

Piotr Daniel Soja

Estimering av transiente temperaturforløp for dynamisk strømbelastning av kraftlinjer.

En studie av kortvarig termisk grenselast ved hjelp av eget utviklet program

Masteroppgave i Energibruk og energiplanlegging

Veileder: Erling Ildstad

Juni 2020

Piotr Daniel Soja

Estimering av transiente temperaturforløp for dynamisk strømbelastning av kraftlinjer.

En studie av kortvarig termisk grenselast
ved hjelp av eget utviklet program

Masteroppgave i Energibruk og energiplanlegging
Veileder: Erling Ildstad
Juni 2020

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne oppgaven er en masteroppgave for femteårsstudenter innen Energi og miljø ved Norges teknisk-Naturvitenskapelige Universitet avd. Trondheim. Oppgaven er gitt av skolen i samarbeid med Statnett og utgjør 30 studiepoeng.

Jeg ønsker å takke min veileder Erling Ildstad for hans gode innspill, samt tålmodigheten og hjelpen jeg fikk av han med denne masteroppgaven.

Det var et krevende, men samtidig veldig lærerikt semester som har gjort meg godt foreberedt til arbeidslivet.

Signatur: _____

Piotr Soja.
NTNU

Sammendrag

Forbruk av elektrisk energi er i stadig økning både i Norge og i verden. Det kommer til å fortsette å stige på grunn av økt interesse for grønn energi og utbygging av nye fornybare energikilder. Siden nettselskapene har tilknytningsplikt, må de sørge for å tilby tilgang til nettet til alle som ønsker det. Som en konsekvens av dette må det bygges nye kraftledninger, noe som er kostbart. En av hovedgrunnene til dette er at dagens metoder for beregning av termisk grenselast tar utgangspunkt i konservative statiske betraktninger. Dette fører til at kraftledninger i dag sjeldent blir utnyttet på den mest effektive måten. Ettersom nettselskapene ikke har oversikt over ledningens temperaturforandring i nåtid, foretrekker de å ha gode marginer for å unngå skade på lederen eller opprettholde kravene for maksimal bakkekledning. I tillegg benytter nettoperatorene i Norge seg av utdaterte beregningsprogrammer for beregning av strømføringsevnen til kraftledningene. På grunn av værforholdene vil ledertemperaturen stadig endre seg. Dette skjer også med den påtrykte belastningen. Siden belastningen og værforholdene endrer seg dynamisk, noe som fører til temperaturvariasjoner av lederen, er tiden nå inne for å innføre dynamisk overvåking av kraftledninger.

Denne masteroppgaven tar for seg et litteraturstudie med hovedformål om å få kjennskap til ulike måter og anbefalinger for konservativ estimering av termisk strømføringsevne. Det er også gjort en undersøkelse av ulike prosjekter og kommersielle metoder for dynamisk estimering av kraftledninger. Det ble studert en oppdatert termisk modell utarbeidet av CIGRE for indirekte målinger av en høyspentlinje. Formålet med oppgaven er å lage et beregningsverktøy som kan analysere de transiente temperaturendringene til en kraftleder basert på opplysninger om værforhold, påtrykt strøm og lederens parametere. Hovedfokuset er å kunne effektivisere bruken av kortvarig termisk grenselast, en metode som Statnett benytter seg av i transiente beregninger. Det har også blitt tatt hensyn til kjernetemperaturen, da alle nåværende estimeringer har hittil kun vært basert på overflatetemperaturen.

For å gjøre en vurdering av beregningsprogrammets funksjoner og dens pålitelighet, er resultatene sammenlignet både med en analytisk metode for transient beregning, og termiske grenselaster av linjer oppgitt i Statnett sitt tekniske dokument, ved bruk av de samme værforholdene. Resultatene fra den analytiske modellen samsvarer godt med programmets resultater, og er i god overensstemmelse med Statnett sine verdier. Den største forskjellen finner sted når det tas hensyn til kjernetemperaturen.

Resultatene viser også at bruk av de faktiske værforholdene i beregningen, kan føre til at KTG kan benyttes i en kontinuerlig tidsperiode eller en 20% prosent høyere strøm sammenlignet med det tekniske dokumentet, selv om det er tatt hensyn til kjernetemperaturen.

Resultatene bekrefter også at dagens kraftledninger er utnyttet i minimal grad basert på vær- og strømdata oppgitt av Statnett. En 24 timers prognose viser at den maksimale kjernetemperaturen for den samme lederen ikke overskrider 12 °C, selv om den er dimensjonert for 80 °C.

Abstract

The electrical energy consumption is steadily increasing both in Norway and in the world. It will continue to rise due to increased interest in green energy and the development of new renewable energy sources. Since the utility companies have a mandatory connection policy, they have an obligation to give access to everyone who wants to connect to the grid. Consequently, new power lines must be built which are expensive. One of the main reasons for this is that today's methods of calculating thermal boundary loads are based on conservative static considerations. This means that power lines are currently rarely utilized in the most efficient way. Since the utility companies currently cannot monitor the temperature change of the overhead lines, they prefer to have good margins to avoid damage to the conductor or to maintain the requirements for maximum ground clearance. In addition, the utility companies in Norway use outdated calculation programs to calculate the ampacity of the power lines. Due to weather conditions, the conductor temperature will constantly change. This also happens with the applied load. As the load and weather conditions change dynamically, leading to temperature variations of the conductor, the time has now come to introduce dynamic line rating of power lines.

This master's thesis focuses on a literature study with the main purpose of getting familiar with various ways and recommendations for conservative estimation of ampacity. A study of various projects and commercial methods of dynamic estimation of power lines, has also been carried out. An updated thermal model developed by CIGRE was studied for indirect measurement of an overhead line. The purpose of the thesis is to create a software program that can analyse the transient temperature changes of a power conductor based on weather conditions, applied current and conductor parameters. The main focus is to streamline the use of short-term thermal rating (KTG), a method that Statnett uses in transient calculations. The core temperature has also been considered since all estimations so far are currently only based on the surface temperature.

In order to make an assessment of the calculation program's features and its reliability, the results have been compared both with an analytical method for transient calculation, and thermal boundary loads of lines given in Statnett's technical document, using the same weather conditions. The results of the analytical model are in good agreement with the results of the program, and in line with Statnett's values. The biggest difference occurs when the core temperature is considered.

The results also show that using the actual weather conditions in the calculation can mean that KTG can be used for continuously time period, or a 20 % percent higher current compared to the technical document, even though the core temperature is taken into account.

The results also confirm that today's power lines have been utilized to a minimal extent based on weather and power data provided by Statnett. A 24 hour forecast shows that the maximum core temperature for the same conductor does not exceed 12 °C even though it is dimensioned for 80 °C.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Tabeller	ix
Figurer	xii
Definisjoner og forkortelser	xiii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn og motivasjon	1
1.2 Oppgavebeskrivelse	3
1.3 Avgrensninger og mål	3
1.4 Oppgavens struktur	4
2 Teoretisk grunnlag og litteratur	5
2.1 Termiske grenselaster (Thermal rating)	6
2.1.1 Static thermal rating (STR) og Static line rating (STL)	6
2.1.1.1 Anbefalinger for valg av konservative parametere	7
2.1.2 Sesongbetinget dimensjonering av termisk grenselast	8
2.1.3 Dimensjonering av termisk grenselast basert på sannsynlighets- modellen (Probabilistisk metode)	8
2.1.4 Dynamic Line Rating teknologi (DLR)	10
2.1.4.1 Metoder for å bestemme dynamisk strømføringssevne	11
2.1.4.2 Komersiell bruk av DLR	18
2.1.4.3 Bruk av DLR i praksis	20
2.1.5 Dimensjonering av strømføringssevnen i andre land / Estimering av linjens lastbarhet i andre land	21

3	Modellering av termisk grenselast for kraftledninger	27
3.1	Modeller for beregning av termisk grenselast	27
3.2	Beregning av termisk grenselast basert på CIGRÉ modellen	28
3.2.1	Varmebalanselikningen - stasjonær tilstand	31
3.2.2	Tidsavhengig temperaturforandring (Transient tilstand)	41
3.2.2.1	Eksakt metode for tidsavhengig temperaturendring	42
3.2.2.2	Numerisk metode for tidsavhengig temperaturendring	45
4	NettSTAT - et simuleringsverktøy for dynamisk dimensjonering	49
4.1	Introduksjon	50
4.2	Oppbygging og funksjonalitet	50
4.2.1	Menyen	50
4.2.2	Inndata	51
4.2.3	KTG - maksimal strøm estimering ved å oppgi den ønskede varig- heten	52
4.2.4	KTG - estimering av den maksimale varigheten ved en oppgitt strøm	52
4.2.5	Dynamisk KTG	53
4.2.6	Indirekte temperaturestimering og termiske grenselaster	53
4.3	Brukerveiledning	53
4.3.1	Installasjon og kjøring	53
4.3.2	Begrensinger	54
5	Eksempeltilfeller på bruk av NettSTAT	57
5.1	Sammenligning av simuleringsverktøy og eksakt løsning	58
5.2	KTG analyse - NetSTAT kontra SDOK-39-30	58
5.2.1	Verifisering av NettSTAT	59
5.2.2	Analyser av maksimal strøm	59
5.2.3	Analyser av varigheten	60
5.3	Temperaturestimering - indirekte måling av temperatur	61
6	Resultater og diskusjon	63
6.1	Sammenligning av simuleringsverktøy og eksakt løsning	64
6.2	KTG analyse - simuleringsverktøy kontra SDOK-39-30	64
6.2.1	Verifisering av NettSTAT	64
6.2.2	Analyser av maksimal strøm	65
6.2.3	Analyser av varigheten	66
6.3	Temperaturestimering - indirekte måling av temperatur	68
7	Konklusjon	69
7.1	Oppsummering av resultatene	69
8	Videre arbeid	71
	Bibliografi	71

Vedlegg	79
A Linjesig - strekkfasthet tabell for en ubelastet Zebra leder	80
B Termisk grenselast for FeAl-linjer oppgitt i ampere. Hentet fra SDOK39-30.	81
C Målinger fra væstasjon	82
D Håndberegninger av den analytiske modellen	83
E Numerisk metode for beregning av termisk grenselast utarbeidet i MATLAB	86
F Numerisk metode for beregning av termisk grenselast utarbeidet i MATLAB	89
G Numerisk metode for beregning av termisk grenselast utarbeidet i MATLAB	92

Tabeller

2.1	Anbefalte verdier utarbeidet av CIGRÉ og IEEE	7
2.2	Sammenligning av sesongbetinget SLR og probabilistisk metode for 428 - A1/S1 - 54/7 "ZEBRA"ACSR leder	9
2.3	Termisk grenselast for FeAl-linjer oppgitt i ampere. For en større versjon se vedlegg B.	23
3.1	Koeffisienter som er brukt for beregning av tvungen konveksjonskjøling med en jevn luftflyt	39
3.2	Koeffisienter som er brukt for beregning av naturlig konveksjonskjøling	41
5.1	Egenskapene til analyseobjektet som er en duplex (to ledere per fase).	58
5.2	Inndata som ble målt av en værstasjon. Data før kl. 01.10 er initialverdier	58
5.3	Tabellen ble klargjort for utfylling ved analysegjennomgang	59
5.4	KTG med tanke på maksimal strøm. Tabellen ble klargjort for utfylling ved analysegjennomgang	60
5.5	KTG med tanke på varighet. Tabellen ble klargjort for utfylling ved analysegjennomgang	60
5.6	Strømdata brukt i denne analysen	61
6.1	Resultater av KTG beregningene ved bruk av konservative værparametere ved ulike omgivelsestemperaturer	64
6.2	Resultater av KTG beregningene av maksimal strøm og ved bruk av ulike værforhold, initialstrøm og varighet	65
6.3	Resultater av KTG beregningene av maksimal strøm og ved bruk av ulike værforhold, initialstrøm og varighet	66
8.1	Linjesig - strekkfasthet tabell for en ubelastet Zebra leder (429-AL1/56-ST1A) med en 300m spennlengde.	80

Figurer

1.1	Energiforbruk i Norge og verden oppgitt i TWh	2
2.1	Bruk av DLR i drift og planlegging av kraftsystemer	10
2.2	En OPGW fiberoptisk høyspentleder	11
2.3	Grafen til ledertemperaturen som funksjon av linjesiget for en ubelastet (429-AL1/56-ST1A) - Zebra leder med en 300m spennlengde	12
2.4	Illustrasjon av inklinasjonsmålingsprinsippet	13
2.5	Illustrasjon av linjesigets måling ved hjelp av et kamera og en måltavle	13
2.6	Grafen til ledertemperaturen som funksjon av tensjonen til en ubelastet (429-AL1/56-ST1A) - Zebra leder med en 300m spennlengde	14
2.7	Illustrasjon av direkte målingsmetodikk ved hjelp av lydbølger	14
2.8	Illustrering av DGPS- overvåkingsmetodikk	15
2.9	Værbesert DLR metodikk	16
2.10	DLR estimeringsmetodikk basert på CIGRÉ	17
2.11	Hendelsesforløp ved bruk av kortvarig grenselast for en ledning som har $100^{\circ}C$ og $80^{\circ}C$ som maksimal linetemperatur.	23
3.1	Lederens oppvarming- og avkjølingsfaktorer	29
3.2	En ytre radius-skinneeffekt faktor kurve for forskjellige r_{in}/r_{out} forhold og visse vilkår	33
3.3	a) den lokale estimeringsfeilen (error) i forhold til den eksakte løsingen betegnet med steglengden h . b) Redusering av steglengden vil føre til en bedre estimering av den eksakte løsningen)	46
3.4	Grafisk forklaring av prosedyren for beregning av ledertemperatur.	47
4.1	Hovedvinduet til NettSTAT	49
4.2	NettSTAT funksjoner i ulike faner	51
4.3	Plasseringen til ”Restore view” funksjonen	51

4.4	Illustrasjon av hvor og hvordan inndataene skal fylles ut i Excel-filen. Tegnet (O) betyr at det er obligatorisk data som må være med, mens (V) indikerer at det er valgfritt å ha med denne parameteren. Hvis brukeren ikke har tilgang til de valgfrie parameterne som for eksempel fuktigheten i dette tilfellet, må denne kolonnen være tom.	54
4.5	Problemet med tidsdata-håndtering (figur til venstre) som ble løst til slutt (figur til høyre)	55
6.1	Resultater av den analytiske metoden (venstre bildet) og programmets numeriske metoden (høyre bildet)	64
6.2	Observasjon av en synlig ”knekk”	66
6.3	En liten endring fra 1580 A (figuren til venstre) til 1650 A (figuren til høyre) fører til en stor forandring av de transiente termiske egenskapene. .	67
6.4	Temperaturestimering av FEAL 329 Curlew fase L1 (venstre side) og dens stasjonære termiske grenselaster (h)	68
8.1	Håndberegninger og resultater av den analytiske modellen Del 1	84
8.2	Håndberegninger og resultater av den analytiske modellen Del 2	85
8.3	Håndberegninger og resultater av den analytiske modellen Del 3	85

Definisjoner og forkortelser

ACSR	=	Aluminium-conductor steel-reinforced cable, Stålaluminiumslinje (Shaped Wire Aluminum Conductor, Steel-Reinforced)
ACSR/TW leder	=	Stålaluminiumslinje med komprimerte trapezoidformede aluminiumstråder
CFD	=	computational fluid dynamics
DGPS	=	Differensiell GPS, er en utvidelse av GPS-systemet
DLR	=	(Dynamic Line Rating) Dynamisk vurdering av høyspentlinje
Duplex	=	To ledere per fase
ENTSO-E	=	Det europeiske nettverket av transmisjonssystemoperatører
HTLS (High temperature low sag)	=	Høytemperaturlinjer
INL	=	Idaho National Laboratory
Kordel	=	En tråad laget av aluminium. Enhøyspentleder består av flere sammenlagte kordeller
KTG	=	Kortvarig termisk grenselast
OPGW	=	Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire Cable
p.u.	=	Per unit, per enhet
Peak Load	=	Spisslast
RTTR	=	(Real Time Thermal Rating) Sanntidsovervåking av høyspentutstyr
SDOK 39-90	=	Statnett sin tekniske dokument for termiske grenselaster
Simplex	=	Kun en leder per fase
STL	=	(Static Line Rating) Statisk vurdering av høyspentlinje

Kapittel 1

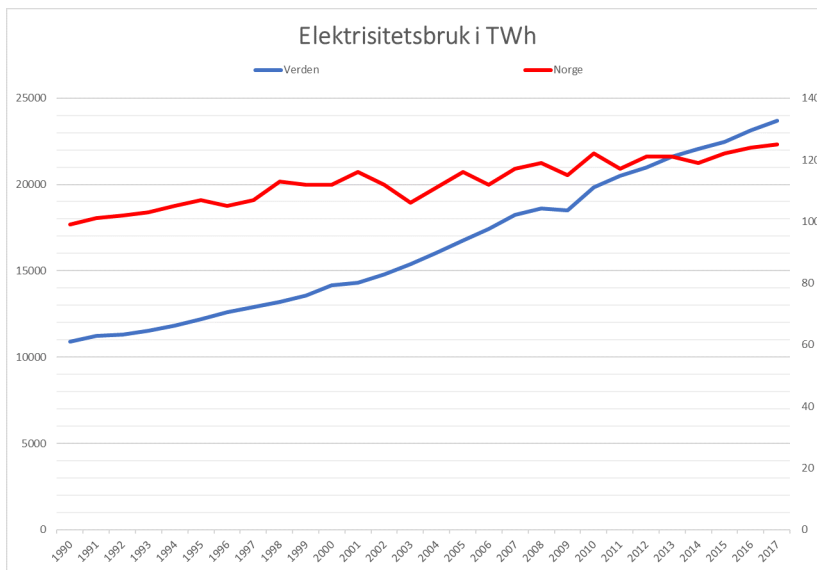
Innledning

1.1 Bakgrunn og motivasjon

Selv om eksperimentene med elektrisitet og konduktans først ble oppdaget av Stephen Gray på 1700-tallet [1], så var verdensutstillingen "The world's Columbian Exposition" som fant sted i 1893 i Chicago et tegn på starten av en ny epoke. Westinghouse Electric Company grunnlagt av Georg Westinghouse vant anbudet over det likestrømbaserte selskapet General Electric, eid av blant annet Thomas Edison. Anbudet gikk ut på å levere elektrisk kraft til denne utstillingen. Nicola Tesla som jobbet hos Westinghouse utviklet en vekselstrømsgenerator som kunne forsyne flere hundre tusen lyspærer over en lengre strekning. Dette var noe ingen hadde sett før, [2] og spetakkelet skapte et nytt behov hos menneskene- elektrisk energi.

De neste årene var produksjonen av elektrisk energi i stadig økning. Det var mulig å transportere den elektriske kraften over stadig lengre distanser ved å øke spenningen ved hjelp av nyutviklede transformatorer. Det var mindre fokus på sikkerhet som førte til mange ulykker hvor folk døde av elektriske støt grunnet linjenes lave bakkeavstander [3].

Dagens energitransmisjon er mye tryggere og mer effektiv. Det finnes forskrifter med krav og reguleringer om at høyspentlinjer skal prosjekteres og utføres slik at det ikke skaper fare for liv og helse [4]. Etterspørselen etter elektrisk energi i verden har også økt betraktelig de siste årene. I følge det internasjonale energibyrået var energiforbruket i verden i 2015, 2016 og 2017 henholdsvis 22 471, 23 121 og 23 696 TWh [5]. Dette fenomenet finner også sted i Norge. Nordmenns energiforbruk i 2018 økte med 7,7% sammenlignet med 2014 [5]. Dette kommer til å fortsette å øke ettersom flere elektriske biler og fornybare energikilder kommer inn i bildet.



Figur 1.1: Energiforbruk i Norge og verden oppgitt i TWh [5]

Nettselskapene i Norge har en tilknytningsplikt, det vil si en plikt til å tilby alle som ønsker det, tilgang til nett [6]. Dette er en av årsakene til at mange nettselskaper ønsker å øke kapasiteten til sine kraftledninger. Effekten som flyter gjennom høyspentlinjer er avhengig av spenningen og strømmen. Ved å øke enten strømmen eller spenningen kan kapasiteten også forhøyes. Metodene for kapasitetsøkning kan deles inn i tre kategorier.

Den første kategorien omhandler det å bytte ut gamle linjer med nye, gjerne høytemperaturlinjer. Slike HTLS linjer kan driftes ved høyere temperaturer med opptil 250°C mer enn vanlige høyspentledninger, (50°C - 80°C), og dermed en høyere strøm. Denne løsningen er ofte dyr og komplisert med tanke på logistikk [7].

Den andre løsningen er å spenningsoppgradere nettet. Denne fremgangsmåten har imidlertid sine ulemper. For det første er det nødvendig med større transformatorer som trenger mer oppvarming, noe som igjen kan føre til større tap og kostnader på slike apparater. For det andre er det en risiko for at kravene om minimum høyde over bakken og mellom fasene for høyere spenninger ikke blir oppfylt slik at det må bygges større master[4]. Dette kan igjen føre til høye kostnader.

Det siste og billigste alternativet for å øke kapasiteten til en høyspentleder er å øke den termiske grenselasten ved å sanntidsovervåke værforhold. Denne fremgangsmåten kan gjøre det lettere å bestemme strømmen slik at den maksimale ledertemperaturen ikke blir overskredet. Teknikken kalles for Dynamic Line Rating (DLR), og det skal ses nærmere på i denne masteroppgaven.

1.2 Oppgavebeskrivelse

I dag utnyttes den maksimale strømkapasiteten til høyspentlinjer i liten grad. Dette er imidlertid i ferd med å endre seg, ettersom det økende behovet for elektrisk energi og kraft krever mer effektiv bruk av de installerte reservene i kraftnettet. Forutsatt at de maksimale temperaturene på kraftlinjene kan estimeres, kan lengre perioder med strømovertbelastning tillates under visse vedlikehold.

Konseptet med dynamisk estimering av termisk grenselast innebærer at kapasiteten til en komponent i en kraftledning varierer dynamisk som en funksjon av eksterne parametere som vindhastighet, lufttemperatur, vær og aktuell belastningshistorie for kritiske deler av kraftlinjen. I prinsippet kan denne nettreserven utnyttes mer effektivt, forutsatt at belastningsberegningen utføres ved bruk av en relevant termisk modell og sanntidsmålte verdier av lokale værforhold og belastningsstrøm.

Hovedformålet med denne masteroppgaven er å utvikle en modell og et forenklet dataprogram for kortvarige temperaturberegninger av maksimale temperaturer og termiske grenselaster for kraftledninger.

1.3 Avgrensninger og mål

- En litteraturstudie som danner grunnlaget for beregninger av strømføringsevnen og foreslåtte metoder for å bestemme transient og stasjonær tilstand av termisk grenselast for kraftledninger.
- Presentasjon av teori, termisk modell og foreslått metode for beregning av kortvarige og stabile maksimale luftledningstemperaturer.
- Utvikling og testing av et program for effektive belastningsberegninger basert på målte vær- og gjeldende belastningsdata.
- Evaluering og om mulig sammenligning av estimerte og målte transiente termiske grenselaster basert på ledertemperaturer, inkludert diskusjon av gyldigheten av tilnærmingen som ble brukt og forslag til videre arbeid.

1.4 Oppgavens struktur

Rapporten er delt inn i kapitler som vist i innholdsfortegnelsen. Hovedstrukturen deles inn i følgende elementer:

- **Kap 2 Teoretisk grunnlag og litteratur:** Samling av relevant teori for oppgaven. Teorien ble hentet fra diverse lærebøker, fagartikler og tekniske brosjyrer.
- **Kap 3 Modellering av termisk grenselast for kraftledninger:** Modelleringsdelen hadde som hensikt å beskrive de ulike likningene som var nødvendige til beregning av termisk grenselast.
- **Kap 4 Presentasjon av det utviklede simuleringsverktøyet Nettstat:** Nettstat programmet og dens funksjoner ble presenterert i dette kapitlet.
- **Kap 5 Eksempeltilfeller:** Her ble det gjennomført ulike eksempeltilfellene for å vurdere om programmet egner seg til bruk.
- **Kap 6 Resultater og diskusjon:** Her ble det gjennomført det en analyse av hvor stor bidrag til den resulterende ledertemperaturen har de forskjellige faktorene. Kapitlet inneholder også resultater fra de analysene som er gjennomført og diskusjon rundt dem.
- **Kap 7 Konklusjon:** Dette kapitlet vil konkludere arbeidet som er gjort. Resultater for analyser vil bli oppsummert og konkludert opp mot problemstilling.
- **Kap 8 Videre arbeid:** I denne delen ble forslag til videre arbeid presentert.

Kapittel 2

Teoretisk grunnlag og litteratur

I dette kapittelet ble relevant teori for oppgaven gjennomgått. Teoridelen var strukturert på samme måte som nettstudien, med underkapitler for hvert tema. Det antas at leseren av denne rapporten har grunnleggende kunnskaper innenfor fagområdet.

2.1 Termiske grenselaster (Thermal rating)

Alle komponenter i nettet er begrenset av en viss strøm. Den maksimale strømmen som kan påtrykkes til en leder kalles for strømføringssevne eller termisk grenselast. Det er to hovedgrunner til å begrense strømmen som kan flyte gjennom en leder.

Den første grunnen er bakkeklaring, det vil si avstanden mellom linjens laveste punkt og bakken. Hvis den påtrykte strømmen blir for høy, vil den overopphete lederen som består hovedsaklig av aluminium. Dette vil føre til gløding av aluminium som kommer til å strekke seg. En konsekvens av dette er at kravene til minimum bakkeavstand ikke blir opprettholdt lenger. Den minimale bakkeklaringen er avhengig av systemspenningen og lederens beliggenhet. For 300kV blanke linjer i Norge er den minste avstanden 7.6m over terrenget og 8.6m over en offentlig vei[4].

Den andre grunnen som begrenser kapasiteten til en luftlinje er for å unngå gløding og aldring som kan skade hvilket som helst materiale. Når ledertemperaturen er ekstrem høy og den overskrider materialets smeltepunkt, vil lederens mikrostruktur kollapse øyeblikkelig. På samme måte når linjens temperatur er lavere men fortsatt over glødepunktet, vil mikrostrukturen endre seg. Denne prosessen er saktere enn smelting, men allikevel raskere enn aldring. Ved en temperatur som er lavere enn glødepunktet vil den fortsatt påvirke og endre lederens mikrostruktur, men i mindre grad. Ettersom gløding og aldring reduserer lederens levetid, er det viktig å unngå høye temperaturer av linjer. En strømbegrensning vil da begrense temperaturen til en høyspentlinje. [8]

I følge CIGRÉ sin spørreundersøkelse til nettselskaper[9] besvarte 79% at de begrenser strømmen som flyter gjennom kraftledninger i henhold til krav om bakkeklaring, mens 9% repliserte at de bruker gløding som hovedgrunn til å begrense strømmen i luftlinjene. Det viser seg at begge disse årsakene av strømbegrensningen er relatert til termisk effekt. Derfor er den maksimale strømføringssevnen i høyspentlinjene ofte kalt termisk grenselast eller termisk belastbarhet[7].

2.1.1 Static thermal rating (STR) og Static line rating (STL)

Det engelske begrepet static thermal rating kan oversettes som statisk termisk dimensjonering. For høyspentlinjer er det vanlig å operere med begrepet static line rating, altså statisk dimensjonering av termisk grenselast for kraftledninger. Det går ut på å estimere en maksimal fast strøm ved å ta i betraktning det verste værforhold lederen kan utsettes for[10]. SLR er den fundamentale og mest konservative beregningsmåten for å beregne termiske grenselaster. Selv om det er utviklet nye måter for å beregne termiske grenselaster som kan øke kapasiteten til en høyspentlinje, blant annet DLR, er SLR fortsatt den mest brukte strategien hos nettselskapene for å beregne den maksimale strømmen som en leder kan bære[11].

Nøyaktig beregnet bør ingen vind, høyest mulig solinnstråling og omgivelsestemperatur indikere de verste værforholdene".Det er ikke så lett å definere maksimal solinnstråling og omgivelsestemperatur. På samme måte vil ingen bruk av vindhastighet redusere den termiske grenselasten drastisk.

Av grunnene nevnt ovenfor er det nødvendig med å benytte seg av konservative værforhold i stedet for de 'verste værforhold'. De konservative værforhold er basert på historiske data og statistiske analyser, og er som regel 'verre' enn de fleste forhold som kan oppstå. Det er snakk om ca. 97% driftsikkerhet av alle tilfeller hvor konservative parametre har blitt brukt [12]. Det vil si at SLR ikke alltid er aktuell for kraftledninger. Nettselskapene vil likevel akseptere en liten grad av risiko for å få til en tilstrekkelig overføringskapasitet og mer økonomisk vennlige systemer.

2.1.1.1 Anbefalinger for valg av konservative parametere

Det har kommet i stand mange forskningsprosjekter for å finne ut de mest optimale værparametere med tanke på strømføringsevne. Det internasjonale rådet for store elektriske systemer (CIGRÉ) [13] og Institutt for elektriske og elektroniske ingeniører (IEEE) [10] har utarbeidet sine egne anbefalinger som vist i tabellen 2.1 nedenfor:

Tabell 2.1: Anbefalte verdier utarbeidet av CIGRÉ og IEEE

	CIGRE	IEEE
Omgivelsestemperatur ($^{\circ}C$)	Maksimum årlig temperatur	40
Vindhastighet (m/s) og retning	0.61 m/s og på tvers av linjen (90°)	0.61 m/s og på tvers av linjen (90°)
Solinnstråling (W/m^2)	1000	1023

2.1.2 Sesongbetinget dimensjonering av termisk grenselast

Denne strategien er en utviklet metode for statisk dimensjonering av termisk grenselast. Som nevnt tidligere er statisk dimensjonering av strømføringssevnen basert på konservative antagelser og faste parametere. Etersom lufttemperaturen kan variere mye i løpet av et år, vil dette medføre til underutnyttelse av kraftledningenes kapasitet. Ved å ta hensyn til forskjellige årstider der temperaturen er forskjellig og implementere dette i SLR, kan overføringakapasiteten utnyttes i høyere grad. [10].

Årlige temperaturvariasjoner er vanlige i mange land. Varme somre og kalde vintre er typiske i Norge. I følge værrekorden fra meteorologiske stasjoner mellom 2009 og 2013 i Oslo var den gjennomsnittlige daglige makstemperaturen 1°C om vinteren (des-feb), 14°C om våren (mar-mai), 21°C om sommeren (jun-aug), mens den var 12°C om høsten [14]. Den gjennomsnittlige temperaturforskjellen mellom sommer og vinter er i dette tilfellet 20°C . For FEAL 329 CURLEW¹, den typisk brukte 300kV ACSR høyspentlederen i Norge vil denne forskjellen resultere i 145A strømforskjell når strømføringssevnen dimensjoneres [15].

2.1.3 Dimensjonering av termisk grenselast basert på sannsynlighetsmodellen (Probabilistisk metode)

Probabilistisk metode bruker de faktiske værforholdene som er sannsynlige i det geografiske området linjestrekket er plassert i. Den går ut på å forhåndsberegne strømmen som vil føre til en risikabel, lite driftssikker situasjon og sannsynligheten for dens forekomst. Sannsynligheten for at driftsukkre situasjoner kan oppstå er i størrelsesorden 10^{-6} til 10^{-9} [16]. Det er mange forskjellige typer av probabilistiske metoder. Noen av dem er beskrevet i CIGRÉ sin tekniske brosjyre [17]. De to fundamentale typene er den absolutte metoden og overskridelsesmetoden. Den absolutte metoden determinerer risikoen for en driftsukkre situasjon og dens oppstand, (f. eks. 10^{-6}) mens overskridelsesmetoden beregner tidsmengden eller prosentandelen av tiden der den dimensjonerende ledertemperaturen vil bli overskredet. Overskridelsesmetoden kan også utvides med informasjon om lastprofilen. Dette vil resultere i høyere strømføringssevne for samme overbelastningsnivå, spesielt for spisslastprofiler (peak load).

Fordelen med denne metoden i forhold til den sesongbetingede statiske beregningen av termisk grenselast, er at risikoen kan kvantifiseres og holdes konstant. En økt grenselast til en leder medfører økt risiko eller andel av overskridelsesnivået (overbelastning). Dette er vist i tabell 2.2 nedenfor [16]:

¹Ved 80°C Maksimal kontinuerlig linjetemperatur

2.1 Termiske grenselaster (Thermal rating)

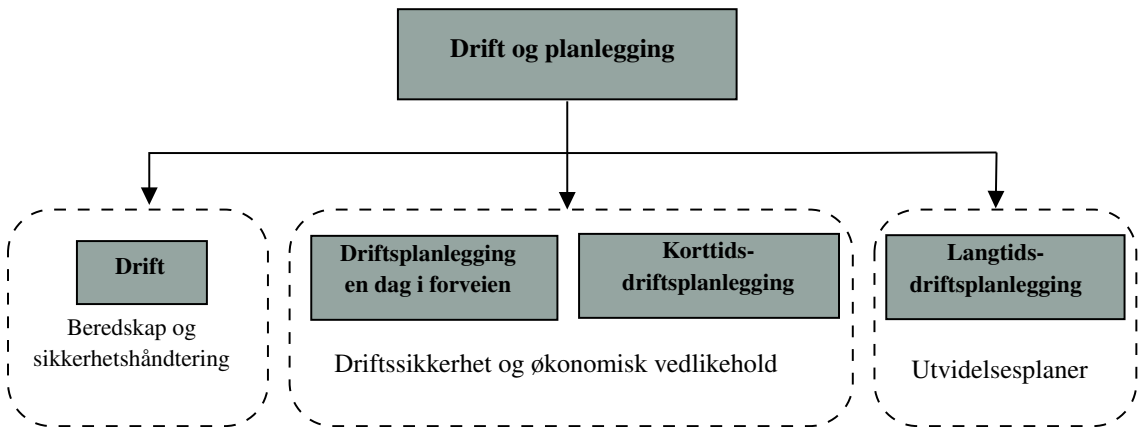
Tabell 2.2: Sammenligning av sesongbetenget SLR og probabilistisk metode for 428 - A1/S1 - 54/7 "ZEBRA" ACSR leder

Dimensjon erende ledertemp. (°C)	% Overskridelse	Sommer		Vår/Høst		Vinter	
		Probabilistisk dimensjonering (Amper)	Konservativ statisk dimensjonering (Amper)	Probabilistisk dimensjonering (Amper)	Konservativ statisk dimensjonering (Amper)	Probabilistisk dimensjonering (Amper)	Konservativ statisk dimensjonering (Amper)
50	0.1	683	610	789	770	847	950
	3	745		861		925	
	6	769		888		954	
	10	790		912		980	
65	0.1	826	795	910	896	959	1019
	3	901		994		1046	
	6	930		1025		1079	
	10	955		1053		1109	
75	0.1	906	912	981	1000	1025	1090
	3	989		1071		1118	
	6	1020		1105		1153	
	10	1048		1135		1185	

2.1.4 Dynamic Line Rating teknologi (DLR)

Dynamisk termisk dimensjonering (DTR) handler om å sanntidsovervåke værforhold og strømmen til komponenter som transformatorer, kabler og linjer for å beregne maksimal tillatt strøm. DTR er derfor ofte brukt i sammenheng med begrepet (Real Time thermal Rating). For høyspentlinjer er det utbredt å bruke begrepet Dynamic Line rating. Dette er et av de mest nyttige verktøyene for planlegging og drift av kraftsystemer. Samtidig er dette den mest kostbare og avanserte måten å dimensjonere termiske grenselaster på. Det er nødvendig å installere overvåkningsstasjoner langs de overvåkede linjer. DLR systemer med mulighet for prediksjon bør være i stand til å måle blant annet leder- og omgivelsetemperatur, solinnstråling, samt vindhastigheten og dens retning i sanntid. På den annen side er det komplisert å håndtere disse dataene for at de skal være nøyaktige og sensitive.

Som belønning vil nettoperatører få linjens strømføringssevne i samsvar med faktiske og framtidige værforhold. DLR er derfor en løsning på utfordringene som kraftsystemene står ovenfor idag, knyttet til beredskapsstyring, sikker og økonomisk drift, vedlikehold og utvidelsesplaner [18]. Dette er godt illustrert i figur 2.1 under. På denne måten kan linjene operere med høyere driftssikkerhet og deres kapasitet kan øke med opptil 30% i forhold til de konservative betraktningene [19]. Dette kan kompensere for de høye utgiftene til å installere DLR systemer.



Figur 2.1: Bruk av DLR i drift og planlegging av kraftsystemer

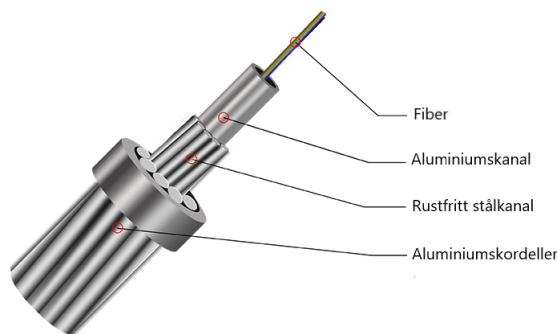
2.1.4.1 Metoder for å bestemme dynamisk strømføringsevne

Det er mange måter som kan benyttes til å dimensjonere dynamisk belastbarhet for høyspentlinjer. Disse deles i to hovedmetoder, **direkte** og **indirekte**. Indirekte beregningsmetode baserer seg på instrumenter som ikke er direkte koblet til linjen, for eksempel værstasjoner som befinner seg i nærheten av linjen. Derimot handler direkte metoder, som selve navnet antyder, om målinger av instrumenter som er direkte koblet til linjen og målinger av mekaniske variabler relatert til linjen. De kan måle blant annet ledertemperatur, linjesig (bakkekling), inklinasjon etc. Metodene er nærmere beskrevet nedenfor.

Direkte metoder

- **Temperaturmåling** - Målingene utføres vanligvis ved å bruke koblingsklemmer som er festet til transmisjonslinjen. Temperaturmålingene sendes via radiokommunikasjonen til driftsentralen eller lastes ned manuelt. Den overvåkede temperaturen sammenlignes med lederens dimensjonerende temperatur for å overvåke om den termiske grenselasten er overskredet. Sensorene plasseres som regel flere steder på linjestrekket siden værforholdene kan variere mye langs strekket og dermed føre til forskjellig ledertemperatur. [20]. Det er viktig å påpeke at sensorer er i stand til å måle overflatetemperaturen til ledere. For å ha oversikt over linjesiget er det i noen tilfeller nødvendig å omregne lederens overflatetemperatur til gjennomsnittlig ledertemperatur mellom kjernen og overflaten. Dette er viktigere av hensyn til høytemperaturlinjer (HTLS), men har lite å si for konvensjonelle linjetemperaturer (for eksempel ACSR) [15].

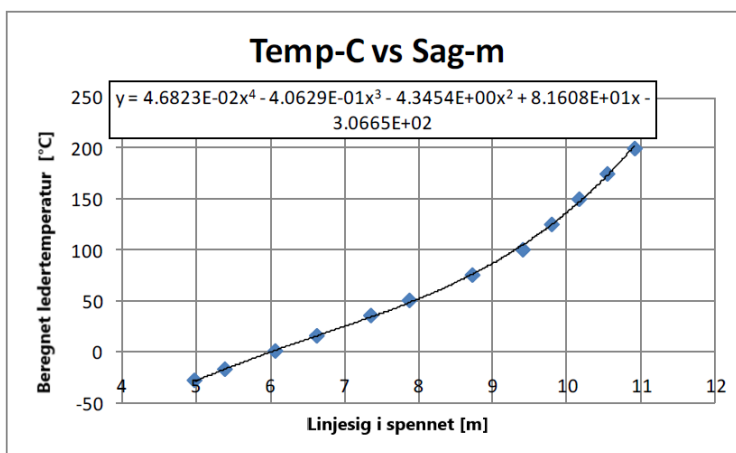
Det finnes også ledere med installert fiberoptisk kabel (OPGW, se figur 2.2) som gir full temperaturprofil langs hele linjestrekket, på samme måte som i sjøkabler med fiber [21].



Figur 2.2: En OPGW fiberoptisk høyspentleder [22]

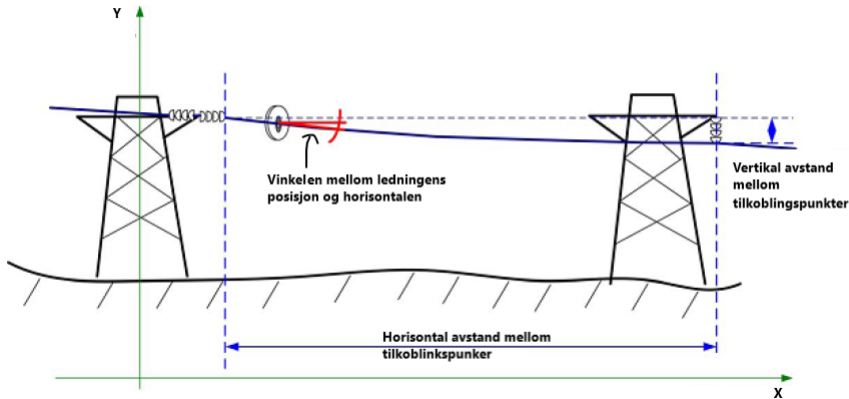
- **Vibrasjonsmåling** - Denne metoden er basert på målinger av vibrasjoner til en høyspentleder for å oppdage spennets grunnleggende frekvens [23]. Dette kan sammenlignes med gitarstrenger. Lyden man oppdager av en spillende gitar er avhengig av strengens stramming som bestemmer de harmoniske. Den første harmoniske er grunntonen. Det er denne tonen som man hører best og som bestemmer tonens frekvens [24]. På samme måte vil høyspentlinjen bevege seg på grunn av vindforhold. En spennlengde til en kraftleder vil utvikle de harmoniske hvor den fundamentale frekvensen er funksjonen til linjesiget og ikke noe annet. Større linjesig betyr en lavere vibrasjonsfrekvens og vice versa. Fordelen med den type måling er muligheten til å beregne spennets linjesig i sanntid uten å ha kjennskap til noe som helst data som for eksempel siging data, topologiske data, værddata eller lederdata [23].

Linjesiget kan også omregnes til den termiske belastbarheten for å kunne følge ledertemperaturen. Denne metoden er beskrevet i CIGRÉ sin tekniske brosjyre. [25] Figur 2.3 nedenfor viser grafen til ledertemperaturen (Zebra leder) som en funksjon av linjesiget for en bestemt spennlengde basert på numeriske beregninger i tabell 8.1 i vedlegg A.



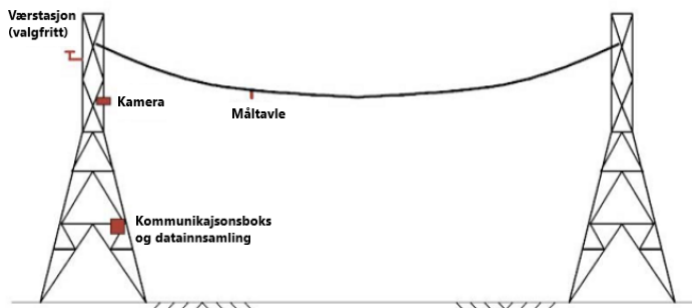
Figur 2.3: Grafen til ledertemperaturen som funksjon av linjesiget for en ubelastet (429-AL1/56-ST1A) - Zebra leder med en 300m spennlengde basert på tabell 8.1 [20].

- **Vinkelmåling (Inklinasjonsmåling)** - Instrumentet måler den såkalte inklinasjonsvinkelen (vinkelen mellom lederen og horisontalen) for å estimere det aktuelle linjesiget. Kunnskapen om spennlengden, lederens vekt per enhet, nivelleringen (dens vertikale avstand) sammen med den målte vinkelen er nødvendig for å beregningen av linjesiget ved hjelp av kjedeligningen [20], [26]. Videre kan den termiske grenselasten beregnes på samme måte som forklart i vibrasjonsmålingsmetoden.



Figur 2.4: Illustrasjon av inklinasjonsmålingsprinsippet [20]

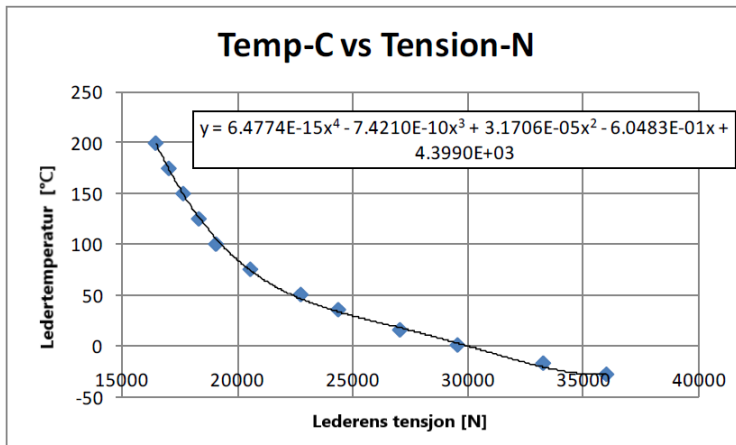
- **Måling av linjesiget ved hjelp av et kamera** - Den type måleteknikk består av et kamera med et vidt objektiv og en måltavle. Kameraet monteres til masten, mens måltavlen festes ved hjelp av en lang isolert stang på den spenningsatte ledningen cirka 45 meter fra kameraet. Kameraet er programmert for å følge måltavlens vertikale posisjon og for å bestemme linjesiget. For å kalibrere utstyret er det kun et krav om å oppgi linjens bakkeklaring. Som regel angis også informasjonen om spenngeometrien for å ha kontroll over de kritiske punktene i hele spennet [20], [26]. Figuren 2.5 nedenfor illustrerer denne metodikken.



Figur 2.5: Illustrasjon av linjesigets måling ved hjelp av et kamera og en måltavle [20]

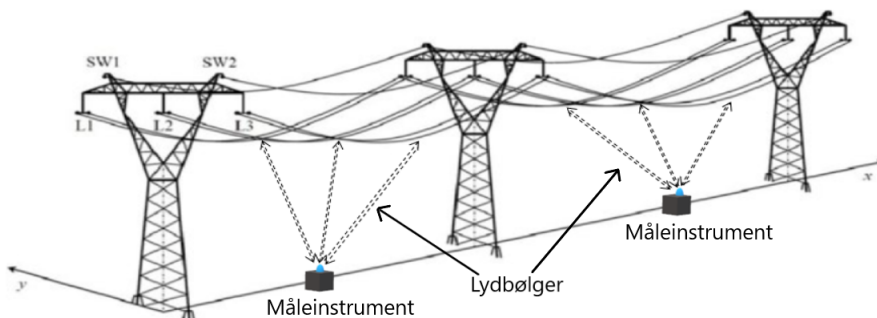
- **Måling av stramming (tensjon)** - Tensjon måles i newton ved hjelp av instrumenter som installeres til strekkjeder i serie. For sanntidsovervåking av termisk grenselast er det i tillegg nødvendig med kjennskap om strålingsbalansen på lederen (NRT) og bakkeklaring. Denne beregningsmetodikken er komplisert på grunn av vindforhold som har påvirkning både på linjens stramming og kjøleeffekt. Av den grunn må det utføres en kalibreringsprosess på linjestrekket og ikke selve utstyret.

Tensjonen kan også omregnes til den termiske strømføringssevnen for å være i stand til å ledertemperaturen. Denne metoden er beskrevet i CIGRÉ sin tekniske brosjyre. [25] Figur 2.6 nedenfor viser grafen til ledertemperaturen (Zebra leder) som en funksjon av tensjonen til en bestemt spennlengde basert på numeriske beregninger i tabell 8.1 i vedlegg A.



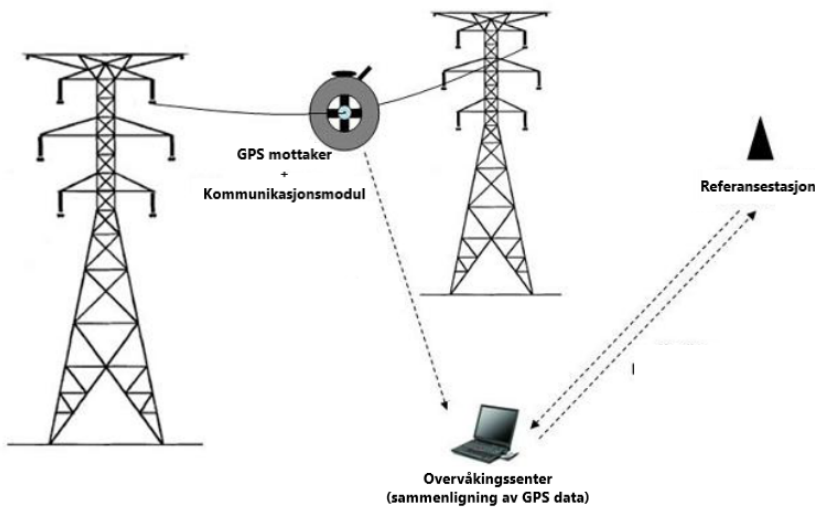
Figur 2.6: Grafen til ledertemperaturen som funksjon av tensjonen til en ubelastet (429-AL1/56-ST1A) - Zebra leder med en 300m spennlengde basert på tabell 8.1 [20].

- **Direkte måling av bakkeklaring** - Måleutstyret utnytter lydbølger til å måle bakkeklaringen til hengende høyspentlinje. Instrumentet plassert under linjespennt sender høyfrekvente lydimpulser med 10 minutters tidsintervaller. De reflekterte lydbølgene blir fanget opp av måleutstyret igjen og registrert i form av en tidsfunksjon. Tiden lydbølgen bruker fra måleutstyret og tilbake omregnes til bakkeklaringen [20].



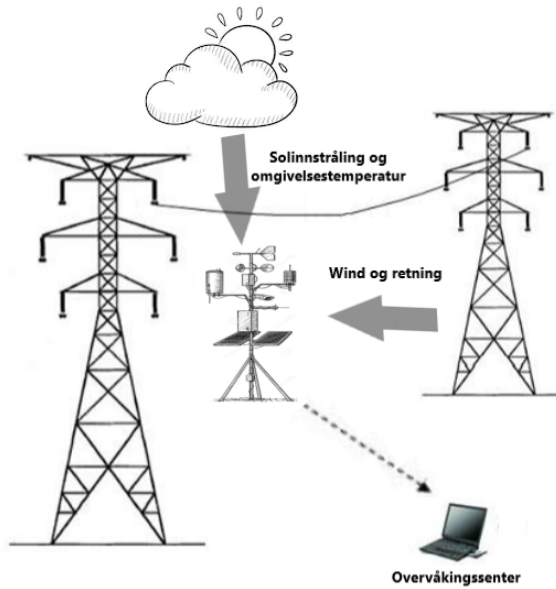
Figur 2.7: Illustrasjon av direkte målingsmetodikk ved hjelp av lydbølger [27]

- **DGPS overvåking** - Metoden går ut på at det festes en differensiell GPS mottaker i midten av spennet. Informasjonen mottatt av GPS satelliter er i stand til å bestemme linjesiget med en nøyaktighet på $\pm 25\text{mm}$. GPSen kan dessverre bringe med seg målefeil opptil 30m på grunn av støy i radiosignalet, på grunn av bygninger, skyer og andre atmosfæriske fenomener som påvirker nøyaktigheten. Fordelen med denne teknikken er at linjesiget beregnes ut fra bakkeklaringen basert på informasjonen fra GPS mottakeren og referansestasjonen. Referansestasjonen i et punkt med kjent posisjon brukes til å sammenligne forskjellen (differansen) mellom posisjonene angitt av satellittene og den faktiske posisjonen til referansestasjonen [20], [28]. På denne måten kan GPS mottakeren festet til kraftledningen være nøyaktig og robust.



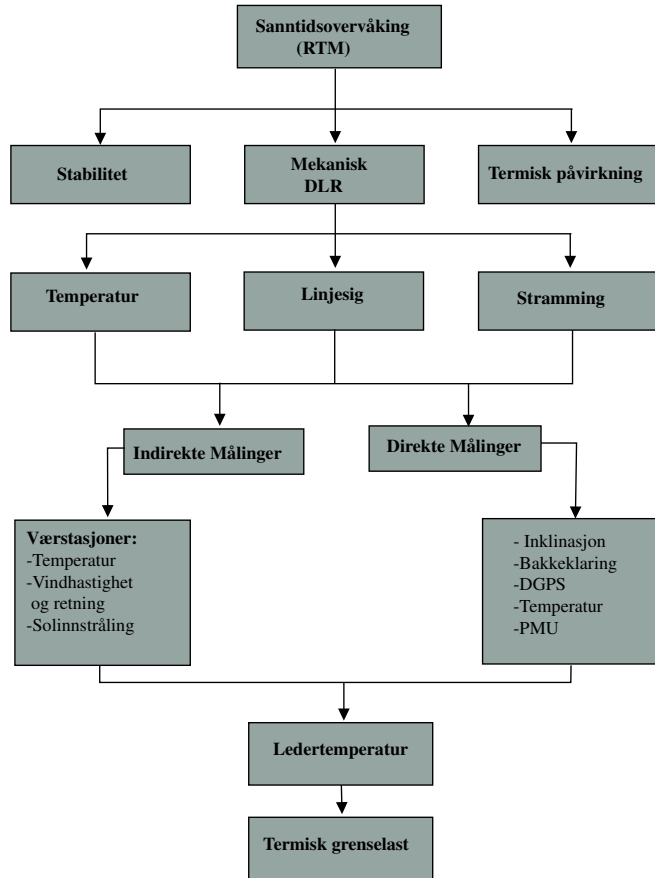
Figur 2.8: Illustrering av DGPS- overvåkingsmetodikk [20]

Indirekte metode - værbasert DLR Den værbaserte metoden er det billigste og mest tilgjengelige alternativet for estimering av linjens belastbarhet ettersom det kun er behov for en værstasjon som er i stand til å kommunisere med overvåkingscenteret. Værstasjonen som er plassert på masten eller i nærheten av linjespennet utfører målinger av vindstyrken og dens retning, omgivelsestemperaturen, solinnstrålingen og sender det til overvåkingscenteret. Basert på strømmen, ledningens parametere og værdata kontrollerer overvåkingscenteret om den termiske grenselasten er innenfor grensen [10].





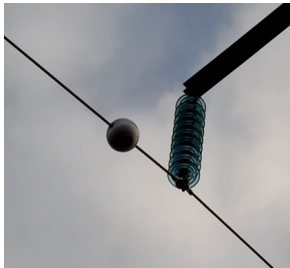
Figur 2.9: Værbesert DLR metodikk





Figur 2.10 nedenfor viser DTR estimeringsmetodikk for høyspentlinjer foreslått av CIGRÉ [20]. Denne prosedyren inkluderer både direkte og indirekte metoder for å beregne den gjennomsnittlige ledertemperaturen.



Figur 2.10: DLR estimeringsmetodikk basert på CIGRÉ

2.1.4.2 Komersiell bruk av DLR

<p>Sagometer (EDM)</p> 	<p>Sagometer bestemmer linjesiget ved hjelp av et ”smart” kamera som tar bilder av måltavlen festet til høyspentlinjen. Målingene kan også foretas om nettene på grunn av infrarød laserbelysning. Sagometer ble oppgradert til SPAN Sentry som i tillegg kan måle strømmen og værforholdene for å beregne ledertemperaturen, og følgelig den termiske grenselasten [29].</p>
<p>TLM (Lindsey)</p> 	<p>TLM utviklet av Lindsey har en innebygd LiDAR sensor som gir nøyaktige målinger av linjens bakkeklaring. I tillegg er enheten i stand til å måle strømmen og ledertemperaturen. Utstyret kan installeres på spenningsatte linjer opptil 765kV [30].</p>
<p>Neuroner (Heimdal Power)</p> 	<p>Norge har også utviklet sin egen enhet til å overvåke transmisjonslinjer. Kuleformede neuroner inneholder sensorer som kan måle snølast, linjens inklinasjon, vibrasjoner og ledertemperatur. Disse kobles på spenningsatte ledninger og selvforsynes via elektromagnetisk felt. [31]</p>

Instrument (Firma)	Virkemåte
<p data-bbox="245 310 459 338">ThermalRate (Pike)</p> 	<p data-bbox="528 382 1142 635">ThermalRate baserer seg på den indirekte metoden og tar i bruk lederreplikker som er festet til masten parallelt med høyspentlinjen. Replikkene er laget av samme materiale som kraftledningen for å oppleve de samme værforhold som den virkelige lederen er utsatt for. Basert på ledningens kjøling, oppvarming og strømmen som flyter gjennom den virkelige lederen beregnes linjekapasiteten ved hjelp av IEEE-738 standarden [10], [32], [33].</p>
<p data-bbox="245 681 459 710">Power Donut (USi)</p> 	<p data-bbox="528 710 1142 864">Denne enheten måler ledertemperaturen og ledningens inklinaingsvinkel. Enheten forsynes av elektromagnetisk felt produsert av kraftledningen og kan brukes både til linjesig og tensjon overvåking. Beregningsmetoden baserer seg på IEEE-738 standarden [34], [35].</p>
<p data-bbox="263 986 442 1014">CAT-1 (Nexans)</p> 	<p data-bbox="528 1035 1142 1157">CAT-1 lastcellene installeres mellom masten og strekkjeden (isolatoren) i spennet. Når kalibreringsprosessen er utført bestemmes linjesiget i spennet ut fra den målte tensjonen som enheten er utsatt for [20], [36], [37].</p>
<p data-bbox="206 1281 498 1309">Ampacimon (Ampacimon)</p> 	<p data-bbox="528 1309 1142 1492">Ampacimon er en sensormodul som kobles direkte hvor som helst til luftledningen. Enheten bestemmer linjesiget ut fra målte vibrasjoner lederen er utsatt for (vibrasjonsmåling). Ampacimon er også i stand til å beregne den termiske grenselasten basert på CIGRÉ og IEEE sine anbefalinger. [33], [38], [39]</p>

2.1.4.3 Bruk av DLR i praksis

New Zeland (1996)

En nettselskap kalt "Transpower New Zealand" har allerede vært med i et DLR prosjekt i 1996 sammen med The Valley Group Inc for å teste deres 220kV høyspentlinjer. Dette var et av de første initiativene som skulle implementere et nytt konsept- bruk av dynamisk termisk overvåking på valgte høyspentlinjer. Metoden som ble brukt var tensjonsovervåking ved hjelp av CAT-1 systemet [40], [41]. Det ble testet i tre forskjellige situasjoner.

- Typisk sommerdag i desember med høy utnyttelse av DLR.
- Typisk sommerdag i februar med gjennomsnittlig utnyttelse av DLR.
- Typisk vinterdag i september med blandet utnyttelse av DLR.

Resultatene viste at det totale systemet (både sommer og vinter) ga 43% mer kapasitet for 60% av tiden ved bruk av DLR, 70% mer kapasitet for 40% av tiden og 100% mer kapasitet for 20% av tiden i testperioden.

En annen viktig konklusjon av denne studien var at DLR ved hjelp av overvåking av værparameterne er mer økonomisk og mer pålitelig i noen tilfeller, men er utsatt for feil som følge av variasjon i terrenget og prognoser av værdata. Derfor er den ikke i stand til å estimere belastbarheten av mikroklimaet.

USA (2013)

USA har utført flere studier hvor DLR ble tatt i bruk. Det ene studiet ble utført av Idaho National Laboratory og tok for seg værbasert DLR [42]. Det ble installert 17 værstasjoner langs den 193 km lange strekningen, ca. 1.6 opptil 8 kilometer fra hverandre. Værstasjonene ble plassert ca. 10 meter over bakken midt i spennet. Beregningsmetoden for termisk grenselast var basert på IEEE standarden [10]. INL bruke et numerisk fluiddynamikkprogram (CFD) som trengte tre dager på å estimere vindforholdene mellom værstasjonene basert på historiske værdata. Dette studiet resulterte i at den termiske grenselasten økte med 35%-177% (henholdsvis sommer og vinter) sammenlignet med den konservative STL [43].

TWENTIES prosjekt (2010-2015)

TWENTIES prosjektet ble startet en gruppe som bestod av det europeiske nettverket av transmisjonssystemoperatører (ENTSO-E). Målet var å implementere mer fornybar produksjon og bringe mer fleksibilitet til transmisjonsnett. Danmark, Frankrike, Nederland, Spania, Tyskland og Belgia var blant landene som var involvert i prosjektet. Et av flere aspekter var å evaluere fordelene med bruk av DLR på forskjellige kraftledninger i Frankrike og Belgia. I prosjektet ble det også utført analyser av 1-2 dagers predikering metode basert på Ampacimon sin teknologi. Ampacimon var i stand til å predikere belastbarheten to dager i forveien med 98% sannsynlighet. Det vil si at den forutsagte grenselasten var overestimert kun 2% av tiden. Resultatene viste at predikering av belastbarheten førte til 10-15% økning av kapasiteten [44].

2.1.5 Dimensjonering av strømføringsveien i andre land / Estimering av linjens lastbarhet i andre land

”Kunnskapen og tilhørende arbeider ble gjennomgått, og en identifisering av relevant bakgrunnsmateriale ble utført i prosjektet forut for denne oppgaven [45]. Dette ble endret og det ble tilføyd en diskusjon av noen få artikler som har blitt studert etter prosjektet.”

Norge

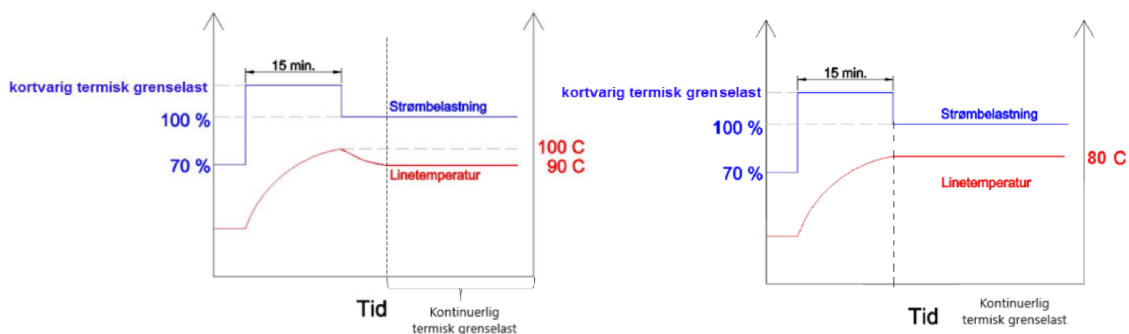
Det norske kraftsystemet driftes, vedlikeholdes og bygges av det norske statsforetaket Statnett. Statsforetaket sitt oppdrag er å sikre strømforsyningen gjennom drift, overvåking og beredskap. Statnett har utarbeidet en standard som beskriver beregningsmetoden for å bestemme den termiske grenselasten. Den benytter seg av statisk termisk dimensjonering som tar hensyn til lufttemperaturen. Forskjellige lufttemperaturer som kraftledningen er utsatt for vil avgjøre beregningen av solinnstrålingen og den termiske grenselasten [15]. Valg av de resterende konservative værparametrene baserer seg på CIGRÉ sine anbefalinger [13] og er som følger:

Vindhastighet:	0,6 m/s mens 1,0 m/s for Hubro linjer på fjordspenn i høgfjell hvis det ikke er mye vindskjerming
Vindretning δ :	90° altså på tvers av linjen
Emissivitetskoeffisient ϵ :	0,8
Absorpsjonskoeffisient α_s :	0,9
-For selve solinnstrålingen skal følgende parametre benyttes:	
Høyde over havet h :	0 m
Atmosfære/luft:	klar (uten forurensing)
Breddegrad ϕ :	65° i forhold til nord
Lineretning (asimut) γ_c :	øst-vest (90°) i forhold til nord
Klokkeslett (soltid):	12.00
-Følgende datoer skal brukes for de gitte lufttemperaturene:	
fra -30 °C til -20 °C:	1. mars
-10 °C:	1. april
0 °C:	1. mai
fra 10 °C til 30°C:	21. juni

Estimeringen av termisk grenselast beskrevet i standarden er basert på den utdaterte beregningsmodellen utarbeidet av CIGRÉ i 2002 [46]. Estimeringen gjelder for alle norske kraftledninger med en dimensjonerende ledertemperatur opptil 100°C. Høytemperaturlinjer som kan driftes på temperaturer over 100°C dekkes ikke av standarden. For ledninger med driftstemperaturer under 100°C er det et krav om å foreta en vurdering av eventuelle lineskjøter og bakkeklaring av kritiske spenn før det beregnes termisk grenselast [15]. Standarden oppgir verdier for den **kontinuerlige termiske grenselasten** og den **kortvarige termiske grenselasten (KTG)**. Den kontinuerlige grenselasten betyr at det ikke er en tidbegrensning på hvor lenge lederen kan drifte med den oppgitte strømbelastningen. KTG er derimot definert som en maksimal tillatt strømbelastning en ledning kan være utsatt for i en 15-minutters periode, frem til den dimensjonerende lederetemperaturen er oppnådd.

2.1 Termiske grenselaster (Thermal rating)

Kravet er at ledningen først må være belastet med 70% av den kontinuerlige grenselasten før KTG påtrykkes. For nye ledninger med dimensjonerende ledertemperatur på 100°C kan KTG påtrykkes frem til de oppnår 100°C mens strømbelastningen i begynnelsen skal være 70% av den kontinuerlige grenselasten som er forutsatt til 90°C. Dette er illustrert i figur 2.11 nedenfor.



Figur 2.11: Hendelsesforløp ved bruk av kortvarig grenselast for en ledning som har 100°C og 80°C som maksimal linjetemperatur. [15]

De resulterende termiske grenselastene for noen utvalgte ledere blir vist i tabell 2.3 under.

Tabell 2.3: Termisk grenselast for FeAl-linjer oppgitt i ampere. For en større versjon se vedlegg B.

Linjekode (iht. EN 50182:2001) og gammel/uffisiell betegnelse	Maksimal linjetemp. kontinuerlig/kortvarig [°C]	Termisk grenselast [A] ved gitte lufttemperaturer																				
		-30 °C			-20 °C			-10 °C			0 °C			10 °C			20 °C			30 °C		
		100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG
80-AL1/13-ST1A FeAl 50 (6/1)	90 / 100	459	321	4,8 %	442	309	5,0 %	422	295	5,2 %	401	281	5,7 %	379	265	6,3 %	356	249	7,3 %	331	232	8,2 %
	80 / 80	445	312	1,8 %	427	299	1,6 %	405	284	1,2 %	382	267	1,0 %	358	251	1,1 %	332	232	0,9 %	303	212	0,7 %
	50 / 50	396	277	1,5 %	372	260	1,3 %	341	239	1,2 %	309	216	1,0 %	273	191	0,7 %	230	161	0,4 %	172	120	0,6 %
191-AL1/45-ST1A FeAl 120 (30/7)	90 / 100	958	671	10,2 %	919	643	10,2 %	870	609	10,2 %	821	575	10,6 %	770	539	11,3 %	717	502	12,3 %	659	461	13,5 %
	80 / 80	924	647	6,2 %	882	617	5,7 %	828	580	5,2 %	774	542	4,9 %	719	503	4,5 %	650	462	4,2 %	594	416	3,9 %
	50 / 50	803	562	6,1 %	749	524	5,5 %	677	474	5,0 %	603	422	4,6 %	521	365	4,2 %	426	296	4,0 %	300	210	3,7 %
402-AL1/52-ST1A FeAl 253 Condor	90 / 100	1462	1023	17,8 %	1404	983	17,5 %	1328	930	17,5 %	1254	878	17,6 %	1178	825	18,0 %	1098	769	18,9 %	1010	707	20,1 %
	80 / 80	1408	986	13,2 %	1346	942	12,4 %	1264	885	11,6 %	1183	828	10,8 %	1098	769	10,2 %	1009	706	9,6 %	908	636	9,0 %
	50 / 50	1223	856	13,0 %	1141	799	12,2 %	1030	721	11,3 %	915	641	10,6 %	788	552	9,8 %	638	447	9,2 %	432	302	8,8 %
525-AL1/68-ST1A FeAl 329 Curlew	90 / 100	1735	1215	22,1 %	1667	1167	21,7 %	1576	1103	21,4 %	1487	1041	21,6 %	1396	977	22,0 %	1301	911	22,8 %	1196	837	24,1 %
	80 / 80	1671	1170	17,1 %	1597	1118	16,1 %	1498	1049	15,1 %	1401	981	14,2 %	1300	910	13,5 %	1194	836	12,6 %	1073	751	12,0 %
	50 / 50	1447	1013	16,9 %	1350	945	15,9 %	1216	851	14,9 %	1078	755	14,0 %	925	648	13,1 %	744	521	12,4 %	493	345	11,8 %
	40 / 40	1358	951	16,7 %	1249	874	15,9 %	1097	768	14,7 %	934	654	13,7 %	742	519	12,9 %	485	340	12,2 %	0	0	0,0 %

Danmark

Et selvstendig dansk nettselskap kalt Eltra bruker følgende antagelser:

Vindhastighet	0.6 m/s
Omgivelsestemperatur	20 °C
Solinnstråling	900 W/m ²

I beredskapssituasjoner blir det brukt alternative antagelser som tillater å estimere den termiske grenselasten basert på temperaturer på 0 °C, 10 °C eller 30 °C og en vindhastighet på 1.5 m/s forutsatt at den faktiske målte vindstyrken i kontrollsenteret er minst 6m/s. Den store forskjellen skyldes avstanden mellom kraftlinjene og kontrollrommet og kan føre til en usikkerhet i den faktiske vinden som påvirker linjen[47].

USA

Det amerikanske nettselskapet Oncor Electric Delivery Company estimerer den termiske grenselasten ved å måle tensjonen med Nexans CAT-1 systemet. I tillegg benytter den seg av Sagometer og RT-TLM systemer som ble beskrevet tidligere [48]. De statiske grenselastene som nettselskapet også benytter seg av beregnes ved å bruke 40 °C som omgivelsestemperatur og en effektiv vindhastighet på 0.6 m/s [48].

Storbritania

Storbritannia benytter seg av sesongbetinget estimering av termisk grenselast. Det er tre forskjellige estimeringer som er avhengige av årstider [42]:

Vindhastighet	0.5 m/s
Omgivelsestemperatur	20 °C for sommer, 9 °C for vår/ høst og 2 °C for vinter
Solinnstråling	0 W/m ²

De statiske antagelsene kan være modifisert, avhengig av det valgte risikonivået. Typisk risiko ligger mellom 0.001% og 3 % til ett ledningssett og flere ledningsnett[43].

Polen

Dagens polske kraftledninger dimensjoneres for 80 °C. Følgende konservative antagelser er vist i tabellen under [49]:

Vindhastighet	0.5 m/s
Omgivelsestemperatur	30 °C for April - Oktober 20 °C for November - Mars
Solinnstråling	900 W/m ² for April - Oktober 720 W/m ² for November - Mars
Emisjonskoeffisient/ Absorpsjonskoeffisient	0.5

Kapittel 3

Modellering av termisk grenselast for kraftledninger

I dette kapitlet ble det beskrevet hvilke beregninger og formler må brukes for å estimere både den kontinuerlige og kortvarige termiske grenselasten. Alle beregningene baserer seg på CIGRÉ sin termisk modell.

3.1 Modeller for beregning av termisk grenselast

IEC[50], IEEE[10], CIGRE[51] har utarbeidet sine modeller for beregning av termisk grenselast som baserer seg på varmebalanseligningen og er modellens hovedligning. Varmebalanseligningen er den samme hos alle. Det er kun beregningsmetoden for enkelte komponenter som er forskjellig. Denne kan uttrykkes som:

$$Tilført\ varme = Avgitt\ varme$$

hvor avgitt varme kan tolkes som kjølig av lederen mens tilført varme er så enkelt som lederens oppvarming. Det er mange faktorer som er på oppvarmingen og kjølingen av lederen. Dette blir mer om i neste seksjon.

Analysene og symuleringsverktøyet i masteroppgaven baserer seg på CIGRÉ sin oppdatert oppdatert modell. StatNett sine beregninger baserer seg på gamle versjonen av denne modellen som ble utgitt i 2002. Av den grunn er det denne modellen som skal studeres nærmere.

3.2 Beregning av termisk grenselast basert på CIGRÉ modellen

”Kunnskapen og tilhørende arbeider ble gjennomgått, og en identifisering av relevant bakgrunnsmateriale ble utført i prosjektet forut for denne oppgaven [45]. Dette ble endret og det ble tilføyd en diskusjon av noen få artikler som har blitt studert etter prosjektet.”

Varmebalanselikningen benyttes for å estimere stasjonær ledertemperatur og defineres som en situasjon der varmen som tilføres til lederen er balansert med varmen som er avgitt [51]. Ligningen er som følger:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_c + P_r + P_W \quad (3.1)$$

Hvor:

P_m står for lederoppvarming som følge av magnetisk effekt (Magnetic heating)

P_j står for lederoppvarming som følge av resistive tap (Joule heating)

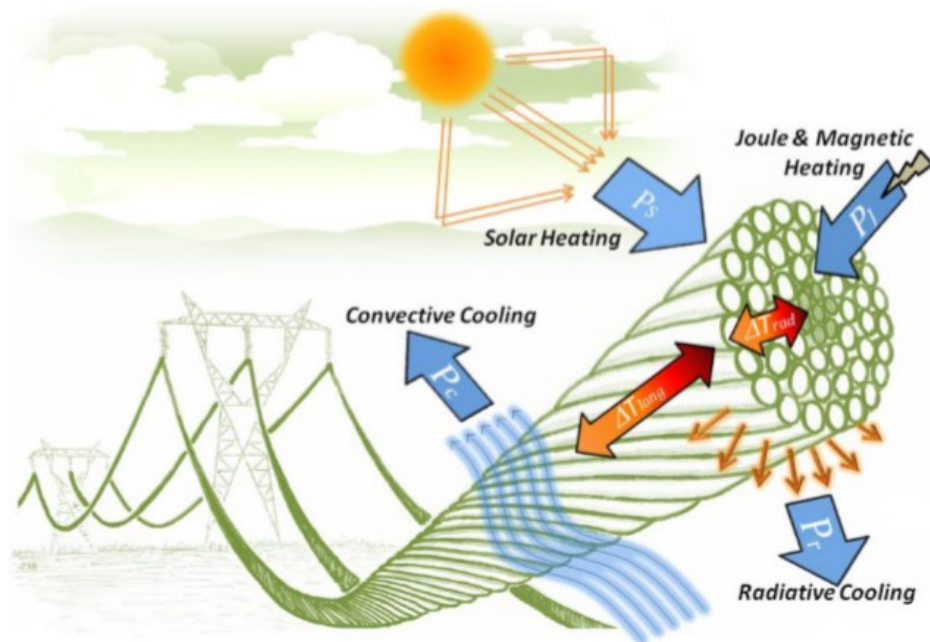
P_s står for lederoppvarming som følge av soinnlstråling (solar heating)

P_i står for lederoppvarming som følge av corona effekt

P_c representerer kjøling som følge av konveksjon (convective cooling)

P_r representerer kjøling som følge av varmestråling (radiative cooling)

P_w representerer kjøling som følge av fordampning (evaporative cooling)



Figur 3.1: Lederens oppvarming- og avkjølingsfaktorer [51]

Magnetisk oppvarming P_m

Denne typen oppvarming finner vanligvis sted i stålkjernen. I de fleste tilfeller er de magnetiske effektene i luftlederne ubetydelige. Denne effekten har relevans for ledere med med ujevnt antall av ledende lag, i praksis for ett eller tre aluminiumslag med høye strømtettheter. For eksempel, for ett lag kan denne effekten øke resistansen med opptil 20%, mens for tre-aluminiumslag kan den effektive resistansen øke opptil 5% [52]. For jevnt antall med aluminiumslag vil disse effektene oppheve hverandre. Det er vanlig å inkludere disse effektene i de oppgitte verdiene for AC-resistansen for forskjellige temperaturer som finnes i datablad [53], [54].

Elektrisk oppvarming i følge av resistive tap P_j

Elektrisk oppvarming tar for seg oppvarming av lederen som følge av laststrømmer hvor Ohmsk-, magnetisk- og skin-effekt er inkludert. [51]. Ohmsk oppvarming skyldes lederens motstand. Magnetisk oppvarming stammer fra den varierende magnetiske fluksen som er forårsaket av hysteres og virvelstrømmer (eddy currents). Skinn-effekten er relatert til økt resistans i lederen som funksjon av frekvensen til vekselstrømmen. For beregning bidraget av denne effekten er det nødvendig å vite om lederen inneholder jern eller består kun av aluminium.

Soloppvarming P_s

Det er mange faktorer som er med på å bestemme hvor mye effekt lederen får av soloppvarming. Dette er blant annet lederdiameteren, absorpsjon, helning, overflate av lederen, intensiteten som direkte solstråling, diffus himmelstråling til en horisontal overflate, solhøyden og refleksjonen på lederen fra bakken (albedo) [51]

Corona oppvarming P_i

Corona oppvarmingen som oppstår som følge av partielle utladninger får betydning når høye overflatespenningsgradienter eksisterer sammen med nedbør og vind i tillegg til høy fordampningskjøling [55]. Av denne grunn skal det ses bort i fra dette bidraget i denne prosjektoppgaven.

Konveksjonskjøling P_c

En leder som er under belastning vil resultere i dens oppvarming og temperaturøkning i luften rundt lederen. Den varme luften har mindre tetthet og vil derfor forveksle seg med den kalde luften og skape en naturlig konveksjon. I tillegg kan denne typen kjøling bli forsterket på grunn av vindforhold.[56]

Strålingsavkjøling P_r

Strålingsavkjøling oppstår når et legeme mister mer energi ved stråling enn den får tilført fra omgivelsene. [57]

Fordampningsavkjøling P_w

Fordampningsavkjøling får betydning når det er snakk om en fuktig overflate av en elektrisk leder. Denne typen kjøling er stort sett ignorert og skal derfor ikke tas med i beregningene [55].

3.2.1 Varmebalanselikningen - stasjonær tilstand

CIGRÉ sin beregningsmodell er basert på termisk likevekt beskrevet i seksjonen over. Denne organisasjonen har lagt ut en teknisk brosjyre i 2014 som beskriver beregning av høyspenningslinjer. [51]. Dette dokumentet bryter ned hver komponent i ligningen. Disse ligningene kan brukes både for homogene og inhomogene ledere (aluminiumsledere forsterket med stål i kjernen) hvor den tilførte varmen er lik den avgitte varmen:

$$\textit{Tilført varme} = \textit{Avgitt varme}$$

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_c + P_r + P_W \quad (3.2)$$

Ved å benytte seg av de antagelsene foreslått i 0underkapittel 3.2 kan oppvarming grunnet av corona, magnetiske effekter neglisjeres. Det samme gjelder avkjøling på grunn av fordampning. Da blir det forenklete ligningen som følgende:

$$P_J + P_S = P_c + P_r \quad (3.3)$$

Elektrisk Oppvarming for ikke-jernholdige ledere

$$P_j = k_{sk} I^2 R_{DC} [1 + \alpha(T_{av} - 20)] \quad (W) \quad (3.4)$$

Hvor:

k_{sk} Vanligvis mindre enn 1.02 ved nominale frekvenser, men kan også øke til 1.08 ved tykkere leder hvor diameteren er over 45mm . Faktoren k_{sk} er med på å øke resistansen på grunn av skineffekten når en vekselstrøm påtrykkes. AC resistansen kan beskrives ved å benytte ligningen:

$$R_{AC} = k_{sk} \cdot R_{DC} \quad (3.5)$$

- I Laststrømmen (A). Denne komponenten er RMS verdien for strømmen som flyter i en leder.
- R_{dc} Dc resistansen (Ω) som er målt ved 20°C per unit lengde. Slike data pleier ofte å bli oppgitt i tekniske datablad. Noen ganger er R_{AC} også beregnet av fabrikanten og oppgitt.
- α Temperaturkoeffisienten (K^{-1}) ved 20°C. som beskriver den relative endringen av en fysisk størrelse ved en gitt endring i temperaturen antatt av en linear avhengighet.[58]
- T_{av} Gjennomsnittlig temperatur (°C). Den gjennomsnittlige temperaturen mellom kjernen og overflaten til en leder. Temperaturdistribusjonen til en aluminiumsleder kan beskrives ved hjelp av ligningen:

$$T_c - T_s = \frac{P_T}{4\pi\lambda} \quad (3.6)$$

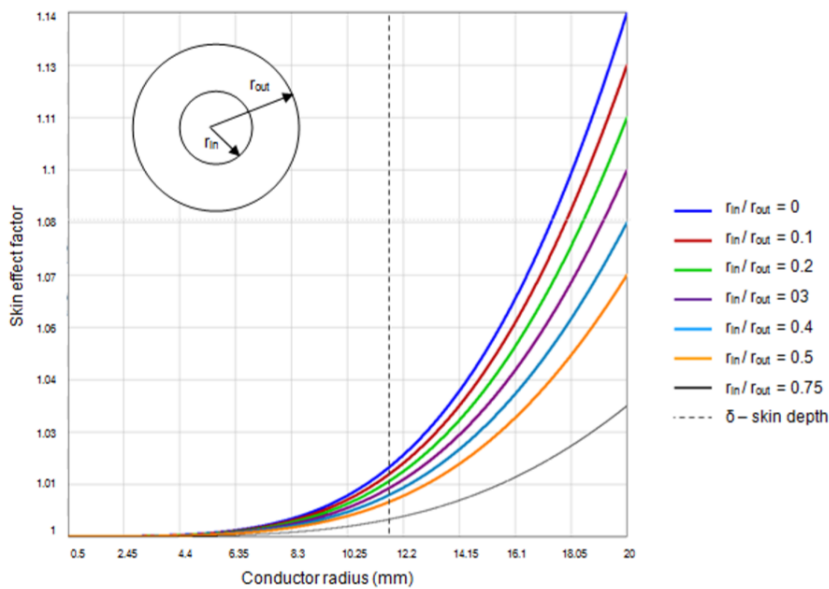
Hvor:

- P_T Den totale akkumulerte varmen (W)
- λ Den effektive radielle termiske konduktiviteten ($W/m \cdot K$). Den ligger vanligvis i området fra 0.5 til 7 ($W/m \cdot K$) og er avhengig av lederens temperatur, konstruksjon og egenskaper.[59][60]
- T_C Lederens kjernetemperatur
- T_S Lederens overflatetemperatur

For å forenkle beregningen kan det antas at $T_{av} = T_S$.

Elektrisk Oppvarming av jernholdige ledere (ACSR type ledere)

Det benyttes samme ligning (3.4) for elektrisk oppvarming når det kommer til stålførsterket aluminiumledere. k_{sk} er i dette tilfellet avhengig av forholdet mellom kjernediameteren og lederdiameteren r_{in}/r_{out} . Det grafiske uttrykket vist i figur 3.2 demonstrerer sammenhengen mellom lederens radius og skinneffekt-faktoren ved forskjellige forhold med tanke på kerne- og lederradius.



Figur 3.2: En ytre radius-skinneffekt faktor kurve for forskjellige r_{in}/r_{out} forhold og visse vilkår [61],[62]

Den radielle temperaturdistribusjonen til en ACSR type leder kan beskrives ved å bruke ligningen:

$$T_C - T_S = \frac{P_T}{2 \cdot \pi \cdot \lambda} \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{D_1^2}{D^2 - D_1^2} \cdot \left(\ln \frac{D}{D_1} \right) \right] \quad (3.7)$$

Hvor:

P_T	Den totale akkumulerte varmen (W)
λ	Den effektive radielle termiske konduktiviteten ($W/m \cdot K$). Den ligger vanligvis i området fra 0.5 til 7 [$W/m \cdot K$] og er avhengig av lederens temperatur, konstruksjon og egenskaper.[59][60]
T_C	Lederens kjernetemperatur
T_S	Lederens overflatetemperatur
D	Den totale ytre ledererdiameteren
D_1	Diameteren til stålkjeren

For å forenkle beregningen antas det at $T_{av} = T_S$ i denne rapporten.

Soloppvarming

$$P_S = \alpha_S \cdot I_T \cdot D \quad (W) \quad (3.8)$$

Hvor:

α_s absorberingsevnen til lederoverflaten. Denne koeffisienten kan variere fra 0.2 for helt nye blanke ledere opptil 0.9 for forvitrede kreftledninger i et industrielt miljø. Den anbefalte verdien for en ny leder som er utsatt for et industrielt forvitring i en måneds tid er 0.5 og ca. 0.9 etter omtrent ett års eksponering. Det er også viktig å påpeke at forvittringsprosessen er langsommere enn i landlige områder. Statnett anbefaler å sette verdien til 0.9 siden alle linjer kan antas å allerede være ”aldretpga. matting i fabrikk. [15]

D Ytre lederdiameter (m). Den kan lett finnes i datablad.

I_T Den globale solinnstrålingens intensitet ((W/m^2)). Denne verdien kan måles direkte ved å bruke et pyranometer. Hvis dette instrumentet ikke er tilgjengelig kan det benyttes CIGRÉ sin beregningsmetode som betrakter en ’worst-case’ situasjon [63], [64]. Formelen er som følger:

$$I_T = \left[I_B \cdot \left(\sin(\eta) + \frac{\pi}{2} \cdot F \cdot \sin(H_S) \right) + I_d \cdot \left(1 + \frac{\pi}{2} \cdot F \right) \right] \quad (3.9)$$

Hvor:

I_B Den direkte solinnstrålingens intensitet ved havnivået (w/m^2). Denne kan finnes ved å benytte formelen:

$$I_{B(0)} = N_S \cdot \frac{1280 \cdot \sin(H_S)}{\sin(H_S) + 0.314} \quad (3.10)$$

Hvor:

N_S Klarhetsgraden, som har verdien 1.0 for standard atmosfære og 0.8-1.2 for klar himmel og minkende mengder av støv og aerosoler. En industriell atmosfære påvirker denne verdien til å være 0.5 eller mindre overskyet dag. Tykke og ugjenomsiktige skyer kan medføre at $N_S = 0$.

Den direkte solinnstrålingen I_B øker hvis ledningsanlegget befinner seg antall y meter over havnivået. Da vil følgende ligning gjelde:

$$I_{B(y)} = I_{B(0)} \cdot \left[1 + 1.4 \cdot 10^{-4} \cdot y \cdot \left(\frac{1367}{I_{B(0)}} - 1 \right) \right] \quad (3.11)$$

H_S Solhøyde (elevasjon), solens høydevinkel over fri horisont. Denne kan finnes ved hjelp av formelen:

$$H_S = \sin^{-1} \cdot (\sin(\phi) \cdot \sin(\delta_S) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta_S) \cdot \cos(Z)) \quad (3.12)$$

Hvor:

ϕ stedets breddegrad

Z Timevinkel = $15 \cdot (Tid - 12)$, hvor 'Tid' kan variere fra 0 til 24 og representere den nåværende timen.

δ_S Solens deklinasjon, altså vinkelen mellom himmelekvator og solens posisjon.

$$\delta_S = 23.3 \cdot \left[\frac{2 \cdot \pi \cdot (284 + N^*)}{365} \right] \quad (3.13)$$

N^* Dagnummer i året: Første januar blir i dette tilfellet lik 1

I_d Diffus strålingsintensitet (w/m^2). En type solstråling som er spredt eller reflektert i forskjellige atmosfæriske komponenter, hovedsaklig skyer [65]. Ligningen som beskriver dette fenomenet kan skrives som:

$$I_d = (430.5 - 03288 \cdot I_B) \cdot \sin(H_S) \quad (3.14)$$

η Vinkelen som solstrålen treffer lederens akse. Den kan beskrives som:

$$\eta = \cos^{-1} [\cos(H_S) \cdot \cos(\gamma_S - \gamma_c)] \quad (3.15)$$

Hvor:

γ_c Lederens asimut

γ_S Solens asimut som kan beskrives ved å benytte følgende parametre:

$$\sin^{-1} \left[\frac{\cos(\delta_S) \cdot \sin(Z)}{\cos(H_S)} \right] \quad (3.16)$$

F Albedo, altså refleksjonsevnen på lederen fra bakken. Albedo (refleksivitet) sier noe om hvor mange prosent av innfallende lys blir kastet tilbake [66]. CIGRÉ sine anbefalte verdier for noen overflater er [51]:

0.05	Vannoverflaten
0.1	Skog
0.15	Tettsteder (urbane områder)
0.2	Dyrket mark og gress
0.3	Sand
0.4-0.6	Is
0.6-0.8	Snø

Konveskjonskjøling

Det skilles mellom to typer konveksjonskjøling: naturlig og tvungen. Naturlig konveksjon oppstår som følge av at varmen fra ledningen føres sakte bort via den oppvarmede luften rundt. Den varme luften som er lettere enn kald luft skal stige oppover mens den kalde kjølige luften skal synke og kjøles av høyspentlinjen. På denne måten blir det skapt en bevegelse i luften kalt naturlig konveksjon. Tvungen konveksjon oppstår derimot når aktiv strømming av en fluid (luft i dette tilfellet) blir påført i tillegg[67]. CIGRÉ beskriver begge typene og viser til hvilke formler det kan brukes for å beregne både naturlig og tvungen konveksjon. Tvungen konveksjon er særlig avhengig av vindhastigheten og angrepsvinkelen i forhold til høyspentlinjen, mens naturlig konveksjon forekommer ved lave vindhastigheter ($V < 0.5m/s$) [51]. Det er komplekst å beregne varmegjennomgangen ved lave vindhastigheter og for å få til dette trengs det en nøyaktig vindmåling langs hele linjespennet til enhver tid, noe som er vanskelig å utføre i praksis. Brosjyren foreslår derfor å bruke den høyeste verdien av naturlig og tvungen konveksjon som er beregnet. Både tvungen og naturlig konveksjon kan beregnes ved å benytte samme ligning. Den eneste parameteren som utgjør forskjellen er Nusselt-tallet Nu . Konveksjonskjøling kan beskrives som følger:

$$P_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_S - T_a) \cdot Nu \quad (W) \quad (3.17)$$

Hvor:

T_s Lederens overflatetemperatur ($^{\circ}C$)

T_a Omgivelsenes temperatur ($^{\circ}C$)

λ_f Varmeledningsevnen til luften ($W/m \cdot K$). Denne kan beskrives som :

$$\lambda_f = 2.368 \cdot 10^{-2} + 7.23 \cdot 10^{-5} \cdot T_f - 2.763 \cdot 10^{-8} \cdot T_f^2 \quad (3.18)$$

hvor T_f er en operativ temperatur, med andre ord middeltemperaturen av omgivelsene og lederens overflatetemperatur:

$$T_f = 0.5 \cdot (T_s + T_a) \quad (3.19)$$

Nu Nusselt-tallet som er forholdet mellom varmeoverføring ved konveksjon og varmeledning. For tvungen konveksjon er dette forholdet avhengig hovedsaklig av vindens angrepsvinkel δ på ledere og Reynolds-tallet Re . For naturlig konveksjon er Grashof-tallet Gr og Prandtl tallet Pr hovedfaktorene. Verdien på disse tallene er basert på hundrevis av eksperimenter som viser en korrelasjon mellom dem [56].

Tvungen konveksjon

$$Nu_{90^{\circ}} = B \cdot Re^n \quad (3.20)$$

Hvor:

Re Reynolds-tallet

$$Re = V \cdot \frac{D}{v_f} \quad (3.21)$$

Hvor:

V Vindhastighet (m/s)

D Lederens ytre diameter (m)

v_f Kinematisk viskositet (m^2/s) som angir forholdet mellom dynamisk viskositet μ_f og dens tetthet (densitet) γ :

$$v_f = \frac{\mu_f}{\gamma} \quad (3.22)$$

Hvor:

μ_f Dynamisk viskositet for luft ved en gitt operativ temperatur T_f ($kg/m \cdot s$). Det gjeldene uttrykket for μ_f opptil $300^{\circ}C$ er:

3.2 Beregning av termisk grenselast basert på CIGRÉ modellen

$$\mu_f = (17.239 + 4.635 \cdot 10^{-2} \cdot T_f - 2.03 \cdot 10^{-5} \cdot T_f^2) \cdot 10^{-6} \quad (3.23)$$

γ Lufttetthet (kg/m^3) ved en gitt operativ temperatur T_f og høyde over havnivået y (m):

$$\gamma = \frac{1.293 - 1.525 \cdot 10^{-4} \cdot y + 6.379 \cdot 10^{-9} \cdot y^2}{1 + 0.00367 \cdot T_f} \quad (3.24)$$

B og n Koeffisienter som er avhengige av Reynolds-tallet og ruheten til lederens overflate R_s . Disse kan finnes i tabellen 3.1 under. Konvensjonelle grove linjer med utstående kordeler kan ha opptil 45% større overflate enn jevne, komprimerte trapesoidtrålinjer. Ruheten til en konvensjonell grov høyspentleder uttrykkes ved:

$$R_s = \frac{d}{2 \cdot (D - d)} \quad (3.25)$$

Hvor D er lederens ytre diameter mens d er diameteren til selve kordelen i det ytre laget.

Tabell 3.1: Koeffisienter som er brukt for beregning av tvungen konveksjonskjøling med en jevn luftflyt [56], [63]

Overflate	Reynolds-tallet		B n	
	Fra	Til		
Grove alle overflater	100	2 650	0.641	0.471
Grove $R_s \leq 0.05$	2 650	50 000	0.178	0.633
Grove $R_s > 0.05$			0.048	0.8
Trapesformede	35	5 000	0.583	0.471
	5 000	50 000	0.148	0.633
	50 000	200 000	0.0208	0.814

Ligningene over er kun gyldige for luftflyt som foregår på tvers av linjen. Som nevnt tidligere, ved tvungen konveksjon er det viktig å ta hensyn til vindens angrepsvinkel δ siden vinkelen mellom linjens asimut og vindretningen spiller en stor rolle i avkjølingens effektivitet. Følgende formel foreslått av Morgan [68] er vist under:

$$Nu_{\delta} = Nu_{90^{\circ}} \cdot [\sin^2(\delta) + 0.0169 \cdot \cos^2(\delta)]^{0.225} ; \text{ for } \mathbf{jevne \ ledere} \quad (3.26)$$

eller

$$Nu_{\delta} = Nu_{90^{\circ}} \cdot [0.42 + A1 \cdot (\sin(\delta))^{p1}] ; \text{ for } \mathbf{grove \ konesjonelle \ ledere} \quad (3.27)$$

Hvor:

$$A1 = 0.68 \text{ og } p_1 = 1.08 \quad \mathbf{n\ddot{a}r} \quad 0^{\circ} < \delta \leq 24^{\circ}$$

$$A1 = 0.58 \text{ og } p_1 = 0.90 \quad \mathbf{n\ddot{a}r} \quad 24^{\circ} < \delta < 90^{\circ}$$

Naturlig konveksjon

$$Nu_{nat} = A \cdot (Gr \cdot Pr)^m \quad (3.28)$$

Hvor:

Gr Grashof-tallet som beregnes ut fra lederens ytre diameter D , tyngdeakselerasjonen g (9.81 m/s^2), middeltemperaturen T_f og den kinematiske viskositeten ν_f . Den kan beskrives som [63]:

$$Gr = \frac{D^3 (T_s - T_a) \cdot g}{(T_f + 273) \cdot \nu_f^2} \quad (3.29)$$

Pr Prandtl-tallet som bestemmes ut fra luftens varmeledningsevne λ_f , dynamiske viskositet μ_f og spesifikk varmekapasitet c_f (rund $1006 \text{ J/kg} \cdot \text{K}$ ved atmosfærisk trykk)

$$Pr = c_f \cdot \frac{\mu_f}{\lambda_f} \quad (3.30)$$

A og m Koeffisienter som bestemmes av produktet mellom Grashof-tallet og Prandtl-tallet. Disse kan finnes i tabellen 3.2 under:

Tabell 3.2: Koeffisienter som er brukt for beregning av naturlig konveksjonskjøling [63]

$G_r \cdot P_r$		A	m
Fra	Til		
0.1	100	1.02	0.148
100	10 000	0.850	0.188
10 000	10 000 000	0.480	0.250
10 000 000	1 000 000 000 000	0.850	0.188

Strålingsavkjøling

Strålingsavkjøling har relativt lite bidrag, spesielt med tanke på sistnevnte konveksjonskjøling. Formelen for en sylinderformet leder [57] er som følger:

$$P_r = \pi \cdot D \cdot \epsilon \cdot \sigma_B \left[(T_s + 273)^4 - (T_a + 273)^4 \right] \quad (W) \quad (3.31)$$

Hvor:

D Lederens ytre diameter (m):

ϵ Emissivitetskoeffisient for lederens overflate. Den kan variere fra 0.2-0.3 for nye ledere og opptil 0.8-0.9 for eldre forvitrede kraftledninger i et industrielt miljø. Statnett anbefaler å sette verdien til 0.8 siden alle linjer kan antas å allerede være ”aldret” på grunn av matting i fabrikk [15].

σ_B Stefan-Boltzmann konstanten, $5.670400 \cdot 10^{-8} (W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4})$ [69]

T_a Omgivelsestemperatur ($^{\circ}C$)

T_s Lederens overflatetemperatur ($^{\circ}C$)

3.2.2 Tidsavhengig temperaturforandring (Transient tilstand)

I virkeligheten vil det hele tiden foregå en endring av værforhold. Den raskeste temperaturendringen fant sted i Spearfish (Sør-Dakota) 22. januar 1943. Temperaturendringen var

27°C på kun to minutter [70]. Laststrømmen vil heller ikke være konstant hele tiden. Dette betyr at varmebalanseligningen ikke vil være gyldig lenger:

$$\text{Tilført varme} - \text{Avgitt varme} \neq 0$$

og den må omgjøres på følgende måte:

$$\text{Tilførtvarme} - \text{Avgitt varme} = \text{Varmen lagret i lederen}$$

Varmen lagret i lederen vil føre til varmeutvikling i løpet av en tidsperiode som er avhengig av den påsatte strømmen, lederparameterne og værforholdene [10]. Beregningsmetoden for den tilførte og avgitte varmen vil være den samme som ved stasjonære beregninger. I tillegg skal det tilføyes en tidsavhengig karakteristik [51].

Ved å måle endringer av værforhold og strømmen som flyter langs lederen med kjente parametere i en tidsperiode vil det være mulig å estimere temperaturendringen som kan brukes videre i dynamiske beregninger av termisk grenselast.

Når det oppstår en kortslutning derimot, vil strømøkningen skje så fort at varmeavgivningen kan utelates. Dette kalles for en adiabatisk prosess og kan uttrykkes som følger:

$$\text{Tilført varme} = \text{Varmen lagret i lederen}$$

Dette er en uønsket situasjon som vil føre til en rask temperaturøkning og skade på lederen.

3.2.2.1 Eksakt metode for tidsavhengig temperaturendring

Den generelle varmeligningen til en sylindrisk leder kan uttrykkes som [51]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\lambda}{\gamma \cdot c} \cdot \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{Q(T, r, t)}{\gamma \cdot c} \quad (3.32)$$

Hvor:

γ	Massetetthet (kg/m^3)
λ	Termisk konduktivitet ($W/m \cdot K$)
c	Spesifikk varmekapasitet ($J/Kg \cdot K$)
T	Temperatur ($^{\circ}C$)
r	Radius (m)
t	Tid (s)
Q	Varmeeffekten per volumenhet (W/m^3)

Denne ligningen krever en numerisk løsning med definerte initial- og grensetilstander. Hvis det derimot antas at den radielle temperaturdistribusjonen for en ACSR leder som er uttrykt i ligning 3.7 hvor det er et fast forhold mellom kjernetemperaturen T_c og overflate-temperaturen T_s gitt av den totale varmeeffekten per volumenheter, kan det beregnes en gjennomsnittlig temperatur. Den kan noteres som følger:

$$T_{av} = \frac{T_c + T_s}{2} \quad (3.33)$$

Videre, hvis det omformuleres at massen per enhets lengde $m = \gamma \cdot A$ og $Q = P/A$ (A er ledertverrsnittet mens P er den totale effektutvekslingen per enhet) kan ligningen 3.32 forenkles til en første ordens differensialligning [51]:

$$m \cdot c \cdot \frac{dT_{av}}{dt} = P_J + P_M + P_S - P_c - P_r \quad (3.34)$$

Høyre side av likhetstegnet består av kjente ledd brukt i varmebalanseligningens beregninger i seksjonen 3.2.1. Der ble det også konstatert at magnetisk oppvarming kan inkluderes i den elektriske oppvarmingen. Til slutt vil den resulterende transiente varmeligningen bestå av fire komponenter som kan variere med tiden, og være avhengig av strøm og værforhold:

$$m \cdot c \cdot \frac{dT_{av}}{dt} = P_J + P_S - P_c - P_r \quad (3.35)$$

For å forenkle beregningen og unngå beregningsfeil antas det at strømbelastningen og værforholdene endrer seg i form av opp- eller nedtrapping og betraktes som konstante verdier i perioder mellom endringene. Kortere tidsperioder mellom endringene vil føre til et mer realistisk resultat.

Varmekapasiteten er temperaturavhengig og kan beskrives med ligningen som inneholder β temperaturkoeffisienten ved 20°C:

$$c(T) = c_{20} \cdot [1 + \beta_{20} \cdot (T - 20)] \quad (3.36)$$

Ved å benytte superposisjonsprinsippet, kan den differensielle transiente varmeligningen løses ved å skille bidragene fra hverandre. De kan beregnes hver for seg som separate systemer og adderes til slutt for å finne ut den resulterende ledertemperaturen. Løsningen til den differensielle varmeligningen med opptrapping av **strøm** som en separat komponent er som følger:

$$t = \frac{-m \cdot c \cdot (\theta_m - \theta_1)}{P_J} \cdot \left[\beta \cdot (\theta - \theta_1) + (1 - \beta \cdot \theta_m) \cdot \ln\left(\frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1}\right) \right] \quad (3.37)$$

Ifølge tabellen fra IEC 60889 standarden er β i 10^{-4} orden for moderate temperaturøkninger opptil 130L [71] og kan derfor neglisjeres. Da blir den resulterende ligningen:

$$t \cong \frac{-m \cdot c \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_J} \cdot \ln\left(\frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1}\right) \quad (3.38)$$

hvor:

$\theta = T_{av} - T_a$ temperaturendring av den gjennomsnittlige ledertemperaturen over omgivelsestemperaturen ved tiden t .

$\theta_1 = T_{av1} - T_a$ temperaturendring av den gjennomsnittlige starttemperaturen til lederen over omgivelsestemperaturen ved tiden $t = 0$.

$\theta_m = T_{avm} - T_a$ stasjonær temperaturendring av den gjennomsnittlige ledertemperaturen over omgivelsestemperaturen.

Den termiske tidskonstanten τ er som følge av lederens varmeutvikling 63.2% $(1 - 1/e)$ av den tiden det tar å oppnå den stasjonære temperaturendringen θ_m av den gjennomsnittlige ledertemperaturen T_{avm} over omgivelsestemperaturen. T_a vil da være:

$$\tau_I \cong \frac{\pm m \cdot c \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_J} \quad (3.39)$$

Hvor (+) og (-) er avhengig av strømendringen, gjelder (+) fortegnet for strømpoptrapping mens (-) gjelder for størmnedtrapping. Ved å kombinere ligningene 3.38 og 3.51 vil resultatet bli :

$$t \cong -\tau_I \cdot \ln\left(\frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1}\right) \quad (3.40)$$

Mens den resulterende ledertemperaturen vil være:

$$\theta \cong \theta_m - (\theta_m - \theta_1) \cdot e^{-t/\tau_I} \quad (3.41)$$

Når det kommer til ACSR ledere hvor massen og den spesifikke varmekapasiteten er forskjellig for stål og aluminium vil den forenklede tidskonstanten i følge Morgan være[72]:

$$\tau_I \cong \frac{\pm(m_a \cdot c_a + m_s \cdot c_s) \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_J} \quad (3.42)$$

For opp- eller nedtrapping av **omgivelsestemperaturen** som en separat faktor vil tidskonstanten τ_T til den differensielle ligningen følgelig være:

$$\tau_T \cong \frac{\pm m \cdot c \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_r} \quad (3.43)$$

Tidsperioden t og temperaturendringen θ blir:

$$t \cong -\tau_T \cdot \ln\left(\frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1}\right) \quad (3.44)$$

$$\theta \cong \theta_m - (\theta_m - \theta_1) \cdot e^{-t/\tau_T} \quad (3.45)$$

For en ACSR leder blir den forenklede tidskonstanten τ_T følgende:

$$\tau_T \cong \frac{\pm(m_a \cdot c_a + m_s \cdot c_s) \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_r} \quad (3.46)$$

For opp- eller nedtrapping av **solinnstrålingen** som en separat faktor vil tidskonstanten τ_T til den differensielle ligningen være ganske lik de to forrige ligningene for strøm og omgivelsestemperatur:

$$\tau_S \cong \frac{\pm m \cdot c \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_S} \quad (3.47)$$

Tidsperioden t og temperaturendringen θ blir:

$$t \cong -\tau_S \cdot \ln\left(\frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1}\right) \quad (3.48)$$

$$\theta \cong \theta_m - (\theta_m - \theta_1) \cdot e^{-t/\tau_S} \quad (3.49)$$

For en ACSR leder blir den forenklete tidskonstanten τ_T da:

$$\tau_S \cong \frac{\pm(m_a \cdot c_a + m_s \cdot c_s) \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_S} \quad (3.50)$$

Opp- eller nedtrapping av **vindhastigheten** som en separat faktor har i motsetning til de forrige komponentene har en kjøleeffekt og temperaturen vil synke når vindhastigheten økes. Dette resulterer i at tidskonstanten τ_T til den differensielle ligningen beskrives med å skifte fortegnet:

$$\tau_V \cong \frac{\mp m \cdot c \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_c} \quad (3.51)$$

Tidsperioden t og temperaturendringen θ er som følger:

$$t \cong -\tau_V \cdot \ln\left(\frac{\theta_m - \theta}{\theta_m - \theta_1}\right) \quad (3.52)$$

$$\theta \cong \theta_m - (\theta_m - \theta_1) \cdot e^{-t/\tau_V} \quad (3.53)$$

For en ACSR leder blir den forenklete tidskonstanten τ_T :

$$\tau_V \cong \frac{\pm(m_a \cdot c_a + m_s \cdot c_s) \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_c} \quad (3.54)$$

Når de separate komponentene er løst hver for seg vil den resulterende effekten av alle komponentene være lik summen av effekten av hver komponent:

$$\theta \cong \theta_m - (\theta_m - \theta_1) \cdot e^{-t/\tau_I} \cdot e^{-t/\tau_T} \cdot e^{-t/\tau_S} \cdot e^{-t/\tau_V} \quad (3.55)$$

3.2.2.2 Numerisk metode for tidsavhengig temperaturendring

Generelt om Eulers metode

Eulers metode er en numerisk metode for å løse førsteordens differensielle ligninger $\frac{dy}{dt} = f(t, y(t))$ med et gitt startpunkt ($y_{t_0} = y_0$). Som alle andre numeriske metoder kommer den til å bringe med seg en estimeringsfeil. Den kan tilnærmes på følgende måte:

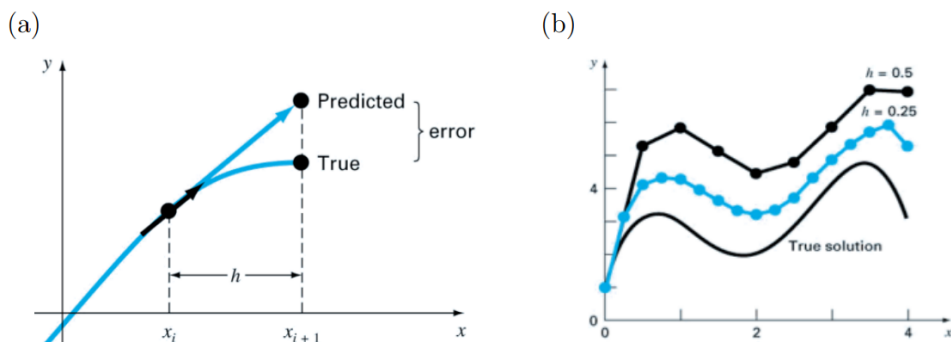
$$y_i \approx y(t_i) \quad (3.56)$$

Der:

$$t_i = t_0 + i \cdot h \quad (3.57)$$

Da kan den resulterende Euler ligningen beskrives som:

$$y_{i+1} = y_i + f(t_i, y_i) \cdot h \quad (3.58)$$



Figur 3.3: a) den lokale estimeringsfeilen (error) i forhold til den eksakte løsningen betegnet med steglengden h . b) Redusering av steglengden vil føre til en bedre estimering av den eksakte løsningen [73]

Bruk av Euler til temperaturberegning

For å måle temperaturendringen til en ACSR leder ved å bruke indirekte målinger er det nødvendig å løse den forenklete førsteordens differensialligningen 3.34 studert i underkapittel 3.2.2.1:

$$(m_a \cdot c_a + m_s \cdot c_s) \cdot \frac{dT_{av}}{dt} = P_J + P_S - P_c - P_r \quad (3.59)$$

Varmekapasiteten c er temperaturavhengig og varierer med materialtypen. Den kan beskrives med ligningen:

$$c(T) = c_{20} \cdot [1 + \beta_{20} \cdot (T - 20)] \quad (3.60)$$

Hvor β er temperaturkoeffisienten ved 20°C .

Når det skal lages et verktøy som skal overvåke ledertemperaturen ved å løse denne differensialligningen er det nødvendig å benytte seg av en numerisk metode. Euler metoden kan være et godt alternativ til dette.

Det er nødvendig å finne ut startverdien (initialverdien) til ledertemperaturen til den kjente strømmen først. Dette er den stasjonære temperaturen når systemet er i varmelansen (termisk likevekt) ved en gitt startstrøm og ledertemperatur:

Når den initiale ledertemperaturen $T(t = 0) = T_0$ er estimert, kan en ny strøm eller værparameterne endres og den nye ledertemperaturen som er avhengig av disse parameterne beregnes. Steglengden h forklart i den forrige seksjonen endres til Δt og settes lik lavest mulig verdi. Mindre steglengde fører til en mer nøyaktig løsning men også mer utfordrende beregninger.

$$\Delta T = \frac{P_j(T, I) + P_s - P_c(T) - P_r(T)}{m_a \cdot c_a(T) + m_s \cdot c_s(T)} \cdot \Delta t \text{ } [^{\circ}\text{C}] \quad (3.62)$$

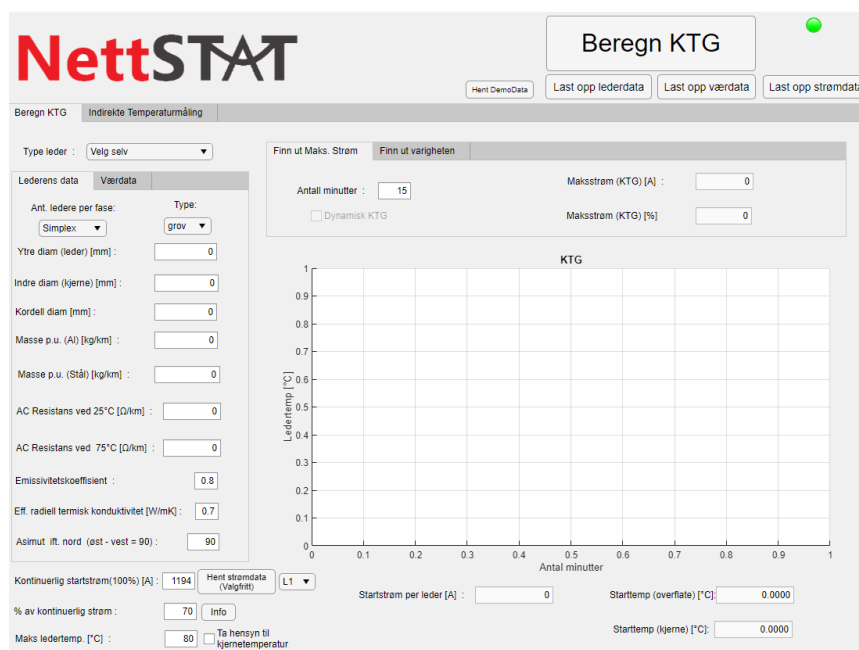
Da blir den nye verdien for temperaturen:

$$T(t_0 + 1) = T(t_0) + \Delta T \text{ } [^{\circ}\text{C}] \quad (3.63)$$

Kapittel 4

NettSTAT - et simuleringsverktøy for dynamisk dimensjonering

”Det har aldri vært så billig og effektivt å estimere termiske grenselaster i Norge. Nettstat tar utgangspunkt i den nyeste CIGRÉ modellen fra 2014. Programmet estimerer lederens overflate- og kjernetemperatur på en smart måte for å unngå overbelastning av linjen som kan føre til store konsekvenser.”



Figur 4.1: Hovedvinduet til NettSTAT

4.1 Introduksjon

Masteroppgavens hovedformål er å studere og analysere det transiente temperaturforløpet til kraftledningen for å kunne utnytte den til sine maksimale termiske grenser. For å kunne dra nytte av den samlede kunnskapen om estimering av termiske grenselaster og øke kunnskapen om programmering ble det bestemt å utarbeide et beregningsprogram i løpet av masterstudiet om dette temaet. Programmet var opprinnelig laget for å gi sensoren mulighet til å gjenta foretatte analyser på en interaktiv måte og vise forståelsen av masterstudiet. Stadig oppgradering og forbedring av programmet førte til at det også har potensial til å egne seg som et nytteverktøy for nettoperatører. Siden programmet består av nesten 3000 linjer av koder, er det her kun oppgitt koder til de viktigste funksjoner.

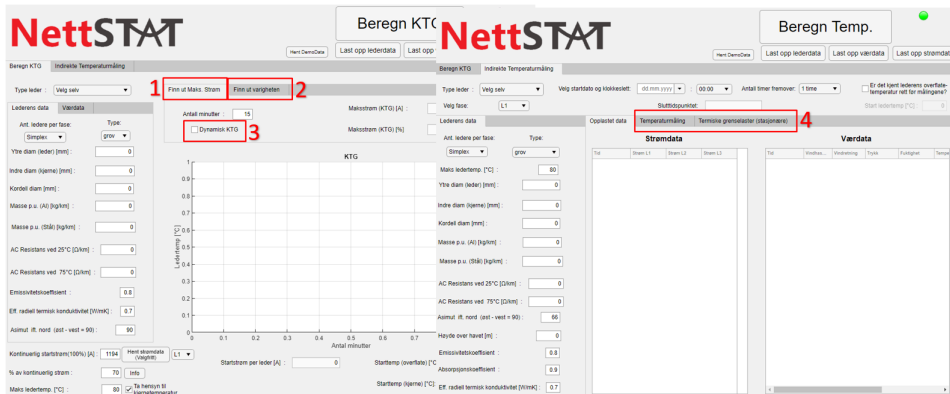
4.2 Oppbygging og funksjonalitet

Programmet kalles NettSTAT og tolkes som status over nettet, men det er også et anagram til Statnett. Det ble bygd ved hjelp av MATLAB App Designer. Den er basert på CIGRÉ sin beregningsmodell utarbeidet i 2014. Ved å oppgi værdata og strømmen er programmet i stand til å estimere termiske grenselaster ved å beregne temperaturendringen til overflaten og kjernen av lederen indirekte. Brukeren kan selv bestemme om det skal tas hensyn til kjernetemperaturen eller kun overflatetemperaturen. Programmet kan også utnyttes til å effektivisere de konservative KTG beregningene nevnt i underkapittelet 2.1.5. Det er også utviklet en eksperimentell funksjon kalt "Dynamisk KTG" som i tillegg tar hensyn til faktiske værendringer som linjen er utsatt for. For å oppsummere skal NettSTAT sørge for:

1. Transient beregning av den maksimale strømmen ved oppgitt varighet og værforhold.
2. Transient beregning av varigheten linjen kan tåle ved en oppgitt strøm og værforhold.
3. Dynamisk KTG beregning. Ved KTG beregning tas det hensyn til dynamiske endringer av værforhold.
4. Temperaturestimering med mulighet for opptil 3 dagers predikering av stasjonære termiske grenselaster og transiente ledertemperaturendringer.

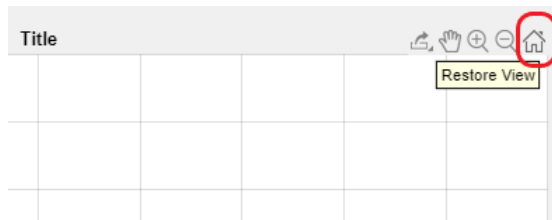
4.2.1 Menyen

Programmets meny består av to separate hovedfaner kalt "Beregn KTG" og "Indirekte temperaturmåling". Helt på toppen finnes programmets logo, hovedknapp 'Beregn KTG' som utfører beregningen, indikasjonslampe som lyser rødt mens beregningen pågår, og grønt når den er ferdig og fire knapper for dataopplasting. I "Beregn KTG" fanen på venstre side av menyen finner en lederens parametere ("Lederens data") som bør fylle seg opp etter valg av ledertypen. I "Værdata" fanen er det mulig å taste inn værparametere manuelt eller fra en opplastet Excel-fil. For at det andre alternativet skal være aktivert, må det lastes opp værdata først. På høyre side av panelet er det en innebygd graf for en grafisk fremstilling av resultatene. Grafen har fem hjelpefunksjoner plassert i høyre hjørne. Disse gir mulighet



Figur 4.2: NettSTAT funksjoner i ulike faner

til å lagre grafiske resultater i form av et bilde, forstørre og forminske aksene. Den mest nyttige heter ”Restore view” og gir mulighet til å tilbakestille bildet til hele oversikten over målingene. Dette er behjelpelig når det foretas nye beregninger over en lengre tidsperiode. Rett over grafen er det tre nevnte alternativer for beregning av KTG. Dynamisk KTG beregning befinner seg i ”Finn ut maks. Strøm” fanen. Under grafen vises initialverdier.



Figur 4.3: Plasseringen til ”Restore view” funksjonen

”Indirekte temperaturmåling” fanen er ganske lik den sistnevnte modulen. ”Lederens data” er nesten uendret i forhold til den samme fanen i ”Beregning KTG” modulen. ”Værdedata” fanen er ikke nødvendig ettersom alle værparametrene hentes direkte fra den opplastede filen. Ved siden av er det tre faner ”Opplastet data”, ”Temperaturmåling” og ”Termiske grenselaster (stasjonære)” som brukes henholdsvis til visning av opplastet vær- og strømdata, resultatene av indirekte temperaturestimering og den maksimale strømmen en leder kan påtrykkes stasjonært.

4.2.2 Inndata

Brukeren kan fylle ut leder-, strøm- og værparametre selv, laste opp fra en Excel-fil eller hente inn demonstrasjonsdata som blir brukt i videre analyser av dette prosjektet. Opplasting eller henting av strøm og vær-parametre vil automatisk overføre brukeren til ”Opplastet data” fanen med tabeller for å kontrollere om de opplastede dataene er riktige. Valget av ledertypen finnes i begge hovedfanene og vil automatisk fylle ut lederens egenskaper

begge steder, men det anbefales å undersøke om inndata stemmer før det gjennomføres analyser. Ved oppstarten av programmet vil værparameterne og noen lederegenskaper være fylt ut i samsvar med Statnett sine konservative anbefalinger. Alle leder- og værparametere er forklart i modelleringseksjonen 3.2.1. Brukeren står fritt til å endre disse dataene etter behov og velge om programmet skal ta hensyn til overflate- eller kjernetemperaturberegninger. I tillegg er det mulig å taste inn manuelt hvilken strøm linjen er belastet med eller hente den fra strømdata filen. Mer om inntasting av parameterne er beskrevet i brukerveiledningen nedenfor.

Ved beregning av KTG er det viktig å trykke på ”Sett inn og oppdater data” knappen i ”Værdata” fanen hver gang det velges et nytt tidspunkt for værdatainnhenting.

4.2.3 KTG - maksimal strøm estimering ved å oppgi den ønskede varigheten

Denne beregningsmetoden handler om å gi opplysninger om værdata som faste verdier, en kontinuerlig startstrøm, dimensjonerende ledertemperatur og en ønsket tidsvarighet for å beregne den maksimale laststrømmen. Denne funksjonen ble laget som et hjelpemiddel til KTG analysene som det vises til senere i denne masteroppgaven.

Funksjonen vil først beregne den stasjonære lederens overflatetemperatur T_0 ved $t=0$, basert på den oppgitte strømmen I_0 . Denne prosessen er beskrevet i underkapittelet 3.2.2.2. Videre det brukes en Eulers metode til å beregne den transiente temperaturendringen $T_{n+1} = T_n + \Delta T$, $\Delta t = 1$ sekund når strømmen I_0 trappes opp øyeblikkelig ved $t=0$ til en litt høyere verdi ($I_{t0} = I_0 + 1A$). Dersom den resulterende ledertemperaturen T_{end} ikke oppnår sin maksimale (dimensjonerende) ledertemperatur, økes strømmen med 10 ampére ($I_{t0} = I_{t0} + 10A$), og beregningen starter på nytt med T_0 . Når den resulterende temperaturen nærmer seg den dimensjonerende temperaturen endres strømhøyningen til 1 ampére ($I_{t0} = I_{t0} + 1A$). Prosedyren gjentas frem til den økte strømmen fører til at den resulterende ledertemperaturen T_{end} oppnår sin maksimale ledertemperatur.

Den samme prosessen gjelder når det kommer til kjernetemperaturen. Her vil den radielle temperaturfordelingen beskrevet i underkapittel 3.2.1 komme inn i bildet.

4.2.4 KTG - estimering av den maksimale varigheten ved en oppgitt strøm

Dette alternativet sikter på å finne varigheten ut fra den ønskede strømmen og oppgitte faste leder- og værparametere. Funksjonen ble også laget med tanke på å tjene som hjelp til KTG analysene.

Beregningsprosedyren er ganske lik estimeringen av den maksimale strømmen, men her er det en kjent strøm og en ukjent tidsvarighet. Først beregnes den stasjonære temperaturendringen på samme måte som ved beregningen av maksimal strøm. Videre beregnes temperaturendringen ved hjelp av den transiente beregningsmetoden (Euler metode, $\Delta t = 1$)

frem til overflatetemperaturen oppnår sin dimensjonerende ledertemperatur. Dette markeres med en rød stiplet vertikallinje i grafen mens varigheten vises i menyen.

Den samme prosessen gjelder når det tas hensyn til kjernetemperaturen. Her vil den radiale temperaturfordelingen beskrevet i underkapittel 3.2.1 komme inn i bildet.

4.2.5 Dynamisk KTG

Denne funksjonen ble utviklet noen dager før innleveringsfristen av masteroppgaven. Selv om beregningsmetoden er den samme som ved estimering av maksimal strøm så er det tilføyd en innovasjon som gjør beregningen enda mer realistisk, dermed varierende værforhold. På denne måten kan metoden være nyttig i en kombinasjon med den indirekte temperaturestimeringen beskrevet under. Nettoperatoren som kontrollerer ledertemperaturen kan laste opp predikerte værddata, oppgi nåværende strømdata og velge det ønskede tidspunktet som vedkommende synes kan være interessant for å estimere strømmen. Et eksempel er en planlagt utkobling av en linjestrekning i nærheten som skjer en dag fremover i tid og varer en halvtime for å analysere om den overvåkte linjen kommer til å ha nok kapasitet basert på faktiske værforhold som endrer seg. Dynamisk KTG funksjonen er kun tilgjengelig når det skal tas hensyn til kjernetemperaturen.

4.2.6 Indirekte temperaturestimering og termiske grenselaster

Denne metoden er i stand til å estimere den varierende ledertemperaturen indirekte ved hjelp av de transiente beregningene. Nettoperatoren trenger kun å laste opp vær- og strømdata, velge det ønskede starttidspunktet og hvor lenge temperaturmålingen skal foregå. Den lengste varigheten ble satt til 3 døgn (72 timer). Temperaturestimeringen starter ved å trykke på "Beregn Temp" knappen. Denne funksjonen kan være nyttig å bruke både ved tidligere og fremtidens temperaturmålinger basert på lederens strømbelastning eller en kombinasjon av begge. Dette kan hjelpe nettoperatoren med å finne ut om den maksimale ledertemperaturen er eller blir overskredet i denne tidsperioden.

Stasjonære termiske grenselaster beregnes av hensyn til overflatetemperaturen og for å forkorte beregningstiden. De kan fremdeles være behjelpelige til å vise de stasjonære strømgrensene over hele tidsperioden. For en mer nøyaktig estimering av lederens temperatur i en kort tidsperiode anbefales det å bruke "Dynamisk KTG".

4.3 Brukerveiledning

4.3.1 Installasjon og kjøring

Den letteste måten å kjøre programmet på er å bruke webversjonen som en finner ved å klikke på denne linken: [nettsiden](#). Siden nettserveren er plassert på pc-en hjemme, må maskinen være slått på for å gi tilgang til nettsiden.

Den andre måten er like lett, men tidskrevende. Programmet kan installeres ved å kjøre "NettSTATInstaller.web.exe" filen. Den videre prosedyren er å trykke "Next" frem til programmet skal installeres. Innimellom må det bestemmes en mappe hvor programmet blir

installert. Det anbefales å huke av "Add a shortcut to the desktop" for lettere å finne den installerte filen. Den nødvendige MATLAB sin utvidelse til å kjøre programmet heter "Runtime" og skal installere seg automatisk. Når programmet blir installert, er det klart til bruk.

4.3.2 Begrensinger

Programmet er en betaversjon og som alle nyutviklede programmer kan det ha sine svake punkter. Det har blitt brukt mye tid på at verktøyet skulle være brukervennlig. Allikevel er det noen prosedyrer som må følges:

-Opprinnelig ble verktøyet programmert for å kunne beregne temperaturendringer ved hjelp av dataene oppgitt av Statnett. Strøm- og lederdata oppgitt i Excel-filen må derfor ha samme struktur som filene utlevert av Statnett. Det betyr at strøm- værparameterne må befinne seg i samme kolonne og at datoene må ha samme tidsformat som den vedlagte malen (Excel-fil) for at programmet skal kunne gjenkjenne datoene. Den første raden er reservert for parameterens navn. Strømdata må være oppdatert for hver time mens værdata oppdateringer må skje hver 10 minutt. Det ble utarbeidet en løsning som gir brukeren mulighet til bestemme hvilken samplingstid dataene oppdateres med, men innleveringsfristen medførte i denne omgang til at det ikke skal implementeres i programmet.

	A	B	C	D		A	B	C	D	E	F	G	H
1	Dato	Strøm L1	Strøm L2	Strøm L3	1	Time	(O) Vindstyrke [m/s]	(O) Vindretning [0,36(°)]	(V) Trykk [°]	(V) Fuktighet	(O) Temperatur [cel]	(V) Duggpunkt	(O) Solinstråling [W/m2]
2	2019-10-27 00:00:00	462,45	462	456,45	2	2019-10-27 00:00:00	1,10	254,70	987,79	2,75	1,93	1,93	0,41
3	2019-10-27 01:00:00	462,675	461,55	456,025	3	2019-10-27 00:10:00	1,09	265,60	987,86	2,70	1,90	1,90	0,98
4	2019-10-27 02:00:00	921,775	917,925	908	4	2019-10-27 00:20:00	1,43	275,90	987,83	2,70	1,80	1,80	1,00
5	2019-10-27 03:00:00	439,3	435,55	432,425	5	2019-10-27 00:30:00	1,64	319,80	987,78	2,79	1,72	1,72	0,98
6	2019-10-27 04:00:00	445,45	441,4	438,55	6	2019-10-27 00:40:00	1,84	320,70	987,64	2,86	1,71	1,71	0,89
7	2019-10-27 05:00:00	479,25	475,675	472,275	7	2019-10-27 00:50:00	1,10	301,90	987,53	3,00	1,71	1,71	0,62
8	2019-10-27 06:00:00	453,4	449,075	446,425	8	2019-10-27 01:00:00	1,67	330,60	987,39	3,02	1,66	1,66	0,69
9	2019-10-27 07:00:00	453,975	450,375	447,05	9	2019-10-27 01:10:00	1,72	320,60	987,26	3,25	1,79	1,79	1,00
10	2019-10-27 08:00:00	441,925	438	435	10	2019-10-27 01:20:00	1,26	328,70	987,20	3,30	1,79	1,79	0,84
11	2019-10-27 09:00:00	495,6	493,225	488,775	11	2019-10-27 01:30:00	1,80	328,40	987,10	3,31	1,70	1,70	0,55
12	2019-10-27 10:00:00	522,675	520,6	515,8	12	2019-10-27 01:40:00	1,64	327,20	987,01	3,30	1,61	1,61	0,01
13	2019-10-27 11:00:00	528,775	528,65	524	13	2019-10-27 01:50:00	1,03	319,50	987,03	3,32	1,61	1,61	0,07
14					14	2019-10-27 02:00:00	1,00	288,30	987,04	3,30	1,59	1,59	0,02

Figur 4.4: Illustrasjon av hvor og hvordan inndataene skal fylles ut i Excel-filen. Tegnet (O) betyr at det er obligatorisk data som må være med, mens (V) indikerer at det er valgfritt å ha med denne parameteren. Hvis brukeren ikke har tilgang til de valgfrie parameterne som for eksempel fuktigheten i dette tilfellet, må denne kolonnen være tom.

-For indirekte temperaturmålinger er det kun mulig å velge hele timer som startid. Temperaturen vil fortsatt beregnes med en 10 minutters oppdatering for værparametere, men det var vanskelig å programmere startiden som tar hensyn til minuttene. Grunnen til dette var at noen vær- og strømdata ble opplastet med ett sekunds avvik og at det er forskjellig samplingstid for strøm- og værdata. Problemet med tidsavviket ble løst til slutt (se bilde nedenfor) men det var ikke nok tid til forandre store deler av koden for å kunne å legge til minuttene som inndata.

Opplastet data				Temperaturmåling				Termiske grenselaster (stasjonære)							
Strømdata								Værdata							
Date	Str_mL1	Str_mL2	Str_mL3	Time	Windstyr.	Windret.	Time	Windstyr.	Windret.						
27.10.2019 00:00:00	582.4500	582	5	27.10.2019 00:00:00	1.1000	26	27.10.2019 00:00:00	1.1000	264						
27.10.2019 00:09:59	582.6750	581.5500	5	27.10.2019 00:09:59	1.0900	28	27.10.2019 00:09:59	1.0900	265						
27.10.2019 01:59:59	1.0419e+03	1.0379e+03		27.10.2019 00:20:00	1.4300	27	27.10.2019 02:00:00	1.0419e+03	1.4300						
27.10.2019 03:00:00	559.3000	555.5500	5	27.10.2019 00:29:59	1.6400	31	27.10.2019 00:30:00	559.3000	1.6400						
27.10.2019 03:59:59	565.4500	561.4000	5	27.10.2019 00:40:00	1.8400	32	27.10.2019 00:40:00	565.4500	1.8400						
27.10.2019 04:59:59	599.2500	595.6750	5	27.10.2019 00:49:59	1.1000	30	27.10.2019 00:50:00	599.2500	1.1000						
27.10.2019 06:00:00	573.4000	569.0750	5	27.10.2019 01:00:00	1.6700	33	27.10.2019 01:00:00	573.4000	1.6700						
27.10.2019 06:59:59	573.9750	570.3750	5	27.10.2019 01:09:59	1.7200	32	27.10.2019 01:10:00	573.9750	1.7200						
27.10.2019 07:59:59	561.9250	558		27.10.2019 01:20:00	1.2600	32	27.10.2019 01:20:00	561.9250	1.2600						
27.10.2019 09:00:00	615.6000	613.2250	6	27.10.2019 01:30:00	1.8000	32	27.10.2019 01:30:00	615.6000	1.8000						
27.10.2019 09:59:59	642.6750	640.6000	6	27.10.2019 01:39:59	1.6400	32	27.10.2019 01:40:00	642.6750	1.6400						
27.10.2019 10:59:59	648.7750	648.6500		27.10.2019 01:50:00	1.0300	31	27.10.2019 01:50:00	648.7750	1.0300						
27.10.2019 12:00:00	631.7750	631.9500	6	27.10.2019 01:59:59	1.0000	28	27.10.2019 02:00:00	631.7750	1.0000						
27.10.2019 12:59:59	622.3500	622.4250	6	27.10.2019 02:10:00	1.4800	32	27.10.2019 02:10:00	622.3500	1.4800						
27.10.2019 13:59:59	573.7000	573.4750	5	27.10.2019 02:19:59	1.3400	32	27.10.2019 02:20:00	573.7000	1.3400						
27.10.2019 15:00:00	528.8750	528.3250	5	27.10.2019 02:30:00	1.5000	32	27.10.2019 02:30:00	528.8750	1.5000						
27.10.2019 15:59:59	569.2000	568.2250	5	27.10.2019 02:39:59	1.4700	35	27.10.2019 02:40:00	569.2000	1.4700						
27.10.2019 16:59:59	658.2250	657.3750	6	27.10.2019 02:50:00	1.6100	2	27.10.2019 02:50:00	658.2250	1.6100						
27.10.2019 18:00:00	707.0500	701.7500	7	27.10.2019 03:00:00	1.5100	3	27.10.2019 03:00:00	707.0500	1.5100						
27.10.2019 18:59:59	703.3250	696.6500	6	27.10.2019 03:09:59	1.1200	3	27.10.2019 03:10:00	703.3250	1.1200						
27.10.2019 19:59:59	728.4500	723.7750	7	27.10.2019 03:20:00	1.2900	2	27.10.2019 03:20:00	728.4500	1.2900						
27.10.2019 21:00:00	700.0250	699.5750	6	27.10.2019 03:29:59	0.7500	1	27.10.2019 03:30:00	700.0250	0.7500						

Figur 4.5: Problemet med tidsdata-håndtering (figur til venstre) som ble løst til slutt (figur til høyre)

Kapittel 5

Eksempeltilfeller på bruk av NettSTAT

Dette kapittelet tar for seg ulike eksempelanvendelser. Eksempelanvendelsene ble utført for å undersøke om beregningsprogrammet gir tilfredstillende resultater. Videre ble det foretatt analyser av KTG metoden brukt av Statnett ved ulike værforhold. Til slutt ble det studert strøm- og værmålinger av en linjerekning i Oslo for å kunne estimere temperaturendringer i løpet av en hel dag.

5.1 Sammenligning av simuleringsverktøy og eksakt løsning

Følgende eksempel beskriver en sammenligning av en numerisk metode implementert i programmet og analytisk metode for beregning av temperaturrendring, tatt i betraktning at værforholdene endrer seg med en 10 minutters tidsintervall, mens strømmen forblir konstant. Beregningene ble utført ved å bruke faktiske værddata hentet fra en værstasjon.

Følgende leder og dens parametere ble brukt:

Tabell 5.1: Egenskapene til analyseobjektet som er en duplex (to ledere per fase).

Ledertype	Feral 329 Curlew
Ytre diameter [mm]	31.70
Indre diameter [mm]	10.60
Kordell diameter [mm]	3.52
Masse p.u. (Al) [kg/km]	1451.4
Masse p.u. (stal) [kg/km]	529.0
AC Resistans ved 25°C [Ω /km]	0.0559
AC Resistans ved 75°C [Ω /km]	0.0669
Emisjonskoeffisient	0.8
Absorpsjonskoeffisient	0.9
Temperaturkoeffisient for stal [1/K]	0.0001
Temperaturkoeffisient for al. (20°C) [1/K]	0.00038
Spesifikk varmekapasitet for stal (20°C) [J/Kg K]	481
Spesifikk varmekapasitet for al. [J/Kg K]	897

Det ble antatt at lederen er plassert ved havsnivået (0 m.o.h.) og er i en termisk likevekt (stasjonær tilstand) før det utføres transiente beregninger.

Tabell 5.2: Inndata som ble målt av en værstasjon. Data før kl. 01.10 er initialverdier

Interval	Omgivelsestemperatur (°C)	Vindhastighet (m/s)	Vindretning (°)	Solinnstråling (W/m ²)	Strøm (A)
Før kl. 01.10	2,58	1,06	266,20	0.78	1978,00
01.10-01.20	2,73	1,06	250,80	0.71	1978,00

5.2 KTG analyse - NetSTAT kontra SDOK-39-30

I noen tilfeller er det viktig at kraftsystemene er i stand til å bære overbelastninger som overskrider den maksimale kontinuerlige grenselasten i korte tidsperioder. Som angitt tidligere i oppgaven, bruker Statnett en metode for å øke kapasiteten i en kort tidsperiode kalt kortvarig termisk grenselast (KTG). De to svakheter ved denne transiente metoden. Ledningen kan overbelastes i kun 15 minutter og bare hvis initialeverdien til startstrømmen

er 70% av den stasjonære termiske grenselasten. I dette eksempeltilfellet ble det beregnet KTG både for overflate- og gjennomsnittlige temperaturer som i tillegg tar hensyn til lederens kjernetemperatur. Testene ble gjennomført ved ulike værforhold. Analyseobjektet var Feal 329 Curlew simplex med en dimensjonerende temperatur på 80°C og de samme egenskapene som vist i tabell 5.1.

5.2.1 Verifisering av NetSTAT

Først ble det foretatt en sammenligning av SDDOK 39-30 og NetSTAT sine beregninger for ulike temperaturer både med tanke på den gjennomsnittlige ledertemperaturen og selve ledertemperaturen. Til dette ble det brukt konservative parametere beskrevet i seksjon 2.1.5. Startstrømmen (initialverdi) var 70% av den maksimale kontinuerlige grenselasten oppgitt i SDOK 39-30:

Tabell 5.3: Tabellen ble klargjort for utfylling ved analysegjennomgang

Utetemperatur (°C)	Kont. Termisk Grenselast (A)	15min. 70% av kont. grenselast. KTG (%) ¹		
		SDDOK 39-30	NetSTAT (overflate)	NetSTAT (gjennomsnittlig)
-30	1671	17.1		
0	1401	14.2		
30	1073	12		

5.2.2 Analyser av maksimal strøm

Det har blitt foretatt beregninger av ulike værscenarier som vist i tabellen under for å finne ut KTG. Videre ble resultatene sammenlignet med SDOK 39-30 sine verdier. For å ha lik initialstrøm ble det brukt samme kontinuerlig grenselast for alle beregninger. I følge SDOK 39-30 brukes den ved 0 °C. I virkeligheten hadde den vært annerledes for den type linje [45]. De ulike værscenarier var som følger:

- Mye oppvarming - omgivelsestemperatur på 0 °C og minimal vindstyrke på 0.1 m/s på tvers av ledningen. Solinnstrålingen ble estimert til denne datoen ved hjelp av formlene i kapittel 3.2.1.
- Mye kjøling - samme omgivelsestemperatur på 0 °C, men en vindhastighet på 5 m/s på tvers av ledningen. Solinnstrålingen ble estimert til denne datoen ved hjelp av formlene i kapittel 3.2.1.
- Alminnelig dag kl. 05.00 - KTG ble beregnet ved å bruke faste værparametre som ble målt 27. oktober 2015 kl. 05.00. Værdata finnes i Vedlegg C
- Dynamisk KTG kl. 05.00 - beregningen baserte seg på foretatte værmålinger med et startstidspunkt kl. 05.00 og en 10-minutters oppdateringstid.

¹KTG (%) skal være oppgitt som en andel av 100 %-verdien, og angi hvor mye ledningen kan belastes i tillegg til 100 %-verdien (den kontinuerlige grenselasten på 1401 (A))

Tabell 5.4: KTG med tanke på maksimal strøm. Tabellen ble klargjort for utfylling ved analysegjennomgang

Dato : 27.10.2019			15min. 70% av kont. grenselast. KTG (%) ¹			15min. 50% av kont. grenselast. KTG (%) ¹		30min. 50% av kont.grenselast. KTG (%) ¹	
Scenario:	Værforhold	Kont. Termisk Grenselast (A)	SDDOK 39-30	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)
Mye oppvarming	0°C, 0.1 m/s	1401	12,18						
Mye kjøling	0°C, 5 m/s	1401	12,18						
Alminnelig dag kl 05.00	faste, fra værdata	1401	12,18						
Dynamisk KTG kl. 05.00	varierende, fra værdata	1401	12,18						

5.2.3 Analyser av varigheten

Denne analysen var det motsatte av metoden for å finne maksimal strøm. Det ble påtrykt en strøm som var 12,18% større enn den kontinuerlige grenselasten ved 0°C (1572 Ampère) og temperaturutviklingen som en funksjon av tiden ble analysert. Den resulterende tidsvarigheten ble videre sammenlignet med verdien fra det tekniske dokumentet.

Tabell 5.5: KTG med tanke på varighet. Tabellen ble klargjort for utfylling ved analysegjennomgang

Dato : 27.10.2019			1572A påtrykkes ved t=0, da det er 70% av den kontinuerlige grenselasten på 1401 A KTG (min:sek)			1572A påtrykkes ved t=0, da det er 50% av den kontinuerlige grenselasten på 1401 A KTG (min:sek)	
Scenario:	Værforhold:	Kont. Termisk Grenselast (A)	SDDOK 39-30	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)
Mye oppvarming	0°C, 0.1 m/s,	1401	15:00				
Mye kjøling	0 °C, 5 m/s	1401	15:00				
Alminnelig dag kl 05.00	faste, fra værdata	1401	15:00				

5.3 Temperaturestimering - indirekte måling av temperatur

Hensikten med det siste eksemplet var å studere den transiente temperaturutviklingen for FeAl 329 Curlew duplex i løpet av en hel dag. Det ble brukt reelle værdata og tilnærmede strømdata i beregningen for å unngå deling av kraftsensitive data. Analyseperioden var 27 oktober 2019, mens analysestedet til kraftledningen var Oslo Vest. Fullstendig værdata, finnes i tabell C i vedlegget.

Tabell 5.6: Strømdata brukt i denne analysen

Dato	Strøm L1	Strøm L2	Strøm L3	2019-10-27 12:00:00	631,775	631,95	627,5
2019-10-27 00:00:00	582,45	582	576,45	2019-10-27 13:00:00	622,35	622,425	617,225
2019-10-27 01:00:00	582,675	581,55	576,025	2019-10-27 14:00:00	573,7	573,475	568,65
2019-10-27 02:00:00	1 041,775	1 037,925	1 028	2019-10-27 15:00:00	528,875	528,325	524,925
2019-10-27 03:00:00	559,3	555,55	552,425	2019-10-27 16:00:00	569,2	568,225	565,025
2019-10-27 04:00:00	565,45	561,4	558,55	2019-10-27 17:00:00	658,225	657,375	654,375
2019-10-27 05:00:00	599,25	595,675	592,275	2019-10-27 18:00:00	707,05	701,75	701,525
2019-10-27 06:00:00	573,4	569,075	566,425	2019-10-27 19:00:00	703,325	696,65	696,975
2019-10-27 07:00:00	573,975	570,375	567,05	2019-10-27 20:00:00	728,45	723,775	722,125
2019-10-27 08:00:00	561,925	558	555	2019-10-27 21:00:00	700,025	699,575	694,975
2019-10-27 09:00:00	615,6	613,225	608,775	2019-10-27 22:00:00	700,575	700,2	695,825
2019-10-27 10:00:00	642,675	640,6	635,8	2019-10-27 23:00:00	635,35	634,425	630,825
2019-10-27 11:00:00	648,775	648,65	644	2019-10-28 00:00:00	575,025	574,65	570,6

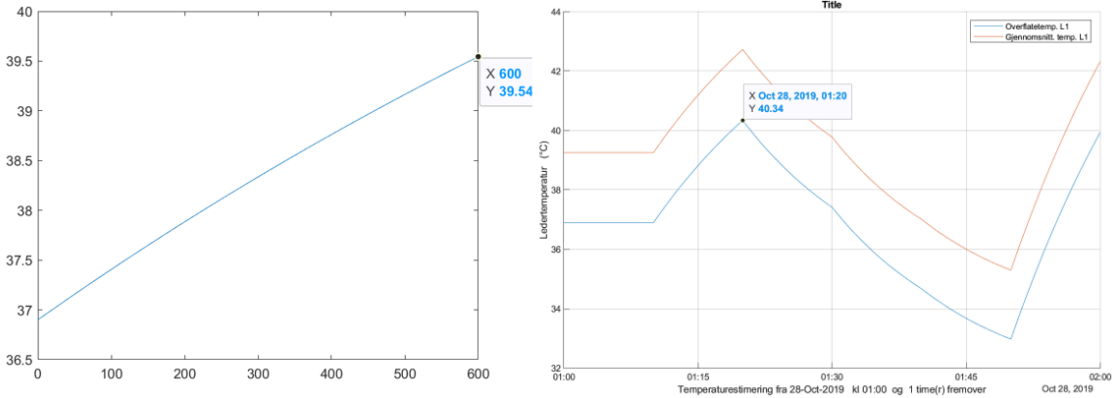
Kapittel 6

Resultater og diskusjon

I dette kapitlet er resultatene av de ulike eksempeltilfellene vist og diskutert. Først ble beregningsresultater til programmet og den analytiske modellen diskutert om de samsvarer godt med hverandre. Videre ble resultatene av KTG metoden utarbeidet av Statnett sammenlignet med SDOK 39-30 og videreanalysert. Både maksimal strøm og lengst varighet ble tatt med i analysen. Til slutt ble det gjort en evaluering av hvordan strøm- og værvariasjoner vil påvirke en kraftledning plassert i Oslo Vest.

6.1 Sammenligning av simuleringsverktøy og eksakt løsning

Den fullstendige beregningen av den analytiske modellen finnes i vedlegget. Her ble det laget et plott av den analytiske metoden. Resultatene til programmet og den analytiske



Figur 6.1: Resultater av den analytiske metoden (venstre bildet) og programmets numeriske metoden (høyre bildet)

modellen samsvarer i stor grad med hverandre. En forskjell på 0.8 °C i en 10 minutters periode er neglisjerbar.

6.2 KTG analyse - simuleringsverktøy kontra SDOK-39-30

I denne seksjonen ble resultatene av de ulike transiente beregningene av KTG vist og diskutert.

6.2.1 Verifisering av NettSTAT

Tabell 6.1: Resultater av KTG beregningene ved bruk av konservative værparametere ved ulike omgivelsestemperaturer

		15min. KTG (%)		
Utetemperatur (°C)	Kont. Termisk Grenselast (A)	SDDOK 39-30	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)
-30	1671	17.1	17.34	11.41
0	1401	14.2	12.18	6.19
30	1073	12	6.63	0.66

Resultatene av overflatetemperaturen beregnet ved hjelp av NettSTAT presentert i tabell 6.1 ovenfor viser i stor grad til like verdier sammenlignet med SDOK 39-90 sine resul-

tater. Forskjellen øker spesielt med økende omgivelsestemperatur og gir lavere kortvarige laststrømmer for NettSTAT sine beregninger. Ved å ta betraktning gjennomsnittlige ledertemperaturer vil det resultere i omtrent 6% lavere strøm som påtrykkes i 15 minutter sammenlignet med overflatetemperaturen. NettSTAT tar utgangspunkt i den samme men oppdaterte CIGRÉ modellen, noe som må bety at denne nye versjonen er mer pålitelig. En av grunnene til det er at likninger i den oppdaterte beregningsmetoden er modellert ved hjelp av en større mengde av historiske data som også var mer tilgjengelige i 2014 enn for 18 år siden. En annen grunn er at NettsTAT tar hensyn til kjernetemperaturen, noe SDOK 39-30 ikke gjør i sine beregninger.

6.2.2 Analyser av maksimal strøm

Tabell 6.2: Resultater av KTG beregningene av maksimal strøm og ved bruk av ulike værforhold, initialstrøm og varighet

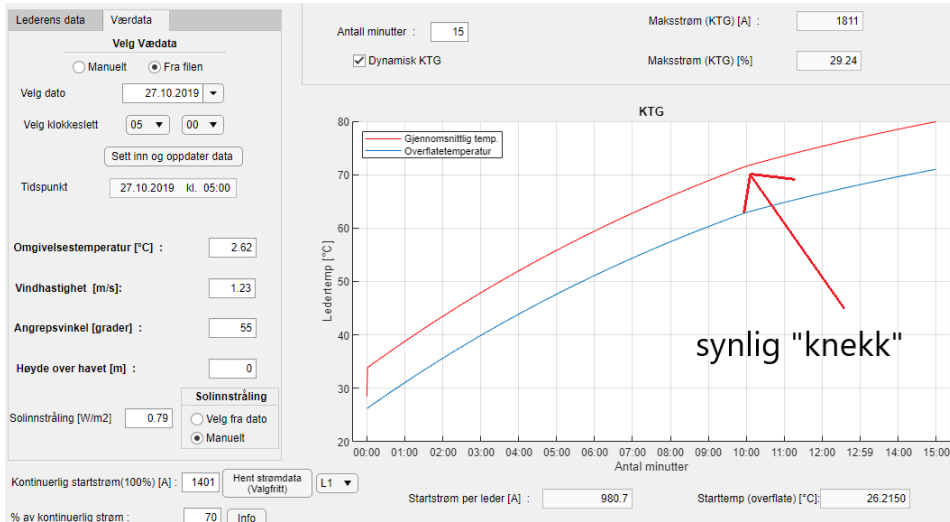
Dato : 27.10.2019			15min. 70% av den kontinuerlige grenselasten KTG (%)			15min. 50% av den kontinuerlige grenselasten KTG (%)		30min. 50% av den kontinuerlige grenselasten KTG (%)	
Scenario	Værforhold	Kont. Termisk Grenselast (A)	SDDOK 39-30	NettSTAT (overflate)	NetSTAT (gjennomsnittlig)	NettSTAT (overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)	NettSTAT (overflate)	NetSTAT (gjennomsnittlig)
Mye oppvarming	0°C, 0.1 m/s,	1401	12.18	-4.95	-9.66	4.89	-0.25	-8.46	-11.67
Mye kjøling	0°C, 5 m/s	1401	12.18	100	81.83	100.3	81.83	95.82	78.98
Vanlig dag kl 05.00	faste, fra værdata	1401	12.18	34.6	27.1	38.29	30.59	23.52	18.17
dynamisk KTG kl 05.00	varierende, fra værdata	1401	12,18	-	29,24	-	32,73	-	22,66

De viktigste resultatene av denne analysen viser at vindhastigheten og dens retning har mest å si. En vindhastighet på 5 m/s fører til at den påtrykte kortvarige strømmen kan dobles i forhold til— den kontinuerlige termiske grenselasten. Når det nesten ikke blåser, så er det kun naturlig konveksjon som gjelder. Den type kjøling gir nesten ingen effekt og fører til at den kontinuerlige termiske grenselasten i Statnett sitt dokument blir underdimensjonert. Selv om det er et sjeldent tilfelle å ikke ha noe vind i et land som Norge, så er det viktig å påpeke at beregningen gjelder for slutten av oktober klokka 05.00 og ved 0°C, når solen enda ikke har stått opp. I sommerdager når temperaturen og innstrålingen er mye høyere vil den kortvarige termiske grenselasten være enda lavere.

Med tanke på dynamisk KTG og virkelige vær situasjoner som endrer seg med tiden viser resultatene henholdsvis opptil 20% og 2-4 % økning av tillatt påtrykt kortvarig laststrøm i forhold til det tekniske dokumentet og faste værforhold hentet fra en værstasjon. Grunnen til en liten økning er at været har endret seg i løpet av analyseperioden. Det er også synlig i værdata tabellen. Selv om omgivelsestemperaturen økte med ørliten grad klokka 05.10, så økte både vindhastigheten og angrepsvinkelen så betydelig at det også er mulig å se at grafen i programmet ”knekker” 10 minutter etter starten av analysetidspunktet. I dette

Kapittel 6. Resultater og diskusjon

tilfellet var det en fordelaktig endring av værforhold som ikke skjer så ofte. Senere på dagen kan det motsatte skje og derfor er det viktig å estimere termiske grenselaster ved hjelp av dynamisk KTG.



Figur 6.2: Observasjon av en synlig "knekk"

6.2.3 Analyser av varigheten

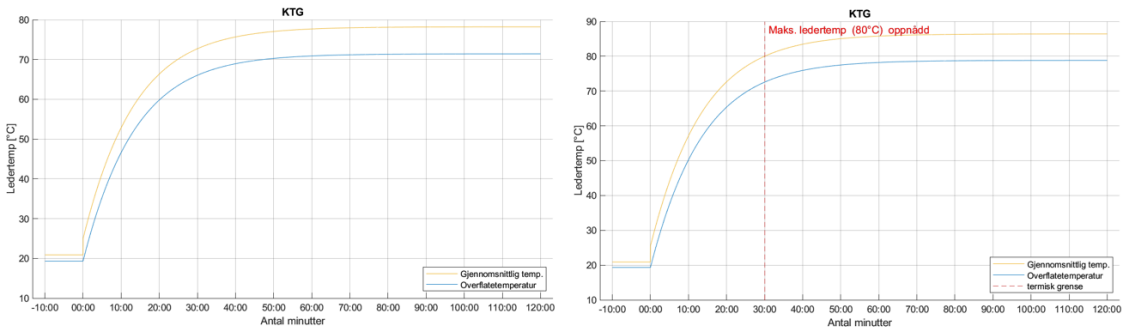
Tabell 6.3: Resultater av KTG beregningene av maksimal strøm og ved bruk av ulike værforhold, initialstrøm og varighet

Dato : 27.10.2019			1572A påtrykkes ved t=0, da det er 70% av den kontinuerlige grenselasten på 1401 A			1572A påtrykkes ved t=0, da det er 50% av den kontinuerlige grenselasten på 1401 A	
Scenario	Værforhold	Kont. Termisk Grenselast (A)	KTG (min:sek)			KTG (min:sek)	
			SDDOK 39-30	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)	NettSTAT (Overflate)	NettSTAT (gjennomsnittlig)
Mye oppvarming	0°C, 0.1 m/s,	1401	15:00	6:32	4:10	11:43	9:21
Mye kjøling	0°C 5 m/s	1401	15:00	Kontinuerlig (22.6°C)	Kontinuerlig (28.2°C)	Kontinuerlig (22.6°C)	Kontinuerlig (28.2°C)
Vanlig dag kl 05.00	faste, fra værdata	1401	15:00	Kontinuerlig (70.6°C)	Kontinuerlig (77.3°C)	Kontinuerlig (70.6°C)	Kontinuerlig (77.3°C)

Resultatene i denne analysen bekrefter bare det som ble analysert med tanke på maksimal strøm. Tilfellet med naturlig konveksjon vil forkorte tidsvarigheten til halvparten av overflatetemperaturen og nesten en fjerdedel når kjernetemperaturen er tatt i betraktning ved

bruk av de samme initialverdiene og startstrømmen. Ved mye kjølig eller reelle data blir den påtrykte strømmen ikke kortvarig lenger. Den blir dermed kontinuerlig.

Et annet interessant resultat som ble oppdaget når analysene ble kjørt, viser hvor økonomisk og driftsikker bruk av dynamisk estimering av termisk grenselast er. Analysen som brukte de faktiske data hentet fra en værstasjon avslørte at en 4.2% økning av den påtrykte strømmen førte til at lederen som kunne kjøres kontinuerlig ved 1580 Amperé ble plutselig begrenset til kun 30 minutter ved 1650 Amperé.

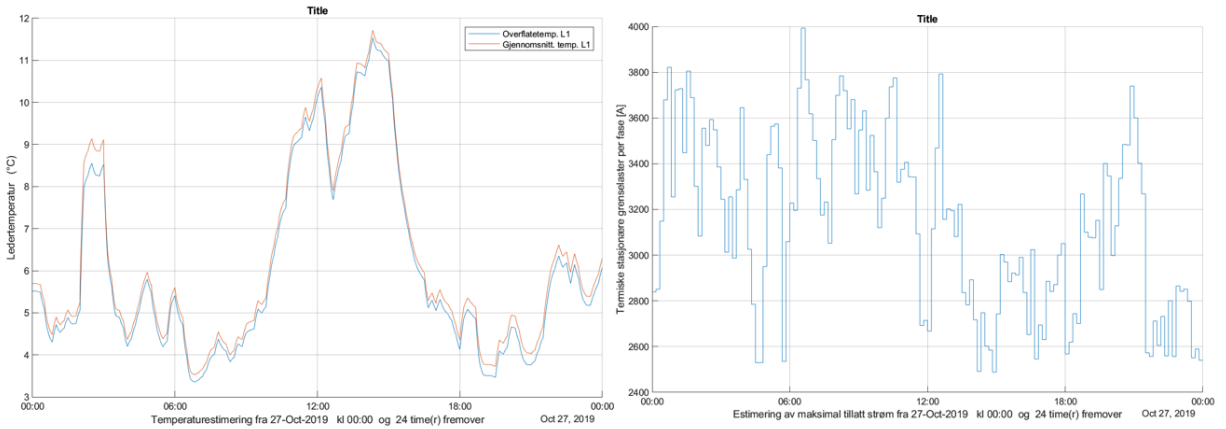


Figur 6.3: En liten endring fra 1580 A (figuren til venstre) til 1650 A (figuren til høyre) fører til en stor forandring av de transiente termiske egenskapene.

Det er også synlig hvordan den gjennomsnittlige temperaturen øker i forhold til overflate temperaturen på grunn av den radielle temperaturdistribusjonen.

6.3 Temperaturestimering - indirekte måling av temperatur

Til slutt ble det estimert de transiente temperaturforandringene for FeAl 329 Curlew duplex fase L1 av et helt døgn basert på de faktiske værdata og tilnærmede strømndata. I tillegg ble det beregnet stasjonære termiske grenselaster med tanke på overflatetemperatur for denne dagen.



Figur 6.4: Temperaturestimering av FEAL 329 Curlew fase L1 (venstre side) og dens stasjonære termiske grenselaster (h)

De grafiske resultatene i figur 8.3 viser at selv om den påtrykte strømmen ikke hadde betydelige endringer så varierte ledertemperaturen merkelig. Selv om den største påtrykte strømmen fant sted kl. 02.00 så gjenspeilet temperaturplottet ikke det. Det ble estimert høyere temperatur senere på dagen og det er en viktig grunn til dette. Det var mye mer fordelaktige værforhold kl 02.00 om natta enn det var senere midt på dagen. Dette er mulig å se ved å studere de termiske grenselastene i samme figur. Det er mye lavere kontinuerlig laststrøm som kan påtrykkes mellom klokka 12.00 og 18.00 enn klokka 02.00. Både vindstyrken, solinnstrålingen og omgivelsestemperaturen har bidratt til dette.

En annen observasjon er den maksimale gjennomsnittlige ledertemperaturen som ikke overstiger 12°C selv om lederen er dimensjonert for 80°C . Den gjennomsnittlige strømmen som ligger på cirka 635 Amperé utgjør en femte del av den gjennomsnittlige tillatte kontinuerlige laststrømmen en FeAl 329 Curlew duplex har kapasitet til ved disse værforhold. Det er to mulige forklaringer på dette. Enten er dette linjestrekket overdimensjonert og utnyttes ikke effektivt nok eller så hadde nettkundene ekstremt lavt behov for elektrisk energi denne spesifikke dagen.

Kapittel 7

Konklusjon

Dette kapittelet vil oppsummere og konkludere arbeidet som ble gjort i løpet av masterperioden. Resultatene av analysene vil bli oppsummert og konkludert opp mot problemstillingen.

7.1 Oppsummering av resultatene

I denne masteroppgaven er det utført ulike analyser, beregninger og studier som kan konkluderes i form av følgende punkter:

- Dynamisk estimering av strømbelastning begynner å bli mer populær og det er flere bedrifter og prosjekter som er med på å utvikle de ulike metodene for dynamisk temperaturovervåking.
- De transiente numeriske temperaturberegningene som simuleringsverktøyet består av samsvarer i en stor grad med den analytiske metoden basert på superposisjonsprinsippet. Dette betyr at programmet egner seg godt til bruk for neste års studenter og har et stort potensial som et nytteverktøy for nettoperatører.
- Resultatene av KTG analysen bekrefter at dagens norske kraftledninger ikke utnyttes effektivt nok relatert til de værforholdene de er utsatt for. Det er mye høyere kortvarige termiske laststrømmer som kan påtrykkes uten at lederen blir termisk overbelastet.
- Den gjennomsnittlige ledertemperaturen som et resultat av lederens overflatetemperatur og kjernetemperatur utgjør en betydelig forskjell og begrenser den kortvarige termiske grenselasten til omtrent 6% lavere verdi sammenlignet med beregningene av overflatetemperaturen.
- Den største suksessen var utviklingen av dynamisk KTG som er den mest effektive metoden for estimering og predikering av ledertemperaturen som en funksjon av varierende strøm, tid og værforhold. Det anbefales sterkt at Statnett benytter seg av denne metoden eller i det minste oppdatere sin beregningsmetode.

Kapittel 8

Videre arbeid

Basert på utført forskning og oppnådde resultater, forslås det følgende for videre arbeid :

- En videreutvikling av programmet. Dynamisk KTG kan kun beregnes for maksimal estimert strøm og når kjernetemperaturen er tatt i betraktning og mangler estimering av varigheten. Programmet trenger også en sammenligning av den målte ledertemperaturen med de direkte metodene og sensorene, spesielt på steder hvor det produseres mye vindkraft.
- Analyse av de andre metodene for estimering av termisk grenselast siden denne metoden er kun relatert til indirekte temperaturestimering ved bruk av værstasjoner. Metoder basert på lederens vibrasjoner virker interessant å studere og da er det linjens tensjon som står i hovedfokus.
- Studere IEEE og IEC sine modeller og sammenligne dem for å finne ut forskjeller og likheter mellom IEC, IEEE og CIGRÉ sin metode.
- Studere andre faktorer som bidrar til oppvarming og avkjøling. Dette ble ikke diskutert i denne oppgaven. Et eksempel på det som ikke finnes i CIGRÉ sin modell er regn som har stor betydning for kjølingen. For oppvarming kan det derimot være en duplex og triplex ledning bestående av henholdsvis to og tre ledere med korte avstander fra hverandre.

Bibliografi

- [1] J. L. Heilbron, *Electricity in the 17th and 18th centuries: a study of early modern physics*. University of California Press, 1979.
- [2] J. Jonnes, *Empires of light: Edison, Tesla, Westinghouse, and the race to electrify the world*. Random House, 2003.
- [3] M. Essig, *Edison the electric chair: a story of light and death*. Walker Company, 2005.
- [4] *Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg*. dsb, jan. 2006. adresse: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/veiledning-til-forskrift/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/#hoyspenningsluftlinjer>.
- [5] *Data Statistics*. International Energy Agency, apr. 2020. adresse: <https://www.iea.org/data-and-statistics/?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=Carbon%20intensity%20of%20industry%20energy%20consumption>.
- [6] *Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) - Kapittel 3. Leverings- og tilknytningsplikt*. Olje- og energidepartementet, jan. 2019. adresse: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413/KAPITTEL_3#%C2%A73-1.
- [7] M. Lorentzen Kolstad, *Alternative tiltak for å øke tilknytningskapasitet i distribusjonsnett*. 2016.
- [8] WG 22.13, *Guidelines for the Management of Existing Overhead Transmission Lines*. CIGRÉ, 2000.
- [9] TF 12-1, *Survey on future use of conductors*. CIGRÉ, sep. 1998.
- [10] “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, *IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013)*, s. 1–72, 2013.
- [11] I. Albizu, E. Fernández, R. Alberdi, M. T. Bedialauneta og A. J. Mazón, “Adaptive Static Line Rating for Systems With HTLS Conductors”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, årg. 33, nr. 6, s. 2849–2855, 2018.

-
- [12] G. Migliavacca, *Advanced technologies for future transmission grids*. Springer Science & Business Media, aug. 2012, s. 306.
- [13] Working group B2.12, “Guide for the selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings”, *CIGRÉ TB*, årg. 299, 2006.
- [14] *Observasjoner og værstatistikk*. Meteorologisk Institutt. adresse: <https://seklima.met.no/observations/>.
- [15] Seksjon for Elektromekanisk prosjektering, *Beregning av termisk grenselast på kraftledninger*. Statnett, 2018. adresse: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/fosweb/beregning-av-termisk-grenselast-pa-kraftledninger-statnett-sf.pdf>.
- [16] R. Stephen, “Description and evaluation of options relating to uprating of overhead transmission lines”, *CIGRÉ Session, V2-201, Paris*, 2004.
- [17] CIGRE, WG22, “Probabilistic determination of conductor current ratings”, *Electra*, årg. 164, s. 103–119, 1996.
- [18] V. Holmejord, “Nye satsingsområder for forskning og utvikling på teknologier tilpasset neste generasjon kraftsystem”, *NBMU*, aug. 2016. adresse: <https://nmbu.brage.unit.no/nmbu-xmlui/handle/11250/2402814>.
- [19] C. Brochure, “Guidelines for increased utilization of existing overhead transmission lines”, *WG B2*, årg. 13, s. 26–31, 2008.
- [20] R. Stephen, T. Seppa og G. Watt, “Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems”, *Technical Brochure*, årg. 498, 2012.
- [21] M. Cirigliano, G. Cattaneo, P. Boffi, A. Barberis, U. Perini, G. Pirovano og M. Martinelli, “Overhead power lines temperature measurements by a fiber optic Raman sensor”, okt. 2009.
- [22] *OPGW Typical Designs of Central Stainless Steel Loose Tube*. adresse: <https://www.gl-fiberoptic.com/product/centraltypeopgw/>.
- [23] E. Cloet og J.-I. Lilien, “Uprating Transmission Lines through the use of an innovative real-time monitoring system”, s. 1–6, mai 2011. DOI: [10.1109/TDCLLM.2011.6042218](https://doi.org/10.1109/TDCLLM.2011.6042218).
- [24] G. Øyro, *Svingninger, lydbølger og musikk*. adresse: <http://www.oyro.no/musikk.html>.
- [25] C. TB324, “Sag-Tension Calculation Methods for Overhead Lines”, *CIGRE, Paris*, 2016.
- [26] S. Uski-Joutsenvuo, R. Pasonen og S. Rissanen, “Maximising power line transmission capability by employing dynamic line ratings—technical survey and applicability in Finland”, *RESEARCH REPORT VTT-R-01604-13*, 2013.
- [27] T. Modric, S. Vujevic og I. Paladin, “3D computation of the overhead power lines electric field”, *Progress In Electromagnetics Research M*, årg. 53, jan. 2017.

-
- [28] C. Mensah-Bonsu, U. F. Krekeler, G. T. Heydt, Y. Hoverson, J. Schilleci og B. L. Agrawal, "Application of the Global Positioning System to the measurement of overhead power transmission conductor sag", *IEEE Transactions on Power Delivery*, årg. 17, nr. 1, s. 273–278, 2002.
- [29] EDM, *Span Sentry - Dynamic Line Rating System*. adresse: <https://edmlink.com/products-edm/item/span-sentry-5>.
- [30] Lindsey, *Transmission Line Monitor*, des. 2017. adresse: <https://lindsey-usa.com/sensors/transmission-line-monitor/>.
- [31] Heimdall Power. adresse: <https://heimdallpower.com/>.
- [32] D. C. Lawry og J. R. Daconti, "Overhead line thermal rating calculation based on conductor replica method", i *2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No.03CH37495)*, bd. 3, 2003, 880–885 vol.3.
- [33] M. Ntuli, N. Mbuli, L. Motsoeneng, R. Xezile og J. H. C. Pretorius, "Increasing the capacity of transmission lines via current uprating: An updated review of benefits, considerations and developments", i *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2016, s. 1–6.
- [34] USi, *Power Donut 3: PD3® Instrumentation Platform for overhead transmission lines*. adresse: http://www.usi-power.com/wp-content/uploads/2016/12/PD3_Instrumentation_Platform_brochure.pdf.
- [35] N. D. Sadanandan og A. H. Eltom, "Power donut system laboratory test and data analysis", i *IEEE Proceedings on Southeastcon*, 1990, 675–679 vol.2.
- [36] E. Fernandez, I. Albizu, M. Bedialauneta, A. Mazon og P. Leite, "Review of dynamic line rating systems for wind power integration", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, årg. 53, s. 80–92, 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.149>. adresse: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115007960>.
- [37] *Secure Cat-1 line monitoring*. adresse: https://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/navigate_319184/Secure_Cat_1_line_monitoring.html.
- [38] Ampacimon, *Ampacimon - Innovative solution for Dynamic Line Rating*. adresse: <http://www.ampacimon.com/wp-content/uploads/2015/09/Ampacimon-Brochure.pdf>.
- [39] E. Cloet, J.-L. Lilien og P. Ferrières, "Experiences of the Belgian and French TSOs using the "Ampacimon" real-time dynamic rating system", i *Conférence Internationale des grands réseaux électriques à haute tension*, 2010.
- [40] J. Raniga og R. Rayudu, "Stretching Transmission Line Capabilities - A Transpower Investigation", nov. 1999.
- [41] J. K. Raniga og R. K. Rayudu, "Dynamic rating of transmission lines-a New Zealand experience", i *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)*, bd. 4, 2000, 2403–2409 vol.4.
-

-
- [42] D. M. Greenwood, J. P. Gentle, K. S. Myers, P. J. Davison, I. J. West, J. W. Bush, G. L. Ingram og M. C. M. Troffaes, “A Comparison of Real-Time Thermal Rating Systems in the U.S. and the U.K.”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, årg. 29, nr. 4, s. 1849–1858, 2014.
- [43] K. Myre, S. Gentle, T. Baldwin, I. West og B. Savage, “Concurrent Wind Cooling in Power Transmission Lines”, i *Presented at the Western Energy Policy Research Conference*, 2012.
- [44] European Wind Energy Association and others, “Twenties project-final report”, okt. 2013.
- [45] P. Soja, “Dynamic Line Rating”, Department of Information Security, Communication Technology, NTNU – Norwegian University of Science og Technology, Project report in TTM4502, des. 2019.
- [46] R. Stephen og D. Douglass, “Thermal Behaviour of Overhead Conductors”, *Technical Brochure*, årg. 207, 2002.
- [47] T. Seppa, M. Clements, S. Damsgaard-Mikkelsen, R. Payne og N. Coad, “Application of real time thermal ratings for optimizing transmission line investment and operating decisions”, *CIGRE Paper*, s. 22–301, 2000.
- [48] U. D. of energy, “Oncor’s Pioneering Transmission Dynamic Line Rating (DLR) Demonstration Lays Foundation for Follow-On Deployments”, *Electricity Delivery Energy Reliability*, 2014.
- [49] J. Kmak, W. Nowak, W. Szpyra og R. Tarko, “Modelowanie obciążalności prądowej przewodów napowietrznych linii elektroenergetycznych”, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, 2017.
- [50] I.-.-I. E. T. Commission mfl., “IEC 60826–Design Criteria of Overhead Transmission Lines”, *Technical Committee*, nr. 0, s. 11, 2003.
- [51] J. Iglesias, G. Watt, D. Douglass, V. Morgan, R. Stephen, M. Bertinat, D. Muftic, R. Puffer, D. Guery, S. Ueda mfl., *Guide for thermal rating calculations of overhead lines*. Cigré, 2014.
- [52] D. Douglass mfl., “Alternating Current (AC) resistance of helically stranded conductors”, *Cigré TB*, årg. 345, 2008.
- [53] R. Thrash, *Overhead conductor manual*. Southwire Company, 2007.
- [54] *Resistance and Reactance of Aluminum Conductors*. Alcoa Aluminum Overhead Conductor Engineering Data, 1960.
- [55] V. Morgan, “The current-carrying capacity of bare overhead conductors”, *Electric Engineering Transactions*, 1982.
- [56] —, “The heat transfer from bare stranded conductors by natural and forced convection in air”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, s. 2023–2034, 1973.
- [57] A. H. T. Textbook, *John H. Lienhard V-*, 2008.
- [58] H. Knut, *temperaturkoeffisient*, 2017. adresse: <https://snl.no/temperaturkoeffisient>.
- [59] D. A. Douglass, “Radial and Axial Temperature Gradients in Bare Stranded Conductor”, *IEEE Power Engineering Review*, årg. PER-6, nr. 4, s. 26–26, apr. 1986. DOI: [10.1109/MPER.1986.5527706](https://doi.org/10.1109/MPER.1986.5527706).
-

-
- [60] L. Varga, “Measurement of the radial thermal conductivity of overhead line conductors”, *Elektroteknika*, årg. 33, nr. 2, s. 68–71, 1990.
- [61] H. Dwight, *Electrical Coils and Conductors: Their Electrical Characteristics and Theory*. McGraw-Hill, 1945. adresse: <https://books.google.no/books?id=5CdRAAAAMAAJ>.
- [62] A. Ewan, *A set of curves for skin effect in isolated tubular conductors*. General Electric Review, 1930, bd. 33, s. 249–251.
- [63] V. Morgan, “The thermal rating of overhead-line conductors Part I. The steady-state thermal model”, *Electric power systems research*, årg. 5, nr. 2, s. 119–139, 1982.
- [64] —, “Rating of bare overhead conductors for continuous currents”, i *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, IET, bd. 114, 1967, s. 1473–1482.
- [65] J. Spencer, “Calculation of solar position for building purposes”, tekn. rapp., 1965.
- [66] J. Skaar, *Albedo*, 2018. adresse: <https://snl.no/albedo>.
- [67] T. Stensrud, “CFD-modellering av termisk inneklima med vekt på termisk stråling”, B.S. thesis, Høgskolen i Oslo og Akershus, 2013.
- [68] V. Morgan, “Thermal Behaviour of Electrical Conductors; Steady, Dynamic and Fault Current Rating”, *RSP-Research Study Press LTD. Taunton, Somerset, England*, 1991.
- [69] A. G. Atkins, T. Atkins og M. Escudier, *A dictionary of mechanical engineering*. Oxford University Press, 2013.
- [70] W. A. Lyons, *The handy weather answer book*. Visible Ink Press, 1997.
- [71] International Standard IEC 60889, “Hard-drawn aluminum wire for overhead lines”, 1987.
- [72] V. Morgan, “Rating of bare overhead conductors for intermittent and cyclic currents”, i *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, IET, bd. 116, 1969, s. 1361–1376.
- [73] S. C. Chapra og R. P. Canale, “Numerical methods for engineers, McGraw-Hill”, *Inc., New York*, 1988.

Vedlegg

Write your appendix here...

A Linjesig - strekkfasthet tabell for en ubelastet Zebra leder

Tabell 8.1: Linjesig - strekkfasthet tabell for en ubelastet Zebra leder (429-AL1/56-ST1A) med en 300m spennlengde. [20]

Design points				FINAL		INITIAL	
TEMP	ICE	Wind	Weight	Sag	Tension	Sag	Tension
°C	mm	N/m	N/m	m	N	m	N
-18	0	9	31.325	6.84	50002	6.6	51822
-29	0	0	15.878	4.97	35987	4.38	40848
-18	0	0	15.878	5.38	33251	4.67	38304
0	0	0	15.878	6.06	29537	5.19	34485
15	0	0	15.878	6.62	27044	5.65	31669
35	0	0	15.878	7.35	24373	6.29	28441
50	0	0	15.878	7.87	22747	6.78	26389
75	0	0	15.878	8.72	20564	7.6	23568
100	0	0	15.878	9.4	19074	8.4	21344
125	0	0	15.878	9.79	18332	9.16	19567
150	0	0	15.878	10.16	17654	9.9	18122
175	0	0	15.878	10.54	17032	10.44	17196
200	0	0	15.878	10.91	16641	10.81	16617

B Termisk grenselast for FeAl-linjer oppgitt i ampere. Hentet fra SDOK39-30.

Linekode (lft. EN 50182:2001) og gammel/uforsjell betegnelse		Termisk grenselast [A] ved gitte lufttemperaturer																											
		-30 °C				-20 °C				-10 °C				0 °C				10 °C				20 °C				30 °C			
		100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	100 %	70 %	KTG	
Maksimal linetemp. kontinuerlig/ gammel/uforsjell kortvarig [°C]		90 / 100	459	321	4,8 %	442	309	5,0 %	422	295	5,2 %	401	281	5,7 %	379	265	6,3 %	356	249	7,3 %	331	232	8,2 %	212	147	10,0 %	100 %	70 %	KTG
80 / 80		445	312	1,8 %	427	299	1,6 %	405	284	1,2 %	382	267	1,0 %	358	251	1,1 %	332	232	0,9 %	303	212	0,7 %	190	132	0,5 %	100 %	70 %	KTG	
50 / 50		396	277	1,5 %	372	260	1,3 %	341	239	1,2 %	309	216	1,0 %	273	191	0,7 %	230	161	0,4 %	172	120	0,6 %	90	63	0,4 %	100 %	70 %	KTG	
90 / 100		958	671	10,2 %	919	643	10,2 %	870	609	10,2 %	821	575	10,6 %	770	539	11,3 %	717	502	12,3 %	659	461	13,5 %	340	239	7,0 %	100 %	70 %	KTG	
80 / 80		924	647	6,2 %	882	617	5,7 %	828	580	5,2 %	774	542	4,9 %	719	503	4,5 %	660	462	4,2 %	594	416	3,9 %	210	147	4,7 %	100 %	70 %	KTG	
50 / 50		803	562	6,1 %	749	524	5,5 %	677	474	5,0 %	603	422	4,6 %	521	365	4,2 %	426	298	4,0 %	300	210	3,7 %	100	70	7,0 %	100 %	70 %	KTG	
90 / 100		1462	1023	17,8 %	1404	983	17,5 %	1328	930	17,5 %	1254	878	17,6 %	1178	825	18,0 %	1098	769	18,9 %	1010	707	20,1 %	370	260	7,0 %	100 %	70 %	KTG	
80 / 80		1408	986	13,2 %	1346	942	12,4 %	1264	885	11,6 %	1183	828	10,8 %	1098	769	10,2 %	1009	706	9,6 %	908	636	9,0 %	210	147	4,7 %	100 %	70 %	KTG	
50 / 50		1223	856	13,0 %	1141	799	12,2 %	1030	721	11,3 %	915	641	10,6 %	788	552	9,8 %	638	447	9,2 %	432	302	8,8 %	100	70	7,0 %	100 %	70 %	KTG	
90 / 100		1735	1215	22,1 %	1667	1167	21,7 %	1576	1103	21,4 %	1487	1041	21,6 %	1396	977	22,0 %	1301	911	22,8 %	1196	837	24,1 %	300	210	3,7 %	100 %	70 %	KTG	
80 / 80		1671	1170	17,1 %	1597	1118	16,1 %	1498	1049	15,1 %	1401	981	14,2 %	1300	910	13,5 %	1194	836	12,6 %	1073	751	12,0 %	210	147	4,7 %	100 %	70 %	KTG	
50 / 50		1447	1013	16,9 %	1350	945	15,9 %	1216	851	14,9 %	1078	755	14,0 %	925	648	13,1 %	744	521	12,4 %	493	345	11,8 %	100	70	7,0 %	100 %	70 %	KTG	
40 / 40		1358	951	16,7 %	1249	874	15,9 %	1097	768	14,7 %	934	654	13,7 %	742	519	12,9 %	485	340	12,2 %	0	0	0,0 %	100	70	7,0 %	100 %	70 %	KTG	

C Målinger fra væstasjon

Time	Vindstyrke [m/s]	Vindretning [0,360 deg]	Temperatur [celsius]	Solinnstråling [W/m2]
2019-10-27 00:00:00	1,10	264,70	2,75	0,41
2019-10-27 00:10:00	1,09	265,60	2,70	0,98
2019-10-27 00:20:00	1,43	275,90	2,70	1,00
2019-10-27 00:30:00	1,64	319,80	2,79	0,98
2019-10-27 00:40:00	1,84	320,70	2,86	0,89
2019-10-27 00:50:00	1,10	301,90	3,00	0,62
2019-10-27 01:00:00	1,67	330,60	3,02	0,69
2019-10-27 01:10:00	1,72	320,60	3,25	1,00
2019-10-27 01:20:00	1,26	328,70	3,30	0,84
2019-10-27 01:30:00	1,80	328,40	3,31	0,55
2019-10-27 01:40:00	1,64	327,20	3,30	0,01
2019-10-27 01:50:00	1,03	319,50	3,32	0,07
2019-10-27 02:00:00	1,00	288,30	3,30	0,02
2019-10-27 02:10:00	1,48	321,70	3,30	0,01
2019-10-27 02:20:00	1,34	324,80	3,29	0,01
2019-10-27 02:30:00	1,50	329,90	3,14	0,00
2019-10-27 02:40:00	1,47	351,40	3,11	0,02
2019-10-27 02:50:00	1,61	26,17	3,00	0,00
2019-10-27 03:00:00	1,51	32,60	2,85	0,00
2019-10-27 03:10:00	1,12	36,32	2,78	0,00
2019-10-27 03:20:00	1,29	21,91	2,61	0,00
2019-10-27 03:30:00	0,75	19,36	2,55	0,43
2019-10-27 03:40:00	1,01	314,90	2,60	0,93
2019-10-27 03:50:00	1,55	331,20	2,60	0,88
2019-10-27 04:00:00	1,05	350,50	2,69	0,90
2019-10-27 04:10:00	0,60	143,90	2,76	0,54
2019-10-27 04:20:00	0,39	131,80	2,84	0,04
2019-10-27 04:30:00	0,52	48,93	2,83	0,00
2019-10-27 04:40:00	0,51	83,30	2,83	0,04
2019-10-27 04:50:00	0,59	305,60	2,75	0,75
2019-10-27 05:00:00	1,23	325,00	2,62	0,79
2019-10-27 05:10:00	1,44	332,60	2,53	0,10
2019-10-27 05:20:00	1,45	332,10	2,41	0,00
2019-10-27 05:30:00	1,09	335,30	2,41	0,44
2019-10-27 05:40:00	0,42	80,60	2,50	0,74
2019-10-27 05:50:00	0,70	311,90	2,41	51,14
2019-10-27 06:00:00	0,88	320,50	2,51	0,95
2019-10-27 06:10:00	1,05	296,30	2,46	0,79
2019-10-27 06:20:00	1,70	353,50	2,21	1,26
2019-10-27 06:30:00	2,02	334,60	2,01	3,57
2019-10-27 06:40:00	1,70	328,50	1,90	6,92
2019-10-27 06:50:00	1,61	308,50	1,84	10,71
2019-10-27 07:00:00	1,30	332,80	1,73	16,21
2019-10-27 07:10:00	1,32	16,15	1,69	21,61
2019-10-27 07:20:00	1,14	23,89	1,70	25,88
2019-10-27 07:30:00	1,13	17,27	1,65	29,89
2019-10-27 07:40:00	0,95	25,79	1,62	52,77
2019-10-27 07:50:00	1,33	338,60	1,70	68,53
2019-10-27 08:00:00	1,66	320,60	1,80	94,20

2019-10-27 08:10:00	1,73	336,60	1,80	71,14	2019-10-27 16:10:00	1,14	263,90	3,07	0,00
2019-10-27 08:20:00	1,65	339,80	1,84	87,70	2019-10-27 16:20:00	1,32	250,20	2,61	0,00
2019-10-27 08:30:00	1,45	326,60	2,01	92,70	2019-10-27 16:30:00	0,90	285,70	2,15	0,00
2019-10-27 08:40:00	1,60	334,80	2,11	72,39	2019-10-27 16:40:00	0,64	252,80	1,90	0,00
2019-10-27 08:50:00	1,10	8,45	2,24	50,19	2019-10-27 16:50:00	0,95	233,00	1,70	0,08
2019-10-27 09:00:00	1,43	331,40	2,30	52,34	2019-10-27 17:00:00	1,14	251,20	1,47	0,03
2019-10-27 09:10:00	1,61	314,80	2,37	59,14	2019-10-27 17:10:00	1,20	263,80	1,40	0,00
2019-10-27 09:20:00	1,01	354,60	2,50	55,57	2019-10-27 17:20:00	0,83	271,40	1,25	0,05
2019-10-27 09:30:00	1,51	309,40	2,57	55,67	2019-10-27 17:30:00	0,78	276,10	1,10	0,53
2019-10-27 09:40:00	1,49	291,80	2,54	61,64	2019-10-27 17:40:00	0,91	280,90	0,96	0,42
2019-10-27 09:50:00	1,44	275,40	2,57	115,40	2019-10-27 17:50:00	1,24	272,00	0,79	0,07
2019-10-27 10:00:00	1,60	277,90	2,73	136,10	2019-10-27 18:00:00	0,66	237,80	0,59	0,00
2019-10-27 10:10:00	1,61	319,50	3,08	216,30	2019-10-27 18:10:00	0,98	239,10	0,39	0,02
2019-10-27 10:20:00	1,78	335,20	3,37	274,50	2019-10-27 18:20:00	0,83	228,00	0,25	0,00
2019-10-27 10:30:00	1,87	323,60	3,61	265,90	2019-10-27 18:30:00	1,29	240,70	0,16	0,02
2019-10-27 10:40:00	1,41	301,90	3,90	266,40	2019-10-27 18:40:00	1,71	269,30	0,14	0,02
2019-10-27 10:50:00	1,75	285,40	4,12	283,30	2019-10-27 18:50:00	1,40	270,10	0,00	0,00
2019-10-27 11:00:00	1,42	316,70	4,28	259,30	2019-10-27 19:00:00	1,16	275,70	0,06	0,00
2019-10-27 11:10:00	1,34	310,60	4,54	220,00	2019-10-27 19:10:00	0,94	284,90	0,03	0,00
2019-10-27 11:20:00	1,37	311,10	4,73	274,30	2019-10-27 19:20:00	0,89	296,90	0,13	0,82
2019-10-27 11:30:00	1,27	282,60	4,80	116,60	2019-10-27 19:30:00	0,73	276,40	0,74	1,81
2019-10-27 11:40:00	1,32	255,50	4,82	85,90	2019-10-27 19:40:00	1,31	303,10	1,31	1,82
2019-10-27 11:50:00	1,50	238,10	4,84	138,10	2019-10-27 19:50:00	1,01	327,60	1,45	1,25
2019-10-27 12:00:00	1,36	237,70	5,00	120,60	2019-10-27 20:00:00	0,86	283,80	1,25	0,95
2019-10-27 12:10:00	1,32	282,60	5,13	89,80	2019-10-27 20:10:00	0,87	297,50	1,05	1,02
2019-10-27 12:20:00	1,62	299,80	5,30	60,13	2019-10-27 20:20:00	1,00	321,60	0,96	1,04
2019-10-27 12:30:00	1,94	316,00	5,32	59,63	2019-10-27 20:30:00	1,27	321,20	0,92	1,01
2019-10-27 12:40:00	1,24	289,60	5,40	63,79	2019-10-27 20:40:00	1,35	311,90	1,00	1,13
2019-10-27 12:50:00	1,21	296,90	5,40	88,20	2019-10-27 20:50:00	1,70	316,80	1,50	1,59
2019-10-27 13:00:00	1,03	312,80	5,58	133,90	2019-10-27 21:00:00	1,48	324,30	1,65	0,97
2019-10-27 13:10:00	0,89	304,70	5,72	76,87	2019-10-27 21:10:00	1,13	349,10	1,60	0,69
2019-10-27 13:20:00	1,06	320,40	6,00	175,80	2019-10-27 21:20:00	0,88	336,30	1,65	0,88
2019-10-27 13:30:00	0,93	277,10	6,25	141,80	2019-10-27 21:30:00	0,56	228,00	1,43	0,02
2019-10-27 13:40:00	1,27	262,50	6,26	80,10	2019-10-27 21:40:00	0,61	236,50	1,23	0,60
2019-10-27 13:50:00	1,04	276,00	6,22	92,20	2019-10-27 21:50:00	0,88	49,90	1,89	2,41
2019-10-27 14:00:00	0,91	268,50	6,46	125,30	2019-10-27 22:00:00	0,62	84,10	1,89	1,08
2019-10-27 14:10:00	0,96	253,30	6,58	109,70	2019-10-27 22:10:00	0,31	138,50	1,26	0,14
2019-10-27 14:20:00	1,20	262,50	6,55	95,00	2019-10-27 22:20:00	0,45	87,10	1,06	1,17
2019-10-27 14:30:00	0,88	261,30	6,52	80,10	2019-10-27 22:30:00	0,41	303,20	0,83	1,05
2019-10-27 14:40:00	0,95	258,00	6,36	66,24	2019-10-27 22:40:00	0,83	247,10	1,22	2,15
2019-10-27 14:50:00	0,83	254,80	6,24	52,60	2019-10-27 22:50:00	1,27	261,40	1,56	1,56
2019-10-27 15:00:00	1,07	263,50	5,90	39,45	2019-10-27 23:00:00	0,83	271,70	1,43	1,25
2019-10-27 15:10:00	1,12	279,50	5,46	27,44	2019-10-27 23:10:00	1,30	260,30	1,78	1,24
2019-10-27 15:20:00	0,89	286,30	4,98	15,26	2019-10-27 23:20:00	0,75	272,20	1,73	0,38
2019-10-27 15:30:00	0,79	282,50	4,58	8,89	2019-10-27 23:30:00	0,80	254,40	1,71	0,66
2019-10-27 15:40:00	0,92	278,50	4,23	5,33	2019-10-27 23:40:00	0,69	260,40	1,93	1,05
2019-10-27 15:50:00	0,95	275,80	3,85	2,66	2019-10-27 23:50:00	0,78	250,90	2,20	1,58
2019-10-27 16:00:00	1,26	270,50	3,48	0,96	2019-10-28 00:00:00	1,15	249,50	2,10	0,69

D Håndberegninger av den analytiske modellen

Den stasjonære ledertemperaturen T_1 rett før kl. 01:10 er $36,9^\circ\text{C}$

$$\theta_1 = T_1 - T_a = 36,9^\circ\text{C} - 2,73^\circ\text{C} = 34,17^\circ\text{C}$$

Den stasjonære ledertemperaturen T_m etter kl. 01:10 er beregnet til i programmet til $45,99^\circ\text{C}$

$$\theta_m = T_m - T_a = 45,99^\circ\text{C} - 2,73^\circ\text{C} = 43,26^\circ\text{C}$$

$$m_a \cdot c_a = 1,451 \cdot 897 \cdot \left(1 + 3,8 \cdot 10^{-4} \cdot (T_1 - 20)\right) = 1308,6 \text{ J/K m}$$

$$m_y \cdot c_y = 0,529 \cdot 481 \cdot \left(1 + 1,0 \cdot 10^{-4} \cdot (T_1 - 20)\right) = 254,81 \text{ J/K m}$$

$$m_f \cdot c_f = 1308,6 + 254,81 = 1563,4 \text{ J/K m}$$

$$R_{ac} = R_{25} + \left[\frac{R_{75} - R_{25}}{75 - 25} \right] \cdot (T - 25) = 0,0559 + \left[\frac{0,0669 - 0,0559}{75 - 25} \right] \cdot (T_1 - 25) = 0,0580 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$P_J = \frac{R_{ac}}{1000} \cdot I^2 = \frac{0,0580}{1000} \cdot 989^2 = 56,683 \text{ W/m}$$

Elektrisk oppvarming $\Delta P_J = 0$ siden ingen strømforskjell

$$\tau_l = \frac{m_f \cdot c_f \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_J} = \frac{1563,4 \cdot (43,26 - 36,9)}{0} = \infty$$

Figur 8.1: Håndberegninger og resultater av den analytiske modellen Del 1

Videre kan strålingsavkjøling beregnes ved å bruke av formlene oppgitte i kapittel 3

$$P_r = \pi \cdot D \cdot \epsilon \cdot \sigma_B [(T_s + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \rightarrow P_r(t_0) = 0,0203 \text{ W/m}, P_r(t) = 20,66 \text{ W/m}$$

$$\Delta P_r = P_r(t) - P_r(t_0) = 5,05 \text{ W/m}$$

$$\tau_T = \frac{m_f \cdot c_f \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_r} = \frac{1563,4 \cdot (43,26 - 36,9)}{5,05} = 2815,3 \text{ y}$$

På same måte kan de andre faktorene beregnes:

$$\Delta P_c = P_c(t) - P_c(t_0) = 38,55 - 41,65 = -3,1 \text{ W/m}$$

$$\tau_V = \frac{m_f \cdot c_f \cdot (\theta_m - \theta_1)}{\Delta P_c} = \frac{1563,4 \cdot (43,26 - 36,9)}{-3,1} = 4591,5 \text{ y}$$

Da er det solinnstråling som er igjen:

Figur 8.2: Håndberegninger og resultater av den analytiske modellen Del 2

$$\Delta P_s = P_s(t) - P_s(t_0) = 0,0203 - 0,203 = 0$$

$$\tau_s = \infty$$

Videre bli det:

$$\theta(t) = \theta_m - (\theta_m - \theta_1) \cdot e^{-t/\tau_1} \cdot e^{-t/\tau_T} \cdot e^{-t/\tau_S} \cdot e^{-t/\tau_V}$$

$$= 43,26 - (43,26 - 34,17) \cdot e^{-600/\infty} \cdot e^{-600/4591,5} \cdot e^{-600/\infty} \cdot e^{-600/2815,3 \text{ y}} = 36,814$$

$$\underline{T_{\text{final}} = T_a + \theta = 36,814 + 2,73 = 39,54 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

Figur 8.3: Håndberegninger og resultater av den analytiske modellen Del 3

E Numerisk metode for beregning av termisk grenselast utarbeidet i MATLAB

```
1 clc
2 clear all
3
4 I=493;
5 Ts=35;
6 e=1;
7
8
9 %% Parametre
10 % Parametre som kan endres:
11
12 dag = datetime('21-jun-2019'); %dd-mm- r f eks 01-
    jan-2019 % Gjelder kun for solinnstr lin
13 klokk = 12;
14
15 % V rparametre
16 Ta = 30 ; % Omgivelsestemperatur
17 Ws = 0.6 %Vindhastighet
18 delta= 90; % Vindets angrepsvinkel (vinkelen mellom leder
    og vind)
19 y=0 ; % H yde over havet
20 %It= 283 %Solens intensittet
21 alb = 0.1; % Albedo
22 Ns=1 %Klarhetsgraden
23 % Lederens parametre
24
25 Dy = 31.7 ; %Lederens ytre diameter i mm
26 Di = 10.6 ; % Lederens indre diameter i mm
27 Kord = 3.52 ; % Kordellens ytre diameter i mm
28 type='grov'; %Oppgi lederens type: enten grov eller jevn
29 gamac= 90; % lederens asimut ( st -
    vest) 90
30 phi = 65; % breddegrad (65 grader)
31
32 R25=5.6758e-05
33 R75=6.9881e-05
34 %-----
35 %Faste parametre
36
37 % Lederens parametre
38 %Ts =90 ; %(la den st ) Lederens overflatetemperatur som
```

```

    skal v re max 90 grader
39 sigmab=5.670400*10^-8; %Stefan-Boltzmann konstant
40 epsils=0.8;
41 alfas=0.9;
42
43 % V rparematre
44 gamma0= 1.2041 ; %lufttetthet ved havniv et
45 cf=1006; %spesifikk varmekapasitet til lufta (
    varierer fra 1005-1008)
46
47 Dy = Dy*10^-3;
48 Di = Di*10^-3; %fra mm til m
49 Kord = Kord*10^-3;
50
51
52 % Solinstr ling
53 dagnr= day(dag, 'dayofyear');
54 zet= 15*(klokk -12);
55
56 zet=deg2rad(zet);
57 gamac=deg2rad(gamac);
58 phi=deg2rad(phi);
59
60 deltas= 23.4 * sin(2*pi*(284+dagnr)/365);
61 deltas=deg2rad(deltas);
62
63 Hs= asin(sin(phi)*sin(deltas)+cos(phi)*cos(deltas)*cos(zet)
    );
64 gamas=abs(asin(cos(deltas)*sin(zet)/cos(Hs))) ; %
65 nu=acos(cos(Hs)*cos(gamas-gamac));
66 Ibnul= Ns*(1280*sin(Hs))/(sin(Hs)+0.314);
67 Iby=Ibnul*(1+1.4*10^-4 *y*((1367/Ibnul)-1));
68 Ide=(430.5-0.3288*Iby)*sin(Hs);
69 Ite=Iby*(sin(nu)+pi/2 *alb *sin(Hs))+Ide*(1+pi/2*alb);
70 Ps=alfas*Dy*Ite;
71
72 % Ps=25.85;
73 while abs(e)>0.001
74     %% Konveksjonsk ling
75
76     %-----
77 %Tvungen kj ling
78 Tf = (Ts+Ta)/2 ; %operativ temperatur
79 lamf = 2.368*10^(-2)+7.23*10^-5*Tf-2.763*10^(-8)*Tf^2 ; %
    Beregne varmeldningsevnen
80 gamma=(1.293-1.525*10^-4*y + 6.379* 10^-9* y^2)/(1+0.00367*

```

```

    Tf) ; % Beregne lufttetthet ved operativ temp Tf
81 muf=(17.239 + 4.635*10^(-2) * Tf -2.03* 10^(-5) * Tf^2)
    *10^(-6); %Beregne dunamisk viskositet
82 vf=muf/gamma; % beregne kinematisk viskositet
83 Rs= Kord/(2 * (Dy-Kord)); % Finne ruheten til lederen
84 Re = Ws*Dy/vf; % Beregn Reynholdstallet
85 [B,n]=findBogn(type ,Re, Rs); %selvlaget funksjon som finner
    B og n fra tabell 2.2.1
86 Nu90=B*Re^n;
87 Nudelta=winddirect(type ,Nu90, delta);
88
89 Pcfor = pi*lamf*(Ts-Ta)*Nudelta;
90 %-----
91 %Naturlig kj ling
92 Gr=(Dy^3*(Ts-Ta)*9.81)/(( Tf+273)*vf^2);
93 %Pr= 0.715-2.5*10^-4*Tf;
94 Pr=cf*muf/lamf;
95 [A,m]=findAogm(Gr , Pr);
96 Nunat=A*(Gr*Pr)^m;
97
98 Pcnat = pi*lamf*(Ts-Ta)*Nunat;
99 %-----
100 Pc=max(Pcfor ,Pcnat); % Velges den som gir st rst verdi
101
102 %% Radiasjons avkj ling
103 Pr= pi*Dy*sigmab*epsils*((Ts+273)^4-(Ta+273)^4);
104
105
106
107 %% Resistansberegning
108
109 Rac=R25+(Ts-25)*((R75-R25)/(75-25));
110
111 e=Ps+I^2*Rac-Pc-Pr
112 %%
113 if e > 0 && abs(e)>0.001
114     Ts = Ts+5;
115 elseif e < 0 && abs(e)>0.001
116     Ts = Ts-0.001;
117 end
118 end
119 Ts

```

F Numerisk metode for beregning av termisk grenselast utarbeidet i MATLAB

```
1 clc
2 clear all
3
4
5 dag = datetime('21-jun-2019'); %dd-mmd- r f eks 01-
   jan-2019 % Gjelder kun for solinnstr lin
6 klokk = 12; %
7 %% Parametre
8 % Parametre som kan endres:
9
10
11 % V rparematre
12 Ta = 30 ; % Omgivelsestemperatur
13 Ws = 0.6 ; %Vindhastighet
14 delta= 90; % Vindets angrepsvinkel (vinkelen mellom
   leder og vind)
15 y=0 ; % H yde over havet
16 %It= 283 %Solens intensittet
17 alb = 0.1; % Albedo
18 Ns=1 %Klarhetsgraden
19 % Lederens parametre
20 Dy = 31.7 ; %Lederens ytre diameter i
   mm
21 Di = 10.6 ; % Lederens indre diameter i
   mm
22 Kord = 3.52 ; % Kordellens ytre diameter
   i mm
23 type='grov'; %Oppgi lederens type: enten
   grov eller jevn
24 gamac= 90; % lederens asimut ( st -
   vest) 90
25 phi = 65; % breddegrad (65 grader)
26
27 R25=5.6758e-05
28 R75=6.9881e-05
29 %-----
30 %Faste parametre
31
32 % Lederens parametre
33 Ts =90 ; %(la den st ) Lederens
   overflatetemperatur som skal v re max 90 grader
```

```

34 sigmab=5.670400*10^-8; %Stefan-Boltzmann konstant
35 epsils=0.8;
36 alfas=0.9;
37
38 % V rparematre
39 gamma0= 1.2041 ; %lufttetthet ved havniv et
40 cf=1006; %spesifikk varmekapasitet til lufta (
    varierer fra 1005-1008)
41
42 Dy = Dy*10^-3;
43 Di = Di*10^-3;
44 Kord = Kord*10^-3;
45
46 %% Konveksjonsk ling
47
48 %-----
49 %Tvungen kj ling
50 Tf =(Ts+Ta)/2 ; %operativ temperatur
51 lamf = 2.368*10^(-2)+7.23*10^-5*Tf-2.763*10^(-8)*Tf^2 ; %
    Beregne varmeldningsevnen
52 gamma=(1.293-1.525*10^-4*y + 6.379* 10^-9* y^2)/(1+0.00367*
    Tf) ; % Beregne lufttetthet ved operativ temp Tf
53 muf=(17.239 + 4.635*10^(-2) * Tf -2.03* 10^(-5) * Tf^2)
    *10^(-6); %Beregne dunamisk viskositet
54 vf=muf/gamma; % beregne kinematisk viskositet
55 Rs= Kord/(2 * (Dy-Kord)); % Finne ruheten til lederen
56 Re = Ws*Dy/vf; % Beregn Reynholdstallet
57 [B,n]=findBogn(type ,Re,Rs); %selvlaget funksjon som finner
    B og n fra tabell 2.2.1
58 Nu90=B*Re^n;
59 Nudelta=winddirect(type ,Nu90 ,delta);
60
61 Pcfor = pi*lamf*(Ts-Ta)*Nudelta; %Tvungen konveksjon
62 %-----
63 %Naturlig kj ling
64 Gr=(Dy^3*(Ts-Ta)*9.81)/(( Tf+273)*vf^2);
65 %Pr= 0.715-2.5*10^-4*Tf;
66 Pr=cf*muf/lamf;
67 [A,m]=findAogm(Gr ,Pr);
68 Nunat=A*(Gr*Pr)^m;
69
70 Pcnat = pi*lamf*(Ts-Ta)*Nunat; %Naturlig Konveskjon
71 %-----
72 Pc=max(Pcfor ,Pcnat); % Velges den som gir st rst verdi
73
74 %% Radiasjons avkj ling

```

```

75 Pr= pi*Dy*sigmab*epsils*((Ts+273)^4-(Ta+273)^4);
76
77 %% Solinstr ling
78 dagnr= day(dag, 'dayofyear');
79 zet= 15*(klokk -12);
80
81 zet=deg2rad(zet);
82 gamac=deg2rad(gamac);
83 phi=deg2rad(phi);
84
85 deltas= 23.4 * sin(2*pi*(284+dagnr)/365);
86 deltas=deg2rad(deltas);
87
88 Hs= asin(sin(phi)*sin(deltas)+cos(phi)*cos(deltas)*cos(zet)
      );
89 gamas=abs(asin(cos(deltas)*sin(zet)/cos(Hs))) ; %
90 nu=acos(cos(Hs)*cos(gamas-gamac));
91 Ibnul= Ns*(1280*sin(Hs))/(sin(Hs)+0.314);
92 Iby=Ibnul*(1+1.4*10^-4 *y*((1367/Ibnul)-1));
93 Ide=(430.5-0.3288*Iby)*sin(Hs);
94 Ite=Iby*(sin(nu)+pi/2 *alb *sin(Hs))+Ide*(1+pi/2*alb);
95 Ps=alfas*Dy*Ite; %Finn solinnstr ling
96
97
98 %% Resistansberegning
99
100 Rac=R25+(Ts-25)*((R75-R25)/(75-25)); %Temp. avhengig
      resistans
101
102 %% Str mberegning
103 I=sqrt((Pr+Pc-Ps)/(Rac)) %Den resulterende
      str mmen

```

G Numerisk metode for beregning av termisk grenselast utarbeidet i MATLAB

```
1 clc
2 clear all
3 %% Import data from spreadsheet
4 % Script for importing data from the following spreadsheet:
5 %
6 %     Workbook: C:\Users\Picek\Downloads\Master\Master ting\
       Matlab\M linger v rstasjon Line 1.xlsx
7 %     Worksheet: Data
8 %
9 % Auto-generated by MATLAB on 05-Dec-2019 04:28:18
10
11 %% Setup the Import Options and import the data
12 opts = spreadsheetImportOptions("NumVariables", 7);
13
14 % Specify sheet and range
15 opts.Sheet = "Data";
16 opts.DataRange = "B2:H146";
17
18 % Specify column names and types
19 opts.VariableNames = ["Vindstyrke12mms", "
       Vindretning0360deg", "Trykkmbar", "Fuktighet", "
       Temperaturcelsius", "Duggpunktcelcius", "
       SolinnstrlingWm2"];
20 opts.VariableTypes = ["double", "double", "double", "double
       ", "double", "double", "double"];
21
22 % Import the data
23 malinger = readtable("C:\Users\Picek\Downloads\Master\
       Master ting\Matlab\M linger v rstasjon Line 1.xlsx",
       opts, "UseExcel", false);
24
25 %% Convert to output type
26 malinger = table2array(malinger);
27
28 %% Clear temporary variables
29 clear opts
30
31
32 %% Parametre
33 % Parametre som kan endres:
34
35 % V rparametre
```

```

36 %Ta = 30 ; % Omgivelsestemperatur
37 %Ws = 0.3 ; %Vindhastighet
38 %delta= 60; % Vindets angrepsvinkel (vinkelen mellom leder
    og vind)
39 y=0 ; % H yde over havet
40 It= 283    %Solens intensittet
41
42 % Lederens parametre
43 Dy = 31.7 ; %Lederens ytre diameter i mm
44 Di = 10.6 ; % Lederens indre diameter i mm
45 Kord = 3.52 ; % Kordellens ytre diameter i mm
46 type='grov'; %Oppgi lederens type: enten grov eller jevn
47 R25=5.6758e-05
48 R75=6.9881e-05
49 %-----
50 %Faste parametre
51
52 % Lederens parametre
53 Ts =90 ; %(la den st ) Lederens overflatetemperatur som
    skal v re max 90 grader
54 sigmab=5.670400*10^-8; %Stefan-Boltzmann konstant
55 epsils=0.8;
56 alfas=0.9;
57
58 % V rparametre
59 gamma0= 1.2041 ; %lufttetthet ved havniv et
60 cf=1006; %spesifikk varmekapasitet til lufta (varierer fra
    1005-1008)
61
62 Dy = Dy*10^-3;
63 Di = Di*10^-3;
64 Kord = Kord*10^-3;
65 z=0
66 II=[]
67 xx=[]
68 for x=1:144
69
70 Ta=malinge(x,5)
71 Ws=malinge(x,1)
72 It=malinge(x,7)
73 deltav=malinge(x,2)
74 delta=deltav-66
75 %% Konveksjonsk ling
76
77 %-----
78 %Tvungen kj ling

```

```

79 Tf = (Ts+Ta)/2 ; %operativ temperatur
80 lamf = 2.368*10^(-2)+7.23*10^-5*Tf-2.763*10^(-8)*Tf^2 ; %
    Beregne varmeldningsevnen
81 gamma=(1.293-1.525*10^-4*y + 6.379* 10^-9* y^2)/(1+0.00367*
    Tf) ; % Beregne luftetthet ved operativ temp Tf
82 muf=(17.239 + 4.635*10^(-2) * Tf -2.03* 10^(-5) * Tf^2)
    *10^(-6); %Beregne dunamisk viskositet
83 vf=muf/gamma; % beregne kinematisk viskositet
84 Rs= Kord/(2 * (Dy-Kord)); % Finne ruheten til lederen
85 Re = Ws*Dy/vf; % Beregn Reynholdstallet
86 [B,n]=findBogn(type ,Re ,Rs); %selvlaget funksjon som finner
    B og n fra tabell 2.2.1
87 Nu90=B*Re^n;
88 Nudelta=winddirect(type ,Nu90 ,delta);
89
90 Pcfor = pi*lamf*(Ts-Ta)*Nudelta;
91 %-----
92 %Naturlig kj ling
93 Gr=(Dy^3*(Ts-Ta)*9.81)/(( Tf+273)*vf^2);
94 %Pr= 0.715-2.5*10^-4*Tf;
95 Pr=cf*muf/lamf;
96 [A,m]=findAogm(Gr ,Pr);
97 Nunat=A*(Gr*Pr)^m;
98
99 Pcnat = pi*lamf*(Ts-Ta)*Nunat;
100 %-----
101 Pc=max(Pcfor ,Pcnat); % Velges den som gir st rst verdi
102
103 %% Radiasjons avkj ling
104 Pr= pi*Dy*sigmab*epsils *((Ts+273)^4-(Ta+273)^4);
105
106 %% Solinstr ling
107
108 Ps=alfas*Dy*It;
109
110
111 %% Resistansberegning
112
113 Rac=R25+(Ts-25)*((R75-R25)/(75-25));
114
115 %% Str mberegning
116 I=sqrt((Pr+Pc-Ps)/(Rac))
117 for y=0:1:9
118 xx=[xx z];
119 II=[II I];
120 if y==9

```

```
121     xx=[xx z+1];
122     II=[II I];
123 end
124 z=z+1;
125 end
126 end
127 xx=minutes(xx)
128 xx.Format='hh:mm'
129 plot(xx,II)
130 %print -depsc CurlewHeleDagen
131
132 % plot(xx/60,II)
133 % xticks(0:2:24)
134 % xticklabels
    ({'00:00','02:00','04:00','06:00','08:00','10:00','12:00','14:00','16:00','18:00','20:00','22:00','24:00'})
135 title(['Maksimal tillat str m som gir en ledertemperatur
        p 90' char(176) 'C (FeAl 329 Curlew)'])
136 xlabel('27 okt. 2019')
137 ylabel('Maksimal Str m (A)')
```

