

# **Spänningsdippar - spänningsdippskaraktäristik i en knutpunkt till följd av fel i omgivande nät**

**Ilijaz Kenjar & Maria Olsson**

*ISSN 1401-6184*

**INSTITUTIONEN FÖR ELTEKNIK**

**Examensarbete 77E**

**2003**

**Titel**

Spänningsdippar: Spänningsdippskaraktäristik i en knutpunkt till följd av fel i omgivande nät

**Title in english**

Voltage dips: voltage dip characteristics of a bus due to faults in the surrounding network

**Författare/Author**

Ilijaz Kenjar & Maria Olsson

**Utgivare/Publisher**

Chalmers Tekniska Högskola  
Institutionen för elteknik  
412 96 Göteborg, Sverige

**ISSN**

1401-6184

**Examensarbete/M.Sc. Thesis No.**

77E

**Ämne/Subject**

Elsystem

**Examinator/Examiner**

Jaap Daalder

**Datum/Date**

2003-11-13

**Tryckt av/Printed by**

Chalmers tekniska högskola  
412 96 GÖTEBORG

# Spänningsdippar

– Spänningsdippskaraktäristik i en knutpunkt till följd av fel i omgivande nät

---



Ilijaz Kenjar  
Maria Olsson

Vattenfall Regionnät AB

Chalmers tekniska högskola  
Institutionen för elteknik  
2003-11-13

## Abstract

Today power companies experience higher demands from their costumers than before. It has become of great importance for costumers that the electricity delivered to them have certain characteristics. Nowadays, motor operations are driven using frequency converters which are sensitive to voltage dips. The aim of this study was to make a survey of how the electricity delivered to a major industrial costumer by Vattenfall Elnät is affected by voltage dips caused by faults on 400 kV, 130 kV and 40 kV levels. The result is an overview of the transmission quality of the power delivered by Vattenfall Elnät.

The voltage was studied at a 130 kV bus when faults occurred in the surrounding network. The bus studied is referred to as the reference bus. This study considered only the network area where a fault causes the voltage in the reference bus to fall below 80 % of the nominal voltage. This network area is referred to as the reference network area. Furthermore, the only types of fault investigated were three-phase faults. Calculations of the probability of faults occurring in the reference network area where based on fault statistics of several types of faults. However, in this study all faults where considered to be three-phase faults. These statistics describe the number of faults occurring per 100 km during one year. All faults where assumed to be of a temporary nature. The voltage dip duration time was based on estimated fault clearing times of the different kinds of protection present in the reference network area. All protections present in the reference network were assumed to work as planned. Zone 1 was defined as the first 80 % of the line seen from the reference bus and zone 2 as the remaining 20 % of the line. A period of ten years was studied in order to get a good idea of the voltage dip characteristics in the reference bus.

A simulation program was made to calculate the voltage in the reference bus during a fault occurring in the surrounding network as a function of the fault location. All simulations were done in the software PSS/E. Based on the simulations performed it was possible to determine the reference network area. Moreover, it was possible to read the value of the voltage at the reference bus during a fault. Since the total line length, per zone and voltage level were known it was possible to calculate the total number of faults expected in the reference network area during a period of ten years. Consequently, 227 faults were expected in the reference network area during ten years. A part of the study was to determine the amplitude of the voltage dip expected at the reference bus. The fractions of indicated voltage values, at each voltage level, corresponding to a certain value of the remaining voltage in the reference bus during a fault were multiplied with the relevant amount of expected faults. The final step was to calculate the duration of the voltage dips, which was based on estimated fault clearing times at each voltage level. The final result describes the characteristics of the voltage dips at the reference bus during a time period of ten years

According to the result almost 75 % of the voltage dips are caused by faults appearing at 130 kV. A majority of the voltage dips lasts between 75-155 ms and the most severe voltage dips are found in this area. There are also severe voltage dips found to have a duration time between 460-500 ms which are caused by faults at 130 kV. Finally it can be noted that the total number of voltage dips would have been the same even if other types of faults had been considered. However, voltage dips caused by other types of fault would not have such severe consequences for costumers as those caused by three-phase faults.

## Sammanfattning

Numera ställer kunder större krav på elleverantörer än tidigare. Det har blivit allt mer viktigt att den el som levereras har vissa egenskaper. Tidigare motordrifter som var relativt stabila drivs idag via frekvensomriktare vilka är känsliga för bland annat spänningsdippar. Målet med det här arbetet var att kartlägga hur elleveransen till en större industrikund till Vattenfall Elnät påverkas av spänningsdippar till följd av uppkomna fel på 400 kV, 130 kV respektive 40 kV. Resultatet skall ge en bild av överföringskvaliteten på den energi som Vattenfall Elnät levererar.

I det här arbetet studerades spänningen i en verklig knutpunkt på 130 kV då fel inträffade i det omgivande nätet. Knutpunkten som betraktades benämns som den aktuella knutpunkten. Denna studie avgränsades till att enbart studera det nätområde inom vilket ett fel medför att den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten, under fel, understiger 80 % av den nominella spänningen. Detta nätområde benämns i rapporten som det aktuella nätområdet. Ytterligare en avgränsning var att enbart trefasiga kortslutningar behandlades. Sannolikheten för att ett fel inträffar i det aktuella nätområdet baserades på felstatistik. Använd felstatistik beskriver antalet fel per 100 km och år på respektive spänningsnivå. Även om denna felstatistik omfattar flera typer av fel behandlades samtliga fel som trefasfel. De fel som inträffar förutsattes vara av övergående natur. Spänningsdipparnas varaktighet baserades på en uppskattning av felbortkopplingstider för befintliga skydd i det aktuella nätområdet. Samtliga skydd förutsattes fungera som planerat. Sett utifrån den aktuella knutpunkten definierades steg 1 som de första 80 % av ledningen och steg 2 som de resterande 20 % av ledningen. För att uppnå ett överskådligt resultat betraktades i studien en tioårsperiod.

Ett simuleringsprogram togs fram för att göra beräkningar av den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under fel som funktion av felläge. Samtliga simuleringar genomfördes i programmet PSS/E. Utifrån de simuleringar som genomfördes togs det aktuella nätområdet fram och avläsningar gjordes av spänningen i den aktuella knutpunkten under fel. I och med att den totala ledningslängden för respektive steg på de olika spänningsnivåerna i det aktuella nätområdet var känd kunde antalet förväntade fel under tio år beräknas. Totalt beräknades 227 stycken fel inträffa i det aktuella nätområdet under tio år. I nästa steg avgjordes hur kraftiga spänningsdippar som kunde förväntas i den aktuella knutpunkten. För varje spänningsnivå och steg togs andelen avlästa värden, vilka representerade en specifik kvarvarande spänning i den aktuella knutpunkten, och multiplicerades med antalet förväntade fel. Slutligen bestämdes varaktigheten på de förväntade spänningsdipparna utifrån uppskattningar av vilka felbortkopplingstider som kunde förväntas på de olika spänningsnivåerna. Det slutgiltiga resultatet beskriver i en graf spänningsdippskaraktäristiken i den aktuella knutpunkten på grund av de 227 stycken fel som kan förväntas inträffa under tio år i det aktuella nätområdet.

En slutsats som kan dras av resultatet är att merparten, närmare 75 %, av spänningsdipparna härrör ur fel på 130 kV. Ytterligare slutsatser som kan dras är att majoriteten av spänningsdipparna har en varaktighet mellan 75-155 ms och att merparten av de kraftigaste spänningsdipparna återfinns inom detta tidsområde. Det förekommer dock kraftiga spänningsdippar orsakade av fel på 130 kV som har en varaktighet mellan 460-500 ms. Då resultatet studeras bör hänsyn tas till att enbart trefasfel har simulerats. Antalet spänningsdippar kan dock förväntas vara detsamma som om även andra typer av fel hade tagits i beaktande.

## Förord

Denna rapport beskriver vårt examensarbete vilket är en del av vår civilingenjörsutbildning vid Chalmers tekniska högskola i Göteborg. Studiens ämnesområde är elsystem och ansvarig för examinationen var Institutionen för elteknik vid Chalmers. Arbetet bedrevs på uppdrag av Vattenfall Elnät i Göteborg och genomfördes i bolagets lokaler vid Holmen i Göteborg. Under de tjugo veckor som det tog att genomföra arbetet har vi fått hjälp och stöd av många människor både inom Vattenfall och vid Institutionen för elteknik på Chalmers. Vi vill här passa på att tacka alla dem som har bistått och stöttat oss på olika sätt under arbetets gång.

*Vi vill inleda med att rikta ett stort tack till vår handledare Per Norberg på Vattenfall Regionnät som varit till stor hjälp under hela examensarbetet. Hans entusiasm och intresse för arbetet har inspirerat oss mycket. Fortsättningsvis vill vi tacka David Löfgren på Vattenfall Västrnät AB för att han alltid funnits till hands och hjälpte till under arbetets gång när vi haft problem. Vi riktar även ett stort tack till Thomas Gustafsson, Arne Wemmel och Owe Niska, samtliga på Vattenfall Västrnät AB, för all hjälp med olika sorters reläer och skydd i det studerade elkraftsystemet. Dessutom skulle vi vilja tacka alla på Vattenfalls kontor på Holmen i Göteborg för en trevlig tid.*

Vidare skulle vi vilja tack vår examinator prof. Jaap Daalder samt prof. Math Bollen och Gabriel Olguin Parada, alla vid Institutionen för elteknik på Chalmers, för all hjälp under examensarbetet. Vi vill även rikta ett tack till övrig personal vid Institutionen vid elteknik som hjälpt oss på olika sätt i samband med detta arbete.

Avslutningsvis vill vi enskilt tacka några viktiga personer i våra liv. Ilijaz Kenjar vill tacka sin fru Azra, sina föräldrar Nijaz och Senada samt resten av familjen för att de alltid ställt upp för honom och visat förståelse för att han varit borta mycket under tiden för både det här arbetet och övriga studier. Maria Olsson vill tacka sin familj för det stöd och den uppmuntran de visat.

# Innehållsförteckning

<b>1 Inledning .....</b>	<b>9</b>
1.1 Bakgrund.....	9
1.2 Syfte .....	9
1.3 Avgränsningar.....	9
<b>2 Teori .....</b>	<b>11</b>
2.1 Kraftsystemet i Sverige.....	11
2.1.1 Kraftsystemets uppbyggnad.....	11
2.1.2 Fel i kraftsystemet.....	13
2.2 Spänningsstörningar.....	13
2.2.1 Definition av spänningssänkningar och spänningsdippar.....	13
2.2.2 Generellt om spänningsdippar .....	13
2.2.3 Matematisk och schematisk modell för beräkning av en spänningsdipps lägsta spänning.....	15
2.3.4 Spänningsändringens storlek .....	16
2.3.5 Balanserade och obalanserade spänningsdippar .....	18
2.3.6 En spänningsdipps utbredning och påverkan på övriga nätet.....	19
2.3.7 Hur ofta inträffar spänningsdippar.....	21
2.4 Reläskydd och brytare.....	23
2.4.1 Olika typer av reläskydd .....	23
2.4.2 Grundläggande princip för distansskydd .....	24
2.4.3 Distansskyddets uppbyggnad.....	25
2.4.4 Inställning av distansskydd .....	26
2.4.5 Olika typer av distansrelä karaktäristik.....	28
2.4.6 Kommunikation mellan distansreläer .....	31
2.4.7 Brytare.....	33
<b>3 Arbetsgång och använda verktyg .....</b>	<b>34</b>
3.1 Planering av arbetet.....	34
3.2 Beskrivning av använd mjukvara, PSS/E .....	34
<b>4 Simuleringar av den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under ett fel som funktion av felläge.....</b>	<b>36</b>
4.1 IPLAN program .....	36
4.2 Identifikation av det aktuella nätområdet .....	36
4.3 Simuleringar.....	40
4.3.1 Simuleringar på 400 kV .....	40
4.3.2 Simuleringar på 130 kV .....	42
4.3.3 Simuleringar på 40 kV .....	45
4.4 Spänningskaraktäristik vid trefasfel.....	45
4.4.1 Spänningskaraktäristik på 400 kV .....	46
4.4.2 Spänningskaraktäristik på 130 kV .....	47
4.4.3 Spänningskaraktäristik på 40 kV .....	48
<b>5 Antal spänningsdippar per år med hänsyn till felstatistik.....</b>	<b>49</b>
5.1 Använd felstatistik .....	49
5.2 Uppskattning av antalet spänningsdippar per år .....	49
5.3 Kvarvarande spänning i den aktuella knutpunkten under fel.....	50
5.3.1 400 kV.....	50
5.3.2 130 kV.....	51
5.3.3 40 kV.....	52

<b>6 Varaktighet på spänningsdippar .....</b>	<b>53</b>
6.1 Felbortkopplingstider .....	53
6.1.1 Felbortkopplingstider vid fel på 400 kV .....	53
6.1.2 Felbortkopplingstider vid fel på 130 kV .....	55
6.1.3 Felbortkopplingstider vid fel på 40 kV .....	57
6.1.4 Samanställning av felbortkopplingstider för samtliga spänningsnivåer .....	58
<b>7.0 Resultat och Diskussion .....</b>	<b>59</b>
7.1 Spänningsdippskaraktäristik under tio år .....	59
7.1.1 400 kV .....	61
7.1.2 130 kV .....	62
7.1.3 40 kV .....	64
7.1.4 Total spänningsdippskaraktäristik .....	64
<b>8.0 Slutsats .....</b>	<b>68</b>
<b>9.0 Rekommendationer .....</b>	<b>70</b>
<b>Referenser .....</b>	<b>71</b>
<b>Bilagor .....</b>	<b>73</b>
Bilaga 1: Simuleringsprogram, IPLAN kod .....	74
Bilaga 2: Stamnätet i Sverige .....	105
Bilaga 3.1: Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0,9 pu i den aktuella knutpunkten .....	106
Bilaga 3.2: Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0,4 pu, 0,6 pu och 0,8 pu .....	107
Bilaga 4: Det aktuella nätområdet på 40 kV .....	108



# 1 Inledning

*I detta kapitel beskrivs bakgrunden till denna studie, dess syfte och de avgränsningar som gjorts.*

## 1.1 Bakgrund

På senare tid har synen på elkvalitet ändrats markant, inte minst de sista åren i och med avregleringen av elmarknaden. Numera ställer kunder mycket högre krav på elleverantörer. För några decennier sedan var kunden nöjd då elleverantörer levererade el. Idag är det däremot även viktigt att den el som levereras har vissa egenskaper. Kunden vill inte få problem bara för att elen inte är av rätt kvalitet.

Dagens samhälle, såväl hushålls-, kontors- och industriförbrukning kännetecknas av datorisering och därmed sammanhängande känslighet för leveransavbrott. Tidigare motordrifter som var relativt stabila drivs idag via frekvensomriktare vilka är känsliga för spänningsdippar och övertoner. Till följd av detta har kritiken från kunder angående problem med spänningsdippar ökat kraftigt de sista 10-15 åren. Idag inträffar mycket sällan långa elavbrott, däremot är harmoniska störningar och spänningsdippar mycket vanliga. Därför har kundernas, ofta stora industrier, intresse för elkvalitet ökat mycket de sista åren. En av anledningarna till detta är att kunder får stora ekonomiska förluster om kvaliteten på elen som levereras är för dålig. Vidare att apparatur, maskiner och annan utrustning som kunder har ofta själva ger upphov till störningar, vilka i sin tur påverkar kvaliteten på elen som levereras av elleverantörer negativt. Elleverantörer och kunder har därför börjat samarbeta aktivt för att undvika de här störningarna. De har definierat elkvalitet och satt vissa prestations kriterier för elen som levereras. Därmed går det att mäta elkvalitet nuförtiden och se om den är så som den borde vara. Svensk standard behandlar definitioner och regler för elkvalitet. Internationellt tas standarder fram efter underlag från International Electrotechnical Commission (IEC) och Institute of Electrical Electronics Engineers (IEEE).

Att för en större nätkund kunna presentera ett statistiskt material om vad man kan förvänta sig i en specifik systemuppbyggnad med avseende på spänningsdippar och deras varaktighet vore av stort värde. Det här arbetet är ett försök till detta.

## 1.2 Syfte

Målet med det här arbetet är att kartlägga hur elleveransen till en större industrikund till Vattenfall Elnät påverkas av spänningsdippar till följd av uppkomna fel på 40 kV, 130 kV respektive 400 kV under tio år. Resultatet skall ge en bild av överföringskvaliteten på den energi som Vattenfall Elnät levererar.

## 1.3 Avgränsningar

Denna studie begränsar sig till att studera det område i det aktuella nätet som föranleder en spänningsstörning i den aktuella knutpunkten som gör att den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten understiger 80 % av den nominella spänningen. Studien kommer att titta på vad som sker i nätet vid fel baserat på de egenskaper och inställningar som de befintliga skydden har i det område av nätet som är av intresse. Sannolikheten för att fel inträffar kommer baseras på felstatistik för det aktuella nätområdet. I det här arbetet behandlas bara trefasiga kortslutningar alltså symmetriska fel vilket innebär att felströmmarna är symmetriska. Då fel inträffar i steg 2 tas ingen hänsyn tas till spänningen efter det att fel åtgärdats och för att underlätta beräkningen av spänningen under fel antas ledningen frikopplas

i båda ändarna samtidigt. Den felstatistik som används i studien baseras på flera typer av fel, dock väljer vi att behandla samtliga dessa som trefasfel. För att kunna beräkna varaktigheten av spänningsdippar antas samtliga skydd fungera som planerat. De fel som inträffar förutsätts vara av övergående natur vilket gör att återinkoppling av ledning sker där fel har inträffat. Istället för inställningar och aktuella felbortkopplingstid för varje individuellt skydd kommer en uppskattning av aktuella tider för steg 1 och steg 2 för en grupp av skydd användas på samtliga spänningsnivåer.

## 2 Teori

Detta kapitel innefattar den teori som ligger till grund för studien och som anses vara relevant för förståelsen av detta arbete, dess resultat och slutsatser.

### 2.1 Kraftsystemet i Sverige<sup>1</sup>

Kraftsystemet är ett komplext och stort system som innehåller många olika komponenter. Det består av:

- generatorer som har till uppgift att producera elektrisk energi eller effekt
- transformatorer som transformerar spänningar och strömmar från lägre till högre nivå och vice versa
- ledningar som är vägar där elektrisk energi eller effekt transporteras
- brytare och säkringar som har till uppgift att vid fel bryta den elektriska kretsen
- reläskydd och annan utrustning för övervakning
- ställverk som har till uppgift att samla och fördela elektrisk energi eller effekt
- olika typer av laster.

Det krävs att alla de här komponenterna är pålitliga i sitt arbete så att kraftsystemet uppfyller sin huvuduppgift att förse sina kunder med tillräcklig elektrisk energi och effekt vid varje tidpunkt.

#### 2.1.1 Kraftsystemets uppbyggnad

Kraftsystemet startar med en generator för att sedan fortsätta med transformatorer, ledningar med runtutrustningen som olika skydd och övervakningssystem och avslutas med laster och förbrukare. Hela denna kedja består egentligen av tre steg, nämligen produktion, överföring samt distribution av elektrisk energi. Sverigekedjan är indelad i olika spänningsnivåer som går från 400 kV ner till 0.4 kV, se figur 1. De olika delarna av kraftsystemet delas in i tre olika nätdelar, stamnät, regionala nät och lokala nät eller den klassiska uppdelningen i transmissions och distributions nät se figur 2. I norra Sverige står vattenkraften för den huvudsakliga produktionen medan den i södra delen av landet består av kärnkraft. Närmare hälften av Sveriges energi produktion finns i norr medan samma region enbart förbrukar hälften av den producerade energin. Detta gör att det finns en geografisk snedfördelning av energikonsumtion och energiproduktion i Sverige.

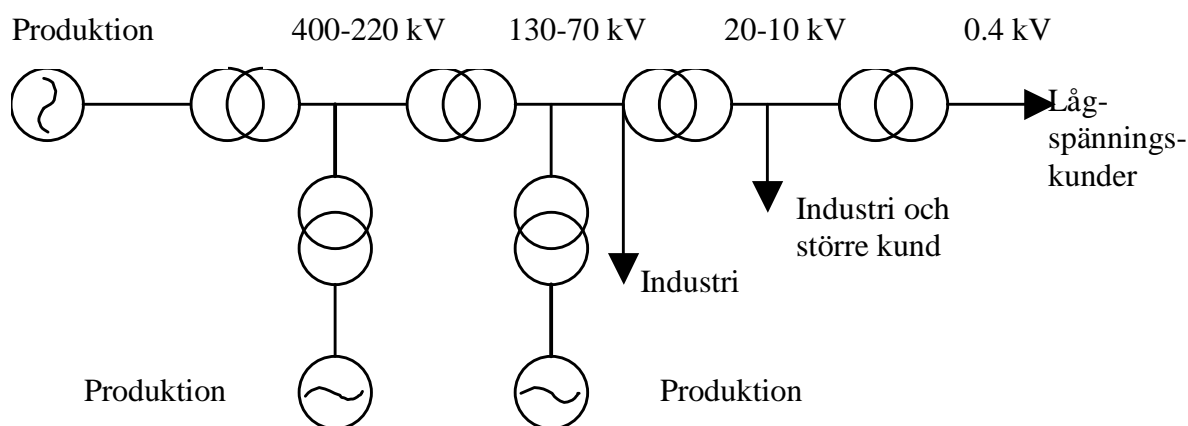
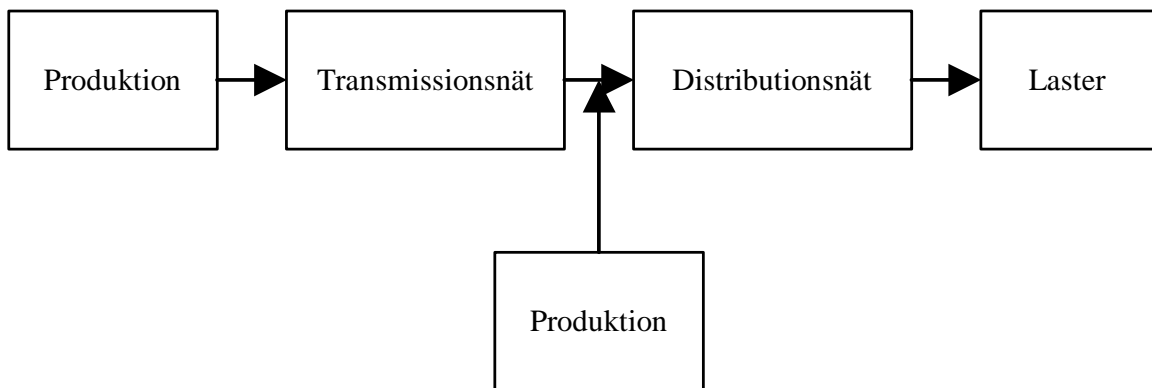


Fig 1. Kraftsystemets uppdelning i olika spänningsnivåer.

<sup>1</sup> Andersson L. et al. (1997)



*Fig 2. Kraftsystemets uppdelning i transmissionsnät och distributionsnät.*

### **Stamnätet**

I stamnätet sker transport (transmission) av elektrisk energi och kallas därför även transmissionsnätet ibland. Det här är ett maskat nät vilket möjliggör alternativa vägar för transport av elektrisk energi med spänningsnivåer mellan 220 kV och 400 kV. Nätet används av elproducenter, industrier och andra förbrukare för att transportera elektrisk energi från egna anläggningar. Det används vidare för transport av inköpt elektrisk energi till delar av landet där den konsumeras eller till andra grannländer. De höga spänningsnivåerna möjliggör transport av elektrisk energi över långa avstånd med små förluster. Stamnätet ägs av Svenska Kraftnät och utgörs av ca 15 000 km ledningar på 220 kV och 400 kV.

### **Regionala nät**

I likhet med stamnätet har regionala nät till uppgift att transportera energi inom ett större område, dock är avstånden mycket kortare här och används lägre spänningsnivåer. Spänningsnivåer i regionala nät är mellan 40 kV som drivs radiellt till 130 kV som likt stamnätet drivs maskat. Näten binder samman stamnätet med större mottagare av elektrisk energi vilka ofta är distributionsföretag och ibland större industrier.

### **Lokala nät**

De lokala näten har till uppgift att fördela den elektriska energi som tas från regionala nät till slutförbrukare. I lokala nät är rådande spänningsnivåer mellan 0.4 kV till max 20 kV. Dessa nät körs radiellt vilket innebär att energin bara har en möjlig väg till slutförbrukare. Ofta används dock slingmatning vilket innebär att ifall ett avbrott sker så kan omkoppling ske och slingan matas från andra hållet vilket gör att elleveranser till kunder bortom felstället kan fortgå. Att inte använda slingmatning skulle medföra att kunden uteslutande skulle drabbas av avbrott vid fel på matande ledning. Alla hushåll är anslutna till lokala nät och oftast på spänningsnivån 0.4 kV.

### **2.1.2 Fel i kraftsystemet**

I kraftsystemet kan fel uppkomma på många olika platser och felen kan vara av mycket olika karaktär. Vilken typ av fel som inträffar är avgörande för vilka konsekvenserna blir. De olika typerna av fel som kan inträffa är:

- enfasig jordslutning (en fas till jord)
- tvåfasig kortslutning (mellan två faser)
- tvåfasig jordslutning (mellan två faser och sedan till jord)
- trefasig kortslutning (mellan alla tre faser)
- trefasig jordslutning (mellan alla tre faser och sedan till jord)
- fasavbrott

Trefasfel är symmetriska till skillnad från övriga fel som är osymmetriska. Osymmetriska fel respektive symmetriska fel har olika konsekvenser på kraftsystemet. En kortslutning kan få värre konsekvenser än enfasig jordslutning för motorer vilket gör att en kund med stor produktion kan påverkas mycket av dessa fel. En del andra fel än ovanstående kan inträffa så som avbrott i faser, s.k. seriefel som uppkommer då brytare misslyckas med att sluta eller bryta en elkrets.

Andra faktorer som påverkar felets beteende och dess konsekvenser på kraftsystemet är vid vilken tidpunkten under växelströmsperioden felet inträffar, hur stor felimpedansen är till produktionsanläggningar, nätstruktur, skyddsutrustning, driftläge och det dynamiska förloppet.

## **2.2 Spänningsstörningar**

Det finns många olika typer av spänningsstörningar med olika störningskällor. De störningar som vi kommer att beröra här är spänningssänkningar (eng. sags) och spänningsdippar. Det som skiljer de två fallen åt är störningens varaktighet. Detta kapitel går in djupare på spänningsdippar vilket fokuseras på i denna studie.

### **2.2.1 Definition av spänningssänkningar och spänningsdippar**

Det som skiljer de störningarna som definieras här åt är att deras varaktighet är olika. Enligt IEEE är en spänningssänkning en minskning av spänningens amplitud (rms voltage) eller strömmen med en varaktighet mellan 0.01 sekunder till 1 minut<sup>2</sup>. En spänningsdipp är enligt IEC en plötslig minskning av spänningen i nätet som följs av en återhämtning med en varaktighet från 0.01 sekunder till några sekunder<sup>3</sup>.

### **2.2.2 Generellt om spänningsdippar**

Det som i vardagliga livet kan uppfattas som en lampas blinkning på jobbet eller i hemmet är i själva verket en spänningsdipp som inträffat någonstans i nätet. En spänningsdipp uppkommer oftast p.g.a. kortslutningar eller en extrem ökning av strömmen som t ex. vid uppstart av motorer, uppladdning av transformatorer eller liknande. En spänningsdipp är en flerdimensionell elektromagnetisk störning som kan beskrivas av den kvarvarande spänningen och dess varaktighet. Den kvarvarande spänningen är den lägsta (rms voltage) spänningen under tiden för spänningsdippen. Varaktigheten av spänningsdippen är tiden mellan spänningens minskning under starttröskelvärdet till över dess återhämtningströskelvärdet. Starttröskelvärdet för spänningsdippen behöver inte vara lika med återhämtningströskelvärdet, i figur 3

---

<sup>2</sup> IEEE std 1346 (1998)

<sup>3</sup> IEC 61000-2-1 (1990)

motsvarar dock båda dessa värden ca 0.85 pu. Figur 3 visar spänningsdipp för en fas och dess egenskaper.

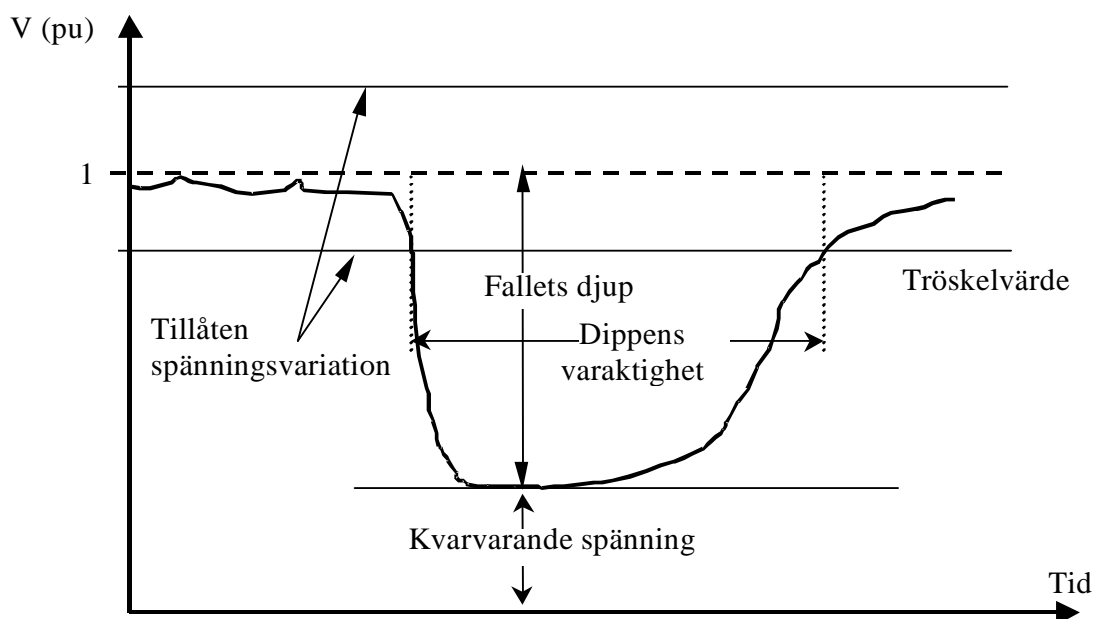


Fig 3. Spänningsdipp och dess karaktäristik<sup>4</sup>.

Olika laster påverkas olika av en spänningsdipp. Det är många känsliga laster som inte skiljer mellan en spänningsdipp och ett momentant avbrott. En del laster som t ex processkontrollerande utrustning och IT är mycket känsliga för den lägsta spänningen under en spänningsdipp. Detta kan leda till förlorad kontroll över befintliga system<sup>5</sup> eller till att kontrollsystem hastigt slutar fungera<sup>6</sup>. Asynkrona motorer och liknande apparater påverkas inte dramatiskt av en spänningsdipp tack vare befintliga motorskydd dock riskerar kontaktorer att släppa då spänningen faller under ca 0.5 pu. I det här fallet är dock den höga ström som uppkommer till följd av återhämtningen av spänningen en risk ty den kan orsaka en andra spänningsdipp. Detta i sin tur medför att motorerna bromsas in.

Spänningsdippar kan ur elkvalitetssynpunkt ses som ett kompatibilitets problem mellan en elektrisk utrustning och den el som levereras till den. För att uppnå kompatibilitet så måste utrustningens känslighet vara väldefinierad. Kompatibilitet i sin tur definieras som förmågan hos en apparat, en utrustning eller ett system att fungera som förväntat i den omgivande elektromagnetiska miljö som råder utan att själv förorsaka icke tolererbara störningar i den samma<sup>7</sup>.

Spänningsdippar är den vanligaste och viktigaste källan till försämrad elkvalitet för både stora och små kunder, mest utsatta är stora kunder så som stora industrier. De spänningsdippar som uppkommer är oftast orsakade genom fel ute på ledningar eller i självaste industrin.

<sup>4</sup> Parada G.O. (2003)

<sup>5</sup> Stockman E. et al. (2003)

<sup>6</sup> Bollen M.H.J (1999)

<sup>7</sup> IEC 61000-2-1 (1990)

En spänningsdipp är av stokastisk natur. Det finns en hel del faktorer som påverkar en spänningsdipps karaktäristik och de flesta av dessa är slumpmässiga. De slumpmässiga faktorerna som påverkar spänningsdipps karaktäristik är<sup>8</sup>: feltyp, felläge, felets initierings vinkel, felets impedans, felets åtgärdstid, återinkopplingstid, felets varaktighet, driftomkopplingar i kraftnätet och olika väderförhållanden. För att göra beräkningar av spänningen under spänningsdippar behövs därför sannolikheten för att fel inträffar i nätet. Sannolikheten att fel inträffar i nätet fås enklast genom att titta på sannolikheten att något går fel på varje komponent som finns i nätet. I enlighet med detta kan sedan sannolikheten att ett fel inträffar i nätet under ett års tid beräknas.

### 2.2.3 Matematisk och schematisk modell för beräkning av en spänningsdipps lägsta spänning<sup>9</sup>

Här nedan visas en matematisk modell för att kunna räkna på en spänningsdipps lägsta spänning och dess varaktighet vilken beskriver det verkliga händelse förloppet och dess karaktäristik tillfredställande. Med denna modell som lämpar sig för radiellt utformade nät kan spänningen under spänningsdippen beräknas genom spänningsdelning, se figur 4 nedan.

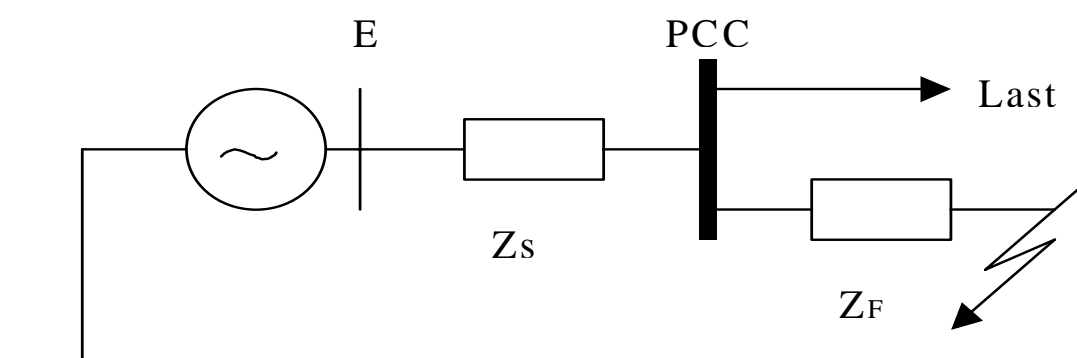


Fig 4. Spänningsdelning för spänningsdipps beräkning.

I figur 4 ser vi en spänningskälla  $E$  med en inre impedans  $Z_s$ , last, felpunkten, felets impedans  $Z_F$  samt PCC (Point of Common Connection) som är en kopplingspunkt mellan felströmmen och lastströmmen. Med den här modellen blir spänningsdipps storlek lika med:

$$V_{\text{dipp}} = E (Z_F / (Z_F + Z_s)) \quad \text{ekv. (2.2)}$$

och om  $E = 1$  pu så blir:

$$V_{\text{dipp}} = Z_F / (Z_F + Z_s) \quad \text{ekv. (2.3)}$$

Det här uttrycket lämpar sig för radiella nät och baseras på metoden för bestämning av kritisk distans. Den här metoden används oftast också för maskade nät och mer invecklat uppbyggda nät med en viss reservation för noggrannheten på resultaten. Med det menas att totala felströmmen inte är helt rätt för att man inte tar hänsyn till felströmmen i andra ändan av transmissionsnätet se figur 5 nedan. För mer invecklat

<sup>8</sup> Faired S.O. et al. (2002)

<sup>9</sup> Parada G.O. (2003)

uppbyggda nät och för maskat nät kan också mer komplicerade matris uttryck och beräkningar användas. I ekvationerna (2.2) och (2.3) används impedanser i uttrycket men i själva verket borde admittanser användas. Anledningen till att admittanser används istället för impedanser är att admittansmatrisen är mycket glesare, alltså en hel del av elementen är noll i admittansmatrisen och det underlättar beräkningarna i uttrycket då fel inträffar<sup>10</sup>.

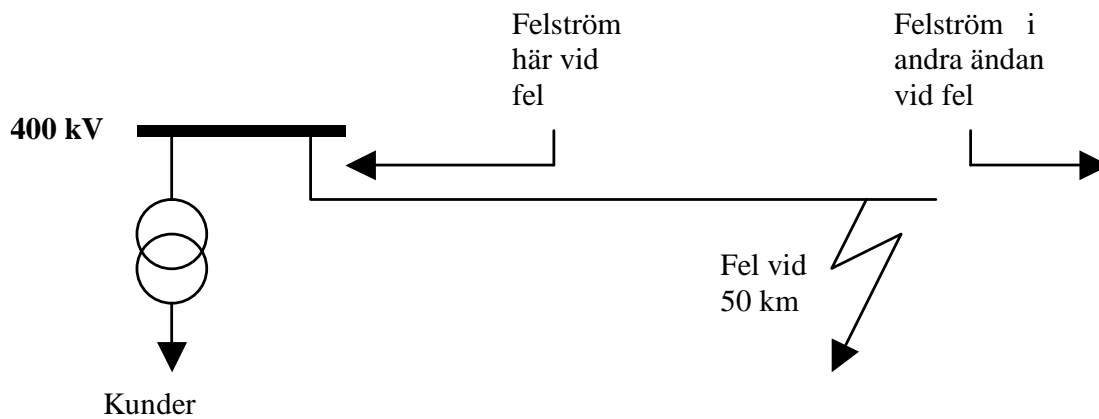


Fig 5. Exempel på spänningsdelning i transmissionsnätet.

Felet kan vara symmetriskt och leda till en balanserad spänningsdipp eller osymmetrisk och då leda till en obalanserad spänningsdipp. För symmetriska fel är det bara plusföljdens impedanser som finns representerade vid spänningsdippen. För att beräkna spänningar och strömmar vid en spänningsdipp används en matris för det aktuella nätet där de komplexa variablerna  $\mathbf{V}$ -spänning,  $\mathbf{I}$ -ström och  $\mathbf{Z}$ -knotpunkts impedans är representerade.

$$\mathbf{V} = \mathbf{Z} * \mathbf{I} \quad \text{ekv.}(2.4)$$

Impedans matrisens diagonal element är impedanser mellan den aktuella knutpunkten och referenspunkten och de andra elementen är impedanser mellan de olika knutpunkterna med hänsyn till referenspunkten.

### 2.3.4 Spänningsändringens storlek<sup>11</sup>

Allmänt kan ändringen i spänningen i en given knutpunkt tecknas:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_a \\ \Delta \mathbf{V}_b \\ \Delta \mathbf{V}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_z \\ \Delta \mathbf{V}_p \\ \Delta \mathbf{V}_n \end{bmatrix}, \quad a = e^{(j2\pi/3)} \quad \text{ekv.}(2.2)$$

<sup>10</sup> Andersson P. (1973)

<sup>11</sup> Parada G.O. (2003)



Huruvida spänningsändringen i nollföljd och minusföljd är representerad är beroende på vilken typ av fel som analyseras, medan plusföljds spänningsändring alltid är representerad. Vid trefasfel i en knutpunkt fås spänningskaraktäristiken genom att betrakta plusföljdens spänning. Hur plusföljdens spänning ser ut för t ex fas a då fel inträffar i knutpunkt f kan ses i figur 6<sup>12</sup>:

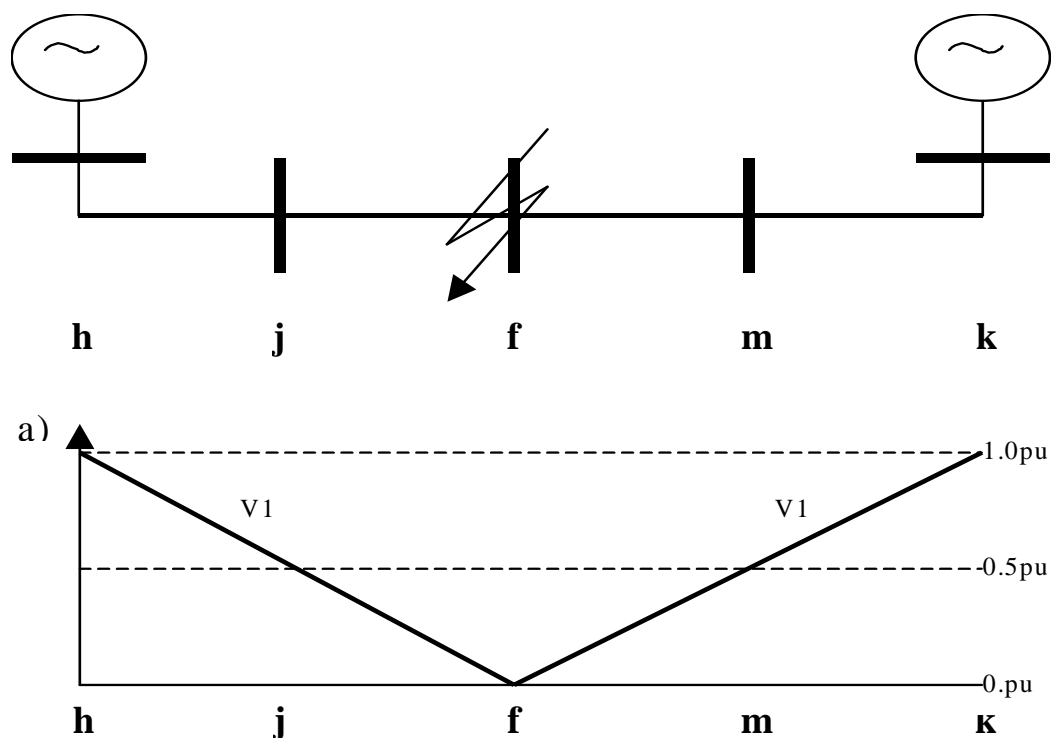


Fig 6. Plusföljds spänning för fas a vid trefasfel i knutpunkt f.

I figur 6 har vi ett transmissions nät som matas från båda håll med ideala generatorer där resistanserna är försummade. För att möjliggöra en jämförelse med andra typer av fel beskrivs här även enfasfel och tvåfasfel till jord. För trefasfel är det bara den positiva följdens ström som finns representerad i nätet och den orsakar en spänningssänkning i knutpunkten som är av samma sort som strömmen alltså av positiv följd, se figur 6a. Vid enfasfel existerar både en plusföljds och en minusföljds ström i nätet och orsakar spänningsfall i respektive spänningsföljd. Även nollföljdens ström finns representerad vid enfasfel då det finns en möjlig väg för den till jord eller nollpunkt. För tvåfas till jord fel finns alla tre följdströmmar närvarande i nätet. Minusföljds ström är lika med plusföljds ström vid felpunkten. Följd spänningar är också lika för minus- och nollföljd och de är minimum vid källorna och maximum vid felpunkten. Nollföljdens spänning är noll vid generatorerna och jordad neutral. Minusföljdens spänning är även den noll vid generatorerna. Plusföljdens spänning är störst vid generatorerna och minst vid felpunkten.

<sup>12</sup> Parada G.O. (2003)

### 2.3.5 Balanserade och obalanserade spänningsdippar<sup>13</sup>

Beroende på vilken typ av fel som har orsakat dippen blir denna antingen balanserad eller obalanserad. Om ett trefasfel inträffat blir spänningsdippen balanserad vilket betyder att fasspänningar i alla tre faser under felets varaktighet är lika. Tack vare att spänningarna är lika i alla faser behövs bara en vektor för att presentera storleken på spänningsdippen och dess vinkel. Om det inträffar ett enfasfel till jord eller tvåfasfel till jord är spänningsdippen av obalanserad typ. För att presentera obalanserade spänningsdippar behövs mycket mer komplicerade uttryck. Ett sätt att underlätta presentationen av obalanserade spänningsdippar är att göra vissa antaganden, som att plusföljd impedansen är lika med minusföljd impedansen och att nollföljd impedansen presenteras separat.

#### Balanserade spänningsdippar

Då ett fel inträffar i en knutpunkt  $f$  kan man se hur spänningsdippen ser ut i knutpunkten  $k$ .  $\Delta V_{kf}$  är ändringen i spänningen vid knutpunkten  $k$  för felet vid knutpunkten  $f$ . Vidare är  $V_{\text{före}(f)}$  spänningen i knutpunkten  $f$  före det att fel inträffat och  $V_{\text{före}(k)}$  spänningen i knutpunkten  $k$  före det att fel inträffat. Slutligen är  $I_f$  felströmmen och  $Z_{kf}$  en impedans där alla impedanser mellan knutpunkter  $k$  och  $f$  ihop slagna till en och samma impedans och  $Z_{ff}$  är en impedans som presenterar alla impedanser knutna till knutpunkten  $f$ . Presentationen av spänningsdippen ser ut så här:

$$V_{kf} = V_{\text{före}(k)} + \Delta V_{kf} \quad \text{ekv. (2.3)}$$

$$\Delta V_{kf} = -Z_{kf} \frac{V_{\text{före}(f)}}{Z_{ff}} \quad \text{ekv. (2.4)}$$

$$I_f = \frac{V_{\text{före}(f)}}{Z_{ff}} \quad \text{ekv. (2.5)}$$

$$V_{kf} = V_{\text{före}(k)} - Z_{kf} \frac{V_{\text{före}(f)}}{Z_{ff}} \quad \text{ekv. (2.6)}$$

För att få fram spänningsdippens värde behövs endast plusföljds värde inkluderas i beräkningarna.

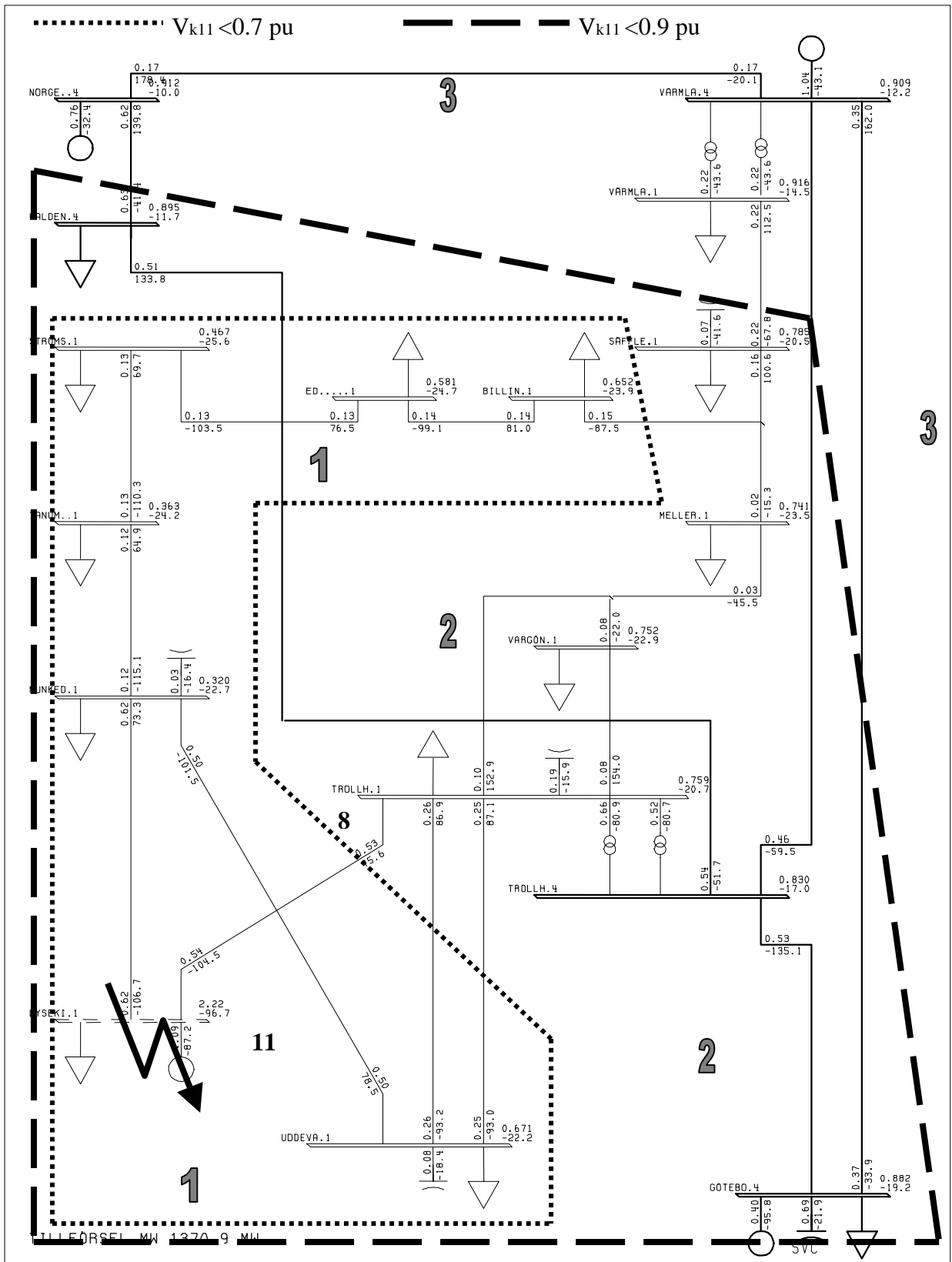
---

<sup>13</sup> Parada G.O. (2003)

### ***2.3.6 En spänningsdipps utbredning och påverkan på övriga nätet***

När det inträffar fel någonstans i nätet så påverkas de närmast liggande knutpunkterna mest av felet, medan de knutpunkter som ligger längre bort i nätet inte påverkas i samma utsträckning. Vad som sker i nätet vid ett fel kan beskrivas genom spänningsdipps utbredning och dess påverkan på nätet. Ju längre bort från felet man tittar blir spänningsdipps utbredning och påverkan obetydligt. Man kan se detta på två sätt enligt [1]. En möjlighet är att se vilket område som märkbart påverkas om ett fel inträffar vid en viss knutpunkt som här väljs att kallas det berörda området. Ett annat alternativ är att titta på hur en viss knutpunkt påverkas beroende på var felet inträffar i nätet. I detta fall blir det intressant ta reda på hur en knutpunkt påverkas relativt distansen till punkten där felet inträffar. Det område inom vilket en knutpunkt påverkas av ett fel kallas här för utsatt område. Dessa två möjligheter att betrakta reaktionen på fel i nätet kan beskrivas med ett övningsnät med knutpunkter på 130 och 400 kV nivån. I nätet i figur 7 och 8 inträffar ett trefasfel vilket är av intresse då spänningsdippar vid ett trefasfel leder till större skada för industrier än t ex ett enfasfel eller ett tvåfasfel och därmed får detta en större påverkan på kunden.

I figur 7 kan vi se hur ett trefasfel i knutpunkten 11 påverkar övriga knutpunkter i nätet. Figur 7 visar tydligt att nätet kan delas in i tre områden. Det går också att se hur stora spänningar är i de olika knutpunkterna då fel inträffar i knutpunkt 11. Område 1 innefattar de knutpunkter som påverkas mest av felet. I det här området kommer storleken på spänningsdippen medföra att den kvarvarande spänningen är mindre än 0.7pu. Område 2 är lite längre bort från felet och påverkas därför inte lika mycket av spänningsdippen. I det här området kommer den kvarvarande spänningen att vara mindre än 0.9 pu. Område 3 är mycket långt bort från knutpunkten där felet inträffar och kommer nästan inte alls att påverkas av spänningsdippen. I det här området kommer spänningsdipps storlek att motsvara en kvarvarande spänning som överstiger 0.9 pu. I området 3 kommer spänningsdippen förmodligen inte att uppfattas eftersom små variationen som detekteras ligger inom gränsen för normal spänningsvariation.




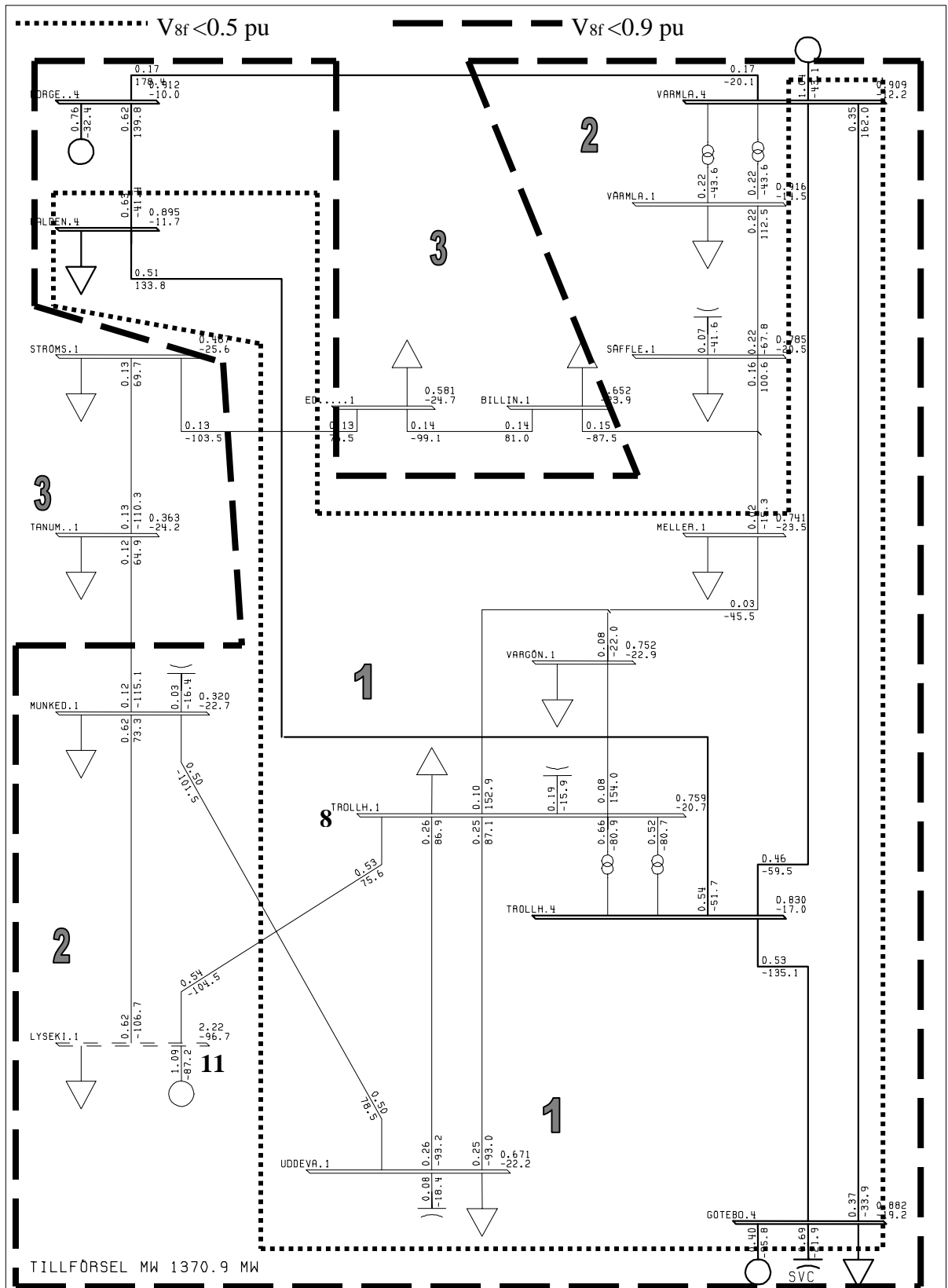

**ÖVNINGSNÄT 400 - 130 KV**  
 3PH 1306 [LYSEKI.1 135] I P.U. POLAR THU, OCT 30 2003 10:25  
 FAULTED BUS

Fig 7. Berört område vid trefasfel i knutpunkt 11.

I figur 8 kan vi se hur en viss knutpunkt påverkas beroende på hur långt bort från knutpunkten felet inträffar. I detta fall används samma figur som i det föregående fallet. Här är det också tre områden men nu ska man bortse från de värden för spänningar som är utsatta vid knutpunkterna, ty de stämmer inte. I figuren kan utläsas att om ett fel inträffar i område 1 påverkas knutpunkt 8 i stor utsträckning och spänningsdippens storlek motsvarar en kvarvarande spänning under 0.5 pu. I de fall ett fel inträffar i område 2 blir den resulterande kvarvarande spänning i knutpunkt 8 mer än 0.5 pu men mindre än 0.9 pu. Skulle ett fel inträffa i område 3 blir den kvarvarande spänningen vid knutpunkten 8 mer än 0.9 pu. Följaktligen påverkas knutpunkt 8 nästan inte alls av en spänningsdipp i området 3. Förmodligen kommer knutpunkten 8 överhuvudtaget inte att uppfatta händelsen som en spänningsdipp.

### ***2.3.7 Hur ofta inträffar spänningsdippar***

Det är omöjligt att säga exakt hur ofta fel kommer att inträffa i ett nät. Anledningen till fel är många och kan variera mycket mellan år till år. Hur ofta fel sker beror på många faktorer t ex den närmaste elektriska omgivningen i nätet, hur många ledningar som är knutna till lastknutpunkten, nätets uppbyggnad, väderförhållanden mm. För att kunna göra en uppskattning av antalet fel som kommer att inträffa under ett år får man därför förlita sig på statistik som baseras på en längre tidsperiod. För att kunna få en komplett bild av hur spänningsdippar påverkar ett visst nät under en specificerad tidsperiod kan alltså statistisk data inkluderas på hur ofta fel inträffar i det aktuella nätet t.ex. per år och km.



ÖVNINGSNÄT 400 - 130 KV  
 3PH 1306 [LYSEKI.1 135] I P.U. POLAR THU, OCT 30 2003 14:25  
 FAULTED BUS

Fig 8. Relativ distans för att en knutpunkt ska påverkas av ett fel.

## 2.4 Reläskydd och brytare

Reläer och brytare är centrala komponenter i olika typer av skydd i elkraftsystem. Ett relä har i ett skydd i första hand till uppgift att snabbt och tillförlitligt aktivera de brytorgan som erfordras för felbortkoppling. Det finns olika typer av reläskydd, äldre elektromekaniska reläskydd och modernare mikroprocessor baserade reläskydd. I detta kapitel beskrivs brytare och olika typer av reläskydd främst distansskydd se figur 9, dess funktion och uppbyggnad samt olika typer av relä karaktäristik. Även kommunikation mellan distansskydd behandlas.

### 2.4.1 Olika typer av reläskydd<sup>11</sup>

Funktionsenheten i ett reläskydd kan innehålla enbart en mätfunktion eller kombineras med flera olika typer av mätfunktioner för att ge ett komplett objektsskydd.

Exempel på mätfunktioner är:

- Överströmsskydd
- Jordströmsskydd
- Spänningsskydd
- Differentialskydd
- Distansskydd

Ett överströmsskydd skyddar ett objekt mot strömmar som uppkommer vid överbelastning eller kortslutning i nätet. Denna typ av skydd kan vara riktade och löser då ut endast i den riktning som det är inställt för. Jordströmsskydd är en typ av överströmsskydd som vid ett jordfel mäter jordslutningsströmmen.

De vanligaste reläskydden idag på lägre spänningsnivåer är de äldre elektromekaniska skydden. Att dessa inte har bytts ut mot nyare mikroprocessorskydd är till största delen en kostnadsfråga. De befintliga skydden fungerar tillfredställande och att byta dessa skulle kosta mycket. Den nya teknik där mikroprocessorer används har gjort det möjligt att konstruera skydd med ökad flexibilitet med flera nya funktioner. I dessa typer av skydd kan olika funktionsenheter integreras.

Skydden kan bland annat ge information om:

- Inställda funktionsvärden
- Driftströmmens storlek
- Felströmmens storlek
- Utlösningstid

Mikroprocessorskydd gör det möjligt att använda sig av dubbelsidig kommunikation mellan skydd och stationsdator via störningsfri fiberoptik. Detta ger en ökad tillförlitlighet.



*Fig 9. Reläskyddsutrustning i station.*

#### **2.4.2 Grundläggande princip för distansskydd<sup>14</sup>**

Distansskydd används huvudsakligen i transmissionsnät. Ett distansskydd mäter kontinuerligt spänning och ström i den bestämda punkt som det befinner sig i. Kvoten mellan spänning och ström används för att uppskatta impedansen mellan skyddets position och ett eventuellt fel. Om den impedans som distansskyddet mäter understiger inställt tröskelvärde på skyddet betraktas detta som att ett fel har inträffat. Det tidigare satta tröskelvärde som den uppmätta impedansen jämförs med motsvarar ungefär 80-90 % av ledningens impedans. Anledningen till att tröskelvärdet inte motsvarar ledningens totala impedans utan är något lägre är att det är omöjligt att undvika fel och andra osäkerheter i mätningarna. Då den uppmätta impedansen är mindre än det uppsatta tröskelvärdet genereras en signal till aktuell brytare att bryta så att felaktig anläggningsdel fränkopplas.

---

<sup>14</sup> Bollen M. et al (2003)



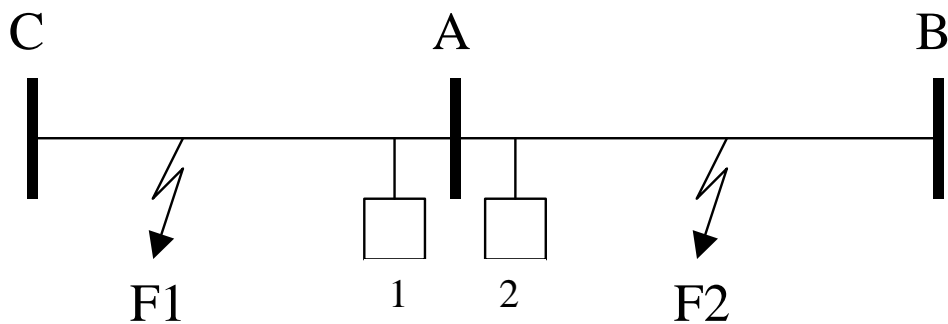


Fig 10. Fel i fram- och backriktningen.

Vanligtvis behöver ytterligare krav ställas för att en eventuell brytsignal skall genereras. Ett distansskydd mäter absolutbeloppet av kvoten mellan spänning och ström. Detta medför att om ett fel inträffar i punkten F1 eller F2 kommer distansskydd 1 och 2 att mäta samma impedans i båda fallen, se figur 10. I båda fallen innebär detta att ett av distansskydden felaktigt genererar en brytsignal. Detta kan illustreras med hjälp av figur 10. För att undvika att detta sker behövs därför en faktor som indikerar i vilken riktning felet inträffar. Då ett riktat skydd används genereras följaktligen en brytsignal då impedansen understiger den uppsatta tröskelvärdesimpedansen samt att felet inträffar i den riktning i vilken det aktuella distansskyddet skall skydda.

#### 2.4.3 Distansskyddets uppbyggnad

Ett distansskydd består i princip av flera mättransformatorer, ett reläskydd, ett återkopplingsdon samt en brytare<sup>15</sup>, se figur 11. Mättransformatorn har till syfte att skydda mätutrustning genom att transformera ned spänning och ström till rimliga nivåer att göra mätningar på. Reläskyddet mäter kontinuerligt ström och spänning i nätet via mättransformatorn. Då fel detekteras genereras en signal som kopplar från den lokala brytaren. Automatisk återinkoppling av brytare används för att så snabbt som möjligt efter det att ett fel inträffat kunna återgå till normalt drifttillstånd. Detta förutsätter dock att felet måste vara av övergående natur t ex åsknedslag. Följaktligen används inte återkopplings-automatik i kabelnät eftersom fel på en kabel ofta är permanenta. Återinkopplingen sker oftast i två försök ett snabbt, inom en 1 s och ett andra vilket är fördröjt. Hur länge återinkopplingen fördröjs beror på vad ledningen matar för laster.

<sup>15</sup> Söderlund G. (1987)

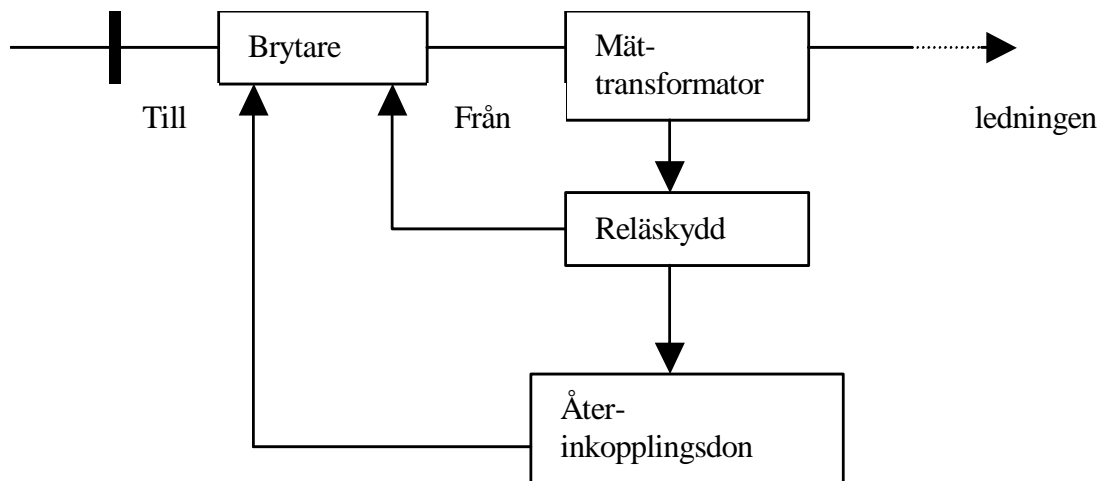


Fig 11. Distansskyddets uppbyggnad.

#### 2.4.4 Inställning av distansskydd

Viktiga faktorer vid inställning av distansskydd är selektivitet och snabbhet. Ett distansskydd kan ställas in i flera etapper vilka representerar olika skyddszoner eller steg i nätet.

##### Selektivitet och snabbhet<sup>16</sup>

För att begränsa skador i felstället vid fel krävs en snabb distansskyddsfunktion. Detta är även viktigt för att öka personsäkerheten. Reläskydd kan vara antingen momentana vilket innebär att de arbetar utan tidsfördröjning eller fördröjda dvs. att de arbetar med en viss fördröjning. Det gränsvärde på tiden vid vilket reläet fungerar kallas funktionstiden. Storleksordningen på felbortkopplingstiden varierar beroende på relätyp och aktuella individuella reläinställningar och ligger omkring 2-40ms. Fördröjda reläer kan ha en fast tidsfördröjning oberoende av funktionstiden. Den totala felbortkopplingstiden är tiden från felets inträffade tills det att felet bortkopplats och därmed strömmen i felstället upphört. Med andra ord är felbortkopplingstid = skyddstid + bryartid.

Vidare är det nödvändigt att skyddsfunktionen är selektiv för att göra det möjligt att enbart koppla bort de delar av nätet som berörs av det aktuella felet. Det finns två typer av selektivitet, tidsselektivitet och absolut selektivitet. Tidsselektivitet innebär att skydden vid olika brytare ställs in med en graderad tidsinställning i förhållande till varandra. Absolut selektivitet innebär att det är möjligt för skyddet att avgöra i vilken del av nätet ett fel inträffar. En selektivplan upprättas normalt och har till syfte att samordna reläskyddens strömnivå och tidsinställningar så att utrustning där fel har inträffat kopplas bort så snabbt som möjligt. Vidare skall selektivplanen minska möjliga störningar för utrustning som inte drabbats av fel. Det skall även finnas med i planen att reservskydd skall lösa om inte reläskydd eller brytare fungerar som planerat. Slutligen skall det vara möjligt att överblicka reläskyddens inställningar i ett eller flera tid-ström diagram föra att kunna göra snabba feldiagnoser.

<sup>16</sup> Elfving G. (1993)

### **Uppdelning av nätet i olika skyddszoner<sup>17</sup>**

Ett nät kan delas in i flera olika skyddszoner eller steg. Syftet med en skyddszon är att möjliggöra att enbart den del av nätet som drabbas av ett fel skall kopplas bort. Driften i den del av nätet som inte drabbats av fel bör inte påverkas. För att undvika att fel inte åtgärdas överlappar de olika skyddszonerna varandra vilket ger en ökad tillförlitlighet. Flertalet av de fel som uppkommer i ett system kommer att omedelbart generera en brytsignal som planerat. Skulle en skyddszon inte fungera som tänkt kommer överlappande zoner att agera som reserv skydd. Rätt förhållande mellan olika skyddszoner uppnås i system med hjälp av selektivitet. Genom att reläskyddets tröskelvärden ställs in olika kan distansskyddets räckvidd varieras. På detta sätt förlängs distansskyddets räckvidd efter en viss tid genom att förändra tröskelvärdet med hänsyn till förutbestämda tidsmarginaler. Vanligtvis sätts dessa marginaler till 200 ms respektive 400 ms, enkel respektive dubbel fördröjning. Den del av systemet inom vilken ett fel leder till att en brytsignal genereras omedelbart kallas steg 1. Steg 2 är den del som motsvara en enkel fördröjning medan steg 3 är den del som representerar en dubbel fördröjning.

- Steg 1: Räckvidden av steg 1 bör aldrig sträcka sig utanför den ledning som skall skyddas. Detta steg utgör det primära skyddet för den aktuella ledningen med undantag för fel som inträffar längst bort i motsatta delen av ledningen.
- Steg 2: Detta steg bör motsvara hela den ledning som skall skyddas. Skyddszon 2 är det primära skyddet för fel som inträffar lägst bort i den motsatta delen av ledningen.
- Steg 3: Räckvidden av steg 3 bör täcka hela den närliggande ledningen. Steg 3 utgör det så kallade reserv skyddet då fel inträffar på den närliggande ledningen.

---

<sup>17</sup> Bollen M. et al (2003)

### 2.4.5 Olika typer av distansrelä karaktäristik<sup>18</sup>

Ett distansrelä bestämmer den komplexa impedansen  $R+jX$ . Varje skyddszon representerar ett område i det komplexa talplanet. Då den uppmätta impedansen befinner sig i ett visst område initierar reläet en brytsignal. Steg 3 inkluderar steg 2 som i sin tur innefattar steg 1, se figur 12. Det finns flertalet olika typer av relä karaktäristik. Huvudsakligen används mho karaktäristik, off-set mho karaktäristik samt kvadrilateral karaktäristik.

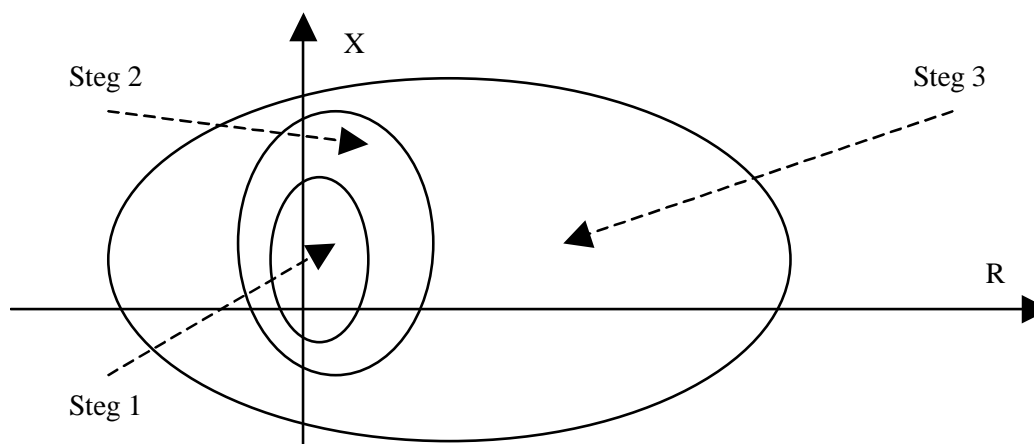


Fig 12. Reläkaraktäristik.

### Mho karaktäristik

Denna karaktäristik kännetecknas av en impedanscirkel i det komplexa talplanet som skär igenom origo. Dess utseende bestäms helt av distansreläets räckvidd framåt,  $Z_R$  (amplitud och vinkel) vilken representerar en specifik längd av transmissionsledningen. Mho karaktäristik används ofta i skyddszon 1 och 2, se figur 13.

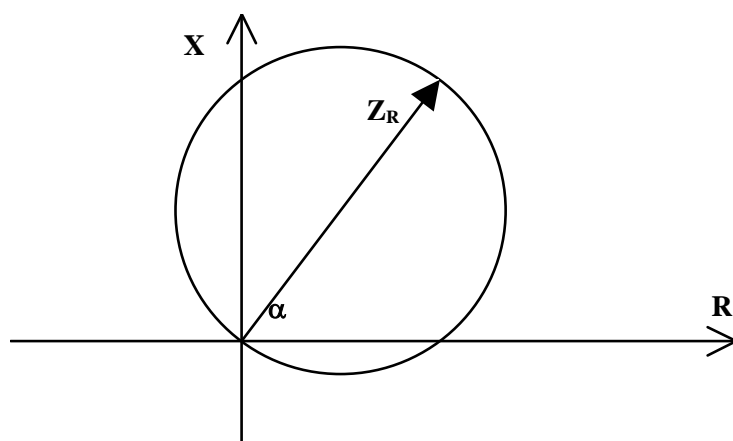


Fig 13. Mho karaktäristik med  $Z_R$  reläräckvidd och  $\alpha$  relävinkel.

<sup>18</sup> Bollen M. et al (2003)

### Off-set mho karaktäristik

De parametrar som bestämmer off-set mho karaktäristiken är räckvidden i riktning framåt,  $Z_R$  samt räckvidden i riktning bakåt  $kZ_R$ .  $Z_R$  väljs normalt i enlighet med ledningsimpedansens positiva komponenter. Detta underlättar att detektera skillnaden mellan fel och en hög last. Urskiljningen mellan en hög last och ett fel görs baserat på att lastströmmen huvudsakligen är resisitiv och att ledningens impedans till största delen är induktiv. Minimum värde för lastimpedansen fås där mho karaktäristiken sammanfaller med realaxeln. Räckvidden bakåt,  $kZ_R$  har till syfte att skydda ifrån fel i steg 3 som finns i denna riktning. Off-set mho karaktäristik används ofta i steg 3, se figur 14.

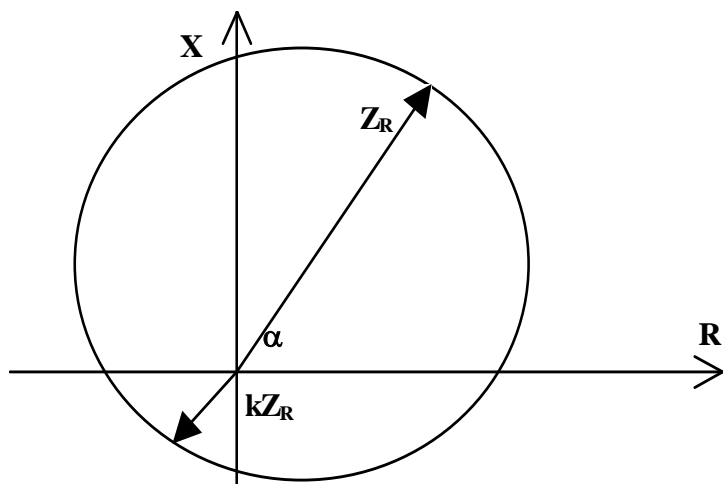


Fig 14. Off-set mho karaktäristik med  $kZ_R$ , reläträckvidden i backriktning.

### Kvadrilateral karakteristik

Denna karakteristik definieras genom en maximal räckvidd längs ledningens impedans samt en maximal räckvidd i resistivt led. Den sistnämnda bestämmer det största resistiva värde vid vilket reläet kommer att skydda och generera en brytsignal. Detta värde kan bestämmas oberoende av längden på den aktuella ledningen samt oberoende av aktuellt steg. I en del nyare relämodeller kan resistansen sättas till olika värden i olika steg vilket medför att räckvidden längs ledningsimpedansen ökar då ledningens längd ökar, se figur 15.

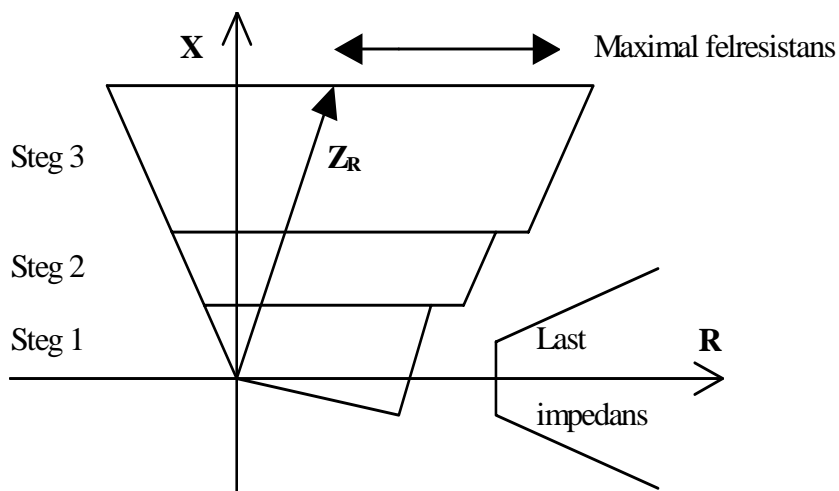


Fig 15. Kvadrilateral karakteristik.

#### 2.4.6 Kommunikation mellan distansreläer<sup>19</sup>

Kommunikation kan ske med hjälp av olika typer av teknik exempelvis via radiolänkar eller fiberoptik. Kommunikation mellan skydden i båda ändarna av en ledning gör att momentan utlösning är möjlig för alla fel på ledningen. Detta gör att fel kan åtgärdas snabbare samt en ökad tillförlitlighet. En fördel med distansskydd är att de kan agera oberoende av varandra då kommunikationslänkar är dyra. Trots att de i grunden är oberoende av att kommunicera med varandra förekommer det att distansreläer inte är utrustade med kommunikationslänkar. Denna kommunikation har ingen inverkan på reläets tillförlitlighet och selektivitet utan har enbart till syfte att minska dess felresponstid. Kommunikationen mellan distansreläer kan ske på olika sätt t.ex. kommunikation via utlösningsskanal, blockerande överräkning och accelererande överräkning .

#### Fjärrutlösning

Om någon av reläerna 1 eller 2 detekterar ett fel i steg 1 genereras en signal till den lokala brytaren samt en signal till distanskyddet och dess brytare i andra ledningsändan. Det här sättet att kommunicera med sin egen brytare och det andra distansskyddets brytare kallas för fjärrutlösning. Exempel på detta åskådliggörs i figur 16 nedan.

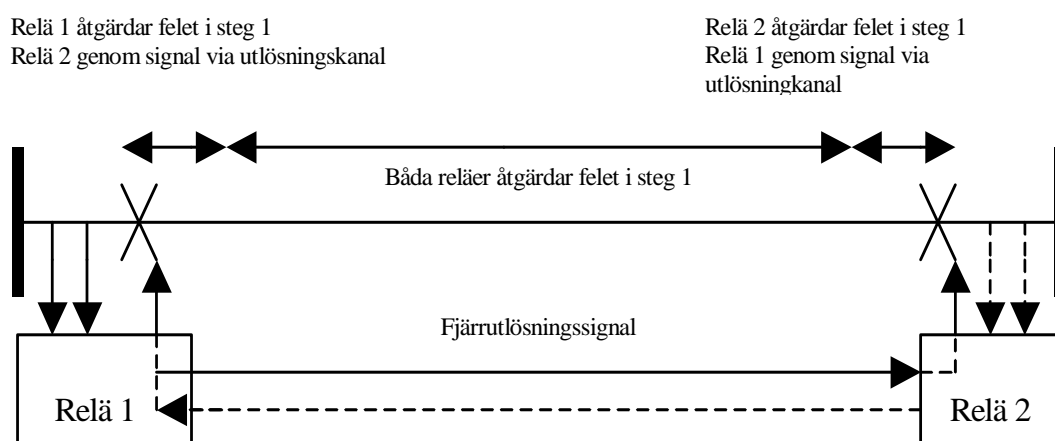


Fig 16. Schema för fjärrutlösning.

Figur 16 visar hur relä 1 skickar i väg fjärrutlösningssignalen då fel inträffar i skyddszone 1 och att relä 2 bryter när det tar emot en denna signal. Samma gäller det omvända fallet.

<sup>19</sup> Bollen M. et al (2003)

### Blockerande överräkning

Att ett reläskydd har en blockerande räckvidd innebär att dess steg 1 räckvidd överstiger ledningens längd. Då ett fel detekteras i steg 1 genereras en brytsignal förutsatt att ingen blockeringsignal tas emot under en specificerad tidsintervall. I den här typen av reläinställningar är en fungerande kommunikationskanal nödvändig för annars kan reläerna bryta felaktigt då fel inträffar bortom terminalen i den motstående ledningsänden, se figur 17.

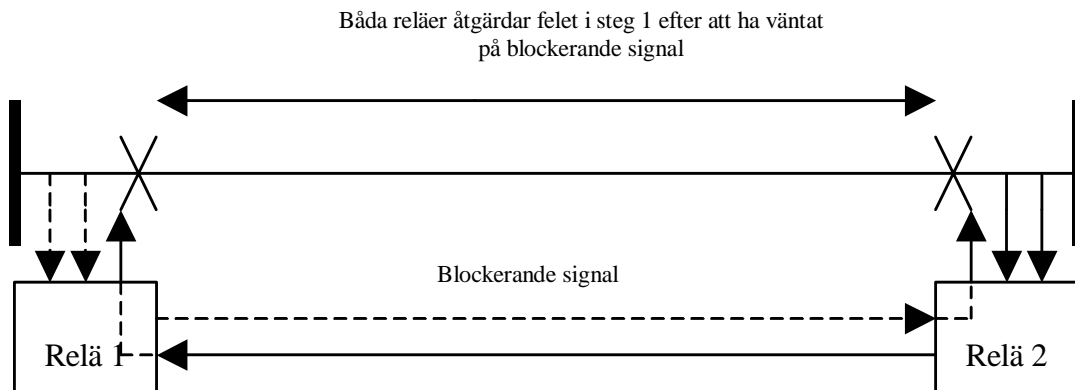


Fig 17. Schema för blockerande överräkning.

Relä 1 i figur 17 skickar ingen brytsignal då det mottar en blockerande signalen genererad av relä 2 då det uppfattar fel i backriktningen. Motsvarande gäller i det omvända fallet.

### Accelererande överräkning

Liksom vid blockerande överräkning har reläerna i detta fall en steg 1 räckvidd som överstiger ledningens längd. För att förhindra att fel bortom den motstående terminalen leder till att en felaktig bortkoppling väntar det aktuella reläet på en signal som tillåter att en brytsignal genereras. En sådan signal skickas av det andra reläet om det upptäcker ett fel i steg 1 sett i framriktningen, figur 18.

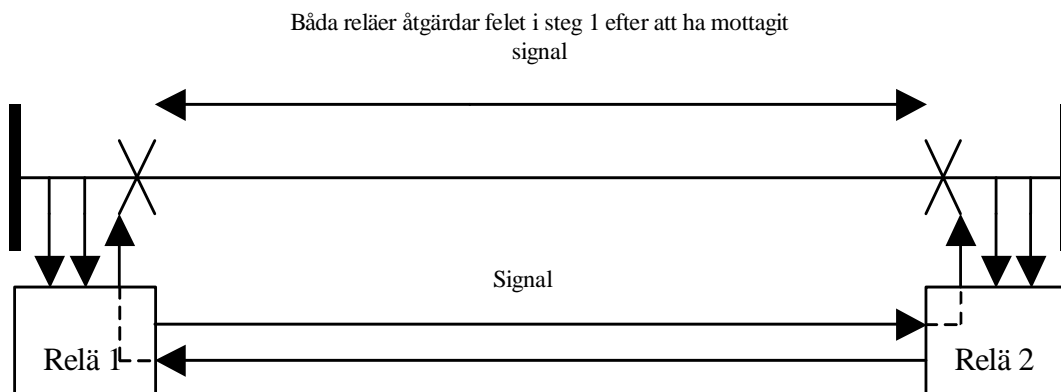


Fig 18. Schema för accelererande överräkning.



### 2.4.7 Brytare<sup>20</sup>

Brytarkonstruktioner baseras på ett medium vars egenskaper för det möjligt att bryta de strömmar som kan uppkomma vid höga spänningar. Olika medium ger olika brytarkarakteristik. Följaktligen bestäms brytartyper av vilket medium som används för att släcka ut den uppkomna ljusbågen. Exempel på brytare är:

- SF<sub>6</sub>
- Vakuumbrytare
- Oljebrytare

En brytare konstrueras för att klara kontinuerlig drift med märkström samt för att kunna bryta den maximala kortslutningsström som kan uppkomma vid en kortslutning direkt vid klämmorna. En brytare skall även kunna termiskt uthärda kortslutningsströmmen tills utlösning sker. Vidare skall en brytare ha tillräcklig slut- och brytförmåga. Brytarförmågan beräknas i MVA och sambandet i ekv. 2.7 gäller. I är kortslutningsströmmen i ögonblicket kontakterna öppnas. I Sverige räknas växelströmmens effektivvärde som  $I$ .  $U$  är den återvändande spänningen vilket är den spänning som återvänder då kortslutningsströmmen har brutits. Brytaren beräknas i sämsta fall vara tvungen att bryta den momentana kortslutningsströmmen då dess erforderliga brytarförmåga fastställs. Då spänningen beräknas är det praxis att räkna med driftspänning på den plats där brytaren är inbyggd. Detta kan dock vara missvisande då driftspänningen inte i alla fall är den samma som den återvändande spänningen.

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$$

ekv. (2.7)

---

<sup>20</sup> Elfving G. (1993)

### 3 Arbetsgång och använda verktyg

Det här kapitlet beskriver hur vi har arbetat och de verktyg vi använt oss av under arbetets gång.

#### 3.1 Planering av arbetet

Arbetet med denna studie valdes att delas upp i fem delmoment. Dokumentationen av studien valdes dock att göras kontinuerligt under hela studien. Processen kan presenteras i kronologisk ordning med figur 19 nedan. Strategin var att under den första perioden hitta och studera relevant litteratur för arbetet samt att läras hantera den programvara PSS/E som var aktuell för de simuleringar som skulle utföras. Delmoment två var att förstå programmeringsspråket IPLAN som används för att skriva program för PSS/E. I denna fas fortsattes även arbetet med att hitta och studera relevant litteratur. I delmoment tre gjordes själva kodningen. Programmet som skrevs var en modifiering av ett redan befintligt program som hade till uppgift att simulera och beräkna felströmmar relativt felpunkt vid olika typer av fel i ett kraftnät. Resultatet blev att programmet även kunde beräkna hur spänningen i en knutpunkt förändras vid ett trefasfel relativt var felet inträffar. Delmoment fyra var själva simuleringsfasen. Här gjordes simuleringar av trefasfel i det relevanta nätet för att se på spänningens beteende i den aktuella knutpunkten. Dessa simuleringar tillsammans med aktuell felstatistik och aktuella distansskydds karakteristik i nätområdet som betraktades gav efter analys en bild av hur den aktuella knutpunkten drabbas beroende på var felet inträffar. Slutligen i delmoment fem sammanställdes resultat och redovisning av dem.

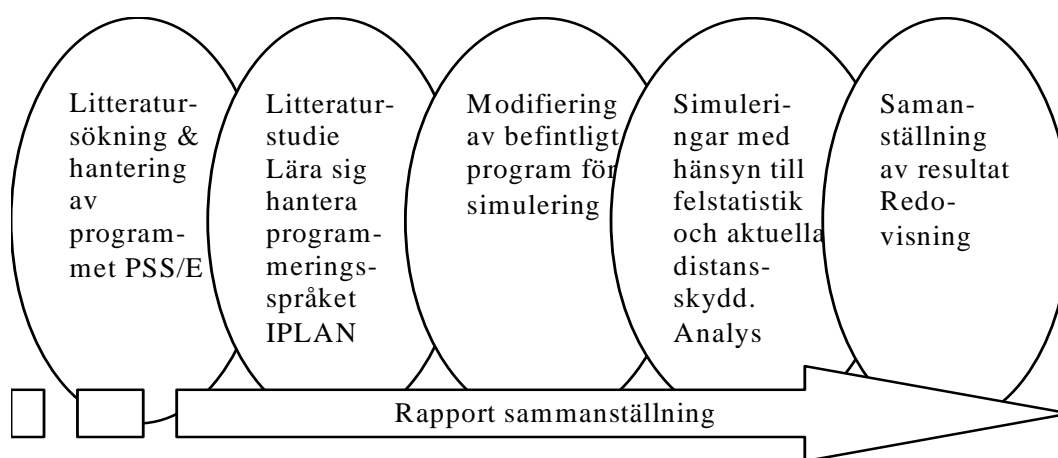


Fig 19. Genomförandet av arbetet i kronologisk ordning.

#### 3.2 Beskrivning av använd mjukvara, PSS/E<sup>21</sup>

Alla simuleringar och beräkningar av spänningar i det aktuella nätet har utförts med nätberäkningsprogrammet PSS/E. Detta är ett datorprogram från PTI, Power Technologies, inc. som används för beräkningar på kraftsystem. PSS/E står för Power Systems Simulator for Engineering och kan simulera och beräkna följande fall:

- belastningsfördelningar
- kortslutningsberäkningar
- dynamiska simuleringar

<sup>21</sup> Wall D. (2001)

De två första fallen är baserade på statiska simuleringar och beräkningar medan den sista är baserad på dynamiska simuleringar och beräkningar.

Utöver det här så finns ett antal andra fristående program som underlättar för att läsa in olika komponentdata och liknande. I PSS/E finns en hel del andra hjälpprogram och rutiner så som editor, kompilator och liknande som kan användas för att själv skriva mindre program. I denna studie har programmeringsspråket IPLAN använts för att skriva program som kan användas i PSS/E.

### Statiska simuleringar och beräkningar

I statiska beräkningar presenteras i PSS/E belastningsfördelning och felströmsberäkningar. PSS/E förutsätter att belastningsfördelningsfallet är löst innan felströmsberäkning görs. Vid belastningsfördelning använder PSS/E sig av att effektgenereringen är känd i många knutpunkter och den aktiva genereringen och spänningen är känd i alla knutpunkter utom en (swing bus), men i den kvarvarande knutpunkten vet man spänningen och dess vinkel. Med hjälp av detta och aktuell ledningsdata beräknas spänningar och dess vinklar. I felströmsberäkningar använder PSS/E sig av en Nortonekvivalent, dvs. en konstant strömkälla parallellt med den inre impedansen för presentation av generatorer, se figur 20 nedan.

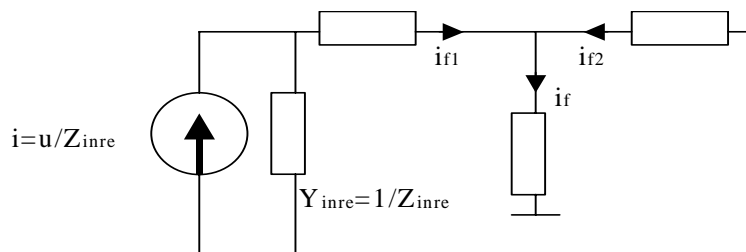


Fig 20. Nortonekvivalent schema.

Strömkälla i figur 20 har en oändlig impedans och felströmmen beräknas nu med en enkel strömdelning, där den totala felströmmen  $\dot{I}_f$  är summa av två felströmmar på båda sidorna av felet  $\dot{I}_{f1}$  och  $\dot{I}_{f2}$ . Det finns även möjlighet att göra en så kallad klassisk felströmsberäkning då en lastfördelning görs innan aktuellt fall löses.

### Dynamiska simuleringar och beräkningar

I PSS/E används en belastningsfördelning som utgångspunkt vid dynamiska simuleringar och generatorerna representeras av Nortonekvivalenter. Sedan beräknas de tidsberoende ekvationerna för generatorerna numeriskt. Uppdateringen av spänningar och dess vinklar samt andra ingående storheter som frekvens och dylikt sker efter varje taget tidssteg. Om generatorerna har tillhörande kringutrustning t ex PSS (Power System Stabilizer) tas dessa komponenter med i simuleringar och beräkningar. Detta görs genom att välja rätt modell i PSS/E. Modellerna i PSS/E är av olika typer beroende på vilken kringutrustning som ingår och vilka egenskaper respektive utrustning har. Varje modell är försedd med ett antal parametrar som måste ställas in rätt så att modellen efterliknar verkligheten i så stor grad som möjligt.

## **4 Simuleringar av den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under ett fel som funktion av felläge.**

*Ett simuleringsprogram togs fram med syfte att se hur spänningen i den aktuella knutpunkten påverkas vid ett fel i omgivande nät. Utifrån de simuleringar som gjordes togs det aktuella nätområdet fram vilket representerar det nätområde inom vilket ett fel medför att den spänningen i den aktuella knutpunkten sjunker under 0.8 pu. Hur simuleringsprogrammet skapades och hur simuleringarna genomfördes samt hur det resulterade aktuella nätområdet såg ut beskrivs närmare i detta kapitel.*

### **4.1 IPLAN program**

För att kunna göra simuleringar och beräkningar av den kvarvarande spänningen i en knutpunkt under ett fel som funktion av felläge behövdes ett program som möjliggjorde detta. Ett simuleringsprogram skapades baserat på IPLAN kod med hjälp av vilket det var möjligt att utföra simuleringar och beräkningar i PSS/E. Det fanns då denna studie påbörjades redan ett befintligt program, SCLINE, som hade till uppgift att beräkna felströmmen i en knutpunkt som funktion av felläge till följd av olika typer av fel. Programmet PSS/E det här arbetet använder sig av statiska beräkningar där belastningsfördelningen är löst innan felströmsberäkningen görs. Detta program användes som bas och modifierades för att klara av att även beräkna kvarvarande spänning i en knutpunkt som funktion av felläge vid trefasfel. Programmeringsarbetet utfördes steg för steg genom att skriva en delfunktion av programmet i taget. Varje delfunktion testades för sig tills denna fungerade.

Det modifierade programmet gjorde det möjligt att simulera hur den kvarvarande spänningen varierar i en knutpunkt då ett trefasfel flyttar sig längs upp till sex ledningar. Hur långt det skall vara mellan varje punkt i vilken ett trefasfel simuleras bestäms av användaren. Längden på en ledning skalas om med avseende på dess impedans till en skala mellan noll till ett. Då felet vandrar över flera ledningar relateras varje lednings längd till varandra med avseende på respektive lednings impedans. Ledningarnas totala längd skalas på detta sätt liksom för fallet med en ledning om på en skala mellan noll till ett. Användaren kan välja om den beräknade spänningen skall presenteras i kV eller i per unit. Resultatet visas i ett diagram där den kvarvarande spänningen presenteras på y-axeln och distansen på x-axeln. Simuleringsprogrammet finns i sin helhet att tillgå i bilaga 1.

### **4.2 Identifikation av det aktuella nätområdet**

Det aktuella nätområdet representerar det område i nätet på 400 kV, 130 kV samt 40 kV inom vilket ett trefasfel leder till att spänningen i den knutpunkt som betraktas sjunker under 0.8 pu av den normala arbetsspänningen. Den knutpunkt som betraktades i dessa simuleringar kallas här för den aktuella knutpunkten, vilken finns markerad i figur 21. För att ta fram det aktuella nätområdet har ett nät som omfattar ett geografiskt område från mitten av Skåne i syd till Karlstad i norr, västkusten i väst och slutligen Jönköping, Värnamo och Vättern i öst använts vid simuleringar och beräkningar. Nätet innehåller en del av stamnätet på 400 kV, samt regionala västregionens nät på 130 kV och regionala nätet på 40 kV. Nätet körs maskat både på 400 kV och på 130 kV nivån vilket gör att det kan finnas flera olika vägar att vandra i nätet för att komma till samma punkt. Området närmast den aktuella knutpunkten beskrivs i figur 21.

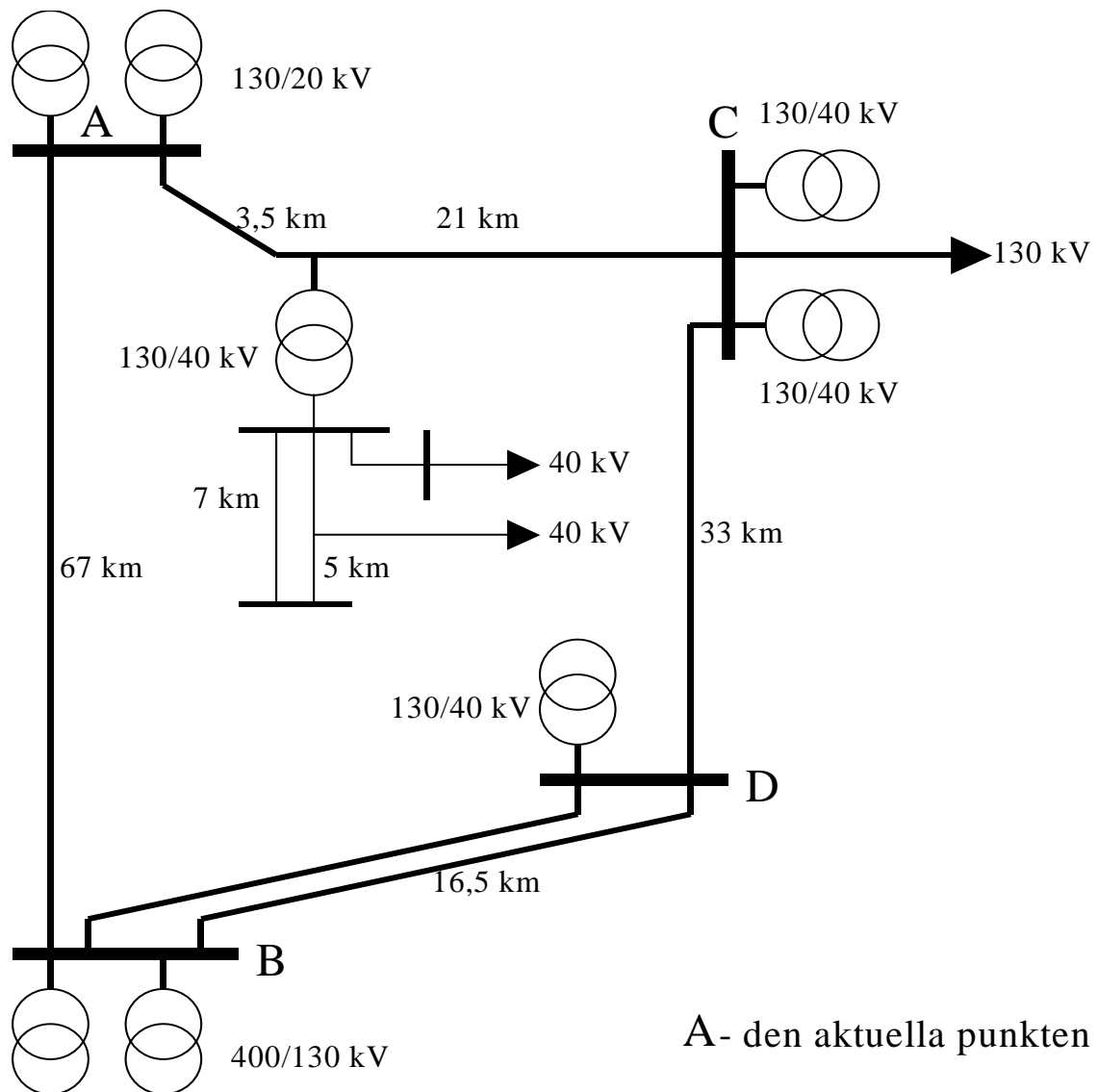


Fig 21. Nätet närmast den aktuella knutpunkten.

För att kunna göra simuleringar i nätet noterades först alla knutpunktsnummer och ledningar på samtliga spänningsnivåer i driftscheman. Med hjälp av det modifierade programmet SCLINE var det sedan möjligt att simulera den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten medan ett trefasfel vandrade längs samtliga ledningar var och en för sig. Fel som inträffade närmare knutpunkten gav en lägre kvarvarande spänning än fel som inträffade längre ut i nätet. Genom att vandra ut i nätet bort ifrån den aktuella knutpunkten kunde därmed det aktuella nätområdet ringas in. I kapitel 4.3 nedan beskrivs hur dessa simuleringar genomfördes.

Det aktuella nätområdet beskrivs i tabell 1 och innehåller totalt 81 knutpunkter och 80 ledningar. Totalt motsvarar ledningarna i det aktuella nätområdet en längd på 2 034,4 km. På vissa ledningar längst ut i nätområdet överstiger dock den kvarvarande spänningen 0.8 pu under ett fel. De delar av en ledning där detta inträffade behövde därför exkluderas från den totala ledningslängden i det aktuella nätområdet. Den korrigerade totala ledningslängden i det aktuella nätet är följaktligen 1 504,9 km. Det aktuella nätområdet indelat på respektive spänningsnivå beskrivs i figur 22.

<b>Spänningsnivå</b>	<b>Antal knutpunkter</b>	<b>Antal ledningar</b>	<b>Lednings längd [km]</b>	<b>Korr. lednings längd [km]</b>
<i>400 kV</i>	<i>16</i>	<i>15</i>	<i>1145,3</i>	<i>877,3</i>
<i>130 kV</i>	<i>50</i>	<i>60</i>	<i>866,1</i>	<i>609,1</i>
<i>40 kV</i>	<i>5</i>	<i>5</i>	<i>23</i>	<i>18,5</i>
<b>Hela det aktuella nätområdet</b>	<i>71</i>	<i>80</i>	<i>2034,4</i>	<i>1504,9</i>

*Tabell 1. Antalet knutpunkter och ledningar samt ledningarnas längd på respektive spänningsnivån i det aktuella nätområdet.*

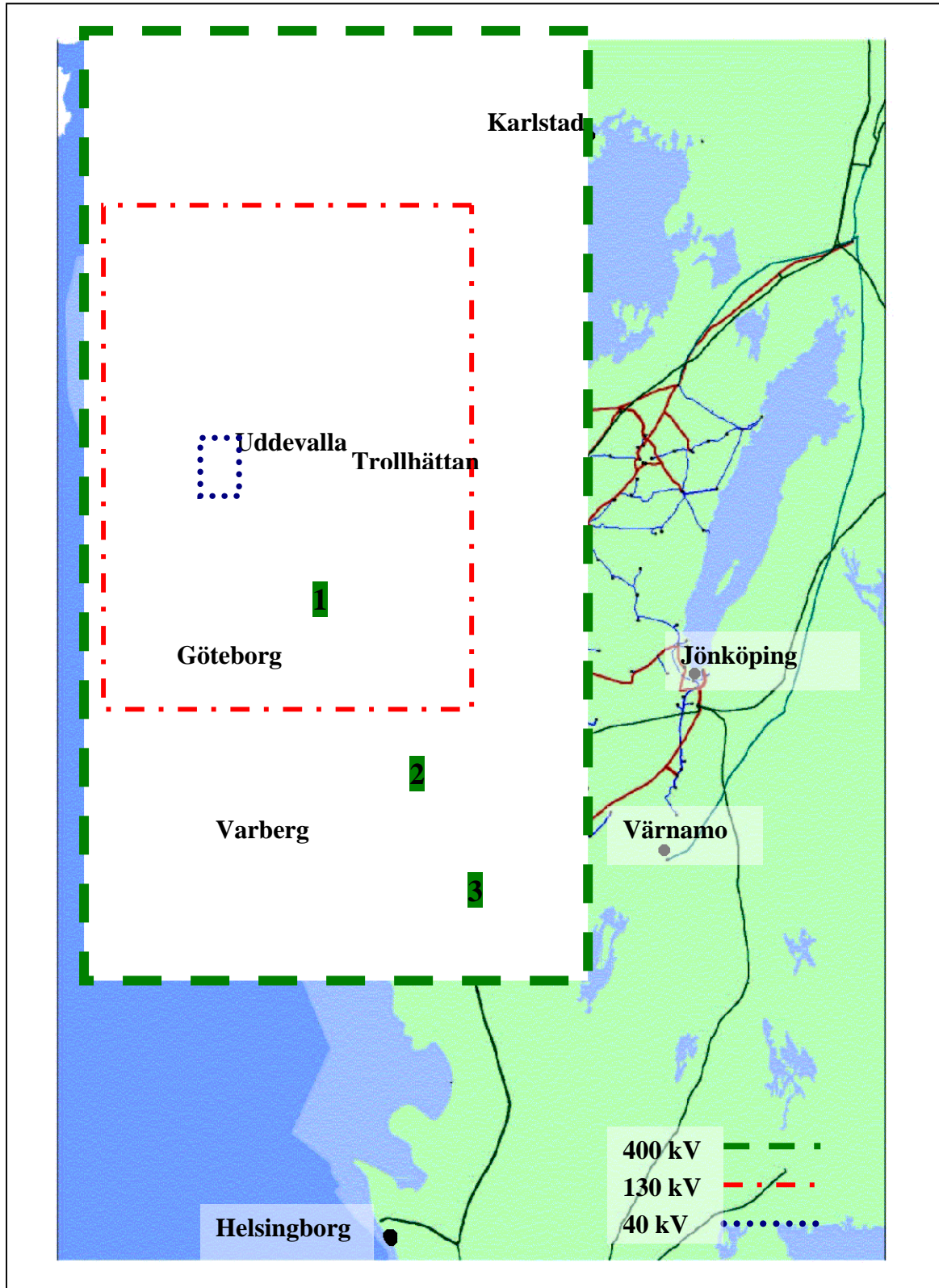


Fig 22. Det aktuella nätområdet indelat på respektive spänningsnivå. De simulerade ledningarna på 400 kV som beskrivs i kapitel 4.3 finns markerade med siffror i figuren.

### 4.3 Simuleringar

Simuleringarna av trefasfel genomfördes på samtliga ledningar representerade i de befintliga driftschemana för att först ta fram det aktuella nätområdet och kunna titta på spänningskaraktärstiken i detta område. På samtliga spänningsnivåer utgick simuleringarna från den aktuella knutpunkten. Felet vandrade från den ända av ledningen som låg närmast denna knutpunkt till den motsatta ändan längst bort. Nedan beskrivs simuleringarna på de olika spänningsnivåerna.

#### 4.3.1 Simuleringar på 400 kV

Då simuleringar gjordes i stamnätet, 400 kV-nivån, blev resultatet ett område bestående av ca 15 ledningar inom vilket den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten understeg 0.8 pu under fel. Det aktuella nätområdet på 400 kV motsvarar en total ledningslängd på 877,3 km. Trefasfel på de ledningar som passerar närmast den aktuella knutpunkten orsakar spänningsdippar vars spänning hamnar runt 0,27-0,53 pu, se figur 24. Då trefasfel inträffar på ledningar lite längre bort från den aktuella knutpunkten är inte spänningsdippen lika kraftig och den kvarvarande spänningen under fel hamnar runt 0,52-0,67 pu, se figur 25. Flyttas ett fel ännu längre ut i nätområdet hamnar den kvarvarande spänningen runt 0,67-0,8 pu, se figur 26.

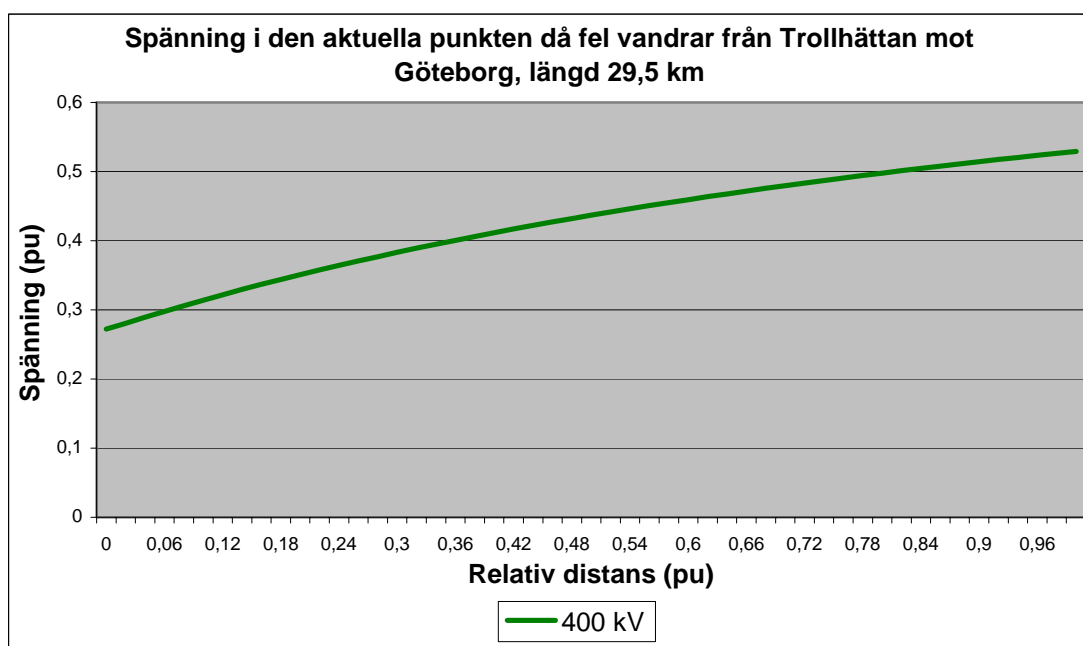


Fig 24. Spänning i den aktuella knutpunkten relaterat till var fel i nätet inträffar i det här fallet vandrar felet på en ledning från Trollhättan mot Göteborg. Ledning 1 i figur 22.



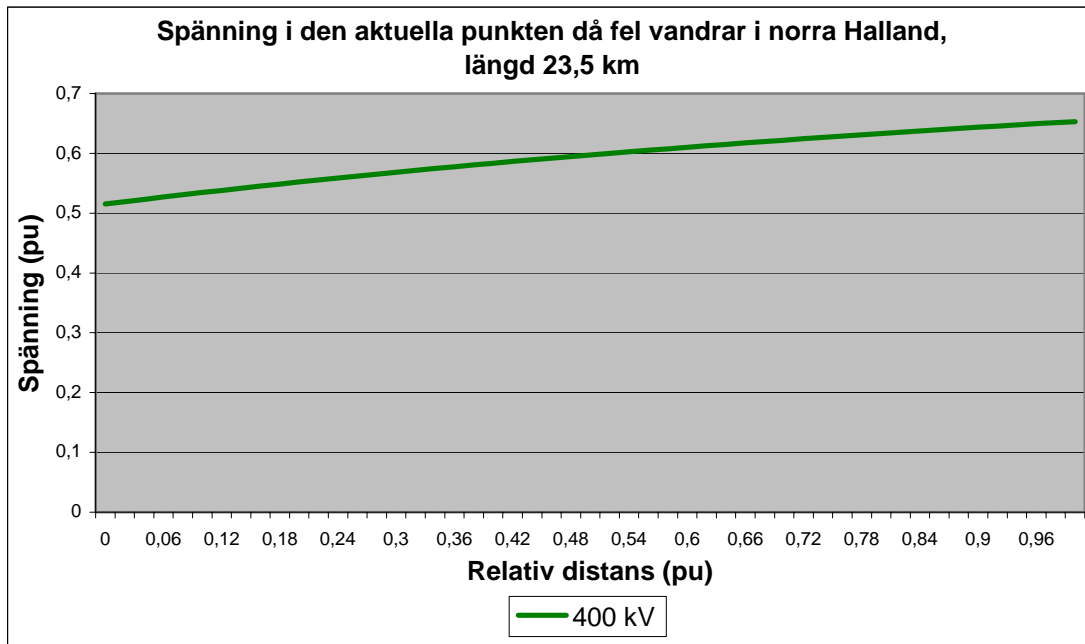


Fig 25. Spänning i den aktuella knutpunkten relaterat till var fel i nätet inträffar i det här fallet vandrar felet på en ledning i norra Halland. Ledning 2 i figur 22.

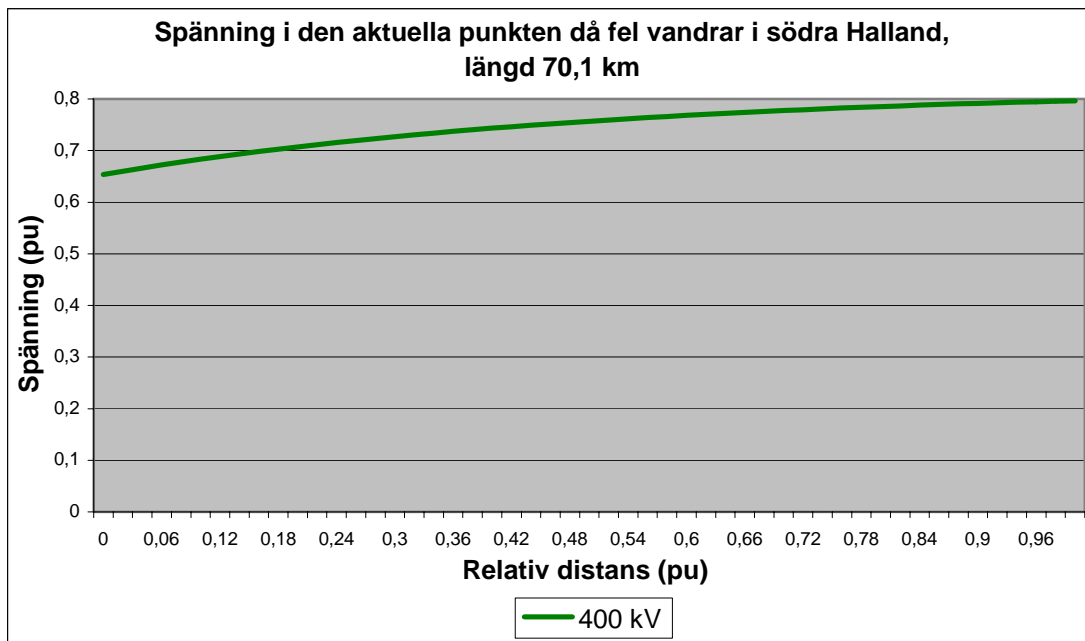


Fig 26. Spänning i den aktuella knutpunkten relaterat till var fel i nätet inträffar i det här fallet vandrar felet på en ledning i södra Halland. Ledning 3 i figur 22.

### 4.3.2 Simuleringar på 130 kV

Utifrån simuleringar på 130 kV-nivån togs ett nätområde fram som innefattade 60 ledningar inom vilket ett trefasfel orsakade en sänkning av spänningen under 0.8 pu i den aktuella knutpunkten. Den totala ledningslängden i det aktuella området som togs fram uppgår till 609,1 km. Liksom på 400 kV fås kraftigare spänningsdippar ju närmare ett fel inträffar den aktuella knutpunkten. Detta samband kan ses i figur 28 där ett trefasfel vandrar längs en ledning en bit ut i nätområdet sett från den aktuella knutpunkten och i figur 29 som beskriver en simulering som gjordes längs ut i det aktuella nätområdet på 130 kV. I figur 28 varierar spänningsdippens spänning mellan 0,33-0,52 pu medan motsvarande variation i figur 29 ligger mellan 0,52-0,8 pu. Detta samband kan även ses i figur 27 där ett fel förflyttas längs en ledning i direkt anslutning till den aktuella knutpunkten. Den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under ett fel på denna ledning varierar mellan 0,0-0,34 pu. Efter den relativa distansen 0,72 bör dock noteras att den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten återigen sjunker. Detta beror på att man här närmar sig en anslutning där det finns fler matningar in och en alternativ väg via en ej felbehäftad och ledning därmed orsakar fel här större spänningsfall i den aktuella knutpunkten. Det blir så för att den aktuella knutpunkten nu påverkas från flera håll än ett.

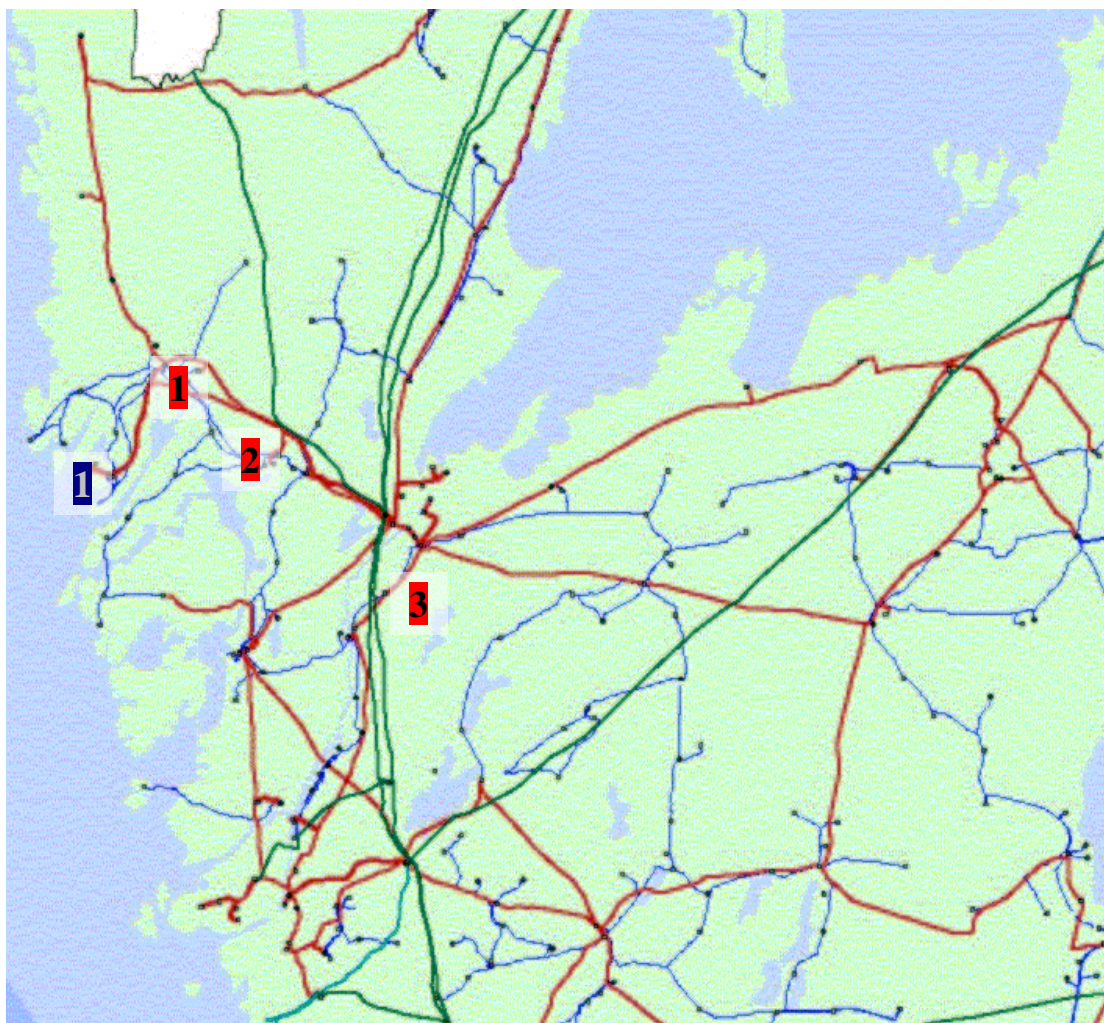


Fig 23. Simuleringar på ledningar på 130 kV, röda siffror och 40 kV, blå siffra vilka beskrivs i kap. 4.3

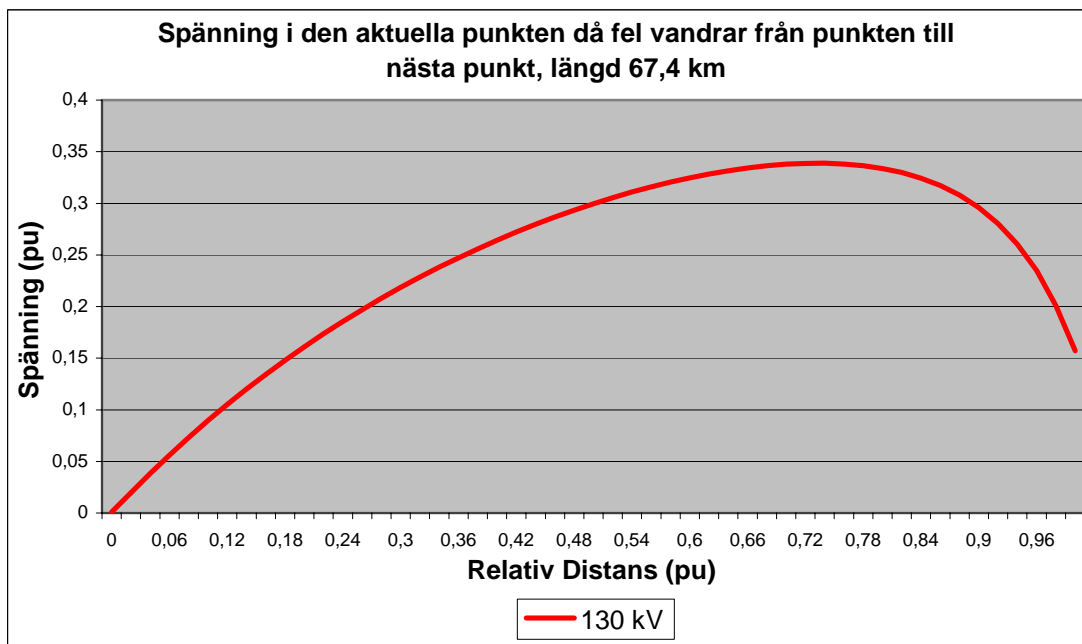


Fig 27. Spänning i den aktuella knutpunkten relaterat till var fel i nätet inträffar i det här fallet vandrar felet från knutpunkten till närliggande knutpunkt, med anslutning till 400 kV. Ledning 1, röd i figur 23.

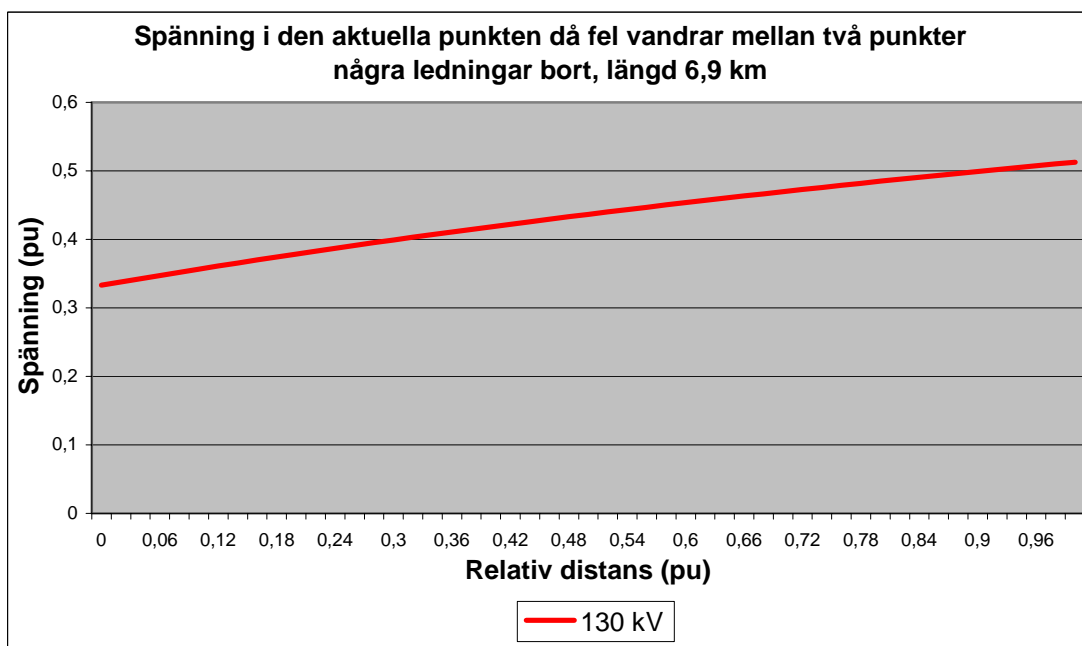
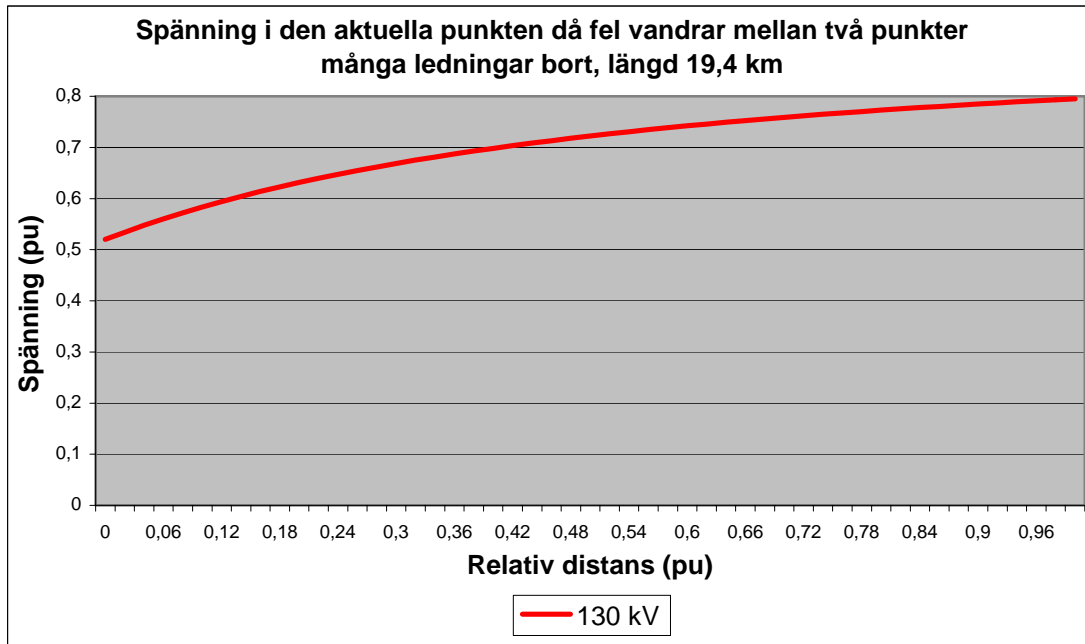


Fig 28. Spänning i den aktuella knutpunkten relaterat till var fel i nätet inträffar i det här fallet vandrar felet längs en ledning en bit ut i det aktuella nätområdet. Ledning 2, röd i figur 23.



*Fig 29. Spänning i den aktuella knutpunkten relaterat till var fel i nätet inträffar i det här fallet vandrar felet längs en ledning längst ut i det aktuella nätområdet. Ledning 3, röd i figur 23.*

### 4.3.3 Simuleringar på 40 kV

Slutligen gjordes simuleringar på 40 kV i området i närheten av den aktuella knutpunkten. Det aktuella nätområde som togs fram på denna spänningsnivå omfattade fem ledningar. Den totala ledningslängden som hamnade inom det aktuella nätområdet uppgick till 18,5 km. Trefas fel på de här fem ledningar gör att spänningen i den aktuella knutpunkten faller under 0,8 pu. Det aktuella nätområdet på 40 kV påverkan på den aktuella knutpunkten är mycket mindre än på 400 kV respektive på 130 kV vilket kan förklaras med att transformatorer har en stor dämpande effekt på spänningsfallen. Ett trefasfel i det aktuella nätområdet på 40 kV leder till en kvarvarande spänning i den aktuella knutpunkten som varierar mellan 0,74-0,8 pu vilket kan ses i figur 30.

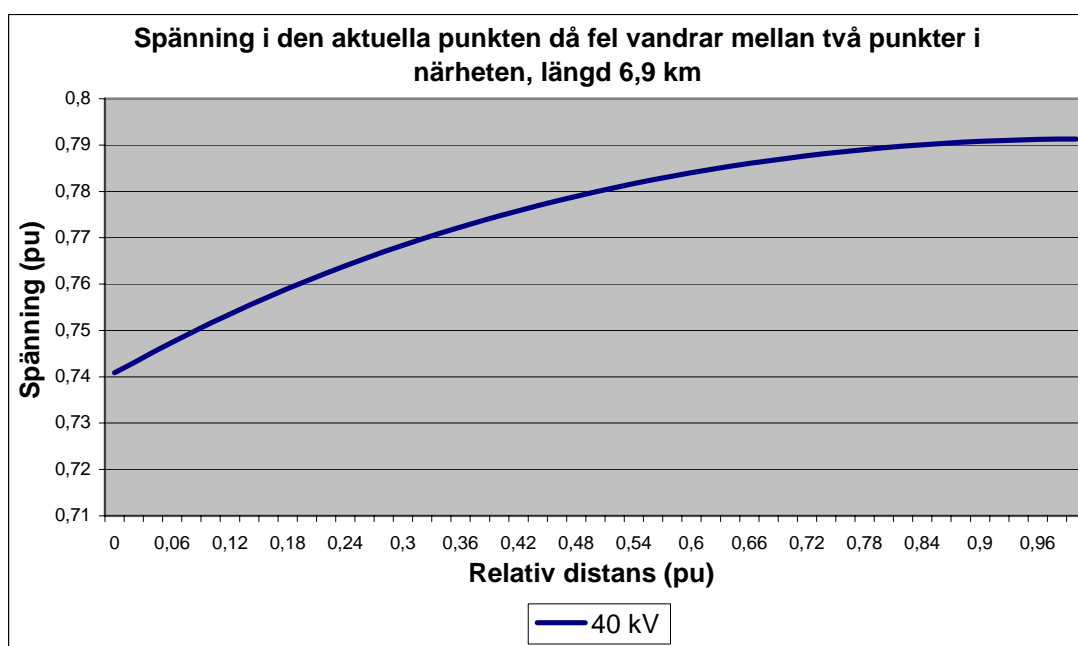


Fig 30. Spänning i den aktuella knutpunkten relaterat till var fel i nätet inträffar i det här fallet vandrar felet längs en närliggande ledning. Ledning 1, blå i figur 23.

## 4.4 Spänningskaraktäristik vid trefasfel

Med utgångspunkt ifrån de simuleringar som gjordes i PSS/E togs en bild fram av karaktäristiken på den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten då trefasfel inträffar i det aktuella nätområdet. Genom att samtliga ledningars individuella längd var känd kunde den relativa distansen i varje plottad ledning omvandlas till att motsvara en viss längd i km. En fördelning av den kvarvarande spänningen kunde sedan tas fram genom att stega ett förutbestämt intervall längs varje ledning och ta fram värden på spänningen i varje punkt. Vilka intervall som användes kan ses nedan.

- 400 kV var fjärde km
- 130 kV varannan km
- 40 kV varje km

Alla punkter som föll inom de första 80 % av ledningen motsvarade steg 1 och de punkter som föll inom resterande 20 % motsvarade steg 2, hela tiden med utgångspunkt ifrån den aktuella knutpunkten. Undantag från detta gjordes där det

finns befintlig kommunikation dvs. på samtliga ledningar på 400 kV och på 130 kV ledningarna närmast den aktuella knutpunkten. På dessa ledningar behandlades samtliga punkter som steg 1.

#### 4.4.1 Spänningskaraktäristik på 400 kV

I figur 31 återfinns de värden som avlästes på 400 kV. Ett intervall på 4 km bedömdes vara lagom för att ta fram en tillförlitlig bild av spänningskaraktäristiken i den aktuella knutpunkten i och med att den genomsnittliga förändringen av spänningen inte var särskilt stor, ca 0,01 till 0,02 pu, under detta intervall. Om ett längre intervall användes skulle risken öka att inte de framtagna värdena skulle vara representativa. Den framtagna fördelningen visar tydligt att majoriteten av de trefasfel som inträffar på 400 kV leder till en spänningsdipp i den aktuella knutpunkten vars spänning ligger mellan 0,7 och 0,8 pu.

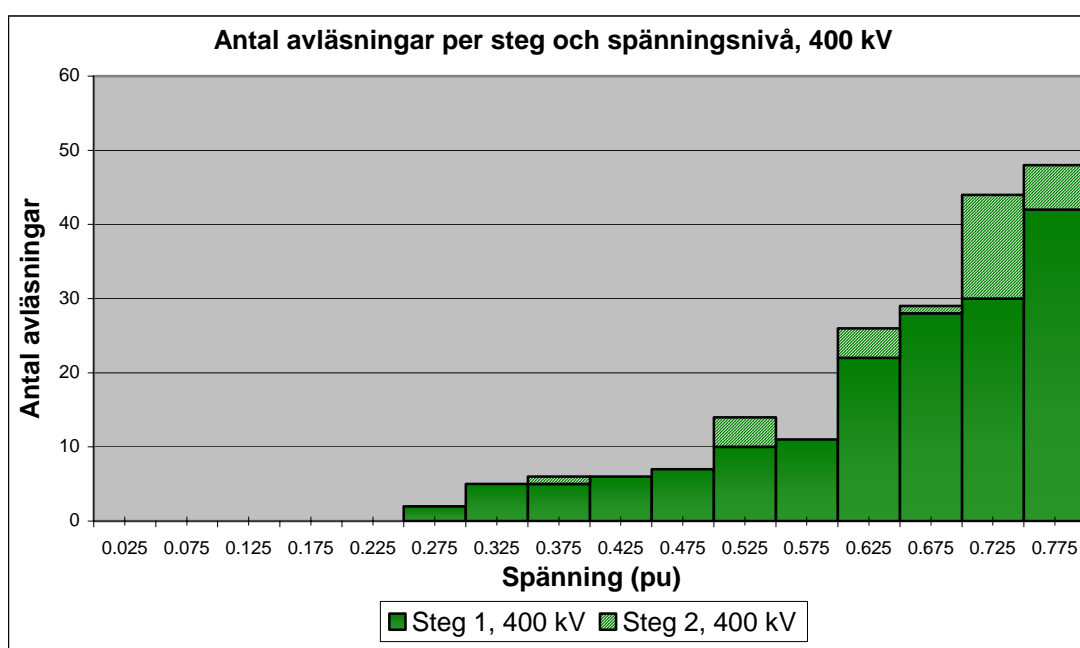


Fig 31. Antal avlästa värden på den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under fel på 400 kV.

#### 4.4.2 Spänningskaraktäristik på 130 kV

På 130 kV ledningar avlästes värden på den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under trefasfel med ett intervall på 2 km. Ett intervall på 2 km ansågs tillförlitligt för att få en bild av spänningskaraktäristiken i den aktuella knutpunkten som överensstämmer med de simuleringar som gjordes. De flesta avlästa värden hittas mellan 0.7 och 0.8 pu men även intervallet mellan 0.3 till 0.35 pu. utmärker sig vilket kan ses i figur 32. Det är så för att det finns många ledningar in i den närmaste knutpunkten till den aktuella knutpunkten där ett fel leder till att spänningen i den aktuella knutpunkten hamnar mellan de här värdena.

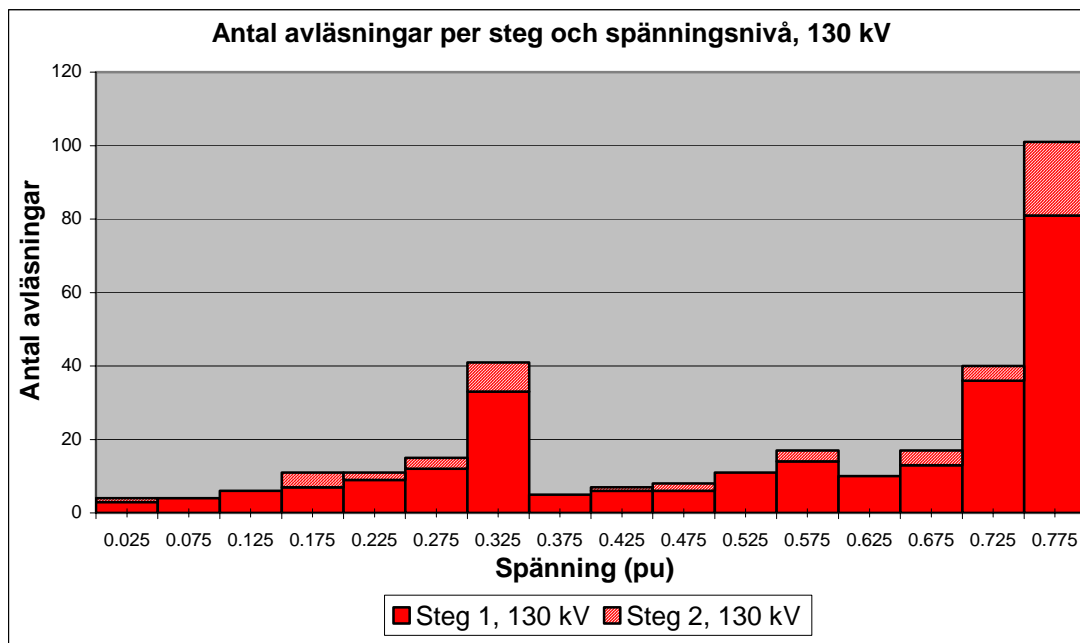


Fig 32. Antal avlästa värden på den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under fel på 130 kV, steg 1 resp. steg 2.

#### 4.4.3 Spänningskaraktäristik på 40 kV

I figur 33 visas de avlästa värden på 40 kV ledningar som togs fram genom att manuellt stega intervall om 1 km längs aktuella ledningar. Liksom på de andra spänningsnivåerna valdes detta intervall för att det bedömdes ge en tillförlitlig spänningskaraktäristik. Ett kortare intervall än 1 km ansågs onödigt ty spänningen pendlar bara mellan 0,75 till 0,8 pu vid den aktuella knutpunkten vid trefasfel inom det aktuella nätområdet på 40 kV.

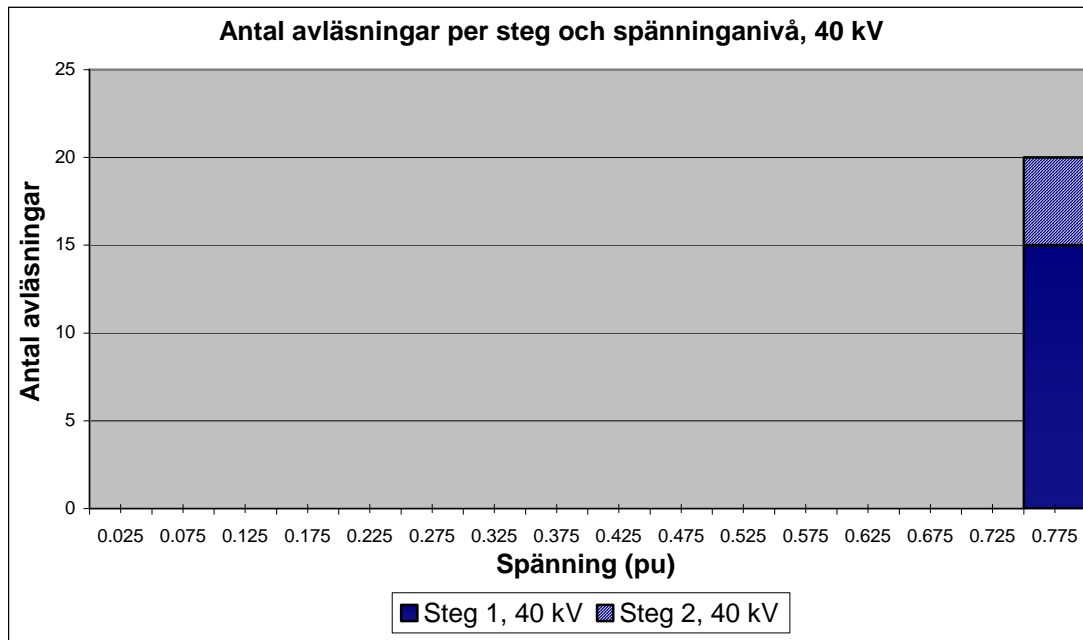


Fig 33. Antal avlästa värden på den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under fel på 40 kV, steg 1 resp. steg 2.



## 5 Antal spänningsdippar per år med hänsyn till felstatistik

För att analysera framtagna spänningsdata och göra en uppskattning av hur många spänningsdippar en kund i den aktuella knutpunkten skulle kunna drabbas av en viss tidsperiod användes felstatistik. Nedan presenteras den felstatistik som användes samt hur antalet fel beräknades utifrån denna. Det beskrivs även vilka kvarvarande spänningar som kan förväntas i den aktuella knutpunkten till följd av de fel som inträffar.

### 5.1 Använd felstatistik

Denna studie utgick från den del av Nordels driftstörningsstatistik från år 2002 som berör fel på anläggningsdelar och däribland fel på luftledningar vilket är aktuellt i denna studie. I statistiken återfinns felfrekvensen per år och 100 km för luftledningar på 400 kV samt 130 kV baserat på tioårsperioden 1993-2002. För 40 kV användes Vattenfalls egen statistik som återfinns i en årsrapport av driftstörningar på Vattenfalls Regionala elnät för år 2002 sammanställd av SwedPower. Statistiken för 40 kV beskriver felfrekvensen per år och 100 km för nät inom Vattenfall Västnät. I både Nordels och Vattenfalls statistik är alla typer av fel inkluderade. Även om denna studie enbart behandlade trefasfel ansågs denna statistik vara tillräcklig för att kunna användas som underlag. Se tabell 2.

Spänningsnivå	Antal fel per 100 km och år
400 kV	0,42
130 kV	3
40 kV	3,56

Tabell 2. Felstatistik för luftledningar

### 5.2 Uppskattning av antalet spänningsdippar per år

Med utgångspunkt ifrån att den totala ledningslängden på respektive spänningsnivå fördelat på steg 1 och steg 2 beräknades, baserat på statistiken, hur många fel som förväntades inträffa i det aktuella nätområdet, där fel leder till att spänningen i den aktuella knutpunkten faller under 0.8 pu, på respektive spänningsnivå under en period på ett år. I beräkningarna förutsattes att steg 1 representerade 80 % av ledningen och steg 2 de resterande 20 % av ledningen. För mer information se tabell 3 nedan.

Spänningsnivå	Antal fel per år, steg 1	Antal fel per år, steg 2
400 kV	2,9	0,7
130 kV	14,6	3,7
40 kV	0,5	0,2

Tabell 3. Antal fel per spänningsnivå och steg under ett år

### 5.3 Kvarvarande spänning i den aktuella knutpunkten under fel

För att få fram en bild av den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten under de fel som förväntas inträffa användes den i simuleringarna avlästa spänningskaraktäristiken. Denna spänningskaraktäristik beskriver vilket kan ses i kapitel 4.4 hur värden på den kvarvarande spänningen fördelar sig mellan 0.0 pu till 0.8 pu för respektive spänningsnivå, 400 kV, 130 kV och 40 kV. På 130 kV och 40 kV gjordes även en uppdelning i steg 1 respektive steg 2. Baserat på denna fördelning togs andelen avlästa värden, av det totala antalet, vilka representerade en specifik kvarvarande spänning och multiplicerades med antalet förväntade fel. På detta sätt kunde antalet fel som representerade en specifik spänning fås.

#### 5.3.1 400 kV

Figur 34 beskriver antalet förväntade fel som leder till en viss kvarvarande spänning i knutpunkten under ett års tid orsakade av fel på 400 kV ledningar. Totalt sker det färre fel på 400 kV än de övriga spänningsnivåerna. Det kan noteras att spänningen i knutpunkten aldrig sjunker under 0.25 pu vid fel på 400 kV ledningarna i det aktuella nätet ty den aktuella knutpunkten ligger på 130 kV nivån och då är transformatorn emellan de olika spänningsnivåerna en dämpande faktor.

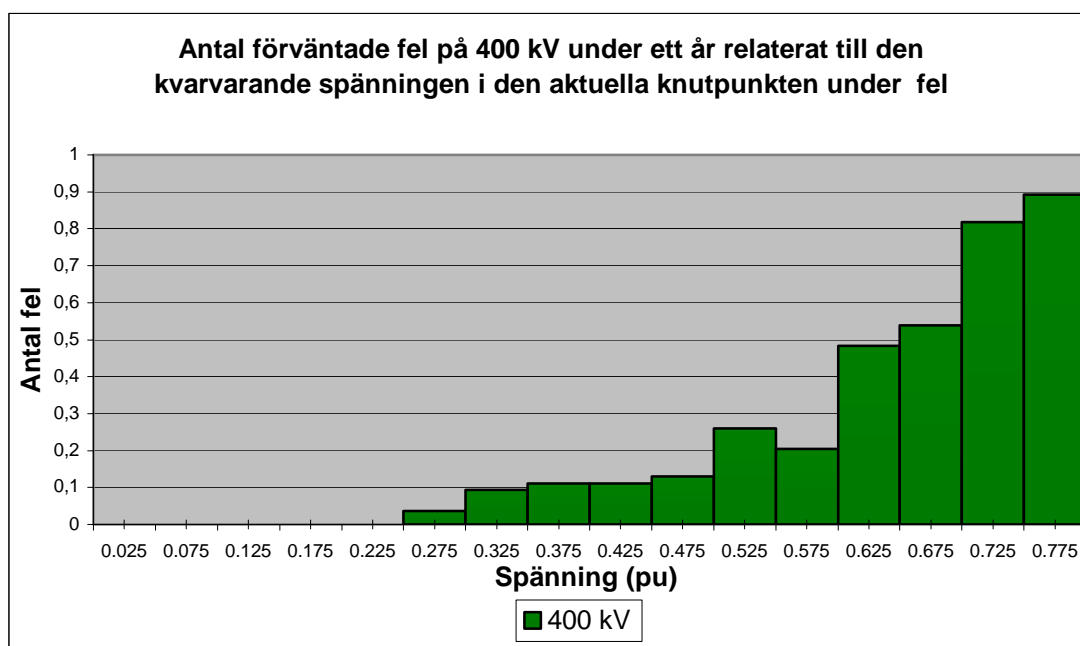
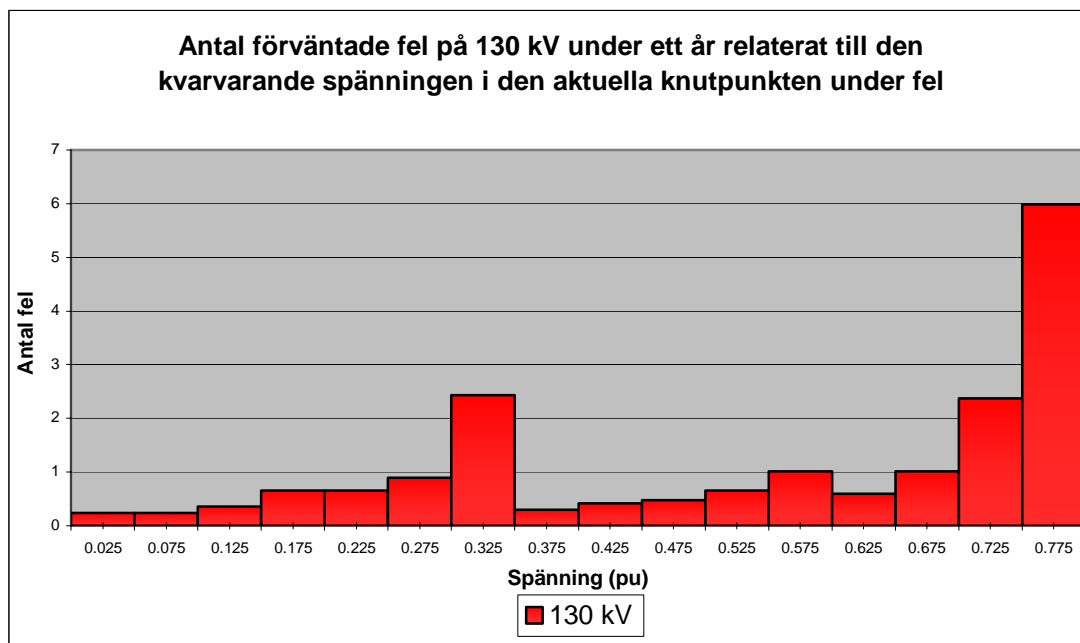


Fig 34. Antalet förväntade fel under ett års tid på 400 kV i relation till den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten.

### 5.3.2 130 kV

Antalet förväntade fel under ett års tid på 130 kV och vilken spänning dessa antas motsvara i den aktuella knutpunkten kan ses i figur 35. Betydligt fler fel beräknas inträffa på 130 kV i jämförelse med övriga spänningsnivåer. Vidare kan det ses i figur 35 att den kvarvarande spänningen i knutpunkten vid fel kan anta värden i hela intervallet mellan 0.0 pu och 0.8 pu. Större spänningsfall vid fel fås ju närmare knutpunkten felet inträffar.



*Fig 35. Antalet förväntade fel under ett års tid på 130 kV i relation till den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten.*

### 5.3.3 40 kV

Slutligen beskriver figur 36 antalet förväntade fel under ett års tid orsakade av fel på 40 kV ledningar i relation till den kvarvarande spänningen i den betraktade knutpunkten. Även om sannolikheten att fel inträffar på 40 kV är högre än på de övriga spänningsnivåerna förväntas färre fel inträffa på denna spänningsnivå än på 400 kV och 130 kV. Orsaken till detta är att det aktuella nätområdet på 40 kV är mycket litet i jämförelse med nätområdena för de andra spänningsnivåerna. I figur 36 framgår det att spänningen i knutpunkten aldrig går under 0.75 pu vid fel på 40 kV ledningarna ty dämpade effekt från transformatorn mellan 40 och 130 kV nivån.

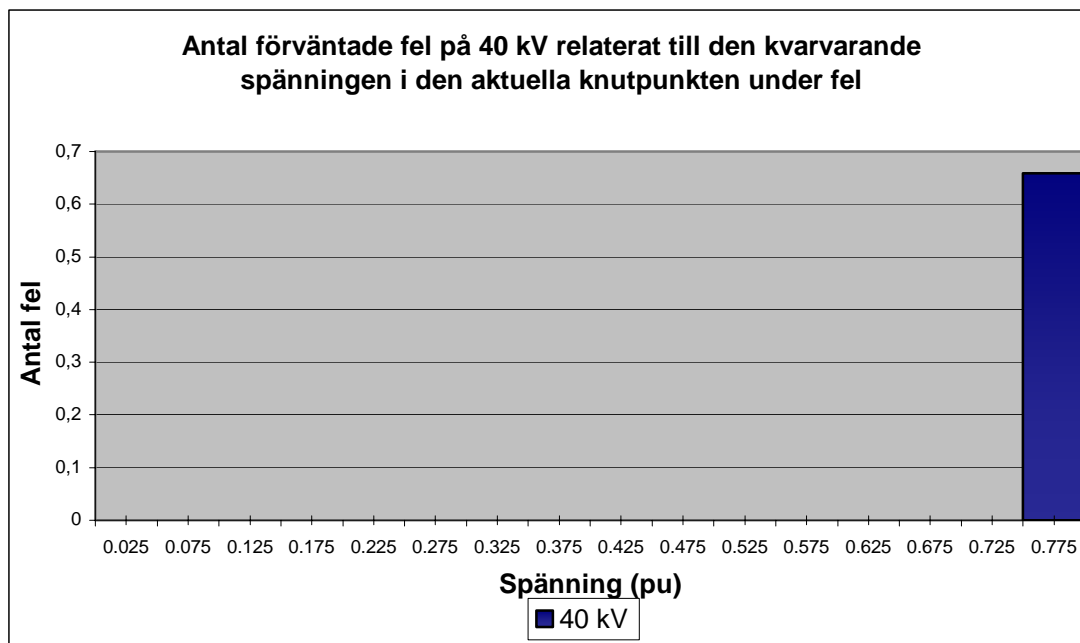


Fig 36. Antalet förväntade fel under ett års tid på 40 kV i relation till den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten.

## 6 Varaktighet på spänningsdippar

*Det som avgör varaktigheten på en spänningsdipp är felbortkopplingstiden. Vilket har behandlats i kapitel 2.4.4 utgörs felbortkopplingstiden av summan av skyddstiden och brytartiden det vill säga hur fort ett fel detekteras och åtgärdas av aktuella skydd. Följaktligen behövs vetskap om skyddstider och brytartider i det aktuella nätet.*

### 6.1 Felbortkopplingstider

I nätet är som brukligt skydden inställda enligt en selektivplan vilken reglerar felbortkopplingstider. Det finns dock alltid små variationer från inställda tider hos enskilda reläer och brytare. Dessa variationer beror på att olika relä- och brytarkonstruktioner påverkar hur exakt skyddstiden och brytartiden går att fastställa. Vilka typer av reläskydds- eller brytarkonstruktioner som används i nätet varierar, beroende på när de installerades, aktuell spänningsnivå, hur signifikant ledningen är etc. På 400 kV används uteslutande nyare digitala reläskydd utrustade med kommunikation medan huvudsakligen äldre elektromekaniska reläskydd förekommer på 130 kV respektive 40 kV. Vid högre spänningar satsas det mer pengar för att förkorta reaktionstiderna då ett fel här har potentialen att orsaka mer skada än vid lägre spänningar. Kommunikation mellan reläskydd används förutom på 400 kV även på vissa 130 kV ledningar där man är mån om att minska felbortkopplingstiderna. Vid användning av kommunikation görs felbortkopplingstiden oberoende av om fel inträffar i steg 1 eller i steg 2.

En uppskattning av skyddstid och brytartid samt eventuell tid för kommunikation har gjorts på 400 kV och 130 kV efter diskussion med Thomas Gustafsson och Owe Niska båda på Vattenfall Västrät. Resultatet blev ett tidsintervall där en snabbaste tid samt en långsammaste tid var definierad för felbortkoppling på de olika spänningsnivåerna. Skyddstiden och brytartiden är beroende av storleken på kortlutningseffekten. Detta medför att tiden varierar på grund av att denna parameter förändras beroende på var felet inträffar. Baserat på detta samband och relä och brytarteori i kombination med praktisk erfarenhet bestämdes hur tiderna fördelar sig i respektive antaget tidsintervall. Hänsyn togs till de aktuella inställningarna av steg 1 respektive steg 2 i de olika fallen. Genom att det var möjligt att göra en rimlig uppskattning på hur tiderna fördelade sig i respektive tidsintervall var det inte nödvändigt att gå in i detalj på funktionskontroller för varje enskilda skydd och brytare. På 40 kV har Arne Wemmel på Vattenfall Västrät hjälp till att ta fram de skyddstider som har fått vid funktionskontroll på aktuella ledningar. Efter diskussion med Arne W gjordes en uppskattning på aktuella brytartider gjorts på 40 kV. I tabell 4 kap.6.1.4 visas tidsintervall för samtliga spänningsnivåer i det aktuella nätområdet. Då tiderna fördelats i de olika tidsintervallen har detta gjorts med utgångspunkten från värsta tänkbara fall. Detta innebär att i de fall där inte en jämn fördelning kunnat göras har en förskjutning i tid gjorts mot längre bortkopplingstider. Syftet med detta var att undvika att ge en alltför optimistisk bild.

#### 6.1.1 Felbortkopplingstider vid fel på 400 kV

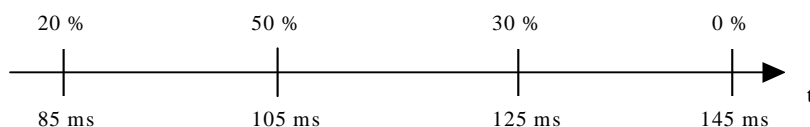
En snabb bortkoppling av ett fel är nödvändig på 400 kV. Ett fel på denna nivå får nämligen konsekvenser för ett stort geografiskt område och därmed drabbas ett stort antal kunder. De distansskydd som finns på den här nivån är övervägande del moderna mikroprocessorbaserade skydd. Kommunikation används som nämnts tidigare på samtliga ledningar i 400 kV nätet vilket gör att fel åtgärdas momentant oberoende av var på ledningen de inträffar. Detta innebär att fel som inträffar i den

bortre delen av en ledning, sett från distansskyddet, som normalt motsvarar steg 2 med hjälp av kommunikationen kommer att behandlas som steg 1. Det kommer dock att ske en liten fördröjning av bortkopplingen då fel inträffar i den bortre ändan av ledningen på grund av att kommunikationen mellan reläskydden tar några ms. Den typ av kommunikation som används i 400 kV nätet är till största delen accelererande kommunikation. Felbortkopplingstiden antas variera i tidsintervallet 75-130 ms. De antagna tiderna bygger på en snabbaste skyddstid på 45 ms och en långsammaste skyddstid på 50 ms samt en kortaste och långsammaste brytartid på 30 ms respektive på 80 ms. Kommunikationstiden förmodas vara 20 ms vilket läggs på felbortkopplingstiden i de fall där fel inträffar i den bortre ändan av ledningen sett ifrån aktuellt distansskydd.

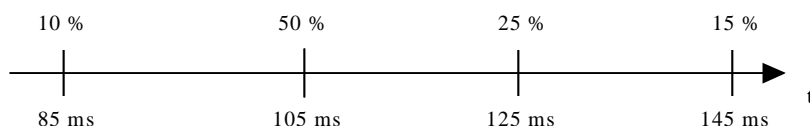
**Antagna värden:**

Skyddstid	45-50 ms
Brytartid	30-80 ms
Kommunikation	20 ms

I figur 37 och figur 38 beskrivs hur felbortkopplingstiderna fördelar sig i de framtagna tidsintervall som tagits fram för 400 kV.



*Fig 37. Fördelning av felbortkopplingstider på 400 kV utan kommunikation.*



*Fig 38. Fördelning av felbortkopplingstider på 400 kV med kommunikation.*

Utifrån fördelningen av felbortkopplingstiden i aktuella tidsintervall utan respektive med kommunikation gjordes en gemensam fördelning inom tidsintervallet 75 – 150 ms, enligt figur 39. Intervall på 20 ms användes där varje procentsats centrerades runt intervalllets medelvärde, 85 ms, 105 ms, 125 ms osv. vilket kan ses i figur 39. Exempelvis centrerades 18 % totala antalet spänningsdippar vid 85 ms och deras

bortkopplingstid beräknades variera +/- 10 ms från detta värde vilket motsvarar intervallet 75 ms till 95 ms.

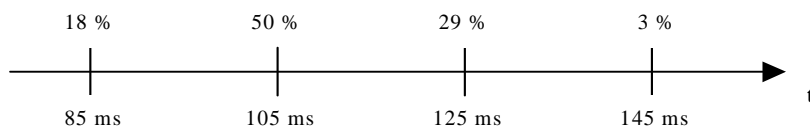


Fig 39. Den totala fördelningen av felbortkopplingstider på 400 kV.

### 6.1.2 Felbortkopplingstider vid fel på 130 kV

Majoriteten av distansskydden på denna spänningsnivå i det aktuella nätet är äldre elektromekaniska skydd. Det förekommer dock modernare skydd på de ställen där kommunikation återfinns. Kommunikation används bara på vissa extra störningskänsliga ledningar i direkt anslutning till den knutpunkt där denna studie betraktar spänningen. Kommunikation mellan reläskydd via radiolänkar används i dessa fall för att reducera felbortkopplingstiden för den kund som finns ansluten till knutpunkten. Kommunikationen beräknas ta 20 ms liksom på 400 kV. På 130 kV är reläskydden i steg 1 momentana dvs. ingen fördröjning medan steg 2 är fördröjt 400 ms.

#### Antagna värden:

Kommunikation	20 ms
<b>Steg 1</b>	
Skyddstid	45-60 ms
Bryttartid	30-60 ms
<b>Steg 2</b>	
Skyddstid	45-60 ms
Bryttartid	30-60 ms
Fördröjning	400 ms



Fig 40. Fördelning av felbortkopplingstider steg 1, 130 kV med hänsyn till kommunikation på vissa ledningar.

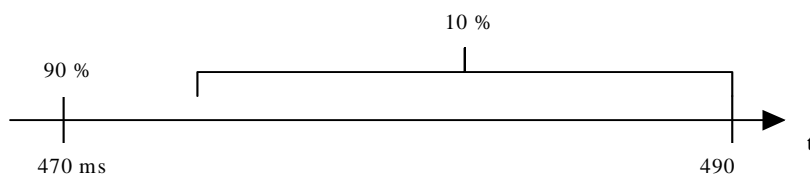


Fig 41. Fördelning av felbortkopplingstider steg 2, 130 kV.

En gemensam fördelning av felbortkopplingstiderna för steg 1 och steg 2 gjordes vilken kan ses i figur 42 där tidsaxel är uppbruten i mitten för att kunna få med alla tider från 75 - 500 ms. Liksom på 400 kV användes intervall på 20 ms fram till 150 ms där varje beräknad procentsats centrerades runt intervallets medelvärde, 85 ms, 105 ms, 125 ms osv. Exempelvis centrerades 8 % av felbortkopplingstiderna vid 85 ms och dessa kan variera +/- 10 ms från detta värde vilket motsvarar intervallet 75 ms till 95 ms. Vid 470 ms centrerades 18 % av totala antalet spänningsdippar och bortkopplingstiden för dessa beräknas variera i intervallet +/- 10 ms från detta värde. Slutligen centrerades de resterande 2 % vid 490 ms och dessa beräknas variera i intervallet +/- 10 ms från detta värde.

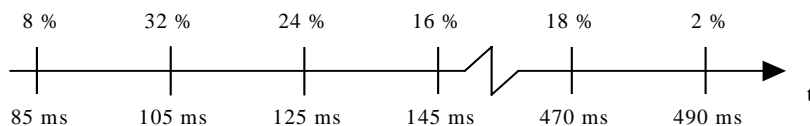


Fig 42. Den totala fördelningen av antagna tider på 130 kV.



### 6.1.3 Felbortkopplingstider vid fel på 40 kV

I det aktuella nätområdet finns ett fåtal 40 kV ledningar. På de få 40 kV ledningar som finns används överströmsskydd och riktade jordströmsskydd med automatisk återinkoppling. Reläerna är huvudsakligen elektromekaniska. Felbortkopplingstider för de aktuella ledningarna hämtades ur protokoll för funktionskontroll av reläskydd och kontrollanläggning. Enligt dessa protokoll var bortkopplingstiden för steg 1 360 ms och steg 2 1860 ms, se figur 43 och 44. En fördelning av bortkopplingstiderna på 40 kV gjordes utifrån dess värden. I denna fördelning användes ett intervall på 40 ms vilket innebär att t.ex. 80 % av totala antalet spänningsdippar fördelar sig +/- 20 ms från det centrerade utskrivna värdet. Detta kan ses ur figur 45 nedan.

#### Antagna värden, steg 1:

Skyddstid + bryttartid      360 ms

#### Antagna värden, steg 2:

Skyddstid + bryttartid      1840 - 1880 ms

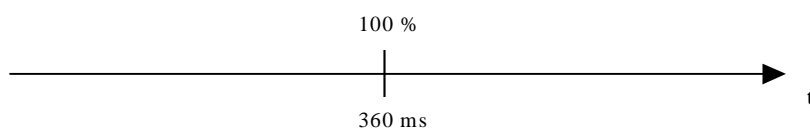


Fig 43. Fördelning av antagna tider på steg 1, 40 kV.

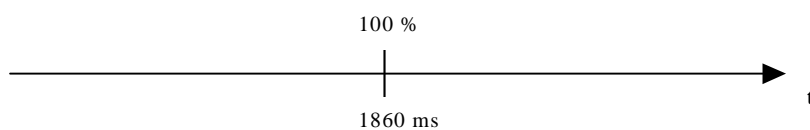


Fig 44. Fördelningen av antagna tider steg 2, 40 kV.

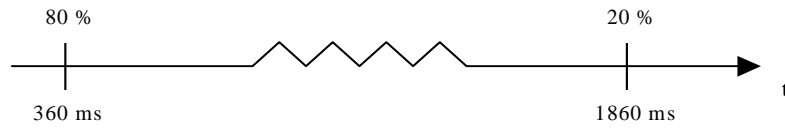


Fig 45. Den totala fördelningen av antagna tider på 40 kV.

#### 6.1.4 Samanställning av felbortkopplingstider för samtliga spänningsnivåer

I tabell 3 nedan återfinns de tidsintervall som togs fram för steg 1 respektive steg 2 400 kV, 130 kV och 40 kV.

Spänningsnivå	Steg 1 [ms]	Steg 2 [ms]	Totalt tidsintervall [ms]
<b>400 kV</b>	75 -130	75 -150	75 -150
<b>130 kV</b>	75 -150	460 -500	75 - 500
<b>40 kV</b>	360 -400	1840 -1880	360 -1880

Tabell 4. Felbortkopplingstider inom det aktuella nätområdet på samtliga spänningsnivåer.

## 7.0 Resultat och Diskussion

*Det slutgiltiga resultatet vilket beskriver spänningsdippskaraktäristiken i den aktuella knutpunkten under en tioårsperiod beskrivs och diskuteras i detta kapitel. Resultatet är en sammanställning av antalet förväntade spänningsdippar i den aktuella knutpunkten under tio år. Här beskrivs vad den kvarvarande spänningen förväntas vara i den aktuella knutpunkten under trefasfel i det aktuella nätområdet relaterat till spänningsdipparnas varaktighet.*

### 7.1 Spänningsdippskaraktäristik under tio år

Kapitel 5 behandlar vad antalet spänningsdippar i den aktuella knutpunkten förväntas vara under ett år och vad spänningen på dessa spänningsdippar beräknas vara. Genom att kombinera dessa samband med vilken varaktighet spänningsdippar förutsätts ha enligt kapitel 6 togs den förväntade spänningskaraktäristiken under ett år fram för den aktuella knutpunkten. Detta gjordes genom att fördela antalet förväntade spänningsdippar i ett spänningsintervall under ett år enligt de fördelningar över spänningsdipps varaktighet som gjorts. T ex fördelades 0,5 st. spänningsdippar vars spänning låg i intervallet 0,45-0,5 pu (figur 35) i tidsintervallet 75 – 560 ms enligt figur 42. I detta steg noterades att antalet förväntade spänningsdippar med en viss spänning och med en viss varaktighet blev mycket få i och med att det var relativt få fel totalt per spänningsnivå som skulle fördelas över både tid och spänning. Detta gjorde att det var svårt att grafiskt presentera dessa resultat. Därför bestämdes att titta på en tioårsperiod istället för ett år och på detta sätt få en mer representativ bild av hur resultatet kunde förväntas bli. I tabell 5 beskrivs antalet spänningsdippar som beräknades inträffa i den aktuella knutpunkten på grund av trefasfel i det aktuella nätområdet under en tioårsperiod.

Enligt tabell 5 förväntas det t ex med stöd av statistiken inträffa ca 37 fel på 400 kV under tio år som leder till att spänningen i den aktuella knutpunkten faller under 0,8 pu. Dessa 37 fel har i figur 46 och 50 fördelats över alla de förekommande uppmätta spänningarna i den aktuella knutpunkten vilket motsvarar intervallet 0,27-0,8 pu se kapitel 4.3.1. Då denna fördelning gjordes förutsattes att de 37 stycken fel som motsvarar dessa spänningsdippar inträffar jämt fördelat i det aktuella nätområdet. Detta behöver dock inte vara fallet i verkligheten. Teoretiskt sätt skulle dessa 37 fel kunna inträffa på samma ställe eller enbart i en liten del av det aktuella nätområdet. Om felen skulle inträffa ojämnt fördelat över det aktuella nätområdet och t ex vara koncentrerade till det närliggande området kring den aktuella knutpunkten skulle spänningsdipparna vara mycket kraftigare än vad som är beskrivet här. Motsatta fallet skulle vara om felen enbart skulle inträffa i det aktuella nätområdets utkanter då spänningen i den aktuella knutpunkten inte skulle sjunka lika mycket under ett fel som i dessa resultat. Resonemanget om felställets betydelse för resultatet kan även föras med avseende på antagna felbortkopplingstider. Hur snabbt ett distansskydd detekterar och åtgärdar ett fel beror på var felet inträffar. Inträffar felet närmare distansskyddet i steg 1 fås kortare felbortkopplingstider och sker det längre bort i steg 2 fås längre felbortkopplingstider. I dessa resultat har en jämn fördelning av de fel som inträffar antagits vilket har legat till grund för hur varaktigheten på aktuella spänningsdippar har tagits fram. Hade felen varit ojämnt fördelade hade kanske fler spänningsdippar haft en kortare varaktighet alternativt en längre varaktighet. Resultatet bör därför betraktas utifrån ett perspektiv där felen förväntas inträffa jämnt fördelat över hela det aktuella nätområdet.

Tabell 5 beskriver Antalet förväntade spänningsdippar i den aktuella knutpunkten till följd av trefasfel i omgivande nät under en tioårsperiod. Värden för fel på 400 kV, 130 kV, 40 kV samt totalt för samtliga spänningsnivåer.

	<i>Antal fel</i>	<i>Antal fel</i>	<i>Antal fel</i>	<b>Antal fel</b>
<b>Spänningsintervall</b>	<b>Totalt</b>	<b>400 kV</b>	<b>130 kV</b>	<b>40 kV</b>
<b>0.00-0.05</b>	2,37	0	2,37	0
<b>0.05-0.10</b>	2,37	0	2,37	0
<b>0.10-0.15</b>	3,56	0	3,56	0
<b>0.15-0.20</b>	6,53	0	6,53	0
<b>0.20-0.25</b>	6,53	0	6,53	0
<b>0.25-0.30</b>	9,27	0,37	8,90	0
<b>0.30-0.35</b>	25,25	0,93	24,32	0
<b>0.35-0.40</b>	4,09	1,12	2,97	0
<b>0.40-0.45</b>	5,27	1,12	4,15	0
<b>0.45-0.50</b>	6,05	1,30	4,75	0
<b>0.50-0.55</b>	9,14	2,61	6,53	0
<b>0.55-0.60</b>	12,14	2,05	10,09	0
<b>0.60-0.65</b>	10,77	4,84	5,93	0
<b>0.65-0.70</b>	15,49	5,40	10,09	0
<b>0.70-0.75</b>	31,92	8,19	23,73	0
<b>0.75-0.80</b>	75,44	8,93	59,92	6,59
<b>Totalt antal fel:</b>	<b>227</b>	<b>37</b>	<b>183</b>	<b>7</b>

Tabell 5. Antal förväntade spänningsdippar i den aktuella knutpunkten under 10 år.

### 7.1.1 400 kV

Utifrån värdena i tabell 5 och fördelningen i aktuella intervall för bortkopplingstider på 400 kV togs spänningsdippskaraktäristiken fram för denna spänningsnivå vilken kan ses i figur 46. I figuren representerar varje markering en förväntad spänningsdipp under en tioårsperiod. Det går följaktligen att i figuren utläsa hur många spänningsdippar som totalt förväntas inträffa i den aktuella knutpunkten på grund av fel på 400 kV i det aktuella nätområdet. Figuren beskriver vilken den kvarvarande spänningen beräknas vara i den aktuella knutpunkten under spänningsdipparna samt hur lång tid det antas ta innan befintliga skydd har åtgärdat de fel som är orsak till dessa. Totalt förväntas 37 stycken fel inträffa under en tioårsperiod. Dessa spänningsdippar har en beräknad varaktighet i intervallet 75-150 ms.

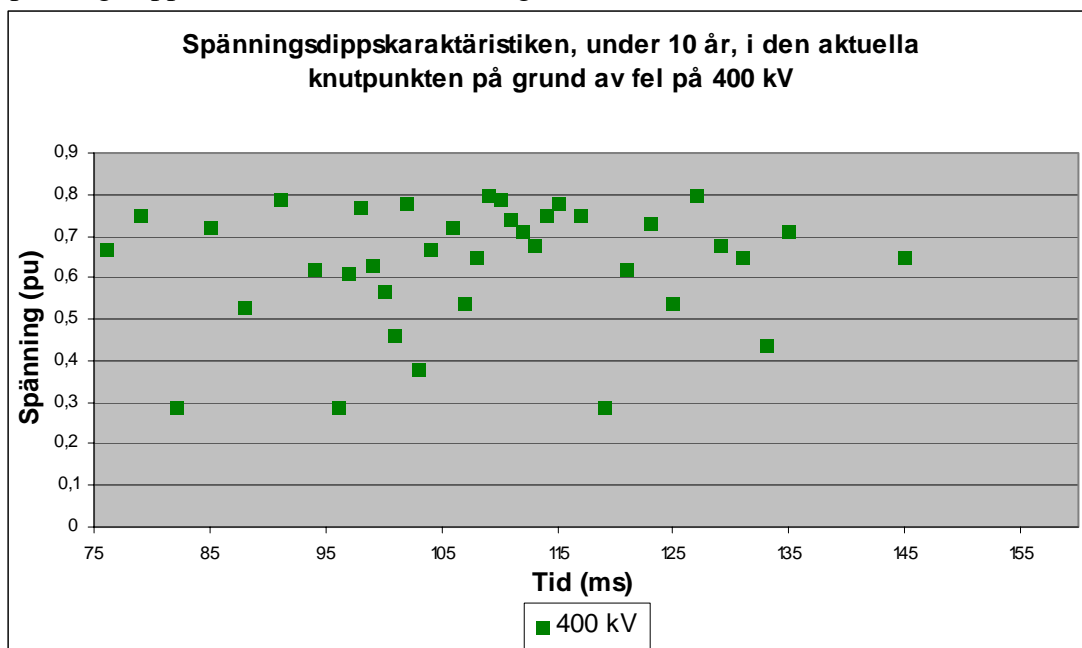


Fig 46. Spänningsdippskaraktäristiken, under 10 år, i den aktuella knutpunkten på grund av fel på 400 kV.

### 7.1.2 130 kV

Spänningsdippskaraktärstiken till följd av fel på 130 kV i den aktuella knutpunkten togs fram likadant som på 400 kV, med avseende på en tioårsperiod enligt värden i tabell 5 och aktuella intervall för bortkopplingstider. För att tydligt kunna se vad som sker vid kortare tider valdes att visa steg 1 enskilt, se figur 47. Samtliga spänningsdippar som förväntas på grund av fel på 130 kV visas i figur 48. Det beräknas totalt inträffa 183 stycken fel under 10 år. Av dessa fel uppskattas 159 stycken inträffa i steg 1 med och orsaka spänningsdippar med en varaktighet som varierar mellan 75-150 ms. Resterande 24 stycken fel beräknas inträffa i steg 2 och beräknas bli åtgärdade inom 460-500 ms.

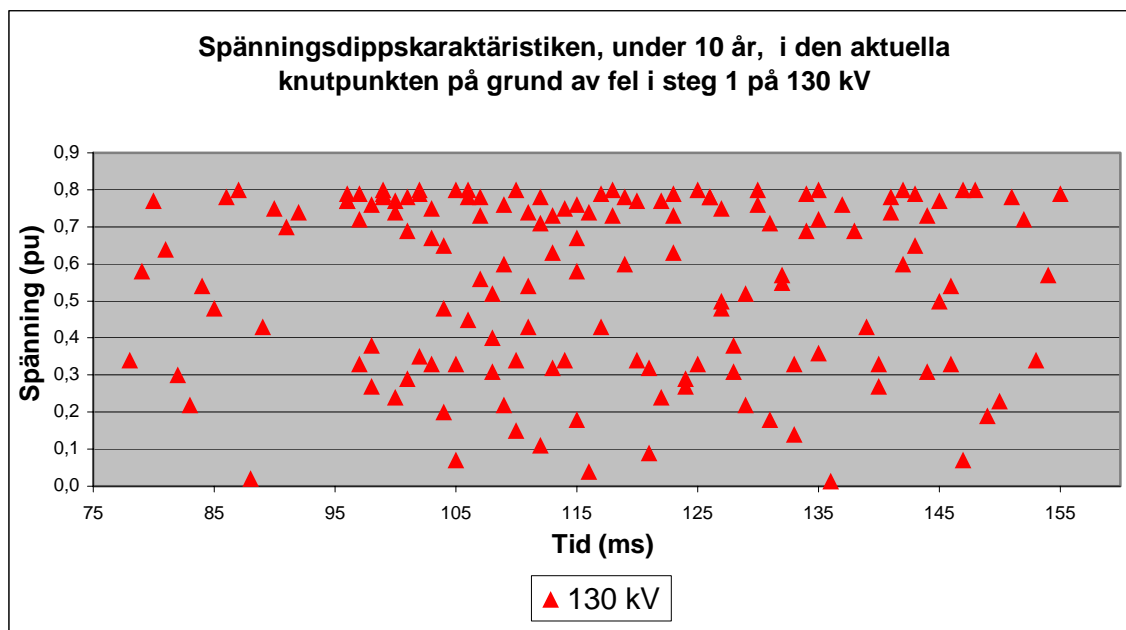
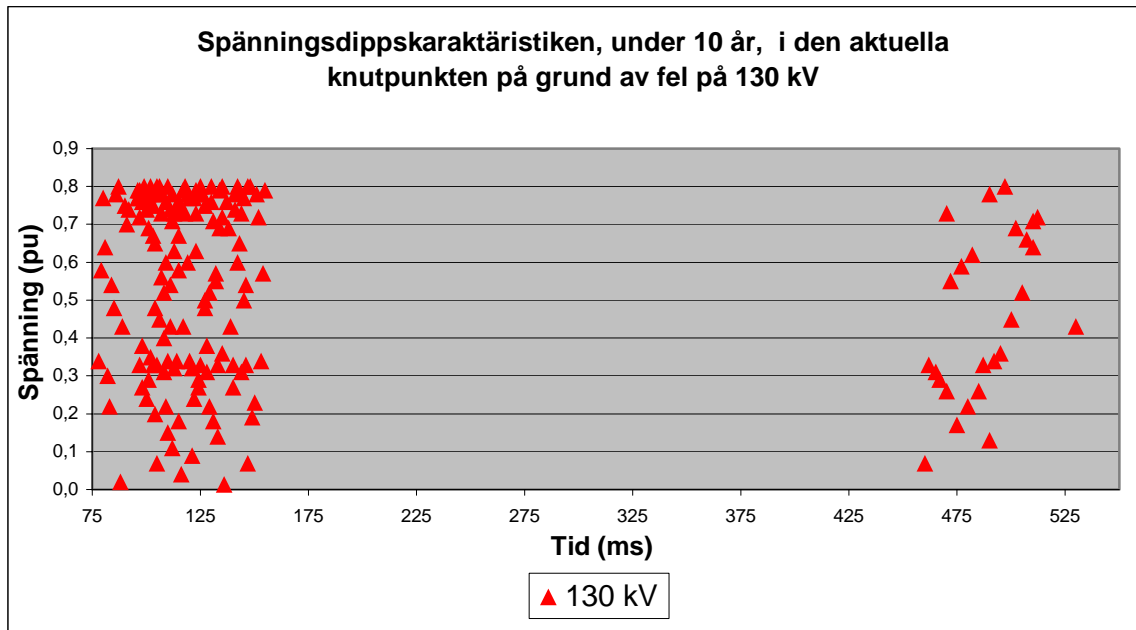


Fig 47. Spänningsdippskaraktärstiken, under 10 år, i den aktuella knutpunkten på grund av fel i steg 1 på 130 kV.



*Fig 48. Spänningsdippskaraktärstiken, under 10 år, i den aktuella knutpunkten på grund av fel på 130 kV.*

### 7.1.3 40 kV

För att komma till det slutgiltiga resultatet av spänningsdippskaraktäristiken orsakade av trefasfel på 40 kV ledningar har samma tillvägagångssätt använts som på de övriga spänningsnivåerna. I figur 49 beskrivs hur det denna karaktäristik ser ut. Totalt förväntas 7 stycken fel inträffa på denna spänningsnivå under en tioårsperiod. De 5 stycken fel på 40 kV som förväntas sker inom steg 1 leder till spänningsdippar med en varaktighet på ca 340-400 ms. Inom steg 2 på 40 kV förväntas 2 stycken fel vilka leder till spänningsdippar med en varaktighet på ca 1860 ms.

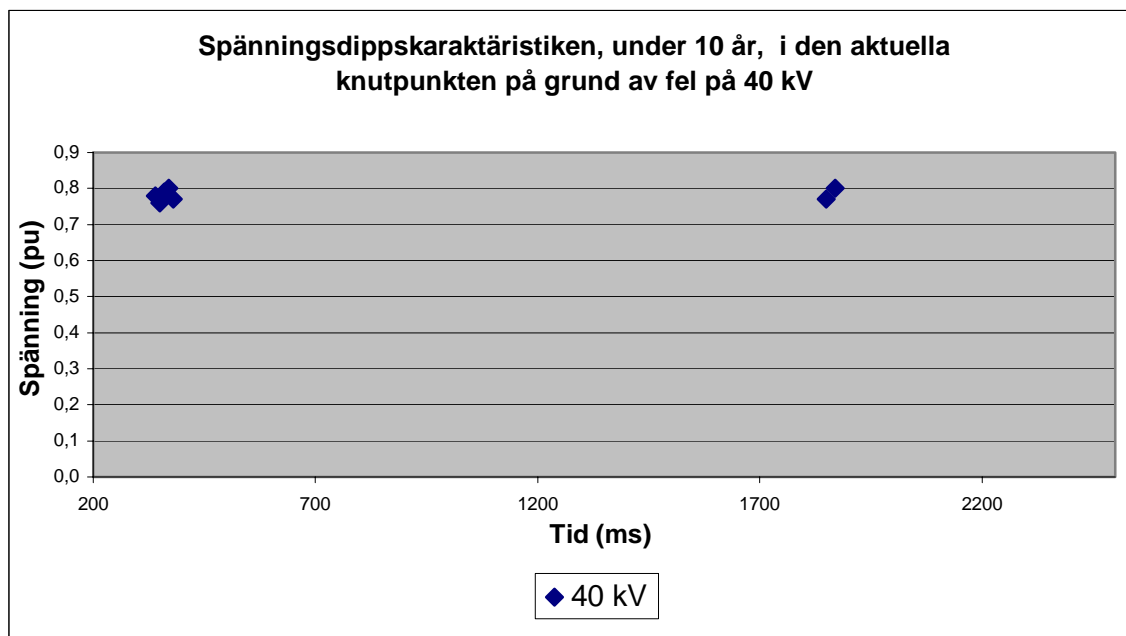


Fig 49. Spänningsdippskaraktäristiken, under 10 år, i den aktuella knutpunkten på grund av fel på 40 kV.

### 7.1.4 Total spänningsdippskaraktäristik

Vid sammanställningen av den totala spänningsdippskaraktäristiken slogs resultaten för respektive spänningsnivå ihop, se figur 51. Totalt beräknas 227 stycken fel inträffa i det aktuella nätet. Ungefär 75 % av antalet spänningsdippar är orsakade av fel på 130 kV och ca 20 % orsakade av fel på 400 kV. Endast ca 5 % är spänningsdippar som förekommer till följd av fel på 40 kV. Antalet spänningsdippar orsakade av fel på 40 kV ledningar är alltså mycket få i jämförelse med de övriga spänningsnivåerna. Dessa spänningsdippar är inte heller lika kraftiga som de som representerar 130 kV och 400 kV. Den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten vid fel på 40 kV hamnar mellan 0,74-0,8 pu medan spänningen kan sjunka ned till runt 0,1 pu på 130 kV och 0,3 pu på 400 kV. Vidare bör noteras att på grund av det relativt lilla nätområdet som studeras förväntas det ske mindre än ett fel på 40 kV per år. Med anledning av detta är påverkan i den aktuella knutpunkten till följd av fel på denna nivå inte att betrakta som signifikant i jämförelse med övriga spänningsnivåer. Dock är varaktigheten på de spänningsdippar som inträffar på grund av fel inom steg 2 på 40 kV upp emot 1800 ms alltså mycket längre än på övriga nivåer. Detta kan innebära problem för kund ansluten till den aktuella knutpunkten om denne är känslig för en spänningssänkning på omkring 0,2 pu.

Det framgår i resultatet att antalet fel som leder till att spänningen faller under 0,8 pu på grund av fel på 130 kV är drastiskt större än vid fel på 400 kV-nivån. Denna



skillnad härrör ur statistiken som använts. Att topplinor används överallt på 400 kV i kombination med den höga isolationsnivån på denna spänningsnivå gör att detta nät är tåligt mot åska. På 130 kV finns det inte topplinor på alla ledningar utan enbart på dem som är att betrakta som känsligare för fel. Isolationsnivån är markant lägre på 130 kV än på 400 kV vilket gör att denna spänningsnivå är känsligare för åska. Det är följaktligen förekomsten av topplinor och den isolationsnivån som är de avgörande anledningarna till att sannolikheten för att fel inträffar på 400 kV är mycket lägre än på 130 kV vilket kan ses i kapitel 5. Även om den totala ledningslängden, 877,3 km på 400 kV är längre än den på 130 kV vilken är 609,1 km kommer förväntas det alltså ske fler fel på 130 kV än på 400 kV.

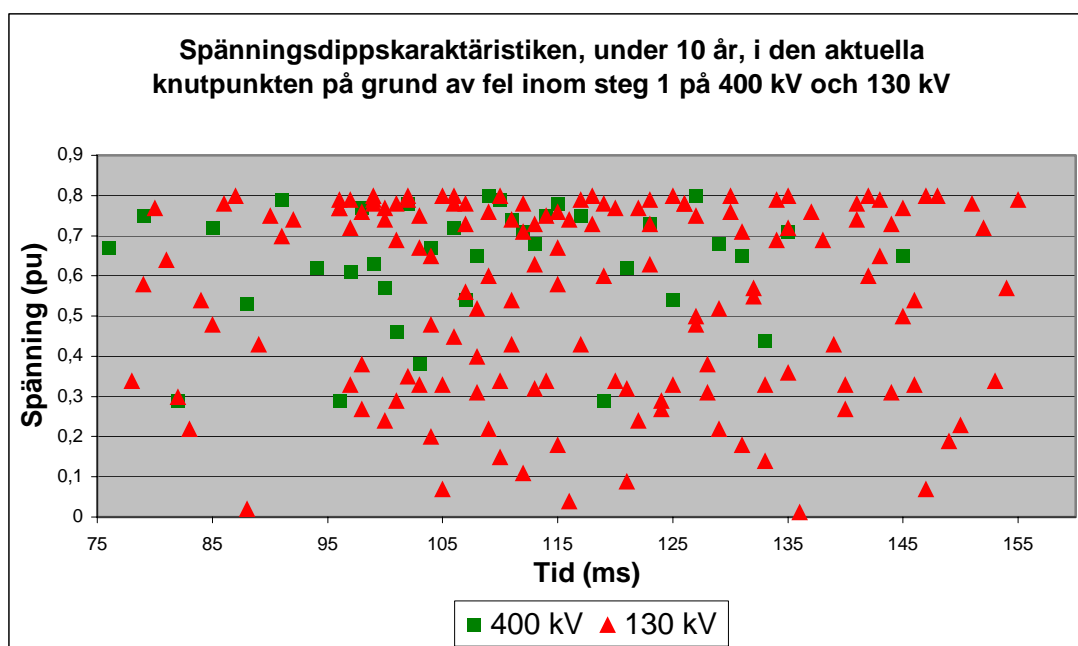


Fig 50. Spänningsdippskaraktärstiken, under 10 år, i den aktuella knutpunkten på grund av fel på 400 kV och 130 kV, steg 1.

Vilket kan ses i det slutgiltiga resultatet förekommer det stora variationer från 75 till 1800 ms i varaktigheten på de representerade spänningsdipparna. Dock är majoriteten, ca 75 %, av spänningsdipparna koncentrerade runt 75 –155 ms en närbild på just detta område finns i figur 50. I detta område förekommer också många mycket kraftiga spänningsdippar. De spänningsdippar som har en varaktighet inom detta intervall härrör ur fel på 400 kV och 130 kV medan fel på 40 kV inte finns representerat här. Anledningen till detta är att distansskydd på 400 kV och 130 kV är mycket snabbare på att ta hand om fel i steg 1 än de skydd som finns på 40 kV nivån. Följaktligen kan ca 160 ms ses som en första kritisk tidsgräns. För en kund ansluten till den aktuella knutpunkten kan flertalet av de spänningsdippar som förväntas ske undvikas genom att apparatur, maskiner och annan utrustning klarar av spänningsdippar under en tid som motsvara denna kritiska tidsgräns. En andra kritisk tidsgräns kan ses runt ca 570 ms. Omkring 15 % av spänningsdipparna förväntas ha en varaktighet i intervallet 460-560 ms. I detta intervall förekommer också många kraftiga spänningsdippar. Även i detta fall kan det löna sig för en kund att ha utrustning, maskiner osv. som kan klara av en spänningsdippar som varar upp till denna tidsgräns på 570ms.

Hur kraftiga de spänningsdippar som förväntas ske under tio år är varierar kraftigt vilket kan ses i figur 51. Det finns värden på den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten till följd av fel i det aktuella nätområdet i hela intervallet mellan 0,0 till 0,8 pu. Hur kraftig en spänningsdipp blir beror på var felet inträffar och dessa resultat grundar sig på att de fel som inträffar fördelar sig jämt över det aktuella nätområdet vilket leder till dessa variationer vilket har nämnts ovan. I denna studie betraktades alla fel som förväntas inträffa som trefasfel. Resultatet visar därmed något som kan jämföras med ett värsta tänkbara fall i och med att trefasfel har kraftigare negativ påverkan på t ex en industri än andra typer av fel. Andra typer av fel så som enfas till jord fel kan leda till lika kraftiga spänningsdippar i felbehäftade faser som vid trefasfel dock har dessa inte lika kraftig negativ påverkan på t ex en industri på grund av befintlig spänning i icke felbehäftade faser.

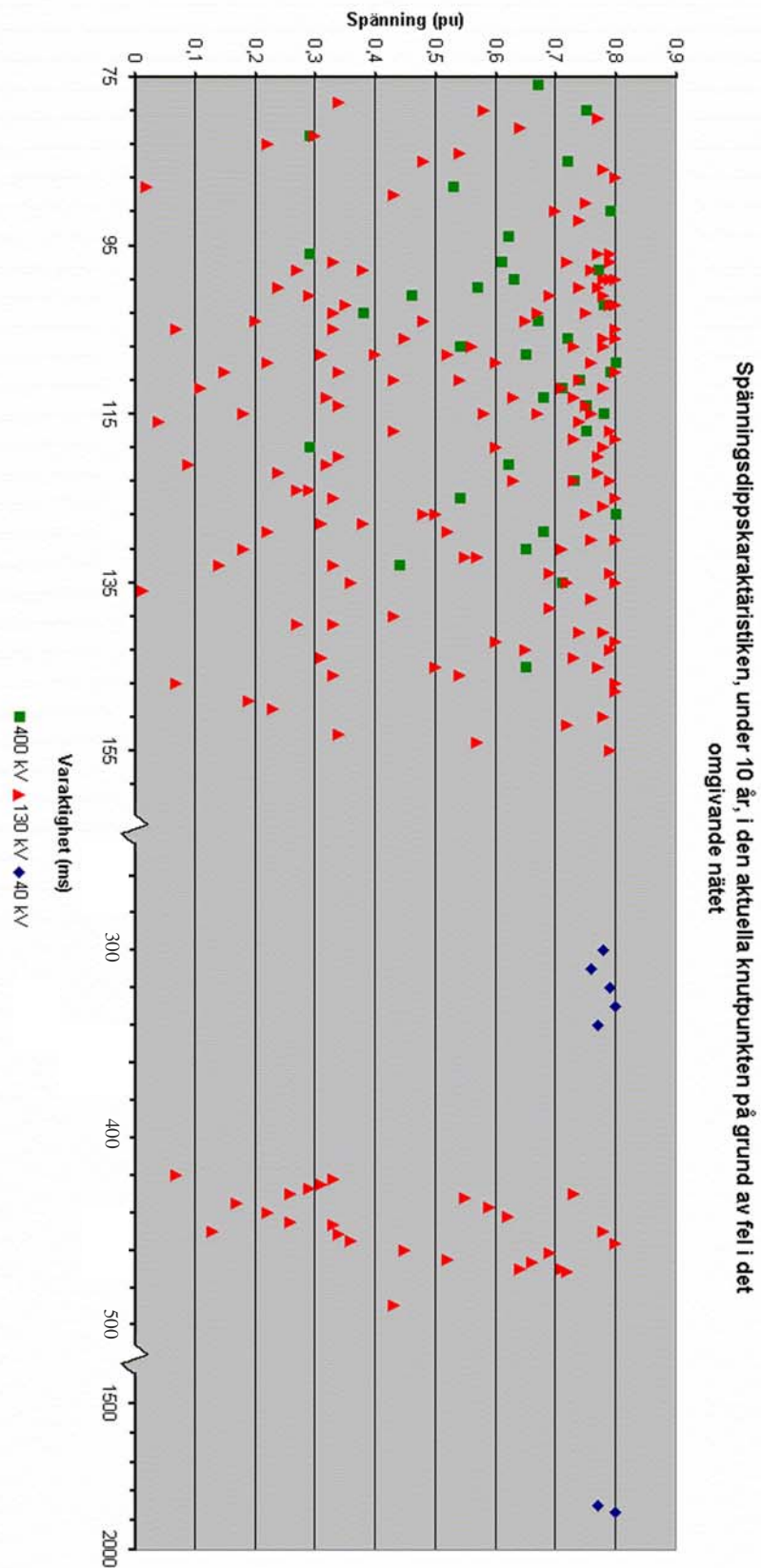


Fig 51. Spänningsdippskaraktärstiken, under 10 år i den aktuella knutpunkten på grund av fel i det omgivande nätet.

## 8.0 Slutsats

En generell slutsats som kan dras av det framkomna resultatet är att majoriteten av spänningsdipparna i den aktuella knutpunkten orsakas av fel på 130 kV. Av alla spänningsdippar i den aktuella knutpunkten är mer än 75 % av spänningsdipparna resultat av fel på 130 kV ledningar. Det framkommer även att de spänningsdippar som härrör ur fel på 130 kV är de kraftigaste. Av de resterande spänningsdipparna i den aktuella knutpunkten är ca 20 % resultatet av fel på 400 kV ledningar och ca 5 % resultat av fel på 40 kV ledningar. Även om 400 kV representerar den största delen av det aktuella nätområdet är det i förhållandevis få fel som inträffas på denna spänningsnivå. Anledningen till detta är att sannolikheten att fel inträffar på denna spänningsnivå är lägre än på övriga nivåer på grund av att topplinor används på samtliga ledningar samt att den höga isolationsnivån på 400 kV.

Det kan vidare noteras att den största ansamlingen av spänningsdippar återfinns i spänningsdippskaraktäristiken mellan 0,75 pu och 0,8 pu. En annan ganska stor ansamling av spänningsdippar befinner sig mellan 0,3 pu till 0,35 pu vilket beror på att den aktuella knutpunkten befinner sig i närheten av en knutpunkt med i vilken många ledningar går in. I avsnitt 4.3.2 i figur 27 beskrivs en av de ledningar som berörs. Samtliga ledningar som går in i denna närliggande knutpunkt påverkar den aktuella knutpunkten så att spänningen ligger mellan de här nivåerna. Här finns även en anslutning till 400 kV. Fel på 130 kV leder till spänningsdippar vars spänning varierar i intervallet 0,0 pu till 0,8 pu medan fel på 400 kV ledningar leder till att den kvarvarande spänningen i den aktuella knutpunkten antar värden mellan ca 0,3 pu till 0,8 pu. De fel som förväntas förekomma på 40 kV orsakar inte lika kraftiga spänningsdippar som fel på övriga spänningsnivåer utan återfinns mellan 0,75 pu och 0,8 pu. Anledning till att kraftiga spänningsdippar där spänningen kan sjunka ned till noll förekommer till följd av fel på 130 kV och inte på de andra spänningsnivåerna är för att det är på denna spänningsnivå den aktuella knutpunkten befinner sig. I och med att de andra spänningsnivåerna inte ligger i direkt anslutning till den knutpunkten som betraktas kan inte dessa påverka denna i samma utsträckning. Det bör noteras att denna studie bygger på simuleringar av trefasfel alltså ett värsta tänkbara fall. Detta på grund av att trefasfel orsakar större skada i de flesta industrier än många andra typer av fel. Antalet spänningsdippar som förväntas inträffa i den aktuella knutpunkten kan dock sägas vara det samma oavsett vilken typ av fel det är som inträffar. Det är alltså enbart hur kraftig negativa påverkan en spänningsdipp har på utrustning etc. hos en industri som varierar.

Fortsättningsvis finner man då man betraktar spänningsdippskaraktäristiken att mer än 75 % av spänningsdipparna har en varaktighet mellan 75 ms och 155 ms. De resterande 25 % har en varaktighet mellan 360 ms och 1860 ms. I detta intervall har mer än 15 % en varaktighet mellan 460ms och 500 ms, ca 5 % har en varaktighet mellan 360 och 400 ms och mindre än 1 % har en varaktighet runt 1800 ms. Hur kraftiga spänningsdipparna är varierar kraftigt i intervallet 0,0-0,8 pu. Koncentrationen av spänningsdippar i dessa intervall gör att det går att identifiera en kritisk tid vid ca 160 ms innan vilken majoriteten av spänningsdipparna befinner sig. En andra kritisk tid är vid ca 500 ms innan vilken bland annat de kraftiga spänningsdipparna till följd av fel inom steg 2 på 130 kV återfinns.

I och med att flertalet spänningsdippar härrör ur fel på 130 kV kan antalet spänningsdippar minskas i den aktuella punkten genom åtgärder på 130 kV. Till

exempel skulle sannolikheten att trefasfel inträffar på 130 kV kunna reduceras genom att använda topplinor på fler ledningar än idag och att ha en högre isolationsnivå än idag. Detta är lösningar som indirekt skulle kunna reducera antalet spänningsdippar för alla kunder anslutna till nätet. På 400 kV ledningar används idag topplinor på samtliga ledningar och sannolikheten per år och 100 km är bara 0,42 medan motsvarande siffra för 130 kV där enbart topplinor används på ett fåtal ledningar är 3.

Ett alternativ till att göra förändringar i nätet är att arbeta tillsammans med en enskild kund för att reducera dennes känslighet för spänningsdippar. Åtgärder som en kund ansluten till den aktuella knutpunkten kan göra för att klara av de spänningsdippar som förväntas förekomma bättre är att se till att apparatur, maskiner och annan utrustning som klarar de kritiska tidsgränser som finns. Detta skulle leda till att antalet spänningsdippar i den aktuella knutpunkten som leder till stora problem för kunden skulle kunna minska drastiskt. Genom att klara av spänningsdippar med en varaktighet på ca 160 ms kan majoriteten av de förväntade spänningsdipparna hanteras. För att helt klara de kraftigaste spänningsdipparna bör dock målet vara att bättre klara spänningsdippar med en varaktighet upp till 500 ms.

Vidare måste de förutsättningar som har gjorts vid framtagandet av spänningsdippskaraktäristiken beaktas då resultatet tolkas. Det förutsattes i denna studie att alla skydd mm fungerar som det ska i det aktuella nätet. Vidare underlätta beräkningarna genom att då fel som inträffade i steg 2 antogs ledningen frikopplas i båda ändarna samtidigt. I verkligheten kan nätets uppbyggnad och hur det körs variera över tid. I dessa simuleringar ser det likadant ut hela tiden. I denna studie förutsattes också att alla fel som förväntas inträffa är trefasfel vilket har diskuterats ovan. De tidsintervall som användes vid bestämningen av spänningsdipparnas varaktighet och fördelningen inom dessa tidsintervall kan skilja sig ifrån verkliga värden. På 400 kV och 130 kV baserades framtagandet av aktuella felbortkopplingstider inte på faktiska värden utan på uppskattningar gjorda av erfaren personal inom Vattenfall. I och med att det är uppskattningar går det inte att hävda att spänningsdipparnas varaktighet i resultatet till fullo kommer att överensstämja med verkligheten. Emellertid baserades dessa uppskattningar på teori och flera års erfarenhet av hur skydden i det aktuella nätområdet fungerar och antogs därför vara mycket tillförlitliga. Till sist bör hänsyn tas till att resultatet baserades på simuleringar och det därför kan förekomma vissa osäkerheter i olika beräkningar.

Avslutningsvis kan slutsatsen dras att resultatet av spänningsdippskaraktäristiken, under tio år, i den aktuella knutpunkten kan ses som en mycket god fingervisning om hur det förväntas se ut. Resultatet kan användas för att ge riktlinjer på hur kraftiga spänningsdippar som förväntas inträffa och vilken ungefärlig varaktighet dessa kommer att ha. Det går även baserat på dessa resultat att som nätansvarig och kund ansluten till den aktuella knutpunkten resonera kring vilka förbättringar som kan göras för att klara av de spänningsdippar som kommer att ske.

## 9.0 Rekommendationer

Denna typ av studie kan i framtiden användas som utgångspunkt för att bestämma hur spänningsdippskaraktäristiken ser ut i en knutpunkt i vilken en kund är ansluten. Det går utifrån resultatet att se över möjliga åtgärder för att bättre hantera fel både i elnätet och hos kund.

Utifrån de slutsatser som dragits i denna studie finns det åtgärder som kan vidtas i elsystemet för att för att bättre kunna hantera konsekvensen av fel i en specifik knutpunkt. Ett alternativ är att undersöka ifall undersöker om en del fel skulle kunna undvikas genom att installera topplinor och öka isolationsnivå på 130 kV ledningar. Ett annat alternativ är att se om felbortkopplingstiden kan förkortas på 130 kV genom att använda kommunikation mellan distansskydd i större utsträckning på denna nivå. I framtiden skulle även kompletterande studier kunna göras hos kund. Det som behöver tas fram hos kund är information om hur känsliga maskiner, apparater och annan utrustning är för spänningsdippar. Genom att jämföra dessa resultat med hur spänningsdippskaraktäristiken förväntas se ut kan åtgärder vidtas för att kunden skall kunna tolerera spänningsdippar bättre. Åtgärder hos kund kan vara att ändra inställningar hos maskiner etc. eller byta ut komponenter för att klara spänningsdippar under en längre tid än tidigare. En kund skulle t ex efter justeringar kunna klara av alla spänningsdippar med varaktighet upp till 600 ms medan denne tidigare kanske bara klarade av de spänningsdippar som hade en varaktighet t ex under 300 ms.

Avslutningsvis finns det möjligheter att framöver göra förbättringar i den metod som använts i denna studie för att uppnå ett mer noggrant resultat. Till exempel skulle ett mer korrekt resultat uppnås om man simulerade även andra typer av fel än trefasfel i och med att spänningen beter sig olika vid olika typer av fel. Genom att mer exakt bestämma felbortkopplingstider baserat på det aktuella nätområdet och individuella skydd kan en mer exakt varaktighet på de förväntade spänningsdipparna tas fram.

## Referenser

- [1] Gabriel Olguin Parada (2003), *Stochastic Assessment of Voltage Dips Caused by Faults in Large Transmission System*, Göteborg, Sverige 2003, Chalmers Bibliotek, Reproservice
- [2] IEEE Std 1346 (1998), *IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility With Electronic Process Equipment*
- [3] IEC 61000-2-1 (1990), *Electromagnetic Compatibility . Part 2: Environment. Section 1: Description of the environment for low –frequency conducted disturbances and signalling in public power supply systems*, International Electrotechnical Commission.
- [4] Stockman E., D’hulster K., Verhaege K. (2003) *Ride-through of Adjustable Speed Drives During Voltage Dips*, To appear in *Electric Power Systems Research*
- [5] Bollen M.H.J. (1999) *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, IEEE Press series on power engineering, New York 1999
- [6] Anderson P. (1973) *Analysis of Faulted Power Systems*, The Iowa State University Press, Ames, Iowa, First Edition 1973
- [7] Faired S. O. and Aboreshaid S. (2002) *A Monte Carlo Technique for the Evaluation of Voltage Sags in Series Capacitor Compensated Radial Distribution Systems*, Proceeding of the 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering
- [8] Zhang L. (1999) *Three-phase Unbalance of Voltage Dips*, Licentiate Dissertation, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden 1999.
- [9] Bollen M., Bhattacharya K., Daalder J., Zhong J. (2003) *Power System Analysis* Department Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, March 7 2003.
- [10] Söderlund G., (1987) *Reläskydd i elkraftsystem en introduktion*, Almqvist & Wiksell Förlag AB, Svenskt Tryck, Stockholm 1993, ISBN 91-21-12153-2
- [11] Elfving G. (1993) *ABB Handbok Elkraft*, ABB Distribution AB Västerås, Walin & Dalholm Tryckeri AB, Lund, juni 1993. ISBN 91-970956-2-1
- [12] Andersson L., Brondel R. mfl., 1997, *Elkraftshandboken: Elkraftsystem 1*, Berlings, Arlöv Sweden, 1997. ISBN 91-47-00064-3
- [13] Nasar S. A., Trutt F. C. (1999) *Electric power systems*, CRC Press LLC, 2000 Corporate Blvd., N.W., Boca Raton, Florida 33431, USA, 1999. ISBN 0-8493-1666-9
- [14] Nordel, Driftstörningstatistik, Fault statistics 2002

[15] Horowitz S. H., Phadke A. G., 1995, *Power System Relaying second edition*, SRP Ltd., Exeter, Great Britain, 2003. ISBN 0 86380 185 4

[16] Wall Daniel, 2001, *Felströmsanalys – Jämförelse av olika metoder*, Examensarbete inom Institutionen för Elektriska Energisystem, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm.



## **Bilagor**

- 1. Simuleringsprogram, IPLAN-kod.**
- 2. Stamnätet i Sverige.**
- 3.1 Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0,9 pu i den aktuella knutpunkten .**
- 3.2 Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0,4 pu, 0,6 pu och 0,8 pu.**
- 4. Aktuellt nätområde 40 kV.**

## Bilaga 1: Simuleringsprogram, IPLAN kod

```
PROGRAM SCLINE
INTEGER IERR,VAL,FIL,LEDANT,FELTYP,STYPE
INTEGER F1,F2,F3,F4,F5,F6,FM1,FM2,FM,FBUS
INTEGER FK,TK,FS,TS
REAL LGR,LGX,LLR,LLX
INTEGER T1,T2,T3,T4,T5,T6,TM1,TM2,TN
INTEGER SM1,SM2,SEQKOD
STRING*2 C1,C2,C3,C4,C5,C6,CM1,CM2,CK,CS,CN
REAL PR1,PR2,PR3,PR4,PR5,PR6,PXTOT
REAL PX1,PX2,PX3,PX4,PX5,PX6
REAL IM1,IM1R,IM1X,IM2,IM2R,IM2X,IKVOT,ISUM
REAL U,UR,UX,UMAX
REAL SBAS,UBAS,UBASM1,UBASM2,UBASR
STRING FILNAMN,SK,CASE1,COMMENT,COMMENT2
STRING STARTNAMN,SLUTNAMN
REAL X,XTOT,DX,DX1,DX2,DX3,DX4,DX5,DX6,BUSAVST
REAL PROC1,PROC2,PROC3,PROC4,PROC5,PROC6
REAL IMAX,KVMAX,SUMMAX
OPTION NOZERO
IERR=PROMPTC
PRINT "
PRINT ' This is a test case'
PRINT "
PRINT 'This program calculates the fault current measured in one of the'
PRINT 'endpoints of two different branches.'
PRINT 'This is done while a fault moves along up to six branches.'
PRINT 'It is also possible to measure the currents seen from the fault'
PRINT 'The relative calculated distance is based on the total'
PRINT 'positive line reactance'
PRINT "
PRINT 'Vattenfall Regionnät ver 99-08'
CALL TOTBUS(VAL)
IF (VAL < 1) THEN
  PRINT 'There is no Case in memory.'
GETCA1:
  PRINT 'Enter Case : '
  CASE1=""
  INPUTLN CASE1
  IF ((CASE1=="") OR (CASE1=="-1")) THEN PERFORM SLUT ENDIF
  IF (EXISTF(CASE1+'.SAV')==FALSE) THEN
    PRINT 'SAVED CASE ',CASE1+'.SAV',' NOT FOUND'
    GOTO GETCA1
  ENDIF
  QPUSH 'CASE ',CASE1
  IERR=PROMPTC
ENDIF
CALL SYSMVA(SBAS)
BUSAVST=0.001
PRINT "
```

```
PRINT 'Enter name of file for results : Default = IFEL.LIS'  
FILNAMN='IFEL.LIS'  
INPUTLN FILNAMN  
IF (FILNAMN=='-1') THEN PERFORM SLUT ENDIF  
IF (FILNAMN=='') THEN FILNAMN='IFEL.LIS' ENDIF  
FIL=1
```

```
QPUSH 'OPT'  
QPUSH '12'  
QPUSH '0'  
QPUSH '0'  
QPUSH ''  
QPUSH ''  
IERR=PROMPTC  
OPEN FILNAMN ON FIL FOR 'W'  
QPUSH 'PDEV'  
QPUSH '2'  
QPUSH 'SLASLASK1.EEE'  
QPUSH ''  
QPUSH 'ODEV'  
QPUSH '2'  
QPUSH 'SLASLASK2.EEE'  
QPUSH ''
```

```
PERFORM SIMTYPE  
PERFORM GETLEDN  
PERFORM GETFEL  
PERFORM GETDX  
PERFORM GETMAT  
PERFORM LINKLED  
PERFORM KALKYL  
CLOSE 1
```

```
GRA:  
PERFORM READFIL  
PERFORM GETMAX  
PERFORM GRAFIK  
CLOSE 1  
PRINT  
PRINT 'Enter 1 for another plot, else <CR> :'  
VAL=0  
INPUT VAL  
IF (VAL==1) THEN GOTO GRA ENDIF
```

```
PERFORM SLUT  
END
```

/\*

```
*****PROCEDURE SLUT*****
```

```
*/
```

```
PROCEDURE SLUT
```

```
QPUSH 'PDEV'
```

```
QPUSH '1'
```

```
QPUSH ''
```

```
QPUSH 'ODEV'
```

```
QPUSH '1'
```

```
QPUSH ''
```

```
IF (EXISTF('SLASLASK1.EEE')==TRUE) THEN DELETE 'SLASLASK1.EEE'
```

```
ENDIF
```

```
IF (EXISTF('SLASLASK2.EEE')==TRUE) THEN DELETE 'SLASLASK2.EEE'
```

```
ENDIF
```

```
PRINT "
```

```
IERR=PROMPTC
```

```
IERR=PROMPT('ACTIVITY?',1)
```

```
STOP
```

```
END
```

```
/*
```

```
*****PROCEDURE SIMTYPE*****
```

```
*/
```

```
PROCEDURE SIMTYPE
```

```
STYPE=0
```

```
PRINT"
```

```
PRINT"
```

```
TYPE:
```

```
PRINT 'Enter 1 for voltage simulations (L-L-L faults) :'
```

```
PRINT 'Enter 2 for fault current simulations (L-G, L-L-G or L-L-L faults) :'
```

```
INPUT STYPE
```

```
IF ((STYPE==0) OR (STYPE>2)) THEN
```

```
GOTO TYPE
```

```
ENDIF
```

```
END
```

```
/*
```

```
*****PROCEDURE GETLEDN*****
```

```
*/
```

```
PROCEDURE GETLEDN
```

```
REAL RATIO
```

```
LEDANT=0
```

```
SEQKOD=1
```

```
PRINT "
```

```

PRINT "

LED1:
PRINT 'Enter from bus, to bus, ckt for branch nr 1 : '
C1='1'
INPUT F1,T1,C1
IF (F1== -1) THEN PERFORM SLUT ENDIF
IF (F1==0) THEN
PRINT 'There must be at least one branch. (-1 to quit)'
GOTO LED1
ENDIF
CALL XFRDAT(F1,T1,C1,'RATIO',RATIO,IERR)
IF (IERR==1) THEN
PRINT 'BUS NOT FOUND'
GOTO LED1
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
PRINT 'BRANCH NOT FOUND'
GOTO LED1
ENDIF
IF (IERR==0) THEN
PRINT 'BRANCH IS A TRANSFORMER, NOT ACCEPTED'
GOTO LED1
ENDIF
CALL BRNDT2(F1,T1,C1,'RXZ',PR1,PX1,IERR) /*ZERO SEQUENCE*/
IF (IERR==5) THEN
PRINT 'SEQUENCE DATA NOT IN CASE'
PERFORM SLUT
ENDIF
IF (PR1==0. AND PX1==0.) THEN
SEQKOD=0
FN=F1
TN=T1
CN=C1
PERFORM SEQCHNG
ENDIF
CALL BRNDT2(F1,T1,C1,'RX',PR1,PX1,IERR)
IF (PX1<0.001) THEN
PRINT 'BRANCH HAS ZERO LENGTH, ENTER NEXT BRANCH'
GOTO LED1
ENDIF

CALL NOTONA(F1,STARTNAMN,IERR)
CALL BUSDAT(F1,'BASE',UBAS,IERR)

FS=F1
TS=T1
CS=C1

LEDANT=LEDANT+1

```

```

LED2:
PRINT 'Enter from bus, to bus, ckt for branch nr 2 : (0 for no more)'
C2='1'
INPUT F2,T2,C2
IF (F2==0) THEN GOTO LEDKLAR ENDIF
CALL XFRDAT(F2,T2,C2,'RATIO',RATIO,IERR)
IF (IERR==1) THEN
  PRINT 'BUS NOT FOUND'
  GOTO LED2
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
  PRINT 'BRANCH NOT FOUND'
  GOTO LED2
ENDIF
IF (IERR==0) THEN
  PRINT 'BRANCH IS A TRANSFORMER, NOT ACCEPTED'
  GOTO LED2
ENDIF
CALL BRNDT2(F2,T2,C2,'RXZ',PR2,PX2,IERR)
IF (PR2==0. AND PX2==0.) THEN
  SEQKOD=0
  FN=F2
  TN=T2
  CN=C2
  PERFORM SEQCHNG
ENDIF

CALL BRNDT2(F2,T2,C2,'RX',PR2,PX2,IERR)
IF (PX2<0.001) THEN
  PRINT 'BRANCH HAS ZERO LENGTH, ENTER NEXT BRANCH'
  GOTO LED2
ENDIF
FS=F2
TS=T2
CS=C2
LEDANT=LEDANT+1

```

```

LED3:
PRINT 'Enter from bus, to bus, ckt for branch nr 3 : (0 for no more)'
C3='1'
INPUT F3,T3,C3
IF (F3==0) THEN GOTO LEDKLAR ENDIF
CALL XFRDAT(F3,T3,C3,'RATIO',RATIO,IERR)
IF (IERR==1) THEN
  PRINT 'BUS NOT FOUND'
  GOTO LED3
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
  PRINT 'BRANCH NOT FOUND'

```

```

    GOTO LED3
ENDIF

IF (IERR==0) THEN
    PRINT 'BRANCH IS A TRANSFORMER, NOT ACCEPTED'
    GOTO LED3
ENDIF
CALL BRNDT2(F3,T3,C3,'RXZ',PR3,PX3,IERR)
IF (PR3==0. AND PX3==0.) THEN
    SEQKOD=0
    FN=F3
    TN=T3
    CN=C3
    PERFORM SEQCHNG
ENDIF
CALL BRNDT2(F3,T3,C3,'RX',PR3,PX3,IERR)
IF (PX3<0.001) THEN
    PRINT 'BRANCH HAS ZERO LENGTH, ENTER NEXT BRANCH'
    GOTO LED3
ENDIF
FS=F3
TS=T3
CS=C3
LEDANT=LEDANT+1

LED4:
PRINT 'Enter from bus, to bus, ckt for branch nr 4 : (0 for no more)'
C4='1'
INPUT F4,T4,C4
IF (F4==0) THEN GOTO LEDKLAR ENDIF
CALL XFRDAT(F4,T4,C4,'RATIO',RATIO,IERR)
IF (IERR==1) THEN
    PRINT 'BUS NOT FOUND'
    GOTO LED4
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
    PRINT 'BRANCH NOT FOUND'
    GOTO LED4
ENDIF

IF (IERR==0) THEN
    PRINT 'BRANCH IS A TRANSFORMER, NOT ACCEPTED'
    GOTO LED4
ENDIF
CALL BRNDT2(F4,T4,C4,'RXZ',PR4,PX4,IERR)
IF (PR4==0. AND PX4==0.) THEN
    SEQKOD=0
    FN=F4
    TN=T4
    CN=C4

```

```

    PERFORM SEQCHNG
ENDIF

CALL BRNDT2(F4,T4,C4,'RX',PR4,PX4,IERR)
IF (PX4<0.001) THEN
    PRINT 'BRANCH HAS ZERO LENGTH, ENTER NEXT BRANCH'
    GOTO LED4
ENDIF
FS=F4
TS=T4
CS=C4
LEDANT=LEDANT+1

LED5:
PRINT 'Enter from bus, to bus, ckt for branch nr 5 : (0 for no more)'
C5='1'
INPUT F5,T5,C5
IF (F5==0) THEN GOTO LEDKLAR ENDIF
CALL XFRDAT(F5,T5,C5,'RATIO',RATIO,IERR)
IF (IERR==1) THEN
    PRINT 'BUS NOT FOUND'
    GOTO LED5
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
    PRINT 'BRANCH NOT FOUND'
    GOTO LED5
ENDIF

IF (IERR==0) THEN
    PRINT 'BRANCH IS A TRANSFORMER, NOT ACCEPTED'
    GOTO LED5
ENDIF
CALL BRNDT2(F5,T5,C5,'RXZ',PR5,PX5,IERR)
IF (PR5==0. AND PX5==0.) THEN
    SEQKOD=0
    FN=F5
    TN=T5
    CN=C5
    PERFORM SEQCHNG
ENDIF
CALL BRNDT2(F5,T5,C5,'RX',PR5,PX5,IERR)
IF (PX5<0.001) THEN
    PRINT 'BRANCH HAS ZERO LENGTH, ENTER NEXT BRANCH'
    GOTO LED5
ENDIF
FS=F5
TS=T5
CS=C5
LEDANT=LEDANT+1
LED6:

```



```

PRINT 'Enter from bus, to bus, ckt for branch nr 6 : (0 for no more)'
C6='1'
INPUT F6,T6,C6
IF (F6==0) THEN GOTO LEDKLAR ENDIF
CALL XFRDAT(F6,T6,C6,'RATIO',RATIO,IERR)
IF (IERR==1) THEN
  PRINT 'BUS NOT FOUND'
  GOTO LED6
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
  PRINT 'BRANCH NOT FOUND'
  GOTO LED6
ENDIF

IF (IERR==0) THEN
  PRINT 'BRANCH IS A TRANSFORMER, NOT ACCEPTED'
  GOTO LED6
ENDIF
CALL BRNDT2(F6,T6,C6,'RXZ',PR6,PX6,IERR)
IF (PR6==0. AND PX6==0.) THEN
  SEQKOD=0
  FN=F6
  TN=T6
  CN=C6
  PERFORM SEQCHNG
ENDIF

CALL BRNDT2(F6,T6,C6,'RX',PR6,PX6,IERR)
IF (PX6<0.001) THEN
  PRINT 'BRANCH HAS ZERO LENGTH, ENTER NEXT BRANCH'
  GOTO LED6
ENDIF
FS=F6
TS=T6
CS=C6
LEDANT=LEDANT+1

LEDKLAR:
CALL NOTONA(TS,SLUTNAMN,IERR)
PRINT "
PRINT 'The fault location will move from:',TAB(35),F1,TAB(42),STARTNAMN
PRINT TAB(30),'to:',TAB(35),TS,TAB(42),SLUTNAMN
WRITE          FIL;'The          fault          location          will          move
from:',TAB(35),F1,TAB(42),STARTNAMN
WRITE FIL;TAB(30),'to:',TAB(35),TS,TAB(42),SLUTNAMN
WRITE FIL; ' '
WRITE FIL;LEDANT,TAB(40),'TOTAL NUMBER OF FAULTBRANCHES'
WRITE FIL;F1, ' ',T1, ' ',C1,TAB(40),'FAULTBRANCH NR 1'
WRITE FIL;F2, ' ',T2, ' ',C2,TAB(40),'          2'
WRITE FIL;F3, ' ',T3, ' ',C3,TAB(40),'          3'

```

```
WRITE FIL;F4,' ',T4,' ',C4,TAB(40),'      4'  
WRITE FIL;F5,' ',T5,' ',C5,TAB(40),'      5'  
WRITE FIL;F6,' ',T6,' ',C6,TAB(40),'      6'  
END
```

```
/*  
*****PROCEDURE SEQCHNG*****  
*/
```

```
PROCEDURE SEQCHNG
```

```
/*  
*   SETS DUMMY ZERO IMPEDANCE TO GET ABLE TO DO 3-PHASE  
FAULTS  
*/
```

```
QPUSH 'SQCH'  
QPUSH '3'  
QPUSH FN,' ',TN,' ',CN  
QPUSH '1'  
QPUSH ',1.0.'  
QPUSH '-1'  
QPUSH '-1'  
QPUSH '-1'  
QPUSH 'SQCH'  
QPUSH '1'  
QPUSH FN  
QPUSH '1'  
QPUSH ',1.0'  
QPUSH '-1'  
QPUSH '-1'  
QPUSH '-1'  
END
```

```
/*  
*****PROCEDURE GETFEL*****  
*/
```

```
PROCEDURE GETFEL
```

```
PRINT "  
FELTYP=0
```

```
IF (STYPE==1) THEN  
GOTO STYPE1  
ELSE  
GOTO STYPE2  
ENDIF
```

```
STYPE1:  
FELTYP=3  
PRINT 'Voltage simulations will be based on L-L-L faults.'  
GOTO FELTYP3
```

```

STYPE2:
PRINT 'Type of fault? (1) L-G; (2) L-L-G; (3) L-L-L : '
INPUT FELTYP
IF ((SEQKOD == 0) AND (FELTYP <> 3)) THEN
PRINT 'Illegal sequence data'
GOTO STYPE2
ENDIF
IF ((FELTYP < 1) OR (FELTYP > 3)) THEN
GOTO STYPE2
ENDIF
SK='IPOS'
IF (FELTYP==1) THEN
PRINT "
PRINT 'Enter line to ground impedance R,X in Ohm:   Default = 0,0'
LGR=0.
LGX=0.
INPUT LGR,LGX
SK='IZERO'
ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN
PRINT"
PRINT 'Enter line to line impedance R,X in Ohm:   Default = 0,0'
LLR=0.
LLX=0.
INPUT LLR,LLX
PRINT "
PRINT 'Enter line to ground impedance R,X in Ohm:   Default = 0,0'
LGR=0.
LGX=0.
INPUT LGR,LGX
IERR=1
PRINT "
PRINT 'Enter 1 for 3*Io, 2 for Ib (b-phase current): Default = 1'
INPUT IERR
SK='IZERO'
IF (IERR==2) THEN SK='IB' ENDIF
ENDIF
FELTYP3:
IF (FELTYP==3) THEN
SK='IPOS'
ENDIF
LGR=LGR/(UBAS*UBAS/SBAS)
LGX=LGX/(UBAS*UBAS/SBAS)
LLR=LLR/(UBAS*UBAS/SBAS)
LLX=LLX/(UBAS*UBAS/SBAS)
WRITE FIL;FELTYP,TAB(40),'TYPE OF FAULT'
END

```

/\*

```
*****PROCEDURE GETDX*****
```

```
*/
```

```
PROCEDURE GETDX
```

```
GDX1:
```

```
PRINT "
```

```
PRINT 'Enter the relative distance between fault points. (Default =0.02)'
```

```
DX=0.02
```

```
INPUT DX
```

```
IF ((DX > 0.0) AND (DX < 1.0)) THEN RETURN ENDIF
```

```
PRINT 'Value not accepted.'
```

```
GOTO GDX1
```

```
END
```

```
/*
```

```
*****PROCEDURE GETMAT*****
```

```
*/
```

```
PROCEDURE GETMAT
```

```
PRINT "
```

```
FBUS=F1
```

```
UBASR=0.0
```

```
FM1=F1
```

```
TM1=T1
```

```
CM1=C1
```

```
FM2=TS
```

```
TM2=FS
```

```
CM2=CS
```

```
IF (STYPE==1) THEN
```

```
GOTO GMAT0
```

```
ENDIF
```

```
IF (STYPE==2) THEN
```

```
GOTO GMAT1
```

```
ENDIF
```

```
GMAT0:
```

```
PRINT 'Enter bus where the voltage shall be calculated:'
```

```
PRINT 'Default = ',FBUS
```

```
INPUT FBUS
```

```
IF (FBUS== -1) THEN
```

```
PERFORM SLUT
```

```
ENDIF
```

```
IF (FBUS==0) THEN
```

```
GOTO GMAT0
```

```
ENDIF
```

```
CALL BUSDAT(FBUS,'BASE',UBASR,IERR)
```

```
IF (IERR==1) THEN
```

```
PRINT'Bus not found'
```

```

GOTO GMAT0
ENDIF
WRITE FIL;FBUS,TAB(40),'Bus where voltage shall be calculated'
GOTO GMATKLAR

GMAT1:
PRINT 'Enter 1:st branch where the fault-current shall be calculated.'
PRINT 'From,to,ckt : (Frombus = metered end)'
PRINT 'For currents seen from dummy bus, set From bus = 99999'
PRINT 'Default = ',FM1,',',TM1,',',CM1
INPUT FM1,TM1,CM1
IF (FM1== -1) THEN PERFORM SLUT ENDIF
IF ((FM1==0) OR (TM1==0)) THEN GOTO GMAT1 ENDIF
IF (FM1==99999) THEN GOTO GMAT3 ENDIF
CALL BRNINT(FM1,TM1,CM1,'STATUS',SM1,IERR)
IF (IERR==1) THEN
  PRINT 'Bus not found'
  GOTO GMAT1
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
  PRINT 'Branch not found'
  GOTO GMAT1
ENDIF
GMAT2:
FM2=TS
TM2=FS
CM2=CS
PRINT "
PRINT 'Enter 2:nd branch where the fault-current shall be calculated.'
PRINT 'From,to,ckt: '
PRINT 'Default = ',FM2,',',TM2,',',CM2
INPUT FM2,TM2,CM2
IF ((FM2==0) OR (TM2==0)) THEN GOTO GMAT2 ENDIF
CALL BRNINT(FM2,TM2,CM2,'STATUS',SM2,IERR)
IF (IERR==1) THEN
  PRINT 'Bus not found'
  GOTO GMAT2
ENDIF
IF (IERR==2) THEN
  PRINT 'Branch not found'
  GOTO GMAT2
ENDIF

GMAT3:
CALL BUSDAT(TM1,'BASE',UBASM1,IERR)
CALL BUSDAT(TM2,'BASE',UBASM2,IERR)
IF (FM1==99999) THEN
  FM2=FM1
  TM1=F1
  TM2=TS

```

```
ENDIF
WRITE  FIL;FM1,TAB(7),TM1,TAB(14),CM1,TAB(40),'METERED  BRANCH
IFAULT1'
WRITE  FIL;FM2,TAB(7),TM2,TAB(14),CM2,TAB(40),'METERED  BRANCH
IFAULT2'
```

```
GMATKLAR:
END
```

```
/*
*****PROCEDURE LINKLED*****
*/
```

```
PROCEDURE LINKLED
PXTOT=PX1
IF (LEDANT >1) THEN PXTOT=PXTOT+PX2 ENDIF
IF (LEDANT >2) THEN PXTOT=PXTOT+PX3 ENDIF
IF (LEDANT >3) THEN PXTOT=PXTOT+PX4 ENDIF
IF (LEDANT >4) THEN PXTOT=PXTOT+PX5 ENDIF
IF (LEDANT >5) THEN PXTOT=PXTOT+PX6 ENDIF
PRINT "
IF (LEDANT >0) THEN
  PROC1=100.*PX1/PXTOT
  DX1=DX*PXTOT/PX1
  IF (DX1 > .51) THEN DX1=.51 ENDIF
ENDIF
IF (LEDANT >1) THEN
  PROC2=100.*PX2/PXTOT
  DX2=DX*PXTOT/PX2
  IF (DX2 > .51) THEN DX2=.51 ENDIF
ENDIF
IF (LEDANT >2) THEN
  PROC3=100.*PX3/PXTOT

  DX3=DX*PXTOT/PX3
  IF (DX3 > .51) THEN DX3=.51 ENDIF
ENDIF
IF (LEDANT >3) THEN
  PROC4=100.*PX4/PXTOT

  DX4=DX*PXTOT/PX4
  IF (DX4 > .51) THEN DX4=.51 ENDIF
ENDIF
IF (LEDANT >4) THEN
  PROC5=100.*PX5/PXTOT

  DX5=DX*PXTOT/PX5
  IF (DX5 > .51) THEN DX5=.51 ENDIF
ENDIF
IF (LEDANT >5) THEN
```

```

PROC6=100.*PX6/PXTOT

DX6=DX*PXTOT/PX6
IF (DX6 > .51) THEN DX6=.51 ENDIF
ENDIF
PRINT "
WRITE FIL;PROC1,',',PROC2,',',PROC3,TAB(40),'LENGTH OF FIRST 3
BRANCHES (%)'
WRITE FIL;PROC4,',',PROC5,',',PROC6,TAB(40),'LENGTH OF LAST 3
BRANCHES (%)'
WRITE FIL;DX,TAB(40),'RELATIVE DISTANCE BETWEEN FAULT-
LOCATIONS'
END

/*
*****PROCEDURE KALKYL*****
*/

PROCEDURE KALKYL
QPUSH 'SEQD'
QPUSH ''
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;'XTOT',TAB(15),'U'
ELSE
WRITE
FIL;'XTOT',TAB(15),'IFAULT1',TAB(25),'IFAULT2',TAB(35),'IF1/IF2',TAB(45),'I
F1+IF2'
ENDIF
FK=F1
TK=T1
CK=C1
X=BUSAVST
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1
ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2
ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3
ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=X*PROC1/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=DX1
NEXTKALK1:
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF

```

```

IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=X*PROC1/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=X+DX1
IF (X < (1.0-BUSAVST)) THEN GOTO NEXTKALK1 ENDIF
X=(1.0-BUSAVST)
PRINT'XLAST UTSKRIVEN'
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=X*PROC1/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
IF (LEDANT==1) THEN GOTO KALKKLAR ENDIF

FK=F2
TK=T2
CK=C2
X=BUSAVST
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+X*PROC2)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=DX2
NEXTKALK2:
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+X*PROC2)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U

```



```

ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=X+DX2
IF (X < (1.0-BUSAVST)) THEN GOTO NEXTKALK2 ENDIF
X=(1.0-BUSAVST)
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+X*PROC2)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
IF (LEDANT==2) THEN GOTO KALKKLAR ENDIF

FK=F3
TK=T3
CK=C3
X=BUSAVST
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+X*PROC3)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=DX3
NEXTKALK3:
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+X*PROC3)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=X+DX3
IF (X < (1.0-BUSAVST)) THEN GOTO NEXTKALK3 ENDIF

```

```

X=(1.0-BUSAVST)
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+X*PROC3)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
IF (LEDANT==3) THEN GOTO KALKKLAR ENDIF
FK=F4
TK=T4
CK=C4
X=BUSAVST
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+X*PROC4)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=DX4
NEXTKALK4:
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+X*PROC4)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=X+DX4
IF (X < (1.0-BUSAVST)) THEN GOTO NEXTKALK4 ENDIF
X=(1.0-BUSAVST)
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+X*PROC4)/100.
IF (STYPE==1) THEN

```

```

WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
IF (LEDANT==4) THEN GOTO KALKKLAR ENDIF
FK=F5
TK=T5
CK=C5
X=BUSAVST
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
 $XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+PROC4+X*PROC5)/100.$ 
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=DX5
NEXTKALK5:
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
 $XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+PROC4+X*PROC5)/100.$ 
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=X+DX5
IF (X < (1.0-BUSAVST)) THEN GOTO NEXTKALK5 ENDIF
X=(1.0-BUSAVST)
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
 $XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+PROC4+X*PROC5)/100.$ 
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
IF (LEDANT==5) THEN GOTO KALKKLAR ENDIF

```

```

FK=F6
TK=T6
CK=C6
X=BUSAVST
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+PROC4+PROC5+X*PROC6)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=DX6
NEXTKALK6:
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+PROC4+PROC5+X*PROC6)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
X=X+DX6
IF (X < (1.0-BUSAVST)) THEN GOTO NEXTKALK6 ENDIF
X=(1.0-BUSAVST)
IF (FELTYP==1) THEN PERFORM KALKYL1 ENDIF
IF (FELTYP==2) THEN PERFORM KALKYL2 ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN PERFORM KALKYL3 ENDIF
PERFORM GETMATVALUE
XTOT=(PROC1+PROC2+PROC3+PROC4+PROC5+X*PROC6)/100.
IF (STYPE==1) THEN
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),U
ELSE
WRITE FIL;XTOT,TAB(15),IM1,TAB(25),IM2,TAB(35),IKVOT,TAB(45),ISUM
ENDIF
PRINT 'Relative distance : ',XTOT
IF (LEDANT==6) THEN GOTO KALKKLAR ENDIF
KALKKLAR:
WRITE FIL;'313.0'
END

```

/\*

\*\*\*\*\*PROCEDURE KALKYL 1,2 OCH 3\*\*\*\*\*

\*/

PROCEDURE KALKYL1

QPUSH 'SCMU'

QPUSH '9'

QPUSH FK,',',TK,',',CK

QPUSH X

QPUSH '1'

QPUSH '1'

QPUSH LGR,',',LGX

QPUSH 0

QPUSH 1

QPUSH 0

QPUSH ''

END

PROCEDURE KALKYL2

QPUSH 'SCMU'

QPUSH '9'

QPUSH FK,',',TK,',',CK

QPUSH X

QPUSH '2'

QPUSH '1'

QPUSH LLR,',',LLX,',',LGR,',',LGX

QPUSH '0'

QPUSH '1'

QPUSH '0'

QPUSH '0'

QPUSH ''

END

PROCEDURE KALKYL3

QPUSH 'SCMU'

QPUSH '9'

QPUSH FK,',',TK,',',CK

QPUSH X

QPUSH '3'

QPUSH '0'

QPUSH '1'

QPUSH '0'

QPUSH ''

END

/\*

\*\*\*\*\*PROCEDURE GETMATVALUE\*\*\*\*\*

\*/

PROCEDURE GETMATVALUE

INTEGER TEMP1,TEMP2

IF (STYPE==1) THEN

GOTO VOLTAGE

ELSE

GOTO CURRENT

ENDIF

VOLTAGE:

CALL SCINIT(IERR)

CALL SCBUS2(FBUS,'VPOS',UR,UX,IERR)

CALL SCDONE(IERR)

U=SQRT((UR\*UR)+(UX\*UX))

U=UBASR\*U

GOTO GETMATVALUEKLAR

CURRENT:

TEMP1=TM1

TEMP2=TM2

IF ((FM1==FK) AND (TM1==TK)) THEN TEMP1=99999 ENDIF

IF ((FM2==FK) AND (TM2==TK)) THEN TEMP2=99999 ENDIF

IF ((FM1==TK) AND (TM1==FK)) THEN TEMP1=99999 ENDIF

IF ((FM2==TK) AND (TM2==FK)) THEN TEMP2=99999 ENDIF

IF (FM1==99999) THEN

TEMP1=FK

TEMP2=TK

CM1=CK

CM2=CK

ENDIF

CALL SCINIT(IERR)

CALL SCBRN2(FM1,TEMP1,CM1,SK,IM1R,IM1X,IERR)

CALL SCBRN2(FM2,TEMP2,CM2,SK,IM2R,IM2X,IERR)

CALL SCDONE(IERR)

IM1=SQRT((IM1R\*IM1R)+(IM1X\*IM1X))

IM2=SQRT((IM2R\*IM2R)+(IM2X\*IM2X))

ISUM=SQRT((IM1R+IM2R)\*\*2+(IM1X+IM2X)\*\*2)

IM1=IM1\*SBAS/(UBASM1\*SQRT(3.0))

IM2=IM2\*SBAS/(UBASM2\*SQRT(3.0))

ISUM=ISUM\*SBAS/(UBASM1\*SQRT(3.))

IF (SK=='IZERO') THEN

IM1=3.0\*IM1

IM2=3.0\*IM2

ISUM=3.\*ISUM

ENDIF

!ISUM=IM1+IM2

IF (IM1==0.) THEN IKVOT=0.0 ENDIF

```
IF ((IM2==0.) AND (IM1 >0.0)) THEN IKVOT=999.99 ENDIF
IF (IM2 > 0.) THEN IKVOT=IM1/IM2 ENDIF
```

```
GETMATVALUEKLAR:
END
```

```
/*
*****PROCEDURE READFILE*****
*/
```

```
PROCEDURE READFIL
STRING*1 NONSENS
```

```
OPEN FILNAMN ON FIL FOR 'R'
PRINT'READFIL HAR PÅBÖRJATS'
READ FIL;NONSENS
READ FIL;NONSENS
READ FIL;NONSENS
READ FIL;LEDANT
READ FIL;F1,T1,C1
READ FIL;F2,T2,C2
READ FIL;F3,T3,C3
READ FIL;F4,T4,C4
READ FIL;F5,T5,C5
READ FIL;F6,T6,C6
READ FIL;FELTYP
IF(STYPE==1) THEN
READ FIL;FBUS
ELSE
READ FIL;FM1,TM1,CM1
READ FIL;FM2,TM2,CM2
ENDIF
READ FIL;PROC1,PROC2,PROC3
READ FIL;PROC4,PROC5,PROC6
READ FIL;DX
READ FIL;NONSENS
TS=T1
FS=F1
CS=C1
IF (LEDANT==2) THEN
  TS=T2
  FS=F2
  CS=C2
ENDIF
IF (LEDANT==3) THEN
  TS=T3
  FS=F3
  CS=C3
ENDIF
IF (LEDANT==4) THEN
```

```

    TS=T4
    FS=F4
    CS=C4
ENDIF
IF (LEDANT==5) THEN
    TS=T5
    FS=F5
    CS=C5
ENDIF
IF (LEDANT==6) THEN
    TS=T6
    FS=F6
    CS=C6
ENDIF

CALL NOTONA(F1,STARTNAMN,IERR)
CALL NOTONA(TS,SLUTNAMN,IERR)
END

```

```

/*
*****PROCEDURE GETMAX*****
*/

```

```

PROCEDURE GETMAX
/*
* SEARCH THROUGH DATA-FILE FOR THE HIGHEST VALUES.
*/
STRING*1 BLAJ
INTEGER SNU
IF (STYPE==1) THEN
GOTO GETMAX1
ELSE
GOTO GETMAX2
ENDIF

GETMAX1:
READ FIL;XTOT,U
UMAX=U
NEXTMAX1:
READ FIL;XTOT,U
IF (XTOT<1.01) THEN
    IF (U>UMAX) THEN
        UMAX=U
    ENDIF
    GOTO NEXTMAX1
ENDIF
REWIND FIL
SNU=1
GET1:
READ FIL;BLAJ

```



```
SNU=SNU+1
IF (SNU<17) THEN
GOTO GET1
ENDIF
GOTO GETMAXKLAR
```

```
GETMAX2:
READ FIL;XTOT,IM1,IM2,IKVOT,ISUM
IMAX=IM1
SUMMAX=ISUM
IF (IM2>IMAX) THEN IMAX=IM2 ENDIF
KVMAX=IKVOT
NEXTMAX2:
READ FIL;XTOT,IM1,IM2,IKVOT,ISUM
IF (XTOT < 1.01) THEN
  IF (IM1 > IMAX) THEN IMAX=IM1 ENDIF
  IF (IM2 > IMAX) THEN IMAX=IM2 ENDIF
  IF (IKVOT > KVMAX) THEN KVMAX=IKVOT ENDIF
  IF (ISUM > SUMMAX) THEN SUMMAX=ISUM ENDIF
  GOTO NEXTMAX2
ENDIF
REWIND FIL
SNU=1
GET2:
READ FIL;BLAJ
SNU=SNU+1
IF (SNU<18) THEN GOTO GET2 ENDIF
```

```
GETMAXKLAR:
END
```

```
/*
*****PROCEDURE GRAFIK*****
*/
```

```
PROCEDURE GRAFIK
```

```
/*
```

```
* PLOTS THE CURVE
```

```
*/
```

```
INTEGER B,PLOTR
```

```
INTEGER PC
```

```
REAL XSML,XBIG,YSML,YBIG,XBGN,XEND,YBGN,YEND,SIZ
```

```
REAL ITOPP,KVTOPP,ITIC,KVTIC
```

```
REAL IM1OLD,IM2OLD,KVOLD,XTOTOLD
```

```
REAL U,UTOP,UOLD,UTIC
```

```
STRING
```

```
DESC1,DESC2,MTXT1,MTXT2,YAX1,YAX2,XAX,FELTXT,NAMN1,NAMN2,D
```

```
IVI,TXT,BUSNAME,YAX
```

```
LOGICAL SUMMA
```

```

REAL YRUT

IF (STYPE==1) THEN
GOTO PLOT1
ELSE
GOTO PLOT2
ENDIF

PLOT1:
PRINT"
PC=2
PRINT'Enter type of plot: 1 for values in kV'
PRINT'          2 for values in pu (Default)'
INPUT PC
CALL SELECT(PLOTR,IERR)
IF (IERR<>0) THEN
PRINT 'ERROR IN SELECT'
STOP
ENDIF
PRINT "

DIVI=' '
IF (PLOTR==12) THEN DIVI=' (A value divisible by 0.7 or 7 is to prefer)' ENDIF

PRINT "
IF (PC==1) THEN
PRINT 'The largest value of U is ',UMAX
PRINT 'Enter U-topp : ',DIVI
UTOP=TRUNC(UTOP)+1.0
INPUT UTOP
ELSE
UTOP=1.0
ENDIF

IF (PC==1) THEN
YAX='U vs Fault Location (kV)'
ELSE
YAX='U vs Fault Location (pu)'
ENDIF
XAX='Relative distance'
PRINT "
PRINT 'Comment line = ',COMMENT
PRINT 'Enter new or <CR> : '
INPUTLN COMMENT2
IF (COMMENT2<>"") THEN COMMENT=COMMENT2 ENDIF
FELTXT='L-L-L FAULT'

YRUT=20.0
XSML=-0.9
XBIG=11.6

```

```

YSML=-0.5
YBIG=11.0
XBGN=0.0
YBGN=0.0
XEND=10.0
YEND=10.0
SIZ=0.1
/*
*   VERSATECEN NEEDS A SPECIAL CONFIG
*/
IF (PLOTTR==12) THEN
  YRUT=14.0
  XSML=-1.0
  XBIG=9.5
  YSML=-0.5
  YBIG=7.5
  XEND=8.0
  YEND=7.0
  SIZ=0.08
ENDIF

UTIC=UTOP/(YRUT/2.)

CALL STARTPLT(PLOTTR,XSML,XBIG,YSML,YBIG,10.0,IERR)
CALL THICK(3,IERR)
CALL FONT(2,IERR)

CALL AXISPRM(1.0,1,IERR)
CALL AXIS(XBGN,YBGN,XAX,FALSE,XEND,0.,0.0,0.1,IERR) !DRAW X-AXIS

CALL AXISPRM(((2.*YEND)/YRUT),1,IERR)    !DRAW Y-AXIS
CALL AXIS(XBGN,YBGN,YAX,TRUE,YEND,90.0,0.0,UTIC,IERR)

CALL MOVE(XBGN,YEND,IERR)  !DRAW A BORDER AROUND
PLOTTING AREA
CALL DRAW(XEND,YEND,IERR)
CALL DRAW(XEND,YBGN,IERR)

READ FIL;XTOT,U
IF (PC==2) THEN
  U=(U/UBASR)                !Value converted to pu
ENDIF
UOLD=U*YEND/UTOP
XTOTOLD=XEND*XTOT

NEXTX1:
READ FIL;XTOT,U
IF (PC==2) THEN
  U=(U/UBASR)                !Value converted to pu
ENDIF

```

```

IF (XTOT > 300.) THEN
CALL NEWPEN(2,IERR)
CALL THICK(4,IERR)
CALL MOVE(0.0,8.02,IERR)
CALL PLOT(10.0,8.02,2,IERR)
GOTO KURVKLAR1 ENDIF
U=U*YEND/UTOP
XTOT=XEND*XTOT
CALL THICK(4,IERR)
CALL NEWPEN(3,IERR)
CALL MOVE(XTOTOLD,UOLD,IERR)
CALL PLOT(XTOT,U,2,IERR)
UOLD=U
XTOTOLD=XTOT
GOTO NEXTX1

```

```

KURVKLAR1:
CALL NOTONA(FBUS,BUSNAME,IERR)
TXT=('U-fault is measured at '+LEFT(BUSNAME,8)+'('+TOSTR(FBUS)+)')
CALL TITLDT(DESC1,DESC2)
CALL NEWPEN(1,IERR)
CALL
TEXT(XEND*0.05,(YEND+0.3),2.*SIZ,LEFT(STARTNAMN,8),8,0.0,IERR)
CALL TEXT(XEND*0.35,(YEND+0.3),1.*SIZ,TXT,LEN(TXT),0.0,IERR)
CALL TEXT(XEND*0.80,(YEND+0.3),2.*SIZ,LEFT(SLUTNAMN,8),8,0.0,IERR)
CALL TEXT(-0.7,0.0,SIZ,FELTXT,LEN(FELTXT),90.0,IERR)
CALL TEXT(XEND+1.3,YEND,SIZ,DESC1,LEN(DESC1),-90.0,IERR)
CALL TEXT(XEND+1.1,YEND,SIZ,DESC2,LEN(DESC2),-90.0,IERR)
CALL TEXT(XEND+0.7,YEND,SIZ,COMMENT,LEN(COMMENT),-90.0,IERR)

```

```

GOTO FINAL

```

```

PLOT2:
CALL SELECT(PLOTR,IERR)
IF (IERR<>0) THEN
PRINT 'ERROR IN SELECT'
STOP
ENDIF
VALSUM:
PRINT "
PRINT 'Enter (1) to plot Ifault1, Ifault2 and Ifault1 / Ifault2'
PRINT ' (2) to plot Ifault1, Ifault2 and Ifault1 + Ifault2 : '
VAL=0
INPUT VAL
IF (VAL==1) THEN PERFORM SLUT ENDIF
IF (VAL==2) THEN SUMMA=FALSE ENDIF
IF (VAL==3) THEN SUMMA=TRUE ENDIF
IF ((VAL<>1) AND (VAL<>2)) THEN GOTO VALSUM ENDIF
IF (SUMMA==TRUE) THEN IMAX=SUMMAX ENDIF

```

```

DIVI=' '
IF (PLOTTR==12) THEN DIVI=' (A value divisible by 0.7 or 7 is to prefer)' ENDIF

PRINT "
PRINT 'The largest value of I is ',IMAX
PRINT 'Enter I-topp : ',DIVI
ITOPP=TRUNC(ITOPP)+1.0
INPUT ITOPP

KVTOPP=ITOPP
IF (SUMMA==FALSE) THEN
  PRINT "
  PRINT 'IF1/IF2 is at most ',KVMAX
  PRINT 'Enter (IF1/IF2)-topp : ',DIVI
  KVTOPP=TRUNC(KVTOPP)+1.0
  INPUT KVTOPP
ENDIF

YAX1='3*/I0/ (kA)'
IF ((FELTYP==2) AND (SK=='IB')) THEN YAX1='/Ib/ (kA)' ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN YAX1='/I+/ (kA)' ENDIF
YAX2='Ifault1 vs. Ifault2'
XAX='Relative distance'
PRINT "
PRINT 'Comment line = ',COMMENT
PRINT 'Enter new or <CR> :'
INPUTLN COMMENT2
IF (COMMENT2<>") THEN COMMENT=COMMENT2 ENDIF

IF (FELTYP==2) THEN FELTXT='L-L-G FAULT' ENDIF
IF (FELTYP==3) THEN FELTXT='L-L-L FAULT' ENDIF
IF (FELTYP==1) THEN FELTXT='L-G FAULT' ENDIF

YRUT=20.0
XSML=-0.9
XBIG=11.6
YSML=-0.5
YBIG=11.
XBGN=0.0
YBGN=0.0
XEND=10.0
YEND=10.0
SIZ=0.1
/*
*  VERSATECEN NEEDS A SPECIAL CONFIG
*/
IF (PLOTTR==12) THEN
  YRUT=14.0

```

```
XSML=-1.0
XBIG=9.5
YSML=-0.5
YBIG=7.5
XEND=8.0
YEND=7.0
SIZ=0.08
ENDIF
```

```
ITIC=ITOPP/(YRUT/2.)
KVTIC=KVTOPP/(YRUT/2.)
CALL STARTPLT(PLOTR,XSML,XBIG,YSML,YBIG,10.0,IERR)
```

```
CALL AXISPRM(1.0,1,IERR)
CALL THICK(3,IERR)
CALL FONT(2,IERR)
CALL AXIS(XBGN,YBGN,XAX,FALSE,XEND,0.,0.0,0.1,IERR)
CALL AXISPRM(((2.*YEND)/YRUT),1,IERR)
CALL AXIS(XBGN,YBGN,YAX1,TRUE,YEND,90.0,0.0,ITIC,IERR)
```

```
IF (SUMMA==FALSE) THEN
  CALL AXIS(XEND,YBGN,YAX2,FALSE,YEND,90.0,0.0,KVTIC,IERR)
ENDIF
```

```
CALL MOVE(XBGN,YEND,IERR)
CALL DRAW(XEND,YEND,IERR)
IF (SUMMA==TRUE) THEN CALL DRAW(XEND,YBGN,IERR) ENDIF
```

```
IF (SUMMA==TRUE) THEN READ FIL;XTOT,IM1,IM2,IKVOT,IKVOT ENDIF
IF (SUMMA==FALSE) THEN READ FIL;XTOT,IM1,IM2,IKVOT ENDIF
```

```
/*
* WHEN SUMMA IKVOT=ISUM
*/
```

```
IM1OLD=IM1*YEND/ITOPP
IM2OLD=IM2*YEND/ITOPP
KVOLD=IKVOT*YEND/KVTOPP
XTOTOLD=XEND*XTOT
```

```
NEXTX:
```

```
IF (SUMMA==TRUE) THEN READ FIL;XTOT,IM1,IM2,IKVOT,IKVOT ENDIF
IF (SUMMA==FALSE) THEN READ FIL;XTOT,IM1,IM2,IKVOT ENDIF
```

```
IF (XTOT > 300.) THEN GOTO KURVKLAR2 ENDIF
IM1=IM1*YEND/ITOPP
IM2=IM2*YEND/ITOPP
IKVOT=IKVOT*YEND/KVTOPP
XTOT=XEND*XTOT
CALL THICK(4,IERR)
```

```

CALL DASH(1,IERR)
CALL MOVE(XTOTOLD,KVOLD,IERR)
CALL NEWPEN(2,IERR)
CALL PLOT(XTOT,IKVOT,2,IERR)
CALL THICK(3,IERR)
CALL DASH(4,IERR)
CALL MOVE(XTOTOLD,IM1OLD,IERR)
CALL NEWPEN(3,IERR)
CALL PLOT(XTOT,IM1,2,IERR)
CALL MOVE(XTOTOLD,IM2OLD,IERR)
CALL NEWPEN(4,IERR)
CALL PLOT(XTOT,IM2,2,IERR)
KVOLD=IKVOT
IM1OLD=IM1
IM2OLD=IM2
XTOTOLD=XTOT
GOTO NEXTX

```

KURVKLAR2:

```

CALL NOTONA(FM1,NAMN1,IERR)
CALL NOTONA(TM1,NAMN2,IERR)
MTXT1=('Ifault1 is measured at '+LEFT(NAMN1,8))+('+TOSTR(FM1)+') '
MTXT1=MTXT1+('on the branch to '+LEFT(NAMN2,8))+('+TOSTR(TM1)+') '
CALL NOTONA(FM2,NAMN1,IERR)
CALL NOTONA(TM2,NAMN2,IERR)
MTXT2=('Ifault2 is measured at '+LEFT(NAMN1,8))+('+TOSTR(FM2)+') '
MTXT2=MTXT2+('on the branch to '+LEFT(NAMN2,8))+('+TOSTR(TM2)+') '

```

```

CALL TITLDT(DESC1,DESC2)
CALL NEWPEN(1,IERR)
CALL
TEXT(XEND*0.05,(YEND+0.3),2.*SIZ,LEFT(STARTNAMN,8),8,0.0,IERR)
CALL TEXT(XEND*0.35,(YEND+0.3),2.*SIZ,FELTXT,LEN(FELTXT),0.0,IERR)
CALL TEXT(XEND*0.80,(YEND+0.3),2.*SIZ,LEFT(SLUTNAMN,8),8,0.0,IERR)
CALL TEXT(-0.7,0.0,SIZ,MTXT1,LEN(MTXT1),90.0,IERR)
CALL TEXT(-0.5,0.0,SIZ,MTXT2,LEN(MTXT2),90.0,IERR)
CALL TEXT(XEND+1.3,YEND,SIZ,DESC1,LEN(DESC1),-90.0,IERR)
CALL TEXT(XEND+1.1,YEND,SIZ,DESC2,LEN(DESC2),-90.0,IERR)
CALL TEXT(XEND+0.7,YEND,SIZ,COMMENT,LEN(COMMENT),-90.0,IERR)

```

FINAL:

```

CALL TEXT(0.0,YEND+0.05,0.8*SIZ,TOSTR(F1),LEN(TOSTR(T1)),0.,IERR)
IF (LEDANT > 1) THEN
CALL
TEXT((PROC1*XEND/100.),YEND+0.05,0.8*SIZ,TOSTR(F2),LEN(TOSTR(T1)),0
.,IERR)
ENDIF
IF (LEDANT > 2) THEN
PROC2=PROC2+PROC1

```

```

CALL
TEXT((PROC2*XEND/100.),YEND+0.05,0.8*SIZ,TOSTR(F3),LEN(TOSTR(T2)),0
.,IERR)
ENDIF
IF (LEDANT > 3) THEN
PROC3=PROC3+PROC2
CALL
TEXT((PROC3*XEND/100.),YEND+0.05,0.8*SIZ,TOSTR(F4),LEN(TOSTR(T3)),0
.,IERR)
ENDIF
IF (LEDANT > 4) THEN
PROC4=PROC4+PROC3
CALL
TEXT((PROC4*XEND/100.),YEND+0.05,0.8*SIZ,TOSTR(F5),LEN(TOSTR(T4)),0
.,IERR)
ENDIF
IF (LEDANT > 5) THEN
PROC5=PROC5+PROC4
CALL
TEXT((PROC5*XEND/100.),YEND+0.05,0.8*SIZ,TOSTR(F6),LEN(TOSTR(T5)),0
.,IERR)
ENDIF
CALL
TEXT(0.96*XEND,YEND+0.05,0.8*SIZ,TOSTR(TS),LEN(TOSTR(TS)),0.,IERR)
CALL THICK(1,IERR)
CALL
GRID(0.0,XEND,XEND/20.,20,0,0.0,YEND,(YEND/YRUT),TOINT(YRUT),0)
CALL NEXTPAGE(B,0,IERR)
CALL CLOSEPLT(IERR)
END

```

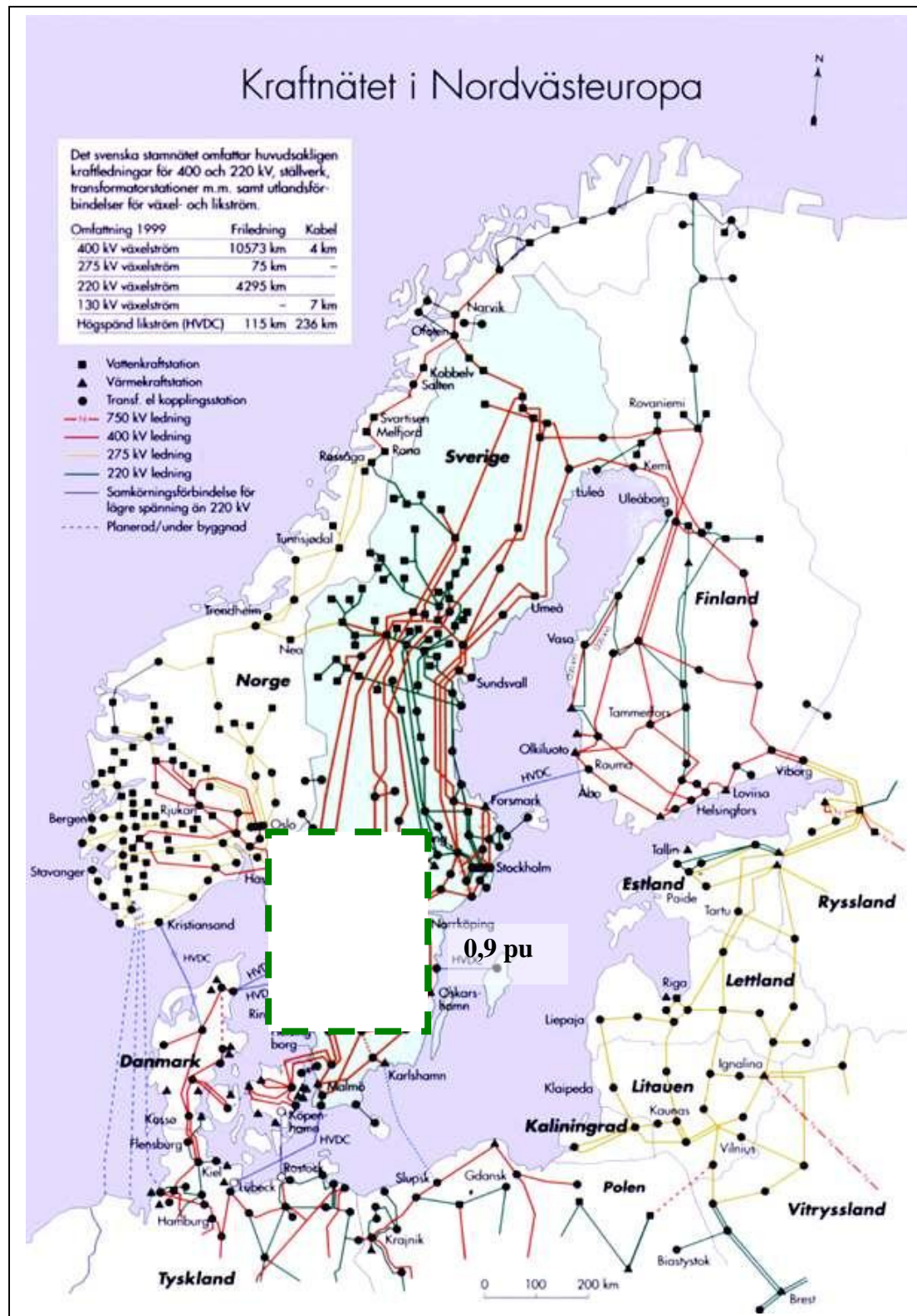


## Bilaga 2: Stamnätet i Sverige



Bilaga 2. Stamnätet i Sverige

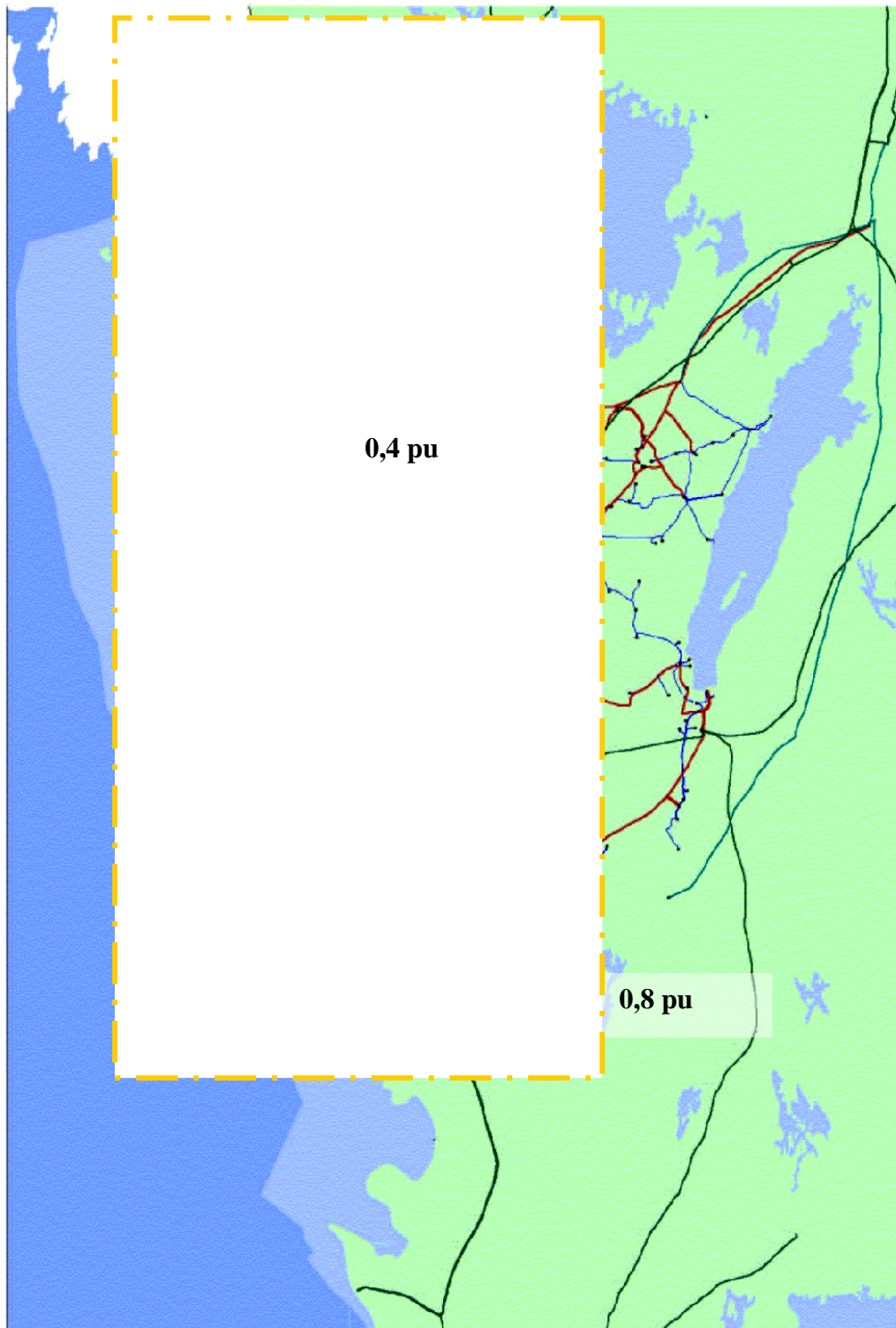
**Bilaga 3.1: Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0,9 pu i den aktuella knutpunkten.**



*Bilaga 3.1 Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0.9 pu i den aktuella knutpunkten*

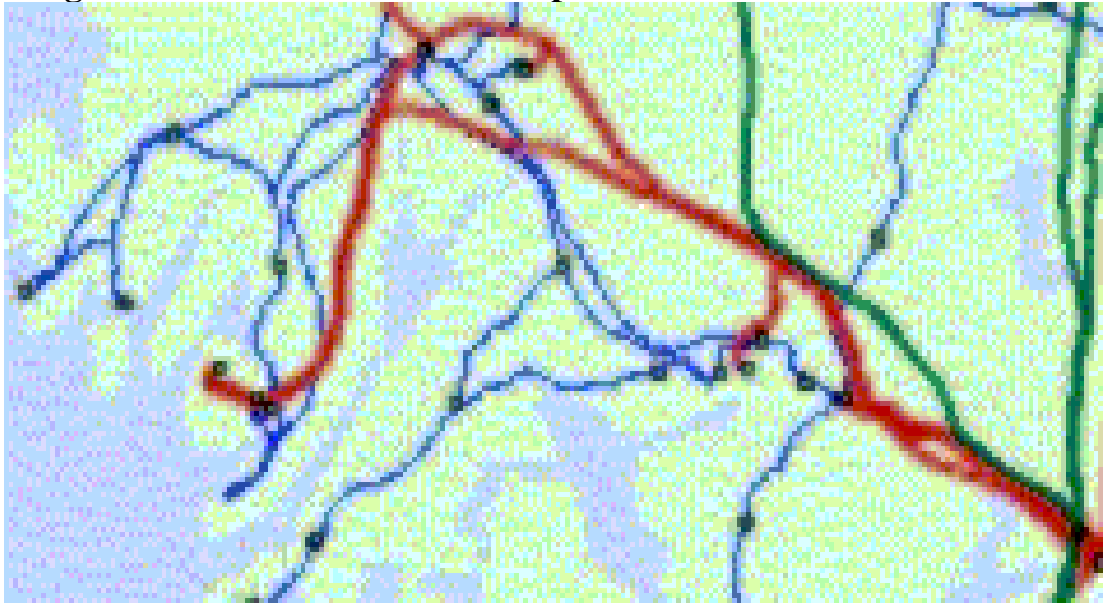


**Bilaga 3.2: Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0,4 pu, 0,6 pu och 0,8 pu**



*Bilaga 3.2. Aktuellt nätområde i vilket ett fel på 400 kV leder till att spänningen sjunker under 0,4 pu, 0,6 pu och 0,8 pu.*

**Bilaga 4: Det aktuella nätområdet på 40 kV**



*Bilaga 4. Det aktuella nätområdet på 40 kV*