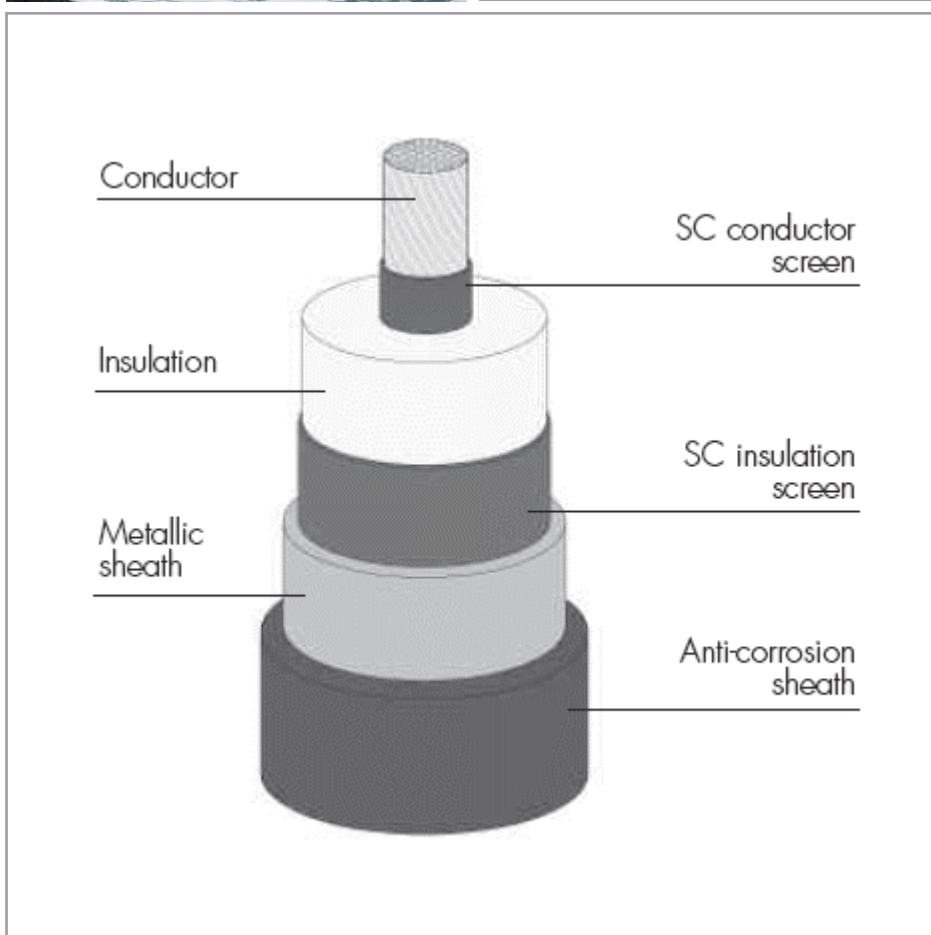


DYNAMISK BELASTBARHET FÖR JORDKABLAR

RAPPORT 2017:427



Dynamisk belastbarhet för jordkablar

ADRIEL PEREZ OCH OSCAR LENNERHAG

ISBN 978-91-7673-427-8 | © Energiforsk september 2017

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

Förord

Detta projekt tillhör programmet Smarta Elnät och behandlar fokusområdena ekonomiska incitament för att bygga det smarta eldistributionsnätet, den fysiska ombyggnaden av eldistributionsnätet till ett smart nät och mer automation i eldistributionsnätet.

Dynamisk belastbarhet innebär att en luftledning, kabel eller transformators förmåga bedöms baserat på temperatur eller annan begränsande parameter. Tidigare har det saknats en metodik för dynamisk belastbarhet för kablar och transformatorer. Detta projekt visar en metodbeskrivning av system för dynamisk belastbarhet för kablar och transformatorer. Även en helhetsoptimering av elnätet vid användning av system för dynamisk belastbarhet utreds.

Oscar Lennerhag från STRI har varit projektledare för projektet och han har arbetat tillsammans med Adriel Perez och Math Bollen. Ett extra stort tack också till referensgruppen, som på ett mycket givande sätt har bidragit till projektet:

- Arne Bergström, Vattenfall Eldistribution AB
- Claes Ahlrot, EON Elnät AB
- Daniel Köbi, Jämtkraft AB
- Lars Olsson, Seniorit AB
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft AB
- Peter Andersson, Landskrona Energi AB
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige

Programmets Smarta Elnät programstyrelse, som initierat, följt upp och godkänt projektet, består av följande ledamöter:

- Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution AB (ordförande)
- Torbjörn Solver, Mälarenergi AB (vice ordförande)
- Mira Rosengren Keijser, Svenska kraftnät
- Patrik Björnström, Sveriges ingenjörer (Miljöfonden)
- Kristina Nilsson, Ellevio AB
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi AB
- Daniel Köbi, Jämtkraft AB
- Anders Höglund, Öresundskraft AB
- Henric Johansson, Jönköping Energi AB
- David Håkansson, Borås Elnät AB
- Peter Addicksson, HEM AB
- Claes Wedén, ABB AB
- Björn Ållebrand, Trafikverket
- Hannes Schmied, NCC AB
- Per-Olov Lundqvist, Sandviken Energi AB
- Mats Bergström, Umeå Energi Elnät AB
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige (adjungerad)

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

- Vattenfall Eldistribution AB
- Ellevio AB
- Svenska Kraftnät
- Göteborg Energi AB
- Elinorr ekonomisk förening
- Mälarenergi Elnät AB
- Krafringen Nät AB
- Jämtkraft AB
- Umeå Energi Elnät AB
- Öresundskraft AB
- Karlstads Elnät AB
- Jönköping Energi Nät AB
- Halmstad Energi & Miljö Nät AB
- Falu Elnät AB
- Borås Elnät AB
- AB Borlänge Energi
- C4 Elnät AB
- Luleå Energi AB
- ABB AB
- Akademiska Hus
- NKT Cables AB
- NCC Construction Sverige AB
- Trafikverket

Stockholm i juni 2017

Susanne Olausson

Energiforsk AB

Programområde Elnät, Vindkraft och Sol

Sammanfattning

I takt med att en ökad mängd förnyelsebar energi ansluts till nätet, tillsammans med en ökad förbrukning eller ändrade förbrukningsmönster, kan befintliga ledningar, kablar eller transformatorer nå sin maxgräns vad gäller överföringskapacitet. Att bygga nya primära komponenter är kostsamt och tidskrävande, varför det finns ett behov av andra lösningar som gör det möjligt att utnyttja komponenterna närmare dess faktiska gränser. Ett alternativ till att bygga nytt är att använda sig av system för dynamisk belastbarhet (Dynamic Line Rating, DLR).

Denna rapport behandlar flera aspekter av dynamisk belastbarhet för markförlagda kraftkablar. För kablar är det temperaturen och den därmed relaterade förkortningen i livslängd (pga. åldring) som begränsar den effekt som kan överföras. Huvudkällan till åldring av kabelisolation är termisk påfrestning och i den här rapporten används Arrhenius lag för att beskriva hur isolationen åldras beroende på vilken temperatur den utsätts för.

Temperaturen hos en kabel påverkas av flera olika faktorer som marktemperatur, belastningsström och förläggning. Vid beräkning av kablers belastbarhet används normalt sett standardvärden på t.ex. marktemperatur, där man antar att temperaturen är den samma över hela året. Den här studien har visat att det finns goda skäl att införa säsongsbaserade strömgränser för kablar baserat på variationer i marktemperaturen. Resultatet indikerar att det kan vara möjligt att öka belastningsförmågan med upp till 10 % under den period på året då förbrukningar traditionellt är som störst. Det bör observeras att framtida förändringar i förbrukningar och generering (t.ex. med en stor andel förnyelsebara energikällor eller elbilar) kommer att påverka möjligheterna att tillämpa denna metodik, då det inte längre är säkert att den högsta belastningen av kabeln sammanfaller med den lägsta marktemperaturen.

Ifall temperaturen används som prestandamått istället för strömmen är det möjligt att öka belastbarheten av markkablar ytterligare (15 % har noterats i denna studie, detta värde kan såklart variera från fall till fall) utan någon risk för accelererad åldring.

Den faktiska termiska livslängden hos en kabel kan dessutom vara längre än den förväntade livslängden, under förutsättning att drifttemperaturen är lägre än märktemperaturen. Som ett exempel kommer en kabel med en drifttemperatur på 80 °C (relativt en märktemperatur på 90 °C) att åldras ungefär en tredjedel så snabbt.

Sammantaget tyder resultaten på att det finns möjligheter att utnyttja dynamisk belastbarhet för markkablar för att på så sätt öka kapaciteten i nätet. Detta gör att man t.ex. kan undvika användandet av lokala elverk vid reservdrift, eller att undvika nyinvesteringar under en övergångsperiod tills andra lösningar är på plats.

Summary

As an increased amount of renewable energy is connected to the grid, together with an increase in consumption or change in usage patterns, existing lines, cables or transformers can reach their maximum transmission capacity. Building of new primary components is expensive and time consuming, so there is a need for other solutions that make it possible to utilize the components closer to their actual limits. An alternative to new installations is to use Dynamic Line Rating (DLR) systems.

This report addresses several aspects of dynamic line rating for cables. For cables, it is the temperature and the related reduction in lifetime (due to aging) that limits the power that can be transmitted. The main source of aging of cable insulation is thermal stress and in this report, Arrhenius' law is used to describe how the insulation ages depending on the temperature it is exposed to.

The temperature of a cable is affected by several factors such as ground temperature, load current and installation conditions. When calculating the capacity of a cable, default values are typically used for e.g. the ground temperature, assuming that the temperature is the same throughout the year. This study has shown that there are good reasons to introduce seasonal limits for cables based on variations in ground temperature. The result indicates that it may be possible to increase the capacity by up to 10 % during the period of the year when consumption is traditionally the highest. It should be noted that future changes in consumption and generation (e.g. with a large proportion of renewable energy sources or electric cars) will affect the ability to apply this methodology, since it is no longer certain that the maximum loading of the cable coincides with the lowest ground temperature.

If the temperature is used as performance indicator instead of the current, it is possible to increase the capacity further (15 % has been noted in this study, this value may vary from case to case) without any risk of accelerated aging.

The actual thermal life of a cable may also be longer than the expected life, provided that the operating temperature is lower than the rated temperature. As an example, a cable with an operating temperature of 80 °C (relative to a rating of 90 °C) will age approximately one third as fast.

Overall, the results indicate that there are opportunities to utilize dynamic line rating for cables, thus increasing capacity in the network. This means that the use of local power in backup operations can be avoided, or that new investments can be avoided over a transitional period until other solutions are in place.

Innehåll

1	Inledning	9
1.1	Orsaker till och konsekvenser av kabelhaverier	9
1.2	Mål	10
1.3	Författarnas tack	10
2	Värmeutveckling i kablar	11
2.1	En kables uppbyggnad	11
2.1.1	Ledare	11
2.1.2	Isolering	11
2.1.3	Inre och yttre halvledande skikt	12
2.1.4	Skärm	12
2.1.5	Armering	12
2.1.6	Mantel	12
2.2	Faktorer som påverkar kablers temperatur	13
2.2.1	Förluster	13
2.2.2	Förläggning	14
2.2.3	Omgivningens värmeresistivitet	15
2.2.4	Marktemperatur	17
2.3	Modeller	18
2.3.1	π -modell	19
2.3.2	Differentialekvationer	19
2.4	Konsekvenser av höga temperaturer	20
2.4.1	Temperaturgränser för kablar	20
2.4.2	Åldring	21
3	Erfarenheter av temperaturmätning för jordkablar	25
3.1	"Dynamic Circuit Thermal Rating"	25
3.2	"Intelligent cable monitoring system"	26
3.3	"Dynamic Cable Rating System for an Industrial Plant"	27
3.4	"Dynamic feeder system", MAXAMP	28
3.5	National Grid - Dynamic rating using "Cable System Monitors"	28
3.6	Valcap - övervakningssystem för kablar	29
3.7	HVDC-länk Storebælt - Cable load prediction system	29
4	Fallstudie	30
4.1	Dynamiska gränser baserat på estimering av marktemperatur	30
4.2	Temperatur vs strömgränser	35
4.2.1	Exempel – reservdrift	39
4.2.2	Exempel – elbilsaddning	40
4.3	Exempel på termisk åldring	45
5	Diskussion och slutsatser	47
5.1	Värmeutveckling i kablar	47

5.2	Dynamiska gränser baserat på estimering av marktemperatur	47
5.3	Temperatur- vs strömgränser	47
5.4	Kablars termiska livslängd	48
5.5	Integration av system för dynamisk belastbarhet i driften	48
5.6	Dynamisk belastbarhet för transformatorer	48
5.7	Begränsningar	49
6	Rekommendationer och fortsatta studier	50
7	Referenser	51
Bilaga A:	Marktemperaturmodellering	54
Bilaga B:	Värmeresistivitet för lågspänningskablar	56
Bilaga C:	Kurvanpassning till mätdata på årsbasis	57
Bilaga D:	Klimatzoner i Sverige	62
Bilaga E:	Laddprofil per veckodag	63

1 Inledning

I takt med att en ökad mängd förnyelsebar energi ansluts till nätet kan befintliga ledningar nå sin maxgräns vad gäller överföringskapacitet. Att bygga nya ledningar är kostsamt och tidskrävande, varför det finns ett behov av andra lösningar som gör det möjligt att utnyttja nätet närmare dess faktiska gränser. Ett alternativ till att bygga nya ledningar är att använda sig av system för dynamisk belastbarhet (Dynamic Line Rating, DLR). Kortfattat går det ut på att uppskatta ledningens faktiska överföringsförmåga i realtid genom att mäta olika storheter (typiskt temperatur eller nedhäng i DLR-system för luftledning).

STRI har tidigare genomfört ett Energiforskningsprojekt [1] där man har undersökt risker vid implementering av system för dynamisk belastbarhet för luftledningar, men det saknas i dagsläget en övergripande beskrivning av metoder för dynamisk belastbarhet för jordkablar och transformatorer.

Kablar skiljer sig från luftledningar på ett flertal sätt vad gäller dynamisk belastbarhet. För en luftledning är det nedhänget som är den begränsande faktorn. Då en luftledning värms upp expanderar ledaren vilket leder till att nedhänget ökar, vilket kan leda till överslag. Om det blåser mycket kyls ledaren ner, varför mer effekt kan överföras på ledningen. Detta är fördelaktigt då perioder med hög vindhastighet sammanfaller med perioder då vindkraftparker producerar som mest.

För kablar är det istället temperaturen eller förkortningen i livslängd (pga. åldring) som begränsar den effekt som kan överföras. För kablar förlagda i mark kommer faktorer som förläggning, isolationsmaterial och marktemperatur att påverka värmeutvecklingen.

1.1 ORSAKER TILL OCH KONSEKVENSER AV KABELHAVERIER

Kablar har en högre tillförlitlighet än luftledningar, men konsekvensen av ett isolationsfel i en kabel är allvarligare än ett överslag för en luftledning, vilket i praktiken innebär betydligt längre avbrottstider. Enligt [2] är de främsta orsakerna till fel på kablar och kabeltillbehör i det svenska distributionsnätet relaterade till materialfel, grävsador och bristande underhåll. Kabelfel som uppstår som en direkt följd av överbelastning är däremot relativt ovanliga; de utgjorde i storleksordningen 1% av samtliga kabelfel 2004–2005. Bilden stöds av observationer inom en annan studie utförd för Elforsk's räkning [3] där detaljerad information rörande haverier av kablar och tillbehör samlades in från svenska nätägare. Av de 19 analyserade haverierna ansågs inget vara en direkt följd av överbelastning. En sammanställning av resultat av haveriundersökningar utförda vid STRI de senaste 15 åren ger samma bild. Felaktigt montage är den enskilt mest vanliga orsaken till haveri av kabeltillbehör.

Förhöjd temperatur, t.ex. till följd av hög strömbelastning, medför generellt en accelererad åldring av isolationsmaterial då reaktionstakten hos de kemiska processer som påverkar materialet ökar med temperaturen. Perioder av hög temperatur i ett isolationsmaterial kan således direkt förkorta den förväntade

livslängden. En hög temperatur behöver dock inte nödvändigtvis leda till ett omedelbart haveri.

Temperaturen påverkar också materialens mekaniska egenskaper. En högre temperatur innebär att t.ex. polymera isolationsmaterial mjuknar och lättare kan deformeras. Återkommande temperaturvariationer, som typiskt uppstår till följd av varierande strömbelastning, kan även leda till mekanisk åldring och utmattningsav material.

1.2 MÅL

Projektets övergripande mål är att undersöka hur system för dynamisk belastbarhet för jordkablar kan tillämpas för att öka flexibiliteten och kapaciteten i distributionsnät. Som en del i detta kommer faktorer som påverkar värmeutvecklingen hos kablar att beskrivas och olika system för dynamisk belastbarhet och termiska modeller applicerbara på jordkablar att utvärderas.

1.3 FÖRFATTARNAS TACK

En referensgrupp bildades i samband med projektet och har bidragit med värdefulla insikter och kommentarer. Den består av:

Arne Bergström, Vattenfall

Claes Ahlrot, EON

Daniel Köbi, Jämtkraft

Lars Olsson, Seniorit AB

Magnus Brodin, Skellefteå kraft

Matz Tapper, Energiföretagen

Peter Andersson, Landskrona energi

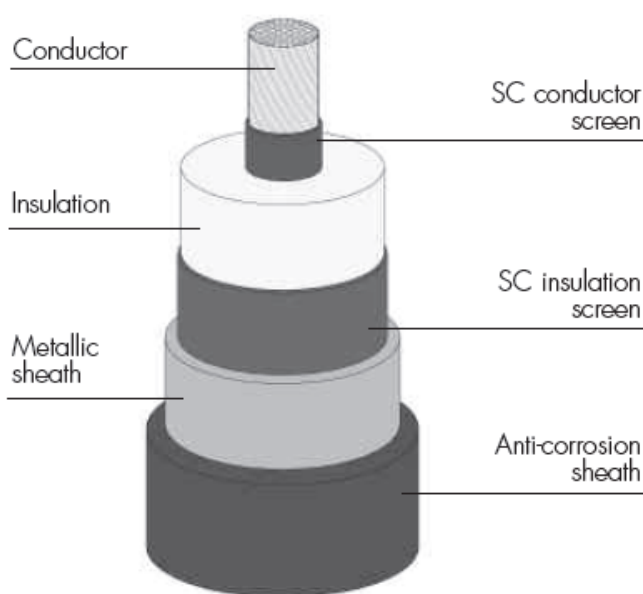
Författarna vill också tacka Per Nyman på SLU för data från Ultuna väderstation.

2 Värmeutveckling i kablar

2.1 EN KABELS UPPBYGGNAD

Kraftkablar består av minst två komponenter för att kunna upprätthålla sin funktion. Dessa är ledaren och isoleringen. Dock behövs det ofta skydd från omgivningen och några extra koncentriska lager läggs till. Det kan t.ex. handla om skärmar, armering eller mantel.

Figur 1 visar de olika skikt som utgör en typisk kraftkabel.



Figur 1. Olika skikt i en typisk kraftkabel. Bild från Nexans katalog för högspänning, PEX-isolerade kablar [4].

2.1.1 Ledare

Kabelledarna är oftast tillverkade av koppar eller aluminium. Koppar har lägre resistivitet än aluminium men det sistnämnda materialet är betydligt billigare, ungefär 50 % av priset på koppar. I regel behövs det en större snittarea i en aluminiumkabel för att kunna överföra motsvarande lastström som i en kopparkabel, vilket resulterar i en större mantelyta och ökade kostnader på grund av isoleringsmaterial [5]. Ledarna kan vara runda, ovala eller sektorformade [6].

2.1.2 Isolering

Isolationsmaterial kan vara fasta, flytande eller gasformiga. Isoleringens huvudsakliga funktion är att hindra strömflöde till omgivningen, t.ex. jord eller andra kablar i närheten. När en kabel spänningssätts uppstår det en potentialskillnad mellan insidan och utsidan av isoleringen, varför materialet måste kunna motstå elektrisk stress och överlagrade spänningstransienter [5]. Idag

är tvärbunden polyeten (XLPE¹, förkortad till PEX på svenska), det vanligaste isolationsmaterialet i distributionskablar i Nordamerika, Japan och Norra Europa [7]. Exempel på andra isolationsmaterial är polyvinylklorid (PVC), polyeten (PE), etenpropengummi² (EPR), och oljeimpregnerat papper (PILC³). I Sverige dominerar PEX, men även andra material såsom oljeimpregnerat papper går att hitta i gamla kablar som fortfarande är i drift [8].

2.1.3 Inre och yttre halvledande skikt

De halvledande skikten möjliggör en gradvis övergång för det elektriska fältet mellan olika kabeldelar. De flesta kablar som tillverkas idag är försedda med ett inre och ett yttre halvledande skikt, det inre mellan ledaren och isoleringen och det yttre mellan isoleringen och den metalliska skärmen [5]. Ibland kallas de istället för ledarskärm och isolationsskärm.

2.1.4 Skärm

En kabels skärm kan utgöras av ett metallhölje eller koncentrisk ledare placerade över isolationsmaterialet (eller det halvledande skiktet ovanpå isolationsmaterialet). Dess huvudsakliga funktion är att undvika läckage av det elektriska fältet. Skärmen fungerar som en ledare för olika typer av strömmar, såsom laddningsströmmar från isolationen, inducerade strömmar från närliggande magnetiska fält, strömmar orsakade av obalans eller kortslutningsströmmar [4]. I pappersisolerade kablar används skärmar av bly som ett hölje, då det också hindrar att fukt tränger i isolationsmaterialet [5]. Vidare är skärmarna jordade vid minst en punkt längs kabeln och jordningssystemet måste beaktas vid beräkningen av en kabels märkeffekt.

2.1.5 Armering

Armering används för att ge extra mekanisk hållfasthet till kabeln, t.ex. vid fasta förläggningar under vatten, där kabeln kan utsättas för vågrörelser. Armeringen är oftast gjort av ståltrådar eller stålband [5]. Erfarenheter från bland annat förläggningen av sjökabeln Konti-Skan, mellan Sverige och Danmark, visade på att kablar förlagda direkt på havsbotten sannolikt kommer att lida skada från ankare och trålar vid förläggning i väl trafikerade sjövägar [9].

2.1.6 Mantel

Manteln är kabelns yttersta skikt vars funktion är att skydda kabeln från omgivningen. Den tillverkas av PE eller PVC, och brukar pressas ut över skärmen eller armeringen [5].

¹ Engelska *Cross-linked polyethylene*

² Engelska *Ethylene-Propylene Rubber*

³ Engelska *Paper insulated lead covered*

2.2 FAKTORER SOM PÅVERKAR KABLARS TEMPERATUR

Kabeltemperaturen påverkas av ett antal faktorer. Dessa faktorer är först och främst värmeutvecklingen i kabelns olika beståndsdelar, och värmeavledningsförmågan hos kabeln och dess omgivning. Förluster är huvudkällan till värmeuppkomst i kablar. De genereras inte bara i ledaren, utan även i isolationen, skärmen och armeringen. Värmeavledningsförmågan påverkas framförallt av materialval, förläggning och markens termiska resistivitet. Dessa faktorer diskuteras mer ingående i de nästkommande avsnitten.

2.2.1 Förluster

Förlusterna kan grupperas i förluster som beror på strömmen i de ledande materialen (resistiva förluster) och förluster som beror på spänningsgradienten över isolationen (dielektriska förluster) [5], [10].

Strömberoende förluster

De strömberoende förlusterna är en funktion av belastningsströmmen I på kabeln. För en ledare gäller att förlusterna W_c kan beräknas som

$$W_c = RI^2 \quad \left[\frac{\text{W}}{\text{m}} \right],$$

där R är AC-resistansen hos ledaren. AC-resistansen beror i sin tur på faktorer såsom temperaturen θ , ledarens DC-resistans vid 20 °C, skinneffekten (skin effect) och närhetseffekten (proximity effect).

Skinneffekten refererar till en naturlig tendens hos växelströmmar att fördela sig på så sätt att strömtätheten är störst nära ledarens yta, och mindre vid mitten av ledaren. En konsekvens av skinneffekten är att den effektiva resistansen ökar vid högre frekvenser, vilket i sin tur leder till ökade förluster. Närhetseffekten orsakas av växelverkan mellan strömmar i olika ledare. I likhet med skinneffekten leder närhetseffekten till en ökning av den effektiva resistansen och därmed förlusterna [9].

Joule-förluster kan också uppstå i skärmen (W_s) och armeringen (W_a). Förlusterna kan vara av två typer: virvelströmsförluster och förluster på grund av cirkulerande strömmar. Virvelströmmar uppstår då ett ledande material utsätts för alternerande magnetiska fält. Cirkulerande strömmar orsakas av inducerade strömmar som cirkulerar mellan kabelskärmarna, eller mellan skärmarna och jord. På samma sätt som för skärmarna induceras det strömmar i armeringen, och strömmen cirkulerar då via kabelns jordningssystem. Därmed kan det genereras Joule-förluster även i armeringen [5]. Jordkablar är oftast jordade vid minst en punkt, och jordningssystemet anses ha en betydande inverkan på förlusterna [5].

Spänningsberoende förluster

Då isolationsmaterialet är som en stor kondensator mellan ledaren och skärmen uppstår det laddningsströmmar och ett radiellt elektriskt fält genom isoleringen. Fältet ändrar riktning med systemets frekvens, vilket leder till att dipolerna i isoleringsmaterialet oscillerar. Detta leder i sin tur till värmeutveckling. Detta

kallas för dielektriska förluster och beror på kabelspänningen och isoleringsmaterialets egenskaper [5]. De dielektriska förlusterna kan beräknas som

$$W_d = 2\pi f C U_0^2 \tan \delta \left[\frac{\text{W}}{\text{m}} \right],$$

där f är systemets frekvens (Hz), C kapacitansen över isolationen (F/m), U_0 fasspänningen (V), och $\tan \delta$ den dielektriska förlustfaktorn [5].

Dielektriska förluster är mer eller mindre försumbara för pappersisolerade kablar och PEX-kablar vid spänningsnivåer upp till ungefär 60 kV. De dielektriska förlusterna i PEX-kablar är ungefär 0,1% av ledarförlusterna. PVC har relativt höga dielektriska förluster jämfört med PEX, ungefär 60 till 80 gånger så stora [9]. Generellt sett kan de dielektriska förlusterna försummas för kablar i distributionsnät [5].

2.2.2 Förläggning

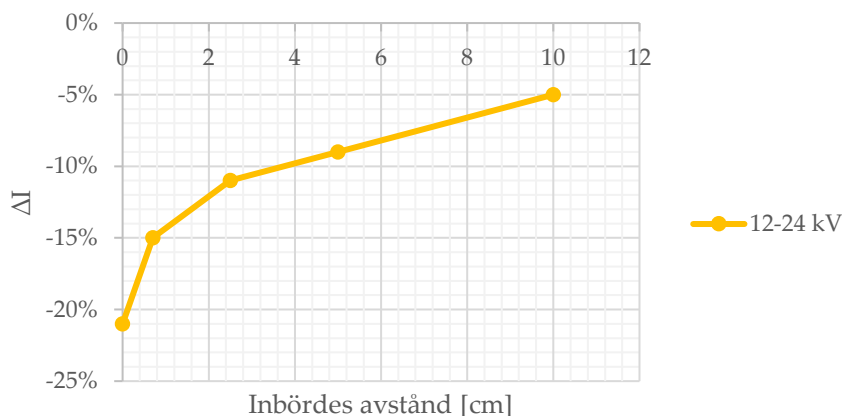
Markkablar är oftast installerade direkt i marken på ungefär 0,6 till 1,0 meters djup. I vissa fall bäddas kabeln in i ett material med goda termiska egenskaper i syfte att leda bort värmen [5]. Typiska förläggningssätt för enfaskablar i ett trefassystem är triangel- och plan-förläggning, som visas i Figur 2. Vid förläggning i triangel ligger kablarna tätt intill varandra, d.v.s. inget avstånd. Vid förläggning i plan brukar det gälla ett inbördes avstånd på minst en kabel diameter för 12 – 36 kV kablar. Förläggningen påverkar värmeutvecklingen på så sätt att ett större avstånd mellan kablarna innebär en bättre värmeavledningsförmåga, med undantag för kablar där kabelskärmarna är sammankopplade i minst två punkter. I de fallen, kan värmeförlusterna öka efter ett visst inbördes avstånd på grund av inducerade strömmar som orsakar skärmförluster [5, pp. 13-15].



Figur 2. Förläggningskonfigurationer.

Vid förläggning av fler kablar, t.ex. grupper av tre enfasledare i triangel eller plan, eller trefaskablar, bör korrektionsfaktorer användas då alla kablar bidrar till värmeutvecklingen. Figur 3 visar ett exempel för två trefaskablar, där 0 cm inbördes avstånd medför ett minskat märkvärde med cirka 20 %. Motsvarande minskning för ett avstånd på 10 cm blir istället 5 %.

Även förläggningsdjupet kan påverka kabelmärknings, dock i mindre utsträckning än avståndet mellan kablarna. Korrektionsfaktorer för olika förläggningsdjup går att hitta bl.a. i [11, p. 106], enligt vilket, t.ex., en kabel förlagd på en meters djup får sin märkström reducerad med 5 %, relativt en förläggning på omkring 0,7 meters djup. Detta tillsammans med det tidigare exemplet för två kabelsystem nära varandra på 10 cm avstånd, skulle innebära en minskning i märkström med sammanlagt cirka 10 %.



Figur 3. Skillnad i överförd effekt som funktion av avståndet mellan två trefaskablar i plan förläggning. Värdena gäller 12 – 24 kV kablar, hämtat från [11, p. 107].

Vid anslutning till stationer eller vid övergång till luftledning krävs det mekaniskt stöd för att kunna ”lyfta” kabeln från marken. I sådana fall är oftast den delen av kabelsystemet som begränsar hur mycket kabeln kan belastas [5]. I stadsmiljö där utrymmet är begränsat, utnyttjas befintliga tunnlar och kablarna förläggs i hyllor eller på stegar. Inbördes avstånd påverkar även här värmeutvecklingen, och belastningsförmågan kan behöva korrigeras. Korrektionsfaktorer för detta går att hitta bl.a. i [11, p. 104].

2.2.3 Omgivningens värmeresistivitet

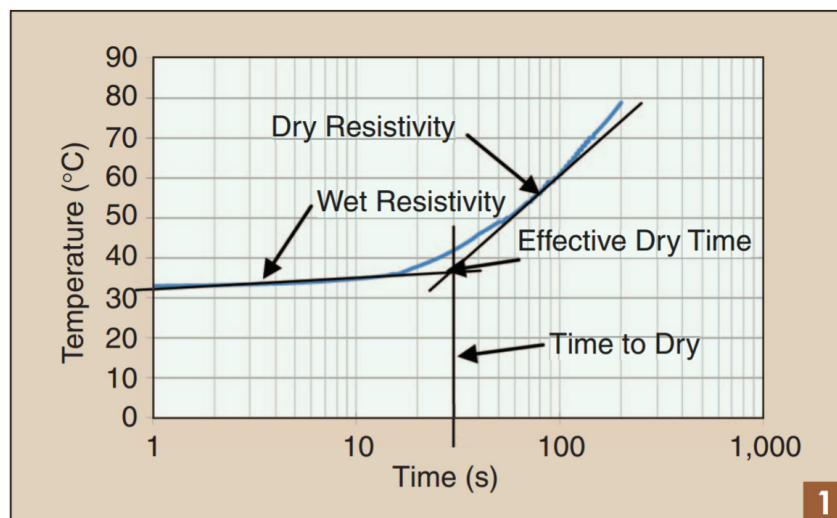
Värmeresistiviteten, som namnet lyder, är ett mått på förmågan hos ett material att motstå flödet av värme [12]. Den bestämmer således hur snabbt värmen kan ledas bort från en kabel under givna installations- och belastningsförhållanden. Specifikt för Sverige används ett värde på 1,0 Km/W vid vanliga markförhållanden, och 2,5 Km/W vid osäkra förhållanden [13], [14]. För sjökablar används 0,4 Km/W [13].

I praktiken är värmeresistiviteten inte konstant och beror på lokala förhållanden, där t.ex. torr sand har sämre förmåga att avleda värme än lerjord. Även för en bestämd marktyp beror värmeresistiviteten på markens fuktighetsinnehåll. Enligt [12], kan markens värmeresistivitet (ρ) givet en cylindrisk värmekälla beräknas som

$$\rho = \frac{4\pi}{q} \left(\frac{T_2 - T_1}{\ln \frac{t_2}{t_1}} \right) \quad [\text{Km/W}],$$

där q (W/m) representerar inmatad värme, T_1 (K) temperaturen vid tiden t_1 (s), och T_2 (K) temperaturen vid tiden t_2 (s). Figur 4 visar ett exempel hämtat från [12], där ρ beräknas för en konstant värmeinmatning som motsvarar 300 W/m.

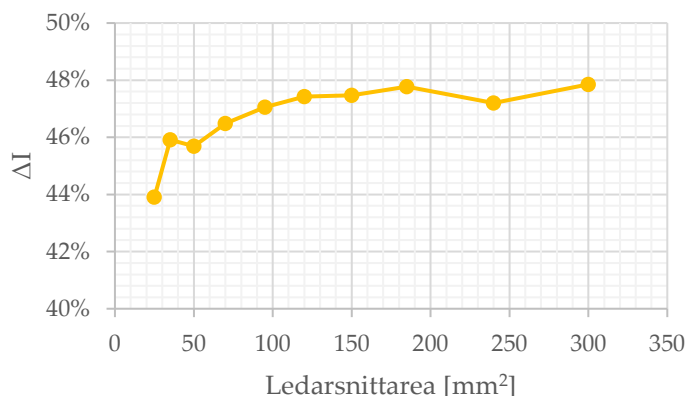
Värmeresistiviteten har i exemplet bestämts till 0,8 °Cm/W innan uttorkning, och 2,0 °Cm/W då marken har torkat ut.



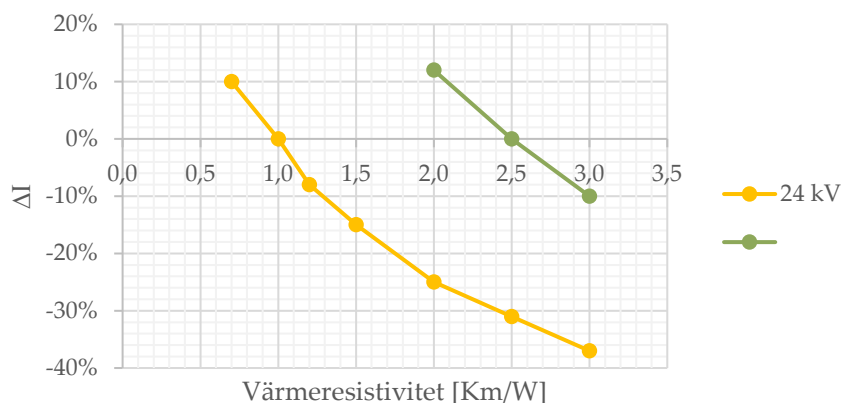
Figur 4. Marktorkningskurva. Exemplet är givet i [12]. Den termiska resistiviteten ges av kurvans lutning. Observera den logaritmiska tidskalan.

Från Figur 4 framgår det att den omkringliggande marken kan torka ut, givet vissa förhållanden, vilket leder till en ökad värmeresistivitet. Detta försämrar i sin tur värmeavledningsförmågan ytterligare, och kan orsaka ytterligare uppvärmning och uttorkning. Detta tillstånd kallas för termisk instabilitet och medför en snabb ökning av kabeltemperaturen. Således är det viktigt att marken omkring kabeln kan hinna återhämta sig och återfå ett acceptabelt fukttinnehåll [12]. Enligt [14, p. 60] är risken för termisk instabilitet ganska liten i vanliga distributionsnät med en typisk lastprofil med två toppar och lägre last under natten. Dock ökar risken för termisk instabilitet vid hög temperatur och kontinuerlig belastning under längre perioder.

Som tidigare har nämnts i det här avsnittet används 1,0 Km/W och 2,5 Km/W för värmeresistiviteten. I praktiken används 2,5 Km/W vid beräkningar på lågspänningskablar (<1 kV), då dessa kablar ibland förläggs i återfylld mark runt byggnader [14, p. 60]. Värdet har dock visat sig omotiverat högt enligt svenska erfarenheter, och 1,0 Km/W anses stämma bättre för inhemska förhållanden [14, p. 60]. Detta tyder på att lågspänningskablar i Sverige kan vara överdimensionerade (eller underutnyttjade). Figur 5 visar ett exempel då 1,0 Km/W används istället för 2,5 Km/W, för olika ledarsnittareor. Resultaten blir ett möjligt utrymme för överbelastning (ΔI), som ligger mellan 44 och 48 % över det nominella strömvärdet (som vanligtvis beräknas med en värmeresistivitet på 2,5 Km/W). Figur 6 visar ett annat exempel där ΔI räknas för olika värden på värmeresistiviteten, där 0 % motsvarar det nominella strömvärdet. Notera att $\Delta I = 0\%$ vid 2,5 Km/W och 1,0 Km/W för 1 kV- respektive 24 kV-kabeln. Störst utrymme för överbelastning verkar finnas hos lågspänningskablar jämfört med mellanspänningskablar sett till markens värmeresistivitet.



Figur 5. Möjligt överbelastningsutrymme för lågspänningskablar (<1k kV). Procentskillnaden har tagits fram från strömvärden beräknade vid 1,0 Km/W och 2,5 Km/W. Värdena gäller PEX-kablar med Al-ledare förlagda i mark. Läsaren hänvisas till Bilaga B för mer detaljer, alt. Tabell A.3 i [15].



Figur 6. Procentuell ökning eller minskning av belastningsförmågan (ΔI) hos 1 kV- och 24 kV-kablar förlagda direkt i mark, vid olika värden på värmeresistiviteten. Värdena är hämtade från [11, p. 106] och Tabell A.12 i [14], se även Bilaga B.

2.2.4 Marktemperatur

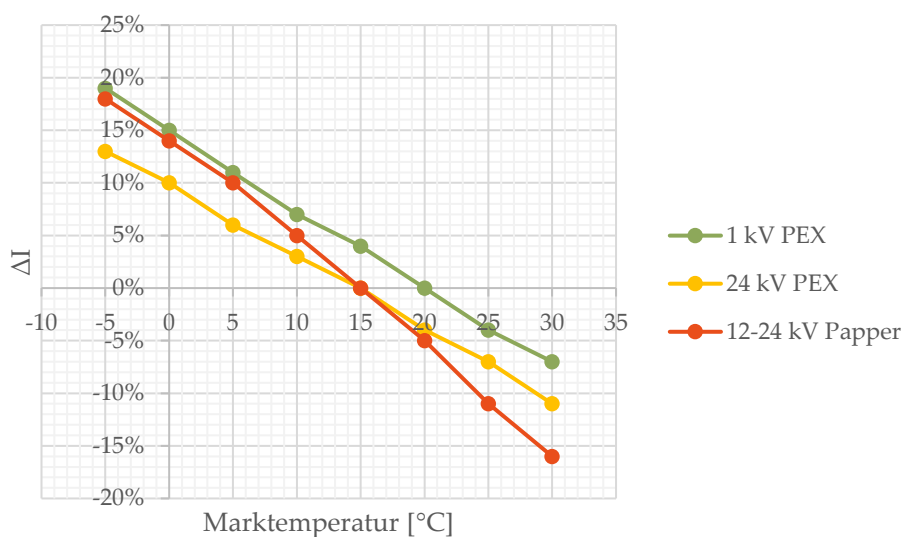
Marktemperaturen påverkar värmeavledningsförmågan hos kabelns omgivning. Tillsammans med förläggning och markens värmeresistivitet är marktemperaturen en annan viktig faktor att ta hänsyn till vid kabeldimensionering [11]. Marken har en stor volymetrisk värmekapacitet, och därför sker förändringar i markens temperatur långsamt, med stora tidskonstanter. Det i sin tur öppnar för möjligheten att utnyttja kabeln genom korttidsbelastningar över märkvärdet.

Enligt IEC 60287-3-1 [13] bör kabelberäkningar i Sverige göras för temperaturer mellan 5 °C och 10 °C, vilka gäller för den största delen av året, där 15 °C är det högsta värdet. I Svensk Standard (SS) [14] ges mer specifika värden för olika delar av Sverige (visas i Tabell 1). Vid kabeldimensionering använder kabeltillverkarna Nexans och NKT 20 °C marktemperatur för 1 kV-kablar (och lägre spänningar), och 15 °C vid dimensionering av 12–36 kV-kablar [11], [15]. Tabell 1 är en sammanfattning av marktemperaturvärden i Sverige enligt riktlinjer från IEC och SS.

Tabell 1. Marktemperatur i Sverige.

Källa		Min	Max
IEC [13]	Sverige	0 °C	+15 °C
SS 424 14 24 [14, p. 59]	Norra Sverige	– 5 °C	+13 °C
	Mellersta Sverige	0 °C	+15 °C
	Södra Sverige	0 °C	+17 °C

Då dimensioneringen görs för bestämda marktemperaturer kan det finnas utrymme för utökad belastning, t.ex. i Norra Sverige, där marktemperaturen kan nå – 5 °C. Då temperaturen understiger noll grader finns det möjlighet för överbelastning med 10% – 15% av märkvärdet, vilket visas i Figur 7. Om marktemperaturen istället är högre än 15 °C eller 20 °C, beroende på typ av kabel och spänningsnivå, kan strömvärdet istället behöva justeras under märkvärdet. Marktemperaturen mäts inte på många platser i Sverige. Det kan vara möjligt att använda lufttemperaturen för att estimeras marktemperaturen, för att på så sätt skaffa sig en ide om marktemperaturen under året, vilket skulle kunna utnyttjas för planerade eller oförutsedda överbelastningar. Detta undersöks vidare i avsnitt 4.1.



Figur 7. Procentuell ökning eller minskning av belastningsförmågan (ΔI) med avseende på marktemperatur för olika typer av markkablar. Värdena är hämtade från [11, p. 106].

2.3 MODELLER

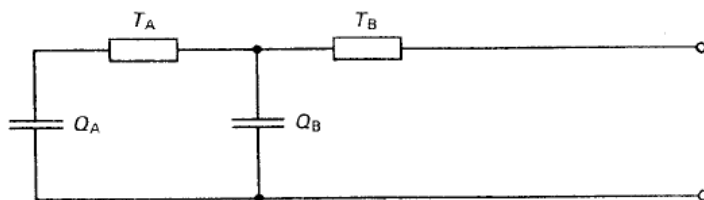
De finns i huvudsak två tillvägagångssätt för att studera temperaturutvecklingen i kablar

1. IEC60853-2 [16] beskriver modeller för temperaturutveckling i kablar, baserat på kretsteori (π -modellen)
2. Differentialekvationer med randvillkor, vilka ofta löses med hjälp av finita elementmetoden (FEM)

2.3.1 π -modell

I π -modellen representeras inmatat värmeflöde, temperatur, termisk resistivitet och andra storheter som strömmar, spänningar, resistanser och kapacitanser. Därmed kan vanlig kretsteori användas för att beräkna temperaturen. Modellen som presenteras i det här avsnittet är hämtad från [16]. Standarden beskriver modeller och parametrar som kan användas för att studera hur temperaturutvecklingen i en kabel påverkas av förändringar i belastningsström. Tidigare har den termiska resistansen T definierats som materialets förmåga att motstå flödet av värme. På ett liknande sätt kan då den termiska kapacitansen Q ses som materialets förmåga att lagra värme [5].

Den generella termiska modell som presenteras i [16] visas i Figur 8. De aggregerade termiska kapacitanserna från ledaren och den inre delen av isolationen representeras av Q_A . T_A representerar den termiska resistansen hos isoleringen. Q_B och T_B representerar den sammanlagda termiska kapacitansen respektive termiska resistansen för de resterande kabelkomponenterna.



Figur 8. Kabelekvivalent för temperatursvar [16]

Enligt [16] kommer en kabels termiska respons på ett steg i belastningsströmmen att bero på den sammanlagda termiska resistansen och kapacitansen hos kabeln, samt omgivningen. För korta tider efter steget kommer den termiska kapacitansen att ha störst inverkan på temperaturutvecklingen, medans omgivningen är av mindre betydelse. För längre tidsperioder kan kabelns termiska kapacitanser försummas, och då spelar markens termiska egenskaper en större roll. I praktiken innebär detta att parametrarna Q_A , T_A , Q_B och T_B definieras olika beroende på vilken tidskala som är intressant.

2.3.2 Differentialekvationer

Sambandet nedan visar ett exempel på en termisk modell som kan användas för att beräkna en kabels temperaturutveckling som en funktion av belastningen, givet en viss kabelinstallation och dess omgivningsförhållanden. Differentialekvationen kan lösas med hjälp av FEM-programvaror som t.ex. COMSOL. Detta har t.ex. gjorts i [17].

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla \cdot (k \nabla T) = \frac{W}{A}$$

ρ	Materialets densitet $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$
C_p	Specifik värmekapacitet $\left[\frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}\right]$
k	Termisk konduktivitet $\left[\frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}}\right]$
W	Värmekälla $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}}\right]$
A	Snittarea $[\text{m}^2]$

Värmekällorna i kabeln är framför allt de resistiva förlusterna i ledaren och den metalliska skärmen. A representerar i det här fallet snittarean hos ledaren och skärmen.

FEM-metoden föredras då man t.ex. vill räkna på temperaturprofilen i kabelkorsningar, eller nära andra värmekällor som kan ha en betydande inverkan på kabelns temperatur [18], då detta inte beaktas i IEC60853-2. Dock är beräkningar med FEM-metoden mer krävande.

2.4 KONSEKVENSER AV HÖGA TEMPERATURER

En kabels överföringsförmåga begränsas i första hand av den högsta temperatur som isolationen kan motstå [19]. Konsekvenserna av höga temperaturer kan sammanfattas som en försämring av isolationsegenskaperna hos pappersisolerade kablar, deformation av PVC och PE, och åldring för EPR och PEX [9]. Över tiden kan dessa faktorer leda till isolationsgenomslag. Såväl i kablar som transformatorer är isolationsgenomslag på grund av termisk eller elektrisk påkänning det som oftast leder till elektriskt haveri [20].

2.4.1 Temperaturgränser för kablar

Temperaturgränser för kraftkablar ges av den maximala temperaturen som isolationen klarar av. Den mest utsatta delen är den som ligger närmast ledaren. Typiska isolationsmaterial i kraftkablar är PVC, PE, PEX, EPR och papper. I Tabell 2 listas temperaturgränserna för sådana material, vilka används vid dimensionering av kraftkablar.

Generellt används PVC och PEX i manteln respektive isolationen. PVC tillverkas i olika sammansättningar och presterar bra över ett brett temperaturspann. De flesta PVC-sammansättningar har en märktemperatur på 90 °C i torr miljö och 75 °C i våt miljö. För PEX-kablar är temperaturmärkningen 90°C i både torra och våta miljöer [21]. PE har en lägre arbetstemperatur, 75 °C än PEX, och presterar dåligt vid 90 °C, då detta är nära materialets smältpunkt. PEX mjuknar för temperaturer något högre än 107 °C, men är fortfarande mer deformationsbeständigt än andra material som t.ex. PVC, och fungerar som bra isolator för temperaturer upp till omkring 150 °C. PE och PEX är bättre isolatorer jämfört med PVC, men PVC är mer fukttåligt, vilket kan vara en anledning till varför PVC ofta används i manteln [21].

Värmebeständigheten är den största fördelen med PEX som isolering; PEX-isolerade kablar klarar högre arbetstemperaturer, vilket innebär mer överförd effekt [21].

När det gäller kabelinstallationer där mekanisk flexibilitet är den viktigaste faktorn så föredras allmänt etenpropengummi (EPR) som isolering, istället för PEX. Detta gäller för distributionskablar upp till 35 kV [7].

Maxtemperaturen för pappersisolering ligger mellan 65 °C och 80 °C för spänningsnivåer mellan 1 kV till 30 kV, där 80 °C gäller vid den lägsta spänningsnivån [9]. Enligt [11, p. 86] använder NKT 65 °C vid dimensionering av pappersisolerade kablar i spannet 12 – 24 kV.

Tabell 2. Högsta ledartemperatur för några vanliga isolationsmaterial enligt [14, p. 9] och [11, p. 86]

Isolationsmaterial	Maximal ledartemperatur [°C]
Polyvinylklorid (PVC)	70 °C
Polyeten (PE)	65 °C
Tvärbunden polyeten (PEX)	90 °C
Etenpropengummi (EPR)	90 °C
Papper	65 °C

2.4.2 Åldring

Termisk påfrestning huvudkällan till åldring hos kablar och transformatorer. Då temperaturen ökar minskar ett isolationsmaterials livslängd, samtidigt som åldringstakten ökar. För markkablar innebär detta att en högre omgivningstemperatur eller svårigheter i värmetransporten på grund av markens termiska resistivitet gör att chanserna för att ett kabelfel inträffar ökar [22]. Även om det i dagsläget är ovanligt med kabelfel relaterade till höga temperaturer är det tänkbart att man i framtiden kommer att driva systemet närmare dess termiska gränser. Därför är det viktigt med en förståelse för hur åldringsprocessen fungerar.

Enligt åldringsteorin i [23] kan förhållandet mellan en viss materialegenskap, P , och materialfel på grund av den ackumulerade försämringen i egenskapen P beskrivas med åldringsfunktionen $F(p)$. Här ges p av kvoten mellan P och P_0 , där P_0 är ett initialvärde. P kan t.ex. vara materialets vikt eller dess mekaniska eller elektriska hållfasthet [21]. Försämringen kan framträda som t.ex. träbildning på grund av partiella urladdningar eller viktminskning.

Åldringsfunktionens förändring i tiden kan beskrivas med följande samband:

$$\frac{dF(p)}{dt} = R$$

där R är en tidsberoende funktion av påfrestningen materialet utsätts för, även kallad reaktionshastighet [24]. Då R är tidsberoende gäller det att:

$$F(p) = R \cdot t$$

Givet att ett materialfel inträffar då egenskapen P når sitt lägsta tillåtna värde, p_L , kan $F(p_L)$ användas som ett mått på hur mycket materialet har åldrats under dess livslängd, L :

$$F(p_L) = R \cdot L$$

Det finns ett flertal modeller som syftar till att representera åldring hos isolationsmaterial givet typen av påfrestning och som kan kopplas till funktionen R i ekvationen ovan. I [20] beskrivs ett antal modeller som kan användas vid en viss typ av påfrestning, eller vid en kombination av olika typer av påfrestning (vilket oftast är fallet). Dock är vissa påfrestningar mer påtagliga än andra i olika åldringsprocesser och för olika material.

Citerade åldringsmodeller är Inversa effektlagen⁴, Exponentiella lagen⁵ och Arrhenius lag⁶ [20]. Dessa modeller resulterar oftast i en rätt linje i en log-log figur. Den inversa effektlagen och den exponentiella lagen representerar åldring på grund av elektrisk påfrestning (angivet i kV/mm) som en funktion av livstiden i timmar. Det har dock påpekats att dessa modeller har en svag fysikalisk koppling, och de tenderar att ge optimistiska resultat [25]. Arrhenius lag representerar åldring till följd av termisk påfrestning. I kablar och transformatorer är termisk påfrestning huvudkällan till åldringen, och därför lämpar sig Arrhenius lag bra för dessa tillämpningar.

När det gäller åldring på grund av termisk påfrestning orsakar ökningen i temperatur olika kemiska reaktioner i materialet. Om man antar att variationen i materialets egenskaper beror på den mest representativa kemiska reaktionen, så kan man beskriva R som en exponentiell funktion av den absoluta temperaturen T (angivet i Kelvin) [23] [26]. Detta är Arrhenius lag, vilken visas nedan

$$R = R' e^{-\frac{B}{T}}$$

I ekvationen ovan är R' en konstant som beror på molekylära koalitioner och sannolikheten att de inträffar under den kemiska reaktionen [27]. B representerar åldringshastigheten, som kan beräknas som $B = \frac{\Delta W}{k}$, där ΔW är aktiveringsenergin som orsakar åldringen, och k Boltzman-konstanten.

Utifrån ovan beskrivna samband kan livslängden beskrivas enligt [23]:

$$L = L_0 e^{-\frac{B}{T}}$$

Temperaturberoendet i exponenten uttrycks konventionellt [22] [23] [20] som den termiska påfrestningen, cT , d.v.s.

$$cT = \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right)$$

Vilket slutligen ger ett uttryck för livslängden:

$$L = L_0 e^{-BcT}$$

⁴Engelska *Inverse Power Law*

⁵Engelska *Exponential Law*

⁶Engelska *Arrhenius Law*

Detta innebär att åldring för temperaturer lägre än omgivningstemperaturen T_0 kan försummas.

Modellparametrarna (B och L_0) är karakteristiska för olika material [20], och beroende av reaktionens aktiveringsenergi hos själva materialet [28]. I praktiken bestäms parametrarna B och L_0 genom modellanpassning till mätdata från accelererade åldringstester, där livslängden representeras i ett kartesiskt koordinatplan, i form av en rät linje med lutningen B :

$$\ln(L) = \ln(L_0) - BcT$$

Enligt [24] kan den förlorade livslängden (beräknad som andelen av den totala livslängden) på grund av termisk påfrestning i ett tidsintervall från t_1 till t_2 beräknas som:

$$L_{loss} = \int_{t_1}^{t_2} R_a(T) dt$$

där R_a representerar en genomsnittlig åldringstakt och ges av inversen av livslängden, d.v.s.:

$$R_a(T) = \frac{1}{L} = \frac{1}{L_0 e^{-BcT}}$$

Utifrån dessa samband så kan det konstateras att en kabels termiska livslängd kraftigt beror på drifttemperaturen. Detta innebär också att en kabel som belastas lite (och således utsätts för en lägre temperatur) kan ha en längre termisk livslängd än planerat.

Mer information om accelererade åldringstester går att finna i IEC 60216. Tabell 3 visar några värden för aktiveringsenergin hos XLPE och motsvarande åldringshastighet B från litteraturen.

Tabell 3. Aktiveringsenergi och åldringshastighet för XPPE.

Källa	Aktiveringsenergi ΔW [eV]	Åldringshastighet $B=\Delta W/k$ [K]	Kommentarer
[23]	1,217	14 121	Stöds av testdata samt följer IEC60216 riktlinjer.
[29]	1,217	14 121	Stöds av testdata samt följer IEC60216 riktlinjer.
[27]	1,217	14 124	Lägst värde i intervallet: 1,217–1,311.
[27]	1,287	14 935	Bedömt som lämpligt värde enligt författarna.
[27]	1,311	15 210	Högsta värdet i intervallet: 1,217–1,311.
[24]	1,322	15 344	Beräknade värde från figurerna i [29].

Enligt [30] kan en PEX-kabel beräknas ha en livslängd på 30 år vid en konstant drifttemperatur på 90 °C. Ett beräkningsexempel för PEX enligt Arrhenius lag visas i Tabell 4. Vid 90 °C är den givna och beräknade livslängden lika. Man kan även konstatera att för lägre temperaturer än 90 °C ökar den estimerade livslängden. Motsatsen gäller då temperaturen ökar över 90 °C.

Tabell 4. Exempel: Beräknad livslängd för PEX-kablar givet en livslängd på 30 år vid 90 °C.

Temp	Given livslängd [år]	Estimerad termisk livslängd enl. Arrhenius-sambandet [år]
150	-	0,12
130	-	0,63
120	-	1,5
110	-	3,9
105	-	6,4
100	-	10,6
95	-	17,7
90	30	30
80	-	90
60	-	995
50	-	3694

Det bör observeras att den livslängd som räknas fram för t.ex. 60 och 50 grader inte är realistisk, och i dessa fall kommer kabelns livslängd att bestämmas av andra processer än de som antas dominera enligt Arrhenius-sambandet.

3 Erfarenheter av temperaturmätning för jordkablar

De flesta tillämpningar av dynamisk belastbarhet för kablar använder sig av den termiska modell som beskrivs i IEC 60287 (för statiska beräkningar), och IEC 60853 (för dynamiska beräkningar).

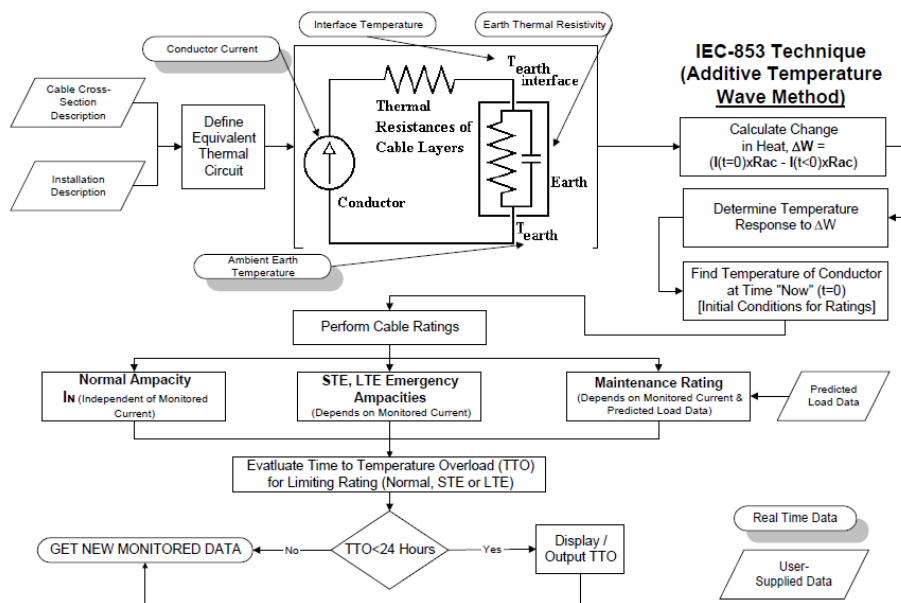
3.1 "DYNAMIC CIRCUIT THERMAL RATING"

EPRI började utveckla ett system för dynamisk belastbarhet av nätkomponenter såsom luftledning, kablar och transformatorer redan på 90-talet, kallat "Dynamic Circuit Thermal Rating" (DCTR). Systemet baserades på ett tidigare EPRI-projekt med målet att bestämma markkablers ampacitet vid normal drift samt vid nödlägen. DCTR-systemet utvecklades så att det kunde ta in realtidsdata från övervakningssystem för att beräkna optimala värden på belastbarheten givet specifika förhållanden. Systemet grundades på idén om att den lägsta möjliga belastbarheten sällan inträffar samtidigt som den högsta lasten [19].

Vidare listade EPRI en rad nackdelar hos existerande lösningar för dynamisk belastbarhet, vilka inkluderar:

- Krav på specialiserad utrustning
- Återkommande kostnader för underhåll
- Bristande tillförlitlighet hos kommunikationsutrustning
- Egna gränssnitt som inte är integrerade med existerande SCADA-system

EPRI rekommenderar att ett system för dynamisk belastbarhet bör integreras i SCADA-system och att befintliga kommunikationslänkar används för överföring av realtidsdata. En översiktlig bild av EPRI:s algoritm för dynamisk belastbarhet visas i Figur 9.



Figur 9. EPRI's DCTR-system [19]. STE och LTE står för "Short Time Emergency" respektive "Long Time Emergency". TTO refererar den tid som kvarstår innan kabeltemperaturen når sitt högsta tillåtna värde.

3.2 "INTELLIGENT CABLE MONITORING SYSTEM"

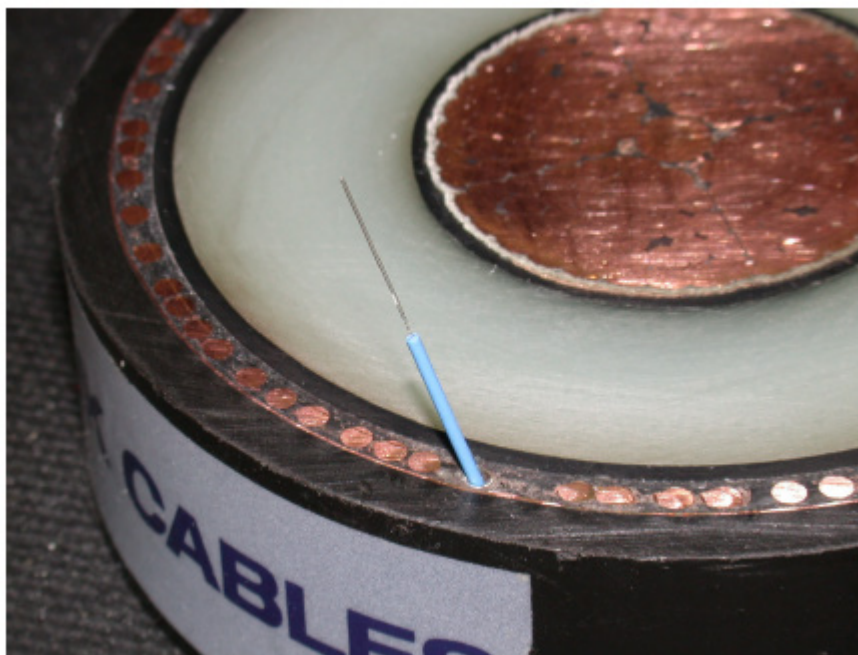
Ett annat system som kan användas för dynamisk belastbarhet för jordkablar har presenterats i [31]. Detta system använder sig av de inbäddade optiska fibrer som finns i vissa typer av kablar, t.ex. OFCPC⁷.

Systemet använder sig av distribuerad temperaturmätning (DTS⁸) med OFCPC kablar. En av de största fördelarna med denna typ av lösning är att det gör det möjligt att mäta temperaturen som en kontinuerlig profil längs hela kabeln, vilket kan vara användbart för att upptäcka nära förestående fel på grund av t.ex. *hot spots*. Det gör det också möjligt att bestämma den faktiska belastbarheten i relation till den högsta tillåtna kabeltemperaturen, vilket gör det möjligt att driva systemet närmare sina faktiska gränser. Eftersom fibern är placerad utanför isoleringen används den termiska modell som beskrivs i IEC 60853 för att göra en uppskattning av temperaturen där ledaren möter isoleringen.

Systemet som det har beskrivits i [31] kräver en installation av optiska switchar där kabeln förgrenar sig, och det är även viktigt att skarvarna i den optiska fibern görs noggrant för att minska de optiska förlusterna, vilka kan medföra en minskad räckvidd för DTS-systemet.

⁷Engelska: *Optical Fiber Composite Power Cables*

⁸Engelska: *Distributed Temperature Sensing*



Figur 10 PEX isolerad kabel, bild från [19].

3.3 “DYNAMIC CABLE RATING SYSTEM FOR AN INDUSTRIAL PLANT”

I [32] beskrivs tillämpningen av ett system för dynamisk belastbarhet för en markkabel i en industrianläggning, där kabeln har visat sig vara en flaskhals.

Det implementerade systemet kan utföra stationära och dynamiska beräkningar för att bedöma kabelns belastningsförmåga utifrån följande parametrar:

1. Belastningsström
2. Temperaturen på kabelytan
3. Omgivningstemperatur
4. Temperaturprognoser

Temperaturen mättes på kabelytan med tre sensorer placerade i början, mitten och slutet av kabeln. Då det är den varmaste delen av kabeln som begränsar ampaciteten har det högsta temperaturvärdet använts i beräkningarna. För att undvika skador på sekundär utrustning mättes också temperaturen i den överliggande transformatorn, då det ökade effektförflödet skulle kunna orsaka att temperaturen överstiger den högsta tillåtna temperaturen i transformatorn.

Kabeln i fråga modellerades med en π -modell. För stationära beräkningar kan de termiska kapacitanserna försummas, och en kretsmodell med enbart effektförluskällor och termiska resistanser erhålls baserat på IEC 60287. För dynamiska beräkningar inkluderar modellen effekten av de termiska kapacitanserna, enligt IEC 60853. Information från systemet har tillgängliggjorts för systemoperatörerna i form av temperaturer, belastning och beräknad ampacitet (stationär och dynamisk).

Resultaten av implementeringen har visat att systemet gör det möjligt för anläggningen att maximera användandet av kabeln utan att påverka anläggningens tillförlitlighet och säkerhet.

3.4 "DYNAMIC FEEDER SYSTEM", MAXAMP

Ett annat exempel på ett system för dynamisk belastbarhet är MAXAMP [33].

Givet specificerade förhållanden kan MAXAMP-programmet beräkna den maximala belastningsström som en kabel klarar. Dessa förhållanden kan t.ex. vara ett tidsintervall under vilket det kan vara fördelaktigt att överbelasta kabeln, under förutsättning att kabeln inte når sin maximala tillåtna arbetstemperatur. På samma sätt kan systemet beräkna den tid som en viss överbelastning kan tillåtas. Systemet använder statiska och dynamiska beräkningar med hjälp av IEC 60287 och IEC 60853. Programmet använder sig av uppmätt kabelytterttemperatur, omgivningstemperaturen och lastströmmen. Programmet tar även hänsyn till historiska data av ström och temperatur för de senaste 24 timmarna.

Systemet använder sig av "Remote Terminal Units" (RTUs) strategiskt placerade längs kabeln. Systemet har också en databas för att lagra mätdata. Systemet har tillgång till ett flertal olika termiska modeller för att kunna utföra beräkningar för olika typer av kabel, t.ex. pappersisolerade, PEX, etc.

3.5 NATIONAL GRID - DYNAMIC RATING USING "CABLE SYSTEM MONITORS"

National Grid (Storbritannien) har implementerat ett system för dynamisk belastbarhet för högspänningskablar [34]. Specifikationerna för kablarna i National Grids kraftsystem baseras på en livslängd på 40 år under full belastning vid maximal drifttemperatur. Till en början sågs möjligheten till överbelastning som en bonus, och kablar överbelastades under en period på maximalt 30 minuter. Efter introduktionen av ett system för kabelövervakning kunde den faktiska ampaciteten uppskattas 6 timmar framåt i tiden.

Även i detta fall används en termisk modell baserad på IEC 60853. Dock är modellen i det här fallet anpassad för kablar i tunnlar, rör eller kanaler, med naturlig eller forcerad ventilation. Modellen kan även representera upp till fem lager av omgivande material och kan ta hänsyn till uttorkad mark i kabelns omgivning.

Systemet kan beräkna ampaciteten för statiska, dynamiska och cykliska driftlägen. Som indata använder sig modellen enbart av lufttemperaturen ovan mark, vilket gör att ledartemperaturen och kabelns yttemperatur måste beräknas i varje steg. Detta kan i sin tur leda till ackumulerade fel i beräkningen som kan påverka resultaten negativt [35].

3.6 VALCAP - ÖVERVAKNINGSSYSTEM FÖR KABLAR

Kabeltillverkaren NKT cables har utvecklat ett kabelövervakningssystem, Valcap. Valcap använder sig av DTS baserat på optiska fibrer, antingen placerade inuti eller ovanpå kabeln. De optiska fibrerna i sin tur är kopplade till en DTS-enhet vars funktion är att samla den uppmätta temperaturprofilen. Data samlade i DTS-enheten kan föras vidare i realtid med hjälp av olika kommunikationsmedel som t.ex. GSM [36].

Kärnan i Valcap-systemet är mjukvaruprogrammet Adap Pro, som analyserar och behandlar den mottagna informationen i realtid. Adap Pro är ett kabelratingsprogram som använder den uppmätta temperaturprofilen för att verifiera resultatet av en dessförinnan uppsatt termisk modell. Om resultaten inte överensstämmer, uppdateras modellparametrarna, då detta kan vara orsakat av ändrade förhållanden i kabelns omgivning som t.ex. uttorkning eller påverkan av andra kablar i närheten. På så sätt kan systemet uppdateras och genom maskininlärning lära sig att prediktera mer noggrant [36].

Sammanfattningsvis ger Valcap-systemet möjligheten till kontinuerlig analys av kabeltillståndet, en ökad flexibilitet i utnyttjandet av kablar. Detta kan genomföras i praktiken på tre olika sätt genom beräkning av:

1. ampaciteten givet en temperaturgräns och tidsperiod då överbelastningen beräknas ske,
2. den maximala överbelastningstiden för en viss kontinuerlig belastning och temperaturgräns, och
3. sluttemperaturen givet en viss belastning och tidsperiod som en viss kontinuerlig belastning beräknas vara [36].

3.7 HVDC-LÄNK STOREBÆLT - CABLE LOAD PREDICTION SYSTEM

Ett exempel på dynamisk belastbarhet i HVDC-kablar har implementerats för HVDC-länken Storebælt. På samma sätt som i AC-kablar begränsas effektöverföringen av de termiska förhållandena hos kabeln och dess omgivning. Normalt är överföringskapaciteten högre vid kalla tidsperioder, vilket medför en ökad kontinuerlig belastningsgräns och kortsiktig överbelastningsgräns. Dessa möjligheter utnyttjas hos Storebælt med hjälp av ett "cable load prediction system" (CLPS). CLPS utnyttjar den tillgängliga temperaturmarginalen och medför en ökad överföringskapacitet [37].

Mjukvaran i CLPS beräknar i realtid kabelns och markens temperaturmarginaler och varnar för överskridna temperaturgränser. Temperaturmätningar görs på kabelns mantelyta med hjälp av temperaturgivare. På samma sätt mäts även temperaturen hos den omkringliggande marken. CLPS använder sig av redundanta givare och genererar larmsignaler ifall givare placerade på samma ställe skulle ge olika mätvärden [37].

CLPS är kopplad till SCADA-systemet vilket lagrar och behandlar all data från temperaturgivarna. Då en beordrad överbelastning pågår visas en larmsignal i SCADA-systemet fem minuter innan den maximala tiden är nådd. Om ingen åtgärd sker återställs belastningen till kabelns märkvärde [37].

4 Fallstudie

En fallstudie har genomförts i syfte att visa på möjliga nyttor med dynamisk belastbarhet för kablar. Fallstudien har delats i tre delar som undersöker olika möjliga användningsområden:

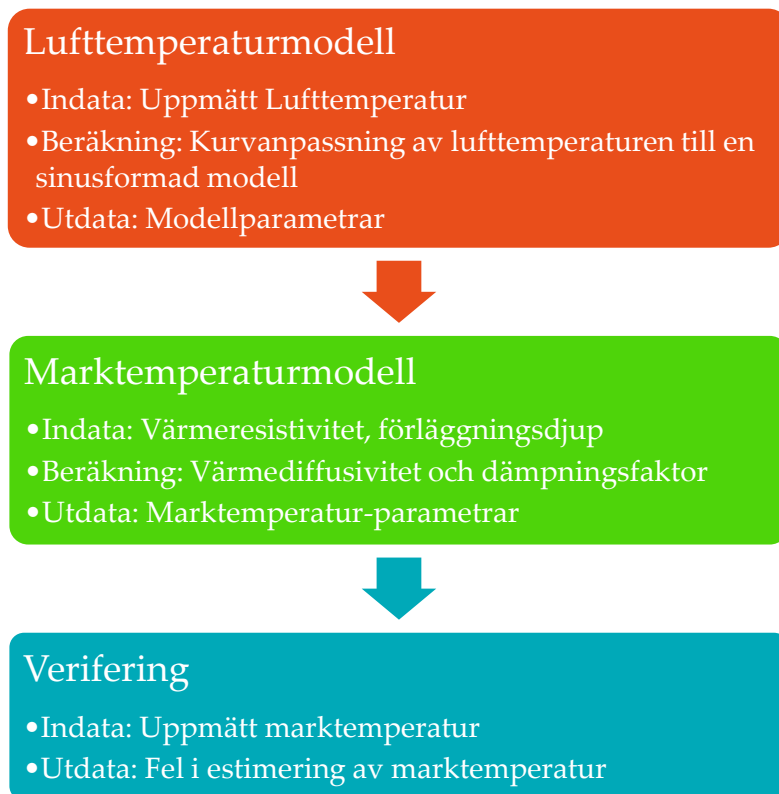
1. Dynamiska gränser baserat på estimering av marktemperaturen
2. Användande av temperatur- istället för strömgränser
 - a. Reservdrift
 - b. Snabbladdning av elbilar
3. Exempel på termisk åldring

Dessa fall ämnar visa hur kabeltemperaturen påverkas under olika förhållanden samt hur det påverkar kabelns livslängd. Då inget annat anges har en marktemperatur på 15 °C använts.

4.1 DYNAMISKA GRÄNSER BASERAT PÅ ESTIMERING AV MARKTEMPERATUR

Detta avsnitt undersöker huruvida det finns skäl att ha säsongsbaserade gränser för kablers belastbarhet, samt huruvida det går att estimerar marktemperaturen utifrån lufttemperaturen.

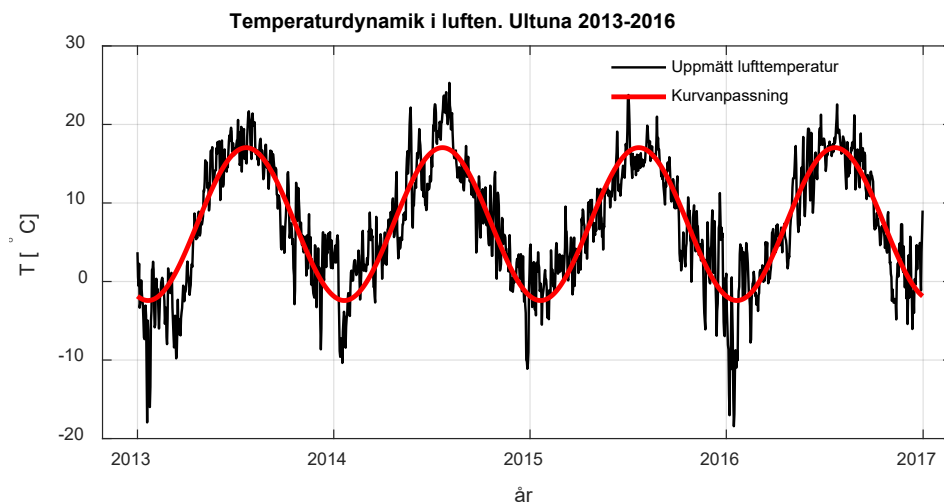
Figur 11 visar det tillvägagångssätt som använts för att estimerar marktemperaturen.



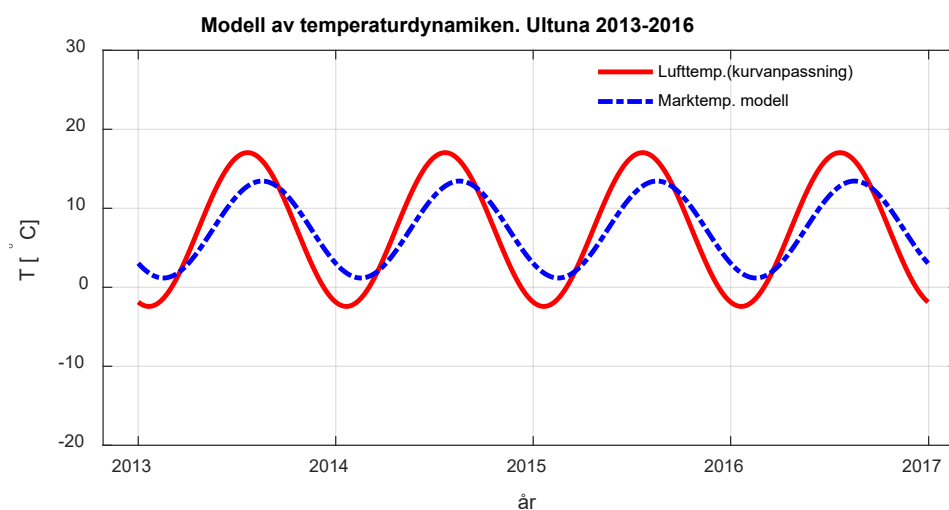
Figur 11. Tillvägagångssätt för att estimerar temperaturen i marken utifrån lufttemperaturen.

Den årliga variationen i lufttemperaturen uppvisar ett cykliskt beteende, vilket gör det möjligt att representera lufttemperaturen approximativt med en sinusformad kurva. Temperaturen i marken följer ungefär samma mönster, men på grund av markens tröghet dämpas, utjämnas, och förskjuts temperaturförändringen. Detta medför att den högsta marktemperaturen inte sammanfaller med den högsta lufttemperaturen, och att amplituden på variationen inte blir lika stor. Man kan se det som att marken agerar som ett lågpasfilter på lufttemperaturen, något som blir mer påtagligt för ett större djup. Fler detaljer om marktemperaturmodellen så som den används i denna fallstudie går att finna i Bilaga A.

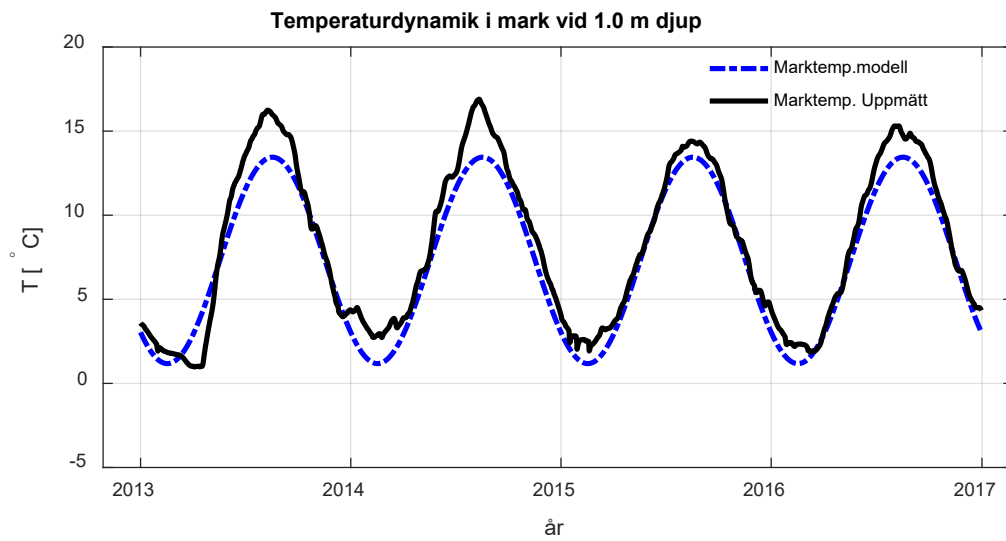
För verifieringen har mätningar på marktemperaturen på en meters djup vid Ultuna väderstation använts efter kontakt med ansvariga hos Lantmet. Marken vid denna plats är av typen lerjord.



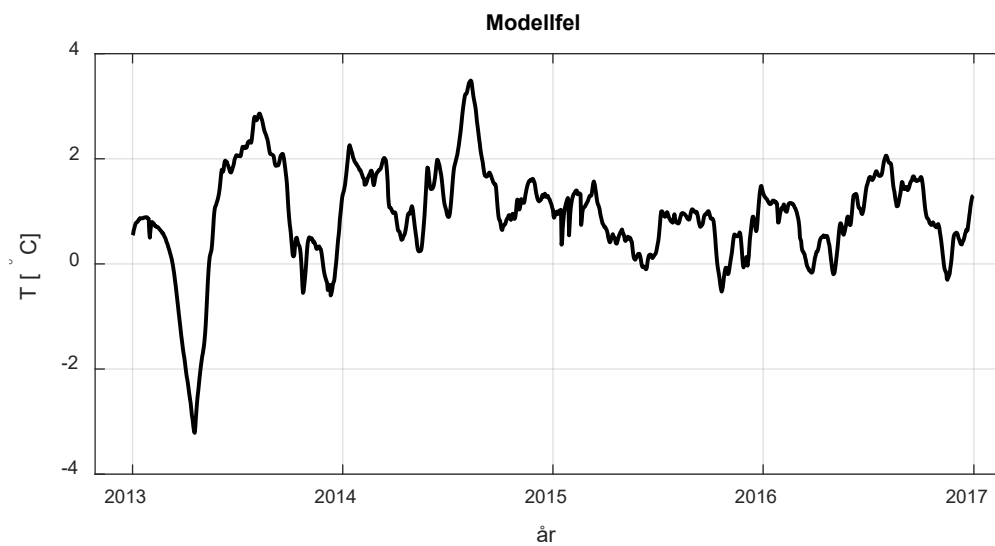
Figur 12. Uppmätt lufttemperatur och kurvanpassad sinusformad modell. Modellparametrarna är: medeltemperatur 7,3 °C, amplitud 9,7 °C och fasförskjutning 20 dagar.



Figur 13. Estimering av temperatur i mark från lufttemperaturen vid 1,0 m djup. Marktemperaturmodellparametrar: medeltemperatur 7,3 °C, amplitud 6,1 °C, fasförskjutning 47 dagar. Beräkningarna görs för 1,0 °Cm/W värmeresistivitet, och 4,68 m²/s värmediffusivitet (enligt ekvationerna i Bilaga A).



Figur 14. Jämförelse mellan modellerad marktemperatur vid 1,0 m djup och uppmätt marktemperatur vid samma djup.



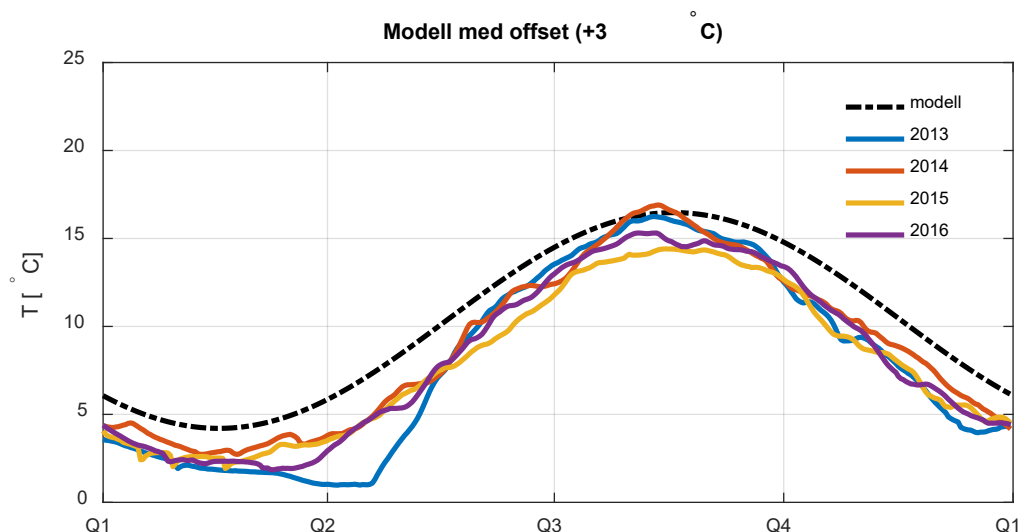
Figur 15. Fel i marktemperaturestimering.

Tabell 5. Avvikelser per kvartal. Tabellen visar den högsta avvikelsen där modellen underestimerar marktemperaturen, samt medelfelet. (Fel = Mark Temp. – Mark Temp. Estimat)

Tidsperiod	Högsta avvikelse [°C]	Medelavvikelse [°C]
Januari – mars (Q1)	2,26	0,98
April – juni (Q2)	2,06	0,44
Juli – september (Q3)	3,49	1,71
Oktober – december (Q4)	1,65	0,58
Över hela tidsperioden	3,49	0,93

Om felet är negativt (överestimering) så innebär det ingen risk då den estimerade marktemperaturen är högre än den uppmätta. Därför visar Tabell 5 endast avvikelserna då modellen underestimerar de uppmätta värdena. Tabellen visar även att marktemperaturen underestimeras med mindre än en grad (0,93 °C) i genomsnitt över de studerade åren. Detta fel i modelleringen kan, bland annat, bero på att modellen inte tar hänsyn till förändrad värmeresistivitet med djup, marktyp, och fukttinnehåll. Man kan också notera att den största avvikelsen registreras i Q3 för samtliga studerade år, med 3,49 °C som högsta avvikelse. Under samma kvartal är också medelavvikelsen som störst, 1,71 °C, vilket indikerar att det ackumulerade felet är störst just den perioden jämfört med alla andra kvartal (notera arean under topparna i Figur 14). Vidare registreras den näst största avvikelsen under Q1 (2,26 °C), följt av Q4 (1,65 °C) och Q2 (2,06 °C).

Sett till dynamisk belastbarhet är Q1 det mest intressanta kvartalet, då lasten är som störst vid den tiden på året. Om medeltemperaturen höjs med 3 °C, baserat på Tabell 5, så ligger den största delen av årens uppmätta marktemperatur under modellens estimat, varför man inte riskerar att marken är varmare än vad man beräknat. Ett exempel på detta visas i Figur 16.



Figur 16. Marktemperaturestimering med ökad medeltemperatur.

Baserat på Figur 16 skulle man kunna införa dynamiska gränser för marktemperaturen, exempelvis olika gränser för olika kvartal. Detta kan, tillsammans med korrektionsfaktorerna som är till grund för Figur 7, utgöra ett mycket enkelt sätt att beräkna dynamisk belastbarhet hos markkablar.

För Q1 skulle en övre gräns för marktemperaturen på 5 °C kunna användas, vilket skulle innebära en ökning i överförd effekt på något mer än 5 % och 10 % för PEX-, respektive, papperskablar på mellanspänning. För lågspänningskablar i PEX-utförande är motsvarande ökning 11 %, vilket kombinerat med en ökning i belastbarheten på 40 % ifall 1,0 °Cm/W värmeresistivitet används (se avsnitt 2.2.3) ger en möjlighet till ökad belastning med 55 % över märkvärdet. Under Q2 och Q4 skulle man kunna införa ett något mer dynamisk gräns, där t.ex. temperaturgränsen ökas med cirka 1 grad var 9:e dag (relativt kvartalens start) under Q2, samt minskas i ungefär samma takt under Q4.

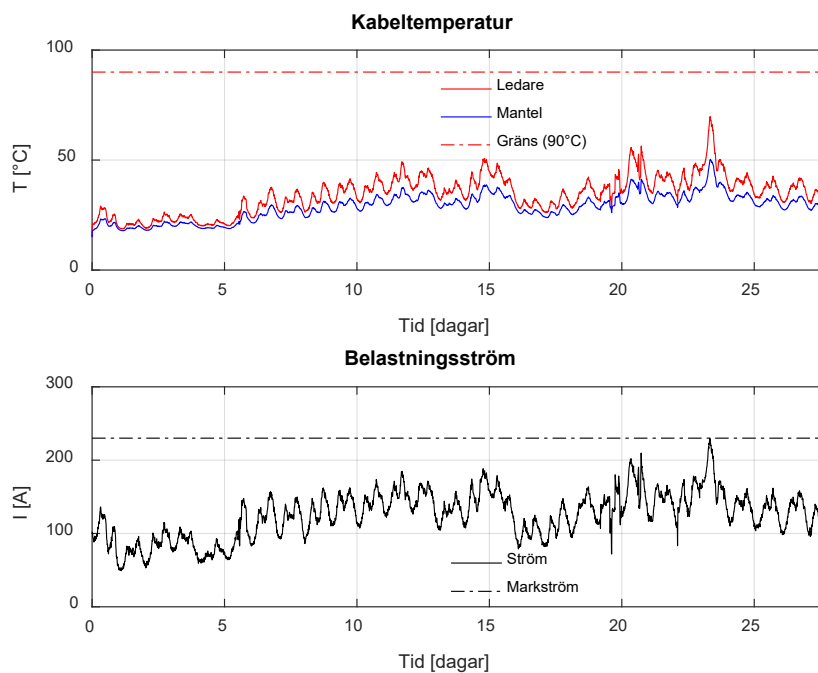
Under en ganska stor del av Q3 (åren 2013 och 2014) ligger temperaturen i marken över 15 °C, vilket är högre än vad det nominellt räknas med. Detta resultat indikerar att mellanspänningskablers strömmärkvärde (räknat normalt för 15 °C) kan behöva korrigeras. Visserligen är tillökningen högst cirka 3 °C i de studerade fallen, men det värdet kan förväntas vara högre söderut, t.ex. i klimatzon IV (se Bilaga D). Ultuna ligger i klimatzon III av totalt fyra klimatzoner, där zon I är kallast och zon IV är varmest. Dock är lasten generellt sett lägre under den här delen av året varför detta inte bör vara något problem sett till belastningen av kablar. Detta kan dock komma att förändras t.ex. vid en storskalig integration av distribuerad generering eller elbilar.

Det är viktigt att poängtera att detta är en förenklad modell, och att resultatet i denna fallstudie gäller en specifik plats, tid och ett specifikt förläggingsdjup. Därför bör resultatet tolkas med försiktighet och inte anses vara representativt för generella fall. Resultatet påvisar samtidigt att man med en relativt enkel modell kan göra en acceptabel uppskattning av marktemperaturen, vilket skulle kunna leda till praktiskt applicerbara säsongsbaserade gränser för kablers belastning.

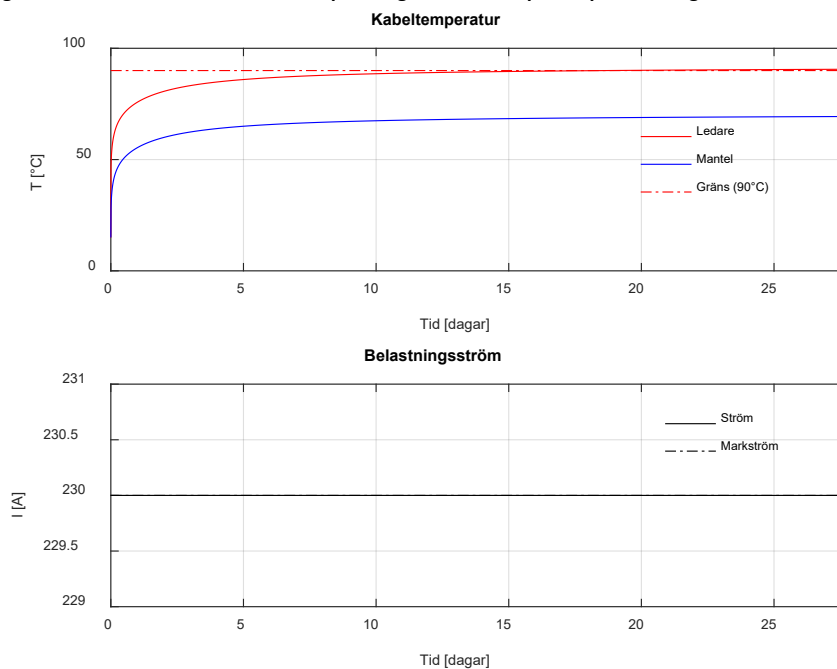
4.2 TEMPERATUR VS STRÖMGRÄNSER

Vid planering av distributionsnät utgår man normalt sett från en statisk belastningsförmåga för kablar, baserat på nominella strömvärden med korrektionsfaktorer enligt t.ex. [11]. Som nämnts i tidigare kapitel är det dock temperaturen som sätter gränsen för kablar, varför temperaturen är ett bättre prestandamått sett till kablers belastningsförmåga [38].

Figur 17 visar ett exempel där ström- och temperaturgränser jämförs för en period på 28 dagar. Exemplet använder en förenklad temperaturmodell enligt avsnitt 2.3.1 för en kabel med en märkström på 230 A och en maxtemperatur på 90 grader. En verklig lastström (som är multiplicerad med en faktor så att den maximala strömmen under perioden är lika med 230 A) har använts i modellen för att studera temperaturprofilen under en längre tidsperiod. Figur 18 visar temperaturens tidsförlopp då kabeln belastas med ett steg i märkström (från noll till 230 A). I båda fallen beräknas det med kontant marktemperatur på 15 °C.



Figur 17. Jämförelse av ström- och temperaturgränser för en period på ca 28 dagar.

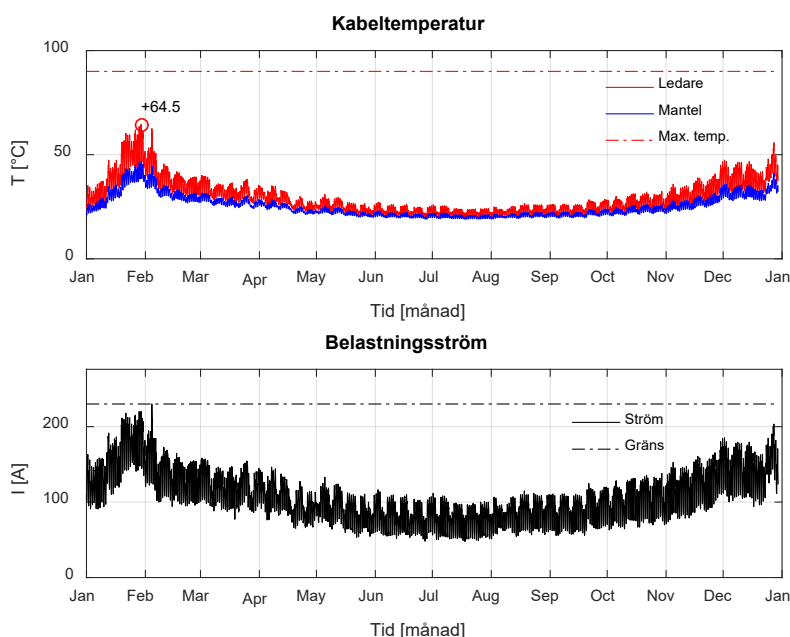


Figur 18. Temperaturförlopp vid ett steg i strömmen från noll till kabelns strömmärkvärde.

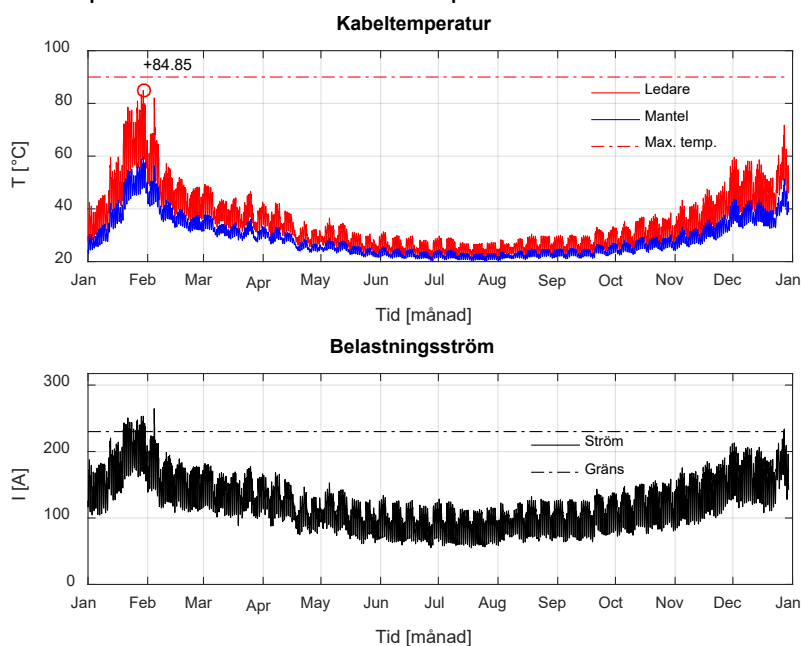
Utifrån resultatet i Figur 17 framgår det att det finns marginal att belasta kabeln hårdare, förutsatt att maxtemperaturen uppträder relativt sällan, detta då kabeln hinner återhämta sig under de perioder då belastningsströmmen är lägre.

Från Figur 18 framgår det att det tar ungefär 10 dagar innan kabeln når sin temperaturgräns ifall den belastas med märkström kontinuerligt.

Figur 19 visar ett annat fall där temperatur och ström redovisas under ett års tid (data från år 2014). Som i tidigare fall har den verkliga lastkurvan skalats upp så att maxvärdet är lika med 230 A. Då den högsta lasten inträffar blir den högsta ledartemperaturen 64,5 °C. Om man överbelastar kabeln med 15 % av maxvärdet (strömmen har multiplicerats med en ytterligare faktor på 1,15) når ledartemperaturen cirka 85 °C, vilket fortfarande ligger under temperaturgränsen. Detta fall visas i Figur 20. I de här exemplen har marktemperaturen antagits ligga konstant på 15 °C, vilket är det värde som normalt används i beräkningen av statiska belastningsgränser.



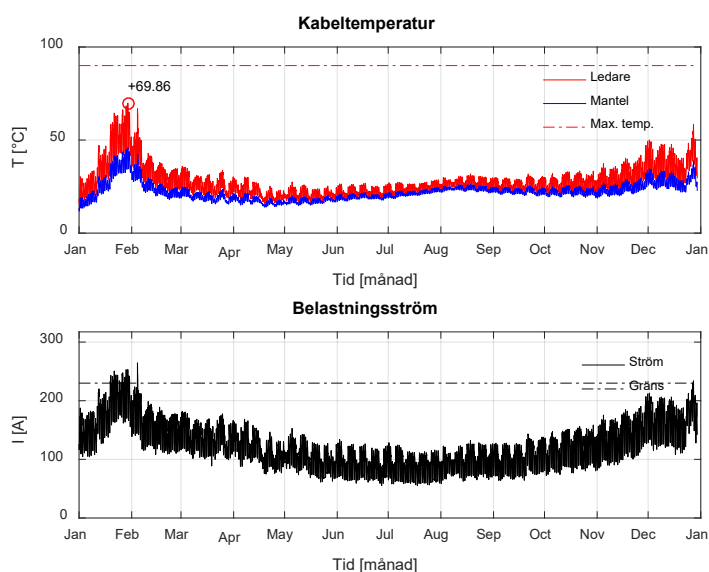
Figur 19. Temperatur och ström vid konstant marktemperatur.



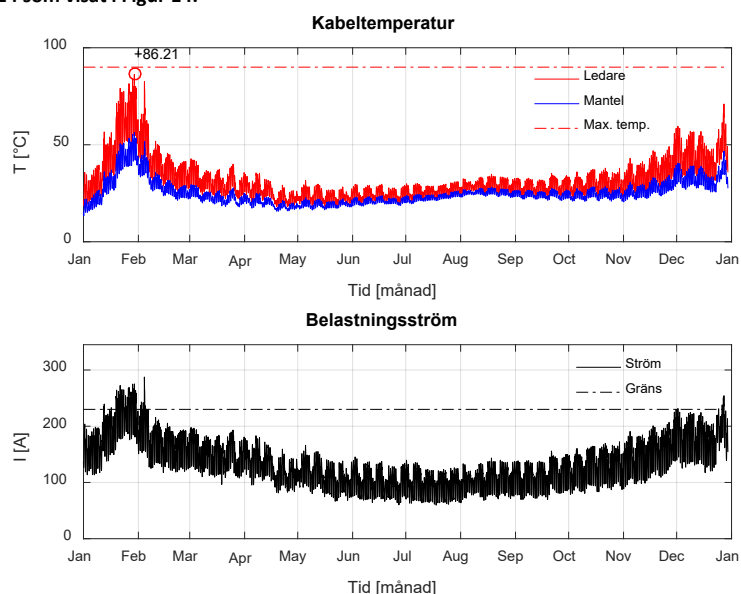
Figur 20. Temperatur och ström vid en ökning av högsta belastning till 15 % över lastens maxvärde, vid konstant marktemperatur.

Utifrån resonemanget i avsnitt 4.1 borde det gå att belasta kabeln ännu hårdare ifall hänsyn tas till variationen i marktemperatur. Således har modellen uppdaterats med den uppmätta marktemperaturen för år 2014.

Figur 21 visar den resulterande temperaturen vid 15 % överlast ifall den uppmätta marktemperaturen används i modellen. I detta fall når ledartemperaturen omkring 70 °C. På motsvarande sätt visar Figur 22 den resulterande temperaturen vid 25 % överlast då den uppmätta marktemperaturen används. I det fallet når ledartemperaturen 86 °C. Denna ökning på ytterligare ca 10 % belastbarhet stämmer väl med resonemanget i avsnitt 4.1.



Figur 21. Ökning i belastning med 15 % över maxvärdet med marktemperatur enligt marktemperaturen året 2014 som visat i Figur 14.



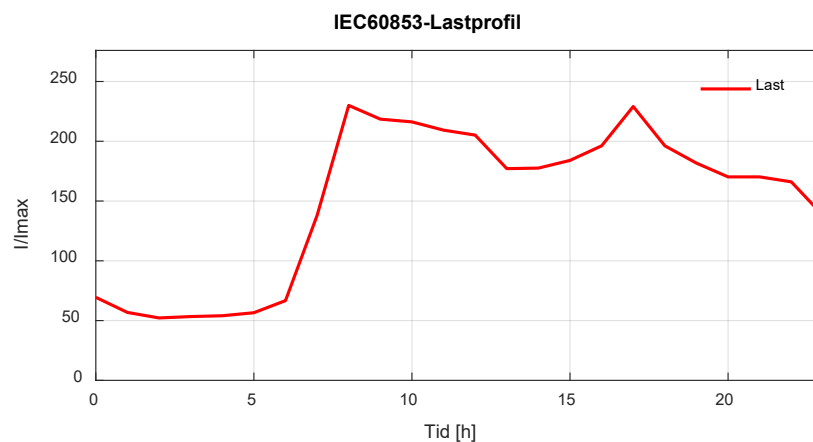
Figur 22. Ökning med 25 % istället för 15 % med uppmätt marktemperatur för året 2014. Detta resulterar i ungefär samma temperaturökning som med 15 % överlast och konstant marktemperatur.

Utifrån dessa resultat framgår det att det kan finnas stort utrymme att belasta kablar hårdare ifall temperaturgränser används istället för strömgränser. Det framgår också att det finns mycket outnyttjad kapacitet hos kabeln, framför allt under sommarhalvåret. Enligt resonemanget i avsnitt 4.1 finns det även ytterligare marginal under vinterhalvåret ifall marktemperaturen är lägre än 15 °C, vilket är det värde som normalt används vid den här typen av beräkningar.

Det bör noteras att marktemperaturdata och data på belastningsström är från olika temperaturzoner (zon III respektive zon IV). Syftet med dessa exempel är dock främst att illustrera möjliga nyttor med dynamisk belastbarhet, och resultaten bör inte ses som generella.

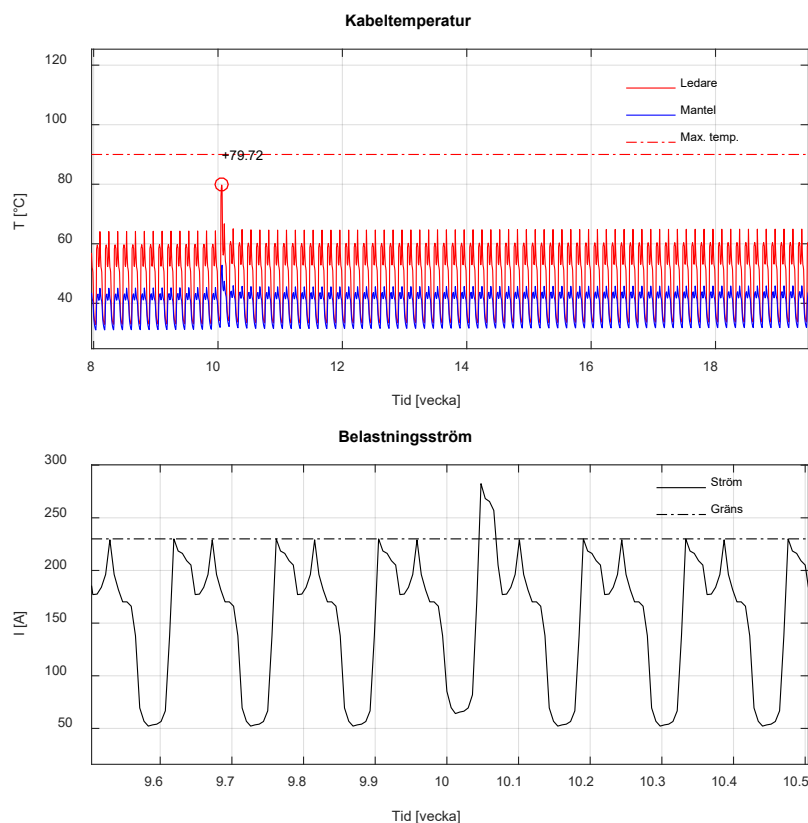
4.2.1 Exempel – reservdrift

Den här delen av fallstudien fokuserar på reservdrift, där kabeln belastas hårdare under en begränsad period. För att illustrera detta används en lastkurva hämtad från IEC 60853 [16], vilken visas i Figur 23. Lastprofilen antas gälla alla dagar, d.v.s. ingen hänsyn tas till skillnaden mellan vardagar och helgdagar. Lastprofilen har upprepats ett flertal gånger för att erhålla en tidsperiod på 20 veckor. I det här fallet har det antagits att lastströmmens högsta värde är 230 A. Ett reservdriftfall simuleras genom att lasten ökas med ungefär 23 % i 12 timmar. Siffran har valts efter ett verkligt reservdriftfall i ett svenskt distributionsnät.



Figur 23. Lastkurva från IEC 60853. Strömmen anges som per unit av märkström.

Figur 24 visar den resulterande temperaturen för det studerade fallet. Lasten når upp till cirka 282 A och kabeltemperaturen når ett maxvärde på cirka 80 °C, varför det inte finns någon risk för accelererad åldring i detta fall. Om reservdriftläget varar dubbelt så länge (24 timmar) stiger kabeltemperaturen till cirka 88 °C vilket fortfarande ligger under temperaturgränsen.



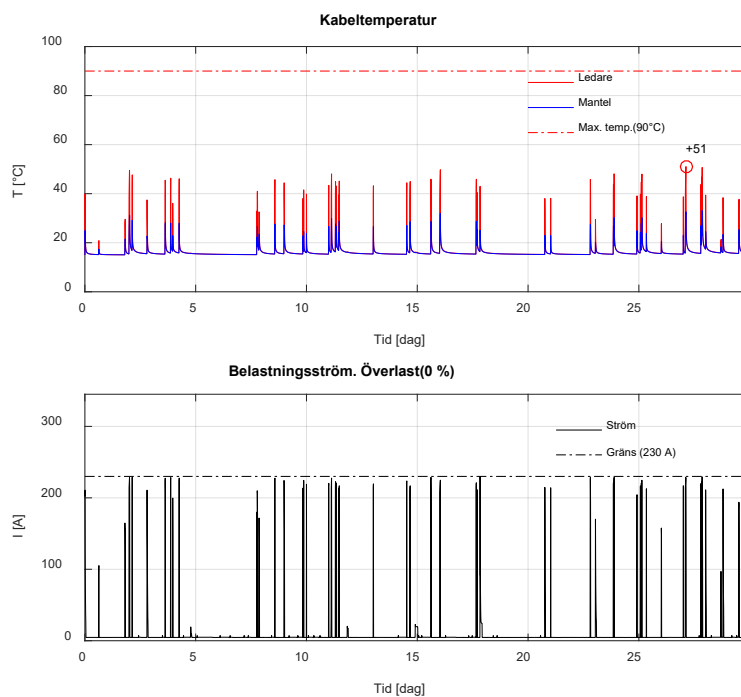
Figur 24. Temperatur och ström vid reservdriftfall.

Resultatet indikerar att det kan finnas utrymme att belasta en kabel hårdare under reservdrift för att t.ex. undvika användandet av lokala elverk.

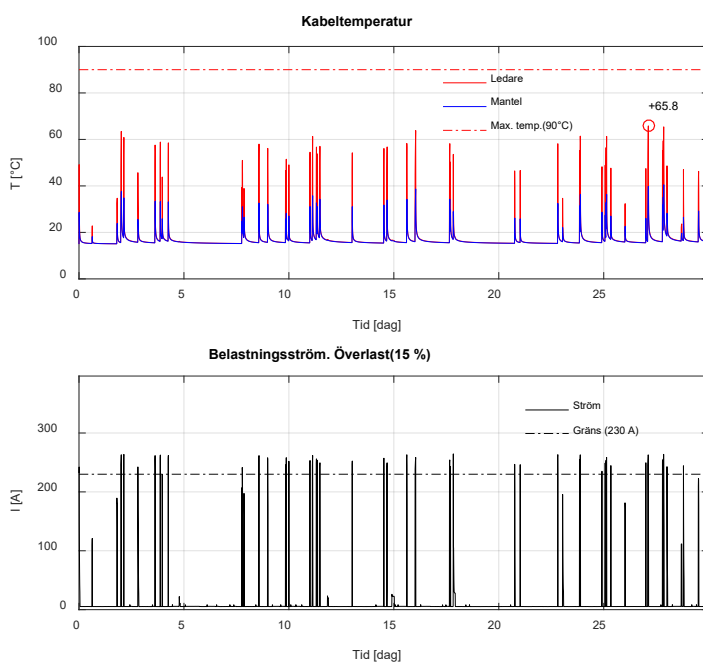
4.2.2 Exempel – elbilsaddning

Den här delen av fallstudien fokuserar på snabbladdning av elbilar och hur detta påverkar värmeutvecklingen i kablar. Data har erhållits från en av medlemmarna i projektets referensgrupp. De studerade mätningarna sträcker sig över cirka en månad och används i temperaturmodellen och den resulterande temperaturen illustreras i Figur 25. En konstant marktemperatur har använts i simuleringarna. Som i de tidigare studerade fallen har lastströmmen skalats om så att det högsta värdet blir 230 A. Vid snabbladdning uppvisar lastströmmen tydliga spikar vilka också resulterar i spikar i temperaturen.

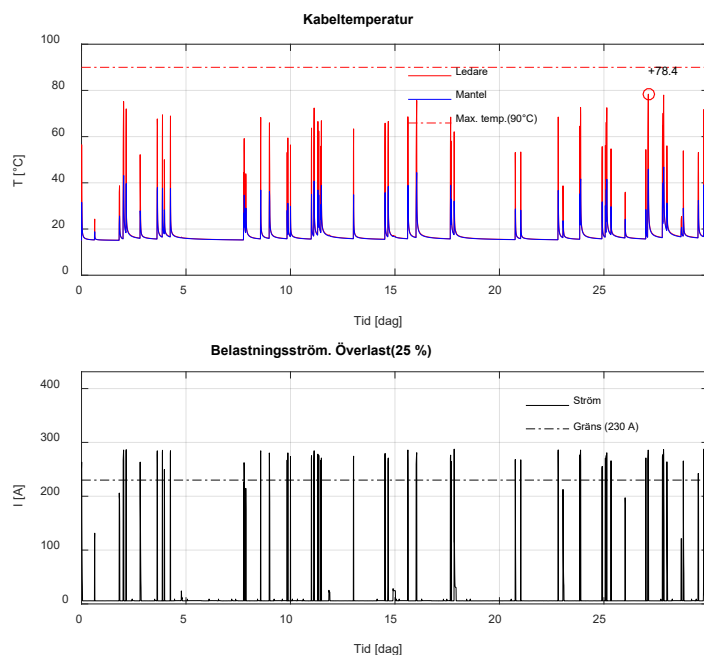
Figur 26, Figur 27, och Figur 28 visar några fall där det antas att strömmen stiger över märkvärdet (230 A) med respektive 15, 25, och 35 %. Vid 35 % överlast ligger temperaturen över temperaturgränsen vid flera tillfällen.



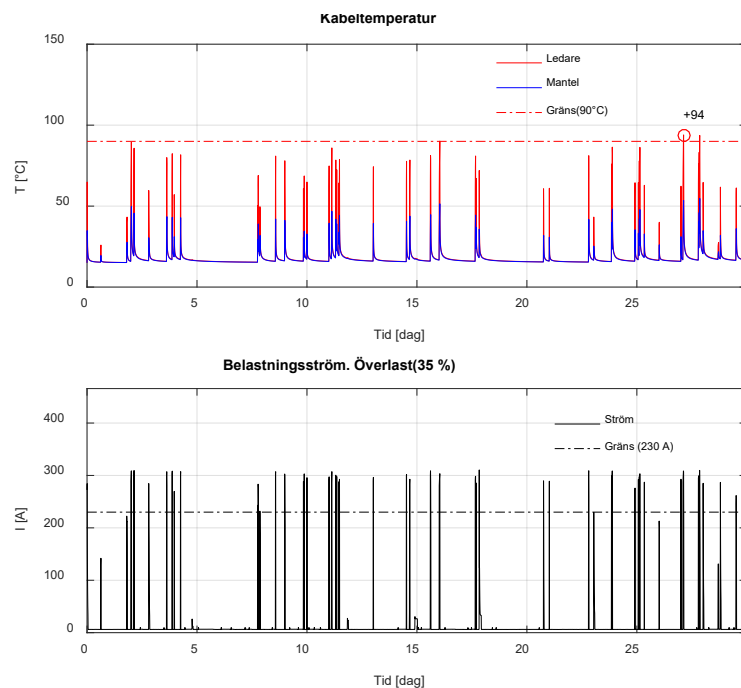
Figur 25. Snabbladdning under en månad.



Figur 26. Snabbladdning under en månad. (Kontant marktemperatur 15 °C). Överlast 15 %.

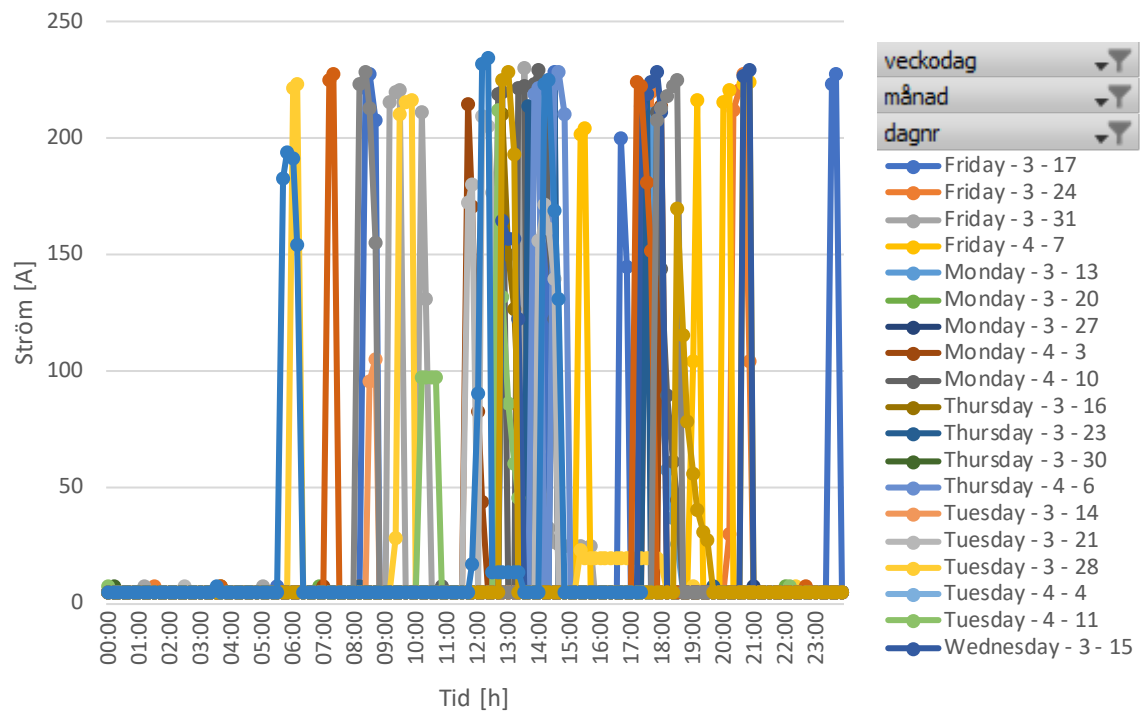


Figur 27. Snabbladdning under en månad. (Kontant marktemperatur 15°C). Överlast 25 %.

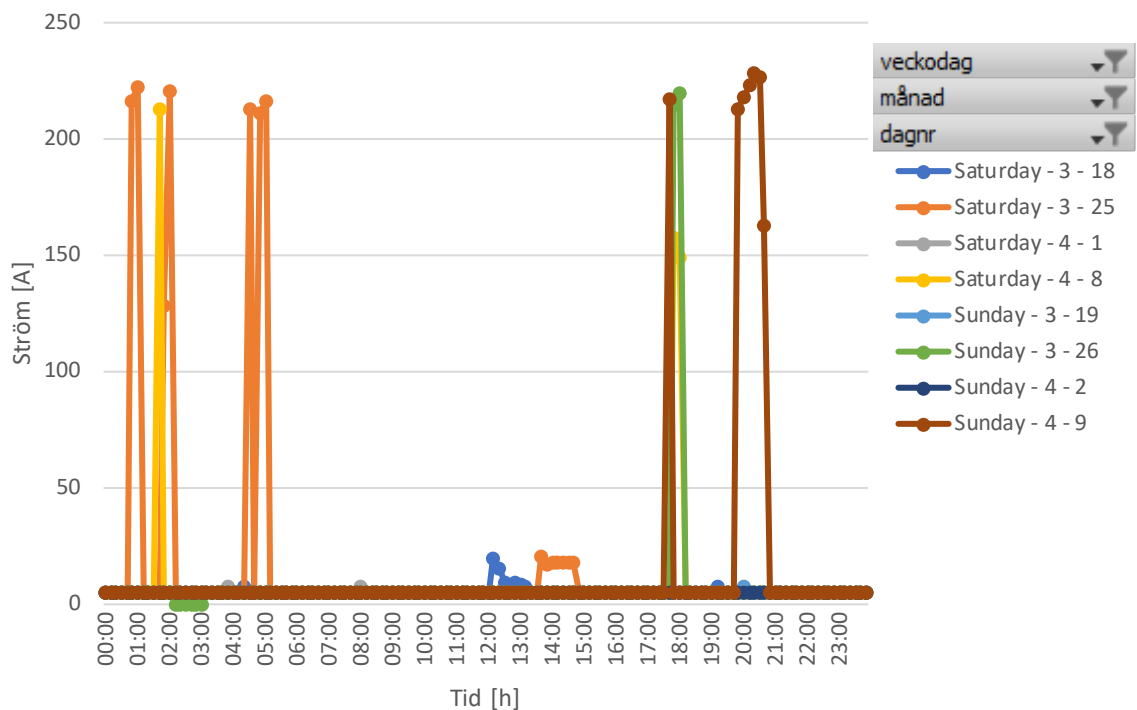


Figur 28. Snabbladdning under en månad. (Kontant marktemperatur 15°C). Överlast 35 %.

Figur 29 och Figur 30 visar erhållna data på snabbladdning uppdelat i vardagar och helgdagar. I det här specifika fallet sker de flesta laddningarna på vardagar mellan klockan 5 och 21, och det finns ett antal perioder (nattetid och på helgen) då kabeln kan hinna återhämta sig. Det bör observeras att denna analys är baserad på en begränsad mängd data, varför resultaten inte ska ses som generella.

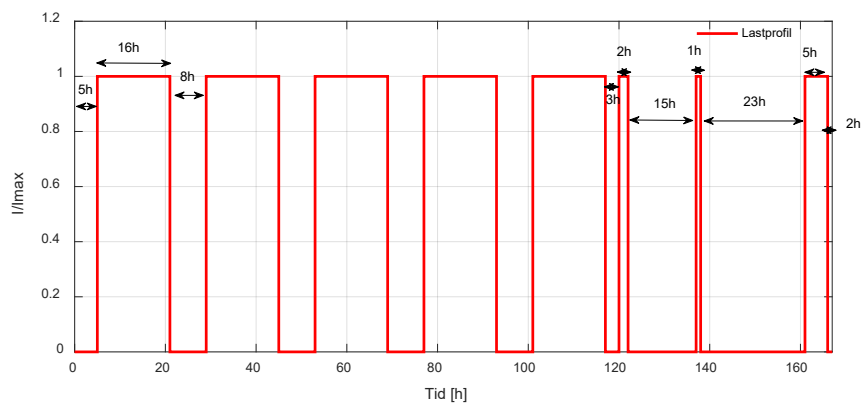


Figur 29. Elbilsaddning på vardagar.

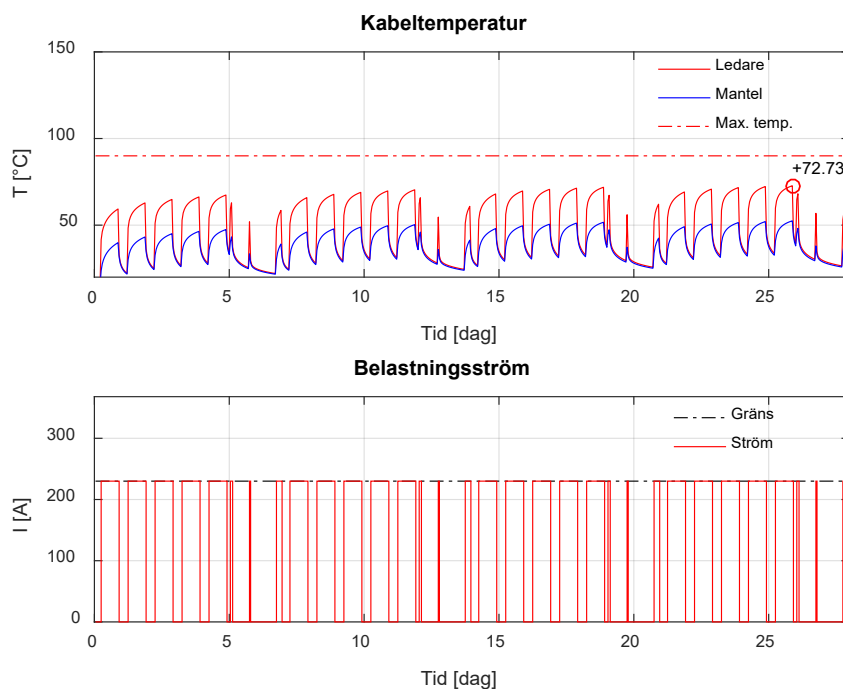


Figur 30. Elbilsaddning på helgdagar.

Utifrån detta har en hypotetisk lastprofil tagits fram, vilken visas i Figur 31. Den resulterande temperaturen för en sådan lastprofil visas i Figur 32.

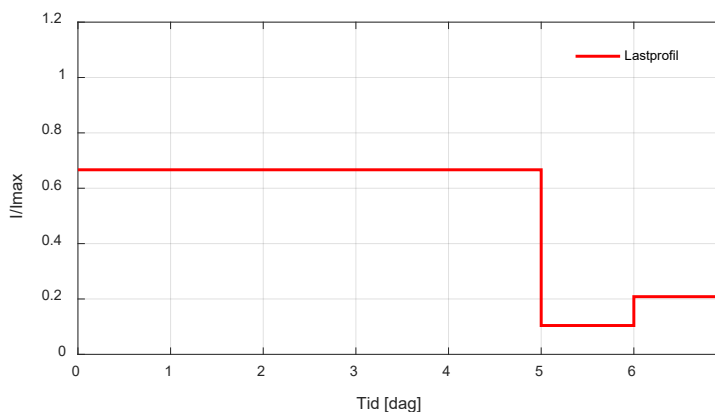


Figur 31. Genererad lastprofil för snabbbladdning baserad på Figur 29 och Figur 30. Strömmen visas som per unit av I_{max} .



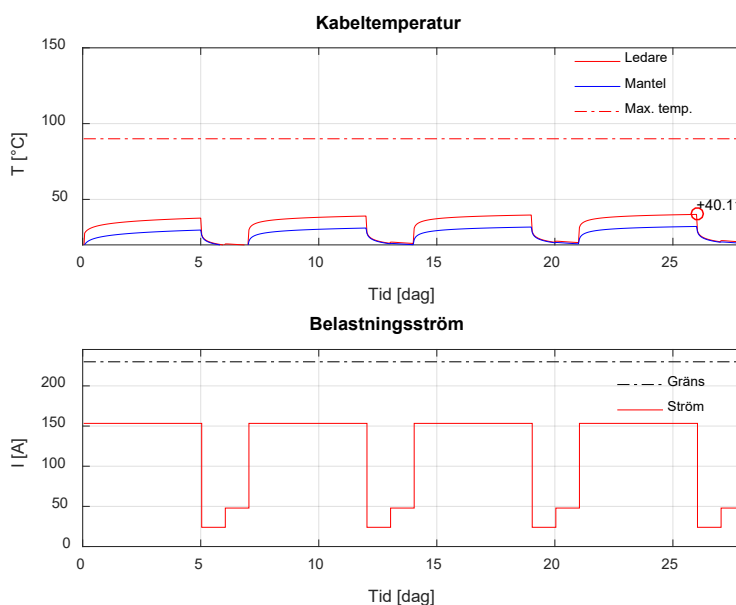
Figur 32. Temperaturrepons under 4 veckor med en genererad profil för snabbbladdning.

I detta fall når temperaturen cirka 73 °C. För jämförelse har en hypotetisk lastprofil för smartladdning tagits fram där samma energi levereras, men under en längre tid. Den genererade lastprofilen visas i Figur 33.



Figur 33. Genererad lastprofil för smartladdning. Strömmen visas som per unit av I_{max} .

Den resulterande kabeltemperaturen för denna lastprofil under en period av fyra veckor visas i Figur 34.



Figur 34. Temperaturrepons under 4 veckor med en genererad profil för smartladdning.

I detta fall når temperaturen cirka $40^{\circ}C$, vilket är avsevärt lägre än för fallet med snabbbladdning, trots att samma energi överförs under samma tidsperiod.

4.3 EXEMPEL PÅ TERMISK ÅLDNING

I de fall som studerats i avsnitt 4.1 samt 4.2 är utnyttjandegraden av kabeln låg. Kombinerat med resonemanget i avsnitt 2.4.2 framgår det då att den faktiska termiska livslängden hos kabeln kan vara längre än vad man har planerat för, vilket också borde öka möjligheterna att överbelasta kabeln temporärt. Då termisk åldring är ett exponentiellt förhållande kommer dock åldringstakten att öka

kraftigt med ökande temperatur, varför den ökade livslängd en kabel "samlad ihop" under en viss tidsperiod snabbt kan förbrukas om man driver kabeln för hårt. I Tabell 6 presenteras ett antal beräkningsexempel som undersöker hur mycket livslängd som förloras vid olika överlastscenarier, baserat på sambanden i avsnitt 2.4.2.

Tabell 6. Estimerad Arrhenius-åldring vid olika temperaturer under en period på en timme. Kabelns nominella livslängd är 30 år, vilket motsvarar ca 263 000 h.

Temperatur [°C]	Arrhenius-åldring under 1h [h]
150	248
130	47,4
120	19,4
110	7,61
105	4,68
100	2,84
95	1,7
90	1
80	0,33
60	0,03
50	0,01

Detta innebär i praktiken att en kabel som har en temperatur på 105 °C (relativt en märktemperatur på 90 °C) åldras 4,68 timmar per drifttimme. På motsvarande sätt åldras kabeln långsammare vid temperaturer under 90 grader.

5 Diskussion och slutsatser

5.1 VÄRMEUTVECKLING I KABLAR

Som beskrivs i avsnitt 2 påverkas temperaturen hos en kabel av flera olika faktorer som marktemperatur, belastningsström och förläggning. Vid beräkning av kablers belastbarhet används normalt sett standardvärden på t.ex. marktemperatur.

Det finns i huvudsak två tillvägagångssätt för att beräkna en kabels temperatur, vilka skiljer sig i komplexitet och vad gäller indata. Den så kallade π -modellen gör det möjligt att använda vanlig kretsteori för att beräkna temperaturen. Den lämpar sig för generella fall då man vill studera en kabels termiska respons på en förändring i belastningsströmmen. Vid mer specifika fall, t.ex. då en kabel är förlagd nära andra värmekällor, är FEM-metoden att föredra. Den är dock mer beräkningstung än π -modellen.

5.2 DYNAMISKA GRÄNSER BASERAT PÅ ESTIMERING AV MARKTEMPERATUR

Marktemperaturen är en viktig parameter vid beräkning av kablers belastningsförmåga. Den här studien har visat att det går att estimerar marktemperaturen utifrån lufttemperaturen med hjälp av relativt enkla medel, och i avsnitt 4.1 framkom det att det finns goda skäl att införa säsongsbaserade strömgränser för kablar. Resultatet indikerar att det kan vara möjligt att öka belastningsförmågan med upp till 10 % under den period på året då lasten traditionellt är som störst. Som det nämndes i avsnitt 2.2.3 anser Svensk Standard att 1,0 Cm/W gäller som värmeresistivitet för de flesta markförhållanden i Sverige, där 2,5 Cm/W (som ofta används för lågspänningskablar) kan vara ett orimligt högt värde. Författarna av denna rapport rekommenderar att man vid kabelförläggning dokumenterar markförhållandena, t.ex. typ av mark (lerjord, sand, etc.) och förläggningsdjup. Denna information kan sedan användas för att ta fram ett förbättrat estimat av marktemperaturen och värmeresistiviteten. Det bör observeras att framtida förändringar i förbrukning och generering (t.ex. med en stor andel förnyelsebara energikällor eller elbilar) kommer att påverka möjligheterna att tillämpa denna metodik då det inte är säkert att den högsta strömmen genom kabeln inträffar under samma årstid som den lägsta marktemperaturen.

5.3 TEMPERATUR- VS STRÖMGRÄNSER

Exemplen i avsnitt 4.2 påvisade att det är möjligt att belasta befintliga kablar hårdare ifall temperaturen används som prestandamått istället för strömmen. Detta gör att man t.ex. kan undvika användandet av lokala elverk vid reservdrift, eller att undvika nyinvesteringar under en övergångsperiod tills andra lösningar är på plats. I kombination med resonemanget i avsnitt 4.1 har en möjlig ökning av belastbarheten med 25 % noterats under den period på året då lasten är som högst, utan någon risk för accelererad åldring.

5.4 KABLARS TERMISKA LIVSLÄNGD

Huvudkällan till åldring hos kablar är termisk påfrestning av kabelisolationen. Arrhenius samband beskriver hur isolationen åldras beroende på vilken temperatur den utsätts för. Arrhenius-åldring (och således den termiska livslängden) går att estimeras med hjälp av den nominella livslängden, given för en viss märkström och temperatur, samt isolationsmaterialets aktiveringsenergi (se Tabell 3 för PEX). I den här rapporten har författarna valt att fokusera på PEX-isolerade markkablar, då detta är den typ av kablar som är vanligast vid nya installationer idag. För att undersöka åldring hos andra isoleringsmaterial som t.ex. PVC kan man utgå från resultaten av accelererade åldringstester på samma sätt som för PEX.

Utifrån sambanden i avsnitt 2.4.2 samt resultatet i avsnitt 4.3 framgår det att den faktiska termiska livslängden hos en kabel kan vara längre än den förväntade livslängden, under förutsättning att drifttemperaturen är lägre än märktemperaturen. Som ett exempel kommer en kabel med en drifttemperatur på 80 °C (relativt en märktemperatur på 90 °C) att åldras ungefär en tredjedel så snabbt. I de studerade fallen har temperaturen sällan legat över gränsen, men ifall samma kabel skulle ha en drifttemperatur på exempelvis 105 °C i 8 timmar innebär detta en förlorad livslängd på ca 30 timmar.

5.5 INTEGRATION AV SYSTEM FÖR DYNAMISK BELASTBARHET I DRIFTEN

Utifrån erfarenheter av dynamisk belastbarhet för kablar (se avsnitt 3) kan det konstateras att system för dynamisk belastbarhet bör introduceras i befintliga SCADA-system för att nå sin fulla potential. En sådan integrering gör det möjligt att få in dynamisk belastbarhet som ett naturligt inslag i driften av systemet, vilket även gör det möjligt att öka acceptansen av dynamisk belastbarhet hos operatörer. Ifall system för dynamisk belastningsförmåga är separata från driften finns en stor risk att dessa system inte används.

5.6 DYNAMISK BELASTBARHET FÖR TRANSFORMATORER

I denna rapport ligger fokus på kablar, men för att kunna utnyttja hela potentialen av dynamisk belastbarhet måste även andra seriekomponenter tas hänsyn till, så som transformatorer. På motsvarande sätt som för kablar kommer en högre temperatur att minska livslängden hos transformatorer, då en högre temperatur innebär en accelererad nedbrytning av isolationen. Det finns termiska modeller för transformatorer beskrivna i t.ex. IEC 60076-7 [39], och det finns ett antal publikationer på området, t.ex. [40] [41] [42].

Ett antal tillverkare erbjuder övervakningssystem för transformatorer baserade på dessa termiska modeller, t.ex. [43].

5.7 BEGRÄNSNINGAR

De modeller och exempel som tas upp i denna rapport tar inte hänsyn till potentiella lokala hotspots längs kabeln, vilka kan uppstå vid kabelavslut där kabeln kommer upp ur marken, vid korsande kablar eller vid andra yttre faktorer, så som fjärrvärmeinstallationer. Detta kan utgöra en begränsande faktor för belastbarheten.

Ifall en kabel överbelastas måste den fortfarande klara de krav som gäller med avseende på maximal temperatur vid ett fel. Detta har inte undersökts i denna rapport, men de framtagna modellerna kan utökas för att studera hur den maximala temperaturen vid ett fel påverkas av drifttemperaturen precis innan felet inträffar.

6 Rekommendationer och fortsatta studier

Projektet har följande rekommendationer:

- Istället för märkström bör man (så långt det är möjligt) använda kabeltemperaturen som prestandamått [38], detta för att undvika fiktiva flaskhalsar t.ex. vid integrering av förnybara energikällor.
- Man bör vid förläggning av nya kablar notera marktyp, förläggningsförhållanden samt eventuella yttre faktorer som kan påverka temperaturen lokalt (t.ex. korsande kablar, fjärrvärmerör).

Projektet ser följande möjligheter till fortsatt arbete:

- Det finns belägg för att utnyttjandegraden i systemet är låg (i vissa fall). Detta bör undersökas.
- Utökad studie där man studerar förhållandet mark-/lufttemperatur på olika platser i Sverige.
- Långtidsmätning av kabeltemperatur under olika förhållanden (kontinuerlig belastning, olika belastningsprofiler etc.). Detta kan sedan jämföras med de modeller som använts i detta projekt för att undersöka vilken detaljnivå i modelleringen som behövs.
- Studera åldring på motsvarande sätt för PVC- och pappersisolerade kablar.
- Undersöka hur framtida förändringar i lasten påverkar möjligheterna till att utnyttja dynamisk belastbarhet för kablar.
- Motsvarande studie för transformatorer.

Något som inte har beaktats i den här rapporten är kostnaden för en möjligt ökad belastbarhet. Om en kabel belastas hårdare kommer förlusterna att öka. En ökad belastning innebär samtidigt en högre drifttemperatur, vilket kan leda till en minskad livslängd. Detta medför en ytterligare kostnad som är värd att undersöka och kvantifiera.

7 Referenser

- [1] J. Tjäder och N. Etherden, "Bedömning av risker vid implementering av dynamisk belastbarhet," Elforsk, 2015.
- [2] Y. He, "Study and analysis of distribution equipment reliability data," Elforsk, 2010.
- [3] A. Dernfalk, "Haveriundersökningar av kablar och tillbehör - Sammanställning och rekommendationer," STRI, 2012.
- [4] Nexans, "60-500 kV High Voltage Underground Power Cables - XLPE insulated cables".
- [5] G. J. Anders, Rating of electric power cables: ampacity computations for transmission, distribution, and industrial applications, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1997.
- [6] R. Bartnikas och K. D. Srivastava, Power and communication cables, McGraw-Hill, 2000.
- [7] R. Gorur och W. Jewell, "A novel approach for prioritizing maintenance of underground cables," *Power Systems Engineering Research Center, PSERC Publication*, pp. 06--40, 2006.
- [8] K.-J. Andersson, "Komponentuppdelning av elnätet på lokalnivå," 2008.
- [9] D. W. Pryer och P. F. Gale, Electrical Engineer's Reference Book (Fifteenth Edition). Pages: 23/1 - 23/43, Oxford: Newnes, 1993.
- [10] D. Karlsson, F. J. Sollerkvist och J. Lundquist, "A comparison of XLPE cables and overhead lines," STRI, 2001.
- [11] NKT Cables, "Kraftkabelhandboken från NKT cables," [Online]. Available: https://issuu.com/nktcables/docs/nkt_kraftkabelhandboken. [Använd 20 04 2017].
- [12] K. Malmedal, C. Bates och D. Cain, "The Heat and Buried Cable Conundrum: A Method to Help Determine Underground Cable Ampacity," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 22, nr 5, pp. 20--31, 2016.
- [13] International Electrotechnical Commission (IEC), "Electric cables - Calculation of the current rating. Part 3-1: Sections on operating conditions - Reference operating conditions and selection of cable type," 1999.
- [14] Svensk Standard, SS, "424 14 24,,," *Kraftkablar--Dimensionering av kablar med märkspänning högst 0,6/1 kV med hänsyn till belastningsförmåga, skydd mot överlast och skydd vid kortslutning*, nr 6, 2005.
- [15] Nexans, Kabelboken. Eldistribution - Installation.
- [16] International Electrotechnical Commission (IEC), "IEC 60853-2. Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30(36) kV and emergency ratings for cables of all voltages," IEC, Geneva, Switzerland, 1989.
- [17] P. A. Wallace, M. Alsharif, D. Hepburn och C. Zhou, Failure Modes of Underground MV Cables: Electrical and Thermal Modelling, 2009.

- [18] G. J. Anders och I. o. E. a. E. Engineers, Rating of electric power cables in unfavorable thermal environment, Wiley, 2005.
- [19] EPRI, "Increased Power Flow Guidebook - Underground Cables," EPRI, Palo Alto, CA, 2003.
- [20] P. Cygan och J. R. Laghari, "Models for insulation aging under electrical and thermal multistress.," *IEEE*, vol. IEEE Transactions on Electrical Insulation, nr 25.5, pp. 923-934, 1990.
- [21] M. H. Shwehdi, M. A. Morsy och A. Abugurain, "Thermal aging tests on XLPE and PVC cable insulation materials of Saudi Arabia," i *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. Annual Report. Conference on* (pp. 176-180). *IEEE.* , 2003.
- [22] A. Sturchio, G. Fioriti, M. Pompili och B. Cauzillo, "Failure rates reduction in SmartGrid MV underground distribution cables: Influence of temperature," AEIT Annual Conference-From Research to Industry: The Need for a More Effective, 2015.
- [23] G. C. Montanari och G. Pattini, "Thermal Endurance Evaluation of Insulating Materials: A Theoretical and Experimental Analysis," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Vol. 1 av 2vol. EI-21, nr no. 1, pp. 69-77, Feb. 1986.
- [24] M. MöllerJensen, "Overload Capacity of Polymer Insulated Medium Voltage Cables," DTU, 2011.
- [25] C. Dang, J. L. Parpal och J. P. Crine, "Electrical aging of extruded dielectric cables: review of existing theories and data., , .," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 3, nr 2, pp. 237-247, 1996.
- [26] T. W. Dakin, "Transactions of the American Institute of Electrical Engineers," *Dakin, Thomas W*, vol. 67, nr 1, pp. 113-122, 1948.
- [27] J.-P. Crine, "A Molecular Approach to the Electrical Aging of XLPE Cables," i *Jicable*, 2007.
- [28] E. Brancato, "Insulation aging a historical and critical review," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 4, pp. 308--317, 1978.
- [29] G. Mazzanti och G. Montanari, "A comparison between XLPE and EPR as insulating materials for HV cables," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, nr 1, pp. 15--28, 1997.
- [30] General Cable, "www.generalcable.com.au," [Online]. Available: <http://www.generalcable.co.nz/getattachment/1e44846d-863c-458b-925c-ffdf59f725dd/Ageing-of-XLPE-Compounds.aspx>. [Använd 22 6 2017].
- [31] J. Cho, J. H. Kim, H. Lee, J. Kim, I. Song och J. Choi, "Development and improvement of an intelligent cable monitoring system for underground distribution networks using distributed temperature sensing.," *Energies*, 7(2), 1076-1094, 2014.
- [32] S.-H. Huang, W.-J. Lee och M.-T. Kuo, "An online dynamic cable rating system for an industrial power plant in the restructured electric market," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 43, nr 6, pp. 1449--1458, 2007.
- [33] G. J. Anders, A. Napieralski, M. Zubert och M. Orlikowski, "Advanced modeling techniques for dynamic feeder rating systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, nr 3, pp. 619--626, 2003.

- [34] S. T. Larsen, C. L. Ong-Hall och P. L. Stephenson, "Cable rating methods applied to a real-time cable system monitor," i *Power Cables and Accessories 10kV-500kV*, 1993., *Third International Conference on*, 1993.
- [35] R. Huang, "Dynamic rating for improved operational performance," University of Southampton, 2015.
- [36] [Online]. Available: <http://www.andeswireless.com/descargas/esp/VALCAP.pdf>. [Använd 17 04 2017].
- [37] J. P. Kjærgaard, C. Rasmussen, K. H. Søbrink, J. Näcker, R. Rössel, E. M. Leutner och S. Nyberg, "The new Storebælt HVDC project for interconnecting Eastern and Western Denmark," i *CIGRE 2008 B4-104*, 2008.
- [38] O. Lennerhag, G. Pinares, M. Bollen, G. Foskolos och T. Gafurov, "Performance Indicators for Quantifying the Ability of the Grid to Host Renewable Electricity Production," i *CIREN*, Glasgow, 2017.
- [39] IEC 60076-7, *Loading Guide for Oil-immersed Power Transformers*, 2005.
- [40] J. Lapworth, "Technical Brochure 659: Transformer thermal modelling," CIGRE WG A2.38, 2016.
- [41] D. Susa, "Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers," Helsinki University of Technology, 2005.
- [42] N. Rashid, "Short-time Overloading of Power Transformers," Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2011.
- [43] ABB, *Intelligent transformer monitoring system TEC*, 2011.
- [44] J. Monteith och M. Unsworth, *Principles of environmental physics: plants, animals, and the atmosphere*, Academic Press, 2013.
- [45] R. Pettersson, T. Kätterer, J. von Feilitzen och C. Bjelkås, "Växten & Marken," Sveriges lantbruksuniversitet, [Online]. Available: <http://www-vaxten.slu.se/marken/marktemperatur.htm>. [Använd 24 04 2017].
- [46] Nofziger, D.L. , "Soil Temperature Variations With Time and Depth," [Online]. Available: <http://soilphysics.okstate.edu/software/SoilTemperature/document.pdf>. [Använd 24 04 2017].
- [47] Dept. of Land and Water Resources Engineering, "COUP Model - Coupled heat and mass transfer model for soil-plant-atmosphere systems," [Online]. Available: <ftp://ftp.wsl.ch/pub/waldner/CoupModel.pdf>. [Använd 18 04 2017].
- [48] Statens energimyndighet, "Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2014 (Rapport ES 2015:07)," Statens energimyndighet, 2015.

Bilaga A: Marktemperaturmodellering

VÄRMELEDNING I MARKEN

Ekvationen nedan visar en förenklad beskrivning av värmeflödet i marken då man antar att markens egenskaper inte ändras med djupet [44].

$$\frac{\partial T}{\partial t} = - \left(\frac{k}{\rho c} \right) \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$$

T står för temperatur, t för tid, och z för avstånd. Vidare representerar parametrarna k den termiska konduktiviteten (W/m K), och produkten ρc den volymetriska värmekapaciteten för en viss typ av mark, med densitet ρ (kg/m³), och specifik värmekapacitet c (J/kg K).

TERMISK DIFFUSIVITET

Kvoten $\left(\frac{k}{\rho c}\right)$ kallas även för termisk diffusivitet, D (m²s⁻¹), och beror av den termiska resistiviteten och den volymetriska värmekapaciteten, vilka i sin tur varierar med markens fuktighetsinnehåll. Således varierar även D med markens fukthalt. Förhållandet mellan de sist nämnda parametrarna är mycket komplex, och sällan finns det tillräckligt specifik data för att kunna beräkna ett värde på D noggrant.

När markens termiska diffusivitet (D) är okänd används i regel $0,5 \cdot 10^{-6}$ m²/s som riktvärde [5]. Värdet är beräknat för 1,0 Km/W termisk resistivitet, och cirka 7 % markfuktighet. Om man istället känner till den termiska resistiviteten, så kan den termiska diffusiviteten beräknas approximativt med hjälp av följande samband [5]:

$$D = \frac{4,68}{k^{0.8}} \cdot 10^{-7}$$

MARKTEMPERATURMODELL

Lösningen till värmeledningsekvationen har beskrivits i detalj i [44, p. 613]. I det här arbetet har en omarbetad lösning använts, som visas i [45] och [46], där temperaturen i marken ges av:

$$T(z, t) = \bar{T} - T_0 e^{\left(-\frac{z}{d}\right)} \cos(\omega(t - t_f) - \frac{z}{d})$$

I ekvationen ovan representerar $\bar{T}$ luftens medeltemperatur (ovanför marken), och T_0 amplituden hos luftens temperaturvariation. Vidare ges vinkelfrekvensen av oscillationen, ω , av $\omega = \frac{2\pi}{T}$, där T är perioden. Perioden kan vara timmar på ett dygn, eller dagar på ett år. För dessa två exempelperioder kan ω skrivas som $\omega = \frac{2\pi}{24} \text{ tim}^{-1}$, respektive $\omega = \frac{2\pi}{365} \text{ dag}^{-1}$. t_f är en fasförskjutning, och t_f -värdet kan t.ex. motsvara den kallaste dagen på ett år räknat från den första januari [45]. Faktorn d kallas *damping depth*, och ändrar marktemperaturens amplitud och urfasning med djupet. Vidare beror d av den termiska diffusiviteten D och vinkelfrekvensen ω , och kan beräknas enligt följande samband:

$$d = \sqrt{\frac{2D}{\omega}}$$

LUFTTEMPERATURMODELL

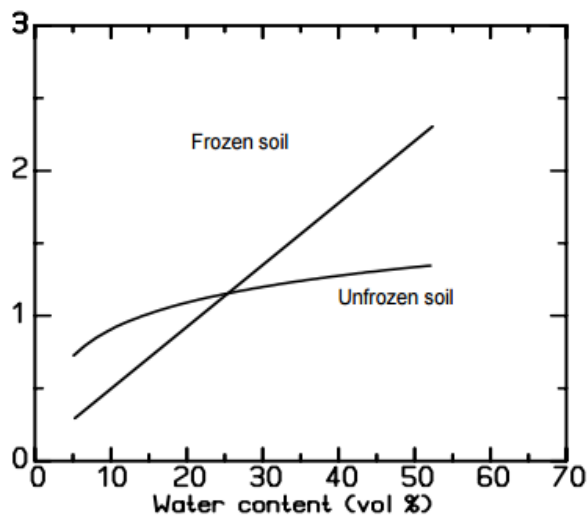
Observera att om $z = 0$ i uttrycket för marktemperatur erhålls

$$T(z, t) = \bar{T} - T_0 \cos(\omega(t - t_f)),$$

som kan användas för att beskriva temperaturvariationen över marken, det vill säga luftens dagliga eller årlig temperaturvariation.

Markens värmekonduktivitet

Figur 35 visar ett exempel av beroendet mellan värmeresistiviteten och markens fukthetsinnehåll [47] för frusen och icke-frusen mark.



Figur 35. Markens värmekonduktivitet [W/m K] som en funktion av fukthetsinnehållet för frusen och icke-frusen mark. Bilden är hämtad från (sida 25 i [47]).

Bilaga B: Värmeresistivitet för lågspänningskablar

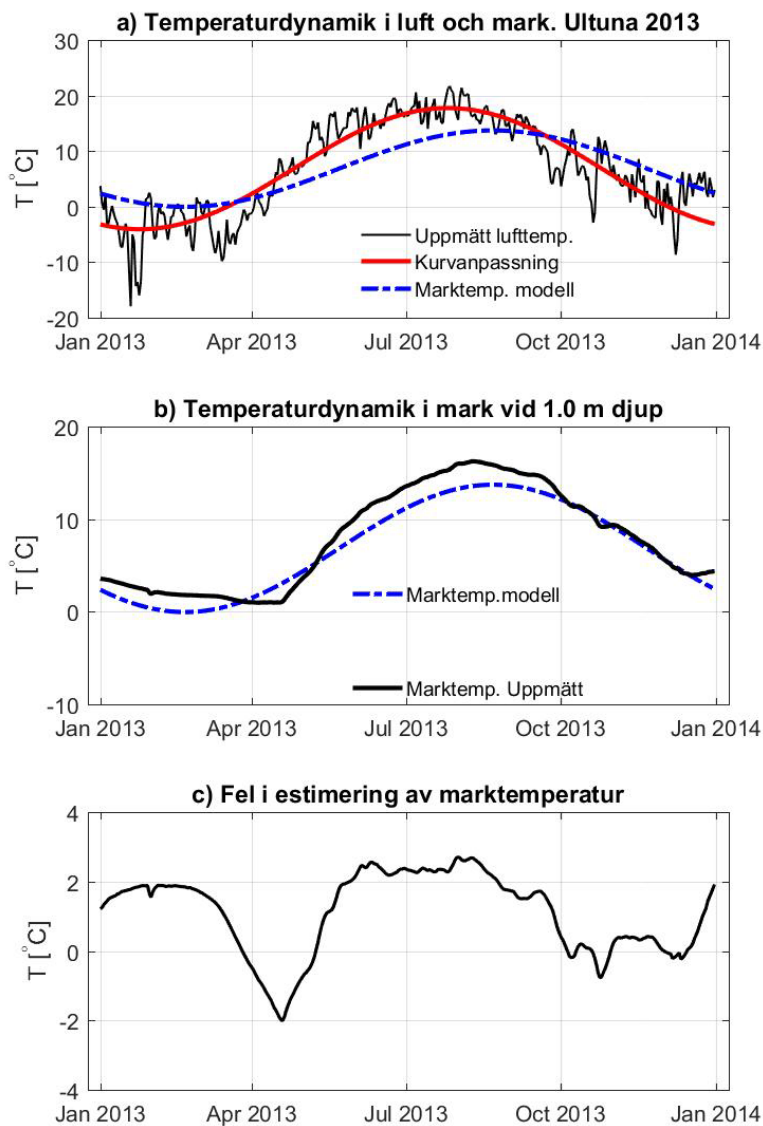
Tabell 7. Utdrag ur Tabell A.3 i Nexans kabelbok [15, p. 99]. Data gäller Förläggningssätt D2 (kablar direkt i mark), PEX-isolerad, Al-ledare.

Ledarsnittsarea [mm ²]	Strömvärde vid 1,0 Km/W - värmeresistivitet [A]	Strömvärde vid 2,5 Km/W - värmeresistivitet [A]	Skillnad [A]	Skillnad i % mot 2,5 Km/W
25	118	82	36	44%
35	143	98	45	46%
50	169	116	53	46%
70	208	142	66	46%
95	250	170	80	47%
120	286	194	92	47%
150	320	217	103	47%
185	365	247	118	48%
240	421	286	135	47%
300	482	326	156	48%

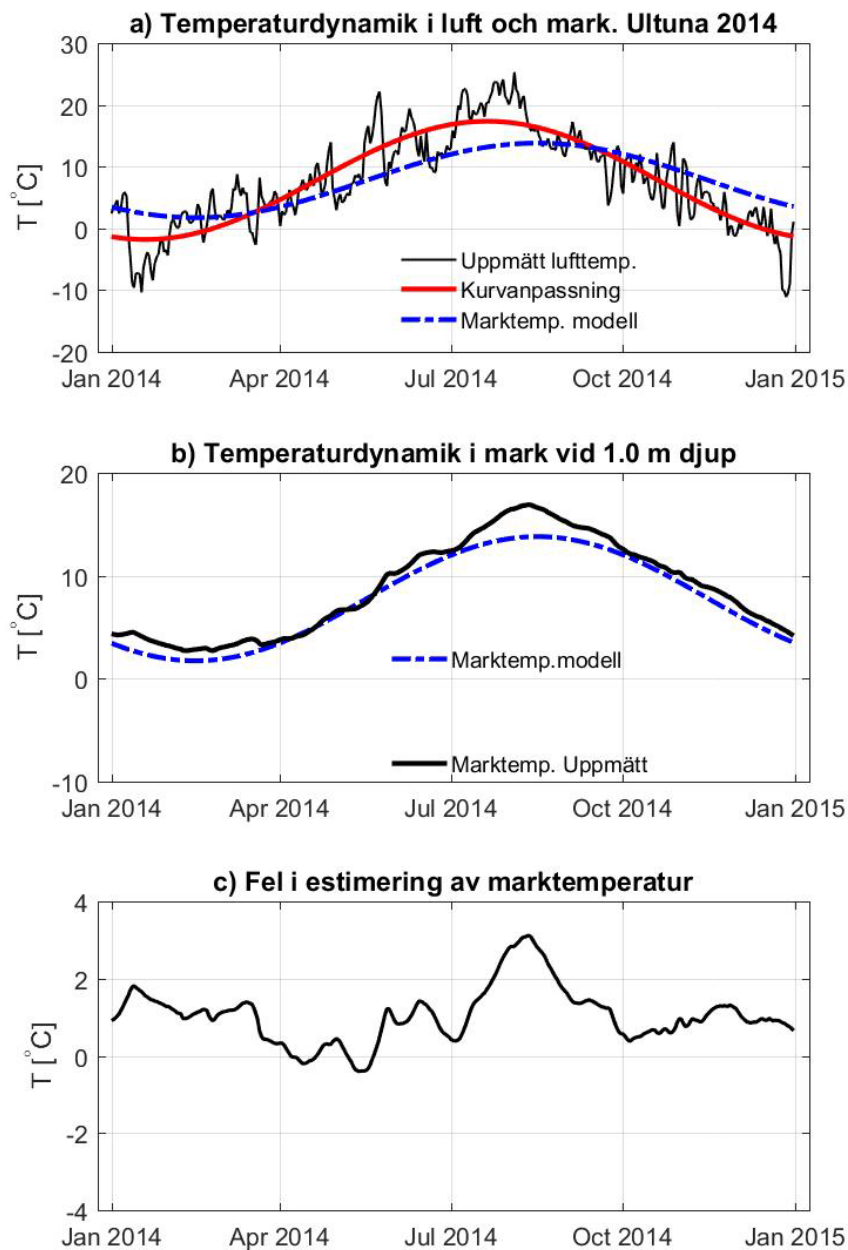
Tabell 8. Värdena är hämtade från NKTs kabelhandbok [11, p. 106] och Svensk Standard 424 14 24 utgåva 6 (värdena inom parentes) [14].

	Värmeresistivitet [Km/W]	Korrektionsfaktor	%
24 kV	0,7	1,10	10%
	1,0	1,00	0%
	1,2	0,92	-8%
	1,5	0,85	-15%
	2,0	0,75	-25%
	2,5	0,69	-31%
	3,0	0,63	-37%
1 kV	(0,5)	(1,88)	88%
	(0,8)	(1,62)	62%
	1,0	1,45	45%
	1,5	1,28	28%
	2,0	1,12	12%
	2,5	1,00	0%
	3,0	0,90	-10%

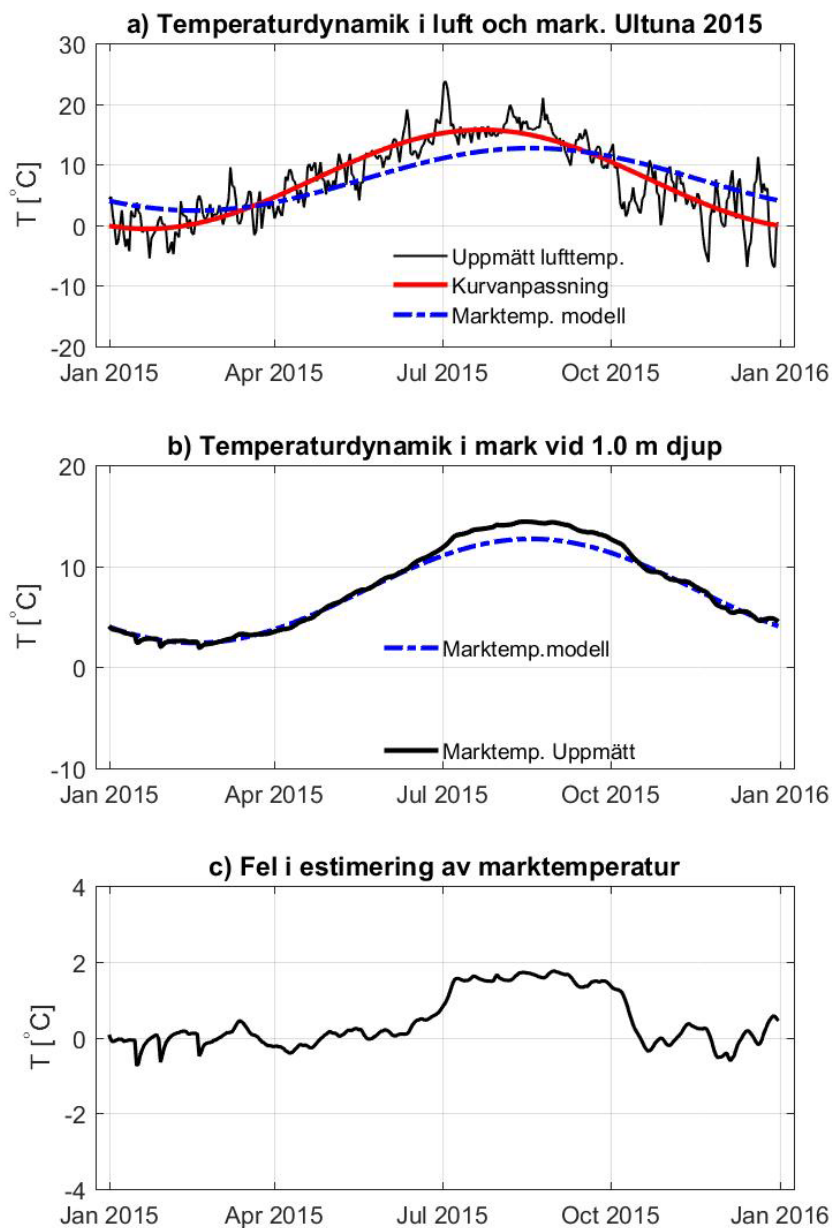
Bilaga C: Kurvanpassning till mätdata på årsbasis



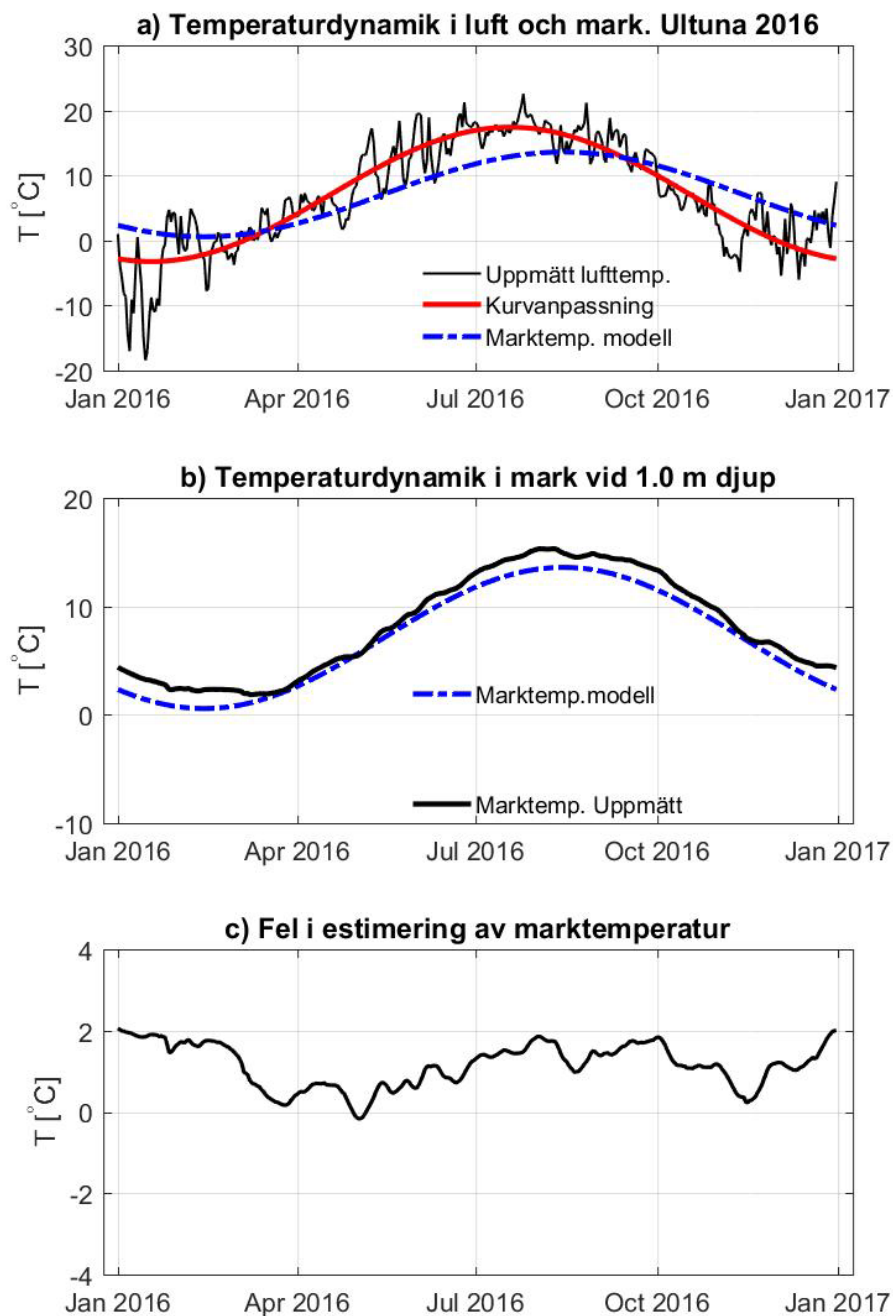
Figur 36. Estimering av temperatur i marken på en meters djup för ett års period. Mätdata är samlad från Ultuna väderstation under året 2013. a) Uppmätt lufttemperatur och sinusformad kurvanpassning med medeltemperaturen $6,8^{\circ}\text{C}$, 11°C amplitud, och 24 dagars färförskjutning. Här visas även estimeringen av marktemperaturen vid 1.0 m djup, med motsvarande $6,9^{\circ}\text{C}$ amplitud, och 51 dagars färförskjutning. b) Jämförelse mellan modellerad marktemperatur vid 1,0 m djup och uppmätt marktemperatur vid samma djup. c) Fel i marktemperaturestimering.



Figur 37. Estimering av temperatur i marken på en meters djup för ett års period. Mätdata är samlade från Ultuna väderstation under året 2014. a) Uppmätt lufttemperatur och sinusformad kurvanpassning med medeltemperaturen $7,8^{\circ}\text{C}$, $9,6^{\circ}\text{C}$ amplitud, och 19 dagars fasförskjutning. Här visas även estimeringen av marktemperatur vid 1.0 m djup, med motsvarande $6,0^{\circ}\text{C}$ amplitud, och 45 dagars fasförskjutning. b) Jämförelse mellan modellerad marktemperatur vid 1,0 m djup och uppmätt marktemperatur vid samma djup. c) Fel i marktemperaturestimering.



Figur 38. Estimering av temperatur i marken på en meters djup för ett års period. Mätdata är samlade från Ultuna väderstation under året 2015. a) Uppmätt lufttemperatur och sinusformad kurvanpassning med medeltemperaturen $7,6^{\circ}\text{C}$, $8,2^{\circ}\text{C}$ amplitud, och 21 dagars fasförskjutning. Här visas även estimeringen av marktemperatur vid 1.0 m djup, med motsvarande $5,1^{\circ}\text{C}$ amplitud, och 47 dagars fasförskjutning. b) Jämförelse mellan modellerad marktemperatur vid 1,0 m djup och uppmätt marktemperatur vid samma djup. c) Fel i marktemperaturestimering.

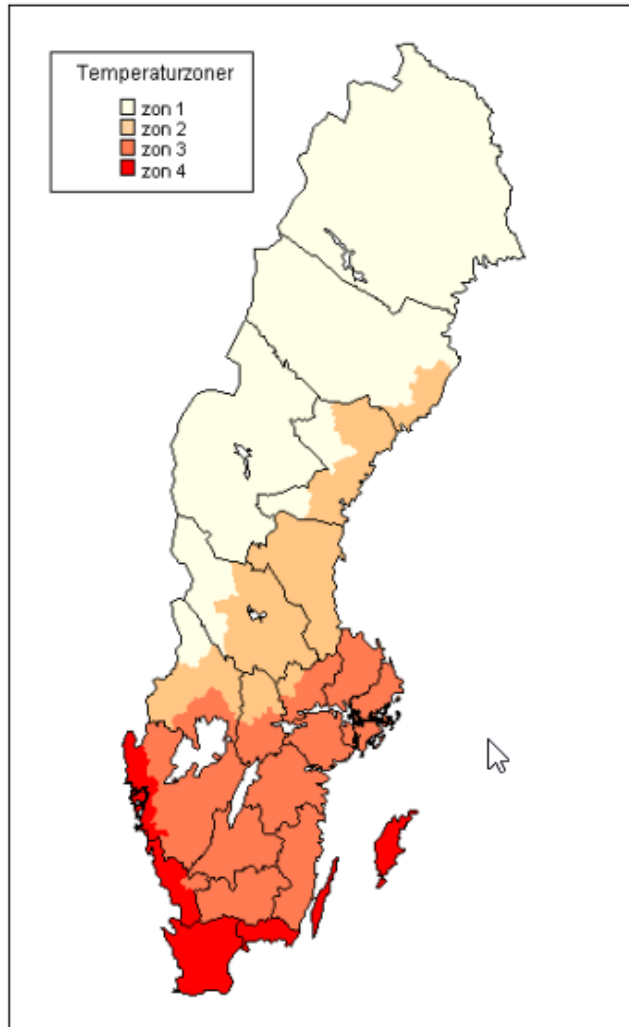


Figur 39. Estimering av temperatur i marken på en meters djup för ett års period. Mätdata är samlade från Ultuna väderstation under året 2016. a) Uppmätt lufttemperatur och sinusformad kurvanpassning med medeltemperaturen $7,1^{\circ}\text{C}$, 10°C amplitud, och 17 dagars fasförskjutning. Här visas även estimeringen av marktemperatur vid 1.0 m djup, med motsvarande $6,5^{\circ}\text{C}$ amplitud, och 44 dagars fasförskjutning. b) Jämförelse mellan modellerad marktemperatur vid 1,0 m djup och uppmätt marktemperatur vid samma djup. c) Fel i marktemperaturestimering.

Tabell 9. Högsta avvikelse per kvartal och år, samt högsta medelavvikelse per kvartal och år. (Kurvpassning med varje år för sig)

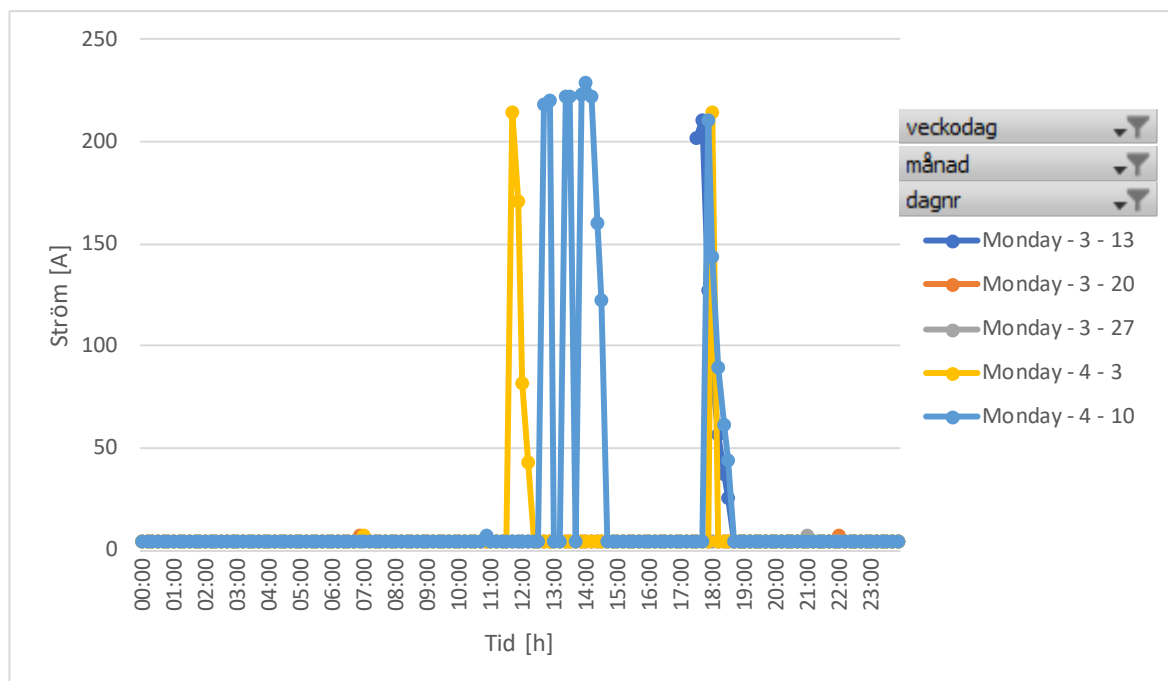
Tidperiod	Högsta avvikelse	Medelavvikelse
Jan-Mars	2,06 (år 2016)	1,43 (år 2013)
April-Juni	2,56 (år 2013)	0,66 (år 2013)
Juli-Sept	3,11 (år 2014)	1,77 (år 2014)
Sept-Dec	1,99 (år 2016)	1,11 (år 2016)

Bilaga D: Klimatzoner i Sverige

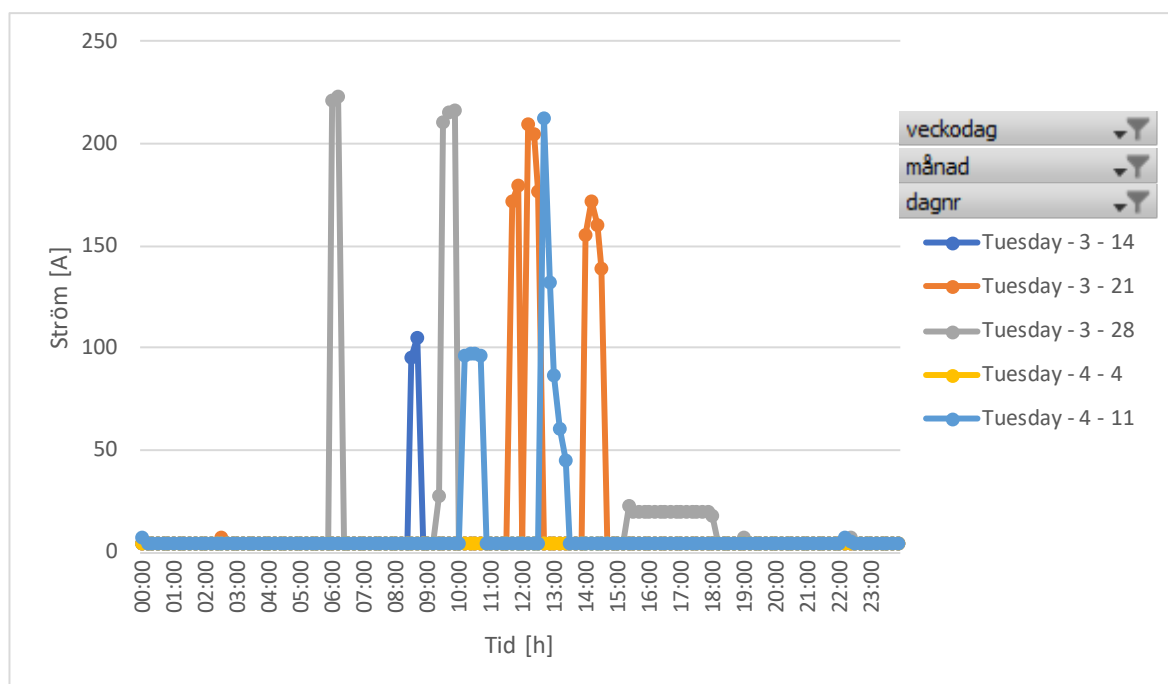


Figur 40. Temperaturzoner i Sverige baserad på årsmedeltemperaturer. Bildens ursprung hittas i [48, p. 31].

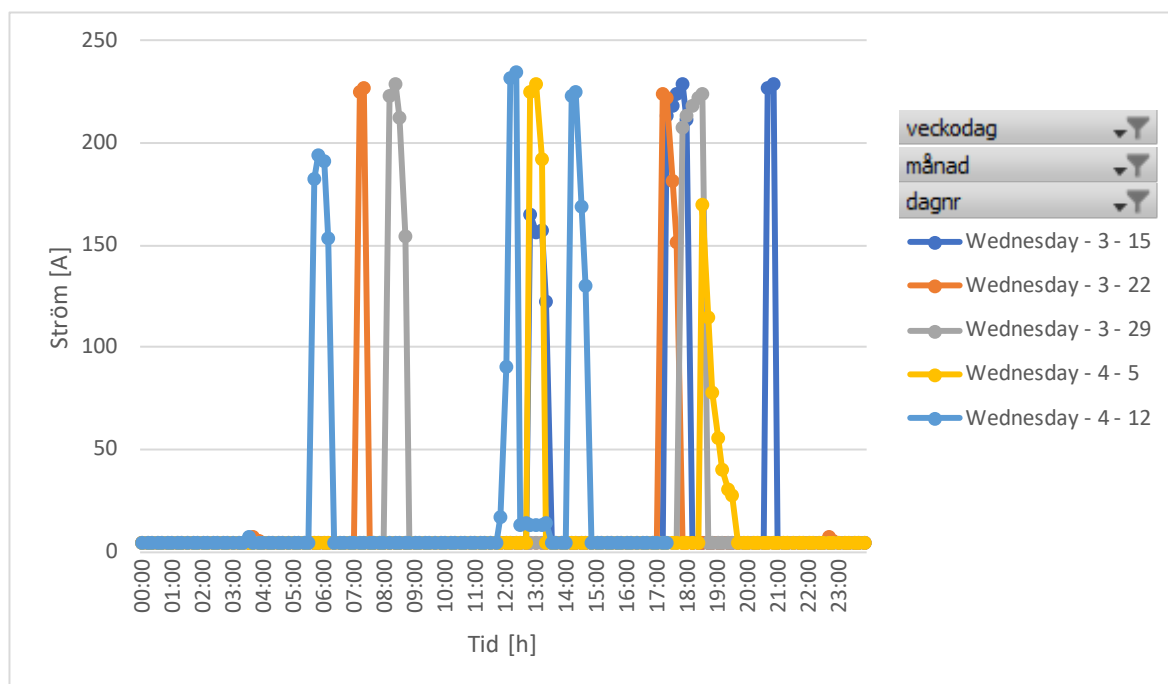
Bilaga E: Laddprofil per veckodag



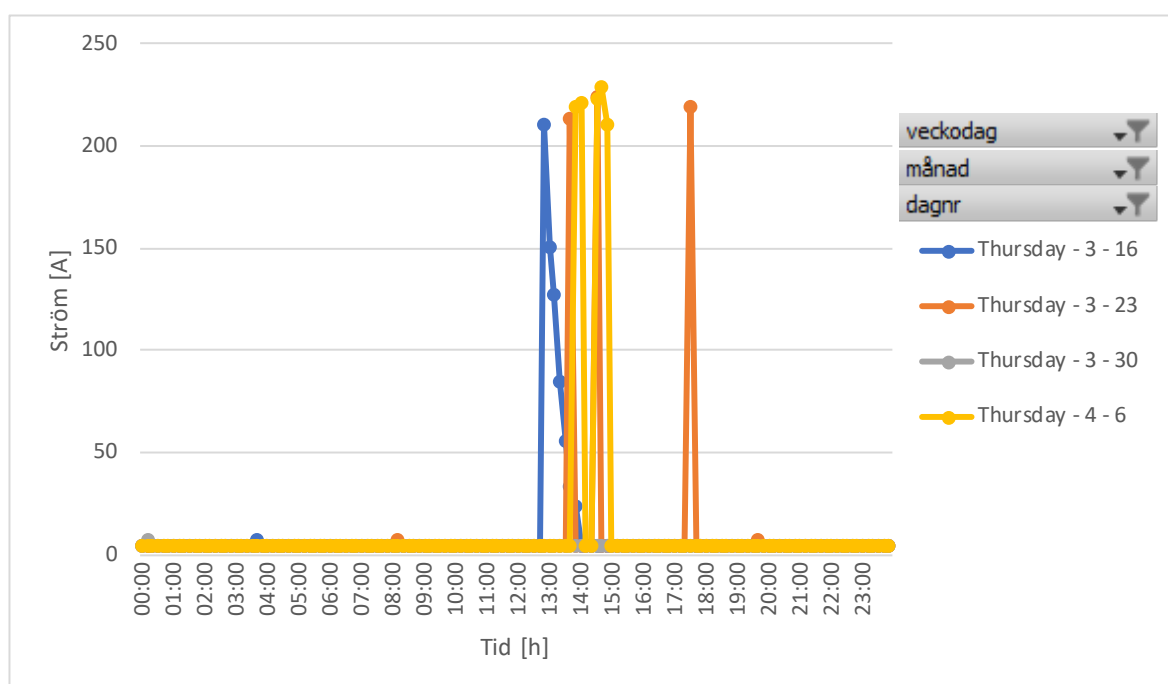
Figur 41. Elbilsaddning måndagar. Dataserien börjar måndag 13/3 kl.17:30.



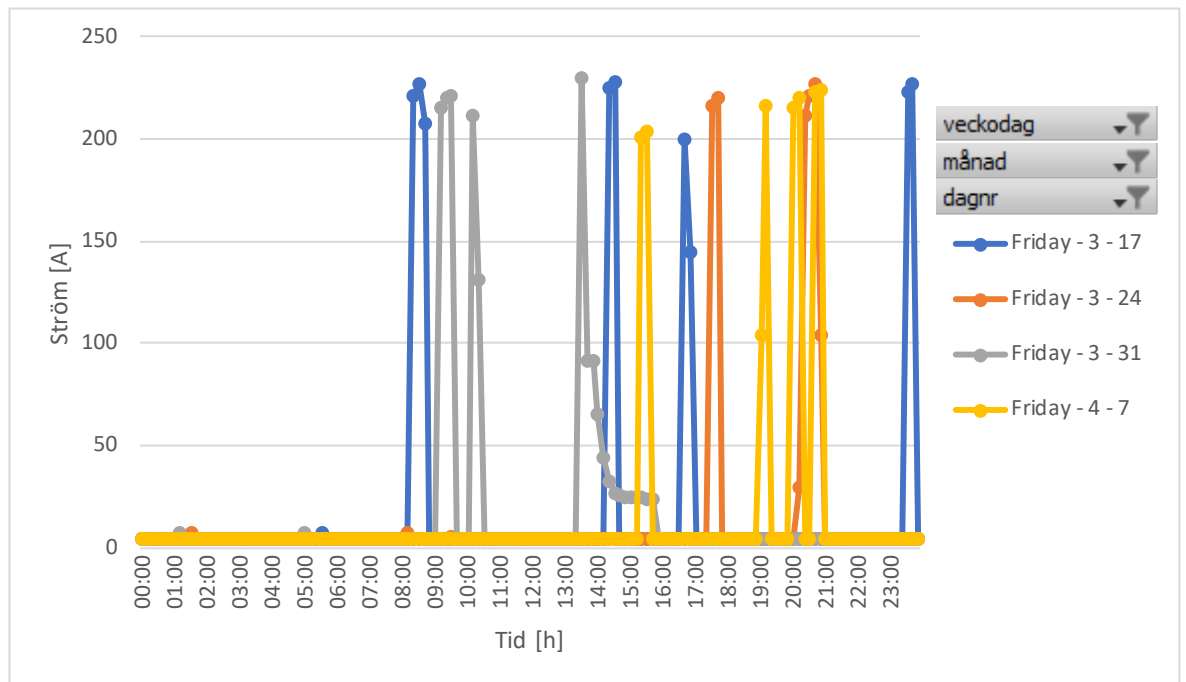
Figur 42. Elbilsaddning tisdagar



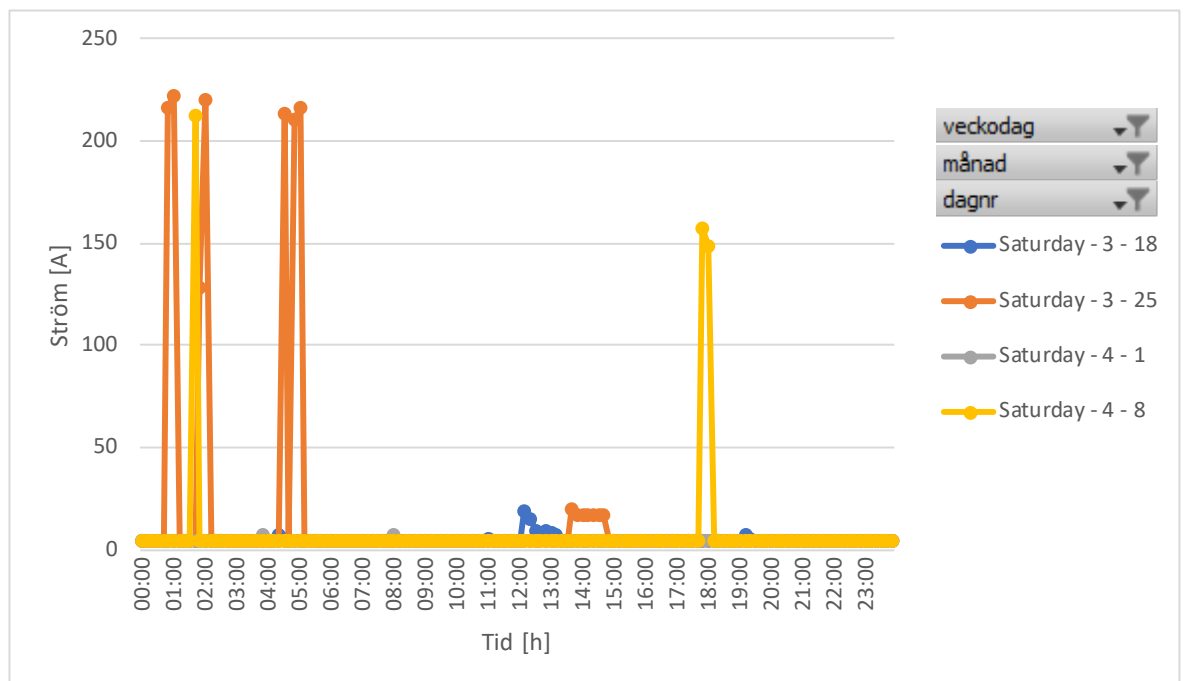
Figur 43. Elbilsladdning onsdagar



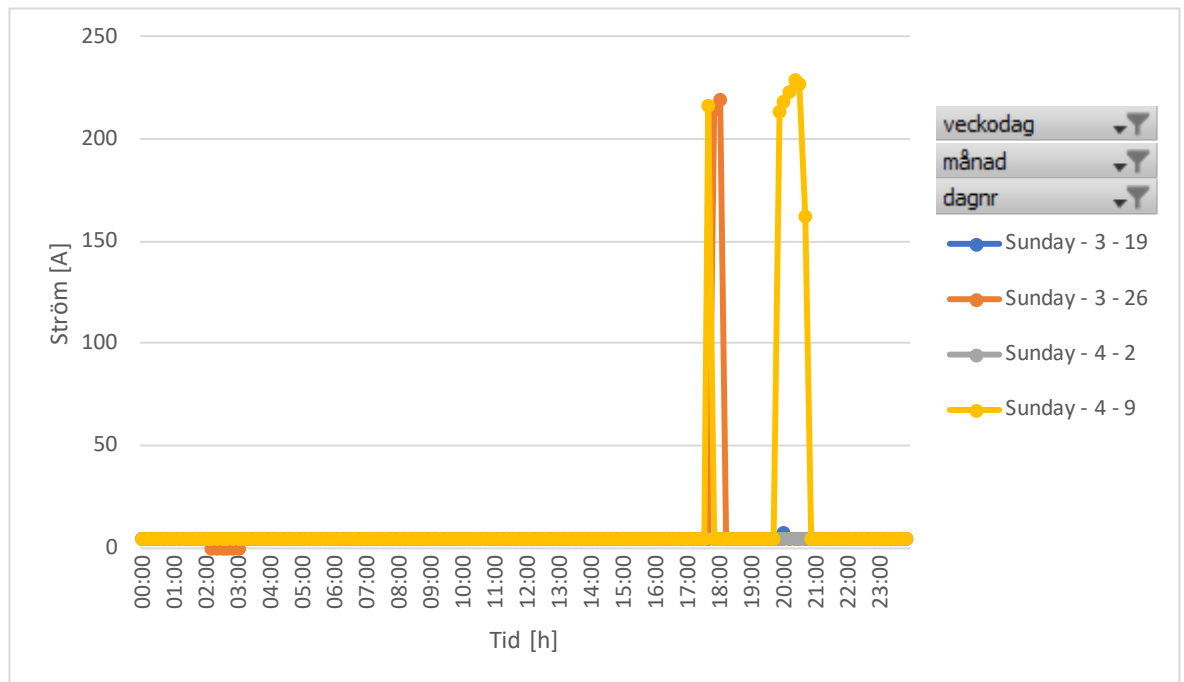
Figur 44. Elbilsladdning torsdagar



Figur 45. Elbilsladdning fredagar



Figur 46. Elbilsladdning lördagar



Figur 47. Elbilsladdning söndagar

DYNAMISK BELASTBARHET FÖR JORDKABLAR

I takt med att en ökad mängd förnyelsebar energi ansluts till nätet kan de befintliga ledningarna nå sin maxgräns vad gäller överföringskapacitet. Att bygga nya ledningar är kostsamt och tidskrävande. Det finns därför behov av andra lösningar som gör det möjligt att utnyttja elnätet närmare dess faktiska gränser.

Ett alternativ till att bygga nya ledningar är att använda sig av system för dynamisk belastbarhet. Det innebär att man bedömer en luftledning, kabel eller transformators överföringskapacitet baserat på temperatur eller någon annan begränsande parameter.

Tidigare har det saknats en metodik, men här beskrivs olika aspekter av dynamisk belastbarhet för markförlagda kraftkablar.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk