



Svenska  
Kraftnät

RAPPORT  
2006-01-24

Nätteknik  
Katarina Andréasson

Utfärdare

*Katarina Andréasson*

Katarina Andréasson

Diarienummer

58/2006/PL10

Samråd/tagit del

*Niclas Schönborg*

Niclas Schönborg

Serie-nr

N - 325

Godkänt/Fastställt

*Stefan Arnborg*

Stefan Arnborg

Beslutsdatum

2006-01-24

## **Transformatorers dimensionering med avseende på geomagnetiskt inducerad ström i kraftsystemet**

Delgivning: cD, cN, HLn, SvK-reg

## Sammanfattning

När solvinden påverkar jordens magnetosfär skapas geomagnetiskt inducerade strömmar (GIC) i jordskorpan. De här likströmmarna kan komma in i kraftsystemet och orsaka spänningskollaps. Den här rapporten behandlar hur GIC skapas, hur de kan påverka systemtransformatorerna i stamnätet samt vilka ändringar som bör göras i transformatorspecifikationen för att skydda nya transformatorer. Risken för att GIC skall medföra en spänningskollaps är ganska liten men eftersom följderna kan bli allvarliga bör åtgärder för att skydda transformatorerna vidtas. En trefas transformator med tre ben är den transformator konstruktion som är mest tålig mot GIC. I transformatorspecifikationen bör det finnas med ett krav på att transformatorn skall tåla 200 A likström i nollpunkten i 10 minuter vid fullast. GIC är farligast för en transformator när den arbetar vid hög last. Eftersom Svenska Kraftnäts transformatorer väldigt sällan arbetar vid fullast är de mindre i riskzonen att skadas av GIC och därmed bör den här specifikationsändringen göra att nya transformatorer är tillräckligt skyddade mot GIC.

## Abstract

When the solar wind interacts with Earth's magnetosphere, geomagnetic currents (GIC) are induced in the earth's crust. These direct currents can enter the power grid and cause voltage collapse. This report deals with how GIC are created, how they can affect system transformers in the power grid and changes that ought to be made in the transformer specification in order to protect the transformers. The risk that GIC should lead to a voltage collapse is rather slim, but since the consequences can be serious measures to protect the transformers ought to be made. A three-phase transformer with three legs is the transformer construction that can withstand GIC best. The transformer specification ought to contain a demand for the transformer to be able to endure a direct current of 200 A in the neutral for ten minutes at full load. Since the transformers in Svenska Kraftnät's grid seldom operate at full load they are less likely to be damaged by GIC. This change in the transformer specification should be enough to protect new transformers from GIC.

## Förord

Det här examensarbetet utfördes hos Svenska Kraftnät på avdelningen nätteknik, enheten teknik i Stockholm under år 2005/2006.

Jag vill tacka min handledare Niclas Schönborg och min enhetschef Stefan Arnborg för all hjälp och stöd under arbetets gång. Ni lyckades få all min tid hos er att vara otroligt intressant och givande, och tiden bara flög iväg som den gör när man har roligt. Det var nog de snabbaste månaderna hittills i mitt liv.

Ett stort tack även till alla mina trevliga arbetskamrater på Svenska Kraftnät som gjorde min tid där väldigt rolig och trivsamt. Jag kunde aldrig drömma om att jag skulle hitta så bra kompisar under examensarbetetiden.

Dessutom ett tack till alla de kraftsystemsexperter världen över som har varit snälla och svarat på alla mina frågor. Jag vill även tacka Claes Bengtsson med flera på ABB i Ludvika för att de granskade och kommenterade min rapport.

Det här examensarbetet markerar slutet på min civilingenjörsutbildning i rymdteknik vid Luleå tekniska universitet och det är nu dags för mig att ge mig ut i "riktiga världen" och börja arbeta. Jag kan bara hoppas att jag får lika intressanta arbetsuppgifter och underbara arbetskamrater på nästa arbetsplats också.

Stockholm, januari 2006

Katarina Andréasson

## Innehållsförteckning

1.	Bakgrund .....	5
2.	Geomagnetiskt inducerade strömmar (GIC) .....	7
2.1.	Fysikalisk bakgrund .....	7
2.2.	Incidenter med GIC .....	17
3.	Transformatorn .....	22
3.1.	Traditionell uppbyggnad och dimensionering .....	22
3.2.	Alternativa konstruktioner .....	29
3.3.	Svenska Kraftnäts krav på konstruktionen .....	31
3.4.	Styrkor och svagheter i olika konstruktioner .....	31
4.	Övriga systemåtgärder .....	32
4.1.	Seriekondensatorer .....	32
4.2.	Alternativa systemjordningar .....	32
5.	Omvärldsanalys .....	33
6.	Förslag på förändringar .....	35
6.1.	Ändrade SvK-krav på transformatorer .....	35
6.2.	Ekonomiska aspekter .....	37
7.	Slutsatser .....	40
	Referenslista .....	42
	Bilaga 1 – Incidenter med GIC .....	47
	Bilaga 2 – Felfrekvensberäkning .....	52
	Bilaga 3 – Kostnadsberäkning .....	56
	Bilaga 4 – Förkortningslista .....	59

# 1. Bakgrund

Det här examensarbetet behandlar hur geomagnetiskt inducerade strömmar, GIC (på engelska geomagnetically induced currents), påverkar transformatorer och hur man kan ändra på deras specifikationer för att bättre kunna klara av GIC utan att få störningar i elsystemet. GIC kan orsaka stora problem i ett kraftsystem men även i kommunikationskablar, järnvägsräls och långa rörledningar.

Stormar på solytan genererar ett flöde av laddade partiklar i form av solvindar. Delar av solvindarna påverkar jordens magnetfält och skapar transienta geomagnetiska störningar. Dessa störningar resulterar i inducerade spänningar i jordskorpan. Potentialskillnaden mellan olika geologiska områden driver då en kvasistationär likström i kraftledningarna. Kretsen sluter sig via direktjordade transformatorers nollpunkter.

Fenomenet betecknas vanligen GIC och kan i kraftsystemen orsaka problem på grund av halvperiodisk mättning av krafttransformatorer. Mättningen leder till oönskad uppvärmning av utsatta magnetiska delar, samt ett ökat behov av reaktiv effekt i kraftsystemet som i värsta fall kan överstiga tillgänglig kapacitet och därigenom leda till spänningskollaps. Mättningen ger även upphov till ökade övertonshalter, vilket kan leda till uteblivna och obefogade reläskyddsfunktioner samt oönskad uppvärmning av generatorrotorer [1].

Den 13 mars 1989 inträffade den hittills största incidenten, som orsakats av GIC. I Kanada slogs elförsörjningen i hela Quebecregionen ut och lämnade sex miljoner invånare utan ström under nio timmar [2]. Bland annat skadades en transformator av GIC. Det här är inget fenomen som bara har inträffat en gång, GIC-störningar har observerats i drygt 150 år [3], se bilaga 1. Även Sverige har drabbats av GIC. Den värsta incidenten hittills i Sverige inträffade den 29-30 oktober 2003 då flera ledningar i kraftnätet löste ut och 50 000 kunder i Malmöregionen blev utan el i 20 - 50 minuter. Vid det tillfället registrerades den hittills högsta GIC:n.

Ett av problemen som orsakas av GIC är att temperaturen kraftigt höjs på vissa ställen i transformatorn. Ett exempel på hur allvarligt skadad en transformator kan bli av lokala värmehärdar kan ses i figur 1.1 nedan där transformatorns lindningar har skadats. Figur 1.1 visar delar från en transformator i New Jersey som förstördes under GIC-incidenten den 13 mars 1989. [4]



**Figur 1.1: Transformatorskador som har orsakats av lokala värmehärdar. [4]**

Eftersom de stora krafttransformatorerna som Svenska Kraftnät (SvK) använder är dyra och tar lång tid att tillverka, vill man undvika att de går sönder på grund av GIC. Dessutom störs elförsörjningen när en transformator havererar eller om dess skydd löser ut.

Tidigare har det ansetts att de här problemen bara uppstår under den del av solcykeln då det är mest solaktivitet. Vid de tidpunkterna bildas kraftiga solstormar som orsakar stora störningar i jordens magnetfält, vilket i sin tur medför hög GIC. Eftersom solcykeln är på elva år ansågs det bara föreligga stor GIC-risk vart elfte år. På senare år har man emellertid märkt att det inte verkar vara fallet utan att GIC störningarna kan inträffa med kortare mellanrum, till och med varje år. Det har fått kraftindustrin att i högre grad börja intressera sig för det här fenomenet. Om GIC-störningar inträffar varje år är det plötsligt mycket större risk att något allvarligt skall inträffa i kraftsystemet jämfört med när det var ett problem som man stod inför vart elfte år.

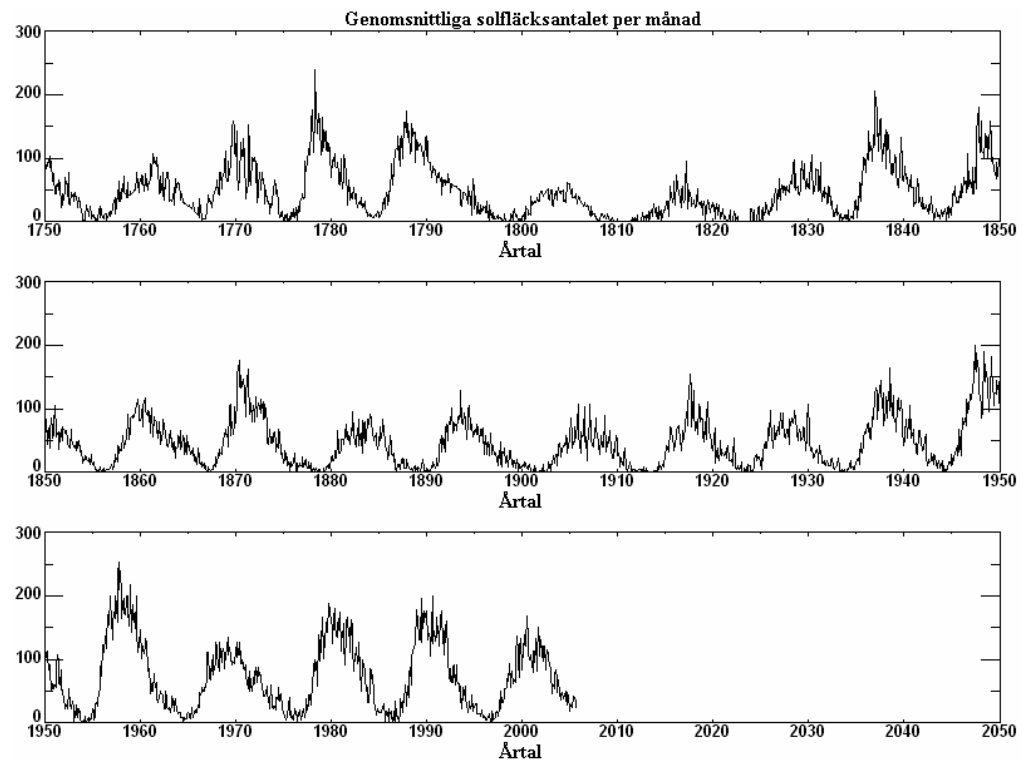
Störst problem med GIC är det i områden i närheten av norrskenszonen med hög jordresistivitet. Med andra ord är Sverige i riskzonen när det gäller GIC. Eftersom SvK dessutom har långa kraftledningar där GIC:n kan färdas finns det ytterligare anledningar att ta reda på lite mer om GIC och se på vilka säkerhetsåtgärder som bör vidtas.

Examensarbetet initierades av att SvK önskade se över specifikationen för transformatorer och försöka avgöra om den på något sätt bör ändras så att de blir tåligare mot GIC och om det i så fall är ekonomiskt motiverat.

## 2. Geomagnetiskt inducerade strömmar (GIC)

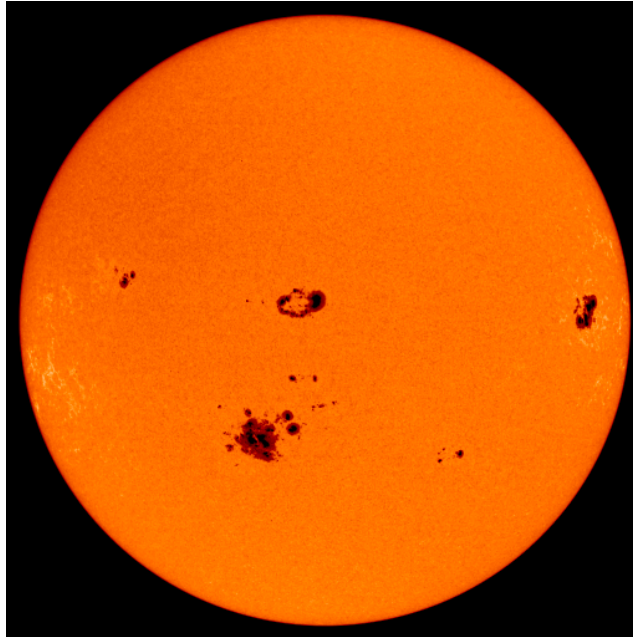
### 2.1. Fysikalisk bakgrund

Solen är en dipol som byter polaritet i en cirka 11-årig cykel, mellan 9,5 och 12,5 år [5]. Under cykeln varierar antalet solfläckor på solens yta. Antalet solfläckor har räknats och registrerats sedan 1749 [6]. I diagrammet över de genomsnittliga månatliga värdena, figur 2.1, ser man att antalet solfläckor har maximum och minimum under solcyklerna.



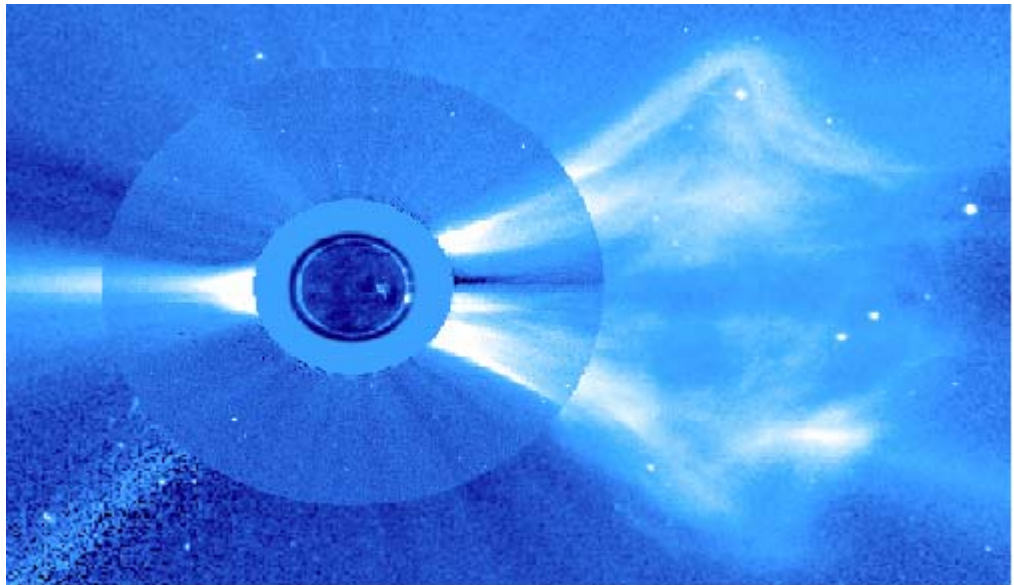
**Figur 2.1: Solfläcksantal. [6]**

Man har bestämt att en solcykel sträcker sig mellan två minima och att solcykel 1 började år 1755 [5]. Det här medför att vi nu befinner oss i solcykel 23. Solfläckor är de mörkare fläckarna som kan ses på solens yta, se figur 2.2.



**Figur 2.2: Solfläckar på solens yta den 28 oktober 2003. Från SOHO (Solar and Heliospheric Observatory). [7]**

Solfläckarna är områden som inte är lika varma som resten av solytan. Från solfläckarna kastas så kallade soleruptioner och koronamassutkastningar (CME:er) ut. CME:erna bildar ett stort plasmamoln, bestående av elektroner och protoner, som omsluts av ett magnetfält som "slits med" från solen.

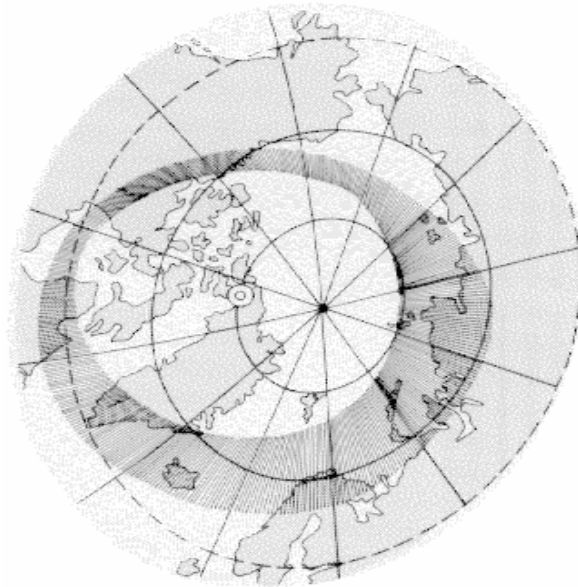


**Figur 2.3: CME den 28 november 1996. Bilden är tagen av SOHO. [8]**

I figur 2.3 syns CME:n på höger sida om solen som ett vitt moln som slungas ut från solen.



De flesta CME:er träffar inte jordens magnetosfär utan de passerar vid sidan av jorden. Av de som når magnetosfären kommer de flesta att böjas av och ledas runt den. När en stor CME kommer direkt mot jorden kommer den att interagera med jordens magnetosfär beroende på vilken polaritet det är på dess magnetfält. Om plasmamolnet har med sig ett magnetfält som är riktat söderut, det vill säga motsatt jordens magnetfält kommer en storm att skapas och så kallade elektrojetströmmar kommer att flöda i jonosfären på cirka 100 km höjd. [9] De här strömmarna kan uppgå till flera miljoner Ampere. [10] Även norrsken är en av följderna av solvindens interaktion med magnetosfären. Norrsken bildas i en oval runt den magnetiska polen på cirka 100 km höjd, i samma områden som elektrojetströmmarna flödas i, se figur 2.4. Den ovalen kallas för norrskenszonen. Runt sydpolen finns det en motsvarande sydskenszon där sydsken bildas. Man kan kalla det för polarsken istället om man inte vill skilja mellan de två.

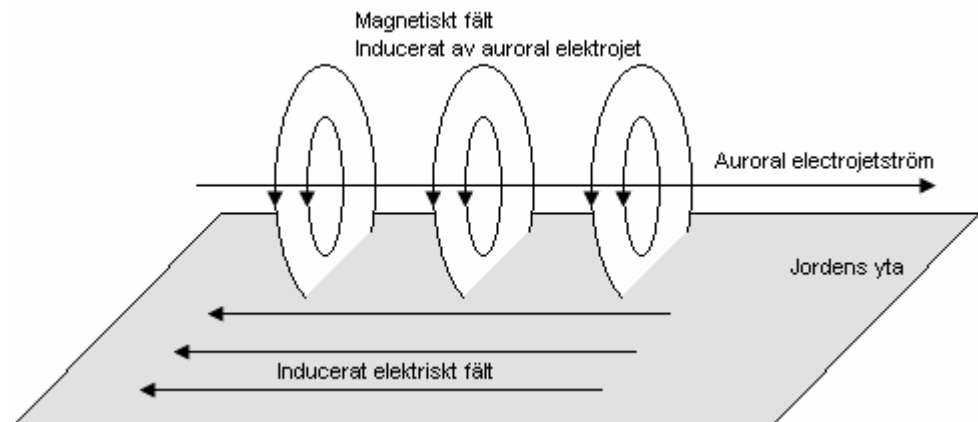


**Figur 2.4: Illustration över norrskenszonen [11]**

Figur 2.4 visar ett exempel på hur norrskenszonen kan se ut. Dock är den inte en konstant zon som ligger på samma ställe hela tiden. För det första blir den bredare på nattsidan än på dagsidan av planeten (på figur 2.4 är nattsidan åt Europa-Asien-hållet). För det andra har CME:ns olika egenskaper betydelse. Desto större och kraftigare ett plasmamoln är desto bredare blir norrskenszonen. Vid normala norrskensförhållanden kan man i Sverige bara se norrsken i norra delen av landet, medan man under kraftiga solstormar kan se norrsken i hela södra Sverige.

En kvasistationär auroral elektrojetström orsakar ett kvasistationärt magnetfält, som i sin tur orsakar ett kvasistationärt elektriskt fält enligt Faradays lag:

$$\nabla \times \mathbf{E} = -\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t}.$$



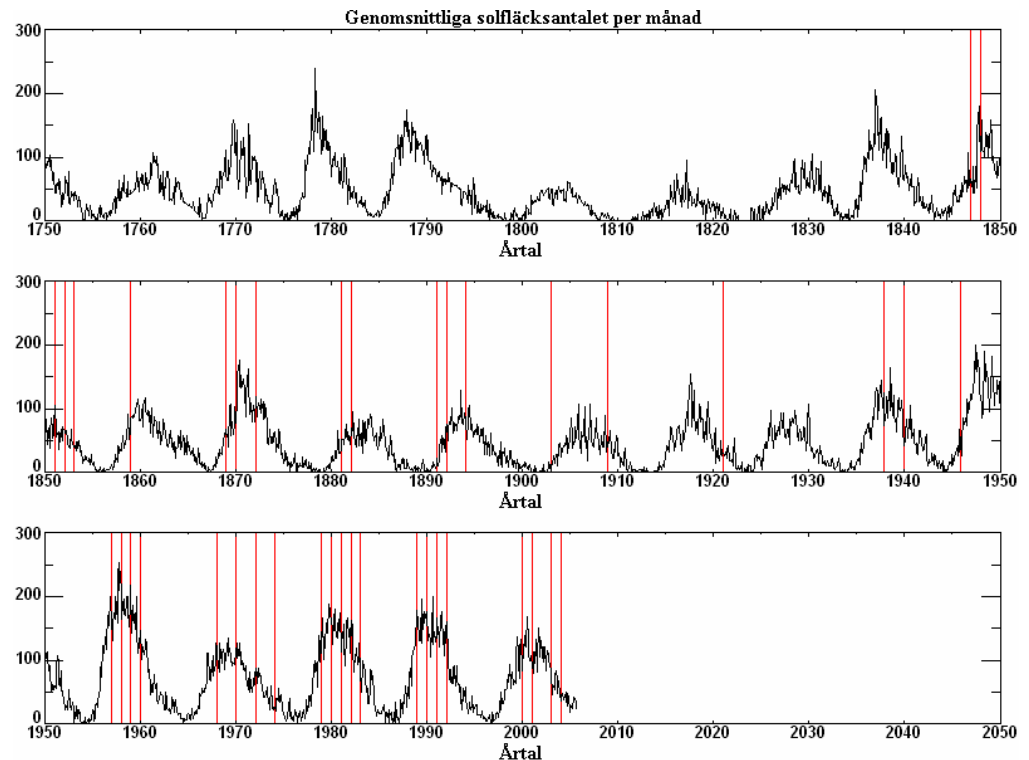
**Figur 2.5: Inducerat fält på jordytan från elektrojetströmmar [10]**

Elektrojetströmmarna skapar växlingar i det geomagnetiska fältet vilka kallas för geomagnetiska störningar (GMD) eller geomagnetiska stormar, när de är tillräckligt allvarliga. Jorden är en ledande sfär som utsätts för det här tidsändrande magnetiska fältet, som är störst i områdena nära elektrojeten. De här områdena i norr- och sydskenzonerna kommer att få elektriska strömmar, GIC, med en tillhörande elektrisk potentialgradient inducerad i jorden, se figur 2.5. GIC:ns frekvens är väldigt låg, cirka 0,01-0,001 Hz och kan därmed i jämförelse med växelströmmens frekvens på 50 Hz betraktas som en likström. [12] Skillnaden på jord-yta potentialen (ESP) per km kan uppgå till 1,2-6 V vid starka geomagnetiska stormar i områden med hög jordresistivitet. [13]

När GIC:n kommer till ett område med hög markresistivitet kommer den att ta sig upp i kraftledningarna istället, vilket medför risk för kraftsystemet. Även andra sorters ledningar blir påverkade av GIC, till exempel kommunikationskablar, rörledningar och järnvägsräls. [10] GIC är relaterat till det geografiska läget (närheten till norrskenzonen) samt resistiviteten i jordskorpan, vilket medför att Sverige inte har några problem med GIC norr om Sundsvall på grund av lägre jordresistivitet. [14] Däremot är det hög jordresistivitet i södra delen av landet vilken medför risk för att det här skall bildas GIC som tar sig upp i kraftsystemet.

Det finns också en viktig kusteffekt som kommer av inducerade strömmar i haven, vilka måste fortsätta när de stöter på landmassor där resistansen är mycket högre. Strömmen har lätt att färdas genom

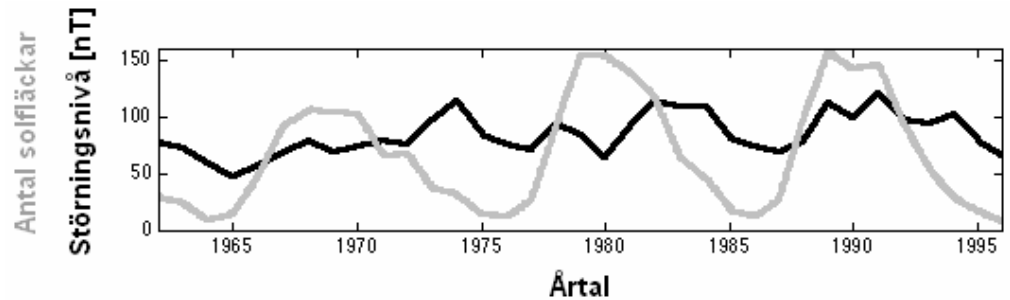
vattnet som har väldigt låg resistivitet. När den stöter på en landmassa ökar motståndet drastiskt, vilket leder till att den söker sig till kraftledningar som har ett lägre motstånd. Det här medför höga ESP- och GIC-värden i kraftsystemen i lågkonduktivetsområden som ligger i närheten av vissa kustband. Strömmen söker sig till den enklaste vägen att färdas. Det här betyder att när strömmen stöter på ett område med högt motstånd vill den hitta en enklare väg att färdas, till exempel genom kraftledningar eller gasrör. [13]



**Figur 2.6: Solfläcksantal med markerade GIC-incidenter. [6]**

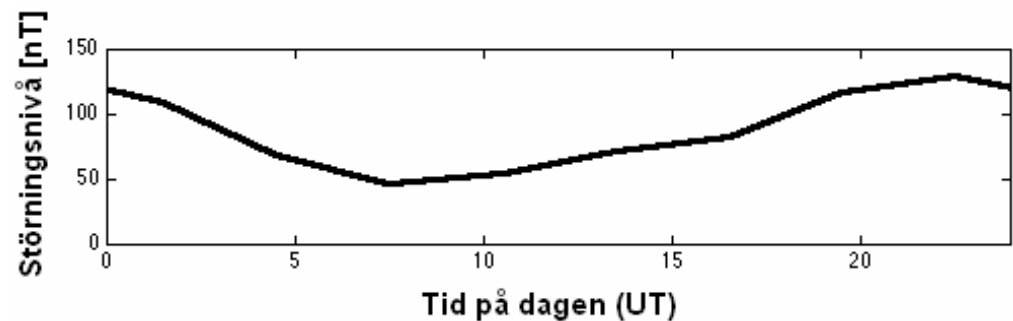
Det har förts statistik över antalet solfläckor under en lång tid. Figur 2.6 visar hur det månatliga genomsnittet varierat ända sedan det börjades föras daglig statistik över dem. Man kan lätt se att antalet solfläckor varierar relativt regelbundet med cirka 11 års mellanrum. De lodräta röda linjerna i figur 2.6 visar de tillfällen då GIC-incidenter har registrerats på olika ställen på jorden. Man kan se att incidenterna inträffar lite mer frekvent under ett maximum i solcykeln, men att de även förekommer under tillfällen med ett mindre antal solfläckor.

Enligt [15] observeras det under ett solfläcksminimum i genomsnitt en CME per vecka, medan det under ett solfläcksmaximum observeras två till tre CME:er per dygn.



**Figur 2.7: Antal solfläckar och uppmätt magnetfältsstörning i Kiruna från 1962 till 1996. [16]**

I figur 2.7 kan man se hur magnetfältet i Kiruna har varierats mellan 1962 och 1996 och hur solfläcksantalet har varierat under samma tidsperiod. Från figur 2.7 kan man få för sig att solfläcksantalet inte alls har något med magnetfältsvariationer på jorden att göra, men det är inte en slutsats man kan dra av den figuren. Eftersom figur 2.7 bara visar mätningar av magnetfältsvariationer i Kiruna kan man inte veta hur magnetfältet har påverkats på andra sidan jorden. Om en stark solvind slår till mot jorden när Kiruna ligger på nattsidan kommer en stark magnetfältsvariation kunna mätas där, men om Kiruna ligger på dagsidan kommer variationerna inte att märkas lika mycket där. Det här kan ses i figur 2.8 där den genomsnittliga variationen av magnetfältsstörningen under ett dygn visas.

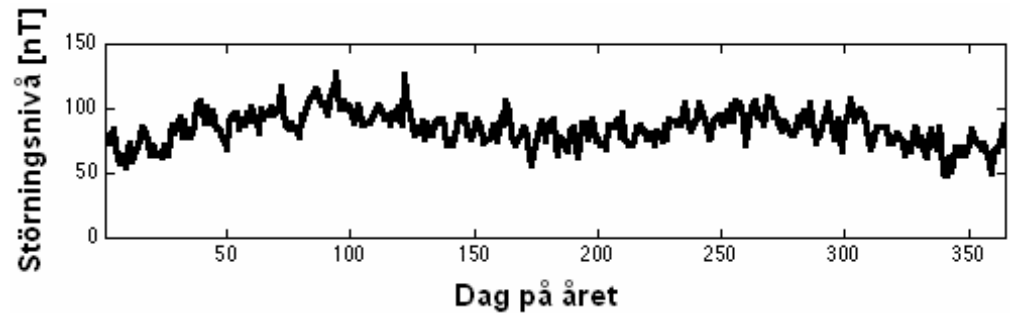


**Figur 2.8: Variationen av magnetfältsstörningen i Kiruna under ett genomsnittligt dygn. [16]**

Magnetfältsstörningarna blir som störst på nattsidan av planeten, vilket framgår av figur 2.8.

Emellertid kan jorden bli utsatt för mest solvind under den tid då Kiruna ligger på dagsidan under ett år, vilket medför att det blir ett relativt lågt värde på deras magnetfältsstörningar under det året, även om det har varit mycket solaktivitet då. Detsamma gäller naturligtvis åt andra hållet. Under ett år med färre antal solfläckar kan det bli så att många av de starka solvindarna som träffar jorden gör det när Kiruna är på nattsidan, vilket medför ett högre medelvärde på störningarna för det året.

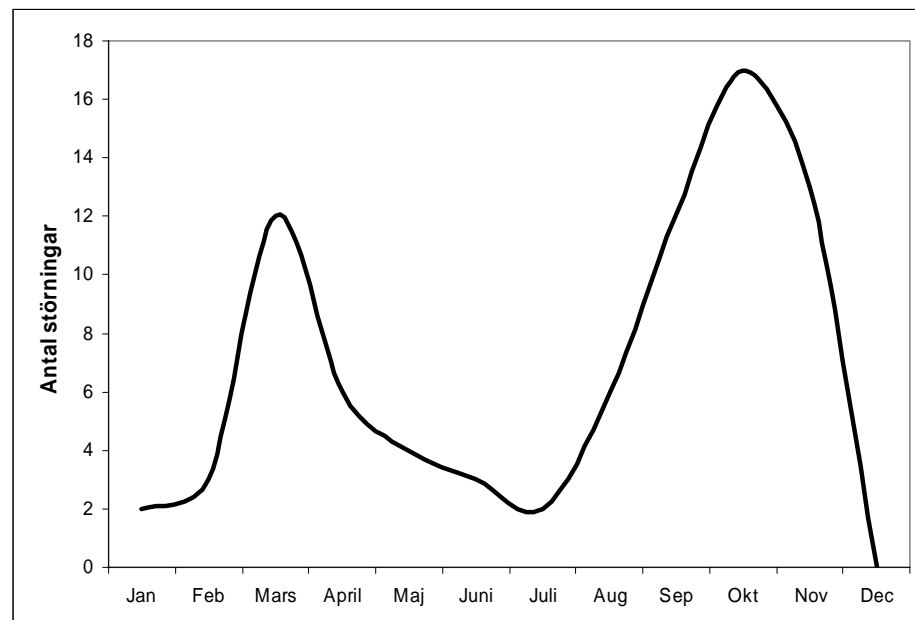
Vidare har solfläckar ett samband med CME:er, men det behöver inte betyda att de kastas ut med rätt riktning för att träffa jorden. De flesta av CME:erna träffar faktiskt inte jorden utan passerar vid sidan av. Solen kastar ut plasmamolnen åt alla möjliga håll, men det är bara de så kallade halo CME:erna som riskerar att träffa jorden. De kallas halo CME eftersom det ser ut som en aura runt solen när de kastas ut. Dock måste även dessa ha rätt egenskaper för att lyckas träffa jorden.



**Figur 2.9: Variationen av magnetfältsstörningen i Kiruna under ett genomsnittligt år. [16]**

Figur 2.9 visar hur magnetfältet varierar under ett genomsnittligt år. Störningarna ökar lite vid perioden runt vår- och höstdagjämningen. Variationen tros bero på att vinkeln mellan jordens magnetiska axel och solvinden ändras när jorden färdas i sin bana runt solen. [16]

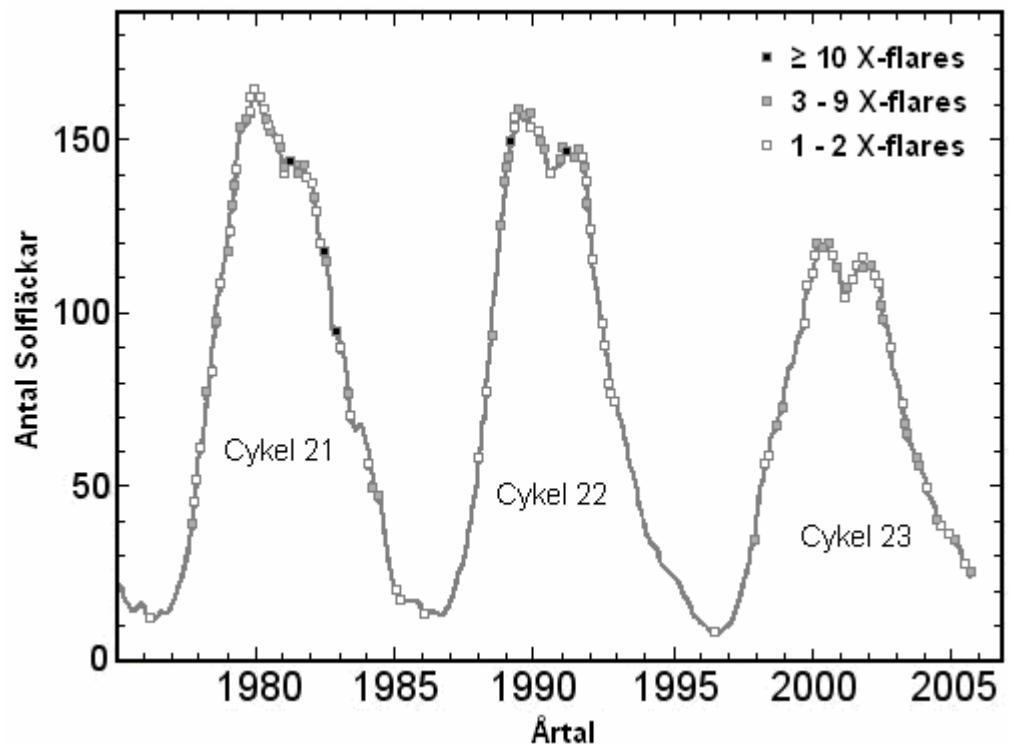
Alla de här variationerna har en motsvarighet i polarskenskensfrekvensen.



**Figur 2.10: Tiden på året som störningarna från bilaga 1 har inträffat.**

Diagrammet i figur 2.10 illustrerar under vilken månad som störningarna i bilaga 1 har inträffat. Det visar att det är vanligare att störningar inträffar runt vår- och höstdagjämningen, det vill säga runt 23 mars och 23 september. Det stämmer väldigt bra överens med figur 2.9 där man kan se att även magnetfältsstörningen är något större runt de dagarna.

En normal CME består av 1 till 10 miljarder ton material i form av ett stort moln av laddade partiklar. [17] CME:n färdas den 150 miljoner km långa resan från solen till jorden på tre till fyra dygn. Med andra ord färdas den med en genomsnittshastighet av cirka 1,5 miljoner km/h, det vill säga cirka en tusendel av ljushastigheten. Alla CME:er påverkar inte jorden. Vad som bestämmer hur mycket den påverkar jorden är hur mycket materia som kastas ut, riktningen och hastigheten med vilken den färdas, samt styrkan och riktningen på det magnetiska fält som molnet med laddade partiklar bär med sig. CME:er kastas ut under ett antal timmar, varefter den bygger upp sin hastighet till runt 1,5 miljoner km/h. Det passerar jorden under några timmar, på grund av att det är ett moln som är relativt långt i sol-jord riktningen. Följderna av påverkningarna på jorden varar dock längre. [18]



**Figur 2.11: Solfläcksantalet med antal X-flares under de senaste tre solcyklerna fram till och med september 2005. [19]**

Figur 2.11 visar hur solfläcksantalet har varierat de senaste tre solcyklerna. Under den tiden har man även med hjälp av satelliter kunnat registrera antal X-flares. Soleruptioner är stora explosioner på solens yta som uppkommer nära solfläckar. På bara några få minuter värmer de upp material till flera miljoner grader och avger energier upp till cirka  $10^{27}$  J. Soleruptionerna delas in i tre olika klasser där X-flares är den kraftigaste sorten [20] och [21]. X-flares är inte samma sak som CME:er, men båda har att göra med hur aktiv solen är. Som man kan se i figur 2.11 är solen som mest aktiv under solmaximumen eftersom det inträffar flest X-flares då, men även under resten av solcykeln sker det ganska mycket aktivitet på solen. Även under minimumen sker det X-flares. Nästa minimum beräknas inträffa under 2006, vilket innebär att hösten 2005 ligger relativt nära det minimumet. Det borde betyda att det då inte skulle vara någon större aktivitet på solen. I september 2005 upptäcktes emellertid en stor solfläck som var väldigt aktiv och som helt på egen hand gjorde den månaden till den mest aktiva på solen sedan mars 1991. [19]

Slutsatsen man kan dra av det här är att det inte går att känna sig säker från solaktivitet någon gång under solcykeln. Däremot kan man genom att titta på figur 2.11 inse att det är väldigt mycket större risk att solen skall vara mycket aktiv under ett solmaximum. Dock är risken för stor solaktivitet under ett solminimum också ganska överhängande.

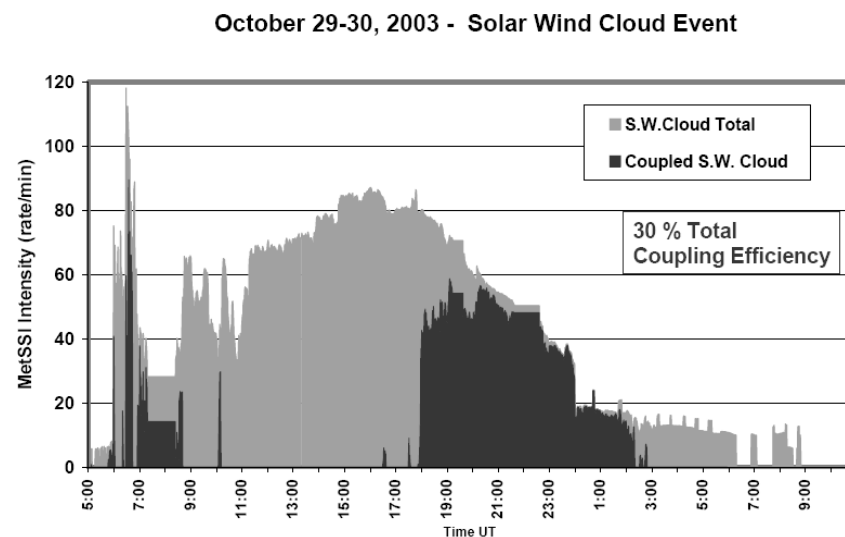
CME:er startar alltså geomagnetiska stormar på Jorden. Den kraftigaste typen av stormar kallas för superstormar. Under de senaste cirka 70 årens observationer av geomagnetiska stormar har superstormar normalt inträffat cirka en gång vart femte år. Den stora kraftsystemsstörningen i Nordamerika den 13-14 mars 1989 orsakades av en superstorm. Störningen i Malmöregionen den 29-31 oktober 2003 var däremot inte orsakad av en superstorm eftersom den stormen inte blev tillräckligt kraftig. Varaktigheten för superstormen den 13-14 mars 1989 var mer än dubbelt så lång som stormen den 29 oktober 2003. Historiskt stora stormar kan bli flera gånger större än superstormen i mars 1989. [22]

Storleken på effekterna av framtida stormtillfällen kan bli 10 gånger så stora som någon av de på senare tid. Tidpunkten och läget är väldigt viktiga för att bestämma vilken påverkan stormen kan ha på kritiska infrastrukturer som till exempel kraftsystem. [22]

I många områden kan störningsintensiteterna bli fem till tio gånger högre än de som orsakades av stormarna 29-31 oktober 2003. Det är främst intensiteten och riktningen på det interplanetära magnetiska fältet och solvindshastigheten som bestämmer stormegenskaperna. Intensiteten var hög 29-31 oktober 2003 men riktningen eller

polariteten var generellt ogynnsam för att skapa stora geomagnetiska stormar. Den andra CME:n som passerade den 30 oktober 2003 skapade en mer intensivt geomagnetiskt fältstörning, trots att den var mycket mindre i storlek, eftersom den kunde bygga på effekten efter den tidigare CME:n. Om den andra CME:n hade kommit fram några timmar tidigare kunde stormen ha blivit ännu mer intensiv. En andra CME kan ha varit det som orsakade att stormen den 13-14 mars 1989 blev så pass stor som den blev. Även hastigheten på solvindsmolnet och styrkan på det interplanetära fältet påverkar hur kraftig stormen blir. [22]

I figur 2.12 kan man se att det bara var cirka 30 % av solvindsmolnet som interagerade med magnetosfären och skapade stormen på Jorden. Trots att det bara var en så pass liten del av molnet som påverkade Jorden blev det alltså störningar i kraftsystemet. Dessutom var stormens centrum ute över Stilla Havet i början av stormen den 29 oktober 2003, men störningar inträffade trots avståndet till centrumet i Sverige. Interaktionsnivåer på upp till 60 % har observerats för CME:er. Om det hade varit en så pass hög nivå under stormen den 29-31 oktober kunde följderna ha blivit många gånger värre eftersom ökningen av stormintensitet medför en nästan proportionell ökning i resulterande påfrestning på kraftnätsdriften. [22]

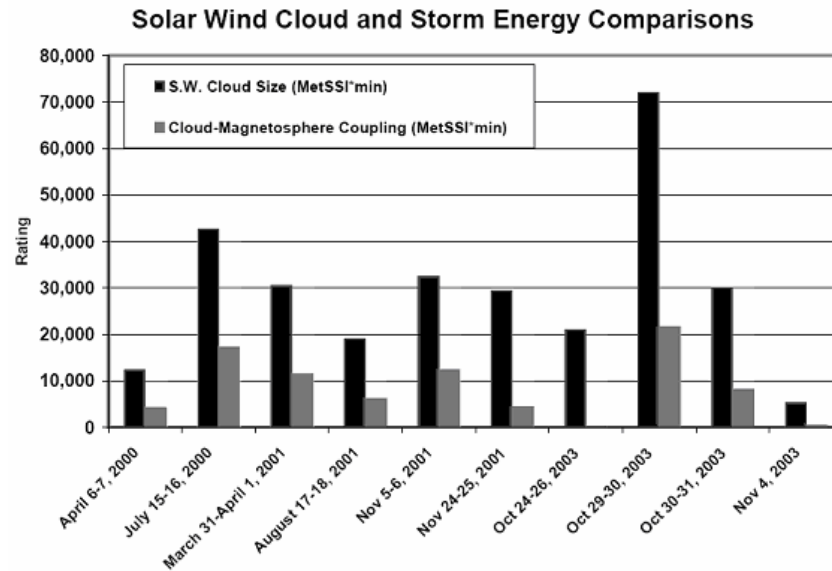


**Figur 2.12: Solvindsmolnets den 29-30 oktober 2003. Solvindsmolnets intensitet visas i ljusgrått och den delen av molnet som reagerar med Jordens magnetosfär visas i mörkgrått. Det här medför att bara cirka 30 % av solvindsmolnet interagerade med Jordens magnetosfär. [22]**

Figur 2.13 nedan visar en jämförelse mellan ett antal stormar både vad gäller solvindsmolnets storlek och hur stor del av det som interagerade med Jordens magnetosfär. Här kan man se att



solvindsmolnet som orsakade stormen den 29-30 oktober 2003 var mycket större än till exempel molnet som orsakade stormen den 15-16 juli 2000 då den hittills högsta GIC mättes upp. Däremot är det en större del av molnet som interagerar med magnetosfären vilket medförde att de interagerande molnen för de två tillfällena är nästan lika stora. [22]



**Figur 2.13: Jämförelse mellan olika solvindsmoln med avseende på molnets storlek (de svarta staplarna) och dess interaktion med Jordens magnetosfär (de gråa staplarna). [22]**

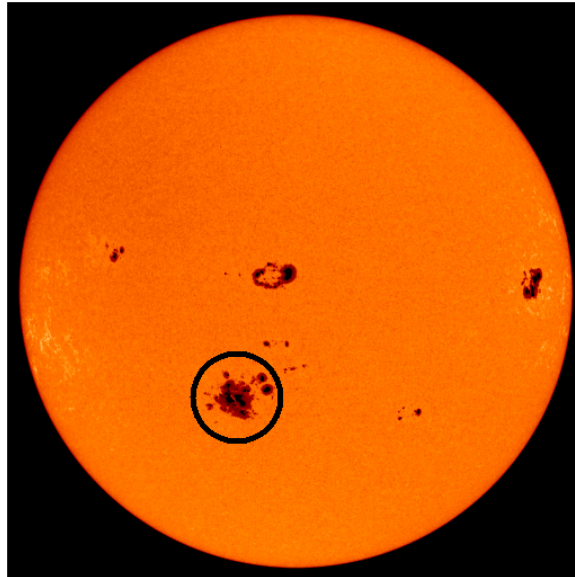
Mycket av vad som hittills har skyddat Jorden mot kraftiga magnetiska superstormar är alltså helt enkelt tur. Det har råkat bli så att alla olika delarna som medverkar till att skapa en riktigt stor superstorm inte har inträffat samtidigt. Men om, eller när, det sker kan det skapas en storm som det kan vara väldigt svårt att skydda sig emot. Eftersom det är så pass svårt att förutsäga hur stark storm en CME kommer att orsaka blir det svårt att hinna göra några driftändringar i tid för att skydda systemen. [22]

## 2.2. Incidenter med GIC

Den tidigaste observationen av GIC inträffade 1847. På den tiden var det telegrafsystem som påverkades. Den första GIC-störningen som observerades i kraftsystem inträffade 1940. I bilaga 1 återfinns en förteckning över incidenter med GIC.

Den 28 oktober 2003, cirka tre år efter solcykel 23:s maximum inträffade en av de största och kraftigaste CME:erna som hittills

registrerats. Den kastades ut från en stor solfläcksgrupp som hade observerats tidigare under solens rotation, se figur 2.14.



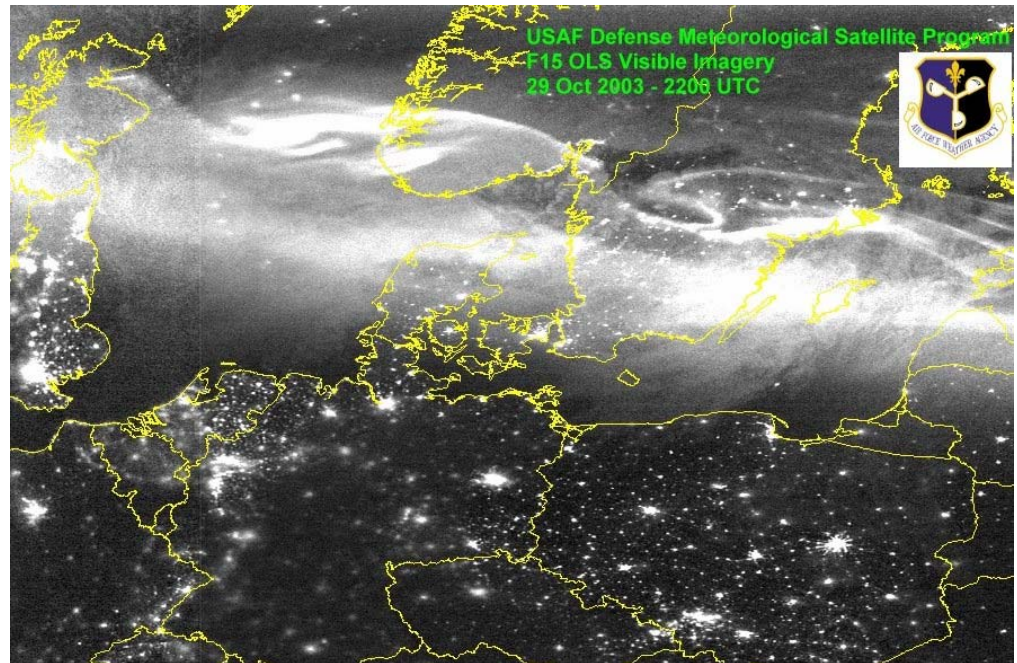
**Figur 2.14: Den inringade solfläcken är solfläck 10486 som torsdagen den 28 oktober 2003 orsakade en stor CME. Från SOHO. [7]**

En CME får vanligtvis en hastighet på cirka 1,5 miljoner km/h, men den här massutkastningen var som sagt extra kraftig och den färdades mot jorden med en hastighet på cirka 7,5 miljoner km/h, det vill säga fem gånger normal hastighet. [23]



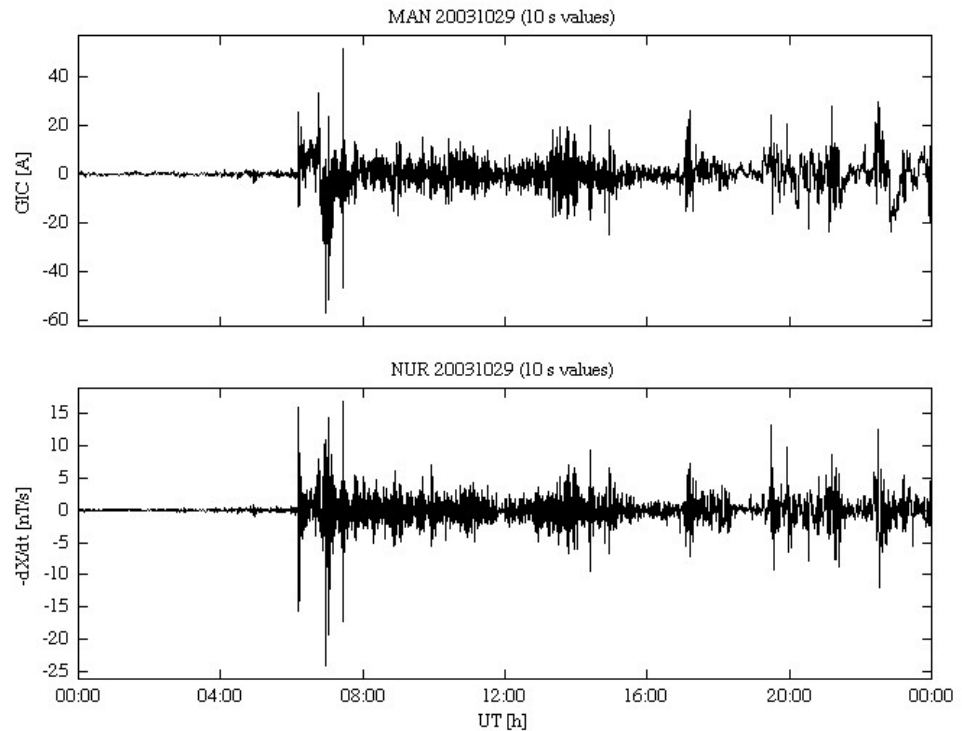
**Figur 2.15: CME den 28 oktober 2003. Solen göms bakom en skiva för att kameran skall kunna uppfatta de svagare ljusen utanför kärnan. Den vita ringen visar solens storlek. CME:n syns som den vita halvmånen nedanför solskivan. Från SOHO. [24]**

Den här CME:n kastades ut rakt mot jorden, och eftersom den hade en så pass hög hastighet nådde den jorden på mindre än ett dygn istället för de tre till fyra dygn som är mer vanligt. [23] och [18] När plasmamolnet nådde fram till jordens magnetosfär började konsekvenserna på jorden av att ett så pass kraftigt plasma påverkade magnetosfären. Norrsken kunde ses på lägre latituder än vanligt, figur 2.16.



**Figur 2.16: Bild tagen av DMSP (Defence Meteorological Satellite Program) över södra Sverige där man kan se i vilket område norrskenet syntes. [25]**

Det var inte bara vackra ljusspel på himlen som bildades av solstormen utan även GIC skapades, vilket kan ses i figur 2.17. Tidsderivatan av det magnetiska fältets norra komponent är ungefärligt proportionell mot det östliga elektriska fältet. Eftersom naturgasröret ligger i öst-västlig riktning är de uppmätta GIC-värdenas graf mest lik det östliga elektriska fältets graf. [26]



**Figur 2.17: GIC mätningar i finska naturgasrör utförda av Finnish Meteorological Institute och Gasum. GIC:n mäts i Mäntsäläs kompressorstation i södra Finland. Övre fältet: GIC vid Mäntsälä som 10 sekunders värden. Den positiva strömriktningen är österut. Nedre fältet: tidsderivatan av den geografiskt norra komponenten av det magnetiska fältet vid Nurmijärvis geofysiska observatorium (cirka 40 kilometer väster om Mäntsälä). [27]**

De här geomagnetiskt inducerade strömmarna ledde till problem på kraftnätet, vilket kan ses i nedanstående uppställning från [28].

Nedanstående transformatorer och ledningar löste ut som följd av GIC orsakad extrem solaktivitet oktober-november 2003. Tiderna är från driftövervakningssystemen och kan vara några sekunder fel. Utlösningarna har skett från jordströmsskyddets känsligaste steg för respektive objekt. I hälften av fallen har det varit stabiliserade skydd som har reagerat. I hälften av fallen kopplades objekten till igen inom 1-5 minuter antingen automatiskt eller manuellt. I övriga fall tog det 25-90 minuter för att inspektera anläggningarna innan tillkoppling.

**2003-10-29 07:11:42** 220 kV ledning från kraftstation i Härjedalen, 140 MW produktion stoppades.

**2003-10-29 07:12:29** 130 kV ledning i Östergötland. Samma ledning löser ut igen 08:04:10.

**2003-10-29 07:46:04** 400 kV ledning från SwePol Link vid Karlshamn, 300 MW import från Polen avbruten

**2003-10-30 20:55:28** 400/220 kV transformator i närheten av Östersund.

**2003-10-30 21:03:43** 400/130 kV transformator i Örebro. Överlast i 130 kV nätet.

**2003-10-30 21:03:44** 130/10 kV transformator i närheten av Norrköping.

**2003-10-30 21:07:15** 130 kV ledning i Malmö, 50000 kunder utan el i mellan 20 och 50 minuter.

**2003-10-30 21:08:00** 130 kV ledning från Örebro mot sydväst.

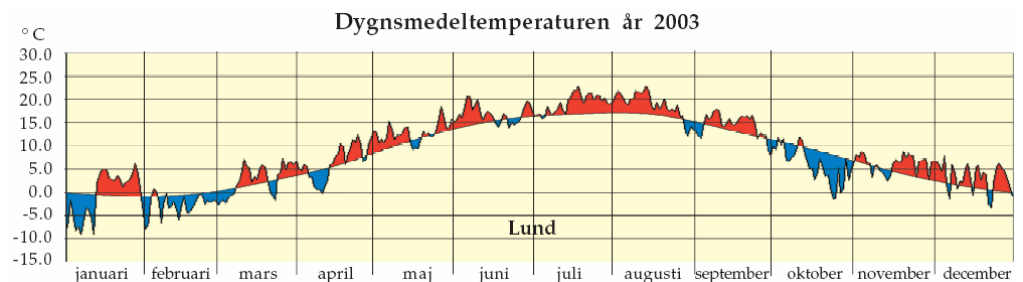
**2003-10-30 21:08:32** 130 kV ledning nära Boden.

**2003-11-20 18:04:55** 400 kV ledning från SwePol Link vid Karlshamn, 400 MW import från Polen avbruten.

Övriga händelser som har samband med GIC

**2003-10-29 08:00:00** Hög temperatur i transformatorn för Oskarshamn 2, upprepades flera gånger under de kommande dygnet.

En av de situationer som medför högre risk för störningar är då man har en mycket hög elförbrukning. Den vanligaste situationen som medför hög elförbrukning är när vädret blir extra kallt. Figur 2.18 visar dygnsmedeltemperaturen i Lund 2003 och här syns det att i slutet av oktober det året var det kallare än normalt, vilket borde ha medfört en högre elförbrukning än normalt. Det innebar att det då fanns en större risk att en störning skulle kunna inträffa, vilket det också gjorde.



**Figur 2.18: Dygnsmedeltemperaturen i Lund 2003. [29]**

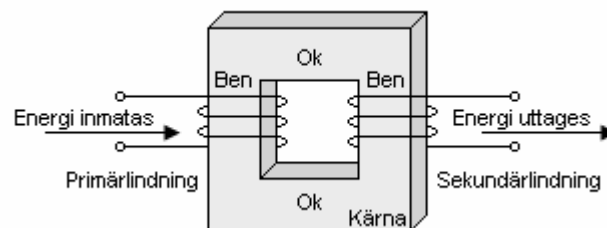
Det här var en av de största och kraftigaste solstormarna hittills och den inträffade inte under ett solmaximum utan tre år efter. Den orsakade den hittills största GIC-incidenten i Sveriges historia. Av det här kan man dra slutsatsen att det inte bara är under en period av solcykeln som GIC är ett problem för kraftindustrin, utan under hela solcykeln.

### 3. Transformatorn

#### 3.1. Traditionell uppbyggnad och dimensionering

En transformator är en statisk apparat, som på induktiv väg överför ett elektriskt förlopp från en krets till en annan. Den här rapporten handlar om krafttransformatorer, vilket innebär att man förutsätter en konstant driftfrekvens och att överföringen av växelströmseffekten sker med hög verkningsgrad.

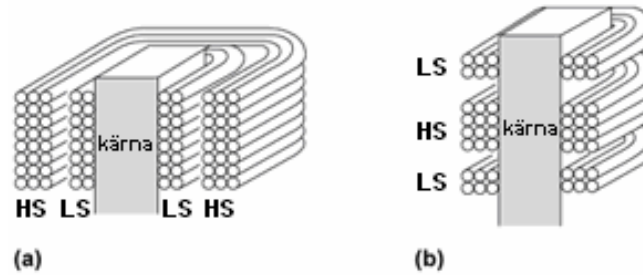
Transformatorn består i sin enklaste form av två lindningar, spolar, förlagda på en laminerad järnkärna, se figur 3.1. I verkligheten är primär- och sekundärlindningen fördelade på båda benen för att den magnetiska läckningen inte skall bli oacceptabelt stor. Transformatorer ingår i ett elkraftsystem för växelström, och omvandlar elenergi från ett spänningssystem till ett annat spänningssystem med samma frekvens. Transformatorer som har till uppgift att överföra elektrisk energi från ett spänningssystem till ett annat kallas med ett gemensamt namn för krafttransformatorer. De förekommer i såväl enfas- som trefasutförande. [30]



**Figur 3.1: Enfastransformatorns principuppbyggnad, D-kärna. [30]**

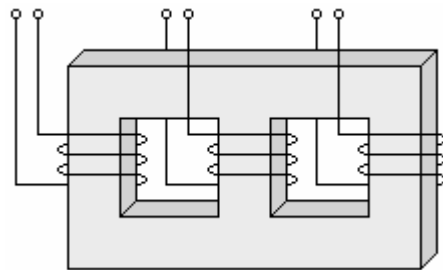
Kärntypen med två ben, D-kärna, används endast i mindre enfastransformatorer. [30]

Transformatorns huvuddelar är kärna och lindningar. Dessa delar är grundläggande för transformatorns princip och funktion. Kärnbenen, med rund sektion, är omgivna av cylindriska lindningar, vanligen koncentriskt ordnade. [30]



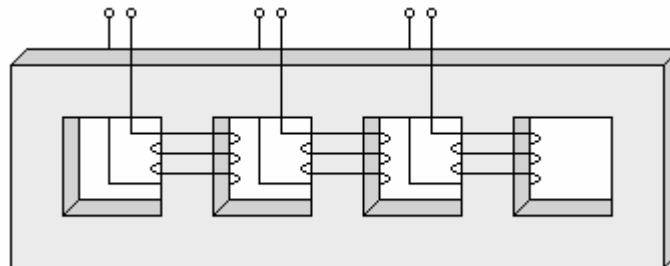
**Figur 3.2: Lindningsarrangemang. (a) Koncentrisk. (b) Interleaved. HS står för högspänning, LS står för lågspänning. [31]**

Trefas betyder tre spänningar eller strömmar som är en tredjedels cykel, det vill säga  $120^\circ$  fasförskjutna ifrån varandra. [32] I ett symmetriskt trefassystem är summan av de tre fas- eller huvudspänningarna lika med noll. Det innebär att summan av de tre delfasflödena också är lika med noll i varje ögonblick. Av den anledningen behövs inte någon återledare av summaflödet. Kärnan utförs med ett ben för varje fas. En trefastransformator har tre lindade ben. [30]



**Figur 3.3: T-kärna**

Det förekommer även transformatorer med fem ben, TY-kärna. Det utförandet minskar okhöjden och underlättar därmed transporten. [30]

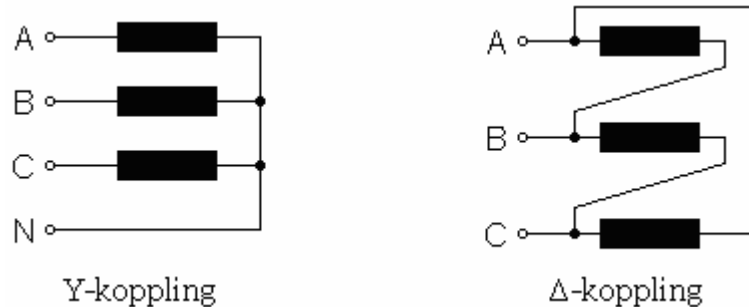


**Figur 3.4: TY-kärna**

I en fembent kärna, i den trefasiga mantelkärnan, och i en sats av tre enfastransformatorer, har ett överskottsflöde möjlighet att sluta sig genom olindade ben. Där går flödet lätt och kräver få amperevarv. Transformatorn drar i princip ingen extra magnetiseringsström. [33]

När en fembent transformator arbetar under obalanserade förhållanden kan de två extra benen, ytterbenen, transportera nettoflödet, som resulterar från obalansen, vilket annars skulle ha flödat i tanken och orsakat extra uppvärmning. [31]

För transformatorer på stamnätets nivå kopplas lindningarna i  $\Delta$ - eller Y-koppling. [30]



**Figur 3.5: Y-koppling och  $\Delta$ -koppling.**

De olika kopplingarna har karakteristiska egenskaper i fråga om osymmetrisk strömbelastning med nollföljd. [33]

Det finns en viss fördel i att koppla högspänningslindningen i Y eftersom neutral-punkten kan jordas och därmed blir isolationskraven mindre hårda. [31]

Det är önskvärt att ha en  $\Delta$ -lindning i transformatorn eftersom en  $\Delta$ -lindning tenderar att bibehålla balanserade fasspänningar och fungerar som en lösning till vissa övertonsproblem som associeras med Y-kopplingen. [31]

Då transformatorns primärlindning ansluts till ett växelströmsnät uppkommer ett varierande växelströmsflöde i järnkärnan som passerar de båda lindningarna. Därmed får man en inducerad spänning även över sekundärlindningen. [30]

Det sker inte någon omvandling av energi från en form till en annan i en transformator, utan de två kretsarnas förlopp är endast tvångskopplade till varandra genom transformatorlindningarnas varvtalsomsättning. [33]

Faradays lag säger att spänningen som induceras i en lindning av ett magnetiskt flöde som påverkar den lindningen är proportionell mot antalet varv och flödets förändringshastighet, alltså:

$$e_i = N_i * \frac{d\Phi_i}{dt}.$$



$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

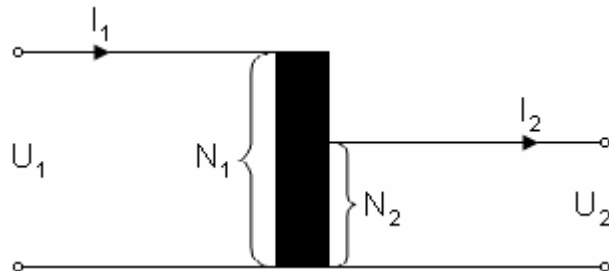
Spänningarna som induceras i lindningarna är proportionella mot antalet varv i lindningarna. Det är grundlagen för transformatorer. [31]

Spänning och ström är omvänt proportionella mot varandra. [30]

Transformatorer kan efter kylart indelas i självkylda och forcerat kylda. Vid självkylning sker kylningen genom spontan strömning uppåt av kylmediet. Det gäller för luft genom en torrisolerad transformator, eller olja genom lindningarna hos en oljeisolerad transformator. Självkylning av en oljeisolerad transformator innebär dessutom att den yttre kylningen av transformatorns olja sker spontant och utan insats av hjälpkraft. En stor oljetransformator förses man med forcerad kylning. Den har kylare eller radiatorbatterier som beblåses med hjälp av fläktar och cirkulation av olja genom kyldonen sköts av pumpar. [30]

Man mäter två kategorier av temperaturer hos transformatorn: oljetemperaturen och lindningstemperaturen. [30]

Fulltransformatorer har galvaniskt skilda (elektriskt skilda) lindningar för primär- och sekundärsida. Det går emellertid att tillverka transformatorer med endast en lindning. Man får då sekundärsidans spänning genom lämpliga uttag på den lindningen, se figur 3.6. De transformatorerna kallas autotransformatorer. [30]



**Figur 3.6: Autotransformator [30]**

Bland fördelarna hos autotransformatorer kan nämnas att den är billigare än motsvarande fulltransformator och att spänningsfallen och förlusterna är lägre. En olägenhet med autotransformatorn är att primär- och sekundärsidan är metalliskt förbundna. Det är inte lämpligt ur säkerhetssynpunkt, på grund av att farlig spänning kan uppstå vid viss typ av koppling i sekundärsidans krets. [30] Den autokopplade transformatorn används i regel inte för större omsättningsförhållanden än 4:1. [34]

Ett magnetiskt flöde som skapas från en ström i en lindning i en transformator men som inte är gemensamt med den andra lindningen kallas för lindningens läckflöde. Vanliga krafttransformatorer är designade för att maximera den gemensamma flödeskomponenten för alla lindningarna genom att den har en järnkärna som förbinder alla lindningarna. Den här kärnan fungerar som en högpermeabilitetsväg för det gemensamma magnetiska flödet. Allt gemensamt magnetiskt flöde flödar genom kärnan. [31]

Amperes lag i cirkelform säger att magnetomotorisk kraft som tillämpas på en sluten bana är lika med nettoströmmen som omges av banan. Kärnans flöde ges även av kärnans permeabilitet gånger den tillämpade magnetomotoriska kraften. [31]

För trefas kärntyper finns en valmöjlighet mellan trebent och fembent utförande. I en fembent kärnram kan man reducera okets tvärsnittsarea i förhållande till benarean, och därmed sänka den totala bygghöjden. Kärnan blir emellertid längre, mera komplicerad och sladdrig att lyfta omkring vilket dock inte medför några problem i produktionen. En driftmässig skillnad mellan olika kärnkonstruktioner finns med avseende på flöden vid jordfel (nollföljd). Om flödena i de tre benen inte tar ut varandra, vilket inträffar om en fas faller bort, måste resten ta vägen någonstans. I en trebent kärna kommer restflödet att sluta sig utanför kärnan från ok till ok. Det möter då ett stort magnetiskt motstånd, eftersom det går fram genom omagnetiskt material, åtminstone en stor del av vägen. Det innebär å andra sidan, att den ström, som skall driva fram flödet möter en relativt låg induktans, alltså stort magnetiskt motstånd svarar mot liten elektrisk induktans. Har man däremot en fembent kärna, eller en manteltransformator, finns det olindade ben, där flödet inte är tvångsstyrt av spänningen, utan kan sluta sig. Det är lätt att driva flöde genom det olindade ytterbenet, och den ström som vill göra det möter stor induktans. [33]

Nollföljdsystemet roterar inte alls, utan pulserar bara i alla tre faserna samtidigt. Summan av de tre momentanvärdena för ett nollföljdssystem blir lika med tre gånger värdet per fas. [33]

Om det blir nollföljd i spänningarna blir det även nollföljd i flödena, och dessa går inte jämt ut i oken på en trebent kärna. Restflödet måste då sluta sig utanför kärna och lindningar i luft. Det kräver ett avsevärt amperevarvtal, på grund av

$$N \cdot I = \Phi \cdot R_m \quad \text{där}$$

$N$  = Antal varv

$I$  = Ström

$\Phi$  = Magnetiskt flöde

$R_m$  = Magnetiskt motstånd.

Därmed kommer kärnan att dra en avsevärd magnetiseringsström. Det blir en nollföljdspänning om en fas faller bort genom avbrott eller kortslutning. I sådant sammanhang kommer emellertid även övriga faser att påverkas, mer eller mindre. [33]

Normalt värde på flödestätheten  $B$  är cirka 1,7 T för stora krafttransformatorer vid 50 Hz. [30]

Ferromagnetiska material klarar inte av oändlig magnetisk flödestäthet. De brukar "mättas" vid en viss nivå, beroende av material och kärndimensioner, vilket betyder att om den magnetomotoriska kraften ökar efter mättningsnivån medför det inte en proportionell ökning av det magnetiska fältflödet ( $\Phi$ ). [35]

När en transformators primära lindning överbelastas av för mycket pålagd spänning kan kärnflödet nå mättningsnivåer under maximumdelen av växelströmsinusvågen. Den överbelastade transformatorn kommer att förvrida vågformen från primär till sekundärlindning, och därmed skapa övertoner i den sekundära lindningens spänning. [35]

Eftersom kärnans flödestäthet är begränsad av mättning kommer konstruktörens val av varvspänningen att bestämma kärnans tvärsnittsarea och vice versa. [31]

En orsak till transformormättning är närvaron av likströmmar i primära lindningen. En likström genom en transformators primära lindning kommer att orsaka extra magnetiskt flöde i kärnan. Det här extra flödet kommer att flytta den växlande flödesvågen närmare mättning i en halvcykel än den andra. [35]

Virvelströmmar orsakar kraftig värmning i kärnan och resulterar i allvarlig minskning av transformatorns effektivitet. [31]

Transformatorer kan dessutom ha olika sorters kärnor. Antingen manteltypen eller kärntypen, men eftersom det mest är kärntypstransformatorer som görs nuförtiden och de gamla manteltyperna mer och mer byts ut mot kärntypen kommer den här rapporten inte gå in mer på det området.

Direktjordade krafttransformatorer anslutna till i första hand 400 kV-systemet utsätts för likströmsmättning i samband med GIC. Transformatorerna saknar skydd som kopplar bort dem vid för hög GIC. Olika konstruktioner tål olika mycket GIC, vilket i kombination med viljan att inte koppla bort transformatorer obefogat ger ett delikat problem. Det är dessutom inte ekonomiskt försvarbart att installera utrustning för reducering av GIC i alla transformatornollpunkter. Således är dessa dyra apparater med lång

leveranstid relativt oskyddade. Nya transformatorer kan specificeras för att utstå en viss GIC, men frågan är då vilka nivåer och tider som ska anges samt hur uthålligheten ska verifieras. Om en ny transformator köps utan GIC-tålighetskrav finns en relativt stor risk att den blir känsligare än många äldre transformatorer. Trebent transformator kärna är lämpligast ur GIC-synpunkt. Äldre transformatorer som finns i elsystemet har i vissa fall en högre uthållighet mot GIC än en helt ny transformator kan förväntas ha. Det på grund av de marginaler som byggdes in i äldre transformatorer men som idag är mindre genom vassare konstruktionsverktyg. [2]

För en geomagnetisk störning som ger 10 V/km i södra Sverige anger tidigare studier ett reaktivt effektbehov för Sverige på totalt 4500-7000 MVAR. Storleken beror på vilken riktning som det elektriska fältet får. På de flesta ställena i nätet gäller att det reaktiva effektbehovet blir störst om det elektriska fältet påverkar hela landet från norr till söder eller tvärtom, mindre om det går i öst-västlig riktning. På vissa ställen i nätet kan det dock inträffa att det största reaktiva effektbehovet inträffar vid en annan riktning på det elektriska fältet. Den största påverkan blir i södra Sverige där 3800-6000 MVAR behövs. Cirka 80 % av MVAR-behovet är från 400 kV transformatorerna. [2]

De situationer som innebär stor risk för störning är enligt [2]:

- Mycket hög förbrukning
- Hög överföring med en eller flera generatorer, ledningar, transformatorer eller kondensatorbatterier ur drift
- Mycket svåra geomagnetiska störningar (20 V/km).

Eftersom GIC flyter genom krafttransformatorernas nollpunkter kan den mätas där. Dessutom kan man genom åtgärder reducera GIC genom transformatorn genom att installera olika typer av utrustning i transformatorns nollpunkt. Dock leder autokopplade transformatorer GIC i den gemensamma lindningen (serielindningen) oavsett hur nollpunkten är jordad. [2]

Likströmsmättnings av krafttransformatorer ger upphov till övertonsrik magnetiseringsström, som orsakar deformation av spänningen. Dessa övertonsspänningar ger i sin tur upphov till övertonsströmmar till shuntkondensatorer och delsystem med stora fas-till-jord kapacitanser. Övertonsströmmarna av nollföljdskaraktär kan orsaka oönskad funktion hos de känsliga summaströmsmätande jordströmsskydd. [2]

Marginalerna vad gäller äldre transformatorer jämfört med nya består främst i att B-fältet inte ligger lika nära mättningsgränsen. Förr fanns som regel 10 % övermagnetiseringsförmåga, idag bara 5 %. Det

medför dock bara ytterst små skillnader vad gäller tåligheten mot GIC.

Enfas transformatorer påverkas mer av likström än trefas, fembenta transformatorer vilka i sin tur påverkas mer än trefas, trebenta transformatorer. [36]

När en enfas transformator blir utsatt för GIC mättas hela kärnan under en kort del av växelströmscykeln. För en trefas, fembent transformator sker mättningen i topp- och bottenoken mellan lindade ben. I en trefas, trebent transformator inkluderas en virtuell icke-resistiv  $\Delta$ -koppling vilket minskar mättning och dess effekter. Flödets likströmskomponent cirkulerar som i luften. Tanken fungerar som en svag  $\Delta$ -lindning för en trebent transformator av kärntyp. [36]

Tester har visat att det är kärnplattorna i magnetiskt stål mellan kärnbenet och lindningen som värms upp mest under mättningen, till cirka 175°C. [36]

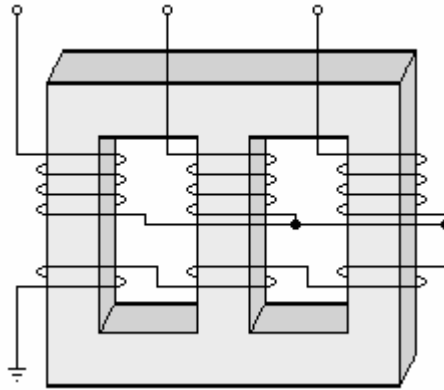
HVDC (High Voltage Direct Current) teknologin används för att överföra elektricitet över långa sträckor med luftledning eller undervattenskablar. Den används också till att sammanbinda separata kraftsystem på sådana ställen där traditionella växelströmsanslutningar inte kan användas. HVDC-transformatorer är oftast enfas transformatorer. Det är den sämsta sortens transformator att använda om man ser på GIC-tolerans. Men de är å andra sidan väldigt enkla att styra. Stora aggregattransformatorer eller omriktartransformatorer tar dessutom väldigt lång tid att mäta på grund av deras lågresistiva  $\Delta$ -kopplingar. [36] Om en ökning av temperaturen mäts kan effekten genast sänkas från kontrollrummet och därmed skyddas transformatorn innan den hunnit mättas. Av den anledningen är det inte speciellt aktuellt att ändra i specifikationen för HVDC-transformatorer.

En shuntreaktor kan kopplas in i ett elkraftnät mellan fas och jord för att absorbera reaktiv effekt och därmed sänka för hög spänning, till exempel i en öppen ledningsända. [37] Eftersom absorptionen av reaktiv effekt ökar under en GIC-störning kommer shuntreaktorerna att kopplas bort och därmed är de inte längre i farozonen.

### 3.2. Alternativa konstruktioner

Mats Alaküla på Lunds tekniska högskola har sökt patent på en ny transformatorkonstruktion som kan hjälpa mot GIC-påverkan. Den går i princip ut på att när strömmen har letat sig ner till nollpunkten i en vanlig transformatorkonstruktion och därmed

växelströmskomponenterna har tagit ut varandra har han lagt till motsvarande lindningar som är likadana förutom att de lindas åt motsatt håll som de ”ursprungliga”, se figur 3.7.



**Figur 3.7: Mats Alakülas design. [38]**

Sedan dras lindningarna ihop i en jordningspunkt efter lindningarna. Det här medför att på övre delen av kretsen bildas ett nollföljdsfält som går åt ett håll, och på den undre delen av kretsen ett lika stort nollföljdsfält åt motsatt håll. I princip skulle det medföra att nollföljdsfälten tar ut varandra och därmed har det stora problemet som skapas av GIC tagits bort. [38]

Eftersom GIC orsakar temperaturhöjningar kan man ju tänka sig att fler och bättre kylanordningar på transformatorn kan hjälpa. Om en transformator idag vid normal drift ligger på en temperatur 20°C under sin maxtemperatur kan man kanske öka den marginalen till 30°C med bättre kylanordningar. Det här skulle ge en lite större säkerhetsmarginal vid GIC och även öka transformatorns överlastförmåga.

Eftersom flödet,  $\Phi = \int B \cdot ds$ , är konstant kan man genom att öka tvärsnittsarean (s) minska flödestätheten (B) vilket dock blir väldigt dyrt.

För att minska uppvärmningen i kärnplattorna kan man bygga dem i till exempel inox (rostfritt stål) eller laminerat stål istället för magnetiskt stål [36]. OKG har i sin nya transformator (T2), som har specificerats med speciella krav på GIC-tålighet, dragstänger i titan [34].

Med ett varningssystem som mäter GIC-nivån och extra kylanordningar kan man vid hög GIC starta de extra kylanordningarna för att på så sätt lindra den extra uppvärmningen.

### 3.3. Svenska Kraftnäts krav på konstruktionen

Systemtransformatorer som kopplar samman 400 kV och 220 kV har en specifikation att det skall vara trefas med lindning på varje ben. Det betyder med andra ord att det skall vara en trebent transformator, även om det inte står skrivet "trebent" någonstans i specifikationen. Men eftersom det skall vara trefas måste det vara minst tre ben, och om alla ben skall vara lindade kan det inte vara en fembent eftersom den inte har ytterbenen lindade. Eftersom trebenta transformatorer är den sorten som har bäst GIC-tålighet, är det ett bra val.

Det skall också vara en YNauto0, det vill säga en Y-kopplad, med uttagen nollpunkt, autotransformator. Per definition kan fasvridning inte förekomma mellan primär- och sekundärsidan på en autokopplad transformator.

Många av SvK:s större transformatorer är autokopplade och därmed är effekten lägre. Flera av dem specificerades med krav på låg nollföljdsimpedans, därför tillverkades de med trebent kärna och därmed klarar de naturligt hög GIC även om det inte var ett krav vid beställningen. [14]

### 3.4. Styrkor och svagheter i olika konstruktioner

Alakülas design är teoretiskt bra, men det finns några problem med den. För det första är de tre fasernas strömmar inte exakt lika hela tiden, det medför alltså att växelströmmarna inte helt har tagit ut varandra i mellanpunkten (ursprungliga nollpunkten). Viss nollföljdsström finns alltid. Transformatorns nollföljdsegenskaper påverkas i Alakülas design. Dessutom är problemet med alla konstruktioner som har GIC-åtgärderna i nollpunkten att de bara skickar vidare problemet till nästa nollpunkt och nästa transformator. Alakülas design innebär också att man behöver dubbelt så mycket lindningar som i den ursprungliga designen och det medför att priset för transformatorn ökar drastiskt.

Fler och bättre kylanordningar medför en högre kostnad och dessutom fler delar runt transformatorn som tar plats. En fördel är dock att kylanordningarna inte bara kan vara till nytta vid GIC-incidenter, utan det kan komma till användning även vid andra tillfällen.

Att öka kärnans tvärsnittsarea medför en väldigt mycket högre kostnad för transformatorn för en marginell förbättring av GIC-tålighet. En så pass hög extrakostnad är inte att rekommendera.

## 4. Övriga systemåtgärder

### 4.1. Seriekondensatorer

Ett sätt att blockera GIC är att installera seriekondensatorer i systemet. Det är särskilt bra i långa kraftledningar för att på så sätt hindra GIC:n från att fortsätta längs ledningen.

BC Hydro, ett nätbolag i västra Kanada, som också är ett land med mycket GIC, har tack vare sina seriekondensatorer i sina långa kraftledningar, ett skydd mot GIC:n [39]. Detsamma gäller även för Sverige.

### 4.2. Alternativa systemjordningar

Man kan stoppa GIC:ns inträde i transformatorn genom en impedansökning i kretsen. Eftersom GIC:n är näst intill en likström är det en resistans som krävs. En stor transformator har en lindningsresistans om några tiondels ohm. Med en resistans i nollpunkten på någon ohm kan den tunga GIC-delen spärras effektivt. Dock skjuter det här vidare problemet till andra transformatorer i närheten och att de kan bli belastade med högre GIC. Lösningen med resistans i nollpunkten kan man välja om man har en specifik transformator som är extra känslig mot GIC som man vill skydda. Men då kan det behövas bättre tålighet mot GIC hos de närliggande transformatorerna. [14]



## 5. Omvärldsanalys

Det finns många andra nätbolag som har nät i områden där GIC-risken är stor. Av den anledningen är det många tillverkare och nätbolag som har ändrat sina krav på transformatorer för att vara bättre skyddade mot GIC. I Sverige har till exempel OKG just skaffat en ny transformator som är den hittills största trebenta transformatorn på 825 MVA som ABB Transformers i Ludvika har tillverkat med specifikationer för GIC-tålighet [14].

OKG har i sin specifikation angett både kort- och långvarig GIC-tålighet med en trebent kärna. [40] De har lagt in fiberoptik i transformatorn för att kunna mäta GIC-nivåerna och dess påverkan i transformatorn.

GIC är geografiskt relaterat och störningarna är störst i de stora högspända näten vilket betyder att det är särskilda områden som är speciellt berörda. Kraftbolag med nät i områden med stor GIC-risk är enligt [14], [41] och [42]:

OKG, Sverige  
 E.ON, Sverige  
 Vattenfall, Sverige  
 Fingrid, Finland  
 TVO (Teollisuuden Voima Oy), Finland  
 Statnett, Norge  
 AEP (American Electric Power), USA  
 Allegheny Power, USA  
 ATC (American Transmission Company), USA  
 BPA (Bonneville Power Administration), USA  
 CHG&V, Nordamerika  
 CONED (Con Edison - Consolidated Edison Company of New York), USA  
 Detroit Edison, USA  
 Maine Yankee, USA  
 Pepco (Potomac Electric Power Company), USA  
 PSE&G (Public Service Enterprise Group), USA  
 TVA (Tennessee Valley Authority), USA  
 Hydro-Québec, Kanada  
 ESCOM (Electricity Supply Commission), Sydafrika  
 China National Grid, Kina

I Finland har Fingrid testat en av sina transformatorer för att se hur den klarade sig mot en pålagd likström på växelströmmen. De kom fram till att den höll sig inom säkerhetsmarginalerna upp till de 200 A likström i nollpunkten som de testade. Av den anledningen har de

inte ändrat på sina specifikationer sedan dess. [43] Deras transformator var en trefas fembent transformator av kärntyp vilket betyder att den inte är lika tålig mot GIC som en motsvarande trebent, men den var dock konstruerad så att den skulle ha mindre förluster och med väldigt mycket bättre överlastkapacitet än deras tidigare transformatorer. Eftersom en transformator bara är i riskzonen när den arbetar vid hög last betyder det att om man har en bättre överlastkapacitet så kommer transformatorn även att klara av GIC bättre vid högre last.

I Kanada har Hydro-Québec tillsammans med ABB testat 735 kV, två enfas transformatorer med 75 gånger deras magnetiserande ström (1A) under en timme, vilket är mycket längre än en GIC puls (runt 5 minuter). Endast kärnplåten värmdes upp. [36]

Hydro-Québec har en GIC-varnare. [36] På så sätt kan de vid hög GIC starta åtgärder för att skydda transformatorerna, till exempel ändra belastningen på transformatorerna.

Kraftbolag som har lagt till GIC-tålighetskrav, det vill säga krav på kontinuerlig och kortvarig likströmstålighet, i sina transformatorspecifikationer eller på annat sätt ändrat i sina specifikationer för att skydda transformatorerna mot GIC är enligt [14], [41] och [42]:

OKG, Sverige  
 TVO (Teollisuuden Voima Oy), Finland  
 AEP (American Electric Power), USA  
 Allegheny Power, USA  
 Detroit Edison, USA  
 Maine Yankee, USA  
 PSE&G (Public Service Enterprise Group), USA  
 Hydro-Québec, Kanada  
 ESCOM (Electricity Supply Commission), Sydafrika

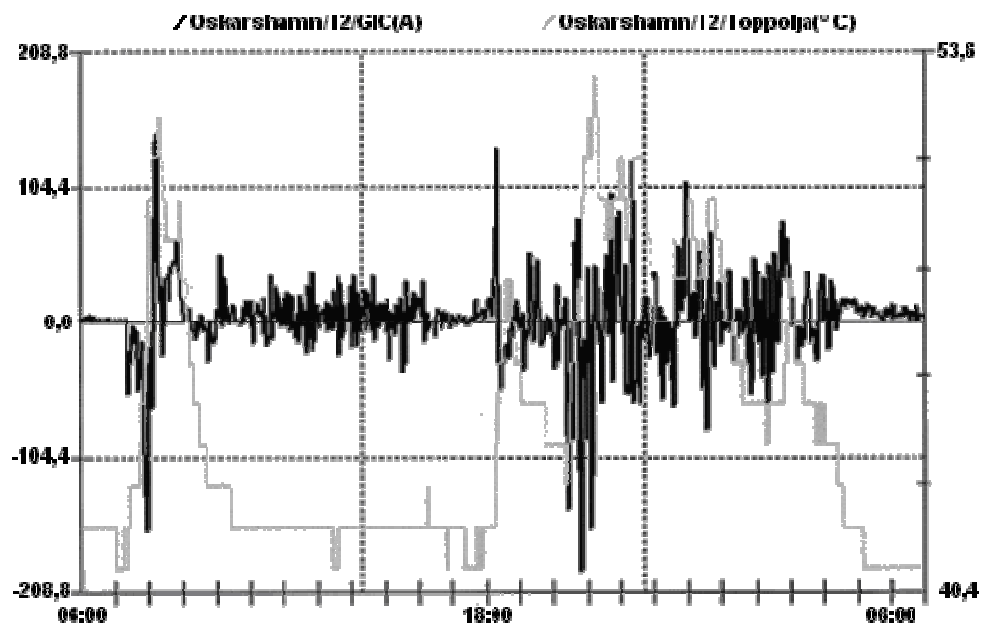
## 6. Förslag på förändringar

### 6.1. Ändrade SvK-krav på transformatorer

SvK ställer i dagsläget inte några krav på GIC-tålighet i sina transformatorspecifikationer. Det bör därför läggas till i specifikationerna krav på både kontinuerlig och kortvarig likströmstålighet.

Hur hög likströmstålighet som bör sättas som krav är en svår fråga. Även om en viss nivå skulle vara önskvärd är det inte säkert att det verkligen fungerar att sätta det kravet. Om man sätter ett alltför högt krav kan det medföra att det bara är en leverantör som klarar av att bygga transformatorn och därmed har all konkurrens bland leverantörerna försvunnit för den ordern. Dessutom kan ett alltför högt ställt krav på likströmstålighet i nollpunkten leda till en så pass stor kärna att det blir omöjligt att få ut transformatorn från fabriken.

Vid den stora störningen i Malmöregionen 29-30 oktober 2003 mättes GIC nivån upp i aggregattransformatorn i Oskarshamn 2, se figur 6.1. Här kan man se att GIC nivån i nollpunkten låg på över 50 A i cirka 7 timmar.



**Figur 6.1:** GIC- och toppoljemätningar i aggregattransformatorn i Oskarshamn 2 från 06:00 den 29 oktober 2003 till 07:00 den 30 oktober 2003. Den svarta grafen visar GIC-mätningarna från -208,8 A till 208,8 A (skalan på vänstra sidan). Den gråa grafen visar toppoljetemperatursmätningarna från 40,4 till 53,6°C (skalan på högra sidan).

Eftersom GIC går genom nollpunkten i transformatorer kan den mätas där. Om man sätter in en mätanordning i nollpunkten kan man därmed få kontinuerliga värden på GIC. GIC är som sagt ett problem främst vid hög last på transformatorn. När man mäter upp höga GIC-värden i nollpunkten kan man då för att skydda transformatorn sänka belastningen på nätet.

GIC är ett problem för transformatorer när de arbetar vid hög last. Av den anledningen kan det vara bra att ändra specifikationerna över transformatorer på så sätt att det läggs till ett krav på att den skall ha bättre överlastförmåga. Det kan även vara bra att öka kylförmågan för att på så sätt minska värmeökningen i transformatorn. Man kan även lägga in kortsiktiga och långsiktiga GIC-toleransnivåer som krav, dock inte för höga eftersom det kan medföra att det inte fungerar att bygga den i nuläget. Dessutom kan det vara bra att i möjligaste mån beställa transformatorer med trebent kärnkonstruktion eftersom de är den grundkonstruktionen som bäst klarar av GIC.

De flesta av SvK systemtransformatorer är av trebent kärnkonstruktion med små förluster. Det betyder att de har ganska bra skydd mot GIC redan. Enligt [14] bör de vid fullast klara av en likström på 200 A likström i nollpunkten i minst 10 minuter. Ju högre GIC desto kortare tid kommer transformatorn att tåla den och ju lägre GIC desto längre tid kommer transformatorn att tåla den.

En annan faktor som måste tas med i beräkningen är om det har varit en GIC-puls relativt nära innan. I så fall bygger effekterna av den nya GIC:n på de kvarvarande effekterna av den första. Om en transformator har värmts upp av mättning på grund av GIC och den inte har hunnit svalna när den blir utsatt för GIC igen kommer den inte att tåla den nya GIC:n lika länge eftersom förutsättningarna har ändrats.

Det här gäller för en transformator som arbetar vid fullast. SvK:s stora systemtransformatorer arbetar nästan aldrig vid fullast eftersom de är specificerade med en stor marginal uppåt till fullast än de används till. Därmed kommer de ovan uträknade tiderna att stiga mycket.

Eftersom många av SvK:s transformatorer är autokopplade kan man inte ta bort GIC:n genom någon åtgärd i nollpunkten eftersom autokopplade transformatorer leder GIC i den gemensamma serielindningen oavsett hur nollpunkten är jordad. [2]

## 6.2. Ekonomiska aspekter

Dagens stam- och regionalnät är byggda för att kunna klara av ovädersrelaterade störningar utan större problem. Systemet är byggt på sådant sätt att när till exempel åska slår ner på ett ställe kan den ledningen kopplas ifrån och kraften kan skickas en annan väg till kunderna. När en kraftig solstorm träffar jorden och skapar GIC är det emellertid inte en liten begränsad plats som drabbas, som under ett vanligt oväder, utan en väldigt stor yta påverkas. Då kan flera ledningar slås ut som man annars skulle ha använt för att skicka kraft igenom för att tillgodose regionens kraftbehov. Det här medför med andra ord att alla ledningarna i ett väldigt stort område kan slås ut. Därmed finns det inga alternativa vägar att skicka strömmen, vilket då kommer att innebära allvarigare och längre strömavbrott för kunderna och därmed högre kostnader och inkomstbortfall för nätbolagen.

När man ser på vad en GIC-störning kostar får man titta på flera olika scenarion. GIC kan slå ut kraftförsörjningen i hela eller bara delar av landet med eller utan att utrustning går sönder. En transformator kan få allvarliga skador av GIC om till exempel temperaturen på vissa ställen blir för hög och lindningarna blir skadade. För att räkna ut kostnaden för ett GIC avbrott är det inte bara kostnaden för att byta ut skadad utrustning och förlusten av inkomster för den kraft som inte kan säljas under avbrottet som skall räknas med, utan även samhällskostnaden är en viktig del av kostnadskalkylen.

Det här måste även sättas i förhållande till hur stor risk det är för att det här skall ske under en viss tidsperiod och hur mycket det kostar att införa olika ändringar på transformatorerna så att de ska bli tåligare mot GIC.

Den hittills största störningen, i Quebec 1989, hade en nettokostnad på cirka 13,2 miljoner CAD, varav skadad utrustning stod för 6,5 miljoner CAD. Transformatorn vid ett kärnkraftverk i New Jersey brann under GIC-störningen 1989 och kostade flera miljoner dollar att byta ut och tillsammans med uteblivna intäkter från såld kraft, samt behovet att köpa kraft från andra nätbolag kostade det sammanlagt cirka 17 miljoner CAD. Det var mycket mer än vad bara transformatorn kostade [4].

När man inför olika åtgärder för att minska GIC minskar man även sannolikheten att något allvarligt skall hända i kraftsystemet eller i transformatorn. Om man inför åtgärder som minskar GIC-sannolikheten med 20 % kan man se att även kostnaden för GIC-avbrott sammanlagt över en lång tidsperiod sjunker med cirka 20 %.

Sedan får man även ta med i beräkningarna hur mycket åtgärderna har kostat att införa och hur mycket de kostar att underhålla under tiden. Ofta är kostnaderna för åtgärder mycket små i jämförelse med vad en störning kostar.

Felfrekvensen för en spänningskollaps i hela Sverige orsakad av GIC har räknats ut till 1,0 gång på hundra år. Om man istället räknar på om bara den södra halvan av Sverige, söder om Söderhamn, drabbas av spänningskollaps ökar felfrekvensen till 2,1 gånger på hundra år. Felfrekvensen för en allvarlig skada på systemtransformator på grund av GIC blir 4,3 gånger på hundra år och för en allvarlig skada på en aggregattransformator blir felfrekvensen 3,3 gånger på hundra år. Beräkningarna kan ses i bilaga 2.

En spänningskollaps som drabbar hela Sverige under 24 timmar kan antas kosta cirka 7 miljarder kronor. Om spänningskollapsen bara drabbar den södra delen av landet blir det ändå en stor del av befolkningen som drabbas, cirka 80 %. Om spänningsavbrottet antas vara i 4 timmar kommer kostnaden upp i cirka 2 miljarder kronor. Den stora skillnaden mellan de här två fallen beror mer på längden på avbrottet än på storleken på området som drabbas. En definition på hög last, som är ett av kraven för en GIC-störning, kan vara att Sverige konsumerar över 20 000 MWh/h varav södra halvan av landet står för 16 000 MWh/h av konsumtionen. Om GIC:n orsakar en allvarlig skada på en systemtransformator kommer kostnaden inklusive en ny transformator att uppgå till cirka 25 miljoner kronor. Kostnaden för en allvarlig skada på en aggregattransformator kommer tillsammans med kostnaden för att skaffa en ny transformator att bli cirka 75,5 miljoner kronor. Beräkningarna för de här kostnaderna kan ses i bilaga 3.

**Tabell 6.1**

	Felfrekvens [gång/100 år]	Genomsnittlig störningstid [h]	Kostnad/ avbrott [miljoner kronor]
Spänningskollaps i hela Sverige i 24 h	1,0	10	7 050
Spänningskollaps i södra halvan av Sverige i 4 h	2,1	10	2 100
Allvarlig skada på en systemtransformator	4,3	6	25
Allvarlig skada på en aggregattransformator	3,3	10	75,5

När man inför extra skydd mot GIC genom att lägga till krav i transformatorns specifikation minskar man felfrekvensen för en GIC-störning. Som kan ses sammanfattat i tabell 6.1 ovan är felfrekvensen för en störning redan nu relativt liten, men när en störning inträffar blir kostnaderna väldigt höga. Olika skydd mot GIC kostar olika mycket. Den extra kostnaden för skydd mot GIC beror mycket på vilka andra krav det redan finns på transformatorn. Till exempel kommer ett krav på mindre förluster kosta mer för en transformator som i grundspecifikationen har höga förluster än en som har låga förluster. Enligt [14] skulle en resistans på någon ohm i nollpunkten, för att blockera GIC, kunna kosta mellan en till två miljoner kronor. Jämfört med vad en störning skulle kosta är det alltså en ganska liten kostnad för att införa en GIC-blockering i nollpunkten.

## 7. Slutsatser

GIC kan orsaka väldigt allvarliga och kostsamma konsekvenser i kraftsystemet. Men risken för att en så pass stor geomagnetisk storm skall inträffa att GIC:n når de nivåerna och tiderna att det är farligt för transformatorerna är relativt liten. Det är många faktorer som måste uppfyllas för att det skall bli en riktigt ordentlig geomagnetisk storm. Bland annat måste det vara hög last på kraftnätet och solvinden måste ha rätt polarisering. Sedan den första GIC-störningen i kraftöverföringssystemen har det inte inträffat någon sådan så kallad superstorm. Trots det har allvarliga konsekvenser inträffat, till exempel avbrottet i Kanada den 13-14 mars 1989. Ett stort avbrott kan innebära långa avbrott i elförsörjningen och stora kostnader för elkunder och elbolag. Av den anledningen måste man fundera över hur man skall kunna skydda kraftnäten mot solens destruktiva kraft.

Eftersom SvK:s systemtransformatorer är konstruerade att fungera på en fullast som ligger mycket över deras normala nivå kommer risken för en störning att minska ännu mer. De här transformatorerna är med andra ord inte speciellt känsliga och därmed är det inte rekommenderbart att införa något slags GIC-blockering i nollpunkten. En sådan åtgärd skulle innebära en onödig ökning av risken för omkringliggande transformatorer.

De flesta av SvK:s stora systemtransformatorer bör klara av 200 A GIC i nollpunkten i 10 minuter vid fullast vilket är en bra kortsiktig toleransnivå. Därmed kan det vara bra att skriva in ett sådant krav i transformatorspecifikationen. Det innebär att framtida konstruktioner inte får en sämre GIC-tålighet. Det här borde inte medföra någon större extra kostnad. Det här medför att transformatorn tål GIC som bildas av normala geomagnetiska stormar. Det finns risk att det kan bildas mycket högre GIC om en stor superstorm inträffar, men sannolikheten att det skall inträffa är väldigt liten och att lyckas skydda transformatorerna helt och hållet mot så pass höga likströmmar skulle vara väldigt svårt om inte till och med omöjligt.

Rekommendationen för ändring av specifikationen för trebenta autokopplade systemtransformatorer blir att lägga till ett likströmstålighetskrav på 200 A i nollpunkten i 10 minuter vid fullast.

ABB Power Technologies AB i Ludvika har granskat den här rapporten och de samtycker till det här kravet för den typen av transformatorer.



Transformatorer med fembenta kärnor betar sig annorlunda, och där måste eventuella krav på tålighet mot GIC utredas mer innan de blir en del av transformatorspecifikationen.

## Referenslista

- [1] Institutet för rymdfysik. Space weather effects on power systems.  
URL: <http://www.lund.irf.se/HeliosHome/spacew4.html>  
(2005-07-18)
- [2] Solstormar – Transienta geomagnetiska störningar (2004).  
Elforsk rapport 03:33
- [3] Government of Canada (19 mars 2004). 150 Years of Geomagnetic Effects.  
URL: [http://www.spaceweather.gc.ca/historyeffects\\_e.shtml](http://www.spaceweather.gc.ca/historyeffects_e.shtml)  
(2005-07-15)
- [4] Government of Canada (19 mars 2004). Geomagnetic Effects on Power Systems.  
URL: [http://www.spaceweather.gc.ca/power\\_e.shtml](http://www.spaceweather.gc.ca/power_e.shtml)  
(2005-07-15)
- [5] University of Oulu (1 december 1998). Solar cycle.  
URL: <http://www oulu.fi/~spaceweb/textbook/cycle.html>  
(2005-12-13)
- [6] Hathaway, David H. (25 oktober 2005). The sunspot cycle. URL:  
<http://science.msfc.nasa.gov/ssl/pad/solar/sunspots.htm>  
(2005-12-13)
- [7] Phillips, Tony (28 oktober 2003). Spaceweather.com.  
URL: <http://www.spaceweather.com/> (2005-12-13)
- [8] NASA. SOHO: Prominence and CME gallery. URL:  
[http://sohops.gsfc.nasa.gov/~kucera/EPO/LPI/portfolio/CME\\_gallery.html](http://sohops.gsfc.nasa.gov/~kucera/EPO/LPI/portfolio/CME_gallery.html) (2005-09-12)
- [9] Campbell, Wallace H. (28 januari 2002) Geomagnetic variations.  
AccessScience@McGraw-Hill.  
URL: <http://www.accessscience.com> (2005-09-26)
- [10] Wik, Magnus. Geomagnetiskt inducerade strömmar – ett rymdvädersprojekt.  
URL: [http://www.irf.se/gsst/Projects/Magnus\\_Wik.pdf](http://www.irf.se/gsst/Projects/Magnus_Wik.pdf)  
(2005-09-12)

- [11] Pettersen, Franck (10 september 1996). Aurora Borealis – the northern lights. URL: <http://www.imv.uit.no/english/science/publicat/waynorth/wn1/contents.htm> (2005-07-21)
- [12] Price, Philip R. (2002). Geomagnetically induced current effects on transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17 (4), 1002-1008. ISSN 0885-8977
- [13] Albertson, V.D.; Bozoki, B.; Feero, W.E.; Kappenman, J.G.; Larsen, E.V.; Nordell, D.E.; Ponder, J.; Prabhakara, F.S.; Thompson, K. och Walling, R. (1993). Geomagnetic disturbance effects on power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8 (3), 1206-1216. ISSN 0885-8977
- [14] Kontakt med Hans Hallberg, ABB
- [15] Hathaway, David H. (6 januari 2003). Coronal mass ejections. URL: <http://science.msfc.nasa.gov/ssl/pad/solar/cmeh.htm> (2005-12-13)
- [16] Kirkwood, Sheila (4 juli 1997). Kiruna Magnetic Disturbance Statistics. URL: <http://quasar.irf.se/obshb/kstat.html> (2005-09-26)
- [17] Koronamassutkastning. Nationalencyklopedin. URL: <http://www.ne.se> (2005-10-18)
- [18] MSU Solar Physics Group (13 december 2005). Coronal Mass Ejection Prediction Page - Frequently Asked Questions. URL: <http://solar.physics.montana.edu/press/faq.html> (2005-12-13)
- [19] Phillips, Tony (15 september 2005). Solar Minimum Explodes. URL: [http://science.nasa.gov/headlines/y2005/15sep\\_solarminexplodes.htm](http://science.nasa.gov/headlines/y2005/15sep_solarminexplodes.htm) (2005-12-13)
- [20] Hathaway, David H. (6 januari 2003). Solar Flares. URL: <http://science.msfc.nasa.gov/ssl/pad/solar/flares.htm> (2005-10-20)
- [21] Flare. Nationalencyklopedin. URL: <http://www.ne.se> (2005-10-18)

- [22] Kappenman, John. Overview of solar and geomagnetic storm conditions and impacts October 24 – November 5, 2003. URL: [http://www.metatech-aps.com/Summary/2003/GeomagneticStormSummary10\\_24\\_to\\_11\\_05\\_03.pdf](http://www.metatech-aps.com/Summary/2003/GeomagneticStormSummary10_24_to_11_05_03.pdf) (2005-12-13)
- [23] European Space Agency (28 oktober 2003). ENORMOUS X-ray solar flare seen by SOHO. URL: [http://www.esa.int/esaSC/SEMJ4W7O0MD\\_extreme\\_0.html](http://www.esa.int/esaSC/SEMJ4W7O0MD_extreme_0.html) (2005-10-07)
- [24] National aeronautics and space administration (25 Mars 2005). Fall 2003 solar storm overview. URL: <http://www.nasa.gov/centers/goddard/news/topstory/2004/0519solarstorm.html> (2005-12-13)
- [25] Sävert, Thomas. Polarlichtbilder 2003. URL: <http://www.saevert.de/aurorapics2003.htm> (2005-12-14)
- [26] Kontakt med Ari Viljanen, Finnish Meteorological Institute – Space Research Unit
- [27] Finnish Meteorological Institute och Gasum. GIC recordings in the Finnish natural gas pipeline. URL: [http://space.fmi.fi/gic/gicdata/gasum\\_index.html](http://space.fmi.fi/gic/gicdata/gasum_index.html) (2005-09-28)
- [28] Svenska Kraftnät. (17 december 2003) Bilaga till störningsanalys N-2003-253.
- [29] Eggertsson Karlström, Carla (2003). Årets väder 2003. URL: <http://www.smhi.se/sgn0102/n0203/vov2003.pdf> (2005-12-14)
- [30] Rejminger, Anders (1986). Transformatorer. Ur: *Elkraftteknisk handbok 2 – Elmaskiner*. Första upplagan. Uppsala: Esselte Herzogs. 1-70. ISBN 91-24-30813-7
- [31] McPherson, George Jr.; Pullen, Keats A. (16 augusti 2002). Transformer. AccessScience@McGraw-Hill. URL: <http://www.accessscience.com> (2005-09-20)
- [32] Calvert, J.B. (2001-02-11). Three-Phase. URL: <http://www.du.edu/~jcalvert/tech/threeph.htm> (2005-09-20)

- [33] Grundmark, B. (1987). Bakgrund – Kurshäfte i allmän transformator-kunskap för ingenjörer i konstruktion, produktion, provning och försäljning. Ludvika
- [34] ABB Power Technologies AB
- [35] Kuphaldt, Tony R. (2003). All about circuits. URL: <http://www.allaboutcircuits.com/> (2005-09-14)
- [36] Kontakt med Léonard Bolduc, Institut de recherche d'Hydro-Québec - IREQ
- [37] Shuntreaktor. Nationalencyklopedin. URL: <http://www.ne.se> (2005-12-14)
- [38] Alaküla, Mats af Klercker. (2005-04-05). Transformator med skydd mot likströmsmagnetisering förorsakad av nollföljdsström. SE525698
- [39] Kontakt med Charles Henville, tidigare på BC Hydro
- [40] Kontakt med Håkan Swahn, OKG
- [41] Kontakt med Harry Schenner, Siemens
- [42] Kontakt med Matti Lahtinen, Fingrid
- [43] Lahtinen, Matti och Elovaara, Jarmo. (2002). GIC occurrences and GIC test for 400 kV system transformer. *IEEE Transactions On Power Delivery*, 17 (2), 555-561. ISSN 0885-8977
- [44] Finnish Meteorological Institute. Magnetic disturbances that have affected electrical systems at the earth's surface. URL: [http://aurora.fmi.fi/gic\\_service/images/EffectsList.pdf](http://aurora.fmi.fi/gic_service/images/EffectsList.pdf) (2005-12-14)
- [45] Barnes, P.R.; Rizer, D.T.; McConnell, B.W.; Tesche, F.M. och Taylor, E.R.Jr. (25 november 1991). Electric utility industry experience with geomagnetic disturbances. URL: <http://www.ornl.gov/~webworks/cpr/v823/rpt/51089.pdf> (2005-12-14)
- [46] Kappenman, John G. (27 oktober 2003). Prepared testimony before U.S. house subcommittee on environment, technology & standards subcommittee hearing on "what is space weather and who should forecast it?" URL: [http://www.metatech-aps.com/HouseTestimony/Kappenman\\_Prepared\\_Testimony\\_ExhibitsOnly.pdf](http://www.metatech-aps.com/HouseTestimony/Kappenman_Prepared_Testimony_ExhibitsOnly.pdf) (2005-12-14)

- [47] Erinmez, A.; Majithia, S.; Rogers, C.; Yasuhiro, T.; Ogawa, S.; Swahn, H. och Kappenman, J.G. Application of Modelling Techniques to assess geomagnetically induced current risks on the NGC transmission system. CIGRE Paper 39-304, Session 2002
- [48] Beasley, Dolores; Hendrix, Susan och Goldman, Jana (21 december 2000). NASA, NOAA gain unpredicted view of angry solar cycle.  
URL: <ftp://ftp.hq.nasa.gov/pub/pao/pressrel/2000/00-199.txt>  
(2005-07-21)
- [49] Kappenman, John. Metatech advisory.  
URL: <http://www.metatech-aps.com/Advisories.html>  
(2005-12-14)
- [50] Billington, Roy och Li, Wenyuan (1997). Electric Power System Reliability Analysis: Method and Tools for the Competitive Era. Kursmaterial från Decision Systems International
- [51] Svensk Energi. (2004). Elavbrottskostnader 2003 - Uppdatering utförd år 2003 av rapporten "Avbrottskostnader för elkunder" från 1994.
- [52] Nord Pool. (2005-12-22). Elspot monthly prices.  
URL: <http://www.nordpool.no/nordpool/spot/index.html>

## Bilaga 1 – Incidenter med GIC

- 1847 19 mars gjordes den första observationen av spontana elektriska strömmar i de elektriska telegrafkablarna. Förekomsten av polarsken vid tidpunkten observerades. [3]
- 24-25 september och 23-25 oktober observerades fler spontana avvikelser hos telegrafnålarna i England. De största avvikelserna inträffade när polarsken syntes. [44]
- 1848 27-28 oktober observerades kraftiga störningar i telegrafan. Det uppmärksammades att det inträffade i samband med polarsken. [3]
- 17 november inträffade polarsken samtidigt som telegrafan mellan Florence och Pisa påverkades. [3]
- 1851 i september observerades polarsken samtidigt som telegrafan i New England påverkades så att den inte gick att använda under tiden som polarskenet fanns kvar. [3]
- 1852 19 februari observerades polarsken samtidigt som strömmar brände sönder kemiskt papper som användes i kemiska telegrafer i nordöstra USA. [3]
- 1853 eller 1854: registrerades en av de tidigaste jordströms-observationerna. [3]
- 1859 28 augusti-2 september orsakade en magnetisk storm effekter på telegrafsystemet i Europa och Nordamerika. [3]
- 1869 30 maj i Schweiz syntes polarsken och jordströmmar gjorde att flera telegrafledningar var oanvändbara. [3]
- 1870 5 april och 24 oktober observerades sammanträffandet mellan polarsken och jordströmmar. [44]
- 1872 4 februari rapporterades störningar i telegraf kommunikationerna i stora delar av Europa. Överförandet av meddelanden via undervattenskablar hindrades även. Samtidigt observerades polarsken över Västasien, Nordafrika, Europa och över Atlanten ända till Florida och Grönland. Polarsken observerades även över delar av södra hemisfären. [3]

- 1872 – 1873 registrerades störningar på atlantiska kablar vilka först ansågs bero på jordbävningar men som egentligen berodde på jordströmmar. [44]
- 1881 1 januari märktes en ström som motsvarade en potentialskillnad på 1,1 volt per kilometer i den engelska telegrafan. [3]
- 1882 17 november observerades jordströmmar i England som var fem gånger så stora som strömmen som vanligtvis användes i telegrafan. Kommunikationen avbröts under störningsperioden. [3]
- 1891 under en elektrisk störning observerades en elektromotorisk kraft på 768 V mellan New York och Buffalo på 725-770 km långa ledningar. Jordströmmen mättes vid flera tillfällen upp till cirka 300 mA, vilket kan jämföras med den genomsnittliga normalströmmen som inte översteg 35 mA. [3]
- 1892 16 juli inträffade ett allvarligt avbrott i telegrafservicen i USA. [3]
- 1894 30-31 mars hörde telegrafoperatörer med telefoner olika ljud som bildats av jordströmmen i ledningarna. [44]
- 1903 31 oktober påverkades i princip alla telegrafsystem på jorden och från flera länder rapporterades det att kommunikationen var helt avbruten under flera timmar. [44]
- 1909 25 september var det störningar i telegrafsystemen på många platser på jorden och polarsken syntes ner till latitud 30. Från Australien rapporterades det att strömmarna i telegrafan ökade och avtog synkront med polarskenet. [3]
- 1921 inducerad ström orsakade brand i telegrafutrustning i Sverige. Vilket datum det skedde har inte registrerats, men en stor magnetisk storm inträffade 13-15 maj. [3]
- 1938 16 april var det problem med telegrafsystemet i Norge. [3]
- 1940 24 mars inträffade en intensiv magnetisk storm. De första störningarna av kraftsystem med spänningsfall, stora svängningar i reaktiv effekt och utlösningar av transformator från USA och Kanada rapporterades. Störningar observerades också i telefon- och telegrafsystemet i USA och Norge. [3] och [44]



- 1946 28 mars och 22 september registrerades höga neutrala strömmar och utlösande transformatorer i Ontario. [3]
- 1957 21 januari inträffade störningar i kraftförsörjningskretsar i transatlantiska undervattenskablar. [3]
- 22 september utlöste en 230 kV brytare i ett kraftsystem på grund av mättning i transformator kärnan och stora övertonsströmmar i jordreläer. [3]
- 1958 10 februari orsakade en magnetisk storm störningar i servicen i en transatlantisk kabel. Onormala kraftflöden observerades i ett kraftsystem i Minnesota. Torontoområdet drabbades av ett kraftavbrott. [3]
- 1959 17 augusti inträffade en allvarlig kraftsystemstörning. [45]
- 1960 13 november inträffade störningar på kraftförsörjningskretsar i transatlantiska kablar. I de svenska kraftsystemen utlöste 30 ledningsbrytare. [3]
- 1968 inträffade en stor kraftsystemsstörning på grund av en geomagnetisk storm. [46]
- 1970 inträffade en stor kraftsystemsstörning på grund av en geomagnetisk storm. [46]
- 1972 4 augusti inträffade en stor magnetisk storm, vilken orsakade ett kraftavbrott i kontinentala USA och problem i kraftsystemen i USA och Kanada. En undersökning visade att en snabb ändring av magnetfältet skedde samtidigt som systemets driftstopp. De räknade ut att den skapade ett inducerat elektriskt fält längs ledningen på cirka 7,0 V/km, vilket överskred gränsvärdet på cirka 6,5 V/km vid vilket ledningen skulle uppleva ett högspänningsavbrott. Vid det här tillfället kunde man via satellitobservationer se att det var en kraftig hoptryckning av Jordens magnetfält på grund av ett ökat plasmaflöde i solvinden. [3]
- 1974 inträffade en stor kraftsystemsstörning på grund av en geomagnetisk storm. [46]
- 1979 inträffade en stor kraftsystemsstörning på grund av en geomagnetisk storm. [46]
- 1980 i oktober utlöste 500 kV ledningen från Manitoba till Minnesota. [3]

- 1981 i april utlöste 500 kV ledningen från Manitoba till Minnesota igen. [3]
- 1982 13 juli utlöste fyra transformatorer och femton ledningar i Sverige. [3]
- 14 juli slogs järnvägssignaler om till rött av den inducerade spänningen i Sverige. [3]
- 1983 inträffade en stor kraftsystemsstörning på grund av en geomagnetisk storm. [46]
- 1989 13-14 mars inträffade en stor magnetisk storm, vilken orsakade ett strömbrott i 21000 MW Hydro-Québec kraftsystem. Hela provinsen slogs ut och sex miljoner invånare blev utan el i nio timmar. [2] Spänningsasymmetrin i 735 kV nätet nådde 15 %, inom mindre än en minut hade de sju statiska var kompensatorerna på ledningen utlöst en efter en. När den sista statiska var kompensatorn hade förlorats föll spänningen så drastiskt att alla fem ledningarna till Montréal utlöste på grund av förlust av synkronism (virtuellt fel) och hela nätet separerade. Förlusten av 9450 MW generering utlöste ett väldigt snabbt fall i frekvens vid belastningscentrernas understationer. Eftersom automatiska belastningsspridningskontroller för underfrekvens inte var designade för att klara av att återhämta sig från ett genereringsfall som var ungefär lika stort som halva belastningen på systemet fungerade det inte i det här fallet trots att det inte hade några fel i sig. Resten av nätet kollapsade bit för bit inom 25 sekunder. Flera andra nätbolag i Nordamerika upplevde också problem som sträckte sig från mindre spänningsvariationer till utlösning av ledningar och kondensatorer. I norra Europa observerades geomagnetisk stormaktivitet som var fem gånger så stor som den som orsakade Hydro Quebec kollapsen [47]. Fem 130 kV ledningar löste ut i Sverige. [3] och [44]
- 19 september observerades en mindre tankvärmning i en transformator i Nordamerika, generator step-up transformatorn skadades. I Sverige löste sju 130 kV ledningar ut, brandlarm satte igång och stora variationer i kraftsändningarna noterades. [1]
- 20 oktober utlöstes ett nollpunktsobalansskydd i en synkronkondensator. [44]
- 17-18 november utlöstes ett kraftsystem i Nordamerika av ett

nollpunktsobalansskydd och BC Hydros 138 kV ledning utlöste på grund av överspänningsskydd. [3]

- 1990 30 mars utlöstes en synkronkondensator av nollpunktsobalansskyddet. [44]
- 1991 24 mars utlöste nio 220 kV ledningar och en transformator i Sverige. [44]
- 22-24 mars, 28 april, 16 maj, 28 maj, 4-5 juni, 10 juni, 28-29 oktober och 8 november inträffade diverse störningar i kraftsystem i Nordamerika under geomagnetiska stormar. [3] och [44]
- 1992 10 september och 11 november utlöste en 115 kV synkronkondensator i USA. [44]
- 2000 6-7 april observerades den högsta GIC någonsin i ett kraftverk. Det skedde i en generator transformator i ett stort kärnkraftverk i södra Sverige och strömmen mättes till 320 A [47].
- I juli bildades en intensiv solstorm som med smeknamnet "Bastille Day Event" som med stor kraft nådde jorden och skapade GIC och norrsken som syntes så pass långt söderut som El Paso i Texas, USA, det vill säga ända ner till 32° N. Kraftbolagen märkte av GIC:n som löste ut kondensatorer och skadade minst en transformator. Global positioning system (GPS) noggrannheten försämrades under flera timmar [48].
- 2001 31 mars orsakade en geomagnetisk storm kraftsystemsstörningar i bland annat New York.
- 29 september-4 oktober orsakade en geomagnetisk storm transformormättning och eftersom stormen varade under så pass lång tid fanns oro för värmning i de inre delarna av känsliga transformatorer. [49]
- 2003 29-30 oktober inträffade GIC störningar. Då löste flera ledningar och transformatorer ut på olika platser i Sverige. 50 000 kunder i Malmö blev utan ström i 20-50 minuter. Temperaturen steg kraftigt i en del transformatorer. [2]
- 2004 7-12 november orsakade en geomagnetisk storm mindre kraftsystemsstörningar och eftersom stormen varade under så pass lång tid fanns oro för värmning och skador i de inre delarna av transformatorer. [49]

## Bilaga 2 – Felfrekvensberäkning

Felfrekvensen för en geomagnetisk störning  $\geq 10$  V/km kan antas vara en på tio år, på grund av solcykeln längd. Sannolikheten att två eller fler stora störningar inträffar under ett år anses vara liten och under beräkningarna sätts den sannolikheten till noll. En geomagnetisk störning antas kvarstå i 10 timmar. En geomagnetisk störning anses alltid orsaka en systemstörning om den inträffar när det är hög last. Eftersom det både måste vara en geomagnetisk störning och hög last för att en systemstörning skall orsakas av GIC används nedanstående formler från [50] för att räkna ut felfrekvens och störningstid för en systemstörning.

$$\text{Felfrekvens} = \lambda$$

$$\text{Genomsnittlig störningstid} = r$$

$$\lambda_s = \frac{\lambda_{GIC} \lambda_{hög\ last} (r_{GIC} + r_{hög\ last})}{1 + \lambda_{GIC} r_{GIC} + \lambda_{hög\ last} r_{hög\ last}}$$

$$r_s = \frac{r_{GIC} r_{hög\ last}}{r_{GIC} + r_{hög\ last}}$$

$$\text{Antal timmar per år} = \frac{365 * 4 + 1}{4} * 24 = 8766$$

### Fall A. SPÄNNINGSKOLLAPS I HELA SVERIGE

Definitionen av hög last har valts till de tider då den överförda effekten i nätet är minst 20 000 MW i hela Sverige. Det inträffar cirka 1 000 timmar varje år.

$$\lambda_{GIC} = \frac{1}{10} \text{ gånger / år} = \frac{1}{10 * 8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{GIC} = 10 \text{ h}$$

$$\lambda_{hög\ last} = \frac{1}{1} \text{ gånger / år} = \frac{1}{8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{\text{hög last}} = 1000 h$$

$$\lambda_S = \frac{\lambda_{GIC} \lambda_{\text{hög last}} (r_{GIC} + r_{\text{hög last}})}{1 + \lambda_{GIC} r_{GIC} + \lambda_{\text{hög last}} r_{\text{hög last}}} \Rightarrow \lambda_S \approx 0,010 \text{ gånger / år}$$

$$r_S = \frac{r_{GIC} r_{\text{hög last}}}{r_{GIC} + r_{\text{hög last}}} \Rightarrow r_S \approx 10 h$$

#### Fall B. SPÄNNINGSKOLLAPS I SÖDRA HALVAN AV SVERIGE

Felfrekvensen för en regional störning som orsakats av GIC måste anses vara högre än en störning i hela Sverige. Antagandet som gjorts är att felfrekvensen för en regional störning är dubbelt så hög.

$$\lambda_{GIC} = 2 * \frac{1}{10} \text{ gånger / år} = \frac{2}{10 * 8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{GIC} = 10 h$$

$$\lambda_{\text{hög last}} = \frac{1}{1} \text{ gånger / år} = \frac{1}{8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{\text{hög last}} = 1000 h$$

$$\lambda_S = \frac{\lambda_{GIC} \lambda_{\text{hög last}} (r_{GIC} + r_{\text{hög last}})}{1 + \lambda_{GIC} r_{GIC} + \lambda_{\text{hög last}} r_{\text{hög last}}} \Rightarrow \lambda_S \approx 0,021 \text{ gånger / år}$$

$$r_S = \frac{r_{GIC} r_{\text{hög last}}}{r_{GIC} + r_{\text{hög last}}} \Rightarrow r_S \approx 10 h$$

#### Fall C. ALLVARLIG SKADA PÅ EN SYSTEMTRANSFORMATOR

Felfrekvensen för att förlora en systemtransformator räknas ut på liknande sätt. Skillnaden kommer att bli att lasten på dem inte är lika förutsägbar, vilket är varför man kan anta ett större intervall för hög last och risk intervall för en störning orsakad av geomagnetisk aktivitet. Antagandet är att transformatorn arbetar vid hög last alla vardagar mellan 06.00 och 22.00. Vi har cirka 200 vardagar per år.

$$\lambda_{GIC} = \frac{1}{10} \text{ gånger / år} = \frac{1}{10 * 8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{GIC} = 10 h$$

$$\text{Antal timmar med hög last per vardag} = 22 - 6 = 16$$

$$\lambda_{\text{hög last}} = \frac{200}{1} \text{ gånger / år} = \frac{200}{8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{\text{hög last}} = 16 h$$

$$\lambda_S = \frac{\lambda_{GIC} \lambda_{\text{hög last}} (r_{GIC} + r_{\text{hög last}})}{1 + \lambda_{GIC} r_{GIC} + \lambda_{\text{hög last}} r_{\text{hög last}}} \Rightarrow \lambda_S \approx 0,043 \text{ gånger / år}$$

$$r_S = \frac{r_{GIC} r_{\text{hög last}}}{r_{GIC} + r_{\text{hög last}}} \Rightarrow r_S \approx 6 h$$

#### Fall D. ALLVARLIG SKADA PÅ EN AGGREGATTRANSFORMATOR

Förutsättningar för att förlora en aggregattransformator föreligger då den arbetar vid hög last och vid samma tillfälle utsätts för GIC. Antagandet är att hög last tiden för en aggregattransformator existerar under en period mellan 15 oktober och 15 april.

$$\lambda_{GIC} = \frac{1}{10} \text{ gånger / år} = \frac{1}{10 * 8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{GIC} = 10 h$$

$$\begin{aligned} \text{Antal dagar med hög last} &= \text{Antal dagar mellan 15 oktober och 15 april} = \\ &= \frac{(16 + 30 + 31 + 31 + 28 + 31 + 15) * 4 + 1}{4} = 182,25 \end{aligned}$$

$$\text{Antal timmar per dygn} = 24$$

$$\begin{aligned} \text{Antal timmar med hög last per år} &= \\ &= \text{Antal dagar med hög last} * \text{Antal timmar per dygn} = \\ &= 182,25 * 24 = 4374 h \end{aligned}$$

$$\lambda_{\text{hög last}} = \frac{1}{1} \text{ gånger / år} = \frac{1}{8766} \text{ gånger / h}$$

$$r_{\text{hög last}} = 4374 \text{ h}$$

$$\lambda_s = \frac{\lambda_{GIC} \lambda_{\text{hög last}} (r_{GIC} + r_{\text{hög last}})}{1 + \lambda_{GIC} r_{GIC} + \lambda_{\text{hög last}} r_{\text{hög last}}} \Rightarrow \lambda_s \approx 0,033 \text{ gånger / år}$$

$$r_s = \frac{r_{GIC} r_{\text{hög last}}}{r_{GIC} + r_{\text{hög last}}} \Rightarrow r_s \approx 10 \text{ h}$$

Det här sammanfattas i tabell B2.1.

**Tabell B2.1**

	Felfrekvens, $\lambda$ [gånger/100 år]	Genomsnittlig störningstid, $r$ [h]
År med stor störning för fall A	1,0	10
År med stor störning för fall B	2,1	10
År med stor störning för fall C	4,3	6
År med stor störning för fall D	3,3	10

I den här beräkningen har vi använt felfrekvensen för en geomagnetisk störning  $\geq 10$  V/km. Men som har setts tidigare är det risk för GIC-störningar först när den geomagnetiska störningen är  $\geq 20$  V/km. Tiden som en GIC-störning varar kan vara både längre och kortare än de tio timmar som har antagits i den här beräkningen. Den uträknade felfrekvensen är därmed ganska osäker.

## Bilaga 3 – Kostnadsberäkning

Med hjälp av följande formel från [51] kan man räkna ut kostnaden för olika avbrott:

$$\text{elavbrottskostnad} = (\text{avbruten energi}) * x + (\text{avbruten effekt}) * \text{avbrottstid} * y$$

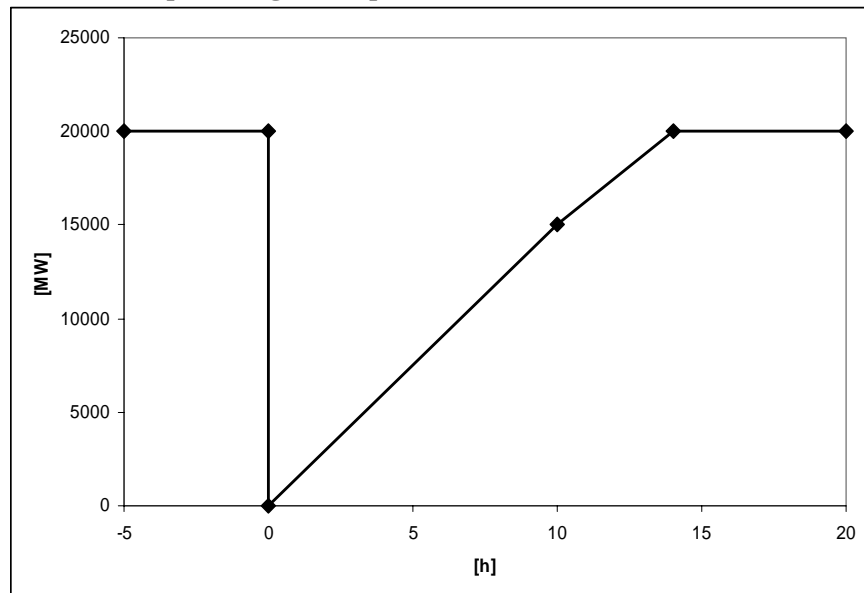
där x och y fås från tabell B3.1 nedan.

**Tabell B3.1**

Distributionstyp	x [kr/kW]	y [kr/kWh]
Tätort	20	105
Landsbygd	15	70
Blandad	17	81
Hela landet	18	51

### Fall A. SPÄNNINGSKOLLAPS I HELA SVERIGE

En GIC-störning inträffar vid hög last. Vid de tillfällena konsumerar hela Sverige mer än 20 000 MWh/h. När en spänningsskollaps har inträffat sker återkopplingen gradvis. I figur B3.1 sker spänningsskollapsen vid timme 0 och hög GIC antas flöda i kraftsystemet under tio timmar. Under de här timmarna kommer det inte råda fullständigt spänningsskott utan nätet kommer gradvis att repareras. Samtidigt kan det hända att fler delar i nätet löser ut så länge som GIC:n fortsätter att flöda. För att räkna på kostnaden används approximationen som kan ses i figur B3.1 över hur effekten ökar efter spänningsskollapsen.



**Figur B3.1: Exempel på effektförändring under en störning i hela Sverige.**



Från figur B3.1 kan vi räkna ut att förlorad effekt under störningen är ungefär 135000 MWh. Det vill säga ett genomsnitt på cirka 9650 MWh/h.

Insatt i formeln ovan får vi därmed:

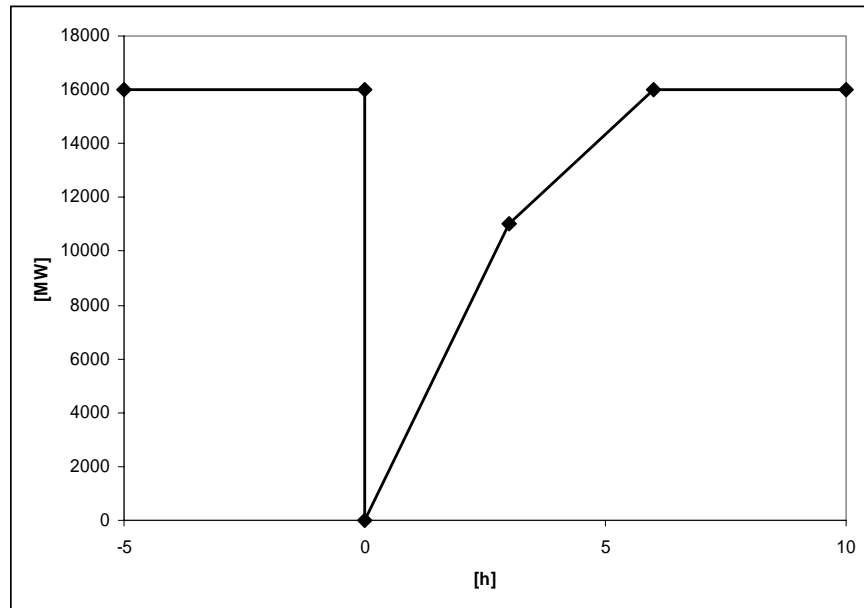
$$\text{elavbrottskostnad} = 9650 * 10^3 * 18 + 9650 * 10^3 * 51 * 14 = 7050 \text{ Mkr}$$

$$\text{Kostnad för elavbrottet} = 7050 \text{ Mkr}$$

#### Fall B. SPÄNNINGSKOLLAPS I SÖDRA DELEN AV SVERIGE

Vid hög last konsumerar den södra halvan av Sverige cirka 16 000 MWh/h.

Störningen antas få förloppet som ses i figur B3.2.



**Figur B3.2: Exempel på effektförändring under en störning i södra delen av Sverige.**

Från figur B3.2 kan vi räkna ut att förlorad effekt under störningen är ungefär 39000 MWh. Det vill säga ett genomsnitt på cirka 6500 MWh/h.

Insatt i formeln ovan får vi därmed:

$$\text{elavbrottskostnad} = 6500 * 10^3 * 18 + 6500 * 10^3 * 51 * 6 = 2100 \text{ Mkr}$$

$$\text{Kostnad för elavbrottet} = 2100 \text{ Mkr}$$

#### Fall C. ALLVARLIG SKADA PÅ EN SYSTEMTRANSFORMATOR

När en systemtransformator blir allvarligt skadad kommer det i de flesta fall innebära att inga eller väldigt få kunder drabbas av elavbrott. Det betyder att kostnaden för en allvarlig skada på en systemtransformator är det samma som kostnaden för en ny systemtransformator. En ny systemtransformator antas kosta 25 Mkr.

$$\text{Kostnad för störningen} = 25 \text{ Mkr}$$

**Fall D. ALLVARLIG SKADA PÅ EN AGGREGATTRANSFORMATOR**

När en aggregattransformator skadas av GIC består kostnaden för störningen av bortfall av energiintäkter och kostnad för en ny transformator. Det genomsnittliga elpriset i Sverige under januari till och med november 2005 var cirka 271 kr/MWh enligt [52]. En 500 MW aggregattransformator som blir skadad och medför ett avbrott på 14 dagar kommer därmed att medföra följande kostnad:

$$\begin{aligned} \text{Energiintäktsbortfall} &= \text{elpris} * \text{energibortfall} * \text{tid} = \\ &= 271 * 500 * 14 * 24 \approx 45,5 \text{ Mkr} \end{aligned}$$

En ny aggregattransformator antas kosta 30 Mkr.

$$\text{Kostnad för elavbrottet} = 30 + 45,5 = 75,5 \text{ Mkr}$$

Det här sammanfattas i tabell B3.2.

**Tabell B3.2**

	Kostnad/avbrott [miljoner kronor]
Spänningskollaps i hela Sverige i 24 h	7050
Spänningskollaps i södra halvan av Sverige i 4 h	2100
Allvarlig skada på en systemtransformator	25
Allvarlig skada på en aggregattransformator	75,5

## Bilaga 4 – Förkortningslista

A	Ampere
CAD	Canadian Dollar (Kanadensiska dollar)
CME	Coronal Mass Ejection (Koronamassutkastning)
DMSP	Defence Meteorological Satellite Program
ESP	Earth-Surface Potential (Jord-yta potential)
GIC	Geomagnetically Induced Currents (Geomagnetiskt inducerade strömmar)
GMD	Geomagnetic disturbance (Geomagnetisk störning)
GPS	Global Positioning System
h	Hour (timme)
HVDC	High Voltage Direct Current
Hz	Hertz
J	Joule
km	Kilometer
SOHO	Solar and Heliospheric Observatory
SvK	Svenska Kraftnät
T	Tesla
USA	United States of America
UT	Universal Time
V	Volt
W	Watt
VA	Volt Ampere
VAr	Volt Ampere reaktiv