 90 minutter. Testregimet utføres iht. IEEE Std 1310-2012. De fleste maskiner i Norge har isolasjonsklasse F (155 °C), men driftes på lavere temperaturer. Nyere maskiner ser vanligvis en temperatur på 90 °C over kald luft, dvs. 110-130 °C, mens eldre godt dimensjonerte maskiner ikke blir like varme.



Figur 12: (a) Skisse over lastsyklingsrigg og (b) bilde av riggen.

To sett med generatorstaver har blitt testet i prosjektet; nye generatorstaver produsert med forhåndsimpregnerte bånd og generatorstaver produsert med vakuumpregning hentet ut fra Generator 2 i Suldal som ble rehabilitert i 2018. Stavene fra Suldal hadde da vært i drift i over 50 år før de ble testet.

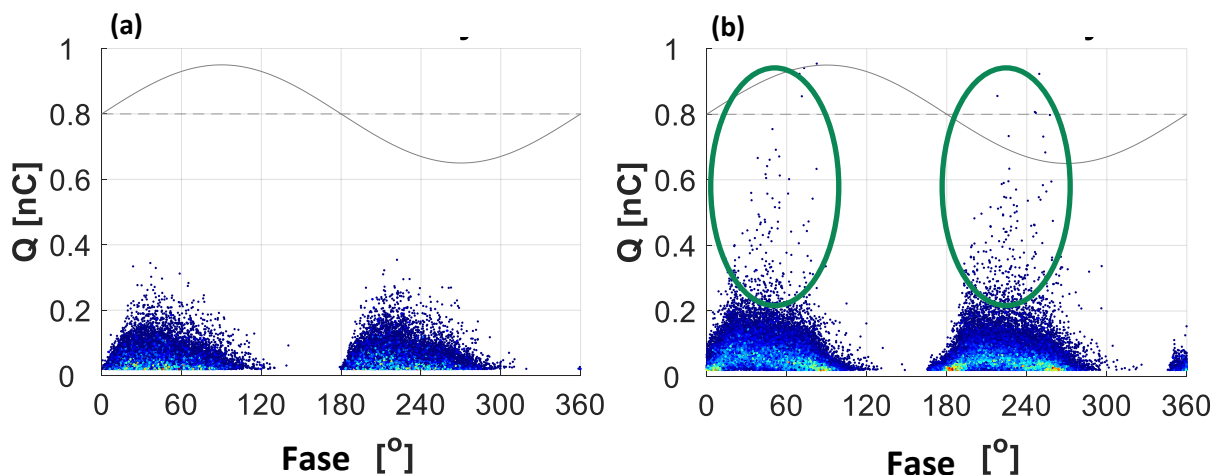


**Figur 13: Temperatur (rød), PD-nivå i Stav 1 (lilla) og PD-nivå i Stav 2 (blå) kurve som en funksjon av tid.**

termomekanisk påkjenning under en start-stopp-hendelse. Over tid kan dette føre til at isolasjonslagene delaminer og holdfastheten svekkes betydelig. Videre viser dette at en generatorstav som lastsykles vil utsettes for betydelig høyere PD-nivåer enn en generatorstav som har en jevn last og temperatur, og dette vil bidra til ytterligere degradering av tilstanden til isolasjonsmaterialet.

Det har vært fokusert på to problemstillinger for forsøk med lastsykling i HydroStator: 1) Bedre forståelse for hvilke stress/krefter som påkjenner og degraderer isolasjonen under lastsykling og 2) hvordan dette påvirker tilstanden til isolasjonen etter mange lastsykler.

Figur 13 viser hvordan PD-nivået endrer seg i løpet av en lastsyklus (lilla = PD-nivå i Stav 1, blå = PD-nivå i Stav 2) når temperaturen (rød) stiger og synker. PD-nivået avtar generelt med temperatur, men man ser at når temperaturen øker så øker PD-nivået også før det faller, og tilsvarende skjer når temperaturen faller. Dette kan forklares med at ulik termisk ekspansjon i kobber og isolasjonssystemet (epoksy-mica) gir endringer i størrelsen på hulrom i isolasjonsmaterialet når temperaturen stiger eller synker raskt. Dette indikerer at det er et betydelig

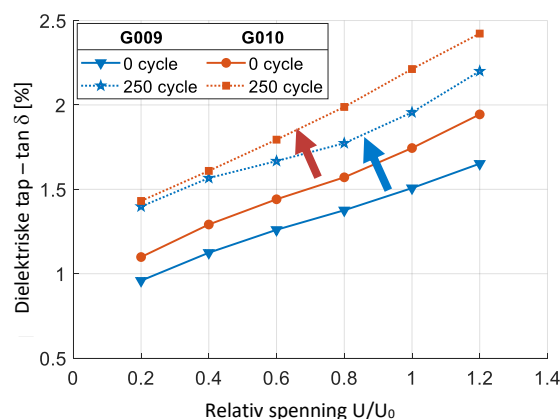


**Figur 14: Faseoppløste histogram over PD-aktivitet før (a) og etter (b) 250 lastsykluser. Grønne sirkler indikerer endringen.**

Figur 14 viser hvordan "fingeravtrykket" for elektriske delutladninger ser ut før (a) og etter (b) 250 lastsykluser. Den vertikale akse viser størrelse på utladningene, den horisontale akse viser hvor på spenningsfasen utladningene opptrer, mens fargen indikerer antall utladninger (blå = få, rød = mange). Etter lastsyklingen er det tydelig at det er flere utladninger av liten størrelse, men det er kommet til enkelt store utladninger (grønne sirkler). Dette tyder på at det har kommet til flere store hulrom i høyspenningsisolasjonen.

Figur 15 viser endringen i dielektriske tap ved 50 Hz før (heltrukne linjer) og etter (stiplede) 250 lastsykluser for to ulike generatorstaver (rød og blå). Den vertikale akse viser økningen i tap, noe som her representerer økt degradering. For begge stavene er det en tydelig økning i dielektriske tap etter at de har vært utsatt for de 250 lastsyklusene.

Selv om tilstandskontrollmetodene viser at det har vært en signifikant endring i målingene, og at disse representerer en svekkelse av høyspenningsisolasjonens egenskaper, så gir ikke metodene et absolutt svar på hvor stor degraderingen har vært eller hvor lang restlevetiden er. For å kunne gi (bedre) svar på dette, må destruktive tester utføres som stresser generatorstavene til sammenbrudd. Dette er beskrevet i Kap. 0.



**Figur 15: Dielektriske tap før (heltrukken linje) og etter (stiplet linje) 250 lastsykluser.**

## 6 HELSETILSTAND TIL GENERATORSTAVER

### 6.1 Gjennomslagsprøving – endeavslutninger

For å undersøke om generatorstaver som har vært lastsykket, viser tegn til degradering har det blitt utført gjennomslagstesting av generatorstaver som har vært lastsykket og ikke-lastsykket. Det har også vært utført gjennomslagstesting av generatorstaver som har stått nært høyspenningsterminalene i generatoren, og har vært utsatt for høy elektrisk påkjenning i over 50 år, og generatorstaver som har stått nært nullpunktet og ikke har vært utsatt for elektrisk feltpåkjenning gjennom levetiden.

Ved gjennomslagstesting påtrykkes en gradvis økende spenning, helt til det blir gjennomslag i isolasjonsmaterialet og man får full kortslutning. Dette vil tilsvare et havari i en generator. En oversikt over prøveobjekter og indusert påkjenning er vist i Tabell 1.

**Tabell 1: Kombinasjoner av påkjenning/aldring på prøveobjekter.**

Gr. 1:	Lastsykket Høyspenning i drift	Gr. 3:	Ikke lastsykket Høyspenning i drift
Gr. 2:	Lastsykket Ingen spenning i drift	Gr. 4:	Ikke lastsykket Ingen spenning i drift

Med denne prøvematrixen er det undersøkt om den påtrykte høyspenningen gjennom 50 år og om den akselererte aldringen gjennom lastsykling, samt disse to i kombinasjon, har hatt en påvirkning på degradering av høyspenningsisolasjonen. Om det er en reduksjon i gjennomslagsspenning for noen av gruppene kan man si vurdere om tilstanden er degradert.

Tabell 2 viser resultatene fra holdfasthetsprøvene. Antallet prøveobjekter er ikke tilstrekkelig til å gi statistisk signifikante resultater, men gjennomsnittlig gjennomslagsspenning  $V_{bd}$  og standardavvik  $\sigma_{bd}$  kan gi indikasjoner på om 50 års drift og lastsykling har gitt degradering av tilstanden. Det var ikke praktisk mulig å teste flere generatorstaver innenfor rammene av prosjektet.

**Tabell 2: Gjennomsnittsverdi og standardavvik for gjennomslagsspenning  $V_{bd}$  for de testede gruppene. N er antall testede staver i hver gruppe.**

Gr. 1:	$V_{bd} = 73$ kV $\sigma_{bd} = 3$ kV* N = 4	Gr. 3:	$V_{bd} = 67$ kV $\sigma_{bd} = 6$ kV* N = 3
Gr. 2:	$V_{bd} = 75$ kV $\sigma_{bd} = 0$ kV* N = 2	Gr. 4:	$V_{bd} = 65$ kV $\sigma_{bd} = 5$ kV* N = 2

\*) Antallet testobjekter er for lavt til å gi en sikker, kvantitativ beskrivelse av variasjon, men er tatt med for å illustrere at variasjonen er kvalitativt liten.

Den overordnede konklusjonen er at det ikke er noen indikasjon økt degradering av hovedisolasjonen som følge av lastsykling, påtrykt driftsspenning i 50 år, eller begge i kombinasjon. Det ble vist i Kap. 5 at det er en endring i både  $\tan \delta$  og PD-aktivitet etter 250 lastsykluser. Men for generatorer som har vært driftet ved moderat temperatur over lang tid, er denne endringen/degraderingen ikke tilstrekkelig til å gi lavere holdfasthet.

## 7 DISKUSJON OG OPPSUMMERING

### 7.1 Frekvens til påtrykt spenning

Bruk av VLF til diagnose i kraftverk krever at de målte parameterne er sammenlignbare med hva som måles ved 50 Hz under driftsforhold. Det trenger ikke å være et en-til-en-forhold i de målte verdiene, men det er nødvendig at det finnes en troverdig modell som kan oversette mellom ulike frekvenser.

Dette prosjektet har vist at tennspenningen er frekvensuavhengig for temperaturer opp til 90 °C for alle testede objekter, både fra lab og staver fra drift. Faseoppløste histogram for PD i hulrommene er kvalitativt formlike for ulike frekvenser, som betyr at det er mulig å identifisere type feil som forårsaker PD. Selv om PD-mønstrene er formlike varierer fordelingen av utladningsstørrelsen med frekvens. Dette betyr at den maksimale størrelsen er frekvensavhengig og ikke en god sammenligningsparameter. Likevel er summen av alle utladninger i løpet av en periode frekvensuavhengig. Denne frekvensuavhengigheten er gyldig for alle testede frekvenser for hulrommene i laboratorieobjektene, mens det for generatorstavene var frekvensuavhengighet mellom 1 Hz og 100 Hz.

Funnene som er gjort i dette prosjektet viser at bruk av VLF til diagnose i kraftverk er lovende. Prosjektet var begrenset til PD i isolasjonen, og det vil være en stor fordel å utvide kunnskapen med å undersøke flere typer feil og defekter for å slå fast om sammenhengene som er beskrevet her også er gyldige for andre typer feil.

### 7.2 Temperatur

Det vil være variasjon i driftstemperaturen gjennom året. Driftstemperaturen i et kraftverk varierer gjennom året, hovedsakelig på grunn av at kjølevannstemperaturen varierer over året mellom 0°C og 25°C – med tilsvarende endring i kaldluft og vikling. Dessuten vil en offline-test kreve at generatoren skrus av og spenningsettes eksternt slik at temperaturen avtar med tid etter driftsstans. PD ved driftstemperatur er det som er relevant og derfor er det viktig å vite om en offline-test kan gi relevant informasjon om driftsforholdene.

I dette prosjektet har det blitt vist at de faseoppløste histogrammene bevarer formlikheten slik at det er mulig å identifisere type feil, men de resterende PD-parameterne er temperaturavhengige. Dette gjør at det er vanskelig å sammenligne absoluttverdier for PD-parametere som er målt ved ulike temperaturer. Temperaturavhengigheten var motsatt for ulike generatorstaver karakterisert i prosjektet – polyester-mica (RR) fra Vattenfall og epoxy-mica (VPI) fra Suldal.

Lastsykling introduserer termiske gradienter og hystereseeffekter i temperaturavhengigheten. Dette kompliserer tolkningen av måledataene.



### 7.3 Holdfasthet – reell tilstand

Den endelige kvalitetsmålingen for elektriske isolasjonsmaterialer er destruktiv i form av holdfasthets-testing. I dette prosjektet ble et utvalg generatorstaver etter mer enn 50 år i drift testet til gjennomslag, både med og uten ekstra hard termisk sykling. Holdfastheten var høy med lite spredning for alle stavene som ble testet. Det ble ikke funnet noen korrelasjon mellom hvor i generatoren de hadde stått, eller om de hadde blitt utsatt for termisk sykling i laboratoriet i tillegg.

Generatorstavene som har vært testet i prosjektet har vært utsatt for moderate påkjenninger gjennom levetiden, med få start/stopp, gjennomsnittstemperatur godt under klasses temperaturen og lavt elektrisk felt som følge av en konservativ dimensjonering av isolasjonssystemet da generatoren ble anskaffet i 1965. Isolasjonen i spordelen har tålt dette godt, men andre deler av det elektriske isolasjonssystemet som spolehode, feltstyring og halvledende bånd/lakk er ikke undersøkt på grunn av funn av asbest i disse delene. Hvordan hele det elektriske isolasjonssystemet, og andre deler av vannkraftmaskinen påvirkes av mer dynamisk drift bør derfor undersøkes næyere og med vesentlig flere sykluser.

Mica-baserte isolasjonsmaterialer er generelt robuste, og påkjenningen prøveobjektene har vært utsatt for har ikke vært tilstrekkelige til å gi en målbar degradering av tilstanden med de tilstandskontrollmetodene som har vært benyttet i dette prosjektet. Konklusjonen av dette vil være at 1) For de generatorstavene som er testet i prosjektet er ikke hovedisolasjonen signifikant degradert og/eller 2) metodene er ikke følsomme nok for de små endringene i degradering som 50 års drift og 250 lastsykluser har påført generatorstavene. Dette peker på at fokuset bør rettes mot andre deler av det elektriske isolasjonssystemet, og at potensielle havarier sannsynligvis ikke vil oppstå i hovedisolasjonen i spordelen.

## 8 Anbefalinger til videre arbeid

Funnene i dette prosjektet tyder på at hovedisolasjonen av epoksy- eller polyesterimpregnert mica-tape er i god stand etter lang tids drift, eksemplifisert av målinger og gjennomslagstesting utført på generatorstaver fra Suldal. På grunn av funn av asbest i spolehodene måtte disse kappes av stavene før de kunne studeres videre i laboratoriene ved NTNU og SINTEF. Vi vet derfor ikke hvordan tilstanden var for denne delen av staven, og da spesielt feltstyringen der hvor stavene kommer ut av statorblikket. Erfaringsmessig er det en del feil på høyspenningsisolasjonen, feltstyring og innfesting i spolehodene, og dette bør undersøkes videre om man ønsker å utnytte resultatene fra dette prosjektet til å utsette reinvestering. Det er også andre deler av isolasjonssystemet i spordelen hvor det erfaringsmessig har vært feil, da knyttet til den ytre ledende lakken, fyllmaterialer og slitasje av disse, men som ikke er undersøkt i dette prosjektet.

Skal man undersøke tilstand i spolehoder, vil det være nødvendig å påtrykke spenning på alle tre fasene i en generator med en trefase spenningsforsyning. I dag er ikke det tilgjengelig eller praktisk å utføre denne typen måling uten at generatoren settes i drift, og da med ulempene knyttet til on-line målinger. Ser man dette i sammenheng med arbeidet som er gjort med lavfrekvente VLF-målinger, vil det være mulig å utvikle et testsystem for trefase VLF-målinger. Dette anbefales å gjøre i samarbeid med produsent av denne typen utstyr. Det har også blitt kommersielt tilgjengelig VLF-kilder som kan påtrykke spenningsfrekvens opp til 1 Hz, og dette vil gjøre VLF enda mer relevant som tilstandskontrollmetode siden man kommer lenger inn i gyldighetsområdet som representerer PD-aktivitet for vannkraftgeneratorer i drift.

Rammene i prosjektet gjorde at lastsyklingen av generatorstaver ble stoppet etter 250 sykluser, dette tilsvarer i underkant av én start/stopp per dag i ett år. Ser man for seg 10 start/stopp per dag vil dette bli flere tusen sykluser per år, men da vil den termiske tregheten gjøre at generatoren ikke rekker å kjøles ned, og det termomekaniske stresset vil bli mindre per syklus. Det anbefales å gjøre lengre lastsyklingsstudier, hvor man også termisk modellerer ulike scenarier basert på forventet drift. Kostnader knyttet til slitasje av andre deler av vannkraftmaskinen bør også inkluderes. Videre ble det i dette arbeidet sett på generatorstaver fra Suldal som har hovedisolasjon av VPI-typen. Dette er en mer kostbar produksjonsteknikk enn forhåndsimpregnerte bånd (RR), som sannsynligvis gir bedre impregnering og heft mellom lagene enn for RR. Tilsvarende studier bør også utføres på disse.

For å kunne gjøre ekstrem stresstesting, som lastsykling er, mer treffsikker, bør det utføres en modellering av hva forventet driftsmønster vil være. Spesielt med tanke på innfasing av ny ikke-regulerbar kraft vil dette kunne påvirke driftsmønster, og med en vesentlig høyere kraftpris som har vært tilfelle i 2021/2022 gir dette videre insentiver til en mer fleksibel drift. Med en bedre fysisk forståelse av degradering og feilmekanismer vil også en nyttig utvidelse av arbeidet være å kombinere utviklede modeller med datadrevne metoder for bruk i digitale tvillinger (DT). De siste årene har det kommet en økende bevissthet om at algoritmer/ DT må være transparente slik man ser hva som ligger bak, som for eksempel *explainable AI*. Hybride algoritmer hvor fysiske modeller bygger inn kausalitet og reduserer databehovet er også et tema som er modent for videre arbeid.

## 9 Publikasjonsliste

Arbeidet i prosjektet er dokumentert og kvalitetssikret gjennom fagfelleverderte publikasjoner til tidsskrifter og på konferanser.

### 9.1 Fagfelleverderte tidsskriftartikler og konferansesamlinger

- [1] Eberg, Espen; Berg, Gunnar; Hvidsten, Sverre; Kantar, Emre; Lone, Lars. *Partial discharge characterization of stator windings taken from a hydro generator after 50 years of service*, A1-205, CIGRE sessions 48 Power System conference, 2020.
- [2] Kantar, Emre; Eberg, Espen; Hvidsten, Sverre. *Effects of Frequency and Temperature on Partial Discharge Characterization of Stator Windings*, Proceedings of the IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), 2020.
- [3] Berg, Gunnar; Eberg, Espen; Hvidsten, Sverre. *Partial Discharge Characterisation of Stator Windings Taken From a 50-year-old Norwegian Hydrogenerator*, IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), 2019.
- [4] Eberg, Espen; Aakre, Torstein Grav; Berg, Gunnar; Hvidsten, Sverre. *Comparison of Offline VLF PD Measurements and Online PD Measurements on a 50-Year-Old Hydrogenerator Stator in Norway*, IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), 2018.
- [5] Aakre, Torstein Grav; Ildstad, Erling. *PD-Activity in Generator Stator Bar insulation versus Voltage Frequency and Temperature. I: 3rd International Conference on Dielectrics - ICD 2020*. IEEE conference proceedings 2020 ISBN 978-1-7281-8983-3. s. 870-873.
- [6] Aakre, Torstein Grav; Ildstad, Erling; Hvidsten, Sverre. *Partial Discharge Inception Voltage of Voids Enclosed in Epoxy/Mica versus Voltage Frequency and Temperature*. IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation 2020; Volum 27.(1) s. 214-221.
- [7] Aakre, Torstein Grav; Ildstad, Erling; Hvidsten, Sverre. *Time Development of Voltage Frequency Dependence of Partial Discharge Activity in Voids*. Proceedings of the Nordic Insulation Symposium 2019; Volum 26. s. 139-144.
- [8] Aakre, Torstein Grav; Skattenborg, Regina; Ildstad, Erling. *Limitations Regarding Use of the ABC-Model for Interpretation of Partial Discharge Measurements*. Proceedings of the Nordic Insulation Symposium 2019; Volum 26. s. 10-15.
- [9] Aakre, Torstein Grav; Ildstad, Erling; Hvidsten, Sverre. *Condition Assessment of Hydrogenerator Stator Bar Insulation Using Partial Discharge Measurements. I: 2018 IEEE Electrical Insulation Conference - EIC*. IEEE conference proceedings 2018 ISBN 978-1-5386-4178-1. s. 357-360.
- [10] Aakre, Torstein Grav; Ildstad, Erling; Hvidsten, Sverre; Nysveen, Arne. *Review of Partial Discharge and Dielectric Loss Tests for Hydropower Generator Bars*. Proceedings of the Nordic Insulation Symposium 2017 ;Volum 25.
- [11] Kantar, Emre; Eberg, Espen; Aakre, Torstein Grav. *Comparison of Partial Discharges from Service Aged and Back-Up Stator Bars Under Thermal Cycling Tests*, under utarbeiding.



- [12] Aakre, Torstein Grav; Ildstad, Erling. *Repetition Rate and Apparent Charge Magnitude of Partial Discharges in Voids of Epoxy/Mica Insulation versus Applied Voltage Frequency and Temperature*, under utarbeiding.
- [13] Aakre, Torstein Grav; Kantar, Emre; Eberg, Espen. *Comparison of Partial Discharges Obtained at Variable Voltage Frequency and Test Temperature for Stator Bars of RR and VPI Type*, under utarbeiding.

## 9.2 Populærvitenskapelig

- [1] Eberg, Espen; Lone, Lars. *Tilstandskontroll av viklings-isolasjon i hydrogeneratorer*, Produksjonsteknisk konferanse (PTK) 2019, Trondheim.
- [2] Eberg, Espen; Lone, Lars. *Tilstandskontroll av viklingsisolasjon i hydrogeneratorer*, Energiteknikk, mars 2019.