

Ikke-destruktiv tilstandskontroll av kabelskjøter i distribusjonsnett

Knut Dahle Hammervoll

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2010
Hovedveileder: Frank Mauseth, ELKRAFT

Oppgavetekst

To estimate the degree of ageing is at present the most important tasks of non-destructive diagnostic testing. By such knowledge condition based maintenance actions can be planned, hopefully resulting in reduced number of unexpected failures and reduced maintenance cost. The main ageing mechanism for medium voltage cables is water tree degradation. Typically the service failures occur after 20-30 years. However, a significant number of service failures have also been located to cable joints, especially the type installed during the early eighties. Therefore reliable diagnostic methods should also be developed for such joints.

The project work will be mainly experimental. The main purpose of the work will be to examine joints taken from service and to determine typical failure mechanisms. The joints will be by characterised using different non-destructive methods, such as partial discharge and dielectric response measurements at different voltage levels. Today, such methods are commonly used to assess the condition of the cable links, but for joints good assessment criteria is lacking.

A number of joints recently taken out of service will be subject to laboratory investigations should be characterized by $\tan(\delta)$ and PD measurements and eventual hot spots can be found using thermo camera. The influence of moisture on the cable joints should also be examined. The main reason for failure should also examined and correlated to the non-destructive measurements.

Oppgaven gitt: 18. januar 2010
Hovedveileder: Frank Mauseth, ELKRAFT

FORORD

Denne oppgaven er en avsluttende prosjektoppgave i sivilingeniørstudiet Energi & Miljø. Oppgaven vektet 30 studiepoeng, og tilsvarer full studieprogresjon ett semester.

Prosjektoppgaven er gitt på bakgrunn av et samarbeid mellom SINTEF Energi AS og Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet (NTNU). Prosjektet er utført ved Institutt for Elkraftteknikk våren 2010.

Jeg vil gjerne rette en stor takk til faglærer og hovedveileder Førsteamanuensis Frank Mauseth ved Institutt for Elkraftteknikk, NTNU, samt medveileder Dr. Ing. Sverre Hvidsten ved SINTEF Energi AS. Frank og Sverre har vært svært behjelpelig gjennom hele prosjektet. Hjelpen har aldri vært langt unna, og begge har bidratt med gode innspill og inspirasjon gjennom prosjektprosessen.

Horst H. Førster og Erik Bjerrehorn har vært gode å ha i nærheten i forbindelse med det praktiske laboratoriearbeidet. Begge har bidratt med gode "tips & triks" underveis.

Vil også rette en takk til Øystein Skoglund og Terje Sveen i Eidsiva Energi AS som har levert kabelskjøtene dette prosjektarbeidet er basert på. Uten disse ville ikke dette prosjektet vært mulig å gjennomføre.

En forskningsartikkel er blitt publisert til konferansen: "10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics", Artikkelen er delvis basert på laboratoriearbeidet utført i tilknytning til dette prosjektet. Denne ligger vedlagt i Vedlegg D.

Trondheim, 13. juni 2010



Knut Dahle Hammervoll

SAMMENDRAG

En stor andel av distribusjonsnettet verden over begynner å nå, eller allerede har passert, sin tekniske levetid. I Nord-Amerika er over 20 % av kabelanleggene i distribusjonsnettet (mellomspenningsnettet) eldre enn sin tekniske levetid [1]. Feilstatistikken øker i takt med alderen på anleggene, samtidig som nettselskapene står ovenfor strengere krav til leveringsikkerhet.

Vanntrær er sett på som hovedårsaken til feil og havari på kabelanlegg i distribusjonsnettet. De senere årene har det i tillegg til havari som følge av vanntrær også blitt avdekket svært mange feil knyttet til kabelskjøter. Spesielt gjelder dette kabelskjøter fra kabelanlegg satt i drift tidlig på 1980 tallet.

Aldringsmekanismene for kabelskjøter er i dag ikke helt fastlagte. Mye av tidligere forskningen har vært knyttet til varmgang i skjøtehylsen på grunn av høy kontaktmotstand.

Arbeidet i dette prosjektet er basert på feltaldrede kabelskjøter. Kabelskjøtene er hentet fra kabelanlegg som under tidligere feltdiagnostisering viste svært lave resistansverdier (lavohmige) og høye dielektriske tap. Partielle utladninger ble målt, og lokalisert til kabelskjøter. På bakgrunn av disse resultatene er to trefaseskjøter tatt ut av drift og studert videre i laboratoriet. I tillegg er to havarerte kabelskjøter fra det samme nettområdet studert.

I laboratoriet er skjøtene karakterisert ved blant annet megging (isolasjonsresistivitet), dielektrisk spektroskopi og måling av partielle utladninger.

Resultatene fra dette prosjektet konkluderer med at kontaktmotstand kan ha vært årsak til havari for de to havarerte kabelskjøtene.

For skjøtene studert i laboratoriet tyder mye på at vanninntregning i løpet av alle årene i drift alene kan føre til havari. Den ene av skjøtene ble utsatt for tørking ved høy temperatur. Tørkingen førte til at de partielle utladningene detektert før tørkingen, med tennspenning like over driftsspennning, forsvant. I tillegg ble isolasjonens ledningsevne og dielektriske tap drastisk redusert.

En av skjøtene ble utsatt for aldring over en lengre periode påsatt konstant høyspenning. Skjøten sto spenningsatt i totalt åtte uker, og ble med jevne mellomrom testet for partielle utladninger.

De studerte skjøtene viste et svært intermitterende utladningsbilde. Både størrelse og varigheten på utladningene varierte svært hurtig.

INNHALDSFORTEGNELSE

Forord	I
Sammendrag	III
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Arbeid.....	2
2 Teori	5
2.1 Partielle utladninger.....	5
2.1.1 Indre utladninger.....	5
2.1.2 Overflateutladninger.....	8
2.1.3 Koronautladninger	8
2.1.4 Fuktighet og partielle utladninger	9
2.2 Dielektriske tap.....	10
2.2.1 Tapsmekanismer.....	11
2.2.2 Analyse.....	14
2.3 Vanddiffusjon i polymerer	19
2.3.1 Løselighet.....	19
2.3.2 Inntregning.....	19
2.3.3 Kondensering.....	20
2.3.4 Diffusjon i prøveobjekter.....	21
2.4 Kontaktflater	22
2.4.1 Kontaktflaten.....	22
2.4.2 Kontaktpunktene temperatur	23
2.4.3 Aldring av kontaktflater	23
2.5 Termisk gjennomslag.....	25
3 Eksperimentelt arbeid	27
3.1 Prøveobjekter	27
3.2 Målemetode.....	29
3.2.1 Isolasjonsresistivitet	29
3.2.2 Partielle utladninger.....	29

3.2.3	Dielektrisk respons.....	32
3.2.4	"Differential scanning calorimetry" - DSC	34
3.3	Forberedelse av prøveobjekter	36
3.4	Måleprosedyre	38
3.4.1	Tester	38
3.4.2	Gjennomførelse.....	39
4	Resultater	43
4.1	Forsøk 1 - Tørking/fukting	43
4.1.1	Isolasjonsresistivitet	43
4.1.2	Dielektrisk respons.....	44
4.1.3	Partielle utladninger.....	46
4.2	Forsøk 2 - Langtidsaldring	50
4.2.1	Initiell karakterisering.....	50
4.2.2	Langtidsaldring.....	51
4.3	Disseksjon.....	56
4.3.1	Bakgrunn.....	56
4.3.2	Temperaturanalyse.....	59
5	Diskusjon.....	63
5.1	Feilkilder	69
6	Konklusjon	71
7	Referanser	73
8	Vedlegg.....	77

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn

Vårt moderne samfunn er svært avhengig av en pålitelig elektrisitetsforsyning. Avbrudd fører til store kostnader for nettselskap og kunder årlig. I Norge var kundens kostnader som følge av korte og langvarige avbrudd i perioden 2001 til 2004 over 900 millioner kroner årlig [2].

Å ha en pålitelig og stabil kraftforsyning er derfor av stor interesse, både for nettselskap og kunder. Kraftsystemet er svært sammensatt og omfattende, og består av en rekke kostbare komponenter. Kraft- og nettselskaper ønsker at disse skal ha en lang økonomisk levetid, gjerne over 30 år, før nye investeringer blir utført.

Vedlikeholdsprosedyrer og diagnostisk testing for bedre å kunne forutse nødvendig vedlikehold og nyinvesteringer, er blitt et svært populært forskningsområde [3].

Tilstandskontroll på kabelanlegg i distribusjonsnett er av stor interesse verden over. Årsaken til dette er at en stor andel av disse anleggene nærmer seg, eller allerede har passert sin tekniske levetid. I Nord-Amerika er over 20 % av distribusjonsnett kabelanleggene eldre enn sin tekniske levetid. Feilstatistikken øker i takt med alderen på anleggene. Samtidig står nettselskapene ovenfor økte krav med hensyn til leveringssikkerhet [1].

Utskiftning av alle disse kabelanleggene vil være urealistisk, både av økonomiske og ressursmessige (arbeidskraft og materiell) hensyn. Behovet for gode teknikker for å utføre tilstandskontroll er uunngåelig, for å kunne prioritere utskiftning og vedlikehold der behovet er størst.

Vanntårer regnes som den mest vanlige aldringsmekanismen på kabelanlegg på distribusjonsnettnivå. I dette prosjektet er fokuset rettet mot tilstandskontroll på kabelskjøter i distribusjonsnett kabelanlegg.

Forskning på tilstandskontroll på kabelskjøter er også de senere årene blitt et viktig forskningsområde verden over. Årsaken er at de senere årene har blitt avdekket svært mange havari knyttet til kabelskjøter, dette gjelder spesielt skjøter satt i drift tidlig på 1980 tallet. En rekke forskningsartikler er publisert de siste tiårene fra ulike forskningsinstitusjoner og nettselskaper verden over. Dette gjenspeiler interessen og viktigheten av å forskning på dette tema.

Det statlige Canadiske kraftselskapet Hydro-Québec har de senere årene startet et stort forskningsprosjekt på kabelskjøter i distribusjonsnettet. Hydro-Quebec har lenge slitt med havari på kabelskjøter av denne typen. Forskningsprosjektet tar sikte på å forbedre

dagens diagnosemetoder, og på den måten kunne foreta utskiftning av skjøter før havari inntreffer [4].

Også i Malaysia står underjordiske kabelanlegg for en stor andel av feil i overføringsnett. Underjordiske kabelanlegg står for om lag 60 % av alle havari i kratsystemet. Kabelskjøter står for svært mange av disse havariene, og sees på som det svakeste leddet i overføringsnett. Kabelskjøter er derfor blitt et aktuelt forskningsområde også i Malaysia[5].

1.2 Arbeid

Kabelskjøtene som er studert i dette prosjektet er aldri i felt. Kabelanleggene skjøtene er hentet fra er satt i drift i perioden 1980 – 1995, og eies av Eidsiva Nett AS. Kabelanleggene er tidligere blitt diagnostisert i felt av SINTEF Energi AS. I flere av disse kabelanleggene ble det påvist reduserte isolasjonsegenskaper.

I etterkant av feltdiagnostiseringen har noen av kabelskjøtene i kabelanleggene blitt skiftet ut, mens andre har havarert før utskiftning. I dette prosjektet er i alt fire skjøter studert. To av disse har gjennomgått havari.

De to havarerte skjøtene er blitt dissekert, mens de to andre skjøtene er utsatt for en rekke tester i laboratoriet.

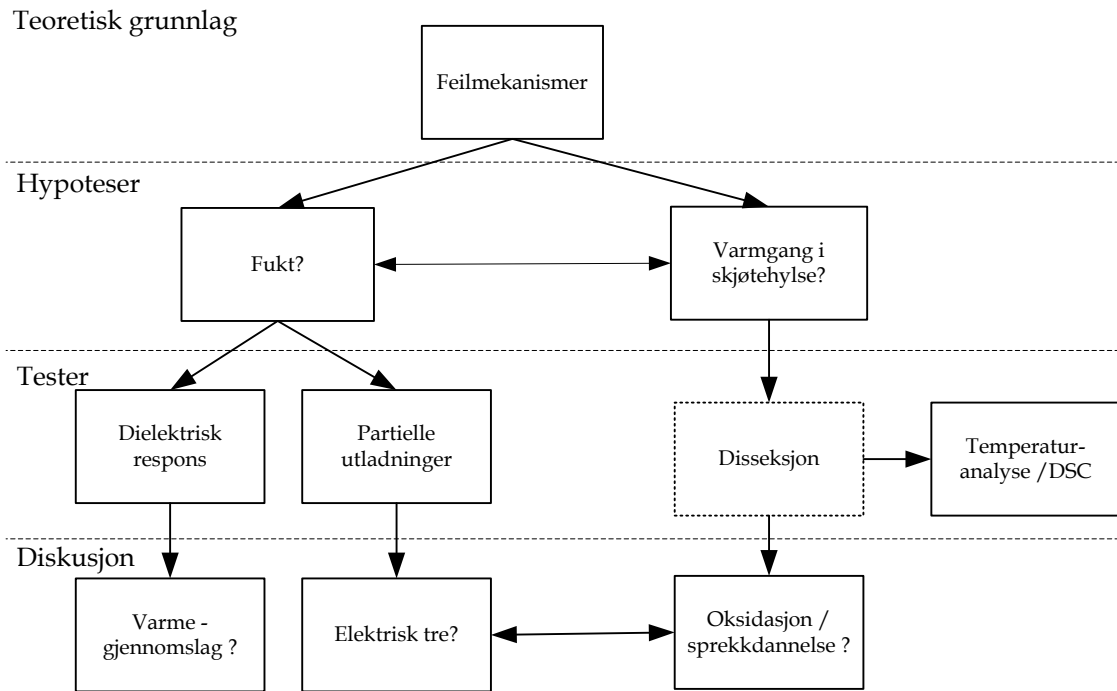
I dette prosjektet er fokus rettet mot effekten av vann og fuktinntregning i kabelskjøtene. Under klargjøringen av kabelskjøtene for laboratorieforsøkene ble det observert vann innenfor den ytterste beskyttelsen rundt skjøtene. Kobber og aluminium som utgjør jordskjermen rundt skjøtene bar tydelig preg av korrosjon.

Dette er et område det tidligere ikke er blitt forsket særlig mye på. Mye av den tidligere forskningen innen kabelskjøter har vært rettet mot varmgang i skjøtehylsen [4]-[5].

Arbeidet utført i dette prosjektet er i hovedsak tredelt:

- 1) **Disseksjon:** De to havarerte skjøtene dissekteres. Siden skjøtene er av samme type, og hentet fra det samme geografiske området, ønsker en å sammenligne resultatene fra laboratorieforsøkene med observasjoner fra de havarerte skjøtene.
- 2) **Tørking/fukting:** Kabelskjøtene utsettes for en tørkeprosess ved høy temperatur og lav luftfuktighet. En ønsker å studere hvordan tørking, og dermed å redusere det antatte fuktinnholdet i kabelskjøtene, innvirker på de dielektriske egenskapene til isolasjonsmaterialene, samt på eventuelle partielle utladninger. Skjøten utsettes så for en gjenfukting. Det er ønskelig å se om en kan reversere tilstanden til slik den var før tørking. En ønsker å se om en kan finne ut i hvilken form fuktigheten opptrer i materialene, og om mulig lokalisere hvor i skjøten de partielle utladningene er.
- 3) **Langtidsaldring:** Kabelskjøten settes under konstant høyspenning. Med jevne intervaller måles skjøtene for eventuelle partielle utladninger. En ønsker å studere utviklingen i de partielle utladningene over tid, og tilslutt å lokalisere hvor på skjøten utladningene opptrer.

En kan tenke seg oppgavens oppbygning slik det er vist i Figur 1-1.



Figur 1-1: Skjematisk oppbygning av oppgaven.

2 TEORI

Når kabelskjøter aldret i felt over flere tiår skal studeres er det svært mange aldringsmekanismer som spiller inn. Noen fenomener inntreffer tidlig i aldringsfasen og forringer skjøtens isolerende egenskaper over lang tid. Dette kan trigge andre aldringsfenomener, som akselererer nedbrytningen av skjøtens isolerende egenskaper, før et endelig sammenbrudd opptrer. I dette teori kapittelet er det sett nærmere på noen av de viktigste aldrings- og feilårsakene knyttet til kabelskjøter.

2.1 Partielle utladninger

Partielle utladninger er en av de viktigste feil- og aldringsmekanismene i et isolasjonssystem [6]. Partielle utladninger er en samlebetegnelse på en rekke ulike små lokale gnistliknende sammenbrudd i deler av isolasjonsmaterialet. Over tid vil partielle utladninger bryte ned materialet. Utladningsmålinger er relevante i to sammenhenger. Utladningsmålinger kan benyttes som et verktøy i kvalitetskontroll ved overlevering av nytt høyspenningsutstyr for å avsløre isolasjonsfeil, eller det kan benyttes for å finne feil eller påvise aldring av høyspenningsutstyr i drift.

De ulike typene utladninger som inngår i betegnelsen partielle utladninger er:

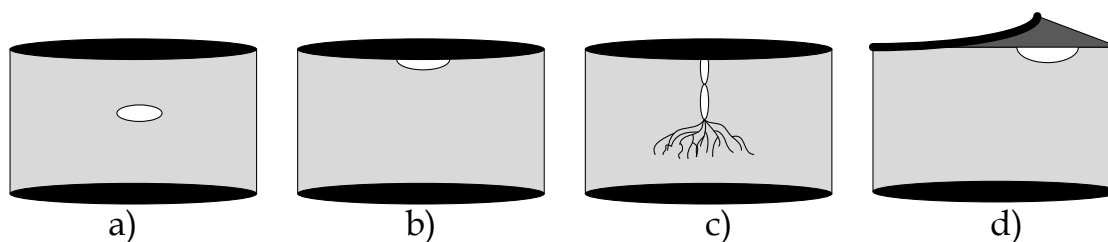
- 1) Indre utladninger
- 2) Overflateutladninger
- 3) Koronautladninger

2.1.1 Indre utladninger

Indre utladninger kalles også ofte hulromsutladninger. Hulrommene kan bestå av små gass eller væske ansamlinger i faste isolasjonsmaterialer, eller som små gassbobler i væske. Eksempler på dette kan være luftbobler i olje.

Utladninger i fast isolasjon vies størst oppmerksomhet i dette prosjektet, da det er fast isolasjon som skal studeres.

Indre utladninger omfatter flere ulike typer utladninger. Noen av disse er skissert i Figur 2-1.



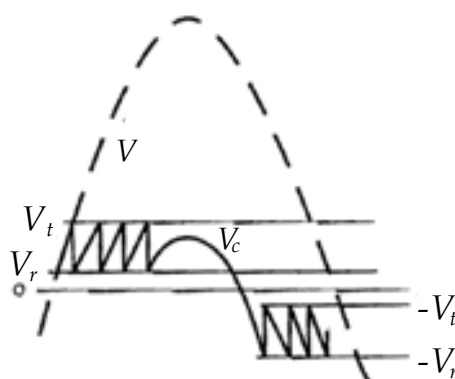
Figur 2-1: Ulike typer indre utladninger, a) Isolert hulrom, b) Hulrom med elektrodekontakt, c) Hulrom som har utviklet seg til et elektrisk tre, d) Hulrom på grenseflate mellom ulike dielektriske materialer [7].

Dersom en har en liten gassboble i et fast isolasjonsmateriale, hvor diameteren til hulrommet er liten i forhold til avstanden mellom elektrodene, beskrives feltet over hulrommet etter følgende formel [8]:

$$E_1 = \frac{3 \cdot \varepsilon_r}{1 + 2 \cdot \varepsilon_r} \cdot E \quad (2.1)$$

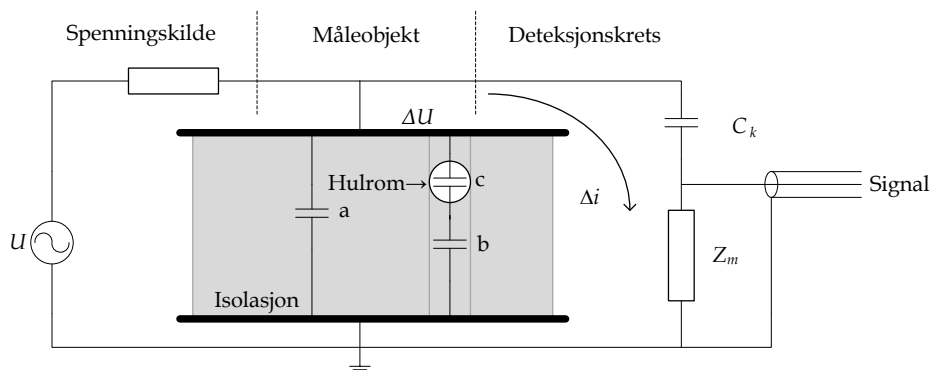
hvor E_1 er feltstyrken over hulrommet, ε_r er den relative permittiviteten til isolasjonsmaterialet og E er feltstyrken over isolasjonsmaterialet dersom det ikke hadde vært noen hulrom i materialet.

Ut fra (2.1) ser en at en får en feltforsterkende effekt i hulrommene dersom $\varepsilon_r > 1$. Dette gjør det svært kritisk da feltstyrken over isolasjonsmaterialet mellom elektrodene oftest er dimensjonert i forhold til det faste isolasjonsmaterialet, med relativ permittivitet > 1 . Gassen/luften som hulrommene består av har som regel langt lavere holdfasthet enn selve isolasjonsmaterialet.



Figur 2-2: Påsatt spenning over prøveobjektet (V) og spenning over hulrommet (V_c) [9]

Størrelsen på hulromsutladningene kan finnes ved å benytte den såkalte "abc-ekvivalenten". Skjematisk skisse av standard målekrets for partielle utladninger samt skisse over abc-ekvivalent er vist i Figur 2-3.



Figur 2-3: Skjematisk skisse over målekrets for partielle utladninger og "abc-ekvivalent"[6].

"abc-ekvivalenten" benyttes for å forklare måling av partielle utladningers størrelse. En utladning skjer kun i en liten del av isolasjonsmateriale. a, b, og c representerer kapasitansene i prøveobjektet. c representerer kapasitansen til hulrommet, b representerer kapasitansen til isolasjonsmateriale i serie med hulrommet (volumet over og under hulrommet), mens a representerer kapasitansen til den resterende isolasjonen.

Ut fra dette kan en anta at kapasitansene[8]:

$$b < c \quad \text{og} \quad c \ll a \quad (2.2)$$

Dersom en stor kondensator ($C_k \geq a$), kalt koblingskondensator (C_k), kobles i parallell med måleobjektet, vil denne levere en strøm inn til prøveobjektet hver gang en utladning oppstår i materialet, for å utligne spenningsforskjellen som oppstår som følge av utladningen (spenningskollaps over hulrommet). En liten transient strøm, Δi , vil da sirkulere i den kapitative kretsen [6].

Denne strømmen kan måles i den ytre deteksjonskretsen over måleimpedansen (Z_m) som en transient spenningspuls. Ut fra antagelsene gjort i (2.2) og antagelsen om at $C_k \geq a$, kan en beregne den tilsynelatende utladningen som oppstår i prøveobjektet ved å integrere strømpulsen [6]:

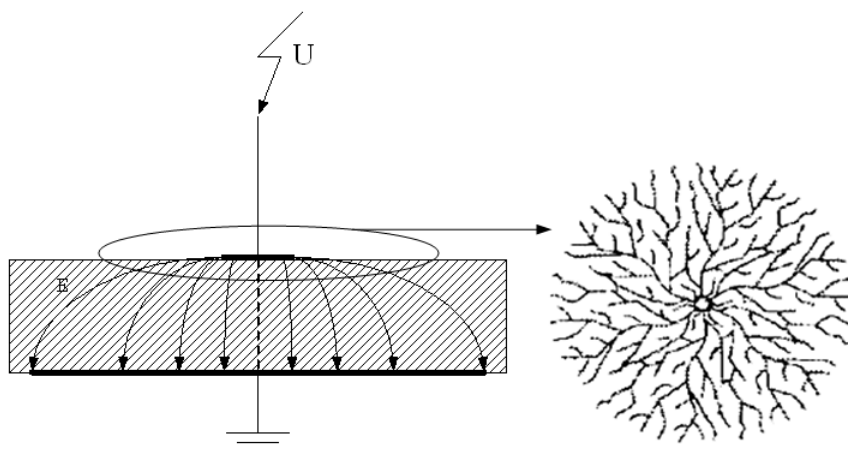
$$Q_{\text{tilsynelatende}} = q_s = \int \Delta i \cdot dt = \Delta U \cdot a \quad (2.3)$$

hvor ΔU er spenningspulsen som måles over måleimpedansen ved utladning, og a er isolasjonsmaterialets kapasitans.

En vil aldri kunne måle den faktiske strømmen som går i hulrommet. Dette kommer av at isolasjonsmateriale i seg selv har en viss kapasitans (a). Denne er i parallell med hulrommet og koblingskondensatoren, og vil derfor være med å begrense strømmen som går i den ytre kretsen. Det er derfor ikke ønskelig at prøveobjektet har for stor kapasitans når det måles partielle utladninger, da dette vil redusere sensitiviteten til måleoppsettet.

2.1.2 Overflateutladninger

Overflateutladninger oppstår typisk i grenseflater mellom ulike typer dielektrikum hvor en har et tilstrekkelig sterkt felt tangentielt med grenseflaten. Dette er illustrert i Figur 2-4.



Figur 2-4: Venstre: På grunn av høyt elektrisk felt langs overflaten nær den øvre elektroden, vil en kunne få partielle utladninger i dette området[9], Høyre: Typisk mønster på overflaten av isolasjonsmaterialet som følge av overflateutladninger ("Lichtenberg figurer") [9].

Ved tilstrekkelig høy spenning vil utladninger kunne forekomme i området langs overflaten av isolasjonsmaterialet rundt den spenningsatte elektroden, se Figur 2-4. Utladningene vil utarte seg fra koronautladninger til busk - lignende utladninger langs overflaten av isolasjonsmaterialet. Utladningsmønsteret minner mye om elektriske trær.

I området hvor overflateutladninger opptrer kan karbonisering av materialet forekomme. Overflaten blir da elektrisk ledende. Dette mønsteret kalles ofte "Lichtenberg figurer" [9]. Overflateutladninger skjer ofte i grenseflater mellom ulike isolasjonsmaterialer, typisk på endeavslutninger [9].

2.1.3 Koronautladninger

Koronautladninger er utladninger som forekommer ved spisse eller skarpe jordede eller høyspente deler i gassisolasjon. Rundt disse spissene blir det elektriske feltet svært sterkt, og luften kan ioniseres i området rundt feltforsterkningen. Utladningene opptrer som regel når den påsatte spenningen når sin toppverdi (positiv og/eller negativt polarisering).

Koronautladninger kan reduseres ved å sette på såkalte koronaringer/kuler på utsatte deler i måleoppsettet.

I måleoppsett i laboratoriet er det ønskelig å unngå koronautladninger. Ved store koronautladninger er det vanskeligere å detektere eventuelle hulromsutladninger eller overflateutladninger i prøveobjektet, da disse utladningene blir overskygget av koronautladningene.

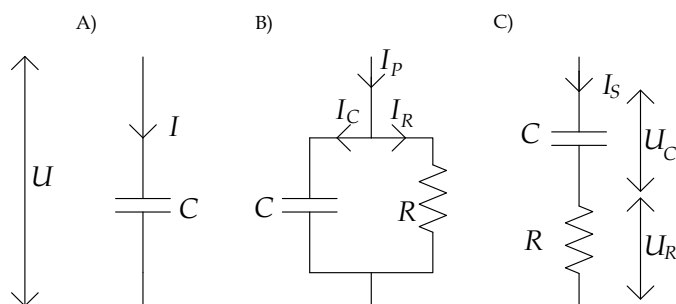
2.1.4 Fuktighet og partielle utladninger

Effekten av fuktighet på partielle utladninger har tidligere blitt studert på modeller (kule/plate gap) hvor ulike typer materialer er benyttet i modellene. Når fuktigheten økes, økes også utladningsaktiviteten vesentlig. Effekten er svært avhengig av overflatekonduktiviteten til de involverte materialene [10].

2.2 Dielektriske tap

En kabel eller en kabelskjøt kan sies å være en kondensator. Lederen er den ene elektroden, mens ytre halvleder/jordskjerm er den andre.

En ideell kondensator er tapsfri, men i alle reelle kondensatorer vil det oppstå noe varmetap. Når et dielektrikum/isolasjonsmateriale utsettes for vekselspanning (AC) oppstår det tap i isolasjonsmaterialet. Disse tapene er vanligvis små, men allikevel svært avgjørende dersom disse blir for store. Dersom varmeutviklingen i materialet blir for høy, kan dette medføre termisk sammenbrudd av isolasjonsmaterialet.

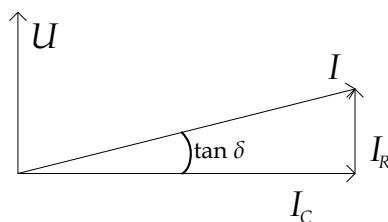


Figur 2-5: A) Ideell tapsfri kondensator, B) RC-parallellmodell av kondensator med tap, C) RC-seriemodell av kondensator med tap. C er kondensatorens kapasitans, R er kondensatorens resistivitet.

Figur 2-5 viser ulike kretsmodeller for kondensatorer. Figur 2-5A viser ideell kondensatormodell, mens Figur 2-5B (parallellmodell) og Figur 2-5C (seriemodell) viser modell for kondensator med tap. Kabelskjøter, kabler og lignende kan modelleres etter disse modellene. Det mest vanlige når slikt utstyr modelleres er å benytte RC-parallellmodell[7].

Varmeutvikling i isolasjonsmaterialer kommer som følge av den resistive strømkomponenten I_R , dersom en benytter RC-parallellmodell. Den resulterende strømmen gjennom isolasjonen danner en vinkel, δ , med den kapasitive strømmen, I_C . For RC-parallellmodeller er dette vist i (2.4) og Figur 2-6 [9].

$$\tan \delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{1}{\omega \cdot R \cdot C} \quad (2.4)$$



Figur 2-6: Dielektrisk tap er forårsaket av en liten strømkomponent I_R . Denne komponenten danner en vinkel, δ , med den kapasitive strømkomponenten I_C [9].

Tapsfaktor, $\tan \delta$, er en svært vanlig størrelse å bruke som mål på dielektriske tap. Ut fra denne størrelsen kan effekttapet i isolasjonen beregnes [9].

$$P = U \cdot I_R = U \cdot I_C \cdot \tan \delta = U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot \tan \delta \quad (2.5)$$

hvor P er avgitt effekt i isolasjonsmaterialet på grunn av tap, I_R er resistiv strømkomponent, I_C er kapasitiv strømkomponent, U er spenning over isolasjonsmaterialet, ω er vinkelhastigheten, og C er prøveobjektets kapasitans.

2.2.1 Tapsmekanismer

Årsakene til at tap oppstår i isolasjonsmaterialet kan komme av flere ulike tapsmekanismer. Disse kan være:

1. Konduktive tap
2. Dipoltap
3. Grenseflatetap
4. Partielle utladninger

Disse blir nærmere beskrevet i kapitlene under.

Konduktive tap

Alle dielektriske materialer vil ha en viss konduktivitet. Konduktiviteten fører til at små lekkstrømmer vil gå gjennom isolasjonsmaterialet. Konduktiviteten minker ved økt forurensning i materialet, samt påvirkes av fuktighetsnivå og temperatur i omgivelsene rundt testobjektet [11].

Dipoltap

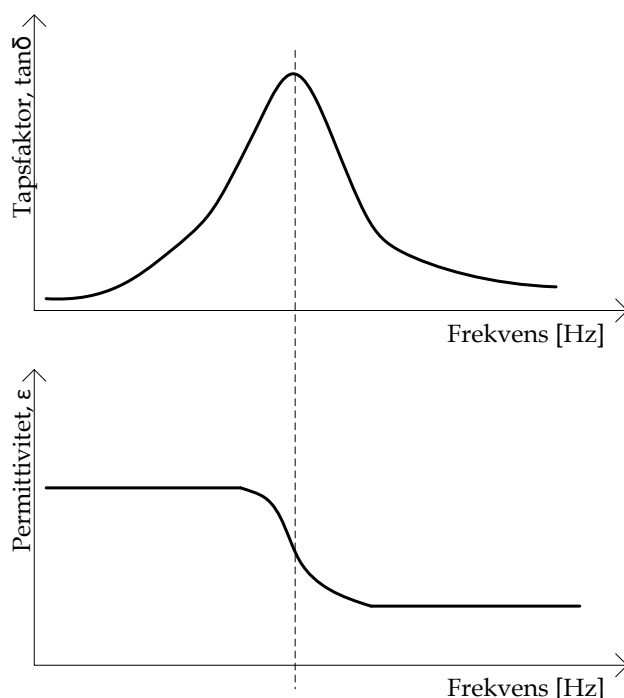
Sammensatte molekyler kan ha en usymmetrisk plassering av elektroner. Disse er permanente dipoler. Når disse utsettes for et tidsvarierende elektriske felt stiller dipolene seg inn etter retningen på det påtrykte elektriske feltet. Ved lave frekvenser vil dipolene lett følge det påtrykte feltet, og ingen dipoltap oppstår i isolasjonsmaterialet. Når frekvensen øker til et visst nivå vil dipolene begynne å henge etter det tidsvarierende feltet. Friksjon internt i molekylkjedene vil da kunne føre til dipoltap.

Etter som frekvensen til det tidsvarierende elektriske feltet økes ytterligere vil ikke dipolene lenger klare å følge det påtrykte tidsvarierende feltet. Dipoltapene reduseres, og

vil ved tilstrekkelig høye frekvenser opphøre helt. Dipolene vil ikke lenger klare å følge det elektriske feltet i det hele tatt.

Permittiviteten til isolasjonsmaterialet påvirkes også av følgeforholdet mellom dipolene i materialet og det påsatte elektriske feltet. Ved lave frekvenser er permittiviteten konstant "høy". Når frekvensen øker og friksjon innad i molekylljedene oppstår, og dipolene ikke lenger klarer å følge det tidsvarierende elektriske feltet, reduseres permittiviteten til materialet. Når frekvensen blir så høy at dipolene ikke lenger følger det tidsvarierende elektriske feltet stabiliseres permittivitet. Nivået er her lavere enn hva det var ved lave frekvenser. Sammenhengen mellom tapsfaktor ($\tan \delta$) og permittivitet (ϵ) er vist i Figur 2-7.

Dipoltap oppstår ved frekvenser i området $10^6 - 10^{10}$ Hz [8].



Figur 2-7: Dipoltap som følge av friksjon internt i molekylljedene. Ved svært lave og svært høye frekvenser er tapene små. Permittiviteten synker i frekvensområdet hvor dipoltapene er gjeldene. Ved lave og ved svært høye frekvenser er permittiviteten konstant (konstant høyere ved lave frekvenser enn ved høye frekvenser) [9].

Grenseflatetap

I de fleste isolasjonsmaterialer er ikke blandingen av atomer, ioner eller molekyler perfekt. Isolasjonsmaterialene en ofte benytter vil også gjerne inneholde små hulrom eller annen type forurensning. I PEX, som er et delvis krystallinsk materiale som er svært ofte bruket som kabelisolasjonsmateriale, vil en foreksempel ha noen områder som er amorfe mens andre er krystalline. EPDM, som er et annet isolasjonsmateriale, blant annet benyttet som isolasjonsmateriale rundt kabelskjøtene som er studert i dette prosjektet, er ofte tilsatt

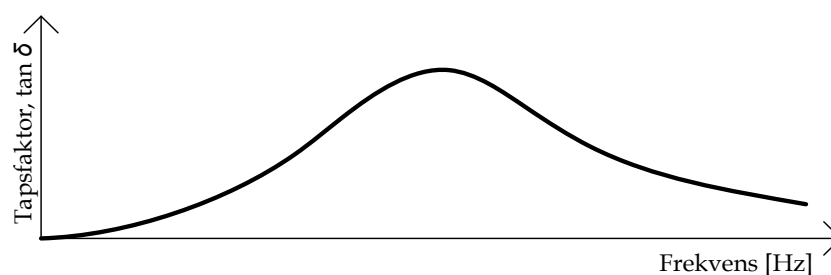
leire eller andre fyllstoffer. Disse forurensningene fører til at en internt i isolasjonsmaterialet har grenseflater mellom ulike materialer.

Grenseflater oppstår også dersom isolasjonen består av ulike lag av forskjellige materialer.

Eventuelle frie elektroner i materialet vil forflytte seg til slike grenseflater når isolasjonsmaterialet utsettes for et elektrisk felt. Ladninger som følge av at elektroner forflytter seg akkumuleres da ved de interne grenseflatene. Dette kalles grenseflatepolarisasjon, og gir opphav til det man kaller grenseflatetap.

Grenseflatetap kan oppstå i frekvensområdet $0 - 10^7$ Hz [8].

En skisse av tapsfaktorens utvikling som funksjon av frekvens er gjengitt i Figur 2-8.



Figur 2-8: Skisse av tapsfaktor som funksjon av frekvens ved grenseflatetap [9].

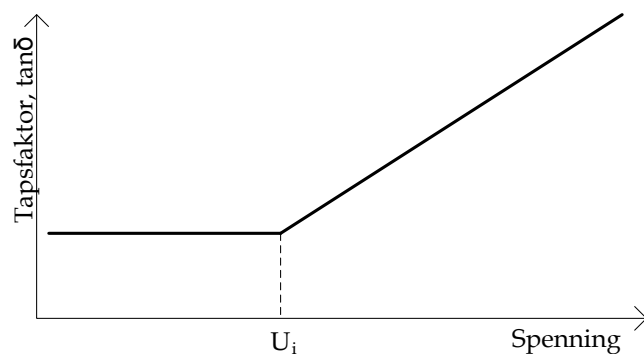
Kurveformen til tapsfaktor ved grenseflatetap (Figur 2-8) er langt mindre spiss enn for dipoltap (Figur 2-7). Ut fra dette er det mulig å skille mellom disse to tapsfenomenene under eksperimentell testing [7].

Utladningstap

Dersom testspenning ved tapsmåling er høyere enn tennspenning til eventuelle utladninger i materialet vil disse bidra til en økning i tapsfaktoren ($\tan \delta$).

Når den påsatte spenningen økes over tennspenning vil tapsfaktoren øke. Dette er vist i Figur 2-9. Økningen i tap kommer som følge av at ved høyere spenning vil både størrelsen på de partielle utladningene øke, samt antallet utladninger.

Tap fra partielle utladninger er spenningsavhengige, ikke frekvensavhengige som de tidligere nevnte tapsmekanismene. I dette prosjektet måles partielle utladninger parallelt med dielektrisk responstest. En har derfor svært god kontroll med tennspenning, samt økning i amplitude og antall på grunn av økt spenning. En kan derfor være i stand til å skille utladningstap fra de andre tapsmekanismene.



Figur 2-9: Bidrag til tapsfaktor forårsaket av partielle utladninger i isolasjonsmaterialet hvor det måles tap. Tap fra partielle utladninger kjennetegnes ved at tapene øker etter at tennspenning for partielle utladninger er nådd[9].

Dipoltap og grenseflatetap kalles også ofte for relaksjonsmekanismer.

I tillegg til relaksjonsmekanismene beskrevet over, finnes også andre polarisasjonsmekanismer. Disse er ione- og molekylær polarisasjon. Disse er momentane, og gir ikke opphav til tap slik som de langt tregere relaksjonsmekanismene.

Temperatur og trykk vil også påvirke de dielektriske egenskapene til isolasjonsmaterialet, og følgelig påvirke de dielektriske tapene i materialet [7].

2.2.2 Analyse

Måling av dielektriske tap kan enten utføres i tidsdomene eller frekvensdomene. I tidsdomene er dette basert på at en påsetter måleobjektet likespenning (DC) og måler strømmen gjennom materialet som funksjon av tid. I frekvensdomene er dette basert på at vekselspanning påsettes over måleobjektet og kapasitans og dielektriske tap måles som funksjon av frekvens [12].

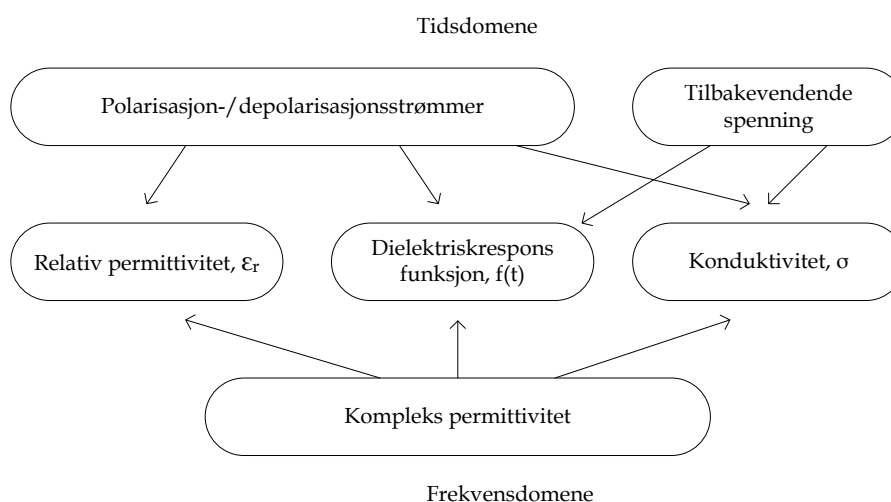
Det er i dag flere kommersielt tilgjengelige metoder for tilstandskontroll av isolasjonsmaterialer basert på måling av dielektriske respons. Det typiske med disse metodene er at én eller flere av de følgende størrelser måles [12]¹:

Frekvensdomene: Kompleks permittivitet $\varepsilon''(f)$, endring i permittivitet og $\Delta\varepsilon'(f)$ dielektrisk tapsfaktor $\tan\delta$ som funksjon av spenning og/eller frekvens.

Tidsdomene: Depolarisasjonstrømmer $I_D(f)$ og tilbakevendende spenning $U_R(f)$, som funksjon av spenning og frekvens.

¹ Det er i [8] benyttet en annen notasjon på de ulike parameterne enn hva som er gjengitt i teksten over. Det er valgt å endre notasjonen for å være konsekvent gjennom hele oppgaven

Sammenhengen mellom tids- og frekvensdomene kan finnes ved å benytte Fouriertransformasjon [12]. Sammenhengen mellom tids- og frekvensdomene er vist skjematisk i Figur 2-10 [13]:



Figur 2-10: Sammenhengen mellom tids- og frekvensdomene, skjematisk [13].

Moderne databaserte diagnostiseringsverktøy gjør det mulig å foreta tapsmålinger på ulike spenningsnivåer over et vidt spekter av både tid og frekvens, både i felt og på laboratoriet [13].

Når et dielektrisk materiale utsettes for et elektrisk felt, vil den elektriske flukstettheten i materialet øke på grunn av relaksjonsmekanismene. Dipoler og frie ladninger i materialet vil påvirkes av det elektriske feltet. Dette er en prosess som tar tid før den stabiliseres. Dette kan uttrykkes med følgende uttrykk [13]:

$$D(t) = (\varepsilon_0 \cdot E(t)) + P(t) \quad (2.6)$$

hvor $D(t)$ er elektrisk flukstetthet, $P(t)$ er den elektriske polariseringen.

Den elektriske polariseringen kan deles i to deler [13]:

$$P(t) = P_{treg}(t) + P_{hurtig}(t) \quad (2.7)$$

hvor $P_{hurtig}(t)$ refereres til polarisering fra de kjappe polarisasjonsmekanismene, $P_{treg}(t)$ refereres til polarisering fra relaksjonsmekanismene.

Bidraget fra relaksjonsmekanismene kan uttrykkes ved den dielektriske responsfunksjonen $f(t)$ [13]:

$$P_{treg} = \varepsilon_0 \cdot \int_0^t f(t-\tau) \cdot E(t-\tau) d\tau \quad (2.8)$$

hvor ε_0 er tomromspermittiviteten, $f(t)$ er den dielektriske responsfunksjonen, $E(t)$ er det tidsvarierende elektriske feltet over isolasjonsmaterialet.

Den dielektriske responsfunksjonen kjennetegnes ved [13]:

$$f(t) \equiv 0 \quad \forall \quad t < 0 \quad \text{og} \quad \lim_{t \rightarrow \infty} f(t) = 0 \quad (2.9)$$

De kjappe polarisasjonsmekanismene gir ikke opphav til dielektriske.

Ut fra antagelsene i (2.6) og (2.8) kan et fullstendig uttrykk for strømtettheten ($J(t)$) ved måling i tidsdomene skrives som [13]:

$$J(t) = (\sigma \cdot E(t)) + \varepsilon_0 \frac{d}{dt} \left\{ (\varepsilon_r \cdot E(t)) + \int_0^t f(t) E(t - \tau) d\tau \right\} \quad (2.10)$$

hvor σ er materialets konduktivitet, ε_r er relativ permittivitet ved nettfrekvens (50 Hz).

Ut fra (2.10) ser en at et dielektrisk-/isolasjonsmateriale er karakterisert ved materialets konduktivitet, relative permittivitet ved nettfrekvens, samt den dielektriske responsfunksjonen.

I frekvensdomene kan (2.10) skrives om til [13]:

$$\vec{J}(\omega) = j \cdot \omega \cdot \varepsilon_0 \left\{ \varepsilon_r + \chi'(\omega) + j \left(\frac{\sigma}{\varepsilon_0 \cdot \omega} + \chi''(\omega) \right) \right\} \cdot E(\omega) \quad (2.11)$$

hvor $\chi'(\omega)$ og $\chi''(\omega)$ er henholdsvis reell og imaginær elektrisk susceptibilitet og ω er spennings vinkelfrekvensen.

Den reelle og den imaginære delen av susceptibiliteten er beslektet gjennom "Kramers-Kronig relations" [14]. Dette betyr at en transformasjon fra reell del til imaginær del (og motsatt) av susceptibilitet skal gi samme resultat. Når en beregner reel og imaginær del av susceptibiliteten ved måling av dielektrisk respons kan transformasjonen benyttes for å kontrollere de målte signalene [15].

Elektrisk susceptibilitet ($\chi(\omega)$) tilsvare den dielektriske responsfunksjonen i tidsdomene. Elektrisk susceptibilitet angir hvordan de ulike relaksjonsmekanismene i dielektrikumet reagerer på det påsatte elektriske feltet. Den elektriske susceptibiliteten er også knyttet til materialets relative permittivitet.

Siden det elektriske feltet er tidsvarierende må relaksjonsmekanismene kontinuerlig forsøke å følge det tidsvarierende elektriske feltet. Ved tilstrekkelig høy frekvens vil ikke relaksjonsmekanismene lenger klare å følge feltets svingninger og begynner da å henge etter. Dette fører til redusert polarisering, og dermed redusert relativ permittivitet.

Dette kan uttrykkes ved en faseforskjell med fasevinkel δ dersom en antar \vec{E} reel [8]:

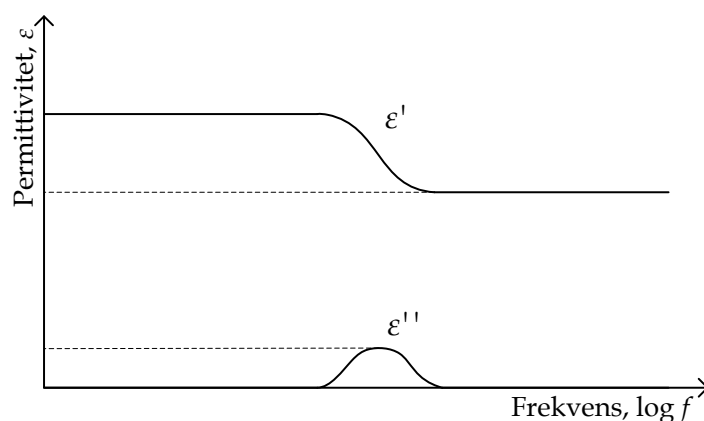
$$\vec{D}(\omega) = D(\omega) \cdot e^{-j\delta} = \varepsilon_0 \cdot \vec{E}(\omega) + \vec{P}(\omega) = \varepsilon_0 \cdot \vec{\varepsilon}_r \cdot \vec{E}(\omega) \quad (2.12)$$

Den relative permittiviteten kan dermed sees på som en kompleks størrelse. Den relative permittiviteten kan videre uttrykkes ved den elektriske susceptibiliteten og materialets konduktivitet [16]:

$$\bar{\epsilon}(\omega) = \epsilon_r'(\omega) - j \cdot \epsilon_r''(\omega) = \chi'(\omega) - j \cdot \left(\chi''(\omega) + \frac{\sigma}{\omega \cdot \epsilon_0} \right) \quad (2.13)$$

I frekvensdomene er det vanskelig å skille mellom tap fra relaksjonsmekanismene og tap som følge av konduktivitet. Ved lave frekvenser kan det likevel være mulig å skille mellom disse, da bidraget fra konduktiviteten kan bli dominerende ved lave nok frekvenser [16].

Som følge av faseforskjellen mellom elektrisk felt og flukstetthet gir dette opphav til at den relative permittiviteten kan sees på som kompleks. Dette er vist grafisk i Figur 2-11.



Figur 2-11: Skisse over reell og imaginær permittivitet som følge av faseforskjell mellom elektrisk felt og elektrisk flukstetthet, som funksjon av frekvens. Skissen viser et materiale med kun én relaksjonsmekanisme [8].

Når relaksjonsmekanismene begynner å henge etter det elektriske feltet, gir dette opphav til dielektriske tap. Disse tapene er reelle tap, på samme måte som tapene på grunn av materialets konduktivitet. Økte tap fører til økt oppvarming av materialet, som videre kan forårsake termisk sammenbrudd av isolasjonsmaterialet.

Tapsfaktoren, $\tan \delta$, er definert som forholdet mellom imaginær og reell permittivitet [16]:

$$\tan \delta = \frac{\epsilon_r''(\omega)}{\epsilon_r'(\omega)} = \frac{\epsilon_r''(\omega)}{\epsilon_r'(\omega) + \chi'(\omega)} = \frac{\epsilon_r''(\omega)}{\epsilon_r'(\omega) + \Delta \epsilon_r'(\omega)} \quad (2.14)$$

Den dielektriske tapsfaktoren kan fysisk sees på som forholdet mellom tapt og lagret energi per periode [16].

Siden også eventuelle partielle utladninger vil bidra til strøm gjennom isolasjonsmaterialet/dielektrikumet, og dermed bidrar til tap, blir dette lagt til som et ekstra strømbidrag i (2.11):

$$\vec{J}(\omega) = j \cdot \omega \cdot \varepsilon_0 \left\{ \varepsilon_r + \chi'(\omega) + j \left(\frac{\sigma}{\varepsilon_0 \cdot \omega} + \chi''(\omega) \right) \right\} \cdot E(\omega) + \vec{J}_{pD}(U) \quad (2.15)$$

hvor \vec{J}_{pD} representerer strøm gjennom dielektrikumet som følge av partielle utladninger. \vec{J}_{pD} er avhengig av det elektriske feltet over dielektrikumet, ikke frekvensen.

2.3 Vanddiffusjon i polymerer

Vann trenger gjennom alle organiske materialer (PE, PEX, EPDM, etc.). Glass og metaller regnes som helt vanntette. Dette kommer av at avstanden mellom molekylene i organiske materialer er mye større enn hva den er for eksempelvis metaller. For polyetylen (PE) viser beregninger at avstanden senter - senter mellom to molekyler er 2-3 ganger diameteren til vannmolekylet [17]. Vannmolekylets diameter er ca 0,3 nanometer. Vannmolekyler vil derfor kunne trenge gjennom materialet dersom avstanden mellom molekylene er større enn vannmolekylets diameter.

Der er vanlig å skille mellom tre ulike tilstander for vann i organiske isolasjonsmaterialer[17]:

Oppløst vann: Vannmolekylene er da spredt mellom polymerkjedene i materialet. Dersom det ikke er kontakt mellom vannmolekylene og den omkringliggende polymeren kan det oppløste vannet sees på som vanndamp.

Bundet vann: Vannmolekylene er da knyttet til den omkringliggende polymeren med relativt svake intermolekylære krefter. Disse kreftene oppstår på grunn av det høye dipolmomentet til vannmolekylene (relativ permittivitet lik ca 80) og de permanente dipolene til polymerkjedene. Vannmolekylene opptrer som regel i klynger på fire til fem molekyler.

Flytende vann: Vann opptrer i dråpeform.

2.3.1 Løselighet

For oppløst vann er det antatt at Henrys' lov gjelder. Denne loven sier at det er et lineært forhold mellom eksternt damptrykk og tilsvarende vannkonsentrasjon rett innenfor overflaten til materialet. Denne er definert [17]:

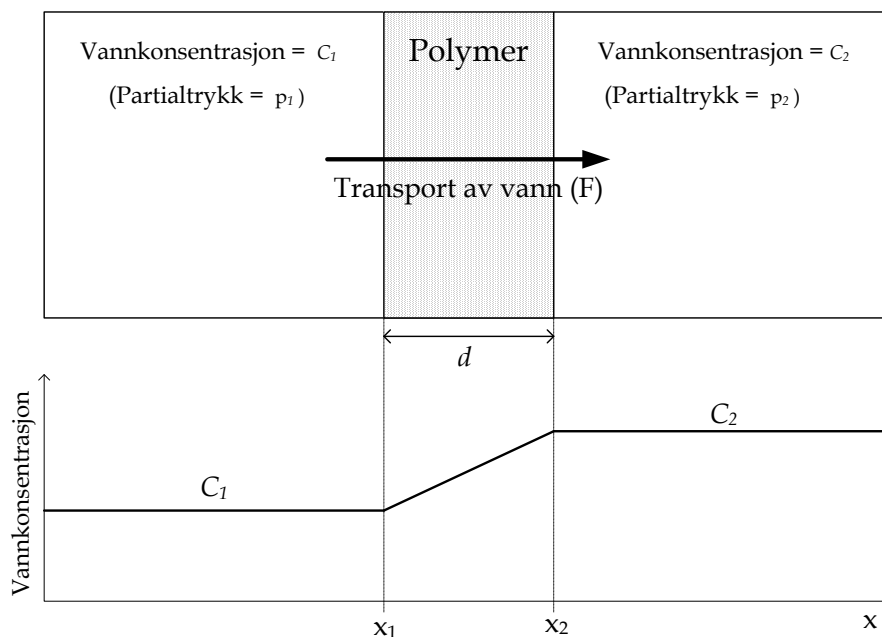
$$C = S \cdot p \quad (2.16)$$

hvor S er løselighetskonstanten og p er vanndamptrykket (partialtrykk) i omgivelsene rundt polymeren.

2.3.2 Inntregning

Når en skal forklare diffusjon, kan en som et eksempel tenke seg et plant, tynt flak av ikke polart polymerisk materiale. En tenker seg at tykkelsen på flaket er lik d . Fuktigheten på hver side av flaket holdes konstant, henholdsvis C_1 og C_2 . En antar at C_1 er lavere enn C_2 .

Etter en viss tid vil likevekt oppnås ved at vannkonsentrasjonen i det polymeriske flaket vil øke lineært fra C_1 til C_2 gjennom materialet. Dette er vist i Figur 2-12.



Figur 2-12: Skisse av vannkonsentrasjon gjennom polymerisk materiale ved konstant konsentrasjon vann på hver side av polymerflaket.

Vanntransporten gjennom polymerflaket kan uttrykkes ved [17]:

$$F = D \cdot \frac{C_1 + C_2}{d} \quad (2.17)$$

hvor F er vanntransporten gjennom materialet, D er polymerens diffusjonskoeffisient, d er tykkelsen til polymerflaket.

Dersom en ikke kjenner til vannkonsentrasjonen, men kjenner til damptrykket, kan en finne vanntransporten ut fra [17]:

$$F = P \cdot \frac{p_1 - p_2}{d} \quad (2.18)$$

hvor P er materialets permeabilitetskoeffisient.

Sammen med Henrys' lov ((2.16)), samt (2.17) og (2.18) kan en uttrykke forholdet mellom diffusjonskoeffisienten, D , og permeabilitetskoeffisienten P [17]:

$$P = D \cdot S \quad (2.19)$$

Dersom en da ønsker et materiale med lav permeabilitetskoeffisient, et vanntett materiale, eksempelvis rundt en kabelskjøt for å forhindre vanninntregning, ønsker en at både diffusjonskoeffisienten og løselighetskoeffisienten til materialet en benytter er så lave som mulig.

2.3.3 Kondensering

Metningsverdien for vann i polymerer er økende ved økt temperatur. For en kabel/kabelskjøt vil temperaturen normalt være høyest ved lederen, og lavest ved

kabelskjøtens overflate. Maksimalt absorbert vannmengde i isolasjonsmaterialet er derfor svært avhengig av hvor vannet befinner seg i utgangspunktet.

Dersom det kun er vann på utsiden av kabel-/kabelskjøtisolasjonen vil den høyeste vannkonsentrasjonen oppstå ved den ytre overflaten av materialet.

Er det fritt vann i lederen, vil isolasjonen nært lederen bli mettet med vann ved en høyere temperatur. Metningsverdien ved lederen er høyere enn hva den er lenger ut i isolasjonen hvor temperaturen er lavere, og materialet kan i dette området ta opp mer vann enn lenger ut i isolasjonen. Resultatet av dette er at vann vil diffundere utover i isolasjonen fra lederen mot overflaten av isolasjonen. Vannkonsentrasjonen kan beregnes med Ficks' lov [17].

Tar en også hensyn til temperaturgradienten gjennom isolasjonsmaterialet (synkende temperatur med avstanden fra lederen) kan overmetning oppstå, og en akkumulering av vann kan oppstå mot midten av isolasjonsmaterialet på grunn av at vanndampen kondenserer når temperaturen blir lavere.

2.3.4 Diffusjon i prøveobjekter

Resultater fra eksperimenter gjengitt i: "*Water diffusion in XLPE-cables*" [17], viser at ved tørr leder og våte omgivelser rundt kabelisolasjonen ble vannmengden målt til i området 50 - 90 ppm henholdsvis ved indre og ytre halvleder. Ved våt leder ble vannmengden målt til å kunne bli over 7000 ppm. Den største vannkonsentrasjonen ble funnet i midten av isolasjonen. Lederen var under begge eksperimentene varmet opp til en temperatur på 90 °C, mens ytre halvleder holdt en konstant temperatur på 55 °C. Forsøket ble utført over en periode på 500 timer. For tilfelle med våt leder ble ikke stabil tilstand nådd i løpet av analysetiden.

2.4 Kontaktflater

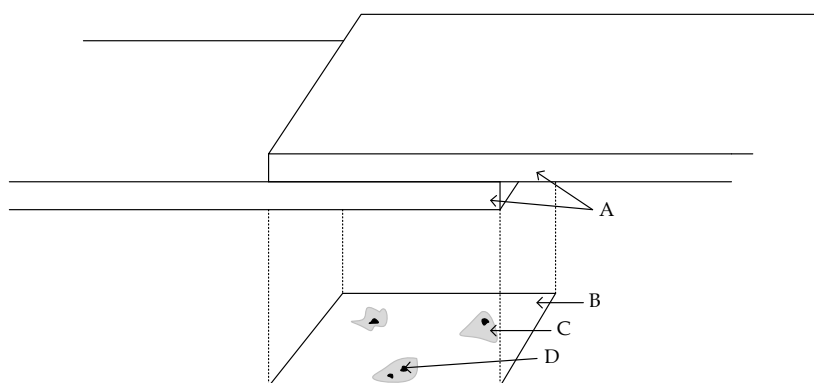
Kraftsystemet er svært komplekst. Svært mange ulike komponenter er koblet sammen. Disse koblingene kan være alt fra brytere, kabel-/linje skjøter eller liknende. Fellesnevneren for at disse skal fungere er at den metalliske kontakten mellom komponentene er tilstrekkelig.

2.4.1 Kontaktflaten

I selve kontaktflaten er det ønskelig å ha så liten overgangsmotstand mellom de sammenkoblede komponentene som mulig. Blir overgangsmotstanden for stor risikerer man varmetvikling i og rundt kontaktflaten når komponentene fører store strømmer.

Når to komponenter kobles sammen vil flatene først kun møtes i noen få punkter. Disse punktene er bestemt av overflaten på kontaktflatene som kobles sammen. Etterhvert som en påfører kontaktflatene trykk, vil kontaktflatene deformeres og kontaktområdet vil øke. Disse punktene kalles last bærende område. Last er i dette tilfellet referert til mekanisk last. Dette området dekker som regel bare en liten del av den tilsynelatende kontaktflaten.

De fleste metaller (kontaktflater) får i kontakt med luft dannet et tynt oksidlag på overflaten. Dette laget er i mange tilfeller elektrisk isolerende, og elektriske strømmer gjennom kontaktflaten går kun i områdene hvor det er direkte metallisk kontakt mellom komponentene. Dette er i området hvor oksidlaget er fjernet eller ødelagt. Disse kontaktpunktene er ofte ikke større enn noen millimeter i diameter, og sammen utgjør disse kontaktpunktene i underkant av én prosent av den totale tilsynelatende kontaktflaten. En skjematisk skisse av to kontaktflater er vist i Figur 2-13.



Figur 2-13: Skjematisk skisse av en kontaktflate. A: elektroder, B: tilsynelatende kontakt flate, C: lastbærende område, D: kontaktflater [18]

På grunn av kontaktpunktenes lave areal, fører dette til at strømtettheten øker drastisk i disse punktene i forhold til ellers i den strømførende komponenten. Dette fører til at den ohmske motstanden øker.

2.4.2 Kontaktpunktene temperatur

De fleste kontakter har som regel svært lav resistans, typisk i området mikro ohm. Effekttap i kontaktflaten er derfor også svært liten, sammenliknet med det totale tapet i overføringsnettet. Likevel kan tapene i kontaktflatene føre til en høy lokal temperaturøkning i kontaktpunktene, da mengden metall som varmes opp er svært liten, typisk 10^{-6} – 10^{-9} gram [18].

Temperaturen i kontaktpunktet kan uttrykkes ved spenningsfallet over kontakten. Dersom begge materialene er av samme materiale vil temperaturen rundt kontaktpunktet være symmetrisk. Den høyeste temperaturen vil oppstå i kontaktpunktet. Denne kan uttrykkes[18]:

$$T_{\max} = \sqrt{\frac{U^2}{4 \cdot L}} + T_0 \quad (2.20)$$

hvor U er spenningsfallet over kontakten, T_0 er absolutt temperatur på elektrodene langt fra kontaktpunktet, L er en konstant, og er typisk for de aller fleste metaller lik $2,4 \cdot 10^{-8} \text{ V}^2/\text{K}^2$.

Temperaturstigning i elektrodene er som regel svært lokal, dette på grunn av kontaktpunktene er omgitt av metall med god varmeledningsevne.

Resistansen i et kontaktpunkt er svært avhengig av temperaturen. Når temperaturen øker, øker også resistivitet i kontaktpunktet.

2.4.3 Aldring av kontaktflater

Egenskapene til kontaktflatene er avhengig av antall, størrelse og kvalitet på kontaktpunktene. Kablene som er studert i dette prosjektet er skjøtet med skjøtehylser av aluminium. Disse hylsene finnes i flere utgaver, noen eksempler er vist i Figur 2-14.



Figur 2-14: Ulike typer skjøtehylser. Hylsene til venstre skues på, mens hylsene til høyre klemmes [19].

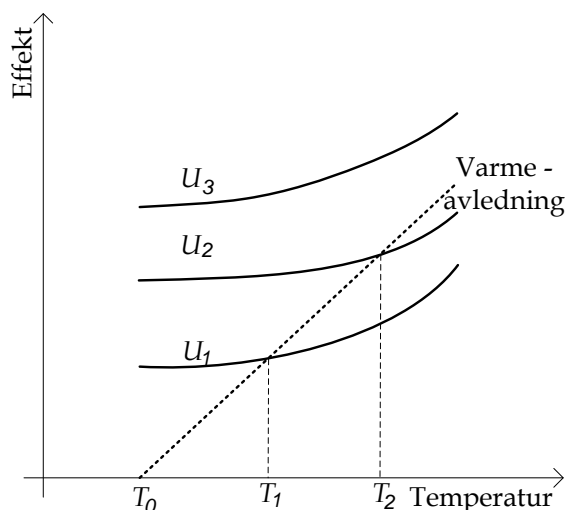
Skjøtehylsene skrues eller klemmes/komprimeres rundt lederne. Å oppnå et tilstrekkelig høyt antall kontaktpunkter av god kvalitet er svært sjeldent et problem for de første årene etter montering.

Å opprettholde god kvalitet på koblingene over hele den økonomiske levetiden til kabelanleggene, ikke sjeldent 30 – 50 år, kan være en stor utfordring. Flere forhold kan føre til forringelse av koblingene over tid. Stadig variasjon i last (overført effekt), og dermed ledertemperatur, vil kunne føre til store mekaniske påkjenninger for skjøtehylsen, da kabelen utvider eller trekker seg sammen i takt med lastvariasjoenene. Vanninntregning kan også være et problem, da dette kan føre til korrosjon av skjøtehylsene.

Ettersom kontaktpunktene avtar i antall og kvalitet fører dette til økt kontaktmotstand. Økt kontaktmotstand fører videre til økt varmeutvikling i skjøtehylsen. Blir motstanden tilstrekkelig høy kan dette medføre høy temperaturstigning i større områder rundt kontaktpunktene. En konsekvens av dette kan være totalt termisk gjennomslag i det omkringliggende isolasjonsmaterialet.

2.5 Termisk gjennomslag

Dersom varmeutviklingen i isolasjonsmaterialet overstiger det materialet kan avgi til omgivelsene, vil temperaturen i isolasjonsmaterialet øke. Isolasjonsmaterialet vil da kunne forringes og til slutt miste sine isolerende egenskaper og føre til havari. Dette er illustrert i Figur 2-15.



Figur 2-15: Generert og avgitt varme for et isolasjonsmateriale som funksjon av temperatur. T_0 angir omgivelsestemperatur, T_1 og T_2 angir henholdsvis stabil driftstemperatur ved spenning U_1 og U_2 . [18]

Ved påsatt spenning lik U_1 og U_2 vil stabil driftstemperatur nås ved henholdsvis temperatur T_1 og T_2 . Ved påsatt spenning lik U_3 vil ikke stabil driftstemperatur nås, og temperaturen i isolasjonsmaterialet vil bare fortsette å øke til termisk gjennomslag oppstår.

Årsakene til varmeutvikling i isolasjonsmaterialet er flere. Som beskrevet Kapittel 2.2 fører dielektriske tap og konduktivitet i isolasjonsmaterialet til varmeutvikling. Varmeutvikling oppstår også dersom kabelanleggets termiske grenselast overstiges, eller at kontaktnotstanden i skjøtehylsen er stor.

3 EKSPERIMENTELT ARBEID

3.1 Prøveobjekter



Figur 3-1: En av de utskiftede kabelskjøtene, før klargjøring for forsøk i laboratoriet.

Kabelskjøtene som er studert i dette prosjektet er feltaldrede kabler fra Hamar-området. Kabelanleggene skjøtene er hentet fra er tidligere blitt diagnostisert i felt av SINTEF Energi AS. Under denne tilstandskontrollen ble det avdekket lav isolasjonsresistivitet og høye dielektriske tap. Det ble også målt og observert partielle utladninger. Disse ble lokalisert til kabelskjøtene. Eidsiva Nett AS har i etterkant av diagnostiseringen byttet ut noen av de aktuelle skjøtene, og disse er studert i laboratoriet.

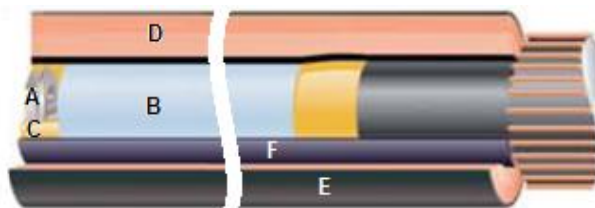
Tabell 3-1: Oversikt over prøveobjekter. Kabel 1 og Kabel 2 angir de to sammenskøytete kablene. I Vedlegg F er det angitt fra hvilket kabelanlegg hver enkelt kabelskjøte er hentet fra (Data fra Eidsiva Nett AS)

	Kabelskjøte 1	Kabelskjøte 2	Kabelskjøte 3	Kabelskjøte 4
Driftspenning (fase-fase) [kV]:	11	11	11	11
Fabrikant, skjøte:	Raychem	Raychem	Raychem	Raychem
Kabel 1, design:	Rund- strippbar (1*3*240 AL TXSP)	Rund- strippbar (1*3*240 AL TXSP)	Rund- strippbar (1*3*240 AL TXSP)	Rund- strippbar (1*3*240 TXSP)
Kabel 2, design:	Rund - strippbar (1*3*240 AL TXSP)	Rund - strippbar (1*3*240 AL TSLE)	Sektor - strippbar (1*3*240 AL TSLE)	Rund - ekstrudert (1*3*240 TXSP)
Ledertverrsnitt [mm ²]:	240	240	240	240
Installert/tatt ut av drift [år]:	1983/2009	1995/2009	ukjent/2009	ukjent/2009
Havarent i felt:	Nei	Nei	Ja	Ja

Skjøten er oppbygd av flere krympbare hylser som tres utenpå hverandre under montering. Den innerste hylsen er feltstyrende, og fungerer etter samme prinsipp som feltkontroll rundt kabel endeavslutning (Se Vedlegg C - Endeavslutninger).

Hulrommet som oppstår rundt skjøtehylsen, samt området hvor kabelens ytre halvleder ender, er fylt med en gul mastik for å forhindre hulrom. Potensialforskjellen mellom den feltstyrende hylsen og skjøtehylsen er svært liten. Dette gjør at kravet til hulrom og forurensning i den gule mastiken ikke er kritisk.

Utenpå den feltstyrkende hylsen er det tredd en ny hylse. Denne består av et isolasjonsmateriale av typen EPDM (gummi materiale), med et halvledende materiale på overflaten som vender ut. En skisse over kabelskjøtens oppbygning er gjengitt i Figur 3-2.



Figur 3-2: Skisse over kabelskjøtens oppbygning, hvor A: Skjøtehylse B: Kabelisolasjon, C: Gul mastik, D: Skjøtisolasjon (EPDM), E: Ytre halvleder kabelskjøt, F: Feltkontroll kabelskjøt[19]

Ved oppvarming krymper hylsene, noe som forhindrer hulrom i grenseflatene mellom de ulike materialene, og forhindrer vanninntregning langs grenseflatene.

En aluminiumsnetting surres utenpå skjøtene, og jordskjermen på kablene kobles sammen. De tre enlederskjøtene er dekket av en felles beskyttende kappe. Denne består av et krympbart materiale som overlapper kablene i begge ender. Dette for å beskytte kabelskjøten mot mekanisk skade og vanninntregning.

3.2 Målemetode

I laboratoriet er det benyttet flere ulike diagnostiseringsmetoder. Kabelskjøtene er blitt utsatt for megging (måling av isolasjonsresistivitet), måling av dielektrisk respons, samt partielle utladninger. I tillegg har det blitt tatt temperaturprøver på de havarete skjøtene. Dette er gjort med en DSC - analyse.

3.2.1 Isolasjonsresistivitet

Isolasjonsresistiviteten til isolasjonsmaterialet i skjøtene er målt ved å benytte en Megger. Meggeren påsetter en kjent likespenning over prøveobjektet, og måler lekkasjestrømmen gjennom objektet. Basert på de kjente verdiene av strøm og spenning kan resistiviteten beregnes etter Ohm's lov:

$$|R| = \frac{|U|}{|I|} \quad (3.1)$$

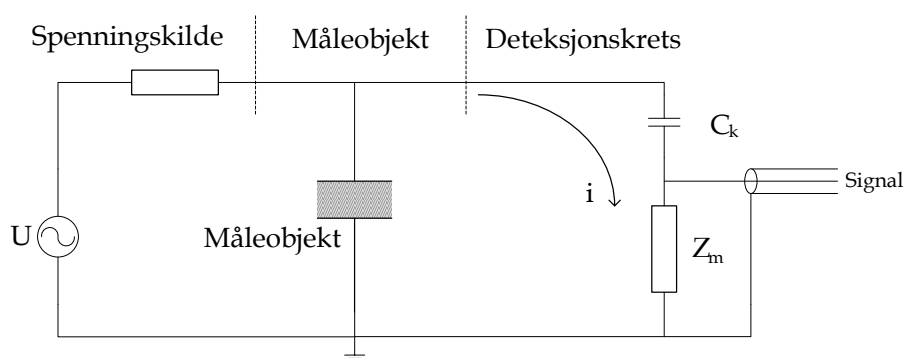
hvor R er isolasjonsmaterialets resistivitet, U er påtrykt spenning, og I er lekkasjestrømmen gjennom isolasjonsmaterialet.

Spenning påsettes til verdien for resistiviteten stabiliseres.

3.2.2 Partielle utladninger

Det er flere ulike metoder for å måle partielle utladninger. Skille mellom disse metodene går i hovedsak på hvilken frekvenskarakteristikk måleshunten har. I tillegg kan en måle partielle utladninger akustisk. Både akustisk måling, og tradisjonell måling av partielle utladninger er utført i dette prosjektet.

Et generelt klassisk oppsett for måling av partielle utladninger er gjengitt i Figur 3-3.



Figur 3-3: Oppsett for måling av partielle utladninger (PD).

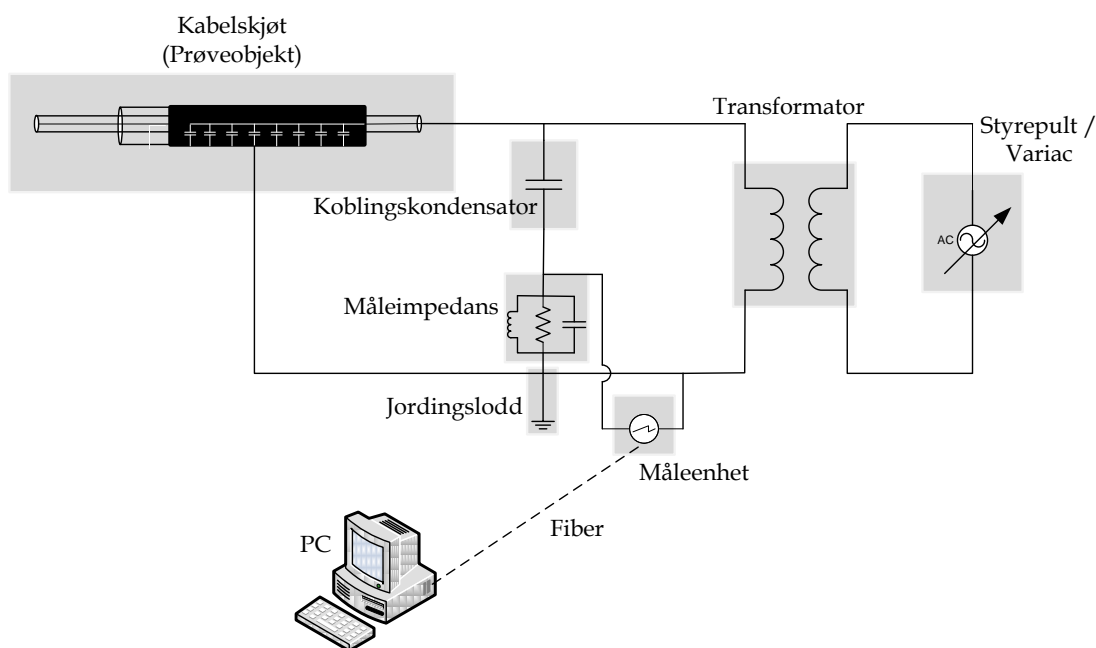
Koblingskondensatoren (C_k) er plassert i serie med måleimpedansen (Z_m). Disse er videre koblet i parallell med måleobjektet og spenningskilden. Koblingskondensatorens rolle er å gi en lavimpedans for de hørfrekvente signalene, måleimpedansen er satt der for at strømmene fra utladninger skal gi en spenning det er mulig å måle [6]. For å kunne

registrere utladningene må en benytte et høyfrekvent måleinstrument. De transiente spenningspulsene som registres over måleimpedansen er svært små og har høy frekvens.

Koblingskondensatoren bør være minimum lik, helst større, enn kapasitansen til måleobjektet. Dette er nødvendig for å få god følsomhet på målingene.

For å motvirke støy fra nettet er det koblet inn et filter mellom styrepult/variator og høyspenningstransformatoren. Støygrensen under måling av partielle utladninger har ligget mellom 0,6 og 2 pC, avhengig av om måleutstyret forsynes med elektrisitet fra batteri eller via batterieliminatort forsynet direkte fra nettet.

Måleinstrumentet benyttet ved måling av partielle utladninger er OMICRON MPD600. Utstyret består av en måleshunt som kobles inn i deteksjonskretsen. Måleshunten er koblet til en måleenhet som registrer og måler størrelsen på de transiente høyfrekvente spenningsignalene som oppstår ved partielle utladninger. Måleenheten konverterer de analoge spenningsignalene til digitale signaler som sendes via fiberoptikk til en USB - enhet som er tilkoblet en datamaskin for videre behandling. En skisse av måleoppsettet er gjengitt i Figur 3-4.



Figur 3-4: Skisse over måleoppsett benyttet i dette prosjektet for å detektere å måle partielle utladninger.

Kalibrering

Målekretsen ved måling av partielle utladninger må kalibreres for at størrelsen på utladningene skal kunne måles. Målekretsen kalibreres ved at en kjent ladning påtrykkes over prøveobjektet ved å benytte en kalibrator. Den påtrykte ladningen fører til at en strøm genereres i målekretsen. Den genererte strømmen fører til et spenningsutslag over

måleimpedansen. Forholdet mellom den kjente påsatte ladningen og tilhørende spenningsutslag, utgjør det man kaller kalibreringsfaktoren.

Når målekretsen for partielle utladninger spenningssettes, vil eventuelle utladninger registreres som små transiente spenningspulser over måleimpedansen. Ut fra kalibreringsfaktoren kan tilsynelatende utladning beregnes:

$$Q_{\text{tilsynelatende}} = q_s = \frac{Q_k}{U_k} \cdot U_{PD} = k \cdot U_{PD} \quad (3.2)$$

hvor q_s er tilsynelatende ladning, Q_k er påsatt ladning under kalibreringen, U_k er spenningsutslaget som følge av kalibreringsladningen (Q_k) og U_{PD} er spenningspulsen over måleimpedansen som følge av partielle utladninger.

Akustisk testing

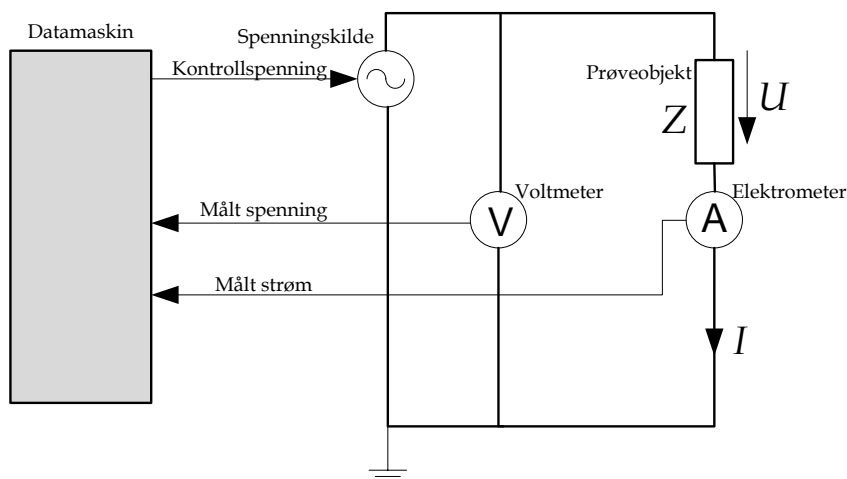
En akustisk PD - detektor ble benyttet for å lokalisere hvor på kabelskjøtene utladningene opptrådte. En indre partiell utladning er som en liten eksplosjon i isolasjonsmaterialet. Denne gir opphav til en trykkbølge som sendes gjennom materialet til overflaten av skjøten.

Ved å benytte en glassfiberstang tilsluttet en sensitiv detektor er det mekanisk kontakt mellom overflaten på testobjektet og sensoren. Ved å flytte glassfiberstangen rundt på komponenten kan en lokalisere hvor utladningene opptrer.

Felterfaringer på kabelskjøter viser at metoden er svært sensitiv. For en 24 kV skjøt ble utladninger helt ned til 3 - 4 pC registrert når den ytre beskyttelseskappen var fjernet, og 10 - 20 pC med den ytre kappen påmontert [20].

3.2.3 Dielektrisk respons

Instrumentet benyttet ved dielektrisk respons måling er isolasjonsdiagnostiserings - systemet IDA200 med høyspenningsenheten IDA HVU, produsert av Programma Electric AB.



Figur 3-5: Impedansmåling med IDA 200 [21].

IDA 200 er et isolasjonsdiagnostiseringsystem for inspeksjon/analyse av dielektriske materialer. Metoden som benyttes er dielektrisk spektroskopi - måling av dielektriske egenskaper til et materiale som funksjon av frekvens, og/eller spenning. Ved å studere de dielektriske egenskapene ved ulike frekvenser er det mulig å skille mellom ulike tapsmekanismer.

Systemet påsetter måleobjektet en sinusspenning med valgt frekvens. Ved å måle spenningen over prøveobjektet og lekkasjestrømmen gjennom prøveobjektet kan prøveobjektets impedans beregnes.

Ved hjelp av høyspenningsenheten IDA HVU (High Voltage Unit) kan utgangsspenningen økes fra 200 V (toppspenning) til 30 kV toppspenning. Frekvensområdet det kan måles innenfor er 10^{-4} – 100 Hz.

Spenningen måles med et voltmeter i parallell med prøveobjektet, strømmen måles med et elektrometer i serie med prøveobjektet. Elektrometeret konverterer strømmålingen til et spenningssignal. Disse to analoge spenningssignalene blir så konvertert til digitale signaler som danner grunnlaget for beregningene i isolasjonsdiagnostiseringsystemet.

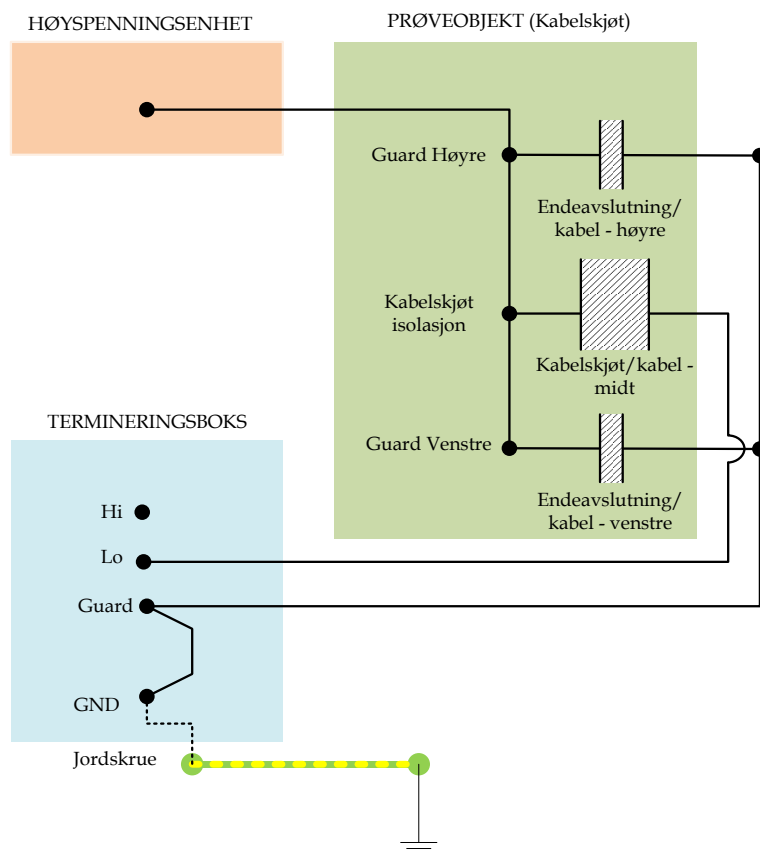
Den elektriske størrelsen som måles av IDA 200 er prøveobjektets impedans.

En kan modellere prøveobjektet alt etter hvilke parametere en ønsker å studere. Disse modellene kan være RC - serie/parallell modell (R, C), dielektrisk modell ($\epsilon', \Delta\epsilon', \epsilon'', \tan \delta$), resistiv modell (ϵ', ρ, σ) eller kompleks kapasitans modell ($C', C'', \Delta C'$).

I denne oppgaven er prøveobjektene modellert med kompleks kapasitans modell. Årsaken til at dielektrisk modell er ikke valgt er på grunn av kabelskjøtenes svært komplekse geometri. For å få ut verdier for permittivitet må en ha kjennskap til den eksakte geometrien til prøveobjektene, dette er ikke nødvendig dersom kompleks kapasitansmodell benyttes. Kompleks kapasitansmodell tar både hensyn til endring av dielektriske egenskaper i tillegg til eventuell endring i geometrien under testing.

Reel permittivitet ε' tilsvarer reel kapasitans C' , kompleks permittivitet ε'' tilsvarer kompleks kapasitans C'' når kompleks kapasitansmodell benyttes.

Måleoppsettet for impedansmålingen med IDA 200 er vist i Figur 3-5. Dielektrisk responsmålingene utført i dette prosjektet er gjort etter måleoppsettet UST (Ungrounded Specimen Test) med guard. Guard er nærmere beskrevet i Vedlegg C. Oppsettet for UST er vist i Figur 3-6.



Figur 3-6: Måleoppsett for UST (Ungrounded Specimen Test) på IDA200 ved dielektrisk respons måling [21]¹

¹ Skissen av måleoppsettet gjengitt i Figur 3-6 ved UST er noe endret i forhold til hva som er skissert i [16]. Endringen er kun for bedre å tydeliggjøre måleoppsettet.

3.2.4 "Differential scanning calorimetry" - DSC

I forbindelse med disseksjonen av de havarerte kabelskjøtene ble temperaturhistorikken til materialprøver tatt fra PEX isolasjonen til kablene tilsluttet kabelskjøten studert.

Prøver fra kablens PEX isolasjon ble studert ved "Differential scanning calorimetry" (DSC). Kalorimetri er en teknikk for å bestemme varmemengden som enten er absorbert eller frigjort for en substans som har gjennomgått en fysisk eller kjemisk endring [22].

Den eksakte smeltetemperaturen til et delvis krystallinsk materiale som PEX vil avhenge av strukturen og formen på krystallene. Smeltingen skjer derfor over et visst temperaturspekter. Dersom et materiale som PEX varmes opp til en temperatur lavere enn smeltetemperaturen til materialet, vil dette medføre at noe av materialet som har smeltet vil re - krystallisere seg, og smeltetemperaturen til denne delen av materialet vil øke noe. Når temperaturen reduseres vil materialet ha en noe endret krystallin form enn hva den hadde før oppvarming [23].

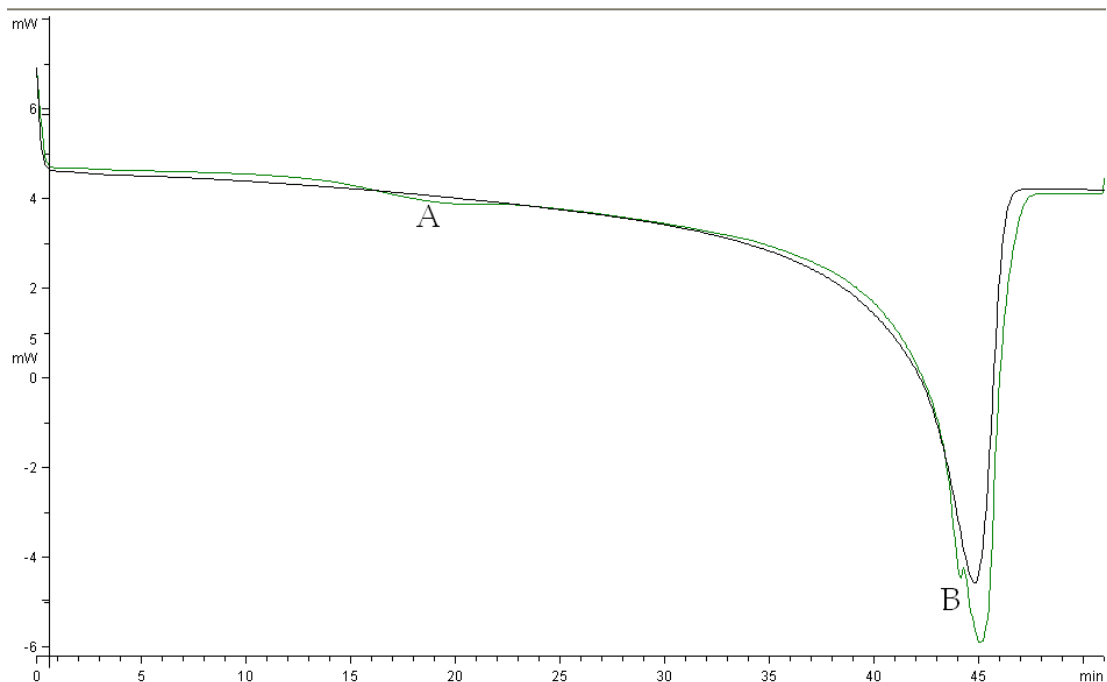
"Differential scanning calorimetry" (DSC) kan benyttes til å studere et materiales temperaturhistorie. Det vil si at en med denne typen målinger kan se hvilke temperaturer et materiale har vært utsatt for.

Materialet varmes opp med konstant hastighet (grader / tidsenhet). Effekten som må tilføres materialprøven for å opprettholde en jevn temperaturøkning måles kontinuerlig. Temperaturen økes til over totalsmeltepunktet til materialet som studeres. Når temperaturen overstiger totalsmeltepunktet slettes den tidligere temperaturhistorikken.

Temperaturen til prøven senkes igjen til starttemperaturen, før den igjen økes etter samme prosedyre som ved den første oppvarming.

Ved å legge kurven for tilført effekt for første og andre oppvarming over hverandre kan en dersom materialet ved en tidligere anledning har vært oppvarmet til en temperatur innenfor totalsmeltepunktet se dette som et avvik på kurveformen fra første oppvarming i forhold til kurven for andre oppvarming. Dette registreres som en liten forandring i effekten som må tilføres materialprøven for å opprettholde den konstante temperaturøkningen.

Eksempler på DSC målinger er gjengitt i Figur 3-7.



Figur 3-7: Eksempler på DSC målinger gjort på PEX prøver fra de havarerte kabelskjøtene. Grønn kurve angir tilført effekt ved første oppvarming for å holde temperaturøkningen konstant. Svart kurve er kurver for andre gang oppvarming, A og B angir avvik på kurvene mellom første og andre oppvarming. Avviket kommer som følge av tidligere temperaturhistorie. Vertikale akse angir effekt (mW) som må tilføres for å opprettholde ønsket konstante temperaturøkning (grader / tidsenhet), temperatur.

DSC målingen vil bare registrere temperaturen som har vedvart over en lengre periode, da det må ha skjedd en endring i polymeren for å få utslag på målingen. Siden selve havariet trolig har vært svært kortvarig, vil ikke temperaturen akkurat i feiløyeblikket bli registrert på DSC målingen [24].

Temperaturene som er gjengitt i forbindelse med DSC-målinger er "onset" temperaturen. Denne temperaturen er mer avhengig av hvilken temperatur materialet har vært utsatt for, og mindre avhengig av tiden materialet har vært utsatt for denne temperaturen [23]. Onsettemperaturen tilsvarer starttemperaturen for når effektilførselen til prøven må økes for å opprettholde den konstante temperaturøkningen.

3.3 Forberedelse av prøveobjekter

En rekke forberedelse ble gjort på prøveobjektene før målinger ble gjennomført. Fuktigheten i skjøtene var ønskelig å beholde på det nivået de var ved levering/utskiftning fra drift. Samtidig måtte forberedelser gjøres med tanke på feltkontroll rundt endeavslutninger, etc. for å kunne gjøre målinger med høyspenning påkjent kabelskjøten.

En langt mer detaljert forklaring på de ulike stegene i forberedelsene av kabelskjøtene som er er gjengitt i Vedlegg C.

Følgende forberedelser ble utført i forkant av eksperimentene:

Separering av enlederskjøter

Den ytre beskyttelsen rundt de tre enlederskjøtene ble fjernet. Hver enkelt enlederskjøt ble separert fra hverandre, og kablene tilsluttet skjøten ble kappet i passe lengder for å passe inn i testcellen.

Under klargjøringen av kabelskjøtene ble det observert fuktighet på innsiden av den ytre beskyttelseskappen. For Kabelskjøt 1, Kabelskjøt 2 og kabelskjøt 4 ble flytende vann observert på overflaten til enlederskjøtene. Korrosjon av kobbertråden skjøtet sammen innenfor den ytterste beskyttelseskappen rundt skjøtene ble avdekket for alle de fire studerte kabelskjøtene.

For å bevare fuktigheten i skjøtene ble en fuktsperre montert rundt hver enkelt enlederskjøt. Aluminiumstråd ble snurret rundt skjøtene rundt ytre halvleder for å lede bort lekkstrømmer gjennom isolasjonsmaterialet mot jordskjermen under testing. Utenpå ble det teipet aluminiumsteip. Denne ble lagt med ca 30 % overlapp. Hele skjøten ble så pakket inn i aluminiumsfolie. Til slutt ble folien dekket av et lag gaffateip som beskyttelse mot ytre skade. Aluminiumsfolien ble lagt ca 15 cm inn over kablene på begge sider av kabelskjøten.

Endeavslutninger

Endeavslutninger ble montert på alle kabelavslutninger (i enden av hver kabel). Hensikten med kabelendeavslutninger er feltstyring/feltkontroll. Feltpåkjeningen for kritiske områder rundt en kabelavslutning blir ofte svært stor. En ønsker derfor å "styre" det elektriske feltet på en måte slik at partielle utladninger og i verste fall kortslutning ikke skal oppstå.

Det finnes flere ulike typer kabelendeavslutninger. De mest vanlige er såkalte prefabrikkerte stresskonuser. I dette prosjektet er endeavslutningene laget av feltstyrende duk. Dette ble valgt på grunn av kravet om utladningsfrie endeavslutninger.

Guard

Dielektriske tap vil opptre i alle isolasjonsmaterialer. Tap vil oppstå i skjøtene, i endeavslutningene, og i PEX isolasjonen på kablene. Dielektrisk responsmålingen utført i dette prosjektet baserer seg på å måle lekkasjestrømmen som går fra leder til jordskjerm. Elektrometeret som måler lekkasjestrømmen gjennom isolasjonsmaterialene er koblet mellom ytre halvleder og jord.

For kun å måle strømmen gjennom selve kabelskjøtisolasjonen må en isolere bort lekkasjestrømmene gjennom endeavslutningene og kabelisolasjonen. Dette gjøres ved å montere en guard. Denne fungerer på den måten at ytre halvleder/jordskjerm skilles, og isoleres fra hverandre. Jordskjerm rundt kabel og endeavslutning jordes direkte, mens jordskjerm rundt selve kabelskjøten kobles via elektrometeret til jord.

I dette prosjektet ble ikke guardene laget så nærme skjøten som hva som ville vært optimalt. Det er allikevel tatt hensyn til dette i presentasjonen av resultatene fra de utførte målingene. Hvordan dette er utført er forklart i Vedlegg B.

Guarden lakkas over med halvledende lakk og halvledende teip når partielle utladninger skal måles. Kun dielektrisk respons måles med guard.

Tørking

I forbindelse med forsøket hvor skjøtene ble tørke, ble fuktsperren rundt skjøtene fjernet. Fuktsperren rundt enfaseskjøtene ble kun beholdt på under den initiale karakteriseringen for skjøtene utsatt for tørking.

Fukting

I forbindelse med forsøket hvor kabelskjøtene skulle re - fuktas ble en vannfylt slange montert rundt selve enlederkabelskjøtene. Den vannfylte slangen ble beholdt på gjennom hele re - fukteprosessen, også under de ulike testene.

3.4 Måleprosedyre

3.4.1 Tester

Kabelskjøtene ble utsatt for ulike typer tester. Testene er gjengitt i Tabell 3-2. Alle tester er utført i romtemperatur (ca 20 °C).

Tabell 3-2: Utførte tester (*High Voltage Unit – Høyspenningsenhet)

	Test:	Utstyr:
Test 1	Isolasjonsmaterialets resistivitet (IR)	MEGGER BM21
Test 2	Dielektrisk respons (DR)	IDA200 med HVU*
Test 3	Partielle utladninger (PD)	OMICRON MPD600
Test 4	Temperaturhistorikk (DSC)	Mettler-Toledo DSC 822 ^e

Test 1 – 3 er utført på de to ikke havarete kabelskjøtene, mens Test 4 er utført på materialprøver fra de to havarete kabelskjøtene.

De tre testene er utført etter ulike prosedyrer gjengitt under.

Test 1 – Isolasjonsmaterialets resistivitet

Isolasjonstesten måler resistiviteten til isolasjonsmaterialet. Til denne testen ble en megger benyttet. Testen ble utført ved å påsette en likespenning over isolasjonen på kabelskjøten. Resistiviteten ble målt ved 1 kV, 2,5 kV og 5 kV DC -testspenning.

Test 2 – Dielektrisk respons

Dielektrisk respons test ble utført ved ulike spenningsnivåer og frekvenser. De valgte spenningsnivåene er gjengitt i Tabell 3-3.

Tabell 3-3: Spenningsnivåer og frekvenser ved måling av dielektrisk respons

Spenningsnivå [kV_{RMS}]:	1 – 3 – 6 – 7 – 8 – 9 – 8 – 7 – 6 – 3
Frekvens [Hz]:	0,1 – 0,2 – 0,5 – 1 – 2 – 5 – 10 – 20 – 49 – 99

Det er valgt å først måle opp mot maksimal spenning (9kV), for så foreta nye målinger ved de samme spenningsnivåene, men i reversert rekkefølge. Dette er for å kunne observere eventuelle endinger i måleobjektet underveis i testingen. En kan også studere eventuell hysteres ved tapsmålinger.

For noen av de gjennomførte målingene av dielektrisk respons ble tapene målt til så store ved den laveste frekvensen (0,1 Hz) at tap ikke ble målt med lavere frekvens enn 0,1 Hz. Dette gjelder hovedsakelig målinger utført i den initiale karakteriseringen.

Test 3 - Partielle utladninger

Partielle utladninger ble målt ved nettfrekvens (50 Hz) på ulike spenningsnivåer. Det ble utført seks målinger på hvert spenningsnivå, hver med akkumuleringstid på fem minutter (til sammen 30 minutter på hvert spenningsnivå).

Test 4 - Temperaturhistorikk

Prøvene testet med DSC analyse ble varmet opp fra 0 °C til 120 °C (over smeltetemperaturen til PEX). Temperaturøkningen var 10 °C per minutt. To oppvarmingssekvenser ble utført per materialprøve.

3.4.2 Gjennomførelse

Det er i hovedsak utført to separate laboratorieforsøk i dette prosjektet.

I det ene forsøket (Forsøk 1) studeres virkningen av å tørke ut eventuell fuktighet i kabelskjøtene, for så å re - fukte kjøtene.

I det andre forsøket (Forsøk 2) studeres eventuelle endringer med tanke på partielle utladninger når kjøtene settes under konstant høyspenning over en lengre periode.

Ved prosjektets oppstart ble begge de studerte kabelskjøtene utsatt for en initiell karakterisering, som innebar måling av isolasjonsresistivitet (megging), dielektrisk respons, samt måling av partielle utladninger.

Initiell karakterisering

Isolasjonsresistiviteten ble målt etter prosedyren gjengitt i Kapittel 3.4.1.

Den dielektriske responstesten ble utført i henhold til prosedyren gjengitt i Tabell 3-3.

Partielle utladninger ble målt med påtrykt spenning opp til 9 kV ved nettfrekvens. Spenningen ble økt i trinn på 1 kV, med startspenning på 1 kV. På hvert spenningsnivå ble det utført seks målinger, hver med fem minutter akkumuleringstid. Når toppspenning ble nådd, ble spenningen redusert i steg på 1 kV til spenning under slukkespenning for de partielle utladningene., før testen ble avsluttet.

Forsøk 1 - Tørking/fukting

Testene i Forsøk 1 er utført på Kabelskjøt 1, alle tre enlederskjøtene. De enkelte enlederskjøtene er merket henholdsvis Fase 1, Fase2 og Fase 3.

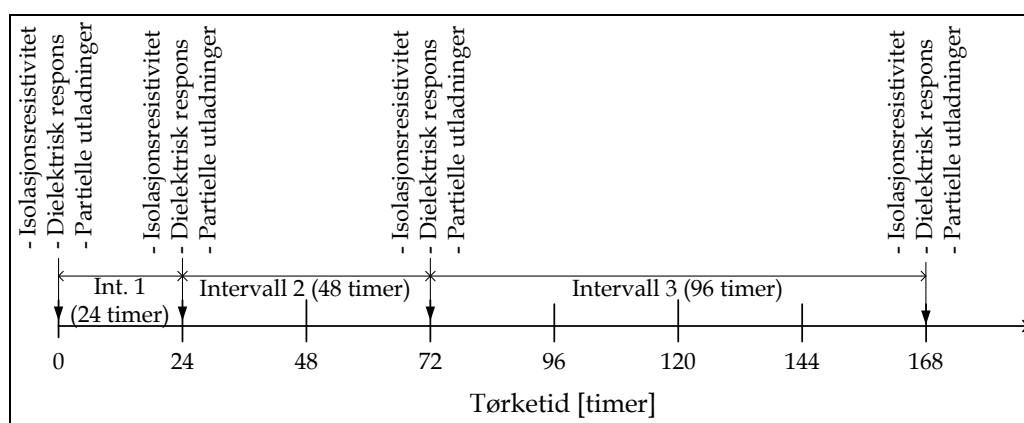
Tørking

Skjøtene ble etter den første karakteriseringen klargjort for tørking. Fuktsperren rundt kjøtene ble fjernet. Tørking ble utført i klimaskap med temperatur på 90 °C og 10 % relativ luftfuktighet.

Skjøtene ble utsatt for tre tørkeperioder. Det første med varighet 24 timer, det andre med varighet 48 timer, og det siste med varighet 96 timer. Etter hver tørkeperiode ble skjøtene liggende ca 24 timer i romtemperatur før tester ble utført. Mellom hver tørkeperiode ble isolasjonens resistivitet, dielektrisk respons og partielle utladninger målt.

Isolasjonens resistivitet og dielektrisk respons ble målt etter prosedyren beskrevet i Kapittel 3.4.1. Partielle utladninger ble målt etter samme prosedyre som ved den første karakteriseringen men med endret startspenning. Startspenningen ble økt fra 1 kV til 6 kV da det ikke ble observert utladninger opp til dette spenningsnivået.

På tidslinjen i Figur 2-11 er det markert når og hvilke tester som er gjennomført, samt lengden til tørkeintervallene.



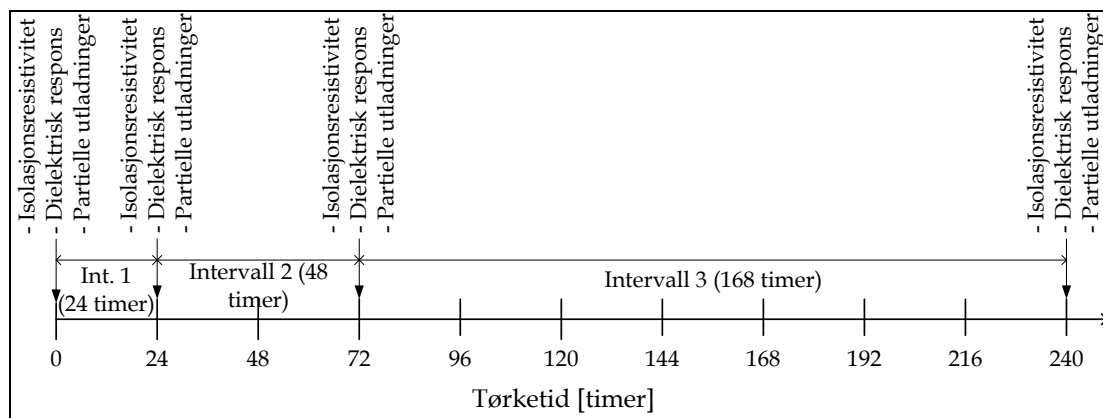
Figur 3-8: Tørking - utførte tester er angitt over tidslinjen. Hver tørkeperiode (intervall) er markert langs tidslinjen.

Fukting

Klargjøringen av kabelskjøtene i forbindelse med re - fuktingen er forklart i Kapittel 3.3. Fuktingen ble utført i klimaskap med temperatur på 90 °C. Skjøtene ble utsatt for tre fukteperioder på henholdsvis 24 timer, 48 timer og 168 timer. Etter hver periode ble skjøtene oppbevart i romtemperatur i minimum 24 timer før kabelskjøtene ble utsatt for tester. Skjøtene ble i hele perioden oppbevart i den vannfylte slangen.

Isolasjonens resistivitet og dielektrisk respons ble målt etter prosedyren beskrevet i Kapittel 3.4.1 mellom hver fukteperiode. Partielle utladninger ble målt etter samme prosedyre som i den initielle karakteriseringen.

På tidslinjen i Figur 2-11 er det markert når og hvilke tester som er gjennomført, samt lengden på fukteintervallene.



Figur 3-9: Fuktting - utførte tester er angitt over tidslinje. Hver fuktperiode (intervall) er markert langs tidslinjen.

Forsøk 2 - Langtidsaldring

Testene i Forsøk 1 er utført på Kabelskjøt 2, alle tre enlederskjøtene. De enkelte enlederskjøtene er merket henholdsvis Fase 1, Fase2 og Fase 3.

I den initielle karakteriseringen av Kabelskjøt 2 ble noen endringer når det gjelder måling av partielle utladninger utført i forhold til prosedyren gjengitt i Kapittel 3.4.2 - Initiell karakterisering.

Dette ble utført etter som det ikke ble observert utladninger i noen av enlederskjøtene ved påtrykt spenning opp til 9 kV. Skjøtene ble derfor stående med påtrykt spenning på 9 kV i 24 timer.

Etter disse 24 timer på 9 kV ble spenningen igjen økt i trinn på 1 kV opp til en eventuell tennspenning for partielle utladninger. Dersom utladninger ble detektert (med størrelse over ca 20 pC) ble spenningen igjen redusert i trinn på 1 kV til under slukkespenning.

Dersom utladninger ikke ble observert opp til 18 kV, ble testen avsluttet. Det ble på hvert spenningsnivå utført 6 målinger, hver med 5 minutter akkumuleringstid (30 minutter på hvert spenningsnivå).

Etter den initielle karakterisering ble alle tre enlederskjøtene satt til aldring med påsatt konstant høyspenning på 12 kV. Etter ca 4 ble hver enkelt kabelskjøt testet for partielle utladninger. Utladninger ble da logget over en periode på totalt 48 timer (fem minutter akkumuleringstid per måling).

Etter fire nye uker ble samme test på nytt utført.

Kabelskjøtene ble flyttet til testcellen i forkant av hver måleperiode. Spenningen over kabelskjøtene ble derfor skrudd av og kjøtene jordet i en kort periode (ca 15 minutter) i forkant av hver måleperiode.

4 RESULTATER

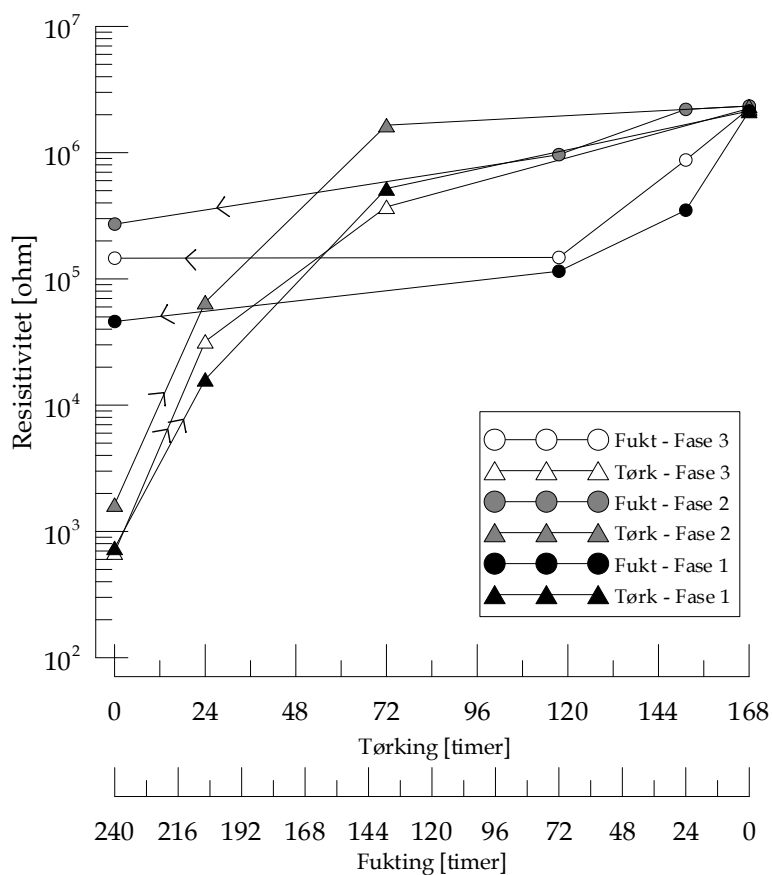
I dette kapittelet presenteres de viktigste måleresultatene fra de to laboratorieforsøkene.

4.1 Forsøk 1 - Tørring/fukting

Testene i Forsøk 1 er utført på Kabelskjøt 1, alle tre enlederskjøtene. De enkelte enlederskjøtene er merket henholdsvis Fase 1, Fase2 og Fase 3.

4.1.1 Isolasjonsresistivitet

Isolasjonsresistiviteten ble målt mellom hver tørke/fukteperiode. Resultatene fra målingene utført ved 5 kV testspenning er gjengitt i Figur 4-1. Målte resistansverdier ved 1 kV, 2,5 kV og 5 kV er gjengitt i Tabell 4-1.



Figur 4-1: Isolasjonsresistivitet ved 5 kV DC testspenning.

Tabell 4-1: Målte resistansverdier for kabelskjøtisolasjonen målt før og etter hver tørke-/fukteperiode. Verdiene er oppgitt i Mega ohm [M ohm]. Der hvor resistansverdi ikke er oppgitt har en ikke klart å måle stabil verdi på isolasjonens resistans.

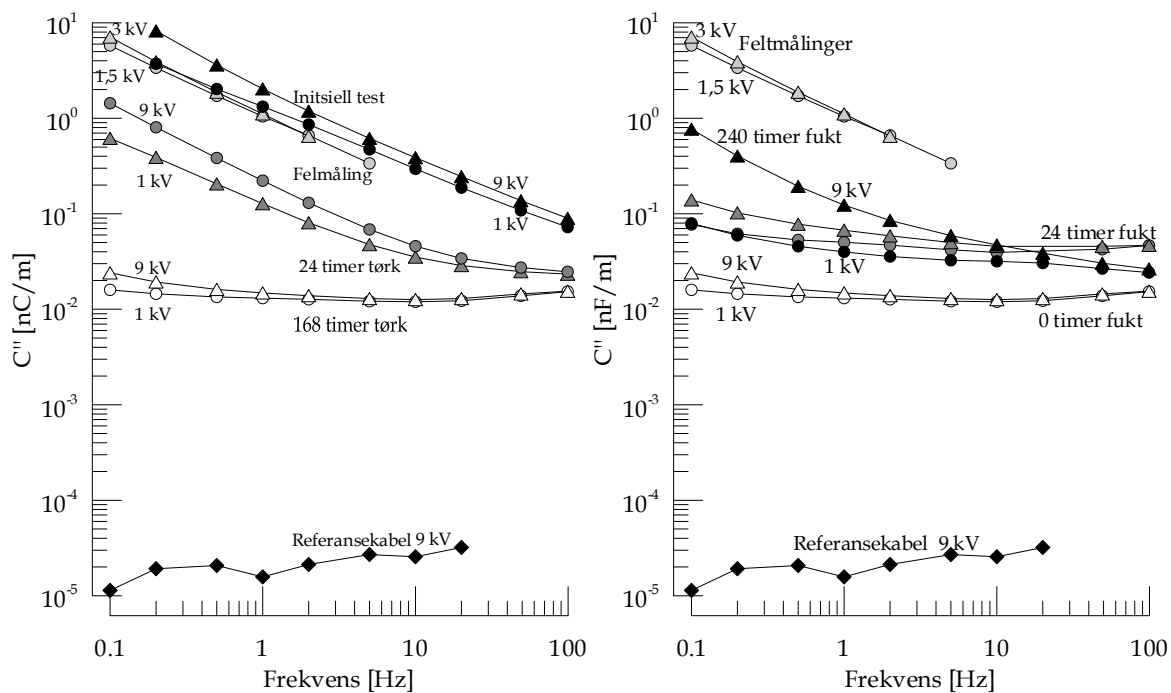
	Timer	1 kV [M ohm]			2,5 kV [M ohm]			5 kV [M ohm]		
		Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Tørk	0	1860	8850	2920	1340	3640	1070	740	1630	680
	24	76000	240000	103000	36200	147000	65500	16000	65500	32000
	72	1000000	-	840000	920000	-	645000	520000	1650000	372000
	168	-	-	-	-	-	-	2140000	2340000	2240000
Fukt	0	-	-	-	-	-	-	2140000	2340000	2240000
	24	720000	-	-	640000	-	1550000	350000	2200000	875000
	72	240000	-	332000	188000	1300000	270000	115000	965000	148000
	240	580000	746000	530000	314000	555000	356000	46000	272000	146000

4.1.2 Dielektrisk respons

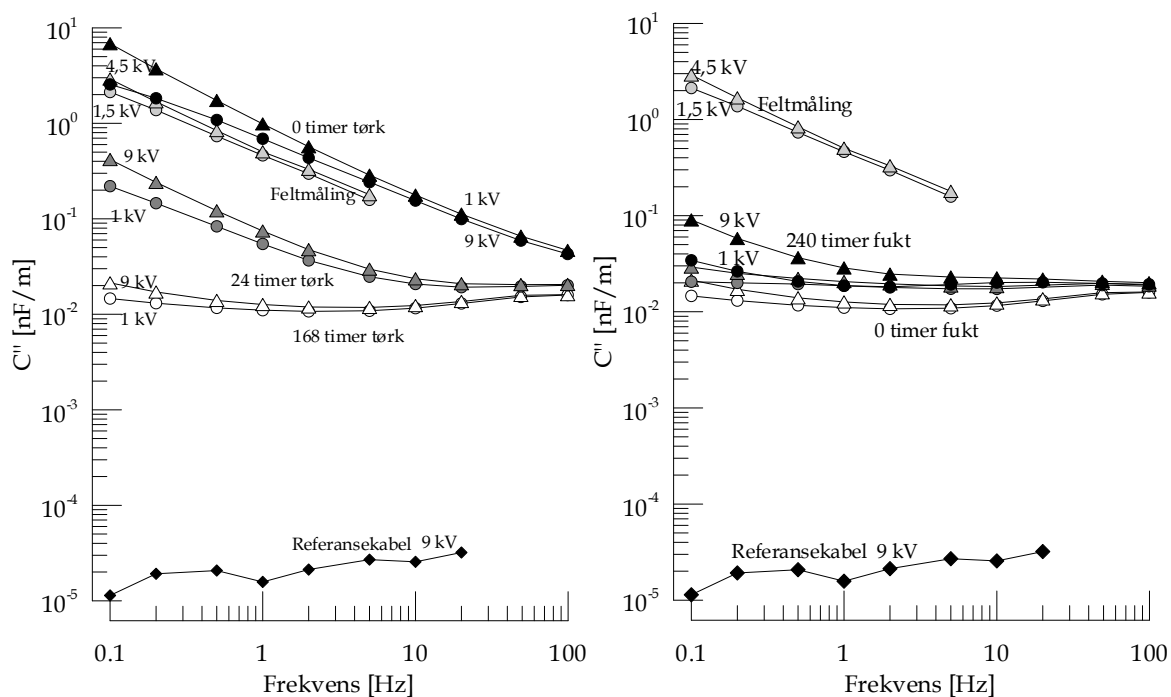
Dielektrisk respons ble målt mellom hver tørke- og fukteperiode. I dette kapittelet er resultatet fra dielektrisk responstesten presentert ved kompleks kapasitans (C'') ved testspenning på 1 og 9 kV. Resultatene fra feltmålingene, samt resultater fra test utført på referansekabel er gjengitt i de samme figurene.

Referansekabel består av en ualdret 50 meter lang 12 kV strippbar PEX kabel. Tester med samme utstyr under de samme betingelsene som kabelskjøtene.

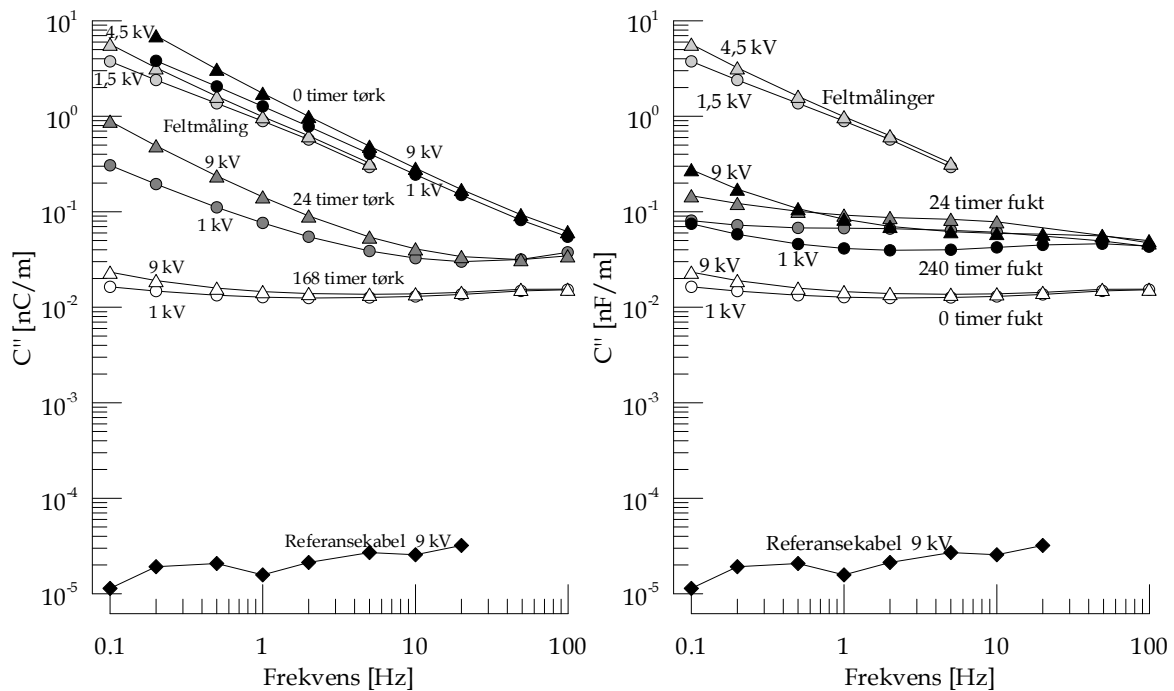
Alle resultater er angitt i per meter. Alle de målte verdiene er dividert på lengden av den enkelte skjøt. Dette er gjort for lettere å kunne sammenligne resultatene, da lengden på skjøtene varierer noe.



Figur 4-2: Kompleks kapasitans - Prøveobjekt 1 - fase 1 (Felt - fase A) - Tørk (venstre) - Fukt (høyre)



Figur 4-3: Kompleks kapasitans, Prøveobjekt 1, fase 2 (felt - fase C) - Tørk (venstre) - Fukt (høyre)



Figur 4-4: Kompleks kapasitans - Prøveobjekt 1 - Fase 3 (felt - fase B) - Tørk (venstre) - Fukt (høyre)

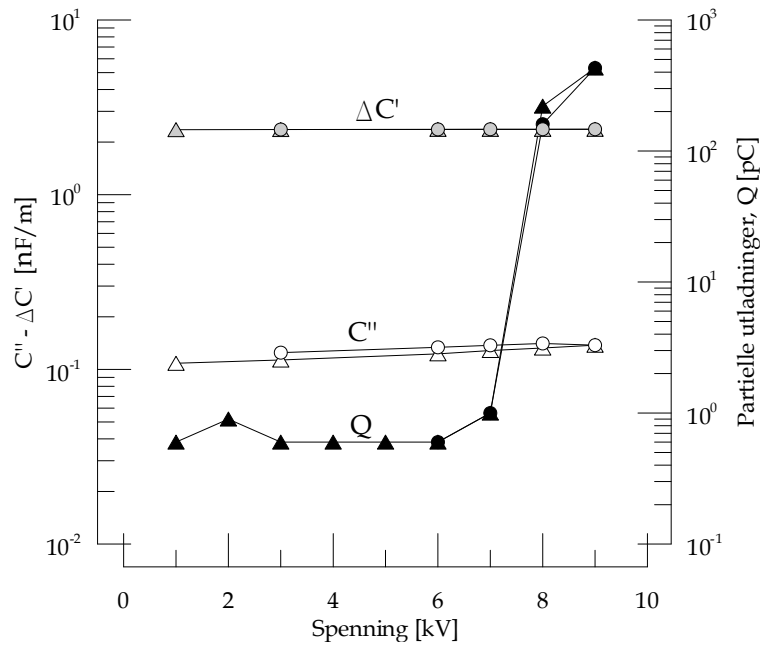
Presentasjon av reel kapasitans (C'), kompleks kapasitans (C''), endring av reel kapasitans med endret frekvens ($\Delta C'$), endring av imaginær kapasitans mellom måling ved 1 og 9 kV ($\Delta C''$), samt tapsfaktor ($\tan \delta$) er gjengitt i Vedlegg A. Her er også målingen utført etter andre tørkeperiode (etter 72 timers tørk) og andre fukteperiode (etter 72 timers fukt) inkludert i presentasjonen.

4.1.3 Partielle utladninger

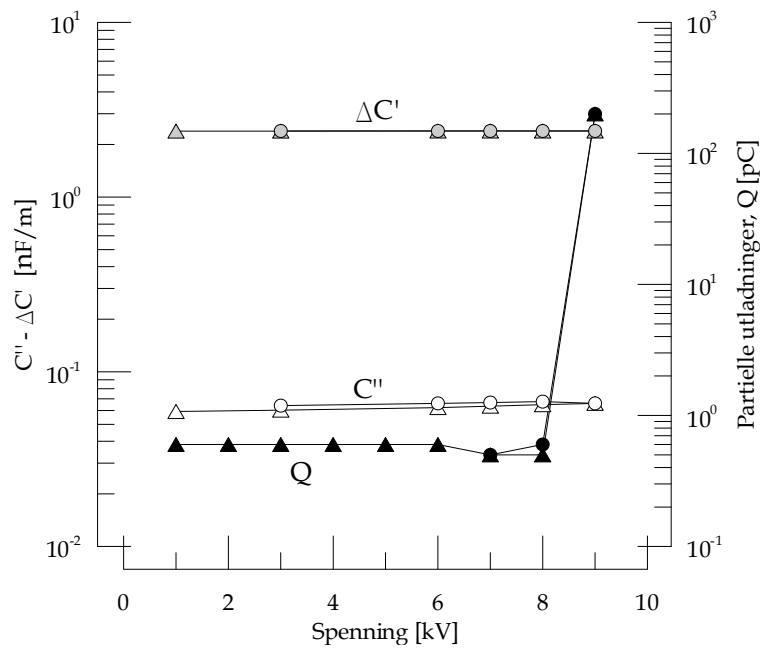
De partielle utladninger er manuelt lest av fra faseoppløste partielle utladningsplott. Hvordan dette er utført er vist i Vedlegg E.

Partielle utladninger er målt før og mellom hver tørke-/fukteperiode etter prosedyrene gjengitt i Kapittel 3.4.2 - Forsøk 1. Støygrensen ved måling av partielle utladninger var i området 0,6 pC til 1 pC.

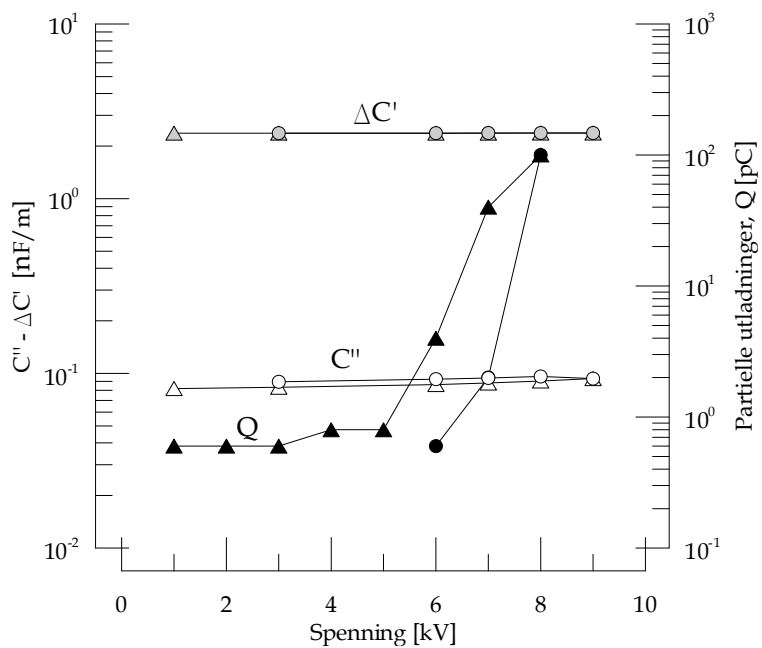
I Figur 4-5, Figur 4-6 og Figur 4-7 er partielle utladninger plottet i samme graf som kompleks kapasitans og endring i reel kapasitans, som funksjon av påtrykt spenning ved nettfrekvens (Hz). I Figur 4-8 er faseoppløst utladningsplott for enlederskjøt Fase 1, initiell test og test etter 24 timer, gjengitt. Testspenning er 9 kV.



Figur 4-5: Prøveobjekt 1 – Fase 1 - Kompleks kapasitans (C'') – Endring i reel kapasitans ($\Delta C'$) – Partielle utladninger(størrelse) som funksjon av spenning ved nettfrekvens (50 Hz) - Trekantmerke angir måling opp til maksimal testspenning, sirkelmerke angir måling fra toppspenning til slukkespenning.

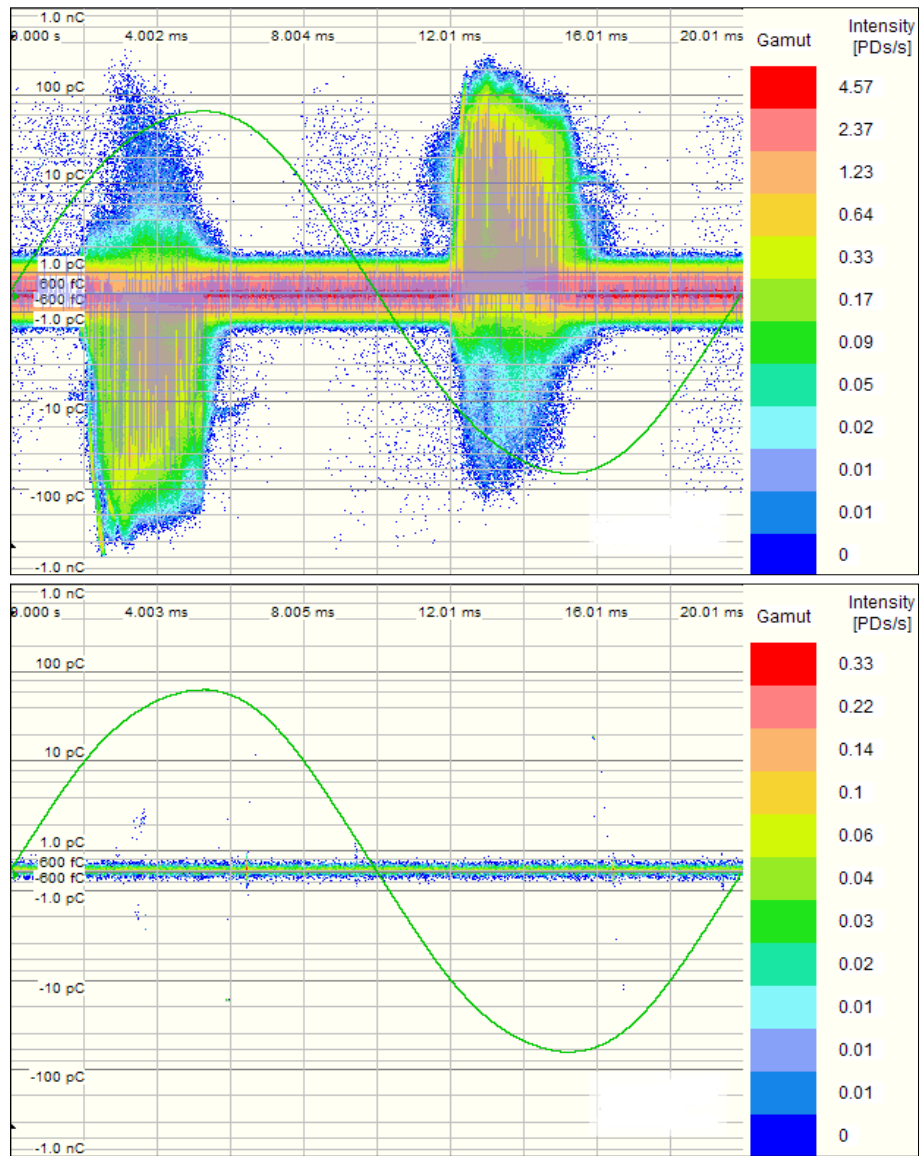


Figur 4-6: Prøveobjekt 1 – Fase 2 - Kompleks kapasitans (C'') – Endring i reel kapasitans ($\Delta C'$) – Partielle utladninger(størrelse) som funksjon av spenning ved nettfrekvens (50 Hz) - Trekantmerke angir måling opp maksimal testspenning, sirkelmerke angir måling fra toppspenning til slukkespenning.



Figur 4-7: Prøveobjekt 1 – Fase 3 - Kompleks kapasitans (C'') – Endring i reel kapasitans ($\Delta C'$) – Partielle utladninger(størrelse) som funksjon av spenning ved nettfrekvens (50 Hz) - Trekantmerke angir måling opp maksimal testspenning, sirkelmerke angir måling fra toppspenning til slukkespenning.

Utladningene opphører etter første tørkeperiode for alle enlederskjøtene (Kabelskjøt 1).



Figur 4-8: Prøveobjekt 1 - Fase 1 - Faseoppløst PD-plott ved 9 kV testspenning, akkumuleringstid per måling er fem minutter - Initiell test øverst- Etter 24 timer tørking nederst

4.2 Forsøk 2 – Langtidsaldring

4.2.1 Initiell karakterisering

Målt isolasjonsresistivitet for Kabelskjøt 2 like etter montering av fuktspærre er angitt i Tabell 4-2.

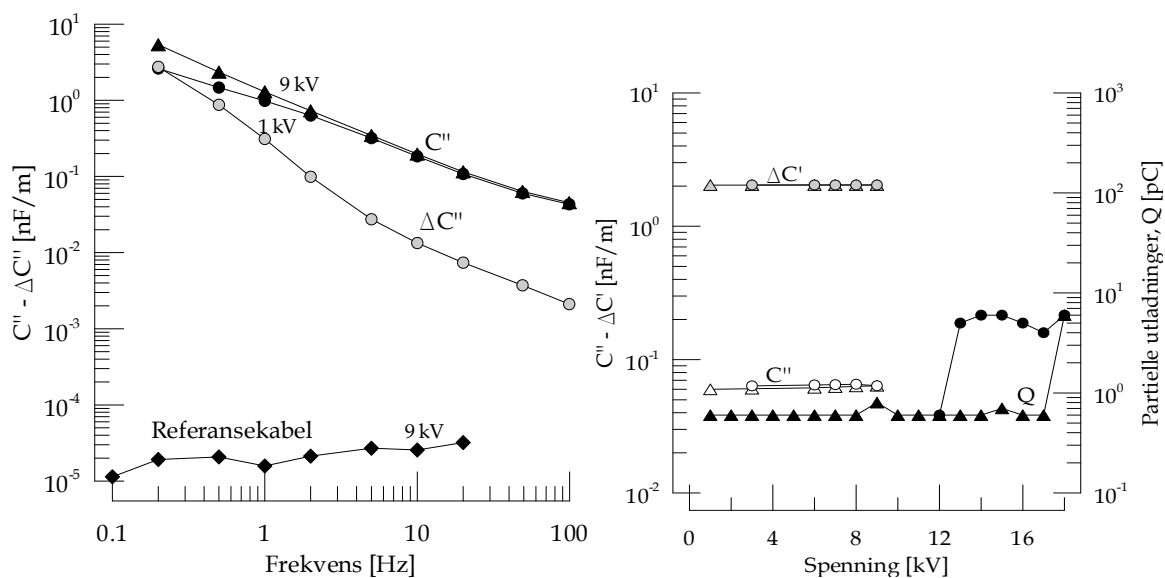
Tabell 4-2: *Isolasjonsresistivitet til Prøveobjekt 2 like etter montering av fuktspærre. Resistansverdiene er oppgitt i mega ohm [M ohm].*

	1 kV [M ohm]	2,5 kV [M ohm]	5 kV [M ohm]
Fase 1	1700	900	615
Fase 2	4540	2540	1720
Fase 3	1760	1230	900

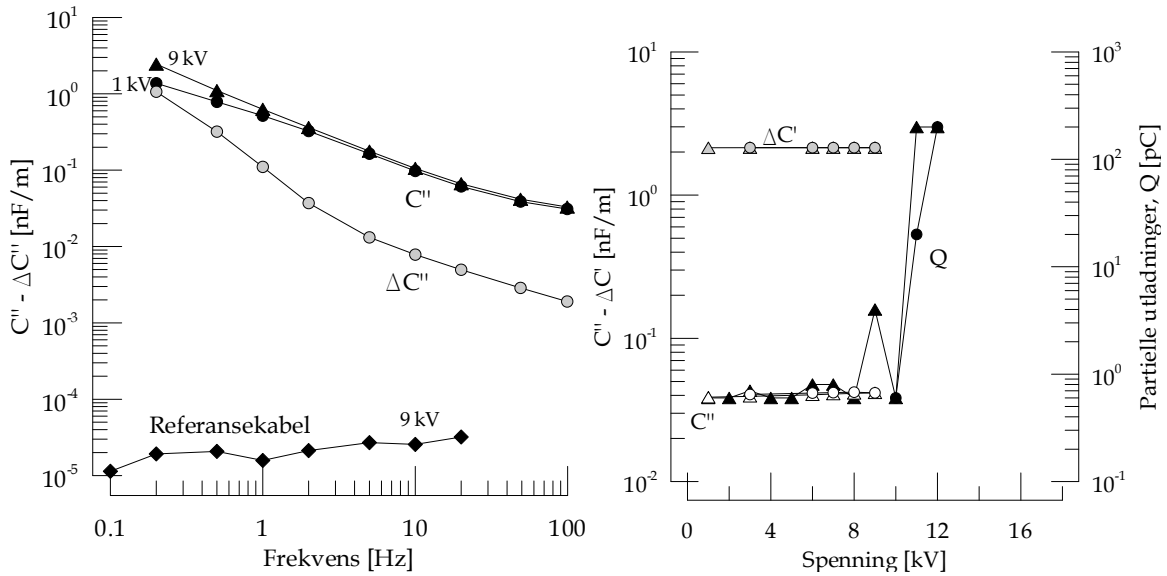
Noen av de målte størrelsene fra målingen av dielektrisk respons samt måling av partielle utladninger er gjengitt under.

Kompleks kapasitans (C'') er plottet som funksjon av frekvens med testspenning på 1 og 9 kV. Forskjellen mellom verdien for kompleks kapasitans ved 9 kV og 1 kV som funksjon av frekvens er plottet i den samme grafen (graf til venstre).

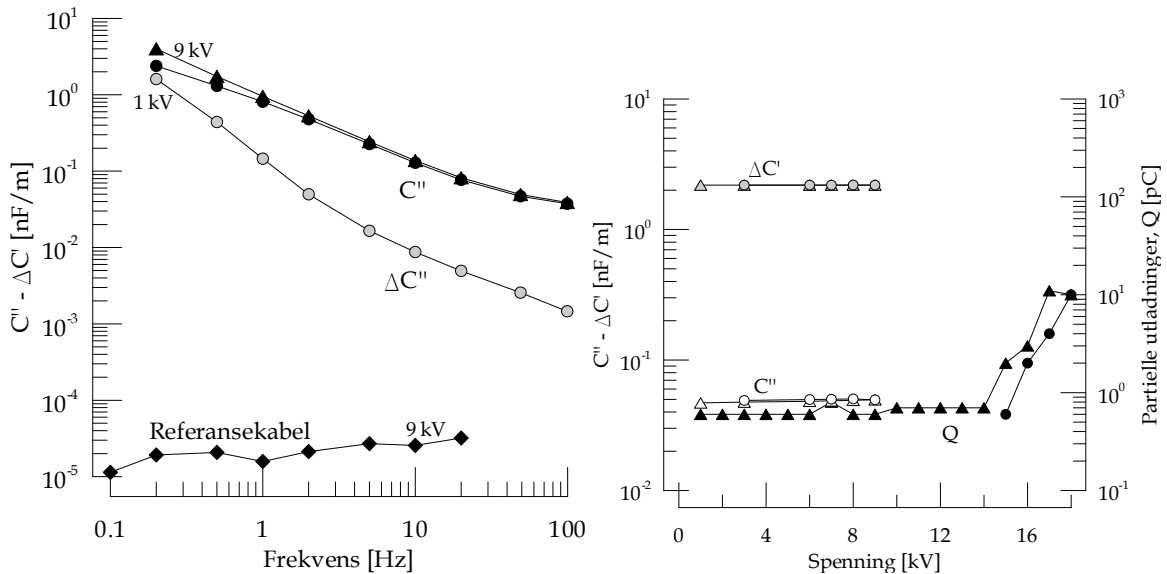
De partielle utladningene, imaginær kapasitans, samt endring i reell kapasitans med endret frekvens, er plottet som funksjon av påtrykt spenning (graf til høyre).



Figur 4-9: *Prøveobjekt 2 – Fase 1*



Figur 4-10: Prøveobjekt 2 – Fase 2



Figur 4-11: Prøveobjekt 2 – Fase 3

Presentasjon av reel kapasitans (C'), kompleks kapasitans (C''), endring av reel kapasitans med endret frekvens ($\Delta C'$), endring av imaginær kapasitans mellom måling ved 1 og 9 kV ($\Delta C''$), samt tapsfaktor ($\tan \delta$) er gjengitt i Vedlegg A.

4.2.2 Langtidsaldring

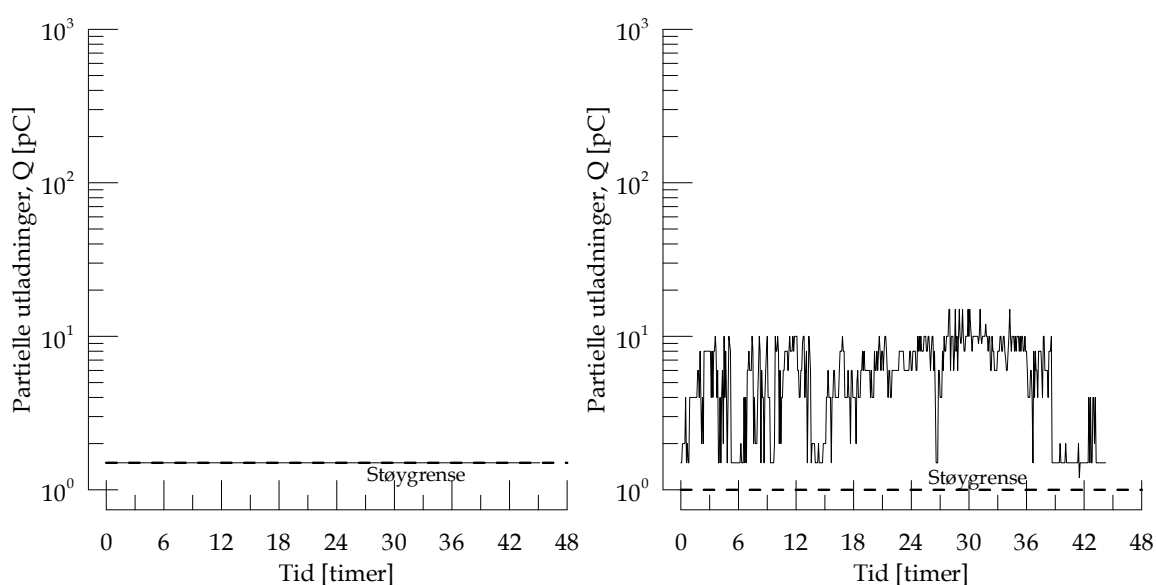
Resultatene fra langtidsaldringen av kabelskjøt 2 er gjengitt i Figur 4-12 og Figur 4-13.

Støygrensene under målingene var i området 1,0 pC - 1,5 pC.

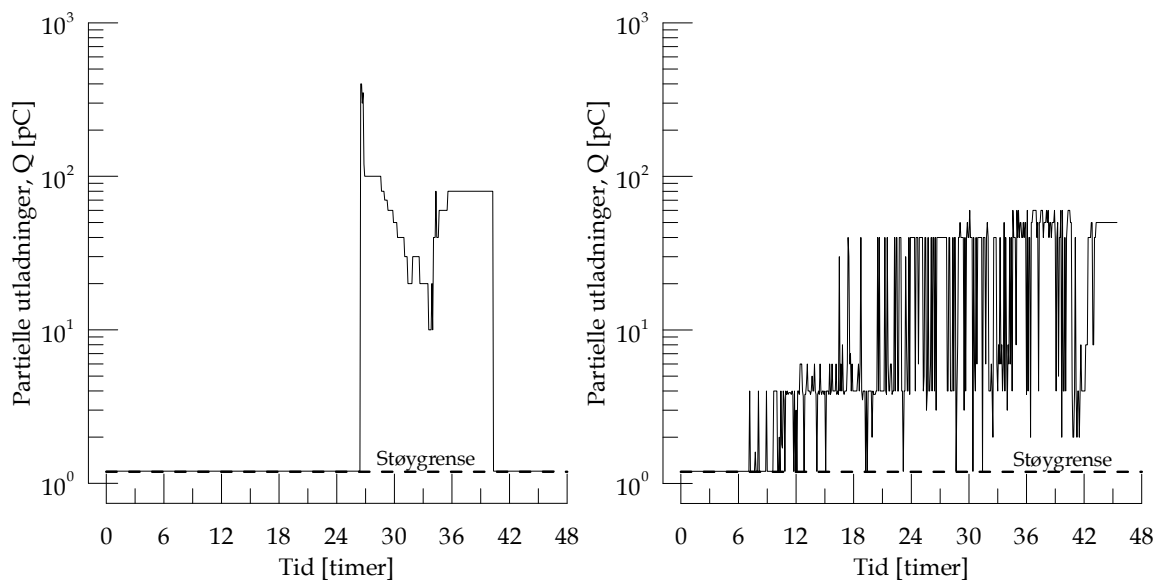
For enlederskjøt Fase 3, Kabelskjøt 2, ble ingen partielle utladninger over støygrensen målt verken i Måleperiode 1 (etter ca 4 uker) eller i Måleperiode 2 (etter ca 8 uker).

For enlederskjøt Fase 1, Kabelskjøt 2, ble ingen utladninger over støygrensen målt i Måleperiode 1. I Måleperiode 2 ble utladninger målt. Utladningene var intermitterende, og varierte i størrelse på mellom 1,5 pC og 15 pC bare i løpet av minutter. Resultatet fra målingene er gjengitt i Figur 4-12.

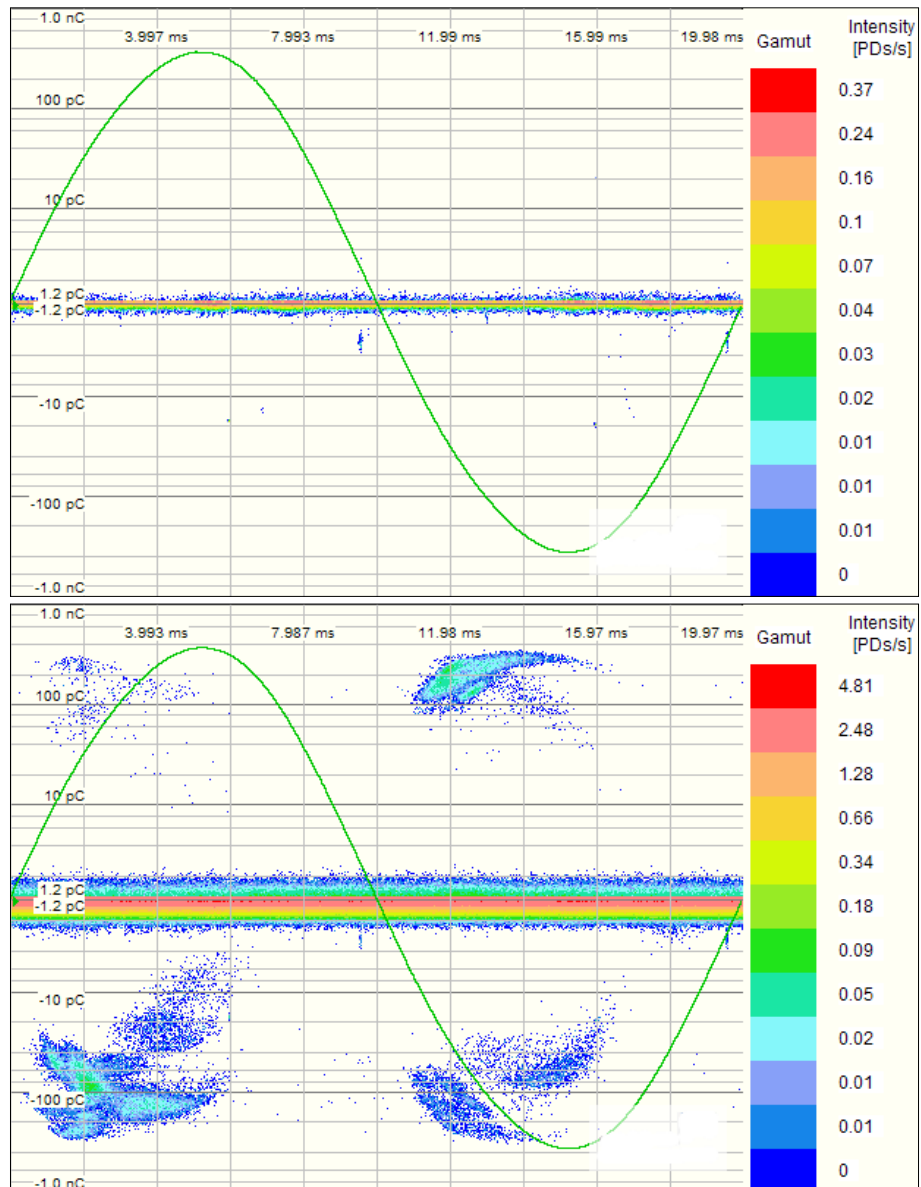
For enlederskjøt Fase 2, Kabelskjøt 2, ble utladninger observert i begge måleperiodene. De første utladningene ble observert ca 26,5 timer inn i Måleperiode 1. Utladningene vedvarte over en periode på flere timer, før de igjen opphørte. For måleperiode 2 var utladningsbildet noe endret. Utladningene var jevnt over lavere enn i Måleperiode 1. Utladningene i denne måleperioden var svært intermitterende, både i varighet og størrelse. Resultatene fra begge måleperiodene er gjengitt i Figur 4-13. Faseoppløste PD plott er gjengitt i Figur 4-14 og Figur 4-15, henholdsvis for målinger utført i Målerperiode 1 og Målerperiode 2, for enlederskjøt fase 2.



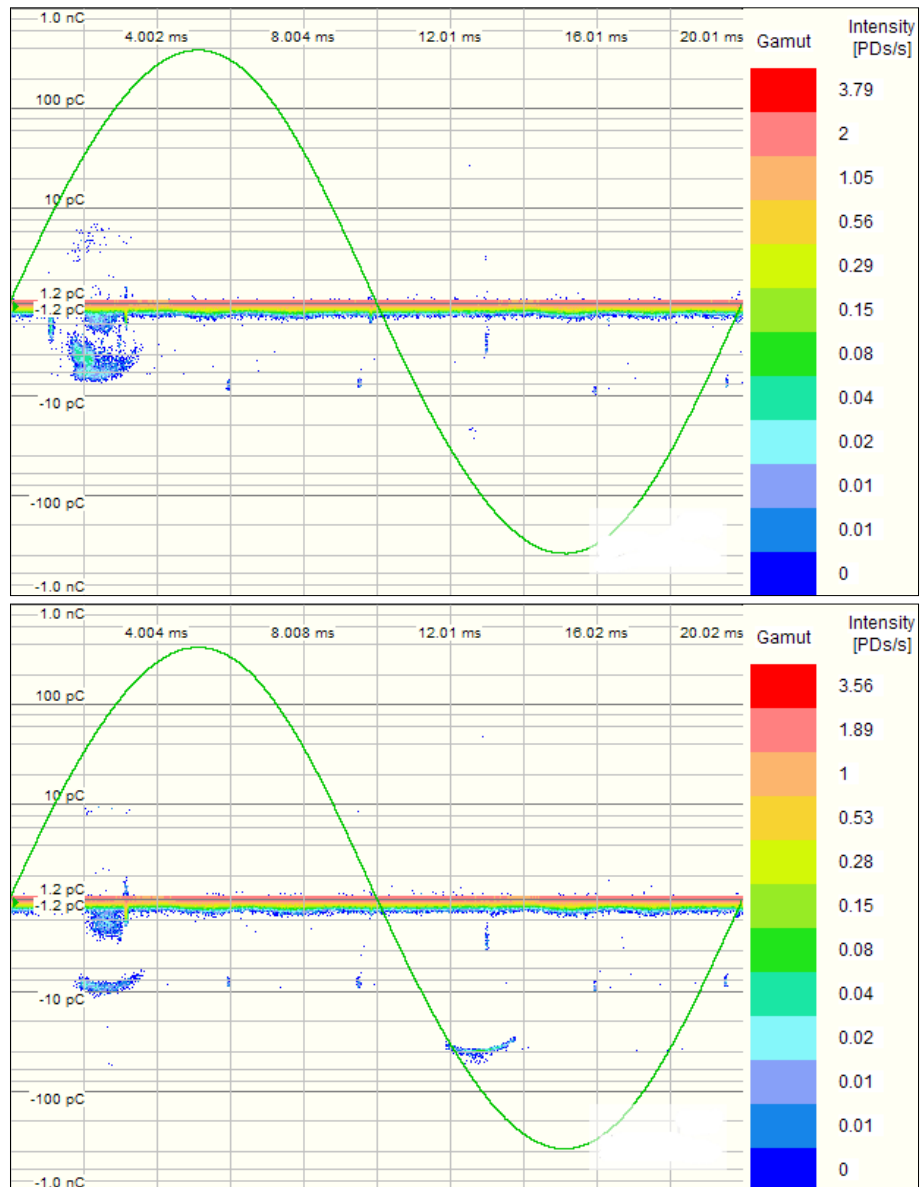
Figur 4-12: Kabelskjøt 2 – Fase 1 – Utladninger som funksjon av tid - Måleperiode 1 (venstre) og måleperiode 2 (høyre) - Skjøten har vært påsatt konstant spenning på 12 kV i 30 døgn før målerperiode 1, og nye 36 døgn før målerperiode 2.



Figur 4-13: *Kabelskjøt 2 - Fase 2 - Utladninger som funksjon av tid - Måleperiode 1 (venstre) og måleperiode 2 (høyre) - Skjøten har vært påsatt konstant spenning på 12 kV i 32 døgn før måleperiode 1, og nye 31 døgn før måleperiode 2.*



Figur 4-14: Kabelskjøt 2 – Fase 2 – Måleperiode 1 - Faseoppløst PD plott – Plottet øverst er tatt 26 timer og 30 minutter inn i måleperiode 1, mens plottet nederst er tatt 15 minutter senere. Akkumuleringstiden for hver måling er 5 minutter.



Figur 4-15: *Kabelskjøt 2 – Fase 2 – Måleperiode2 - Faseoppløst PD plott – Plottet til venstre er tatt 14 timer og 30 minutter inn i måleperiode 1, mens plottet til høyre er tatt 60 minutter senere. Akkumuleringstiden for hver måling er 5 minutter.*

4.3 Disseksjon

Det ble i dette prosjektet utført to disseksjoner. Disse ble utført på Kabelskjøt 3 og 4 (se Kapittel 3.1). Begge disse skjøtene var havarert i drift.

4.3.1 Bakgrunn

Kabelskjøt 4 viste under tilstandskontrollen i felt utført av SINTEF Energi AS de samme symptomene som Kabelskjøt 1 og Kabelskjøt 2. Kabelskjøt 3 var ikke med i dette tilstandskontrollprogrammet. Skjøten er av samme type og fra det samme nettområdet som de tre andre skjøtene.

Kabelskjøt 3

Kabelskjøt 3 var svært utbrent etter havariet. Måling utført i felt i etterkant av havariet viste lav resistivitet mot jord for alle tre fasene. To av skjøtehylsene var brent over, mens den siste delvis var brent over. Figur 4-16 viser et bilde av kabelskjøten slik den så ut etter havari, Figur 4-17 viser et bilde av skjøten når den ytterste beskyttelseskappen delvis er fjernet.

Kablenes PEX isolasjon var sterkt misfarget (gul-brun) for alle tre fasene. Misfargingene var sterkest nær skjøtehylsen. Kobbertråd og aluminiumsnettingen rundt enlederskjøtene viste som nevnt tidligere klare tegn til korrosjon også for denne kabelskjøten.



Figur 4-16: Kabelskjøt 3 etter havari i felt. To av skjøtehylsene er avbrent, mens den siste fortsatt var delvis intakt.



Figur 4-17: Ytre beskyttelseskappen er fjernet. Skjøtehylsene til skjøtene øverst og nederst i bildet var helt avbrent, mens den midterste delvis var intakt. Store deler av skjøtisolasjonen er oppbrent.

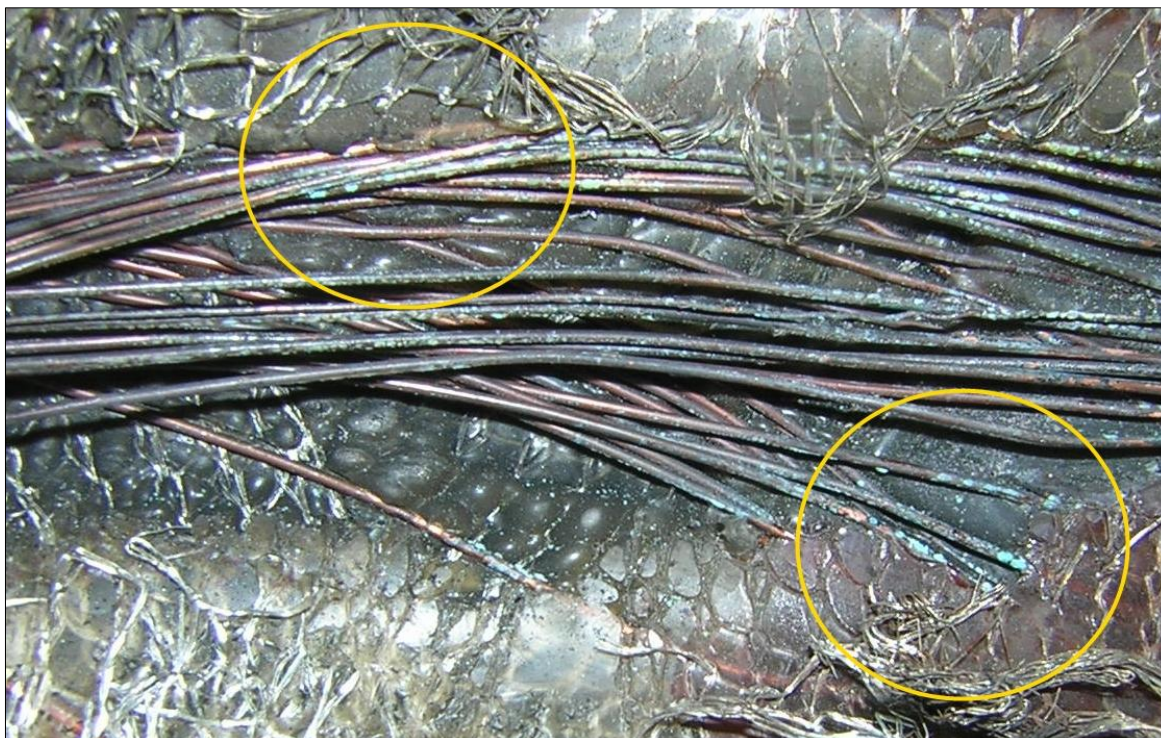
Kabelskjøt 4

Kabelskjøt 4 hadde havarert på grunn av en jordslutning (énfase jordfeil). En av enlederskjøtene (Fase 1) hadde kortsluttet til jord, og denne skjøten hadde et tydelig utbrent hull gjennom isolasjonen rundt enlederskjøten. Dette er vist i Figur 4-18.



Figur 4-18: Kabelskjøt 4 - Skjøtehylsen rundt havarert enlederskjøt er splittet i to.

Skjøtehylsene (skjøtisolasjonen) rundt de to friske enlederskjøtene var intakt. Den gule mastiken som dekket skjøtehylsen i de friske fasene (Fase 2 og 3) var brent bort på feilfasen (Fase 1). Kobbernettingen rundt skjøtene viste også i dette tilfellet tegn til korrosjon. Bilde av den avdekkede korrosjonen av kobberjordtråden er gjengitt i Figur 4-19. Siden den ytre beskyttelsen for denne skjøten var uskadet, må korrosjonen ha oppstått på grunn av vanninntregning gjennom beskyttelseskappen.



Figur 4-19: *Kabelskjøt 4 - Tydelige tegn til korrosjon på kobbertråd innenfor den ytterste beskyttelseskappen. Gule sirkler angir områder med tydelig korrosjon av kobberet.*



Figur 4-20: *Kabelskjøt 4 - Fase 1(nede) - Fase 2(oppe) - Tydelig fargeforskjell på PEX-isolasjonen mellom havarert fase (nede) og frisk fase (oppe). A angir punktet hvor den feltstyrende hylsen sluttet. En ser tydelig en innsnevring av kabelens diameter i dette området.*

PEX isolasjonen på kablene tilsluttet feilfasen viste også tydelig tegn til misfarging. Den tydelige fargeforskjellen samt den oppbrente gule mastiken på feilfasen er gjengitt i Figur 4-20.

Skjøtene var tydelig blitt utsatt for klem. Isolasjonen rundt skjøtene var svært sammenpresset. Overflaten på skjøtene som lå vendt mot hverandre var tydelig utsatt for press. Dette er vist i Figur 4-21. Tegn til press ble også observert på kabelisolasjon (PEX)

på feilfasen. Den delen av kabelen som har vært omsluttet av den feltstyrende hylsen hadde en tydelig redusert diameter enn ellers på kabelen.



Figur 4-21: Kabelskjøt 4 – Feilfasen (Fase 1) vises midt i bildet. En ser tydelig tegn på at skjøtene har vært i klem. Overflaten på enlederskjøtene som har ligget inn mot de andre enlederskjøtene er tydelig sammenpresset.

4.3.2 Temperaturanalyse

Det ble tatt materialprøver fra PEX isolasjonen til kablene tilsluttet begge de havarete trefaseskjøtene. Disse er studert ved DSC- analyse (se kapittel 3.2.4). Prøver er kun tatt på én av kablene tilsluttet hver skjøtehylse. Det er antatt symmetrisk temperaturgradient på begge sider av skjøtehylsene.

Kabelskjøt 3

Det ble i alt tatt tolv prøver fra kablene tilsluttet Kabelskjøt 3. Materialprøver fra kabelisolasjonen er tatt i en avstand på 20 mm og 420 mm fra skjøtehylsen for hver av faselederne. For hvert av disse punktene er det tatt én prøve ved kabelens indre halvleder og én prøve ved kabelens ytre halvleder. Det er kun tatt prøver på en av kablene tilsluttet hver skjøtehylse. En har antatt symmetrisk temperaturgradienten på begge sider av skjøtehylsen.

Det ble observert utslag i effektkurven for temperaturer i området 35 – 42 °C for alle materialprøvene, bortsett fra prøven tatt nær ytre halvleder, 420 mm inn på kabelen, for Fase 1. Her ble en rekke temperaturutslag observert. Temperaturene varierte i området 58,3 – 99,1 °C. Skjøtehylsen knyttet til denne kabelen var den mest utbrente av de tre.

For alle prøvene tatt nær ytre halvleder, samt prøvene ved indre halvleder, 420 mm inne på kabelen, ble det også registrert utslag i effektkurven ved temperaturer høyere enn

42 °C. For prøvene tatt 20 mm inn på kablen, nær indre halvleder, ble ingen temperaturer over 42 °C observert for noen av prøvene.

Resultatene fra prøvene hvor også utslag ved høyere temperatur enn 42 °C er gjengitt i Tabell 4-3.

Tabell 4-3: *Kabelskjøt 3 - Målte temperaturer med DSC - analyse. Kun målte temperaturer høyere enn driftstemperatur (> 42 °C) er med i tabellen. Temperaturer er oppgitt i °C.*

Avstand fra skjøtehylse:		20 mm	420 mm
Fase 1	Indre:	-	58,3/73,5/84,9/99,1
	Ytre:	68,6	75,1
Fase 2	Indre:	-	81,9
	Ytre:	103,5	70,85
Fase 3	Indre:	-	84,3
	Ytre:	103,7	78,15

(-) - Ingen temperaturer over 43 °C ble målt/registrert.

Kabelskjøt 4

Det ble i alt tatt 12 prøver på kablene tilsluttet Kabelskjøt 4. Det ble kun tatt prøver av isolasjonen på den ene av de to "friske" fasene.

For Fase 1 (havarert fase) ble det tatt materialprøver i avstanden 20, 170 og 260 mm fra skjøtehylsen. For Fase 2 (frisk fase) ble det tatt materialprøver i avstanden 20, 170 og 350 mm fra skjøtehylsen. For hvert av punktene ble det tatt én materialprøve nær ytre halvleder, og én materialprøve nær indre halvleder.

Det ble også for disse prøvene observert utslag i effektkurven for temperaturer i området 34 - 43 °C for alle prøvene, bortsett fra prøven nær ytre halvleder, 20 mm inn på kablen, for Fase 1. Her ble den laveste registrerte temperatur målt til 59,7 °C.

For den havarerte fasen ble det kun registrert temperatur høyere enn 43 °C for prøven 20 mm inn på kablen, ved ytre halvleder.

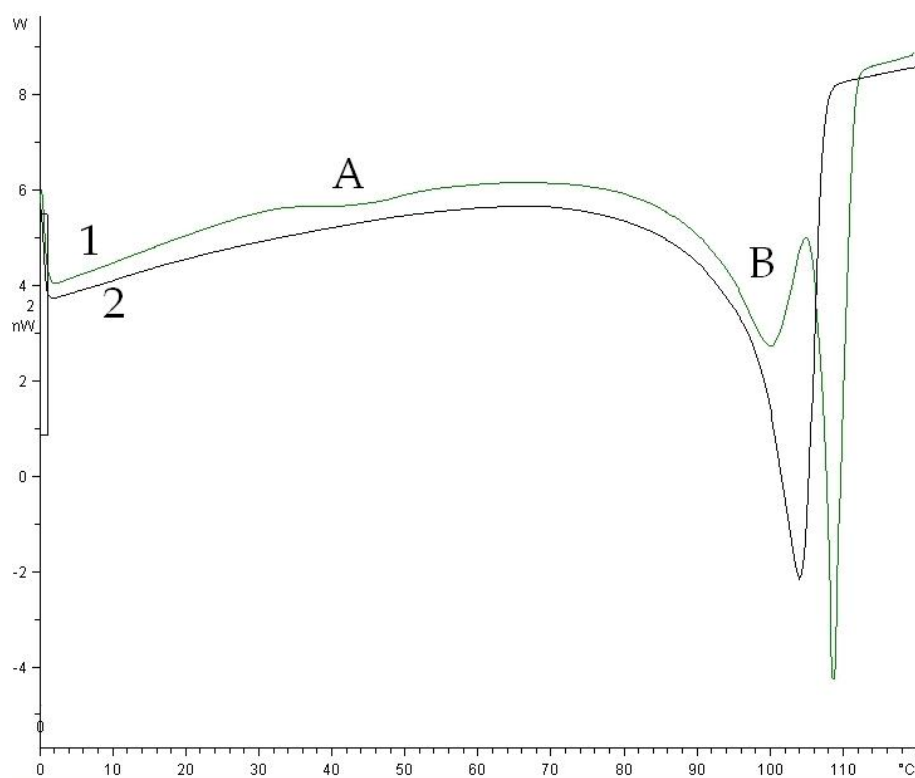
For den friske fasen ble høyere temperatur enn 43 °C registrert for alle prøvene, bortsett fra prøven 20 mm inn på kablen ved indre halvleder.

Resultatene fra prøvene hvor også utslag ved høyere temperatur enn 43 °C er gjengitt i Tabell 4-4.

Tabell 4-4: Kabelskjøt 4 – Målte temperaturer med DSC – analyse. Kun målte temperaturer høyere enn driftstemperatur (> 43 °C) er med i tabellen. Temperaturer er oppgitt i °C.

Avstand fra skjøtehylsen		20 mm	170 mm	260 mm	350 mm
Fase 1	Indre	-	-	-	*
	Ytre	59,7/100,4	-	-	*
Fase 2	Indre	-	99,5	*	81,3
	Ytre	96,1	97,0	*	90,1

(*) - Ingen materialprøver er analysert, (-) - Ingen temperaturer over 43 °C ble målt/registrert.



Figur 4-22: Eksempel på resultat fra DSC – analysen. Kurvene er hentet fra Kabelskjøt 4 – Fase 2 – Prøven er tatt ved ytre halvleder 20 mm fra skjøtehylsen. 1: første oppvarming, 2: andre oppvarming, A: laveste registrerte temperatur (Ca 35 °C), B: høyeste registrerte temperaturutslag (Ca 96 °C). X-aksen angir temperatur, mens Y-aksen angir tilført effekt.

5 DISKUSJON

Disseksjon

To av de fire studerte skjøtene i dette prosjektet hadde gjennomgått havari i felt.

Den ene av de to kabelskjøtene (Kabelskjøt 3) var svært utbrent. Måling av isolasjonsresistivitet i felt like etter havariet viste lav overgangsmotstand mot jord for alle tre faser. To av skjøtehylsene var brent over, store deler av kabelskjøtisolasjonen var brent opp, i tillegg til et stort utbrent hull gjennom hele trefaseskjøten. Et bilde av denne er gjengitt i Figur 4-16.

Den andre kabelskjøten (Kabelskjøt 4) var i en langt bedre forfatning. Kun den ene av de tre enlederskjøtene var kortsluttet mot jord. De resterende to enlederskjøtene var tilsynelatende intakt. På feilfasen var det brent et hull gjennom selve skjøtisolasjonen samt ytre halvleder. Overflaten til enlederskjøtene var tydelig deformert, trolig som følge av volumøkning i selve bulk materialet (EPDM isolasjonen) som følge av høy temperatur. Den tydelige deformeringen kan tyde på høy temperatur over en noe lengre periode.

Havariet på feilfasen var på siden som vendte mot de to andre enlederskjøtene. Lokaliseringen til havariet var like over skjøtehylsen. Dette gjaldt for begge de to havarerte trefaseskjøtene.

PEX isolasjonen på samtlige kabler tilsluttet de kortsluttede skjøtehylsene var tydelig misfarget i forhold til isolasjonen til kablene tilsluttet de to friske fasene (ikke havarerte faser, Kabelskjøt 4).

Prøver fra PEX materialet fra begge trefasekabelskjøtene ble analysert med "Differential Scanning Calorimetry" (DSC), en måleteknikk som gjør det mulig å studere den termiske "historien" til materialet.

For 22 av de 24 prøvene som ble studert ved DSC - analyse ble temperaturutslag registrert ved temperaturer mellom 35 og 43 °C. Det er naturlig å anta at dette gjenspeiler normal driftstemperatur. To prøver skilte seg allikevel ut. Begge disse prøvene var tatt i kabelisolasjonen nær ytre halvleder like ved skjøtehylsen.

Den ene prøven kom fra den havarerte enlederskjøten fra Kabelskjøt 4. To temperaturutslag ble registrert på denne prøven. Den laveste med temperatur på ca 60 °C, den høyeste ved temperatur på ca 100 °C. Den andre av de to prøvene ble tatt på den mest utbrente enlederskjøten fra Kabelskjøt 3. Her ble fire temperaturutslag registrert. Temperaturen variert fra ca 58 °C til ca 99 °C.

For flere av prøvene ble det registrert to temperaturutslag. Dette gjaldt for alle prøvene tatt på kabelskjøt 3, bortsett fra for prøvene tatt ved indre halvleder nær skjøtehylsene. For kabelskjøt 4 ble to temperaturutslag målt for alle prøvene på den friske fasen, bortsett

fra også der prøven ved indre halvleder nær skjøtehylsen. For den havarerte fasen ble det kun registrert to temperaturer for prøven tatt ved ytre halvleder nær mest skjøtehylsen.

Ut fra tidligere forskning på problematikk knyttet til kabelskjøter av denne typen, har mye av forskningen vært rettet mot kontaktproblematikk og varmgang i skjøtehylsene [4]-[5]. Dersom en antok at dette var havariårsaken for Kabelskjøt 3 og Kabelskjøt 4, ville en antatt at den høyeste temperaturen ville bli registrert for de prøvene som ble tatt nærmest skjøtehylsene, og nærmest leder, altså for prøvene tatt 20 mm inn på kablene ved indre halvleder.

Resultatene fra DSC – analysen viste derimot en helt annen trend. For samtlige av disse prøvene ble det kun registrert ett temperaturutslag, med temperatur på ca 40 °C. En forklaring på dette kan være at temperaturen i materialet på et tidspunkt har vært høyere enn smeltetemperaturen til PEX, og at temperaturhistorikk etter dette er blitt "slettet". At det likevel ble registrert temperaturutslag i området 35 – 43 °C på disse materialprøvene kan tyde på at kabelen ikke havarerte i perioden med høy temperatur. Kabelen har vært i normal drift igjen etter dette, og etterlagt en ny temperaturhistorikk. Hvor det er denne "nye" historikken en har målt ved DSC – analysen på disse prøvene.

Den høye temperaturen kan ha kommet i perioder med unormalt høy last. Sammen med dårlig kontakt i skjøtehylsen kan dette ha ført til økning i temperaturen i skjøten.

Prøvene tatt langs ytre halvleder viser også at temperaturen er synkende med avstanden fra skjøtehylsen. Dette gjelder stort sett for begge trefaseskjøtene, med noen mindre avvik.

Ut fra resultatene fra disseksjonen og temperaturenalyse tyder mye på at varmgang i skjøtehylsa kan ha vært en foranliggende årsak til havariene. Begge trefaseskjøtene har en enlederskjøt som skiller seg ut fra de andre, hvor høyere temperaturer enn hos tilsvarende prøver fra nabofasene. Begge havariene er sentrert midt på enfaseskjøtene, og temperaturen er synkende med avstand fra skjøtehylsen, på kabeloverflaten. Klemmerkene på kabelskjøt 4 forsterker mistanken om varmeutvikling over tid.

Misfargingen av kabelisolasjonen som ble observert på samtlige kabler tilsluttet de havarerte enfaseskjøtene tyder på at polymeren er blitt oksidert. (PEX). Alle polymerer blir tilsatt en stabilisator (antioksidanter) for å forhindre at polymeren oksideres i kontakt med oksygen. Når stabilisatoren blir oksidert kan molekylkjedene til stabilisatoren knekke opp i mindre kjeder. Dersom det også er vann tilstedet rundt polymeren, i tillegg til høy temperatur, vil vannet kunne diffundere ut stabilisatorene. Desto kortere molekylkjedene til stabilisatoren er, jo lettere vil den kunne diffundere ut. Uten stabilisatorer tilstedet vil polymeren oksideres hurtig. Prosessen vil akselereres ved høy temperatur.

Oksidasjonen gjør polymeren svært sprø, og sprekker kan fort dannes i materialet. I disse sprekke kan partielle utladninger oppstå.

Det ble registrert tydelige tegn til korrosjon innenfor den ytre beskyttelseskappen rundt begge de havarerte kabelskjøtene. Dette er med på å styrke mistanken om at vann i en eller annen form opptrer også i materialene.

Hva som er foranliggende eller hva som er utløsende årsak til havariene lar seg ikke bestemme ut fra arbeidet utført i forbindelse med dette prosjektet. Diskusjonen rundt dette tema er derfor kun mulige forklaringer, basert på observasjoner og den gjennomførte DSC - analysen.

Forsøk 1 - Tørring/fukting

Kabelanlegget Kabelskjøt 1 er hentet fra viste tydelig reduserte isolasjonsegenskaper under tilstandskontroll utført i felt i 2007. Partielle utladninger ble detektert, og lokalisert til kabelskjøten som er studert i dette forsøket.

Resistiviteten ble målt til 0,7 G ohm ved 5 kV testspenning for enlederskjøten med lavest resistivitet (Fase 3) ved prosjektets oppstart. Etter 24 timer tørring ved 10 % luftfuktighet og temperatur på 90 °C, økte resistiviteten med en faktor på i underkant av 50, og ble målt til 32 G ohm. Etter nye 6 døgn tørring økte resistiviteten til 2,2 T ohm, en økning med en faktor på over 3000 i forhold til opprinnelig tilstand.

De dielektriske tapene ble målt til å være svært frekvensavhengige ved den initiale karakteriseringen. Etter 168 timer tørring ble den imaginære kapasitansen, som gjenspeiler de ohmske tapene i kabelskjøten, redusert med en faktor på ca 350 for fasen med høyest tap (Fase 3) ved 9 kV testspenning med frekvens på 0,2 Hz. Tapsfaktoren ble redusert med en faktor på ca 80. Spenningsavhengigheten ble redusert med en faktor på ca 500 ved samme testspenning og frekvens. Tapene gikk fra å være svært frekvensavhengige til å bli tilnærmet frekvensuavhengig.

Ingen hysteres ved tapsmåling utført før og etter spennings toppverdi ble avdekket. Dette er en viktig observasjon, da tilstedeværelse av hysteres kan indikere tilstedeværelse av vanntrær i kabelisolasjon. Dersom ingen eller lav hysteres blir detektert ved feltdiagnostisering, kan dette være med på å indikere aldring av kabelskjøter i anlegget.

I prosessen med å skille enlederskjøtene fra hverandre ble det observert flytende vann langs overflaten til enfaseskjøtene, samt i bunnen av den ytre beskyttelseskappen. Jordskjermen viste tydelig tegn til korrosjon, noe som indikerer at det har vært vann innenfor den ytre beskyttelseskappen over tid.

Vann i isolasjonsmaterialet vil øke ledningsevnen til materialet. Alt tyder på at vann har enten diffundert inn i bulkmaterialet, da effekten av tørring er at ledningsevnen reduseres drastisk. Dette ser en også ut fra tapsmålingene, hvor tapene blir tilnærmet frekvensuavhengige.

Vann kan opptre i ulike former internt i kabelskjøten. Vann kan da ha diffundert inn i isolasjonsmaterialet (bulk materialet), eller trukket inn langs grenseflatene mellom de ulike materialene i skjøten.

Hvor mye vann bulk materialet kan holde på avhenger av temperaturen i materialet. Jo høyere temperatur, jo mer vann vil materialene kunne holde på. Temperaturen i lederen er avhengig av strømmen som overføres i kabelen. Denne strømmen varierer, og dermed også temperaturen.

Det kan medføre at vann oppløst i materialet i perioder med lav strøm vil kunne kondensere. Det kondenserte vannet kan opptre i grenseflatene, eller i selve bulk materialet (isolasjonsmaterialet). Ved dårlig kontakt i skjøtehylsen vil denne effekten akselerere, og temperaturen vil i høylastperioder være langt høyere enn i perioder med lavlast.

Skjøten det er målt på i dette forsøket viste allikevel ingen ytre tegn til at temperaturen i skjøten hadde vært høy, slik den ene av de to havarete skjøtene gjorde.

Siden det ikke er kjørt strøm i lederen i forsøkene utført i dette prosjektet har en ikke vært i stand til å registrere temperaturøkning som følge av høy kontaktnotstand.

Kabelskjøtene ble også testet for partielle utladninger. Det ble påvist utladninger i alle skjøtene. Tennspenningen varierte fra 7 til 9 kV for de ulike enlederskjøtene. Utladningsnivået ble for Fase 1 målt til ca. 500 pC ved 9 kV testspenning ved nettfrekvens (50 Hz).

Etter 24 timer tørking ble det ikke observert utladninger i noen av enlederskjøtene. Dette indikerer at tilstedeværelse av fuktighet i dette tilfellet var nødvendig for å få utladninger i kabelskjøtene.

Skjøtene ble etter å ha blitt utsatt for tørking i til sammen 168 timer utsatt for en re - fukting. Skjøtene ble til sammen fuktet i 240 timer i vannbad ved temperatur på 90 °C. Målet var å fukte skjøtene tilbake til den opprinnelige tilstanden, med tilnærmet like resultater som i den initiale karakteriseringen.

Det lyktes ikke å få tilbake den lave isolasjonsresistiviteten, heller ikke de høye dielektriske tapene. De partielle utladningene kom heller ikke tilbake. Den planlagte disseksjonen hvor tanken var å studere i hvilken form, og hvor i skjøten, fuktigheten opptrådte, ble derfor ikke gjennomført. En forlengelse av fukting ble ikke vurdert på grunn av stram tidsskjema i forbindelse med innlevering av denne prosjektoppgaven.

Forsøk 2 - Langtidsaldring

Hensikten med dette forsøket var å studere de partielle utladningenes utvikling over tid. Alle forsøk er utført på Kabelskjøt 2. Denne kabelskjøten hadde også svært høye og frekvensavhengige tap ved den initiale karakteriseringen. Tapene var også svært spenningsavhengig, spesielt ved de lave frekvensene. Isolasjonsresistivitet var også omtrent den samme som hva som ble målt på Kabelskjøt 1.

Også for denne skjøten ble ingen hysteresse observert ved tapsmåling ved 50 Hz spenning.

Det ble montert en fuktsperre rundt skjøtene for å hindre uttørking av skjøten under forsøket. Som for Kabelskjøt 1 ble det også observert vann innenfor den ytterste kappen rundt skjøtene. Korrosjon av jordnetting ble også observert.

Den initielle karakteriseringen med tanke på partielle utladninger var noe ulik for de to kabelskjøtene. De partielle utladningenes tennspenning for Kabelskjøt 2 var noe høyere enn for Kabelskjøt 1. Størrelsen på utladningene var også en del lavere. Fase 2 hadde en tennspenning på 11 kV, med utladninger på Ca 200 pC. Denne enlederskjøten var skjøten med lavest tennspenning og størst utladninger

Kabelskjøtene ble utsatt for 12 kV testspenning i til sammen ca åtte uker. PD ble målt underveis, første gang etter ca fire uker, siste gang etter ca åtte uker.

Det ble kun registrert partielle utladninger etter fire uker for en av enlederskjøtene. for enlederskjøt Fase 2 etter fire uker. Første utladninger over støygrensen ble registrert etter ca 26,5 timer. Størrelsen på utladningene ble registrert til ca 400 pC. Utladningene på 400 pC vedvarte over en periode på ca 20 minutter, før utladningsnivået falt til et nivå på mellom 40 til 100 pC. Utladningene på dette nivået vedvarte over en periode på ca 13 timer før kun støy igjen ble registrert.

Etter åtte uker ble utladninger også registrert for enlederskjøt Fase 1. Utladningene var svært intermitterende, og varierte i størrelse mellom 4 - 15 pC. Det samme gjaldt for enlederskjøt Fase 2. I forhold til hva målingen utført under de samme betingelsene fire uker tidligere var utladningene langt mer intermitterende, og mindre i størrelse. Utladningene størrelse varierte mellom 4 - 60 pC. Med svært intermitterende menes det at utladningene varierte fra maksimalt målt nivå, til like over støygrensen bare i løpet av minutter.

Alvorligheten av utladninger er svært avhengig av hvor i skjøtene disse opptrer. Dersom utladninger opptrer i kabelisolasjonen (PEX) er det kun snakk om tid før elektriske trær eller overflateutladninger vil degradere de isolerende egenskapene til materialet, og kunne føre til havari. Gummimaterialet (EPDM) som utgjør selve kabelskjøtisolasjonen er langt mer motstandsdyktig ovenfor partielle utladninger enn PEX.

Et annet fenomen som ble observert under disse forsøkene var effekten av å jorde kabelskjøtene i en kort periode før måling av partielle utladninger. Kabelskjøtene ble jordet og gjort spenningsløse en kortere periode i forkant av hver måleperiodene underveis i langtidsaldringsforsøket. Tiden fra skjøtene igjen ble spenningssette og frem til de første utladningene ble registrerte varierte mellom ca 30 minutter til godt over 17 timer for kabelskjøt 2, Fase 1 og Fase 2.

Det ble forsøkt å lokalisere hvor på skjøten utladningene opptrådte. Dette lyktes ikke å lokalisere hvor på kabelskjøtene utladningene opptrådte, trolig på grunn av at utladningsnivået var for lavt i perioden hvor dette ble forsøkt.

Observasjonene ut fra dette forsøket kan være svært viktig i forhold til tilstandskontroll av distribusjonsnett kabelanlegg med skjøter av denne typen. At utladninger opptrer intermitterende krever at en måler utladningene over en noe lengre periode. At initieringstiden også er lang dersom kabelanleggene jordes i forkant av målingen vanskeliggjør tilstandskontroll i felt.

Over hvor langt tidsrom en skal måle partielle utladninger må vurderes på grunnlag av flere forhold. Tilstandskontroll i felt er ressurskrevende for nettselskapene. Kostnaden ved tilstandskontrollen må være lavere enn kostnadene knyttet til havari.

Utkobling av kabelforbindelsene som ofte kreves ved tilstandskontroll i felt koster penger for nettselskapet, og beregnes i Norge på bakgrunn av KILE - ordningen [25] . Mye av distribusjonsnettet består i tillegg av radielle kabelforbindelser. Tidkrevende tilstandskontroller fører derfor til lange avbrudd for kunde, og kostnadene til nettselskapene øker. I tillegg kommer kostnadene ved selve tilstandskontrollen.

5.1 Feilkilder

Feilkilder i dette prosjektet baserer seg i all hovedsak på måleusikkerhet. Spesielt gjelder dette registreringen av temperaturutslagene ved DSC - analysen.

I tillegg er de gjengitte resultatene fra måling av partielle utladninger basert på manuell avlesning fra de faseoppløste PD-plottene. Dette kan føre til noe unøyaktige avlesninger.

I forbindelse med resultatene fra dielektrisk responsmålingene er bidraget til de ulike målte parameterne fra isolasjonen rundt kabelskjøtene basert på en beregnet verdi for kabelens kapasitans basert på geometrien. Dette ble utført for alle sirkulære kabler. Skjøten hvor sektorformet kabel var tilsluttet ble kapasitansen målt på Sheringbro uten guard.

For å slippe unna dette problemet burde guardene blitt langt så nærme enlederkabelskjøtene som mulig. Da hadde all problematikk knyttet til dette vært sluppet.

Det er også antatt at kablene tilsluttet kabelskjøtene er tapsfri ved presentasjon av resultater fra dielektrisk responsmålingene. Det vil si at imaginær kapasitans er satt til å være lik null for kablene.

6 KONKLUSJON

Effekten av å utsette kabelskjøtene for tørking viser tydelig at vann er absorbert i kabelskjøten. Ledningsevnen til isolasjonsmaterialet i skjøten ble betraktelig dårligere, samtidig som tapene ble drastisk redusert som følge av tørking. At vann og korrosjon ble avdekket innenfor den ytre beskyttelsen rundt alle de studerte kabelskjøtene er med på å bekrefte dette.

Resultatene fra prosjektet viser at varmgang i skjøtehylsen på grunn av høy kontaktmotstand kan ha vært foreliggende årsak til havariene i de to havarerte kabelskjøtene som er studert. Om dette er tilfellet for de to ikke-havarerte skjøtene er mer usikkert. Ytre tegn til varmeutvikling er ikke avdekket på disse skjøtene, slik det ble gjort på overflaten av enlederskjøtene til kabelskjøten utsatt for havari.

Resultatene peker derfor i retning av at vann i seg selv over tid kan føre til havari. For flere av de studerte skjøtene opptrer partielle utladninger med tennspenning like over normal driftsspenning. Dersom utladningene opptrer i eller på overflaten til PEX materialet på kablene tilsluttet kabelskjøten, vil det bare være snakk om tid før havari kan inntreffe, da PEX er svært lite motstandsdyktig mot partielle utladninger.

At hysteresseffekten ved tapsmålinger er ingen (eller lav) kan være en viktig parameter i felt diagnostisering av kabelanlegg. Tilstedeværelse av vanntrær gir hysteresseffekt, dette ble ikke observert på tapsmålingene på noen av de studerte skjøtene i dette prosjektet.

At utladningene også kan opptre intermitterende, vanskeliggjør tilstandskontroll som inkluderer måling av partielle utladninger. Blir disse målt over en for kort periode kan man risikere å ikke avdekke de partielle utladningene i skjøten. Dette gjelder spesielt dersom kabelen frakobles nettet og jordes i forkant av målingen av partielle utladninger. Resultatene fra forsøkene hvor kabelskjøtene ble jordnet i forkant av målingen av partielle utladninger, tok det fra 0,5 til 17,5 timer før de første utladningene over støygrensen ble observert.

7 REFERANSER

- [1] Miroslav Begovic, Nigel Hampton, Rick Hartlein, and Joshua Perkel, "Validating Cable "Diagnostic Tests", in *Jicable '07*, Paris, Frankrike, Juni 2007.
- [2] Kjell Sand, "Leveringsvalitet - en oversikt," Trondheim, 2008.
- [3] Erling Ildstad, "Condition Assessment of Power Apparatus," *The 1998 International Conference on Communication, Computer & Power*, p. xix, 1998.
- [4] D. Fournier, "Aging of Defect Electrical Joints in Underground Power Distributin Systems," in *proceedings of the 44th IEEE Holms Conference on Electrical Contacts*, Arlington, USA, 1998, pp. 179-192.
- [5] N. Miswan, H. S. Halim, and H. Hizam, "Thermal Performence of Ferrule Designs for Medium Voltage Cable Jointing," in *Proceedings of the 9th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, Harbin, China, 2009, pp. 122-125.
- [6] Hallvard Faremo, "Partielle utladninger - Begreper, måleteknikk og mulige andvendelser for tilstandskontroll," Trondheim, 1996.
- [7] F. H. Kreuger, "Dielectric Loss Measurements," in *Industrial High Voltage*. Delft, The Netherlands: Delft University Press, 1992, ch. 7, pp. 97-101.
- [8] Erling Ildstad, *Electric Power Engineering - TET4160 High Voltage Insulating Materials*. Trondheim: NTNU, Faculty of Information Technology, Mathematics and Electrical Engineering, Department of Electric Power Engineering, 2007.
- [9] F. H. Kreuger, *Industrial High Voltage*, Vol. II ed. Delf, The Netherlands: Delf Univerity Press, 1992.
- [10] H. Edin, "Partial Discharges Studied with Variable Frequency of the Applied Voltage," Stockholm, Doktoravhandling ISSN 1100-1593, 2001.
- [11] W. Tillar Shugg, *Handbook of Electrical and Electronic Insulating Materials*. New York, United States of America: Van Nostrand Reinhold Company Inc., 1986, ch. 2, p. 29.
- [12] Sverre Hvidsten, "ELK-30 "Condition Assesment og High Voltage Apparatus" - Power Cables - Dielectric response - General description and applied on cables," Sintef Energy Research, Trondheim, Education Material.
- [13] Anders Helgeson and Uno Gäfvert, "Dielectric Respons Measurements in Time and Frequency Domain on High Voltage Insulation with Different Respons," in

- International Symposium on Electrical Insulating Materials in conjunction with Asian International Conference on Dielectrics and Electrical Insulation and the 30th Symposium on Electrical Insulating Materials, Toyohasion, Japan, 1998, pp. 393-398.*
- [14] A. K. Jonscher, *Dielectric Relaxation in Solids*. London, The United Kingdom: Chelsea Dielectrics Press, 1983.
- [15] U. Gäfvert, "Condition assesment og insulation system - analysis of dielectric respons methodes," in *Proc. og Nordic Insulation Symposium (NORD-IS96)*, Bergen, Norway, 1996, pp. 1-20.
- [16] Sverre Hvidsten, "Nonlinear Dielectric Response of Water Treed XLPE Cable Insulation," Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet (NTNU), Trondheim, Norway, Doktoravhandling ISSN: 0802-3271, 1999.
- [17] Erling Ildstad, "Water diffusion in XLPE-cables," Norwegian Electric Power Research Institute, Trondheim, 1995.
- [18] Magne Runde, "Contact and Contact Materials," in *Current Interruption in Powergrids - TET4195 High Voltage Equipment*. Trondheim, Norge: NTNU - Institutt for elkraftteknikk, 2010, pp. 7-1 - 7-18.
- [19] Tyco electronics GmbH. (2010, April) Produktinformasjon. [Online]. http://energy.tycoelectronics.com/getDocument.aspx?PRD_ID=2723
- [20] Vegard larsen, Hans Ove Kristiansen, and Kjetil Lien, "Field Experience from Acoustic Diagnosis of Power Cable Accessories," in *9th International Conference on Live Maintenance*, Torun, Polen, 2008.
- [21] Programma Electronic AB, IDA200 Insulation Diagnostic Systems Users Manual, 2002.
- [22] Erling Ildstad, Sverre Hvidsten, and Magne Runde, "Characterization methodes for insulting materials," Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet (NTNU), Trondheim, Norge, Utdanningsmateriell-ELK30, 2008.
- [23] J. W. Billing, "Thermal History of Cable Insulation Revealed by DSC Examination," in *Fifth International Conference on Dielectric Materials, Measurements and Applications*, UK, 1988, pp. 309-312.
- [24] William G. Linzey, Noel H. Turner, Armin M. Bruning, and Bruce S. Berntstein, "Correlation of the Thermal History and Level of Oxidation with Field Failure in a Primary Distribution Cable Study," in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Arlington, USA, 1998, pp. 105-108.

- [25] SINTEF Energiforskning AS / REN AS, "Avbruddskostnader," in *Planleggingsbok for kraftnett*. Trondheim / Bergen, Norge, 2009, ch. Bind I kap. 12, pp. 1 - 35.
- [26] A.E. Blake, G. J. Clark, and W. T. Starr, "Improvements in Stress Materials," in *7 th IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 1979.
- [27] P. N. Nelson and H. C. Hervig, "High Dielectric Constant Materials For Primary Voltage cable Terminations," in *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, St. Paul, USA, 1984, pp. 3211-3215.

8 VEDLEGG

Vedlegg A: Måleresultater dielektrisk respons

Vedlegg B: Kompleks kapasitansmodell

Vedlegg C: Klargjøring av prøveobjekter

Vedlegg D: Artikkel - *"Dielectric Properties of service Aged Medium Voltage XLPE Cable Joints"*

Vedlegg E: Avlesning faseoppløste PD - plott

Vedlegg F: Driftsmerking kabelanlegg

VEDLEGG A

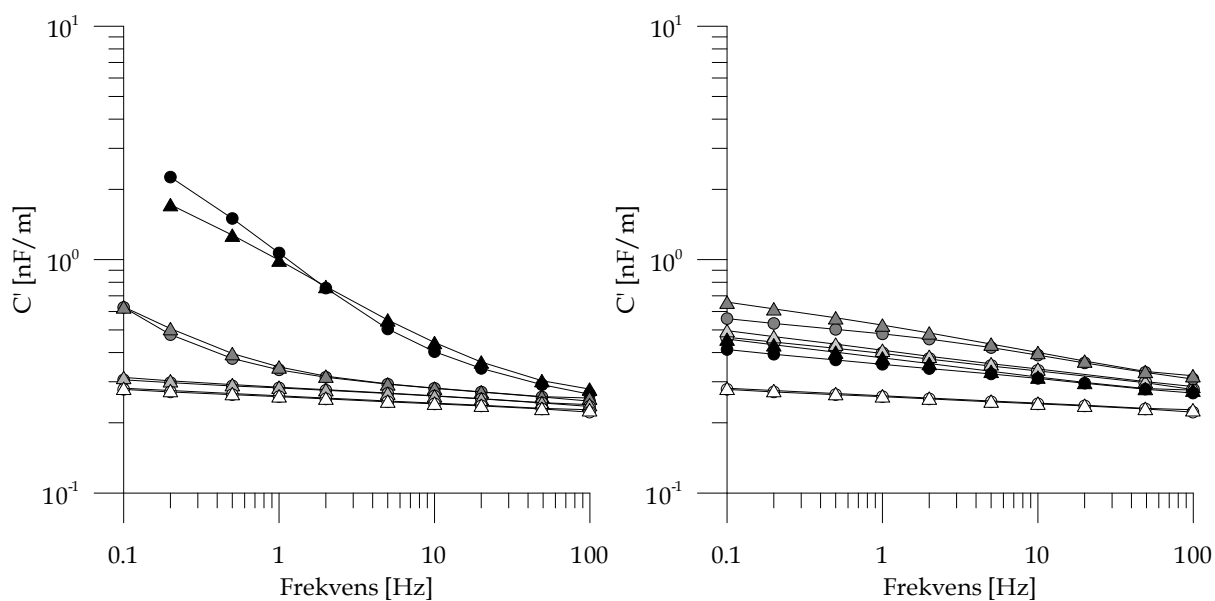
Måleresultater dielektrisk respons

Forsøk 1 - Tørking/fukting

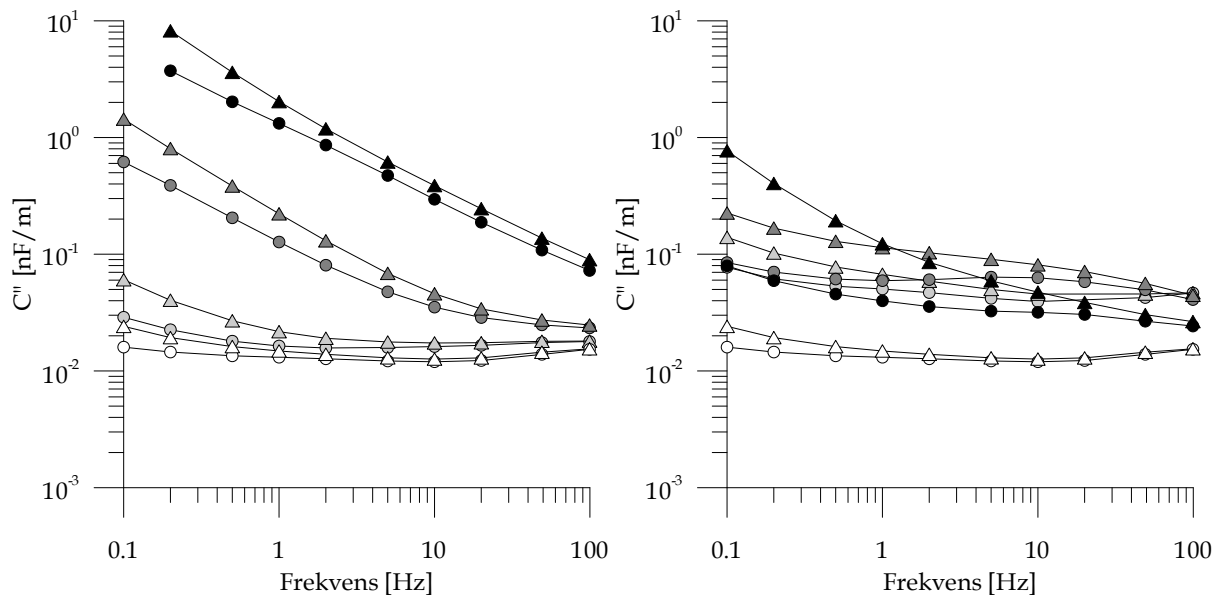
Resultatene gjengitt i Figur 1 til Figur 15 fra dielektrisk respons testene for målingene gjort under Forsøk 1 - Tørking/fukting. Tegnforklaringer i forhold til kurvene i figurene er gjengitt i Tabell 1.

Tabell 1: Tabellen angir tegnforklaringer til de etterfølgende kurvene. De angitte timetallene er total tørking/fukting. Hvert intervall er på henholdsvis 24 timer, 48 timer og 68 timer. Hvert intervall ved fukting er på henholdsvis 24 timer, 48 timer og 168 timer.

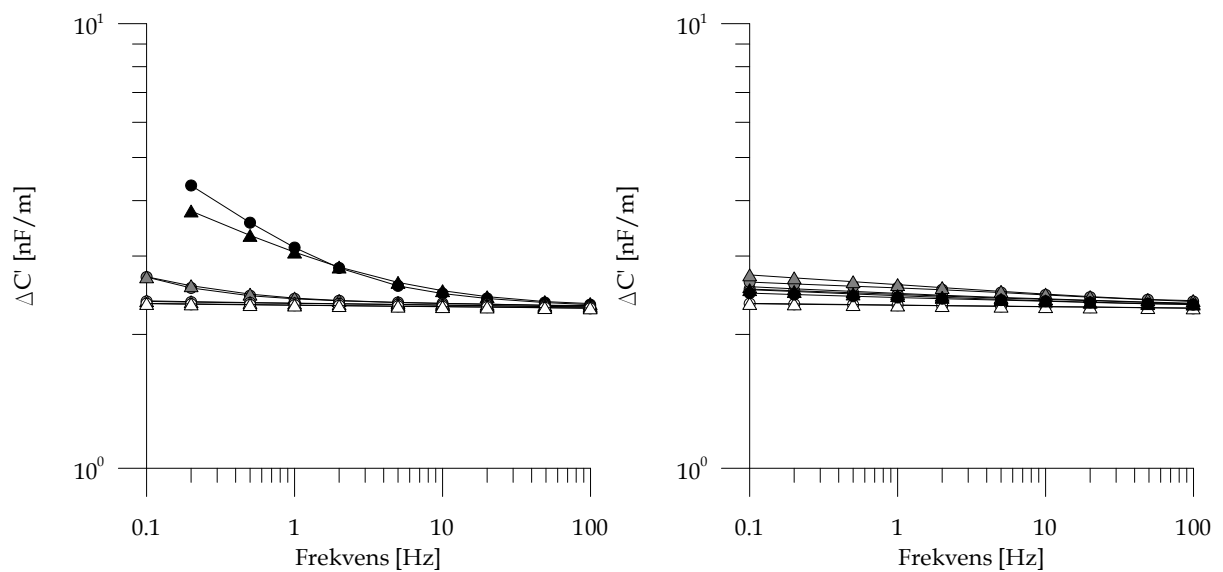
Testspenning	Symbol	Tørking[timer]	Fukting[timer]
1 kV	●	0	240
	●	24	72
	●	72	24
	○	168	0
9 kV	▲	0	240
	▲	24	72
	▲	72	24
	△	168	0



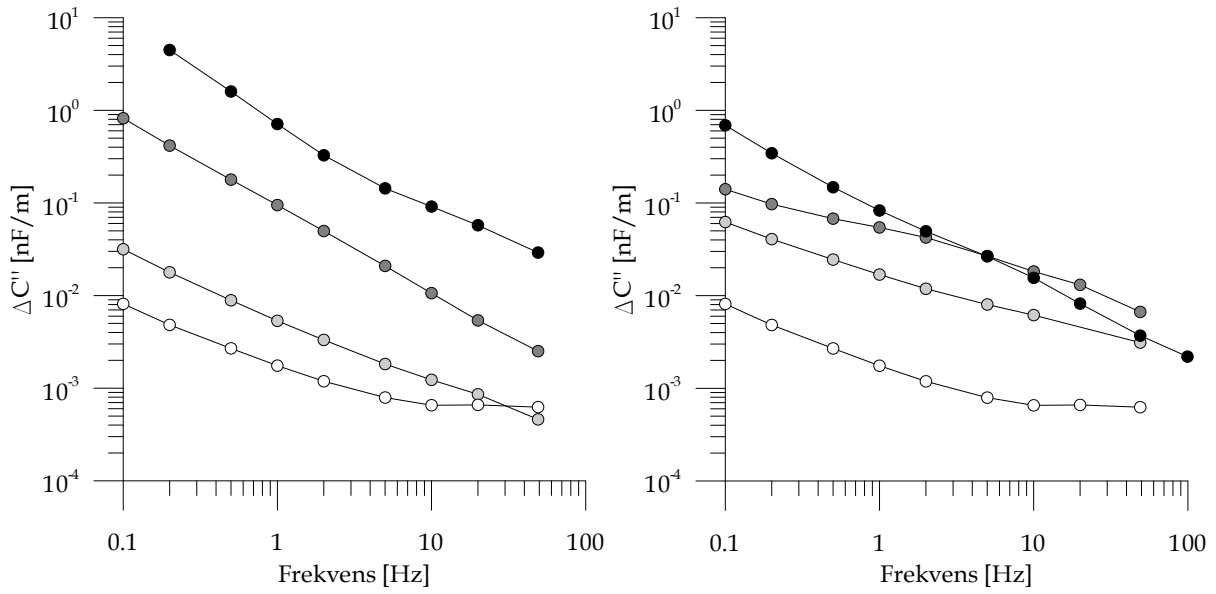
Figur 1: Kabelskjøt 1 - Fase 1 - Reel kapasitans – tørking (venstre) – fukting (høyre)



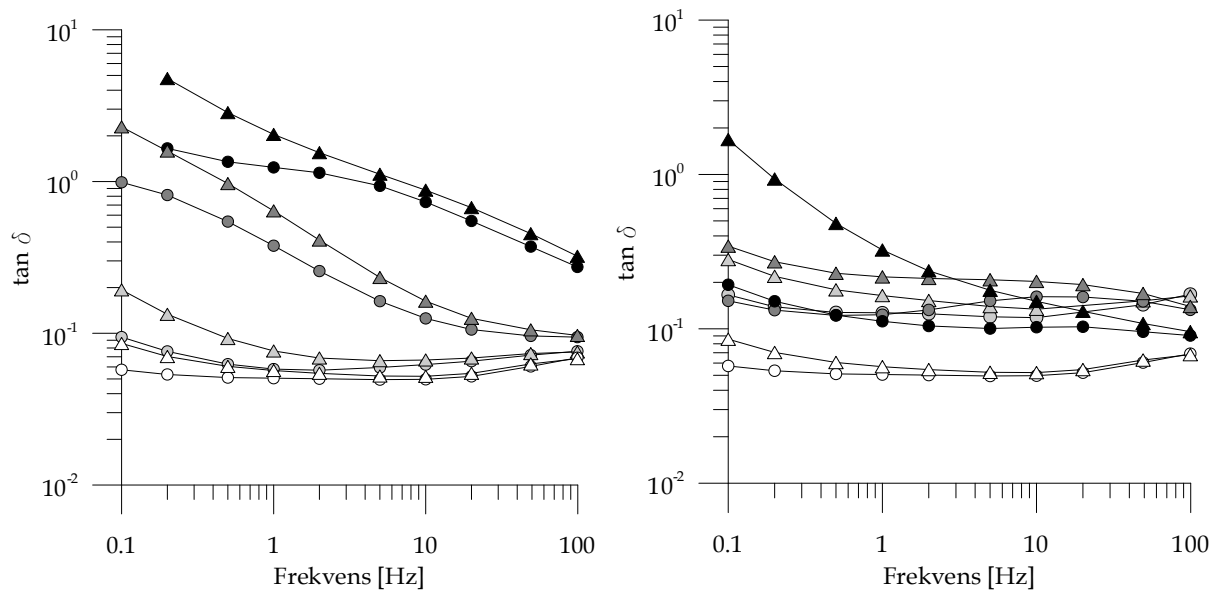
Figur 2: Kabelskjøt 1 - Fase 1 - Imaginær kapasitans - tørking (venstre) - fukting (høyre)



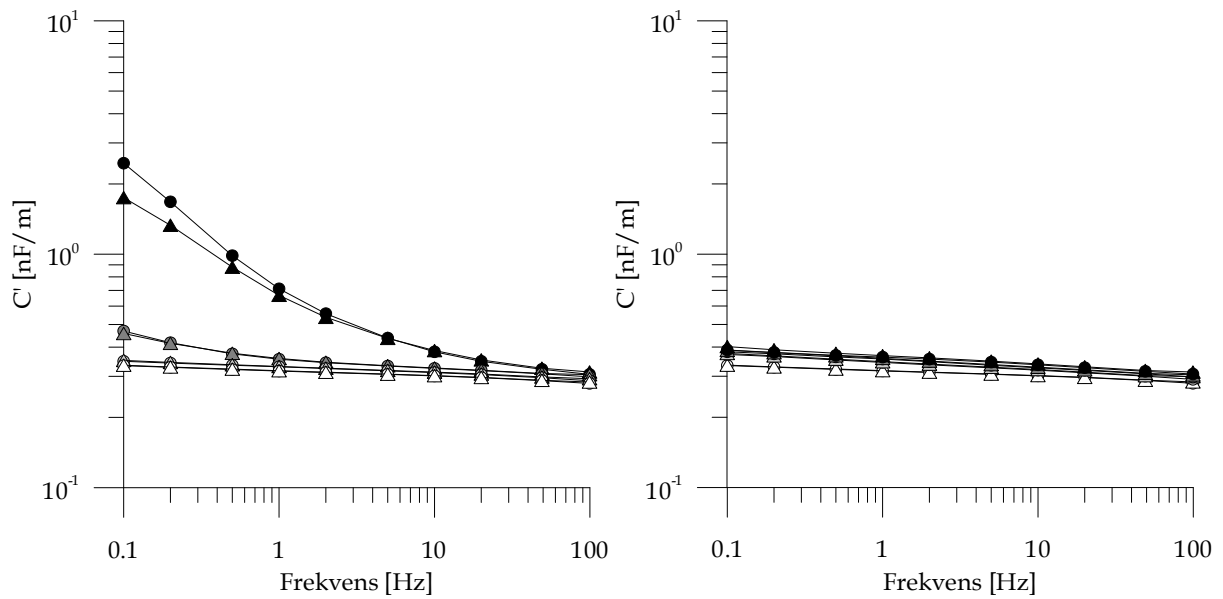
Figur 3: Kabelskjøt 1 - Fase 1 - Forandring av reel kapasitans - tørking (venstre) - fukting (høyre)



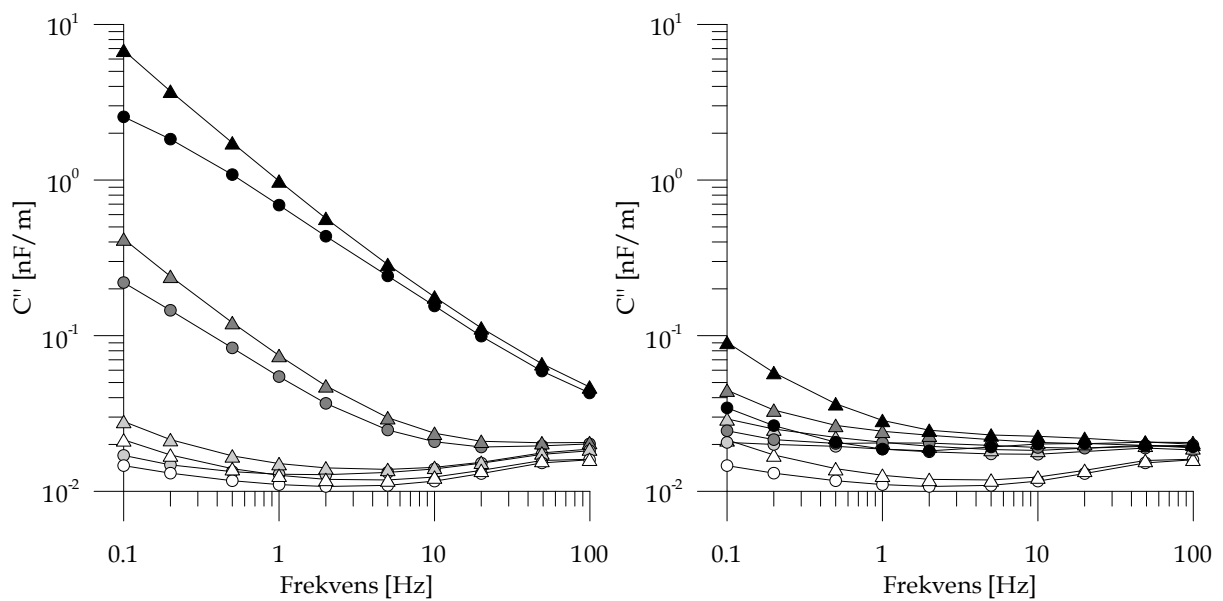
Figur 4: Kabelskjøt 1 - Fase 1 - Forandring i imaginær kapasitans med spenning $C''_{9kV}(f) - C''_{1kV}(f)$ - Tørking (venstre) - Fukting (høyre).



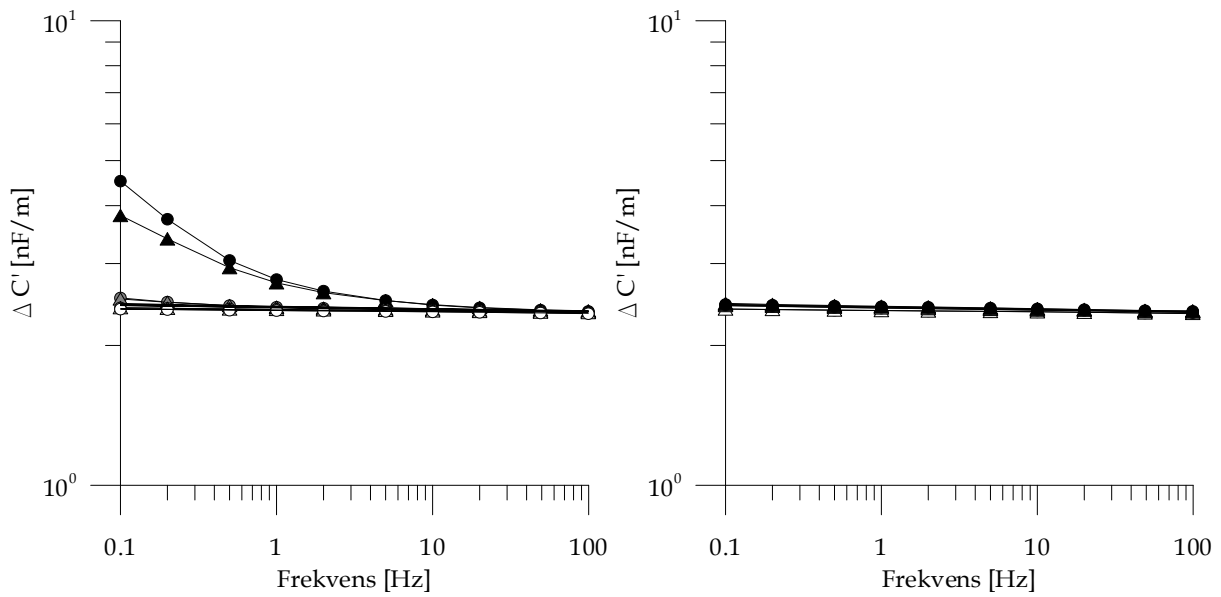
Figur 5: Kabelskjøt 1 - Fase 1 - Tapsfaktor - Tørking (venstre) - Fukting (høyre)



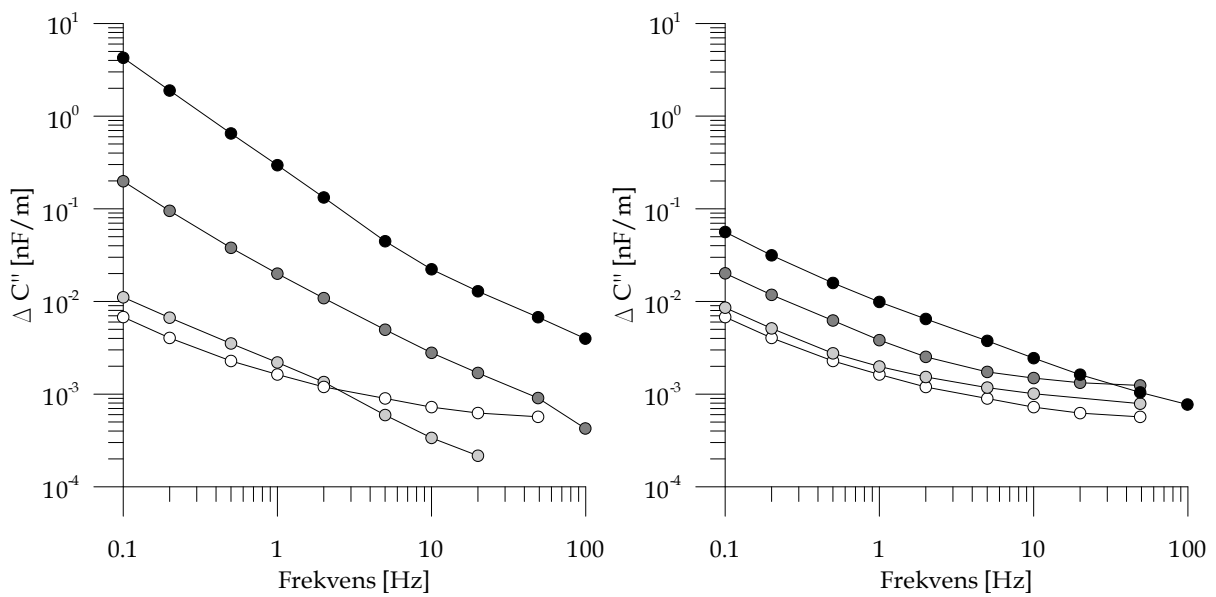
Figur 6: Kabelskjøt 1 - Fase 2 – Reel kapasitans – Tørking (venstre) – Fukting (høyre)



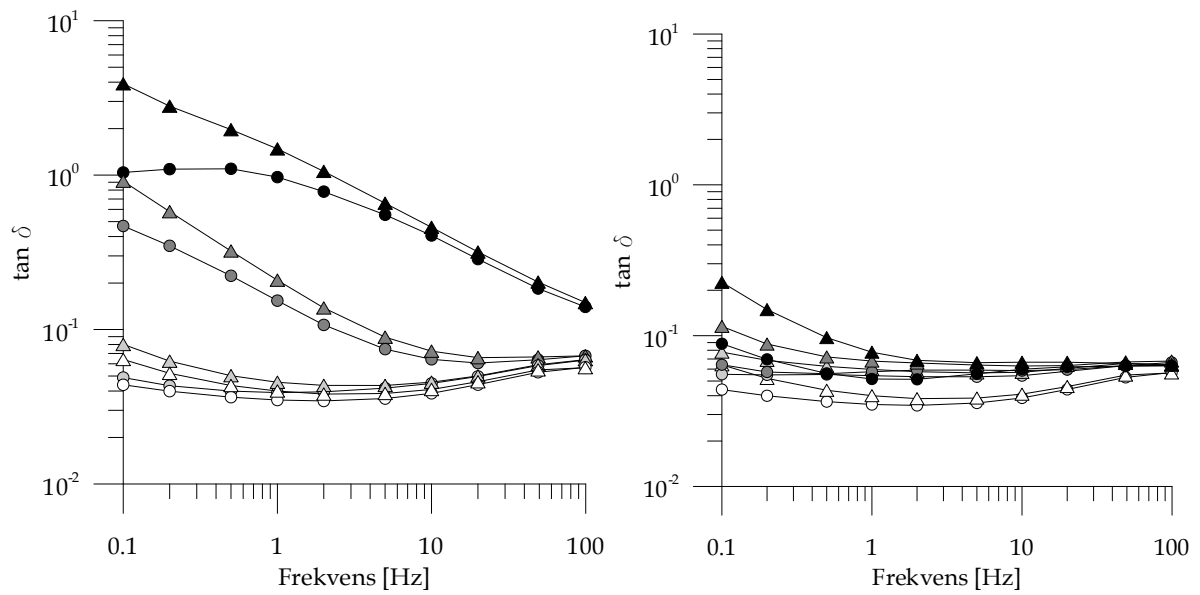
Figur 7: Kabelskjøt 1 - Fase 2 – Imaginær kapasitans – Tørking (venstre) – Fukting (høyre)



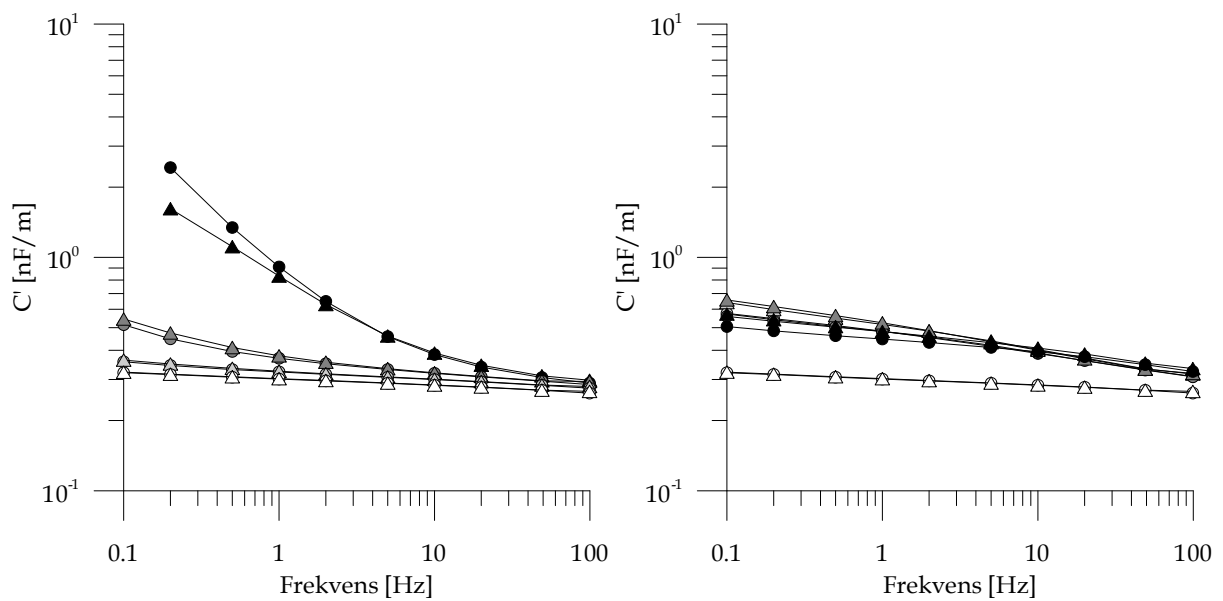
Figur 8: Kabelskjøt 1 - Fase 2 - Forandring av reel kapasitans – tørking (venstre) – fukting (høyre)



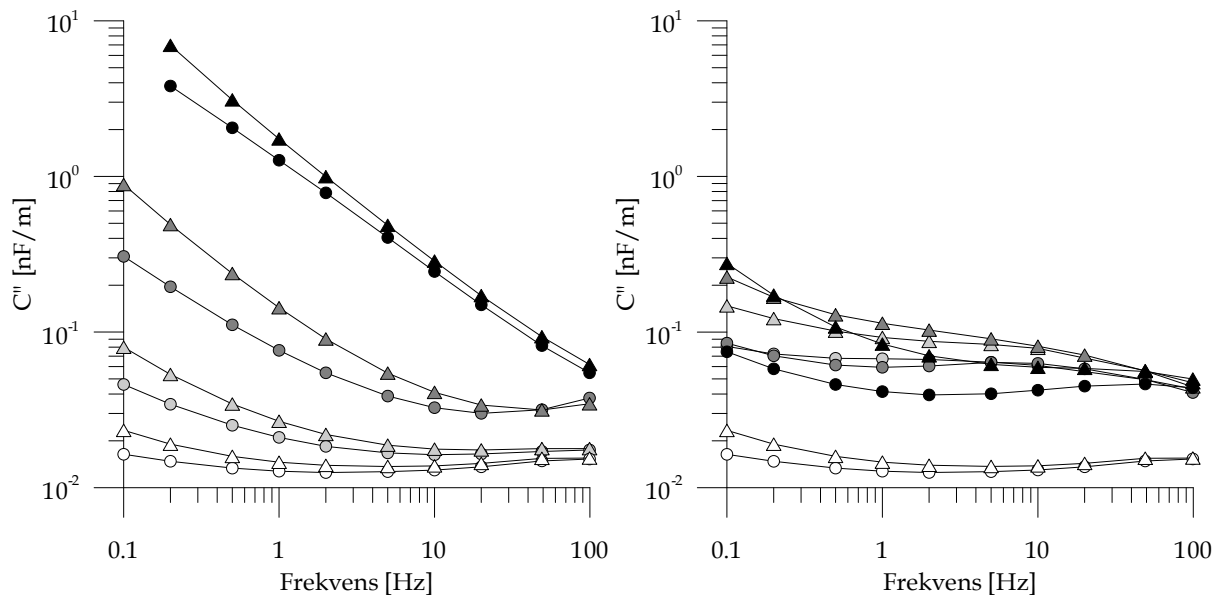
Figur 9: Kabelskjøt 1 - Fase 2- Forandring i imaginær kapasitans med spenning
 $C''_{9kV}(f) - C''_{1kV}(f)$ - Tørking (venstre) – Fukting (høyre)



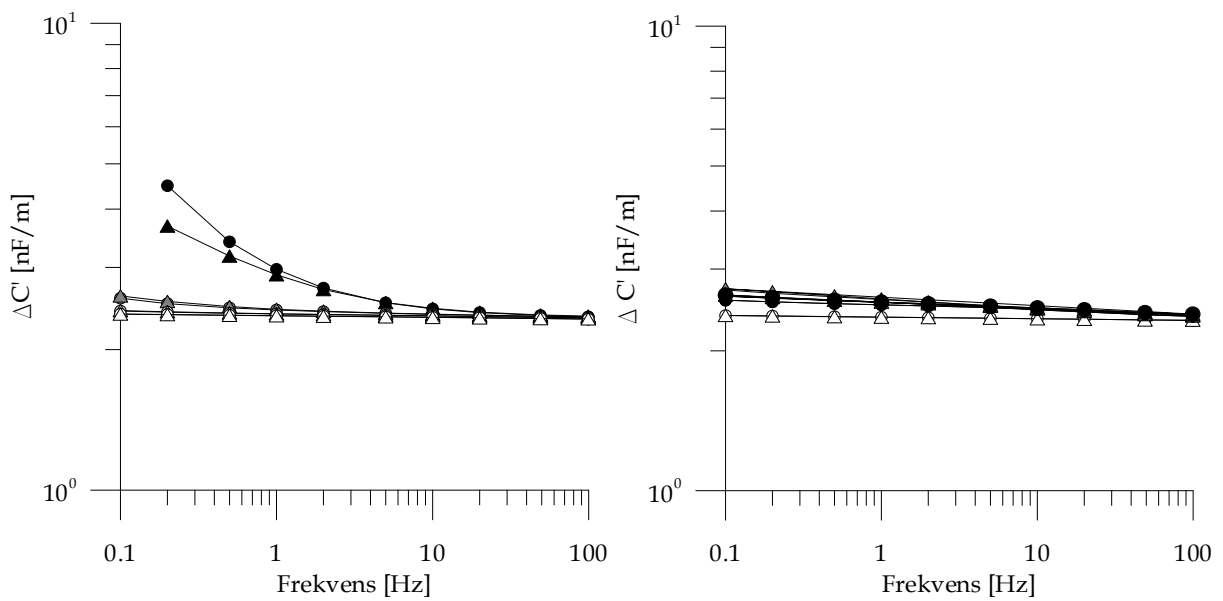
Figur 10: Kabelskjøt 1 - Fase 2 - Tapsfaktor – Tørking (venstre) – Fukting (høyre)



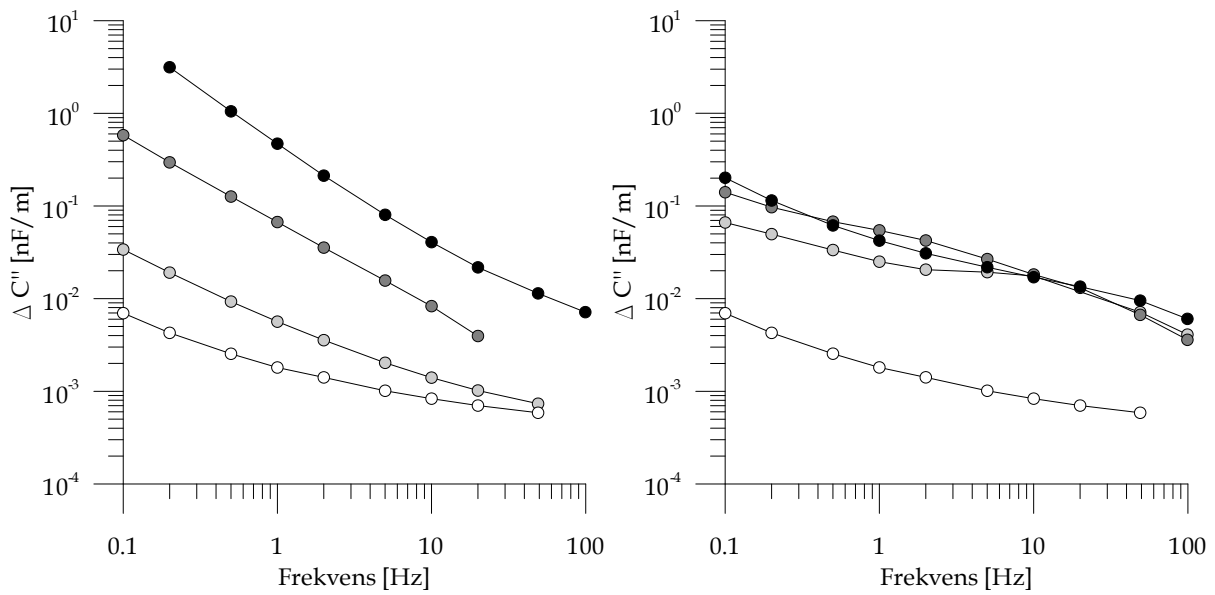
Figur 11: Kabelskjøt 1 - Fase 3 – Reel kapasitans – tørking (venstre) – fukting (høyre)



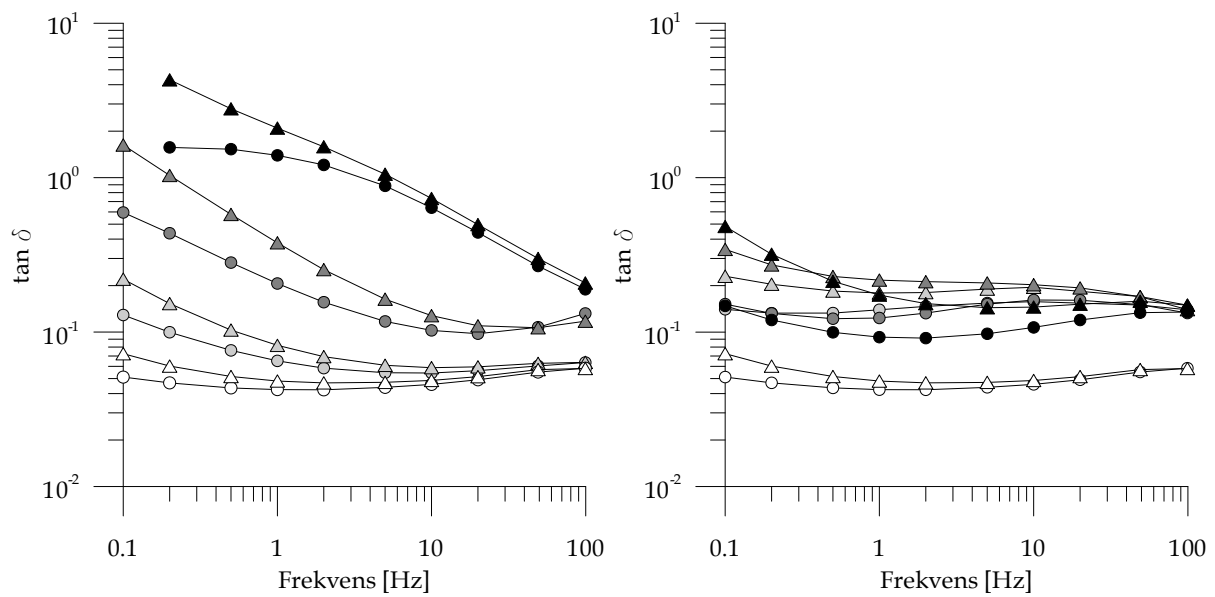
Figur 12: Kabelskjøt 1 - Fase 3 - Imaginær kapasitans - Tørring (venstre) - Fukting (høyre)



Figur 13: Kabelskjøt 1 - Fase 3 - Forandring av reel kapasitans - tørring (venstre) - fukting (høyre)



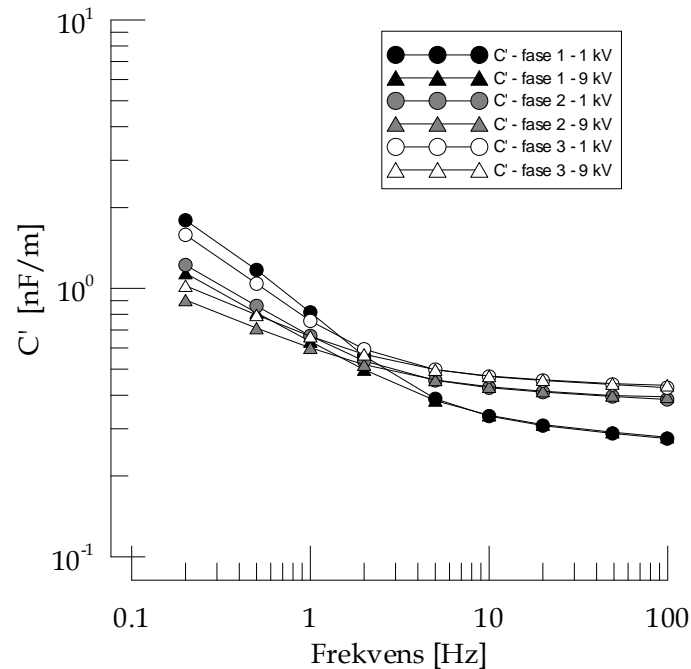
Figur 14: Kabelskjøt 1 - Fase 3 - Forandring i imaginær kapasitans med spenning
 $C''_{9kV}(f) - C''_{1kV}(f)$



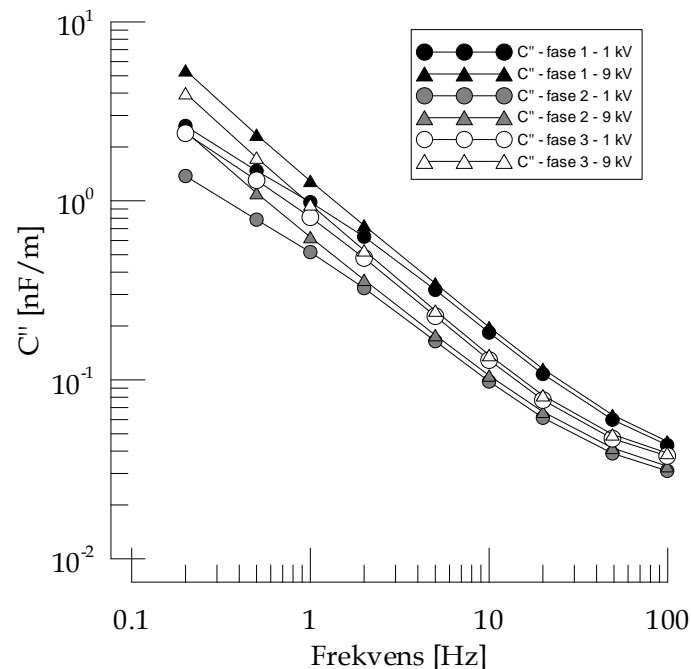
Figur 15: Fase 3 - Tapsfaktor - Tøking (venstre) - Fukting (høyre)

Forsøk 2 - Langtidsaldring

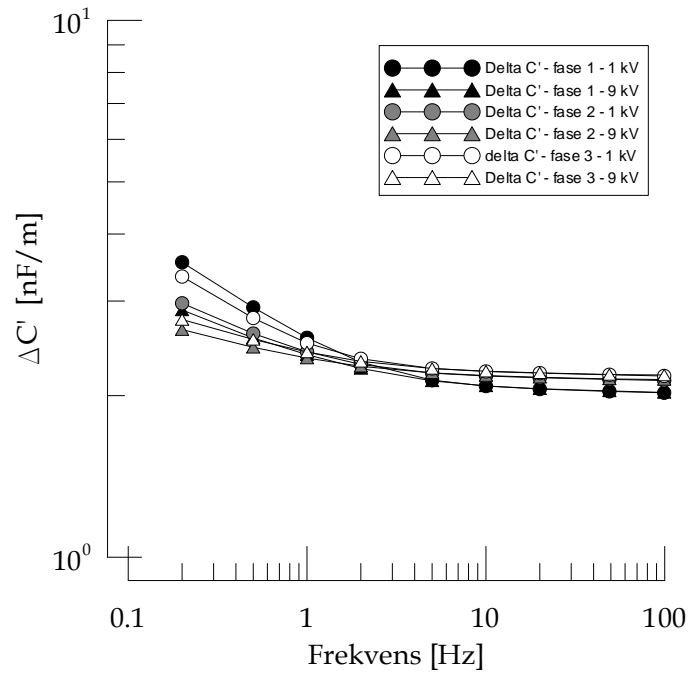
De gjengitte resultatene i Figur 16 til Figur 20 er fra måling av dielektrisk respons i den initsielle karakteriseringen av kabelskjøtene benyttet som prøveobjekter i Forsøk 2 - Langtidsaldring.



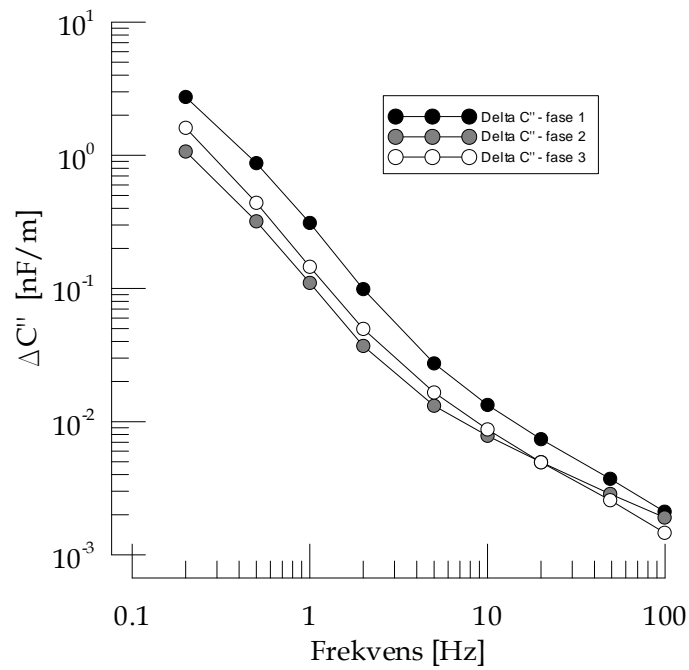
Figur 16: Kabelskjøt 2 - Alle faser - Reel kapasitans ved testspenning 1 og 9 kV.



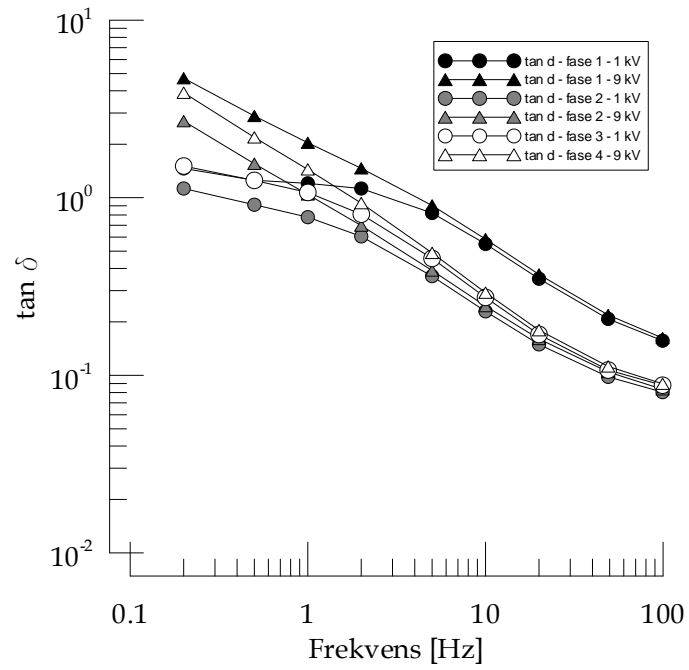
Figur 17: Kabelskjøt 2 - Alle faser - Imaginær kapasitans ved testspenning 1 og 9 kV.



Figur 18: Kabelskjøt 2 – Alle faser - Forandring i reel kapasitans med testspenning på 1 og 9 kV.



Figur 19: Kabelskjøt 2 – Alle faser - Forandring i imaginær kapasitans med spenning $C''_{9kV}(f) - C''_{1kV}(f)$



Figur 20: Kabelskjøt 2 – Alle faser – Tapsfaktor ved testspenning på 1 og 9 kV.

VEDLEGG B

Kompleks kapasitans modell

Prøveobjektene blir utsatt for måling av dielektrisk respons. Metoden som benyttes ved måling av dielektrisk respons med diagnostiseringsutstyret IDA200 benyttet i dette prosjektet baserer seg på impedansmåling.

Ved å måle strøm og spenning som funksjon av tid ved en kjent frekvens, kan faseforsyningen mellom strøm og spenning beregnes. Når denne vinkelen, δ , er kjent, kan en uttrykke impedansen med et analytisk uttrykk:

$$\vec{Z} = \frac{\vec{U}}{\vec{I}} = \frac{U}{I} e^{j\delta} = \frac{U}{I} \cos \delta - j \sin \delta = \operatorname{Re}\{Z\} + j \operatorname{Im}\{Z\} \quad (1.1)$$

hvor U er spenningen over prøveobjektet, I er strømmen gjennom prøveobjektet, δ er faseforskjellen mellom strøm og spenning.

Prøveobjektet kan modelleres etter hvilke parametere en ønsker å studere. I dette prosjektet er det valgt å presentere resultatene ut fra en kompleks kapasitansmodell. Dette er en svært vanlig modell ved isolasjonsdiagnostisering[21]. Denne modellen er definert som følger[21]:

$$\vec{Z} = \frac{1}{j \cdot \omega \cdot \vec{C}} \quad , \quad \text{hvor} \quad \vec{C} = C' + j \cdot C'' \quad (1.2)$$

hvor C' er reel kapasitans, og C'' er imaginær kapasitans, ω er den påsatte spenningens vinkelfrekvens.

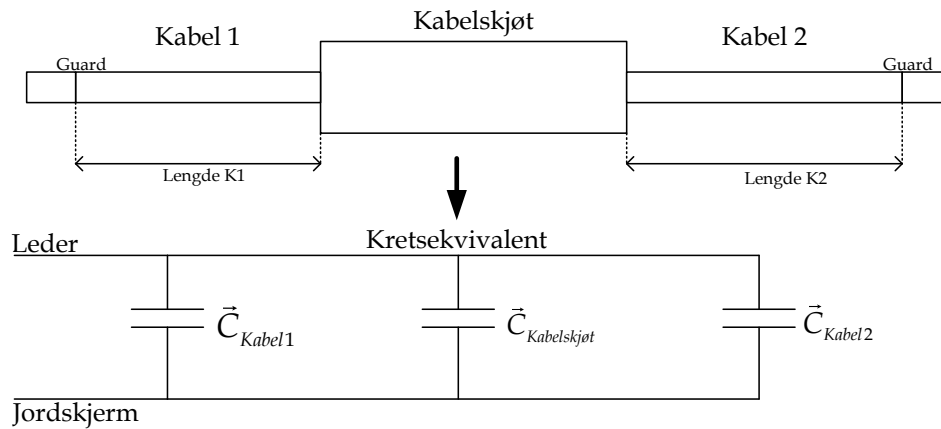
Ut fra (1.2) kan følgende uttrykk settes opp for henholdsvis reel- og imaginær kapasitans:

$$C' = \operatorname{Re} \left\{ \frac{1}{j \cdot \omega \cdot \vec{Z}} \right\} \quad \text{og} \quad C'' = \operatorname{Im} \left\{ \frac{1}{j \cdot \omega \cdot \vec{Z}} \right\} \quad (1.3)$$

hvor C' og C'' er henholdsvis reel- og imaginær kapasitans.

Når impedansen måles under dielektrisk responstest måles hele prøveobjektets impedans. Dette innebærer derfor kapasitansen til både selve kabelskjøten og de to sammenskjøtte kablene. Siden det er de dielektriske egenskapene til isolasjonsmaterialet rundt selve skjøten som er av interesse, er det ønskelig å fjerne bidraget fra kablene.

Det antas derfor at kablene kan forenkes som to komplekse kapasitanser i parallell. Det samme kan en gjøre med kabelskjøten. En kan derfor ekvivalere prøveobjektet som tre komplekse kondensatorer i parallell.



Figur 1: Skisse av kapasitanser – Fra prøveobjekt til kretsekvivalent.

Når kapasitansen basert på impedansmålingen beregnes i diagnostiseringsutstyret IDA200, er det den totale kapasitansen ($\vec{C}_{M\ddot{a}lt}$) som beregnes, det vil si:

$$\begin{aligned} \vec{C}_{M\ddot{a}lt} &= \vec{C}_{Kabel1} + \vec{C}_{Skj\ddot{o}t} + \vec{C}_{Kabel2} = \\ & (C'_{Kabel1} + C'_{Kabelskj\ddot{o}t} + C'_{Kabel2}) + j \cdot (C''_{Kabel1} + C''_{Kabelskj\ddot{o}t} + C''_{Kabel2}) \end{aligned} \quad (1.4)$$

Den reelle kapasitansen til selve kabelskjøten kan da ut fra (1.4) uttrykkes:

$$C'_{Skj\ddot{o}t} = C'_{M\ddot{a}lt} - C'_{Kabel1} - C'_{Kabel2} \quad (1.5)$$

Den imaginære kapasitansen til kabelskjøten kan ut fra (1.4) uttrykkes:

$$C''_{Skj\ddot{o}t} = C''_{M\ddot{a}lt} - C''_{Kabel1} - C''_{Kabel2} \quad (1.6)$$

Ut fra kjente verdier for dielektrisk tapsfaktor ($\tan \delta$) og relativ permittivitet og lengden på kablene, kan \vec{C}'_{Kabel1} og \vec{C}'_{Kabel2} beregnes. Tapsfaktoren er hentet fra måling av dielektrisk respons på en ny ualdret testkabel med lengde 50 meter. Denne ble tilnærmet målt til å bli 0,001. Relativ permittivitet er hentet fra tabell, og er oppgitt for PEX til å være 2,3.

Den reelle kapasitansen til kablene er den samme som den geometriske kapasitansen som det er mulig å beregne analytisk ut fra kablens geometri og materiale¹[8]:

$$C'_{Kabel} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot l}{\ln\left(\frac{r_y}{r_i}\right)} \quad (1.7)$$

¹ For Kabel 2, Prøveobjekt 2, ble kapasitansen målt ved hjelp av en Sheringbro. Dette på grunn av at kabelen var av typen kompakt sektor. Her er geometrien langt mer komplisert, og kapasitansen lar seg ikke beregne ved hjelp av (1.7). Kapasitansen ble målt på avkapp fra Kabel 2, Prøveobjekt 2, som ble til overs under prepareringen av prøveobjektene.

hvor ϵ_0 er tomromspermittiviteten, ϵ_r er relativ permittivitet til kabelens isolasjonsmateriale (i dette tilfellet PEX), l er kabelens lengde (fra skjøt til guard, se Figur 1), r_y og r_i er henholdsvis ytre og indre radius på kabelisolasjonen.

Den imaginære kapasitansen kan da beregnes ut fra tapsfaktoren, som er definert som forholdet mellom imaginær- og reel kapasitans:

$$\tan \delta = \frac{C''}{C'} \Rightarrow C''_{\text{kabel}} = C'_{\text{kabel}} \cdot \tan \delta = \left[\frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot l}{\ln \left(\frac{r_y}{r_i} \right)} \right] \cdot \tan \delta \quad (1.8)$$

Ved å sette (1.7) inn i (1.5) og (1.8) inn i (1.6) kan en beregne henholdsvis reel- og imaginær kapasitans for selve kabelskjøten.

Alle gjengitte resultater i dette prosjektet gjelder kun for selve kabelskjøten. Bidraget fra kabler er fratrukket basert på metoden presentert her.

En forenkling er allikevel gjort. C'' er for kablene satt lik null. Dette har ingen praktisk betydning da $C''_{\text{kabel}} \ll C''_{\text{kabelskjøt}}$. Forholdet mellom C''_{kabel} og $C''_{\text{kabelskjøt}}$ er en faktor på 100-300.

Kapasitansene på kablene er målt/beregnet til:

240 mm² – Rund – 470 pF/m (bergegnet)

240 mm² – Sektor – 420 pF/m (målt)

De geometriske målene på skjøten er gjengitt i Tabell 1.

Tabell 1: Lengdemål på de to kabelskjøtene som er studert i laboratoriet. Målene er de samme for alle enlederskjøtene tilhørende samme trefasekabelskjøt.

	Kabel 1 [m]	Enlederskjøt [m]	Kabel 2[m]
Kabelskjøt 1	0,92	0,37	0,91
Kabelskjøt 2	0,90	0,38	0,91

VEDLEGG C

Forberedelse av prøveobjekter

Separering av enlederskjøter

Skjøtene var godt innpakket da de ankom SINTEF Energi AS. Dette for å bevare den antatte punktigheten i kabelskjøtene. Det var derfor svært viktig at skjøtene ikke ble liggende fritt eksponert for omgivelses temperatur og luftfuktighet. Skjøtene ble derfor magget flere ganger underveis i prosessen hvor de ulike enlederskjøtene ble skilt fra hverandre.

For å få separert de enkelte enlederskjøtene må all ytre beskyttelse rundt skjøt og kabel fjernes. Skjøtene ble levert med ca 3 meter kabel i hver ende av skjøten. Den ytre beskyttelsen på kablene ble fjernet ved å skjære et snitt i beskyttelsen, for så å vrenge av det ytterste beskyttelseslaget. Jordtråden innenfor ble så surret av, og de enkelte 1-lederkabelene ble separerte.

For selve kabelskjøtene er ikke prosessen like enkelt. Rundt skjøtene, med overlapp noen titalls centimeter inn på kablene på hver side er en ytre trykkappe montert. Denne krymper rundt skjøtene. Som tettemasse i overgangen til kabel er mastik benyttet som tettemateriale. Innenfor trykkappen er aluminiumsnetting surret rundt sammen med jordtråden fra kabelen. Denne er limt til skjøtene.

To snitt med noen centimeters mellomrom ble skåret langs skjøtene. Strimmelen mellom snittene ble fjernet. Så ble hele beskyttelseskappen og aluminiumskappet vrenget av. En måtte bruke mye krefter for å få av kappen, og faren for å skade på ytre halvleder var stor da ulike typer verktøy ble benyttet i prosessen.



Figur 1: Den ytre kappen rundt skjøtene er delvis fjernet. Til venstre ser en noe av enfaseskjøtene.

Idet kappen var fjernet måtte skjøtene umiddelbart forsegles for ikke å miste noe av fuktigheten i isolasjonsmaterialene i skjøten.

Hver enkelt enlederskjøt ble teipet inn med aluminiumsteip. Det ble teipet noen titalls centimeter inn på kablene på hver side av skjøten. Aluminiumstråd ble surret utenpå aluminiumsteipen og koblet til aluminiumstråden som tidligere var blitt surret rundt ytre halvleder på skjøtene.

Skjøtene ble så pakket inn med aluminiumsfolie. Aluminiumsfolien ble lagt ca 30 cm inn kablene på hver side av skjøten. Aluminiumsfolien ble så surret inn med gaffateip som et beskyttende lag.

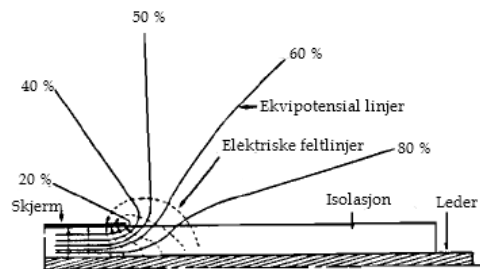
Etter denne innpakkingen ble skjøtene igjen magget for å kontrollere om eksponeringen for romtemperatur og luftfuktighet hadde påvirket ledningsevnen til isolasjonsmaterialet rundt skjøtene.

Endeavslutninger

Kabler kan ikke leveres i ubegrensede lengder. Når avstanden mellom to koblingspunkter blir tilstrekkelig lang må kablene skjøtes. Kablene som er skjøtt sammen med kabelskjøtene det jobbes med i dette prosjektet er ca to meter.

Når en kabel skal kobles til en annen del, dette kan for eksempel være en sikring, en annen kabel, eller liknende, må lederen gjøres tilgjengelig for tilkobling. Dette er viktig å gjøre på en måte slik at kabelavslutningen kan motstå den elektriske feltpåkjenningen den blir utsatt for. Koblinger mellom ulike høyspenningskomponenter skjer ofte i atmosfæriske omgivelser, hvor holdfastheten er langt lavere enn for ulike typer isolasjonsmaterialer.

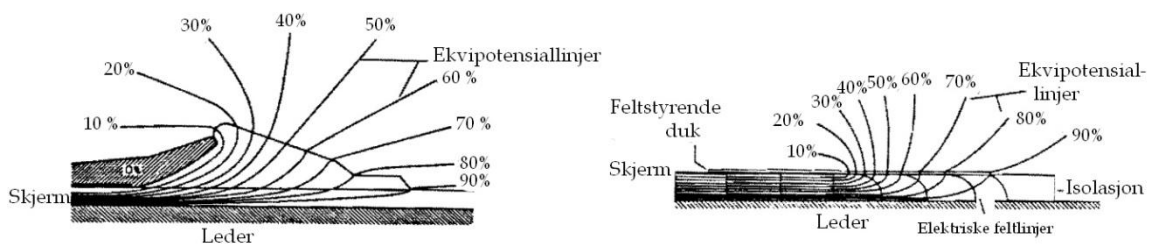
Det fundamentale problemet ved kabelavslutninger er illustrert i Figur 2. Figur 2 viser en skisse av ekvipotensiallinjer og elektrisk feltlinjer rundt en kabelavslutning uten noen form for feltkontroll. Isolasjonen rundt lederen er fjernet et stykke inn på kabelen. Den jordede kabelskjermen/ytre halvleder er kappen enda et stykke lenger inn på kabelen. Av figuren ser en at feltlinjene ligger svært tett i området hvor ytre halvleder er kuttet. Det elektriske feltet er også høyt i dette området. I dette området, spesielt dersom kabelen er omsluttet av luft, vil en kunne få partielle utladninger, og på sikt kan en få overslag mellom leder og jord. Partielle utladninger kan i dette området opptre ved relativt lav spenning.



Figur 2: Ekvipotensial linjer ved kabelavslutning med eksponert leder [27].

For å hindre at en får partielle utladninger og/eller overslag er det behov for en form for feltkontroll. Såkalte prefabrikkerte stress konuser er det mest vanlige for feltkontroll på kabelavslutninger. En illustrasjon av feltbildet rundt en stress konus er vist i Figur 3. For at ikke partielle utladninger skal forekomme er det svært viktig at disse monteres korrekt.

En annen metode er å benytte feltstyrende duk ved feltkontroll rundt kabelavslutninger. En illustrasjon på feltkontroll med feltstyrende duk er vist i Figur 3.



Figur 3: Kabelendeavslutning T.V.: Prefabrikkert stress konus T.H.: Feltstyrende duk [26].

I dette prosjektet ble endeavslutninger med feltstyrende duk benyttet på alle kabelavslutninger. Disse endeavslutningene er i motsetning til de prefabrikkerte stresskonusene montert "manuelt".

Skjøtene som er studert i dette prosjektet har blitt påmontert endeavslutninger med feltstyrende duk. Disse monteres på kabelavslutningene manuelt. Dette gjøres ved at ytre halvleder fjernes ("strippes") i ønsket lengde inn på kabelen. For endeavslutningene laget i forbindelse med dette prosjektet er ytre halvleder fjernet ca 40 centimeter inn på kabelen fra enden av kabelen.

Det er viktig at ytre halvleder har en rett og fin kant der den er kuttet. For å sikre at kanten på ytre halvleder er rett lakkeres halvledende lakk noen millimeter inn over PEX-overflaten. Teflonteip uten lim surres stramt rundt kabel på PEX-overflaten noen millimeter ifra ytre halvleder. Det benyttes teip uten lim for å hindre at limrester forblir på PEX-overflaten når teipen senere fjernes. Området mellom teipen og ytre halvleder påføres et lag halvledende lakk. Teipen fjernes når lakken har tørket.

Med ca to centimeter overlapp over ytre halvleder legges den feltstyrende resistive duken langs PEX-overflaten. Denne påføres nøyaktig, og så stramt som mulig for å hindre unødige luftfylte hulrom mellom duken og PEX-overflaten.

Utenpå den feltstyrende duken surres seks lag med elektrisk isolerende teip. Denne teipen er svært elastisk, og strammes når den påføres. Hensikten med denne teipen er å presse bort alle eventuelle hulrom mellom duken og PEX-overflaten.

En illustrasjon av montering av endeavslutninger er vist i Figur 4.



Figur 4: fremgangsmåte ved lagging av kabelendeavslutning. Bilde 1 og 2: Ytre halvleder fjernes. Bilde 3 og 4: Halvledende lakk påføres. Bilde 5: Feltstyrende duk pålagt. Bilde 6 og 7: Fjerning av hulrom.

Materiellet benyttet til endeavslutningene er:

- Halvledende lakk: Raychem EPPA 220
- Teflonteip: Chesterton 800, Gold End Tape
- Feltstyrende duk: ABB Kabeldon FSD PAD
- Elastisk isolerende teip: ABB Kabeldon IA 2333, IV tape

Alle kabelskjøtene studert i dette prosjektet skal testes for partielle utladninger. Det er derfor viktig at partielle utladninger ikke forekommer i endeavslutningene, da eventuell utladninger i endeavslutningene ikke vil la seg skille fra utladningene i selve kabelskjøten når partielle utladninger måles. Dette er svært viktig, da det er de eventuelle utladningene i kabelskjøtene en ønsker å studere.

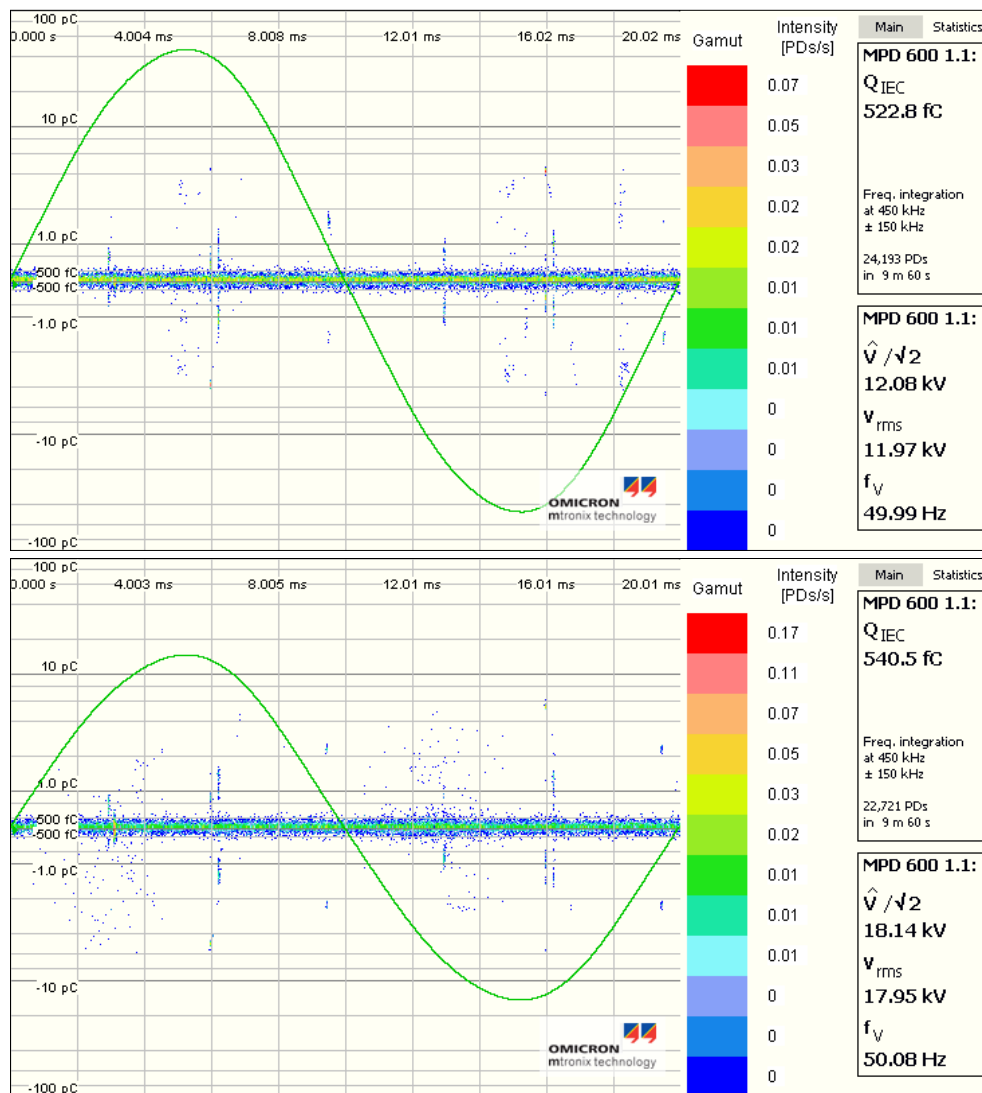
Under prepareringen av kabelskjøtene for forsøk ble noe av kablene kuttet av i hver ende av skjøtene. Dette ble gjort for å få plass i testcellene, samt å øke sensitiviteten under målingene av partielle utladninger.

Det ble montert endeavslutninger på to av de avkappede kabellengdene. Disse ble testet for partielle utladninger i samme måleoppsett som ved måling på kabelskjøtene. Dette ble gjort for å forsikre seg om at endeavslutningene var fri for partielle utladninger. Avslutningene ble testet ved 12 og 18 kV testspenning.

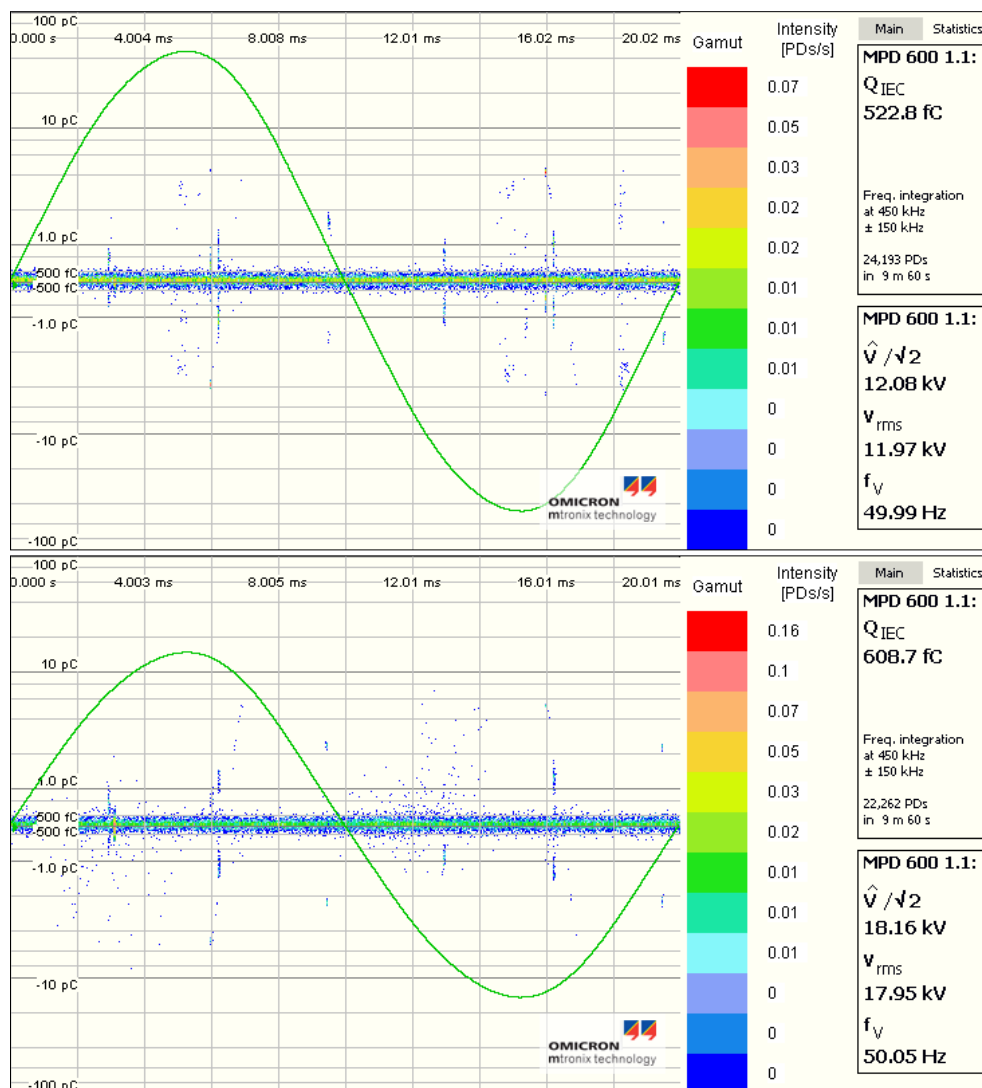
Måleoppsettet for måling av partielle utladninger ble også testet uten prøveobjekt tilkoblet.

Utladningsbildet ved test av kabellengdene med endeavslutninger og måleoppsettet alene viste samme resultat. De partielle utladningene som ble målt kan dermed antas å være støy.

Faseopløste PD plott fra testforsøkene er gjengitt i Figur 5 (kun måleoppsett) og Figur 6 (test av endeavslutninger).



Figur 5: Måleoppsett uten tilkoblet måleobjekt Oppe.: Test ved 6 kV, 10 min akkumuleringstid, Nede: Test ved 18 kV, 10 min akkumuleringstid.



Figur 6: Faseoppløste PD-plott ved test av endeavslutninger. Oppe: Test ved 6 kV, 10 min akkumuleringstid, Nede: Test ved 18 kV, 10 min akkumuleringstid.

Guard

Dielektriske tap vil opptre i hele isolasjonen. Det vil si at tapene som blir målt inkluderer både tap i kabelskjøten, kablene, samt endeavslutningene. Siden det er tapene i kabelskjøten som er av interesse i dette prosjektet er det ønskelig kun å måle strømmen gjennom isolasjonen rundt kabelskjøten.

Måleinstrumentet benyttet ved måling av dielektrisk respons måler strømmen som går fra den spenningsatte lederen, gjennom isolasjonsmaterialene, til skjermen rundt kabel og kabelskjøte. Et elektrometer er koblet mellom skjermen på kabelskjøten og jord.

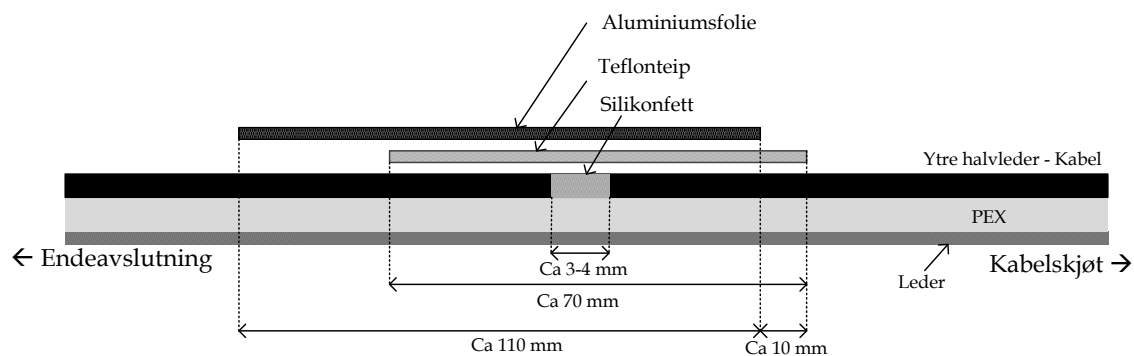
For å "fjerne" strømmen som går gjennom isolasjonen på kabel og endeavslutningene skjæres et hakk på ca tre millimeter i ytre halvleder et stykke innenfor endeavslutningen. Dette hakket separerer endeavslutningen samt noen av skjermen rundt kabel fra skjermen på kabelskjøten. Ved å gjøre dette kan skjerm rundt endeavslutninger samt noe av kabelen

jordes direkte, mens kabelskjøten jordes via et elektrometer. På denne måten blir bare lekkstrømmen gjennom kabelskjøten målt av instrumentet.

Guardene lages ved at ytre halvleder fjernes i en ring på ca en halv centimeter. En tommelfingerregel er å lage hakket like bredt som tykkelsen på kabelisolasjonen. Hakket kan lages ved å pusse bort ytre halvleder med et fint smergelpapir, eller to hakk kan skjæres med kniv, for å så å fjernes. Når kniv benyttes er det svært viktig at en ikke skjærer så dypt at det blir hakk i ytre halvleder.

Når hakket er klart fylles dette med silikonfett. Silikonfett brukes for å hindre hulrom. Utenpå surres isolerende teflonteip. En teiper ca tre centimeter inn på kabelen på hver side av hakket. Utenpå teflonteipen legges et lag aluminiumsfolie. Folien legges ca en centimeter inn på det teipede området på kabelskjøtsiden, og et godt stykke inn på ytre halvleder på endeavslutningssiden. En bruker aluminiumsfolie over hakket for å forhindre feltforsterkning rundt hakket. Ved hjelp av folien får en skjerm på kabelen som også dekker hakket.

Aluminiumstråd surres utenpå over aluminiumsfolien for å holde alt på plass. Helt til slutt legges et lag isolerende teip utenpå. Det teipes nesten helt frem til enden av aluminiumsfolien på kabelskjøtsiden, men ca en halv centimeter av aluminiumsfolien skal synes. Hensikten med denne er å beskytte garden mot ytre skader. En illustrasjon som viser guardens oppbygning er vist i Figur 7.



Figur 7: Prinsipiell skisse over oppbygging av guard, inkludert mål på størrelser.

Når garden er ferdig montert kontrolleres den ved at en magger isolasjonsmotstand mellom ytre halvleder på skjøten, og ytre halvleder ved endeavslutningen. Den målte ohmske motstanden må være i størrelsesorden 10^9 ohm.



Figur 8: Fremgangsmåte ved laging av guard. Bilde 1: Et hakk i ytre halvleder pusses/skjæres ut. Halvleder må fjernes helt inn til kabelisolasjonen. Bilde 2: Hakket dekkes med silikonfett for å hindre hulrom i hakket. Bilde 3: Over hakket surres ett eller flere lag med teflon teip (avhengig av teipens tykkelse). Bilde 4: Aluminiumsfolie legges over teflonteipen, med overlapp over kabelens ytre halvleder på siden hvor en ønsker å lede bort lekkstrømmen (i dette tilfellet området under endeavslutning og kabel. På siden mot prøveobjektet legges aluminiumsfolien noen millimeter inn på teflonteipen for på å sikre at det ikke er kontakt mellom folie og ytre halvleder. Bilde 5: Aluminiumstreng surres stramt rundt aluminiumsfolien for å sikre at denne sitter stramt mot kabelen. Bilde 6: Elektrikerteip surres utenpå det hele, men noen millimeter innenfor aluminiumsfoliens på prøveobjektsiden. Dette laget fungerer bare som en ytre beskyttelse.

Fukting

Den ene av de to kabelskjøtene skulle etter å ha gjennomgått en tørkeprosess igjen fuktes.

Det ble under prosessen hvor enlederskjøtene ble separert observert vann innenfor den ytre skjøttbeskyttelsen. Aluminiumsnettingen som var lagt utenpå trefase skjøten viste tydelig tegn på korrosjon, trolig grunnet vanninntregning.

Hensikten med forsøket var å forsøke å refukte kabelskjøten til opprinnelig tilstand, og tilsutt dissekere skjøten å studere i hvilken form og hvor i skjøten vann opptrer.

Hele skjøten ble dekket av vann når den igjen skulle fuktes. En slange ble montert rundt skjøten. Denne ble tettet i endene og fylt med vann. For å ha bedre kontroll på temperaturen inn i slangen ble en temperatursensor montert på skjøtens overflate. Bilde av slangen er gjengitt i Figur 9.



Figur 9: Kabelskjøten er plassert i slangen som er fylt nesten full av vann. Gummipropper er tredd inn på kablen og silikon (blå) er benyttet som ekstra tettemiddel. En slangeklemme er brukt for å holde gummiproppen på plass. Den grønne ledningen er termoelementet som er plassert på utsiden av skjøte

VEDLEGG D

Publisert paper til *10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics*, 4. - 8. juli 2010, Potsdam, Tyskland

Dielectric Properties of Service Aged Medium Voltage XLPE Cable Joints

Frank Mauseth and Knut Dahle Hammervoll
 NTNU, Dept. of Electric Power Engineering
 Trondheim, NORWAY
 frank.mauseth@ntnu.no

Sverre Hvidsten
 SINTEF Energy Research
 Trondheim, NORWAY
 sverre.hvidsten@sintef.no

Abstract - Generally, the failure statistics of medium voltage XLPE cable accessories in Norway show that the overall failure rate is relatively low. However, for some types of joints and especially those installed in the 1980's, the insulation resistance is becoming very low and such joints have also started to fail. The mechanisms for these failures are yet not fully determined. This work includes both on-site and laboratory characterisation of actual joints. During on-site condition assessment of the cable link, low resistivity values and partial discharges were detected. Then a selected three phase cable was removed from service, shipped to and further analysed in the laboratory. The joints were characterised by dielectric spectroscopy in frequency domain, DC resistance and measurements of partial discharges. The results show that the low resistivity of the joints as well as the partial discharge activity is likely due to the water sorption during service. Drying strongly reduces the dielectric losses and permittivity, as well as extinguishes the partial discharges.

Keywords: cable joint, condition assessment, dielectric response

I. INTRODUCTION

The medium voltage cable failure statistics in Norway show that the overall failure rates for the cable accessories are relatively low [1]. However, for some types of joints and especially those installed in the 1980's, the electrical conductivity is becoming very high and such joints have also started to fail. From dissections of joints suffered from breakdown, it has been found that some of the failures have been initiated by thermal degradation due to a too high transition resistance of the metal connector [1]. This has resulted in a severe oxidation leading to embrittlement and cracking of the insulation material initiating partial discharges. This has also occurred for wet joints having a low insulation resistance [1]. However, it has yet not been shown that water sorption in the insulation system of the joints could initiate partial discharges. Therefore, the main purpose of this paper is to examine service aged XLPE cable joints and to determine if the high water content could initiate partial discharges.

The contribution from the accessories during non-destructive water tree detection is dependent on the magnitude of the dielectric losses, conductivity as well as the (real part of the) capacitance of the joints and terminations. It can be important to know their "parasitic" influence as their dielectric response is in many cases similar to that detected for water tree aged cables. For wet joints water sorption can result in a

significant increase in conductivity, making condition assessment by using methods based on time- or frequency domain dielectric response methods difficult. There have also been reported especially low resistivity values for some joint types, making condition assessment of the whole cable link impossible [2, 6-8]. Also partial discharge occurring during the condition assessment could contribute to higher (and voltage dependent) dielectric losses [2].

There are some measures that can be taken in order to avoid misinterpretation of the measurements. Typically the accessories (including joints) have voltage dependence even at low voltages, but for water treed cables, the voltage dependence occurs at a certain (high) voltage level. This could be used during the assessment. In addition periodic testing could be performed under the same test conditions to follow the general trend of measured capacitance and dissipation factor.

II. BACKGROUND

When applying a sinusoidal voltage to a dielectric material, the complex permittivity can be determined from the resulting current [4];

$$\varepsilon(\omega) = \varepsilon'(\omega) - i\varepsilon''(\omega) = \varepsilon_r + \chi'(\omega) - i(\chi''(\omega) + \frac{\sigma}{\omega\varepsilon_0}) \quad (1)$$

where $\chi'(\omega)$ and $\chi''(\omega)$ is the real and imaginary parts of the dielectric susceptibility, ε_r is the relative permittivity, ω is the angular frequency, σ is the conductivity and ε_0 is the vacuum permittivity.

The real and imaginary parts of the dielectric susceptibility are related by the Kramers-Kronig relations [3]. This means that the transformation from the real to the imaginary part (or vice versa) of the dielectric susceptibility should yield the same result. When calculating both the real and imaginary parts of the dielectric susceptibility from frequency domain dielectric response measurements, this transformation could be used as a control of the consistency of the measured signals [3].

The relative permittivity is associated with the susceptibility, and the relation can be expressed as shown in (1). The last term in this equation is the contribution to the loss from the conductivity. In frequency domain it is difficult to distinguish between the conductive and dielectric part of the losses. However, at low frequencies the conductivity may

dominate the dielectric losses ($\epsilon''(\omega)$) causing a strong increase in the losses at low frequencies. Thus in such cases it may become possible to distinguish between these losses from measurements performed at several frequencies.

The real and imaginary parts of the complex permittivity, are linked by the dielectric loss tangent, ($\tan \delta'(\omega) = \epsilon''(\omega) / \epsilon'(\omega)$). For diagnostic purpose several dielectric diagnostic parameters are established [4]. These are summarised in Table I.

Symbol	Description
$\epsilon'(\omega)$	Real part of the permittivity
$\Delta\epsilon'(\omega)$	Changes in the real part of the permittivity ($\Delta\epsilon'(\omega) + \text{const} = \chi'(\omega)$)
$\epsilon''(\omega)$	The imaginary part of the relative permittivity (dielectric loss)
$\tan \delta'(\omega)$	The dielectric loss tangent ($\tan \delta'(\omega) = \epsilon''(\omega) / \epsilon'(\omega)$)
$\Delta(\Delta\epsilon'(\omega))$	Changes in the real part of the permittivity with voltage
$\Delta\epsilon''(\omega)$	Changes in the dielectric loss factor with voltage
$\Delta \tan \delta'(\omega)$	Changes in the dielectric loss tangent with voltage

TABLE I. DIAGNOSTIC PARAMETERS

The changes in the parameters (voltage dependence) are in this work taken from measurements at 1 and 6 kV.

III. EXPERIMENTAL WORK

A. Cable Joint Samples

The principal design of the examined joints is shown in Fig. 1.

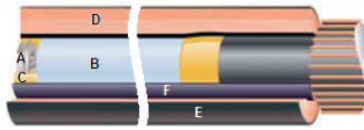


Figure 1. Cross-section of the cable joint. A-joint, B-insulation (XLPE), C-Yellow mastic, D-Insulation tube (EPDM/EPR), E-Outer semi-conductor and F-Field grading mastic.

The cable joints are built up of several layers. The irregularities between the metallic joint and field grading mastic are smoothed by a yellow mastic, giving a minimal field enhancement. The next layer is a heat shrinking insulation tube of rubber (EPDM or EPR) preventing cavities between the field grading layer and the rubber insulation. On the outside the heat shrink tube has an outer semi-conductor that is covered with aluminium lattice connected to the ground wires of the cable.

The examined wet designed three phase 12 kV XLPE with the joint was 385 meter long and installed in 1983. The cable link had been in service without suffering from any failures. Dielectric spectroscopy of water treed cables from this generation, show that $\tan \delta$ is typically in the range of 10^{-4} [2]. A 3.5 metre cable length including the cable joint was removed from service in 2009 in order to perform further examinations in the laboratory.

B. Preparation of Samples

When removed from service, the cable was carefully packed and sealed to prevent any desorption of moisture or any mechanical damage during transportation.

Before dielectric spectroscopy measurements, the jacket was removed exposing the cable joint and the outer semi-conductor of the cables to air. A metallic wire was twisted around the joint connecting the outer semi-conductor at both sides of the joint. A water tight aluminium foil was then subsequently installed at the joint surface. In addition, some layers of aluminium foil were installed mechanically protecting the water barrier sealing as well as 10 cm of the adjacent cable at both sides of the joint.

Close to the cable terminations, guards were made preventing contributions to the permittivity from the terminations [4]. A principal drawing of the guard is shown in Fig. 2.

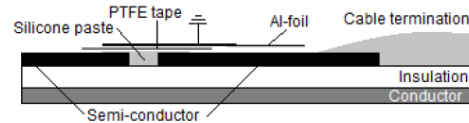


Figure 2. Guard used at cable terminations

A small section of the semi-conductor was removed and filled with silicone paste covering the gap and a few cm of the adjacent semi-conductor at both sides. A thin layer of PTFE-tape was wrapped around the cable covering the silicone paste. Aluminium tape was subsequently twisted around the PTFE tape leaving 10 mm of the tape uncovered at the cable joint side. Finally an aluminium thread was wrapped around the tape and connected to ground. The cable terminations were made using field grading and shrinkage tapes to obtain a high PD inception voltage which was measured to be well above 18 kV. Before partial discharge measurements the guard was removed and the XLPE surface was covered with a semi-conductive paint and tape to avoid any discharges.

C. Conditioning in Laboratory

Measurements were initially performed with the joint samples in the same condition as received from service (wet). Consecutive measurements were done after drying in a climate chamber at 90 °C and a relative humidity of 10% for 24, 48, 72 and 96 hours. Before drying, the water tight layers of aluminium tape and foil was removed. After drying, the cables were cooled to RT for 24 hours (20 °C) before electrical characterisation.

D. Characterisation Methods and Procedures

The on-site measurements include AC dielectric spectroscopy (DS), insulation resistance (IR) and partial discharge (PD) measurements (localisation technique). The measurements were initially performed in 2005 (IR/DS) and then in 2007 (IR/PD). In the laboratory the same methods were applied, except that the partial discharge measurements were performed according to IEC 60270. These measurements were performed from 1 to 9 kV, with 1 kV each step. Then the

voltage was reduced in step of 1 kV to 3 kV. Each step had a duration of 30 minutes recording any partial discharges at a background noise level of about 0.1 to 0.5 pC. The dielectric spectroscopy measurements were performed at different voltages up to U_0 in service ($1.5U_0$ in the laboratory) and in the frequency range of 0.1 to 10 Hz (100 Hz in the laboratory).

IV. EXPERIMENTAL RESULTS AND DISCUSSION

A. On-Site Measurements

Fig. 1 and Table 2 shows the results from the on-site measurements of one phase of the 385 metres long cable link, and laboratory measurements of one of the 2.15 metres long cable section including the joint. It can be seen that the $\tan \delta$ measured on-site at U_0 is strongly frequency dependent with high magnitudes compare to that measured for an unaged XLPE cable which is in the range of 10^{-4} [2]. The on-site

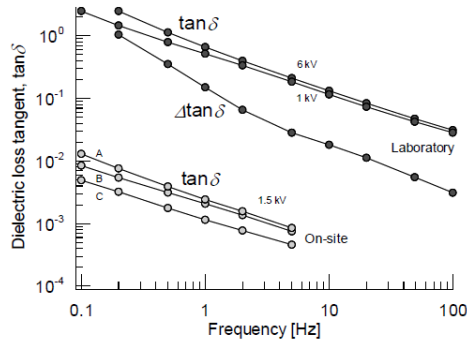


Figure 3. Dielectric loss factor determined during on-site measurements and 'as received' laboratory measurements of Phase A.

measurements were aborted at 4.5 kV due to the high values at low frequencies. The magnitudes of the losses at 4.5 kV were about the same as that measured at 1.5 kV. Such high loss makes the condition assessment of the XLPE cable not possible using this method.

The resistivity of the cable link was measured in 2005 and each second year. The values are presented in Table 2. It is seen that the IR values were significantly reduced when re-measured in 2007. At 7-9 kV partial discharges were detected in phase B and the discharge site was located to a joint.

TABLE II. ON SITE MEASUREMENTS

Phase	Insulation Resistance [Gohm]				PD [pC]
	A	B	C	Laboratory (L,) On-site (O)	
2005	4.1	2.0	1.1	O	---
2007	1.9	0.9	0.6	O	105 ¹
2009	1.5	0.77	0.43	L	500

¹ Arbitrary value, detected in phase (B) at 9 kV.

B. Laboratory measurements

The reference measurements of the wet joint show that the strong frequency dependence of $\tan \delta$ for the joint was about the same as that determined for the cable link during the on-site

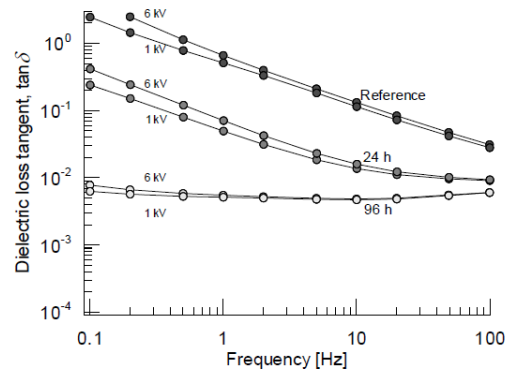


Figure 4. Dielectric loss factor as a function of frequency and drying time at 90°C and 10% RH in a climate chamber of one of the phases.

measurements (see Fig. 1). However the magnitude of $\tan \delta$ was higher than 1 at 0.1 Hz. The voltage dependence (non-linearity) of $\tan \delta$ was high in magnitude and frequency dependent. This was particular clear for frequencies below 1 Hz. About the same results were determined for the other two phases.

Fig. 4 shows the results of $\tan \delta$ after drying for up to 96 hours. It is demonstrated that drying has a significant impact on the dielectric losses. The magnitude and both the voltage and frequency dependence are strongly reduced after 96 hours of drying at 90°C, especially at low frequencies close to 0.1 Hz. At 0.1 Hz the losses are reduced by a factor of 200. After 96 hours the losses are approximately frequency independent. This indicates that the frequency dependence is only caused by the absorbed water vapour during service. The same feature is determined for the change in the real part of the permittivity ($\Delta \epsilon'$) as indicated in Fig. 5. The magnitude of the change in permittivity strongly decreases as a function of drying time and becomes less frequency dependent. The voltage dependence (non-linearity) is rather small independent of the water content.

The measurements of the voltage dependence of partial discharges and the permittivity at 50 Hz for one of the wet joints are shown in Fig. 6.

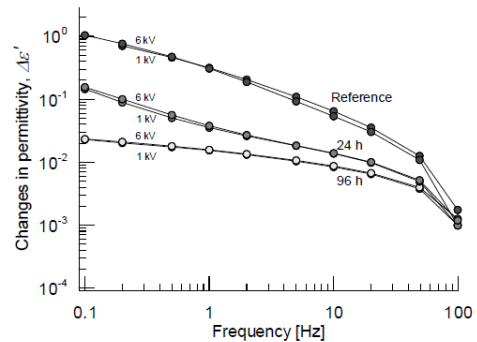


Figure 5. Measurements of the real part of the permittivity as a function of frequency and drying time.

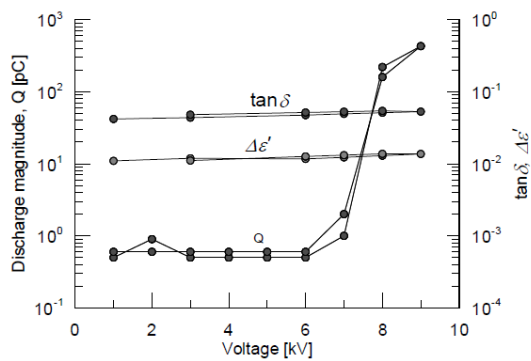


Figure 6. Discharge magnitude and loss tangent taken at 50 Hz as a function of voltage for Phase A (as received from service) before drying. The background noise was in the range of 0.5 to 0.7 pC.

The voltage dependence of both the $\Delta\epsilon'$ and the $\tan\delta$ is relatively small at 50Hz. During the reduction of the voltage to 3 kV, the permittivity was re-measured as presented in the same figure. It can be seen that no change is detected the second time of measurements, indicating low or no hysteresis. This is an important feature for diagnostic testing; as the appearance of hysteresis is used to determine water treed cables [4].

PD was detected for the wet cable samples (as received). The onset of partial discharges was slightly above service stress (7kV) similar as that measured in service. The magnitude was about 500 pC at 9 kV. About the same feature was measured for the other phases. A Phase Resolved Partial Discharge Analysis (PRPDA) plot of the discharges at 9 kV is shown in Fig. 7. After drying, no discharges were detected even up to 9 kV. This indicates that the presence of humidity was necessary to initiate discharges.

This effect of humidity on partial discharges has previously been examined on models (rod/plane gap) using different solid materials. When increasing the humidity, the partial discharge activity significantly increased. However,

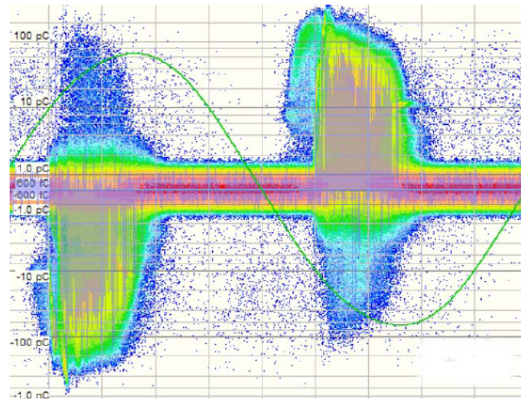


Figure 7. PRPDA plot at 9 kV measured on Phase A as received (wet). The discharge magnitude is well above 300 pC.

this is depended on the surface conductivity of the materials involved [9].

It was also observed that the discharge currents above 7 kV did not cause any voltage dependence of the loss factor, likely due to the high loss currents (high conductivity) for the wet samples.

V. CONCLUSIONS

The water absorption of the rubber type joints installed in the eighties increases the permittivity of the joints dramatically. This increase can make the condition assessment of the cable insulation not possible using dielectric spectroscopy.

It is demonstrated the water absorption can induce partial discharges in the joints. This can reduce the service lifetime of the joints as XLPE is considered vulnerable to partial discharges.

FURTHER WORK

The cables will be re-wetted in order to examine if the partial discharges reappear. Then the discharges will be located and a dissection of the joints close to the PD site will be performed. The main purpose of this analysis is to determine if the PD is actually caused by the water sorption, and eventually determine the state of the water in the joints close to the discharge site.

ACKNOWLEDGMENT

We wish to thank Øystein Skoglund and Terje Sveen at Eidsiva Energi in Norway for their support of test samples taken from service making this work possible.

REFERENCES

- [1] H. Faremo et.al.: " Service Experience for XLPE Cables Installed in Norway - from Graphite Painted Insulation Screens to Axially and Radially Water Tight Cable Constructions", 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Birmingham, pp. 3.2.1-3.2.5, (1997).
- [2] S. Hvidsten and J.T. Benjaminsen: "Diagnostic Testing of MV Cables with Low Density of Water Trees", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Anaheim CA, USA, April 2-5, pp. 105-108, 2000.
- [3] A.K.Johnscher: "Dielectric Relaxation in Solids", Chelsea Dielectric Press, London 1983.
- [4] Werelius et.al.: "Dielectric Spectroscopy for Diagnosis of Water Tree Deterioration in XLPE Cables", IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, No.1, February 2001.
- [5] A.K.Johnscher: "Dielectric Relaxation in Solids", Chelsea Dielectric Press, London 1983.
- [6] T. Brincourt and V. Regaudie: "Evaluation of different diagnostic methods for the French underground MV network". JICABLE 99, paper No. B5.2, p.p. 451-456. Versailles, France.
- [7] N. Amyot et. al: "Dielectric Response of Cable Accessories and its Influence on Cable Diagnostics", IEEE CEIDP 2002, pp 434 – 437.
- [8] E.Ildstad and S.Hvidsten: "Application of a 5 kV DC Insulation Tester for Diagnostic Testing of Water Treed XLPE Cables", NORD-IS 01, June 11-13, Stockholm
- [9] H. Edin: "Partial Discharges Studied with Variable Frequency of the Applied Voltage", PhD Thesis, ISSN 1100-1593, Stockholm, Sweden, 2001.

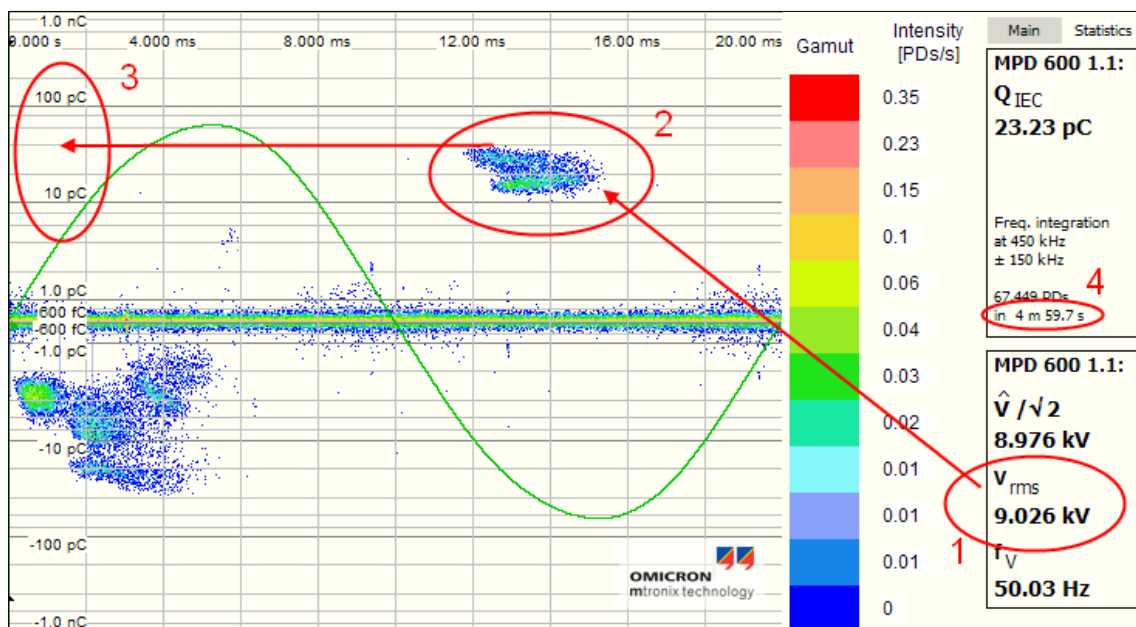
VEDLEGG E

Avlesningsprosedyre faseoppløste PD-plott

Avlesning av de partielle utladningenes størrelse er gjort manuelt ut fra de faseoppløste PD-plottene.

Metoden bak avlesning er basert på maksimale utladninger, som ikke er enkeltutladninger. Siden de faseoppløste plottene presenterer akkumulerte utladninger i løpet av en forhåndsbestemt målesekvens, må de maksimale utladningene ha forekommet med en

Avlesningen er illustrert med noen eksempler under.



Figur 1: Avlesning fra faseoppløst PD-plott. 1: Testspenning, 2: Største utladninger, 3: Akse som angir utladningenes størrelse, 4: Målingens akkumuleringstid.

Prosedyren for avlesning er som følger:

- 1) Registrere spenningsnivå (V_{rms}).
- 2) Finne hvor på fasen de største utladningene er
- 3) Registrere størrelsen på utladningene.

For eksempelet over er spenningsnivået 9 kV, og de maksimale utladningene er på ca 40 pC. De største utladningene som leses av må ikke kun være enkeltutladninger. Det vil si at en må se på fargeskalaen, merket Gamut i Figur 1, og lese av de største utladningene hvor intensiteten er større enn 0 utladninger per sekund (0 PDs/s).

VEDLEGG F

Driftsmerking kabelanlegg

I dette vedlegget er kopier av tabellene som var sendt med som følgebrev til kabelskjøtene. Dette er tatt med for at Eidsiva Energi AS skal kunne relatere de enkelte kabelskjøtene opp mot sin egen driftsmerking av kabelanleggene/kabelskjøtene. Tabell 1, Tabell 2 og Tabell 3 angir driftsdata for kabelanleggene henholdsvis Kabelskjøt 1, Kabelskjøt 2 og Kabelskjøt 4 er hentet fra. For kabelskjøt 3 mangler driftsdata.

Tabell 1: Driftsmerking kabelanlegg som Kabelskjøt 1 er hentet fra.

Driftsmerking	Objnr	Plassering	Spg	Byggeår	Type	Fabrikat
<u>Slømsrudvn - Kabelmast</u>						
V260 - K mast	661937		11	1983	TXSP 1*3*240 AL	

Tabell 2: Driftsmerking kabelanlegg som Kabelskjøt 2 er hentet fra.

Driftsmerking	Objnr	Plassering	Spg	Byggeår	Type	Fabrikat	Lengde	Tiltak
<u>Krematoriet - Ubåten</u>								
H050 - H004	661742		11	1995	TSLE 3*1*240AL		0,183	Skifte skjøt430m fra H050
	664994		11	0	TXSP 1*3*240 AL		0,469	NB. minst 4 lengder og 3 skjøter

Tabell 3: Driftsmerking kabelanlegg som Kabelskjøt 4 er hentet fra.

Driftsmerking	Objnr	Plassering	Spg	Byggeår	Type	Fabrikat
F302 gjerlaugvn - F317 Bredrup	665049		11	?	TXSP 1*3*240 AL	