

# Optimal utnyttelse og drift av distribusjonstransformatorer basert på AMS og Smartgrid-teknologi

**Kristoffer Fylling Vik**

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2016

Hovedveileder: Eivind Solvang, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Sammendrag

Denne besvarelsen har kommet med forslag til metoder for å optimalisere driften av distribusjonstransformatorer ved hjelp av trådløse målere og kontinuerlig overvåkning. Forarbeidet i prosjektoppgaven undersøkte nytten av temperaturmåling og levetidsberegning på papirisolasjon. Det viste seg å gi urealistiske og unøyaktige resultater, noe denne hovedoppgaven forsøkte å rette opp i.

Det ble undersøkt om man kunne gjøre mer realistiske levetidsberegninger fra tilgjengelige måleverdier av temperatur og belastning på transformatoren. Med utgangspunkt i dette ble det laget en helseindeks for å representere hvordan tilstanden til transformatoren var. Den rangerer hver parameter som måles og samler det i en sluttvurdering. Det er ikke så mye data som blir målt på dette tidspunktet, så det ble lagt til muligheter som spenningsmåling, befaringer, spenning og fuktighet for fremtidige målinger. Ved å overvåke helseindeksen og indikatorer som maks og gjennomsnittlig last/temperatur kan det tas bedre avgjørelser om transformatoren trygt kan stå flere år uten å byttes ut.

Siden en del transformatorer byttes ut før teknisk endt levetid, enten på grunn av havari som lyn eller kun på grunn av høy alder, ble det utviklet en kalkulator for å blant annet finne optimal merkeytelse på en transformator. Antagelsen var at det kunne være mer lønnsomt å kjøre en billig transformator hardere enn å ha en dyr, lavt lastet, transformator havarere med mye levetid igjen. Ved å redusere merkeytelsen på en transformator med så lite at man antar endringen i svikt var tilnærmet lik null ble det demonstrert at man kunne redusere kostnader og samtidig ha liten innvirkning på levetiden.

Helseindeksen ble inkorporert i kalkulatoren som sammen med en pålitelig lastprofil kan gi en løpende tilstandsvurdering på kalkulatoren man regner på. På den måten kan man stille helsen opp mot den økonomiske analysen. Kalkulatoren åpner også for å eksperimentere med forskjellige scenarioer som uforventet lastøkning, toppeffekts-situasjoner, økt aldringsrate på grunn av fuktighet og lignende for å se hvordan det forandrer levetiden og indikatorer som maks last og temperatur.

Oppgaven har prøvd å finne en pålitelig modell for transformator-temperatur basert på utetemperatur og last for å kunne brukes i kalkulatoren og beregne levetiden til papirisolasjonen selv uten direkte målinger. På den måten kan kalkulatoren, med gode antakelser, brukes på en større del av transformatorparken som ikke har målere installert.

Det viser seg å være vanskelig å få til en objektiv og generell helseindeks som gjelder for alle typer transformatorer på grunn av alle faktorene som spiller inn på levetiden. Det blir derfor presentert alternative målere som kan gjøre tilstandsvurderingen mer nøyaktig. Det vanskelige spørsmålet er om investeringen i målere gjør opp for de reduserte kostnadene i å la transformatorene stå lengre ute eller bruke optimaliserte merkeytelser.

## Summary

This thesis has investigated methods to further improve the operation of distribution transformers by on-line monitoring. The specialization project for this thesis calculated the expected lifetime of a transformer by using temperature measurements. However, the result was unrealistic and not useful. This thesis attempted to rectify this by introducing other ways of calculating expected lifetime, both by existing and future measurements.

Firstly, a Health Index was introduced as a way to quantify and combine the load and temperature measurements of the transformer into an overall condition report. The transformer investigated in this thesis operated at conditions well below the limits for load and temperature. Therefore, the results of the Health Index were very high and showed high life expectancy. Since there are several factors that influence the length of a transformer's life span the Health Index was expanded with the possible introduction of additional parameters. E.g. moisture, voltage and physical investigation like oil leak.

It was concluded that the best use of the Health Index was to observe the change over years as the Index most likely cannot be universal for every type of transformer. Indicators were also concluded as a good mean of observing transformer degradation. By noting the increase in load and temperature, and making sure they stay within boundaries, one can more safely leave a transformer connected to the grid. The longer a transformer stays connected, the lower the costs.

The observations of the test-transformer's low load and temperature spurred the thought of optimizing the size of the transformer. Statistics from Hafslund showed that most transformers did not reach an age beyond 31 years. The reason was mostly either lightning-damage or disconnection because of age. This seemed like squandering considering theoretical calculations demonstrated way longer life spans.

A calculator was made as a tool to predict and plan transformer operation. By incorporating the Health Index, temperature models and load profiles the calculator can calculate load, temperature and Health Index over a given period. Indicators of average and maximum load/temperature is combined with loss and investment costs to help with choosing the optimal size of a transformer. The calculator also provides possibilities to run scenarios like higher load during peak hours or unexpected load increase.

The thesis investigates other means of measurement devices to monitor the transformer's condition. This is becoming increasingly important as grid companies reduce the amount of physical observations and on-site measurements of the transformer. The price of on-line measurement devices is still high today, especially if you want to measure several parameters. In some cases, it is more cost efficient to invest in a safe-bet, large transformer and leave it be, than invest in on-line monitoring. This of course also depends on the company's view on up-time, quality of delivery and other properties without a direct price tag.

## Forord

Denne oppgaven er skrevet som avslutning på masterstudiet Energi og Miljø med spesialisering innen elektrisk energiteknikk og smarte nett ved NTNU i Trondheim. Den bygger videre på prosjektoppgaven «Optimal utnyttelse og drift av distribusjonstransformatorer basert på AMS og Smart Grid-teknologi» skrevet av samme forfatter høsten 2015 og masteroppgaven «Betre utnyttning av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett gjennom tilstandsovervaking og teknisk-økonomiske analysar» av Kristine Valentinsen fra våren 2015.

I prosjektoppgavens ånd vil følgende oppgave undersøke nytten av å kontinuerlig overvåke belastning og temperatur på transformatorer.

Oppgaven er skrevet i samarbeid med Hafslund Nett med deres eksterne veileder Kjell Ødegård. Hovedveileder er Eivind Solvang i Sintef Energi AS. Takk for all veiledning de har stilt med til denne oppgaven.

Stor takk rettes også til blant annet Kristine Valentinsen, nå ansatt i Hafslund Nett, og Kyrre Søholt i Møre Trafo for all hjelpen de har gitt.



# Innhold

Figurliste.....	ix
Tabelliste.....	x
Definisjonsliste.....	xi
1 Oppgaven .....	1
2 Introduksjon .....	1
3 Teori.....	2
3.1 Diskusjon av resultater fra prosjektoppgaven .....	2
3.2 Olje og papirisolasjon .....	3
3.2.1 Olje .....	3
3.2.2 Papirisolasjon .....	3
3.3 Teoretisk degradering av papir.....	6
3.4 AMS-prosjektet og målerne .....	8
3.5 Helseindeks.....	9
3.5.1 Parametere.....	9
3.5.2 Grenser.....	10
3.5.3 Last .....	11
3.5.4 Spenning.....	12
3.5.5 Temperatur.....	13
3.5.6 Fuktighet.....	14
3.5.7 Befaring .....	19
3.5.8 Sluttvurdering.....	20
3.5.9 Indikatorer.....	21
3.5.10 Feilkilder .....	21
3.5.11 Videreutvikling .....	21
3.6 Kalkulator.....	22
3.6.1 Kalkulering.....	22
3.6.2 Sviktsannsynlighet.....	24
3.6.3 Økonomiske beregninger .....	25
3.7 Hotspot-utregning .....	27
3.7.1 Stasjonær hotspot.....	27
3.7.2 Eksponentiell modell.....	29
3.7.3 Regresjon.....	33

3.7.4	Konklusjon .....	35
4	Helseindeks .....	36
4.1	Bakgrunn.....	36
4.2	Bruk.....	36
4.2.1	Last .....	37
4.2.2	Spenning.....	37
4.2.3	Hotspot.....	37
4.2.4	Sluttvurdering.....	38
4.2.5	Forsøk med befarng .....	38
4.3	Nytte .....	40
4.4	Videreutvikling.....	40
5	Kalkulator .....	41
5.1	Oppsett .....	41
5.2	Gammelt/forkastet.....	44
5.3	Resultater .....	45
5.3.1	Analyse av transformator på Skedsmo med bare fast lastøkning .....	45
5.3.2	Optimalisering .....	45
5.4	Utskifting.....	49
5.5	Lastprofil med effektopper .....	51
5.6	Høy last .....	53
5.7	Uforventet ny tilknytning .....	55
5.8	Konklusjon .....	56
6	Belastningsmålinger .....	57
6.1	Tilstandsvurdering .....	57
6.2	Spenningsmålinger .....	59
7	Alternative målere og arbeidsordre .....	60
8	Diskusjon/konklusjon .....	62
9	Bibliografi .....	64

#### **Appendiks A: Eksponentiell formel for hotspot-temperatur**

#### **Appendiks B: Møre Trafo-datablad**

#### **Appendiks C: Varmeprøver fra Møre Trafo**

#### **Appendiks D: Kode**



## Figurliste

Figur 1: Hvor gassene kommer fra (ABB, 2015). .....	3
Figur 2: Papirisolasjon i transformator.....	4
Figur 3: Bilde av papirisolasjon.....	4
Figur 4: Forhold mellom mekanisk styrke i papirisolasjon og DP. ....	5
Figur 5: Temperaturmåler plassert på transformatorer i prøveprosjektet. ....	8
Figur 6: Effekt av vann i papirisolasjonen på aldringsraten. ....	14
Figur 7: Levetid på papirisolasjon med hensyn til vanninnhold.....	14
Figur 8: Inngangspunkt for vann. ....	15
Figur 9: Relativ tetthet, vanninnhold og temperatur for olje gjennom temperaturendring. ....	16
Figur 10: Grense for gassbobledannelse ved forskjellig fuktighet i transformatoroljen. ....	16
Figur 11: Understanding water in Transformer systems (Lewand, 2002). ....	18
Figur 12: Målt og stasjonær hotspot-temperatur for Skedsmo mellom 5. oktober og 4. mars. .....	28
Figur 13: Stasjonær og målt hotspot-temperatur for Skedsmo mellom 5.oktober og 4. mars med en nedregrense lik 7 grader. ....	29
Figur 14: Forsøk med eksponentiell formel for toppoljetemperatur mot målt temperatur... ..	30
Figur 15: Forsøk med eksponentiell formel for temperatur mot målt temperatur. ....	31
Figur 16: Eksponentiell formel for temperatur mot målt temperatur, med 0 grader som nedre grense. ....	32
Figur 17: Eksponentiell formel for temperatur mot målt temperatur, 0 grader nedre grense, hele perioden med måldata. ....	32
Figur 18: Regresjon av toppoljetemperatur mot målt toppoljetemperatur.....	34
Figur 19: Lastprofil for et helt år for transformatoren på Skedsmo. ....	36
Figur 20: Utetemperatur for Skedsmo. Temperaturdata etter 4. mars er tatt fra samme dato for fjoråret. Horisontal linje er gjennomsnittstemperatur. ....	37
Figur 21: Oppsett av kalkulator-parametere. ....	42
Figur 22: Rapport av de første 10 årene i analysen. ....	46
Figur 23: Investering- og tapskostnader for analysen ved forskjellige merkeytelser.....	48
Figur 24: Sum investering- og tapskostnader ved ny trafo etter 35 år med 0,5 % årlig lastøkning. ....	50
Figur 25: Lastprofil med høyeffekttopper. ....	51
Figur 26: Verdier for å bruke i den eksponentielle formelen.....	66
Figur 27: Forsøk med eksponentiell formel for transformator-temperatur.....	68

## Tabelliste

Tabell 1: Strøm- og temperatur-grenser som aldri bør overskrides i forskjellige situasjoner.	10
Tabell 2: Inndeling av lastverdier for tilstandsvurdering.	11
Tabell 3: Karaktersetting for last.	11
Tabell 4: Karaktersetting for spenningsubalanse.	13
Tabell 5: Karaktersetting av hotspot-temperatur.	13
Tabell 6: Karaktersetting av relativ tetthet i olje.	19
Tabell 7: Karaktersetting av befarings.	19
Tabell 8: Vekting av parametere.	20
Tabell 9: Kvalitativ tilstandsvurdering av helseindeks.	20
Tabell 10: Tomgangstap, belastningstap og investering brukt i kalkulator.	25
Tabell 11: Forsøk med eksponentiell formel for hotspot-utregning.	29
Tabell 12: Resultater fra forsøk med eksponentiell formel for temperaturberegning.	33
Tabell 13: Oppsummering av temperatur-data, målt og beregnet.	38
Tabell 14: Sluttvurdering av eksempel.	38
Tabell 15: Befaring og tilstandsvurdering.	39
Tabell 16: Analysering av fremtiden for transformatoren på Skedsmo med 1 % lastøkning.	45
Tabell 17: Økonomisk resultat av 50 års analyse med 0,5 % lastøkning hvert år.	46
Tabell 18: Første og siste år av analysen, viktige parametere.	47
Tabell 19: Sammenligning av normal lastprofil og last med effekttopper.	51
Tabell 20: Eksempel med høy last.	53
Tabell 21: Resultat i år 55.	53
Tabell 22: Analyse med 1 % lastøkning.	54
Tabell 23: Resultat med nye tilknytninger.	55
Tabell 24: Belastning- og temperaturmålinger av transformator på Sagene.	57
Tabell 25: Analysering av transformator på Sagene.	59
Tabell 26: Overtemperatur fra varmeprøver av Møre Trafo.	70

## Definisjonsliste

**AMS:** Avansert Måle- og Styringssystem. Samlebetegnelse på instrumenter som ofte er koblet til en driftssentral, internett eller et datainnsamlingsystem hvor de kan sende informasjon eller kommandoer mellom hverandre.

**IEC 60076-7:** International Electric Commission sin standard for belastning av oljefylte transformatorer. Hele navnet er «Power Transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers», fra 2005.

**Hotspot-temperatur:** Temperatur i det varmeste punktet i transformatoren.

**Rated top oil temperature rise:** Kalt overtemperatur i appendiks C. Dette er differansen i temperatur mellom toppoljen, som måles med temperaturmåleren, og utetemperatur ved merkelast.

**Tomgangstap og belastningstap:** Tomgangstap, eller jerntap, er uavhengig av transformatorens belastning og kommer som følge av at det magnetiske feltet i jernkjernen snur. Belastningstap er avhengig av belastningen og kommer av ohmske tap i vindingene.

**Loss ratio:** Forholdet mellom belastningstap ved merkelast og tomgangstapet for transformatoren.

**KILE:** Kvalitetsjustert Inntektsramme ved Ikke-Levert Energi. Kostnader som følge av varslede eller uvarslede avbrudd der nettkunder ikke får levert den energien de har krav på. KILE justeres i forhold til type kunde, om avbruddet var varslet og når avbruddet skjedde (sesong, tid). Dette er ikke en direkte bot som selskapet må betale, men en kostnad som følge av redusert inntektsramme. Siden KILE beregnes fra hvor mye energi som potensielt ikke ble levert under avbruddet kan kostnadene bli veldig store hvis en stor transformator får et uventet driftsstopp.

**P.u.:** Forkortelse for «per unit». Forholdet mellom gitt verdi og merkeverdi. For eksempel vil en transformator som leverer halvparten så mye energi som ved merkeytelse ha en p.u. lik 0,5.

**Brukstid:** Forholdet mellom levert energi over et år og maks effekt. Hvis for eksempel en 500 kW-transformator leverer 500 MWh med energi over et år blir brukstiden lik  $500\ 000\ \text{kWh}/500\ \text{kW} = 1000\ \text{h}$ .

**eKlima:** Nettjeneste laget av Meteorologiske Institutt hvor man kan laste ned historisk værdata fra værstasjoner i Norge.

**R<sup>2</sup>:** En koeffisient som brukes for å bedømme hvor god en statistisk modell er. Den er definert som:

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{res}}{SS_{tot}} = \frac{\sum_i (y_i - f_i)^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2}$$

Der  $y$  er verdier i det originale datasettet,  $f$  er verdier i modellen og  $\bar{y}$  er gjennomsnittet av  $y$ -verdiene. Jo nærmere  $R^2$  er 1, jo bedre er modellen.



## 1 Oppgaven

Oppgaven er å optimalisere drift og utnyttelse av distribusjonstransformatorer ved å gjøre tilstandsvurderinger og forbedre planlegging basert på kontinuerlig overvåkning.

Besvarelsen skal undersøke målerdata fra last- og temperaturmåler satt ut på en transformator i Hafslunds distribusjonsnett.

Hvordan kan dataen brukes for å forbedre driften av denne og andre transformatorer?

Kan man beregne forventet levetid og forlenge den ved bedre planlegging? Drøft konsekvensene av reduserte befaringer.

Undersøk hva som forårsaker aldring hos transformatorer og om dette kan måles og overvåkes kontinuerlig.

## 2 Introduksjon

Bakgrunnen for denne oppgaven er masteroppgaven «Betre utnytting av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett gjennom tilstandsovervåking og teknisk-økonomiske analysar» skrevet av Kristine Valentinsen i 2015. Til Valentinsens oppgave ble det satt ut temperatur- og lastmålere på tre distribusjonstransformatorer. Hun fikk ikke hentet ut måledata før fristen, men disse er analysert i min prosjekt- og masteroppgave.

Følgende oppgave forsøker å utrede nytten av å ha kontinuerlig overvåkning på transformatorer i distribusjonsnettet og kommer med forslag til hvordan måledata fra disse målerne kan brukes for å øke driftssikkerheten og/eller redusere kostnader.

Smart Grid, AMS og modernisering av kraftnettet er ofte brukte uttrykk akkurat nå, og trådløs overvåkning av transformatorer faller under denne kategorien. Modernisering må likevel la seg vente hvis det ikke foreligger økonomisk eller hensiktsmessig grunn. Spesielt viktig er dette for nettselskaper hvor kundene tar kostnadsøkningen. For overvåkning av transformatorer betyr dette reduserte kostnader i form av mindre energitap, kortere utrykningstid, lengre levetid, optimalisert drift, bedre vedlikeholdsarbeid, færre befaringer, bedre planlegging for utbygging og lignende. Hvis disse kostnadene kan reduseres mer enn investering- og driftskostnadene på målerne kan modernisering skje på en rasjonell og samfunnsmessig måte.

Overvåkning kan bli viktig i fremtiden hvis nettselskaper bestemmer seg for å redusere antall nettstasjonsbefaringer. Hafslund har gjort dette og gått fra befaring hvert andre år til hvert femte fra år 2015. En del av oppgaven har dermed vært å se om kontinuerlig overvåkning kan ta over litt av den rollen som en befaring har. For å undersøke dette vil det bli presentert andre målere basert på vanlige årsaker til havari og feil som kan kobles opp mot det samme systemet som temperatur- og lastmålerne.

## 3 Teori

### 3.1 Diskusjon av resultater fra prosjektoppgaven

Ved å overvåke toppoljetemperatur på en transformator kan det regnes ut en teoretisk degradering av papirisolasjonen. En modell for utregning av hotspot ble presentert og undersøkt i prosjektoppgaven. Det største ankepunktet med å vurdere en helsetilstand fra toppolje er at noen transformatorer opererer på en så lav driftstemperatur at man får unyttige verdier. Det vil altså være nødvendig å finne andre parametere som kan hjelpe i en levetidsberegning.

Statistikk fra transformatorlageret til Hafslund presentert i masteroppgaven til Valentinsen (Valentinsen, 2015) forklarer at lyn er den største havariårsaken. Det er dessverre lite informasjon tilgjengelig om bakgrunnen for havariet eller grunner til transformatorskifte. Valentinsen nevner i sin oppgave at mange transformatorer over 30 år blir kondemnert på grunn av alder, og ikke nødvendigvis tilstand. Kyrre Søholt i Møre Trafo nevner skjevbelastning og overharmoniske spenninger som mulige årsaker til redusert levetid. Fra en studie i India er ubalansert last, overlast og brukerfeil brukt som største grunner til feil hos distribusjonstransformatorer (Sinha, Patel, & Shah, 2015).

Når en transformator begynner å bli gammel er det forskjellige ting som kan redusere driftseffektiviteten eller føre til havari. Tilstanden til papirisolasjonen er en viktig indikator siden transformatoren er helt avhengig av den for å fungere og papirbytte krever full driftsstopp. Hvis papirisolasjonen har nådd sin endte levetid betyr dette ofte at transformatoren kondemneres. Tilstanden til isolasjonen bestemmes med «Degree of Polymerisation» (DP) som ved starten av levetid ligger på rundt 1000 og mot slutten rundt 200. Jo lavere DP, jo lavere mekanisk holdfasthet. Det betyr at transformatoren blir mer sårbar for overspenninger i det tilknyttede nettet som kan inntreffe ved for eksempel lynnedslag eller kortslutninger etter en linje faller på en annen.

I tillegg kommer rust, lekkasjer, sprekkdannelser og andre fysiske skader som følge av aldring. Oljeisolasjonen vil gjennom levetiden også inneholde mer og mer fuktighet og oppløst gass som reduserer hvor godt den fungerer.

Alle disse faktorene som spiller inn på levetiden kan måles, men det er ikke sikkert at det er lønnsomt på små transformatorer. Det optimale vil derfor bli å tolke og bruke data fra så få målere som mulig, gitt at det blir nøyaktig nok.

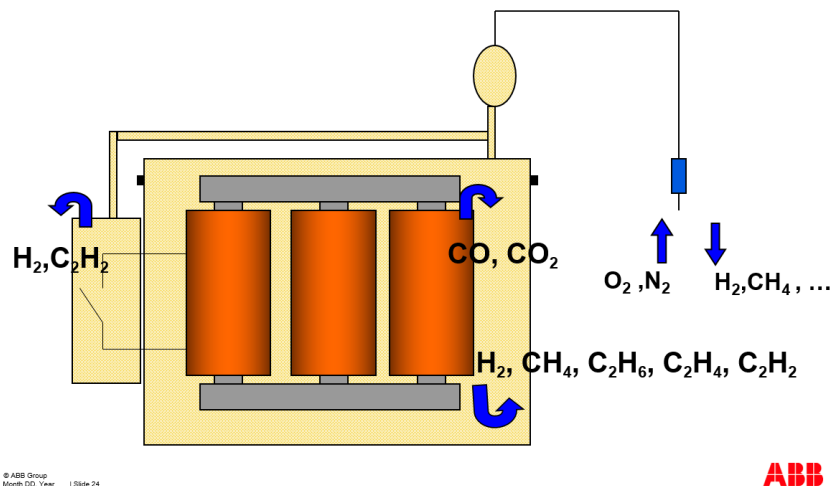
## 3.2 Olje og papirisolasjon

### 3.2.1 Olje

For oljeisolerte transformatorer er hele kjernen med viklingene nedsenket i enten en mineralolje (Møre Trafo, 2015) eller esterolje som er biologisk nedbrytbar. Formålet med oljen er å fungere som isolasjon mot gjennomslag mellom fasene, kjølemedium og indikasjon på helsetilstand (ABB, 2015).

I Norge brukes det nesten utelukkende naftensk mineralolje (Sintef, 2014) med inhibitorer. Inhibitorer fungerer som antioksidanter og hindrer dermed oksidasjon (nedbrytning) av oljen. I ny olje er det 0,3 % inhibitorer som etter hvert gjennom levetiden brukes opp.

Oksidasjon skjer når oljen kommer i kontakt med luft som kommer inn i oljen via pusteren eller på andre måter. Transformatoren «puster» når oljen ekspanderer og trekker seg sammen som følge av lastendring (Maha Trading Co, 2015). Luften i ekspansjonstanken blir da presset ut eller trukket inn gjennom pusteren. Se til høyre i figur 1.

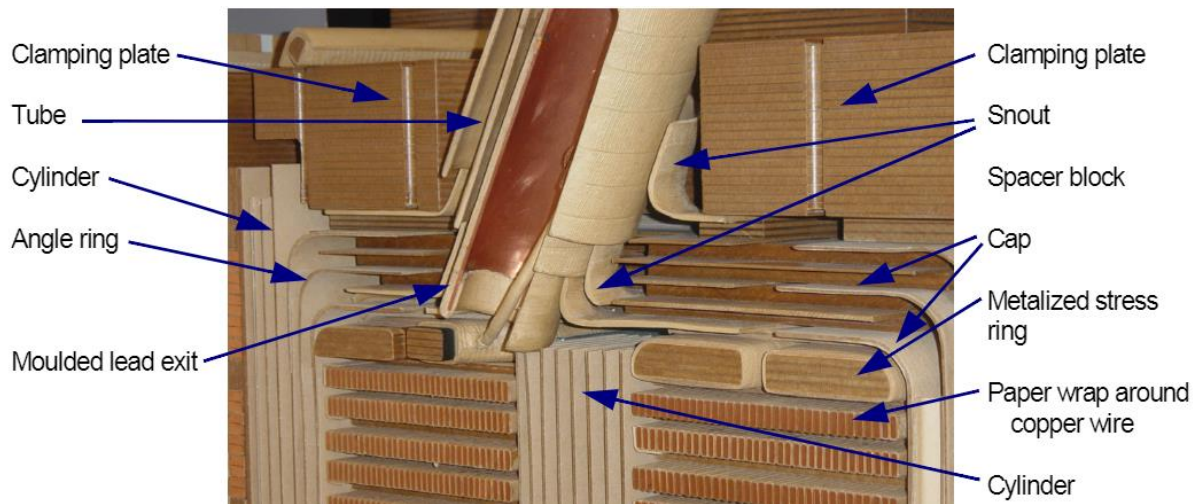


Figur 1: Hvor gassene kommer fra (ABB, 2015).

Distribusjonstransformatorer produsert etter år 1990 vil mest sannsynlig være hermetisk tette. Disse er uten ekspansjonstank og vil derfor ikke få oksygen, nitrogen eller fuktighet fra luften utenfra i oljen. Trafoen er vakuumert etter den er fylt opp med olje og forseglet (Valentinsen, 2015). Ekspansjonen av oljen blir motvirket ved at selve tanken er elastisk og kan utvide seg sammen med oljen.

### 3.2.2 Papirisolasjon

Hver leder (kobber og/eller aluminium) er viklet inn i papir av typen kraftpapir eller termisk oppgradert papir, som er kraftpapir med blant annet svake organiske baser. Kraftpapir består av 75-85 % cellulose, 10-20 % hemicellulose og rundt 2-6 % lignin (Sintef, 2014)



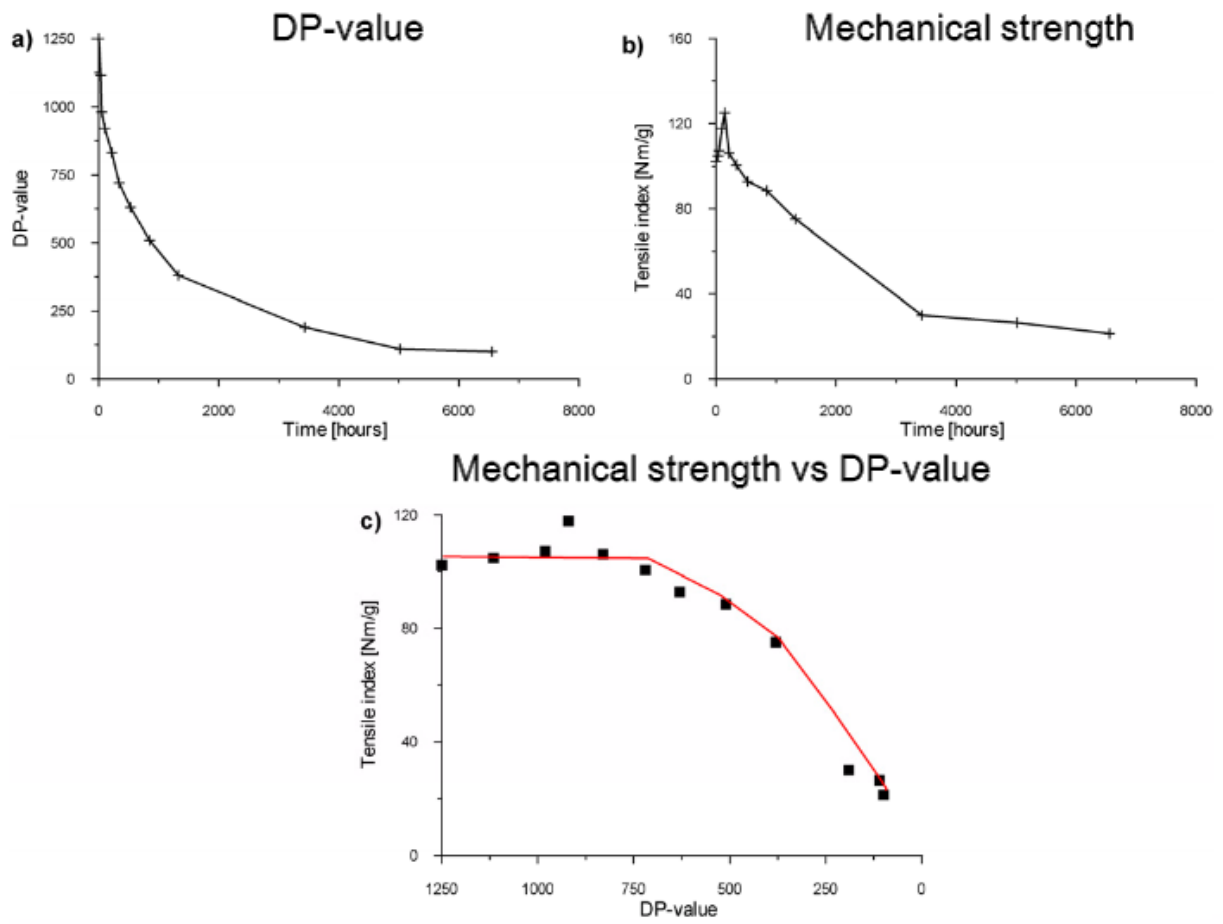
Figur 2: Papirisolasjon i transformator.



Figur 3: Bilde av papirisolasjon fra SINTEF på forelesning i ELK-30 2.oktober 2015.

Etter hvert som papiert ligger i oljen mister det mekanisk styrke (tensile strength) og deretter sin isolasjonsevne. Papierts styrke kan beskrives som degree of polymerisation, DP. Forholdet mellom mekanisk styrke og DP er representert under på figur 4. En DP-verdi på 200 regnes som slutten på levetid for isolasjonen etter norsk standard.





Figur 4: Forhold mellom mekanisk styrke i papirisolasjon og DP.

### 3.3 Teoretisk degradering av papir

Bakgrunnen for å måle temperaturen på trafoen fremfor andre parametere er fordi temperaturen spiller en stor rolle i degraderingen av papirisolasjonen.

IEC Standard 60076-7, «Loading guide for oil-immersed power transformers», sier at hotspot-temperaturen, temperatur i varmeste punkt i transformatoren, kan regnes ut på følgende måte:

$$\theta_h = \theta_{to} + H * g_r \quad (1)$$

Der

$$\theta_h = \text{hotspot – temperatur } [^{\circ}\text{C}]$$

$$\theta_{to} = \text{toppoljetemperatur } [^{\circ}\text{C}]$$

$$H = \text{hotspot – faktor } [-]$$

$$g_r = \text{temp. gradient, gj. snittlig temp. differanse mellom toppolje og vikling } [^{\circ}\text{C}]$$

I Valentinsens master ble det gjennomført en test for å bestemme temperaturgradient i distribusjonstransformatorer som ligner de i testprosjektet med temperaturmålerne. De fant at den gjennomsnittlige temperaturgradienten var 13,1° for trafoer med merkeyting 31,5 kVA – 800 kVA og 6,7° for trafoer fra og med 1000 kVA. Hotspot-faktoren er gitt som 1,1 for distribusjonstransformatorer med ONAN (Oil Natural Air Natural) (Sintef, 2014).

Dette kan videre brukes i formel for aldringsrate for vanlig kraftpapir,  $V$ , også definert i IEC 60076-7.

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (2)$$

Her er det definert at ved en hotspot-temperatur på 98 grader vil en trafo få aldringsrate lik 1 og leve i 15 år. Hafslund sine transformatorer har i dag en gjennomsnittsalder på 30 år, men operer med en forventet levetid på nærmere 40 år. De har altså en aldringsrate under 1.

Konsumert levetid kan regnes ut ved å integrere aldringsraten over tid:

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad (3)$$

Der:

$$L = \textit{konsumert levetid [timer]}$$

$$V = \textit{aldringsrate [-]}$$

$$t = \textit{tid [timer]}$$

Fra en beregnet levetid på 15 år ved 98 grader kan forventet levetid beregnes som:

$$\textit{Forventet levetid} = \frac{15}{V} \text{ år} \quad (4)$$

Aldringsrate lik 0,5 vil da for eksempel gi en teoretisk levetid på papirisolasjonen lik  $15/0,5$  år = 30 år.

#### **Eksempel:**

Hvis en 1250 kVA-transformator måler en toppoljetemperatur på 65 grader vil hotspot-temperaturen bli (formel 1):

$$\theta_h = 65 \text{ °C} + 1,1 * 6,7 \text{ °C} = 72,37 \text{ °C}$$

Noe som fører til en aldringsrate lik:

$$V = 2^{\frac{\theta_h - 98}{6}} = 2^{\frac{72,37 - 98}{6}} = 2^{-4,27} = 0,052$$

$$\textit{Forventet levetid} = \frac{15}{0,052} \text{ år} = 290 \text{ år}$$

Det betyr ikke nødvendigvis at papirisolasjonen lever i 290 år. Fuktighet, luft og oppløst gass i transformatoroljen akselerer aldringen.

### 3.4 AMS-prosjektet og målerne

AMS-prosjektet denne oppgaven har undersøkt er drevet av Hafslund Nett og innebærer trådløse målere i distribusjonstransformatorer for å undersøke måter å kunne drifte disse best mulig. Det har blitt installert målere på 3 transformatorer i forbindelse med prosjektet, men på grunn av ustabile målinger fra to av de tre transformatorene er det blitt fokusert på data fra transformatoren på Skedsmo. Dette er en 22/0,415 kV OTK8570 fra Møre Trafo med merkeytelse lik 1250 kVA som er produsert i 2009.

På trafoens lavspenningsside er det en nettanalysator, CVM-MINI Nettanalysator fra Scandinavian Electric AS eller PM750 fra Schneider Electric. Måleverdier fra disse to målerne samles i en RTU (Remote Terminal Unit). RTUens oppgave er å sende måleverdiene den mottar videre enten via RF (radiofrekvens), mobilnett eller ethernet.

Eksempel på parametere som kan måles med nettanalysatorene (Schneider Electric, 2007):

- Strøm
- Spenning (fase/linje)
- Aktiv/reaktiv/tilsynelatende effekt
- Effektfaktor/power factor
- THD (Total Harmonic Distortion)
- Frekvens

I tillegg har målerne kommunikasjonsporter som gir mulighet for fjernstyring. Begge instrumentene bruker kommunikasjonsprotokollen MODBUS RTU og en RS-485 seriekommunikasjonsutgang som deretter må kobles til en sender.

Temperaturmålerne er av typen 2-tråds med PT100-elementer fra danske PR Electrics (Valentinsen, 2015). Disse er installert så de måler temperaturen i en spesiell temperaturlomme i tanken. For å redusere mengden data blir det bare sendt temperaturdata ved en endring på over 2 grader.



Figur 5: Temperaturmåler plassert på transformatorer i prøveprosjektet.

### 3.5 Helseindeks

For å lettere kvantifisere tilstanden til en transformator har det blitt undersøkt bruken av en helseindeks. Dette er en indeks som karaktersetter forskjellige måleparametere for transformatoren ved å sammenligne med gitte grensebetingelser for den parameteren. Karaktersettingen av hver parameter sammenstilles så i en sluttvurdering som ligger mellom 0 og 100 poeng. Siden det er vanskelig å sette absoluttverdier på tilstander som gjelder for hver eneste transformator vil det være nyttig å se på endringen i denne sluttvurderingen, i tillegg til å passe på at grenseverdiene ikke overstiges.

Under er det listet opp hvordan helseindeksen kalkuleres.

1. Finn parametere og sett grenser.
2. Ranger hver parameter ut i fra grensene med A-E og en vektning mellom 0 og 10.
  - a. Ved timeverdier for f.eks last eller temperatur gjøres dette kontinuerlig.
  - b. Hvis noen parametere overstiger grenser for alarm, sett varslings.
3. Kjør sluttvurdering og få resultat mellom 0 og 100. Gi en slutt karakter.

#### 3.5.1 Parametere

Parametere kan hentes på flere måter. Noen parametere kan måles med målere koblet på transformatoren (last, temperatur, gass), andre undersøker utenfra (termisk kamera), mens noen må sjekkes fysisk (rust, sprekker). Så lenge de kan rangeres utfra grenser for tilstand kan de brukes i en helseindeks.

Under er det listet opp potensielle parametere som kan brukes i en helseindeks.

Fra målere:

- Spenning.
- Harmoniske forstyrrelser.
- Strøm.
- Toppoljetemperatur.

Fra system:

- Alder på trafo. Når gjennomsnittsalder nærmer seg burde transformatoren holdes under ekstra oppsyn. Antall befaringer i året kan f.eks skaleres etter dette.
- Kundegruppe. Noen kunder, som for eksempel sykehus, burde ha strengere grenser.
- Termisk data om trafo. Transformatorer har forskjellig design og størrelser som gjør at for eksempel overtemperatur kan være annerledes.

Nettstasjonsbefaringer:

- Rust.
- Vibrasjon.
- Sprekker.
- Ledere.
- Trinnkobler.

- Gjennomføringer.
- Lekkasjer.

I tillegg kan det legges til oljeprøver og DGA (dissolved gas analysis), men siden dette sjeldent blir gjennomført er det ikke med i modellen.

### 3.5.2 Grenser

IEC 60076-7 gir veiledende grenser ved normal drift og kortvarig og langvarig overlast.

Tabell 1: Strøm- og temperatur-grenser som aldri bør overskrides i forskjellige situasjoner.

Types of loading	Distribution transformers (see Note)	Medium power transformers (see Note)	Large power transformers (see Note)
<b>Normal cyclic loading</b>			
Current (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	120	120	120
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	140	140	140
Top-oil temperature (°C)	105	105	105
<b>Long-time emergency loading</b>			
Current (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	140	140	140
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass-fibre materials) (°C)	160	160	160
Top-oil temperature (°C)	115	115	115
<b>Short-time emergency loading</b>			
Current (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	See 7.2.1	160	160
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	See 7.2.1	180	180
Top-oil temperature (°C)	See 7.2.1	115	115
NOTE The temperature and current limits are not intended to be valid simultaneously. The current may be limited to a lower value than that shown in order to meet the temperature limitation requirement. Conversely, the temperature may be limited to a lower value than that shown in order to meet the current limitation requirement.			

Dette gir noen øvre grenser som burde aktivere et varslingsystem eller merkes for videre undersøkelser.

**Normal cyclic loading:** Normal drift.

**Long-time emergency loading:** Ny last som følge av at elektrisk utstyr kobles ut og ikke kommer tilbake før transformatoren når ny «steady-state».

**Short-time emergency loading:** Unormal høy last med en transient oppførsel som varer under 30 minutter som følge av uforutsett hendelse i kraftnettet.

### 3.5.3 Last

Strømmåling forteller hvor hardt transformatoren blir lastet. Høy last betyr høye vindingstemperaturer, redusert holdfasthet i papirisolasjon, økt fuktighet i olje med mer. Artikkelen «An approach to determine the Health Index of power transformers» (Naderian, Cress, Piercy, & Wang, 2008) kommer med forslag til hvordan lasten kan rangeres.

Først deles timesverdier av lasten inn i grupper, de er definert som:

$S_i$  er lasten og  $SB$  merkeytelse på trafo.

Tabell 2: Inndeling av lastverdier for tilstandsvurdering.

Lastgruppe	Definisjon
<b>N0</b>	$\frac{S_i}{SB} < 0,6$
<b>N1</b>	$0,6 \leq \frac{S_i}{SB} < 1$
<b>N2</b>	$1 \leq \frac{S_i}{SB} < 1,3$
<b>N3</b>	$1,3 \leq \frac{S_i}{SB} < 1,5$
<b>N4</b>	$\frac{S_i}{SB} \geq 1,5$

Summen av lastmålingene i hver gruppe blir lagt sammen og brukt i en samlet vurdering, kalt LF.

$$LF = \frac{\sum_{i=0}^4 (4 - i) * N_i}{\sum_{i=0}^4 N_i} \quad (5)$$

Der  $N_1$  for eksempel er summen av antall timesverdier som går i gruppe N1.

Lasten gis så en karakter basert på gitte grenser. Disse må mest sannsynlig finjusteres.

Tabell 3: Karaktersetting for last.

Rating	Beskrivelse
<b>A</b>	$LF \geq 3,5$
<b>B</b>	$2,5 \leq LF < 3,5$
<b>C</b>	$1,5 \leq LF < 2,5$
<b>D</b>	$0,5 \leq LF < 1,5$
<b>E</b>	$LF \leq 0,5$

Som nevnt over i tabell 1 er anbefalt grense for last ved normal drift 1,5 p.u. Det burde derfor være et varslingsystem om man når denne lasten. Så lenge transformatoren ikke

overgår de termiske grensene kan den likevel lastes så høyt som 2 ganger nominell strøm over en kort periode. Det burde også være en varsling for unormal høy last, for eksempel om lasten går mye over tidligere registrert makslast i den perioden.

### 3.5.4 Spenning

Spenning er en annen parameter som kan måles kontinuerlig av en fjernstyrt måler. En høy ubalanse i spenningen har flere ulemper (Chen, Yang, & Hsieh):

- Høyere kobbertap.
- Asymmetrisk fluks i kjernen. Det fører til økt vindingstemperatur, som videre gir redusert levetid for papirisolasjonen.

Det fins forskjellige definisjoner på spenningsubalanse (Pillay & Manyage, 2001). NEMA (National Equipment Manufacturer's Association) sier at LVUR (line voltage unbalance rate) er definert som:

$$\%LVUR = \frac{\text{Største spenningsdifferanse fra gjennomsnittlig linjespenning}}{\text{Gjennomsnittlig linjespenning}} * 100 \quad (6)$$

Den ekte definisjonen på spenningsubalanse er forholdet mellom negativ og positiv spenningssekvens, kalt VUF (voltage unbalance factor).

$$\%VUF = \frac{\text{negativ spenningssekvens}}{\text{positiv spenningssekvens}} * 100 \quad (7)$$

En tilnærming til den ekte definisjonen er videre definert som:

$$\% \text{tilnærmet spenningsubalanse} = \frac{82 * \sqrt{V_{abe}^2 + V_{bce}^2 + V_{cae}^2}}{\text{gjennomsnittlig linjespenning}} \quad (8)$$

Der

$V_{xye}$  er differansen mellom linjespenning  $V_{xy}$  og gj. snittlig linjespenning

Forskrift om leveringskvalitet (FOL) (Lovdata, 2010) har også en definisjon:

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 * \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 * \beta}}} * 100 \% \quad (9)$$



$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \quad (10)$$

Der  $U_{ij}$  er linjespenninger mellom fase i og j.

Paragraf 3-6 i FOL sier at spenningsusymmetri ikke skal overstige 2 %.

Ut ifra dette er det foreslått grenser for karaktersetting av spenningsubalanse (SU).

Tabell 4: Karaktersetting for spenningsubalanse.

Rating	Beskrivelse
A	$SU < 0,5 \%$
B	$0,5 \% \leq SU < 1 \%$
C	$1 \% \leq SU < 2 \%$
D	$2 \% \leq SU < 3 \%$
E	$SU \geq 3 \%$

Med en varslingsgrense for 2 % ubalanse.

Grunner til ubalanse kan være skeivfordelt last over fasene, for eksempel flere singelfase-laster på samme fase.

### 3.5.5 Temperatur

Som nevnt i prosjektoppgaven (Vik, 2015) er hotspot-temperatur en viktig årsak til aldring for papirisolasjon. Tabell 1 forteller at toppoljen burde være under 105 grader ved normal last eller under 115 grader ved overlaster. Hotspot burde aldri overstige 140 grader. Ved denne temperaturen dannes det lett gassbobler i oljen som kan svekke den dielektriske egenskapen og i verste fall føre til brannutløp (Øvstedal & Olsnes, 2005).

Forslag til karaktersetting på hotspot-temperatur (HS) er gitt nedenfor:

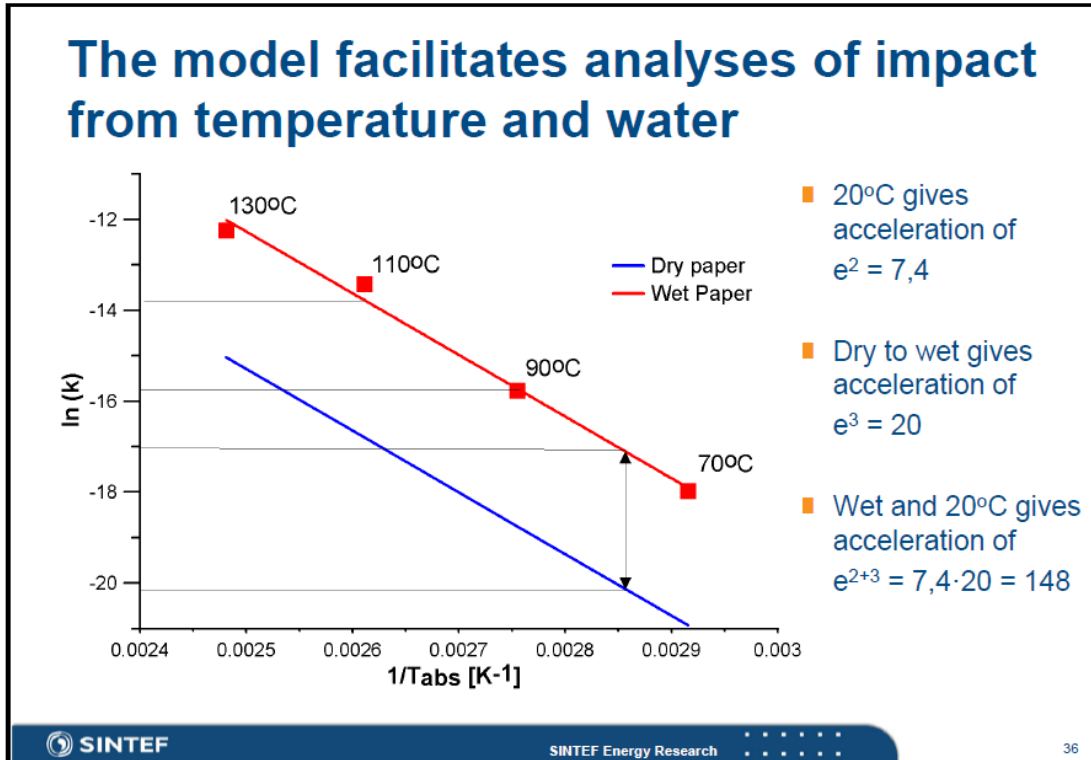
Tabell 5: Karaktersetting av hotspot-temperatur.

Rating	Beskrivelse (grader Celsius)
A	$HS < 98$
B	$98 \leq HS < 110$
C	$110 \leq HS < 120$
D	$120 \leq HS < 140$
E	$HS \geq 140$

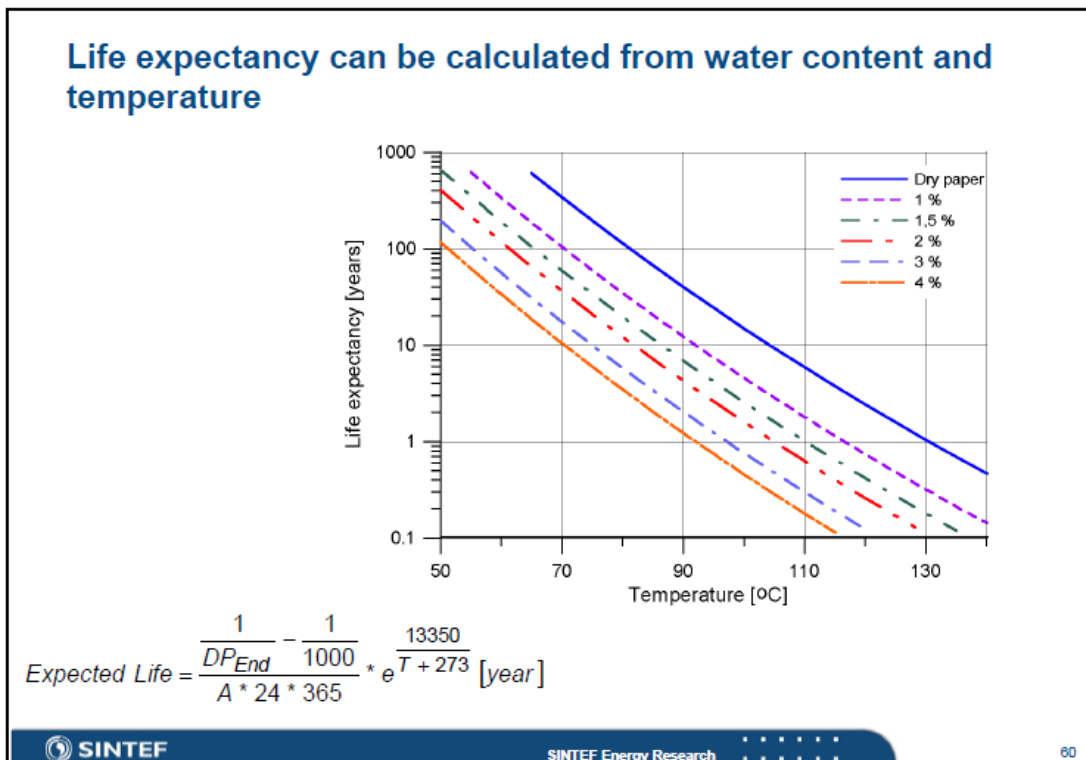
For mange transformatorer er disse grensene langt over vanlig driftstemperatur. I stedet for å ta utgangspunkt i absolutte grenser kan man da lage en karaktersetting basert på hva som er normalt for den transformatoren. De anbefalte grensene vil heller da bli brukt som grenser for varslingsgrense.

### 3.5.6 Fuktighet

Fuktighet har stor innvirkning på papirisolasjonens, og derfor transformatorens, levetid. Som man kan se på figur 6 under vil for eksempel endring fra tørr til våt papirisolasjon gi 20 ganger raskere aldring. Vått papir betyr over 2 % vanninnhold (Sintef, 2014).



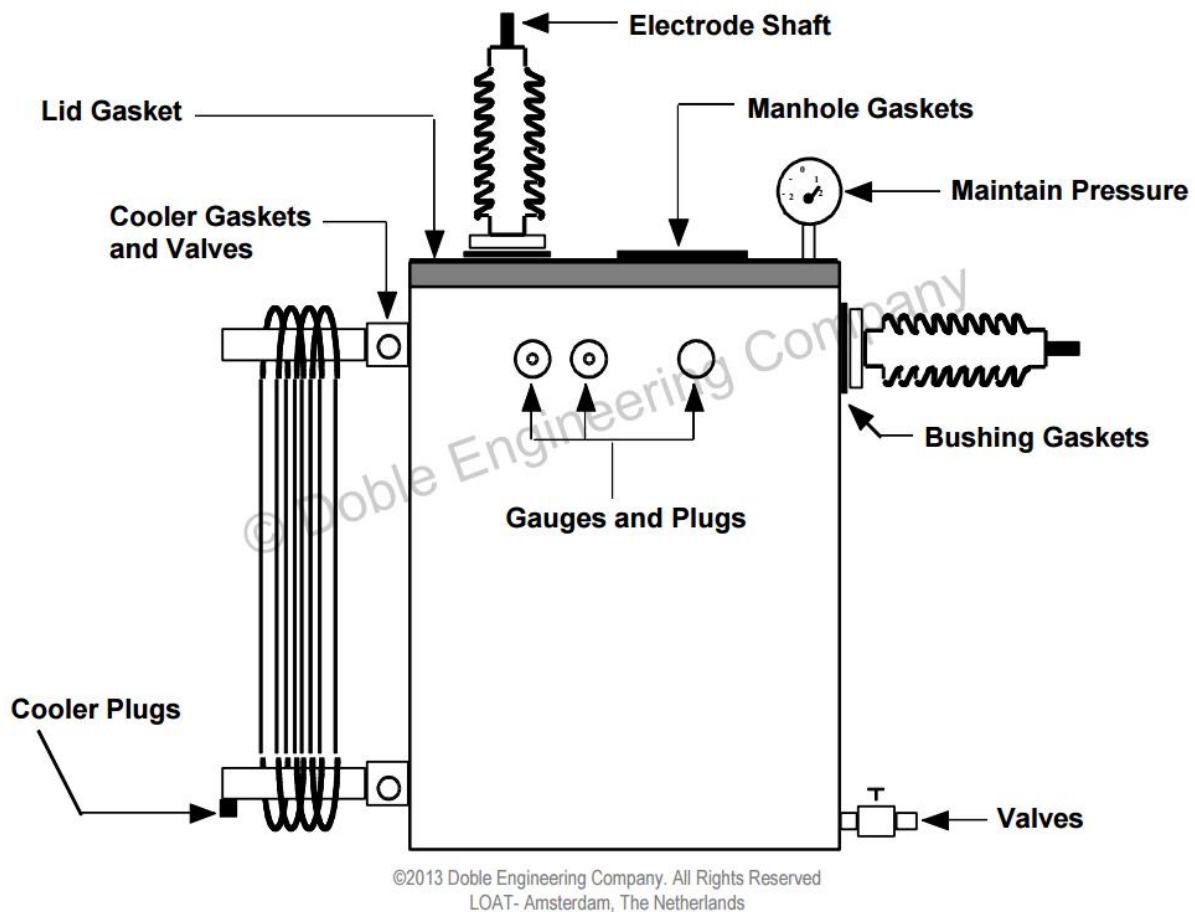
Figur 6: Effekt av vann i papirisolasjonen på aldringsraten.



Figur 7: Levetid på papirisolasjon med hensyn til vanninnhold.

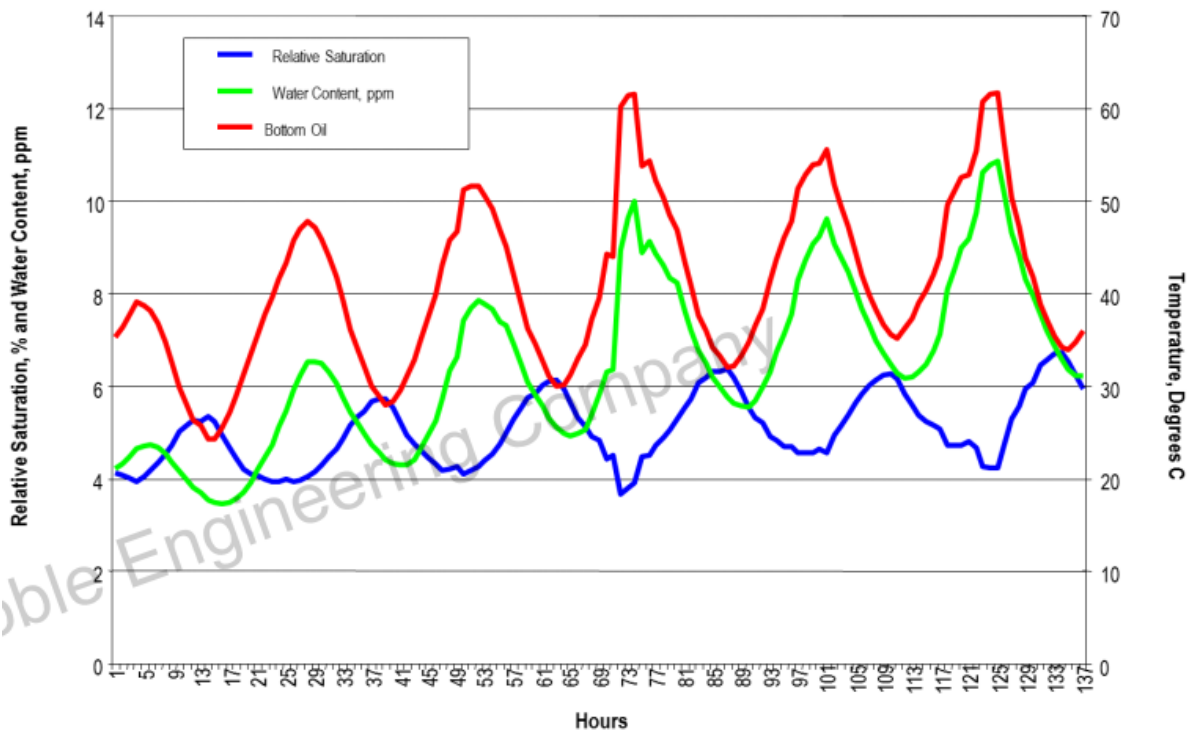
Vann i en transformator kan ha flere kilder (Doble Engineering Company, 2013):

- Gjennom nedbrytningen av papirisolasjonen.
- Ingress ved produksjon, installasjon eller vedlikehold.
- Lekkasje gjennom svake punkt. Se figur 8.
- Pustere/konservatorer.



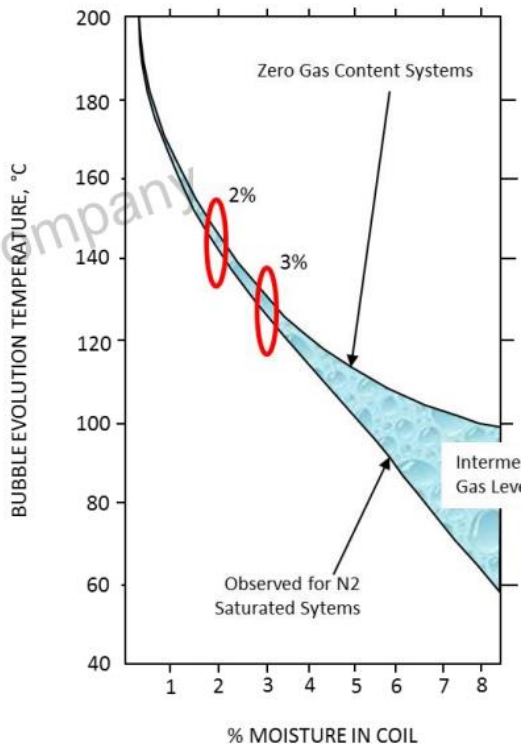
Figur 8: Inngangspunkt for vann.

Det kan være veldig vanskelig å bestemme hvor mye vann det er i en transformator på grunn av hvordan vannet beveger seg mellom papiret og oljen via absorpsjon og adsorpsjon. Generelt vil vannet trekke ut av papiret og inn i oljen ved temperaturøkning og vice versa. I figur 9 er denne sammenhengen illustrert. Observer at økningen i vanninnhold i oljen øker sammen med temperaturøkningen, men med en liten forsinkelse. Ved en rask «cool-down» vil vanninnholdet forbli høyt i oljen samtidig som metningspunktet går ned. Det blir da en høy relativ metthet av vann i oljen.



Figur 9: Relativ metthet, vanninnhold og temperatur for olje gjennom temperaturendring.

Vanninnholdet i oljen bestemmer boble-temperaturen. Dette er temperaturen hvor vannet vil begynne å fordampe i oljen og skape lommer med vann hvor den dielektriske styrken er lavere enn oljens. Det øker sjansene drastisk for lysbuer mellom faser og skade på isolasjon. Den anbefalte grensen for toppoljetemperatur på 140 grader nevnt tidligere er basert på en fuktighet under 2 %. Ved for eksempel 3 % fuktighet vil bobling inntreffe rundt 120 grader.



Figur 10: Grense for gassbobledannelse ved forskjellig fuktighet i transformatoroljen.

Siden vanninnholdet i oljen er så varierende kan det være mer nyttig å se på relativ metthet (RS = relative saturation). Dette er mengden vann i oljen i forhold til solubiliteten til oljen, altså hvor mye vann oljen kan holde på.

Doble hevder at dielektrisk styrke er veldig redusert med et vanninnhold over 2 % eller relativ metning over 50 % (Doble Engineering Company, 2013).

I figur 11 under er sammenhengen mellom dielektrisk styrke i papiret og relativ metthet illustrert. Ved en høy varmgang som har vart en periode, etterfulgt av en kjapp nedkjøling vil vanninnholdet være høy og solubiliteten lav i oljen, som kunne observeres i figur 9 tidligere.

### Eksempel:

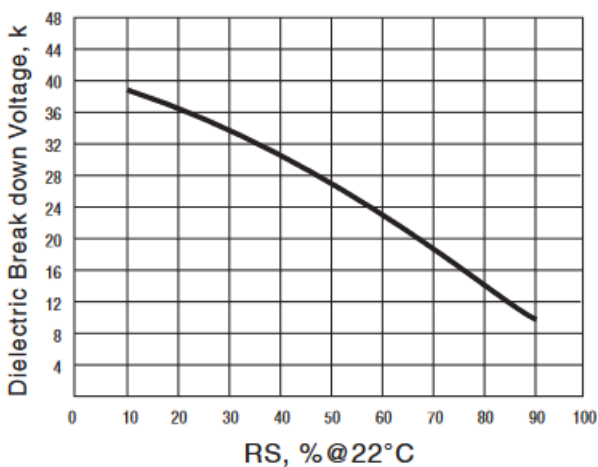
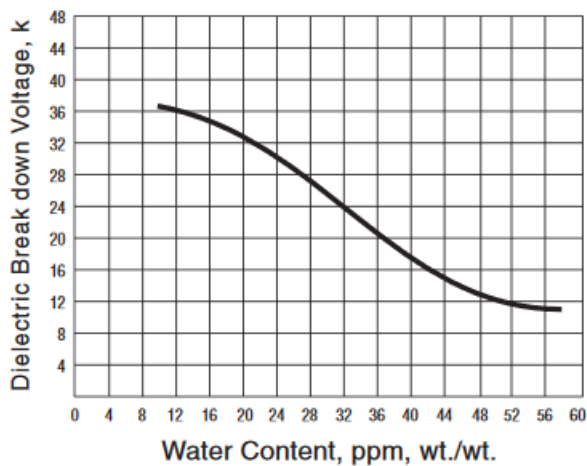
Formel for solubilitet i olje:

$$\log S_o = -\frac{1567}{K} + 7,0895 \quad (11)$$

$S_o = \text{solubilitet av vann i oljen}$

$K = \text{oljetemperatur i Kelvin}$

Hvis en transformator lastes ved høy temperatur over en lengre periode vil vannet trekke ut av papiret og inn i oljen. For eksempel, si at oljen er 70 grader og har et vanninnhold på 30 ppm. Deretter blir lasten veldig lav og utetemperaturen synker drastisk. Over en kort tidsperiode er temperaturen på transformatoren nå redusert til 20 grader. Antar at vanninnholdet i oljen er konstant. Solubiliteten til oljen ved 70 grader er 332 ppm. For å regne ut relativ metthet deler man bare vanninnholdet på solubiliteten, 30 ppm/332 ppm. Det gir en RS lik 9 %. Ved 20 grader er solubiliteten til oljen 55 ppm. Det gir en relativ metthet på 30/55 = 54,4 %. Dette er over anbefalt grense. Rask «cool-down» er derfor noe man burde være oppmerksom på ved drift.



Figur 11: Understanding water in Transformer systems (Lewand, 2002).

I tillegg til bobling, redusert dielektrisk egenskap og økt aldring vil et høyt vanninnhold føre til kondensasjon og større sjanse for rustdannelser.

Vann i papir kan regnes ut med vannaktivitetsmåler og temperatur (Martin & Sha, 2015). Det kan være nyttig å se om denne kan kobles opp for kontinuerlig måling som for temperatur.

Eksempel på gradering av fuktighet for en toppolje mellom 30 og 50 grader er gitt av Doble:

Tabell 6: Karaktersetting av relativ metthet i olje.

Relativ metthet	Tilstand	Karakter
5 %	Veldig bra	A
5-10 %	Bra	B
11-20 %	OK	C
21-30 %	Våt	D
>30 %	Veldig våt	E

Dette kan brukes i helseindeksen om fuktighet blir målt i fremtiden. Siden aldringsraten for papirisolasjonen er avhengig av fuktighet i papiret kan fuktighetsmåling også brukes for å justere aldringsraten. Det er veldig vanskelig å måle fuktighet i papir nøyaktig ved å måle fuktighet i olje, men det kan gi en viss pekepinn på hvor våt transformatoren er.

### 3.5.7 Befaring

Befaringer på nettstasjoner har frem til 2015 blitt utført hvert andre år, men skal nå bare gjennomføres hvert femte. Historiske og nye undersøkelser kan likevel brukes i en tilstandsvurdering. Et forslag til parametere fra befaring er:

- Olje, vekting 8.
- Gjennomføringer, vekting 8.
- Rust, vekting 5.
- Jording, vekting 3.
- Annet, kommentar, mulighet for å legge til egen kategori med vekting og grenser.

Disse parameterne kan så sammenstilles med resten av parameterne ved å gi hver en karakter.

Karaktersetting kan gjøres basert på en generell tilstandsvurdering som for eksempel:

Tabell 7: Karaktersetting av befaring.

Karakter	Beskrivelse
A	Veldig bra, ingen degradering
B	Bra, veldig lite degradering
C	OK, synlig degradering, men ikke akutt
D	Dårlig, må utbedres
E	Veldig dårlig, må utbedres snart

Ved å bruke befaringskriterier kan helseindeksen også brukes til tilstandsvurdering på transformatorer som ikke har last- eller temperaturmåling. Man får også kvantifisert visuell inspeksjon som er viktig for å bedømme transformatorens tilstand.

Det må gjøres mange justeringer i forhold til hva som regnes som mest kritisk. Dette kan for eksempel skje ved å endre vektingen for hver parameter. I tillegg vil helseindeksen endres igjen etter en feil er fikset, som for eksempel etterfylling av olje etter en lekkasje.

### 3.5.8 Sluttvurdering

En totalvurdering kan regnes ut som under:

$$HI = \frac{\sum_{j=1}^n V_j * K_j}{\sum_{j=1}^n 4 * V_j} * 100 \quad (12)$$

Der n er antall parametere, V er vektingen og K er karakteren som parameteren får. Karakteren er en tallverdi mellom 0 og 4 der 4 er A, 3 er B osv.

Vekting kan for eksempel gjøres som under:

Tabell 8: Vekting av parametere.

Parameter	Vekting
Last	7
Temperatur	10
Spenningsubalanse	8
Fuktighet	8
Befaring:	
Olje	8
Gjennomføringer	8
Rust	5
Jording	3

Sluttvurderingen vil da være et tall mellom 0 og 100. Dette kan brukes for å lage en vurdering av tilstanden til transformatoren, se hvor fort degraderingen skjer over tid og planlegge vedlikehold. Nedenfor er det gitt forslag til vedlikeholdstrategier og overordnet helsetilstand fra sluttvurderingen.

Tabell 9: Kvalitativ tilstandsvurdering av helseindeks.

HI	Tilstand	Tiltak
85-100	Veldig bra	Vanlig vedlikehold
70-85	Bra	Vanlig vedlikehold
50-70	OK	Vurder fornyelsestiltak
30-50	Dårlig	Planlegg å bytte ut eller fornye
0-30	Veldig dårlig	Kritisk



### 3.5.9 Indikatorer

Indikatorer vil være nyttig for å overvåke om det skjer noe unormalt med oppførselen til transformatoren. Det kan for eksempel være om noen måleverdier nærmer seg anbefalte eller selvdefinerte grenser, unormal høy endring, stor differanse med planlagt utvikling eller lignende. Noen er nevnt, men vil bli oppsummert her.

Temperaturen på toppoljen burde aldri overstige 105 grader. En økning på 10-15 grader over 1 time burde også merkes. Ved rask cooldown kan den relative mettheten i oljen være høy nok til å redusere den dielektriske holdfastheten i oljen. Ved å anta vanninnhold i oljen kan relativ metthet lett regnes ut og gi en varsling når den er over 50 %.

Lasten under vanlig drift burde aldri overstige 1,5 p.u. Last over årets maks og merkelast burde merkes.

Forventet levealder på pairisolasjonen kan enkelt regnes ut og varsle ved nær endt slutt, for eksempel ved 90 % forbrukt levetid. Kan merkes når beregnet aldringsrate overstiger 0,5. Her burde det brukes verst tenkelig scenario med for eksempel økt aldringsrate på grunn av fuktighet.

### 3.5.10 Feilkilder

Denne modellen er avhengig av justering av både vektall, karaktersetting og grenser. Det er veldig vanskelig å lage en generell modell hvor en helseindeks på 70 betyr samme tilstand på to forskjellige transformatorer.

Siden én defekt del på en transformator kan føre til havari er ikke kun en sluttvurdering pålitelig. Det er derfor viktig å se på tilstandsvurdering av hvert vurderingskriterium.

Alder må tas hensyn til. Nesten umulig å vite tilstanden på papirisolasjonen på en gammel transformator, men det har blitt presentert et forslag til hvordan dette kan regnes ut i prosjektoppgaven.

### 3.5.11 Videreutvikling

Nytten av helseindeksen er avhengig av mye data for å være effektiv. Siden befarig nå bare vil bli gjort hvert femte år mister man mye viktig data om helsetilstanden til transformatoren. Til nå er det kun last og temperatur som overvåkes kontinuerlig. Det reduserer hvor effektiv en helseindeks er. Jo flere parametere som overvåkes kontinuerlig jo mer sannsynlig er det at kritiske feil kan fanges opp før et havari. Nytt av mer overvåkning er begrenset av hvor mye man kan redusere kostnader i forhold til investeringskostnaden av flere målere.

Fuktighet, gass og vibrasjon er eksempler på målere som kan tilknyttes samme system som for temperatur og lastmålingen for ytterligere overvåkingen av helsetilstanden.

### 3.6 Kalkulator

Gjennom arbeidet med lastmålinger fra Skedsmo ble det observert en relativt lav last, i snitt rundt 17 %. Første tanke er at transformatoren er overdimensjonert for sitt bruk. Det kan være både fordeler og ulemper med dette.

En av fordelene er lave temperaturer og lav degradering av papirisolasjonen. Papiret vil kanskje ikke være den begrensende faktoren på levetiden i dette tilfellet. Ved å laste lavt beholdes mer av den mekaniske styrken og dielektriske egenskapen til papiret. Det kan gi bedre beskyttelse i fremtiden mot overspenninger i nettet (Søholt, 2016).

En av ulempene er potensielt tapt kapasitet og for dyr investering i forhold til bruken. Om en transformator statistisk sett kondemneres etter 30-40 år, vil det være mer lønnsomt å kjøre transformatoren hardere så den akkurat når denne alderen, eller skalere ytelsen til å vare i 60-70 år og håpe andre feilårsaker ikke inntreffer?

Som nevnt tidligere er lyn den største årsaken til transformatorskift i Hafslund sin statistikk. Havari er nest største årsak, men der under er også lyn største grunn. Med bakgrunn i at de fleste transformatorer byttes som følge av lyn før teknisk endt levetid, eller bare byttes på grunn av produksjonsår, kan det være mulighet for å finne en optimal merkeytelse ved en gitt levetid.

Kalkulatoren kan brukes for å analysere måleverdier, finne optimal størrelse på en ny transformator eller lage en økonomisk analyse for hele livsløpet. Med kun lastmåling og tekniske verdier på transformatoren kan kalkulatoren selv estimere temperatur og dermed forventet levetid ved hjelp av hotspot-modeller.

#### 3.6.1 Kalkulering

Prinsipielt er kalkulatoren satt opp på følgende måte:

##### **Input:**

- Lastprofil
  - For transformator hvor det har blitt målt last og temp.: Data fra målerne.
  - Ny tilknytning hvor det ikke har vært målere: Generell lastprofil fra lignende område og kundegruppe.
- Teknisk data om trafo
  - Merkeytelse.
  - Toppoljetemperatur over utetemperatur ved merkelast (Rated top oil temperature rise).
  - Tapsforhold (Loss ratio).
  - Hotspotfaktor.
  - Temperaturgradient.
  - Belastningstap og tomgangstap.
- Utetemperaturdata
  - eKlima, snitt over året.
  - Eller data fra lokal temperaturmåler.
- Økonomisk data på Trafo

- Investering.
- Eventuelt KILE.
- Tapskostnader.
- Potensiell lastendring som nye tilknytninger, nyinvesteringer hos kunde etc.
- Avkastningsrente.
- Analyseperiode.
- Krav til høyeste last/temperatur, tid over f.eks. 1 p.u. og lignende.

### Prosedyre:

1. Finn lastprofil og sett inn sammen med geografisk plassering og år for utsettelse.
2. Finner utetemperatur fra eKlima. Helst gjennomsnittlig temperaturer om mulig.
3. Velg merkeytelse du ønsker å beregne med. Ved annen merkeytelse enn original vil programmet beregne ny lastprofil.
4. Skriv inn resten av nødvendig input gitt ovenfor.
5. Regn ut hotspot med termisk data. Bruker stasjonær hotspot diskutert i prosjektoppgave eller annen mer egnet modell.
6. Regn ut konsumert levetid og resten av parameterne ovenfor.
7. Gjenta steg 1-6 for hvert år med forventet økt last.
8. Oppsummer resultat i en rapport med økonomiske og tekniske sammenligninger. Legg til grunn helseindeks og tid over grenser for last og temperatur.

### Output:

Innholdet i rapporten hvert år:

- Snitt og høyeste last.
- Tid over 1 p.u. eller andre grenser. Også hvor lenge denne grensen overskrides.
- Snitt og høyeste hotspot-temperatur.
- Timer over maks aldringsrate for at transformatoren skal leve gjennom hele analyseperioden.
- Snitt og høyeste aldringsrate.
- Brukstil.
- Forventet og konsumert levetid på papirisolasjon.
- Helseindeks.
- Kapitalisert tapskostnader.

Etter siste år er beregnet:

- Sum kostnad. Investering og tap.
- Sum konsumert levetid på papirisolasjon.

### Fordeler:

- Bedre planlegging for nye transformatorer og uforutsette hendelser.
- Finne økonomisk optimalt valg.

- Gir god oversikt over kostnader og forventet last.
- Modulært. Kan lett forandre på verdier som ønsket levetid, pris, type transformator etc. for å finne konservative og liberale resultater.

#### **Ulemper:**

- Høy uventet lastendring kan føre til at man bytter en liten transformator før tiden. Dette kan unngås ved å legge inn større marginer i valget av transformatorstørrelse.
- Avhengig av nøyaktig data og utetemperatur.
- Vanskelig å bedømme tilstanden til transformatoren teoretisk.

#### **Arbeid videre:**

- Legge til sviktkostnader.
  - Kombinere med Valentinsens kalkulator for kostnad for utbytting?
- Aldringsraten økes med alder på grunn av økt vanninnhold. Kan legge til best case og worst case scenario med tørt og vått papir gjennom analyseperioden.
- Legge til kostnader knyttet til omdømme for Hafslund. Målet deres er 99,99 % oppetid.
- Kan det lønne seg å skifte komponenter for å forlenge den totale levetiden til transformatoren?

#### 3.6.2 Sviktsannsynlighet

For å kunne regne ut sviktsannsynlighet og sviktkostnad trenger man forventet levetid, tipercentil og kostnad ved svikt. Ved å bruke helseindeks og grenseverdier for målte parametere kan det opprettes en forventet levetid. Ofte ender den teoretiske levetiden opp med å være urealistisk høy, noe som gir en veldig lav sviktsannsynlighet. På grunn av usikkerhetene rundt dette vil ikke sannsynlighet for svikt ha en stor del i denne oppgaven. Det vil derfor bli mer et skjønnsmessig hensyn.

### 3.6.3 Økonomiske beregninger

I den økonomiske delen av kalkulatoren beregnes tapskostnader sammen med investeringspris for å gi et økonomisk beslutningsgrunnlag. Ved å simulere årlig økning i last og kapitaliserte tapskostnader får man en sum kostnad for hele analyseperioden referert til det første året i analysen.

For å beregne tapskostnadene hentes data på tomgang- og belastningstap fra transformatorens datablad. Se appendiks B. Tall på investeringskostnad er hentet fra Valentinsens masteroppgave og er kun veiledende. I denne oppgaven er følgende verdier brukt:

Tabell 10: Tomgangstap, belastningstap og investering brukt i kalkulator.

kVA	Tomgang [W]	Belastning [W]	Investering [kr]
30	110	880	
50	150	770	30 000,00
100	210	1690	35 000,00
200	370	2220	50 000,00
315	510	3570	80 000,00
400	580	3910	90 000,00
500	590	4310	100 000,00
630	710	5270	100 000,00
800	870	6480	100 000,00
1000	930	8940	120 000,00
1250	1150	10290	150 000,00
1600	1430	14190	200 000,00

Videre er følgende formler brukt for å regne ut tapskostnad, hentet fra Sintef sin planleggingsbok for kraftnett (SINTEF, 2014):

$$K_{tap} = k_{pekv} * \Delta P_{max} = (k_p + k_{wekv} * T_t) * \Delta P_{max} \quad (13)$$

Der,

$$K_{tap} = \text{årlig tapskostnad [kr/år]}$$

$$k_{pekv} = \text{ekvivalent tapskostnad ref. tapenes årsmaksimum [kr/kW år]}$$

$$\Delta P_{max} = \text{årsmaksimum av effekttap [kW]}$$

$$k_p = \text{kostnad av maksimale effekttap [kr/kW år]}$$

$$k_{wekv} = \text{ekvivalent årskostnad av energitap [kr/kWh]}$$

$$T_t = \text{bruktstid for tap [timer/år]}$$

Ekvivalent årskostnad av energitap og maksimale effekttap er gitt i Sintef sin håndbok. Det er valgt verdier fra et kabelnett med høy belastning for å få et verst tenkelig scenario.

I kalkulatoren blir maksimalt effekttap beregnet for hele året, deretter finnes brukstiden ved å summere tapet hver time over året delt på maksimalt tap.

Kapitalisert tapskostnad blir regnet ut ved å diskontere årlig verdi tilbake til år 0.

$$K = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{K_{tap, \text{år } i}}{(1+r)^i} \quad (14)$$

Der,

$K = \text{sum kapitalisert tapskostnad [kr]}$

$r = \text{diskonteringsrente}$

$n = \text{lengde på analyseperiode [år]}$

Sum av kapitaliserte tapskostnader og investering blir summen av kostnader for valgt transformatorstørrelse i valgte analyseperiode. Sammen med helseindeks og informasjon om høyeste temperatur og last gir det et generelt grunnlag for valg av transformatorstørrelse for gitt lastprofil.

Som nevnt blir det ikke regnet med sviktsannsynlighet her. Det er noe som må tas hensyn til ved å se på forventet levetid, last og temperatur. Ved å eksperimentere med forskjellig lastøkning, utetemperaturer eller økt aldringsrate som følge av fuktighet kan man ta en avgjørelse basert på resultatet i rapporten.

### 3.7 Hotspot-utregning

#### 3.7.1 Stasjonær hotspot

For å regne ut hotspot-temperatur som kan brukes for å estimere levetid på papirisolasjonen i kalkulatoren og helseindeksen brukes en formel for stasjonær hotspot som også ble brukt i prosjektoppgaven. Formelen kommer fra IEC 60076-7 og er følgende:

$$\theta = \theta_a + \Delta\theta_{or} * \left[ \frac{1 - R * K^2}{1 + R} \right]^x + H * g_r * K^y \quad (15)$$

Der

$$\theta_a = \text{utetemperatur } [^{\circ}\text{C}]$$

$$\Delta\theta_{or} = \text{Rated top oil temperature rise (toppoljetemp. over utetemp.) } [^{\circ}\text{C}]$$

$$R = \text{Loss ratio: rated load to no load losses (belastningstap på tomgangstap) } [-]$$

$$K = \text{belastning [p. u.]}$$

$$H * g_r = \text{hotspotfaktor og temp. gradient } [^{\circ}\text{C}]$$

$$x = \text{oljeeksponent } [-]$$

$$y = \text{vindingseksponent } [-]$$

Utetemperatur kan hentes fra eKlima-tjenesten til metrologisk institutt. Temperatur over utetemperatur for toppoljen og temperaturgradient kan finnes i varmeprøver fra Møre Trafo (appendiks C). Eksponentene er fra tabell og variabel R er gitt den spesifikke transformatorens tomgang- og belastningstap.

For transformatoren på Skedsmo betyr det en R lik  $10290 \text{ W}/1150 \text{ W} = 8,95$  og toppolje over utetemperatur lik 53. Disse verdiene finnes i appendiks B og C under 1250 kVA-transformator.

Fordi transformatoren står inne i en nettstasjon vil det være litt isolasjon mellom transformator og utetemperaturen. Det legges derfor til en konstant til utetemperaturen for å illustrere innetemperaturen i nettstasjonen, som anbefalt av IEC 60076-7. I prosjektoppgaven var en konstant på 9,6 grader best, basert på undersøkelser med beregnet og målt toppoljetemperatur. I tillegg til denne konstanten blir det en forsinkelse mellom registrert temperatur i transformatoren og belastningsendring. Ved å sammenligne målt temperatur og beregnet temperatur ble 7 timer bestemt som beste forsinkelse for den stasjonære hotspot-modellen.

Nye målinger fra januar brakte med seg en kuldeperiode hvor utetemperaturen i området med transformatoren i Skedsmo, hvor målingene er hentet fra, kom ned i minus 20. Siden den stasjonære hotspot-formelen bruker utetemperatur som en konstant førte det til resultater med negativ hotspot, når den laveste temperaturen målt i toppoljen var rundt 0. Se figur 12. Det førte til en differanse på opptil 28 grader mellom målt og beregnet. Siden

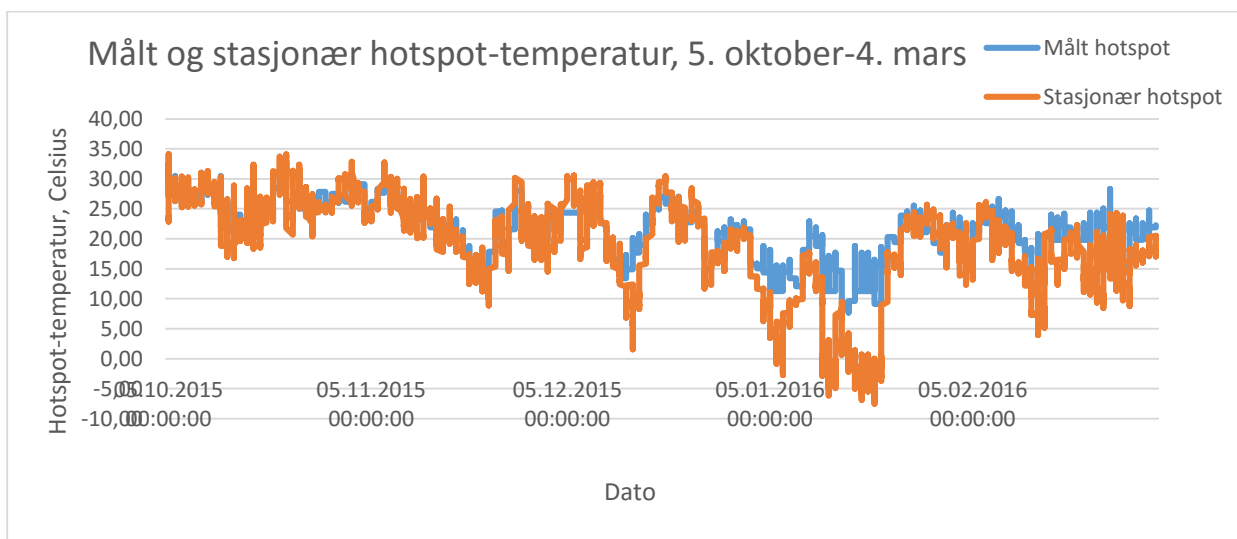
temperatur ligger, eksponentielt, til grunn for beregnet levetid på papirisolasjonen, se formel 2, vil 28 grader differanse bety stor forskjell i forventet levetid i analysen.

Stasjonær hotspot ble utforsket videre ved å kjøre et scenario med økende last og konstant utetemperatur. Resultatet ble at ved lav last, mellom 10 % og 45 % vil hotspot reduseres ved økende last. Etter dette vil hotspot-temperaturen igjen øke med økende last, som er det naturlige. Dette fører for eksempel til at man vil registrere lik hotspot-temperatur ved 10 % og 55 % last med samme utetemperatur.

Det ble undersøkt korrelasjonen mellom stasjonær og målt hotspot. Fra 5. oktober til 4. mars var  $R^2$  lik 0,25 og gjennomsnittlig differanse mellom målt og stasjonær hotspot lik 4,97.

Om samme analysen blir gjort frem til 15. januar, altså unngår kuldeperioden, blir  $R^2$  lik 0,39 og gjennomsnittlig differanse mellom målt og stasjonær hotspot 1,93.

I lys av dette har det blitt undersøkt bedre måter å finne hotspot på som takler kuldeperioder bedre.



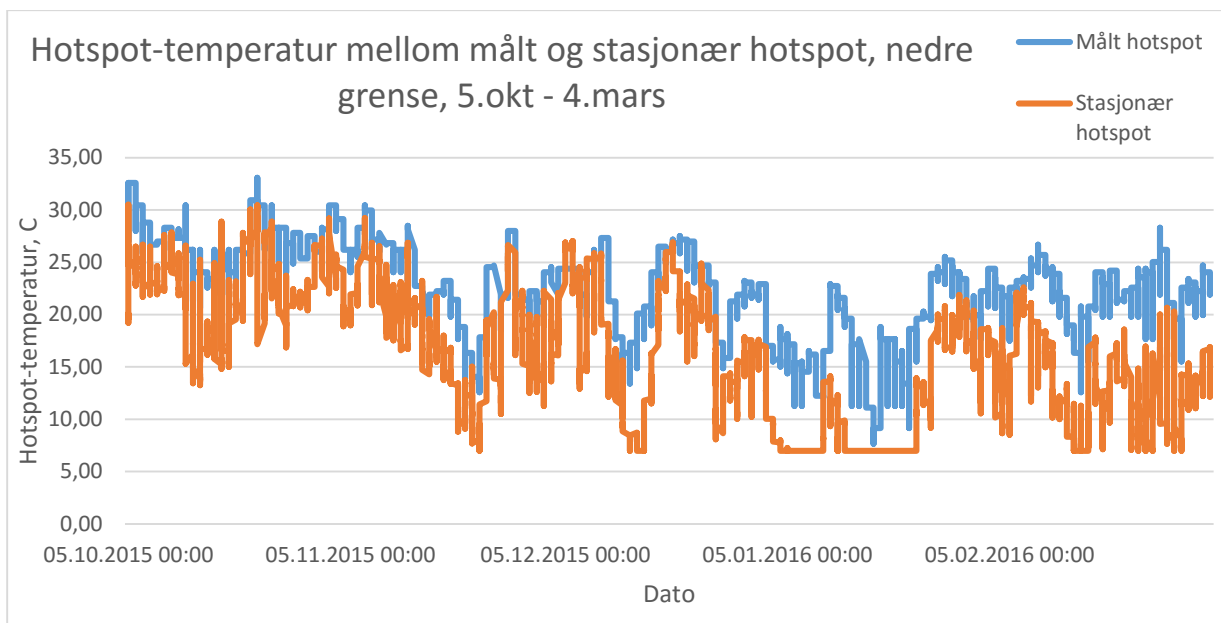
Figur 12: Målt og stasjonær hotspot-temperatur fra Skedsmo mellom 5. oktober og 4. mars.

### 3.7.1.1 Nedre grense

Den aller letteste måten å hindre at den stasjonære hostpoten blir for lav er å sette inn en nedre grense. Om vi antar at toppoljen ikke blir kaldere enn 0 grader kan vi sette nedre hotspot til å være 7 grader. Dette er 0 grader toppolje pluss hotspotfaktor og temperaturgradient nevnt i kapittel 3.3.

Det fører til en reduksjon i gjennomsnittlig differanse mellom målt og stasjonær hotspot fra 4,97 til 4,36 for perioden mellom 5. oktober og 5.mars.  $R^2$  ble 0,32.





Figur 13: Stasjonær og målt hotspot-temperatur for Skedsmo mellom 5. oktober og 4. mars med en nedre grense lik 7 grader.

Dette er en enkel måte å redusere problemet på, men det endrer ikke at modellen åpenbart ikke representerer temperaturen i transformatoren på en god måte. En differanse på over 4 grader er ikke akseptabelt. Bare en forskjell på 2 grader fører til en endring i aldringsraten lik 26 % som følge av formel 2.

### 3.7.2 Eksponentiell modell

IEC 60076-7 beskriver en mer avansert modell for utregning av hotspot. Modellen ble forsøkt brukt for 6. oktober 2015 mellom 01:00 og 02:00. Modellen krever egentlig at man har steg på størrelse med halvparten av tidskonstant  $\tau_w$ , der tidskonstanten generelt definert for distribusjonstransformatorer er 4 minutter. Det vil altså si 2-minuttsintervall. Siden det bare registreres målinger hver time førte det til lineær interpolering mellom timesverdiene for last og temperatur. Det ble bare brukt standard veiledende verdier for modellen, bortsett fra overtemperatur for toppoljen som ble satt til 53 fra varmeprøver tatt av Møre trafo. Se appendiks A for hvordan modellen og utregningene ble gjennomført.

Resultatene for 6. oktober 01:00 til 02:00 er gjengitt under:

Tabell 11: Forsøk med eksponentiell formel for hotspot-utregning.

	Målt °C	Modell °C	Differanse °C
<b>Toppolje kl. 1</b>	25,2	25,2	0, initiale verdier
<b>Toppolje kl. 2</b>	23,08	23,5	0,42
<b>Hotspot kl. 1</b>	32,6	25,65	6,95
<b>Hotspot kl. 2</b>	30,5	23,9	6,6

Åpenbare ulemper med denne teknikken:

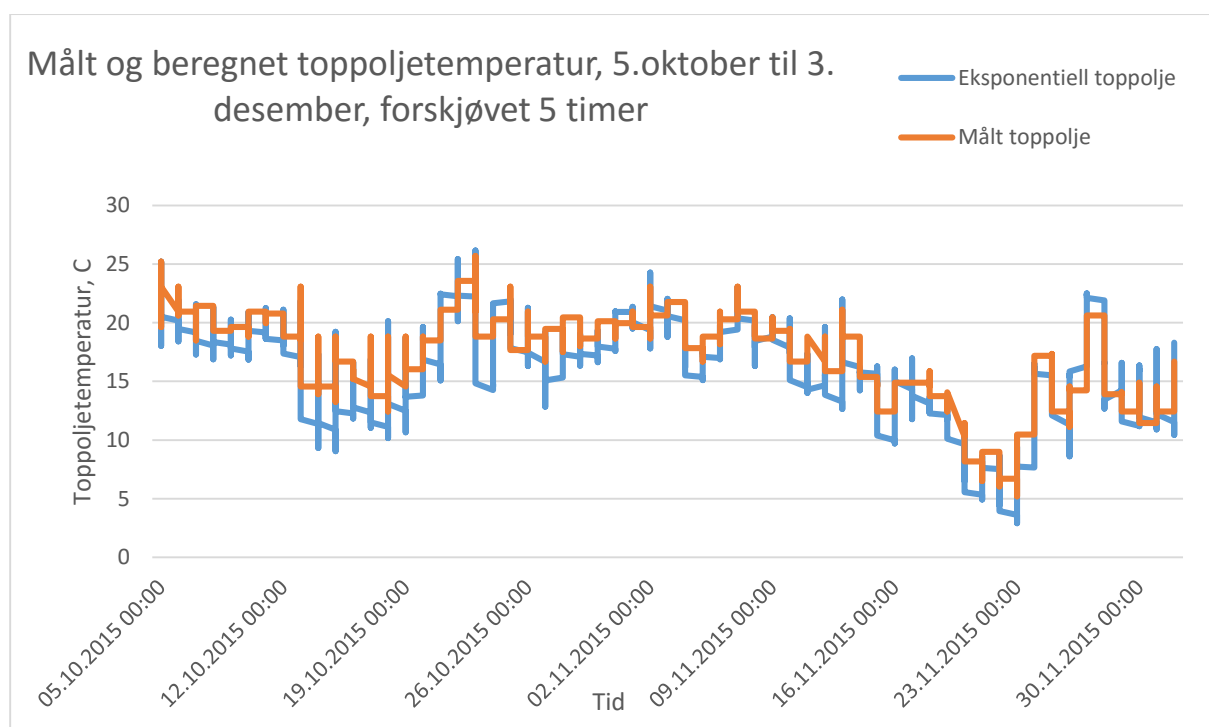
1. 2-minuttsintervaller betyr 30 steg per time, og i hvert steg er det 5 utregninger. Det betyr 150 utregninger hver time. Dette er ikke veldig vanskelige utregninger, men det blir fort mye data som kan ta tid å regne ut over større analyseperioder.
2. Stor forskjell i differansen mellom målt og beregnet hotspot-verdi.

I utgangspunktet er det lagt opp for en temperaturredifferanse på 7,37 grader mellom toppolje og hotspot. Dette er basert på varmeprøver tatt av Møre Trafo under merkelast og standard hotspot-faktor på 1,1. Testen over ble utført under 10 % last. Det er mulig at differansen mellom toppolje og hotspot er annerledes ved så lav belastning. I en mail med Møre Trafo sier de det er usikkert om differansen i «steady state» er det samme ved merkelast og lav last. Det er derfor ikke sikkert hvilken av modellen som er korrekte på hotspot siden det ikke finnes direkte målinger på dette.

Etter å ha laget et lite skript i Excel ble beregnet toppolje med den eksponentielle formelen sammenlignet med den målte toppoljen.

### 3.7.2.1 Forsøk

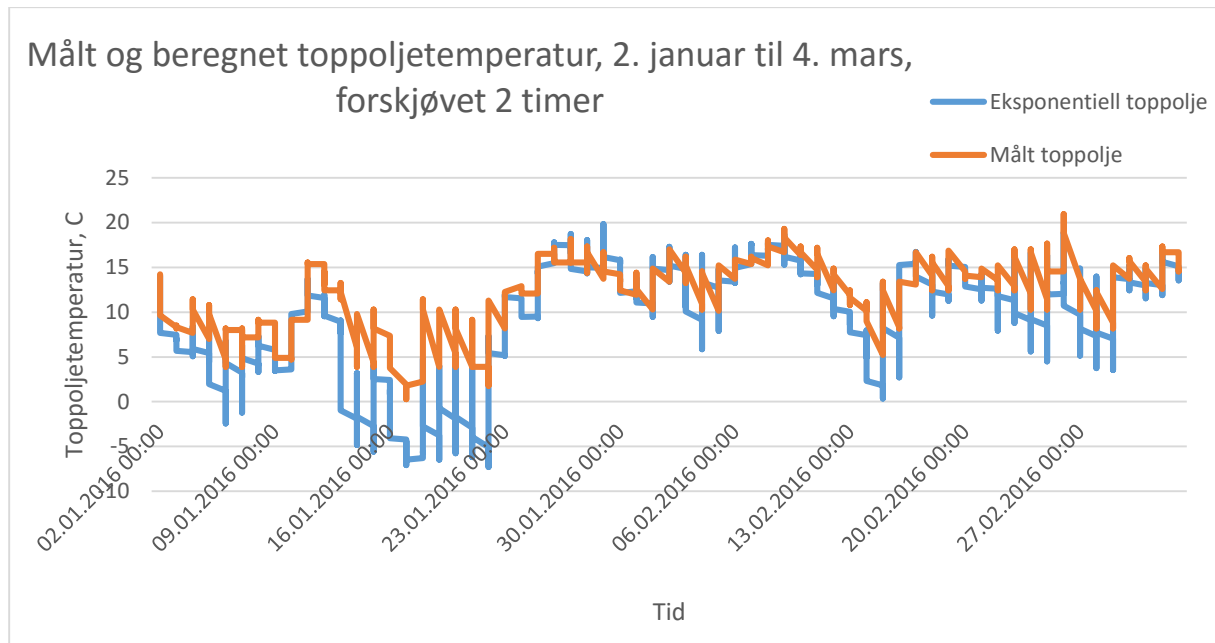
Et forsøk med eksponentiell formel for temperatur ble utført mellom 5. oktober og 3. desember. På den måten unngår man den verste kuldeperioden. Ligningene og variabelverdier er beskrevet i appendiks A. De utregnede verdiene ble forskjøvet med 5 timer siden dette var tidsforskyvningen med høyest korrelasjon.



Figur 14: Forsøk med eksponentiell formel for toppoljetemperatur mot målt temperatur.

Resultatet ble  $R^2$  lik 0,8455 og en gjennomsnittlig differanse på 1,606 grader. Dette er veldig gode resultatet og differansen er under to grader.

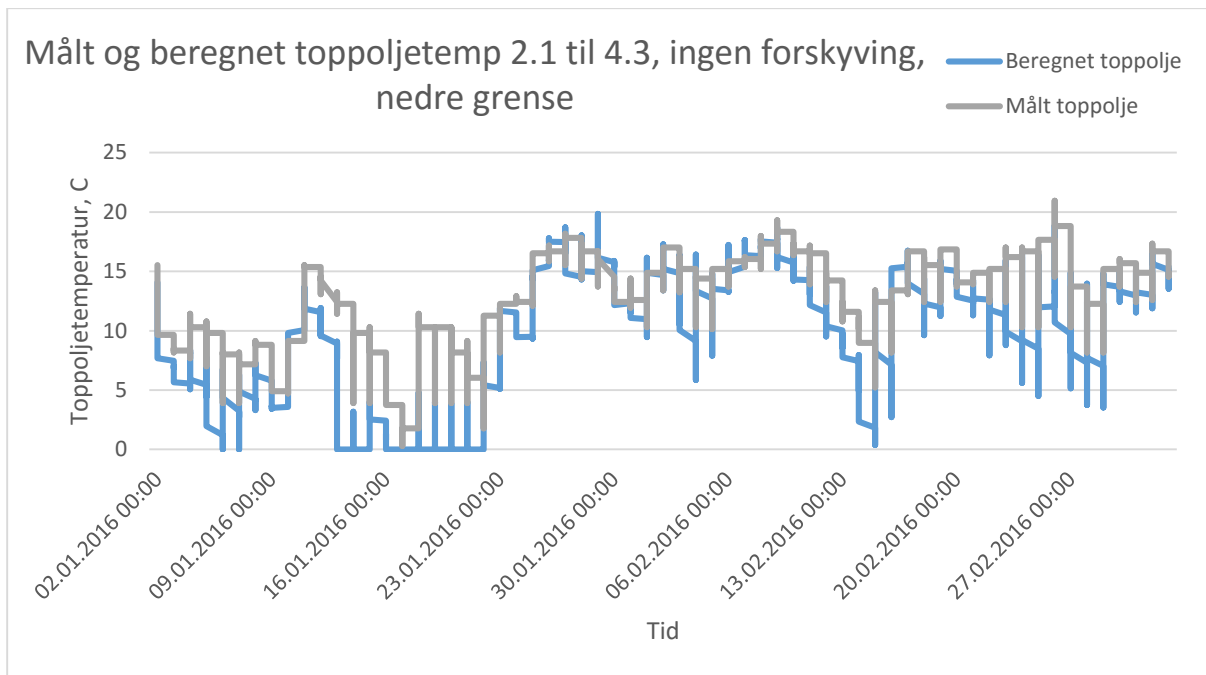
Forsøket ble også utført mellom 2. januar og 4. mars med to timers forskyving. Denne forskyvningen ga best korrelasjon her.



Figur 15: Forsøk med eksponentiell formel for temperatur mot målt temperatur.

Her ble  $R^2 = 0,85767$  og gjennomsnittlig differanse lik 2,77. Igjen er kuldeperioden et problem hvor modellen beregner en negativ temperatur. Største differanse mellom målt og beregnet temperatur er på rundt 20 grader.

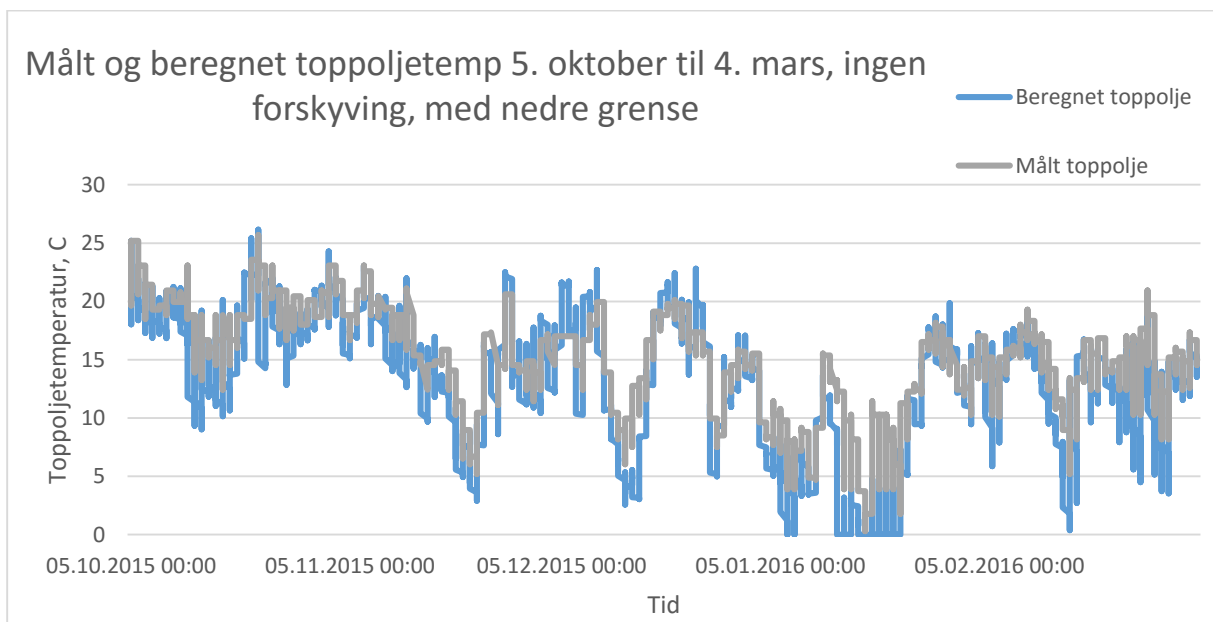
Resultatene for kuldeperioden er bedre enn for den stasjonære hotspot-modellen. Likevel blir toppoljetemperaturen for den eksponentielle modellen negativ. Samme forsøk ble derfor gjort igjen med nedre grense for toppolje lik 0 grader:



Figur 16: Eksponentiell formel for temperatur mot målt temperatur, med 0 grader som nedre grense.

Denne gangen ga null forskyving best korrelasjon mellom måleverdiene. Gjennomsnittlig differanse ble 2,53 og  $R^2$  ble 0,80. Det er en liten forbedring som over lengre tid mest sannsynlig ikke vil utgjøre det store.

For hele perioden mellom 5. oktober til 4. mars:



Figur 17: Eksponentiell formel for temperatur mot målt temperatur, 0 grader nedre grense, hele perioden med måledata.

Gjennomsnittlig differanse ble lik 2,31 og  $R^2$  lik 0,80. Korrelasjonen er altså ganske god, men differansen kunne vært litt bedre. Man kunne kanskje fått en enda bedre modell ved å fininnstille hver variabel, men dette er veldig tidskrevende siden modellen bruker lang tid på å kalkulere ferdig.

Det ble så forsøkt å sjekke toppolje etter 50 år for å sammenligne med resultater fra kalkulator som bruker stasjonær hotspot. Det er her brukt et helt år i beregningene, last etter 4. mars er altså fiktive, men følger samme form.

Tabell 12: Resultater fra forsøk med eksponentiell formel for temperaturberegning.

	År 1	År 50	Endring
<b>Toppolje, snitt</b>	19,33 grader	20,22 grader	4,6 %
<b>Toppolje, maks</b>	38,81 grader	39,19 grader	0,98 %
<b>Hotspot, snitt</b>	20,6 grader	22,09 grader	7,23 %
<b>Hotspot, maks</b>	39,33 grader	40,9 grader	4,0 %

Beregning av et år med denne formelen tok 2 minutter og 20 sekunder. Siden kalkulering av hele analyseperioden ville tatt nesten to timer er det bare beregnet for første og siste år.

Her kan det bli observert en mer fornuftig utvikling i temperaturen på transformatoren i forhold til stasjonær hotspot siden den her øker med økende last. Likevel øker temperaturen mistenkelig lite over 50 år med tanke på at lasten øker med 0,5 % hvert år.

Eksponentiell formel virker som den mer nøyaktige løsningen hvis det skal kalkuleres toppoljetemperatur. Den blir dessverre upraktisk når det skal kalkuleres temperaturer for mer enn ett år. Derfor vil den eksponentielle modellen brukt som en kontroll hvis den stasjonære hotspot-modellen gir lav forventet levetid

### 3.7.3 Regresjon

Et alternativ som også ble utforsket i prosjektoppgaven var regresjon. Dette ble da avvist som mindre nøyaktig enn stasjonær hotspot, men siden mer data er samlet inn er det gjort et nytt forsøk.

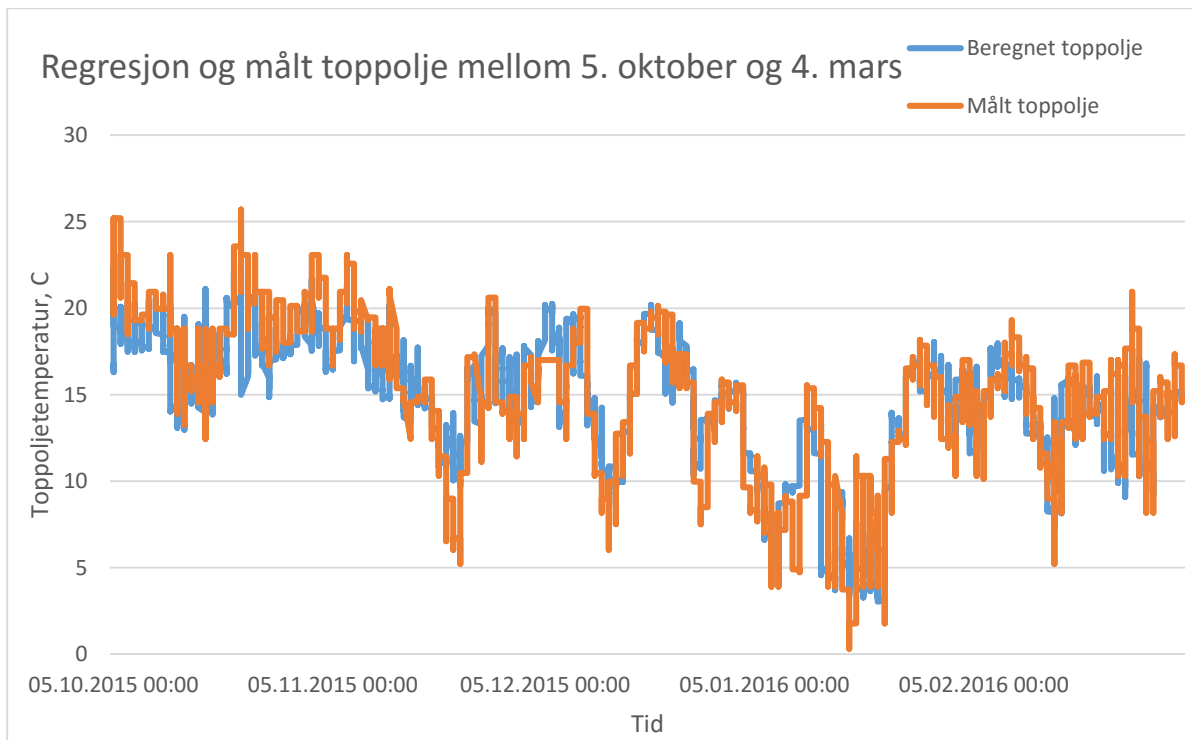
Det ble utført en regresjon av målt toppolje i Excel med utetemperatur og last som variabler. Resultatet ble:

$$\theta_{top} = 0,526 * \theta_a - 0,0249 * K + 15,48 \quad (16)$$

$\theta_{top}$  er toppoljetemperatur i Celsius,  $\theta_a$  er utetemperatur i Celsius,  $K$  er last i prosent.

I likhet med stasjonær hotspot blir det en negativ koeffisient for lasten hvor en økende last ved samme utetemperatur gir en mindre temperatur i transformatoren. En mulig forklaring er at utetemperatur og toppoljetemperaturen ofte henger sammen. Forsinkelse i systemet kan også vær en forklaring.

For hele perioden ble  $R^2$  beregnet til 0,693 og standardfeil mellom målt og beregnet toppolje lik 2,53 grader. Gjennomsnittlig temperaturdifferanse ble 1,96. Temperaturen blir aldri negativ, så det virker som regresjon behandler lave utetemperaturer på en bedre måte enn de andre modellene.



Figur 18: Regresjon av toppoljetemperatur mot målt toppoljetemperatur.

Regresjon er en veldig enkel metode for å regne ut en temperaturmodell, men det krever en del data. Hvis temperaturmodellen skal kunne brukes på for eksempel transformatorer som ikke har hatt lengre temperaturovervåking burde modellen ta hensyn til designet og typen transformator. Regresjonsmodeller kan kanskje brukes på like transformator typer, men det begrenser nytten litt. Den er heller ikke like nøyaktig som den eksponentielle modellen.

#### 3.7.4 Konklusjon

Stasjonær eller eksponentiell hotspot er mest nøyaktig ved normale driftssituasjoner. Problemet er når utetemperaturen blir veldig lav eller veldig høy. Da er en regresjonsmodell eller den eksponentielle modellen mer nøyaktig. Den eksponentielle modellen er den eneste som vil vise høyere transformortemperatur ved økende last, det gjør den best for å sammenligne forskjellige år med hverandre siden det eneste som endres er lasten. Eventuelt kunne man også lagt til en økning i utetemperaturen på 0,4 grader hvert tiår (MET, 2012).

Ved å ha en stabil modell for utregning av toppolje eller hotspot som tar hensyn til utetemperatur kan modellen brukes flere plasser geografisk hvor man har historisk temperaturmåling. Med normaltemperatur, lastprofil og antatte endringer i disse to variablene kan modellen så brukes for å regne ut hotspot-temperatur og forventet levetid på flere transformatorer. Om man har et system med transformortype kan informasjon hentes ut fra systemet og fylle inn variablene i modellen. Det samme gjelder geografisk plassering så man kan hente værdata. Man trenger da bare en lastprofil som passer med transformatorens kundegruppe og bruk.

## 4 Helseindeks

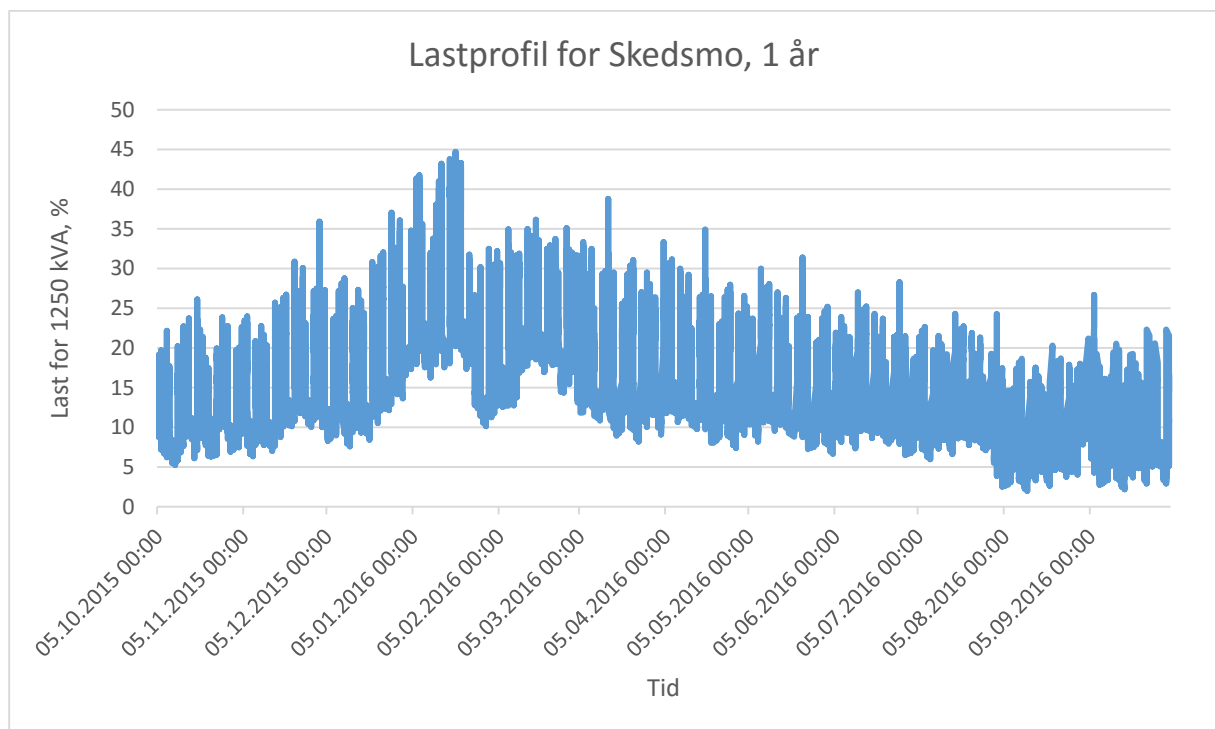
### 4.1 Bakgrunn

Som nevnt tidligere er helseindeksen et forsøk på å lettere holde oversikt over, og beregne degradering av, helsetilstanden til en transformator. I tillegg vil det fungere som et hjelpeverktøy i kalkulatoren når man analyserer lastprofiler, scenarier og lignende.

### 4.2 Bruk

Det vil nå bli illustrert en case hvor helseindeksen vil bli regnet ut og brukt til å bedømme tilstanden til en transformator på Skedsmo hvor last- og temperaturdata har blitt hentet fra i denne oppgaven.

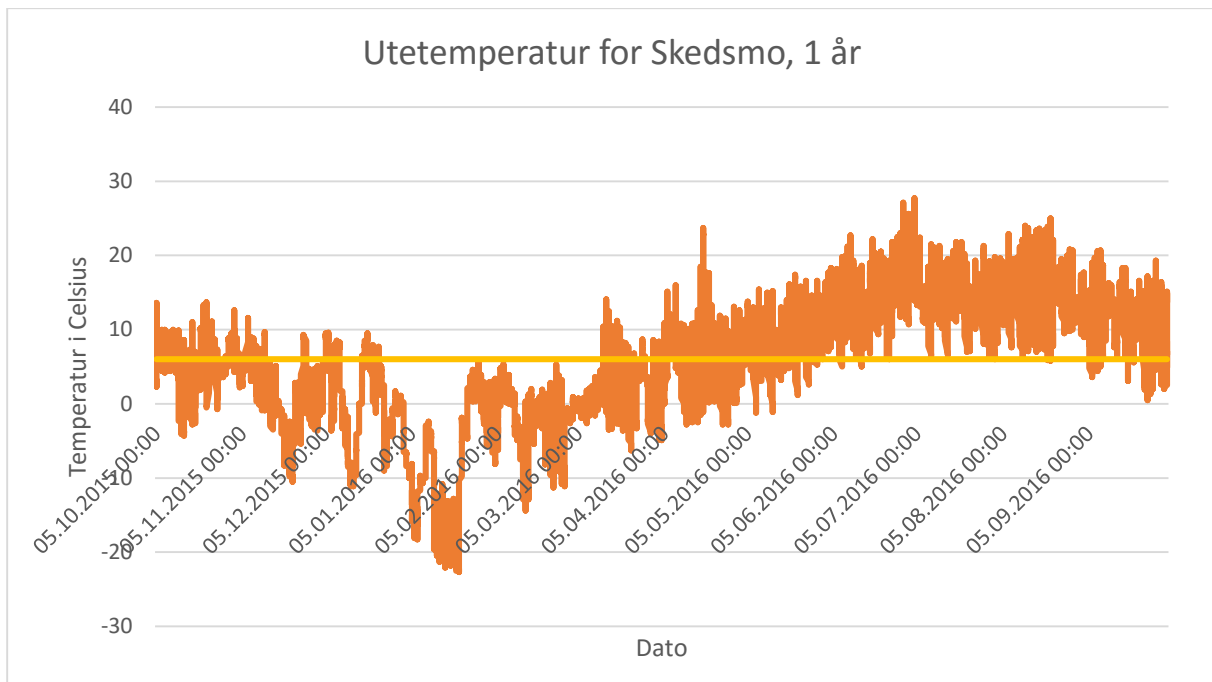
For eksempelets skyld er lastdata antatt å følge samme mønster og dermed fiktivt fra 4. mars til 5. oktober. Dette ble gjort ved å kopiere last fra samme ukedager og redusere lasten basert på sesong. Det ble antatt at lasten synker mot sommermånedene og deretter øker igjen mot vinteren. Lastprofilen for et helt år for Skedsmo ble da som i figur 19:



Figur 19: Lastprofil for et helt år for transformatoren på Skedsmo.

Ut i fra denne lastprofilen og data hentet fra eKlima ble helseindeksen regnet ut. Temperaturmodellen som ble brukt vises i figur 20, hvor horisontal linje viser gjennomsnittstemperatur (6,0 grader). Data etter 4. mars er tatt fra fjoråret.





Figur 20: Utetemperatur for Skedsmo. Temperaturdata etter 4. mars er tatt fra samme dato for fjoråret. Horisontal linje er gjennomsnittstemperatur.

#### 4.2.1 Last

Siden lasten gjennom analyseperioden aldri overstiger 60 % betyr det at karakteren for last blir A. Trafoen lastes ikke særlig hardt og har en gjennomsnittlig last på 15,35 %. Dette gir som diskutert tidligere lav degradering av papirisolasjonen og potensielt lang levetid. Problemet kan være tapt investering hvis transformatoren havarerer tidlig fra for eksempel lynnedslag.

#### 4.2.2 Spenning

Det foreligger data på fasespenninger fra 1. oktober og frem til 4. desember. Spenningsubalansen ble regnet ut på denne måten:

$$SU = \frac{\text{Største differanse mellom fasespenning og gj.snittlig fasespenning}}{\text{Gjennomsnittlig fasespenning}} \quad (17)$$

Største spenningsubalanse ble registrert til å bli 0,55 % og gjennomsnittlig ubalanse var 0,255 %. Hvis vi baserer oss på største ubalanse gir det karakteren B på spenningsubalanse.

#### 4.2.3 Hotspot

Det er registrert lav toppoljetemperatur. Det gir lav hotspot-temperatur og for de temperaturene som er registrert med måleren ligger snittet for hotspot på 22,1 grader. Maks hotspot-temperatur er 33,1 grader. Det er da brukt målt toppolje pluss hotspotfaktor og temperatur gradient lik 7,37 grader.

Det ble så kalkulert hotspot-temperatur for hele året med den stasjonære hotspot-formelen. Gjennomsnittlig hotspot-temperatur ble da 23,0 grader og maks hotspot lik 45,3 grader.

Den eksponentielle modellen kan også brukes nå som det finnes en lastprofil og utetemperatur for hele året. Initiale verdier på toppoljen ble satt til 25,2 grader, som er det som ble målt med termometeret. Det er også lagt inn en nedre grense på 0 grader for toppoljen. Resultatet ble da en gjennomsnittlig toppolje på 19,4 grader med en maks på 38,8 grader. Det vil tilsa en hotspot-temperatur på gjennomsnittlig 26,8 grader og maksimalt 46,2 grader etter å ha lagt til 7,37 grader.

Oppsummert:

Tabell 13: Oppsummering av temperatur-data, målt og beregnet.

	Gjennomsnitt, Celsius	Maks, Celsius
<b>Målt hotspot, toppolje pluss 7,37 C, mellom 5.10-4.3</b>	22,1	33,1
<b>Stasjonær hotspot, 1 år</b>	23,0	45,3
<b>Eksponentiell hotspot, 1 år</b>	26,8	46,2

Siden hotspot-temperaturen aldri overstiger 98 grader blir karakteren satt til A.

#### 4.2.4 Sluttvurdering

Karakterene blir så samlet i en formel for vektet snitt, gitt av formel 12. Her kan det defineres forskjellige vektinger i forhold til hvor viktig hver parameter er for transformatorens helsetilstand. Vektingene og karakterene for hver parameter ble:

Tabell 14: Sluttvurdering av eksempel.

Parameter	Vekting	Karakter
Last	7	A (4 poeng)
Spenning	8	B (3 poeng)
Temperatur	10	A (4 poeng)

$$HI = \frac{\sum_{j=1}^n V_j * K_j}{\sum_{j=1}^n 4 * V_j} * 100 = \frac{7 * 4 + 8 * 3 + 10 * 4}{4 * (7 + 8 + 10)} * 100 = \frac{92}{100} * 100 = 92$$

En helseindeks på 92 er en veldig god score, ingen parametere er i nærheten av de anbefalte maksimale grenseverdiene. Fra målingene vil denne transformatoren fungere bra i mange år fremover. Likevel vet man ikke om det er lekkasjer, rustdannelser, unormale vibrasjoner og lignende før man utfører en befarings.

#### 4.2.5 Forsøk med befarings

Befaring blir i utgangspunktet bare gjort hvert femte år, men gir verdifull informasjon som ikke kan bedømmes fra last- og termometermålinger. For eksempelets skyld ble følgende funn registrert:

Tabell 15: Befaring og tilstandsvurdering.

Parameter	Vurdering	Vekting	Karakter
Olje	Liten lekkasje	8	B (3 poeng)
Gjennomføringer	Ingen problemer	8	A (4 poeng)
Rust	Litt rust på tank	5	B (3 poeng)
Jording	Ingen problemer	3	A (4 poeng)

Regner ut ny helseindeks:

$$\begin{aligned}
 HI_{m/befaring} &= \frac{\sum_{j=1}^n V_j * K_j}{\sum_{j=1}^n 4 * V_j} * 100 = \frac{92 + 8 * 3 + 8 * 4 + 5 * 3 + 3 * 4}{100 + 4 * (8 + 8 + 5 + 3)} * 100 \\
 &= \frac{143}{196} * 100 = 73
 \end{aligned}$$

Tilstanden for transformatoren har falt fra «veldig bra» til «bra» som følge av litt oljelekkasje og rust på tanken. Om disse utbedres kan helseindeksen øke igjen, men frem til da vil transformatoren ha en litt dårligere helsetilstand.

Helseindeks med og uten befaring burde skilles fra hverandre siden en helseindeks på 73 med kun temperatur og lastmålinger vil mest sannsynlig være en verre helsetilstand enn med befaringsparametere.

### 4.3 Nytte

Helseindeks kan brukes til å overvåke endring og den generelle helsetilstanden til transformatoren. Ved å rangere hver parameter får man også en oversikt over tilstanden til hver del av transformatoren. Hvis helseindeks brukes på flere transformatorer kan indeksen brukes for å for eksempel planlegge og prioritere vedlikeholdsarbeid.

Det mest nyttige vil være å samle indikatorer på tilstand og sette de opp mot anbefalte grenser. Ved å overvåke temperaturen kan man regne ut degraderingen av papirisolasjon og slik finne teoretisk levetid. Dette kan være vanskelig å få nøyaktig på grunn av avhengigheten med fuktighet. En mulig løsning kan være å regne ut et «worst case»-scenario med høy fuktighet og økt aldringsrate, men det mest nøyaktige vil være å installere en fuktighetsmåler. Det finnes lite informasjon om hvordan transformatoren vil oppføre seg mot slutten av levetiden og om det kan forvarsles med last- og temperatur-måling. Dette prøveprosjektet vil være til hjelp med å finjustere fremtidige helseindekser eller andre tilstandsmodeller ved å observere hvordan oppførselen er forskjellig fra teorien.

### 4.4 Videreutvikling

Det kan legges til flere parametere som overharmoniske spenninger/strømmer, gass, fuktighet, oljestand og så videre. Det må da bestemmes grenser og vekting i forhold til hvor mye det reduserer levetiden og hva som er maksgrenser.

Grenser kan justeres så de heller matcher med hver transformator og hva som forventes av den, istedenfor anbefalte grenser. Ved å for eksempel sette grensen for karakteren A for hotspot-temperatur til å være 70 grader fremfor 98 vil man få en helseindeks som kanskje representerer tilstanden litt mer realistisk. De anbefalte grensene kan da heller brukes til varslings.

Grensene for last virker også litt for løse og burde straffe høy last hardere ved å for eksempel stramme inn grensene eller øke vektingen.

## 5 Kalkulator

Transformatoren på Skedsmo ble lavt lastet og fikk derfor veldig høye verdier for levetid og helseindeks. Det ble derfor utviklet et verktøy som ved hjelp av lastprofilen fra Skedsmo utforsket scenario med blant annet forskjellige merkeytelser på transformatoren for å finne en mer optimal størrelse. Ved å redusere merkeytelsen ble belastningen på transformatoren økt, og ved å beregne hotspot-verdier kunne man så finne ny levetid. Etter hvert ble kalkulatoren utvidet med årlige beregninger av helseindeks, konsumert levetid og økonomiske aspekter som tapskostnader og investering. Forskjellige scenarioer ble også lagt til for å være forberedt på uforutsette hendelser.

### 5.1 Oppsett

Prototype av kalkulator er laget i Excel og Visual Basic. Den bruker formel for stasjonær hotspot for å regne ut hotspot-temperatur med utgangspunkt i lastprofilen. Utrekning av verdiene beskrevet i kapittel 3.6 skjer hvert år til enden av analyseperioden og oppsummeres i en rapport for valgt merkeytelse. Data på tomgang- og belastningstap er hentet fra appendiks B og tapskostnader fra Sintefs håndbok for kraftnett. De kapitaliserte tapskostnadene blir summert over valgt analyseperiode og til slutt lagt til investeringskostnaden som gir total kostnad for transformatoren.

Ved å bruke indikatorer som last, temperatur og helseindeks kan man overvåke hvordan tilstanden til transformatoren endres over årene.

Det er veldig lett å endre datagrunnlag i kalkulatoren som for eksempel grenseverdier, tapsdata, analyseperiode, rente, type lastprofil etc. Den kan derfor brukes i flere områder og på forskjellige transformatorer.

Analyseperiode	50	år
Maks aldringsrate	0,3	-
Maks konsumert levetid etter 1 år:	2628	timer
Valgt merkeytelse	315	kVA
	◀ ▶	
<b>For valgt merkeytelse</b>		
År	49	
Snitt last:	78,05	%
Maks last:	226,54	%
Tid over 100 %:	2179	timer
Lengste intervall over 100 %:	118	timer
Høyest hotspot:	186,57	grader
Snitt hotspot:	48,56	grader
Timer over maks aldringsrate:	831	timer
Snitt aldringsrate:	31,56	
Bruktid:	6837,56	timer
Forventet levetid:	0,475	år
Sum konsumert:	276469,61	timer
Belastingstap:	3570	W
Tomgangstap:	510	W
<b>Tapskostnader:</b>		
Startår:	2014	
Sluttår:	2063	
Rente:	4,5	%
Årlig tpskostnad:	23 859,59	kr
Maksimale effekttap:	18831,06	W
Bruktid for tap:	1475,60	timer
Investering:	80000	kr
CommandButton1		
<b>Helseindeks</b>		Karakter
Strøm/last:	2,980	B
Temperatur:	3,860	A
Under 140 grader HS?	NEI	
Minste ppm for RS under 50%:	12,935	ppm
Sum HI:	0,855	
<b>Regn ut rapport for alle år med 0,5 % lastøkning</b>		
CommandButton2		

Figur 21: Oppsett av kalkulator-parametere.

I figur over vises oppsettet som det er nå. De forskjellige delene er:

- **Analyseperiode:** Bestemmer lengden på analysen. I dag er den forventede levetiden på transformatorer i Hafslund rundt 40 år, men det er mulig å regne lengre frem for å potensielt se hvordan en transformator ville oppført seg utenfor dette.

- **Maks aldringsrate:** Forholdet mellom 15 år og analyseperiodens lengde i år. 15 år er definert som levetiden på en transformator ifølge formelen for hotspot-utregning, se kapittel 3.3. Blir denne aldringsraten overskredet aldres transformatoren raskere enn den skal for å overleve gjennom analyseperioden.
- **Maks konsumert etter 1 år:** Hvis det beregnes at transformatoren forbruker 8760 timer av papirisolasjonen i løpet av ett år, vil transformatoren, igjen definert av hotspot-formelen, vare i 15 år. For at transformatoren skal ha en levetid lengre enn analyseperioden må derfor konsumert levetid over ett år være mindre enn 8760 timer ganger aldringsrate.
- **Valgt merkeytelse:** Her velges merkeytelsen det skal beregnes med. Den ganger lastprofilen med forholdet mellom original og ny merkeytelse. Hvis en lastprofil fra en 1250 kVA transformator brukes, men man vil undersøke hvordan en 800 kVA transformator fungerer med den lastprofilen vil original lastprofil ganges med forholdet mellom 1250 og 800. I tillegg blir verdier som investering og tap for valgt merkeytelse hentet opp.
- **År:** For hvert år vil lasten øke med en gitt prosent basert på forventet lastøkning i analyseperioden. Hver parameter under blir så beregnet hvert år.
- **Snitt last, maks last:** Gjennomsnittlig last og maks last gjennom valgt år.
- **Tid og lengste intervall over 100 %:** Antall timer over 100 % last gjennom året, i tillegg til det lengste sammenhengende intervallet over 100 % last. Dette kan være nyttig for å se hvor lenge transformatoren opererer over merkelast. Kan endres til for eksempel 150 % for å se hvor lenge transformatoren opererer over anbefalt grense.
- **Snitt og høyeste hotspot:** Gjennomsnittlig og høyeste beregnede hotspot-temperatur valgt år. Anbefalt grense for høyeste hotspot er 140 grader. Det gis en fargekode lenger nede hvis temperaturen passerer dette.
- **Timer over maks aldringsrate:** Antall timer gjennom året hvor beregnet aldringsrate går over maks aldringsrate for analysen.
- **Snitt aldringsrate:** Gjennomsnittet av aldringsraten gjennom året, som finnes ved å ta gjennomsnittet av konsumert levetid hver time over året.
- **Brukstid:** Energiproduksjon på merkeytelse gjennom året. Definert som:

$$Brukstid = \frac{Produksjon [kWh]}{Merkeytelse [kW]} \quad (18)$$

Det vil for eksempel bety at hvis transformatoren opererer på 100 % hele året vil brukstiden være 8760 timer. Siden kalkulatoren beregner last hver time gjennom året kan man addere denne lasten i p.u. for å finne brukstiden gjennom året.

- **Forventet levetid:** 15 år delt på aldringsraten.
- **Sum konsumert:** Summen av konsumert levetid beregnet hver time gjennom året.
- **Belastning- tomgangstap:** Spesifikk for transformatoren og hentes fra databladet.
- **Startår og sluttår:** Relevant for den økonomiske beregningen hvor ekvivalent årskostnad av energitap endrer seg med årene.

- **Rente:** Avkastningsrente brukt for å kapitalisere de årlige tapskostnadene tilbake til år 1.
- **Årlig tapskostnad:** Beregnes hvert år med formler nevnt i kapittel 3.6.3.
- **Maksimale effekttap:** Regnes ut i forhold til høyeste last registrert det året:

$$\Delta P_{max} = Tomgangstap [W] + Belastningstap [W] * (Maks last [p. u.])^2 \quad (19)$$

- **Brukstid for tap:** Summen av effekttap hver time på maksimale effekttap.

$$\sum_{i=i}^{8760} \frac{Tomgangstap [W] + Belastningstap [W] * (Last time i [p. u.])^2}{\Delta P_{max}} \quad (20)$$

- **Investering:** Antatt investeringskostnad for valgt transformator. Se kapittel 3.6.3
- **Strøm/last og temperatur:** Regnes ut som nevnt tidligere i kapittel 3.5.3.
- **Under 140 grader HS:** Enten JA med grønn fargekode eller NEI med rød fargekode avhengig om det registreres en hotspot-temperatur under 140 grader.
- **Minste ppm for RS under 50 %:** Hver time regnes solubiliteten for vann i oljen ved hjelp av formel 11. Ved å dele denne på to finner man hvor høy andel fuktighet i ppm i oljen som vil gi en relativ metthet (Relative Saturation) under 50 %, som er anbefalt grense. Om man har en høyere andel fuktighet enn dette kan man gå over denne grensen i løpet av året. Dette kan være nyttig om man måler fuktighet i oljen.
- **Sum HI:** Sum helseindeks ifølge formel demonstrert tidligere.

CommandButton1 beregner den årlige tapskostnaden.

CommandButton2 starter kalkuleringen for hvert år. Den vil sette år lik 0, deretter øke med 1 år til den når slutten på analyseperioden. Hvert år vil lasten økes med en gitt prosent for å illustrere en årlig forventet lastøkning. Bruker CommandButton1 for å beregne tapskostnad hvert år. Se appendiks D for kode.

Det kan også kjøres forskjellige scenario for å se hvordan transformatoren reagerer på for eksempel perioder med høy konstant last, høye effektopper, ny tilknytning i løpet av analyseperioden med mer.

## 5.2 Gammelt/forkastet

Finne optimal størrelse: Kan bruke Solver i Excel for å finne optimal merkeytelse, men dette er ikke vits på grunn av standardstørrelser på transformatorene. Det vil i tillegg gi bedre oversikt ved å sammenligne hver merkeytelse mot hverandre.



### 5.3 Resultater

#### 5.3.1 Analyse av transformator på Skedsmo med bare fast lastøkning

Siden det nå er definert en last- og utetemperaturprofil for hele året kan kalkulatoren predikere hvordan transformatoren vil oppføre seg fremover. Forventet årlig lastøkning settes til 1 % og analyseperioden 50 år. Resultat fra kalkulator:

Tabell 16: Analysing av fremtiden for transformatoren på Skedsmo med 1 % lastøkning.

Parameter	År 1	År 50	Endring
Snitt last, %	15,4	25,1	63 %
Peak load, %	44,7	72,8	63 %
Snitt hotspot, C	23	22,3	-3 %
Peak hotspot, C	45,3	44,43	-1,9 %
Tid over 100 % last	0 timer	0 timer	0
Helseindeks	100	99,83	-0,17 %

Sum konsumert levetid: 111,8 timer. Ekstremt lite degradering av papirisolasjonen over 50 år.

Sum kapitaliserte tapskostnader: 142 618 kroner.

Allerede degradering av papirisolasjonen er neglisjert siden det er så lave temperaturer.

Basert kun på den gitte lastøkningen vil transformatoren på Skedsmo leve i beste velgående lenge. Det kan derimot oppstå uventede situasjoner med for eksempel uventet lastøkning som vil bli utforsket senere.

#### 5.3.2 Optimalisering

Ved å definere en annen antatt prosentvis økning i last over analyseperioden, eventuelt legge inn planlagt lastøkning som følge av nytt utstyr eller tilflyttinger, kan man finne nye verdier på hotspot og helseindeks. I eksempelet under er 0,5 % lastøkning hvert år brukt. Utetemperaturen er antatt å være lik hvert år. Det kan eventuelt legges til 0,4 grader økning hvert tiår, som er hva meteorologisk institutt regner som temperaturøkning i Norge (MET, 2012).

For å illustrere bruken av kalkulatoren er det laget et scenario hvor man skal sette ut en ny transformator i samme punktet hvor 1250 kVA-transformatoren på Skedsmo står nå.

Etter å ha gått gjennom de standard transformatorstørrelsene ble summen av tap og investering sammenlignet. Analyseperioden var 50 år.

Tabell 17: Økonomisk resultat av 50 års analyse med 0,5 % lastøkning hvert år.

Størrelse (kVA)	Sum tapskostnader (NOK)	Investering (NOK)	Total kostnad (NOK)
315	343 174	80 000	423 174
400	248 024	90 000	338 024
500	186 534	100 000	286 534
630	160 004	100 000	260 005
800	143 017	100 000	243 017
1000	136 624	120 000	256 624
1250	130 355	150 000	280 355
1600	139 264	200 000	339 264

Fra et økonomisk standpunkt ser det ut som 800 kVA er optimal størrelse. Det må så undersøkes om tilstanden til transformatoren er god nok. Rapporten for de første ti årene for 800 kVA ser slik ut:

År	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Snitt last:	23,9786873	24,09858	24,21907	24,34017	24,46187	24,58418	24,7071	24,83064	24,95479	25,07956	25,20496
Peak load:	69,8593826	70,20868	70,55972	70,91252	71,26708	71,62342	71,98154	72,34144	72,70315	73,06667	73,432
Tid over 100 %:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lengste intervall over 100 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Høyest hotspot:	48,1994171	48,18883	48,17812	48,16729	48,15635	48,14528	48,13409	48,12278	48,11134	48,09977	48,08808
Snitt hotspot:	25,1154342	25,10256	25,09028	25,07799	25,0656	25,05362	25,04165	25,03022	25,01905	25,00816	24,99765
Aldringsrate over 0,3:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Snitt aldringsrate:	0,00036315	0,000363	0,000362	0,000361	0,000361	0,00036	0,00036	0,000359	0,000358	0,000358	0,000357
Bruktid:	2100,533	2111,036	2121,591	2132,199	2142,86	2153,574	2164,342	2175,164	2186,039	2196,97	2207,955
Forventet levetid:	41305,6076	41374,16	41442,72	41511,47	41580,31	41649,09	41718,06	41787,07	41856,17	41924,87	41993,25
Konsumert levetid	3,18116613	3,175896	3,170642	3,16539	3,16015	3,154931	3,149715	3,144514	3,139322	3,134178	3,129074
Health Index:											
Strøm/last:	3,98972603	3,989612	3,989498	3,98847	3,98847	3,988356	3,987671	3,987671	3,987329	3,987329	3,987329
Temperatur:	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Under 140 grader HS?	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Minste ppm for RS under 50%	12,9352778	12,93528	12,93528	12,93528	12,93528	12,93528	12,93528	12,93528	12,93528	12,93528	12,93528
Sum HI	0,99871575	0,998701	0,998687	0,998559	0,998559	0,998545	0,998459	0,998459	0,998416	0,998416	0,998416
Endring HI hvert år [%]		0,001429	0,001429	0,012859	0	0,001429	0,008574	0	0,004287	0	0
Sum konsumert	153,348056	timer	=	0,017505	år						
Økonomi											
Årlig tapskostnad	6042,48608	5855,017	5740,859	5821,722	5919,413	6065,445	6157,771	6282,618	6305,458	6417,158	6489,633
Kapitalisert tapskostnad	6042,48608	5602,887	5257,076	5101,555	4963,791	4867,223	4728,526	4616,647	4433,904	4318,134	4178,854
Sum kapitalisert tapskostnad	143 017,13										
Investering	100 000,00										
Sum investering og tapskostn	243 017,13										

Figur 22: Rapport av de første 10 årene i analysen.

Oppsummert endringen av forskjellige parametere fra første til siste år i analysen:

Tabell 18: Første og siste år av analysen, viktige parametere.

Parameter	År 1	År 50	Endring
Snitt last, %	23,98	30,62	27,7 %
Peak load, %	69,86	89,2	27,7 %
Snitt hotspot, C	25,11	24,83	-1,1 %
Peak hotspot, C	48,2	47,51	-1,5 %
Helseindeks	99,87	99,476	-0,4 %

Som nevnt tidligere er det problem med bruk av stasjonær hotspot hvor temperaturen går ned ved økende last opp til 45 %. Dette kan endres ved å bruke en annen modell. Siden temperaturen ikke er i nærheten av anbefalte grenser blir ikke temperaturanalyse utført videre.

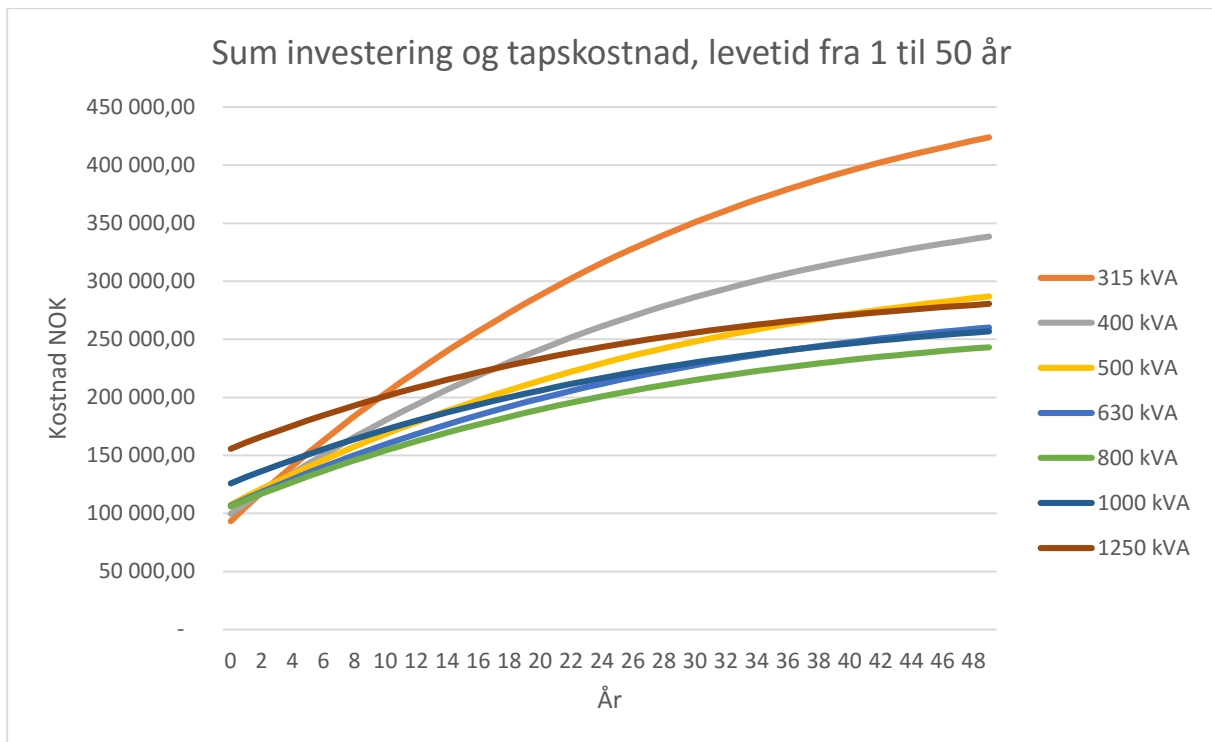
Resultatene ser positive ut. Lasten går aldri over 100 %, temperaturen er lav, forventet levetid på papirisolasjonen er rundt 40 000 år og helseindeksen er veldig høy.

Konklusjonen er at en 800 kVA-transformator vil ifølge kalkulatoren ikke ha noe problem med å operere på samme plass som 1250 kVA-transformatoren. Den vil kun ha brukt 153 timer av papirisolasjonen som er definert til å holde i 15 år. I denne analysen ville man spart 37 340 kroner ved å installere 800 kVA-transformator fremfor 1250 kVA.

Denne konklusjonen er basert på visse antagelser:

- Sviktkostnader er tilnærmet like eller null for begge transformatorer.
  - Dette inkluderer kostnad for Hafslunds omdømme ved driftstans.
- Alle priser på investering er som oppgitt i oppgaven.
- Lasten utvikler seg som planlagt.
  - Kan eksperimentere med lasten. For eksempel vil 1 % lastøkning hvert år istedenfor 0,5 % gi en besparelse på 30 760 NOK fremfor 37 340 NOK.
  - Kunder investerer ikke plutselig i utstyr med høy effekt.
- Temperaturmodell stemmer. Dette er diskutert tidligere i kapittel 3.7.

Nedenfor er summen av investering og tapskostnad for hver transformatorstørrelse plottet over en analyseperiode på 50 år.



Figur 23: Investering- og tapskostnader for analysen ved forskjellige merkeytelser.

I følge denne figuren vil 800 kVA være optimal for hele analyseperioden. Dette kommer av at investeringskostnaden til 500 kVA til 800 kVA-transformatorene er det samme. Siden belastningstapene er lavere for samme last jo høyere merkeytelsen er på transformatoren vil 800 kVA lønne seg. Denne modellen tar ikke med sviktkostnader, så det er viktig å gjennomføre en tilstandsanalyse med helseindeks i kalkulatoren for å sjekke at transformatoren vil leve så lenge.

Hvis man ser bort fra 800 kVA kan det kan være fristende å si at det vil lønne seg med for eksempel 630 kVA i litt under 30 år og deretter bytte den med en ny 630 kVA. Det denne figuren ikke viser er kostandene for utskifting. Så over en periode på 50 år, med utskifting og investering i en ny transformator, vil kostnadene bli mye høyere enn om man hadde investert i en 1000 kVA-transformator som kanskje varer i hele perioden. På grunn av kostnadene for utskifting vil det nesten alltid lønne seg å ha en transformator stående så lenge som mulig.

En annen måte å bruke figuren på kan være å finne beste transformator gitt restlevetid på en gammel transformator. Hvis det står en 630 kVA-transformator, og ingen 800 kVA, med opptil 30 år levetid igjen kan det lønne seg å bruke den siden investeringskostnaden blir kraftig redusert. Det er så klart gitt at sannsynligheten for svikt er tilstrekkelig lav.

#### 5.4 Utsifting

I dag kan transformatorer bli tatt ut av nettet hvis en av følgende inntreffer (Valentinsen, 2015):

- Havari.
- Avvik registrert på befaringer.
- Kundeinitiert som følge av last- eller overlastvernøkning.
- Spenningsklager knyttet til Forskrift om Leveringskvalitet.

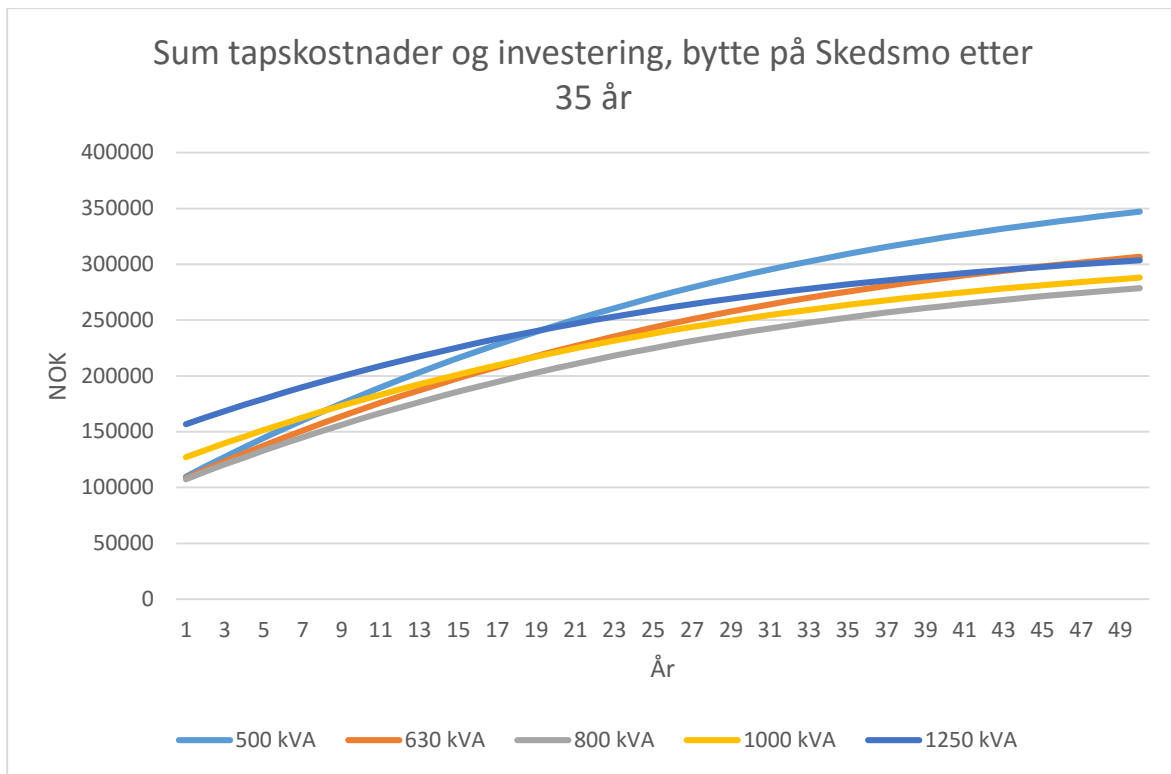
Når transformatoren blir tatt ut av nettet blir den fraktet til et transformatorlager driftet av en ekstern leverandør for Hafslund. Der blir tilstanden undersøkt ved å utføre følgende tester:

- Omsetningsforhold.
- Isolasjonsevne.
- Oljetilstand.

Det blir ikke gjort oljeprøver av hermetisk tette transformatorer med mindre de blir åpnet av andre årsaker. Siden kalkulatoren regner ut tilstanden teoretisk kan den brukes til en tilstandsvurdering av gamle transformatorer hvis man har en lastprofil fra området den stod tilknyttet til. Ved å sette inn hvor lenge kalkulatoren stod ute kan man da finne ut hvordan oppførselen og tilstanden til transformatoren var. Dette er så klar gitt at transformatoren ikke ble tatt ut som følge av havari.

Anta man må skifte ut 1250 kVA-transformatoren på Skedsmo, og at man ikke har noen 800 eller 1250 kVA-transformatorer tilgjengelig å bytte ut med. For eksempelet kan det antas at den må skiftes etter 35 år. Antar også for enkelhets skyld at dette er nye transformatorer.

Lastprofilen blir ganget opp med 0,5 % lastøkning i 35 år og settes inn i kalkulatoren.



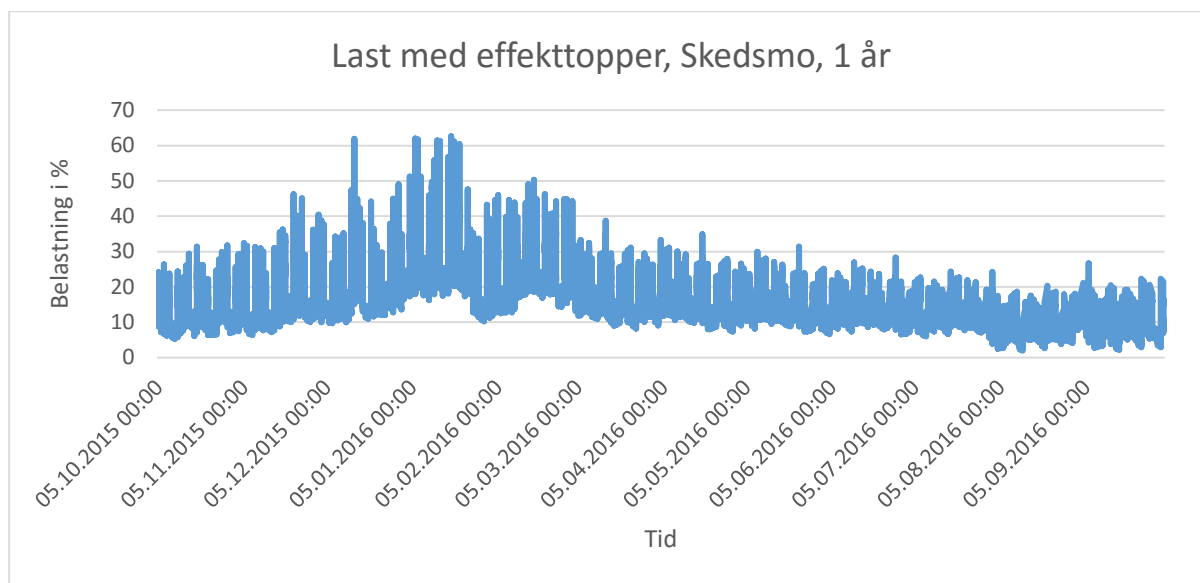
Figur 24: Sum investering- og tapskostnader ved ny trafo etter 35 år med 0,5 % årlig lastøkning.

Figuren over viser at ved mangel på 800 kVA er 1000 kVA et godt valg gitt den lever lengre enn 20 år. Rapport fra kalkulatoren tilsier en teoretisk levetid på papirisolasjonen til å bli rundt 40 000 år og lasten går aldri over 100 %.

I prosjektoppgaven ble det diskutert om det kan lønne seg å investere i små transformatorer og laste de høyt og heller bytte litt oftere. Det er flere grunner til at dette ikke lønner seg. Det har delvis blitt demonstrert et eksempel på det i kapittel 5.3.2 hvor lavere tapskostnader raskt tar igjen lav investeringskostnad. I tillegg kommer KILE ved avbrudd, kostnader for selve utskiftingen, økt sviktsannsynlighet og sjanse for uforventede hendelser som overbelastning og lignende. Det vil derfor i de fleste tilfeller lønne seg å investere i en større transformator med høy levetid, selv om transformatoren kanskje blir tatt ut før teknisk endt levetid.

## 5.5 Lastprofil med effekttopper

Nye teknologier som direkteoppvarming av vann, induksjonsplater, elbiler, egenproduksjon og så videre fører til høye effekttopper relativt samtidig. Når folk kommer hjem fra arbeid, setter de elbilen på lading, bruker induksjonsplaten til middag og kanskje dusjer. Hvis det er mange husholdninger med store familier vil slik teknologi være en utmerket effekttopp. I følgende forsøk er det undersøkt hvordan 50 % økning i effekt mellom 16 og 18 på hverdager og 30 % økning mellom 16 og 18 i helger påvirker transformatoren på Skedsmo. Den nye lastprofilen ser da sånn ut:



Figur 25: Lastprofil med høyeffekttopper.

Resultatet for første år ble som følger:

Tabell 19: Sammenligning av normal lastprofil og last med effekttopper.

	Normal last	Last med effekttopper	Endring
<b>Last, snitt %</b>	15,4	16,24	5,45 %
<b>Last, maks %</b>	44,7	62,66	40,18 %
<b>Hotspot, snitt, Celsius</b>	26,7	26,9	0,75 %
<b>Hotspot, maks, Celsius</b>	46,18	46,4	0,48 %
<b>Forventet levetid, år</b>	40 203	39 686	-2,3 %
<b>Konsumert levetid, timer</b>	3,2684	3,311	1,3 %
<b>Årlig tapkostnad, NOK</b>	5 777,3	7 242,6	25,4 %
<b>Helseindeks</b>	100	~100	~0

Hotspot-beregning er gjort med eksponentiell formel siden stasjonær formel gir lavere temp ved økende last, som diskutert tidligere.

Maks last øker med 40 %, og den årlige tapskostnaden øker med 25 %. Gjennom en analyseperiode på 50 år betyr denne lastøkningen at summen av de kapitaliserte tapskostnadene øker fra 130 355 kroner til 171 554 kroner, en 31,6 % endring.

Siden gjennomsnittet av den nye lasten ikke øker mer enn 5,5 % er ikke økningen i temperatur heller nevneverdig. Den forventede levetiden på papirisolasjonen reduseres da heller ikke med mer enn 2 %. Siden temperaturen og lasten er godt under anbefalte grenser er ikke tilstanden til transformatoren nevneverdig redusert.

Det vil altså lønne seg å holde maks last lav, ved å unngå at flere forbrukere trekker høy effekt samtidig. En løsning som allerede er i bruk er tariffen som baserer seg på maks effekt til forbrukeren (Hafslund Nett, 2016). På den måten får forbrukeren et økonomisk incentiv til å redusere høy effekt.



## 5.6 Høy last

For å demonstrere målinger fra en høyt lastet transformator blir lastprofilen fra Skedsmo brukt på en 400 kVA-transformator. Det betyr at lastprofilen blir ganget med 1250/400 som er litt over 3. Resultatet er gitt under, med 0,5 % lastøkning:

Tabell 20: Eksempel med høy last.

	År 0	År 50
<b>Gj.snittlig last</b>	48 %	61,7 %
<b>Maks last</b>	140 %	178,4 %
<b>Gj.snittlig hotspot, stasjonær</b>	28,6 grader	36,3 grader
<b>Maks hotspot, stasjonær</b>	76,5 grader	117 grader
<b>Gj.snittlig hotspot, eksponentiell</b>	41,5 grader	48,5 grader
<b>Maks hotspot, eksponentiell</b>	72,1 grader	104,2 grader
<b>Helseindeks</b>	96,236	92,573

Dette er gitt at utetemperaturen blir som det siste året.

Hvordan er tilstanden til denne transformatoren?

Til sammen har den forbrukt 0,36 år av levetiden på papirisolasjonen ifølge formel 4. Hotspot-temperaturen går aldri over 140 grader, men lasten nærmer maks anbefalt nødlast på 180 %. Til sammen siste året er lasten over 150 %, anbefalt maks last ved normal drift, 108 timer. Lengste intervallet over 150 % er 13 timer. En transformator burde ikke normalt gå så høyt, men siden temperaturgrensene overholdes skal det i teorien gå fint.

Det målingene ikke sier noe om er gassinnhold og fuktighet i oljen. Det kan også være fysiske problemer som rust, slamdannelser i oljen eller lekkasjer. For vått papir øker aldringsraten med 20 ganger, som vist i figur 6. Hadde denne transformatoren hatt vått papir fra begynnelsen av ville da konsumert levetid gjennom denne analysen vært  $0,36 * 20 = 7,2$  år. Dette er fortsatt innenfor grensen på 15 år.

Det regnes fremover 5 år til:

Tabell 21: Resultat i år 55.

	År 55
<b>Gj.snittlig last</b>	63 %
<b>Maks last</b>	182 %
<b>Gj.snittlig hotspot, stasjonær</b>	37,3 grader
<b>Maks hotspot, stasjonær</b>	122,3 grader
<b>Gj.snittlig hotspot, eksponentiell</b>	49,4 grader
<b>Maks hotspot, eksponentiell</b>	108,4 grader
<b>Helseindeks</b>	92,2

Konsumert levetid på papirisolasjon ble nå til sammen 0,555 år. Temperatur er fortsatt innenfor grensene, men lasten har beveget seg over 180 %.

Videre er det prøvd med 1 % lastøkning:

Tabell 22: Analyse med 1 % lastøkning.

	År 0	År 25	År 35
<b>Gj.snittlig last</b>	48 %	61,7 %	68,2 %
<b>Maks last</b>	140 %	179 %	198 %
<b>Gj.snittlig hotspot, stasjonær</b>	28,6 grader	36,4 grader	40,9 grader
<b>Maks hotspot, stasjonær</b>	76,45 grader	118 grader	140,4 grader
<b>Gj.snittlig hotspot, eksponentiell</b>	41,5 grader	48,3 grader	52 grader
<b>Maks hotspot, eksponentiell</b>	72,1 grader	103,3 grader	120,9 grader
<b>Sum konsumert levetid</b>	0	0,2 år	1,43 år
<b>Helseindeks</b>	96,236	92,5	90,4

I den eksponentielle formelen er det brukt initial toppolje lik 30 grader for år 25 og 35 grader for år 35.

Ved år 25 passeres anbefalt last, mens anbefalt temperatur passeres ved år 35. Konsumert levetid for papiret passerer 15 år ved år 44 i analysen.

Her burde transformatoren mest sannsynlig byttes innen år 25, eventuelt overvåkes nøyerer frem til år 35. Hvis man legger til en økt aldringsrate på 20 ganger som følge av vått papir vil den konsumerte levetiden passere 15 år mellom år 25 og 35.

Det vil altså være mest fordelaktig å overvåke hver tilstandsvariabel hver for seg og de individuelle grensene som er satt for disse siden de ikke når grensene samtidig.

## 5.7 Uforventet ny tilknytning

Et mulig scenario er også at uforventede nytilknytninger som boliger, dagligvarebutikker, industri og lignende dukker opp i løpet av transformatorens levetid. Dette blir i tillegg til den forventede prosentvise lastøkningen.

### Eksempel:

10 boliger med årsforbruk på 22 000 kWh gir forventet maks forbruk lik 6 kW (Hafslund Nett, 2012). På det meste bruker kanskje alle  $6 \cdot 10 \cdot 0,7 = 42$  kW. Det er da valgt en samtidighetsfaktor lik 0,7. I løpet av en dag belastes transformatoren maksimalt rundt 20 %. For 1250 kVA betyr dette 250 kVA belastning. 42 kW i tillegg til dette gir en 1,7 % økning. Dette kan legges til i kalkulatoren som en hendelse ved for eksempel år 10.

For denne analysen legges det til 1,7 % ved år 10, 2 % ved år 20 og deretter 1 % ved år 30 og 40. Hvert år er det også 1 % lastøkning som før.

Tabell 23: Resultat med nye tilknytninger.

Parameter	Vanlig drift med 1 % årlig lastøkning	Lastøkning og nye tilknytninger
Maks last, år 50	72,8 %	76,9 %
Snitt last, år 50	25,0 %	26,5 %
Maks hotspot, eksponentiell, år 50	48,2 C	49 C
Gjennomsnitt hotspot, eksponentiell, år 50	29 C	29,4 C
Helseindeks, år 50	99,83	99,815
Sum konsumert levetid	111,8 timer	111,22 timer
Sum investering og tap	142 618 NOK	146 448,7 NOK

Den konsumerte levetiden på papirisolasjonen minker med høyere last på grunn av at den stasjonære hotspot-modellen i kalkulatoren reduserer hotspot ved økende last. Siden det er så lav degradering av papirisolasjonen blir det ikke beregnet mer nøyaktig med andre temperatur-modeller.

Et alternativ kan også være å legge til en ny lastprofil for den nye tilknytningen.

Ved å legge til disse tilknytningene kan man være sikrere på at valget av transformatorstørrelse er god nok til å takle uforventede situasjoner.

## 5.8 Konklusjon

Denne kalkulatoren ble laget som et forsøk på å bruke målerverdiene fra transformatoren utover å bare overvåke og varsle når de går over grenser. Ved å lage temperaturmodeller og sammenligne med ekte målte verdier kan man finne en nøyaktig modell som kan brukes utover perioder med ekte målinger. For eksempel kan den brukes sammen med lastprofiler laget fra lastmålingene og predikere hvordan tilstanden til transformatoren vil være. Det kan hjelpe med å planlegge når transformatoren burde byttes ut eller vedlikeholdes.

I tillegg har det blitt demonstrert muligheter for å bruke disse modellene på andre transformatorer og ved planlegging av nye utsettelse av transformatorer. Ved å representere hele tidsløpet teoretisk åpner det også muligheter for å manipulere og eksperimentere med kalkulatoren. Det gir økt motstand mot uforventede hendelser som økt last, utetemperatur og lignende.

## 6 Belastningsmålinger

Det er gjort belastnings- og spenningsmålinger på nettstasjonsbefaringer hvert andre år frem til 2015. Nå blir det gjort befaringer hvert femte år. Kan man bruke de allerede registrerte belastningsmålingene til noe? Kvaliteten på dataen er veldig varierende og spesielt temperatur-målinger og slepevisermålinger har en høy usikkerhet. Hvis kalkulatoren skal ha en mulighet til å kverne større deler av transformatorparken til Hafslund kan det likevel være mye nyttig informasjon i disse befaringene.

### 6.1 Tilstandsvurdering

Det har blitt forsøkt å lage lastprofil for en tilfeldig nettstasjon med temperatur- og belastningsmåling. Grunnen til dette er at en lastprofil for transformatoren kan brukes for å gjøre en tilstandsvurdering med kalkulatoren, uten overvåkning. Målinger fra Sagene ble valgt siden den hadde både strøm- og temperaturmålinger.

Sagene, testpunkt 0107, 800 kVA:

Tabell 24: Belastning- og temperaturmålinger av transformator på Sagene.

Dato	Ukedag	Temp. ute	Temp. inne	Temp. trafo nåverdi	Temp. trafo slepeviser	Last nåverdi	Last slepeviser
06.06.2006 08:40	Tirsdag	8	19	35	40	17,2 %	60,3 %
02.04.2008 09:51	Onsdag	5	10	32	45	6,3 %	36,8 %
22.03.2010 14:45	Mandag	0	10	30	45	37,5 %	83,4 %

Antar at trafoen supplerer samme type område og kundegruppe som transformatoren på Skedsmo. Ved å justere lastprofilen til å passe med transformatoren på Sagene sin karakteristikk og hente værdata fra området kan hotspot beregnes.

Ut fra lasten registrert på slepeviser i belastningsmålingene ble målet for lastprofilen å ha en maks belastning over året på 80 %. Maks last i løpet av dagen ble satt til å være rundt 40 %. Dette er basert på de nyeste målingene siden disse mest sannsynlig er mest representative. Det er likevel merkelig at mellom 2006 og 2008 var maks last 37 %, mens mellom 2008 og 2010 var den 83 %. Det kan tyde på at slepeviseren ikke er helt korrekt. I tillegg er det viktig å merke seg at temperaturen på transformatoren er som vist i prosjektoppgaven ganske tett knyttet til utetemperatur. Det blir derfor viktig å ha god temperatur-data.

For å finne en lastprofil som passer med gitte verdier ble Skedsmo-profilen ganget med 1,8. Max i løpet av et år ble da 80,5 % og gjennomsnitt 27,6 %. Lineær regresjon av målt toppoljetemperatur, utetemperatur og last fra belastningsmålingene ga følgende modell, med R<sup>2</sup> lik 1:

$$\theta_{toppolje} = 27,7^{\circ}\text{C} + 0,78 * \theta_{utetemp} [^{\circ}\text{C}] + 6,095 * Last [p.u.] \quad (21)$$

Lastprofilen og værdata fra eKlima ga da en beregnet toppoljetemperatur på maks 49,8 grader og i snitt 34,9 grader over et år. Forventet levetid ble beregnet til 3447 år. Det kan virke som at temperaturen er litt høy, men med tanke på usikkerheten i målingene er det godkjent. Her er også koeffisienten positiv foran lasten, som vil gi riktig fremstilling om det skal regnes fremover i tid med lastøkning.

Et annet alternativ er å bruke Skedsmo-profilen med en formel for stasjonær hotspot og tekniske verdier på transformatoren for å beregne forventet levetid. For å gjøre dette lettest mulig settes lastprofilen inn i kalkulatoren. Da blir også helseindeks beregnet.

Finner data på en 800 kVA trafo fra Møre Trafo datablad, appendiks B. Bruker lastprofilen ovenfor. Regner så ut stasjonær hotspot for året ved hjelp av formel 15. Nye variabler til den stasjonære hotspot-utregningen:

$$\Delta\theta_{or} = 48 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$R = \frac{\text{Belastningstap, merkelast}}{\text{Tomgangstap}} = \frac{6480W}{870W} = 7,45 \quad (22)$$

Eksponentene x og y forblir 0,8 og 1,6. Værdata hentes fra eKlima for Blindern Værstasjon fra 22.03.2010 til 22.03.2011, og en temperaturkonstant på 9,6 legges til som justering mellom ute- og innnetemperatur. Dette er beste justering for Skedsmo funnet i prosjektoppgaven og er kanskje ikke optimal for Sagene.

Fra kalkulatoren ble resultatene: Beregnet levetid på papirisolasjonen lik 56 237 år. Maks hotspot-temperatur ble 43 grader med et gjennomsnitt på 21,8 grader. Dette er litt lavt med tanke på at hotspot-temperatur skal være temperatur i varmeste punkt i transformatoren, og den er nesten lik toppoljetemperaturen. Helseindeks for året ble beregnet til 99,8 poeng.

Temperaturen ble også beregnet med eksponentiell formel. Resultatet ble da en levetid på papirisolasjonen lik 12 755 år. Gjennomsnittlig toppoljetemperatur lik 22 grader og maks toppoljetemperatur lik 39 grader. Det passer litt bedre med registrerte temperaturer. Fra varmeprøver fra Møre Trafo, appendiks C, ble det funnet at differansen mellom toppolje- og hotspot-temperatur under merkelast var 13 grader for 800 kVA transformator. Ganges dette med 1,1 som er normal hotspotfaktor og adderer det til toppoljetemperaturen blir beregnet gjennomsnittlig hotspot-temperatur 36,3 grader og maks hotspot-temperatur lik 53,3 grader.

Fra disse beregningene ser det ut som tilstanden til transformatoren er veldig bra, men det er vanskelig å gi en god tilstandsvurdering uten å vite resultatet fra befaringsalder på transformator, kundegruppe, mer nøyaktig lastprofil og hvor nøyaktig temperaturmålingene er.

Det kan være interessant å gjøre en liten analyse av historien og fremtiden til transformatoren. For eksempelets skyld kan det sies at transformatoren ble satt ut i 1990 og er derfor 26 år. Det enkleste er da å forskyve lasten bakover 26 år med årlig lastøkning på 1 %. Lastprofilen ganges altså med  $1,01^{-26} = 0,772$  og deretter regner kalkulatoren 50 år

frem i tid. Modellen med lineær regresjon nevnt først ble brukt for å regne ut hotspot-temperatur. Resultatet ble:

Tabell 25: Analysering av transformator på Sagene.

Parameter	År 1	År 50	Endring
<b>Snitt last [%]</b>	21,41	34,86	62,8 %
<b>Maks last [%]</b>	62,13	101,17	62,8 %
<b>Snitt hotspot [C]</b>	47,54	48,36	1,02 %
<b>Maks hotspot [C]</b>	63,36	63,985	1 %
<b>Helseindeks</b>	99,993	98,979	-1 %
<b>Sum konsumert levetid</b>		0,21 år	
<b>Sum kapitaliserte tapkostnader</b>		139 655,2 kr	

Basert på lastprofilen og den lineære regresjonen fra belastningsmålingene ser det ut som tilstanden til transformatoren er god. Lasten går så vidt over 100% med til sammen 2 timer over 50 år. Både hotspot og last er godt under anbefalte grenser og papirisolasjonen har en lang levetid.

Det er så klart flere feilkilder med denne fremgangsmåten, eneste bakgrunn for utregningen er 3 målinger med høy usikkerhet. Hvis en slik analyse skal gjøres for mange transformatorer burde det kontrolleres og fininnstilles.

## 6.2 Spenningsmålinger

Et annet alternativ er å regne ut spenningsubalanse fra belastningsmålingene. En analyse av 10200 målinger ga 103 målinger over 2 % ubalanse. Dette er grensen satt av Forskriften om Leveringskvalitet for spenningsusymmetri i tilknytningspunkt. Asymmetrien i tilknytningspunktet kan likevel være annerledes enn målt på transformatoren. Spenningsubalanse kan være tegn på skjevbelastning og kan føre til ekstra tap, som diskutert i kapittel 3.1.

Nytten i dette kan være å for eksempel finne svake punkt i distribusjonsnettet. Om det lønner seg å rette opp i dette kun for å øke levetiden på transformatoren er veldig tvilsomt, men siden det er satt visse krav til spenningsusymmetri kan det kanskje være interessant å undersøke nærmere.

## 7 Alternative målere og arbeidsordre

For å bedre nøyaktigheten og kanskje nå et stadie hvor man ikke trenger fysiske befaringer i det hele tatt er det forsøkt å komme med noen forslag til andre trådløse målere.

Vanlige ting som sjekkes ved en fysisk befaring er:

- Oljelekkasje.
- Oljestand.
- Rust, skader på tank og gjennomføringer.

Måler for olje eksisterer, for eksempel Qualitrol 39 fra produsenten Qualitrol. Prisen på denne ligger mellom 1500-2500 euro, eller rundt 20 000 NOK, noe som fort blir en stor del av investeringen av transformatoren og ti ganger høyere enn prisen på for eksempel temperaturmåleren. For at det skal lønne seg å investere i en oljemåler må altså investeringen være verdt kostnadsreduksjonen.

Doble har målere for gass og fuktighet som også kan knyttes til eksisterende RTU. Prisen på dette kan fort bli det samme som for oljemåleren, så de samme betingelsene for lønnsomhet gjelder.

Etter å ha gått gjennom en del av de historiske arbeidsordrene mellom juli 2007 og februar 2015 utført på Hafslunds transformatorer er det noen ting som skiller seg ut som gjentakende feil:

- Oljelekkasje
  - Søk i 984 arbeidsordrer lister lekkasje som grunn i 513 tilfeller. Antatt at få melder om «ingen lekkasje», siden dette vil registreres som lekkasje.
  - Flere ganger er transformator skiftet etter lekkasjer.
  - Etterfylling av olje fører av og til til strømstans. Kostnader knyttet til KILE kan bli ganske store. Kan tidlig varsling hindre dette?
- Fysiske feil
  - Slakke skruer.
  - Sklidd av bjelke.
  - Sprekk i glass.
  - Defekt varistor.
  - Sprekk på isolator.
  - Løs jording.
  - Rust.

Transformatorer har blant annet blitt skiftet ut med følgende grunner:

- Lekkasjer fra topplokk/isolator/pakning, tom for olje, lekkasje fra sveis, lav oljestand.

Det er registrert cirka 240 transformatorskift hvor ca. 185 skift skjedde som følge av oljelekkasje. Det er usikkert om disse utskiftingene har oljelekkasje som hovedårsak eller om det lå flere grunner bak utskiftingen.



Det virker derfor som at flesteparten av transformatorskiftene fra disse arbeidsordrene kommer som følge av oljelekkasjer. Transformatorskift registrert med arbeidsordrer er varslede avbrudd, det er uvisst nøyaktig hvor mange uvarslede avbrudd som skjer som følge av oljelekkasje, men figur 16 og 25 fra Valentinsens master viser at det er få havari og transformatorskift som følge av oljelekkasje. På grunn av den høye investeringskostnaden i en oljemåler og de få tilfellene hvor oljelekkasje har ført til avbrudd vil det i alle fall ikke lønne seg å installere oljemåler på mindre transformatorer. Etterfylling av olje fører uansett med seg en utkjøring, så i den situasjonen vil det ikke hjelpe med måler som varsler lav oljestand. Den store kostnadsbesparelsen vil inntreffe hvis en ung transformator har en stor oljelekkasje hvor varsling av oljestand kan hindre et havari.

Reduksjonen i befaringer kan kanskje føre med seg flere situasjoner hvor oljelekkasje står lengre uten overvåkning. Hvis en større transformator får en uventet driftsstopp som følge av en stor oljelekkasje kan kostnadene bli veldig store med hensyn på KILE og utrykning på kort varsel. Det er ukjent hvor stor sannsynlighet det er for at dette kan skje.

Webkamera kan kanskje brukes for visuell inspeksjon. Det kan være veldig billig og trenger ikke sende bilder ofte. Problemet blir å finne et med høy levetid, høy oppløsning og posisjonering så den kan observere mesteparten av trafoen. Lys må nok installeres. Kameraet vil mest sannsynlig ikke kunne se små rustdannelser, det må undersøkes i en befarings.

## 8 Diskusjon/konklusjon

Denne oppgaven begynte med å se på nytten av temperatur- og lastovervåkning av distribusjonstransformatorer og hvordan dette kan hjelpe med å optimalisere driften av transformatorer med slike målere. I prosjektoppgaven ble det regnet ut teoretisk levetid på transformatorens papirisolasjon ved hjelp av temperaturmåling. Det viste seg å ikke gi så veldig nyttige resultater, men kunne brukes til å gi en overordnet tilstandsbedømmelse på papirisolasjonen. Ved å eksperimentere med forskjellige modeller for transformortemperatur kunne det også teoretisk antas hvor mye av papirisolasjonen som var degradert til nå.

I et forsøk på å utvide nytten av dataen fra disse målerne ble det utviklet en helseindeks som rangerer måledata og bruker det for å gjøre en tilstandsvurdering av transformatoren. I tillegg til last og temperatur ble det lagt til parametere som fuktighet, spenning og befaringer som spiller en stor rolle for transformatorens tilstand. Ved å definere grenser for hver parameter kunne disse rangeres etter hvert som de ble registrert av målerne. Bruken av denne helseindeksen på faktiske måleverdier ga en veldig høy helseindeks på grunn av lav last og temperatur. Den forventede levetiden ble dermed veldig høy, i likhet med levetidsberegningen på papirisolasjonen i prosjektoppgaven.

Noe av tanken bak denne oppgaven var å finne ut hvor lenge en transformator trygt kunne stå ute i nettet. Ved å overvåke temperatur og last kan man få vite med en gang om disse går over anbefalte grenser, men hvordan tilstanden til transformatoren er etter å ha stått i drift flere tiår viser seg vanskelig å måle med bare disse parametere. Det beste ville vært å ta en olje- og gassprøve, men det blir ikke gjort på hermetiske transformatorer og innebærer en høy kostnad. Det er derfor diskutert nytten av andre målere.

Den største grunnen til transformatorskift i Hafslunds transformatorpark er lyn, og det er ikke noe man kan bruke kontinuerlig overvåkning for å hindre. Andre årsaker som kanskje kan forhindres, eller i alle fall varsles om, med overvåkning er oljelekkasje, overlast, overspenninger og kanskje brann. Spørsmålet er om overvåkingen lønner seg. Det vil være avhengig av om investeringen av målere kan redusere kostnadene som kommer som følge av havari, utrykning, transformatorskift, avbrudd og energitap.

I denne oppgaven er det utviklet en kalkulator som blant annet har brukt data fra transformatoren på Skedsmo for å undersøke om man kunne spare penger hvis man hadde valgt en transformator med annen merkebetegnelse. Det har vært veldig mange antakelser knyttet til dette, blant annet hvordan belastningen vil utvikle seg over et tidsrom på 40-50 år, hvordan temperaturen på transformatoren skal regnes ut og økonomiske aspekter som investering og tapsekostnader. I teorien viste det seg at man potensielt kunne spare penger om man hadde satt inn en mindre transformator. Det er igjen veldig avhengig av investering- og tapsekostnadene knyttet til transformatoren. I tillegg kommer restverdien på transformatoren i form av potensielt tapt investering hvis for eksempel en transformator som er beregnet å vare i 50-60 år havarerer etter 40 år. I oppgaven er det ikke med i den økonomiske beregningen, men hensynstatt ved å anta at en transformator lever ut analyseperioden. I dag blir mange transformatorer tatt ut på grunn av produksjonsår og ikke nødvendigvis tilstand. Gjennomsnittsalderen ligger på rundt 30-40 år.

To mulige løsninger som kan redusere kostnader:

1. Investere i målere og bruke kontinuerlig overvåkning og levetidsberegning, som helseindeks, hvor man kan ta ut transformatoren på grunn av tilstand og ikke produksjonsår. Umålbare hendelser som lyn må da modelleres statistisk.
2. Redusere størrelsen på transformatoren så levetiden blir nærmere 40 år, siden de likevel blir byttet ut eller havarerer innen da. Da kan man bruke for eksempel kalkulatoren for å finne optimal størrelse.

Valget vil være avhengig av om fleste transformatorskift skjer som følge av lyn eller produksjonsår.

Det kan være risikabelt å redusere størrelsen på transformatoren selv om det virker lønnsomt på papiret.

For det første er høy kapasitet en sikkerhet for fremtidig lastøkning. I denne oppgaven er det forsøkt å illustrere potensielle problemer som kan oppstå. Høyeffekt-situasjoner som elbil-lading, induksjonstopper og hurtigoppvarming av vann vil bli mer og mer fremtredende i alle fall i husholdningsområder. I tillegg kommer nye tilknytninger eller ønske fra kunde om forsterkninger som følge av økt forbruk.

Lav belastning og temperatur vil forlenge levetiden til transformatoren ved at papirisolasjonen degraderes saktere. Dette kan hjelpe ved for eksempel uventet nødlast og overspenninger siden den mekaniske holdfastheten i papiret forblir høyere.

Som nevnt blir befaringer nå gjort hvert femte år istedenfor hvert andre år. Det kan potensielt føre til at problemer som rust, lekkasjer, unormale vibrasjoner og høye temperaturer og last står lenge uten å bli oppdaget. Kontinuerlig overvåkning kan gjøre denne overgangen lettere. Trådløse målere kan langt på vei ta over arbeidsoppgavene som blir gjort på befaringene, men prisen vil mest sannsynlig ikke gjøre det lønnsomt akkurat nå. Etter hvert som prøveprosjektet går sin gang kan man lage bedre og mer nøyaktige modeller for tilstandsvurdering basert på målere. Hvis man også forbedrer logging av havariårsaker, produksjonsår og lignende kan det utvikles en sannsynlighetsmodell for svikt. Definerte kostnader for utskifting, omdømme og endring i kapasitet sammen med en modell for levetid kan optimalisere driften ved å velge rett størrelse transformator og overvåkning.

En mulig videreføring av prosjektet kan være å plassere ut målere på transformatorer med forskjellige merkeytelser, kundegrupper, alder og geografisk plassering. Deretter bruke data fra disse på transformatorer med like egenskaper. På denne måten kan man analysere flere transformatorer som ikke nødvendigvis har målere selv. Man får også observert hvordan de oppfører seg nær slutten av levetiden, som blir viktig for å utsette transformatorskift. Fortjenesten med dette må settes opp mot sannsynligheten for mulig svikt ved å ikke skifte med en gang. Valentinsen gjorde en slik analyse i sin masteroppgave basert på gjennomsnittsalder for transformatorene, men det kan være interessant å se om man kan lage en ny modell for svikt med bakgrunn i måledata. Siden det er vanskelig å representere alt teoretisk vil modeller fra måleverdier mest sannsynlig gi den mest nøyaktige tilstandsvurderingen.

## 9 Bibliografi

- ABB. (2015). Analyser av transformatorolje. *Transformatorservice*, 2.
- ABB. (2015, September 17). Hvilke svar gir analysene oss?
- Chen, T.-H., Yang, C.-H., & Hsieh, T.-Y. (u.d.). Case Studies of the Impact of Voltage Imbalance on Power Distribution Systems and Equipment.
- Doble Engineering Company. (2013). *Water and Relative Saturation*. Amsterdam: Doble.
- Gudbrandsdal Energi. (2015, Februar 25). *AMS vil koste Hafslund-kundene 400 kroner året*. Hentet fra GE: <https://www.ge.no/geavisa/ams-vil-koste-hafslund-kundene-400-kroner-aret/>
- Hafslund Nett. (2012, 08 08). *Nettbiblioteket*. Hentet fra Hafslundnett: [http://nettbiblioteket.hafslundnett.no/NettLib/Retningslinjer/10%20Distribusjonsnett/01%20Planlegging%20og%20bygging/10\\_01\\_04\\_Lavspenningsnett.pdf](http://nettbiblioteket.hafslundnett.no/NettLib/Retningslinjer/10%20Distribusjonsnett/01%20Planlegging%20og%20bygging/10_01_04_Lavspenningsnett.pdf)
- Hafslund Nett. (2016, 01 01). *Priser på nettleie*. Hentet fra Hafslundnett: [https://www.hafslundnett.no/priser/priser\\_nettleie/12283](https://www.hafslundnett.no/priser/priser_nettleie/12283)
- Hamnes, L. (2012, Februar 24). *Slik kan hackere mørklegge Norge*. Hentet fra Teknisk Ukeblad: <http://www.tu.no/kraft/2012/02/24/slik-kan-hackere-morklegge-norge>
- IEC 60076-7. (2005). Loading guide for oil-immersed power transformers. *Power transformers, part 7*, 26-27.
- Lewand, L. (2002). *Understanding Water in Transformer Systems*. NETA WORLD.
- Lovdata. (2010, 01 26). *Forskrift om leveringskvalitet*. Hentet fra Lovdata: <http://lovdata.no/forskrift/2004-11-30-1557/§1-4>
- Lovdata. (2015, Desember 16). *Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester*. Hentet fra Lovdata: <http://lovdata.no/forskrift/1999-03-11-301/§4-5>
- Maha Trading Co. (2015, Spetember 25). *Silica get breather function*. Hentet fra Silicagelpacks: <http://www.silicagelpacks.com/Silica-gel-breather-function.htm>
- Martin, D., & Sha, T. e. (2015). Determining Water in Transformer Paper Insulation: Analyzing Aging Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 23-30.
- MET. (2012, Oktober 24). *Observerte temperaturendringer*. Hentet fra met.no: [http://met.no/Klima/MET\\_mener/Observerte\\_temperaturendringer/](http://met.no/Klima/MET_mener/Observerte_temperaturendringer/)
- Møre Trafo. (2015, Oktober 20). *500 kVA*. Hentet fra Møre Trafo: <http://moretrafo.no/produkter/500-kva/>
- Møre Trafo. (2015, September 25). *Miljø*. Hentet fra Møre Trafo: <http://moretrafo.no/miljo/>
- Naderian, A., Cress, S., Piercy, R., & Wang, F. (2008). An Approach to Determine the Health Index of Power.

- NVE. (2011, Mars 20). Hentet fra NVE:  
<http://www.nve.no/PageFiles/808/Forskrift%2011.%20mars%201999%20nr.%20301.%20Kapittel%204%20Avansert%20m%c3%a5le%20og%20styresystem.pdf>
- Perez, J. (2010). Fundamental principles of transformer thermal loading and protection.
- Pillay, P., & Manyage, M. (2001). Definitions of Voltage Unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, 50-51.
- Schneider Electric. (2007, Januar). *Powerlogic PM750*. Hentet fra Powerlogic:  
<http://www.powerlogic.com/literature/3020HO0701.pdf>
- Sinha, M., Patel, P., & Shah, P. (2015). *Case Studies Of The Transformer Failure Analyses*. Electrical India.
- Sintef. (2014). Paper ageing DGA and maintenance.
- SINTEF. (2014). *Planleggingsbok for kraftnett - Tapskostnader*. SINTEF.
- Statnett. (2015, September 15). *Ord og begreper*. Hentet fra  
<http://www.statnett.no/Media/Pressesenter/Ord-og-begrep/>
- Søholt, K. (2016, April 26). E-mail. (K. Vik, Intervjuer)
- Valentinsen, K. (2015). Betre utnytting av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett gjennom tilstandsovervakning og teknisk-økonomiske analyser.
- Vik, K. (2015). *Optimal utnyttelse og drift av distribusjonstransformatorer basert på AMS og Smartgrid-teknologi*. Trondheim: NTNU.
- Wikipedia. (2015, September 15). *Transformator*. Hentet fra Wikipedia:  
<https://no.wikipedia.org/wiki/Transformator>
- Øvstedal, K., & Olsnes, Ø. (2005). *Eksplasjonssikring av transformatorer*. Haugesund: Høgskolen Stord/Haugesund.

## Appendiks A: Eksponentiell formel for hotspot-temperatur

	Distribution transformers	Medium and large power transformers						
	ONAN	ONAN restricted (see Note)	ONAN	ONAF restricted (see Note)	ONAF	OF restricted (see Note)	OF	OD
Oil exponent $x$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Winding exponent $y$	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
Constant $k_{11}$	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
Constant $k_{21}$	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
Constant $k_{22}$	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Time constant $\tau_0$	180	210	210	150	150	90	90	90
Time constant $\tau_w$	4	10	10	7	7	7	7	7

NOTE If a winding of an ON or OF-cooled transformer is zigzag-cooled, a radial spacer thickness of less than 3 mm might cause a restricted oil circulation, i.e. a higher maximum value of the function  $f_2(t)$  than obtained by spacers  $\geq 3$  mm.

Figur 26: Verdier for å bruke i den eksponentielle formelen.

$$D\theta_o = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} * \left[ \left( \frac{1 + K^2 * R}{1 + R} \right)^x * \Delta\theta_{or} - (\theta_o - \theta_a) \right] \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (23)$$

$\theta_o =$  Toppoljetemperatur [°C]

$Dt =$  Tidssteg [minutter]

$k_{11} =$  Konstant fra figur 26 [–]

$\tau_o =$  Tidskonstant fra figur 26 [–]

$K =$  Belastning [p.u.]

$R =$  Loss ratio [–]

$x =$  Oljeeksponent fra figur 26 [–]

$\Delta\theta_{or} =$  Differanse mellom toppolje – og utetemperatur ved merkelast [°C]

$\theta_a =$  Utetemperatur [°C]

Tidssteg må være lik eller mindre enn halvparten av minste tidskonstant.

$$\theta_{o(n)} = \theta_{o(n-1)} + D\theta_{o(n)} \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (24)$$

Ny toppoljetemperatur ved tidssteg n beregnes ved å addere endring i toppolje ( $D\theta_o$ ) med toppoljetemperatur i forrige tidssteg n-1.

$$D\Delta\theta_{h1} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} * [k_{21} * \Delta\theta_{hr} * K^y - \Delta\theta_{h1}] \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (25)$$

$$k_{22}, k_{21} = \text{Konstant fra figur 26 [-]}$$

$$\tau_w = \text{Tidskonstant fra figur 26 [-]}$$

$$\Delta\theta_{hr} = \text{Differanse mellom hotspot – og toppoljetemperatur ved merkelast [}^\circ\text{C]}$$

$$y = \text{Viklingseksponent fra figur 26 [-]}$$

$$D\Delta\theta_{h2} = \frac{Dt}{\left(\frac{1}{k_{22}}\right)^* \tau_o} * [(k_{21} - 1) * \Delta\theta_{hr} * K^y - \Delta\theta_{h2}] \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (26)$$

$$\Delta\theta_{h1(n)} = \Delta\theta_{h1(n-1)} + D\Delta\theta_{h1} \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (27)$$

$$\Delta\theta_{h2(n)} = \Delta\theta_{h2(n-1)} + D\Delta\theta_{h2} \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (28)$$

$$\Delta\theta_{h(n)} = \Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)} \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (29)$$

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + \Delta\theta_{h(n)} \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (30)$$

Initiale verdier regnes ut på følgende måte:

$$\theta_{o(0)} = \left(\frac{1 + K^2 * R}{1 + R}\right)^x * \Delta\theta_{or} + \theta_a \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (31)$$

$$\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} * \Delta\theta_{hr} * K^y \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (32)$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) * \Delta\theta_{hr} * K^y \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (33)$$

Legg merke til at for distribusjonstransformator blir  $\Delta\theta_{h2}$  lik null siden  $k_{21}$  er lik 1.

**Eksempel:** Beregning av toppolje og hotspot-temperatur for Skedsmo mellom klokken 01:00 og 02:00, 6. oktober:

Time t	Time of day	Ambient	Load	Ddelta_o	Theta_o	Ddelta_h1	Delta_h1	Ddelta_h2	Delta_h2	Delta_h	Theta_h
0	01:00	7	0,093		25,2		0,5144		0		
2	01:02	7	0,092757	-0,06552	25,13448	-0,00054	0,513862		0	0,513862	25,64834
4	01:04	7	0,092513	-0,06482	25,06966	-0,00094	0,512921		0	0,512921	25,58258
6	01:06	7	0,09227	-0,06413	25,00553	-0,00124	0,511679		0	0,511679	25,51721
8	01:08	7	0,092027	-0,06344	24,94209	-0,00147	0,510213		0	0,510213	25,4523
10	01:10	7	0,091783	-0,06276	24,87933	-0,00163	0,508578		0	0,508578	25,38791
12	01:12	7	0,09154	-0,06209	24,81724	-0,00176	0,506819		0	0,506819	25,32406
14	01:14	7	0,091297	-0,06142	24,75582	-0,00185	0,504966		0	0,504966	25,26078
16	01:16	7	0,091053	-0,06077	24,69505	-0,00192	0,503045		0	0,503045	25,19809
18	01:18	7	0,09081	-0,06012	24,63493	-0,00197	0,501072		0	0,501072	25,136
20	01:20	6,9	0,090567	-0,06059	24,57435	-0,00201	0,499063		0	0,499063	25,07341
22	01:22	6,9	0,090323	-0,05994	24,51441	-0,00204	0,497026		0	0,497026	25,01143
24	01:24	6,9	0,09008	-0,0593	24,45511	-0,00206	0,49497		0	0,49497	24,95008
26	01:26	6,9	0,089837	-0,05866	24,39645	-0,00207	0,492901		0	0,492901	24,88935
28	01:28	6,9	0,089593	-0,05804	24,33841	-0,00208	0,490821		0	0,490821	24,82923
30	01:30	6,9	0,08935	-0,05742	24,28099	-0,00209	0,488736		0	0,488736	24,76973
32	01:32	6,9	0,089107	-0,0568	24,22419	-0,00209	0,486647		0	0,486647	24,71084
34	01:34	6,9	0,088863	-0,0562	24,16799	-0,00209	0,484556		0	0,484556	24,65255
36	01:36	6,9	0,08862	-0,0556	24,11239	-0,00209	0,482464		0	0,482464	24,59486
38	01:38	6,9	0,088377	-0,05501	24,05739	-0,00209	0,480372		0	0,480372	24,53776
40	01:40	6,8	0,088133	-0,05553	24,00186	-0,00209	0,478282		0	0,478282	24,48014
42	01:42	6,8	0,08789	-0,05494	23,94692	-0,00209	0,476193		0	0,476193	24,42311
44	01:44	6,8	0,087647	-0,05435	23,89257	-0,00209	0,474107		0	0,474107	24,36668
46	01:46	6,8	0,087403	-0,05377	23,8388	-0,00208	0,472023		0	0,472023	24,31082
48	01:48	6,8	0,08716	-0,0532	23,7856	-0,00208	0,469942		0	0,469942	24,25554
50	01:50	6,8	0,086917	-0,05263	23,73296	-0,00208	0,467864		0	0,467864	24,20083
52	01:52	6,8	0,086673	-0,05207	23,68089	-0,00208	0,465788		0	0,465788	24,14668
54	01:54	6,8	0,08643	-0,05152	23,62937	-0,00207	0,463716		0	0,463716	24,09309
56	01:56	6,8	0,086187	-0,05097	23,57841	-0,00207	0,461647		0	0,461647	24,04005
58	01:58	6,8	0,085943	-0,05043	23,52798	-0,00207	0,459582		0	0,459582	23,98756
60	02:00	6,8	0,0857	-0,04989	23,47809	-0,00206	0,45752		0	0,45752	23,93561

Figur 27: Forsøk med eksponentiell formel for transformator-temperatur.

På grunn av tominutters-tidssteg ble last lineært interpolert mellom 9,3 % og 8,57 %. Samme med temperaturen i senere beregninger, i figur over ble den bare jevnt fordelt. For hver time blir det derfor gjennomført 30 steg.



# Appendiks B: Møre trafo-datablad

MØRE TRAFØ AS  
HOVEDKONTOR  
N-6230 SYKKYLVEN  
TLF.: 47 -70 24 61 00  
FAX: 47 -70 24 61 01

**22000** / **415** Volt  
+ -- 2 x 2,5 % Dyn11\*  
3 -fase 50 Hz Kjøling ONAN  
2 -viklingstransformator E=EPOXY  
Overflate EP 96056  
Fargekode NCS 6010 G 60 Y Tiln. RAL6013  
Kjerneblikk Step-lap Laser

more.trafo@moretrafo.no Skal ikke åpnes ved vedlikehold!  
Hermetisk tett

Godkjent olje : Type : NYTRO 10XN  
Mineralolje #

IEC60076-1-2011

		Type:	OTK	OTW	OTW	OTW	OTW	OTW	Ny!	Ny!	OTW	OTW	OTW	OTW	OTK	OTK
BAN-KODE	7070747 XXXXX K	El.no	29 XXXXX													
	El.data	KVA	30	60	100	200	315	400	600	800	1000	1000	1000	1260	1800	
	Viklinger HS	22000 Volt	Al	Cu	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al
		Ref. nr.	V28658	V60478	V48478	V60307	V60308	V6315	V4206	V4188	V43291	V44345	V44345	V2148	V25280	
		Ref. nr.	VD28819	VD28842	VD28873	VD28908	VD28910	VD27598	T104484 P01	VD27427	T101407 P01	T106481 P01	VD27002	T92412 P01		
	Viklinger LS	415 Volt	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al
	Kurs	7,86														
	Tomg.tap Po:	W	110	160	210	370	510	660	890	1100	1400	1700	2000	2300	2700	3200
	Tomg.ctrem lo:	%	1,89	0,66	0,45	0,35	0,25	0,20	0,13	0,14	0,17	0,16	0,15	0,13	0,11	0,10
	Bel.tap Pk:	W	380	770	1090	2220	3670	5910	8010	10270	13400	16800	20500	24500	29000	34000
	(ek. uk. uz. Uoo. Voo):	W	14,6													
	Reaktive tg. Go:	WVar	4,85	3,66	3,92	3,86	4,05	4,78	4,47	4,72	5,79	6,22	5,72	5,45	5,25	5,05
	Reaktive bel. Gk:	WVar	2,85	1,66	1,99	1,11	1,13	0,88	0,89	0,84	0,81	0,89	0,82	0,89	0,82	0,89
	Komp.tu j tap:	WVar	0,68	0,23	0,37	0,56	0,78	0,64	0,31	0,60	1,04	1,13	1,23	1,30	1,30	1,30
		WVar	1,08	1,80	3,54	7,37	12,28	18,71	21,82	28,29	45,84	81,68	70,79	88,17	88,17	88,17
		WVar	1,84	1,83	3,91	7,92	13,04	19,28	22,29	28,78	48,88	82,72	72,02	88,47	88,47	88,47
		Ro mOhm	84,189	53,321	29,037	8,664	8,202	4,212	2,867	2,287	1,744	1,64	1,134	0,954	0,954	0,954
		Ro mOhm	20,714	87,988	48,714	25,376	17,022	18,118	12,079	10,188	9,888	8,488	8,242	4,838	4,838	4,838
	Spenn.til dU %															
	Belactn.faktor	1,0 coc@: 1,0	3	1,66	1,89	1,11	1,21	1,09	0,98	0,84	0,87	1,08	0,98	1,03	1,03	1,03
	Belactn.faktor	1,0 coc@: 0,8	4,62	3,16	3,47	3,1	3,27	3,64	3,38	3,61	4,17	4,61	4,14	4,01	4,01	4,01
	Virkn.grad %:															
	Belactn.faktor	1,0 coc@: 1,0	98,80	98,19	98,15	98,73	98,72	98,89	99,03	99,09	99,09	99,02	99,09	99,04	99,04	99,04
	Belactn.faktor	1,0 coc@: 0,8	98,04	97,74	97,70	98,41	98,41	98,82	98,78	98,83	98,87	98,78	98,87	98,87	98,87	98,87
	Belactn.faktor	0,75 coc@: 0,8	98,75	98,09	98,12	98,88	98,88	98,88	99,01	99,04	99,07	99,02	99,09	99,09	99,09	99,09
	Belactn.faktor	0,6 coc@: 1,0	97,66	98,86	98,77	98,09	98,12	98,23	98,34	98,37	98,38	98,37	98,41	98,38	98,38	98,38
	Decign.omp.	20 °C														
	Belactn.faktor	1,0 coc@: 1,0														
	Oljetryk. dP	bar	0,20	0,20	0,18	0,14	0,28	0,28	0,22	0,20	0,20	0,18	0,08	0,06	0,06	0,06
	Lydeff. LwA	dB(A)	37	37	38	44	48	48	51	53	54	58	57	58	58	58
	Lydeff. LpA	dB(A)	27	27	28	36	40	40	42	43	46	46	48	48	48	48
	Lydeff. LIA	dB(A)														
	Fluktuethet kjerne	Tesla	1,78	1,68	1,84	1,82	1,77	1,81	1,57	1,64	1,67	1,67	1,82	1,72	1,72	1,72
	Ref. seo. max Ik	kA	0,8	2,0	3,8	7,2	10,8	11,8	15,8	18,8	19,2	22,4	30,4	40,8	40,8	40,8
	Overflate	E=Epoxy, V=Vfz	V	V	V	V	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
	GJENVINNING	Vekt %	82,8	84,7	84,1	86,7	88,2	87,0	87,2	87,1	87,5	87,8	88,0	88,1	88,1	88,1
	DIML:	Ref. dim.	V28658	V60478	V48478	V60307	V60308	V48208	V48208	V64188	V43291	V44345	V28148	V28280		
	Total	kg	338	642	667	888	1074	1481	1776	1968	2288	2626	3314	3688	3688	3688
	Olje	kg	131	181	169	188	246	314	338	383	461	500	588	688	688	688
	Kjerne & vinkl.	kg	148	286	335	690	870	869	1163	1293	1478	1833	2083	2173	2173	2173
	Olje	0,878 Liter	160	207	178	218	280	368	388	414	516	571	703	796	796	796
	Total Lengde L =	mm	810	940	840	1120	1110	1300	1280	1280	1600	1800	1730	1890	1890	1890
	Total Bredde B =	mm	580	670	670	730	790	860	830	830	900	1060	1060	1060	1060	1060
	Total Høide H =	mm	1070	1070	1070	1080	1400	1340	1670	1670	1680	1880	1800	1800	1800	1800
	Målekisse	T88402b	T108488b	T108488b	T111433a	T111434a	T125470	T105456a	T120488	T101441b	T102488b	T83402c	T88410b			
	Gjennomf. HS	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain
	Gjennomf. L8	Mxx	12	12	12	20	20	20	30	30	30	42	42	48	48	48
	Gjennomf. L8	Mxx	12	12	12	20	20	20	30	30	30	42	42	48	48	48
	T92458	H2	700	700	700	720	870	1040	1040	1140	1060	1180	1320	1320	1320	1320
		a1	870	870	870	870	870	870	870	870	870	870	820	820	820	820
		c1	380	460	460	610	610	640	640	640	640	640	800	800	800	800
		c2	420	490	490	660	660	800	800	800	800	800	850	850	850	850
		a	888	828	828	878	878	1160	1160	1160	1360	1360	1600	1600	1600	1600
		o	368	428	428	488	488	620	620	620	670	670	680	680	680	680
		f1	135	167	167	190	190	188	188	188	205	205	205	205	205	205
		f2	130	115	115	140	140	144	144	144	178	178	170	170	170	170
		g	80	260	260	300	300	175	175	175	210	210	235	235	235	235
		l	80	260	260	300	300	83	83	83	105	105	118	118	118	118
		k	300	305	305	275	275	300	300	300	300	300	300	300	300	300
		m	300	305	305	138	138	300	300	300	300	300	300	300	300	300
		p	460	686	686	820	820	916	916	916	1140	1140	1200	1200	1200	1200

11.03.2013 K.L.

## Appendiks C: Varmeprøver fra Møre Trafo

Tabell 26: Overtemperatur fra varmeprøver av Møre Trafo.

Transformator		Overtemperaturar		Temperaturskilnad
Merkeyting [kVA]	Type	Toppolje [°C]	Vikling [°C]	Toppolje - vikling [°C]
31,5	OTKH2528	37	50	13
50	OTKH3525	39	57	18
100	OTKH3538	53	64	11
200	OTKH5538	40	58	18
315	OTKH5550	46	59	13
500	OTKH6560	45	55	10
630	OTKH6570	46	58	12
800	OTKH7560	48	61	13
1000	OTKH7570	49	58	9
1250	OTKH8570	53	61	8
1600	OTKH8578	55	59	4
2000	OTKH9578	60	63	3

Transformatormodell produsert frå år 1993, hermetisk tett. Al. viklingar f.o.m. 500 kVA

Hentet fra Valentinsens masteroppgave.

## Appendiks D: Kode

Koden er skrevet i Visual Basic og brukt i Excel. Forfatteren har aldri skrevet i dette programmeringsspråket før, så koden kan sikkert optimaliseres.

### CommandButton1

Regner ut økonomiske verdier i kalkulatoren:

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
Dim year As Integer
```

```
year = Range("Q11").Value
```

```
Dim rente As Long
```

```
rente = Range("Q28").Value
```

```
Dim tomgang As Integer
```

```
tomgang = Range("Q24").Value
```

```
Dim belastning As Integer
```

```
belastning = Range("Q23").Value
```

```
"Belastningstap
```

```
'deltaP = Range("Q23").Value * (Range("Q13").Value / 100) ^ 2 + Range("Q24").Value
```

```
'Tt = 2400
```

```
Dim kp As Integer
```

```
kp = ThisWorkbook.Sheets("Tapsdata").Cells(year + 19, 5).Value
```

```
kwekv = ThisWorkbook.Sheets("Tapsdata").Cells(year + 19, 2).Value
```

```
'belastningstap = (kp + kwekv / 100 * Tt) * Range("Q23").Value / 1000
```

```
"Tomgangstap
```

```
'Tt = 8760
```

```
'tomgangstap = (kp + kwekv / 100 * Tt) * Range("Q24").Value / 1000
```

```
Range("Q29").Value = kp * Range("Q30").Value / 1000 + Range("Q30").Value / 1000 * kwekv / 100 * Range("Q31").Value
```

```
End Sub
```

## **CommandButton2**

Fyller ut rapporten med parametere:

```
Private Sub CommandButton2_Click()  
Range("Q11").Value = 0  
For i = 0 To Range("Q4").Value - 1  
Range("Q11").Value = i  
For j = 1 To 17  
If j <= 12 Then  
ThisWorkbook.Sheets("Rapport").Cells(j, i + 2).Value = Cells(10 + j, 17).Value  
Else  
ThisWorkbook.Sheets("Rapport").Cells(j + 1, i + 2).Value = Cells(j + 23, 17).Value  
End If  
Next  
CommandButton1_Click  
ThisWorkbook.Sheets("Rapport").Cells(24, i + 2).Value = Range("Q29").Value  
Next  
End Sub
```

**Kode for eksponentiell formel for hotspot-temperatur:**

```
Private Sub CommandButton1_Click()
```

```
Dim k11, k21, k22, tau_o, tau_w, deltatheta_or, deltatheta_hr, n, m As Integer
```

```
Dim x, y As Single
```

```
k11 = 1
```

```
k21 = 1
```

```
k22 = 2
```

```
tau_o = 180
```

```
tau_w = 4
```

```
deltatheta_or = 53
```

```
deltatheta_hr = 23
```

```
x = 0.8
```

```
y = 1.6
```

```
n = 0
```

```
Dim from_load, to_load, load, from_ambient, to_ambient, ambient, old_top, new_top,  
old_hot, new_hot, Ddelta_o, Ddelta_h, old_Delta_h, new_Delta_h As Single
```

```
Worksheets("HS test").Activate
```

```
For n = 1 To 8759:
```

```
'Step 0
```

```
from_load = Cells(n + 1, "AE").Value
```

```
to_load = Cells(n + 2, "AE").Value
```

```
from_ambient = Cells(n + 1, "AF").Value
```

```
to_ambient = Cells(n + 2, "AF").Value
```

```
old_top = Cells(n + 1, "AG").Value
```

```
'MsgBox (to_load)
```

```
old_Delta_h = k11 * from_load ^ y * deltatheta_hr
```

'Step 1-30

For m = 1 To 30:

load = from\_load + (to\_load - from\_load) / 30 \* m

ambient = from\_ambient + (to\_ambient - from\_ambient) / 30 \* m

Ddelta\_o = (k22 / tau\_o) \* (((1 + load ^ 2 \* 5.5) / 6.5) ^ x \* deltatheta\_or - (old\_top - ambient))

new\_top = old\_top + Ddelta\_o

Ddelta\_h = (k22 / (2 \* tau\_w)) \* (1 \* deltatheta\_hr \* load ^ y - old\_Delta\_h)

new\_Delta\_h = old\_Delta\_h + Ddelta\_h

new\_hot = new\_top + new\_Delta\_h

old\_top = new\_top

old\_hot = new\_hot

old\_Delta\_h = new\_Delta\_h

Next

Cells(n + 2, "AG").Value = old\_top

Cells(n + 2, "AH").Value = old\_hot

Next

End Sub