

2016-08-15



# Reservkraft i Vattenfalls norrlandsnät

Kevin Eriksson    Kristoffer Seidl

EXAMENSARBETE  
Högskoletekniker, elkraft  
Institutionen för ingenjörsvetenskap

## **Förord**

Arbetet utfördes under perioden 2016-03-31 till 2016-05-23 åt Vattenfall Eldistribution AB. Projektet var en del av programmet Högskoletekniker Elkraft på Högskolan Väst i Trollhättan. Uppdraget har varit berikande och lärorikt. Vi vill tacka alla som hjälpt oss under projektet och speciellt tack till Jan-Erik Myrèn, Andreas Buhr och Åke Johannesson som gjorde uppdraget möjligt.

# Reservkraft i Vattenfalls norrlandsnät

## Sammanfattning

Idag är elnätet i Norrland särskilt känsligt för avbrott. Norrlandsnätet har hög andel radiella luftledningarna och med allt större krav på leveranssäkerhet är reservkraftsmatning ofta nödvändig för att klara kraven.

Genom att studera Vattenfalls rapporter vid avbrott samlades nödvändig data om fel som överstiger lagstadgade tider. Observationer i Vattenfalls nätverksinformationssystem låg till grund för bedömningen av nätets uppbyggnad i området.

Informationen om data på relevanta anläggningsdelar hämtades från tillverkarens datablad.

Tillgången till reservkraft är idag ojämnt fördelad där det generellt ses att känsliga områden har klart mindre tillgång till reservkraft än mindre känsliga områden. Utöver det används inte den tillgängliga reservkraften i den utsträckning det skulle vara möjligt för det kan ses som slöseri med resurser. En förflyttning av viss reservkraft till områden med hög felfrekvens är lämpligt för att minska ersättningar som måste betalas ut till nätkunderna då avbrottstiden blir för lång.

Vidare undersöktes under projektet om felbortkoppling inom rimlig tidsram uppfylls vid reservmatning. Detta resulterade i en tabell som kan användas för att kontrollera om den inkopplade matningen ger den nödvändiga kortslutningsströmmen som krävs för att säkerställa felbortkoppling.

Datum:	2016-08-15
Författare:	Kevin Eriksson, Kristoffer Seidl
Examinator:	Evert Agneholm
Handledare:	Torbjörn Hernvall (Högskolan Väst), Högskoletekniker, elkraft, 120 hp
Huvudområde:	Elektroteknik
Kurspoäng:	15 högskolepoäng
Utgivare:	Högskolan Väst, Institutionen för ingenjörsvetenskap, 461 86 Trollhättan Tel: 0520-22 30 00, E-post: <a href="mailto:registrator@hv.se">registrator@hv.se</a> , Web: <a href="http://www.hv.se">www.hv.se</a>

# Backup power generation in Vattenfalls norrland power grid

## Summary

Today, the power grid in the Swedish province of Norrland is particularly sensitive to interruptions. With a high proportion of overhead and radial lines and increasing demand on reliability of the power supply means backup power supply is often necessary to meet the requirements.

By studying interruption reports available at Vattenfall the necessary data about faults that exceed statutory periods was gathered. Observations in Vattenfalls network information system formed the basis for the assessment of the grid structure in the area.

Information about the data on the relevant plant sections was retrieved via the manufacturers' datasheets.

Today access to the back-up power is unevenly distributed where sensitive areas in general have considerably less access to back-up power than less sensitive areas. In addition, the available back-up power is not used to the extent it would be possible because it can be seen as a waste of resources. Relocation of some back-up power to areas with high fault rates is suggested in order to reduce the compensation that must be paid to the customers in case of long power outages.

It was also examined during the project if proper fault disconnection within a reasonable time frame is met. This resulted in a table that can be used to verify if the connected power supply has the required short-circuit power to ensure fault disconnection.

Date:	August 15, 2016
Author(s):	Kevin Eriksson, Kristoffer Seidl
Examiner:	Evert Agneholm
Advisor(s):	Torbjörn Hernvall (University West)
Programme name:	Higher Education Technician, Electric Power Technology, 120 HE credits
Main field of study:	Electrical engineering
Course credits:	15 HE credits
Publisher:	University West, Department of Engineering Science, S-461 86 Trollhättan, SWEDEN Phone: +46 520 22 30 00, E-mail: <a href="mailto:registrator@hv.se">registrator@hv.se</a> , Web: <a href="http://www.hv.se">www.hv.se</a>

## Innehåll

<b>Förord</b>	<b>i</b>
<b>Sammanfattning</b>	<b>ii</b>
<b>Summary</b>	<b>iii</b>
<b>Nomenklatur</b>	<b>v</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrund .....	1
1.2 Problembeskrivning & Syfte .....	1
1.3 Avgränsning.....	1
1.4 Metod.....	2
<b>2 Teori</b>	<b>3</b>
2.1 Nätupbyggnad .....	3
2.1.1 Ledningstyper .....	3
2.1.2 Nätkoncessionsområden Norrland .....	3
2.2 Reservkraft .....	4
2.2.1 Spänningsreglering .....	5
2.2.2 Egenskaper .....	5
2.2.3 Inkoppling av reservkraftverk .....	5
2.2.4 Felbortkoppling .....	7
2.3 Lagar och regler .....	8
2.4 Netbas .....	9
2.5 Behov av kortslutningsström i nätstationer .....	9
<b>3 Kartläggning</b>	<b>10</b>
3.1 Kartläggning av reservkraftverk.....	10
3.2 Kartläggning av fel.....	10
3.3 Sammanslagning av feldata och placering .....	12
<b>4 Undersökning av typexempel</b>	<b>13</b>
4.1 Beräkning av resistivitet .....	13
4.2 Kortslutningsberäkningar.....	14
<b>5 Förenklad beräkningsmodell</b>	<b>15</b>
<b>6 Diskussion</b>	<b>18</b>
<b>7 Slutsats</b>	<b>19</b>
<b>Referenser</b>	<b>20</b>
<b>Bilagor</b>	
A: Transformatorimpedanser .....	1
B: Utlösningsskarakteristik Sverigesäkringar .....	2
C: Säkringsstorlekar vid olika transformatorer .....	3

## Nomenklatur

AMS	= Arbete med spänning
AUS	= Arbete utan spänning
NUS-skydd	= Skydd mot jordfel
p.u.	= Per unit. Storleksbeteckning som anges som andel av ett nominellt värde.
Hk	= Hängkabel
$U_n$	= Märkspänning
$I_{k3}$	= Trefasig kortslutningsström
$I_{k2min}$	= Minsta tvåfasiga kortslutningsström
$S_n$	= Märkeffekt för olika komponenter
$S_k$	= Kortslutningseffekt
$S_{kg}$	= Kortslutningseffekt generator
$S_{kt}$	= Kortslutningseffekt transformator
$S_{ktot}$	= Sammanlagd kortslutningseffekt
$X_t$	= Reaktans distributionstransformator
$R_l$	= Resistans ledning
$X_l$	= Reaktans ledning
$Z_k$	= Kortslutningsimpedans

# 1 Inledning

Examensarbetet har utförts i Trollhättan på Vattenfall Eldistribution AB, avdelningen för nätoptimering.

## 1.1 Bakgrund

Behovet av reservkraft ökar allt mer och följer utvecklingen med ökat elberoende och att konsekvenserna av elavbrott blir allvarligare.[1] Sedan en tid tillbaka finns en lag som reglerar den maximala tiden en kund får vara utan el. Efter 24 timmar utan elförsörjning är det olagligt med elavbrott och redan efter tolv timmar ska företaget betala ut ersättning till berörda kunder.[2]

## 1.2 Problembeskrivning & Syfte

Vattenfall har stora elnätskoncessioner i norra Sverige. Elnäten i norr är till stor del luftledningar och vädret i området gör att felintensiteten är hög. På grund av att många samhällen ligger avsides finns det inga möjligheter att mata småorterna från flera håll. Mobila reservkraftverk med generatorer måste därför köras ut och kopplas in för att kunna återföra eldistributionen vid långvariga fel.

I dagsläget är ordningen dålig på Vattenfalls reservkraftverk. Vissa geografiska områden riskerar därför vid långvariga fel att inte återfå el inom lagstiftad tid på tolv timmar. Detta problem kommer från att man inte vet var de optimala positionerna är för att placera reservkraftverk eftersom man inte känner till var de störningskänsliga områdena finns.

Syftet med arbetet är att undersöka var behovet av reservkraft är som störst och därefter formulera ett förslag på en lösning som kan förbättra tillgång och användning av reservkraftverken. Vidare ska det även undersökas om möjlighet finns att skapa en beräkningsmodell för kortslutningsberäkningar vid inkoppling av reservkraftverk.

## 1.3 Avgränsning

Området som skall undersökas är Vattenfalls elnätskoncessioner i Norrland. Uppdraget är att finna vart känsliga områden finns, exempelvis små byar på avlägsna platser. Lämplig positionering för reservkraftverken kommer att undersökas för hela området för att finna en lösning eller ett förslag som täcker riskområdena på ett optimalt sätt. För att effektivisera beslutstagning vid användning av reservkraftverken kommer det att undersökas förutsättningar vid inkoppling av reservkraftverk genom att titta på ett antal typexempel gällande felbortkoppling vid kortslutning. Jordfelsbortkoppling behandlas inte i rapporten. Kortslutningsberäkningar avgränsas till det stationära förloppet. Beräkningarna avgränsas till 20 kV nätet med transformatorstorlekar på 50, 100, 200, 315 och 500 kVA. Arbetet kommer inte att beröra jordkabel och därför kommer det kapacitiva bidraget försummas vid alla beräkningar.

## **1.4 Metod**

Arbetet sker främst genom att använda programmet Netbas som Vattenfall använder för att se nätuppbyggnaden. I Netbas observeras var felintensiteten varit som högst de senaste två åren, detta genom att undersöka felrapporter och studera nätuppbyggnaden i Netbas kartor. Programmet kan även visa egenskaper för anläggningsdelar till exempel ledningslängd, resistans, säkringsstorlek och märkeffekt. Den insamlade datan används för kortslutningsberäkningar. Excel används för att skapa tabeller och organisera data. Information inhämtas från tillverkarens dokumentation eller genom att intervjua personer kunniga i ämnet.



## 2 Teori

### 2.1 Nätuppbyggnad

Uppbyggnaden av elnätet i Norrland beskrevs vid möte med Andreas Buhr och Jan-Erik Mýren. Idag består Norrlands nät mestadels av radiella luftledning. Då bosättningen är gles och det kan vara flera mil mellan olika byar är det inte alltid lönsamt att bygga maskade eller slingmatade nät. I många fall kan det även vara svårt på grund av terrängen, till exempel fjälldalar och naturområden. Det är vanligt att radiella ledningar går ut flera mil från en station. Detta gör att ledningarna är känsliga för fel då ett enskilt fel i början av ledningen kan orsaka avbrott som sträcker sig flera mil.

Den stora mängden luftledningar i norrlandsnätet gör det sårbart mot olika väderförhållanden som till exempel snöfall och åska. Nätet är på vissa ställen sammanlänkat med Norges samt Finlands elnät. Detta medför att vid vissa kan reservmatning ske från grannländerna.

#### 2.1.1 Ledningstyper

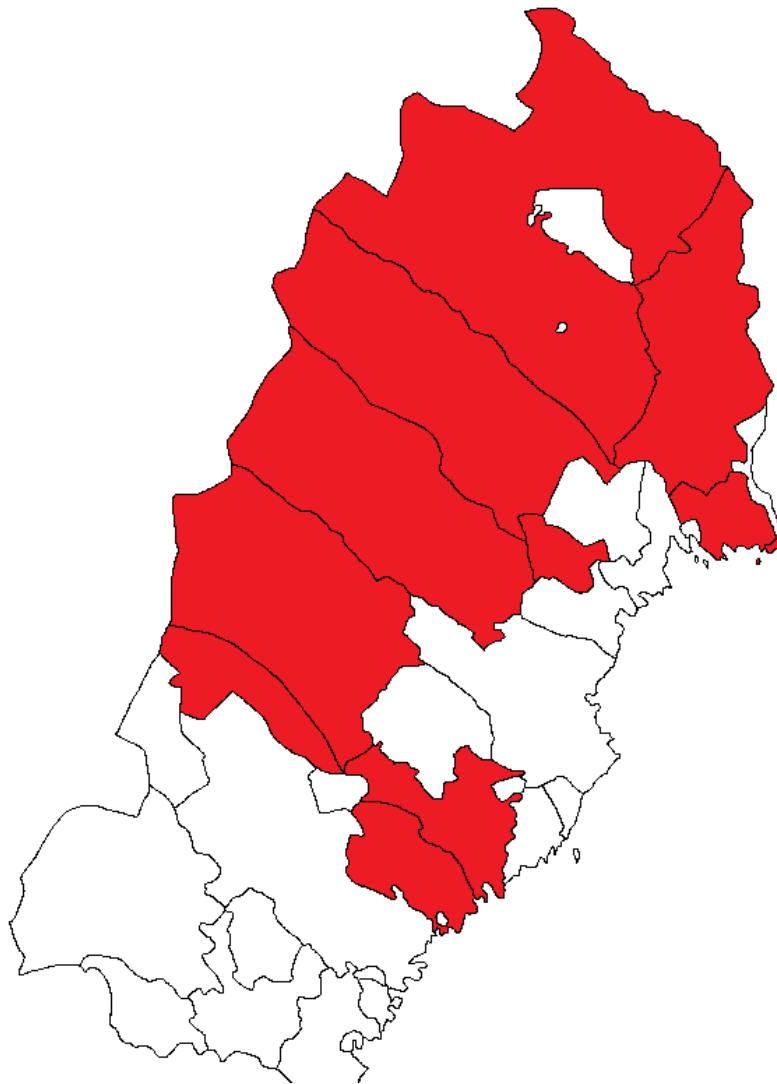
Vid användningen av Nätinformationssystemet Netbas görs observationer gällande ledningstyper i elnätet. Elnätet i Norrland består på mellanspänningsnivå till stor del av 20 kV oisolerade luftledningar men även betydande mängder isolerad luftledning och hängkabel förekommer. Inom tätorterna är det större andel jordkabel men viss mängd friledning finns. Lågspänningsnätet består till största del av hängkabel utanför tätorterna och av stor andel jordkabel i tätorterna.

Mellanspänningskablarna består huvudsakligen av aluminium med areor från 25 mm<sup>2</sup> upp till 329 mm<sup>2</sup>. Kopparledningar finns i viss utsträckning från 10 mm<sup>2</sup> till 100 mm<sup>2</sup>. Det finns även vissa sträckor där rena järnledningar finns kvar med 16 till 50 mm<sup>2</sup> area.

#### 2.1.2 Nätkoncessionsområden Norrland

Sverige är indelat i fyra olika nätområden. Nätområdena är uppdelade i ett antal nätkoncessioner. Norrlandsområdet faller inom nätområde 1 och nätområde 2. Vattenfall har nätkoncessioner i både nätområde 1 och nätområde 2.

Nätkoncessionsområdena Vattenfall äger i Norrland innefattar; Malmfälten, Tornedalen övre, Kalixbygden, Tornedalen nedre, Älvsbybygden, Luleälven övre, Arvidsjaurbygden, Umeälven övre, Umeälven nedre, Vilhelmina och Gideobygden. Dessa nätkoncessioner presenteras i en karta figur 2.1.



Figur 2.1 Vattenfalls elnätskoncessioner i Norrland. Författarens egen bild. [3]

## 2.2 Reservkraft

Under möte med Åke Johanesson, Andreas Buhr och Jan-Erik Mýren på Vattenfall beskrevs reservkraftens grund. Reservkraften består av mobila dieselgeneratorer, antingen designade för att mata slutkunden direkt eller mata in på nätet. Vid det senare fallet behövs en transformatorcontainer som innehåller både transformator och mellanspänningsställtverk. Om inte mellanspänningsställtverk används kommer generatoren fortsätta mata om jordfel sker på uppsidan. Detta beror på att generatorskydderna inte är avsedda för att känna av fel belägna på uppsidan av ställtverket.

Reservgenerator och transformatorcontainer fraktas separat. En begränsande faktor för vad generatoren klarar är kortslutningsströmmen samt det kapacitiva bidraget. Det kapacitiva bidraget orsakas främst av jordkabel och kommer därför att försummas.

### 2.2.1 Spänningsreglering

Vid intervju med Henrik Elfving beskrevs funktionen för generatorns spänningsreglering. En mätkrets i generatorn mäter spänningen över generatorns klämmor. Om spänningen avviker från inställt börvärde, normalt 400 V, kommer reglerutrustningen att öka eller minska magnetiseringen vilket i sin tur ökar eller minskar spänning på klämmorna.

### 2.2.2 Egenskaper

Reservkraftverken kan ha olika egenskaper så som vikt, maxhastighet vid frakt, märkeffekt och transportsätt. På Vattenfalls hemsida för reservkraftverk står denna information samt var reservkraftverket är placerat. [4]

### 2.2.3 Inkoppling av reservkraftverk

I en intervju med Anders Eriksson på Vattenfall Service beskrevs inkoppling av reservkraftverk. Inkopplingen av reservkraftverk på mellanspänningsnätet kan utföras på tre olika sätt beroende på ledningstyp. Inkoppling kan ske genom både AUS och AMS.

Ett alternativ är att koppla in transformatorn via anslutningspunkter på transformatorstationernas nedsida. Detta ersätter då den normala matningen från 40/20 kV-ställverket under den tid reservkraftverket är inkopplat. Vid matning av begränsade ledningssektioner längre bort från stationerna måste det friska nätet sektioneras bort från den felbehäftade delen. Anslutning kan sedan ske direkt på ledning eller vid tillgängliga kopplingspunkter i det sektionerade nätet.

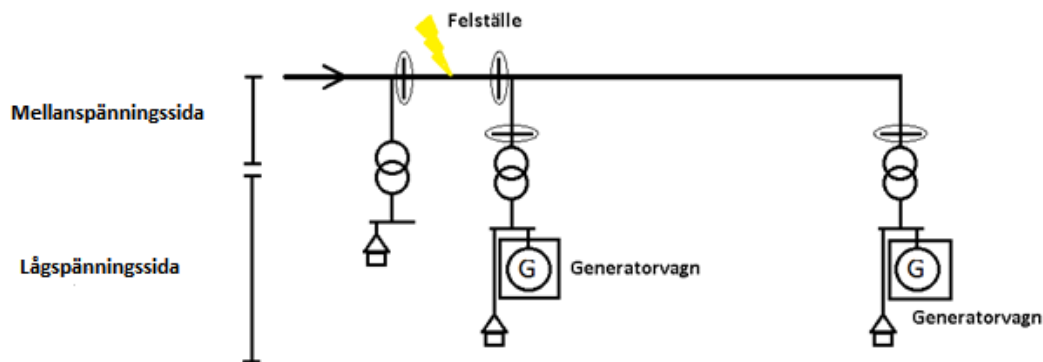
1. Vid oisolerad friledning kan ledningar från det mobila ställverket anslutas med hjälp av lämpliga kabelskor direkt på luftledningens ledare.
2. Vid isolerad luftledning används kabelskor som tränger igenom isoleringen på ledningarna för att skapa elektrisk kontakt.
3. Är nätet häng- eller jordkabel så är inte detta ett alternativ och ställverket måste i stället anslutas där möjlighet till inkoppling finns, till exempel i nätstationer eller vid övergångar till luftledning.

Luftledning ger bäst möjligheter till inkoppling då den kan ske var som helst på ledningen och placering kan då väljas där det är enklast att köra fram reservkraftsaggregatet och ställverket.

Vid möte med Åke Johansson, Andreas Buhr och Jan-Erik Mýren på Vattenfall beskrevs hur Vattenfall använder reservkraftsaggregaten. I dagsläget används reservkraftverk för att återföra elektrisk matning vid bortfall i elnätet och för reservmatning vid arbete på större transformatorer. Detta arbete hanterar enbart reservmatning vid bortfall av elnät. Matning med reservkraftsaggregat kan ske på flera olika sätt enligt nedan.

#### 2.2.3.1 Enskild matning av stationer på lågspänningssidan

Inkoppling av reservkraftverk på lågspänningssidan i nätstation sker enligt figur 2.2.

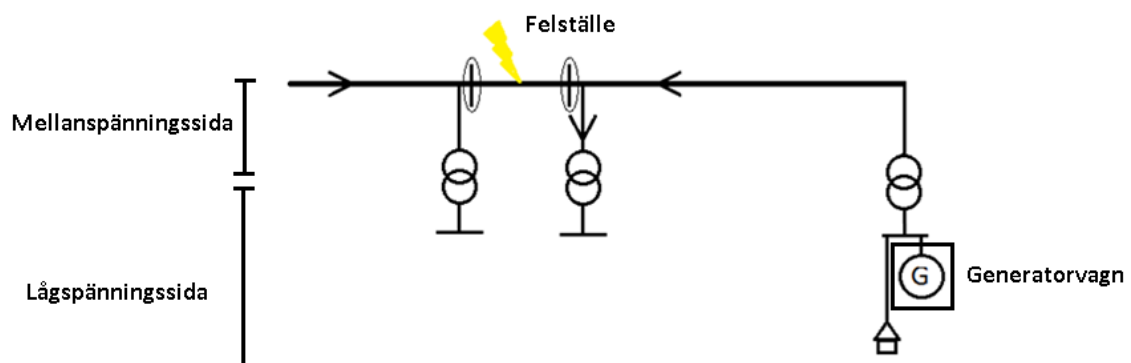


Figur 2.2 I denna figur visas matning av lågspänningssidan. Transformatorerna i bilden är monterade i nätstationerna. Strecken visar fränskiljare och cirklar runt en fränskiljare innebär att den är i öppet läge.

Vid användning av denna metod kopplas ett mindre reservkraftverk på max 100 kW in på lågspänningssidan i stationen och matar enbart stationens underliggande kunder. Vid denna metod behövs ingen mobil transformator för att transformera upp spänningen.

### 2.2.3.2 Matning på lågspänning via nätstationstransformator

Den andra metoden är att mata med större reservkraftverk på lågspänningssidan och låta stationens transformator transformera upp spänningen på nätet. Metoden visas i figur 2.3.

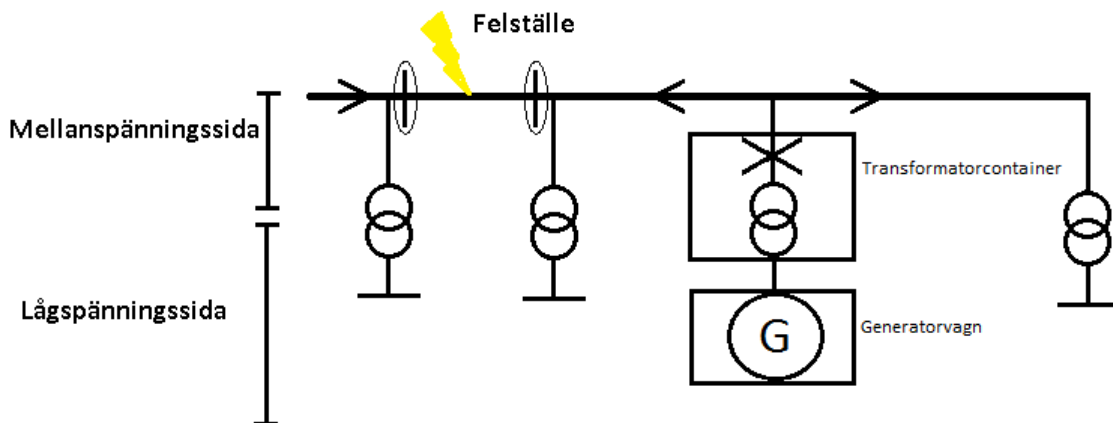


Figur 2.3 Matning av mellanspänningsnät via nätstation. Transformatorerna i bilden är monterade i nätstationerna. Strecken visar fränskiljare och cirklar runt en fränskiljare innebär att den är i öppet läge.

Denna metod fungerar att använda, däremot kan inte skydden i reservkraftverket känna av jordfel på mellanspänningssidan i nätet och därför kommer generatoren fortsätta att mata ström även om ett jordfel inträffar. Jordfel behandlas dock inte i denna rapport. Dessa anledningar medför att denna metod aldrig används.

### 2.2.3.3 Matning med mobilt ställverk

För att mata en större del av nätet används istället ett reservkraftverk kombinerat med en mobil transformatorcontainer som även innehåller ett ställverk med skydd. Den mobila transformatorn transformerar upp spänningen på mellanspänningsnätet. Denna koppling sker enligt figur 2.4.



Figur 2.4 Matning av mellanspänningsnät via mobilt ställverk. Transformatorn inom rutan är monterad i den mobila transformatorcontainern medan övriga transformatorer i bilden är monterade i nätstationerna. Strecken visar fränskiljare och cirklar runt en fränskiljare innebär att den är i öppet läge.

Vid matning av mellanspänningsnätet används i regel generatorer på 500-1800 kW och dessa kan då mata ett antal stationer på samma ledning. En komplicerande faktor vid inkoppling på detta sätt är att två separata trailers måste köras ut till samma plats.

## 2.2.4 Felbortkoppling

Den mobila transformatorcontainern är utrustad med ett ställverk som inkluderar skydd för mellanspänningsnivån. Enligt intervju med Pär Ideklev på Vattenfall är ställverket utrustat med två sorters skydd, överströmsskydd och NUS-skydd. Överströmsskyddet är variabelt och nivån på skyddet sätts beroende på den beräknade lasten för området som ska drivas med reservkraft. Normalt sätts skyddet på 120 % av lastströmmen för att inte lösa vid temporära överlast. NUS-skyddet kopplar bort jordfel.

För att säkerställa att överströmsskyddet kan lösa ut för den givna nätdelen finns det krav på lägsta tillåtna kortslutningsström i mellanspänningsnätet. Lägsta kortslutningsström fås vid tvåfasig kortslutning på den mest avlägsna delen av det matade mellanspänningsnätet. Denna kortslutningsström skall vara minst 50 % större än den totala maxlasten på matad ledning. Detta innebär att en eventuell högbelastad ledning kan kraftigt påverka möjligheterna att mata det området, då en ökning av den totala lastströmmen innebär en mindre marginal till funktionsvärdet, som visualiseras i figur 2.5. Om marginal minskar kan behov finnas att öka funktionsvärdet för att undvika utlösning vid överlast, detta kan medföra att skyddet inte löser då kortslutningsströmmen riskerar att bli för låg. Beräkning av minsta kortslutningsström sker med ekvation 2.1.

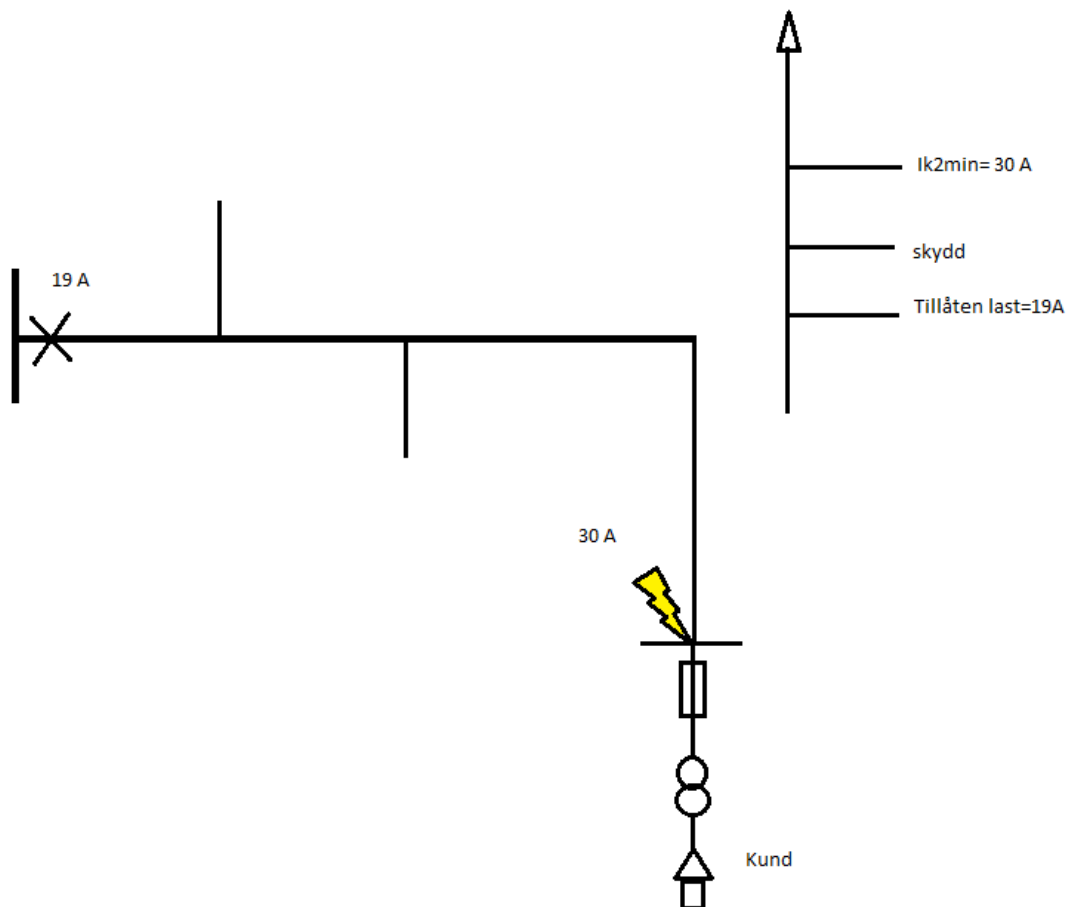
$$I_{k2min} > 1,5 \times I_{total\ maxlast} \quad (2.1)$$

Där

$I_{k2min}$  = Minsta tvåfasiga kortslutningsström

$I_{total\ maxlast}$  = maximal last på ledningen

Ett visuellt exempel för beräkning av skyddets nivåer och minsta kortslutningsström presenteras i figur 2.5.



Figur 2.5 Enlinjeschema som visar ett exempel på matning av nätstation via reservkraftverk. Författarens egen bild.

För att garantera säkerhet för person och utrustning vid fel på transformatorn måste även fel på lågspänningssidan kunna kopplas bort, därför måste det även säkerställas att matat nät även får tillräcklig kortslutningsström för att kunna detektera och koppla bort fel på lågspänningsnätet. [5]

## 2.3 Lagar och regler

Enligt ellagen (1997:857) skall elavbrott inte överstiga tjugofyra timmar om inte orsaken till avbrotten ligger utanför nätkoncessionsinnehavarens ansvar. Ersättning på 12,5 % av kundens beräknade årliga nätkostnad skall betalas ut till elanvändare påverkade av elavbrott under tolv sammanhängande timmar. Efter 24 timmar skall en ersättning på 25 % av nätkostnaden betalas ut till kunden. Vid varje ny påbörjad 24 timmars period skall ytterligare 25 % av nätkostnaden betalas ut. Ersättning för bortfallen elförsörjning kan maximalt uppgå till 300 % av kundens årliga nätkostnad. Avbrottet anses åtgärdat när elförsörjning har varit konstant i minst två timmar. [2]

## 2.4 Netbas

Netbas är Vattenfalls nätverksinformationssystem. I detta program finns de flesta anläggningsdelar dokumenterade, schematiskt och geografiskt. Systemet har flera olika moduler som till exempel beräkningsmodul och felrapporteringsmodul. I arkivmodulen, som används mest frekvent i detta arbete, kan elektrisk data såväl som ledningslängder, inköpsår, ledningstyp samt dimensioner hämtas. I beräkningsmodulen kan exempelvis ett segment av nätet fiktivt kopplas ur vid lämplig punkt för att sedan göra beräkningar på ögruppen som skapas av urkopplingen. I felrapporteringsmodulen Darwin, kan fel dokumenteras. Darwin-modulen är mycket användbar vid kartläggningen av felintensitet då nödvändig data för fel, som till exempel geografisk data samt vilken anläggningsdel det berör, finns dokumenterad i en lista. [6]

## 2.5 Behov av kortslutningsström i nätstationer

Under intervju med Henrik Elfving konstaterades att en dimensionerande faktor vid felbortkopplingen är att säkringarna i nätstationerna löser ut vid fel på lågspänningssidan. För att säkerställa detta behöver nedsidan av transformatorn ha en tillräckligt hög kortslutningsström för att säkringen på uppsidan skall överskrida sitt funktionsvärde. För att undersöka säkringarnas strömbehov vid olika tider inhämtas deras utlösningsskarakteristik från datablad som visas i bilaga B och C. [7]

## 3 Kartläggning

### 3.1 Kartläggning av reservkraftverk

För att utföra arbetet var det första steget att inventera var reservkraftverken finns idag. För det användes Vattenfalls intranät som innehåller en sida för bokning av reservkraftverk. Information om reservkraftverkens placering i dagsläget och storlek på dem dokumenterades på en karta som visade Vattenfalls elnät i norr. Den exakta positioneringen för reservkraftverken är under sekretess men observationer visade att reservkraftverken är koncentrerade i den södra änden av nätområdet med bara enstaka stationer för reservkraftverken utplacerade i norra delen. Även storleken på de tillgängliga reservkraftverken i norr är begränsad med få större reservkraftverk placerade där.

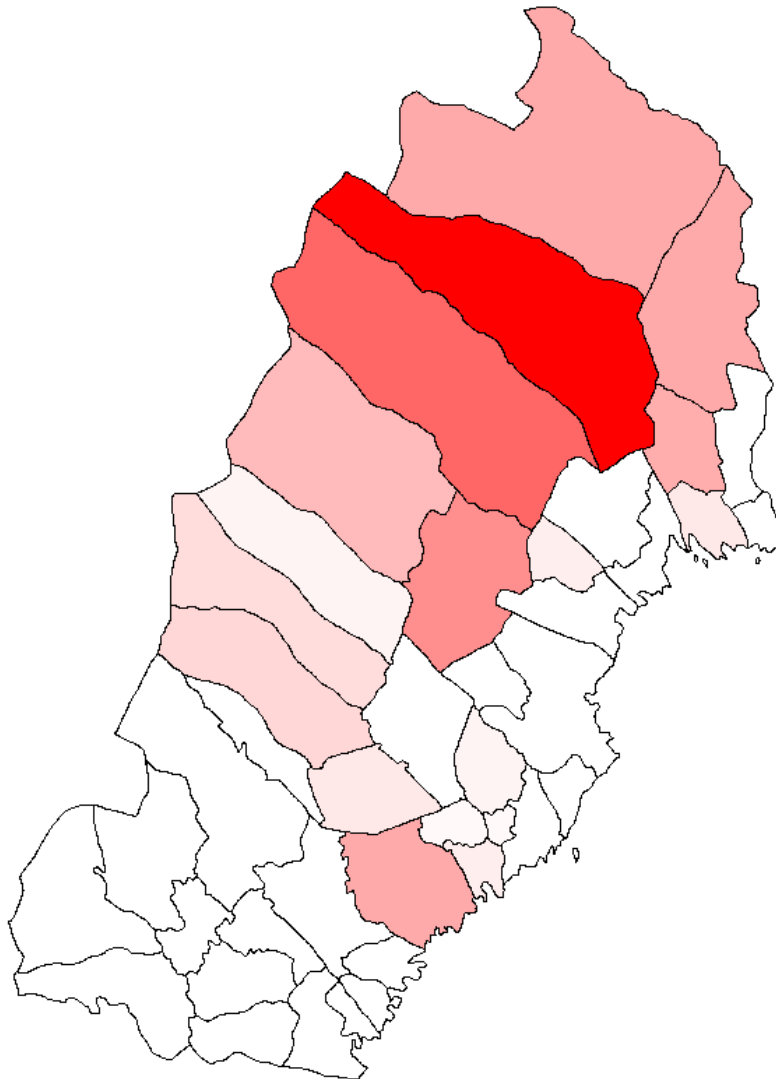
### 3.2 Kartläggning av fel

Från en modul i Netbas hämtas felstatistik i form av alla felrapporter som gjorts i Vattenfalls nordliga avtalsområde. Den tidsperiod som väljs är från 2014-01-01 till 2016-04-11 då statistik från den senaste tiden anses mer relevant än gammal statistik. Statistiken exporteras till en Excel-fil för att kunna bearbetas och denna görs om till tabell för att underlätta sökning. Då tabellen består av cirka 15 000 felposter måste den avgränsas.

Det första som utförs är en sökning efter ordet ”elverk” i de anmärkningar som gjorts i felrapporterna för att hitta de fall där reservkraftverk använts. Dessa positioner placeras ut på en karta i en PDF-fil för att lätt kunna se vart reservkraftverken har använts tidigare

För att hitta de fel som Vattenfall är ersättningskyldiga för sorteras alla fel som åtgärdats inom 12 timmar bort. Fel på icke-radiella ledningar sorteras också bort samt fel vars placering inte har angetts i felrapporten. Objektnummer för den felbehäftade anläggningsdelen används för att söka efter felets plats. Felens plats markeras också i den PDF-fil som reservkraftverkens användning placerats ut i. Detta för att ge god överblick över vart fel tenderar att bli långvariga. Med hänsyn till sekretess kan inte exakta platserna för felen visas. Istället används här en värmekarta för att visa felfrekvensen i de olika kommunerna, detta presenteras i figur 3.1.





Figur 3.1 Karta med kommuner utmarkerade som visar den relativa mängden fel som sker inom kommunens gränser, mörkare röd färg innebär högre felfrekvens.

För att ta reda på felens storlek används en formel för att räkna fram den effekt som varit bortkopplad under tiden felet inte har åtgärdats. Detta enligt ekvation 3.1.

$$kW = \frac{MWh}{h} * 1000 [kW] \quad (3.1)$$

Där

$kW$  = bortkopplad effekt angiven i kilowatt

$MWh$  = totalt antal megawattimmar förlorad elförsörjning

$h$  = antalet timmar felet pågått

Genom att dividera den icke levererade energin under tiden från felets uppkomst till att felet är åtgärdat med antalet timmar felet pågått, erhålls medeleffekten för fastigheterna som påverkas av felet.

Denna formel ger en överblick för vad effektbehovet varit i de felfrekventa områdena historiskt sett.

### **3.3 Sammanslagning av feldata och placering**

Resultaten av felkartläggningen och kartläggningen av reservkraftverk lades in på en gemensam karta för att se sammanhanget mellan placeringen av reservkraftverk och antalet fel i området. Den högsta frekvensen av fel observerades i Gällivare och Jokkmokks kommuner.

En observation som gjordes var att nära en av stationerna där reservkraftverken är placerade hade flera långa fel tillåtits trots nära tillgång till reservkraftverken.

## 4 Undersökning av typexempel

Ett antal potentiella riskzoner gällande långvariga effektbortfall undersöks. För att skydden i reservkraftverken samt skydden för ledningen som matas skall lösa ut krävs det att kortslutningsströmmen är tillräckligt hög. Beräkningar utförs för att föra statistik på olika ledningstypers resistivitet samt reaktans per kilometer. Värdena för resistans och reaktans hämtas genom att samla data från Netbas på olika ledningar geografiskt frångående från varandra samt med varierande area. Därefter utförs medelvärdesberäkning av den uppsamlade datan. Då hängkabel och friledning har olika resistivitet separeras dessa i medelvärdesuträkningen för att få ett exaktare värde. Ledningarnas reaktans per kilometer beräknas genom att dividera ledningens reaktans med dess längd. Ekvation 4.1 används för att beräkna materialets resistivitet.

$$\rho = \frac{R \times A}{l} [\Omega m] \quad (4.1)$$

där

$\rho$  = *materialets resistivitet*

$R$  = *ledningens Resistans*

$A$  = *ledningens area*

$L$  = *ledningens längd*

Materialets reaktans beräknas genom ekvation 4.2.

$$X = \frac{X_l}{l} [\Omega/km] \quad (4.2)$$

Där

$X$  = *materialets reaktans per kilometer*

$X_l$  = *ledningens reaktans*

$l$  = *ledningens längd*

Utifrån den önskade kortslutningsströmmen samt kortslutningseffekten beräknas högsta tillåtna impedansen på ledningen enligt ekvation 4.3.

$$Z = \frac{U_n^2}{S_k} [\Omega] \quad (4.3)$$

där

$Z$  = *högsta tillåtna impedans*

$U_n$  = *nätets märkspänning*

$S_k$  = *önskad kortslutningseffekt*

### 4.1 Beräkning av resistivitet

Mellanspänningsledningars längd, area, ledartyp, resistans och reaktans upphämtas från Netbas. Dessa värden samlas i ett kalkylblad, där värdena räknas om till reaktans per kilometer samt medelvärde av resistivitet för ledningar av samma ledartyp. Det sistnämnda är nödvändigt då olika legeringar ger olika resistivitetvärden. För att erhålla ett precist värde för både resistivitet samt reaktans per kilometer analyseras ledningar av diversifierat slag gällande så väl ledartyp som area.

Resultatet för beräkningar på olika ledningstypers resistivitet och reaktans presenteras i Tabell 4.1.

Tabell 4.1 Tabell över framräknade värden på resistivitet och reaktans för olika ledningstyper.

Material	$\rho$ [ $\Omega\text{m}$ ]	X [ $\Omega/\text{fas, km}$ ]
AL	31,5	0,34
ALMG	34	0,3
FEAL	34	0,4
AL (hk)	31,5	0,15
ALMG (hk)	33,5	0,3
FEAL (hk)	33,7	0,33
CU	18,5	0,4
CU (hk)	18,5	0,16
FE	180	0,8

## 4.2 Kortslutningsberäkningar

För att kunna skapa ett kalkylblad för uträkning av kortslutningsström krävs att värden för reaktanser och resistanser upphämtas. Detta kalkylblad skall vara så generaliserat som möjligt eftersom att det skall vara användbart vid andra typexempel av nät. Tanken var att användaren av kalkylbladet skriver in elektriska egenskaper för matande generator och transformator. Utefter dessa beräknas reaktanser och resistanser fram och läggs ihop med vald lednings reaktans och resistans. Därefter skulle resulterande kortslutningseffekt beräknas och jämföras med den minst tillåtna kortslutningseffekten. På grund av bristfälliga tidsresurser valdes det att avbryta delprojektet rörande kalkylbladet och istället utveckla en förenklad beräkningsmodell.

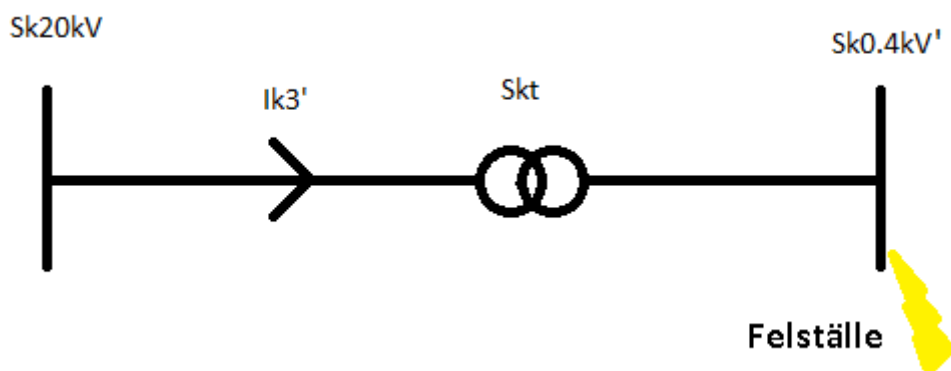
## 5 Förenklad beräkningsmodell

På grund av tidsbristen utvecklas istället en beräkningsmodell som beräknar den minimala kortslutningseffekten som måste finnas på transformatorns uppsida vid olika nätstationer. Värdet på denna minimala kortslutningseffekt styrs av värdet på säkringarna som sitter på uppsidan av nätstationernas transformatorer. Säkringarna ska skydda för fel i transformatorn. Därför måste nätstationens transformator inkluderas i beräkningarna. Dessa värden förs in i tabell 5.1 som visar den minsta kortslutningseffekt som krävs på transformatorns uppsida för säker bortkoppling. Vid användning av tabellen är det upp till användaren själv att räkna fram värdet på kortslutningseffekten som levereras till punkten. Inga anvisningar för den beräkningen utförs i detta arbete.

Beräkningarna begränsas till 20 kV nät med transformatorer i storlekarna 50, 100, 200, 315 och 500 kVA. Bortkopplingstiden sätts till 100 ms som är normal företagspraxis på Vattenfall men även en alternativ bortkopplingstid på 300 ms undersöks.

I den förenklade beräkningsmodellen undersöks karakteristik för säkringen som sitter på uppsidan av nätstationen som matas. Utlösningvillkor för given säkring och tid hämtas ifrån datablad som finns i bilaga B. Vilken säkring som används för beräkningarna beror på transformatorns storlek och upphämtas ifrån rekommendationerna i bilaga C. Säkringarna skall kunna lösa ut vid kortslutning som sker på transformatorns skena på nedsidan. Därför måste beräkningar av kortslutningsströmmen säkerställa att säkringens funktionsvärde uppnås vid fel på transformatorns nedsida.

Då säkringarna skall kunna detektera fel på nedsidan av transformatorn krävs det att den felström som blir vid fel direkt på transformatorns nedsida uppnår säkringens funktionskrav på given tid. Beräkningarna hänförs till primärsidan och hela kretsens ström sätts då till säkringens funktionsvärde för den tid beräkningen utförs på. Kretsen för beräkningarna visas i figur 5.1.



Figur 5.1: Enlinjeschema för beräkning.

Krävd kortslutningseffekt på transformatorns nedsida beräknas med kretsens ström hänförd till primärsidan. Enligt önskemål från uppdragsgivare beräknas den trefasiga kortslutningsströmmen. Ekvationen som används för beräkningen är ekvation 5.1.

$$S_{k0,4kV'} = U_n' \times I_{k3}' \times \sqrt{3} \text{ [W]} \quad (5.1)$$

Där

$S_{k0,4kV'}$  = kortslutningseffekt på sekundärsidan hänförd till primärsidan

$U_n'$  = primärsidans spänning

$I_{k3}'$  = kortslutningsström på sekundärsidan hänförd till primärsidan

Transformatorns kortslutningseffekt beräknas via märkeffekten och relativ kortslutningsimpedans som hämtas ur tabellen i bilaga A. Beräkningen sker med formel 4.4.

$$S_{kt} = \frac{S_n}{z_k} \text{ [W]} \quad (5.2)$$

Där

$S_{kt}$  = kortslutningseffekt för transformatorn

$S_n$  = märkeffekt för transformatorn

$z_k$  = kortslutningsimpedans för transformatorn

För beräkning av kortslutningseffekten som krävs på uppsidan används delkortslutningsmetoden enligt ekvation 5.3.

$$S_{k0,4kV'} = \frac{S_{k20kV} \times S_{kt}}{S_{k20kV} + S_{kt}} \text{ [W]} \quad (5.3)$$

Där

$S_{k0,4kV'}$  = kortslutningseffekt på sekundärsidan hänförd till primärsidan

$S_{k20kV}$  = kortslutningseffekt på primärsidan

$S_{kt}$  = kortslutningseffekt för transformatorn

Då det är  $S_{k20kV}$  som söks bryts faktorn ut ur formeln och beräkning sker då enligt ekvation 5.4.

$$S_{k20kV} = \frac{S_{kt} \times S_{k0,4kV'}}{S_{kt} - S_{k0,4kV'}} \text{ [W]} \quad (5.4)$$

Där

$S_{k0,4kV'}$  = kortslutningseffekt på sekundärsidan hänförd till primärsidan

$S_{k20kV}$  = kortslutningseffekt på primärsidan

$S_{kt}$  = kortslutningseffekt för transformatorn

Ekvationerna förs in i ett kalkylblad som sköter beräkningarna men resultaten kontrolleras även genom beräkningar för hand. Resultaten av beräkningarna förs in i en tabell. Resultatet av beräkningarna presenteras i tabell 5.1.

Tabell 5.1 Resultat av beräkningar på kortslutningseffekter.

Märkeffekt transformator [kVA]	50	100	200	315	500
Märkvärde säkring [A]	6,3	8	10	10	16
Funktionsvärde säkring 100 ms [A]	40	48	70	70	115
Funktionsvärde säkring 300 ms [A]	30	38	57	57	96
Krävd kortslutningseffekt på transformatorns uppsida 100 ms [MVA]	-	4,9	4,7	3,5	3,0
Krävd kortslutningseffekt på transformatorns uppsida 300 ms [MVA]	6,1	2,7	3,2	2,6	4,5

Tabellen visar den effekt som krävs på primärsidan för att uppnå tillräcklig kortslutningseffekt på nedsidan. Anledningen att en ruta bara har ett streck är att beräkningen visar att krävd kortslutningseffekt inte kan uppnås på angiven tid, detta medför att även vid normal drift kan inte säkringen lösa på angiven tid. Någon sorts kompromiss behöver då göras gällande bortkopplingen alternativt kan transformatorn vid reservmatning kringgå helt genom att koppla in reservmatningen direkt till kunderna.

## 6 Diskussion

Vi märkte tidigt under arbetet att det var svårt att hitta information om ämnet. Dokumentationen över reservkraftverken saknade ibland vissa delar som var av vikt för vårt arbete. Målet att utföra en beräkningsmodell ändrades flera gånger under projektets lopp, vilket resulterade i att vi fick halvfärdiga resultat då frågorna visade sig vara mer komplicerade än vad som kunde upptäckas vid första anblicken.

Ifrån undersökningen av felstatistik observerade vi att spridningen av reservkraftverken är något ojämn med större tillgång till reservkraft i områden med klart lägre felbenägenhet. Vidare fanns det exempel på fel nära stationer med utplacerade reservkraftverk som inte åtgärdades i tid. Detta kan bero på en arbetskultur där det finns en ovilja att använda reservkraftverk eftersom det tar upp arbetskraft vid inkopplingen av reservkraftverken som skulle kunna användas till att laga felet.

Beräkningar av kortslutningar vid reservkraftsmatning visade sig mycket mer komplicerat än vi först trodde.

En beräkningsmodell vars krets avgränsades utvecklades då istället för att hinna slutföra projektet inom tiden. Många faktorer i beräkningsmodellen förväntas användaren beräkna själv, detta kan förbättras genom att utveckla en mer fullständig modell för beräkningar av kortslutningar då det för nuvarande inte finns en fullständig beräkningsmodell.

Vid undersökning av kortslutning på nedsidan av en 50 kVA transformator upptäckte vi att skyddet aldrig löser ut vid 100 ms. Detta på grund av att säkringen behövde en högre kortslutningseffekt än vad transformatorn i nätstationen tillåter. Även vid 300 ms krävdes det en enorm kortslutningseffekt från generatoren och det mobila ställverket för att skyddet skulle lösa ut.



## 7 Slutsats

I dagsläget saknas delvis information om generatorer och ställverk i databasen. De fysiska pärmar som innehåller datablad och annan relevant information om utrustningen kan hittas på stationen där aggregatet står parkerat, vilket försvårar beräkningar. Det skulle därför vara fördelaktigt att digitalisera samt uppsamla datablad för generatorer och mobila ställverk.

Ett beräkningshjälpmedel för nödvändiga kortslutningsberäkningar vid inkoppling av reservkraftverk kan visa sig vara av fördel.

Vid kartläggning av fel observerades det att nätet i nordöstra Norrland har hög felfrekvens men saknar reservkraftverk tillgängliga inom rimligt avstånd. Detta medför att fel som tar lång tid att åtgärda riskerar att bli kvarvarande längre period än den lagstadgade tiden om tolv timmar.

Den kartläggning som utförts visar att felintensiteten är högst i norr. Dock är majoriteten reservkraftverk stationerade i södra delen av koncessionsområdena i norr. Detta trots att användandet av reservkraftverk inte är hög där de står stationerade.

Det rekommenderas att Vattenfall undersöker möjligheten att förflytta reservkraftverk till de särskilt känsliga områdena i Jokkmokk, Gällivare, Kiruna och Pajala kommun. Innan flytt bör en djupare undersökning göras över tidigare användning gällande hur mycket som har använts på samma gång vid större störningar. Om historiken påvisar att hela lagret med reservkraftverk behövs vid stora störningar rekommenderas istället att undersöka huruvida det är lönsamt att köpa extra reservkraftverk att ha stationerade i den nordligaste delen av området.

Reservmatning till 50 kVA-nätstationer via dieselgeneratorer rekommenderas inte. Anledningen till detta är att skydden i nätstationen kräver väldigt hög kortslutningseffekt och transformatorn i nätstationen är för begränsande gällande kortslutningseffekten. Lämpligt är då att istället mata lågspänningskunderna direkt med en mindre generator inkopplad på lågspänningsnätet. Ett alternativ skulle vara att undersöka om det finns alternativa bortkopplingsmöjligheter.

Då reservkraftverken inte använts när möjligheten funnits kan det vara värt att undersöka orsaken till att så inte skett. Användning av reservkraftverk vid långvariga fel kan dels minska kundernas störningar och dels reducera avbrottskostnaderna för Vattenfall.

## Referenser

- [1]. H. Nordin och L. Edberg, *Reservkraft Från bränsle till el*, Stockholm: SIS Förlag AB
- [2]. SFS 1997:857. *Svensk författningssamling, Ellag*,  
[https://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Lagar/Svenskforfattningssamling/Ellag-1997857\\_sfs-1997-857/](https://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Lagar/Svenskforfattningssamling/Ellag-1997857_sfs-1997-857/) [Hämtad: 30 mar. 2016]
- [3]. Lantmäteriet och Svenska Kraftnät. *Nätområden, 2009*; <http://www.natomraden.se/> [Hämtad: 06 apr. 2016]
- [4]. SEK handbok 444 2010:1. *Elinstallationsreglerna: SS 436 40 00*. Kista: SEK Svensk elstandard.
- [5]. L. Cederlind, *Bokningsbara Elverk och stationer för byggkraft*, Vattenfall Driftportalen, 2016, <http://saclint2198:8091/> [18 apr. 2016]
- [6]. D. Söderberg et al, ”*Planeringshandbok, Lokalnät*,” Vattenfall Eldistribution AB, Sverige, interndokument, 2015 [Hämtad: 27 apr. 2016]
- [7]. J-O. Karlsson, ”*Vad är Netbas*”, 2015; [http://vattenfallintranet/sv/netbas-sjalvstudie-1.htm?WT.ac=search\\_success#Vad\\_ar\\_netbas](http://vattenfallintranet/sv/netbas-sjalvstudie-1.htm?WT.ac=search_success#Vad_ar_netbas) [Hämtad: 27 apr. 2016]
- [8]. SS-EN 50464-1, *Transformatorer - Oljeisolerade distributionstransformatorer från 50 till 2500 kVA och för högst 36 kV systemspänning - Del 1: Allmänna fordringar*, 2007 [28 apr. 2016]
- [9]. *Strömbegränsande Högsäkringssäckringar: ”Sverige utförande*”, SIBA, u. d. [http://www.hellermannntyton.se/site/binaries/content/assets/downloads/se/broschurer-datablad/other/siba\\_sverigesackringar\\_vss\\_0196.pdf](http://www.hellermannntyton.se/site/binaries/content/assets/downloads/se/broschurer-datablad/other/siba_sverigesackringar_vss_0196.pdf) [16 maj 2016]

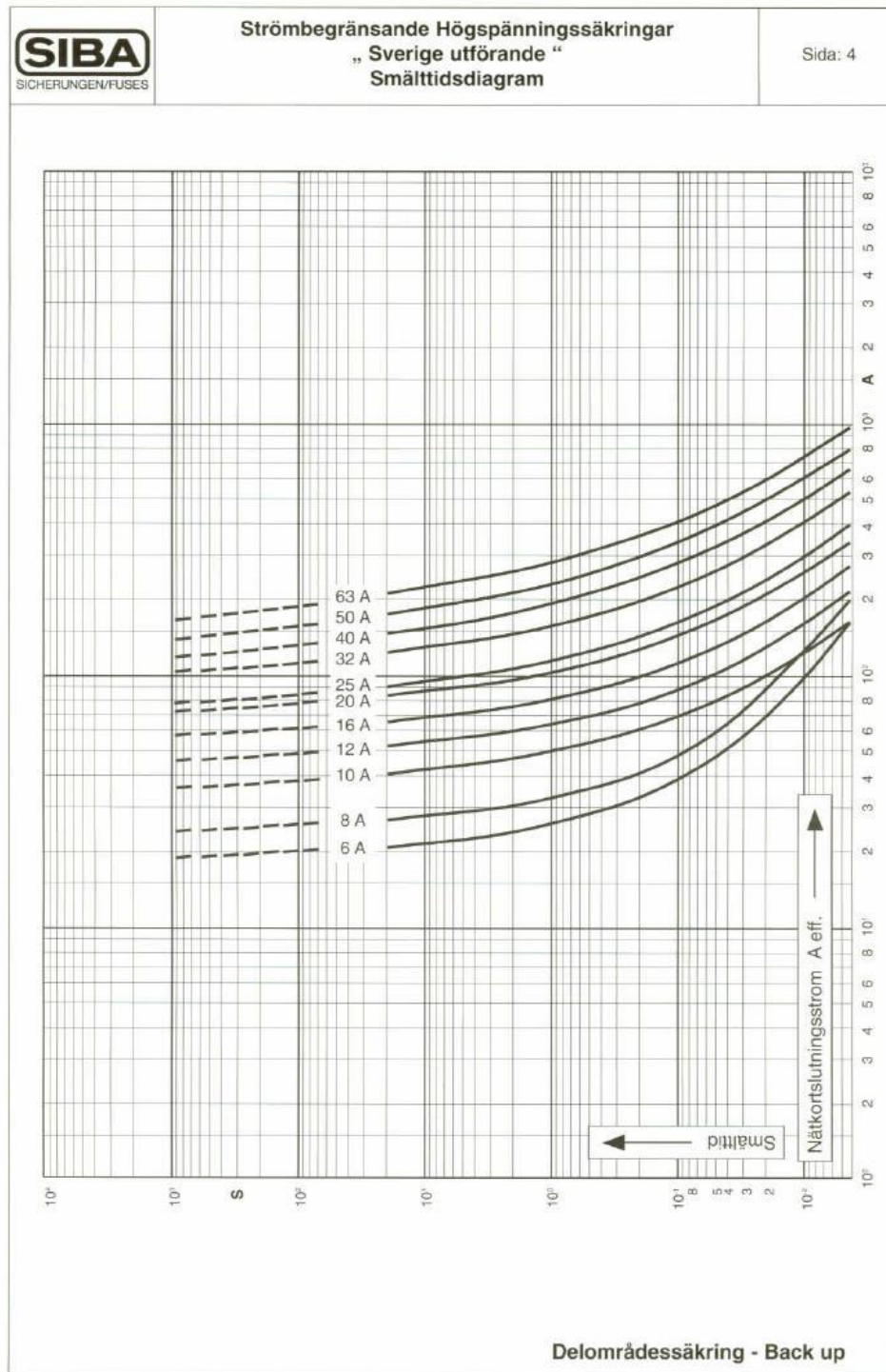
## A: Transformatorimpedanser

Tabell A1: Kortslutningsimpedanser vid olika transformatorstorlekar vid 24 kV

Märkeffekt kVA	Kortslutningsimpedans %
50	4
100	
160	
250	
315	
400	
500	
630	
630	6
800	
1 000	
1 250	
1 600	
2 000	
2 500	


Ur denna tabell hämtades värdena för kortslutningsimpedans vilket står listat i kolumnen till höger. Värdet för kortslutningsimpedans hämtades beroende på transformatorns märkeffekt som anges i kolumnen till vänster. [8]

## B: Utlösningskaraktistik Sverigesäkringar



Figur B1: Smälttidsdiagram för olika sökringsstorlekar vid 24 kV [9]

## C: Säkringsstorlekar vid olika transformatorer

		Strömbegränsande Högspänningssäkringar „Sverige utförande“					Sida: 2			
<b>Delområdessäkringar - Back up</b>										
I <sub>0,1s</sub>	Säkringens		SIBA Artikel Nr.:	E.-Nummer	Dimensioner mm		I <sub>1</sub>	I <sub>3</sub>		
	märkspänning	märkström			e	D				
A	kV	A					kA	A		
70	12	8	30 004 73/ 8	2059202	292	53	63	40		
120	12	12	30 004 73/12	2059204	292	53	63	48		
130	12	16	30 004 73/16	2059206	292	53	63	62		
160	12	20	30 004 73/20	2059208	292	53	63	77		
200	12	25	30 004 73/25	2059210	292	53	63	88		
240	12	32	30 004 73/32	2059212	292	53	63	120		
310	12	40	30 004 73/40	2059214	292	53	63	135		
350	12	50	30 004 73/50	2059216	292	53	63	160		
450	12	63	30 004 73/63	2059218	292	67	63	190		
60	24	6,3	30 006 73/6,3	2059238	442	53	63	31,5		
70	24	8	30 006 73/ 8	2059240	442	53	63	48		
80	24	10	30 006 73/10	2059242	442	53	40	50		
105	24	12	30 006 73/12	2059244	442	53	40	48		
120	24	16	30 006 73/16	2059246	442	53	40	62		
160	24	20	30 006 73/20	2059248	442	53	40	77		
175	24	25	30 006 73/25	2059250	442	53	40	88		
240	24	32	30 006 73/32	2059252	442	53	40	120		
330	24	40	30 006 73/40	2059254	442	53	40	135		
<b>Rekommendations- och dimensioneringstabell för luftisolerade ställverk</b>										
Transformator effekt kVA	Minsta brytström 0,1s A		12 kV				24 kV			
			Säkringens märkström I <sub>N</sub> A	Förluster i W vid		Säkringens märkström I <sub>N</sub> A	Förluster i W vid			
				Säkringens märkström 12 kV	Transform. märkström 10,5 kV   12 kV		Säkringens märkström 24 kV	Transform. märkström 21 kV   24 kV		
50	70	60	8	19	2,3	1,7	6,3	30	1,5	1,1
100	120	70	12	13	2,9	2,2	8	36	4,2	3,1
200	130	80	16	19	9	7	10	21	5	4
315	160	80	20	24	17	13	10	21	15	11
400	200	105	25	32	25	18	12	30	24	18
500	240	120	32	40	28	21	16	37	26	19
630	310	160	40	55	41	31	20	53	39	28
800	350	175	50	74	54	41	25	63	47	34
1000	450	240	63	102	73	52	32	79	56	42
1250	---	330	---	---	---	---	40	111	77	55

används dessa säkringar i RMU-ställverk och säkringen belastas med transformatorns fulla märkström eller mera måste ett steg högre märkström väljas.

Observera då det högre 0,1s värdet vilket kräver större kortslutningseffekt på uppsidan för att uppfylla 0,1s värdet.

Figur C1: Rekommenderade säkringsstorlekar för olika storlekar på transformatorer.[9]