

# Sammenligning av målte og beregnede temperaturer langs strømbelastede Oslofjord kabler

**Trine Singelstad Andersen**

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2017

Hovedveileder: Erling Ildstad, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk





## Hovedoppgave Våren 2017

Kandidatens navn: Trine Singelstad Andersen

Fag: Electric Power Engineering

Oppgavens tittel (norsk): **Sammenligning av målte og beregnede temperaturer langs strømbelastede Oslofjord kabler.**

Oppgavens tittel (engelsk): **Comparison of measured and calculated temperatures of current loaded power cables crossing the Oslo Fjord.**

I fremtiden er det behov for å drifte kabelanlegg på en mer fleksibel måte enn hva som gjøres i dag. For å kunne utnytte anleggene bedre er det viktig å frembringe ny kunnskap om hvordan strømbelastning, omgivelsestemperatur og kabel/forlegnings design påvirker temperaturforholdene langs en forlagt sjø- eller jordkabel. Forståelse for dette er avgjørende for at kabelisolasjonens tåleevne kan vurderes med hensyn på kjøling og termisk treghet i kabelsystemet.

I 2013 installerte Statnett ni 13 km lange AC kabler på tvers av ytre Oslofjord. Kablene driftes ved 420 kV og er designet for en maksimal strømbelastning på 1350 A. Tre av kablene er PEX isolerte mens seks er oljetrykks-papirisolerte kabler. Kablene ble utstyrt med optiskfiber, såkalt DTS system (Distributed Temperature Sensing), for overvåking av temperaturen langs kabelkappen.

Høsten 2016 ble det gjennomført en prosjektoppgave som viste at de maksimale kabeltemperaturene oppstår i strandsonen, der kabelen er forlagt i luftkjølt kulvert. Formålet med denne hovedoppgaven har vært å sammenligne resultatene fra ulike beregningsmetoder med målte temperaturer mottatt fra driftsoperatøren.

Besvarelsen forventes derfor å inneholde følgende elementer.

1. Et kort litteraturstudie, inkludert teoretisk basis, eventuelle normer, beskrivelse av andres erfaringer og vurdering av ulike beregningsmetoders muligheter og begrensinger.
2. Studie av ulike driftseksempel med presentasjon av beregningsresultater og sammenligning med relevante målte temperaturverdier.
3. Drøfting av beregningsresultatene med vekt på metodenes muligheter og begrensinger, blant annet knyttet til gyldighet av forenklinger og fysiske antagelser.
4. Om mulig fremme anbefalinger for videre undersøkelser og fremtidig bruk av temperaturmålinger ved drift av store kabelanlegg.

Start: 18. Januar 2017

Innlevering: 14. Juni 2017

Faglærer: Prof. Erling Ildstad

( [Erling.Ildstad@elkraft.ntnu.no](mailto:Erling.Ildstad@elkraft.ntnu.no) )

## Forord

Denne hovedoppgaven har blitt utført ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), ved institutt for elkraftteknikk våren 2017. Oppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven som ble utført høsten 2016, og er en del av den toårige graden *Master i energibruk og energiplanlegging*.

Denne oppgaven er et samarbeid mellom NTNU og Statnett. Jeg ønsker å takke min kontaktperson ved Statnett, Tony Lucignano, for gode og raske tilbakemeldinger når jeg har tatt kontakt med spørsmål gjennom prosessen. I tillegg vil jeg takke han for å ha tatt seg tid til å ta meg med til pumpestasjonen på Evje for å vise meg anlegget, noe som ga god innsikt og økt motivasjon.

Videre ønsker jeg å takke min veileder ved NTNU, professor Erling Ildstad, for god hjelp og veiledning. Jeg ønsker også å takke vitenskapelig assistent ved NTNU Hallvar Haugdal og ingeniør ved COMSOL's hovedkontor Erlend Kristiansen for god hjelp til utføringen av min modell i COMSOL Multiphysics. I tillegg vil jeg takke Espen Eberg ved SINTEF for at han tok seg tid til å hjelpe meg med å sette meg inn i og forstå beregningsgrunnlaget som legges frem i IEC 60287.

Til slutt vil jeg takke kjæresten min Håkon, som har vært en god støtte og hjelpsom sparrepartner underveis i prosessen.



## Sammendrag

En viktig aldringsmekanisme i strømkabler er høye driftstemperaturer, da dette kan påvirke kvaliteten på isolasjonen. Det er derfor viktig å overvåke temperaturene i kablene. For bedre utnyttelse av kabelanleggene er det viktig å undersøke hvilken påvirkning strømbelastning, omgivelsestemperatur, kabeldesign og forlegning har på temperaturforholdene langs en forlagt kabel. Forståelse for dette er avgjørende for at kabelisolasjonens tåleevne kan vurderes med tanke på kjøling og termisk treghet i kabelsystemet.

I denne hovedoppgaven har påvirkningen fra last og omgivelsestemperaturer på temperaturene i kablene som krysser ytre Oslofjord blitt analysert. En PEX-kabel og en oljetrykks-papirisolert kabel, videre kun referert til som oljekabel, er undersøkt i delen av traseen hvor kablene ligger i en luftfylt kulvert. Videre er det foretatt temperatur- og lastberegninger ved å benytte både analytisk og numerisk metode. Den analytiske metoden benyttet er beregninger utført ved hjelp av IEC 60287, som er den internasjonale standarden for beregning av kablers strømføringssevne. Den numeriske metoden som benyttes er beregninger utført i simuleringsprogrammet COMSOL Multiphysics.

Formålet med temperaturberegningene har vært å sammenligne beregnede temperaturer i kablens PE-kappe med virkelige målinger. Disse målingene er utført av et innebygd DTS-system (Distributed Temperature Sensing) som overvåker temperaturen langs kabelkappen. Lastberegningene er utført for å undersøke kablens maksimale strømføringssevne. Videre blir lastberegningene benyttet til å estimere tiden det tar for kablene å nå de høyeste tillatte driftstemperaturene ved maksimal last.

Kabeltemperaturene har ifølge innledende analyse en klar sammenheng med omgivelstemperaturer i august, hvor omgivelsestemperaturen er høy og lasten lav. I januar, hvor lasten er høy og omgivelsestemperaturen lav, er det sterkest korrelasjon mellom kabeltemperatur og last. Det er foretatt en tidsavhengig numerisk beregning av temperaturutviklingen i kablene, der denne sammenhengen er undersøkt. I beregningene framkommer det ingen vesentlig korrelasjon, noe som kan tyde på ufullstendig beregningsmodell.

Beregningene som er utført i denne oppgaven, og de tilhørende resultatene er generelt svært følsomme for hvilken modell som benyttes. I temperaturberegningene er det store variasjoner mellom beregninger og de faktiske målingene, mens lastberegningene konsekvent gir høyere resultat ved å benytte analytisk metode enn når numerisk benyttes. I tillegg fører små endringer i last til store endringer i kabelens oppvarmingstid.





## Abstract

An important aging mechanism in power cables are high operating temperatures, as this can affect the quality of the cable insulation. Thus, it is vital to monitor the cable temperatures. To better utilize the cable installation, it is therefore important to examine the influence of current load, ambient temperature, design of the cable and the laying of the cable on the cable temperature. It is important to get an understanding of these factors, to be able to estimate the tolerance of the cable insulation in relation to cooling and thermal inertia in the cable system.

In this thesis the influence of load and ambient temperature on the cable temperature of the cables crossing the outer Oslo fjord has been analyzed. One XLPE (cross-linked polyethylene) cable and one paper insulated SCFF (self-contained fluid filled) cable has been inspected. On shore, these cables are placed in an air filled tunnel, called the cable culvert. Temperature and load calculations are carried out, both using analytical and numerical approach. The analytical approach is conducted by using IEC 60287, which is the international standard for calculation of the current rating in cables. The numerical approach is carried out by performing calculations in COMSOL Multiphysics.

The purpose of the temperature calculations has been to compare the calculations with the real temperature measurements performed by the DTS (Distributed Temperature Sensing) system. This system monitors the temperatures in the PE-sheath of the cables. The load calculations are performed to investigate the maximum load capacity of the cables, and the development of temperature through time to investigate how long it takes to reach maximum operating temperature with the calculated loads.

According to the initial analysis, there is a correlation between the cable temperatures and the ambient temperatures in August. In January, the main correlation is between the cable temperatures and the loads. A time dependent numerical calculation of the temperature development is performed to investigate these correlations further. No significant correlation appears in these calculations, which indicates that the numerical method might be somewhat incomplete.

The calculations performed in this thesis, and the associated results, are very sensitive to the choice of calculation method. There is a big difference between the calculated and measured temperatures. When calculating the loads, the results are consequently higher when performed by the analytical method than the numerical method. Additionally, small changes in the load give noticeable changes in the heating time in the cables.



## Innholdsfortegnelse

Forord.....	III
Sammendrag .....	V
Abstract .....	VII
Figurliste.....	1
Tabelliste .....	3
1. Innledning.....	5
1.1 Bakgrunn .....	5
2. Teoretisk grunnlag for varmeutvikling i kabler og kabelomgivelser .....	7
2.1 Varmeoverføringer i underjordiske kabler.....	7
2.2 Varmeoverføringer i kabler installert i luft.....	7
3. Bakgrunnsinformasjon om Statnetts kabelanlegg .....	8
3.1 Soneinndeling og trase .....	8
3.2 Oljekabel.....	9
3.3 PEX-kabel.....	10
3.4 Temperaturovervåkning av kablene.....	11
4. Metode .....	13
4.1 Analyse av kabeltemperaturer .....	13
4.2 Analytisk beregning ved hjelp av IEC standard .....	14
4.2.1 Beregning av tap.....	14
4.2.2 Termisk motstand.....	18
4.2.3 Temperaturberegninger .....	20
4.2.4 Beregning av kablernes maksimale strømføringsevne .....	21
4.3 Numerisk metode ved bruk av COMSOL Multiphysics.....	22
4.3.1 Oppbygging og grensebetingelser i COMSOL modellene.....	22
4.3.2 Temperaturberegninger .....	22
4.3.3 Beregning av kablernes maksimale strømføringsevne .....	23
5. Resultater .....	24
5.1 Analyse av kabeltemperaturer .....	24
5.1.1 August.....	24
5.1.2 Januar .....	25
5.2 IEC analytisk metode .....	26
5.2.1 Kabeltemperaturer .....	26
5.2.2 Maksimal strømføringsevne.....	27
5.3 COMSOL.....	28
5.3.1 Temperaturberegninger .....	28

5.3.2	Maksimal strømføringsevne .....	40
6.	Diskusjon .....	46
6.1	Analyse av kabeltemperaturer .....	46
6.2	Kabeltemperaturer .....	47
6.3	Kablenes maksimale strømføringsevne.....	49
6.3.1	Stasjonært løseroppsett .....	49
6.3.2	Tidsavhengig simulering .....	50
7.	Konklusjon .....	52
8.	Videre arbeid .....	53
9.	Referanseliste .....	54
	Vedlegg 01 .....	56
	Vedlegg 02 .....	57
	Vedlegg 03 .....	61
	Vedlegg 04 .....	62
	Vedlegg 05 .....	63
	Vedlegg 06 .....	64

## Figurliste

Figur 1: Oversiktsbilde av kabelanlegget [8] .....	9
Figur 2: Oljekabelens oppbygging [8] .....	10
Figur 3: PEX-kabelens oppbygging [8] .....	11
Figur 4: Termisk ekvivalentskjema .....	14
Figur 5: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for oljekabel i august .....	24
Figur 6: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for PEX-kabel i august .....	24
Figur 7: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for oljekabel i januar .....	25
Figur 8: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for PEX-kabel i januar .....	25
Figur 9: Varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i januar, full modell. X- og y-aksen viser avstand i mm. ....	29
Figur 10: Nært utsnitt av varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i januar. X- og y-aksen viser avstand i mm. ....	29
Figur 11: Temperaturer i olje- og PEX-kablenes PE-kappe. Oljekabel illustreres av blå markering, og PEX-kabel illustreres av grønn markering .....	29
Figur 12: Datagrunnlag for simulering av oljekabel .....	30
Figur 13: Temperaturutvikling i oljekablenes PE-kappe. Oljekabeltemperaturen illustreres av blå markering, mens grønn markering illustrerer temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C] .....	30
Figur 14: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel .....	31
Figur 15: Temperaturutvikling i PEX-kablenes PE-kappe. PEX-kabel illustreres av blå markering, mens grønn markering illustrerer temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C] .....	31
Figur 16: Datagrunnlag for simulering av oljekabel .....	32
Figur 17: Temperaturutvikling i oljekablenes PE-kappe. Oljekabel illustreres av blå markering, mens grønn markering illustrerer temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C] .....	32
Figur 18: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel .....	32
Figur 19: Temperaturutvikling i PEX-kablenes PE-kappe. PEX-kabel illustreres av blå markering, mens grønn markering illustrerer temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C] .....	33
Figur 20: Varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i august, full modell. X- og y-aksen viser avstand i mm. ....	34
Figur 21: Nært utsnitt av varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i august. X- og y-aksen viser avstand i mm. ....	34
Figur 22: Temperaturer i olje- og PEX-kablenes PE-kappe. Oljekabel illustreres av blå markering, og PEX-kabel illustreres av grønn markering .....	35
Figur 23: Datagrunnlag for simulering av oljekabel .....	35
Figur 24: Temperaturutvikling i oljekablenes PE-kappe. Blå linje viser oljekabelen, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen .....	36
Figur 25: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel .....	36

Figur 26: Temperaturutvikling i PEX-kablenes PE-kappe. Blå linje viser PEX-kabelen, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen.....	37
Figur 27: Datagrunnlag for simulering av oljekabel .....	38
Figur 28: Temperaturutvikling i oljekablenes PE-kappe. Blå linje viser oljekabelen, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen.....	38
Figur 29: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel.....	39
Figur 30: Temperaturutvikling i PEX-kablenes PE-kappe. Blå linje viser PEX-kabelen, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen.....	39
Figur 31: Beregnede temperaturer i PEX-kabelen (grønn markering) og oljekabelen (blå markering)	40
Figur 32: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur .....	41
Figur 33: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur.....	41
Figur 34: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur og last på 1350 A.....	42
Figur 35: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur og last på 1350 A .....	42
Figur 36: Beregnede temperaturer i PEX-kabelen (grønn markering) og oljekabelen (blå markering) .	43
Figur 37: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur .....	44
Figur 38: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur.....	44
Figur 39: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur og last på 1350 A.....	45
Figur 40: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur og last på 1350 A .....	45
Figur 41: Temperaturutvikling i enkel PEX-kabel med konveksjon i kulvert.....	64
Figur 42: Lufthastighet i kulvert .....	64

## Tabelliste

Tabell 1: Oljekabelens struktur [10] .....	10
Tabell 2: PEX-kabelens struktur [10] .....	11
Tabell 3. Laster som benyttes i IEC beregninger .....	26
Tabell 4: Temperaturresultat, beregnet ved analytisk metode. ....	26
Tabell 5: Resultat for maksimale strømføringskapasitet, beregnet ved analytisk metode .....	27
Tabell 6: Sammenligning mellom målte og beregnede temperaturer.....	47
Tabell 7: Analytisk metodens prosentvise avvik fra de ulike numeriske metodene .....	48
Tabell 8: Maksimal strømføringssevne i kablene som følge av oppnådde maksimale driftstemperaturer .....	49
Tabell 9: Maksimal strømføringssevne i kablene som følge av oppnådde maksimale driftstemperaturer .....	50
Tabell 10: Tid det tar for kablene å nå maksimal driftstemperatur med ulik påsatt last, og utgangspunkt i 0 A.....	50
Tabell 11: Benyttede parametere i IEC beregninger .....	56
Tabell 12: Delberegninger oljekabel, januar.....	60
Tabell 13: Delberegninger oljekabel, august.....	60
Tabell 14: Delberegninger PEX-kabel august.....	60
Tabell 15: Delberegninger maksimal strømføringssevne, analytisk metode.....	61
Tabell 16: Materialoversikt PEX-kabel, numerisk metode .....	62
Tabell 17: Materialoversikt oljekabel, numerisk metode .....	62
Tabell 18: Inndata oljekabel .....	63
Tabell 19: Inndata PEX-kabel.....	63





# 1. Innledning

Høyspente kabelanlegg krever høye investeringskostnader, og det er dermed forventet at slike systemer er driftssikre i minst 25-30 år. En viktig faktor som påvirker kvaliteten til kabelisolasjonen er høye driftstemperaturer i kabelen. Slike høye temperaturer fremskynder kabelisolasjonens aldriingsprosess, og kabelens driftsperiode forkortes dersom disse ikke oppdages og forebyggende tiltak iverksettes. Temperaturer burde derfor overvåkes langs kablene i sanntid.

I 2014 ble Nye Oslofjord Kabelanlegg satt i drift. Dette er en 420 kV sjøkabelforbindelse som krysser ytre Oslofjord fra Evje i Østfold, til Teigen i Vestfold. Kabelanlegget er basert på en todelt teknologi, som inkluderer seks papirisolerte oljekabler og tre kabler med isolasjon av kryssbundet polyetylen (PEX). Alle kablene i kabelanlegget har fiber for temperaturmåling integrert i PE-kappen, som måler temperaturen hver meter.

Vanligvis vil det oppstå flaskehalsen som fører til høyere temperaturer i enkelte områder langs en kabeltrasé. Slike flaskehalsen oppstår ofte i overgangen mellom sjø og land hvor avstanden mellom kablene er mindre, i tillegg til at kablene mister den kjølede effekten fra sjøen. Flaskehalsene er dimensjonerende for den totale overføringskapasiteten til kabelanlegget.

Denne hovedoppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven «Comparison of measured and calculated temperatures of loaded power cables crossing the Oslo fjord», som ble skrevet høsten 2016. Her ble ulike flaskehalsområder undersøkt, og kabeltemperaturer for disse ble beregnet analytisk ved å benytte IEC standard 60287, og numerisk ved å benytte simuleringsverktøyet COMSOL Multiphysics. Områdene som ble undersøkt var de delene av kablene som befinner seg i kabelkulverten, begravd i strandsonen og i skjærgrunnen. Kabelkulverten er området for ilandføring av kablene, og er i prinsippet luftfylte tunneller. Skjærgrunnen er et grunt område kablene passerer når de krysser fjorden, der kablene beskyttes av plastrør. I oppgaven ble det konkludert med at det er behov for grundigere utredelser av kablene i kulverten, da det er større utfordringer knyttet til kabler i luft sammenlignet med kabler begravd i jord.

I denne hovedoppgaven er kabeltemperaturene for kablene i den nedgravde kabelkulverten på Evje undersøkt, og all data knyttet til kabelanlegget er gitt av Statnett [1, 2]. Kulverten har en bredde på 3 meter og høyde på 2 meter, og er åpen opp mot pumpestasjonen og fri luft. Det er foretatt en innledende analyse av de målte temperaturene i kablens PE-kappe med temperaturdata innhentet av Statnett, der sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur er undersøkt. Videre er temperaturer i kablens PE-kappe beregnet og sammenlignet med de målte temperaturene. Temperaturer er både beregnet analytisk ved hjelp av IEC standard 60287 og numerisk ved å benytte simuleringsverktøyet COMSOL Multiphysics, videre kun referert til som COMSOL. Til slutt er det foretatt ulike undersøkelser knyttet til kablens maksimale strømføringssevne, både ved å beregne maksimal lastkapasitet i kablene, og ved å simulere hvor lang tid det tar å nå maksimal driftstemperatur ved de beregnede lastene. Beregningene er foretatt på en PEX-kabel, og en oljekabel, henholdsvis de to midterste av sin sort, da det antas at dette er kablene som når de høyeste temperaturene grunnet oppvarming fra omliggende kabler.

## 1.1 Bakgrunn

Det er publisert flere vitenskapelige artikler som ser på utfordringen med å beregne kabeltemperaturer i kabler omgitt av luft, både ved å utføre beregninger ved hjelp av IEC 60287, og numeriske beregninger. Ifølge [3] er IEC standarden tilstrekkelig for relativt små kulverter (med omkrets på 1 meter) for korte perioder. Derimot blir metoden mindre nøyaktig for større kulverter,

hvor forskjellen i kabeltemperatur kan bli opp mot 15 % lavere målt mot nøyaktig utførte numeriske beregninger. I denne studien ble det kun foretatt beregninger for kabler i kulverter med omkrets fra 1 – 4 meter. Dermed kan man anta at differansen i større kulverter kan være høyere enn 15 %. Denne studien viser altså at IEC's beregningsmetoder gir for optimistiske resultater. I artikkelen [4] ble det også konkludert med at IEC standardens beregningsmetoder gir optimistiske resultater dersom den benyttes utenfor sin begrensning. Artikkel [5] konkluderer også med at IEC-beregningene er utilstrekkelig, da den behandler kulverter i ulike størrelser likt. Denne artikkelen benyttet simuleringsverktøy for numeriske beregninger. Resultatene var høyere enn ved IEC beregninger, men samtidig relativt nære. For sistnevnte artikkel er det viktig å påpeke at størrelsen på kulverten var forholdsvis liten (maksimal høyde 1,6 meter og bredde 2,1 meter).

## 2. Teoretisk grunnlag for varmeutvikling i kabler og kabelomgivelser

Kablers strømføringssevne avhenger i stor grad av den termiske motstanden i det omliggende mediet til kabelen, kalt den eksterne termiske motstanden.

### 2.1 Varmeoverføringer i underjordiske kabler

For underjordiske kabler bidrar den eksterne termiske motstanden til mer enn 70 % av temperaturøkningen i lederen. I slike installasjoner avhenger den eksterne termiske motstanden av jordens termiske karakteristikk, kabelens diameter, hvor dypt kabelen ligger begravd, installasjonsmetode (direkte begravd, i termisk fyllmasse, i rør eller kanal, osv.) og på det termiske feltet generert av nærliggende kabler.

### 2.2 Varmeoverføringer i kabler installert i luft.

For kabler i luft har den eksterne termiske motstanden mindre effekt på kabelens strømføringssevne. Når den eksterne termiske motstanden skal beregnes for kabler i luft er effekten av installasjonsforholdene (f.eks. innendørs eller utendørs, nærhet til vegger og andre kabler, osv.) en viktig faktor [6]. Konduksjon er for kabler i luft den største varmeoverføringsmekanismen inne i selve kablene. Det antas at varme generert i kabelen er  $W_k$  [W/m], og varmen fra solinnstråling dersom kabelen ligger eksponert for solen er  $W_s$  [W/m]. Varmeutstrømning fra kabelen kommer fra konveksjon og stråling fra kabeloverflaten. Dermed blir den balanserte energiligningen på kabeloverflaten

$$W_k + W_s - W_{konv} - W_{stråling} = 0 \quad 2.1$$

Der  $W_s$  er tilført varme grunnet oppvarming fra solen, og  $W_{konv}$  og  $W_{stråling}$  er varmetap grunnet konveksjon og stråling. Utvidet kan formelen skrives som [7]:

$$W_t + \sigma D_e^* H - \pi D_e^* h (\theta_e^* - \theta_{omg}^*) - \pi D_e^* \epsilon \sigma_B (\theta_e^{*4} - \theta_{omg}^{*4}) = 0 \quad 2.2$$

Der

$\theta_e^*$  = kabelens overflatetemperatur [K]

$\sigma$  = solens absorpsjonskoeffisient

$H$  = solens strålingsintensitet [W/m<sup>2</sup>]

$\sigma_B$  = Stefan-Boltzmanns konstant,  $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$

$\epsilon$  = emissiviteten til kabelens ytterkledning

$D_e^*$  = kabelens ytre diameter [m]

$\theta_{omg}^*$  = omgivelsestemperatur [K]

Termisk analyse av kabler i et kraftsystem er en viktig del av prosessen når systemet skal designes. Faktoren som definerer kabelens strømførende kapasitet er den maksimale temperaturen som kan oppstå i lederen [4].

### 3. Bakgrunnsinformasjon om Statnetts kabelanlegg

#### 3.1 Soneinndeling og trase

Anlegget består av ni kabler, hvorav seks er oljekabler (SCFF) og tre er kryssbunnede polyetylenkabler (PEX). Teknologien som benyttes i oljekablene er velkjent og mye benyttet, mens PEX-teknologien er en fremvoksende teknologi for høyspentkabler over lange avstander. Kombinasjonen av de to teknologiene ble valgt for å kunne samle serviceerfaring for 420 kV PEX-kabler over lengre avstander, mens man samtidig holdt risikoen for forbindelsen lav ved å benytte veldokumenterte oljekabler, da dette anlegget er en viktig del av nettet i Oslo-området.

Kabelanlegget krysser ytre del av Oslofjorden, mellom Teigen i Vestfold og Evje i Østfold. Kablene er 13 km lange, og krysningen inkluderer en maksimal dybde på 210 meter, samt et grunt område hvor vanddybden kun er 4 meter. I tillegg til krysningen av selve Oslofjorden inkluderer anlegget ilandføring av kablene i kabelkulverter på begge sider av fjorden. Figur 1 viser inngangen til kabelkulverten i Evje, mens figur 2 viser kabelanleggets beliggenhet, med gammel og ny trase.



Figur 1: Inngangen til kabelkulverten i Evje



Figur 2: Oversiktsbilde av kabelanleggets plassering [8]

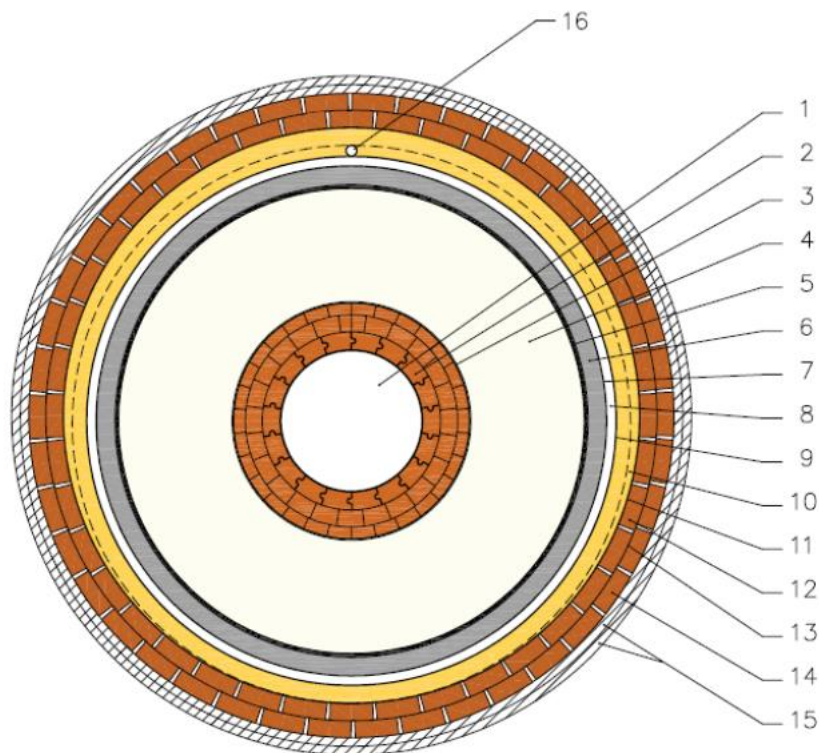
Forskjellige termiske forhold gjør det naturlig å dele kabelruten inn i ulike soner. Sone 1 er 175 meter lang og går gjennom kulverten i Evje. Sone 2 ligger i overgangen mellom kulvert og sjø i Evje og er 225 meter lang. Sone 3 er den lengste delen av traséen, over 12 km lang, og dekker det meste av sjøgrunnen. I denne sonen inngår også kryssingen av det grunne området, skjærgrunnen. Sone 4 er 97 meter lang, og ligger i overgangen mellom sjø og kulvert på Teigen siden. Sone 5 er 115 meter og går gjennom kulverten på Teigen siden av fjorden [9].

### 3.2 Oljekabel

En oljekabel er en papirisolert kabel som i senter har en kanal med olje av lav viskositet. Oljekanalen er koblet til oljetanker på land på hver side av anlegget som holder oljen under trykk.

Isolasjonspapiret er laget av kraftpapir, og består ofte av sammensatte papirbånd av forskjellige tykkelser, fra 50 – 180  $\mu\text{m}$ . Maksimal sammenhengende driftstemperatur for en oljekabel er 85 °C.

Figur 3 viser et tverrsnitt av en oljekabel, og tabell 1 gir en beskrivelse av kabelens struktur.



Figur 3: Oljekabelens oppbygging [8]

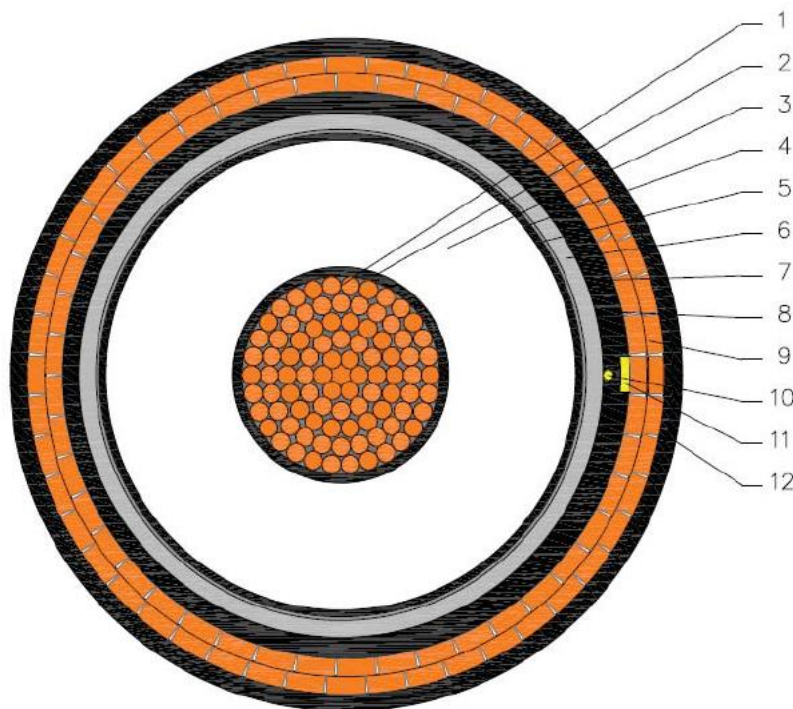
Nr	Bestanddel	Nominell tykkelse, mm	Nominell diameter mm
1	Væskekanal		30,2
2	Kobberleder		50,4
3	Skjerm, leder		51,3
4	Isolasjon, impregnert papirtape	24,0	99,6
5	Skjerm, isolasjon		101,4
6	Blykappe	3,7	108,8
7	Kobbertape		
8	Bronsetape	3x0,15	110,5
9	Tape		
10	Polyetylen (PE) kappe	3,7	120,9
11	Tape		
12	Kobberarmering	40x9,0x3,6	128,5
13	Tape		
14	Kobberarmering	42x9,0x3,6	136,1
15	Ytre beskyttelse, Polypropylen og bitumen		144,1
16	Fiber (sensor)		

Tabell 1: Oljekabelens struktur [10]

### 3.3 PEX-kabel

Kryssbundet polyetylen, PEX, er en av de mest populære isolasjonene å benytte i nyere strømkabler. Kryssbindingen er nødvendig for å hindre at isolasjonsmaterialet smelter, selv ved temperaturer høyere enn smeltepunkt. Maksimal sammenhengende driftstemperatur for en PEX-kabel er 90°C [11].

Begge kabeltypene har en 1200 mm<sup>2</sup> kobberleder, som gir en total overføringskapasitet på ca 2700 MW. Videre detaljer om kablens design er vist i figur 4 og tabell 2 gir en beskrivelse av kablens struktur:



Figur 4: PEX-kablens oppbygging [8]

Nr	Bestanddel	Nominell tykkelse, mm	Nominell diameter mm
1	Kobberleder		43,7
2	Skjerm, leder	2,0	
3	Isolasjon, PEX	28,0	103,7
4	Skjerm, isolasjon	1,5	
5	Tape	0,5	
6	Blykappe	3,6	116,9
7	Polyetylen (PE) kappe	3,4/4,5/5,7	
8	Tape	0,09	
9	Kobberarmering	8,5x3,5	
10	Fiber (Sensor)	2,3	
11	Fibermarkering		
12	Ytre beskyttelse, Polypropylen og bitumen		150

Tabell 2: PEX-kablens struktur [10]

### 3.4 Temperaturovervåking av kablene

For å overvåke temperaturene i kablene er det installert et avlesningssystem for temperatur i PE-kappen til kablene. Dette kalles et DTS-system (Distributed Sensing System) og er et distribuert avlesningssystem som tillater detaljert temperaturovervåking av kablene, langs hele dens lengde. Dette gjør det mulig å identifisere områder med høye temperaturer. Det er viktig å overvåke og kontrollere temperaturene i kablene, da lastkapasiteten i strømkabler begrenses av områder med

høye temperaturer. DTS-systemet er plassert i kablens PE-kappe, da det er hensiktsmessig at systemet plasseres nærmest mulig kablens ledere, uten å komme i kontakt med isolasjonen.



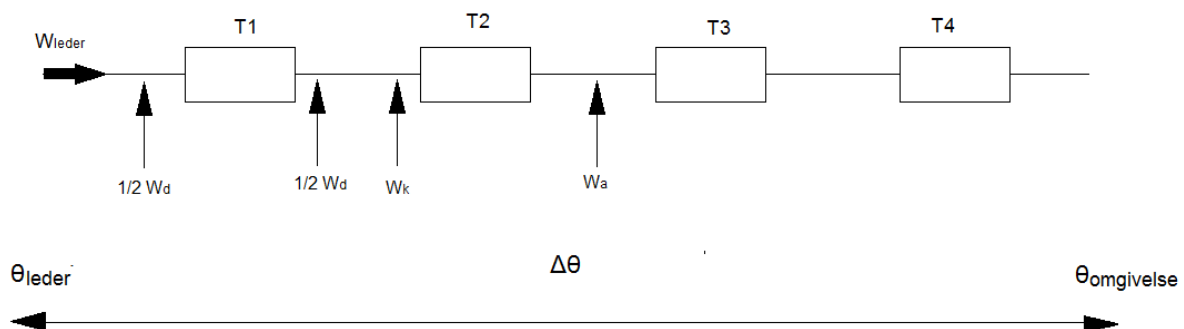
## 4. Metode

### 4.1 Analyse av kabeltemperaturer

For å undersøke hva som er dimensjonerende for temperaturene i kablene er det foretatt en innledende analyse av omgivelsestemperaturene til kulverten og strømføringene i kablene. Dette er gjennomført for både januar og august, da dette er måneder som representerer to ytterpunkter hva gjelder omgivelsestemperatur og last. Kabeltemperaturene er innhentet fra DTS systemet i kablens kappe, lastdata er gitt av Statnett, og omgivelsestemperaturer er hentet fra yr.no [12], der historisk vær-data er lagret. Lastdata og omgivelsestemperatur er gitt hver time, mens DTS-systemet gir målinger hvert 20 minutt. Målingene fra DTS-systemet har dermed blitt filtrert slik at kun målingene som er nærmest hver hele time har blitt gjort gjeldende. Dataene har blitt plottet i et diagram med to y-akser, en for temperatur og en for last. X-aksen viser gjeldende tidspunkt. Dette har blitt gjort for både oljekabel og PEX kabel, 4 grafer totalt.

## 4.2 Analytisk beregning ved hjelp av IEC standard

Når temperaturer og maksimal strømføring i kabler beregnes, er flere faktorer gjeldende. Dette har blitt illustrert ved hjelp av et termisk ekvivalentskjema, figur 5. Figuren viser at både kabelens og omgivelsenes termiske motstand  $T_1$ - $T_4$  må beregnes, samt tap i leder, kappe, armering og dielektriske tap. Beregningen av disse faktorene har blitt gjennomført ved hjelp av IEC standard 60287-1-1 og 60287-2-1. Dette er standarder publisert av den internasjonale elektrotekniske komite, og som redegjør for metoder som benyttes til å beregne kablers strømføringsevne under ulike installasjonsforhold. Flere av ligningene som er oppgitt i standarden baserer seg på grunnleggende teori om varmeoverføring, mens andre ligninger er empiriske eller semi-empiriske ligninger som er utledet fra ulike tester [5].



Figur 5: Termisk ekvivalentskjema

### 4.2.1 Beregning av tap

Når tap i kabler beregnes tar man hensyn til dielektriske tap, tap i ledere og tap i de metalliske delene i kablene utenom leder, blant annet kappe og armering. Disse tapene oppstår siden strømmen i ledere inducerer strømmer i de metalliske komponentene.

Definisjoner:

#### *Skinneffekt*

Når vekselstrøm (AC) strømmer gjennom en leder, vil ytre del av ledere bære mer strøm enn den gjør nærmere kjernen. Denne strømfortregningen skyldes det indre feltet i ledere og resulterer i høyere motstand i en AC kabel enn i en likestrømskabel (DC kabel). Effekten kalles skinneffekt, og øker med størrelsen på ledere.

#### *Naboeffekt*

Når det skal utføres termiske beregninger på kablene spiller også naboeffekten en rolle. Denne er i likhet med skinneffekten en form for strømfortregning. Forskjellen på de to er at naboeffekten skyldes felt fra andre nærliggende strømførende ledere, og ikke felt innad i kabelen [13].

#### 4.2.1.1 Tap i leder

Når varme generert i kabelen skal beregnes, er det i realiteten tapene som beregnes. Den viktigste faktoren i denne beregningen er kabelens resistans, da tap i ledere er den største bidragsyteren til varme generert i kabelen.

$$W_l = I^2 \cdot R \left[ \frac{W}{m} \right] \quad 4.1$$

Her er  $W_I$  tap i lederen,  $I$  er strøm og  $R$  er kabelens resistans.

Beregning av resistans i kabel [7]

Når kabelresistans skal beregnes må man vite lederens tverrsnitt og oppbygging. DC resistans  $R'$  beregnes ved hjelp av  $R_{20}$  som er DC resistans per lengdeenhet ved 20°C. Når temperaturen i kobber eller aluminiumlederen endres, endres ledernes dimensjon og resistivitet ( $\rho$ ). For temperaturer mellom -40°C og 125°C kan forholdet mellom resistivitet og temperatur uttrykkes på følgende måte

$$R' = R_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \quad 4.2$$

der

$$R_{20} = \frac{\rho_{20}}{S} \quad 4.3$$

- $\rho_{20}$  = resistivitet ved 20°C [ $\Omega m$ ]
- $\alpha_{20}$  = temperatur koeffisient per K ved 20°C
- $\theta$  = maksimal ledertemperatur [°C]
- $S$  = lederens tverrsnitt [ $m^2$ ]

Når resistansen i en AC kabel skal beregnes benyttes følgende fremgangsmetode:

1. Beregn DC resistans ved 20°C
2. Kalkuler DC resistans  $R'$ .
3. Kalkuler skinneffekt,  $y_s$ :

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} \cdot 10^{-7} k_s \quad 4.4$$

Videre følger beregninger for skinneffekt med varierende størrelse på  $x_s$ .

For  $0 < x_s < 2.8$ :

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8x_s^4} \quad 4.5$$

For  $2.8 < x_s < 3.8$ :

$$y_s = -0.136 - 0.0177x_s + 0.0563x_s^2 \quad 4.6$$

For  $3.8 < x_s$ :

$$y_s = \frac{x_s}{2\sqrt{2}} - \frac{11}{15} \quad 4.7$$

4. Kalkuler naboeffekt,  $y_p$ :

For kabler med to ledere eller to kabler med en leder:

$$y_p = 2.9ay \quad 4.8$$

For kabler med tre ledere eller tre kabler med en leder:

$$y_p = ay^2 \left( 0.312y^2 + \frac{1.18}{a + 0.27} \right) \quad 4.9$$

der

$$a = \frac{x_p^4}{192 + 0.8x_p^4}, y = \frac{d_c}{s}, x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_p \quad 4.10$$

$d_i$  = lederens diameter (mm)

$s$  = avstand mellom ledere.

5. Kalkuler AC resistansen:

$$R = R'(1 + y_s + y_p) \quad 4.11$$

#### 4.2.1.2 Dielektriske tap, $W_d$

Dielektriske tap er spenningsavhengig, og blir dermed kun relevant ved høye spenningsnivåer [14].

Det er kun for AC kabler med en leder det er nødvendig å beregne dielektriske tap. Dielektrisk tap er gitt ved følgende formel [6, 7]:

$$W_d = \frac{U_0^2}{R_i} = \omega C U_0^2 \tan \delta \left[ \frac{W}{m} \right] \quad 4.12$$

der

$\omega$  =  $2\pi f$

$C$  = kapasitans per meter (F/m)

$U_0$  = Spenning til jord (V)

$$U_0 = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad 4.13$$

Kapasitansen  $C$  er gitt som

$$C = \frac{\epsilon}{18 \cdot \ln \left[ \frac{D_i}{d_i} \right]} \cdot 10^{-9} \left[ \frac{F}{m} \right] \quad 4.14$$

der

$\epsilon$  = isolasjonens relative permeabilitet

$D_i$  = isolasjonens ytre diameter (mm)

$d_i$  = lederens diameter, inklusiv skjerm (mm)

#### 4.2.1.3 Tapsfaktorer.

I tillegg til de overnevnte tapene, er det som nevnt innledningsvis i dette kapittelet også tap knyttet til de andre metalliske delene i kabelen. Disse tapene blir beregnet som tapsfaktorer. Tapsfaktorer beregnes som tap i metalliske deler i kabelen i forhold til totalt tap i leder.

#### Tapsfaktor for kappe, $\lambda_1$

Tap i kappen ( $\lambda_1$ ) er strømvhengig, og kan deles inn i to kategorier. Tap grunnet sirkulerende strømmer langs kappen til enlederkabler, som oppstår dersom kappen er jordet på begge sider ( $\lambda'_1$ ), og tap grunnet virvelstrømmer ( $\lambda''_1$ ), som er tap grunnet radielle strømmer.

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad 4.15$$

Tap grunnet virvel-strømmer oppstår både i treleder- og enlederkabler, uavhengig av jordingsmetoden. I jordede enlederkabler er tap grunnet virvel-strømmer mye mindre enn tapene grunnet de sirkulerende strømmene, og kan som oftest ignoreres. Unntaket er når lederen er stor og inndelt i flere segmenter. Formlene for  $(\lambda'_1)$  og  $(\lambda''_1)$  varierer ut i fra antall kabler, forlegning og jording. For tre enlederkabler med flat forlegning, uten revolvering og med kappen jordet på begge sider av installasjonen gjelder følgende formler, avhengig av den aktuelle kabelens posisjon:

$\lambda'_1$  for kabelen med det største tapet, altså den av de ytterste kablene som bærer den forsinkede fasen, (eng: lagging phase) uttrykkes ved  $\lambda'_{11}$  og er gitt ved

$$\lambda'_{11} = \frac{R_k}{R} \left[ \frac{0,75P^2}{R_k^2 + P^2} + \frac{0,25Q^2}{R_k^2 + Q^2} + \frac{2R_kPQX_m}{\sqrt{3}(R_k^2 + P^2)(R_k^2 + Q^2)} \right] \quad 4.16$$

For den andre kabelen som ligger ytterst, uttrykkes tapet ved

$$\lambda'_{12} = \frac{R_k}{R} \left[ \frac{0,75P^2}{R_k^2 + P^2} + \frac{0,25Q^2}{R_k^2 + Q^2} - \frac{2R_kPQX_m}{\sqrt{3}(R_k^2 + P^2)(R_k^2 + Q^2)} \right] \quad 4.17$$

For den midterste kabelen er tpsfaktoren gitt ved

$$\lambda'_{1m} = \frac{R_k}{R} \cdot \frac{Q^2}{R_k^2 + Q^2} \quad 4.18$$

der

$$R_k = R_{k0} [1 + \alpha_{20}(\theta_k - 20)] \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \quad 4.19$$

der

$\alpha_{20}$  = temperaturkoeffisient av elektrisk resistivitet ved 20 °C, per kelvin [1/K]

$\theta_k$  = maksimal driftstemperatur kappe

og

$$R_{k0} = \frac{\rho_{20}}{A_{kappe}} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \quad 4.20$$

der

$\rho_{20}$  = kapperesistivitet ved 20 °C

$A_{kappe}$  = areal kappe [mm<sup>2</sup>]

$$P = X + X_m \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \quad 4.21$$

$$Q = X - \frac{X_m}{3} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \quad 4.22$$

X = reaktansen til kappen per meter kabel for to nærliggende enlederkabler ( $\Omega/m$ )

$$X = 2\omega 10^{-7} \ln\left(\frac{2s}{d}\right) \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad 4.23$$

$X_m$  = reaktans per meter kabel mellom kappen til en ytterkabel og lederne til de to andre kablene, når kablene ligger i flat formasjon ( $\Omega/m$ )

$$X_m = 2\omega 10^{-7} \ln(2) \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad 4.24$$

$\lambda''_1 = 0$ , som betyr at tap grunnet virvel-strømmene kan ignoreres.

Når beregningene utføres på kabler i luft benyttes formelen for  $\lambda'_{11}$ .

#### Tapsfaktor for armering, $\lambda_2$

Enlederkabler med armering for bruk i AC-systemer har som oftest armering som ikke er magnetisk. Dette er fordi det med magnetisk armering vil oppstå veldig høye tap. Armeringen på to- og trelederkabler kan være både magnetisk og ikke-magnetisk. Når armeringen ikke er magnetisk, blir tapene i kappe og armering beregnet kombinert. Ligningene som er gitt for beregning av kappetap benyttes, (4.16-4.24) men kappens og armeringens kombinerte resistans benyttes i stedet for kun resistansen i kappen,  $R_k$ .

$$R_{Total} = \frac{R_k \cdot R_a}{R_k + R_a} \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad 4.25$$

Formel for armeringsresistansen er gitt ved

$$R_a = R_{a0} [1 + \alpha_{20} (\theta_a - 20)] \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad 4.26$$

der

$\alpha_{20}$  = temperaturkoeffisient av elektrisk resistivitet ved 20 °C, per kelvin [1/K]

$\theta_a$  = maksimal driftstemperatur armering

$$R_{a0} = \frac{\rho_{20} \cdot \sqrt{\left(\frac{\pi d_2}{l_T}\right)^2 + 1}}{A_{armering}} \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad 4.27$$

der

$\rho_{20}$  = armerings resistivitet ved 20 °C [ $\Omega \cdot m$ ]

$d_2$  = gjennomsnittsdiameter armering [mm]

$l_T$  = armeringslengden [mm]

$A_{armering}$  = areal armering [ $mm^2$ ]

#### 4.2.2 Termisk motstand

Termisk motstand er definert som et materiales evne til å forhindre varmemestrøm. Alle materialene som ikke leder strøm i kabelen vil motvirke varmemestrømmen vekk fra kabelen, mens de termiske motstanden i de ledende delene er så små at de som oftest blir neglisjert når det utføres beregninger på kabelens strømføring [7]. Den termiske motstanden til isolasjonen mellom leder og kappe kalles  $T_1$ , og gitt ved

$$T_1 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_1}{D_l} \right] \quad 4.28$$

Der

$\rho_T$  = materialets termiske resistivitet [K·m/W]

$D_l$  = lederens diameter [mm]

$t_1$  = tykkelse på isolasjon mellom leder og kappe [mm]

IEC 60287-2-1 oppgir ytterligere formler for  $T_1$  i oljefylte kabler, men disse gjelder kun for treleder kabler. Antar derfor at denne formelen gjelder både for PEX- og oljekabler.

Den termiske motstanden mellom kappe og armering kalles  $T_2$  og er gitt ved:

$$T_2 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_2}{D_k} \right] \quad 4.29$$

Der

$t_2$  = tykkelse på materialet mellom kappe og armering [mm]

$D_k$  = ytre diameter på kappe [mm]

Den termiske motstanden på kabelens ytre lag, ytterkappen,  $T_3$  og er gitt ved:

$$T_3 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_3}{D'_a} \right] \quad 4.30$$

Der

$t_3$  = tykkelse på kabelens ytterkappe [mm]

$D'_a$  = ytre diameter armering [mm]

I tillegg må kabelens ytre termiske motstand,  $T_4$ , beregnes. Her er fremgangsmåtene for de forskjellige installasjonsmetodene ulik. Blant flere metoder, er installasjon i luft en av de mest benyttede. I IEC standarden IEC-60287-2-1, avsnitt 2.1.1 blir det lagt fram en metode for å beregne  $T_4$ . Her blir den termiske resistansen rundt en kabel som ligger i luft, og som er skjermet for solstråling, gitt ved:

$$T_4 = \frac{1}{\pi D_e^* h (\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}}} \quad 4.31$$

Der

$D_e^*$  = kabelens ytre diameter (m)

$\Delta\theta_s$  = overflatetemperaturen til kabelen over omliggende temperatur og er gitt ved

$$\Delta\theta_s = \theta_{luft} - \theta_{kabelflate} \quad 4.32$$

og

$$h = \frac{Z}{(D_e^*)^g} + E \quad 4.33$$

her er

$h$  = varmespredningskoeffisient [ $W/m^2 (K)^{5/4}$ ]

$D_e^*$  = kabelens ytre diameter [m]  
 $Z, E, g$  = konstanter hentet fra IEC 60287

IEC anser  $h$  som en kombinert varmespredningskoeffisient for stråling og konveksjon.

For beregning av  $(\Delta\theta_s)^{1/4}$  oppgir IEC 60287-2-1 en iterativ metode for å løse problemet, der

$$K_A = \frac{\pi D_e^* h}{(1 + \lambda_1 + \lambda_2)} \left[ \frac{T_1}{n} + T_2(1 + \lambda_1) + T_3(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \right] \quad 4.34$$

$(\Delta\theta_s)^{1/4}_{n+1}$  beregnes så ved

$$(\Delta\theta_s)^{1/4}_{n+1} = \left[ \frac{\Delta\theta - \Delta\theta_d}{1 + K_A(\Delta\theta_s)^{1/4}_n} \right]^{0.25} \quad 4.35$$

Her settes initialverdien til  $(\Delta\theta_s)^{1/4} = 2$ . Deretter itereres det til  $(\Delta\theta_s)^{1/4}_{n+1} - (\Delta\theta_s)^{1/4}_n \leq 0,001$  der

$$\Delta\theta_d = W_d \left[ \left( \frac{1}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} - \frac{1}{2} \right) T_1 - \frac{n\lambda_2 T_2}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} \right] \quad 4.36$$

Standarden inkluderer også en empirisk metode for å bestemme strømføringsevnen for kabler i luftfylte kulverter der toppen på kulverten ligger i flukt med jordoverflaten. Tilnærmingen som benyttes er å beregne strømføringsevnen for kabler i luft, men ved å legge til økningen i lufttemperaturen rundt kablene, for å inkludere effekten av kulverten. Økningen i omliggende temperatur i kulverten,  $\Delta\theta_{kul}$ , er gitt ved

$$\Delta\theta_{kul} = \frac{W_{Tot}}{3p} \quad 4.37$$

der

$W_{Tot}$  = kablens totale effekttap i kulverten, per meter [W/m]  
 $p$  = kulvertens omkrets som berøres av varmetapet [m]

Dersom kulverten er skyggelagt, er omkretsen  $p = 2 \times (bredde + høyde)$ . Dersom toppen av kulverten er eksponert for solinnstråling er  $p = bredde + 2 \times høyde$ . Altså regnes ikke toppen med [15].

#### 4.2.3 Temperaturberegninger

For å beregne temperaturendringen over et materiale, hvor tap per lengdeenhet er  $W$  [W], introduseres følgende formel:

$$\Delta\theta = T_x \cdot W [K] \quad 4.38$$

Kombineres formel (4.28)-(4.30) med (4.38), blir temperaturendringen mellom to ledende materialer i kabelen:

$$\Delta\theta = \frac{W}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_x}{D_x} \right] \quad 4.39$$

Fra denne formelen kan temperaturen i de forskjellige materialene i kablene beregnes

$$\theta = (T_x \cdot W) + \theta_{omgivelse} [K] \quad 4.40$$



Når temperaturendringen over flere materialer skal beregnes, legges den termiske motstanden i disse materialene til i formelen [11]. Det må også tas hensyn til de nevnte tapene, som er representert i figuren som  $W_l$ ,  $W_d$ ,  $W_k$  og  $W_a$ . Det totale tapet  $W_{tot}$  kan presenteres som [7]:

$$W_{tot} = W_l + W_k + W_a \quad 4.41$$

Siden tapene i kappe og armering kan beskrives som tapsfaktorer i forhold til det totale tapet i lederen,  $\lambda_1$  og  $\lambda_2$ , kan uttrykket skrives på følgende måte

$$W_{tot} = W_l(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad 4.42$$

Når tapene tas i betraktning får vi ny formel for temperaturendring i kabelen:

$$\Delta\theta = \left(W_l + \frac{1}{2}W_d\right)T_1 + [W_l(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [W_l(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d]n(T_3 + T_4) \quad 4.43$$

der  $n$  er antall ledere i kabelen [7]. Figur 5 illustrerer de gjennomgåtte termiske motstandene og tapene.

#### 4.2.4 Beregning av kablernes maksimale strømføringsevne

Fra IEC standard IEC 60287-1-1 [16] kan strømføringsevnen for kabler i luft beregnes på følgende måte:

$$I = \left[ \frac{\Delta\theta - W_d[0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0,5} \quad 4.44$$

der

$\Delta\theta$  = tillatt temperaturøkning i lederen over omgivelsestemperatur [K].

$W_d$  = Dielektriske tap [W/m]

$n$  = antall ledere i kabel

$R$  = AC motstand i leder ved maksimal driftstemperatur [ $\Omega$ /m].

$\lambda_1$  = tapsfaktor i kappe, er tap i metallisk kappe i forhold til totalt tap i leder.

$\lambda_2$  = tapsfaktor i armering, er tap i metallisk armering i forhold til totalt tap i leder

$T_1$  = termisk motstand mellom leder og kappe [K·m/W].

$T_2$  = termisk motstand mellom kappe og armering [K·m/W].

$T_3$  = termisk motstand i kabelens ytre beskyttelse [K·m/W].

$T_4$  = termisk motstand i omkringliggende medium [K·m/W].

## 4.3 Numerisk metode ved bruk av COMSOL Multiphysics

Den numeriske metoden benyttet til beregningene i denne oppgaven er COMSOL Multiphysics, videre kun referert til som COMSOL. COMSOL er et simuleringsprogram basert på elementmetoden (eng: Finite Element Method). Dette er en av de viktigste numeriske løsningsmetoder innen en rekke problemstillinger som matematisk lar seg beskrive av partielle differensialligninger eller integralligninger[17]. COMSOL er et fleksibelt program som spesialdesignet for å håndtere multifysikkfunksjoner. Simulering av strømkabler er et godt eksempel der COMSOL er et egnet verktøy å bruke, da simuleringen inneholder både elektromagnetisme, varmetransport og fluidstrømning. Fluidstrømning må man ta hensyn til siden kabelen gjerne er lagt i rør eller kanaler. COMSOL er delt inn i ulike moduler. For å simulere varmetransport i kabler må man ha grunnmodulen, i tillegg til AC/DC-modulen og varmetransport-modulen[18].

### 4.3.1 Oppbygging og grensebetingelser i COMSOL modellene

For å bygge en kabelmodell i COMSOL velges «Model Wizard», 2D modell, og fysikkgrensesnittet «Heat transfer in solids». Dette grensesnittet velges fordi mesteparten av varmetransporten i modellen går gjennom en massiv kabel. Dersom konveksjon inkluderes i modellen, må luften modelleres enten som laminær strømning (Laminar Flow) eller turbulent strømning (Turbulent Flow). Turbulent strømning oppstår når Reynoldstallet overstiger 2000 [19].

$$Re = \frac{\rho VL}{\mu} = \frac{VL}{\nu} \quad 4.45$$

- $\rho$  = densitet [kg/m<sup>3</sup>]
- $\mu$  = dynamisk viskositet [kg/(m\*s)]
- $\nu$  = kinematisk viskositet. I luft er verdien  $1,5 \cdot 10^{-5} \text{m}^2/\text{s}$
- L = lengde – for et rør er diameteren denne lengden [m]

Når grensesnitt for konveksjon velges, legges multifysikk-koblingen «non-isothermal flow» til, som kobler sammen luftstrømning med varmetransport. Dersom det ikke tas hensyn til konveksjon i modellen velges fysikkgrensesnitt «Heat transfer in fluids». Når fysikkgrensesnitt er bestemt, velges løseroppsett. Stasjonært løseroppsett velges for å utføre stasjonære beregninger, altså beregninger med stasjonære parametere som regnes å virke uendelig lenge på kabelen. Tidsavhengig løseroppsett velges for å simulere parametere som endrer seg med tiden.

For å kunne kjøre simuleringen må et minimum av grensebetingelser settes i COMSOL. Dette være starttemperaturer, varmekilder, omgivelsestemperatur og varmemekanismen i omgivelsene (isoterm eller diffus). Det er lastene som benyttes til å beregne de påsatte varmekildene, ved å benytte formel 4.1 og deretter dele på lederens tverrsnitt.

Omgivelsestemperatur og kablens laster kan enten settes direkte, stasjonært, eller indirekte ved å legge dem inn som en funksjon av tiden. Dette gjøres ved å benytte funksjonen «interpolation», under «Global definitions». Her kan man tilføre data, enten direkte eller ved å laste opp filer med data.

### 4.3.2 Temperaturberegninger

Når temperaturen i kablene skal beregnes ved hjelp av COMSOL må løseroppsett, omgivelsestemperatur og last fastsettes. Simuleringene kan utføres både med stasjonært og tidsavhengig løseroppsett. I et stasjonært løseroppsett er omgivelsestemperatur og laster fastsatt, og simuleringen tar høyde for at disse virker «uendelig» lenge. I et tidsavhengig løseroppsett kan disse

parameterne variere over tid. For at temperaturen i PE-kappen skal kunne plottes i diagram, må «Point Graph» legges til og punktene der temperaturen skal måles må markeres.

#### 4.3.3 Beregning av kablens maksimale strømføringssevne

Når maksimal strømføringssevne i kablene beregnes, tar man utgangspunkt i kablens maksimale driftstemperatur. Derfra finner man hvor stor lastene kan være før kablene når disse temperaturene, som er henholdsvis 90 °C for PEX-kabelen og 85 °C for oljekabelen [11]. Dette ble gjort i det stasjonære løseroppsettet, ved å teste ulike laster og se hvilke temperaturer dette førte til. Deretter ble det ved hjelp av det tidsavhengige løseroppsettet bestemt hvor lang tid det tok for kablene å nå de maksimale driftstemperaturene med disse lastene, når utgangspunktet var at kablene ikke var strømførende.

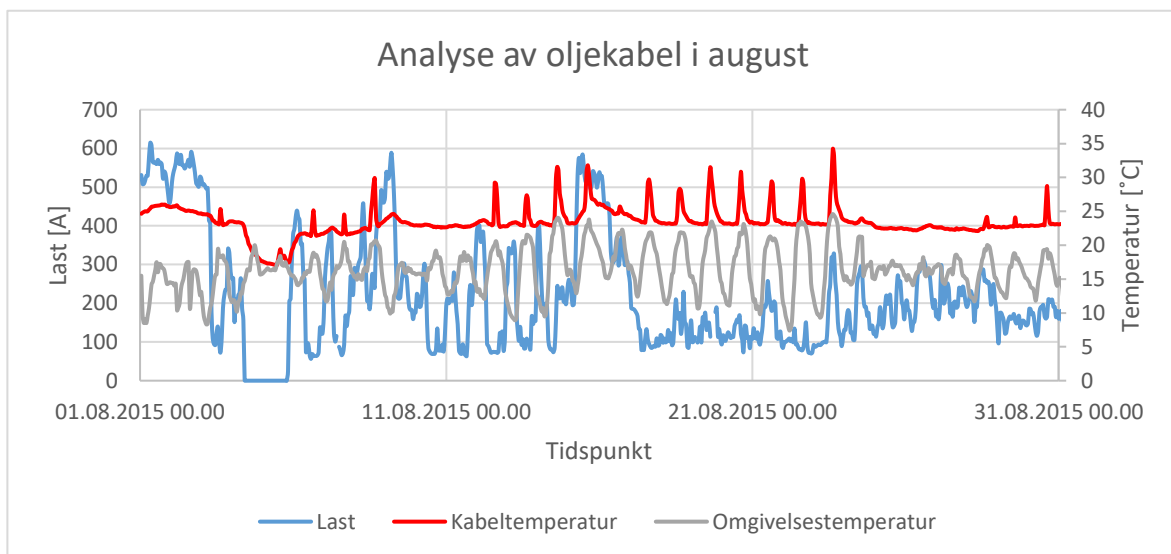
## 5. Resultater

### 5.1 Analyse av kabeltemperaturer

Her presenteres resultatene av den innledende analysen om påvirkningen last og omgivelsestemperatur har på kabeltemperaturene. Resultatene presenteres for både august og januar, først for oljekabelen og deretter for PEX-kabelen.

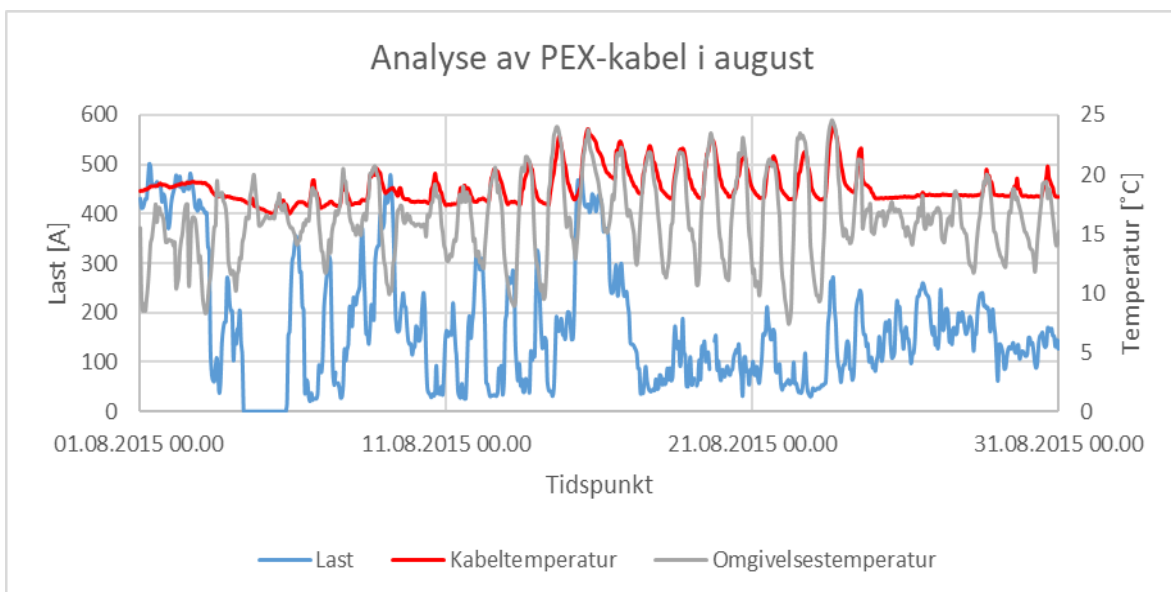
#### 5.1.1 August

##### 5.1.1.1 Oljekabel



Figur 6: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for oljekabel i august

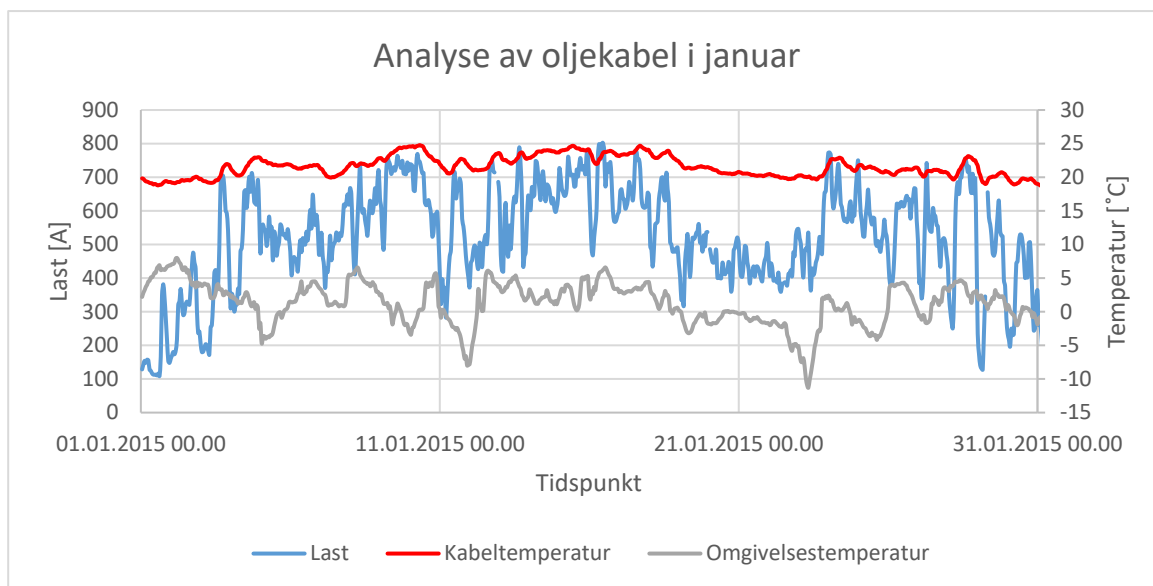
##### 5.1.1.2 PEX-kabel



Figur 7: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for PEX-kabel i august

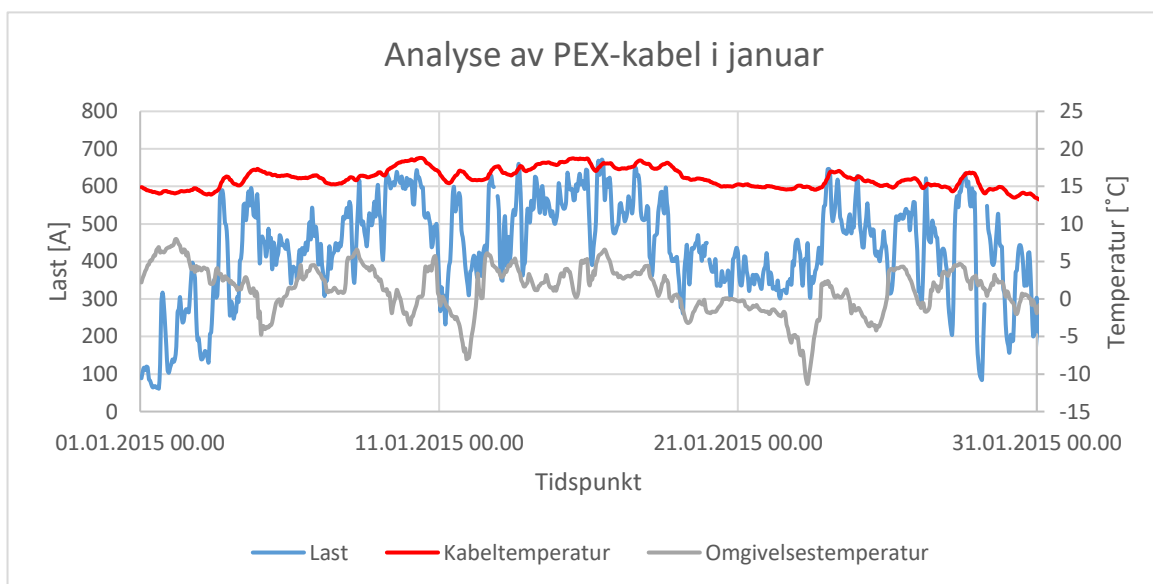
## 5.1.2 Januar

### 5.1.2.1 Oljekabel



Figur 8: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for oljekabel i januar

### 5.1.2.2 PEX-kabel



Figur 9: Sammenhengen mellom last, omgivelsestemperatur og kabeltemperatur for PEX-kabel i januar

## 5.2 IEC analytisk metode

Her presenteres resultatene som ble funnet ved å utføre analytiske beregninger ved hjelp av IEC standard 60287, samt hvilke antagelser som ligger til grunn for beregningene.

### 5.2.1 Kabeltemperaturer

Formel 4.38-4.43 benyttes for å beregne temperaturer i PE-kappene. Tap og tapsfaktorer som trengs for utregningen beregnes ved hjelp av formler 4.1-4.27 og de termiske motstandene beregnes ved hjelp av formlene 4.28-4.37. Siden temperaturen som skal beregnes ligger i PE-kappen, er det de termiske motstandene  $T_2$ ,  $T_3$  og  $T_4$  som inkluderes i temperaturberegningene.

Enkelte antagelser må foretas for å kunne gjøre beregningene. Formel 4.37 som benyttes for å beregne ekstra temperaturstigning grunnet at kablen ligger i kulvert fylt med luft. I teorien gjelder denne formelen for kulverter som ligger i flukt med jordoverflaten, men siden dette er den eneste måten IEC standarden tar hensyn til kabler i luftfylte kulverter, blir denne formelen benyttet som en tilnærming. Videre antas omgivelsestemperaturer på 0 °C i januar og 24 °C i august. Disse temperaturene er hentet fra yr.no's historiske data [12], og er antatt gjeldende. Videre er maksimal temperatur i kappe antatt å være 70 °C, mens maksimaltemperatur i kablens armering er antatt å være 68 °C. I tillegg er armeringslengden (eng: lay of length)  $l_t$  antatt til å være 165 mm. Dette er gjort ut fra [20], og prosentvis armeringslengde i forhold til kabeldiameter er beregnet og implementert i de utførte beregningene.

Lastene som benyttes i beregningene er midlet last over de siste 12 timene før tidspunktet med den høyeste temperaturen. Tabell 3 viser hvilke laster som benyttes i beregningene

	Januar	August
Oljekabel	724 A	160 A
PEX kabel	606 A	133 A

Tabell 3. Laster som benyttes i IEC beregninger

Beregningene er utført ved hjelp av regneark i Excel. Vedlegg 02 viser en detaljert utregning av kabeltemperaturen i PEX-kablen, samt delvis utregning av de resterende temperaturene, mens vedlegg 01 lister opp de ulike parameterne som er benyttet i beregningene. Verdiene på disse parameterne er hentet fra [11, 15, 16]. Kablens dimensjoner er gitt av Statnett. Videre følger en oversikt over de beregnede temperaturene.

Måned \ Kabeltype	PEX-kabel	Oljekabel
Januar	13,6 °C	18,9 °C
August	25,5 °C	25,8 °C

Tabell 4: Temperaturresultat, beregnet ved analytisk metode.

### 5.2.2 Maksimal strømføringssevne

For å beregne maksimal strømføringssevne benyttes formel 4.44. Vedlegg 03 gir en oversikt over de beregnede verdiene som benyttes i formelen. Beregningene er utført ved hjelp av regneark i Excel. Videre følger en oversikt over de beregnede lastene.

Måned \ Kabeltype	PEX-kabel	Oljekabel
Januar	1481 A	1434 A
August	1349 A	1296 A

Tabell 5: Resultat for maksimale strømføringskapasitet, beregnet ved analytisk metode

## 5.3 COMSOL

Her presenteres resultatene fra COMSOL-simuleringene. Først temperaturberegninger i PE-kappen, deretter maksimal strømføringsevne i kablene samt hvor lang tid det tar for kablene å nå maksimal driftstemperatur. Materialene som er benyttet i modellene er hentet fra COMSOL sitt materialbibliotek, samt nettsiden engineering toolbox [21], og er presentert i tabell 16 og 17 i vedlegg 04. Oppbyggingen av kablene er i grove trekk som på figur 3 og 4. Det er foretatt ulike forenklinger, blant annet er polyetylen benyttet som isolasjon i PEX-kablene i stedet for kryssbundet polyetylen, da dette materialet ligger tilgjengelig i materialbiblioteket i COMSOL, og gav samsvarende resultater i tidlig testing i COMSOL. I tillegg er kabelens oppbygging forenklet, og enkelte bestanddeler slått sammen eller fjernet. Dette gjelder de to lagene med armering som ble slått sammen til ett, og de ulike lagene med tape. Dersom diameteren til en bestanddel ikke var oppgitt, ble det gjort en tilnærming ut i fra de ulike tykkelsene.

Det er lastene som er benyttet til å beregne de påsatte varmekildene i beregningene, ved å benytte formel 4.1 og deretter dele på lederens tverrsnitt (1200 mm<sup>2</sup>).

### 5.3.1 Temperaturberegninger

Temperaturberegningene er foretatt først for januar, deretter august. Det er benyttet både stasjonært og tidsavhengig løseroppsett for både oljekabel og PEX-kabel. For å kunne sammenligne resultatene med de målte temperaturene er det i den stasjonære simuleringen benyttet data for last og omgivelsestemperatur fra det tidspunktet hvor DTS-systemet har gjort sin høyeste måling i løpet av måneden. I januar er dette tidspunktet 10.01 kl.08:00, mens i august er det den 23.08 kl.15:00. Data benyttet i disse simuleringene er gitt i vedlegg 05. I det tidsavhengige løseroppsettet er laster for hele månedene benyttet, og simulert både med konstant og varierende omgivelsestemperatur. For å unngå at kablene starter simuleringene kalde, er laster og omgivelsestemperaturer plottet for 6 dager fra foregående måned. Deretter er det undersøkt hvor høye temperaturene i kablene er ved samme tidspunkt som de høyeste DTS-målingene, samt hvor høye de høyeste simulerte temperaturene er.

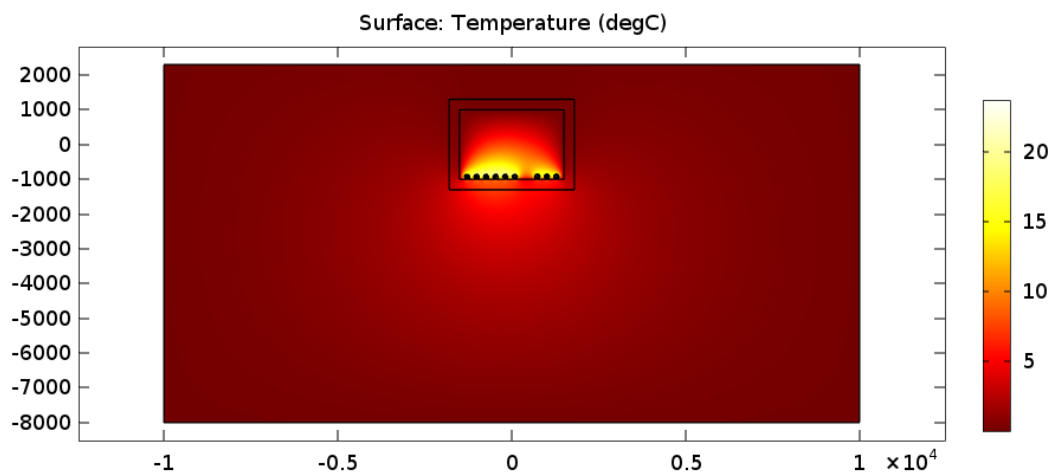
I tillegg til å undersøke hvilke temperaturer som oppstår i kablene ved å benytte numeriske beregninger, blir de simulerte temperaturene sammenlignet med de faktiske målingene utført av DTS-systemet. Simuleringene er foretatt uten konveksjon i luften i kulverten.

#### 5.3.1.1 Januar

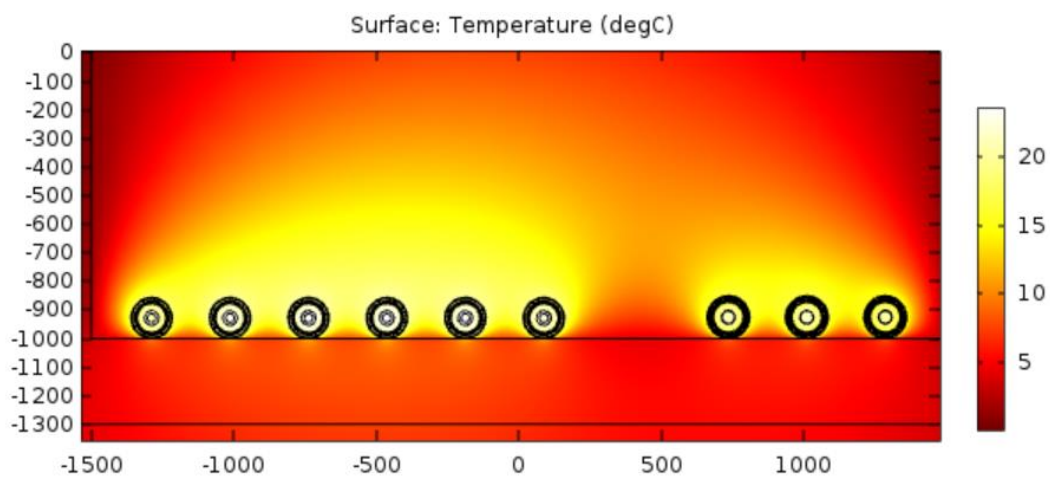
##### Stasjonært løseroppsett

Figurene under viser den stasjonære løsningen for kablene i januar, med en satt omgivelsestemperatur på 0 °C, og last på 745,81 A i oljekabelen og 623,74 A i PEX-kabelen. Disse verdiene er satt, da dette er omgivelsestemperatur og laster ved de høyeste målte temperaturene utført av DTS systemet som oppstår 224 timer inn i januar, altså 10.januar kl.08:00.

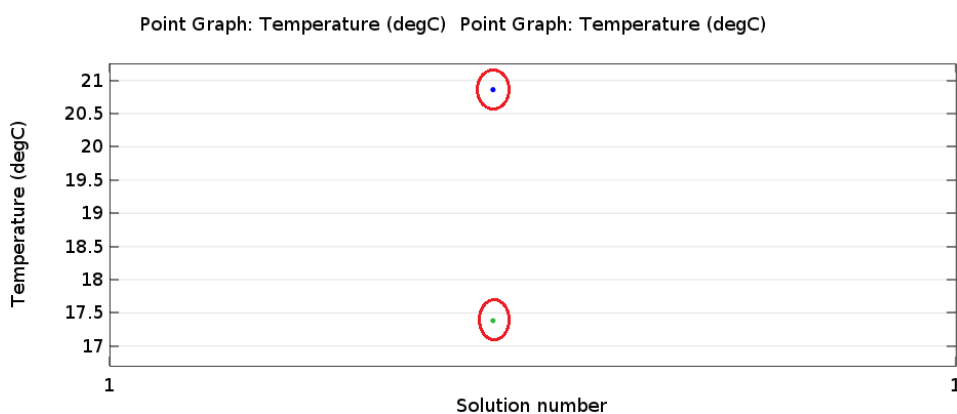




Figur 10: Varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i januar, full modell. X- og y-aksen viser avstand i mm.



Figur 11: Nært utsnitt av varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i januar. X- og y-aksen viser avstand i mm.



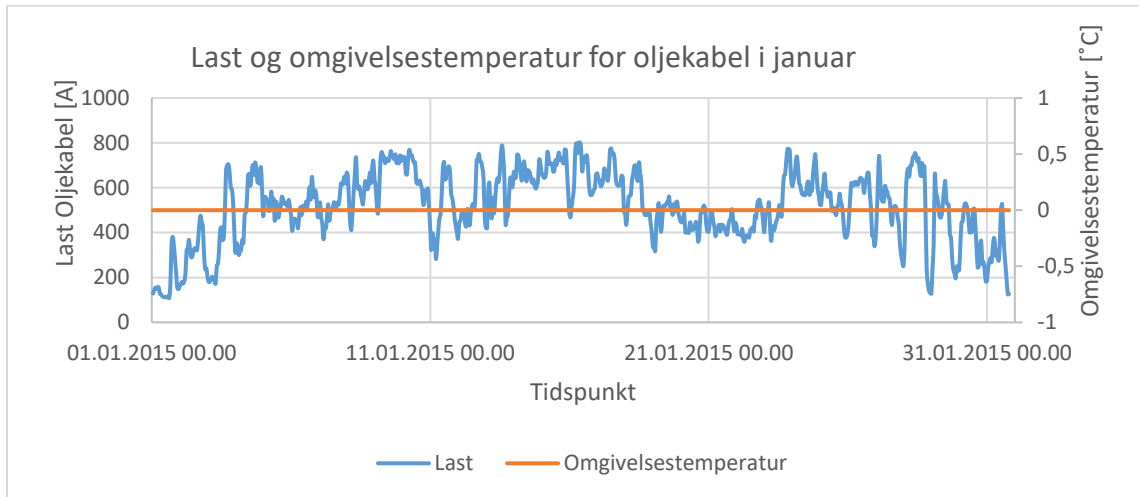
Figur 12: Temperaturer i olje- og PEX-kablens PE-kappe. Oljekabel illustreres av blå markering, og PEX-kabel illustreres av grønn markering

Som figuren viser er de simulerte temperaturene henholdsvis 20,8 °C i oljekabelens PE-kappe, og 17,4 °C i PEX-kabelens PE-kappe.

Tidsavhengig løseroppsett

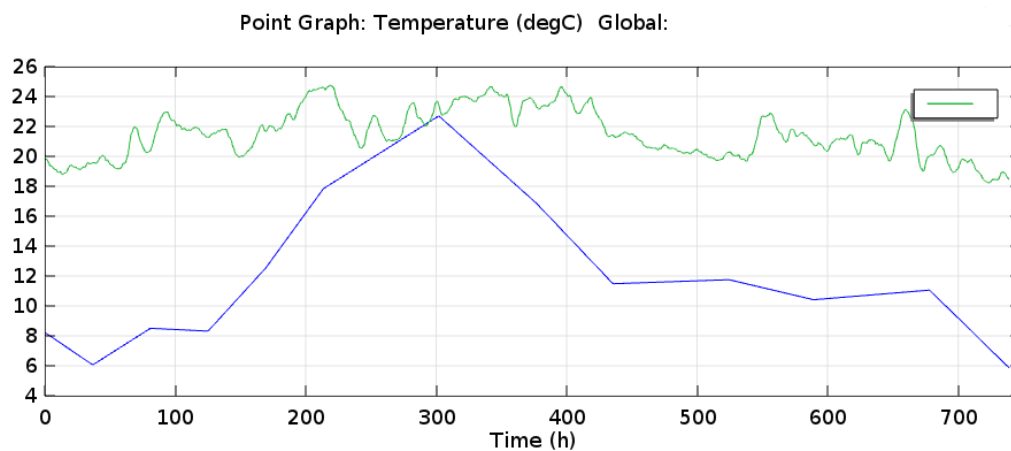
*Varierende last og konstant temperatur*

Figurene under viser hvilke temperaturer som oppstår i kablene gjennom hele januar når omgivelsestemperaturen er konstant 0 °C og lastene i kablene endres hver time. Disse temperaturene sammenlignes med reelle temperaturmålinger fra DTS-systemet. I tillegg er det plottet grafer med datagrunnlaget som er benyttet for last og omgivelsestemperatur i simuleringene.

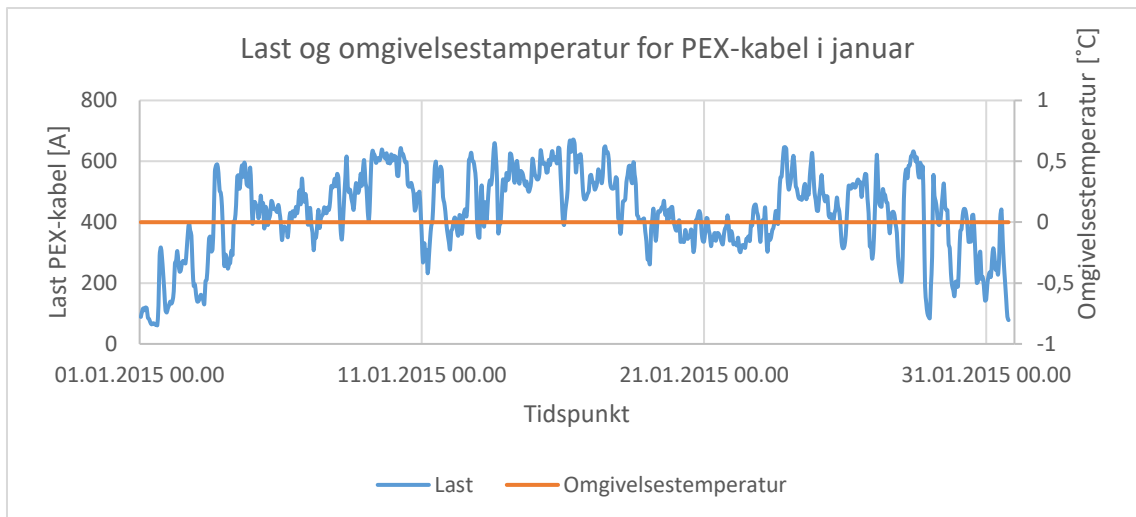


Figur 13: Datagrunnlag for simulering av oljekabel

Figur 14 viser temperaturplot for simulerte og målte temperaturer i oljekabelen:

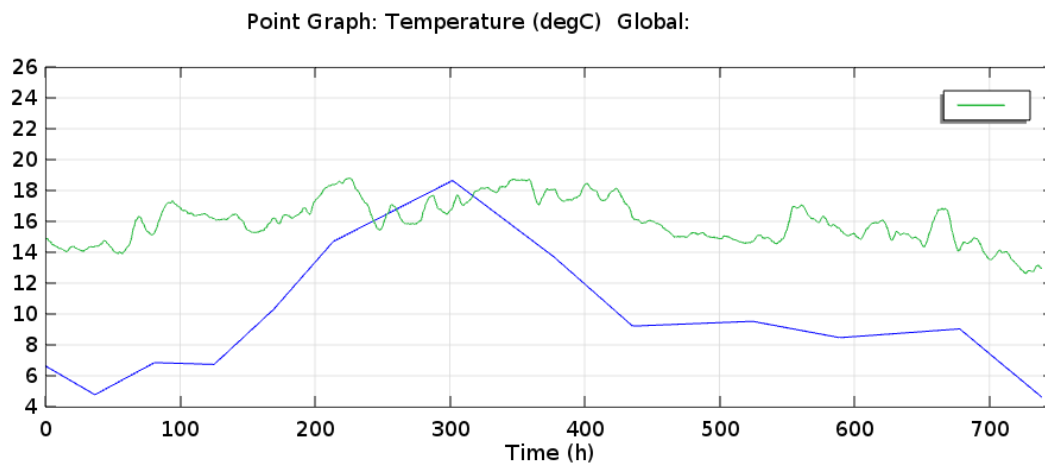


Figur 14: Temperaturutvikling i oljekablens PE-kappe. Beregninger for oljekabeltemperaturen illustreres av blå linje, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C]



Figur 15: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel

Figur 16 viser temperaturplot for PEX-kabel, både simulerte og målte kabeltemperaturer:

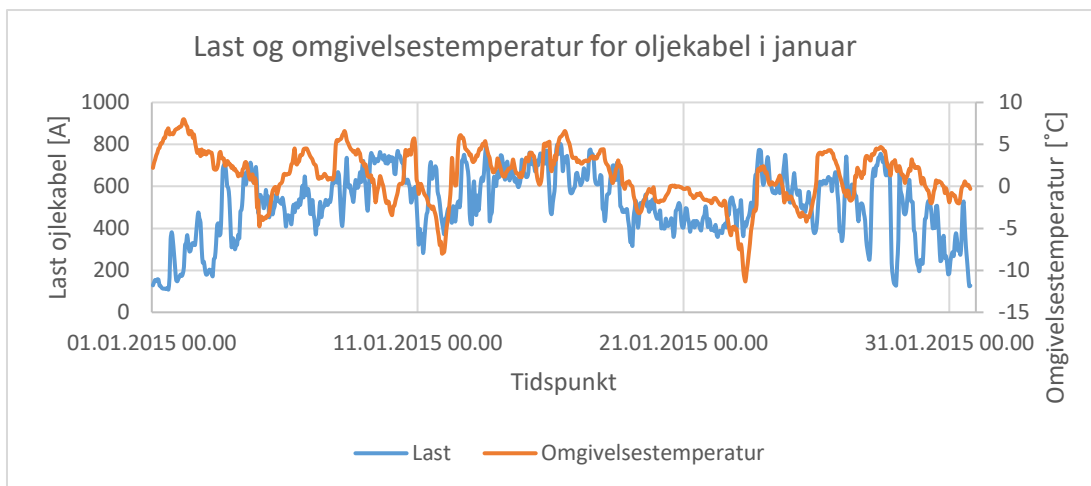


Figur 16: Temperaturutvikling i PEX-kablenes PE-kappe. Beregninger for PEX-kabel illustreres av blå linje, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C]

Simuleringen gir temperaturene 18,5 °C i oljekabelens PE-kappe og 15 °C i PEX-kabelens PE-kappe, ved tidspunktet der DTS-målingene gir høyest temperatur, som er etter 224 timer i januar, altså 10 januar kl.08:00. De høyeste simulerte temperaturene oppstår etter 302 timer i januar, 13.01 kl.14:00, da temperaturen i oljekabelens PE-kappe er 22,5 °C, mens den i PEX-kabelens PE-kappe er 18,5 °C.

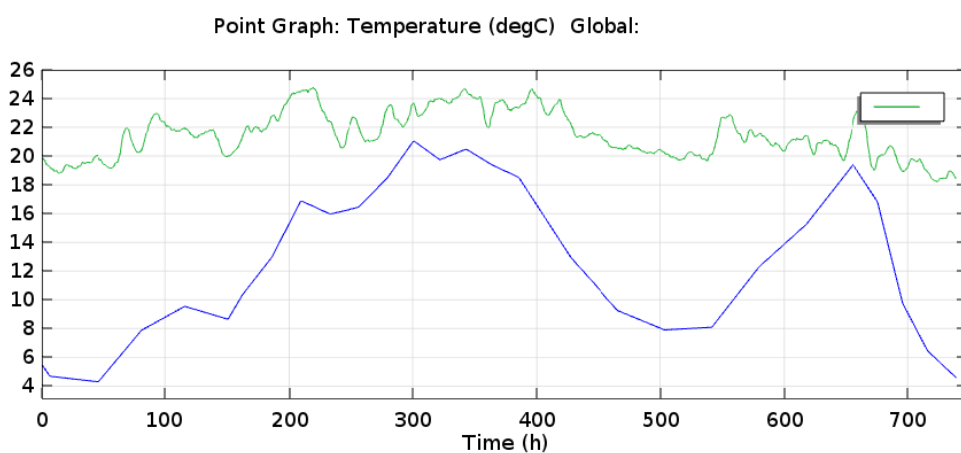
#### Varierende last og temperatur

Figurene under viser hvilke temperaturer som oppstår i kablene gjennom hele januar når både lastene og omgivelsestemperaturen endres hver time, og sammenligner disse med reelle temperaturmålinger fra DTS-systemet. I tillegg er det plottet grafer med datagrunnlaget som er benyttet for last og omgivelsestemperatur i simuleringene.

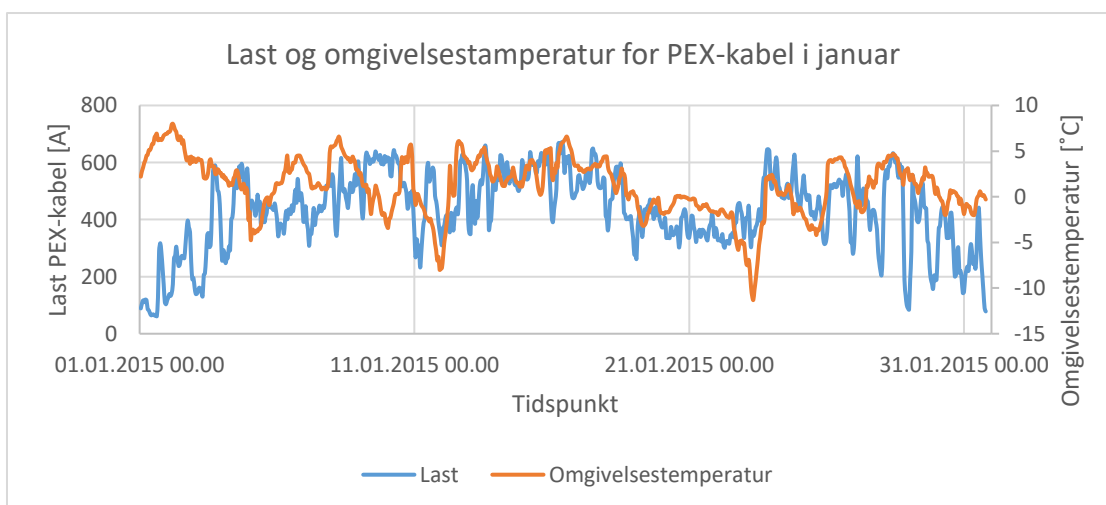


Figur 17: Datagrunnlag for simulering av oljekabel

Figur 18 viser temperaturplot for oljekabel, både simulerte og målte kabeltemperaturer:

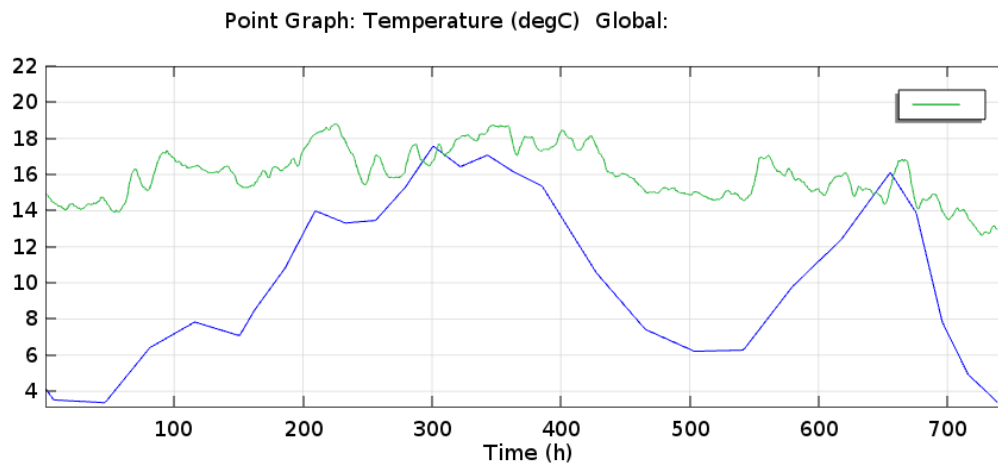


Figur 18: Temperaturutvikling i oljekablenes PE-kappe. Beregninger for oljekabel illustreres av blå linje, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C]



Figur 19: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel

Figur 20 viser temperaturplot PEX-kabel, både for simulerte og målte kabeltemperaturer:



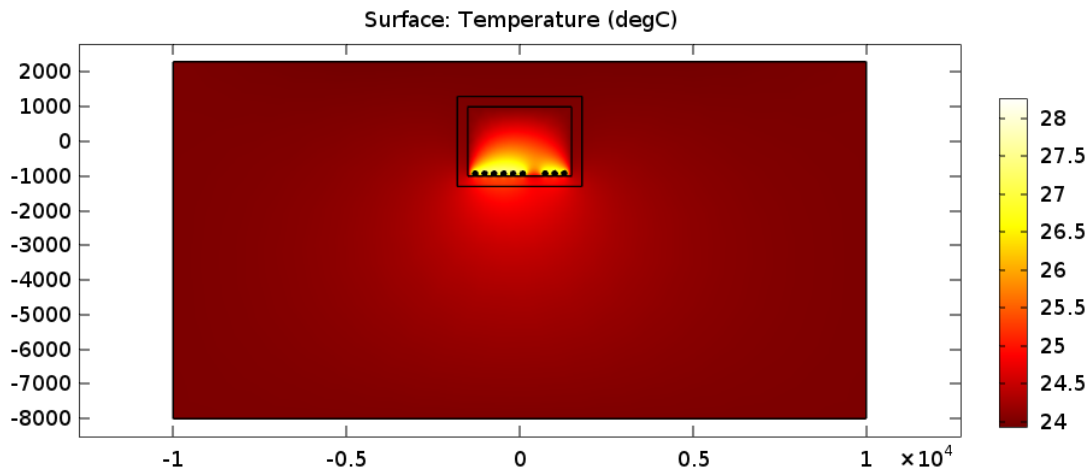
Figur 20: Temperaturutvikling i PEX-kablens PE-kappe. Beregninger for PEX-kabel illustreres av blå linje, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperatur [°C]

Simuleringen gir temperaturene 16 °C i oljekabelens PE-kappe og 14 °C i PEX-kabelens PE-kappe, ved tidspunktet der DTS-målingene gir høyest temperatur (10 januar kl.08:00). De høyeste simulerte temperaturene oppstår etter 302 timer i januar, 13.01 kl.14:00, da temperaturen i oljekabelens PE-kappe er 21 °C, mens den i PEX-kabelens PE-kappe er 17,5 °C.

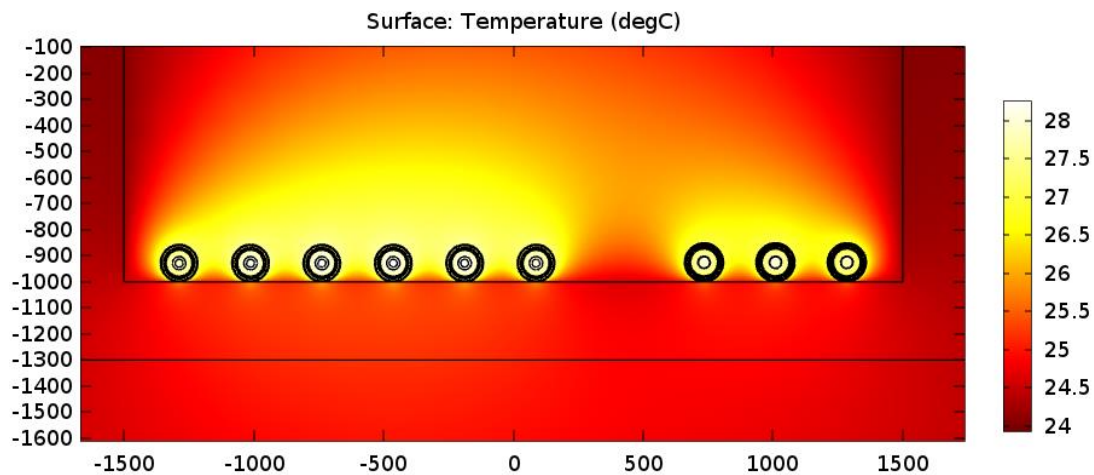
### 5.3.1.2 August

#### Stasjonært løseroppsett

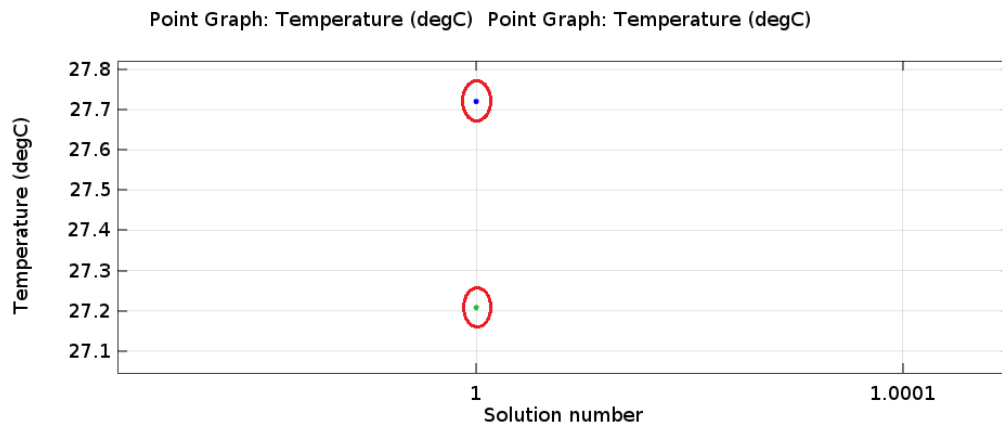
Figurene under viser den stasjonære løsningen for kablene i august, med en satt omgivelsestemperatur på 24 °C, og last på 315,71 A i oljekabelen og 271,09 A i PEX-kabelen. Disse verdiene er satt, da dette er omgivelsestemperatur og laster ved de høyeste målte temperatuere utført av DTS -systemet som oppstår 543 timer inn i august, altså 23 august kl.15:00.



Figur 21: Varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i august, full modell. X- og y-aksen viser avstand i mm.



Figur 22: Nært utsnitt av varmeutvikling i stasjonær løsning for kablene i august. X- og y-aksen viser avstand i mm.



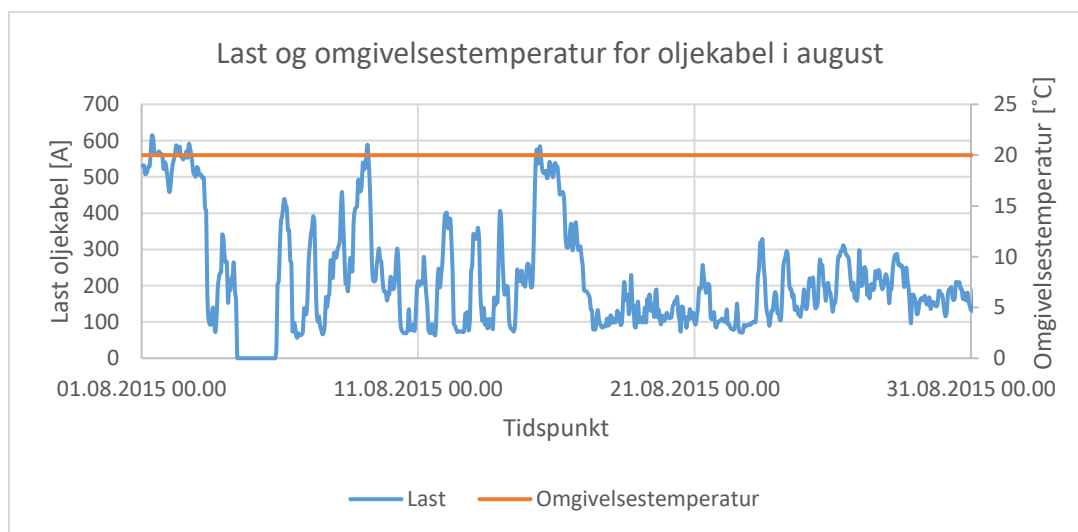
Figur 23: Temperaturer i olje- og PEX-kablenes PE-kappe. Oljekabel illustreres av blå markering, og PEX-kabel illustreres av grønn markering

Som figuren viser er de simulerte temperaturene henholdsvis 27,7 °C i oljekabelens PE-kappe, og 27,2 °C i PEX-kabelens PE-kappe.

Tidsavhengig løseroppsett

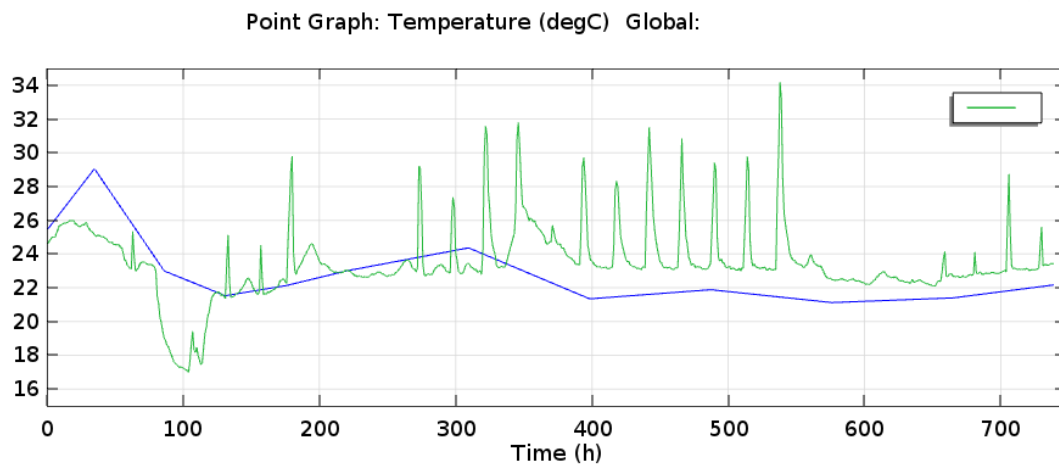
Varierende last og konstant temperatur

Figurene under viser hvilke temperaturer som oppstår i kablene gjennom hele august når omgivelsestemperaturen er konstant 20 °C og lastene i kablene endres hver time. Disse temperaturene sammenlignes med reelle temperaturmålinger fra DTS-systemet. I tillegg er det plottet grafer med datagrunnlaget som er benyttet for last og omgivelsestemperatur i simuleringene.

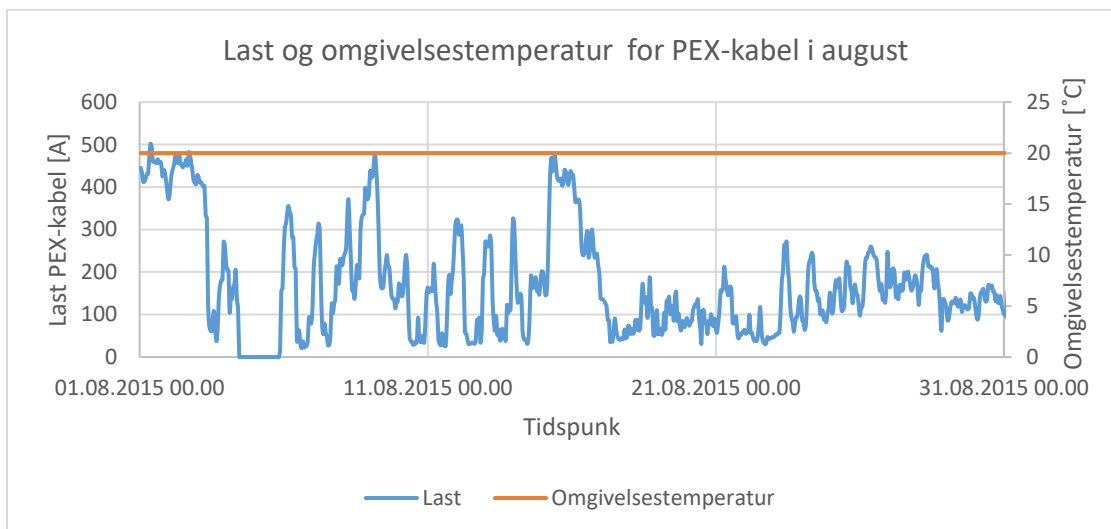


Figur 24: Datagrunnlag for simulering av oljekabel

Figur 25 viser temperaturplot for oljekabel, både simulerte og målte kabeltemperaturer:



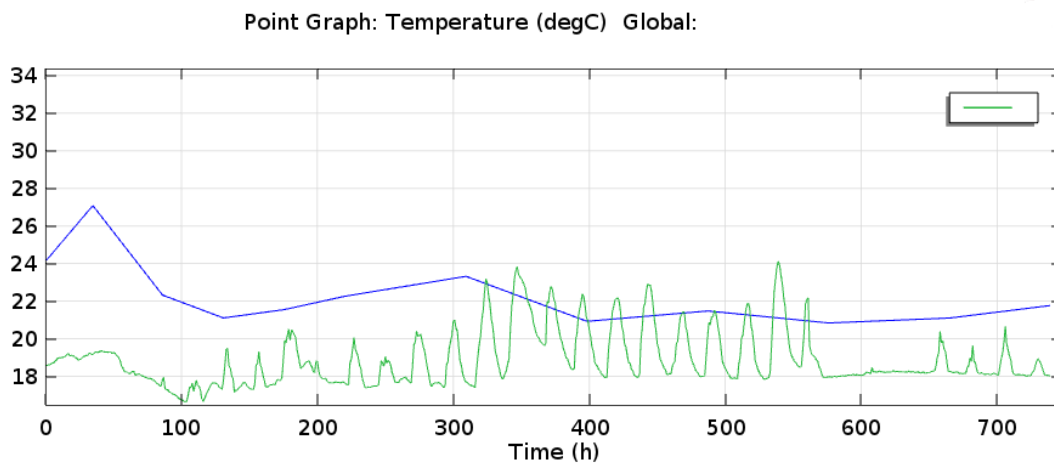
Figur 25: Temperaturutvikling i oljekablenes PE-kappe. Blå linje viser beregninger for oljekabelen og grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen



Figur 26: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel



Figur 27 viser temperaturplot for PEX-kabel, både simulerte og målte kabeltemperaturer:

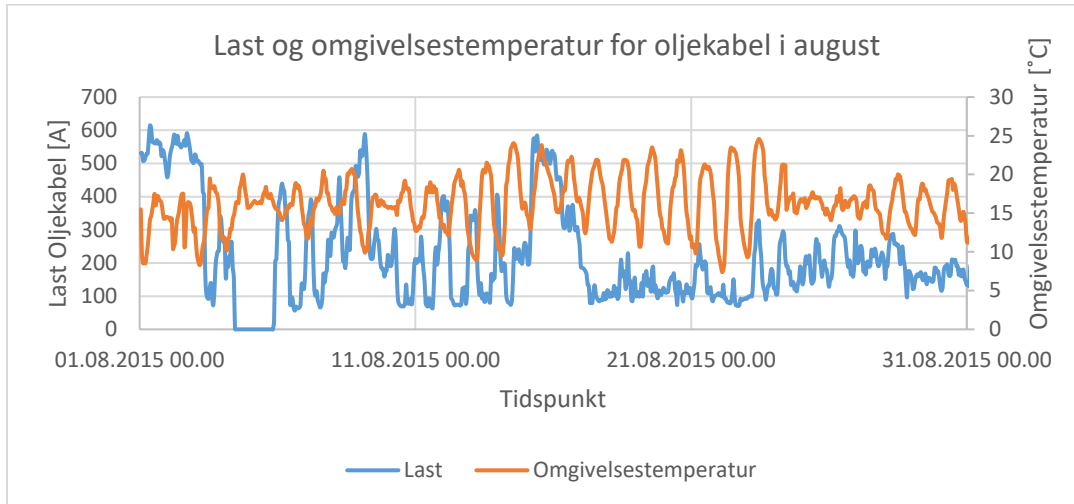


Figur 27: Temperaturutvikling i PEX-kablens PE-kappe. Blå linje viser beregninger for PEX-kabelen, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen

Simuleringen gir temperaturene 25 °C i oljekabelens PE-kappe og 21,5 °C i PEX-kablens PE-kappe, ved tidspunktet der DTS-målingene gir høyest temperatur (23 august kl.15). De høyeste simulerte temperaturene oppstår etter 35 timer i august, 02.08 kl.11:00, da temperaturen i oljekabelens PE-kappe er 29 °C, mens den i PEX-kablens PE-kappe er 27 °C.

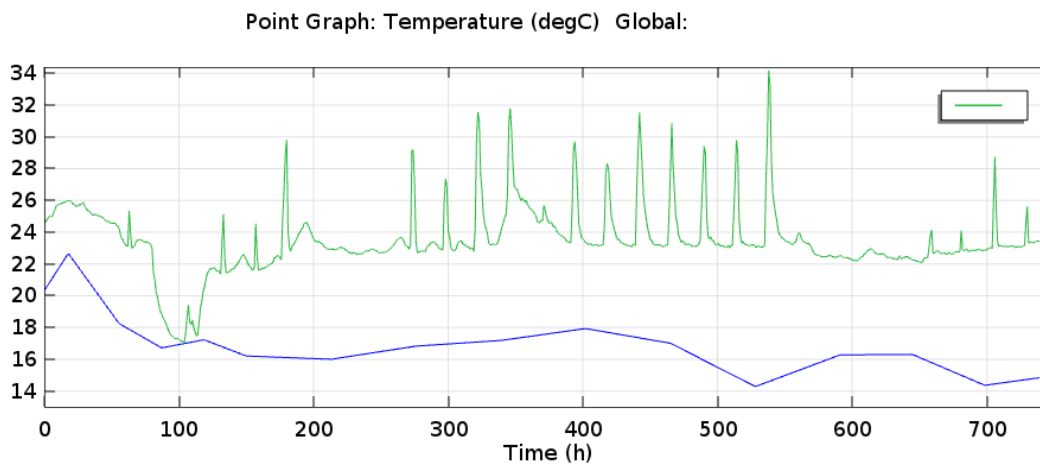
### Varierende last og temperatur

Figurene under viser hvilke temperaturer som oppstår i kablene gjennom hele august når både lastene og omgivelsestemperaturen endres hver time, og sammenligner disse med reelle temperaturmålinger fra DTS-systemet. I tillegg er det plottet grafer med datagrunnlaget som er benyttet for last og omgivelsestemperatur i simuleringene.

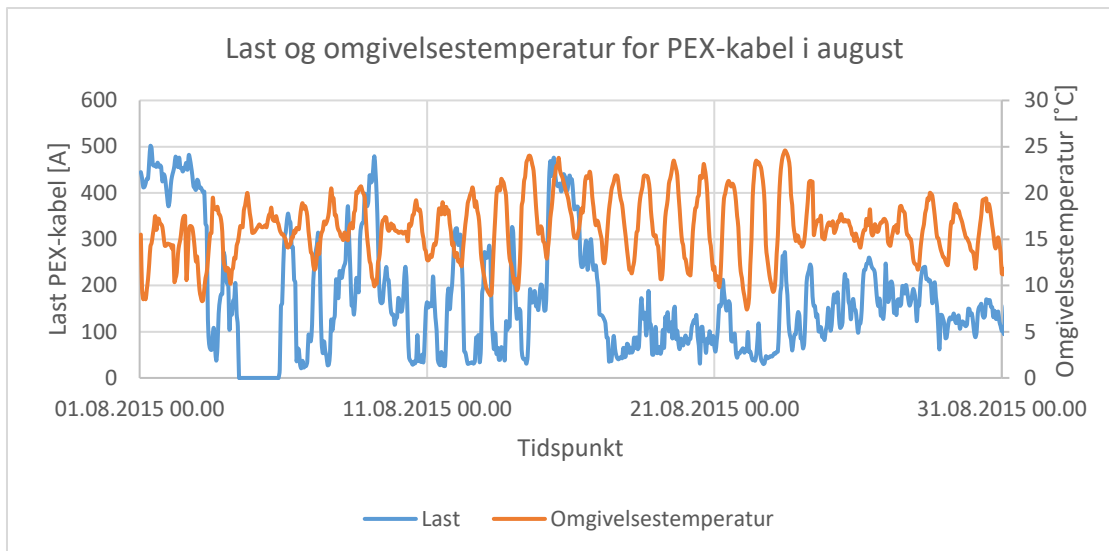


Figur 28: Datagrunnlag for simulering av oljekabel

Figur 29 viser temperaturplot for oljekabel, både simulerte og målte kabeltemperaturer:

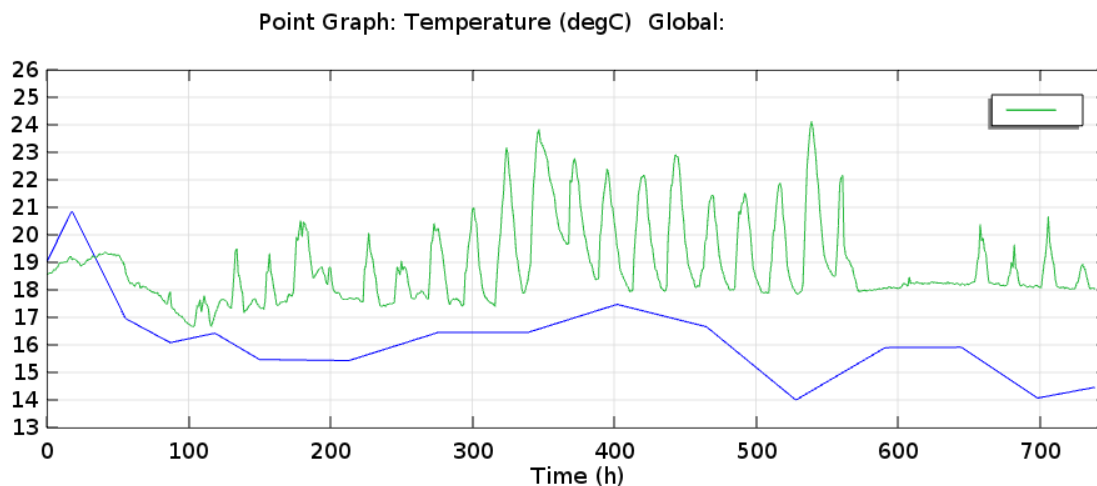


Figur 29: Temperaturutvikling i oljekablens PE-kappe. Blå linje viser beregninger for oljekabelen, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen



Figur 30: Datagrunnlag for simulering av PEX-kabel

Figur 31 viser temperaturplot for PEX-kabel, både simulerte og målte kabeltemperaturer:



Figur 31: Temperaturutvikling i PEX-kablenes PE-kappe. Blå linje viser beregninger for PEX-kabelen, mens grønn linje viser temperaturmålingene utført av DTS-systemet. Y-aksen viser temperaturskala, mens x-aksen viser antall timer i simuleringen

Simuleringen gir temperaturene 14,7 °C i oljekabelens PE-kappe og 14,4 °C i PEX-kabelens PE-kappe, ved tidspunktet der DTS-målingene gir høyest temperatur (23 august kl.15). De høyeste simulerte temperaturene oppstår etter 17 timer i august, 01.08 kl.17:00, da temperaturen i oljekabelens PE-kappe er 22,5 °C, mens den i PEX-kabelens PE-kappe er 20,9 °C.

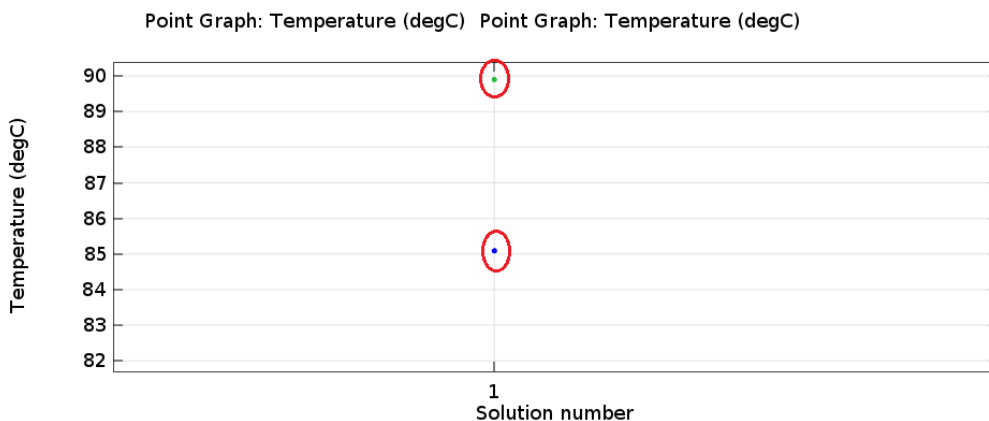
### 5.3.2 Maksimal strømføringssevne

Ved å benytte numerisk beregningsmetode skal det ved hjelp av stasjonær simulering fastsettes hvilke laster som må til for å nå de maksimale driftstemperaturene til PEX- og oljekablene. I simuleringene er det benyttet stasjonært løseroppsett der omgivelsestemperaturen er satt konstant til 0 °C i januar, og 20 °C i august. Deretter er det foretatt flere COMSOL-simuleringer med ulik last, for å finne hvilke laster som fører til maksimale driftstemperaturer på 90 °C i PEX-kabelen og 85 °C i oljekabelen. Når disse lastene er funnet, benyttes de videre som last i tidsavhengige løseroppsett, for å fastslå hvor lang tid det tar for kablene å nå disse temperaturene når utgangspunktet er 0 A. Dette er gjort både med stasjonære omgivelsestemperaturer på 0 °C i januar og 20 °C i august, og varierende omgivelsestemperaturer med timesoppløsning gjennom hele månedene. Det er i tillegg foretatt en tidsavhengig simulering med en last på 1350 A, som er den lasten kablene ifølge Statnett skal være dimensjonert for. Dette gjøres for å undersøke effekten endring i last har på kablernes oppvarmingstid. Disse simuleringene er også gjort med både varierende og konstant omgivelsestemperatur.

#### 5.3.2.1 Januar

##### Stasjonært løseroppsett

Figuren under viser den stasjonære løsningen for kablene i januar, med omgivelsestemperatur satt til 0 °C. Lastene som er benyttet for å komme fram til disse kabeltemperaturene er for oljekabelen 1429 A, og for PEX-kabelen 1308 A.

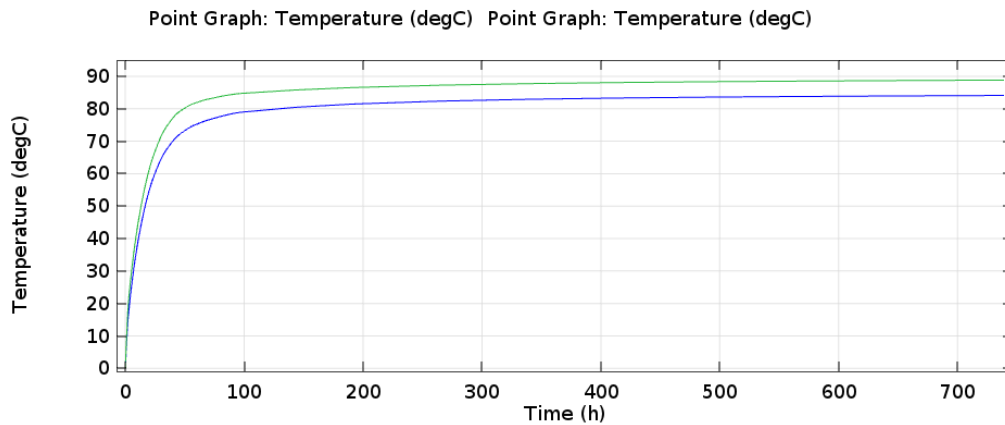


Figur 32: Temperaturer i PEX-kabelen (grønn markering) og oljekabelen (blå markering) ved maksimal last

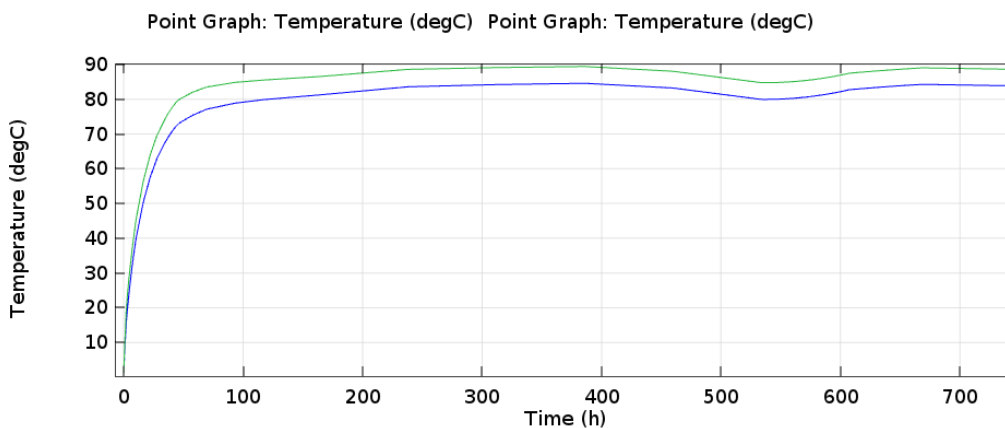
## Tidsavhengig løseroppsett

### Temperaturutvikling ved maksimalt beregnede laster

Lastene som ble benyttet for å finne maksimal driftstemperatur i kablene i stasjonært løseroppsett (1429 A for oljekabel og 1308 A for PEX-kabel) plottet som maksimal last, startlast settes til 0 A, og omgivelsestemperatur settes til først til konstant 0 °C, og deretter varierende. Dette gir følgende grafer:



Figur 33: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur

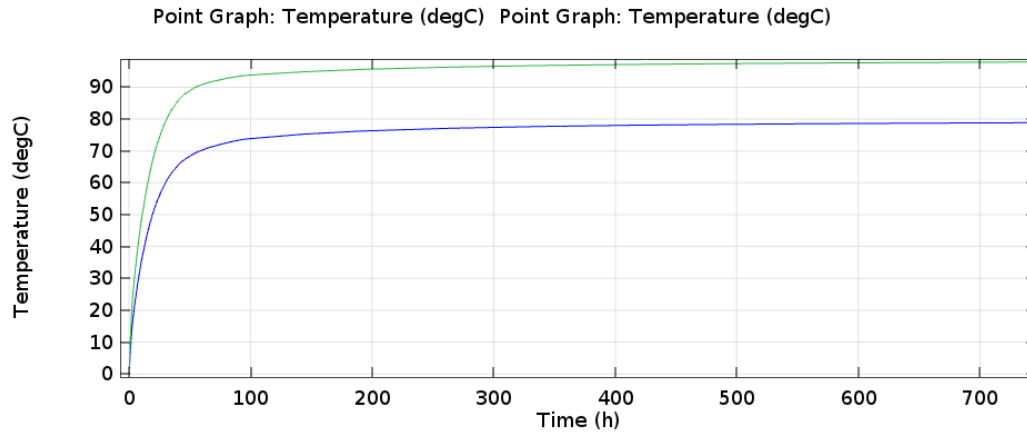


Figur 34: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur

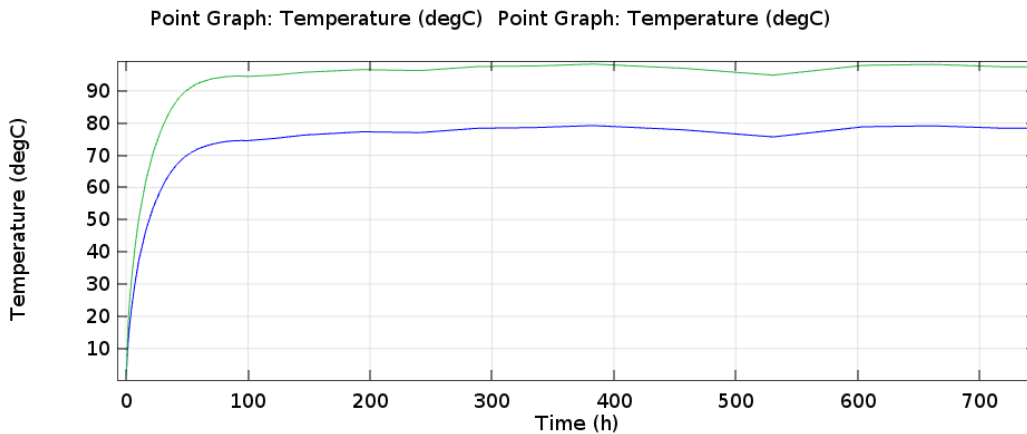
Som figurene viser når kablene aldri helt opp til maksimal driftstemperatur når omgivelsestemperaturen er konstant 0 °C (PEX-kabel nå 88 °C mens oljekabelen nå 84 °C) og det simuleres i en måned. Når omgivelsestemperaturen derimot varierer hver time gjennom hele måneden, når kablene sine maksimale driftstemperaturer etter ca. 350 timer.

### Temperaturutvikling ved kablernes maksimale kapasitet ifølge Statnett

Lasten som benyttes i denne simuleringen er for begge kablene 1350 A, som er kablernes maksimale kapasitet ifølge Statnett. Dette plottes som maksimal last, startlast settes til 0 A, og omgivelsestemperatur settes til først til konstant 0 °C, og deretter varierende. Dette gir følgende grafer:



Figur 35: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur og last på 1350 A



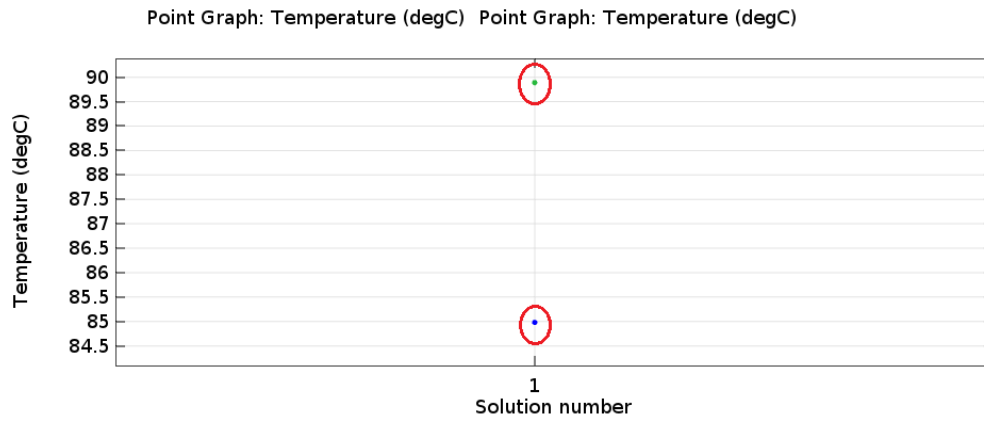
Figur 36: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur og last på 1350 A

Som figurene viser er det kun PEX-kabelen som når sin maksimale driftstemperatur på 90 °C i simuleringene. Dette skjer etter ca. 50 timer. Oljekabelen derimot når aldri sin maksimale driftstemperatur i løpet av tiden som simuleres, verken ved konstant eller varierende omgivelsestemperatur.

### 5.3.2.2 August

#### Stasjonært løseroppsett

Figurene under viser den stasjonære løsningen for kablene i august, med konstant omgivelsestemperatur på 20 °C. Lastene som er benyttet for å komme fram til disse kabeltemperaturene er for oljekabelen 1281 A, og for PEX-kabelen 1238 A.

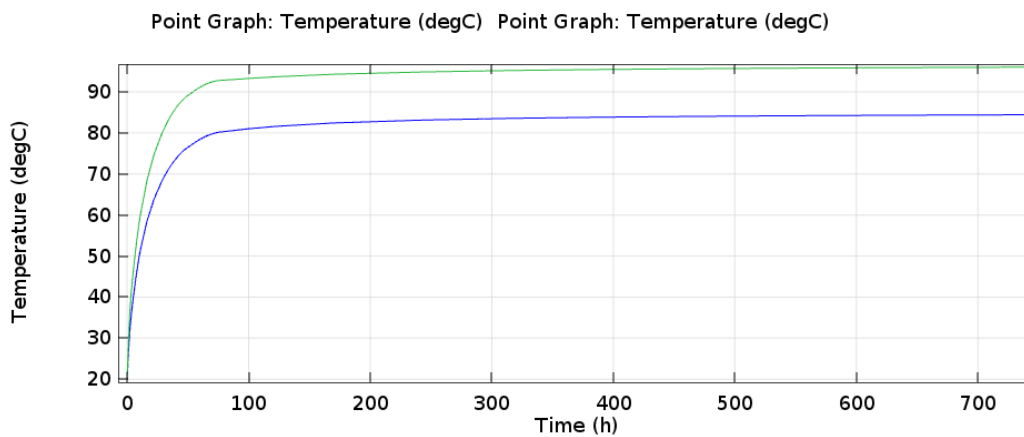


Figur 37: Temperaturer i PEX-kabelen (grønn markering) og oljekabelen (blå markering) ved maksimal last

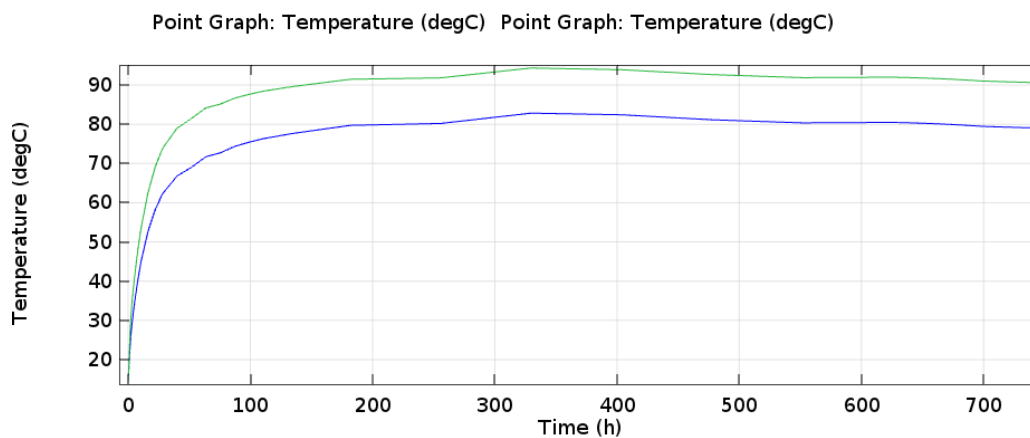
## Tidsavhengig løseroppsett

### Temperaturutvikling ved maksimalt beregnede laster

Lastene som ble benyttet i denne simuleringen for å finne maksimal driftstemperatur i kablene i stasjonært løseroppsett (1281 A for oljekabel og 1238 A for PEX-kabel) plottes som maksimal last. Startlast settes til 0 A. Omgivelsestemperatur settes til først til konstant 20 °C, og deretter varierende. Dette gir følgende resultat:



Figur 38: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur



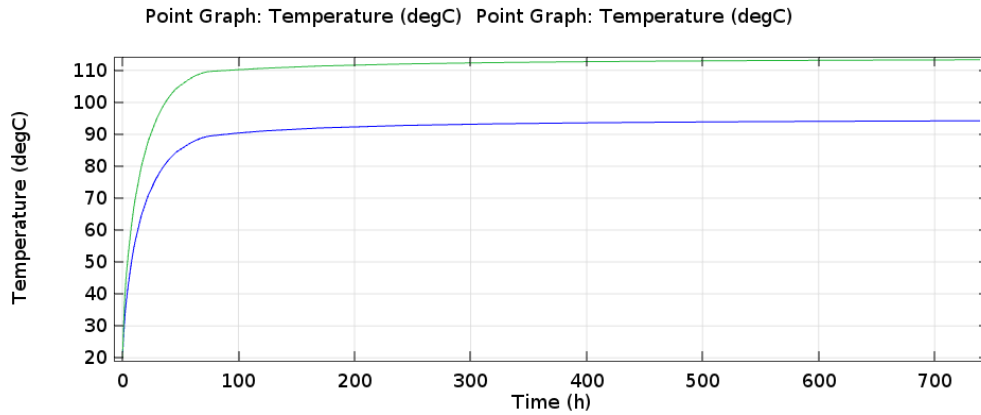
Figur 39: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur

Som figurene viser når PEX-kabelen maksimal driftstemperatur på 90 °C etter 54 timer, mens oljekabelen når 85 °C etter ca. 400 timer når omgivelsestemperaturen er konstant 20 °C. Når omgivelsestemperaturen derimot varierer hver time gjennom hele måneden, når PEX-kabelen 90 °C etter 130 timer, mens oljekabelen aldri når sin maksimale driftstemperatur i løpet av tiden som simuleres.

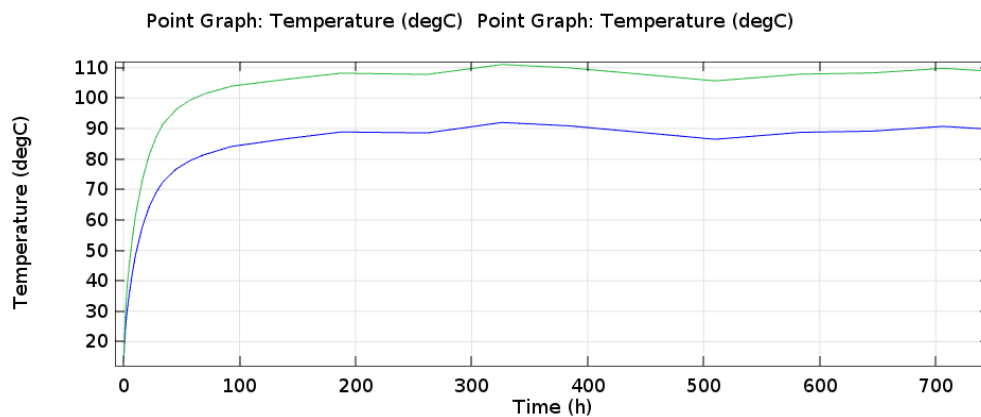


### Temperaturutvikling ved kablens maksimale kapasitet ifølge Statnett

Lasten som benyttes i denne simuleringen er for begge kablene 1350 A, som er kablens maksimale kapasitet ifølge Statnett. Dette plottes som maksimal last, startlast settes til 0 A, og omgivelsestemperatur settes til først til konstant 20 °C, og deretter varierende. Dette gir følgende grafer:



Figur 40: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved konstant omgivelsestemperatur og last på 1350 A



Figur 41: Temperaturutvikling i PEX-kabelen (grønn linje) og oljekabelen (blå linje) i januar ved varierende omgivelsestemperatur og last på 1350 A

Som figurene viser når PEX-kabelen og oljekabelen sine maksimale driftstemperaturer etter henholdsvis 24 og 47 timer når omgivelsestemperaturen er konstant. Når omgivelsestemperaturen varierer nås de maksimale driftstemperaturene etter 32 timer i PEX-kabelen og 100 timer i oljekabelen.

## 6. Diskusjon

### 6.1 Analyse av kabeltemperaturer

Den innledende analysen av kabeltemperaturernes påvirkninger viser tydelig forskjell mellom august og januar. I januar er det kablernes strømføring som først og fremst er dimensjonerende, mens i august er det kablernes omgivelsestemperatur som er dominerende. Dette indikerer at når omgivelsestemperaturen er høy samtidig som lasten i kablene er lav, vil kabeltemperaturen i stor grad følge svingningene i omgivelsestemperaturen. Dette kommer tydelig fram i figur 6 og 7 som viser temperaturutviklingen i olje- og PEX-kabelen i august. Spesielt mellom datoene 11.08 og 24.08 følger kabeltemperaturen omgivelsestemperaturen tett. Det er også i dette tidsintervallet at omgivelsestemperaturen er høyest, altså kan man anta at jo høyere omgivelsestemperaturen er ved lave laster, desto tettere følger variasjonene i kabeltemperaturen variasjonene i omgivelsestemperaturen. Over hele måneden varierer kabeltemperaturene 20 °C i oljekabelen og 10 °C i PEX-kabelen. Det er dermed store svingninger i kabeltemperaturen når omgivelsestemperaturen er dimensjonerende. I januar følger derimot kabeltemperaturen i stor grad lasten, men her er ikke korrelasjonen like tydelig. Gjennom måneden varierer temperaturene i de to kablene med maksimalt 6 -7 °C. Kabeltemperaturene har dermed ikke like store svingninger som i august. Dette tyder på at det er mindre svingninger i kabeltemperaturene når lasten er dimensjonerende. Videre tyder det på at temperaturpåvirkningen fra perioder med høye laster gir mindre volatile kabeltemperaturer enn ved dominerende påvirkningen fra omgivelsestemperaturen.

## 6.2 Kabeltemperaturer

I tabell 6 er de målte temperaturer fra Statnetts DTS system sammenlignet med både de stasjonære og tidsavhengige temperaturberegningene.

		Stasjonære beregninger		Tidsavhengige beregninger, numerisk metode			
	Målte DTS verdier	Analytisk metode	Numerisk metode	Simuleringer ved maks DTS tidspunkt, konstant omgivelsestemperatur	Simuleringer ved maks DTS tidspunkt, varierende omgivelsestemperatur	Maksimalt simulerte verdier, ved konstant omgivelsestemperatur	Maksimalt simulerte verdier, ved varierende omgivelsestemperatur
PEX-kabel, januar	18,8 °C	13,6 °C	17,4 °C	15 °C	14 °C	18,5 °C	17,5 °C
Olje-kabel, januar	24,8 °C	18,9 °C	20,8 °C	18,5 °C	16 °C	22,5 °C	21 °C
PEX-kabel, august	24,1 °C	25,5 °C	27,2 °C	21,5 °C	14,4 °C	27 °C	20,9 °C
Olje-kabel, august	34,2 °C	25,8 °C	27,7 °C	25 °C	14,7 °C	29 °C	22,5 °C

Tabell 6: Sammenligning mellom målte og beregnede temperaturer

Tabellen viser at det er store variasjoner mellom beregningene og de faktiske målingene utført av DTS-systemet.

Av tabellen ser man at det er ved å benytte numerisk metode der omgivelsestemperaturen holdes konstant, at de maksimale temperaturer som beregnes kommer nærmest de målte verdiene. Unntaket er beregningene utført for PEX-kabelen i august, der den analytiske metoden gir et noe bedre resultat. Det er viktig å påpeke at de høyeste temperaturer beregnet ved bruk av numerisk metode er beregnet ved ulike tidspunkt enn når DTS-målingen har gjort sin høyeste måling. De numeriske beregningene som er utført ved samme tidspunkt som DTS-systemet har gjort sin høyeste beregning er de beregningene som avviker mest fra de virkelige målingene. Det kan dermed antas at beregningsgrunnlaget i de numeriske beregningene ikke samsvarer fullstendig med virkelige verdier.

Analytisk metodes prosentvise avvik fra de numeriske metodene vises i tabell 7.

	Analytisk metodes prosentvise avvik fra de numeriske metodene				
	Stasjonære beregninger	Tidsavhengige beregninger, numerisk metode			
	Numerisk metode.	Simuleringer ved maks DTS tidspunkt, konstant omgivelsestemperatur	Simuleringer ved maks DTS tidspunkt, varierende omgivelsestemperatur	Maksimalt simulerte verdier, ved konstant omgivelsestemp.	Maksimalt simulerte verdier, ved varierende omgivelsestemp.
PEX-kabel, januar	-22 %	-9,3 %	-2,8 %	-26,5 %	-22,2 %
Olje-kabel, januar	-9,1 %	2,2 %	18 %	-16 %	-10 %
PEX-kabel, august	-6,3 %	18,6 %	77 %	-5,6 %	22 %
Olje-kabel, august	-6,9 %	3,2 %	75,5 %	-11 %	14,7 %

Tabell 7: Analytisk metodes prosentvise avvik fra de ulike numeriske metodene

Som nevnt i kapittel 1.2, er det skrevet flere artikler om hva en kan forvente ved å benytte IEC 60287 til å utføre analytiske beregninger, samt elementmetoden til å utføre numeriske beregninger. Ifølge [3] kunne man forvente over 15 % lavere kabeltemperatur ved å benytte IEC 60287 i forhold til numerisk beregning. Som tabell 7 viser, varierer de analytiske beregningene fra å være 26,5 % lavere enn de numeriske, til å være 77 % høyere, alt ettersom hvilket løseroppsett som benyttes i den numeriske beregningen. De beregningene som stemmer best overens med [3] er den stasjonære numeriske beregningen, og den tidsavhengige numeriske beregningen av maksimale temperaturer ved konstant omgivelsestemperatur. Grunnen til at det er så store forskjeller mellom beregningene kan være antagelsene og forenklingene som er foretatt i de to metodene, samt ufullstendig modellering i COMSOL.

I artikkel [5] viste ulike forsøk at temperaturer beregnet ved hjelp av numeriske beregninger ville være høyere, men nære, resultatene fra IEC-beregningene. Dette stemmer godt overens med temperaturene som er simulert gjennom både januar og august, der alle de høyeste temperaturene er noe høyere enn IEC-beregningene når omgivelsestemperaturen er konstant. Når numeriske beregninger er utført med varierende omgivelsestemperaturer blir de simulerte temperaturene for begge kablene høyere i januar, men lavere i august. Av beregningene utført med konstant og varierende omgivelsestemperatur, er det de førstnevnte som stemmer best overens med [5] siden også beregningene utført med IEC 60287 holder konstant omgivelsestemperatur.

Innledende analyse av kabeltemperaturene viste at omgivelsestemperaturene ville ha dominerende påvirkning på kabeltemperaturene i august. Dette kommer ikke fram i COMSOL-simuleringen. Både figur 6 og 7 viser at de målte kabeltemperaturene utført av DTS systemet tydelig følger svingningene i omgivelsestemperatur, mens de beregnede temperaturene (figur 29 og 31) ikke viser tegn til en slik korrelasjon. For å oppnå realistiske temperaturberegninger må påvirkningen fra omgivelsestemperaturen tas hensyn til i simuleringene. Resultatene viser i tillegg store avvik mellom målte og simulerte temperaturer gjennom hele måneden, noe som indikerer at COMSOL-modellen som benyttes i de numeriske beregningene ikke er tilstrekkelig utformet.

I januar viste den innledende analysen av kabeltemperaturene at det var kablernes last som ville ha dominerende påvirkning på kabeltemperaturene. Dette kommer til en viss grad frem på figurene 14, 16, 18 og 20. Kabeltemperaturene følger last-toppene noe, men ikke like tydelig som de målte temperaturene fra DTS-systemet. Det er i tillegg store avvik mellom de målte og beregnede temperaturene i store deler av simuleringstiden. Dette kan tyde på at kablernes samlede termiske konduktivitet er høyere i den numeriske beregningen enn den er i virkeligheten, og beregningen derfor i mye større grad enn i virkeligheten lar kabeltemperaturene påvirkes av variasjoner i lasten. Årsaken til dette kan være at det er foretatt ulike forenklinger i COMSOL-modellen for å klare å kjøre simuleringene. Flere av lagene i kablernes oppbygging er blitt ansett som neglisjerbare, og er derfor fjernet fra modellene, som tape, lederskjerm og isolasjonsskjerm.

COMSOL-modellen var opprinnelig tiltenkt å skulle ta hensyn til konveksjon i luften rundt kablene i kulverten. Vedlegg 06 viser resultatet fra simulering av en enkel kabel bestående av leder og isolasjon, i en luftfylt kulvert begravd i jord. Det viste seg dessverre at metoden benyttet til å lage denne modellen ikke lot seg implementere i en utvidet modell, da luftstrømningen i kulverten ville bli turbulent. Turbulent strømning krever en mer avansert modell i COMSOL enn den som er blitt utformet i denne oppgaven, noe som krever et høyere ferdighetsnivå i COMSOL. Det er derfor foretatt en forenkling i modelleringen av luften rundt kablene, da den heller er behandlet som en modell basert på termisk motstand.

Det er også viktig å påpeke at resultatene fra COMSOL-beregningene er illustrert i figurene med lavere frekvens enn temperaturmålingene. Trenden ville trolig vært den samme, men med denne forskjellen i illustrasjonene utelates variasjonene som oppstår fra time til time.

## 6.3 Kablernes maksimale strømføringsevne

### 6.3.1 Stasjonært løseroppsett

#### 6.3.1.1 Analytisk metode

Tabellen under viser de beregnede maksimale strømføringsevnene som er beregnet med IEC standard 60287.

Måned \ Kabeltype	PEX-kabel	Oljekabel
Januar	1481 A	1434 A
August	1349 A	1296 A

Tabell 8: Maksimal strømføringsevne i kablene som følge av oppnådde maksimale driftstemperaturer

### 6.3.1.2 Numerisk metode

Kablernes maksimale strømføring som ved stasjonær simulering fører til driftstemperaturer på 90 °C i PEX-kabelen og 85 °C i oljekabelen er vist i tabellen under.

Måned \ Kabeltype	PEX-kabel	Oljekabel
Januar	1308 A	1429 A
August	1238 A	1281 A

Tabell 9: Maksimal strømføringsevne i kablene som følge av oppnådde maksimale driftstemperaturer

### 6.3.1.3 Sammenligning av analytisk og numerisk metode

Når resultatene fra de to metodene sammenlignes, utpeker det seg en systematisk ulikhet mellom de to beregningsmetodene. Analytisk metode gir konsekvent høyere resultater enn den numeriske metoden i alle tilfellene. Resultatene korrelerer dårlig for PEX-kabelen, mens beregningene for oljekabelen gir tilnærmet like resultat. Beregningene for PEX-kabelen gir et avvik på henholdsvis 127 A i januar og 111 A i august. Dette kan tyde på at designet av PEX-kabelen er ufullstendig.

Dette er stasjonære beregninger. Altså er laster og omgivelsestemperatur stasjonære, og virker «uendelig» lenge. Dermed er det naturlig å anta at resultatene er konservative, altså at kablene i normal drift med varierende laster og omgivelsestemperaturer ikke vil nå maksimale driftstemperaturer ved de beregnede lastene, da slike høye laster i de fleste tilfeller kun virker i korte perioder.

### 6.3.2 Tidsavhengig simulering

Tabellen under viser tiden det tar å nå maksimal driftstemperatur ved å benytte de beregnede lastene fra den stasjonære numeriske beregningen. Den viser også tiden det tar for kablene å nå maksimale driftstemperaturer når den påsatte lasten er 1350 A, som er maksimal kapasitet ifølge Statnett. Startlast er satt til 0 A, altså illustrerer resultatene tidene det tar for kablene å bli oppvarmet til maksimale driftstemperaturer når de i utgangspunktet er ubelastet og uoppvarmet.

	På satt last lik kablers maksimale strømføringsevne		På satt last lik 1350 A	
	Konstant omgivelsestemperatur	Variierende omgivelsestemperatur	Konstant omgivelsestemperatur	Variierende omgivelsestemperatur
PEX-kabel august	54 timer	130 timer	24 timer	32 timer
Oljekabel august	500 timer	Når aldri 85 °C	47 timer	100 timer
PEX-kabel januar	Når aldri 90 °C	350 timer	50 timer	50 timer
Oljekabel januar	Når aldri 85 °C	350 timer	Når aldri 85 °C	Når aldri 85 °C

Tabell 10: Tid det tar for kablene å nå maksimal driftstemperatur med ulik påsatt last, og utgangspunkt i 0 A.

Som tabellen viser er det flere kabeltemperaturer som ikke når maksimal driftstemperatur i løpet av de utførte simuleringene. Simuleringene er utført for en hel måned, i januar og i august. Det er naturlig at resultatene som ble funnet i den stasjonære løsningen ikke nødvendigvis samsvarer med de tidsavhengige beregningene, siden det i stasjonær simulering antas uendelig tid.

I eksempelet der omgivelsestemperaturen er konstant, er det kun i august de maksimale driftstemperaturene nås. Dette kan være fordi simuleringene ikke varer lenge nok. I eksempelet der omgivelsestemperaturen er varierende, nås ikke maksimal driftstemperatur for oljekabelen i august. Dette kan både ha med lengden på simuleringen å gjøre, men også den varierende omgivelsestemperaturen. Dersom denne er lavere over lengre perioder enn den temperaturen som ble satt som konstant omgivelsestemperatur i den stasjonære simuleringen, kan dette føre til at maksimal driftstemperatur ikke nås. Som den innledende analysen av kabeltemperaturene viste, er omgivelsestemperaturen dominerende når det kommer til kabeltemperaturene i august.

Tabellen viser også resultatene for hvor lang tid det tar for kablene å nå maksimale driftstemperaturer når påsatt last er 1350 A, som ifølge Statnett er kablens kapasitet. Naturlig nok bruker kablene kortere tid på å nå maksimale driftstemperaturer med denne lasten, da den er høyere enn 3 av de 4 beregnede maksimale lastene. Denne simuleringen er utført for å illustrere hvor mye en endring i maksimal strømføringsevne har å si for oppvarmingstiden i kablene.

#### ***Konstant omgivelsestemperatur:***

- PEX kabel august: Lastøkning på 9,0 %, gjør oppvarmingstiden 56 % kortere.
- Oljekabel august: Lastøkning på 5,4 % gjør oppvarmingstiden 91 % kortere.
- PEX kabel januar: Lastøkning på 3,2 % gjør at maksimal driftstemperatur nås etter 50 timer, i stedet for over en måned, som er simuleringstiden.
- Oljekabel januar: Lasten minker med 5,5 %, oppvarmingstiden blir større, og kabelen når aldri maksimal driftstemperatur i løpet av simuleringstiden.

#### ***Variierende omgivelsestemperatur:***

- PEX kabel august: Lastøkning på 9,0 %, gjør oppvarmingstiden 75 % kortere.
- Oljekabel august: Lastøkning på 5,4 % gjør at maksimal driftstemperatur nås etter 100 timer, i stedet for over en måned, som er simuleringstiden.
- PEX kabel januar: Lastøkning på 3,2 % gjør oppvarmingstiden 86 % kortere
- Oljekabel januar: Lasten minker med 5,5 %, oppvarmingstiden blir større, og kabelen når aldri maksimal driftstemperatur i løpet av simuleringstiden.

## 7. Konklusjon

I denne hovedoppgaven har påvirkningen fra last og omgivelsestemperaturer på temperaturene i kablene som krysser ytre Oslofjord blitt analysert. En PEX-kabel og en oljetrykks-papirisolert kabel er undersøkt i delen av traseen hvor kablene ligger i en luftfylt kulvert. Videre er det foretatt temperatur- og lastberegninger ved å benytte både analytisk og numerisk metode. Kablenes maksimale strømføringssevne er beregnet, samt tiden det tar for kablene å nå maksimal driftstemperatur ved disse lastene, når de i utgangspunktet er ubelastet og uoppvarmet.

Følgende konklusjoner kan trekkes:

- Beregningene som er utført i denne oppgaven, samt de tilhørende resultatene, er generelt svært følsomme for hvilken modell som benyttes.
- I temperaturberegningene er det store variasjoner mellom beregningene og de faktiske målingene, både når analytisk og numerisk metode benyttes. Dette gjør at de benyttede metodene kan antas å være ufullstendige.
- Kabeltemperaturene skal ifølge innledende analyse korrelere med omgivelsestemperaturer i august og med last i januar. I de tidsavhengige numeriske beregningene som er benyttet til å utføre temperaturberegninger for hver time gjennom hele januar og august, er det tydelig at dette ikke har vesentlig påvirkning på resultatet. Dermed er det knyttet stor usikkerhet til gyldigheten av oppbygging og beregningsgrunnlaget til COSMSOL-modellen som benyttes til de numeriske beregningene.
- I beregningene av maksimal strømføringssevne ligger resultatene fra de analytiske beregningene konsekvent høyere enn resultatene fra de numeriske beregningene.
- Generelt for alle simuleringer gir små endringer i last store endringer i kablens oppvarmingstid.

På bakgrunn av resultatene fra den innledende analysen av kabeltemperaturene, som viste sterk sammenheng mellom omgivelsestemperaturer og kabeltemperaturene når omgivelsestemperaturen var høy og lasten lav, anbefales det Statnett å installere temperaturmålere i kulverten.

Det anbefales også at det utføres videre beregninger og studier av de problemstillinger som er undersøkt i denne hovedoppgaven, da det på bakgrunn av resultatene kan antas at beregningene er ufullstendige.



## 8. Videre arbeid

Forslag til videre arbeid:

- Variasjoner i beregninger og målinger gjør at det kan antas at det ligger et forbedringspotensiale i utføringen av beregningene. I hovedsak gjelder dette de numeriske beregningene. Det foreslås å utforme en mer detaljert modell i COMSOL når det kommer til design av kabler og kabelomgivelser. Dette gjelder både kablens oppbygging, og modellens evne til å inkludere omgivelsestemperaturens påvirkning på kabeltemperaturene. I tillegg burde det undersøkes hvilken effekt konveksjon i kulverten har, og dermed inkludere konveksjon i beregningsmodellen i COMSOL.
- Det burde undersøkes hvilken effekt en oppgradering av leggingen av kablene i kulverten vil ha for å bedre den maksimale lastkapasiteten. Dette være avstand mellom kablene eller omgivelsene i kulverten. En interessant problemstilling kunne være å sammenligne lastkapasiteten for kabler i en luftfylt kulvert med kabler i en kulvert med ulike fyllmasser, som sand, grus eller stein.

## 9. Referanseliste

- [1] F. Oldervoll, "Lastdata," Lastdata ed, 2016.
- [2] F. Oldervoll, "Temperaturdata," ed, 2016.
- [3] M. Terracciano, S. Purushothaman, F. d. León, and A. V. Farahani, "Thermal Analysis of Cables in Unfilled Troughs: Investigation of the IEC Standard and a Methodical Approach for Cable Rating," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 27, no. 3, p. 9, 2012.
- [4] A. Sedaghat and F. d. León, "Thermal Analysis of Power Cables in Free Air: Evaluation and Improvement of the IEC Standard Ampacity Calculations," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 29, no. 5, p. 9, 2014.
- [5] G. J. Anders, M. Coates, and M. Chaaban, "Ampacity Calculations for Cables in Shallow Troughs," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 25, no. 4, p. 9, 2010.
- [6] G. J. Anders, *Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Environment*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2005.
- [7] G. J. Anders, "Rating of electric power cables, Ampacity Computations for Transmission, Distribution, and Industrial Applications," (IEEE Press Power Engineering. IEEE PRESS, 1997
- [8] F. Oldervoll, "The Oslofjord Project," ed, 2016.
- [9] F. Oldervoll, "Nye Oslofjord Kabelanlegg, Legging," ed: Statnett, 2016.
- [10] F. Oldervoll, "Design of NYOF cables," ed, 2016.
- [11] E. Ildstad, *TET 4195 High Voltage Equipment Cable Technology*. Trondheim: NTNU, 2009.
- [12] Yr.no. (16.12.2016). *Datosøk*. Available: <http://www.yr.no/sted/Norge/%C3%98stfold/Moss/Moss/almanakk.html>
- [13] E. Team. (2015, 01.04.2017). *Skin and Proximity Effects of AC Current*. Available: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/skin-and-proximity-effects-of-ac->
- [14] G. J. Anders, "Dielectric Losses," in *Rating of electric power cables, Ampacity Computations for Transmission, Distribution, and Industrial Applications*, D. P. M. Anderson, Ed.: IEEE PRESS, 1997.
- [15] *NEK IEC 60287-2-1*.
- [16] *NEK IEC 60287-1-1*.
- [17] SNL. (01.04.2017). *elementmetoden*. Available: <https://snl.no/elementmetoden>
- [18] E. Kristiansen. (2017, 24.03.2017). *18 minutts webinar: Simuler strømkabler med COMSOL Multiphysics®*.

- [19] P. A. Davidson, *Turbulence : An Introduction for Scientists and Engineers*, Oxford: Oxford University Press, 2004. [Online]. Available.
- [20] G. J. Anders, "Appendix A, Cable no. 4," in *Rating of electric power cables, Ampacity Computations for Transmission, Distribution, and Industrial Applications*(IEEE Press Power Engineering: IEEE PRESS, 1997.
- [21] E. Toolbox. (16.12.2016). Available: <http://www.engineeringtoolbox.com/>

## Vedlegg 01

Benyttede parametere i IEC beregninger:

$\alpha_{20, \text{kobber}}$	=	$3,93 \cdot 10^{-3}$
$\rho_{20, \text{kobber}}$	=	$1,724 \cdot 10^{-8}$
$\theta_{\text{PEX}}$	=	90 °C
$\theta_{\text{Oljekabel}}$	=	85 °C
$k_s$	=	1
$k_p$	=	1
S	=	0.0012 m <sup>2</sup>
$d_{i, \text{PEX}}$	=	43,7 mm
$d_{i, \text{oljekabel}}$	=	50,4 mm
s	=	275 mm
f	=	50 Hz
U	=	420 kV
tan $\delta$	=	0,0004
$\epsilon_{\text{PEX}}$	=	2,5
$\epsilon_{\text{oljekabel}}$	=	3,7
$D_{i, \text{PEX}}$	=	103,7 mm
$D_{i, \text{oljekabel}}$	=	99,6 mm
$\theta_k$	=	70 °C
$A_{\text{kappe}}$	=	$1,28 \cdot 10^{-3} \text{m}^2$
$\theta_a$	=	68 °C
$d_2$	=	125 mm
$l_T$	=	165 mm
$A_{\text{armering}}$	=	$2,7 \cdot 10^{-3} \text{m}^2$
$\rho_T$	=	3,5
$t_1$	=	30 mm
$t_2$	=	5 mm
$D_k$	=	116,9 mm
$t_3$	=	5 mm
$D'_a$	=	134 mm
$D_{e, \text{PEX}}^*$	=	150 mm
$D_{e, \text{oljekabel}}^*$	=	144 mm
$\rho$	=	10 m
n	=	1
Z	=	0,21
E	=	0,6
g	=	3,94

Tabell 11: Benyttede parametere i IEC beregninger

## Vedlegg 02

Detaljert beregning av temperatur i PEX-kabelens PE-kappe i januar, ved bruk av analytisk metode:

$$R_{20} = \frac{\rho_{20}}{S} = \frac{1,724 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m}{0,0012 m^2} = 1,44 \cdot 10^{-5} \frac{\Omega}{m}$$

$$R' = R_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] = 1,44 \cdot 10^{-5} \frac{\Omega}{m} [1 + 0,00393(90 - 0)] = 1,94 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} \cdot 10^{-7} k_s = \frac{8\pi 50}{1,94 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-7} \cdot 1 = 6,46$$

$$x_s = \sqrt{6,46} = 2,54$$

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4} = \frac{2,54^4}{192 + 0,8 \cdot 2,54^4} = 0,185$$

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_p = \frac{8\pi 50}{1,94 \cdot 10^{-5}} 10^{-7} \cdot 1 = 6,46$$

$$x_p = \sqrt{6,46} = 2,54$$

$$y = \frac{0,0437m}{0,275 m} = 0,159$$

$$a = \frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} = \frac{2,54^4}{192 + 0,8 \cdot 2,54^4} = 0,185$$

$$y_p = ay^2 \left( 0,312y^2 + \frac{1,18}{a+0,27} \right) = 0,185 \cdot 0,159^2 \left( 0,312 \cdot 0,159^2 + \frac{1,18}{0,185+0,27} \right) = 0,012$$

$$R = R'(1 + y_s + y_p) = 1,94 \cdot 10^{-5} \cdot (1 + 0,185 + 0,012) = 2,33 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$R_{k0} = \frac{\rho_{20}}{A_{kappe}} = \frac{21,4 \cdot 10^{-8}}{0,0013} = 0,000167 \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\begin{aligned} R_k &= R_{k0}[1 + \alpha_{20}(\theta_k - 20)] = 0,000167[1 + 0,004(70 - 0)] \\ &= 0,000214 \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \end{aligned}$$

$$R_{a0} = \frac{\rho_{20} \cdot \sqrt{\left(\frac{\pi d_2}{l_T}\right)^2 + 1}}{A_{armering}} = \frac{1,73 \cdot 10^{-8} \cdot \sqrt{\left(\frac{\pi \cdot 0,125}{0,165}\right)^2 + 1}}{0,0027} = 1,65 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\begin{aligned} R_a &= R_{a0}[1 + \alpha_{20}(\theta_a - 20)] = 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot [1 + 0,00393(68 - 20)] \\ &= 2,09 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \end{aligned}$$

$$R_{Total} = \frac{R_k \cdot R_a}{R_k + R_a} = \frac{2,14 \cdot 10^{-4} \cdot 2,09 \cdot 10^{-5}}{2,14 \cdot 10^{-4} + 2,09 \cdot 10^{-5}} = 1,9 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$X = 2\omega 10^{-7} \ln \left( \frac{2s}{d} \right) = 2 \cdot 314 \cdot 10^{-7} \ln \left( \frac{2 \cdot 0,275}{0,12445} \right) = 9,34 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$X_m = 2\omega 10^{-7} \ln(2) = 2 \cdot 314 \cdot 10^{-7} \ln(2) = 4,35 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$P = X + X_m = 9,34 \cdot 10^{-5} + 4,35 \cdot 10^{-5} = 1,37 \cdot 10^{-4} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$Q = X - \frac{X_m}{3} = 9,34 \cdot 10^{-5} - \frac{4,35 \cdot 10^{-5}}{3} = 7,89 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right]$$

$$\lambda'_1 = \lambda'_{11} = \frac{R_{total}}{R} \left[ \frac{0,75P^2}{R_{total}^2 + P^2} + \frac{0,25Q^2}{R_{total}^2 + Q^2} + \frac{2R_k P Q X_m}{\sqrt{3}(R_{total}^2 + P^2)(R_{total}^2 + Q^2)} \right]$$

$$= \frac{1,9 \cdot 10^{-5}}{2,33 \cdot 10^5} \left[ \frac{0,75 \cdot (1,37 \cdot 10^{-4})^2}{(1,9 \cdot 10^{-5})^2 + (1,37 \cdot 10^{-4})^2} + \frac{0,25 \cdot (7,89 \cdot 10^{-5})^2}{(1,9 \cdot 10^{-5})^2 + (7,89 \cdot 10^{-5})^2} + \frac{2(2,14 \cdot 10^{-4})(1,37 \cdot 10^{-4})(7,89 \cdot 10^{-5})(4,35 \cdot 10^{-5})}{\sqrt{3}((1,9 \cdot 10^{-5})^2 + (1,37 \cdot 10^{-4})^2)((1,9 \cdot 10^{-5})^2 + (7,89 \cdot 10^{-5})^2)} \right]$$

$$= 0,9576$$

$$\lambda''_1 = 0$$

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 = 0,9576 + 0 = 0,9576$$

$$U_0 = \frac{U}{\sqrt{3}} = \frac{420 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 242 \text{ kV}$$

$$C = \frac{\epsilon}{18 \cdot \ln \left[ \frac{D_i}{d_l} \right]} \cdot 10^{-9} = \frac{2,5}{18 \cdot \ln \left[ \frac{0,1037}{0,046} \right]} \cdot 10^{-9} = 1,71 \cdot 10^{-10} \left[ \frac{F}{m} \right]$$

$$W_d = \omega C U_0^2 \tan \delta = 314 \cdot 1,71 \cdot 10^{-10} \cdot (242 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,0004 = 1,26 \left[ \frac{W}{m} \right]$$

$$W_l = I^2 \cdot R = 606 \text{ A}^2 \cdot 2,33 \cdot 10^5 = 8,55 \left[ \frac{W}{m} \right]$$

$$W_{tot} = W_l(1 + \lambda_1 + \lambda_2) = 8,55(1 + 0,9576) = 16,74 \left[ \frac{W}{m} \right]$$

$$T_1 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_1}{D_l} \right] = \frac{1}{2\pi} \cdot 3,45 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{2 \cdot 0,03}{0,0437} \right] = 0,4745$$

$$T_2 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_2}{D_k} \right] = \frac{1}{2\pi} \cdot 3,45 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{2 \cdot 0,005}{0,1169} \right] = 0,045$$

$$T_3 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_3}{D'_a} \right] = \frac{1}{2\pi} \cdot 3,45 \cdot \ln \left[ 1 + \frac{2 \cdot 0,005}{0,134} \right] = 0,0395$$

$$h = \frac{Z}{(D_e^*)^g} + E = \frac{0,21}{(0,15)^{0,6}} + 3,94 = 4,60$$

$$\begin{aligned} K_A &= \frac{\pi D_e^* h}{(1 + \lambda_1 + \lambda_2)} \left[ \frac{T_1}{n} + T_2(1 + \lambda_1) + T_3(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \right] \\ &= \frac{\pi \cdot 0,15 \cdot 4,6}{(1 + 0,9576)} \left[ \frac{0,4745}{1} + 0,045(1 + 0,9576) + 0,0395(1 + 0,9576) \right] \\ &= 0,71 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta\theta_d &= W_d \left[ \left( \frac{1}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} - \frac{1}{2} \right) T_1 - \frac{n\lambda_2 T_2}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} \right] \\ &= 1,26 \left[ \left( \frac{1}{1 + 0,9576} - \frac{1}{2} \right) 0,4745 - 0 \right] = 0,006 \end{aligned}$$

$$(\Delta\theta_s)_{n+1}^{\frac{1}{4}} = \left[ \frac{\Delta\theta - \Delta\theta_d}{1 + K_A (\Delta\theta_s)_n^{\frac{1}{4}}} \right]^{0,25} = \left[ \frac{90 - 0}{1 + 0,71 \cdot 2} \right]^{0,25} = 2,47$$

$$(\Delta\theta_s)_{n+1}^{\frac{1}{4}} = \left[ \frac{90 - 0}{1 + 0,71 \cdot 2,47} \right]^{0,25} = 2,39$$

$$(\Delta\theta_s)_{n+1}^{\frac{1}{4}} = \left[ \frac{90 - 0}{1 + 0,71 \cdot 2,39} \right]^{0,25} = 2,40$$

$$(\Delta\theta_s)_{n+1}^{\frac{1}{4}} = \left[ \frac{90 - 0}{1 + 0,71 \cdot 2,40} \right]^{0,25} = 2,40$$

$$\Delta\theta_{kul} = \frac{W_{Tot}}{3p} = \frac{16,74}{3 \cdot 10} = 0,558 \approx 0$$

$$T_4 = \frac{1}{\pi D_e^* h (\Delta\theta_s)^{\frac{1}{4}}} = \frac{1}{(\pi \cdot 0,15 \cdot 4,6 \cdot 2,40)^{\frac{1}{4}}} = 0,662$$

$$\begin{aligned} \Delta\theta &= [W_l(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [W_l(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d]n(T_3 + T_4) \\ &= [8,55(1 + 0,9576) + 1,26] \cdot 1 \cdot 0,045 + [8,55(1 + 0,9576) + 1,26] \\ &\quad \cdot 1 \cdot (0,0395 + 0,662) = 13,44 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$\Delta\theta_{PE-kappe} = \Delta\theta - \theta_{omgivelse} = 13,44 - 0 = 13,44 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Delberegninger for de resterende kablene ved bruk av analytisk metode:

Oljekabel, januar	
Parameter	Beregnet verdi
$R_{20}$	$1,44 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R'$	$1,92 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R$	$2,30 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$W_I$	12,08[W/m]
$W_d$	1,26[W/m]
$R_{k0}$	0,000167[ $\Omega/m$ ]
$R_k$	0,000214[ $\Omega/m$ ]
$R_{a0}$	$1,65 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R_a$	$2,09 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R_{total}$	$1,90 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$\lambda_1$	0,96
$W_{total}$	23,77[W/m]
$T_2$	0,045
$T_3$	0,0395
$\Delta\theta_{kulvert}$	0,790 [°C]
$\Delta\theta_d$	0,0049[°C]
$(\Delta\theta_s)^{1/4}$	2,37 [°C]
$T_4$	0,66
$\Delta\theta$	18,74 [°C]
$\theta_{omgivelse}$	0[°C]
$\theta_{PE-kappe}$	18,74[°C]

Tabell 12: Delberegninger oljekabel, januar

PEX kabel, august	
Parameter	Beregnet verdi
$R_{20}$	$1,44 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R'$	$1,81 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R$	$2,21 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$W_I$	0,39[W/m]
$W_d$	1,26[W/m]
$R_{k0}$	0,000167 [Ω/m]
$R_k$	0,000198 [Ω/m]
$R_{a0}$	$1,65 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R_a$	$1,93 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R_{total}$	$1,76 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$\lambda_1$	0,91
$W_{total}$	0,75[W/m]
$T_2$	0,045
$T_3$	0,0395
$\Delta\theta_{kulvert}$	0,025[°C]
$\Delta\theta_d$	0,014[°C]
$(\Delta\theta_s)^{1/4}$	2,37[°C]
$T_4$	0,66
$\Delta\theta$	1,52[°C]
$\theta_{omgivelse}$	24[°C]
$\theta_{PE-kappe}$	25,52[°C]

Tabell 13: Delberegninger oljekabel, august

Oljekabel, august	
Parameter	Beregnet verdi
$R_{20}$	$1,44 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R'$	$1,78 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R$	$2,19 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$W_I$	0,56[W/m]
$W_d$	1,26[W/m]
$R_{k0}$	0,000167[ $\Omega/m$ ]
$R_k$	0,000198[ $\Omega/m$ ]
$R_{a0}$	$1,65 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R_a$	$1,93 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$R_{total}$	$1,76 \cdot 10^{-5} [\Omega/m]$
$\lambda_1$	0,92
$W_{total}$	0,56[W/m]
$T_2$	0,045
$T_3$	0,0395
$\Delta\theta_{kulvert}$	0,036[°C]
$\Delta\theta_d$	0,013[°C]
$(\Delta\theta_s)^{1/4}$	2,37[°C]
$T_4$	0,66
$\Delta\theta$	1,78[°C]
$\theta_{omgivelse}$	24[°C]
$\theta_{PE-kappe}$	25,78[°C]

Tabell 14: Delberegninger PEX-kabel august



## Vedlegg 03

Delberegninger for beregning av maksimal strømføringsevne ved bruk av IEC standard 60287:

Parameter	PEX-kabel, januar	PEX kabel, august	Oljekabel januar	Oljekabel august
$\Delta\theta$	90 °C	70 °C	85 °C	65 °C
$W_d$	1,26 W/m	1,26 W/m	1,26 W/m	1,26 W/m
$T_1$	0,47	0,47	0,47	0,47
$T_2$	0,045	0,045	0,045	0,045
$T_3$	0,039	0,039	0,039	0,039
$T_4$	0,662	0,671	0,664	0,674
$R$	$2,33 \cdot 10^{-5} \Omega/m$	$2,23 \cdot 10^{-5} \Omega/m$	$2,30 \cdot 10^{-5} \Omega/m$	$2,20 \cdot 10^{-5} \Omega/m$
$\lambda_1$	0,9576	0,9169	0,9678	0,9269

Tabell 15: Delberegninger maksimal strømføringsevne, analytisk metode

## Vedlegg 04

Materialoversikt PEX-kabel:

Materiale	Termisk konduktivitet, k (W/mK)	Spesifikk varmekapasitet, Cp (J/kg·K)	Massetetthet (kg/m <sup>3</sup> )
Luft	0,0257	1000	1,205
Jord	1,5	1000	1600
Betong	1,8	880	2300
Kobberledere	400	385	8960
PEX isolasjon (Polyethylene)	0,38	1900	930
bitumen	0,17	1670	1020
Blykappe	35,3	127	11340

Tabell 16: Materialoversikt PEX-kabel, numerisk metode

Materialoversikt oljekabel:

Materiale	Termisk konduktivitet (W/mK)	Spesifikk varmekapasitet (J/mK)	Massetetthet (kg/m <sup>3</sup> )
Luft	0,0257	1000	1,205
Jord	1,5	1000	1600
Betong	1,8	880	2300
Kobberledere	400	385	8960
Papirisolasjon	0,5	1400	1500
Olje	0,145	1,67	890
bitumen	0,17	1670	1020
Blykappe	35,3	127	11340

Tabell 17: Materialoversikt oljekabel, numerisk metode

## Vedlegg 05

Inndata stasjonært løseroppsett, oljekabel:

	Omgivelsestemperatur [°C]	Last [l]	Varmekilde [W/m <sup>3</sup> ]
Januar	0	745,81	10800
August	24	315,71	1935

Tabell 18: Inndata oljekabel

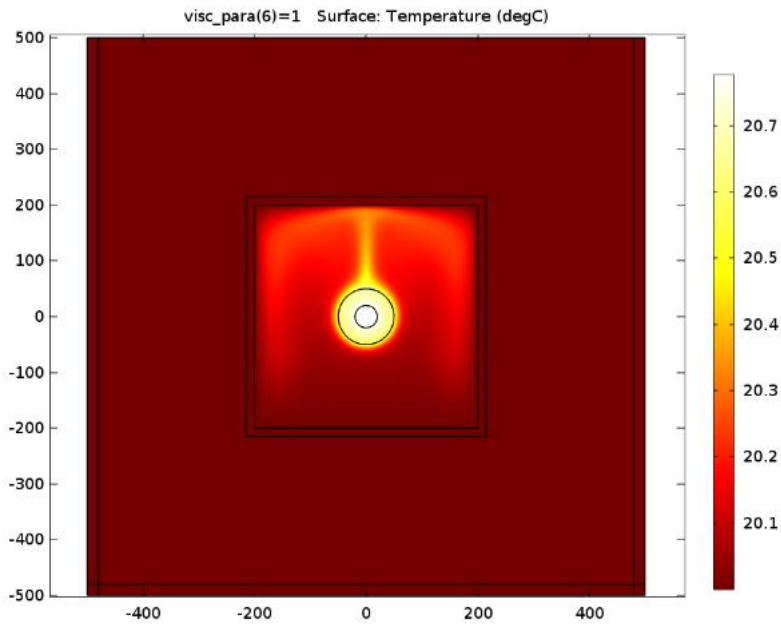
Inndata stasjonært løseroppsett, PEX kabel:

	Omgivelsestemperatur [°C]	Last [l]	Varmekilde [W/m <sup>3</sup> ]
Januar	0	623,74	7554
August	24	271,09	1427

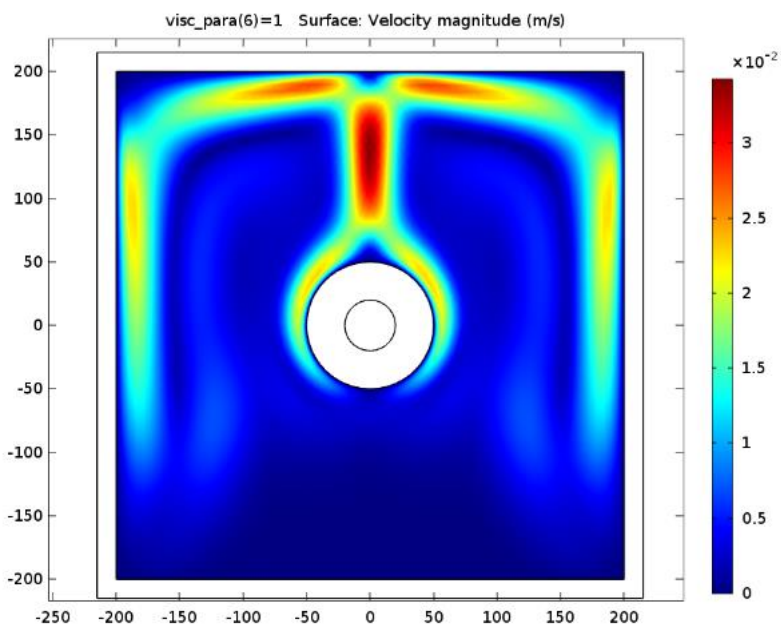
Tabell 19: Inndata PEX-kabel

## Vedlegg 06

Enkel COMSOL-modell av en PEX-kabel bestående av leder og isolasjon, i en kulvert med konveksjon i luften. Modelling for august, last er satt til 133 A, og omgivelsestemperatur til 20 °C. Figur 41 viser temperaturutviklingen, mens figur 42 viser lufthastigheten i rundt kabelen i kulverten.



Figur 42: Temperaturutvikling i enkel PEX-kabel med konveksjon i kulvert



Figur 43: Lufthastighet i kulvert