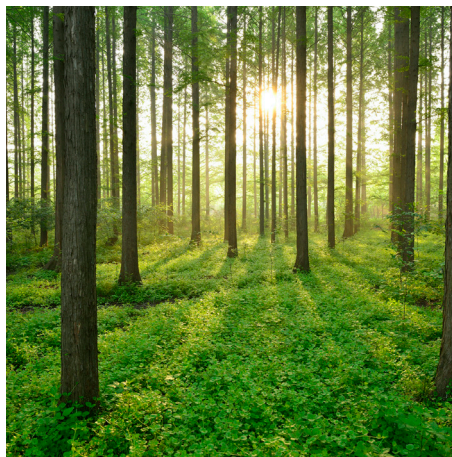
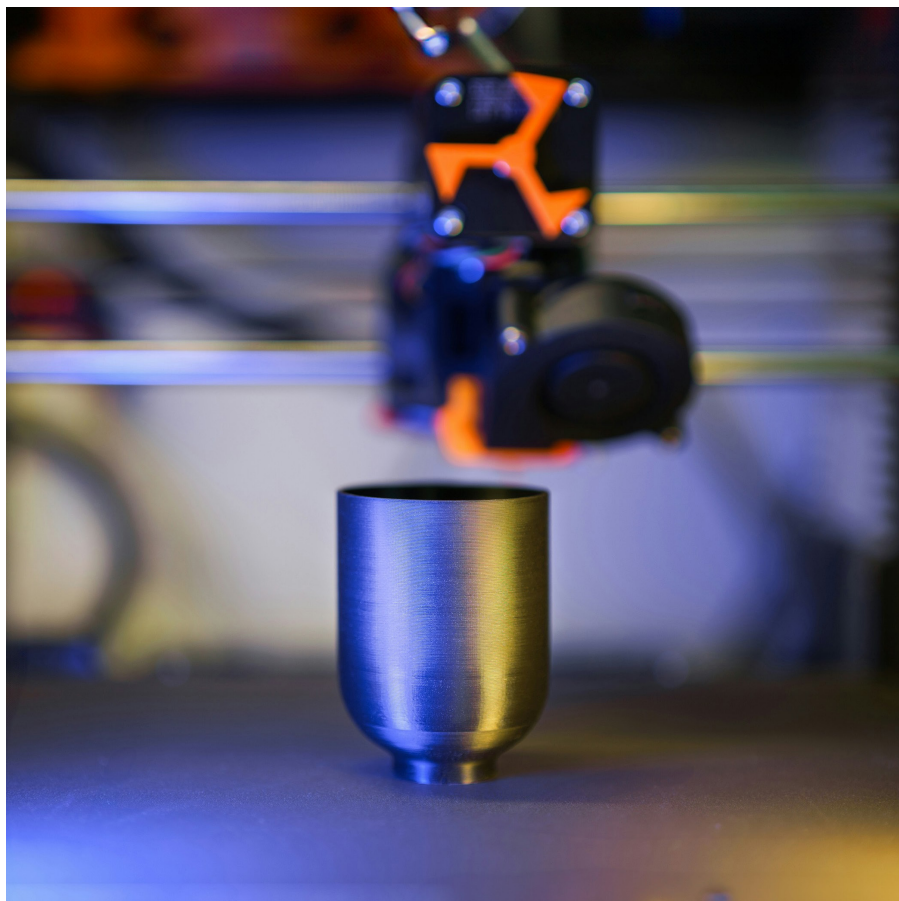
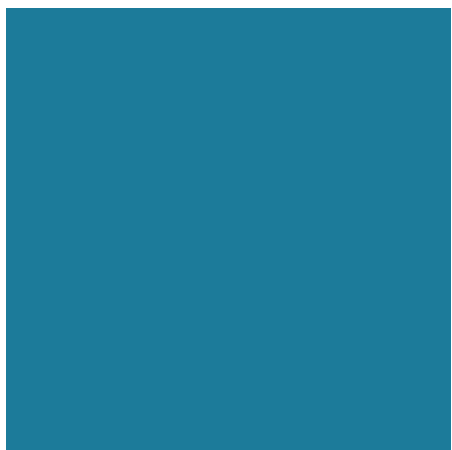


STOKASTISK DYNAMISK BELASTNINGSFÖRMÅGA FÖR TRANSFORMATORER

RAPPORT 2024:2009



RISK- OCH TILLFÖRLIGHETSANALYS



Stokastisk dynamisk belastningsförmåga för transformatorer

ZUNAIRA NAZIR, MATH BOLLEN, LULEÅ TEKNISKA UNIVERSITET

ISBN 978-91-89919-09-9 | © Energiforsk april 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Programmet Risk- och tillförlitlighetsanalys har initierat och genomfört projektet Stokastiska modeller för skydd och andra åtgärder mot överbelastning vid dynamisk belastningsförmåga av transformatorer. Tidigare framtagna metoder för luftledningarna anpassas och vidareutvecklas för transformatorer. Projektet introducerar metoder baserade på transformatorns termiska modell för att förebygga överbelastning av transformatorer som t.ex. överbelastningsskydd.

Projektet har genomförts av Zunaira Nasir på LTU med handledning av professor Math Bollen på LTU. Projektet har kvalitetsgranskats av Sarah Rönnerberg, LTU.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Jenny Paulinder, Göteborg Energi Nät (ordförande)
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Linus Hansson, Ellevio
- Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Mattias Jonsson, Umeå Energi
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft Elnät
- Johan Mikkelsen, Öresundskraft
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Carl Johan Wallnerström, Ei (adjungerad)

Tack även till referensgruppen som stöttat projektet och bidragit med erfarenheter; Magnus Brodin från Skellefteå kraft, Oscar Lennerhag från I2G, Tor Laneryd från Hitachi Energy, Claes Ahlrot från E.On och Daniel Köbi från Jämtkraft Elnät.

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

- | | | |
|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| • Svenska kraftnät | • PiteEnergi Elnät | • Härjeåns Nät |
| • Ellevio AB | • Karlstads El och Stadsnät | • Härnösand Elnät |
| • Vattenfall Eldistribution | • Karlskoga Elnät | • Ljusdal Elnät |
| • Göteborg Energi Elnät | • Elinorr ekonomisk förening; | • Malungs Elnät |
| • Elinorr | • Bergs Tingslags Elektriska | • Sandviken Energi Nät |
| • Jämtkraft Elnät | • Blåsjön Nät | • Sundsvall Elnät |
| • Öresundskraft | • Dala Energi Elnät | • Söderhamn Elnät |
| • Skellefteå Kraft | • Elektra Nät | • Åsele Elnät |
| • Umeå Energi | • Gävle Energi | • Årsunda Kraft & Belys.fören. |
| • Krafringen Nät | • Hamra Besparingsskog | • Övik Energi Nät |
| • Jönköping Energi Nät | • Hofors Elverk | • Ei (adjungerad) |

Stockholm i mars 2024

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB
Forskningsområde Elnät Vindkraft och Sol

Sammanfattning

Denna rapport presenterar hur termiska modeller av transformatorer kan användas för att begränsa risken på termisk överbelastning av transformatorer.

Termiska modellen som rekommenderas av IEC har använts och beskrivs i detalj i rapporten. Modellen beräknar (top)-oljetemperaturen och hotspot-temperaturen från tidserier av transformatorströmmen och omgivningstemperaturen. Även en metod för att ta med förluster på grund av övertoner beskrivs i rapporten, men metoden används inte i beräkningarna.

Efter en genomgång och känslighetsanalys av temperaturberäkningar, över en 22-månaders period med verkligt mätdata, beskrivs resultat från ett antal tillämpningar av termiska modellen.

- Det har skapats en sannolikhetsfördelning av hotspot-temperaturen för en given oljetemperatur. Det introduceras också en metod för att beräkna sannolikhetsfördelning av hotspot-temperaturen. Båda metoderna kan användas för överbelastningsskydd.
- Det introduceras en metod för att beräkna sannolikhetsfördelningar för olje- och hotspot-temperaturen några timmar till dygn in i framtiden. Metoden kan användas för korttidsplanering, till exempel dagen-innan, av elnätet.
- Det introduceras en metod för att uppskatta acceptansgränsen av en transformator för ny produktion och förbrukning. Metoden kan användas för långtidsplanering.

Det rekommenderas bland annat att upprepa metoderna för flera praktikfall samt att göra en forskningssatsning på förluster på grund av övertoner och hur dessa påverkar olje- och hotspot-temperaturen.

Nyckelord

Transformatorer, termisk överbelastning, överbelastningsskydd, nätplanering, nät drift, övertoner, kablar

Summary

This report presents how thermal models of transformers can be used to limit the risk of thermal overload of those transformers.

The thermal model recommended by IEC has been used and is described in detail in the report. The model calculates the top-oil temperature and the hotspot temperature from time series of the transformer current and the ambient temperature. A method to include losses due to harmonics is also described in the report but not used in the calculations.

After a detailed study and sensitivity analysis of temperature calculations over a 22-month period with real measurement data, the report describes results from applications of the thermal model.

- A probability distribution of the hotspot temperature for a given top-oil temperature has been obtained. A method for calculating the probability distribution of the hotspot temperature is also introduced. Both methods can be used for overload protection.
- A method is introduced to calculate probability distributions for the top-oil and hotspot temperature a few hours into the future. The method can be used for short-term planning, for example the day before, of the power grid.
- A method is introduced to estimate the hosting capacity of a transformer for new production and consumption. The method can be used for long-term planning.

Among other things, it is recommended to repeat the methods introduced in this report for several practical cases and to make a research effort on losses due to harmonics and how these affect the top-oil and hotspot temperature.

Innehåll

1	Inledning	8
1.1	Bakgrund och frågeställning	8
1.2	Viktigaste slutsatser och rekommendationer	8
1.3	Struktur på rapporten	9
1.4	Publikationer	9
2	Termiska modeller för transformatorer	11
2.1	Översikt av modellen	11
2.2	Termiska modellen – differentialekvationer	12
2.2.1	Ökning av oljetemperaturen	12
2.2.2	Ökning av oljetemperaturen under stationär tillstånd	12
2.2.3	Förlopp för oljetemperatur vid ett steg i belastningen	14
2.2.4	Förlopp för oljetemperaturen vid ett steg i utetemperaturen	15
2.2.5	Temperaturgradient av hot-spot	16
2.2.6	Temperaturgradient under stationärt tillstånd	16
2.2.7	Förlopp av hotspot-temperatur vid ett steg i belastningen	17
2.2.8	Definition av termiska tidskonstanter	20
2.2.9	Parametervärden i den termiska modellen	21
2.2.10	Nätstationer	24
2.3	Gränsvärden för temperaturerna	25
2.3.1	Kortvarig överbelastning	25
2.3.2	Långvarig överbelastning	26
2.4	Åldring av isolationen	26
2.5	Påverkan av vågformsdistorsion	28
2.5.1	Ökade förluster på grund av övertoner	28
2.5.2	Övriga strö-förlusterna	29
2.5.3	Virvelströmförluster i lindningarna	29
2.5.4	Ökning av oljetemperatur på grund av övertoner	30
2.5.5	Gradient av hotspot-temperaturen på grund av övertoner	30
2.5.6	Virvelströmförlusterna och övriga strö-förluster vid märkeffekt	31
2.5.7	Exempelberäkning	31
3	Variation av temperatur med tid	33
3.1	Basfallet	33
3.2	Höjd omgivningstemperatur	36
3.3	Höjd belastning	37
3.4	Parametrar i den termiska modellen för basfallet	37
3.5	Transformatorer med hög termisk belastning	42
3.6	Termiska parametrar vid hög belastning	45
4	Överbelastningsskydd för transformatorer	51
4.1	Skydd baserat på oljetemperatur	51

4.2	Sannolikhet för hög hotspot-temperatur från uppmätt oljetemperatur	51
4.3	Modell för hotspot-temperatur	55
4.4	Skydd baserat på beräknade hotspot-temperaturen	56
4.4.1	Beräkningsmetoden	56
4.4.2	Resultat för tre veckor	56
4.4.3	Förväntade värde och standardavvikelsen	58
4.4.4	Sannolikhet för hög hotspot-temperatur	59
4.5	Förebygga snabb åldring	61
4.6	Snabba ökningar i hotspot-temperaturen på grund av fel	63
5	Korttidplanering av transformatorer mot överbelastning	66
5.1	Temperatur och åldring, vinter 2018	66
5.2	Planering baserad på oljetemperatur	67
5.2.1	Prognos vid kända parametrar	67
5.2.2	Osäkerhet i prognos över transformatorbelastning	68
5.2.3	Osäkerhet i prognos över utemperaturen	69
5.2.4	Osäkerheter i den termiska modellen	70
5.2.5	Sannolikhet för hög oljetemperatur	71
5.3	Planering baserat på hotspot-temperatur	72
6	Långtidsplanering av transformatorer mot överbelastning	75
7	Luftledningarna och kablar	78
7.1	Termisk modell för Luftledningarna	78
7.2	termisk modell för Kablar	79
7.3	Överbelastningsskydd för luftledningarna	81
7.4	Överbelastningsskydd för kablar	81
8	Slutsatser, diskussion, rekommendationer	83
8.1	Om att förebygga överbelastning av transformatorer	83
8.1.1	Överbelastningsskydd	83
8.1.2	Korttidsplanering	84
8.1.3	Långtidsplanering	84
8.2	Om tillämpning i praktiken	84
8.2.1	Överbelastningsskydd	84
8.2.2	Korttidsplanering	84
8.2.3	Långtidsplanering	84
8.2.4	Reservdrift	85
8.3	Om behov på bättre modeller	85
8.3.1	Bättre termiska modeller	85
8.3.2	Bättre modeller för osäkerhet	85
8.3.3	Bättre modeller för övertoner	86
8.3.4	Högre tidsupplösning	86
8.4	Om dynamisk belastningsförmåga av kablar	87
9	Referenslista och referens till figurerna	88

1 Inledning

Detta projekt finansierades av Energiforsk och utfördes av Luleå tekniska universitet. Projektledare var Math Bollen. Övriga projektdeltagare var Zunaira Nazir, Fatemeh Hajeforosh och Amena Khatun. Zunaira Nazir och Fatemeh Hajeforosh utförde arbetet som del av sina doktorandprojekt på Luleå tekniska universitet medan Amena Khatun utförde arbetet som del av sitt examensarbete vid Högskola Dalarna.

1.1 BAKGRUND OCH FRÅGESTÄLLNING

Dynamisk belastningsförmåga av komponenter är ett sätt att öka nyttjandegraden av komponenterna. I stället för att begränsa strömmen genom komponenten begränsas temperaturen. Temperaturen är ett mer lämpligt mått av termisk belastning av en komponent än strömmen genom komponenten. Eftersom väderpåverkan, och därmed kylningen, varierar under året och under dagen, kan det ofta tillåtas en högre belastning än om årets värsta kylningsförhållanden skulle ha använts för att sätta en högsta ström. Konceptet introducerades redan på 70-talet [1], men tillämpningen har länge varit begränsad till olika sommar- och vinterinställningar för belastningsförmåga av luftledningar.

Dynamisk belastningsförmåga av luftledningar kom på agendan igen vid storskalig integrering av vindkraft. Potentialen med dynamisk belastningsförmåga av luftledningar för integrering av vindkraft visas bland annat i Nicholas Etherdens avhandling [2]. Det finns dock osäkerhet i bland annat väderparametrar som gör att det finns en osäkerhet i ledningens momentana belastningsförmåga. En stokastisk modell som tar med dessa osäkerheter är del av Fatemeh Hajeforosh' avhandling [3] och en tidigare Energiforsk rapport [4]. Dynamisk belastningsförmåga av kablar behandlas också i detalj i en annan Energiforsk rapport [5].

1.2 VIKTIGASTE SLUTSATSER OCH REKOMMENDATIONER

Följande slutsatser och rekommendationer har, bland annat, kommit fram ur studien.

- Sannolikheten för termisk överbelastning av transformatorer kan användas som beslutsunderlag vid överbelastningsskydd och korttidsplanering.
- Termiska modeller av transformatorer kan användas att beräkna acceptansgräns av transformatorer för ny förbrukning och/eller produktion nedströms.
- En första bedömning visar på att det finns begränsad potential för dynamisk belastningsförmåga av kablar.
- Det behövs flera praktiska exempel för att få mer erfarenhet med metoderna.
- Det behövs en forskningssatsning kring rollen av övertoner i termiska modeller av transformatorer.

En detaljerad beskrivning av slutsatser och rekommendationer finns i kapitel 8.

1.3 STRUKTUR PÅ RAPPORTEN

Denna rapport presenterar resultat från projektet. Inom projektet ingick dynamisk belastningsförmåga av både transformatorer och kablar. Rapporten handlar dock till största delen om transformatorer; tillvägagångssätten för kablar anses vara ganska lika, men en första bedömning av potentialen för kablar ledde till slutsatsen att potentialen är begränsad. Kablar behandlas i kapitel 7, där det även finns en sammanfattning av tidigare resultat om dynamisk belastningsförmåga av luftledningarna.

Kapitel 2 beskriver, i detalj, termiska modellen av transformatorn som kommer att användas i de senare kapitlen. Modellen som rekommenderas i IEC60076-7 kommer att användas här; modellen beräknar två representativa temperaturer: oljetemperatur och hotspot-temperatur. Det finns betydligt mer detaljerade, och sannolikt mer noggranna, modeller i litteraturen. Målet med projektet var dock inte att utveckla en sådan detaljerad modell, men att visa på möjligheter med stokastiska metoder för överbelastningsskydd och dynamisk belastningsförmåga för transformatorer. Avsnitt 2.5 beskriver hur förluster på grund av övertoner kan tas med i termiska modellen.

Kapitel 3 visar resultat från tillämpning av termiska modellen på ett verkligt fall. Tillämpningen utgår från uppmätta transformatorströmmar och utetemperaturer. Utgående från basfallet studeras hur olika parametrar påverkar högsta oljetemperatur och högsta hotspot-temperatur i transformatorn.

Kapitel 4 visar hur den termiska modellen, tillsammans med stokastiska modeller för osäkerheter i termiska modellen, kan användas för överbelastningsskydd av transformatorn.

Kapitel 5 visar hur modellen kan användas för korttidsplanering av transformatorer. Här tas det också med osäkerheter i termiska modellen, men också osäkerheter i prognosen över omgivningstemperaturen och transformatorströmmen.

Kapitel 6 visar ett exempel om långtidsplanering: anslutning av solcellsanläggningar nedströms av en distributionstransformator. Detta exempel behandlas i mer detalj i publikationer [A], [B] och [C] (se Avsnitt 1.4).

Kapitel 7 behandlar kort luftledningarna och kablar, medan kapitel 8 sammanfattar och diskuterar slutsatserna från projektet.

1.4 PUBLIKATIONER

Utöver denna rapport rapporteras resultat från detta projekt i följande publikationer. Publikationerna handlar framför allt om långtidsplanering för solcellsanläggningar nedströms av en distributionstransformator.

[A] Fatemeh Hajeforosh, Multiple aspects of dynamic rating in the power system, doktorsavhandling, Luleå tekniska universitet, 2022.

[B] Fatemeh Hajeforosh, Amena Khatun, Math Bollen, Enhancing the hosting capacity of distribution transformers for using dynamic component rating. Int Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol.142 Part A, November 2022, 108130.

[C] Amena Khatun, Allowing more solar power connected to the grid, using thermal and ageing models of distribution transformers, examensarbete Högskolan Dalarna, 2021.

Alla dessa tre publikationer finns fritt tillgängliga.

Länk till [A]: <https://www.ltu.se/research/subjects/Elkraftteknik/Examina/Fatemeh-Hajeforosh-1.231065>

Länk till [B]: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522001715>

Länk till [C]: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1614604/FULLTEXT01.pdf>

2 Termiska modeller för transformatorer

2.1 ÖVERSIKT AV MODELLEN

Termiska modellen för en transformator är betydligt mer komplicerad än termiska modellen för en luftledning (Se Avsnitt 7.1) och det pågår fortfarande utveckling och forskning på detta [6, 7, 8, 9]. De stora skillnaderna är att det finns flera temperaturer som är relevanta för transformatorer, att det finns en del olika tidskonstanter, och att det som sätter gränsen är delvis en högsta temperatur och delvis en integrerad påverkan av höga temperaturer. Mer om detta senare, men först en kort beskrivning av termiska modellen för en transformator.

Modellen som kommer att användas i denna rapport, är den som rekommenderas enligt IEC i IEC 60076-7 [10] och som är en relativ enkel modell. Det finns betydligt mer detaljerade och noggranna modeller, som till exempel har utvecklats och studerats av Aalto universitet i Finland [11] och andra forskargruppen [12]. Även Annex E till IEC dokumentet ger mer detaljerade termiska modeller.

Modellen enligt IEC och som används i denna rapport utgår från uppvärmning genom "kopparförluster" för lindningarna och genom både "järnförluster" och "kopparförluster" för uppvärmning av oljan. Begreppen "kopparförluster" och "järnförluster" är inte korrekta och "lindningsförluster" samt "kärnförluster" skulle vara mer lämpliga, bland annat för att ledningarna inte alltid görs av koppar. Eftersom begreppen används i IEC standarden och i en stor del av litteraturen, kommer vi också i denna rapport att använda "kopparförluster" och "järnförluster".

Kylning modelleras i två steg: lindningarna kyla via oljan och oljan kyla via temperaturskillnaden med omgivningen. Det används tre temperaturer, två termiska tidkonstanter och tre differentialekvationer i modellen. Mer om ekvationerna i Avsnitt 2.2.

De tre temperaturerna som används i modellen är:

- Omgivningstemperaturen; som är temperaturen utanför transformatorn. Här görs det, i IEC modellen, ingen skillnad mellan en transformator som står inomhus och en transformator som står ute. I texten kommer vi att ibland använda ordet "utetemperatur" och ibland "omgivningstemperatur". Skillnaden är bara relevant när det inomhustransformatorer som behandlas i Kapitel 2.
- Topp-oljetemperaturen eller bara oljetemperaturen, "top-oil temperature" (TOT), som är temperaturen av oljan innan den går in i luftkylningen eller vid ovansidan av transformatorn. Vid större transformatorer finns det ofta en sensor som mäter denna TOT.
- Hotspot-temperaturen, "hot-spot temperature" (HST), som är temperaturen vid en hypotetisk punkt i transformatorn där lindningsisolationen är som varmast. Det är här som isolationen åldras mest och där det finns högsta sannolikhet för att det blir ett isolationsfel.

2.2 TERMISKA MODELLEN – DIFFERENTIALEKVATIONER

2.2.1 Ökning av oljetemperaturen

Det finns, enligt Avsnitt 2.1, tre relevanta temperaturer i modellen:

- Omgivningstemperaturen θ_a
- Oljetemperaturen, "top-oil temperature", TOT, θ_o
- Hotspot-temperaturen, "hot-spot temperature", HST, θ_h

Oljetemperaturen beräknas från omgivningstemperaturen och värmeutvecklingen i transformatorn genom följande differentialekvation:

$$\left[\frac{1 + K^2 \cdot R}{1 + R} \right]^x \cdot \Delta\theta_{or} = k_{11} \cdot \tau_o \cdot \frac{d\theta_o}{dt} + (\theta_o - \theta_a)$$

K står för strömmen genom transformatorn, i per-unit av märkströmmen; R står för förhållandet mellan kopparförluster och järnförluster vid märkspänning och märkström; τ_o är termiska tidkonstanten av oljan; k_{11} är en modellkonstant som representerar en del begränsningar i modellen; samma gäller för x , som representerar att resistansen och oljans viskositet ändras med temperaturen, och därmed med transformatorströmmen.

2.2.2 Ökning av oljetemperaturen under stationär tillstånd

Under stationärt tillstånd, där oljetemperaturen är konstant, $\frac{d\theta_o}{dt} = 0$, gäller för oljetemperaturen:

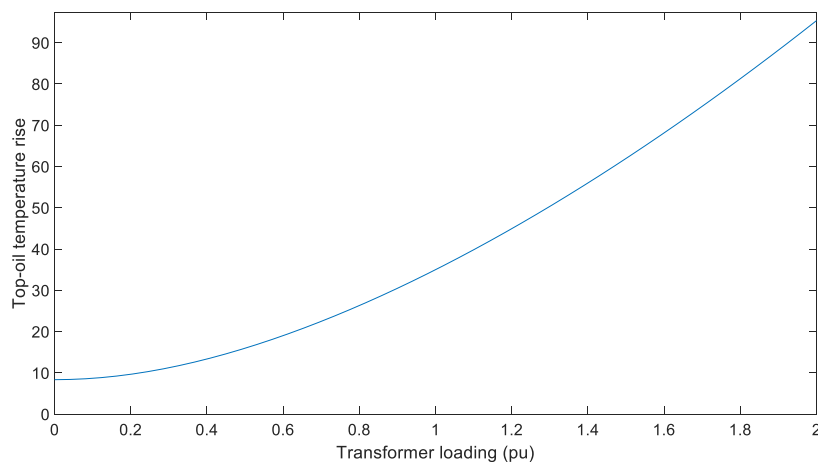
$$\theta_o = \theta_a + \left[\frac{1 + K^2 \cdot R}{1 + R} \right]^x \cdot \Delta\theta_{or}$$

Under stationärt tillstånd, för märkströmmen ($K = 1$), är oljetemperaturen lika med:

$$\theta_o = \theta_a + \Delta\theta_{or}$$

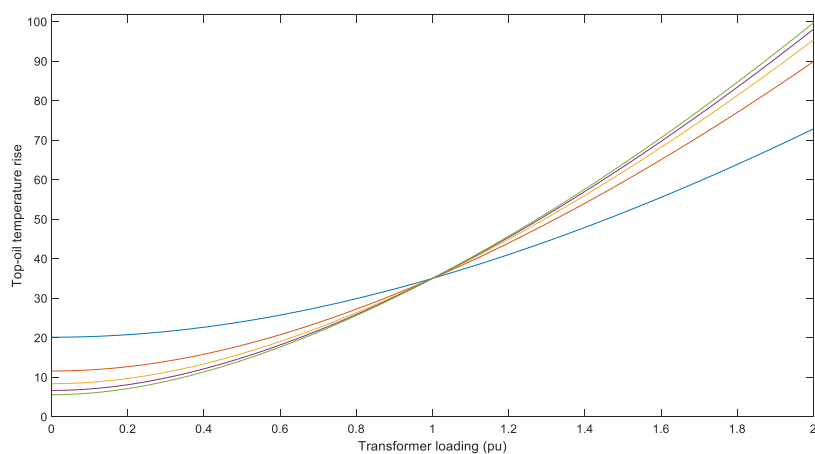
$\Delta\theta_{or}$ är därmed skillnaden mellan oljetemperaturen och omgivningstemperaturen, för märkspänning och märkström. Figur 1 visar hur oljetemperaturen ökar med belastningen av transformatorn; parametervärden som har används här är:

- $\Delta\theta_{or} = 35^\circ\text{C}$
- $R = 5$
- $y = 0,8$



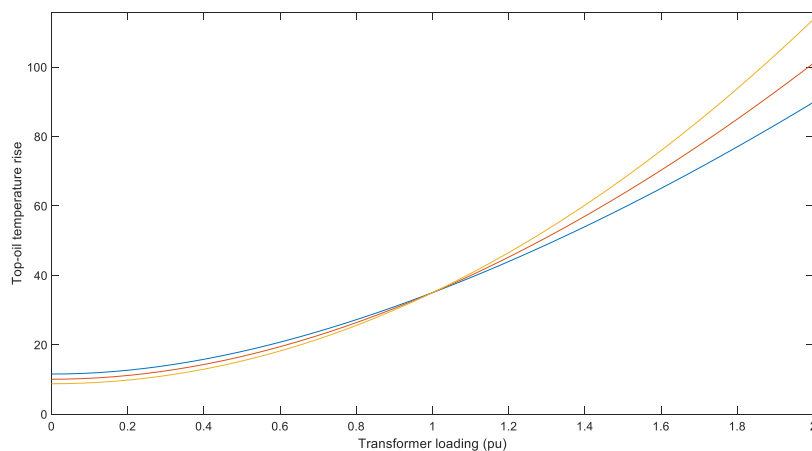
Figur 1. Stationära temperaturer av toppolja (oljetemperaturen) som funktion av belastning.

Förloppet av temperaturökningen med belastning beror på parametervärden i termiska modellen. Figur 2 visar påverkan av förhållandet mellan koppar- och järnförluster; förhållandet (R) tar värden 1 (blå), 3 (rött), 5 (gul), 7 (lila) och 9 (grön). Temperaturökning för märkeffekten ($K = 1$) påverkas inte och stannar på 35 °C. Vid större värde av förhållandet blir det lägre temperaturökning vid låg belastning och större temperaturökning av belastning över märkeffekten.



Figur 2. Temperatur av toppolja (oljetemperaturen) som funktion av belastning, för olika värden av förhållandet mellan koppar- och järnförluster (R).

På samma sätt som i Figur 2, visar Figur 3 hur oljeexponenten (x) påverkar temperaturökningen. Det har använts tre värden för exponenten: 0,8 (blå), 0,9 (röd) och 1,0 (gul). Vid ökande värden av exponent minskar temperaturen under låg last och det blir högre temperatur vid belastning över märkeffekt.

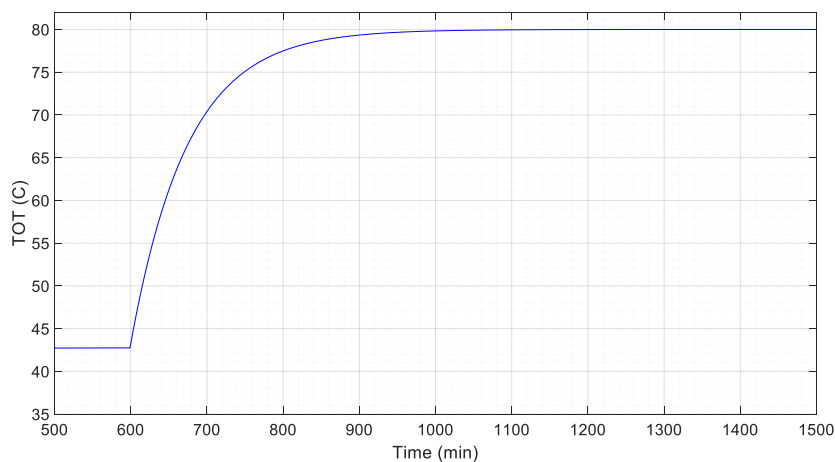


Figur 3. Temperaturökning av toppolja som funktion av belastning, för olika värden av oljeexponenten.

2.2.3 Förlopp för oljetemperatur vid ett steg i belastningen

Ekvationen och figuren i förra avsnitt gäller oljetemperaturen under stationärt tillstånd. Ett steg i omgivningstemperaturen och/eller i uppvärmningen följs, med en viss tidsfördröjning, av oljetemperaturen. Tidskonstanten av denna fördröjning är $k_{11} \cdot \tau_o$. Oljetemperaturen är inte samma genom hela transformatorn och det som brukar mätas är temperaturen av topp olja, så att begreppet "topp-oljetemperatur" (Engelska: "top-oil temperature") används; även förkortning TOT kommer att användas i rapporten. Det finns detaljerade modeller som beräknar temperaturfördelningen genom oljan, men modellen som används i denna rapport använder bara en temperatur för oljan; vi kommer därför att referera till den som "oljetemperaturen".

Som exempel visas det i Figur 4 hur oljetemperaturen ökar när det finns ett steg i belastning av transformatorn. För denna figur, var transformatorn i stationärtillstånd utan belastning; på tidpunkt 600 minuter, gick belastningen upp till 1 p.u. (märkeffekten). Utetemperaturen stannade konstant på 35 °C under hela förloppet.

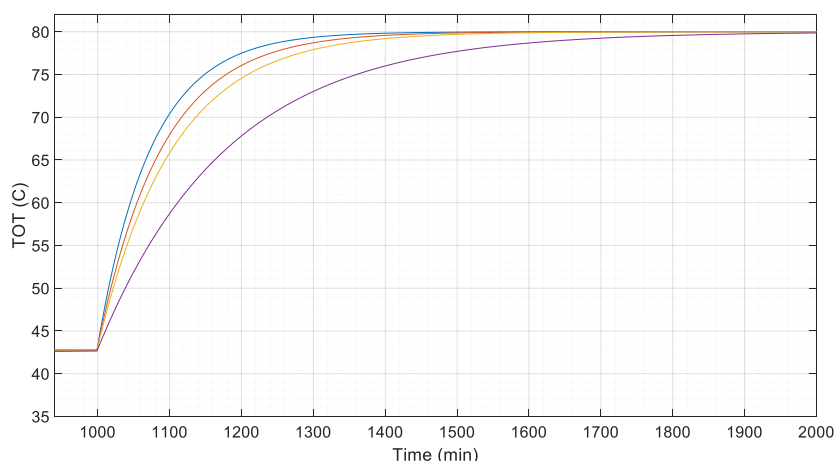


Figur 4. Ändring i oljetemperaturen vid ett steg i belastningen från noll till märkeffekt.

Följande parametrar har använts för att generera denna figur:

- $T_a = 35\text{ °C}$
- $\Delta\theta_{or} = 45\text{ °C}$
- $\tau_o = 150\text{ min}$
- $k_{11} = 0,5$
- $R = 8$
- $x = 0,8$

Tidskonstanten med vilken temperaturen följer ett steg i belastningen är, i detta fall, $k_{11} \cdot \tau_o = 75\text{ min}$. Enligt rekommendationen i IEC 60076-7 varierar denna produkt mellan 75 och 180 minuter. Temperaturen efter ett steg i belastningen visas i Figur 5, för tidskonstanter (produkten av τ_o och k_{11}) lika med 75 minuter (blå), 90 minuter (röd), 105 minuter (gul) och 180 minuter (lila).

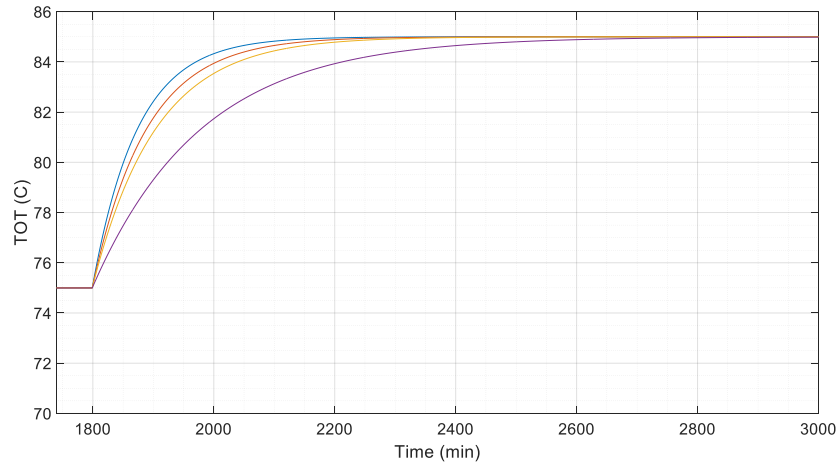


Figur 5. Förlopp av oljetemperatur vid ett steg i belastning för olika värden av oljans termiska tidskonstant.

2.2.4 Förlopp för oljetemperaturen vid ett steg i utetemperaturen

På samma sätt som ett steg i belastning, kommer ett steg i omgivningstemperatur att påverka oljetemperaturen med en viss fördröjning. Figur 6 visar ökning av

oljetemperaturen efter ett steg i omgivningstemperaturen från 30 till 40 °C. Belastningen var konstant på 1 p.u. och transformatorn var i termiskt stationärt tillstånd innan steget i omgivningstemperaturen. Tidskonstanterna och alla andra parametrar som har använts i Figur 6 är samma som de som använts i Figur 5.



Figur 6. Förlöpp av oljetemperatur vid ett steg i omgivningstemperatur för olika värden av oljans termiska tidskonstant.

2.2.5 Temperaturgradient av hot-spot

Hotspot-temperaturen är högre än oljetemperaturen; skillnaden mellan dessa (ordet "gradient" används också för denna skillnad) består av två termer: en ökning på grund av uppvärmning (från kopparförlusterna) och en minskning på grund av kylning (från transformatoroljan).

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2}$$

Uppvärmning från kopparförlusterna kan beräknas från följande differentialekvation:

$$k_{21}K^y\Delta\theta_{hr} = k_{22}\tau_w \cdot \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1}$$

Där, τ_w är den termiska tidskonstanten av lindningen; k_{22} är en konstant som anger hur mycket långsammare som lindningsisolation värms upp jämfört med idealfallet där det bara skulle finnas lindningen; y är en exponent som anger hur uppvärmningen av lindningen beror på strömmen. Vi återkommer till betydelsen av $\Delta\theta_{hr}$ och k_{21} .

Kylning av lindningen genom olja kan beräknas från följande differentialekvation:

$$(k_{21} - 1) \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} = \frac{\tau_0}{k_{22}} \cdot \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2}$$

där det finns samma parametrar som i de tidigare ekvationerna.

2.2.6 Temperaturgradient under stationärt tillstånd

Under stationärt tillstånd blir gradienten:

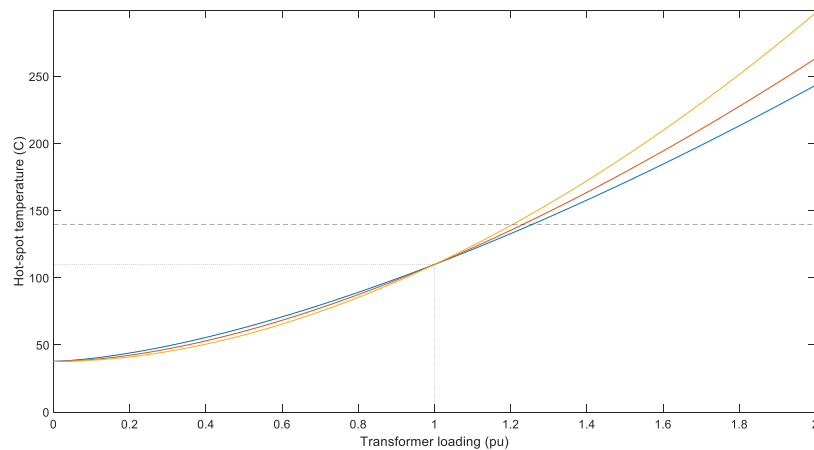
$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} = k_{21} \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} - (k_{21} - 1) \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} = K^y \cdot \Delta\theta_{hr}$$

Skillnaden mellan oljetemperatur och hotspot-temperatur, under stationärt tillstånd, beror bara på strömmen; temperaturökning vid märkströmmen är lika med $\Delta\theta_{hr}$

Kombinerar vi ekvationer för oljetemperatur och hotspot-temperatur, då får vi, igen under stationära förhållanden:

$$\theta_h = \theta_a + \left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \cdot \Delta\theta_{or} + K^y \cdot \Delta\theta_{hr}$$

Figur 7 visar hur temperaturen under stationär tillstånd ökar med transformatorn belastning. Det har antagits här en omgivningstemperatur lika med 30 °C, en ökning av oljetemperaturen med 45 °C över omgivningen, och en gradient mellan olje- och hotspot-temperatur med 35 °C. För oljetemperatur var det samma modellparametrar som i Figur 1; för lindningsexponent togs det 1,3 (blå), 1,6 (röd) och 2,0 (gul).



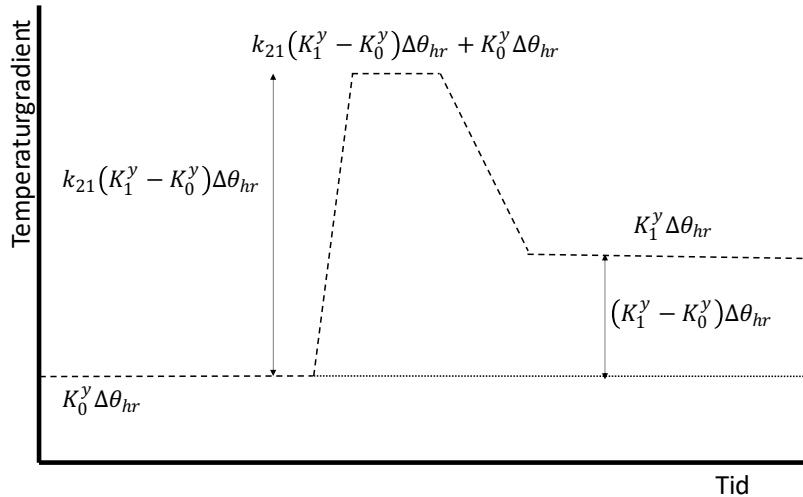
Figur 7. Hotspot-temperatur som funktion av transformatorbelastning, för olika värden av lindningsexponent.

2.2.7 Förlopp av hotspot-temperatur vid ett steg i belastningen

Nu går vi tillbaka till de två differentialekvationerna för hotspot-temperatur; det finns två olika tidkonstanterna här: uppvärmningen med en tidkonstant $k_{22} \cdot \tau_w$ och nedkylning med en tidkonstant $\frac{\tau_o}{k_{22}}$. Den termiska tidkonstanten av lindningen är mycket mindre än av oljan (det är ju därför oljan är ett bra kylmedel). Konsekvensen blir att efter en stegvis ändring i strömmen, till exempel från K_0 till K_1 blir det först en snabb ökning av temperaturen och efter det en långsam minskning till det nya stationära värdet.

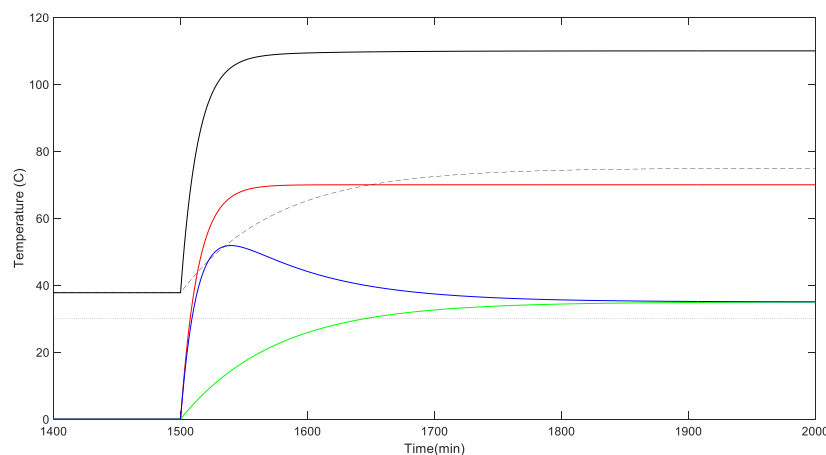
Antar att vi bedömer hotspot-temperatur på en (något hypotetisk) tidskala $k_{22} \cdot \tau_w \ll t \ll \frac{\tau_o}{k_{22}}$, då kommer $\Delta\theta_{h1} = k_{21} \cdot K_1^y \cdot \Delta\theta_{hr}$, ha nått det nya stationära värdet, medan $\Delta\theta_{h2} = (k_{21} - 1) \cdot K_0^y \cdot \Delta\theta_{hr}$, finns kvar på det gamla värdet. De tre olika nivåer (innan, under och efter steget) visas schematiskt i Figur 8. Figuren visar att det finns en ökning av temperaturen innan och efter steget i strömmen; under

transienta förloppet finns det ett högre värde av temperaturen. Förhållandet mellan detta högsta värde och steget i stationära temperaturer är lika med k_{21} .



Figur 8. Temperaturgradient mellan hotspot-temperatur och oljetemperatur efter ett snabbt steg i strömmen.

Vid tolkning av Figur 8 är det viktigt att inse att det som visas är skillnaden mellan hotspot-temperatur och oljetemperatur: det är denna skillnad som har en översvängning. Det behöver inte betyda att det finns en översvängning även i hotspot-temperatur. Tillsammans med sänkningen i gradienten finns det en ökning av oljetemperaturen. De olika bidragen och temperaturer visas i Figur 9. Innan steget från noll till märkeffekt (vid tidpunkt 1500 minuter) var transformatorn i stationärt tillstånd.



Figur 9. Ökning i hotspot-temperatur (svart) på grund av ett steg i belastning av transformatorn från noll till märkeffekten; omgivningstemperaturen (svart prickad); oljetemperaturen (svart streckad); uppvärmning på grund av lindningen (röd); kylning på grund av oljan (grön); temperaturgradient (blå).

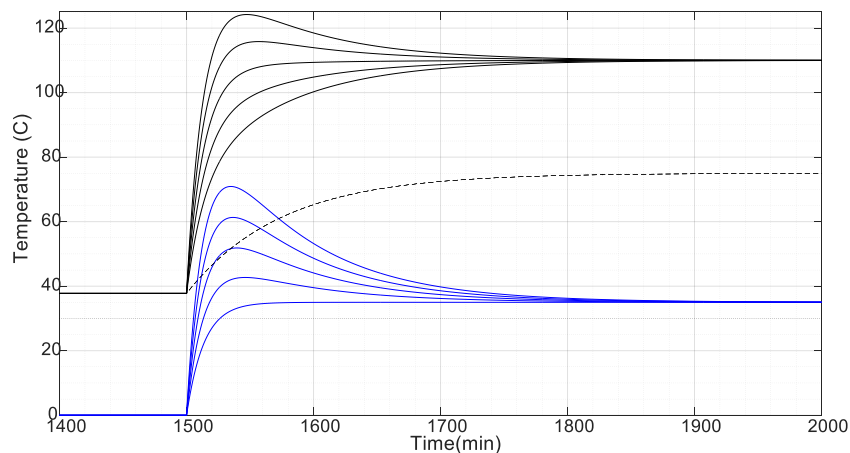
Det som visas i figuren är att steget i belastningen ger först en snabb ökning i hotspot-temperatur när lindningarna värms upp (röd), följd av en långsam minskning när oljan kyler ner lindningen (grön). Skillnaden mellan dessa två bidrag ($\Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2}$, blå) visar en översvängning i temperaturgradienten. Det är

dock bara en översvängning i temperaturgradienten. Tillsammans med minskning i temperaturgradienten ökar oljetemperaturen; konsekvensen är att hotspot-temperatur visar en snabb ökning (med lindningstidskonstanten) och efter det stabiliseras temperaturen på ett konstant värde.

Följande parametrar har använts i simuleringen:

- $T_a = 30\text{ °C}$
- $\Delta\theta_{or} = 45\text{ °C}$
- $\Delta\theta_{hr} = 35\text{ °C}$
- $\tau_o = 150\text{ min}$
- $\tau_w = 7\text{ min}$
- $x = 0,8$
- $y = 1,3$
- $k_{11} = 0,5$
- $k_{21} = 2$
- $k_{22} = 2$
- $R = 8$

Figur 10 visar två av kurvorna från Figur 9, temperaturgradienten (blå) och hotspot-temperatur (svart) för fem olika värden av konstanten k_{21} : 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 och 3,0. För båda kurvorna motsvarar nedersta kurvan $k_{21} = 1$ och översta kurvan $k_{21} = 3$.

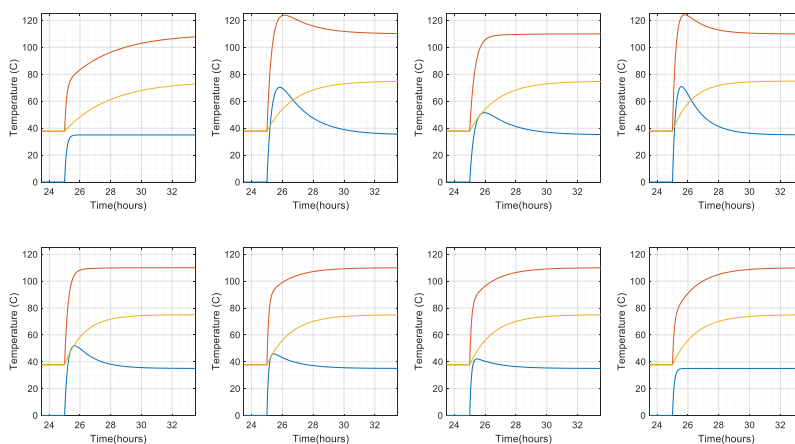


Figur 10. Temperaturgradienten och hotspot-temperatur för olika värden av k_{21} .

Det som är relevant, bland annat för åldring av isolationen, är högsta värdet av hotspot-temperatur; temperaturgradienten är bara en modellparameter. För $k_{21} \leq 2$, högsta värdet av hotspot-temperatur är den som inträffar i stationära tillståndet. För $k_{21} > 2$, blir det en översvängning av hotspot-temperatur. För värden i detta exempel är översvängningen ungefär 14 °C.

Det ges rekommenderade värden, i IEC 60076-7 [10], för en del termiska parametrar. Dessa sammanfattas i Tabell 2 och har använts för att beräkna förloppet i hotspot-temperatur efter ett steg i belastningen från noll till märkeffekt. Resultat visas i Figur 11 för åtta olika transformortyper (ovan-vänster till nedan-höger): små transformatorer ONAN, ONAN begränsad, ONAN, ONAF begränsad; ONAF; OF begränsad, OF och OD, där förkortningarna refererar till olika sätt att

kyla transformatorn. Samma information som i Figur 11 finns även i Figur 14 av IEC 60076-7.



Figur 11. Hotspot-temperatur och temperaturgradient för olika storlek och kylning av transformatorer.

Högsta översvängningar inträffar vid transformatorer med "ONAN begränsad" och "ONAF begränsad" typ kylning. Ingen av de andra kylningstyperna visar översvängningar i hotspot-temperatur.

2.2.8 Definition av termiska tidskonstanter

IEC 60076-7 [10] ger ett sätt att mäta de termiska tidskonstanterna för oljan och lindningen.

Den termiska tidkonstanten av lindningen ("lindning tidkonstant") τ_w kan beräknas som:

$$\tau_w = \frac{m_w \cdot C_w \cdot g}{P_w}$$

- Här är m_w lindningens massa,
- C_w är specifika värmen för materialet i lindningen (koppars eller aluminium)
- g är temperaturgradienten från oljan till lindningen (dvs skillnaden mellan hotspot-temperatur och oljetemperatur) vid belastningen som transformatorn utsätts för
- P_w är kopparförlusterna (förlusterna i lindningarna) vid belastningen som transformatorn utsätts för.

Mätningar kan utföras för olika belastningar av transformatorn, och det kan då leda till olika värden för tidkonstanten.

Den termiska tidkonstanten av oljan ("olja tidkonstant") τ_o kan beräknas enligt IEC standarden som:

$$\tau_o = \frac{C_o \cdot \Delta\theta_{or}}{P}$$

- C_o är den termiska kapaciteten för oljan

- $\Delta\theta_{or}$ är temperaturökningen i oljan (skillnaden mellan genomsnittlig oljetemperatur och omgivningstemperatur) för belastningen och spänningen som transformatorn utsätts för
- P är summan av koppar- och järnförluster vid belastningen och spänningen.

2.2.9 Parametervärden i den termiska modellen

Det finns en del rekommendationer för parametervärden i IEC standarden och även en del exempel i litteraturen. Det är dock ottydligt huruvida det går att använda generella värden för en specifik transformator. Det kommer att göras en del bedömning i de senare kapitel om hur värden på modellparametrar påverkar beräknade värdet av transformortemperaturer och åldring. I detta avsnitt görs det en kort redovisning av vilka parametrar som rekommenderas och används i litteraturen. Listan är dock säkert inte komplett, men den ger i alla fall något intryck av vad som är realistiska värden.

Det finns en detaljerad termisk modell av fyra stora transformatorer (250 – 605 MVA) i [11]. Några värden finns i Tabell 1.

Tabell 1. Modellparametrar till termiska modellen vid några transformatorer.

	250 MVA	400 MVA	400 MVA	605 MVA
τ_w	6,0 min	5,3 min	8,2 min	5,5 min
$\Delta\theta_{or}$	38,3 °C	38,0 °C	38,0 °C	33,4 °C
$\Delta\theta_{hr}$	58,6 °C	58,3 °C	56,6 °C	65,3
τ_o	210 min	164 min	164 min	74 min
R	5,7	5,1	5,1	2,6

Enligt [12] är oljetidskonstanten kring 200 minuter; mätningar för en 200-kVA transformator ger en genomsnittlig tidkonstant lika med 295 minuter; det visas dock också att den varierar, beroende på belastningen, mellan 250 och 315 minuter.

Referens [13] använder en oljetidskonstant på 210 minuter och en lindningstidskonstant på 10 minuter.

Enligt [14] är oljetidskonstanten för märkbelastning vid en 240 MVA transformator lika med 320 minuter. Tidskonstanten varierar dock med oljetemperaturen; när ökning av oljetemperaturen är hälften av värdet för märkbelastning, då är tidskonstanten lika med 400 minuter; när oljetemperaturen är 10 °C över värdet för märkbelastning, då minskar oljetidskonstanten till 300 minuter.

Referens [15] visar resultat från mätningar på en distributionstransformator. De hittar en olje-exponent lika med 0,82; och en oljetidskonstant (medel från 8 tester med strömmar från 0,7 till 1,4 gånger märkström) lika med 285 minuter.

Referens [16] ger rekommenderade värden (med referens till IEC standarden) för de olika parametrarna i termiska modellen för transformatorer. Värdena sammanfattas i Tabell 2; förkortningarna förklaras under tabellen.

Tabell 2. Rekommenderade värden för termiska parametrar för olika storlek och kylningstyper av transformator.

	Små	Medel och stora transformatorer						
	ONAN	ONAN restr	ONAN	ONAF restr	ONAF	OF restr	OF	OD
x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
k_{11}	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
k_{21}	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
k_{22}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
τ_o (min)	180	210	210	150	150	90	90	90
τ_w (min)	4	10	10	7	7	7	7	7

- ONAN: oil natural, air natural
- restr (restricted): zigzag-kylning av lindningen
- ONAF: oil natural, air forced
- OF: oil forced
- OD: oil directed

Samma referens visar resultat från termiska experiment för att uppskatta parametrar för en 80 MVA 400/26.25-kV transformator. Det visas att det ska användas andra parametrar för de olika sidorna av transformatorn, enligt Tabell 3.

Tabell 3. Parametrar för en EHV/MV transformator som rekommenderas av [16].

	k_{21}	k_{22}
26,25 kV	2,0	1,66
400 kV	1,8	2,25

Referens [17] presenterar mätningar av oljetidskonstanter för en 400/400/125-MVA transformator som belastas med 1,6 p.u.:

- "Top-oil": 78 min
- "Average oil": 102 min
- "Bottom oil": 180 min

Det finns ett "praktiskt exempel" i IEC 60076-7 där följande parametervärden använts för en 250 MVA transformator:

- $\tau_w = 4,6 \dots 8,7$ min, beroende på belastning
- $\tau_o = 162 \dots 170$ min, beroende på belastning

Det visas i Annex K vid IEC standarden som rekommenderas värden till de olika parametrar i termiska modellen, för ett antal olika transformator typer. De rekommenderade värdena sammanfattas i Tabell 4. Det ges data för fyra transformatorer i [18] som sammanfattas i

Tabell 5.

Tabell 4. Rekommendera värden av parametrar enligt IEC 60076-7.

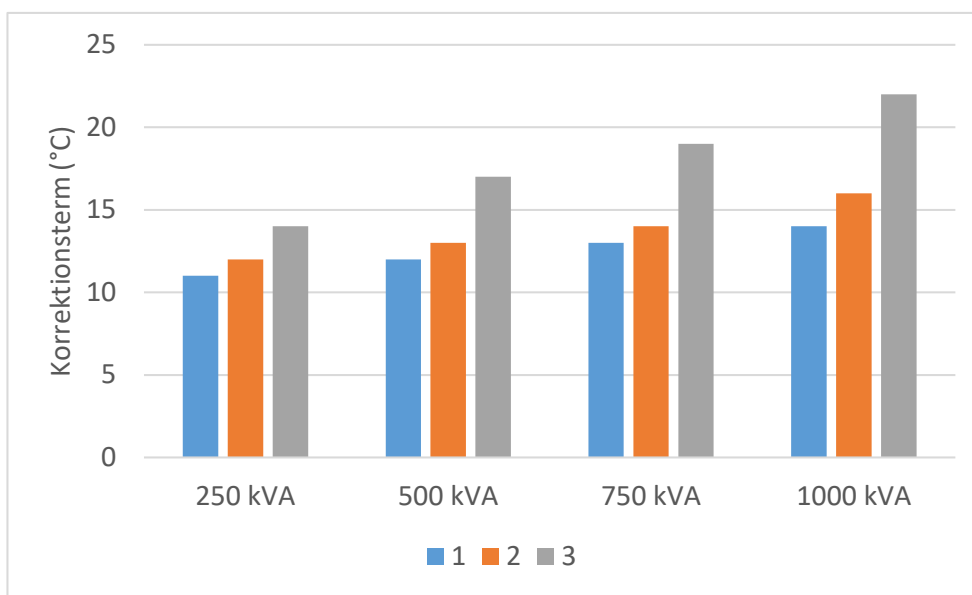
	Små	Stora transformatorer			
	ONAN	ONAN	ONAF	OF	OD
Olje-exponent	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0
Lindnings-exponent	1,6	1,3	1,3	1,3	2,0
Förhållandet mellan koppar och järnförluster	5	6	6	6	6
Olje-tidskonstant (s)	4	10	7	7	7
Omgivningstemperatur (°C)	20	20	20	20	20
Hotspot-temperatur (°C)	98	98	98	98	98
Gradient av hotspot-temperaturen vid märkeffekt (°C)	23	26	26	22	29
Top-oljetemperaturökning vid märkeffekt (°C)	55	52	52	56	49
k_{11}	1,0	0,5	0,5	1,0	1,0
k_{21}	1,0	2,0	2,0	1,3	1,0
k_{22}	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0

Tabell 5.. Exempel på termiska modellparametrar för fyra transformatorer.

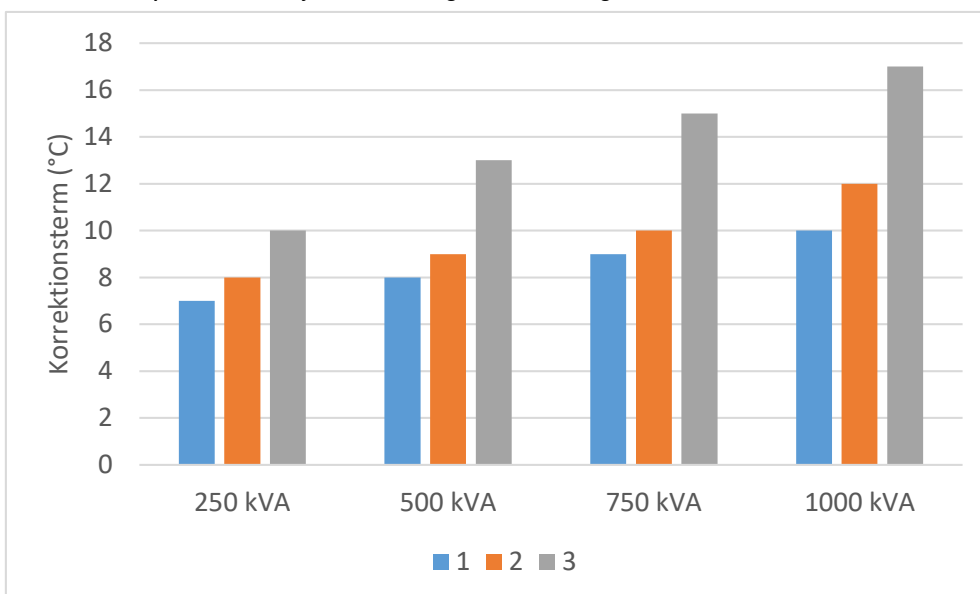
	ONAN	ONAF	OFAF	ODAF
Bas för att beräkna förluster (MVA)	80	250	605	200
Temperaturbas för förluster (°C)	75	75	85	75
Kopparförluster (kW)	166	412	930	525
Virvelströmförluster i lindningarna (kW)	17,3	29,5	285	-
Strö-förluster (kW)	24,8	43,3	71	-
Kärnförluster (kW)	-	-	-	54,6
Märkeffekt (MVA)	80	500	605	200
Hotspot temperatur gradient vid märkeffekt (°C)	55,2	58,6	56,8	62,2
Ökning av oljetemperatur vid märkeffekt (°C)	34,2	38,3	33,4	32,2
Lindnings-tidskonstant (min)	8	6	10	5

2.2.10 Nätstationer

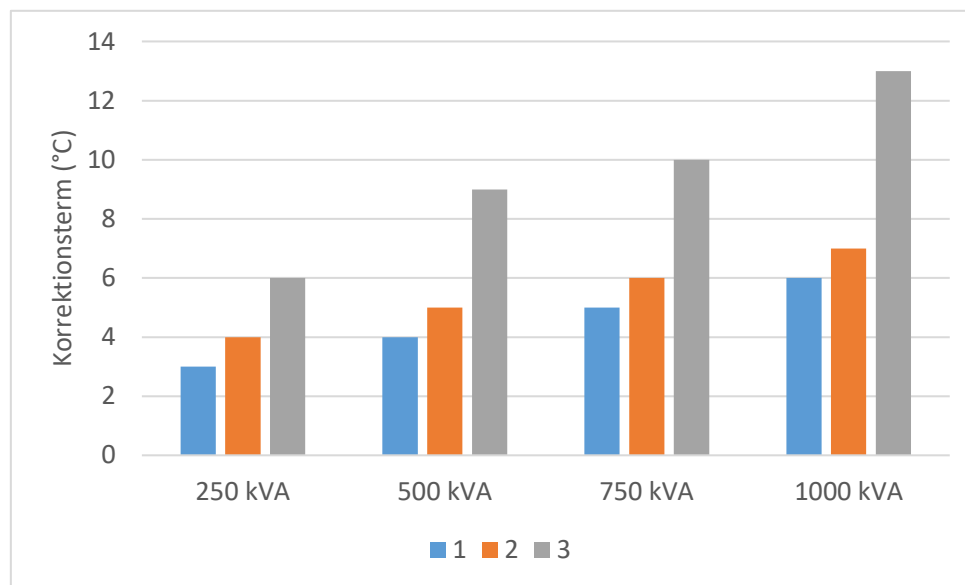
Det antas oftast i beräkningarna att omgivningstemperaturen är utetemperaturen. Sådant gäller dock inte för inomhustransformatorer, som är främst distributionstransformatorer. Enligt IEC dokumentet ska det göras en korrektion där omgivningstemperaturen för transformatorn är ett konstant belopp högre än utetemperaturen (som till exempel rapporteras eller förutses av SMHI). Denna korrektionsterm är större vid större transformatorer och när det finns flera transformatorer tillsammans. En sammanfattning av rekommendationer i IEC dokumentet visas i Figur 12, Figur 13 och Figur 14.



Figur 12. Korrektionsterm mellan utetemperatur och omgivningstemperatur för ett, två eller tre transformatorer placerade under jord med naturlig ventilation, enligt IEC 60076-7.



Figur 13. Korrektionsterm mellan utetemperatur och omgivningstemperatur för ett två eller tre transformatorer placerade i byggnader eller källare med begränsad naturlig ventilation, enligt IEC 60076-7.



Figur 14. Korrektionsterm mellan utetemperatur och omgivningstemperatur för ett, två eller tre transformatorer placerade i byggnader eller källare med bra naturlig ventilation, enligt IEC 60076-7.

2.3 GRÄNSVÄRDEN FÖR TEMPERATURERNA

IEC standarden (IEC 60076-7 [10]) skiljer mellan kortvarig och långvarig överbelastning.

2.3.1 Kortvarig överbelastning

Kortvarig överbelastning (Engelska: "short-time emergency loading") ger snabb ökning av hotspot-temperaturen och en tillfällig minskning av isolationsförmågan när det bildas bubblor i transformatoroljan. Risken för genombrott av isolationen är högst när bubblorna bildas i ett område med hög elektrisk stress. Standarden anger att varaktighet av en sådan överbelastning ska vara mindre än tidskonstanten av transformatorn som helhet. Ett gränsvärde på 30 minuter nämns specifik i standarden. Det nämns också att bubblorna sannolikt kommer att formas när temperaturen överskrider 140 °C med ett fuktinnehåll av isolationen lika med 2 %. Vid högre fuktinnehåll kommer bubblor att bildas redan vid en lägre temperatur.

Enligt IEC standarden ska hotspot-temperaturen inte överskrida 160 °C under kortvarig överbelastning; oljetemperaturen ska inte överskrida 115 °C. Gränsvärden gäller, enligt IEC, för stora transformatorer eftersom det enligt dem i praktiken oftast inte är möjligt att begränsa varaktighet av överbelastningen vid en distributionstransformator. Det är dock en diskussionspunkt och med modern teknologi har det blivit möjligt att begränsa den; om det är den ekonomisk bästa lösningen är en annan fråga som ligger långt utanför den här rapporten.

Risken för ett fel ökar, framför allt om det skulle inträffa en transient överspänning, till exempel på grund av en kopplingstransient, under en period med hög hotspot-temperatur. Rekommendationen som IEC ger är att begränsa antalet tillfällen och varaktighet då hotspot-temperaturen överskrider 140 °C.

2.3.2 Långvarig överbelastning

Långvarig överbelastning kan pågå under en längre tid, veckor eller även månader. Här avses exempelvis en hög belastning av en transformator när en annan transformator är ur drift, till exempel för underhåll. En sådan överbelastning kan leda till accelererad åldring av transformatorn.

Under långvarig överbelastning ska olje- och hotspot-temperaturer inte överskrida 115 °C respektive 140 °C. Det gäller både för små och för stora transformatorer.

När hotspot-temperaturen blir för hög (140 °C används ofta som ett tröskelvärde i detta sammanhang) då finns det en risk att det formas gasbubblor i transformatoroljan. Detta leder till en tillfällig lokal minskning av oljans isolationsförmåga och därmed till en ökad risk för transformatorfel.

Vid långtidsöverbelastning är det, utöver att det formas gasbubblor, en minskning av mekanisk styrka av isolationen som är största konsekvensen. Det är en irreversibel process som gör att transformatorn har minskad förmåga att motstå de stora krafterna som inträffar vid ett fel nedströms av transformatorn. Skador på transformatorn på grund av ett sådant fel blir därmed mer sannolikt. Ju högre hotspot-temperaturen, desto snabbare minskning av isolationens mekaniska styrka. Modellen för denna åldring behandlas i Avsnitt 2.4.

2.4 ÅLDNING AV ISOLATIONEN

Att beskriva åldring av transformatorer på grund av höga temperaturer är komplicerat, bland annat för att finns en hel del olika processer som påverkar olika delar av transformatorn. Det som beskrivs i IEC 60076-7 är en förenklad modell som beskriver minskning av isolationens mekaniska styrka med höga hotspot-temperaturer.

Modellen utgår från två grundläggande antaganden:

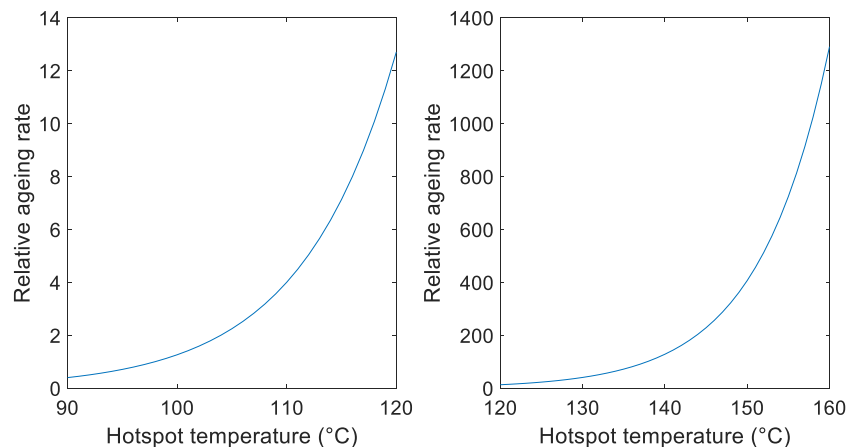
- Om isolationen utsatts kontinuerligt för en viss temperatur då är det en viss livslängd associerat med detta. Denna märktemperatur beror på vilket isolationsmaterial som används; för vanligt papper är det 98 °C och för termisk-uppgraderat papper är det 110 °C.
- Isolationens livslängd minskar snabbt vid ökning av isolations-temperaturen. Det finns olika ekvationer för vanligt papper (en halvering vid varje 6 grader temperaturökning) och för termiskt-uppgraderat papper.

I IEC 60076-7 definieras relativ åldringsgrad på följande sätt för vanligt papper:

$$V = 2^{\frac{\theta_h - 98}{6}}$$

där θ_h är hotspot-temperaturen uttryckt i °C. Enligt denna ekvation är den relativa åldringsgraden lika med 1 för $\theta_h = 98$ °C och ökar med en faktor två för varje 6 °C ökning i hotspot-temperaturen. Resultaten visas i Figur 15, där temperaturskalan har delats upp eftersom värdet ökar väldigt snabbt (exponentiellt faktiskt i detta fall) med temperaturen. Vid 120 °C är åldringen ungefär 12 gånger så snabb, för 140 °C ungefär 100 gånger och för 160 °C ungefär 1200 gånger. Att driva

transformatorn längre än några timmar med hög hotspot-temperatur kommer leda till en stor minskning av livslängden.



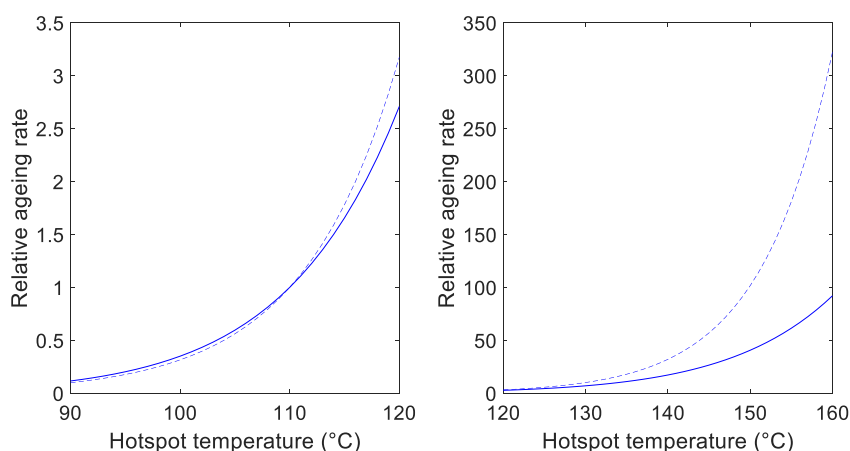
Figur 15. Relativ åldringsgrad som funktion av hotspot-temperaturen för vanligt papper.

För termisk-uppgraderat papper blir ekvationen något mer komplicerad:

$$V = e^{\frac{15\,000}{110+273} - \frac{15\,000}{\theta_h+273}}$$

När $\theta_h = 110\text{ °C}$ då är den relativa åldringsgraden lika med 1. Ökningen är i detta fall något mindre än en faktor två för 6 grader ökning i temperaturen. Resultatet visas i Figur 16, där ett exponentiellt förlopp har tillagts som jämförelse; en dubbling av åldringsgraden (halvering av livslängden) vid varje 6 grader ökning i temperaturen.

Åldringen är betydligt mindre än för vanligt papper och den även ökar mindre snabbt vid ökning av temperaturen. Vid 160 °C är åldring en faktor 12 mindre för termiskt uppgraderat papper än för vanligt papper i lindningsisolationen.



Figur 16. Relativ åldringsgrad som funktion av hotspot-temperaturen för termiskt-uppgraderat papper; den streckade linje anger ett exponentiellt förlopp.

Skulle transformatorn belastas så att hotspot-temperaturen är 160 °C under en vecka (7 dagar) då skulle det betyda en minskning i livslängd på ungefär 2 år vid termisk-uppgraderat papper och med ungefär 25 år med vanligt papper som lindningsisolation. I sistnämnde fallet skulle det betyda att transformatorn skulle behöva ersättas snabbt.

2.5 PÅVERKAN AV VÅGFORMSDISTORSION

Beräkningarna hittills har varit baserade på antaganden att både spänning och ström är sinusformiga. I verkligheten är det inte fallet och finns det alltid en viss vågformsdistorsion i både spänning och ström. Vågformsdistorsion består av olika komponenter: övertoner, mellantoner och supratoner; i detta avsnitt kommer det bara att talas om övertoner. Resonemanget för mellantoner är likadant. För supratoner saknas det kunskaper om hur de sprids genom transformatorer och hur de bidrar till transformatorns uppvärmning.

2.5.1 Ökade förluster på grund av övertoner

Det har angivits förut att det finns två temperaturökningar vid transformatorer:

- Ökning av oljetemperaturen jämfört med omgivningstemperaturen. Denna temperaturökning är på grund av samtliga förluskällor i transformatorn och modellen för ökningen beskrivs i Avsnitt 2.2.1.
- Gradient av hotspot-temperaturen över oljetemperaturen. Denna temperaturökning är bara på grund av förluskällor i lindningar och modellen för ökningen beskrivs i Avsnitt 2.2.5.

På grund av övertoner finns det en del ytterligare förluskällor, i lindningar och i andra delar av transformatorn. Dessa kan sammanfattas så här:

- Förlusterna i lindningen ökar på grund av övertoner, det finns en ökning av strömmens effektivvärde utöver grundtonens effektivvärde. Dessa ökade förluster bidrar till både ökning av oljetemperaturen och ökning av gradienten för hotspot-temperaturen. Det finns också en ökning av resistans med frekvensen på grund av skinneffekt och närhetseffekt. I de flesta modellerna tas bara med att strömmens effektivvärde ökar och det antas att alla frekvenser ger samma bidrag till förlusterna, dvs resistansen är frekvensoberoende. Om lägre frekvenser dominerar i strömmen, då är detta antagande rimligt, men ett skift av vågformsdistorsionen till högre frekvenser, som observeras på flera ställen i nätet, gör att det kan behövas en vidareutveckling av modellen.
- Förluster på grund av virvelströmmar i lindningar (Eng: winding eddy-current losses) ökar med ökande frekvens. Det är detta bidrag som spelar en viktig roll i märkeffektminskning av transformatorer när det finns stora övertonskomponenter i strömmen. IEEE standard C57.110 [19] handlar mycket om detta och kommer att behandlas mer nedan. Dessa ökade förluster bidrar till både ökning av oljetemperaturen och ökning av gradienten av hotspot-temperaturen.

- Övriga strö-förluster (Eng: other losses) bland annat i transformertank och andra metalldelar. Dessa ökade förluster bidrar bara till ökning av oljetemperaturen och spelar en mindre roll, men tas med i IEEE C57.110.
- Förluster på grund av virvelströmmar i järnkärnan; dessa orsakas av varierande magnetisk flödestäthet (B-fältet) som drivs av spänningen. Ökningen av detta på grund av övertoner kan i nästan alla fall försummas [20, 21].

2.5.2 Övriga strö-förlusterna

Enligt IEEE C57.110 ökar övriga strö-förluster med strömmen I och med frekvensen f enligt $I^2 \cdot f^{0,8}$. Övriga strö-förluster för icke-sinusformig ström beräknas på följande sätt:

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \cdot \sum_{h=1}^{h_m} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 \cdot h^{0,8}$$

Där, h är övertonsordern, och h_m är högsta ordern som tas med i bedömningen; I_R är märkströmmen och P_{OSL-R} är strö-förlusterna vid märkström utan övertoner. Ekvationen kan omformuleras genom att inse att kvadraten av strömmens effektivvärde, i per-unit, kan skrivas som:

$$K^2 = \frac{\sum_{h=1}^{h_m} I_h^2}{I_R^2}$$

Då blir uttrycket för övriga strö-förlusterna:

$$P_{OSL} = K^2 \cdot \frac{\sum_{h=1}^{h_m} I_h^2 \cdot h^{0,8}}{\sum_{h=1}^{h_m} I_h^2} \cdot P_{OSL-R}$$

2.5.3 Virvelströmförluster i lindningarna

Virvelströmförluster i lindningarna ökar enligt $I^2 \cdot f^2$. Det kan vara relativt låga nivåer av höga frekvenser som ändå ger ett stort bidrag till virvelströmförlusterna. Det finns dock inte några tydliga rekommendationer för vilken högsta frekvens man ska beakta i beräkningarna.

De totala förlusterna i lindningarna ges, enligt IEEE C57.110, av följande formel:

$$P_{LL} = K^2 \cdot (1 + F_{HL} \cdot P_{EC-R})$$

- K är strömmen effektivvärde, i per-unit av märkströmmen
- P_{EC-R} är virvelströmförlusterna vid märkströmmen och sinusformig 50-Hz ström
- $F_{HL} = \frac{\sum I_h^2 \cdot h^2}{\sum I_h^2}$ är "övertonsförlustfaktorn" (Eng. harmonic loss factor), där summeringen går från $h = 1$ till $h = h_m$; val av h_m kan ha en stor påverkan på resultat på grund av kvadraten i summeringen.

I stället för övertonsförlustfaktor används det också ganska ofta termen "K-faktor" med samma definition. K-faktorn är dock definierad med referens till märkeffekt av en transformator.

Det går att mäta totala strö-förluster vid 50 Hz, genom att jämföra med en likströmsmätning. Det går dock inte att skilja genom mätningar mellan virvelströmförluster i lindningar och övriga strö-förluster [22, 23]. IEEE C57.110 ger därför som rekommendation att anta att virvelströmförlusterna i lindningen är en tredjedel av de totala strö-förlusterna.

2.5.4 Ökning av oljetemperatur på grund av övertoner

Ökning av oljetemperaturen gav i Avsnitt 2.2.1 som lösning av följande differentialekvation:

$$\left[\frac{1 + K^2 \cdot R}{1 + R} \right]^x \cdot \Delta\theta_{or} = k_{11} \cdot \tau_o \cdot \frac{d\theta_o}{dt} + (\theta_o - \theta_a)$$

Uttrycket under exponenten till vänster ($\leftarrow$) anger de samtliga förlusterna (det som ökar oljetemperaturen) som andel av förlusterna vid märkeffekt. De extra förlusterna på grund av övertoner ska tas med i dessa. Det är båda virvelströmförluster (P_{LL}) och övriga strö-förluster (P_{OSL}) som bidrar här. Vänstersidan av ekvationen blir nu:

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} + P_{LL}^{(H)} + P_{OSL}^{(H)} \right]^x \cdot \Delta\theta_{or} = \dots$$

$P_{LL}^{(H)}$ och $P_{OSL}^{(H)}$ är extra bidrag till förluster på grund av övertonerna; virvelström- och övriga strö-förluster vid grundtonen ingår redan i första termen under exponenten.

$$P_{LL}^{(H)} = K^2 \left[\frac{\sum I_h^2 h^2}{\sum I_h^2} - 1 \right] \cdot P_{EC-R}$$

$$P_{OSL}^{(H)} = K^2 \left[\frac{\sum I_h^2 h^{0.8}}{\sum I_h^2} - 1 \right] \cdot P_{OSL-R}$$

2.5.5 Gradient av hotspot-temperaturen på grund av övertoner

Övertoner ökar förlusterna i lindningar och ger därmed en större gradient av hotspot-temperaturen över oljetemperaturen. Ekvationerna för att beräkna gradienten, vid sinusformig ström, ges i Avsnitt 2.2.5. Det finns två bidrag till gradienten: uppvärmning från kopparförlusterna; kylning från transformatoroljan. Det är det första bidraget som ändras på grund av övertoner.

Uttrycket för sinusformig ström är:

$$k_{21} \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} = k_{22} \cdot \tau_w \cdot \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1}$$

Tar vi med ökade lindningsförluster på grund av virvelströmmarna, då blir ekvationen:

$$k_{21} \cdot K^y \cdot (1 + (F_{HL} - 1) \cdot P_{EC-R})^{\frac{y}{2}} \cdot \Delta\theta_{hr} = k_{22} \cdot \tau_w \cdot \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1}$$

där $F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{hm} I_h^2 \cdot h^2}{\sum_{h=1}^{hm} I_h^2}$.

2.5.6 Virvelströmförlusterna och övriga strö-förluster vid märkeffekt

För att kunna beräkna hur mycket förlusterna ökar på grund av övertoner, behövs information om storleken på virvelströmförlusterna och övriga strö-förluster vid (sinusformig) märkström.

Det är virvelströmförlusterna genom lindningen som ökar snabbt med frekvensen och som därmed har störst påverkan av övertoner. Kännedom om värdet vid märkström är därför mest relevant för virvelströmförlusterna.

Referens [24] visar att detaljer av transformatordesignen har stor påverkan på virvelströmförlusterna. Det betyder sannolikt att det finns stora skillnader mellan transformatorer. En likande slutsats når från [25] som presenterar en översikt av ett 50-tal artiklar om transformatorförluster. Artikeln fokuserar på metoder för att minska de totala förlusterna; påverkan av vågformsdistorsion tas inte med i artikeln.

Förlusterna för en standard 25 kVA enfastransformator behandlas i [23]. Det visas att virvelströmförlusterna i lindningarna är 7 % av märkförlusterna och övriga strö-förlusterna är 14 %. Denna 25-kVA transformator är vanligt i norra Amerika men används inte i Sverige.

Det refereras i IEEE C57.110 till en "standardtransformator" med en märkström på 1200 A. För denna är virvelströmförlusterna under märkström lika med 15 % av de totala förlusterna i lindningarna.

2.5.7 Exempelberäkning

Antar följande grund- och övertonsströmmar

- 50 Hz: 1200 A
- 250 Hz: 200 A
- 350 Hz: 150 A

Då blir övertonsförlustfaktorn lika med:

$$F_{HL} = \frac{\sum I_h^2 \cdot h^2}{\sum I_h^2} = \frac{1200^2 \times 1 + 200^2 \times 5^2 + 150^2 \times 7^2}{1200^2 + 200^2 + 150^2} = \frac{3\,542\,500}{1\,502\,500} = 2,36$$

Effektivvärdet av strömmen genom transformatorn är lika med

$$\sqrt{1200^2 + 200^2 + 150^2} = 1226 \text{ A} = 1,021 \text{ pu}$$

Totala förlusterna (i per-unit av märkförlusterna) är nu lika med

$$P_{LL} = K^2 \cdot (1 + (F_{HL} - 1) \cdot P_{EC-R}) = 1,021^2 \times (1 + 1,36 \cdot 0,15) = 1,26 \text{ pu}$$

Det har antagits här att virvelströmförlusterna vid märkström är 15 % av totala förlusterna.

För detta exempel ger övertonerna en ökning av 26 % i lindningsförluster, som i sin tur ger en ökning av hotspot-temperaturen. Det blir också en ökning av oljetemperaturen som ger en ytterligare ökning av hotspot-temperaturen.

I ett annat, verklig, fall var THD lika med 9,4 % och $F_{HL} = 3,29$. Igen med antagandet av $P_{EC-R} = 0,15$ blir de totala lindningsförlusterna lika med:

$$P_{LL} = K^2 \cdot (1 + (F_{HL} - 1) \cdot P_{EC-R}) = 1,094^2 \times (1 + 2,29 \cdot 0,15) = 1,61 \text{ pu}$$

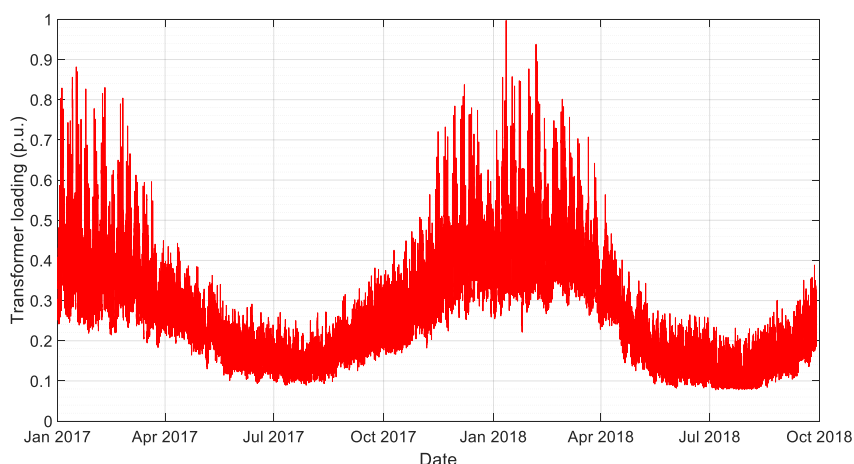
De totala lindningsförlusterna är 61 % högre än om bara grundtonsströmmen hade tagits med i beräkningen.

3 Variation av temperatur med tid

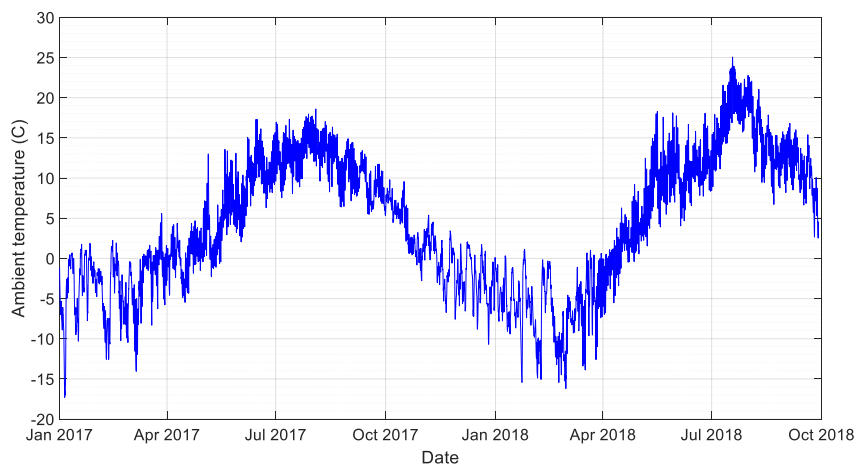
3.1 BASFALLET

Modellen, enligt IEC 60076-7, som beskrivs i Avsnitt 2.2, har tillämpats på ett fall där utetemperatur och belastningen över 1,5 år har används. Det är samma basfall och kod som har används i [3, 26, 27]. Transformatorbelastning kommer från mätningar med ett elkvalitetsinstrument på lågspänningssidan av en distributionstransformator, med en tidupplösning på 10 minuter. Uppmätta värden av strömmen har normaliserats på sådant sätt att högsta värdet kommer precis överens med 1 p.u. Transformatorbelastningen som funktion av tid visas i Figur 17.

Utetemperaturen har erhållits från SMHI för en mätpunkt några kilometer från nätstationen. Originalupplösningen var 1 timme, men genom interpolering har det skapats samma tidupplösning som för belastningen (10 minuter). Utetemperaturen, med 10-minuters tidsupplösning, visas i Figur 18.



Figur 17. Transformatorbelastning som funktion av tid för basfallet.



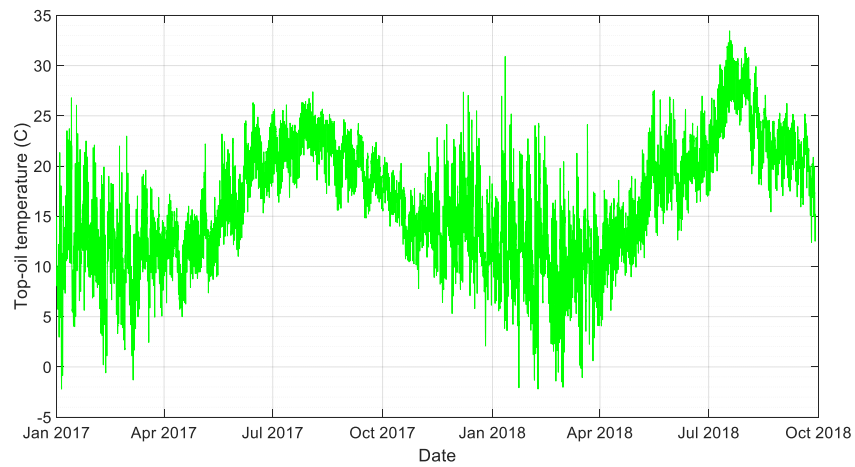
Figur 18. Utetemperatur som funktion av tid för basfallet.

Mätningarna utfördes någonstans i norra Sverige, där låga temperaturer inträffar under vintern och relativt höga temperaturer under sommaren. Belastningen är hög under vintern och låg under sommaren. Denna kombination gör att den termiska belastningen av transformatorn är relativt låg, som bland annat också visades i [26].

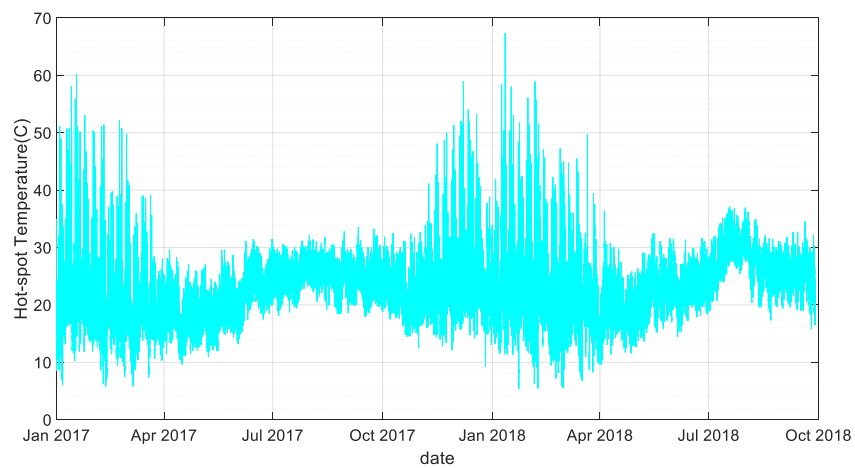
För att beräkna den termiska belastningen av transformatorn, har följande parametervärden använts:

- $\Delta\theta_{or} = 45\text{ °C}$
- $\Delta\theta_{hr} = 35\text{ °C}$
- $\tau_o = 150\text{ min}$
- $\tau_w = 7\text{ min}$
- $x = 0,8$
- $y = 1,3$
- $k_{11} = 0,5$
- $k_{21} = 2$
- $k_{22} = 2$
- $R = 8$

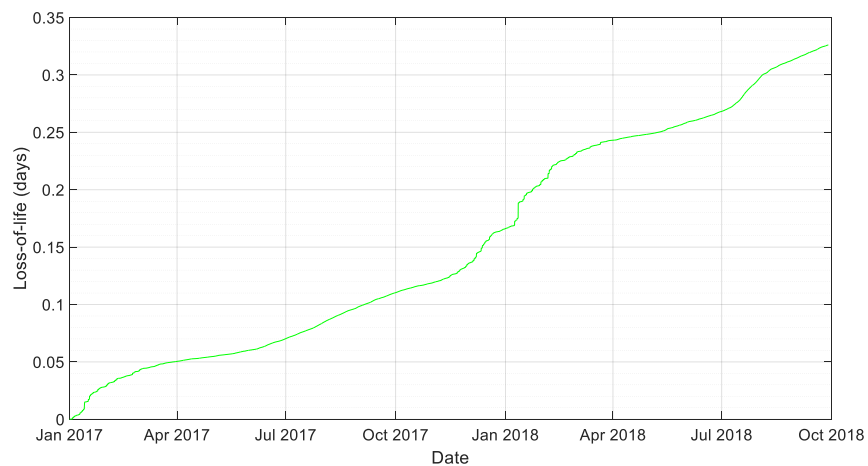
Resultaterande tidserier visas i Figur 19, Figur 20 och Figur 21. Oljetemperaturen (Figur 19) är hög både under sommaren (på grund av höga utetemperaturer) och under vintern (på grund av hög belastning). Hotspot-temperaturen (Figur 20) är bara hög under vintern, på grund av den höga belastningen. Det är också här som åldringen (derivaten av det som visas i Figur 21) går snabbast. Den totala åldringen, 0,35 dagar under 1,5 år, är dock försumbart.



Figur 19. Oljetemperatur som funktion av tid för basfallet.



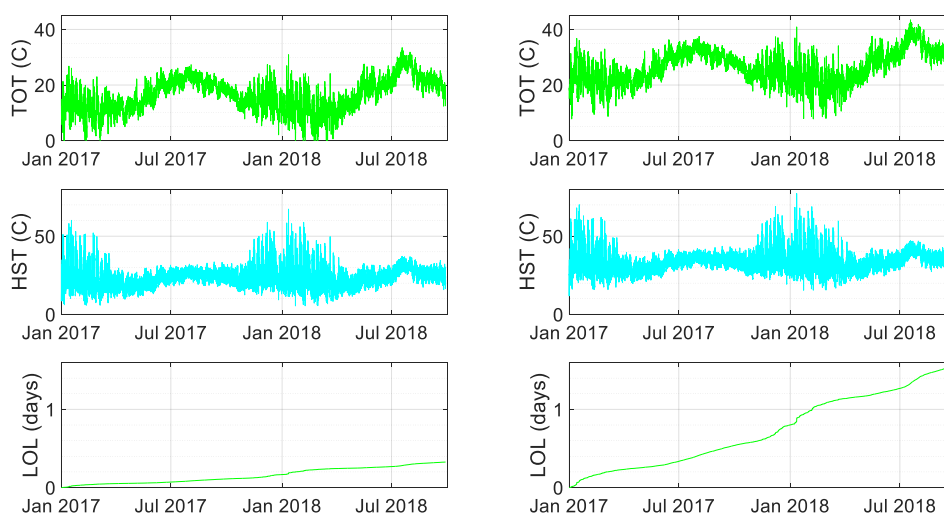
Figur 20. Hotspot-temperaturen som funktion av tid för basfallet.



Figur 21. Kumulativ åldring som funktion av tid för basfallet.

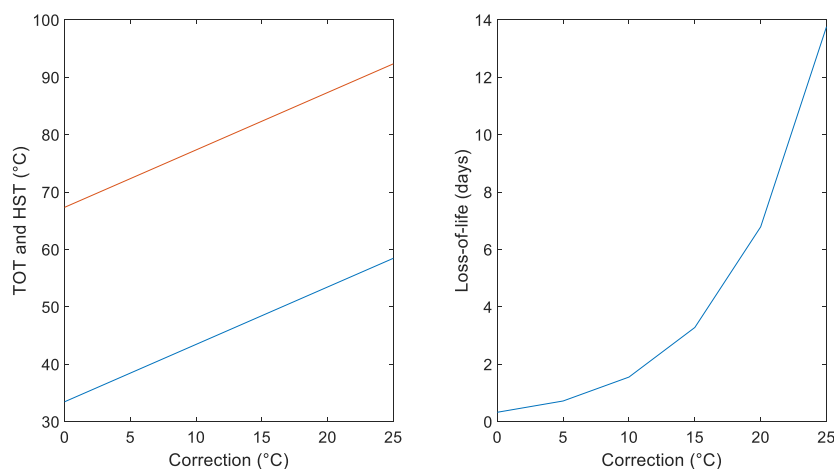
3.2 HÖJD OMGIVNINGSTEMPERATUR

Beräkningarna från förra avsnittet har upprepats för en omgivningstemperatur som är 10 °C högre än vid basfallet. Det kan till exempel representera korrektionstermen för en inomhustransformator. Oljetemperaturen, hotspot-temperaturen och kumulativ åldring visas i Figur 22, för basfallet och för fallet med högre omgivningstemperatur. Transformortemperaturerna blir högre och åldring ökar vid höjd omgivningstemperatur.



Figur 22. Topoljettemperatur (topp), hotspot temperatur (mitten) och åldring (nedre) vid basfallet (← vänster) och vid +10°C korrektionsterm för inomhustemperatur (höger →).

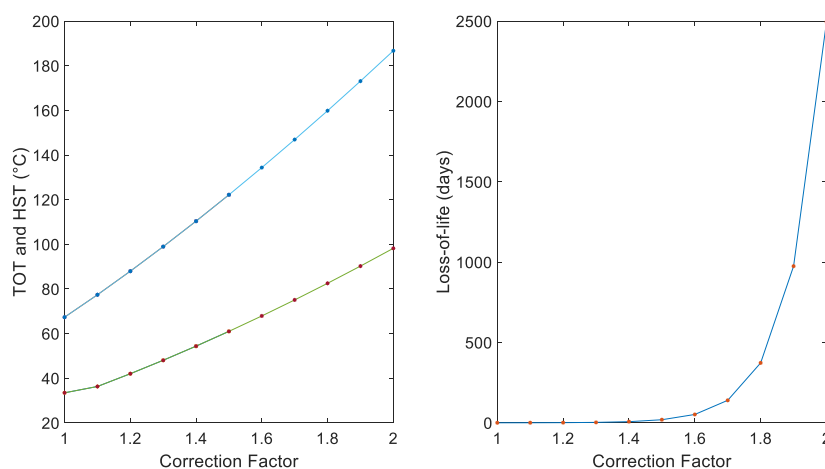
Beräkningarna har upprepats för olika värden av omgivningstemperatur; resultat visas i Figur 23. Korrektionstermen refererar till skillnaden mellan uppmätt utetemperatur (Figur 18) och omgivningstemperatur för transformatorn som har använts i beräkningarna. Både oljetemperaturen och hotspot-temperaturen ökar linjärt med omgivningstemperaturen; åldring ökar betydligt snabbare än så.



Figur 23. Högsta oljetemperatur (blå), hotspot-temperatur (röd) (← vänster) och kumulativ åldring (höger →) som funktion av korrektionsterm för inomhustransformatorer.

3.3 HÖJD BELASTNING

För att visa hur transformatorbelastningen påverkar transformatorn, har oljetemperatur och hotspot-temperatur beräknats för olika belastningar. Basbelastningen som har används i tidigare avsnitt har multiplicerats med en korrektionsfaktor. Då högsta belastningen är 1,0 pu i basfallet, är den 1,5 pu vid en korrektionsfaktor lika med 1,5. Även åldring beräknades för ökad belastning. Resultat visas i Figur 24. De högsta temperaturerna ökar något snabbare än linjärt med belastning; åldring ökar däremot väldigt snabbt för ökning av transformatorbelastning.



Figur 24. Högsta oljetemperatur (grön), hotspot temperatur (blå) (← vänster) och kumulativ åldring (höger →) som funktion av korrektionsfaktor för belastning av transformatorn.

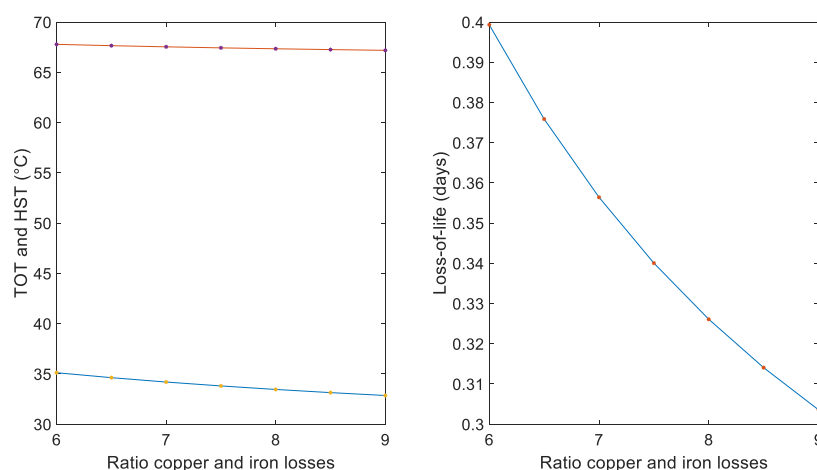
Vid tolkning av resultat för åldring ska det läggas till att den kumulativa åldringen beräknades över en period av 22 månader. Standard livslängd för en transformator (vid märkbelastning och 35°C omgivningstemperatur) brukar antas vara 20 år. Vid en belastning av två gånger basbelastningen är åldringen lika med 82 månader (2500 dagar) under en 22-månaders period; dvs nästan fyra gånger så snabbt som referensfallet. Livslängden skulle då gå ner till ungefär fem år. Det finns dock andra fenomen än åldring av isolation, till exempel att oljan börjar att koka när hotspot-temperaturen blir för hög. Denna risk uppstår någonstans vid 140 °C hotspot-temperatur. För att hålla ner risken skulle belastningen behöva begränsas till 1,7 p.u.

3.4 PARAMETRAR I DEN TERMISKA MODELLEN FÖR BASFALLET

I föregående avsnitt har det gjorts en bedömning av hur omgivningstemperaturen och belastning av transformatorn påverkar oljetemperaturen, hotspot-temperaturen och åldring av transformatorn. Det har antagits där att parametrarna i den termiska modellen är exakt kända. Så är oftast inte fallet. I detta avsnitt kommer påverkan av dessa parametrar att studeras. Spannet över vilken parametrarna varierar kommer att tas från rekommendationer i IEC 60076-7 enligt Tabell 2. Påverkan har kvantifierats på samma sätt som i Avsnitt 3.2 och 3.3 genom

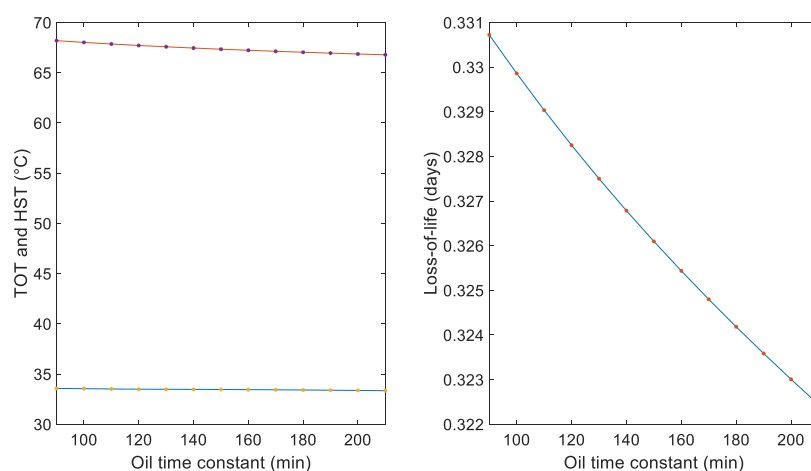
högsta hotspot-temperatur och oljetemperatur under de 22 månaderna samt genom den kumulativa åldringen över 22-månaders perioden.

Påverkan av förhållandet mellan kopparförluster och järnförluster visas i Figur 25. Ett högre värde på förhållandet ger en liten minskning i temperaturerna och därmed också en minskning i åldring. Åldringen beror exponentiellt på hotspot-temperaturen över hela perioden, inte bara på högsta värdet av hotspot-temperaturen. Även en mindre ändring i temperaturen ger en ganska stor påverkan på åldring.



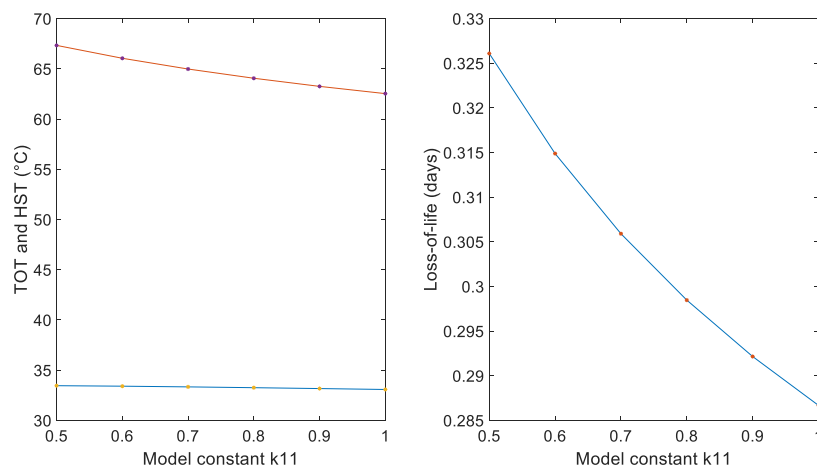
Figur 25. Påverkan av förhållandet mellan kopparförluster och järnförluster R på transformatorns temperaturer (← vänster) och åldring (höger →).

Påverkan av oljetidskonstanten visas i Figur 26; ett större värde på tidskonstanten ger en liten minskning av högsta hotspot-temperaturen, men påverkan på oljetemperaturen och åldringen är försumbart (kolla vertikalskalen).



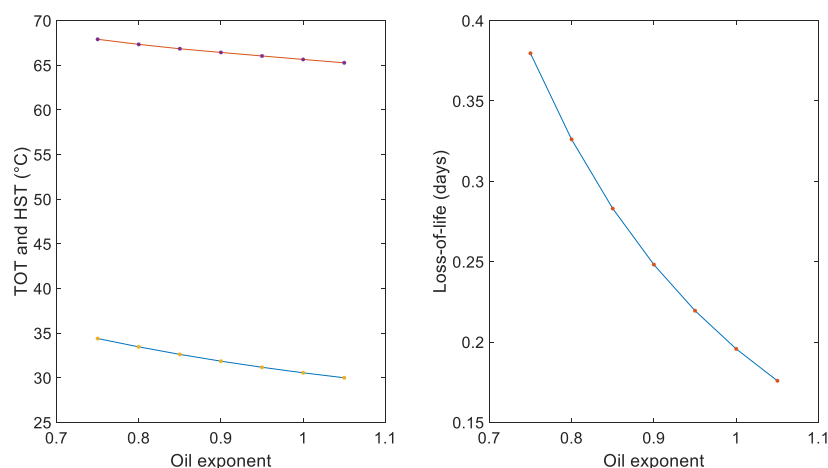
Figur 26. Påverkan av oljetidskonstanten τ_o på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →)

Påverkan av modellparameter k_{11} visas i Figur 27. Denna parameter är en multiplikationsfaktor för oljetidskonstanten enligt Avsnitt 2.2.1. Påverkan visar därför samma trender som påverkan av oljetidskonstanten; det har blivit en större påverkan på hotspot-temperaturen eftersom produkten $k_{11} \cdot \tau_o$ varierar över ett större område än bara tidskonstanten. Påverkan på oljetemperatur och åldring är fortfarande försumbar.



Figur 27. Påverkan av modellkonstant k_{11} för oljetemperatur på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

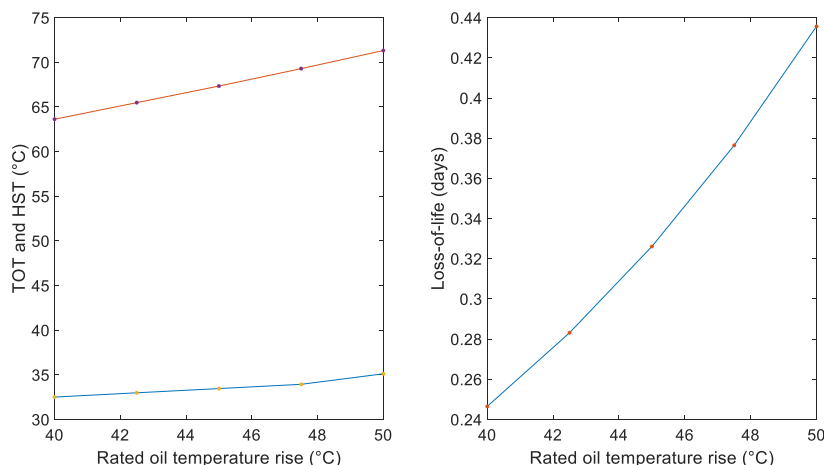
Påverkan av oljeexponent visas i Figur 28. Ett högre värde på exponenten leder till ett betydligt lägre värde på temperaturerna och åldringen. Det är därför viktigt att ha noggrann information om värdet på denna exponent.



Figur 28. Påverkan av oljeexponent x på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

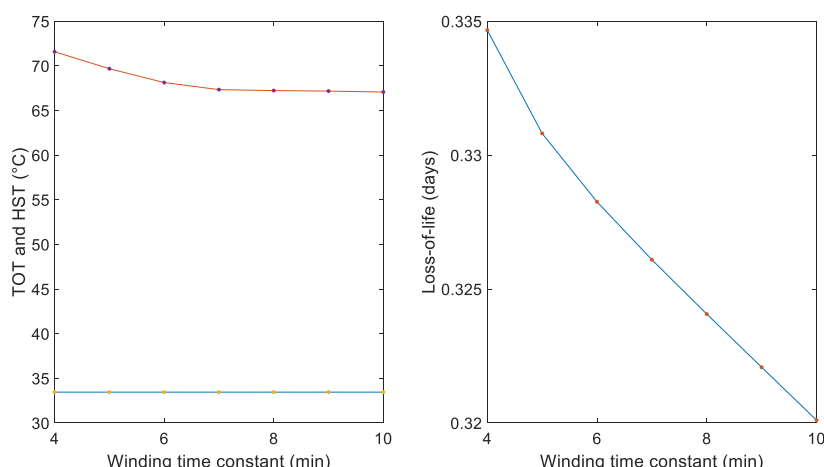
Nästa parameter vars påverkan studerades var "oljetemperaturökning vid märkeffekt" ($\Delta\theta_{or}$, i ekvationerna); resultatet visas i Figur 29. Ett högre värde på denna parameter ger en allmän ökning av både olje- och hotspot-temperaturen. Det visas i figuren att ökningen av högsta hotspot-temperaturen är ungefär linjär med ökningen av temperaturökning vid märkeffekt. Ökningen av högsta

oljetemperaturen är dock mindre, ungefär en tredjedel, och relationen är inte linjär. Åldringen visar en signifikant ökning, ungefär 80 % för 10 °C ökning i temperaturen, på grund av den exponentiella relationen mellan hotspot-temperaturen och åldring.



Figur 29. Påverkan av oljetemperaturökning vid märkeffekt $\Delta\theta_{or}$ på transformatorns oljetemperatur (blå)- och hotspot-temperatur (röd) (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

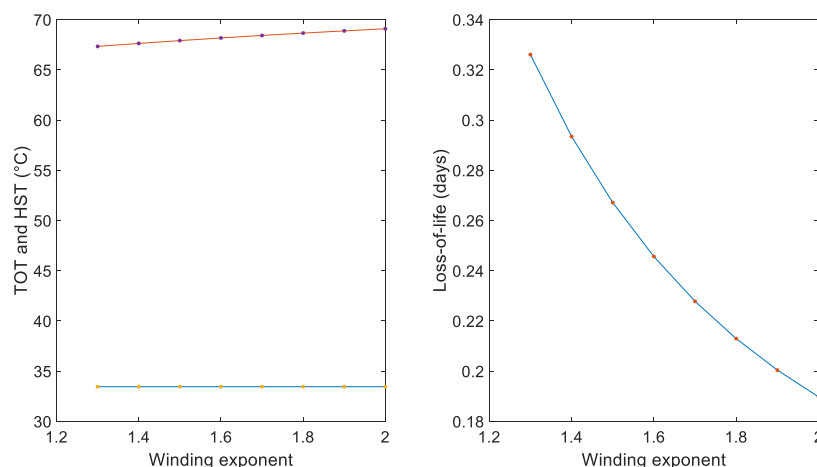
Påverkan av lindningstidskonstanten visas i Figur 30. Ett högre värde på denna tidskonstant minskar den högsta hotspot-temperaturen, men har ingen påverkan på oljetemperaturen. Påverkan på åldringen är begränsad, som tyder på att det är bara toppar i hotspot-temperaturen som påverkas och att de högsta topparna har begränsad påverkan på den kumulativa åldringen. Det ska också läggas till här att tidsupplösningen för transformatorbelastning är 10 minuter, medan lindningstidskonstanten är högst 10 minuter, i detta exempel. En högre tidsupplösning för transformatorbelastningen skulle kunna ge en större påverkan av lindningstidskonstanten på högsta hotspot-temperaturen.



Figur 30. Påverkan av lindningstidskonstant τ_w på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

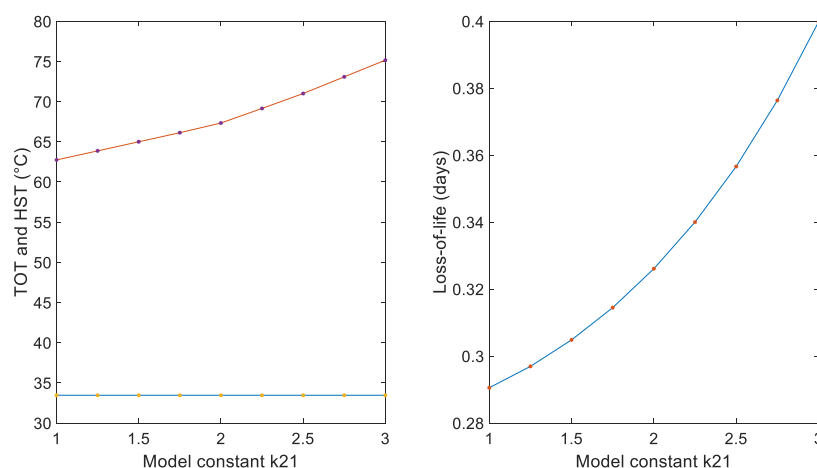
Påverkan av lindningsexponent visas i Figur 31. Ett högre värde på exponenten ger en ökning av högsta hotspot-temperaturen men en signifikant minskning av

åldringen. Den högsta oljetemperaturen påverkas inte. Här ser man att högsta hotspot-temperaturen ökar medan det finns också perioder där hotspot-temperaturen minskar, så att åldringar minskar.



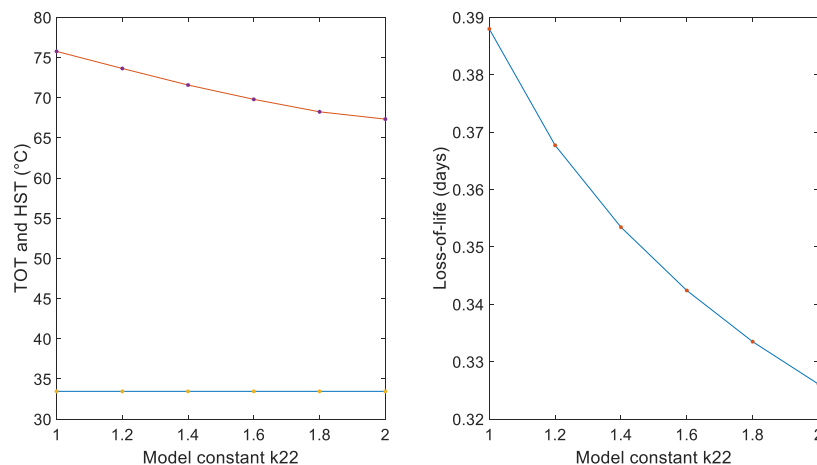
Figur 31. Påverkan av lindningsexponent y på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

Påverkan av modellkonstanten k_{21} visas i Figur 32. Denna modellkonstant är en del av differentialekvationerna för gradienten från oljetemperatur till hotspot-temperatur, som beskrivs i Avsnitt 2.2.5. Ett högre värde av denna modellkonstant ger ett högre toppvärde av hotspot-temperaturen efter ett steg i belastningen. Därmed blir det en ökning av högsta värdet för hotspot-temperaturen och en av åldring. Oljetemperaturen påverkas inte.



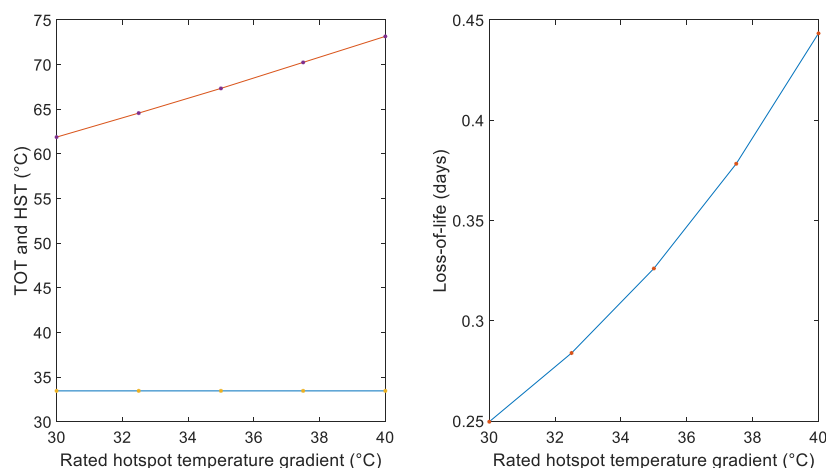
Figur 32. Påverkan av modellkonstant k_{21} för hotspot-temperaturen på transformatorn olje- och hotspot-temperatur (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

Påverkan av modellkonstanten k_{22} visas i Figur 33. Ett högre värde på denna konstant ger en långsammare ökning av gradienten efter ett steg men en snabbare sänkning efter toppen, som visas i Figur 10 och Figur 11. Denna modellkonstant påverkar bara gradienten och därmed inte oljetemperaturen, som visas i figuren. Ett högre värde på modellkonstanten minskar toppar i hotspot-temperaturen och därmed högsta värdet samt åldring.



Figur 33. Påverkan av modellkonstant k_{22} för hotspot-temperaturen på transformatorns olje- och hotspot-temperatur (← vänster) och åldring (höger →).

Påverkan av hotspot-temperaturökning vid märkeffekt visas i Figur 34. Ju högre temperaturökning vid märkeffekten, ju högre hotspot-temperatur och därmed ju mer åldring.



Figur 34. Påverkan av hotspot-temperaturökning vid märkeffekt $\Delta\theta_{hr}$ på transformatorns olje- och hotspot-temperatur (← vänster) och åldring (höger →)

3.5 TRANSFORMATORER MED HÖG TERMISK BELASTNING

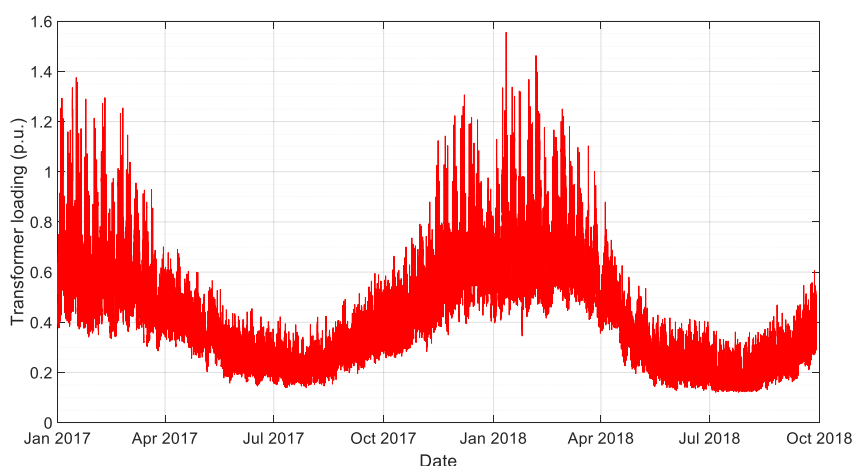
Basfallet som behandlades i Avsnitt 3.1 gav låga värden på olje- och hotspot-temperaturen, även om högsta belastning av transformatorn var lika med märkeffekten. Som redan angavs i Avsnitt 3.1 är det för att högsta belastningar inträffar vid låga omgivningstemperaturer.

För att ta ett referensfall med hög termisk belastning, har både strömmen (belastningen) och omgivningstemperaturen ökat jämfört med basfallet. Belastningen ökade med en faktor 1,56 och omgivningstemperaturen ökade med 10,5 °C jämfört med basfallet. Det gav en högsta hotspot temperatur lika med

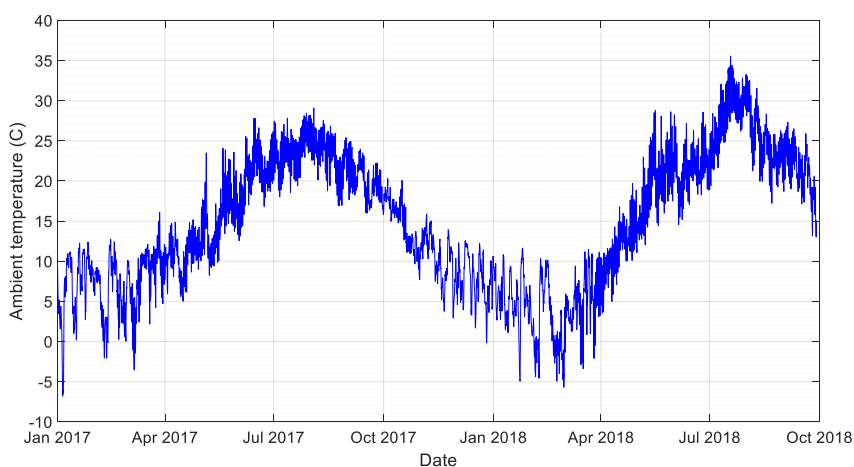
140 °C. Högsta oljetemperatur var 75,6 °C och den kumulativa åldringen var 108 dagar under den 22-månaders perioden.

Beräkningarna som visas i Avsnitt 3.1 har upprepats för fallet med hög termisk belastning. Resultaten visas i Figur 35 till och med Figur 39.

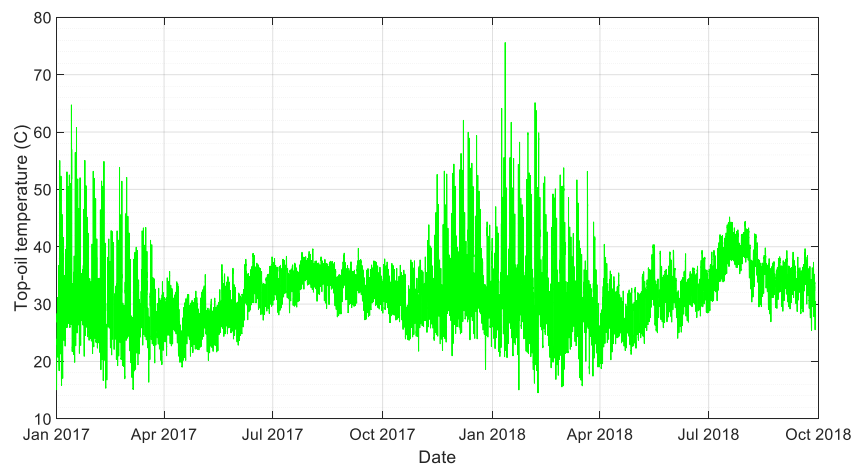
Figur 35 visar transformatorbelastning (strömmen i relation till märkströmmen) som funktion av tid. Figur 36 visar omgivningstemperaturen som funktion av tid. Figur 37 visar oljetemperatur som funktion av tid; denna figur ska jämföras med Figur 19 för basfallet. Höga värden på oljetemperaturen inträffar fortfarande under vintern, men är betydligt högre än i basfallet. Figur 38 visar hotspot-temperaturen som funktion av tid; figuren ska jämföras med Figur 20. Högsta hotspot-temperatur har kommit upp till 140 °C, jämfört med ungefär 65 °C för basfallet. Figur 39, jämförs med Figur 21, visar kumulativ åldring; den är ungefär 300 gånger så mycket som i basfallet. Största del av åldringen sker under några korta perioder under vintern.



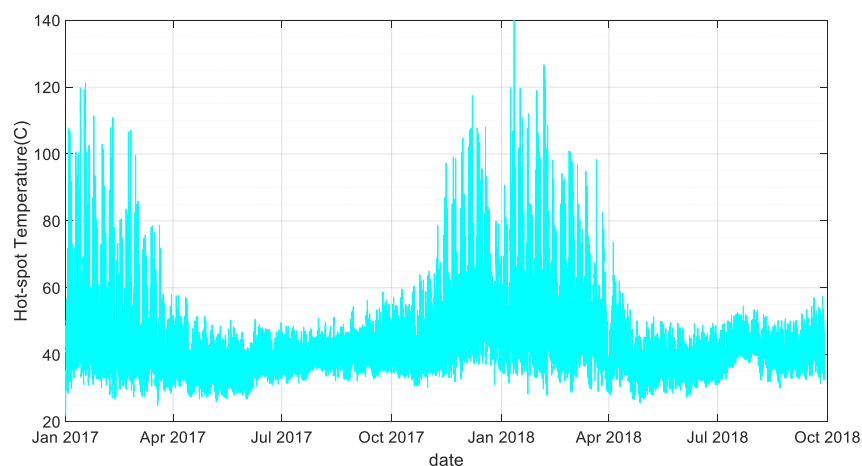
Figur 35. Transformatorbelastning som funktion av tid för fallet med hög termisk belastning.



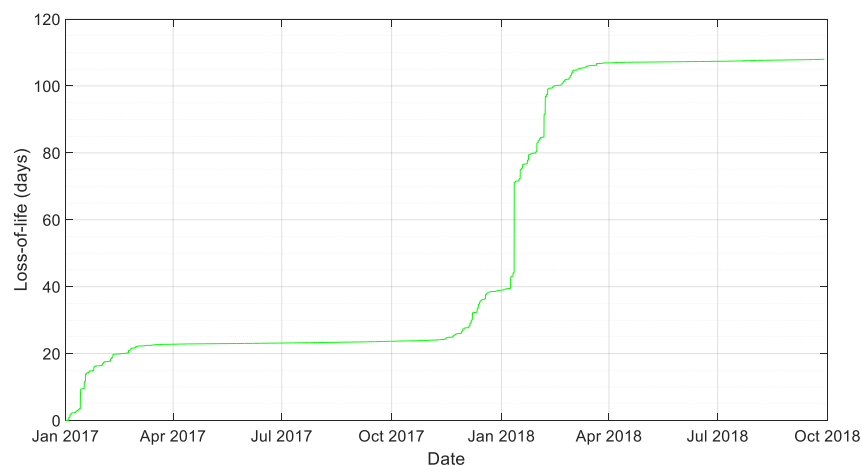
Figur 36. Omgivningstemperatur som funktion av tid för fallet med hög termisk belastning.



Figur 37. Oljetemperatur som funktion av tid för fallet med hög termisk belastning.



Figur 38. Hotspot-temperaturen som funktion av tid för fallet med hög termisk belastning.



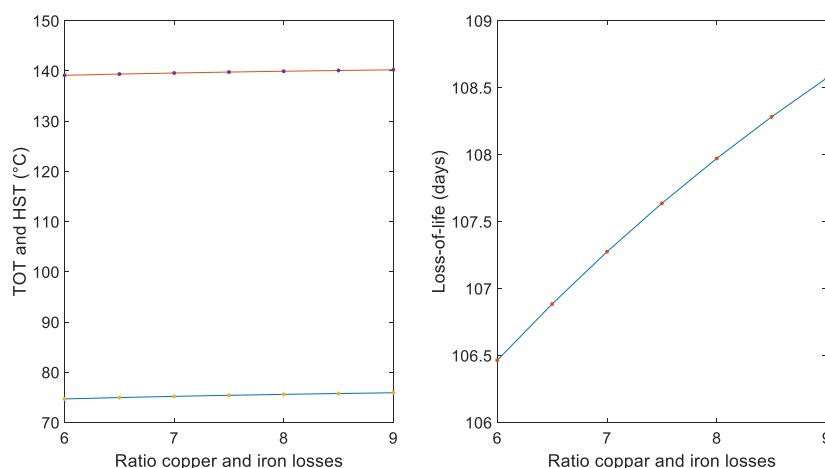
Figur 39. Kumulativ åldring som funktion av tid för fallet med hög termisk belastning.

3.6 TERMISKA PARAMETRAR VID HÖG BELASTNING

Påverkan av de olika parametrarna visades i Avsnitt 3.4 för en omgivningstemperatur och belastning som inte gav högre värden för hotspot- och oljetemperaturen. Det valdes, i Avsnitt 3.4, ett nytt referensfall där transformatorn har högre termiska påfrestningar. För detta nya referensfall har påverkan av termiska parametrar, vid samma spann som i Avsnitt 3.4, beräknats.

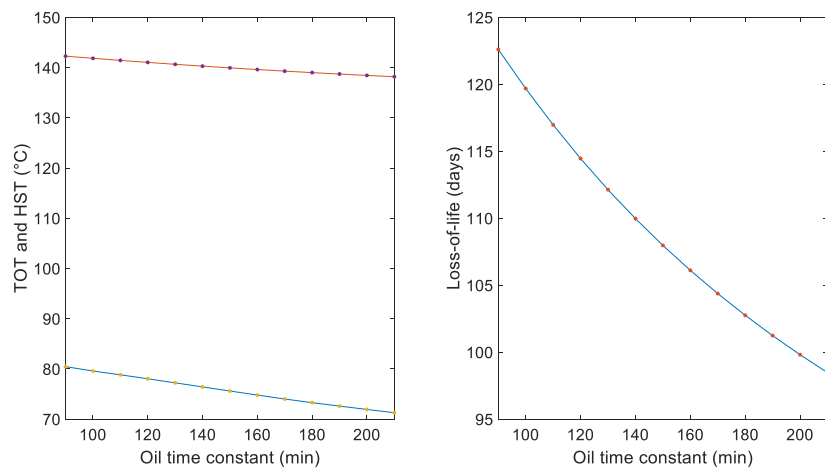
Belastningen ökade med en faktor 1,56 och omgivningstemperaturen ökade med 10,5 °C jämfört med basfallet. Det gav en högsta hotspot temperatur lika med 140 °C. Högsta oljetemperatur var 75,6 °C och den kumulativa åldringen var 108 dagar under den 22-månaders perioden.

Påverkan av förhållandet mellan koppar- och järnförluster visas i Figur 40; det visas en liten ökning i oljetemperatur, i hotspot-temperatur och i åldring. Observera att åldring ökar något med ett större förhållande vid denna belastning, medan det gav en sänkning vid basfallet, Figur 25. Påverkan är dock liten och försumbar i båda fall.



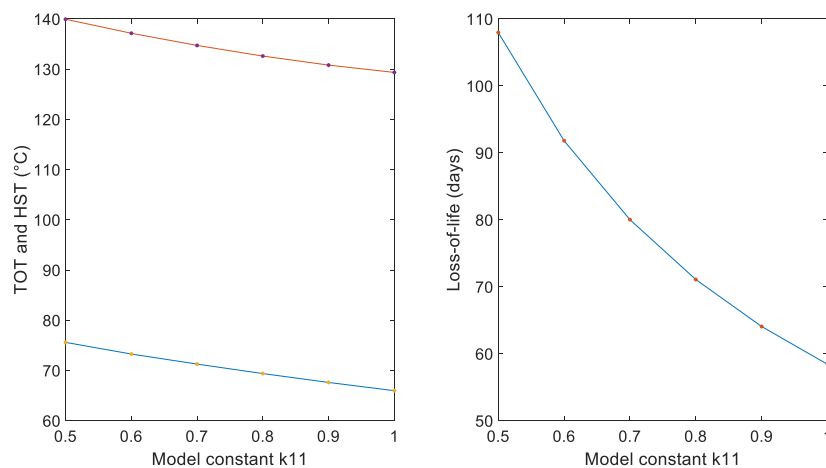
Figur 40. Påverkan av förhållandet mellan kopparförluster och järnförluster på transformatorns temperaturer (← vänster) och åldring (höger →).

Påverkan av oljetidskonstanten visas i Figur 41. Påverkan på temperaturerna är betydligt större än vid basfallet, Figur 26; samma gäller för åldringen.



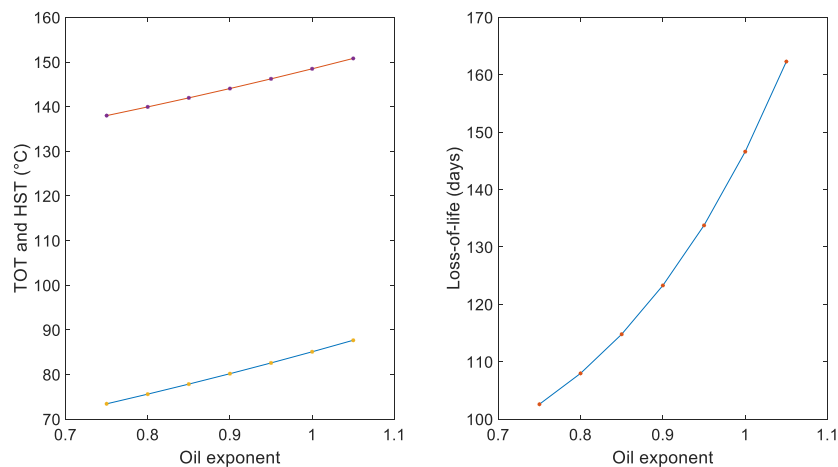
Figur 41. Påverkan av oljetidskonstanten på transformatorns temperaturer (← vänster) och åldring (höger →).

Påverkan av modellkonstant k_{11} visas i Figur 42. Påverkan på temperaturerna är ganska lika som i basfallet, Figur 27, men åldringen påverkas mer.



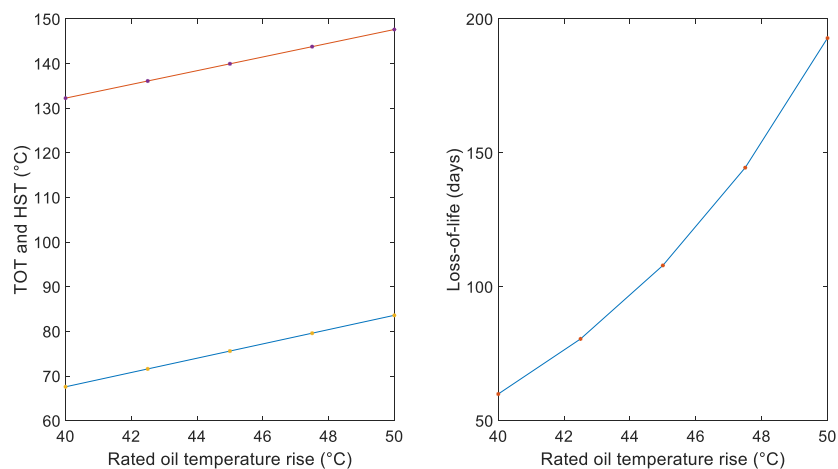
Figur 42. Påverkan modellkonstant k_{11} på transformatorns temperaturer (← vänster) och åldring (höger →).

Påverkan av oljeexponenten visas i Figur 43. Där det fanns en minskning med ökade värden av exponenten i basfallet, Figur 28, är det en ökning vid denna högre termiska påfrestning. Osäkerheten i exponenten kan ge ett antal graders skillnad i högsta temperaturerna.



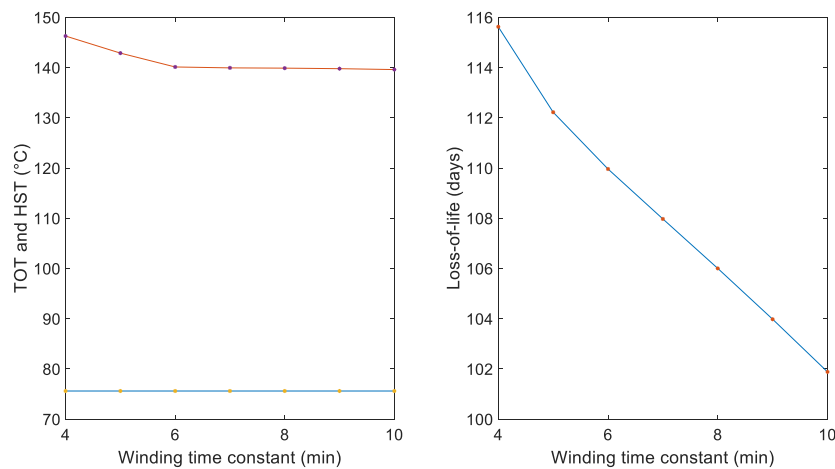
Figur 43. Påverkan av oljeexponent x på transformatorns temperaturer (← vänster) och åldring (höger →)

Påverkan av oljetemperaturökning vid märkeffekt visas i Figur 44. Ökning av olje- och hotspot-temperaturen är även mer än i basfallet, Figur 29, framför allt för oljetemperaturen. Åldringen ökar med en faktor tre för 10 grader ökning i temperaturökning vid märkeffekt.



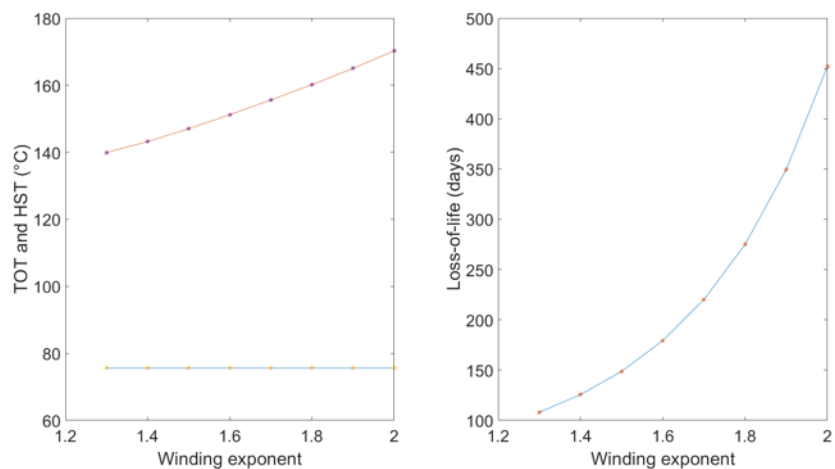
Figur 44. Påverkan av oljetemperaturökning vid märkeffekt $\Delta\theta_{or}$ på transformatorns olje- och hotspot-temperatur (← vänster) och åldring (höger →).

Påverkan av lindningstidskonstant visas i Figur 45; förloppet är väldigt lika som vid basfallet i Figur 30. Även vid ökad termisk påfrestning är påverkan på åldring liten och i praktiken försumbar.



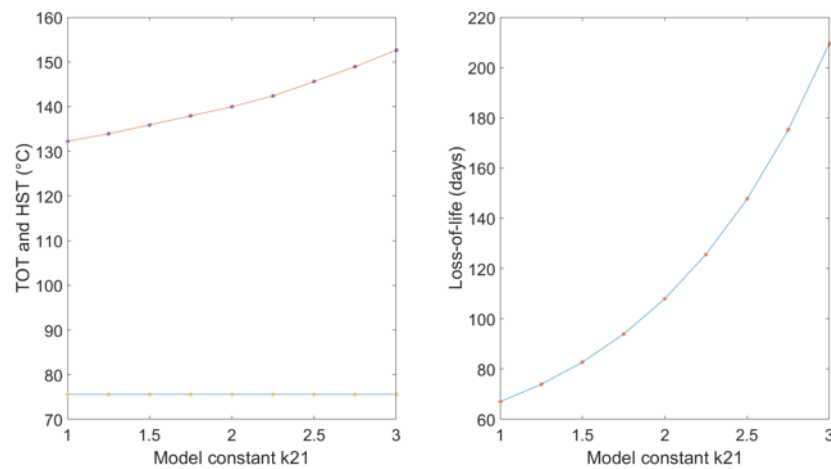
Figur 45. Påverkan av linjetidskonstant τ_w på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

Påverkan av lindningsexponenten visas i Figur 46. Påverkan på högsta hotspot-temperaturen är betydligt större än i basfallet, Figur 31 och åldringen ökar nu i stället för sänkningen som observerades för basfallet. På samma sätt som i basfallet finns det ingen påverkan på oljetemperaturen.



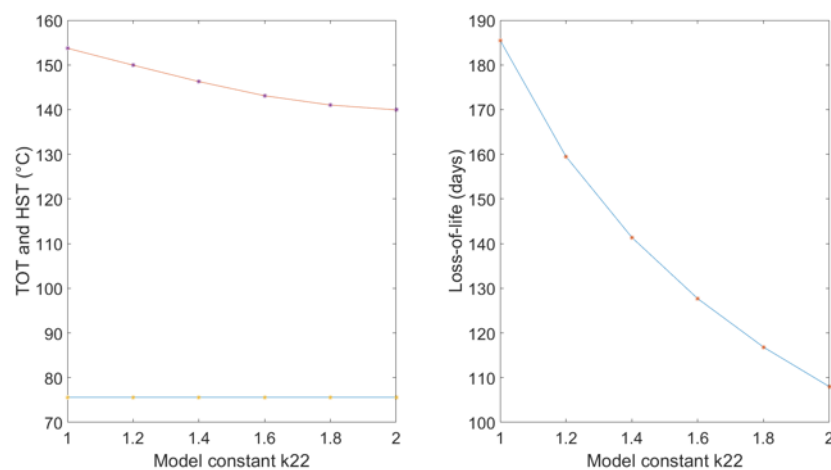
Figur 46. Påverkan av lindningsexponent γ på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →)

Påverkan av modellkonstant k_{21} visas i Figur 47. Påverkan på hotspot-temperaturen är ganska lika som i basfallet, Figur 32. Åldringen ökar betydligt mer än i basfallet; en faktor 3 i stället för 30 %.



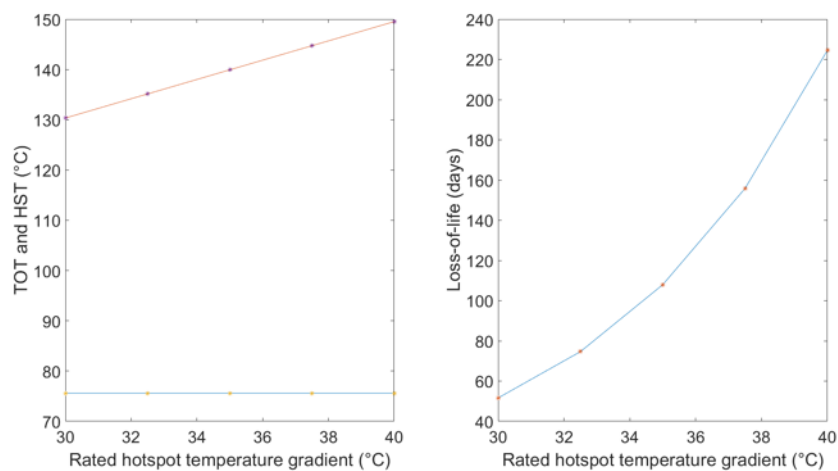
Figur 47. Påverkan av modelltidskonstant k_{21} på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

Påverkan av modelltidskonstant k_{22} visas i Figur 48. Förloppet är igen ganska lika som i basfallet, Figur 33.



Figur 48. Påverkan av modelltidskonstant k_{22} på transformatorns temperaturer (← vänster) och kumulativ åldring (höger →).

Påverkan av gradienten vid märkeffekt visas i Figur 49; förloppet är igen ganska lika som i basfallet, Figur 34.



Figur 49. Påverkan av hotspottgradient vid märkeffekt $\Delta\theta_{hr}$ på transformatorns temperaturer (← vänster) och åldring (höger →).

4 Överbelastningsskydd för transformatorer

4.1 SKYDD BASERAT PÅ OLJETEMPERATUR

En stor del av större transformatorer är försedda med sensorer som mäter topp-oljetemperaturen (TOT). Det gör oljetemperatur till en bra parameter att använda i överbelastningsskydd. Baserat på uppmätta värden kan transformatorn kopplas bort eller kan det ges ett larm till driftcentralen. Eftersom den termiska tidskonstanten av oljan är ett antal timmar, låter det mest rimligt att ge ett larm till driftcentralen. Personal i driftcentralen kan då göra en bedömning av vilka åtgärder skulle vara mest lämpliga.

Det behövs dock ett tröskelvärde för oljetemperatur, som högsta värde där det inte behövs ta åtgärder. Det finns en del rekommendationer i litteraturen och i standarden (som har diskuterats i Avsnitt 2.2.9) men dessa är inte strikta gränser. Det som sätter gräns på belastning av transformatorn är framför allt åldring av isolationen; den beror mest på hotspot-temperatur och tidigare förlopp av hotspot-temperatur. När hotspot-temperatur överskrider en viss tröskel (till exempel 140 °C) då är det bättre att snabbt minska strömmen genom transformatorn eller att helt koppla bort transformatorn (som har samma konsekvens).

Det finns ett antal olika tillvägagångssätt här, även om det saknas uppmätt information om hotspot-temperatur:

- Det antas ett tröskelvärde för oljetemperaturen, som är sådant att sannolikheten för hög hotspot-temperatur är försumbar så länge oljetemperaturen är mindre än tröskelvärdet. Det är ett säkert sätt att skydda transformatorn mot överbelastning.
- Det används information om sannolikheten för hög hotspot-temperatur som funktion av oljetemperaturen. Ju högre oljetemperaturen, desto större sannolikheten för att hotspot-temperatur överskrider ett visst tröskelvärde. Baserat på denna sannolikhet, vid ett uppmätt värde av hotspot-temperaturen, kan det göras en avvägning mellan risker med överbelastning och risker samt konsekvenser med att ta åtgärder. Det behandlas i mer detalj i Avsnitt 4.2
- Använd en modell för att uppskatta hotspot-temperatur från oljetemperaturen, historiska belastning och historiska omgivningstemperatur. Det behandlas i mer detalj i Avsnitt 4.3.

4.2 SANNOLIKHET FÖR HÖG HOTSPOT-TEMPERATUR FRÅN UPPMÄTT OLJETEMPERATUR

Det finns ingen direkt relation mellan oljetemperatur och hotspot-temperatur under driften av en transformator; temperaturerna styrs av tre differentialekvationer som anger hur värden ändras vid variationer i belastning och omgivningstemperatur. Det har beskrivits i detalj i Avsnitt 2.2.

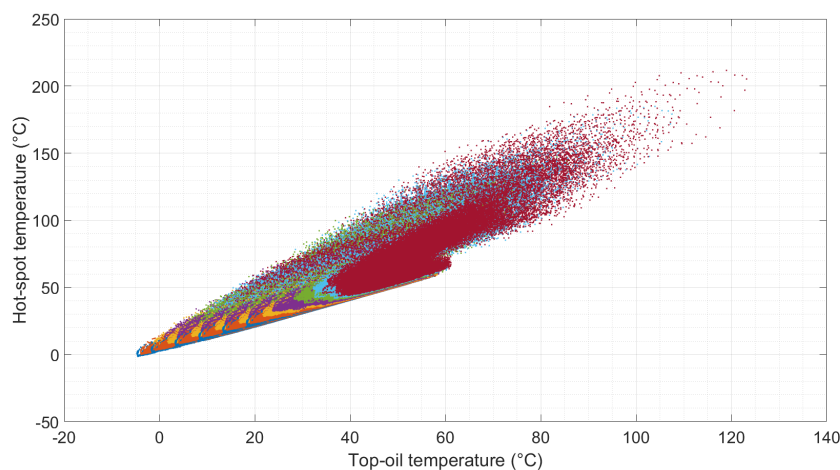
Under stationärt tillstånd går det att ge en relation mellan hotspot-temperatur och oljetemperatur som visas bland annat i Figur 1 och Figur 7. Det finns olika tidkonstanter för hotspot-temperatur och oljetemperatur, som gör att det inte finns sådana enkla relationer för realistiska driftförhållanden, där belastningen och omgivningstemperaturen varierar.

För att ändå kunna relatera hotspot-temperatur till oljetemperatur har det gjorts en del simuleringar, för samma transformator som i Kapitel 3. Utgående från basfallet, som beskrivs i Kapitel 3, har det definierats ett antal fall med högre påfrestning av transformatorn, genom att öka temperaturen och belastningen.

Temperaturen har ökats genom att addera ett värde till tidserien i basfallet: värden som adderades var 2, 5, 10, 15, 20 och 25 °C. Totalt var det 7 olika tidserier för temperaturen (basfallet plus 6 fall med ökade omgivningstemperatur).

Belastningen har ökats genom att multiplicera tidserien i basfallet med ett värde: värden som multiplicerades med var 0,5, 0,6, 0,9, 1,1, 1,5, 1,8 och 2,0. Totalt var det åtta fall, inklusive basfallet.

Värden av hotspot-temperatur och oljetemperatur för alla dessa fall (totalt 7 gånger 9, 56 fall) har kombinerats för att beräkna sannolikheten att hotspot-temperatur överskrider ett visst tröskelvärde, för ett visst värde av oljetemperatur. Värden på hotspot-temperatur och oljetemperatur visas i Figur 50, där de olika färgerna representerar de värden för de olika multiplikationsfaktorerna (0,5, 0,6. Osv).

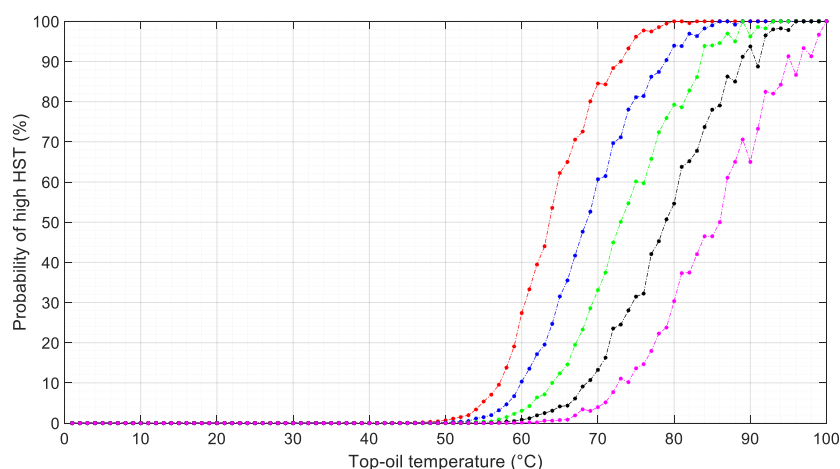


Figur 50. Hotspot-temperatur mot oljetemperatur för basfallet med ökade påfrestning av transformator genom ökade omgivningstemperatur och ökade belastning.

Information som var underlag till Figur 50 har använts för att få sannolikhetsfördelning av hotspot-temperaturen för en given oljetemperatur; resultaten visas i Figur 51: sannolikheten för att hotspot-temperatur överskrider fem olika trösklar (100, 110, 120, 130 och 140 °C, vänster till höger), som funktion av oljetemperatur.

För varje tröskelvärde finns det (något förenklat) tre olika områden för oljetemperatur:

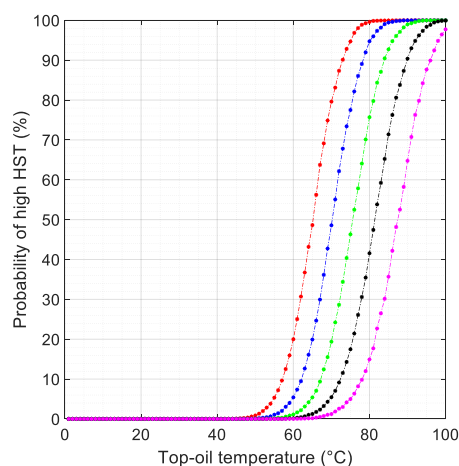
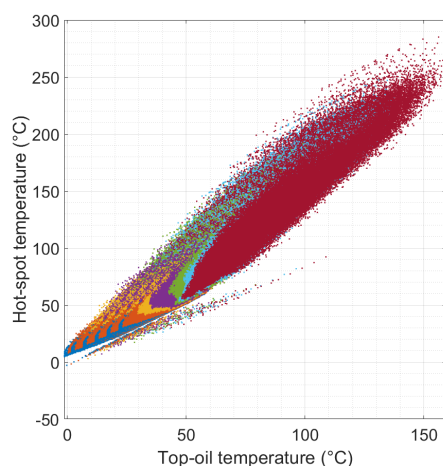
- Upp till ett visst värde av oljetemperatur är sannolikheten för hög hotspot-temperatur helt försumbart. Det är nästan säkert att hotspot-temperatur är under tröskelvärdet.
- Över ett visst annat värde av oljetemperatur är sannolikheten för hög hotspot-temperatur nära ett. Det är nästan säkert att hotspot-temperatur är över tröskelvärdet.
- Mellan dessa två värden av oljetemperaturen visar ökning av sannolikheten ungefär en rak linje.



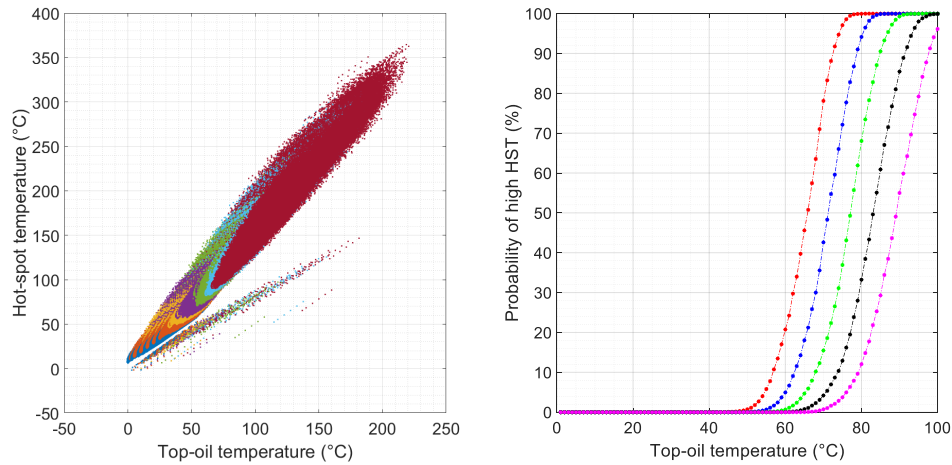
Figur 51. Sannolikhet för att hotspot-temperatur överskrider vissa nivåer, som funktion av oljetemperatur; 100 °C (röd), 110 °C (blå), 120 °C (grön), 130 °C (svart), 140 °C (lila).

Beräkningarna har upprepats för fyra olika tidserier för transformatorns belastning. Dessa fyra tidserier visade högre värden på högsta belastning under mätperioden. Alla andra parametrar har varit samma som förut.

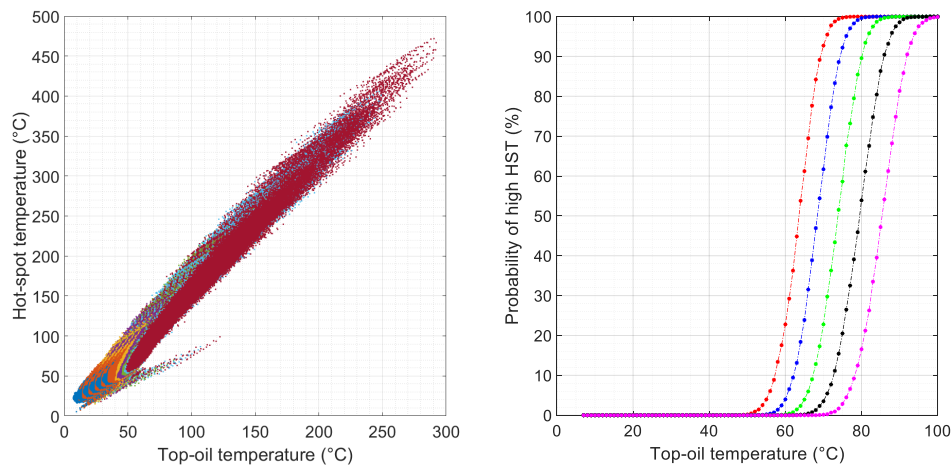
- Första fallet (Figur 50 och Figur 51) hade högsta belastning lika med 1 p.u.
- Andra fallet (Figur 52) hade högsta belastning lika med 1,24 p.u.
- Tredje fallet (Figur 53) hade högsta belastning lika med 1,44 p.u.
- Fjärde fallet (Figur 54) hade högsta belastning lika med 1,71 p.u.
- Femte fallet (Figur 55) hade högsta belastning lika med 1,77 p.u.



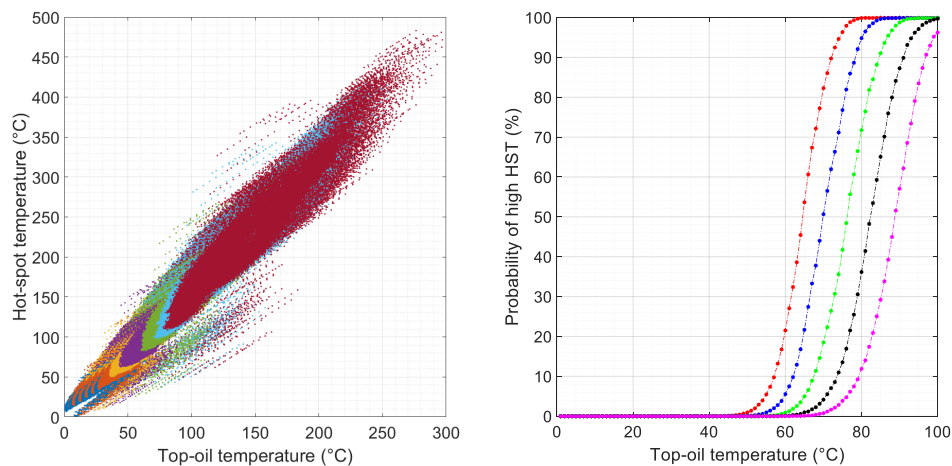
Figur 52. Hotspot-temperatur mot oljetemperatur (← vänster) och sannolikhet för hög hotspot-temperatur (höger →) för andra fallet; 100 °C (röd), 110 °C (blå), 120 °C (grön), 130 °C (svart), 140 °C (lila).



Figur 53. Hotspot-temperatur mot oljetemperatur (← vänster) och sannolikhet för hög hotspot-temperatur (höger →) för tredje fallet; 100 °C (röd), 110 °C (blå), 120 °C (grön), 130 °C (svart), 140 °C (lila).



Figur 54. Hotspot-temperatur mot oljetemperatur (← vänster) och sannolikhet för hög hotspot-temperatur (höger →) för fjärde fallet; 100 °C (röd), 110 °C (blå), 120 °C (grön), 130 °C (svart), 140 °C (lila).



Figur 55. Hotspot-temperatur mot oljetemperatur (← vänster) och sannolikhet för hög hotspot-temperatur (höger →) för femte fallet; 100 °C (röd), 110 °C (blå), 120 °C (grön), 130 °C (svart), 140 °C (lila).

Från varje figur (Figur 51 t.o.m. Figur 55) har det beräknats oljetemperaturerna som ger en vis sannolikhet att en viss hotspot-temperatur överskrider. Beräkningarna har utförts för hotspot-temperaturer från 100 °C till 140 °C; medelvärden har tagits över de fem figurerna och resultat visas i Tabell 6.

Tabell 6. Percentilvärden av oljetemperatur för olika värden av hotspot-temperatur. [T2.xlsx].

Percentilvärde	Hotspot-temperatur				
	100 °C	110 °C	120 °C	130 °C	140 °C
10%	57 °C	62 °C	67 °C	73 °C	78 °C
20%	60 °C	64 °C	70 °C	75 °C	81 °C
50%	65 °C	70 °C	75 °C	81 °C	88 °C
80%	69 °C	75 °C	81 °C	87 °C	93 °C
90%	72 °C	78 °C	84 °C	90 °C	96 °C

Från tabellen kan det till exempel bestämmas vad som är säkra värden för oljetemperatur om man vill hålla hotspot-temperaturen under ett visst värde. Vill man till exempel med stor säkerhet hålla hotspot-temperaturen under 110 °C, då ska oljetemperatur hållas under 62 °C. Det går också att bedöma riskerna med hög hotspot-temperatur för ett visst värde av oljetemperatur. Till exempel, för en oljetemperatur på 75 °C är det en 50 % sannolikhet för att hotspot-temperaturen överskrider 120 °C.

Om man jämför kolumnerna i Tabell 6, då ser man att varje 5 °C ökning i oljetemperatur motsvarar ungefär en 10 °C ökning i hotspot-temperaturen.

4.3 MODELL FÖR HOTSPOT-TEMPERATUR

Att mäta oljetemperatur vid transformatorer är vanligt och ganska enkelt; att mäta hotspot-temperaturen är svårt och att mäta den allra högsta temperaturen är i praktiken inte möjligt eftersom man vet inte var den kommer att inträffa.

Det finns transformatorer där det görs mätningar av lindningstemperaturen och från dessa kan det göras en mer noggrann uppskattning av hotspot-temperaturen; sådana transformatorer används dock mest i forskning [28, 29, 30]. De flesta transformatorer har dock bara mätning av topp-oljetemperatur (vi använder som sagt ordet "oljetemperatur" i största delen av rapporten) och då behövs det en modell för att uppskatta hotspot-temperaturen.

Modellen för temperaturgradienten, som beskrivs i Avsnitt 2.2.5, kan användas för detta. Hotspot-temperaturen blir då summan av den uppmätta oljetemperaturen och den beräknade gradienten (skillnaden mellan hotspot- och oljetemperaturen). Detta resulterade värde av hotspot-temperaturen kan då jämföras med ett tröskelvärde för att generera ett larm eller direkt koppla ut transformatorn. Om det

finns en detaljerad och noggrann termisk modell av transformatorn, där alla modellparametrar är noggrant kända, då kan den beräknade hotspot-temperaturen direkt användas för skydd mot termisk överbelastning.

Det finns dock osäkerheter i modellen och i modellparametrar som gör att det som kommer ut från beräkningarna bara är en uppskattning. Osäkerheterna i modellparametrar ger en osäkerhet i hotspot-temperaturen. I stället för ett värde för temperaturen blir det en sannolikhetsfördelning. Det är fortfarande möjligt att använda det beräknade värdet av hotspot-temperaturen inom överbelastningsskydd. Här kan det dock rekommenderas att lägga till en marginal mellan temperaturen där skyddet ska ta bort transformatorn och den högst tillåtna temperaturen. På grund av osäkerheter i modellen och i modellparametrar kan den verkliga temperaturen vara högre än den beräknade temperaturen.

I nästa avsnitt behandlas det ett annat alternativ: osäkerheterna i modellparametrar används för att kvantifiera osäkerheten i hotspot-temperaturen. I stället för ett värde för hotspot-temperaturen kommer det att beräknas sannolikhetsfördelningen för hotspot-temperaturen. Tröskelvärdet, som bestämmer när skyddet ingriper, kommer då att bestå av en viss temperatur och en viss sannolikhet; till exempel, skyddet ingriper när det finns mer än 20 % sannolikhet för att hotspot-temperaturen överskrider 110 °C. Det kommer att visas några beräkningsexempel i nästa avsnitt.

4.4 SKYDD BASERAT PÅ BERÄKNADE HOTSPOT-TEMPERATUREN

4.4.1 Beräkningsmetoden

För att kvantifiera osäkerheten i hotspot-temperaturen har det antagits att oljetemperaturen är känd, att själva modellen för temperaturgradienten (ökning av hotspot-temperaturen över oljetemperaturen) stämmer, men att det finns osäkerheter i modellparametrarna. Det antogs också att modellparametrarna var konstanta, och inte varierade över tid.

En normalfördelning har antagits för modellparametrarna, där förväntade värdet är lika med värdet som har använts i tidigare beräkningar. Standardavvikelsen som har använts är som nedan:

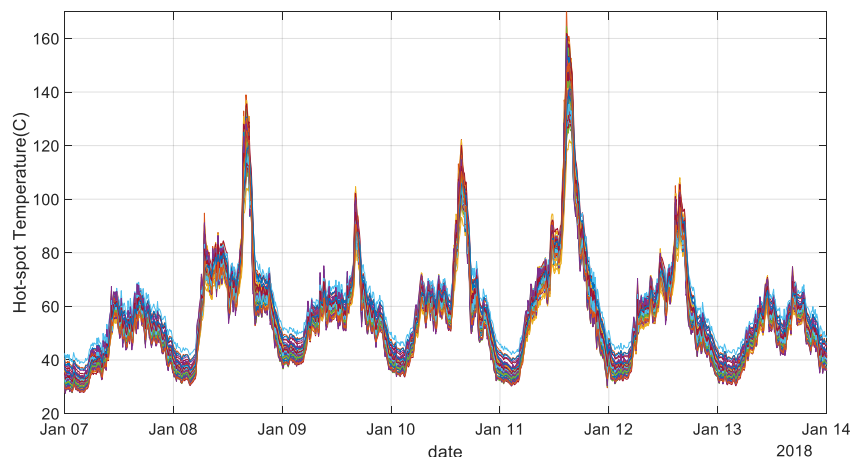
- Temperaturgradient vid märkeffekt: 2,5 °C
- Modellkonstant k_{21} : 0,4
- Modellkonstant k_{22} : 0,2
- Lindningstidskonstanten: 2 minuter
- Lindningsexponent: 0,15

Vid vissa låga värden av lindningstidskonstanten blev simuleringen instabil; därför har det bara tagits med de fall där lindningstidskonstanten var 4 minuter eller mer.

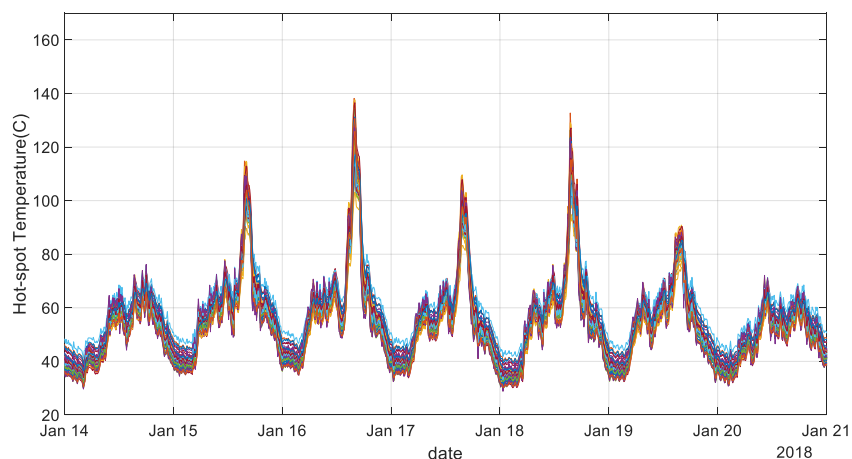
4.4.2 Resultat för tre veckor

Det beräknades 100 olika tidserier av hotspot-temperaturen, med slumpmässiga värden (enligt normalfördelningen) för dessa parametrar; dessa 100 tidserier visas i

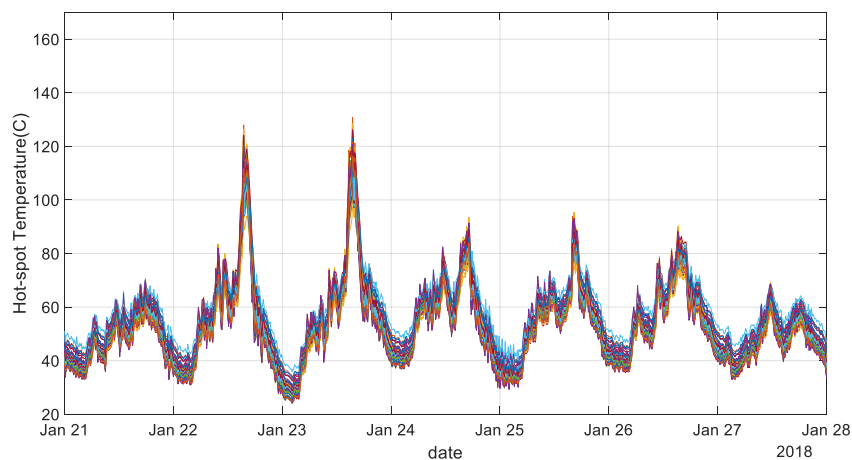
Figur 56, Figur 57 och Figur 58 för tre olika veckor i januari 2018. Förloppet har likheter mellan olika dagar och olika veckor, men figurena visar ändå att det behövs en separat beräkning för varje dag beroende på utetemperatur och transformatorbelastning. Topparna är olika för de olika dagarna och även osäkerheten i temperaturen vid topparna är olika. Osäkerheten i hotspot-temperaturen är i allmänt stor vid topparna; detta gör framför allt att det är viktigt att ta hänsyn till osäkerheterna i modellen och modellparametrarna.



Figur 56. Hotspot-temperatur som funktion av tid under andra veckan i januari 2018, med osäkerhet i parametrar till termiska modellen.



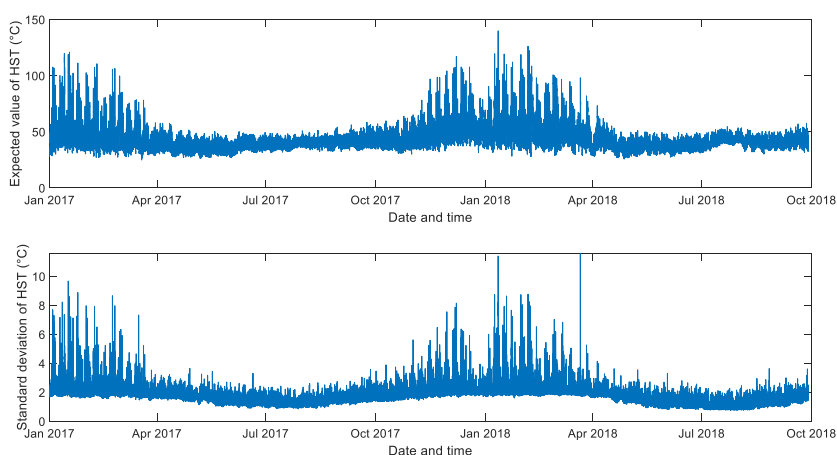
Figur 57. Hotspot-temperatur som funktion av tid under tredje veckan i januari 2018, med osäkerhet i parametrar till termiska modellen.



Figur 58. Hotspot-temperatur som funktion av tid under fjärde veckan i januari 2018, med osäkerhet i parametrar till termiska modellen.

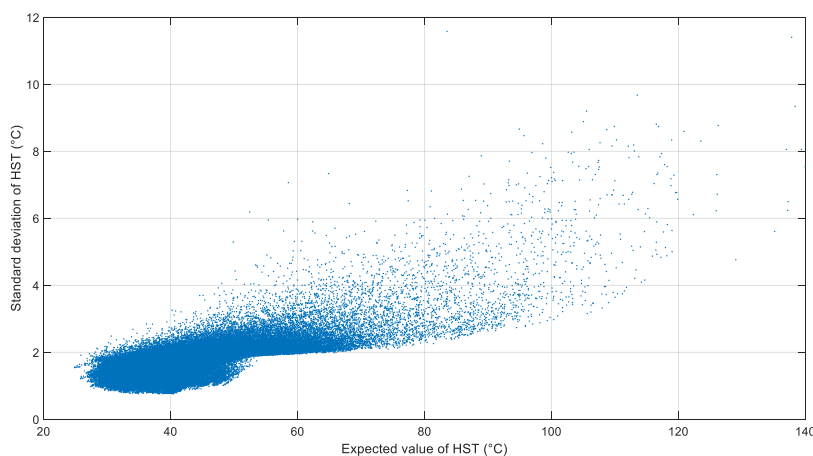
4.4.3 Förväntade värde och standardavvikelsen

För att bedöma om osäkerheten i hotspot-temperaturen, på grund av osäkerheten i modellparametrar, varierar med tid, har det gjorts en del analyser av resultaten som visas i förra avsnittet. Osäkerheterna i modellparametrar har antagits vara konstanta; men transformatorbelastning och utetemperatur varierar med tid. Figur 59 visar hur medelvärdet och standardavvikelsen av hotspot-temperaturen varierar med tid, under hela 22-månaders mätperioden. Medelvärdet och standardavvikelsen beräknades från 1000 tidserier med slumpmässiga parametervärden för termiska modellen. Figuren visar att standardavvikelsen (och därmed osäkerheten) varierar mycket under perioden också. Framför allt under vintern finns det perioder med stor osäkerhet i hotspot-temperaturen.



Figur 59. Förväntade värde (ovan) och standardavvikelse (nedan) av hotspot-temperaturen under hela 22-månaders perioden.

För att analysera detta vidare visas relationen mellan förväntade värde och standardavvikelsen i Figur 60.

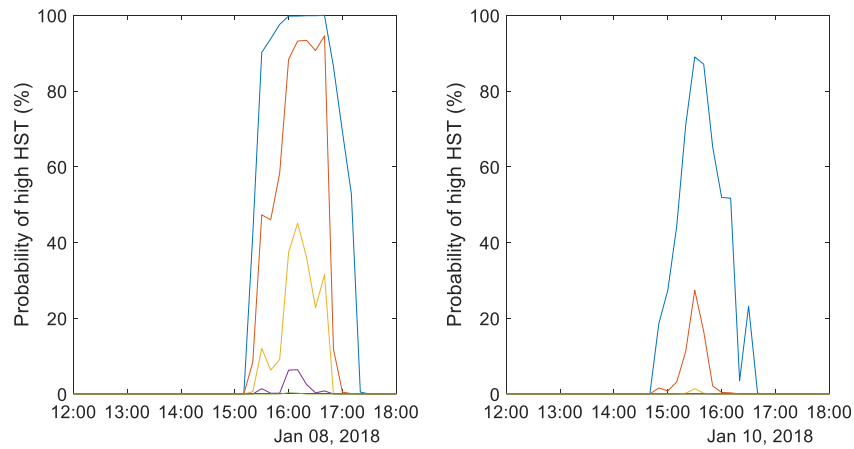


Figur 60. Relation mellan standardavvikelsen och förväntade värde för hotspot-temperaturen under hela 22-månaders perioden.

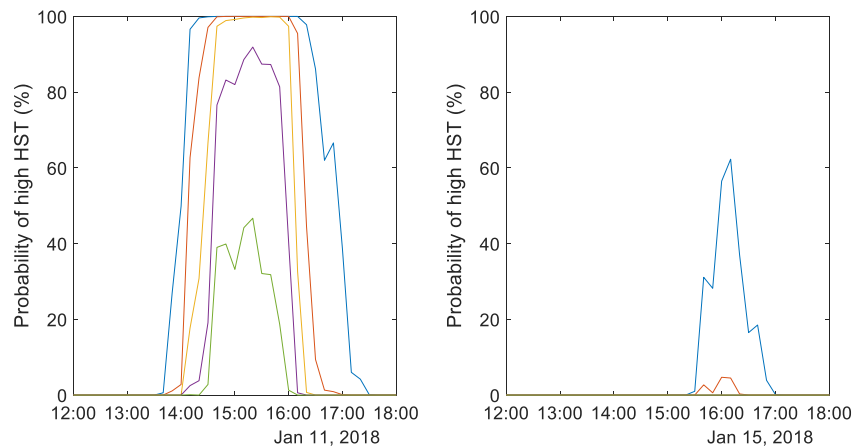
Mest av intresse, för skydd baserat på hotspot-temperaturen är standardavvikelser vid höga förväntade värden, dvs. högre hälften av figuren. Spridning i standardavvikelsen ökar med ökade hotspot-temperaturen så att det är svårt att komma med rekommendationer om vilket värde som ska användas. Slutsatsen från figuren är därför att det behövs en kontinuerlig beräkning av sannolikhetsfördelning av hotspot-temperaturen. Att använda ett fast värde på standardavvikelsen skulle ge en underskattning av riskerna och/eller en överskattning under delar av tiden. Här ska det också läggas till att det figurerna i detta avsnitt baseras på utetemperaturen och belastning för en transformator. Läget kan vara helt annorlunda för andra transformatorer. Det är därför rekommenderat att inte utgå från ett fast värde av standardavvikelsen, men i stället beräkna fördelningen för varje timme.

4.4.4 Sannolikhet för hög hotspot-temperatur

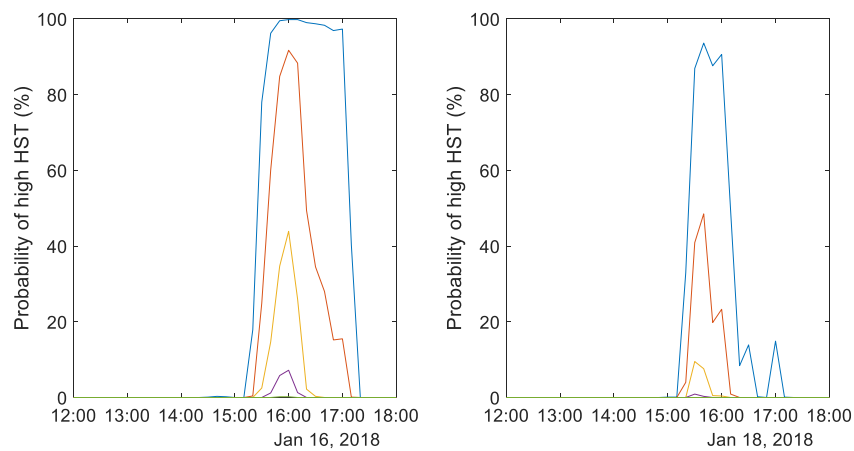
Sannolikhetsfördelningen för hotspot-temperaturen, beräknad enligt metoden från förra avsnitt, har använts för att beräkna sannolikheten för att hotspot-temperaturen överskrider vissa gränsvärden. Resultat visas i Figur 61 t.o.m. Figur 64 för åtta olika dagar i januari 2018. Under dessa dagar var den termiska belastningen av transformatorn högst.



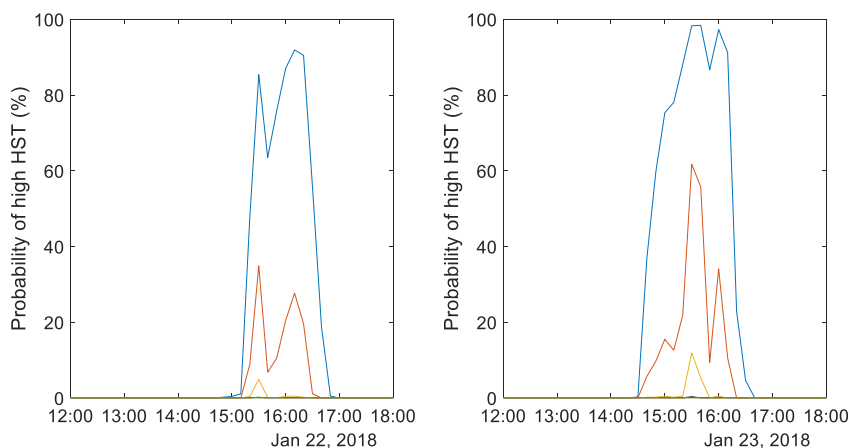
Figur 61. Sannolikhet för att hotspot-temperatur överskrider 100 °C (blå), 110 °C (röd), 120 °C (orange), 130 °C (lilla) och 140 °C (grön), för två olika dagar.



Figur 62. Sannolikhet för att hotspot-temperatur överskrider 100 °C (blå), 110 °C (röd), 120 °C (orange), 130 °C (lilla) och 140 °C (grön), för två olika dagar.



Figur 63. Sannolikhet för att hotspot-temperatur överskrider 100 °C (blå), 110 °C (röd), 120 °C (orange), 130 °C (lilla) och 140 °C (grön) för två olika dagar.



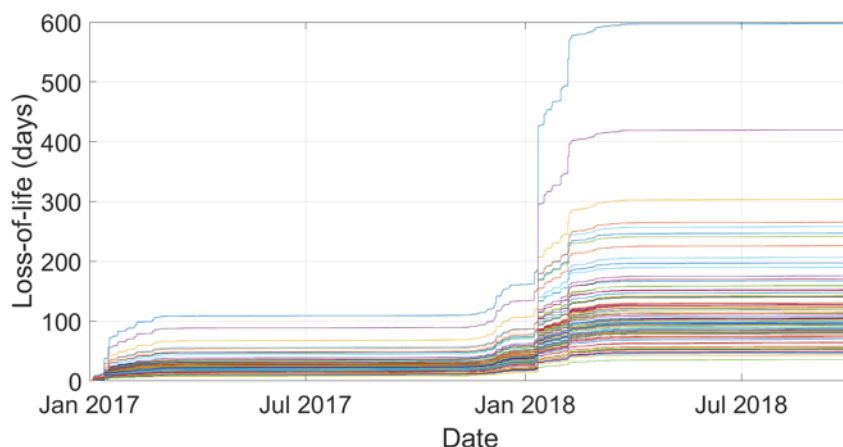
Figur 64. Sannolikhet för att hotspot-temperatur överskrider 100 °C (blå), 110 °C (röd), 120 °C (orange), 130 °C (lilla) och 140 °C (grön) för två olika dagar.

Det visas i figurerna igen att varje dag är annorlunda, det är svårt att dra direkta slutsatser utan att göra en sådan typ av detaljerad beräkning som har gjort här.

Den högsta termiska belastningen av transformatorn finns den 11e januari, sannolikheten för att hotspot-temperaturen är över 130 °C är hög under mer än en timme; och under nästan tre timmar finns det en hög sannolikhet för att temperaturen överskrider 100 °C. Det finns även en icke-försumbar sannolikhet (kring 40 %) för att temperaturen kommer över 140 °C.

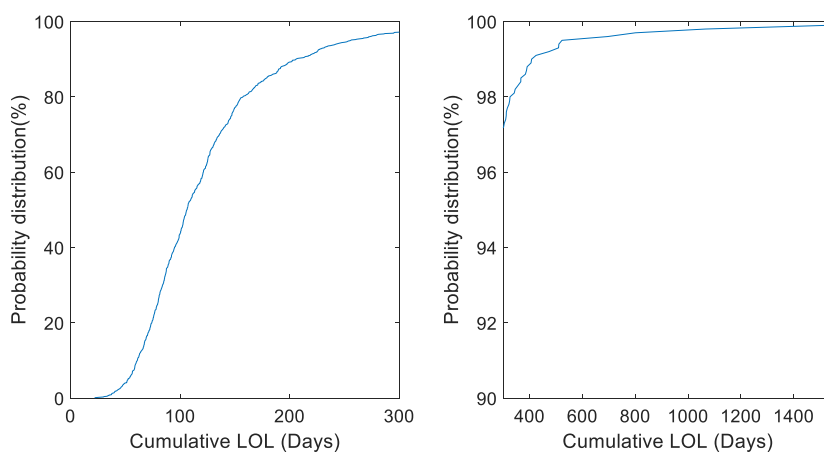
4.5 FÖREBYGGA SNABB ÅLDNING

Beräkningarna som gjordes i förra avsnittet, upprepades för att beräkna åldring på grund av hög hotspot-temperatur. Från tidserier för hotspot-temperaturen med olika värden för modellparametrar (som visas i förra avsnittet) beräknades det tidserier för kumulativ åldring under en 22-månaders period. Resultat visas, för 100 olika tidserier, i Figur 65. Åldringen (lutningen i kurvorna) är liten under stora delar av de 22 månaderna, men hög under korta perioder under vintern. Även om det finns låga utetemperaturer då är belastningen av transformatorn så pass hög att det blir höga hotspot-temperaturer och därmed hög åldring.



Figur 65. Åldring som funktion av tid, för 100 olika tidserier, med osäkerhet i termiska parametrar.

De flesta tidserier ger kumulativ åldring, över hela 22 månader, någonstans mellan 50 och 150 dagar, men det finns dock också tidserier med betydligt högre åldring. Det visas mer tydligt i Figur 66, där sannolikhetsfördelning visas för den kumulativa åldringen över 22 månader. Det genererades 1000 tidserier för att nå sannolikhetsfördelningen. Det finns en ungefär 80 % sannolikhet för att åldringen är mindre än 150 dagar, men det finns också en liten sannolikhet (mindre än 1 %, men icke noll) för att åldringen är mer än 1000 dagar.



Figur 66. Sannolikhetsfördelning av kumulativ åldring över 22 månader, med två olika horisontella skalor

Slutsatsen från detta är att det finns stor osäkerhet i uppskattning av åldring; det kan göra det svårt att använda åldring som ett mått för att bestämma om transformatorbelastningen ska minskas.

Åldring är en kumulativ process där det bara efter en längre tid (månader eller år) kan tas ett beslut. Det är därför inte möjligt att använda information om åldring för behovet på minskad belastning under drift eller korttidsplanering. En sådan bedömning kan dock vara lämpligt att göra någon gång om året för transformatorer som har varit högt belastade. I detta fall, där den höga

belastningen är under vintern, är det lämpligt att göra bedömningen under våren. Baserad på resultatet kan då bestämmas om det behövs åtgärder eller inte för aktuell transformator. Åtgärder kan då vara att minska framtida belastning eller att byta ut transformatorn. Ett sådant tillvägagångssätt kan vara lämpligt till exempel för distributionstransformatorer med snabbt växande mängd solcellsanläggningar och/eller fordonsladdning, där det kan vara svårt att göra en bedömning innan.

4.6 SNABBA ÖKNINGAR I HOTSPOT-TEMPERATUREN PÅ GRUND AV FEL

Det finns en stor skillnad mellan termiska tidkonstanter för olja (2 till 4 timmar) och lindningen (5 till 10 minuter). Konsekvensen är att en stegvis ökning i strömmen ger en snabb ökning i lindningstemperaturen (hotspot-temperatur) följt av en långsam ökning av oljetemperaturen, se även Avsnitt 2.2.7. Det extrema fallet är en kortslutning nedströms av transformatorn, där det kan bli en snabb och stor ökning av hotspot-temperatur utan att det märkts något i oljetemperatur. Det skulle därför behövas en marginal för fallet att det inträffar en sådan kortslutning.

Som det nämndes förut, finns det två bidrag till temperaturgradienten mellan oljetemperatur och hotspot-temperatur, med två olika tidskonstanter. Här kommer vi bara att ta med bidraget med den korta tidskonstanten ($\Delta\theta_{h1}$) och antar att andra bidraget ($\Delta\theta_{h2}$) är konstant under felet. Eftersom felbortkopplingstiden är högst några sekunder och tidskonstanten för andra bidraget är några timmar är det ett rimligt antagande.

Följande differentialekvationen gäller:

$$k_{21} \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} = k_{22} \cdot \tau_{22} \cdot \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1}$$

Vi antar att det finns ett (stort) steg i strömmen från $K = K_0$, för $t < 0$, till $K = K_1$ för $t > 0$. Vi antar också att det finns stationära tillstånd innan steget, så att

$$\Delta\theta_{h1}(0) = k_{21} \cdot (K_0)^y \cdot \Delta\theta_{hr}$$

Direkt efter steget, är systemet inte längre i stationärt tillstånd, med ett tidsderivat i hotspot-temperatur som konsekvens:

$$\frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} = \frac{k_{21} \cdot (K_1)^y \cdot \Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h1}(0)}{k_{22} \cdot \tau_w}$$

Om vi kombinerar dessa två ekvationer, och antar att det är ett stort steg, $(K_1)^y \gg (K_0)^y$, då får vi ett uttryck för tidsderivatan som funktion av strömmen efter steget:

$$\frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} \approx \frac{k_{21} \cdot (K_1)^y \cdot \Delta\theta_{hr}}{k_{22} \cdot \tau_w}$$

För att få en uppskattning av vad tidsderivatan kommer att vara i praktiska fall, har det antagits parametrar som rekommenderas av IEC; de visas i Tabell 7.

Tabell 7. Termiska modellparametrar för olika typer av transformatorer; IEC standard

	ONAN	ONAN	ONAF
	Små ONAN	Stor ONAN	ONAF

y	1,6	1,3	1,3
k_{21}	1,0	3,0	2,0
k_{22}	2,0	2,0	2,0
τ_w	4 min	10 min	7 min
$\Delta\theta_{hr}$	27 °C	27 °C	27 °C

Det har räknats ut hur snabbt temperaturen kommer att öka för olika nivåer av strömmen efter steget, för de tre transformatorerna i Tabell 8. Tabellen anger även hur mycket temperaturen kommer att öka under fem sekunder, som är högst tillåtna felbortkopplingstid i Sverige.

Tabell 8. Temperaturökning på grund av en hög ström under 5 sekunder och under 1 minut, för tre olika transformatorer.

	Ökning per minut			Ökning under 5 sekunder		
	Små ONAN	Stor ONAN	ONAF	Små ONAN	Stor ONAN	ONAF
$K_1 = 2$	6,8 °C	10,0 °C	9,5 °C	0,6 °C	0,8 °C	0,8 °C
$K_1 = 5$	29,5 °C	32,8 °C	31,3 °C	2,5 °C	2,7 °C	2,6 °C
$K_1 = 10$	89,6 °C	80,8 °C	77,0 °C	7,5 °C	6,7 °C	6,4 °C
$K_1 = 20$	271,5 °C	199,0 °C	189,5 °C	22,6 °C	16,6 °C	15,8 °C

Första värdet ($K_1 = 2$) motsvarar en hög belastning, två gånger märkströmmen, där hotspot-temperaturen ökar med ungefär 10 °C per minut. Om det ibland skulle uppstå sådana strömmar (till exempel start av en stor motor, nedström av transformatorn) då behövs det en marginal mellan högsta temperatur under vanlig drift och högst tillåtna hotspot-temperaturen.

De övriga värden (5, 10, 20) handlar om kortslutningar nedström av transformatorn. För interna fel gäller det helt andra förhållanden och då ska transformatorn kopplas bort mycket snabbare. Högsta kortslutningsström som kan uppstå är för ett fel vid klämmorna av transformatorn. Förhållandet mellan kortslutningsströmmen och märkströmmen bestäms av per-unit-impedansen av transformatorn. För stora transformatorer kan den vara så hög som 20 %; som var underlaget för värdet $K_1 = 5$. För distributionstransformatorer är 5 % ett vanligt värde, som var underlag för värdet $K_1 = 20$. För en distributionstransformator (ofta små och ONAN) behövs det, enligt tabellen, en marginal på ungefär 20 °C.

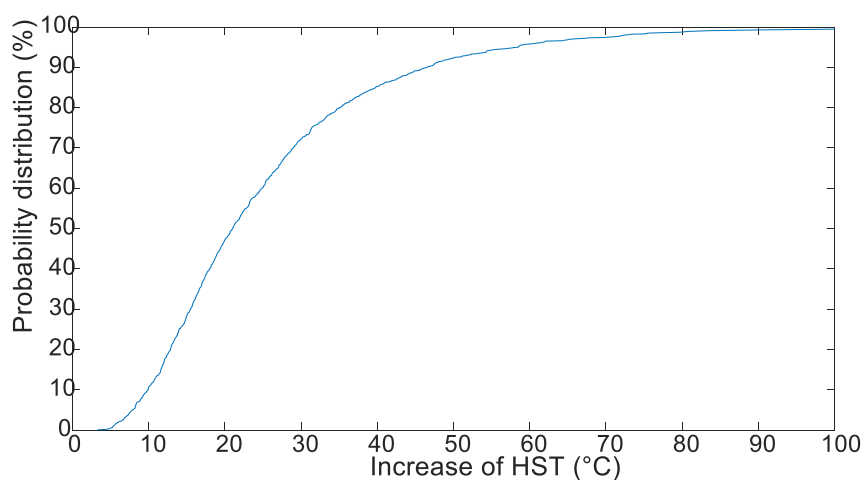
Även här finns det osäkerhet i parametrarna till termiska modellen som har använts för att beräkna hur snabbt hotspot-temperaturen ökar. Det har antagits en normalfördelning för parametrarna med samma förväntade värde och standardavvikelse som förut; se även Tabell 9. En felbortkopplingstid lika med 5

sekunder har antagits och felströmmen har antagits vara 20 gånger märkströmmen. Resultat visas i Figur 67.

Tabell 9. Förväntade värde och standardavvikelse som har använts i beräkningarna

Parameter	Förväntade värde	standardavvikelse
$\Delta\theta_{hr}$	35 °C	2,5 °C
τ_w	7 sekunder	2 sekunder
γ	1,3	0,15
k_{21}	2,0	0,4
k_{22}	2,0	0,2

Medianvärdet i figuren är i närheten av värdet i Tabell 8, men det finns en stor spridning kring värdet. Det finns, till exempel, en 10 % sannolikhet för att temperaturökningen är mer än 50 °C. Vilken marginal som ska tas är en fråga som inte kan svaras på direkt. Det behövs en riskbedömning; en högre marginal betyder lägre temperaturen under vanlig drift och mindre utrymme för att ansluta solcellsanläggningar, fordonsladdning, m.m.



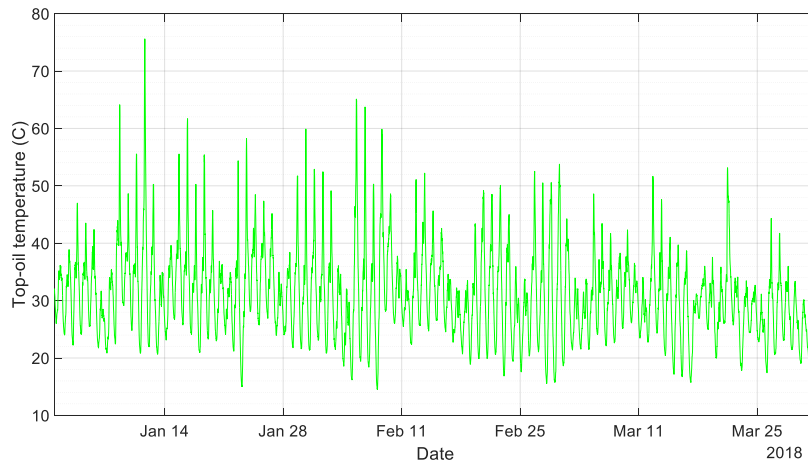
Figur 67. Sannolikhetsfördelning av ökning av hotspot-temperaturen under ett fel nedströms av transformatorn, vid fem-sekunders felbortkopplingstid och osäkerhet i parametrar för termiska modellen.

5 Korttidplanering av transformatorer mot överbelastning

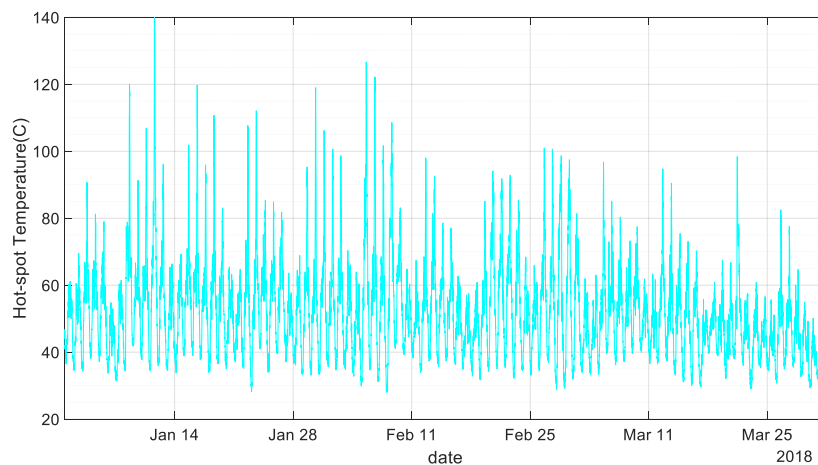
I detta kapitel behandlas andra metoder för att förebygga överbelastning: genom korttidsplanering. I detta fall handlar det om planering dagen innan, det vill säga, 12 till 36 timmar in i framtiden. Det som kommer att behandlas här är att det görs en planering vid middagstid (klockan 12) för de 24 timmarna nästa dagen. Det antas här i beräkningarna att oljetemperaturen är känd vid middagstid och att oljetemperaturen och hotspot-temperaturen beräknas från prognosen över utetemperaturen och termiska parametrar av transformatorn. Osäkerheten i prognosen och i parametrarna tas med i planeringen.

5.1 TEMPERATUR OCH ÅLDRING, VINTER 2018

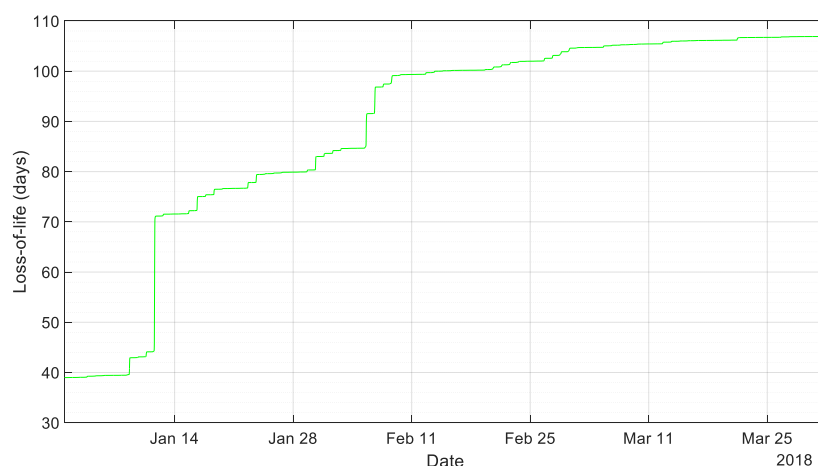
Olje-temperaturen för perioden januari t.o.m. mars 2018 visas i Figur 68. De dagliga variationerna och även veckovariationerna är tydliga. Det är syns en minskning i topparna när belastningen blir mindre senare under säsongen. Hotspot-temperaturen visas, för samma period, i Figur 69 och åldringen i Figur 70. Temperaturerna och åldringen beräknades på samma sätt som i Kapitel 3, där alla omgivningstemperaturen och termiska parametrar var kända.



Figur 68. Oljetemperatur som funktion av tid, januari tom mars 2018.



Figur 69. Hotspot-temperatur som funktion av tid, januari tom mars 2018.



Figur 70. Kumulativ åldring som funktion av tid, januari tom mars 2018.

Oljetemperaturen ligger under gränsvärdet enligt IEC (se Avsnitt 2.3); hotspot-temperaturen överstiger 110 °C under ett flertal timmar och 140 °C vid ett tillfälle. För att minska risken för skador eller mycket åldring, skulle det behövas minska belastningen vid vissa av dessa tillfällen. Metoden för att bedöma behovet på belastningsminskning kommer att behandlas i de kommande avsnitten.

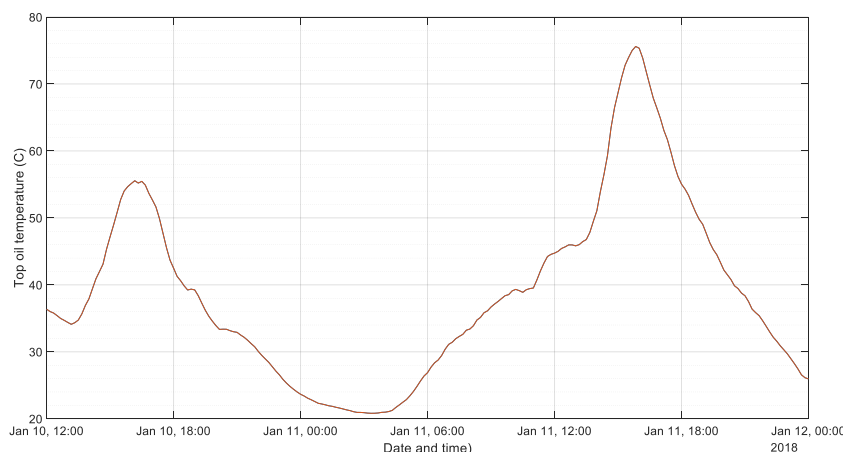
5.2 PLANERING BASERAD PÅ OLJETEMPERATUR

5.2.1 Prognos vid kända parametrar

För att illustrera korttidsplanering baserad på oljetemperaturen tar vi dagen med högsta termiska belastning av transformatorn, som är 11 januari 2018 (se Figur 69). Oljetemperaturen för denna dag, och 12 timmar innan dagen, visas i Figur 71. Oljetemperaturen kommer upp till ungefär 75 °C på eftermiddagen. Det är

fortfarande betydligt lägre än gränsvärdet enligt IEC, men som har visats i Kapitel 4 kan höga hotspot-temperaturen inträffa redan vid relativt låga oljetemperaturer.

Prognosen för den 11e januari görs den 10e januari vid middagstid; beräknade oljetemperatur visas i Figur 71 för perioden mellan prognostidpunkten och slutet på prognosperioden.



Figur 71. Oljetemperatur den 11e januari 2018, med antagandet att alla parametrar är kända.

Det har antagits, till denna figur, att det inte fanns någon osäkerhet i prognosen för utetemperatur och transformatorbelastning. Det har också antagits att alla parametrar av den termiska modellen är exakt kända. Osäkerheter i utetemperatur, transformatorbelastning och i termiska modellen ger att det inte längre går att exakt förutse, dagen innan, vad oljetemperaturen kommer att vara. Denna osäkerhet kommer att diskuteras i kommande avsnitt.

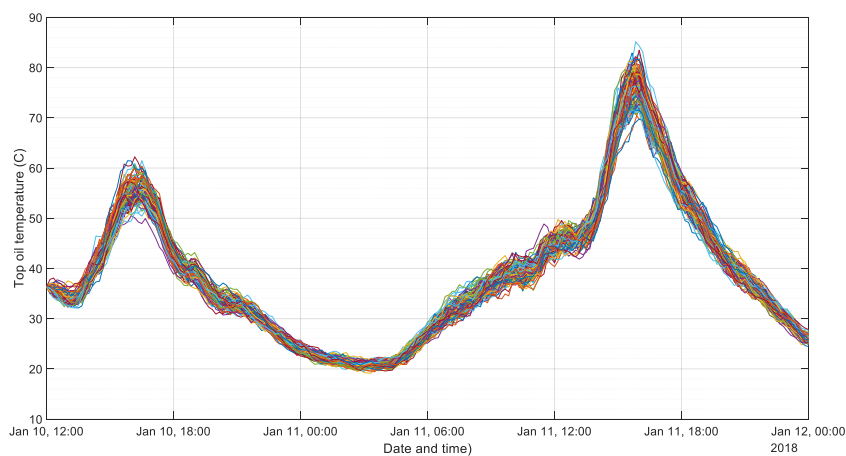
5.2.2 Osäkerhet i prognos över transformatorbelastning

Första osäkerheten som studeras är osäkerheten i belastning av transformatorn. Värdet på belastningen, när det görs planeringen dagen innan, är en prognos som verkliga värden kan avvika från. Vi har antagit att standardavvikelsen i utfallet jämfört med prognosen är 10 %:

$$K_{utfall} = (1 + \Delta) \cdot K_{prognos}$$

Där, Δ har en normalfördelning med förväntat värde noll och standardavvikelse lika med 0,1. Det generas ett nytt värde varje tidssteg (varje 10 minuter) och det har genererats 100 tidserier av belastning på detta sätt. För dessa 100 tidserier av belastning, och alla andra parametrar som förut, har det beräknats oljetemperaturen som funktion av tid, 36 timmar in i framtiden, med start mitt på dagen den 10 januari. Oljetemperaturen vid starttidpunkten har antagits vara känt (och tagit lika med resultat från de deterministiska beräkningar som visades förut).

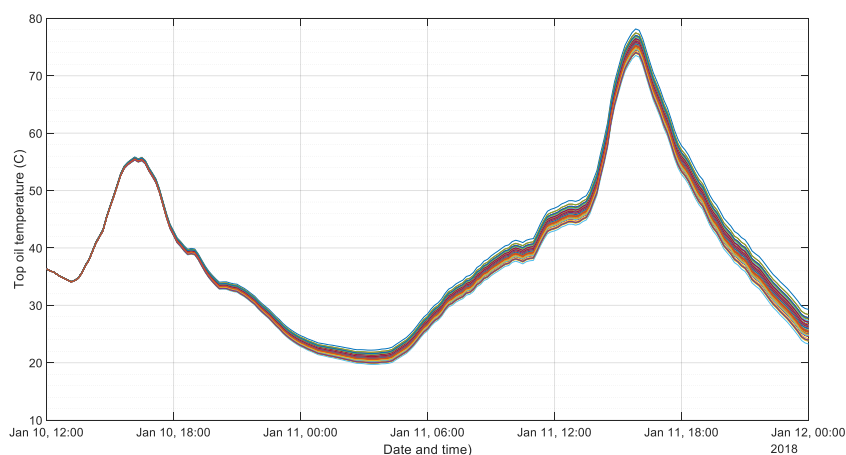
Det visas 100 olika tidserier för oljetemperaturen i Figur 72. Även om förväntade värdet av högsta oljetemperaturen fortfarande ligger kring 75 °C, kan det också uppstå temperaturen över 80 °C. Vi återkommer till detta, från ett sannolikhetsperspektiv, men först kommer det studeras en del andra osäkerheter.



Figur 72. Oljetemperatur enligt prognosen dagen innan, med osäkerhet i transformatorbelastning.

5.2.3 Osäkerhet i prognos över utetemperaturen

För osäkerhet i utetemperaturen har det använts en annan modell; temperaturen där prognosen gjorts antas vara känt (avvikelsen lika med noll). För avvikelsen 36 timmar in i prognosen (slutet av nästa dag) antas det en normalfördelning med standardavvikelse lika med 2 °C. Avvikelsen ökar linjärt under dessa 36 timmar. För varje resulterade tidserie av utetemperaturen har det beräknats en tidserie av oljetemperaturen; 100 sådana slumpmässiga tidserier visas i Figur 73. Avvikelsen i oljetemperaturen ökar med tiden, eftersom avvikelsen (prognosfelet) i utetemperaturen ökar med tiden. Osäkerheten i dagens högsta oljetemperatur på grund av osäkerheten i oljetemperatur är dock mindre än osäkerheten på grund av förändringar i belastning. Det som är svårt att göra generella uttalanden om är vad osäkerheterna i utetemperatur och belastning är i praktiken.



Figur 73. Oljetemperatur enligt prognosen dagen innan, med osäkerhet i utetemperaturen.

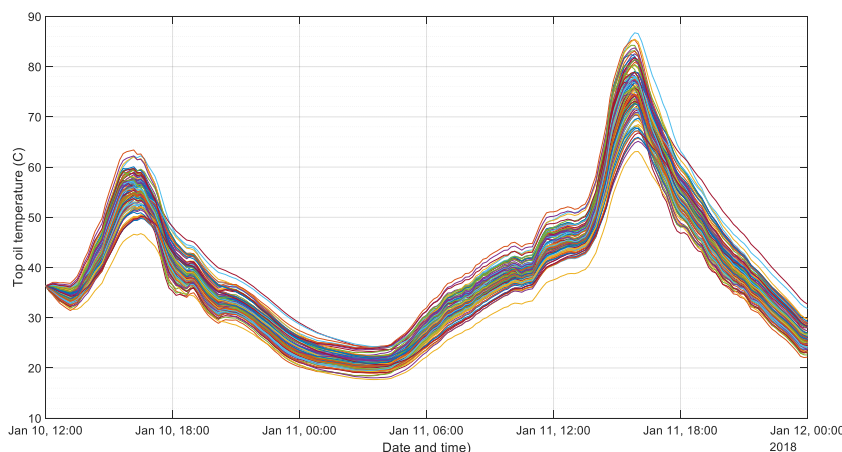
5.2.4 Osäkerheter i den termiska modellen

Osäkerheter i termiska modellen har modellerats på ett annorlunda sätt. Det har antagits att själva modellen stämmer men att värdena på de olika parametrarna i modellen är osäkra. Även här har det antagits en normalfördelning med förväntade värde noll för osäkerheten i parametrarna. Följande standardavvikelse har använts:

- Oljetidskonstanten: 30 minuter
- Modellkonstant k_{11} : 0,1
- Oljeexponent: 0,05
- Temperaturökning vid märkeffekt: 2,5 °C

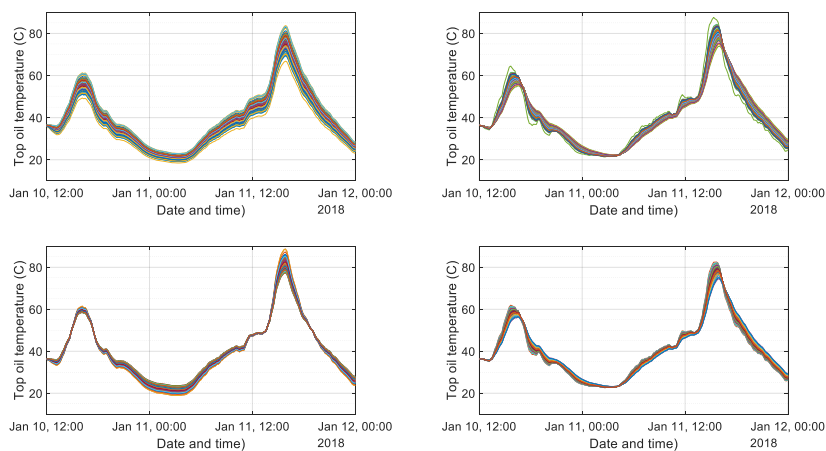
Parametrarna har antagits konstanta under simuleringen. Beräknade tidserier för oljetemperaturen visas i Figur 74. Ökningen av osäkerhet med tiden, som visas tydligt i början av perioden, är för att oljetemperaturen vid prognostidpunkten anses vara känd. Dagens högsta oljetemperaturen är mellan 65 och 85 °C, med förväntade värde igen kring 75 °C.

Osäkerheter i förhållandet mellan koppar- och järnförlusten har inte tagits med här; det visades förut att denna parameter har begränsad påverkan på oljetemperaturen.



Figur 74. Oljetemperatur enligt prognosen dagen innan, med osäkerheter i termiska modellen.

Bidraget av de olika parametrar till osäkerheten sammanfattas i Figur 75. Största bidraget kommer från osäkerheten i temperaturökning vid märkeffekten. De andra tre osäkerheterna har ett relativt stort bidrag på osäkerheten i oljetemperaturen, kring dagens hetaste tidpunkt. Vid tolkning av detta resultat ska det tas med att det saknas information om vad som är rimliga uppskattningar av osäkerheten i parametrarna. Det beror bland annat på källan till parametervärdet: har de tagits från typiska värden i till exempel IEC standarden, eller kommer de från transformator tillverkaren efter detaljerade beräkningar och/eller mätningar.



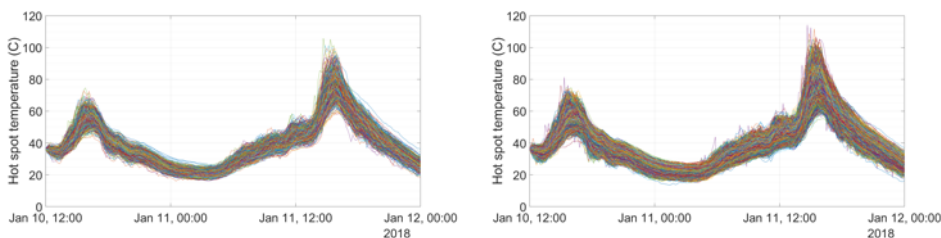
Figur 75. Bidraget till osäkerheter från temperaturökning vid märkeffekt (← vänster ovan), oljetidskonstant (ovan höger →), oljeexponent (← vänster nedan) och modellkonstant k_{11} (nedan höger →).

5.2.5 Sannolikhet för hög oljetemperatur

Det som visades i förra avsnitt var många möjliga tidsförlopp av oljetemperatur som funktion av tid, under olika osäkerheter. Som beslutsunderlag för korttidsplanering behövs det dock mer än detta; exempel på vad som skulle kunna användas är högst möjliga temperaturen och sannolikheten för att oljetemperaturen överskrider en viss gräns.

Att använda en Monte-Carlo-simulering för att uppskatta den högsta möjliga temperaturen är inte rätt tillvägagångssätt. Högsta värdet beror mycket på antalet simuleringar, som visas i Figur 76. För 1000 simuleringar kommer högsta temperaturen kring 100 °C; för 10 000 simuleringen kommer den kring 110 °C. Sannolikheten för en sådan hög temperatur är dock väldigt liten och det är kanske inte det man ska ta åtgärder mot.

I denna figur har alla osäkerheter tagits med: osäkerheter i utetemperatur, osäkerheter i belastning och osäkerheter i termiska modellparametrar.



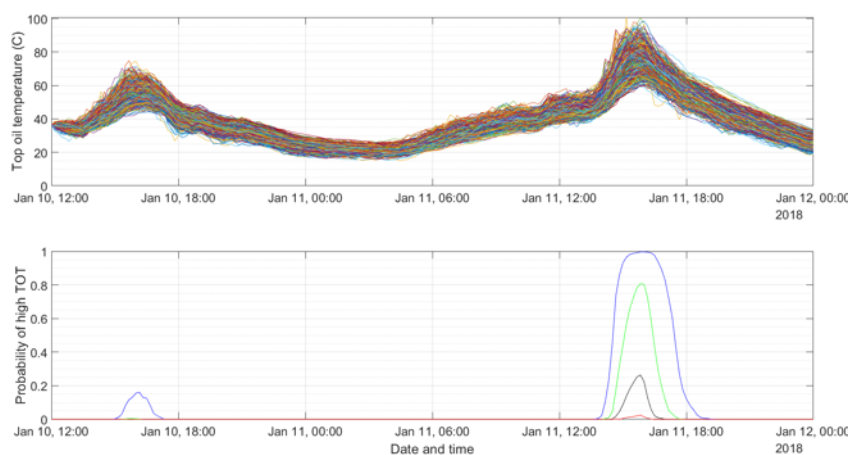
Figur 76. Oljetemperatur enligt prognosen dagen innan, med osäkerheter i belastning, omgivningstemperaturen och termiska modellen: 1000 simuleringar (← vänster) och 10 000 simuleringar (höger →).

Fallet med 1000 simuleringar har använts för att räkna ut sannolikheten; resultat visas i Figur 77. Även om tidskalan startar kl. 12 den 10 januari, är sannolikheten bara relevant den 11 januari. På eftermiddagen den 11 januari kan det uppstå höga oljetemperaturer; nästan säkert över 60 °C, med 80 % sannolikhet över 70 °C, med

25 % sannolikhet över 80 °C, och med någon procent sannolikhet över 90 °C. För att minska sannolikheter behövs det nedstyrning av transformatorbelastningen. Sådant kan ske till exempel i form av en flexibilitetsmarknad. Det finns olika sätt att bestämma om nedstyrning.

- Nedstyrning kan ske när en sannolikhet överskrider ett visst tröskelvärde, till exempel när det finns mer än 50 % sannolikhet för att oljetemperaturen överskrider 80 °C.
- Det görs en avvägning av risker med att inte styra ner mot konsekvenserna med att styra ner.

Vilket sätt som kommer att användas är en viktig diskussion för framtiden men ligger utanför denna rapport.



Figur 77. Oljetemperatur enligt prognosen (ovan) och sannolikhet för att oljetemperaturen kommer över 60 °C (blå), över 70 °C (grön), över 80 °C (svart) och 90 °C (röd).

5.3 PLANERING BASERAT PÅ HOTSPOT-TEMPERATUR

Som det har nämnts ett antal gånger förut, så är det till största delen hotspot-temperaturen som ska begränsas. Det är därför rimligt att inte bara beräkna oljetemperaturen men att också beräkna hotspot-temperaturen under korttidsplanering.

Att få en sannolikhetsfördelning för hotspot-temperaturen är mer komplicerat än för oljetemperaturen. Oljetemperaturen kan mätas vid de flesta transformatorerna så att värden är kända upp till den tidpunkten där det görs en prognos inför korttidsplaneringen ("prognostidpunkten"). Samma gäller för omgivningstemperaturen och belastningen av transformatorn. Så är dock inte fallet för hotspot-temperaturen. Redan innan prognostidpunkten finns det en osäkerhet i hotspot-temperaturen. Dessa osäkerheter beror på att termiska modellen av transformatorn inte är helt känd.

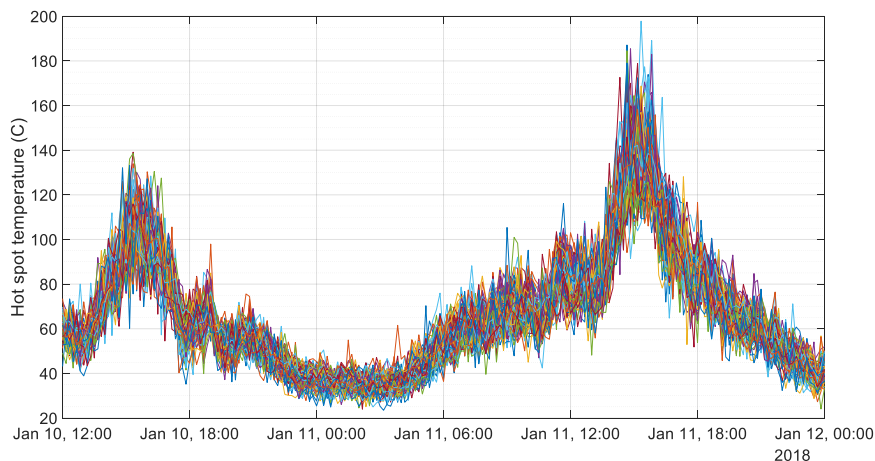
För att modellera osäkerheten i hotspot-temperaturen, gjordes beräkningar i två steg:

- Innan prognostidpunkten antogs belastning av transformatorn och omgivningstemperaturen vara kända. Det antogs dock vara osäkerheter i parametrarna till termiska modellen.
- Från prognostidpunkten antogs det vara osäkerheter i belastning av transformatorn, i omgivningstemperaturen och i parametrarna till termiska modellen.

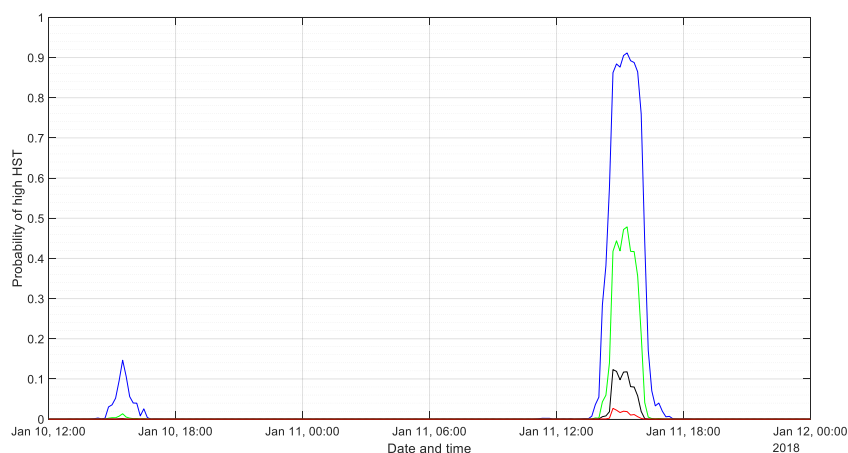
Utöver osäkerheter vid beräkningarna för oljetemperatur (se förra avsnitt) antogs det följande standardavvikelser vid beräkning av hotspot-temperaturen.

- Modellkonstant k_{21} : 0,4
- Modellkonstant k_{22} : 0,2
- Lindningstidskonstant τ_w : 2 sekunder
- Lindningsexponent γ : 0,15
- Gradient av hotspot-temperaturen vid märkeffekt: 2,5 °C

Resultat visas i Figur 78 och Figur 79. Figur 78 visar 100 olika tidserier för hotspot-temperaturen under en 36-timmars period. När denna figur jämförs med motsvarande figur för oljetemperatur (Figur 76) då finns det vid oljetemperaturen betydligt fler snabba variationer. Det hänger ihop med att lindningstidskonstanten är för många tidserier mindre än tidsteget.



Figur 78. 100 slumpmässiga tidserier av hotspot-temperaturen enligt prognosen dagen innan.



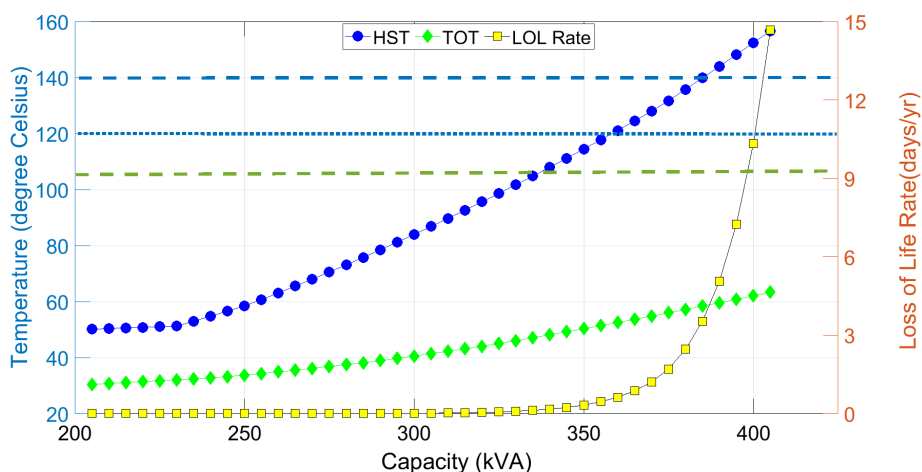
Figur 79. Sannolikhet för att hotspot-temperaturen överskrider 120 °C (blå), 140 °C (grön), 160 °C (svart) och 180 °C (rött) enligt prognosen dagen innan.

Figur 79 visar sannolikheterna, i detta fall att hotspot-temperaturer överskrider vissa tröskelvärden. Figuren har likheter med motsvarande figur för oljetemperatur (Figur 77); den största skillnaden är att sannolikheten för hög oljetemperatur visar ett mycket mer mjukt förlopp över tid än motsvarande kurva för hotspot-temperaturen. Det hänger ihop med att det finns snabbare variationer i hotspot-temperaturen. Fördelningen för hotspot-temperaturen kräver ett större antal slumpmässiga tidserier för en noggrann uppskattning av sannolikheten. Som beslutsunderlag vid korttidsplanering räcker denna beräkning dock.

6 Långtidsplanering av transformatorer mot överbelastning

Den termiska transformatormodellen som presenteras och används i denna rapport har också använts i publikationer [A], [B] och [C] för att bedöma möjligheten för distributionstransformatorer att ta emot ny produktion och ny förbrukning. De viktigaste resultaten sammanfattas i detta kapitel; för detaljerna hänvisas till publikationerna.

Arbetet är en fortsättning av tidigare arbete om acceptansgräns av elnätet, som har publicerats bland annat i tidigare Energiforskrapporter [31, 32, 33] och i avhandlingar vid Luleå tekniska universitet [2, 34]. Vid de flesta acceptansgränsstudier tas spänning eller ström som begränsande parameter; det som har gjorts i projektet är att bygga ut konceptet till att använda hotspot-temperatur, oljetemperatur eller åldring som parameter. Konceptet illustreras, för en 200-kVA distributionstransformator i Figur 80. Förbrukningen nedströms av transformatorn har tagits från uppmätta värden av den totala förbrukningen, under ett år, med 10-minuters tidsupplösning. Produktion från solcellsanläggningarna har erhållits från Renewables Ninja [35, 36] för samma position och period som för den uppmätta spänningen. Det har antagits att den totala produktionen nedströms av transformatorn är proportionell med den installerade effekten. Sammanlagringseffekter har därmed inte tagits med; acceptansgränsen som kommer ut från studien är därmed något av en underskattning.

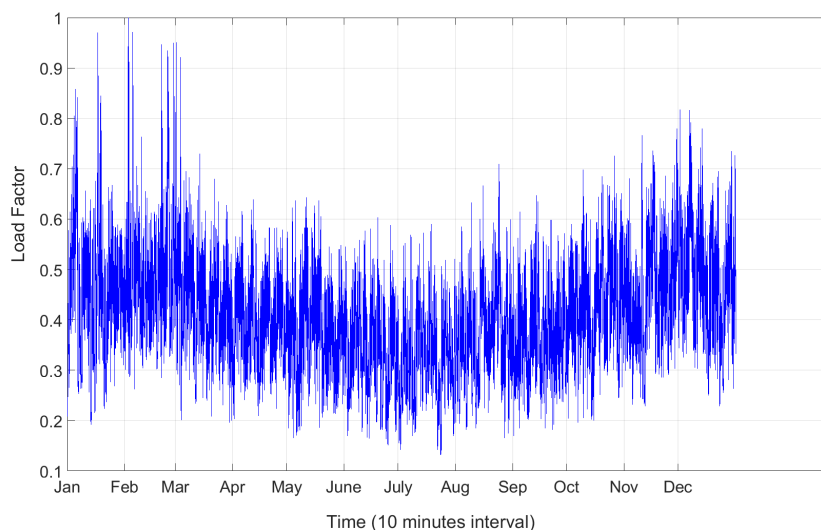


Figur 80. Högsta hotspot-temperaturen (HST, blå), högsta oljetemperaturen (TOT, grön) och årlig åldring (LOL, gul) för en 200-kVA distributionstransformator som funktion av installerad effekt i form av solcellsanläggningar nedströms av transformatorn.

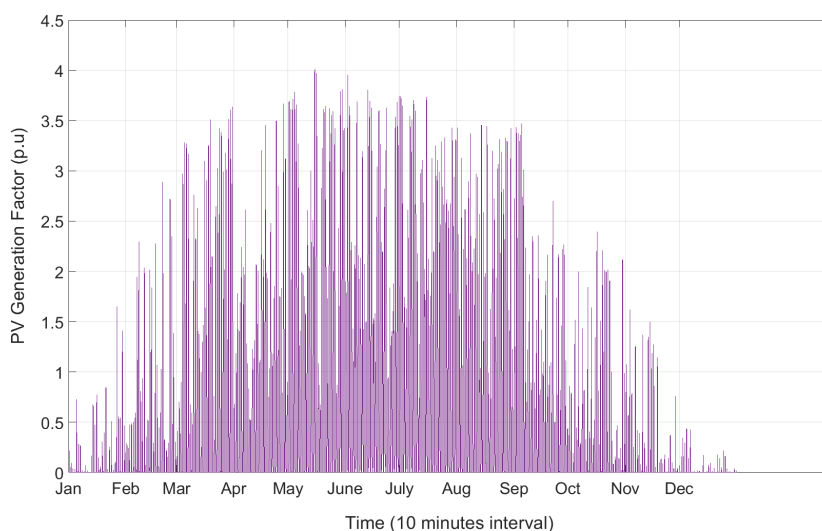
Figur 80 visar acceptansgränsmetoden för tre olika parametrar: hotspot-temperaturen, oljetemperaturen och åldring. För varje parameter finns det olika möjliga värden för prestandagränsen som ger olika värden för acceptansgränsen.

Transformatorns märkeffekt är 200 kVA, så att 200 kW skulle vara den acceptansgränsen som kommer ut från en enkel bedömning.

För hotspot-temperaturen är 120 °C, 140 °C och 160 °C rimliga gränsvärden (se Avsnitt 2.3). Att ta lägsta värdet (120 °C) skulle ge en acceptansgräns på 360 kW. Denna temperaturgräns används ibland som en högsta designtemperatur under vanlig drift, något som skulle hända några timmar nästan varje dag. Så är inte fallet här; det kan uppstå hög nettoförbrukning under några timmar ett antal dagar i rad, men det är inte något som uppstår nästan varje dag. Det framgår också från Figur 81 och Figur 82, där produktion och förbrukning visas som funktion av tid. En gräns på 120 °C låter därmed för konservativt här.



Figur 81. Förbrukning nedström av transformator, en timme tidsupplösning, under ett år.



Figur 82. Produktion från solcellsanläggningar nedströms av transformator, 10 minuter tidsupplösning.

Vid 140 °C börjar det att skapas bubblar i oljan, som kan skada isolationen. En sådan situation kan inte tillåtas för ofta och under för lång tid, och enligt IEC är det gränsen för långvarig överbelastning. Denna gräns ger en acceptansgräns kring 390 kW. Man kan även gå ett steg längre och ta gränsen på 160 °C, som IEC ställer för kortvarig överbelastning. Då skulle acceptansgränsen komma på 410 kW. Det visas att, i alla fall för denna transformator vid denna förbrukning och denna produktion, acceptansgränsen inte påverkas mycket av val för gränsvärdet för hotspot-temperaturen.

Vad gäller gränsvärden för oljetemperaturen så anger IEC som rekommendation 105 °C vid vanlig drift och 115 °C vid både långvarig och kortvarig överbelastning. Ingen av dessa gränsvärden kommer att nås här för installerade effekt upp till 400 kW; det är hotspot-temperaturen som sätter gränsen.

För åldring finns det inga gränsvärden; det beror helt på hur mycket elnätsföretagen anser vara rimligt. Det visas i Figur 80 att åldringen kommer att öka snabbt när installerad effekt överskrider 400 kW.

Sammanfattningsvis, då skulle gränsen för installerad effekt för denna transformator, nedströms av transformatorn, ligga vid ungefär 400 kW. Värdet beror dock på förbrukningen, produktionen och omgivningstemperaturen och kan inte antas vara omkring samma för varje distributionstransformator. Osäkerheter i termiska parametrar har inte tagits med i beräkningarna. Det skulle behöva tas med vid en komplett riskbedömning.

7 Luftledningar och kablar

7.1 TERMISK MODELL FÖR LUFTLEDNINGAR

Termiska modellen av luftledningar beskrivs i detalj bland annat i en tidigare Energiforskrapport [4] och i en avhandling från Luleå tekniska universitet [3]; det som sätter gränsen är temperaturen av ledaren. Blir temperaturen för hög, då blir avståndet mellan marken och ledaren för kort med ökad risk på överslag och även risk för att personssäkerhet äventyras.

Ledarens temperatur bestäms av balansen mellan uppvärmning (förlusterna från strömmen som går genom ledaren; solinstrålning och termisk strålning) och nedkylning (vind, konvektiv kylning och termisk strålning). Den termiska tidkonstanten för en luftledning är relativt kort, mellan 5 och 30 minuter [37, 38], så det går, för de flesta studierna, att bara ta hänsyn till det stationära tillståndet och försumma övergångsfenomen.

Det finns en del grundläggande skillnader mellan termiska modeller för en transformator och för en luftledning, som kommer att sammanfattas här.

- Begränsningar finns vid luftledningar i nedhäng och ökad risk på överslag till marken under hög belastning. Det finns föreskrifter som ska uppfyllas och dessa begränsar risken på överslag till marken. Det finns en åldringseffekt vid extremt höga temperaturer, som kan uppstå till exempel under ett fel, men det brukar inte behövas ta med i bedömningen.
- Kylning av luftledningar sker genom luften, där vindhastigheten spelar en stor roll. Vid transformatorer tas vanligen bara omgivningstemperaturen med i bedömningen; även om vindhastigheten och andra väderparametrar också påverkar kylningen och därmed olje- och hotspot-temperaturen.
- Vid transformatorer finns det elektriskt isolationsmaterial som separerar lindningarna från transformatoroljan. Detta material är också en bra termisk isolator som gör att värmen som skapas i lindningarna tar lång tid att kyla bort. Det har stora konsekvenser för design och belastningsförmåga av en transformator. Konsekvenserna av detta för termiska modellen är att det finns två helt olika tidskonstanter; en i storleksordning av minuter, en i storleksordning av timmar. Vid luftledningar finns det bara en tidskonstant.
- Vid transformatorer kan temperaturer variera mycket mellan olika delar av transformatorn. Det är anledningen till att det beräknas en hotspot-temperatur. Vid luftledningar är sådant betydligt mindre fallet, men även vid luftledningar skulle det kunna definieras en hotspot-temperatur. Själva luftledning är till största delen homogen över hela sin längd. Det som dock kan skilja är vädret längs ledningen; det gäller framför allt långa ledningar som kan sträcka sig över mer än 100 km. Det som varierar mest längs ledningen är vindkylningen; vindhastigheten kan vara betydligt mindre när till exempel ledningen går genom en dal, men även vindriktning varierar i relation till riktning av ledningen. Det kommer att finnas något ställe längs ledningen där högsta temperaturen uppstår. Det är denna punkt som sätter gränsen på ledningens överföringsförmåga. Att hitta var högsta temperaturen inträffar är dock oftast

inte enkelt. Kritiska sträckan kan också vara annorlunda för olika väderförhållanden.

- Övertoner ger extra uppvärmning av tråden vid en luftledning genom att strömmens effektivvärde ökar, men också genom att resistansen ökar med frekvensen, på grund av skinneffekten. Resistansen ökar, grov uppskattad, med roten av frekvensen. Högra frekvenser spelar därför en betydligt mindre roll än vid transformatorer, där virvelströmförlusterna ökar med kvadraten av frekvensen.
- Också relaterat till övertoner är att det finns välutvecklade och noggranna modeller om hur övertoner påverkar uppvärmning av en luftledning; för transformatorer handlar det till stor del om förenklingar och uppskattningar.
- Både vid luftledningar och transformatorer finns det osäkerhet i konsekvenser av höga temperaturer. Vid transformatorer handlar det om var och när det bildas gasbubblor i oljan. Vid luftledningar handlar det om när tråden kommer så nära vegetation eller andra objekt att det blir ett överslag. Vissa objekt under en luftledning är kända i detalj, som luftledningar på en lägre spänning och järnvägar. Men höjden av vegetation är ofta inte känd i detalj. Det nämndes förut att det finns en punkt längs luftledningen där ledartemperaturen är högst, men det behöver inte nödvändigtvis vara där som det först blir ett fel. Även här är det i praktiken regelverket som sätter gräns på hur mycket en ledning kan belastas; regelverket är utfört på sådant sätt att risken på sådana fel är liten.

7.2 TERMISK MODELL FÖR KABLAR

En kabel är ett väldefinierat system, där alla parametrar är kända. Elektriska och termiska modeller kan göras noggranna, även om det kan kräva mycket datorkraft. Det som är dock mycket okänt är egenskaperna av marken kring kabeln. Värmen går i praktiken från kabeln till marken men det kan i teori finnas fall där kabeln värms upp av marken. På samma sätt som vid en transformator finns det två helt olika termiska tidkonstanter: en tidkonstant i storleksordning av minuter för själva kabeln och kabelisolationen; en tidkonstant i storleksordning av timmar till månader för marken.

Det finns olika källor av värme i en kabel; det finns den vanliga värmeutvecklingen i fasledarna och i nollan; det finns förluster och därmed värmeutveckling i skärmen; samma gäller för dielektriska isolationsmaterialet. Att skapa en noggrann modell är komplicerat men möjligt. Detaljer om hur man skapar sådana modeller finns i ett antal böcker [39, 40]. En bra sammanfattning av de olika aspekter som ska tas med för att termisk modellera kablar finns i en annan Energiforskrapport [5].

Det som sätter gränsen för belastning av en kabel är temperaturen av isolationsmaterial och åldring av isolationen. Olika isolationsmaterial har olika högst-tillåtna temperaturer under vanlig drift. Blir temperaturen högre än så, då blir det accelererad åldring av isolationen.

För att illustrera komplexiteten med modellen för marken används det information från en kabelhandbok [41]. Det visas ett antal korrektionsfaktorer för

belastningsförmågan av en viss typ av kabel i Tabell 10 till och med Tabell 12 (för andra kabeltyper kan det gälla andra faktorer). Om belastningsförmågan för en kabel på 1 meter djup är, till exempel, 100 A, då klarar en kabel på 50 cm djup 105 A och en kabel på 3 meter djup klarar bara 62 A. Kabels djup brukar vara väl dokumenterat, men det är viktigt att inse att det inte är genomsnittliga djupet som gäller. Det är djupaste punkten av kabeln som sätter gränsen. De andra parametrarna (markens termiska ledningsförmåga, marktemperatur, och lufttemperatur) är inte så väl kända men har en stor påverkan på kabels belastningsförmåga.

Tabell 10. Korrektionsfaktor av belastningsförmåga för en kabel vid olika djup av kabeln.

Djup av kabeln (m)	0,5	0,6	0,8	1,0	1,5	2,0	3,0
korrektionsfaktor	1,05	1,02	1,0	0,97	0,93	0,89	0,62

Tabell 11. Korrektionsfaktor av belastningsförmåga för en kabel vid olika värden för termisk ledningsförmågan av marken

Termisk ledningsförmåga av marken (K.m/W)	0,8	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Korrektionsfaktor	1,07	1,02	1,0	0,93	0,89	0,86

Tabell 12. Korrektionsfaktor av belastningsförmåga för en kabel vid marktemperatur.

Marktemperatur (°C)	10	15	20	25	30	35	40
Korrektionsfaktor	1,03	1,0	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82

För markens termiska ledningsförmåga brukar det användas 1,0 K.m/W vid vanliga markförhållanden i Sverige enligt [5], men vid osäkra markförhållanden används det 2,5 K.m/W. Kabelns belastningsförmåga minskas med 16 % i detta fall. Även här räcker det med att ha osäkra markförhållanden för en mindre del av kabelsträckan. En kabel som går under en väg brukar ligga djupare och i torrare mark; det kan ge seriös minskning av belastningsförmåga [42].

Det presenteras mätningar av marktemperaturen i [5]; mätningarna gjordes på 1 meter djup i Ultuna, nära Uppsala, och visade att marktemperaturen varierade under året mellan strax över noll och 17 °C. Enligt data som visas i [5] skulle belastningsförmågan vid lägsta temperaturen vara ungefär 10 % högre än vid högsta temperaturen. Denna ökning av belastningsförmågan är mindre än minskningen som behövs vid osäkerhet i markförhållanden eller vid en del av kabelsträckan som går djupare.

Ett fenomen som ska tas med för hög belastning av kablar är uttorkning av marken kring kablar. Värmen från en kabel gör att marken i närheten av en kabel blir torrare; det i sin tur gör att marken blir en bättre termisk isolator som gör att kabel blir ännu varmare. Fenomenet är svårt att förutse och är svårt att noggrant modellera. Även vid uttorkning räcker det med att fenomenet finns på ett ställe längs kabelsträckan.

Vid termiska modeller av kablar finns det begränsat med osäkerheter i vädret. Vädret påverkar bara på längre tidsskalor genom marktemperaturen och markens

fuktighet. Marktemperaturen följer till största delen säsongsvariationer; största osäkerhet finns i termiska ledningsförmåga av marken. Vinsten med att använda en stokastisk metod, i stället för värsta fallet, är begränsad bland annat för att det är värsta fallet längs kabelsträckan som sätter gränsen.

7.3 ÖVERBELASTNINGSSKYDD FÖR LUFTLEDNINGAR

Överbelastningsskydd för luftledningar brukar baseras på strömmen; det kan vara ett alarm till kontrollrummet eller automatisk bortkoppling baserat på ström- och tidsinställning av skyddet. Vid dynamisk belastningsförmåga kan i stället uppmätta eller beräknade ledartemperaturen användas som skyddskriterium. Det finns dock, vid planering dagen innan men även under driften, osäkerhet i väderförhållanden vid luftledningen. Denna osäkerhet var grunden till en stokastisk metod för överbelastningsskydd av luftledningar som beskrivs i en tidigare Energiforskrapport [4]; metoden publicerades även i [3, 43]. Metoden utgår från den stationära belastningsförmåga som kan räknas ut från väderförhållanden genom en enkel ekvation. Sannolikhetsfördelningar för väderparametrar (framför allt lufttemperatur och vindhastighet) ger en sannolikhetsfördelning för belastningsförmåga. Genom att kombinera denna fördelning med (uppmätt eller uppskattad) ström, kan sannolikhet beräknas för att ledningen är överbelastad (dvs att belastningsförmåga är mindre än strömmen genom ledningen). När sannolikheten blir högre än ett visst tröskelvärde behövs åtgärder tas.

7.4 ÖVERBELASTNINGSSKYDD FÖR KABLAR

På samma sätt som vid luftledningar, brukar överströmsskydd av kablar baseras på strömmen. Högsta tillåtna strömmen väljs så att det bara finns en liten risk att kabeln blir för varm. Skyddet av kablar i lågspänningsnät sker oftast genom säkringar; här finns det ingen möjlighet till dynamisk belastningsförmåga.

Att använda dynamisk belastningsförmåga kräver en brytare och ett skyddsrelä som på något sätt mäter eller uppskattar temperaturen av kabeln. På samma sätt som vid transformatorer och luftledningar kan skydd för kablar om termisk överbelastning baseras på olika kriterier:

- ett tröskelvärde på kabeltemperaturen. Kabeltemperaturen kan beräknas, om det antas att alla parametrar av termiska modellen är kända, eller temperaturen kan mätas.
- ett tröskelvärde på sannolikheten för att kabeltemperaturen blir för högt (dvs överskrider ett tröskelvärde). Osäkerheter i olika parametrar av termiska modellen tas med, på samma sätt som det gjordes för oljetemperaturen och hotspot-temperaturen i denna rapport.
- ett tröskelvärde på åldring av kabelisolationen, beräknad från uppskattad (beräknad) eller uppmätt temperatur över en längre period, till exempel ett år. Här antar det igen att alla parametrar är kända.
- ett tröskelvärde på sannolikheten för att åldringen blir för stor.

8 Slutsatser, diskussion, rekommendationer

8.1 OM ATT FÖREBYGGA ÖVERBELASTNING AV TRANSFORMATORER

Studien som presenteras i denna rapport visar att det går att få ut användbar information om risken till överbelastnings av transformatorer från en kombination av mätningar och simuleringar. Risken kan kvantifieras och begränsas på två olika sätt.

- genom att beräkna olje- och hotspot-temperatur; ju högre temperatur, desto högre risk. Här tas det kända (antagna) parametervärden och även kända värden av transformatorström och omgivningstemperatur. Osäkerheter i beräkning av temperaturen kvantifieras inte, men tas med genom en marginal mellan temperaturen där problem förväntas uppstå och temperaturen där det vidtas åtgärder. En stor utmaning är att välja marginalen.
- genom att beräkna sannolikheten att olje- eller hotspot-temperaturen överskrider en viss temperaturtröskel. Åtgärder vidtas när sannolikheten blir högre än en sannolikhetströskel. En stor utmaning är att välja sannolikhetströskeln.

I denna rapport har det simulerats en del tillämpningar där det utgicks från uppmätt belastning och uppmätta utetemperaturer för en distributionstransformator.

8.1.1 Överbelastningsskydd

Som överbelastningsskydd skulle momentana värden av olje- och hotspot-temperatur användas. Oljetemperaturen går att mäta, men hotspot-temperaturen inte. Det går att jämföra oljetemperaturen med ett tröskelvärde, men då ska det tas med att det finns en osäkerhet i hotspot-temperaturen för en given oljetemperatur. Ju högre oljetemperaturen, desto högre sannolikhet för att hotspot-temperaturen överskrider ett visst tröskelvärde.

Ett alternativ är att använda en termisk modell av transformatorn för att uppskatta hotspot-temperaturen från den uppmätta oljetemperaturen. Osäkerheter i termiska modellen gör att det finns en sannolikhetsfördelning i hotspot-temperaturen. Simuleringar visar att spridningen i hotspot-temperaturen är i allmänt större vid höga temperaturer. Det finns dock ingen stark koppling mellan spridningen och storleken av förväntade värdet på hotspot-temperaturen. Konsekvensen är att de stokastiska beräkningarna (som kan vara ganska tidskrävande) behövs göras om för varje tidpunkt. Val av en temperaturtröskel för oljetemperatur motsvarar därmed val av en sannolikhetströskel för hotspot-temperaturen.

Ett specifikt fall av överbelastningsskydd gäller den snabba ökningen av hotspot-temperaturen under ett fel nedströms av transformatorn. Här visas det att osäkerheter i modellen ger en stor spridning i uppskattad hotspot-temperatur.

8.1.2 Korttidsplanering

Vid korttidsplanering, som det behandlas i denna rapport, används uppmätta oljetemperaturer (mitt på dagen) för att göra en uppskattning av olje- och hotspot-temperaturen dagen efter. Det som tas med i uppskattningen är osäkerheter i termiska modellen, osäkerheter i prognos för transformatorbelastning, och osäkerhet i prognos för utetemperatur. Det resulterar i sannolikhetsfördelningar för oljetemperatur och för hotspot-temperatur. För varje timme (eller 15-minutersperiod beroende på hur planeringen är upplagt) kan det beräknas en sannolikhet för att transformortemperaturen är för hög. När sannolikheten överskrider ett tröskelvärde kan det vidtas åtgärder. Alternativt kan risken för termisk överbelastning jämföras med konsekvenser av åtgärder.

8.1.3 Långtidsplanering

Vid långtidsplanering har det gjorts uppskattningar av acceptansgräns för distributionstransformatorer. Det har bara gjorts en deterministisk bedömning vid anslutning av solcellsanläggningar nedströms av en distributionstransformator, där det visades att acceptansgränsen blir betydligt större om man tar hotspot-temperaturen eller åldring som gräns i stället för transformatorns märkström.

Det har inte gjorts några stokastiska bedömningar här. Det som förväntas dominera är osäkerheter i antalet kunder med solkraft, i storleken på individuella anläggningar, och i produktion från anläggningarna.

8.2 OM TILLÄMPNING I PRAKTIKEN

8.2.1 Överbelastningsskydd

Det har visats i studien att det går att använda stokastiska modeller för att få information om risken för termisk överbelastning. Det kan dock finnas en del hinder att passera innan ett sådant typ av överbelastningsskydd kommer att användas i praktiken. Första tillämpningen förväntas komma till kontrollrummet, där det blir ytterligare information som kan användas för att bestämma om det behövs åtgärder. Användning av stokastiska metoder för automatisk skyddsutlösning känns vara betydligt längre bort.

8.2.2 Korttidsplanering

Metoden för korttidsplanering borde kunna tillämpas i nära framtid. Ett lämpligt tillämpningsområde är vid aktivering av flexibilitetsmarknader. Risken mot termisk överbelastning av transformatorer kan, vid en sådan tillämpning, jämföras med konsekvenserna av att begränsa transformatorbelastningen.

8.2.3 Långtidsplanering

Metoden för acceptansgränsberäkningar, som presenteras i denna rapport, kan direkt användas i praktiken. Det rekommenderas att metoden tillämpas på många praktiska fall, med verkliga värden av förbrukning, omgivningstemperatur och

solinstrålning, på samma sätt som i Kapitel 6. Det borde också göras liknande studier för att uppskatta acceptansgräns för fordonsladdning.

Metoden tillämpas i denna rapport för distributionstransformatorer; metoden kan dock också tillämpas på transformatorer vid högre spänningsnivåer.

8.2.4 Reservdrift

Alla exempel som behandlas i denna rapport utgår från en transformator. Det finns dock flera transformatorer i parallell i ett elnät, ibland i samma station, ibland i olika stationer. När en transformator tas ut drift för underhåll eller på grund av ett fel, då tar en eller flera andra transformatorer över lasten (automatiskt eller efter manuella omkopplingar). Det är under sådan reservdrift som höga (termiska) belastningar oftast inträffar. Att ta med behov på planerad och oplanerad reservdrift kommer att påverka hur man lägger upp korttidsplanering och långtidsplanering. Ytterligare studier behövs för detta.

8.3 OM BEHOV PÅ BÄTTRE MODELLER

8.3.1 Bättre termiska modeller

Det pågår forskning om mer noggranna termiska modeller för transformatorer, men det kan vara svårt att få noggranna parametervärden för sådana modeller. Fortsatt forskning behövs, men författarna anser att det inte har högsta prioritet. Det rekommenderas i stället att transformatorstillverkare förser elnätsföretag med termiska modeller och parametrar.

Att få sådana modeller för nya transformatorer borde vara ganska enkelt, men för äldre transformatorer kan det vara svårt att få lämpliga termiska modeller och parametrar.

Det är dock värt att göra en bedömning av forskningsläget vad gäller termiska modeller av transformatorer. Modellen som rekommenderas av IEC, och som används i denna studie, är en förenklad modell. Det har visats i studien att det går att använda modellen för den typ av beräkningar som behövs för att förebygga överbelastning; som inte behöver betyda att det är en noggrann modell.

Det rekommenderas även att initiera utveckling av digitala tvillingar för ett antal transformatorer, helst hög-belastade transformatorer. Många transformatorer har mätning av oljetemperatur och mätningarna kan användas för att verifiera och kalibrera termiska modellen. Modellen kan, men en större noggrannhet, användas för korttid- och långtidsplanering. Det finns ett begränsat antal transformatorer där det görs mätningar för att uppskatta hotspot-temperaturen. Sådana transformatorer kan användas för att även ta med hotspot-temperaturen i en digital tvilling.

8.3.2 Bättre modeller för osäkerhet

Det finns olika typer av osäkerhet i de olika tillämpningarna som presenteras i rapporten. Osäkerhet i belastningen och i utetemperaturer har studerats under

många år och här finns det bra modeller. Vid långtidsplanering tillkommer osäkerheter i mängder, storleken och typen av ny produktion eller förbrukning. Dessa osäkerheter är svårt att modellera, som har visats i en del tidigare studier om acceptansgränsberäkningar. Vid dessa så-kallade "epistemiska osäkerheter" finns det annorlunda metoder för att hantera osäkerheter [34, 44, 45].

Den stora utmaningen är att modellera osäkerheter i termiska modellen. Vid studierna i denna rapport har det antagits att modellen är korrekt men att det finns sannolikhetsfördelningar för modellparametrarna. Det finns dock också alltid begränsningar i modellen och det är svårt att ta med dem på ett lämpligt sätt i en riskbedömning. Ett första steg kan vara här att jämföra resultat från IEC modellen med resultat från mer detaljerade modeller; nyttig information kan nås från litteraturen om termiska modeller för transformatorer.

En relaterad fråga är hur stor osäkerhet i modellparametrarna är. I studierna har det antagits vissa standardavvikelsen, men det finns ingen information om vad skulle vara lämpliga värden. Det fanns inte heller mycket information i litteraturen om variation av parametervärden mellan olika transformatorer; många studier använder värden som rekommenderas av IEC.

8.3.3 Bättre modeller för övertoner

Påverkan av övertoner på förluster i transformatorer behandlas kortfattat i Avsnitt 2.5. Övertoner var från början inte med i projektet men det bestämdes att ta med att kort avsnitt om detta vid beskrivning av termiska modellen. Övertoner har dock inte tagits med i beräkningsexempel i de senare kapitel.

Övertoner verkar kunna ha en stor påverkan på transformortemperaturer. Här behövs det studier för att kvantifiera med hjälp av befintliga modeller hur stor påverkan brukar vara och om det finns behov att ta med övertoner vid alla termiska studier. Första steget borde vara att bedöma hur stor risken för hög hotspot-temperatur blir för transformatorer i offentliga nät, på olika spänningsnivåer.

Det borde även göras en bedömning av lämplighet för modellerna, framför allt för högre frekvenser. Det finns en faktor $I_h^2 \cdot f^2$ i virvelströmsförlusterna enligt Avsnitt 2.5.3, som gör att redan ganska låga nivåer vid höga frekvenser har en stor påverkan på hotspot-temperaturen. En del studier inom elkvalitet [46, 47] tyder på att det blir ökade nivåer av högre frekvenser i elnätet; hur det påverkar hotspot-temperaturer i transformatorer borde utforskas i mer detalj.

8.3.4 Högre tidsupplösning

I studierna har det använts en tidupplösning på 10 minuter för strömmen genom transformatorn; 10 minuter är en vanlig tidupplösning för elkvalitetsmätning. Vid många andra mätkampanjer är upplösningen dock inte mindre än en timme. Gradienten på hotspot-temperaturer har en tidkonstant av bara några minuter, så att 10 minuter räcker egentligen inte som tidupplösning. Det rekommenderas att samla in data av transformatorströmmen med tidupplösningar på 1 minut.

Omgivningstemperaturen påverkar transformortemperaturer via oljan med betydligt längre tidskalor, så att 1 timmes tidupplösning borde vara tillräckligt.

8.4 OM DYNAMISK BELASTNINGSFÖRMÅGA AV KABLAR

En bedömning som gjordes under projektet kom fram till att det finns begränsat med potential för dynamisk belastningsförmåga med kablar, särskild vid längre kablar där egenskaperna ändras längs sträckan. Termiska egenskaper av kablar borde ändå tas med för en mer detaljerad utredning av några verkliga fall för att verifiera denna bedömning. Fordonsladdning och solcellsanläggningar kan vara värt att ta med i studierna.

9 Referenslista och referens till figurerna

- [1] D. O. Koval, R. Billinton, Determination of transmission line ampacities by probability and numerical methods, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1485-1492, Sept. 1970.
- [2] Nicholas Etherden, Increasing the hosting capacity of distributed energy resources using storage and communication, doktorsavhandling Luleå tekniska universitet, 2014.
- [3] Fatemeh Hajeforosh, Multiple aspects of dynamic rating in the power system, doktorsavhandling Luleå tekniska universitet, 2022.
- [4] Fatemeh Hajeforosh, Math Bollen, Dynamisk belastningsförmåga av luftledning, Energiforsk rapport 2020:710.
- [5] Adriel Perez, Oscar Lennerhag, Dynamisk belastbarhet för jordkablar, Energiforsk rapport 2017:427.
- [6] Shiravand, Vahid, Jawad Faiz, Mohammad Hamed Samimi, Mohammad Djamali, Improving the transformer thermal modeling by considering additional thermal points, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 128 (2021): 106748.
- [7] Santisteban, Agustin, Alejandro Piquero, Felix Ortiz, Fernando Delgado, Alfredo Ortiz, Thermal modelling of a power transformer disc type winding immersed in mineral and ester-based oils using network models and CFD, IEEE Access, Vol. 7 (2019): 174651-174661.
- [8] Milad Akbari, Afshin Rezaei-Zare, Transformer bushing thermal model for calculation of hot-spot temperature considering oil flow dynamics, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 36, no. 3 (2020): 1726-1734.
- [9] Lujia Wang, Lijun Zhou, Shuai Yuan, Jian Wang, Haolong Tang, Dongyang Wang, Lei Guo, Improved dynamic thermal model with pre-physical modeling for transformers in ONAN cooling mode, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 34, no. 4 (2019): 1442-1450.
- [10] IEC 60076-7: 2018, Power transformers – Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers.
- [11] D. Susa, M. Lehtonen, H. Nordman, Dynamic thermal modelling of power transformers, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 1, pp. 197-204, Jan. 2005.
- [12] Wang, Lujia, Xiang Zhang, Rafael Villarroel, Qiang Liu, Zhongdong Wang, Lijun Zhou, Top-oil temperature modelling by calibrating oil time constant for an oil natural air natural distribution transformer, IET Generation, Transmission & Distribution 14, no. 20 (2020): 4452-4458.
- [13] Piatniczka, Alexandre, Mike Kockott, Gustavo Bistaffa, Sergiu Paduraru, Transformer loss of life monitoring: A review of in-service highlighting

- achieved benefits, 2022 75th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), pp. 1-7. IEEE, 2022.
- [14] T. Qian, Q. Wei, Z. Yu, W. Tang, Q. Wu, Multi-parametric sensitivity analysis of improved transformer thermal models considering nonlinear effect of oil time constant, CSEE Journal of Power and Energy Systems, doi: 10.17775/CSEEJPES.2020.02430.
- [15] Wang, Lujia, Xiang Zhang, Rafael Villarroel, Qiang Liu, Zhongdong Wang, Lijun Zhou, Top-oil temperature modelling by calibrating oil time constant for an oil natural air natural distribution transformer, IET Generation, Transmission & Distribution 14, no. 20 (2020): 4452-4458.
- [16] D. Susa, H. Nordman, IEC 60076-7 loading guide thermal model constants estimation." International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 23, no. 7 (2013): 946-960.
- [17] H. Nordman, M. Lahtinen, Thermal overload tests on a 400-MVA power transformer with a special 2.5-p.u. Short time loading capability, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 1, pp. 107-112, Jan. 2003.
- [18] M. T. Isha, Z. Wang, Transformer hotspot temperature calculation using IEEE loading guide, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, 2008, pp. 1017-1020.
- [19] IEEE C57.110-2018, IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents, 2018.
- [20] S. B. Sadati, A. Tahani, B. Darvishi, M. Dargahi, Comparison of distribution transformer losses and capacity under linear and harmonic loads, 2nd International Power and Energy Conference, pp. 1265-1269, 2008.
- [21] Adly A. Girgis, Elham B. Makram, Joseph W. Nims, Larry K. O'Dell, Evaluation of temperature rise of distribution transformers in the presence of harmonics and distortion, Electric Power Systems Research, Vol. 20, no. 1 (1990): 15-22.
- [22] Linden W. Pierce, Transformer design and application considerations for nonsinusoidal load currents, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 32, no. 3 (1996): 633-645.
- [23] S. B. Sadati, A. Tahani, B. Darvishi, M. Dargahi, Comparison of distribution transformer losses and capacity under linear and harmonic loads, IEEE 2nd International Power and Energy Conference, pp. 1265-1269, 2008.
- [24] Lloyd H. Dixon, Eddy current losses in transformer windings and circuit wiring, SEM600 Unitrode Seminar, 1988.
- [25] Alex Van den Bossche, Vencislav Cekov Valchev, Stefan Todorov Barudov, Practical wide frequency approach for calculating eddy current losses in transformer windings, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, vol. 2, pp. 1070-1074. 2006.

- [26] SeyedeFatemeh Hajeforosh, Amena Khatun, Math Bollen, Enhancing the hosting capacity of distribution transformers for using dynamic component rating, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 142, Part A, 2022, 108130.
- [27] Amena Khatun, Allowing more solar power connected to the grid, using thermal and ageing models of distribution transformers, exjobbssrapport, Högskolan Dalarna, 2021.
- [28] W. J. McNutt, J. C. McIver, G. E. Leibinger, D. J. Fallon, K. A. Wickersheim, Direct measurement of transformer winding hot spot temperature, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 6, pp. 1155-1162, June 1984.
- [29] Guoming Ma, Yuan Wang, Weiqi Qin, Hongyang Zhou, Chao Yan, Jun Jiang, Yiguang Ju, Optical sensors for power transformer monitoring: A review, *High Voltage*, Vol. 6, no. 3 (2021): 367-386.
- [30] Ahmet Yigit Arabul, Fatma Keskin Arabul, Ibrahim Senol, Experimental thermal investigation of an ONAN distribution transformer by fiber optic sensors, *Electric Power Systems Research* 155 (2018): 320-330.
- [31] Yongtao Yang, Math Bollen, Power quality and reliability in distribution networks with increased levels of distributed generation, *Elforsk report* 08:39.
- [32] Math Bollen, Överspänning från enfasanslutna solpaneler, *Energiforsk Rapport* 2018:506.
- [33] O Lennerhag, M Bollen, S Ackeby, S Rönnerberg, Spänningsvariationer och intermittent produktion *Elforsk rapport* 14:42.
- [34] Enock Mulenga, On the hosting capacity of distribution networks for solar power, Luleå tekniska universitet, doktorsavhandling, oktober 2021.
- [35] S. Pfenninger, I Staell, Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, *Energy* 114, pp. 1251-1265 (2016).
- [36] <https://www.renewables.ninja/>
- [37] Qiyang Li, Yan Zhang, Xin Liu, Kunming Hou, Shengyuan Zhou, and Xu Jin, The thermal inertia time constants and its influencing factors in the thermal dynamic process of overhead line and cable, *E3S Web of Conferences*, vol. 185, p. 01080. EDP Sciences, 2020.
- [38] W. Z. Black and W. R. Byrd, Real-time ampacity model for overhead lines, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 7, pp. 2289-2293, July 1983.
- [39] George J. Anders, *Rating of Electric Power Cables: Ampacity computations for transmission, distribution, and industrial applications*, McGraw Hill, 1997.
- [40] George J. Anders, *Rating of electric power cables in unfavorable thermal environment*, Wiley / IEEE Press, 2005.

- [41] Nexans, 6-36kV Medium Voltage Underground Power Cables XLPE insulated cables. <https://www.powerandcables.com/>
- [42] Espen Eberg, Kåre Espeland, Svein Magne Hellesø, Sverre Hvidsten, Full-scale case study of a road crossing thermal bottleneck in buried MV cable installation, 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution: CIRED 2017.
- [43] SeyedeFatemeh Hajeforosh, Math HJ Bollen, Uncertainty analysis of stochastic dynamic line rating, Electric power systems research 194 (2021): 107043.
- [44] Enock Mulenga, Math H.J. Bollen, Nicholas Etherden, Solar PV stochastic hosting capacity in distribution networks considering aleatory and epistemic uncertainties, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 130 (2021): 106928.
- [45] Enock Mulenga, Solar PV Stochastic Hosting Capacity Assessment Considering Epistemic (E) Probability Distribution Function (PDF), Electricity, Vol. 3, no. 4 (2022): 586-599.
- [46] Naser Nakhodchi, Hamed Bakhtiari, Math HJ Bollen, Sarah K. Rönnberg, Including uncertainties in harmonic hosting capacity calculation of a fast EV charging station utilizing Bayesian statistics and harmonic correlation, Electric Power Systems Research 214 (2023): 108933.
- [47] Sarah K. Rönnberg, Math HJ Bollen, Hortensia Amaris, Gary W. Chang, Irene YH Gu, Łukasz H. Kocewiak, Jan Meyer, Magnus Olofsson, Paulo F. Ribeiro, Jan Desmet, On waveform distortion in the frequency range of 2 kHz–150 kHz—Review and research challenges, Electric Power Systems Research 150 (2017): 1-10.

En stor del av figurer i rapporten skapades med hjälp av Matlabkod; koden finns tillgänglig hos författarna för de som är intresserade i mer detaljer, de som vill kolla beräkningarna, de som vill fortsätta arbete, och så vidare.

Tabellen nedan ger en lista av figurerna och filen som innehåller koden som har använts för att göra beräkningar och skapa figuren.

Figurnr	Matlabfil eller -filer	Kommentarer
Figur 1	Fig1.m	
Figur 2	Fig2.m	
Figur 3	Fig3.m	
Figur 4	Fig4.m	
Figur 5	Fig5.m	
Figur 6	Fig6.m	
Figur 7	Fig7.m	
Figur 8	-	Skapades i PowerPoint
Figur 9	Fig13.m	
Figur 10	Fig15.m, Fig15sub.m	
Figur 11	Fig16.m, Fig15sub.m	
Figur 12	-	Skapades i Excel
Figur 13	-	Skapades i Excel
Figur 14	-	Skapades i Excel
Figur 15	Fig67.m	
Figur 16	Fig68.m	
Figur 17	Fig26.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 18	Fig26.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 19	Fig26.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 20	Fig26.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 21	Fig26.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 22	Fig27.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 23	Fig28.m, Fig28sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 24	Fig32.m, Fig32sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 25	Fig33.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 26	Fig34.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 27	Fig35.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 28	Fig36.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 29	Fig37.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 30	Fig38.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 31	Fig39.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 32	Fig40.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 33	Fig41.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 34	Fig42.m, Fig33sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 35	Fig52.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 36	Fig52.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 37	Fig52.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 38	Fig52.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 39	Fig52.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 40	Fig42.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 41	Fig43.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 42	Fig44.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 43	Fig45.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 44	Fig46.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 45	Fig47.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 46	Fig48.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna

Figur 47	Fig49.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 48	Fig50.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 49	Fig51.m, Fig42sub.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 50	Fig21.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 51	Fig21.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 52	Fig22.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 53	Fig23.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 54	Fig24.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 55	Fig25.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 56	Fig59.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 57	Fig59.m, Fig59b.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 58	Fig59.m, Fig59a.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 59	Fig60.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 60	Fig60.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 61	Fig61.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 62	Fig61.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 63	Fig61.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 64	Fig61.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 65	Fig62.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 66	Fig63.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 67	Fig64.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 68	Fig53.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 69	Fig53.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 70	Fig53.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur71	Fig54.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 72	Fig54.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 73	Fig55.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 74	Fig56.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 75	Fig57.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 76	Fig58a.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 77	Fig58.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 78	Fig65.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 79	Fig65a.m	Tidserier behövs som indata för att återskapa figurerna
Figur 80	-	Tagit över från en annan rapport
Figur 81	-	Tagit över från en annan rapport
Figur 82	-	Tagit över från en annan rapport

STOKASTISK DYNAMISK BELASTNINGSFÖRMÅGA FÖR TRANSFORMATORER

Rapporten introducerar ett antal metoder, baserat på transformatorns termiska modell, för att förebygga överbelastning av transformatorer; överbelastningsskydd, korttidsplanering och långtidsplanering. Metoderna illustreras med verkligt data över en 22-månaders period. Sannolikhet på överbelastning visas vara ett viktigt mått för båda skydd och korttidsplanering.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

