

# Selektivplaner för Uddevalla Energi Elnät AB:s högspänningsnät

Niklas Johansson



**EXAMENSARBETE**  
Elektroingenjör med inriktning mot elkraft  
Institutionen för ingenjörsvetenskap

# EXAMENSARBETE

## Selektivplaner för Uddevalla Energi Elnät AB:s högspänningsnät

### Sammanfattning

Examensarbetet har utförts på uppdrag av Uddevalla Energi Elnät AB i syfte att underlätta upprättande av selektivplaner.

För att förbättra elleveransen till kund har under de senaste åren stora förändringar av Uddevalla Energis elnät skett. Framst i form av att högspänningsnätet kablfierats. Företaget planerar även fortsatta ombyggnader av elnätet. På grund av dessa förändringar behöver en översyn av elnätets selektivplaner utföras. Examensarbetet har bestått i att skapa förutsättningar för att upprätta selektivplaner. Som hjälpmedel för att utföra erforderliga beräkningar har ett antal beräkningsdokument skapats. Förutsättningarna för dessa beräkningar ges i en, som en del i detta arbete, upprättad felbortkopplingsfilosofi.

Grundprinciper för felbortkopplingssystemet, de olika reläskydden samt olika typer av selektivitet presenteras tillsammans med ett utdrag ur felbortkopplingsfilosofin. Vissa av de grundläggande begrepp som används vid arbete med selektivplaner förklaras i studien.

Upprättade beräkningsdokument har använts för att skapa selektivplaner för två av Uddevalla Energis fem mottagningsstationer med tillhörande elnät. Selektivplaner samt en jämförelse med befintliga reläskyddsinställningar för de två mottagningsstationerna presenteras i denna studie.

För de två mottagningsstationer som behandlats i studien påvisas att reläskyddsinställningarna i de flesta fall behöver justeras för att anpassas till de förändrade systemegenskaperna. Inga av dessa justeringar är dock av den karaktären att akuta åtgärder behöver vidtas.

Uddevalla Energi har med detta arbete erhållit en bra grund i arbetet med att slutföra uppförandet av selektivplaner för resterande högspänningsnät.

<b>Datum:</b>	2011-03-18
<b>Författare:</b>	Niklas Johansson
<b>Examinator:</b>	Lars Holmblad
<b>Handledare:</b>	Krister Hillefors, Uddevalla Energi Elnät AB Arne Berlin, Högskolan Väst
<b>Program:</b>	Elektroingenjör med inriktning mot elkraft
<b>Huvudområde:</b>	Elektroteknik
<b>Poäng:</b>	15 högskolepoäng
<b>Nyckelord:</b>	Selektivplaner, reläskydd, selektivitet, överströmsskydd, jordströmsskydd.
<b>Utgivare:</b>	Högskolan Väst, Institutionen för ingenjörsvetenskap, 461 86 Trollhättan Tel: 0520-22 30 00 Fax: 0520-22 32 99 Web: www.hv.se

# **BACHELOR'S THESIS**

## **Selectivity coordination for Uddevalla Energi Elnät AB: s high-voltage grid.**

### **Summary**

This bachelor's thesis is carried out on behalf of Uddevalla Energi Elnät AB in order to facilitate the establishment of selectivity coordination.

In order to improve the delivery of electricity to its customers, major changes in Uddevalla Energi's electricity network has been carried out, principally in the form of replacing high voltage overhead lines with underground cables. The company also plans further structural changes to the electricity grid. Due to these changes a review of the company's selectivity coordination needs to be carried out. The aim of this thesis is to create conditions to compiled selectivity coordination. As a means to perform the required calculations a number of documents have been established. The conditions for these calculations are given in a fault clearance philosophy, created as a part of the thesis.

Fundamentals of the fault clearance system, relay protections and different types of selectivity are presented with an excerpt from the fault clearance philosophy. The thesis explains some of the basic concepts used when working with selectivity coordination. Documents compiled for calculation were used to create selectivity coordination for a part of Uddevalla Energi's high-voltage grid. Selectivity coordination as well as a comparison to existing relay protection settings is presented in the thesis.

Concerning the high-voltage grid discussed in the thesis it demonstrates that in most cases the relay protection settings need to be adjusted in order to adapt to the altered system properties. None of these changes require immediate action.

Uddevalla Energi has with this thesis received a good foundation to complete construction of selectivity coordination for the remaining high-voltage grid.

<b>Date:</b>	March 18, 2011
<b>Author:</b>	Niklas Johansson
<b>Examiner:</b>	Lars Holmblad
<b>Advisor:</b>	Krister Hillefors, Uddevalla Energi Elnät AB Arne Berlin, Högskolan Väst
<b>Programme:</b>	Electrical Engineering, Electric Power Technology
<b>Main field of study:</b>	Electrical Engineering
<b>Credits:</b>	15 HE credits
<b>Keywords:</b>	Selectivity coordination, relay protection, selectivity, overcurrent protective device, earth fault protective device.
<b>Publisher:</b>	University West, Department of Engineering Science, S-461 86 Trollhättan, SWEDEN Phone: + 46 520 22 30 00 Fax: + 46 520 22 32 99 Web: www.hv.se

## **Förord**

Detta examensarbete innebär avslutet på min 180 högskolepoängs elektroingenjörsutbildning med inriktning mot elkraft. Arbetet har genomförts på Uddevalla Energi Elnät AB.

Jag vill tacka berörda personer på Uddevalla Energi för visat engagemang, ett speciellt tack vill jag rikta till min handledare Krister Hillefors.

Jag vill också tacka Anna Torstenson och Geir Ólafsson för språkgranskning samt min familj för allt stöd och tålamod de visat genom min utbildning.

Tack!

Niklas Johansson

Uddevalla, januari 2011

Alla figurer och bilder i rapporten är egenhändigt framtagna.

Omslagsbild: Strömbergsfallet, Uddevalla.

## Innehåll

Sammanfattning .....	i
Summary.....	ii
Förord.....	iii
Nomenklatur.....	vi
1 Inledning.....	1
1.1 Bakgrund .....	1
1.2 Översikt över tidigare arbeten.....	1
1.3 Mål.....	2
1.4 Avgränsningar.....	2
2 Metod.....	4
3 Kontrollanläggningsuppbyggnad .....	5
3.1 Felbortkopplingssystem .....	5
3.2 Reläskydd .....	5
3.2.1 Överströmsskydd .....	6
3.2.2 Jordströmsskydd.....	7
3.3 Systemjordning.....	9
3.4 Felstorheter .....	10
4 Uddevalla Energis elnät.....	11
4.1 Allmänt .....	11
4.1.1 40 kV .....	11
4.1.2 10 kV .....	11
4.1.3 Lågspänning .....	11
4.2 Mottagningsstationerna .....	11
4.2.1 Transformatorer .....	11
4.3 Skyddsbestyckning .....	12
4.4 Befintliga reläskyddsinställningar.....	13
4.4.1 Transformatorer och samlingsskenor .....	13
4.4.2 Ledningsskydd .....	14
5 Skyddsfilosofi.....	15
5.1 Allmänt .....	15
5.2 Selektivitet.....	15
5.3 Ledningsskydd.....	16
5.3.1 Överströmsskydd ledningar.....	16
5.3.2 Jordströmsskydd.....	18
5.4 Transformator- och samlingsskeneskydd.....	20
5.4.1 Överströmsskydd transformator.....	20
5.4.2 Överströmsskydd samlingsskena .....	21
5.4.3 Jordströmsskydd transformator .....	22
5.4.4 Differentialskydd.....	22
5.4.5 Nollpunktsspänningskydd.....	22
6 Selektivplaner.....	24
6.1 Uträkningar .....	24
6.2 Redovisning av uträknade värden, överström .....	24
6.2.1 Transformatorer och samlingsskenor .....	24
6.2.2 Utgående ledningar .....	24

6.3	Redovisning uträknade värden, jordfelsström .....	25
6.3.1	Transformatorer och samlingskenor .....	25
6.3.2	Utgående ledningar .....	25
6.4	Selektivplaner åskådliggjorda i diagram .....	26
7	Resultat och analys .....	27
7.1	Resultat .....	27
7.2	Analys av resultat .....	28
8	Slutsatser och framtida arbete .....	29
8.1	Slutsats .....	29
8.2	Förslag till fortsatt arbete .....	29
	Källförteckning .....	30

## **Bilagor**

- A. 40 kV driftschema
- B. Befintliga inställningar, överströmsskydd M1
- C. Befintliga inställningar, överströmsskydd M4
- D. Rekommenderade inställningar, överströmsskydd M1
- E. Rekommenderade inställningar, överströmsskydd M4
- F. Selektivplaner, enlinjeschema

## Nomenklatur

$3I_0$	Summaström.
$3U_0$	Summaspänning.
$I_{bel}$	Maximal belastningsström på ledningen vid normaldrift eller vid eventuell reservdrift.
$I_{dim}$	Dimensionerande maxlast.
$I_j$	Jordfelsström.
$I_{k2}$	Lägsta förekommande felström på 10 kV samlingskena vid tvåfasig kortslutning, hänfört till transformatorns 40 kV-sida.
$I_{k2\ 10}$	Lägsta förekommande felström på 10 kV samlingskena vid tvåfasig kortslutning.
$I_{k2min}$	Minsta förekommande felström vid tvåfasig kortslutning på ledning vid normaldrift.
$I_{k3ned}$	Maximal trefasig kortslutning på lågspänningssidan av underliggande transformator, hänförd till högspänningssidan.
$I_{n1}$	Transformatorns märkström på 40 kV-sida.
$I_{n2}$	Transformatorns märkström på 10 kV-sida.
$R_f$	Övergångsresistans.
$R_N$	Nollpunktsmotståndets resistans.
$U_0$	Nollpunktsspänning.
$U_f$	Fasspänning.
$U_{fri}$	Frigivningsspänning.
$X_c$	Elnätets kapacitiva reaktans till jord.
$X_N$	Nollpunktsreaktorns induktiva reaktans.
$Z_0$	Nollföljdsimpedans.

## **1 Inledning**

Enligt starkströmsföreskrifterna [1] ska en starkströmsanläggning vara utförd enligt enkelfelskriteriet, den ska ge betryggande säkerhet vid ett (1) fel. En starkströmsanläggning får vid överström inte medföra risk för person- eller sakskada på grund av höga temperaturer, ljusbågar eller mekaniska påkänningar. Vidare säger starkströmsföreskrifterna att jordslutningar i högspänningsanläggningar ska kopplas bort snabbt och automatiskt, undantag gäller för anläggning som inte innehåller någon luftledning där enpoliga jordslutningar endast behöver signaleras. För att uppfylla dessa kriterier krävs ett fungerande anläggningskydd.

Ett fungerande anläggningskydd förutsätter en genomtänkt skyddsfilosofi. En viktig del i skyddsfilosofin är noggrant upprättade selektivplaner vilket bland annat innebär koordinering av reläskyddens inställningar, för att säkerställa att endast felbehäftad anläggningsdel frånges utan att felfri anläggningsdel påverkas. Vid upprättande av selektivplaner måste först erforderliga data om nätet inhämtas [2]. Nödvändiga data för detta arbete är driftförhållanden, maximala och minimala kortslutningsströmmar för de olika driftförhållandena. Vidare behövs uppgifter om ledningslängder och ledningars kapacitiva strömbidrag samt märkdata för nollpunktsreaktor, nollpunktsresistor, transformator och eventuell utlokaliserad spole.

### **1.1 Bakgrund**

I Uddevalla Energi Elnät AB:s (nedan kallat Uddevalla Energi) elnät finns fem mottagningsstationer (M1-M5) med två 40/10 kV transformatorer i respektive station. Varje transformator matar en separat 10 kV samlingsskena med utgående radiella ledningar. Transformatorer, samlingsskenor samt utgående radialer är försedd med reläskydd och brytare. Stora delar av 10 kV nätet är slingmatat. Ett slingmatat nät ger möjligheter till reservmatningar, något som måste tas hänsyn till vid utformande av selektivplaner.

I Uddevalla Energis elnät har det under de senaste åren skett stora förändringar i form av kablifiering av luftledningsnät och etablering av nya industri- och bostadsområden. Detta har medfört att nya selektivplaner behöver upprättas. Under de kommande åren kommer ytterligare delar av elnätet att byggas om, därför behöver företagets felbortkopplingsfilosofi uppdateras och förtydligas. Vidare behövs fungerande metoder och beräkningsinstruktioner för hur reläskydden ska koordineras.

### **1.2 Översikt över tidigare arbeten**

Uddevalla Energi har för respektive mottagningsstation upprättade driftinstruktioner [3], dessa innehåller bland annat befintliga selektivplaner och reläskyddsinställningar.



Driftinstruktionerna har studerats i syfte att erhålla kunskap om hur skyddssystemet är uppbyggt.

Uddevalla Energi har för avsikt att kablifiera större delen av 10 kV nätet i syfte att skapa ett driftsäkrare elnät. Kablifiering av elnätet medför förändrade systemegenskaper, vilka måste beaktas vid utformandet av nya selektivplaner.

Angående de förändrade systemegenskaperna har två examensarbeten från Högskolan Trollhättan/Uddevalla, numera Högskolan Väst, studerats. Det ena behandlar problematiken med den resistiva strömkomponent som uppkommer vid jordfel i kablar, vilken ger problem vid detektering av jordfel i ledningarna [4]. Storleken på den resistiva strömkomponenten blir framförallt ett problem på utledningar längre än 20 km. En metod att reducera den resistiva strömkomponenten är utlokalisering kompensering, det vill säga transformatorer med utjämningslindning och spole i nätstationerna.

Det andra examensarbetet som studerats behandlar utlokalisering och vilka förändringar i felspänning och felström dessa medför [5]. Det är framförallt den ökade resistansen i de utlokalisering nollpunkterna som påverkar mätstorheterna och därmed förändrar förutsättningarna att detektera jordfel på ledningarna.

### **1.3 Mål**

Målet med arbetet är att upprätta selektivplaner för Uddevalla Energis högspänningsnät samt mottagningsstationernas transformatorer och därmed erhålla uppgifter för koordinering av reläskydd samt identifiera sårbara punkter. I första hand ska en metod utvecklas som möjliggör och förenklar arbetet med att upprätta selektivplaner för hela högspänningsnätet, metoden är även tänkt att användas vid fortsatta ombyggnader av elnätet. Den utvecklade metoden ska utgöras av mallar och beräkningsinstruktioner samt en felbortkopplingsfilosofi som utvecklas tillsammans med företaget. Mallarna består av beräkningsdokument uppförda i Microsoft Excel.

### **1.4 Avgränsningar**

Den utvecklade metoden är utformad enligt de kriterier som nämns i inledningen, metoden är dock inte generell utan anpassad till Uddevalla Energis elnät. Arbetet begränsas till att omfatta två av mottagningsstationerna, M1 och M4, med underliggande högspänningsnät, i mån av tid utökas omfattningen till övriga mottagningsstationer. Anledningen till att dessa två mottagningsstationer valts är att elnätet tillhörande M1 till största delen består av stadsnät, medan elnätet tillhörande M4 till största delen består av landsbyggsnät.

Arbetet omfattar inte företagets 40 kV-nät, effektkondensatorbatterier, återinkopplingsautomatik, nätstationer, abonnentstationer eller lågspänningsnät. 40/10 kV transformatorernas olika vakter behandlas inte i studien. Produktionskällor

som ingår i elnätet omfattas inte heller av arbetet. Mellan M1 och kraftvärmeverket går dubbla parallella ledningar, dessa är försedda med nyligen installerade längsdifferentialskydd och omfattas därför inte av detta arbete.

## **2 Metod**

Kortslutningsberäkningar utförs i beräkningsprogrammet Rakel vilket är det beräkningsprogram som används av Uddevalla Energi för att utföra nätberäkningar. Framräkning av reläskyddens funktionsvärden utförs genom att kortslutningsvärden, transformatoromsättningar med mera förs in i upprättade beräkningsdokument som skapats i Microsoft Excel. För varje mottagningsstation skapas fyra beräkningsdokument, ett för överströmsberäkningar (utgående ledningar), ett för överströmsberäkningar (transformatorer) samt två för jordströmsberäkningar (ett per transformator). Som referens finns driftinstruktioner [3] där befintliga selektivplaner ingår, provningsprotokoll för reläskydd samt en, som en del i detta arbete, utvecklad felbortkopplingsfilosofi. Som grund till felbortkopplingsfilosofin ligger myndigheternas krav på hur en starkströmsanläggning ska vara utförd, dessa krav sammanfattas i inledningen.

## **3 Kontrollanläggningsuppbyggnad**

### **3.1 Felbortkopplingsystem**

Kontrollanläggningen kan delas in i olika delar där felbortkopplingsystemet är en del [6]. Övriga delar är hjälpkraftssystem, manöver- och indikeringssystem, signalsystem, larmsystem och registreringssystem.

I felbortkopplingsystemet är reläskydd och vakter den övervakande och feldetekterande utrustningen. Reläskyddet övervakar en viss anläggningsdel och vid detekterat fel skickar skyddet en impuls till brytaren för fränkoppling. Alternativt skickar skyddet en signal till manöver och indikeringssystemet.

Felbortkopplingsystem omfattar alla delar som krävs för bortkoppling av ett fel där objektbundna reläskydd utgör huvuddelen. Utöver reläskydd består felbortkopplingsystemet av mättransformatorer som transformerar primära storheter till sekundära mätstorheter och utlösningsskretsar. För att komplettera hela den kedja som krävs för bortkoppling behövs brytare, likströmssystem och kablage. Skulle någon av dessa delar saknas eller ej fungera leder detta till en utebliven funktion. En utebliven funktion är allvarlig då den leder till ökad risk för skador på människor, djur och anläggningar. Det allvarligaste fallet är när fel i elkraftsystemet överhuvudtaget inte kopplas bort och för att undvika detta ska det alltid finnas reservskydd.

Felbortkopplingsystemet består även av olika automatiker. En av dessa är återinkopplingsautomatiken [2]. Återinkopplingen är objektbunden och placeras vid respektive reläskydd. Vid fel sänder reläskydd signal till brytare för bortkoppling. Efter en förutbestämd tid utförs en återinkoppling. Om ett överslag orsakas av ett blixtnedslag uppstår en ljusbåge i felstället. Ljusbågen släcks då ledningen fränkopplas och luften i felstället avjoniseras, när ledningen sedan återinkopplas är ledningen felfri. Ledningsfel orsakade av åska är i de flesta fall av typen övergående fel. Om felet efter återinkoppling kvarstår kopplas återigen ledning från och återinkopplingsautomatiken blockeras, detta kallas definitivutlösning. Kvarstående fel kräver att felbehäftad anläggningsdel tas ur drift för åtgärd.

### **3.2 Reläskydd**

De första reläskydden byggde på elektromekanik med rörliga elektromagnetiska delar som spolar och ankare [2]. Det är denna äldre typ av skydd som gett namnet ”reläskydd”. I moderna skydd är de flesta funktioner datoriserade med undantag för utgångskontakter där reläer fortfarande används. På 60-talet utvecklades, med hjälp av dioder och transistorer, statiska skydd. Numeriska skydd började utvecklas på 80-talet och bygger på mikroprocessorteknik. Numeriska skydd innebär stora fördelar då inställningsmöjligheterna är stora, till exempel kan kompensering för transformatoromsättning vid differentialskydd göras direkt i skydd utan

mellantransformatorer. Ökade inställningsmöjligheter ställer dock större krav vid installation och konfiguration av skydden. I numeriska skydd är många av kontrollanläggningens övriga funktioner integrerade, till exempel händelse- och störningsskrivare som ingår i registreringssystemet [6].

För att kunna avgöra ett skydds eller ett skyddstegs funktion benämns skydden efter deras karaktär och den feltyp som de övervakar [2,6]. Skydd utan avsiktlig fördröjning benämns momentant skydd, till exempel momentant kortslutningsskydd. Benämningen tidsfördröjt skydd innebär skydd med avsiktlig fördröjning, till exempel tidsfördröjt överlastskydd. Anledningen till att använda tidsfördröjning kan bland annat vara att uppnå selektivitet mot andra skyddssteg eller att undvika obefogade bortkopplingar vid självläkande fel. Skydd som endast fungerar för fel i en bestämd riktning från relästaten benämns riktat skydd, till exempel riktat jordströmsskydd.

Felbortkopplingstid är den tid som går från det att ett fel inträffar tills det är bortkopplat. Felbortkopplingstiden består av reläskyddstid samt bryartid [2]. Momentan bortkoppling av fel är ej möjlig, detta på grund av att reläskyddet och brytaren behöver tid för att reagera. Normal felbortkopplingstid för momentant steg är 0,08-0,10 sekunder [6].

För att fungera behöver ett reläskydd matningsstorheter, detta är en ”elektrisk storhet som ensam eller tillsammans med andra tillförs ett relä” [2] och kan vara ström och/eller spänning. Den påverkande storheten är en ”elektrisk storhet avsedd att bestämma ett reläs arbetssätt” [2]. När den påverkande storheten är lika med funktionsvärdet ger reläskyddet, efter eventuell tidsfördröjning, signal till brytaren för bortkoppling. Signalen kvarstår tills reläskyddet erhåller återgångsvärdet. Återgångsvärdet är det värde vid vilket reläskyddet återgår till felfritt läge och signalen till brytaren återställs. Kvoten mellan återgångsvärdet och funktionsvärdet benämns återgångsförhållande och uttrycks vanligen i procent. Återgångsförhållandet för de olika reläskydden skiljer sig åt. För elektromekaniska reläskydd är återgångsvärdet cirka 75 %, för statiska reläskydd är det cirka 95 % och för numeriska reläskydd cirka 99 %.

På grund av till exempel åldrade komponenter, omsättningsfel i mättransformatorer eller bristande noggrannhet i reläskalor överensstämmer inte alltid ett reläskydds funktionsvärde med inställt värde [2,6]. Det är därför viktigt att kontinuerligt utföra underhåll på reläskydden. Allmänt vedertagna underhållsintervall för de olika skydden är för: elektromekaniska skydd 1-2 år, statiska skydd 2-4 år och för numeriska skydd 4-8 år.

### **3.2.1 Överströmsskydd**

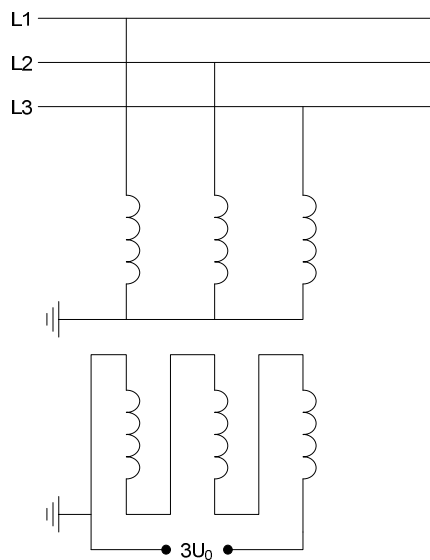
Överströmsskydd mäter i felfritt tillstånd belastningsströmmen [2]. Eftersom skyddet inte får lösa ut för denna ström kommer belastningsströmmen begränsa

inställningsmöjligheterna. Vid beräkning av funktionsvärdet måste hänsyn tas till återgångsvärdet som måste ligga över högsta förekommande belastningsström.

### 3.2.2 Jordströmsskydd

Symmetriska komponenter (plusföljd, minusföljd och nollföljd) kan användas för att beskriva trefassystemets strömmar och spänningar [2]. Nollföljd uppträder endast vid jordfel. Genom att mäta nollföljdsspänning och nollföljdsström kan reläskydden detektera jordfel.

Nollföljdsspänningen erhålls genom att koppla sekundärlindningarna till en trefas spänningstransformator i öppen deltakoppling (se figur 3.1).



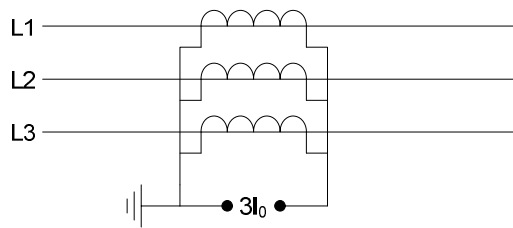
Figur 3.1 Spänningstransformatorer kopplade i öppen deltakoppling.

Genom att koppla sekundärlindningarna enligt figur 3.1 erhålls summaspänningen,  $3U_0$ . I felfritt tillstånd är summaspänningen noll.

Nollföljdsspänningen tecknas:

$$3U_0 = U_{L1} + U_{L2} + U_{L3} \quad (1)$$

Nollföljdsströmmen uppmäts genom att sekundärlindningarna hos en trefas strömtransformator kopplas i summaströmskoppling (se figur 3.2).



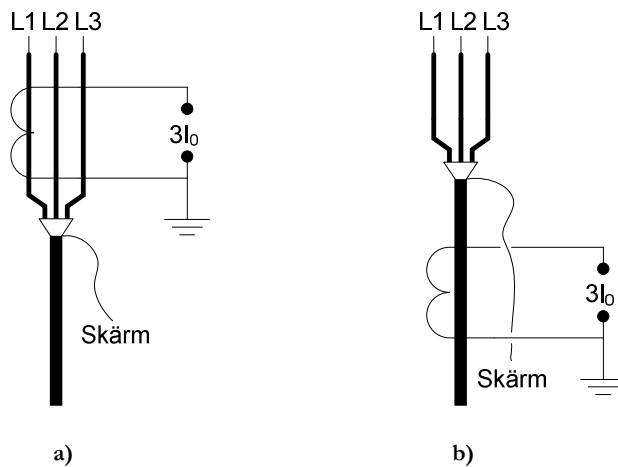
Figur 3.2 Summaströmkopplade strömtransformatorer.

Kopplingen av de tre sekundärlindningarna enligt figur 3.2 ger summaströmmen,  $3I_0$ . Summaströmmen är vid felfritt tillstånd noll.

Nollföljdsströmmen tecknas:

$$3I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3} \quad (2)$$

Summaströmmen kan också mätas genom att använda en kabelströmtransformator som omsluter alla tre faser (se figur 3.3). För att inte påverka summaströmmen är det viktigt att skärmen inte leds genom transformatorn. Där det är oundvikligt måste skärmen återledas genom kabelströmtransformatorn.



Figur 3.3 Nollföljdsström med kabelströmtransformator: a) visar exempel på där skärmen inte leds genom transformator och b) visar exempel på där skärmen leds genom transformator och behöver återledas.

Ett riktat ledningsskydd för jordström använder både summaspänning och summaström. Summaströmmen är den påverkande storheten medan riktningen fastställs genom att reläskyddet jämför vinkeln mellan summaströmmen och summaspänningen, via detta kan reläskyddet avgöra om jordfelet inträffat på den skyddade ledningen.

Nollpunktsspänningsskydd använder summaspänningen för att mäta in jordfel [2]. Vid normal drift är summaspänningen liten. När ett jordfel uppstår ökar spänningen.

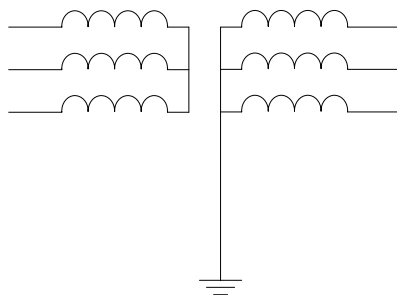
När spänningen når inställt värde och tidsfördröjning räknats ner sänder skyddet signal till aktuell brytare för bortkoppling.

### 3.3 Systemjordning

Angående jordning är det viktigt att skilja på skyddsjordning och systemjordning. Med skyddsjordning avses ”jordning av ledande del, som inte tillhör spänningsförande delar, för att skydda personer mot elchock” [7]. Systemjordning innebär ”jordning av en punkt i en aktiv krets, erforderlig för riktig drift av utrustning och transformatorstationer” [7].

Det finns olika metoder för att förbinda transformatorers nollpunkt med jord. Vilken metod som används avgörs bland annat utifrån nätets spänningsnivå och begränsning av jordfelsström.

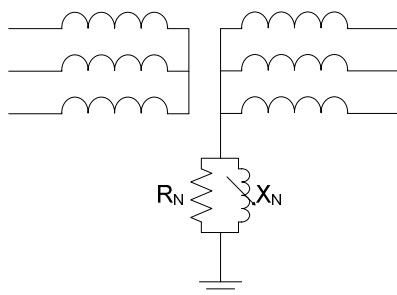
Direktjordad nollpunkt (se figur 3.4) används i Sverige för lågspänningsnäten och för högspänningsnät med spänning 130 kV och däröver [8].



Figur 3.4 Direktjordat system.

Felströmmarna vid jordfel i direktjordade system blir stora. Detta underlättar, då snabb bortkoppling av enpoliga jordfel önskas.

I icke direktjordade system har kapacitiva strömmar stor betydelse. För högspänningsnät 6-70 kV jordas vanligen nollpunkterna via en reaktor (så kallad Petersenspole) med en resistor parallellt kopplad (se figur 3.5).



Figur 3.5 Reaktansjordat system med parallellkopplad resistor.



Reaktorn justeras så att dess ström vid jordfel kompenserar den kapacitiva komponent av jordslutningsströmmen som uppstår vid ett enpoligt jordfel till önskad snedavstämning, detta kallas för avstämning av elnätet [9,10]. Teoretiskt går avstämning ut på att reducera elnätets admittans, sett från felstället, till ett minimum genom att eliminera den reaktiva komponenten. Nollpunktsresistorns uppgift är att, i felbehäftad ledning, skapa en begränsad och väldefinierad jordfelsström och på så vis möjliggöra känslig och selektiv bortkoppling av jordfel.

### **3.4 Felstorheter**

I trefassystem kan överslag mellan faser och mellan faser och jord ske på följande sätt: trefasig kortslutning, trefasig jordslutning, tvåfasig kortslutning, tvåfasig jordslutning, enfasig jordslutning samt tvåfasig kortslutning med samtidig enfasig jordslutning [2]. Storleken på felströmmen är beroende på typen av fel, nätkonfiguration och felresistans.

Trefasig kortslutning och trefasig jordslutning ger den största felströmmen. Den trefasiga kortslutningsströmmen är beroende av tillgänglig kortslutningseffekt och används för inställning av kortslutningsskydd. Strömmen avtar med avståndet från matningspunkten. Även den tvåfasiga kortslutningsströmmen är beroende av tillgänglig kortslutningseffekt och eftersom denna är mindre än den trefasiga kortslutningsströmmen är det oftast denna som används för att bestämma räckvidden för ett överströmsskydd. Storleken på strömmarna vid jordfel avgörs av systemjordningens karaktär samt eventuellt övergångsmotstånd i felet. Direktjordade system ger de största strömmarna vid jordfel, en enfasig jordslutning ger en felström i samma storleksordning som en tvåfasig kortslutning. I högimpedansjordade system regleras jordfelsströmmens storlek av nollpunktens uppbyggnad.

## **4 Uddevalla Energis elnät**

### **4.1 Allmänt**

Uddevalla Energis elnät består av 40 kV och 10 kV högspänningsnät samt 0,4 kV lågspänningsnät. Företaget har även sex produktionskällor, fem vattenkraftstationer med en sammanlagd installerad effekt om 2 MW samt ett avfallseldat kraftvärmeverk med en installerad effekt om 10 MW.

#### **4.1.1 40 kV**

Det av Uddevalla Energi ägda 40 kV nätet består av cirka 16 km luftledning och fem mottagningsstationer med transformatorer och ställverk. Det egna nätet matar M1, M2 och M5. Stationerna M3 och M4 matas av en 40 kV ledning som ägs av annat nätbolag. Samtliga 40 kV ledningarna matas från en 130/40 kV station belägen strax utanför Uddevalla (se bilaga A).

#### **4.1.2 10 kV**

10 kV nätet består av cirka 110 km luftledning och 370 km markkabel. Nätet innehåller cirka 500 nätstationer för transformering 10/0,4 kV. Det förekommer både mark- och stolpstationer med transformatormärkeffekter från 50 kVA till 800 kVA. Transformatorerna skyddas i de flesta fall på högspänningssidan av säkringar, men det förekommer även att transformatorerna skyddas av reläskydd och brytare.

#### **4.1.3 Lågspänning**

I lågspänningsnätet finns både luft- och markkabel samt kabelskåp. Kabelnätet är uppbyggt av lågspänningskablar och serviskablar. Lågspänningskablar är förlagda mellan nätstationer och kabelskåp samt mellan de olika kabelskåpen. Serviskablar är förlagda mellan kabelskåpen och kundernas anslutningspunkter.

## **4.2 Mottagningsstationerna**

I elnätet finns fem mottagningsstationer med två transformatorer i varje, där transformering 40/10 kV sker. Varje transformator matar en separat 10 kV samlingskena med utgående radiella ledningar. Transformatorer, samlingskenor samt utgående ledningar är försedda med reläskydd och brytare.

### **4.2.1 Transformatorer**

I mottagningsstationerna är transformatorernas nollpunkter på nedsidan jordade över en reaktor parallellt med en resistor enligt figur 3.5.

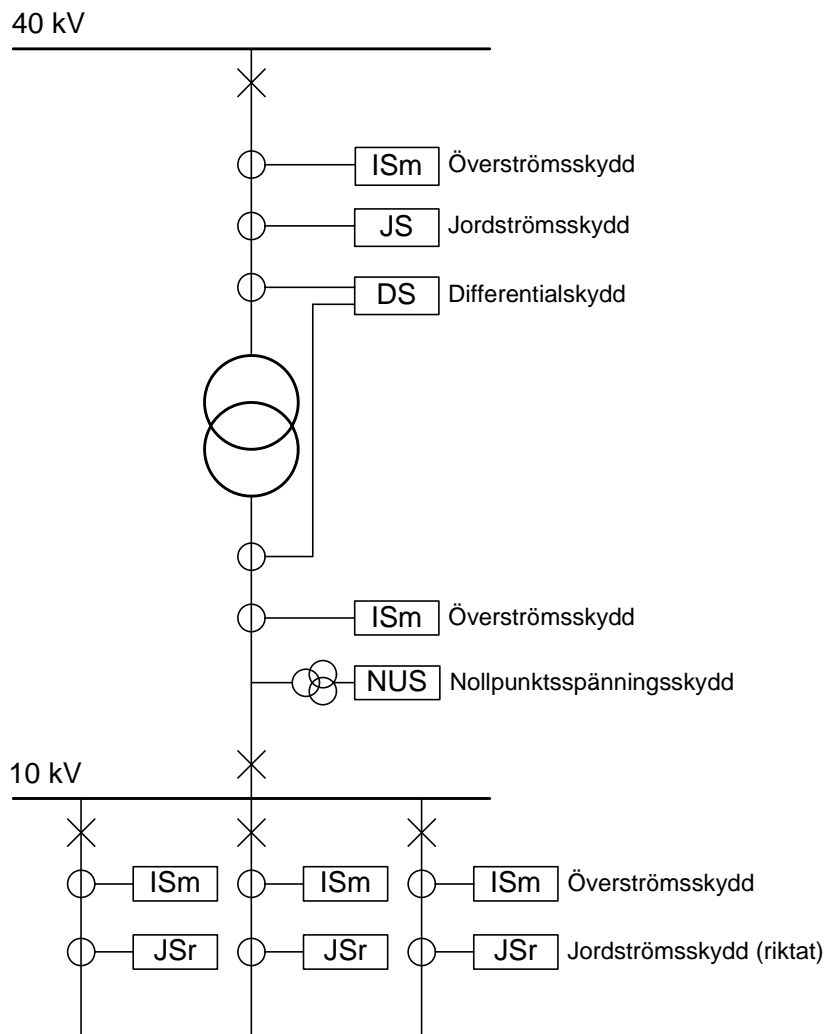
De mottagningsstationer som behandlas i detta arbete är försedda med automatik för avstämning av reaktorn vilken justerar inställningen till önskad snedavstämning. I Uddevalla Energis elnät eftersträvas en överkompensering om 2 A.

Alla mottagningsstationerna var vid uppförande av dessa försedda med nollpunktsautomatik. Nollpunktsautomatiken kopplar vid jordfel ur nollpunktsresistorn en tid för att låta nollpunktsreaktorn försöka släcka ljusbågen som uppstått, om jordfel kvarstår då nollpunktsresistorn åter kopplas in mäter aktuellt reläskydd in felet och skickar signal till brytare för bortkoppling [2]. Automatiken har visat sig vara ej tillförlitlig och kan vid utebliven återinkoppling av nollpunktsresistorn göra att linjen blir oskyddad mot jordfel och därmed inte uppfyller de krav som ställs på en starkströmsanläggning. I kabelnät fyller nollpunktsautomatiken ingen funktion.

Uddevalla Energi har för avsikt att ta bort nollpunktsautomatiken i samtliga mottagningsstationer, detta arbete har påbörjats.

### 4.3 Skyddsbestyckning

Transformatorer och utgående ledningar är bestyckade med skydd enligt figur 4.1. Samtliga reläskydd i Uddevalla Energis elnät är av typen numeriska skydd.



Figur 4.1 Skyddsbestyckning för mottagningsstationernas transformatorer och utgående ledningar.

Om ett skydd inte skulle fungera måste det finnas reservskydd. Reservskydd för överströms- och jordströmsskydd på 40 kV-sidan utgörs av ledningsskydd i matande station. Överströmsskydd på 40 kV-sidan fungerar som reserv för överströmsskydd på 10 kV-sidan som i sin tur fungerar som reservskydd för utgående ledningars skydd. Nollpunktsspänningsskydd utgör reserv för utgående ledningars jordströmsskydd.

Transformatorerna i M4 är, på grund av deras storlek, ej bestyckade med differentialskydd, i övrigt är bestyckningen den samma för de två mottagningsstationerna. Transformatorer med märkeffekt om 10 MVA eller mindre bestyckas normalt inte med differentialskydd.

## 4.4 Befintliga reläskyddsinställningar

### 4.4.1 Transformatorer och samlingsskenor

Nedan används för överströmsskyddens olika steg beteckningarna ISm1 och ISm2. ISm1 betecknar kortslutningsskydd, en vanlig beteckning för detta steg är I>>. ISm2 betecknar överlastskydd, en vanlig beteckning för detta steg är I>.

I tabell 4.1 redovisas de befintliga reläskyddsinställningarna för transformatorerna och samlingsskenorna i M1 och M4. I tabellen anges mom. som funktionstid, med detta menas ett skyddsteg utan avsiktlig fördröjning.

Tabell 4.1 Befintliga inställningar gällande överströmsskydd för transformator och samlingsskena.

Station, transf.	Transformator				Samlingsskena			
	ISm1 [A]	t [s]	ISm2 [A]	t [s]	ISm1 [A]	t [s]	ISm2 [A]	t [s]
M1, T1	4000	mom	520	1,30	4000	0,15	3750	1,20
M1, T2	4000	mom	520	1,30	4000	0,15	3750	1,20
M4, T1	1500	mom	200	1,30	2460	0,15	2400	1,20
M4, T2	1500	mom	200	1,30	2460	0,15	2400	1,20

I tabell 4.2 visas befintliga inställningar för nollpunktsspänningsskydden i de två mottagningsstationerna.

Tabell 4.2 Befintliga inställningar för nollpunktsspänningsskydd.

Station, transf.	Funktionssteg 1		Funktionssteg 2		20 kohm	
	U <sub>0</sub> [V]	t [s]	U <sub>0</sub> [V]	t [s]	U <sub>0</sub> [V]	t [s]
M1, T1	1900	4,0	1900	5,0	200	100
M1, T2	1900	4,0	1900	5,0	200	100
M4, T1	1900	4,0	1900	5,0	200	100
M4, T2	1900	4,0	1900	5,0	200	100

#### 4.4.2 Ledningsskydd

Generella inställningar för utgående ledningar i M1 är för ISm1 1200 A och för ISm2 300 A. Dessa inställningar gäller med några få undantag, för fullständig redovisning av reläskyddsinställningar se bilaga B. Funktionstiderna är för ISm2 1,0 sekunder. För ISm1 eftersträvas momentan bortkoppling av fel.

I station M4 är reläskydden generellt inställda på 750 A för ISm1 och 200 A för ISm2. Även i denna station förekommer det vissa undantag från de generella inställningarna, inställningar redovisas fullständigt i bilaga C. Funktionstiderna är de samma som för M1.

I tabell 4.3 redovisas befintliga inställningar för jordströmsskydden i de två mottagningsstationerna.

Tabell 4.3 Befintliga inställningar för jordströmsskydd .

Station, transf.	JSr [A]	t [s]
M1, T1	1,00	1,5
M1, T2	1,00	1,5
M4, T1	0,90	1,5
M4, T2	0,90	1,5

## **5 Skyddsfilosofi**

Som en del i detta arbete har en felbortkopplingsfilosofi för Uddevalla Energis högspänningsnät utvecklats. Nedan följer ett utdrag ur den utvecklade felbortkopplingsfilosofin.

### **5.1 Allmänt**

Att utforma en starkströmsanläggning som aldrig drabbas av fel är, om ens tekniskt möjligt, inte ekonomiskt försvarbart. Dessa fel kan orsakas av väderförhållanden, tekniska brister i utrustningen, felaktiga åtgärder från drift- och underhållspersonal och åverkan.

Det fundamentala kravet som ställs på skyddssystemet är hög tillförlitlighet. Vid bestämmande av reläskyddens funktionsvärden måste därför känsligheten ställas mot tillförlitligheten. Om ett skydd ställs in för känsligt/okänsligt ökar risken för obefogade/uteblivna funktioner vilket påverkar tillförlitligheten.

Generellt gäller att skyddssystemet byggs upp enligt enkelfelskriteriet. Om ett skydd inte fungerar, ska det finnas andra skydd som utför felbortkopplingen. Skyddssystemet konfigureras så att det inte aktiveras vid de normala förändringar av belastningsströmmen som kan uppstå vid omkopplingar i nätet. Vidare ska skyddssystemet utformas så att selektiv felbortkoppling erhålles.

Vid utformande av kraftsystemets skyddsfilosofi är det viktigt att ta reda på vilka anläggningsdelar som brukar drabbas av fel, vad som orsakar dessa fel, hur ofta felen inträffar och av vilken typ dessa fel är [2]. För att kontrollera felbortkopplingsystemets funktion är det viktigt att följa upp oselektiva, obefogade och uteblivna bortkopplingar.

Funktionsvärdet för överströmsskyddens olika steg är i de flesta fall ett värde mellan två villkor, undantaget ISm1 för transformator och samlingsskena. På grund av hur de olika anläggningarna är uppbyggda kan det i vissa fall vara omöjligt att hitta ett värde som uppfyller båda villkor, i dessa fall måste en avvägning göras om vilket villkor som ska uppfyllas.

Ekvationer som nedan anges för reläskyddsinställningar är inte alltid absoluta och precisa, egna bedömningar kan behöva göras i enskilda fall.

### **5.2 Selektivitet**

Med selektivitet menas att, utefter upprättad selektivplan, endast felbehäftad anläggningsdel kopplas bort vid fel. Selektivitet kan frambringas på fyra olika sätt: funktions-, tids-, riktning- eller absolut selektivitet [2]. Funktionsselektivitet innebär att skyddens funktionsvärden ställs selektivt mot varandra, tidsselektivitet innebär att selektiviteten grundas på skyddens funktionstider, med riktningselektivitet menas att

skydden kan spåra riktningen till felet samt med absolut selektivitet avses skyddens förmåga att, med momentan bortkoppling, fungera för fel endast på det egna skyddsobjektet, till exempel längsdifferentialskydd. Vanligt är att funktionsselektivitet kombineras med tids- och/eller riktningselektivitet.

Vid upprättande av selektivplaner måste den ofrånkomliga fördröjningen av funktionstiden för reläskydden samt brytarna beaktas.

### 5.3 Ledningsskydd

Utgående radialledningarna i mottagningsstationerna är försedda med oriktade överströmsskydd och riktade jordströmsskydd. Inställningsvärden för ledningsskydd bestäms med hjälp av data som erhålls ur beräkningsprogrammet (Rakel) i kombination med olika säkerhetsmarginaler. Ekvationer för uträkningar följer nedan.

#### 5.3.1 Överströmsskydd ledningar

Som kortslutnings- och överlastskydd för de utgående radialledningarna används överströmsskydd med två funktionssteg, ISm1 och ISm2.

ISm1 ska detektera kortslutningar längs hela ledningen samt vara strömselektivt för kortslutningar på lågspänningssidan [13]. För ISm1 eftersträvas momentan bortkoppling av fel.

Beräkning av ISm1:

$$1,2 \times I_{k3ned} \leq ISm1 \leq 0,7 \times I_{k2min} \quad (3)$$

där

$I_{k3ned}$  är maximal trefasig kortslutningsström på lågspänningssidan av underliggande transformator hänförd till högspänningssidan

$I_{k2min}$  är minsta förekommande felström vid tvåfasig kortslutning på ledning vid normaldrift.

För att undvika bortkoppling av ledning på grund av fel på lågspänningssidan används i ekvation (3) faktorn 1,2 som marginal mot den från lågspänningssidan hänförd trefasiga kortslutningsströmmen. Utgående ledningar på lågspänningssidan skyddas av separata säkringar.

För att undvika uteblivna felbortkopplingar ökas räckvidden genom att reducera värdet på den tvåfasiga kortslutningsströmmen i ekvation (3) med faktorn 0,7.

ISm2 skyddar anläggningen mot överlast även vid eventuell reservdrift [13]. Funktionstiden för detta steg sätts till 1,0 sekunder. Dimensionerande maxlast för en ledning begränsas av så kallade trånga sektioner. Orsaker till trånga sektioner kan vara klena ledareareor eller att maxlasten begränsas av strömtransformator.

Beräkning av ISm2:

$$1,2 \times I_{bel} \leq ISm2 \leq I_{dim} \quad (4)$$

där

$I_{bel}$  är maximal belastningsström på ledningen vid normaldrift eller vid eventuell reservdrift

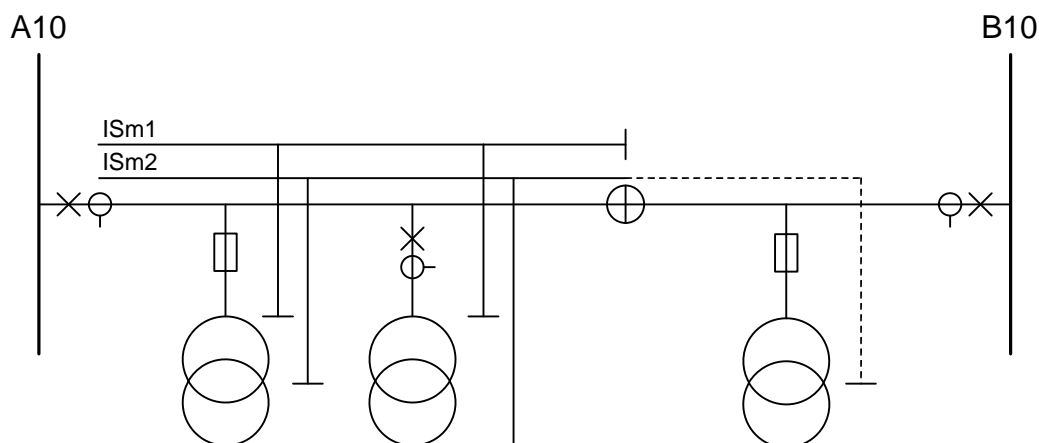
$I_{dim}$  är dimensionerande maxlast.

För att skapa marginal mot maximal belastningsström multipliceras denna med faktorn 1,2 i ekvation (4).

I de fall då det på aktuell ledning finns nätstationer med transformatorer skyddade av reläskydd och brytare måste inställt värde för ISm2 vara mindre än den tvåfasiga kortslutningsströmmen på lågspänningssidans samlingsskena hänfört till 10 kV-sidan. Detta för att fungera som reservskydd för nätstationens reläskydd. I de fall transformatorerna skyddas av säkringar behöver detta villkor inte uppfyllas.

Vid bestämning av maximal belastningsström på ledning ska speciell uppmärksamhet ägnas åt onormala kopplingar i nätet i samband med reservmatning av angränsande nätdelar. I slingmatade nät kan reservkopplingar i samband med fel göra att en ledning blir mycket lång. För att bibehålla ett fullgott anläggningsskydd är det därför viktigt att begränsa möjligheterna till reservkoppling i form av tydliga instruktioner.

I figur 5.1 visas i ett principschema räckvidden för de två stegen från samlingsskena A10, principen är den samma för skyddet vid samlingsskena B10. Streckad linje avser räckvidden vid reservdrift.



Figur 5.1 Principschema för räckvidd, ledningsskydd.



### **5.3.2 Jordströmsskydd**

Förutsättningarna för olika anläggningars jordströmsskydd anges i starkströmsföreskrifterna (ELSÄK-FS 2008:1) 5 kap. Särskilda säkerhetskrav för högspänningsanläggningar [1]. Nedan följer ett utdrag ur denna föreskrift.

3 § En högspänningsanläggning i ett icke direktjordat system ska vara utförd så, att en- eller flerpoliga jordslutningar kopplas ifrån snabbt och automatiskt. Undantag gäller för en anläggning för högst 25 kV nominell spänning som inte innehåller någon luftledning. En sådan anläggning får vara utförd så, att en enpolig jordslutning enbart signaleras automatiskt.

4 § För en högspänningsanläggning i ett icke direktjordat system i vilken det ingår

- en friledning i förstärkt utförande,
- en friledning med plastbelagda ledare eller,
- en luftledning utförd med kabel utan metallmantel eller skärm ska jordfelsskydden ha högsta möjliga känslighet vid detektering av jordfel. Reläfunktionen för fränkoppling ska vara säkerställd för resistansvärden upp till 5 000 ohm.

5 § För en högspänningsanläggning i ett icke direktjordat system för högst 25 kV nominell spänning, i vilken det ingår luftledningar av något annat slag än vad som anges i 4 §, ska jordfelsskydden vara anordnade så, att reläfunktionen för fränkoppling är säkerställd för resistansvärden upp till 3 000 ohm. Inom områden som inte omfattas av detaljplan får en sådan anläggning innehålla ett fåtal spann friledning med plastbelagda ledare.

Mot jordfel skyddas Uddevalla Energis ledningar av riktningselektiva jordströmsskydd, JSr. Uddevalla Energi har valt att ställa in alla ledningsskydd, oberoende av ledningsuppbyggnad, enligt det känsligare kravet i starkströmsföreskrifterna, 5 000 ohm. För att erhålla riktning på jordfelsströmmen jämförs vinkeln på uppmätt jordfelsström med vinkeln på summaspänningen. Summaspänningen mäts på respektive 10 kV samlingskena och kallas i detta fall frivningsspänning. Funktionstiden för detta steg ställs in på 1,5 sekunder. Anledningen till att momentan bortkoppling av fel inte eftersträvas, är för att undvika obefogad bortkoppling av självläkande fel. Självläkande fel kan till exempel vara ett träd som tillfälligt blåser på en ledning.

Storleken på strömmen vid enpolig jordslutning, summaströmmen, ger inställningsvärde för jordströmsskydden. Storleken på summaströmmen beror på eventuell resistans i felstället i kombination med nollpunktsmotstånd och snedavstämning [11].

Beräkning av jordfelsström vid enfasigt jordfel:

$$I_j = \frac{3U_f}{Z_0 + 3R_f} \quad (5)$$

$$Z_0 = \frac{1}{\frac{1}{3R_N} + \frac{1}{3jX_N} + \frac{1}{-jX_C}} \quad (6)$$

där

$I_j$  är jordfelsström

$U_f$  är fasspänning

$Z_0$  är nollföljdsimpedans

$R_f$  är övergångsresistans

$R_N$  är nollpunktsmotståndets resistans

$X_N$  är nollpunktsreaktors induktiva reaktans

$X_C$  är elnätets kapacitiva reaktans till jord.

Elnätets kapacitiva reaktans till jord bör inkludera nollföljdsimpedanser för eventuell utlokaliserad spole samt, om kompenseringströmmar överstiger 20 % av transformatorns märkström, transformator [12].

Frigivningsspänningen ges en känsligare inställning än jordfelsströmmen (högre övergångsresistans), när villkoret för jordfelsström uppfylls ska villkoret för frigivning redan vara uppfyllt [11].

Beräkning av frigivningsspänning vid enpoligt jordfel:

$$U_{fri} = U_0 = U_f \times \frac{Z_0}{Z_0 + 3R_f} \quad (7)$$

där

$U_{fri}$  är frigivningsspänning

$U_0$  är nollpunktsspänning.

Uddevalla Energi har valt övergångsresistansen 7 000 ohm som villkor för frigivningsspänningen.

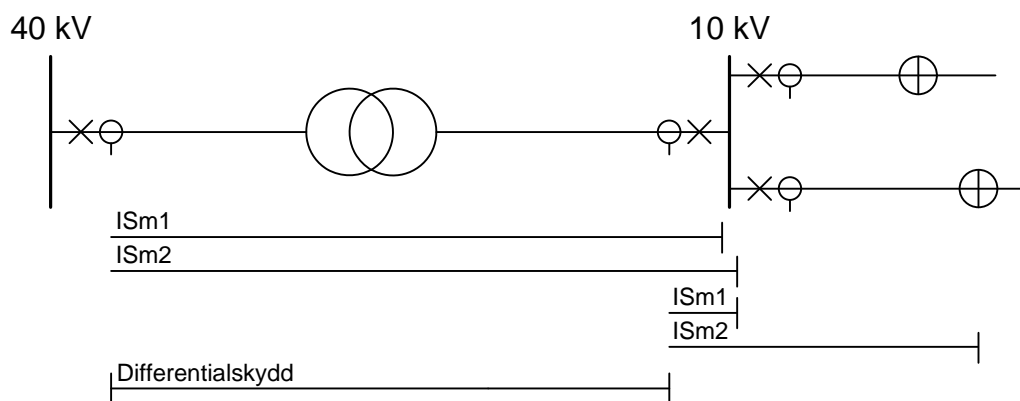
Utgående ledningar som genererar en kapacitiv ström om mer än 30 A bör kompletteras med en eller flera utlokaliserade spolar [12]. Utgående ledningar bör lämnas 30 A underkompenserade, kompensering för resterande kapacitiv ström sker i mottagningsstationen.

## 5.4 Transformator- och samlingskeneskydd

Skyddsbestyckningen skiljer sig åt för de olika mottagningsstationerna beroende på transformatorstorlek. I de två mottagningsstationer som behandlas i detta arbete är transformatorerna i M1 försedda med överströmsskydd, jordströmsskydd och differentialskydd. Transformatorerna i M4 är försedda med överströmsskydd och jordströmsskydd.

Samlingsskenorna är i båda stationerna bestyckade med överströmsskydd, jordströmsskydd och nollpunktsspänningsskydd.

I figur 5.2 åskådliggörs den tänkta räckvidden för differentialskyddet och överströmsskyddens olika steg. På grund av faktiska förhållanden och osäkerheten i indata är det, för överströmsskydden, svårt att få känsligheten så exakt.



Figur 5.2 Principschema för räckvidd, transformator- och samlingskeneskydd.

### 5.4.1 Överströmsskydd transformator

Som kortslutnings- och överlastskydd för transformator och samlingskenna används överströmsskydd i två funktionssteg, ISm1 och ISm2.

ISm1 ska skydda transformatorn mot kortslutningar samt vara strömselektivt mot samlingskennans kortslutningsskydd [13]. För ISm1 eftersträvas momentan bortkoppling av fel.

Beräkning av ISm1:

$$ISm1 \approx 1,2 \times I_{k2} \quad (8)$$

där

$I_{k2}$  är lägsta förekommande felström på 10 kV samlingskenna vid tvåfasig förekommande kortslutning, hänfört till transformatorns 40 kV-sida.

För att undvika att skyddet löser för fel på samlingsskenan multipliceras i ekvation (8) värdet på kortslutningsströmmen med faktorn 1,2.

ISm2 ska skydda transformatorn mot överlast samt fungera som reservskydd för samlingsskenan [13]. Funktionstiden ställs in på 1,4 sekunder för att uppnå tidsselektivitet mot samlingsskeneskydd.

Beräkning av ISm2:

$$1,4 \times I_{n1} \leq ISm2 \leq 0,8 \times I_{k2} \quad (9)$$

där

$I_{n1}$  är transformatorns märkström på 40 kV-sidan.

I ekvation (9) är faktorn 1,4 en marginal som tar hänsyn till transformatorns överlastbarhet, faktorn 0,8 är en säkerhetsfaktor som, för att undvika uteblivna bortkopplingar, ökar räckvidden.

#### 5.4.2 Överströmsskydd samlingsskena

ISm1 ska skydda samlingsskenan mot kortslutningar, detta steg blockeras från funktion av ISm1 för utgående ledningar [13]. Blockeringen är till för att säkerställa att ledningsskydd kopplar ifrån felbehäftad ledning innan samlingsskenan kopplas ifrån. Funktionstiden ställs in på 0,15 sekunder, detta för att blockering ska hinna träda i kraft.

Beräkning av ISm1:

$$ISm1 \approx 0,7 \times I_{k2\ 10} \quad (10)$$

där

$I_{k2\ 10}$  är lägsta förekommande felström på 10 kV samlingsskena vid tvåfasig kortslutning.

För att undvika uteblivna funktioner multipliceras kortslutningsströmmen med faktorn 0,7 i ekvation (10), genom detta ökas räckvidden för skyddet.

ISm2 fungerar som reservskydd för utgående ledningar vid normal driftläggning [13]. Funktionstiden ställs in på 1,2 sekunder, detta för att vara tidsselektivt mot utgående ledningars skydd.

Beräkning av ISm2:

$$1,4 \times I_{n2} < ISm2 \leq 0,8 \times I_{k2min} \quad (11)$$

där

$I_{n2}$  är transformatorns märkström på 10 kV-sida.

I ekvation (11) är faktorn 1,4 en säkerhetsfaktor som tar hänsyn till transformatorns överlastbarhet, faktorn 0,8 ökar räckvidden genom att reducera den tvåfasiga kortslutningsströmmen i den yttersta punkt där skyddet ska svara för bortkoppling.

### 5.4.3 Jordströmsskydd transformator

Funktionsvärde för transformators jordströmsskydd räknas ut enligt ekvationer (5,6) med 7 000 ohms övergångsresistans. Funktionstiden väljs med hänsyn till funktionstiden för matande lednings skydd. För att undvika att ledning kopplas från på grund av jordfel i underliggande transformator bör funktionstiden för transformatorns skydd vara kortare än den för ledningens skydd. Funktionstiden ställs till 1,2 sekunder.

### 5.4.4 Differentialskydd

Differentialskyddet är av typen absoluteselektivt skydd och skyddar transformatorn mot kortslutningar inom skyddsområdet. Skyddet arbetar enligt Kirchhoffs lagar om att vektorsumman av de strömmar som matar en krets ska vara noll. Skyddsområdet begränsas av skyddets matande strömtransformatorer. Vid elektriska fel utanför skyddsområdet ska skyddet förbli opåverkat. Skydden är stabiliserade mot 2:a och 5:e övertonen som uppträder vid transformatorinkopplingar respektive övermagnetisering.

Transformatorerna har variabel omsättning vilken regleras med lindningskopplare. På grund av lindningskopplaren kommer skyddet att mäta en skillnadsström som varierar med lindningskopplarens läge [2]. Skillnadsströmmen orsakad av lindningskopplaren måste tas hänsyn till vid inställning av skyddet. Vid yttre fel kan denna ström bli relativt stor. Skyddet är därför överströmsstabiliserat vilket innebär att den genomgående strömmen stabiliserar skyddet.

### 5.4.5 Nollpunktsspänningsskydd

Nollpunktsspänningsskyddet (NUS) är huvudskydd för jordfel på samlingskenan, NUS fungerar även som reservskydd för jordfel på utgående ledningar. NUS har tre funktionssteg.

Nollpunktsspänningsskyddet detekterar alla jordslutningar, med tillräcklig utbildningsgrad, oberoende av var i systemet felet inträffar [6].

Nollpunktsspänningen för de olika stegen räknas ut med ekvationer (6,7) med respektive stegs övergångsresistans.

För inställning av NUS är det vanligt att använda nollpunktsspänningens utbildningsgrad i förhållande till fasspänningen [11]. Utbildningsgraden anges i procent.

Beräkning av utbildningsgrad:

$$utb = \frac{U_0}{U_f} \times 100 \quad (12)$$

För steg 1 och 2 används en känslighet om 3 000 ohms övergångsresistans. Steg 1 kopplar från samlingsskenan med funktionstiden 4,0 sekunder. I de fall jordfelet befinner sig före samlingsskenans brytare kopplar steg 2 från transformatorn med funktionstiden 5,0 sekunder.

Funktionstiden för steg 1 och 2 väljs med hänsyn till selektiviteten mellan utgående ledningars jordströmsskydd och nollpunktsspänningsskyddet. Funktionstiden måste vara minst summan av funktionstiderna för två jordströmsskydd för att inte borkoppla samlingsskena eller transformator vid jordslutning på två utgående ledningar [6].

För steg 3 används en känslighet om 20 000 ohms övergångsresistans, detta steg svarar inte för bortkoppling utan endast signal. Funktionstiden för steg 3 ställs till 100 sekunder.

## 6 Selektivplaner

Selektivplanerna redovisas enligt Uddevalla Energis önskemål med enlinjeschema. Dessa enlinjescheman ger anvisningar om vilka värden skydden bör ställas in på och presenteras i bilaga D.

### 6.1 Uträkningar

För att genomföra uträkningar har ett antal beräkningsdokument skapats i Microsoft Excel. Uträkningarna i beräkningsdokumenten baseras på ekvation (3-12). Transformatorers märkdata, kortslutningsströmmar, ledningsdata m.m. hämtas ur beräkningsprogrammet (Rakel) för att sedan föras in i aktuellt dokument. I beräkningsdokumenten anges även rekommenderade inställningar för respektive skyddssteg, dessa rekommendationer baseras på uträttade beräkningar. För att underlätta för driftpersonal vid störningar eftersträvas generella inställningar per mottagningsstation. På grund av elnätets struktur är tillämpningen av generella inställningar inte alltid möjlig.

### 6.2 Redovisning av uträknade värden, överström

#### 6.2.1 Transformatorer och samlingskenor

I tabell 6.1 visas för de två mottagningsstationerna rekommenderade inställningar för överströmsskydden.

Tabell 6.1 Rekommenderade inställningar gällande överströmsskydd för transformator och samlingskena.

Station, transf.	Transformator				Samlingskena			
	ISm1 [A]	t [s]	ISm2 [A]	t [s]	ISm1 [A]	t [s]	ISm2 [A]	t [s]
M1, T1	2300	mom	600	1,40	4000	0,15	1900	1,20
M1, T2	2300	mom	600	1,40	4000	0,15	1900	1,20
M4, T1	1000	mom	500	1,40	2200	0,15	800	1,20
M4, T2	1000	mom	500	1,40	2200	0,15	800	1,20

#### 6.2.2 Utgående ledningar

Generella rekommenderade inställningar för utgående ledningar i mottagningsstation M1 är för ISm1: 1 200 A och för ISm2: 270 A. På grund av varierande anläggningsstruktur går dessa generella inställningar inte att använda för samtliga utgående ledningar. Rekommenderade inställningar för samtliga ledningar kan ses i bilaga D. Ledning L218 matar en abonnentstation, dessa omfattas inte av detta arbete. Parallella ledningar L550, L551 och L565, L566 är mot överlast och kortslutningar skyddade av längsdifferentialskydd, dessa är nyligen installerade och omfattas därför inte av detta arbete.

Generella rekommenderade inställningar för utgående ledningar i mottagningsstation M4 är för ISm2: 220 A. För ISm1 kan ingen generell inställning anges då detta värde varierar. Rekommenderade inställningar för samtliga ledningar kan ses i bilaga E.

### 6.3 Redovisning uträknade värden, jordfelsström

#### 6.3.1 Transformatorer och samlingsskenor

I tabell 6.2 visas rekommenderade inställningar för nollpunktsspänningsskydden i de två mottagningsstationerna.

Tabell 6.2 Rekommenderade inställningar för nollpunktsspänningsskydd.

Station, transf.	Funktionssteg 1		Funktionssteg 2		20 kohm		$U_{fi}$
	$U_0$ [V]	t [s]	$U_0$ [V]	t [s]	$U_0$ [V]	t [s]	$U_0$ [V]
M1, T1	1443	4,0	1443	5,0	277	100	693
M1, T2	1212	4,0	1212	5,0	214	100	577
M4, T1	1588	4,0	1588	5,0	300	100	791
M4, T2	1478	4,0	1478	5,0	277	100	722

Rekommenderade inställningar för samtliga transformatorers jordströmsskydd är 3,30 A med funktionstiden 1,2 sekunder.

#### 6.3.2 Utgående ledningar

I tabell 6.3 redovisas rekommenderade inställningar för jordströmsskydden i mottagningsstationerna. För jordströmsskydden gäller samma inställningar för samtliga utgående ledningar tillhörande en transformator, undantaget de parallella ledningarna L550/L551 och L565/L566 som inte omfattas av detta arbete.

Tabell 6.3 Rekommenderade inställningar för jordströmsskydd .

Station, transf.	JSr [A]	t [s]
M1, T1	0,95	1,5
M1, T2	1,00	1,5
M4, T1	0,95	1,5
M4, T2	0,95	1,5



## 6.4 Selektivplaner åskådliggjorda i diagram

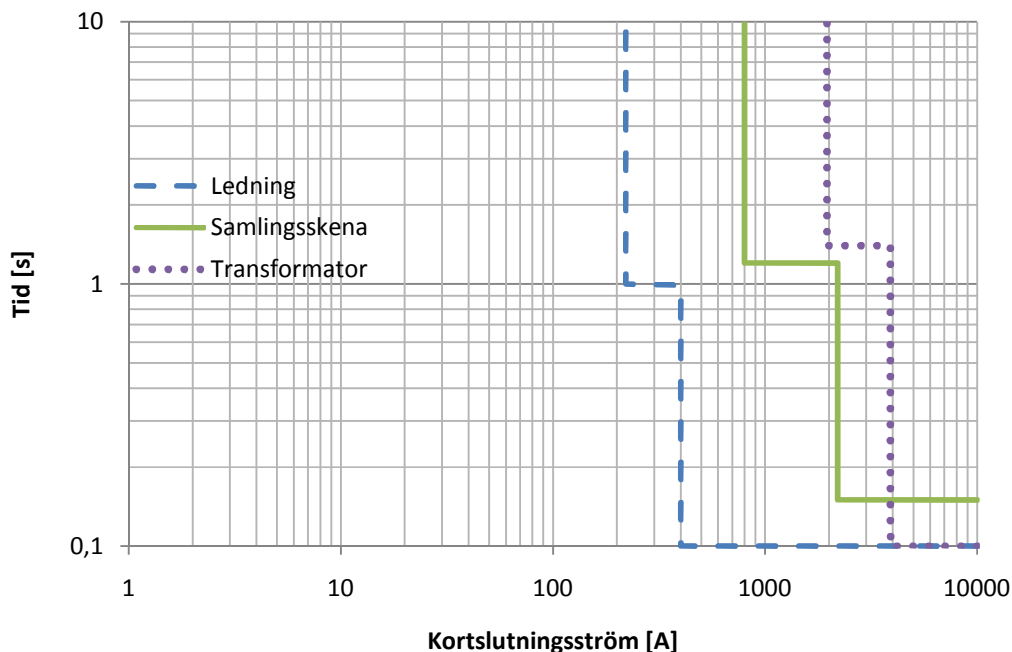
Selektivplaner kan åskådliggöras med hjälp av diagram med logaritmisk skala på både X- och Y-axel, så kallade ström/tid-diagram. Uddevalla Energi önskar inte denna typ av redovisning.

Författaren har dock valt att redovisa ett exempel på ström/tid-diagram nedan. Detta diagram redovisar selektiviteten mellan överströmsskydd för matande transformator och en utgående linje i M4. I tabell 6.4 visas rekommenderade inställningsvärden för ovan nämnda överströmsskydd, värden för transformatorskydd på 40 kV-sidan har hänförs till 10 kV-sidan.

Tabell 6.4 Reläskyddsinställningar

Skyddsobjekt	Kortslutning		Överlast	
	ISm1 [A]	t [s]	ISm2 [A]	t [s]
Ledning	400	mom	220	1,0
Samlingsskena	2200	0,15	800	1,2
Transformator	3900	mom	1960	1,4

I figur 5.1 åskådliggörs selektiviteten för reläskydd ovan i ett ström/tid-diagram.



Figur 5.1 Selektivitet åskådliggjord i ström/tid-diagram.

I figur 5.1 kan ses att det vid kortslutningsströmmar över 4000 A uppstår konflikt mellan samlingsskeneskydd och transformatorskydd, detta till följd av blockering mellan ledningsskydd och samlingsskeneskydd. I övrigt visar figur 5.1 god selektivitet.

## **7 Resultat och analys**

### **7.1 Resultat**

För utgående ledningars överströmsskydd tillämpas, i de befintliga selektivplanerna, i stor utsträckning generella inställningar. Beroende på hur ledningsnätet utvecklats kan generella inställningar inte användas i lika stor grad som tidigare. Detta gäller framförallt i M1 överlaststeget (ISm2) som generellt är inställt på 300 A, nya rekommenderade inställningar varierar mellan 100-350 A. För kortslutningssteget (ISm1) är skillnaderna mellan befintliga och rekommenderade inställningar små. I M4 är ISm2 inställt på 200 A för samtliga ledningar, rekommenderade inställningar innebär en höjning för alla skydd. För kortslutningssteget rekommenderas både höjningar och sänkningar från befintlig inställning om 750 A, rekommenderade inställningar varierar mellan 400-1 000 A. Angående funktionstiderna för de två stegen har inga ändringar rekommenderats.

Gällande utgående ledningars jordströmsskydd är de rekommenderade ändringarna små. För samtliga ledningar rekommenderas att inställt värde ökas något. Funktionstiden på 1,5 sekunder har inte ändrats.

Angående transformatorernas och samlingskenornas överströmsskydd är de rekommenderade ändringarna relativt stora. Generella inställningar för respektive mottagningsstation har dock eftersträvat. I M1 rekommenderas en sänkning av transformatorernas ISm1 från 4 000 A till 2 300 A och för ISm2 en sänkning från 600 A till 520 A. För samlingskenornas ISm1 rekommenderas inga ändringar. Angående ISm2 däremot rekommenderas att inställt värde sänks från 3 750 A till 1 900 A. Anledning till att samlingskenornas överlaststeg varit så högt inställda har undersökts utan resultat. Även i M4 rekommenderas sänkningar av transformatorernas båda steg, för ISm1 från 1 500 A till 1 000 A och för ISm2 från 500 A till 200 A. Likaså för samlingskenornas inställningar rekommenderas sänkningar, ISm1 från 2 460 A till 2 200 A och ISm2 från 2 400 A till 800 A. Beträffande funktionstiden för transformatorernas ISm2 rekommenderas i båda stationerna en ökning med 0,1 sekund till 1,4 sekunder, detta för att uppnå tidsselektivitet gentemot underliggande skydd, för övriga funktionstider har inga ändringar förordats.

Nollpunktsspänningskydden är i båda stationerna för okänsligt inställda, både vad gäller bortkopplingsstegen och i M1 signalsteget. Befintliga inställningar för bortkopplingssteget motsvarar i M1 en ungefärlig övergångsresistans om 1 000 ohm och i M4 2 000 ohm. Befintliga inställningar gällande signalsteget innebär i M1 att signal erhålls vid övergångsresistansen 15 000 ohm och i M4 vid övergångsresistansen 23 000 ohm. Inga av de ovan nämnda differenserna mellan inställda och rekommenderade värden påverkar selektiviteten. Rörande funktionstiderna rekommenderas inga ändringar.

## **7.2 Analys av resultat**

I resultatet ovan visas, för de flesta skydd, på skillnader mellan inställda och nya rekommenderade värden. Inga av dessa skillnader är dock av den karaktären att några akuta åtgärder behöver vidtas. Däremot rekommenderas att Uddevalla Energi vid kommande underhåll och provning av reläskydden utför ändringar till de rekommenderade inställningar som anges i bilagor D och E.

Angående överlaststeget i M1 nämns att rekommenderade värden varierar mellan 100-350 A. 100 A kan tyckas lågt för en utgående ledning men i detta fall gäller det en radial mellan M1 och en vattenkraftstation, K4. Märkeffekten för K4 är 1,1 MVA vilket ger en maximal driftström som med marginal understiger rekommenderat värde.

## **8 Slutsatser och framtida arbete**

### **8.1 Slutsats**

Uddevalla Energi har inte uppdaterat sina selektivplaner i samma takt som elnätet byggts om. Med hjälp av de mallar (beräkningsdokument) som skapats har Uddevalla Energi ett bra hjälpmedel för att upprätta och kontinuerligt uppdatera selektivplanerna för företagets elnät.

För de två mottagningsstationerna som behandlas i detta arbete har Uddevalla Energi erhållit underlag för reläskyddsinställningar.

De faktorer som i ekvationerna används som säkerhetsmarginaler är inte allmänt vedertagna utan har bestämts i samråd med Uddevalla Energi. Om dessa faktorer av någon anledning ändras skulle följderna bli förändringar av rekommenderade inställningar.

### **8.2 Förslag till fortsatt arbete**

Uddevalla Energi bör med detta examensarbete som grund slutföra upprättandet av selektivplaner för hela företagets högspänningsnät.

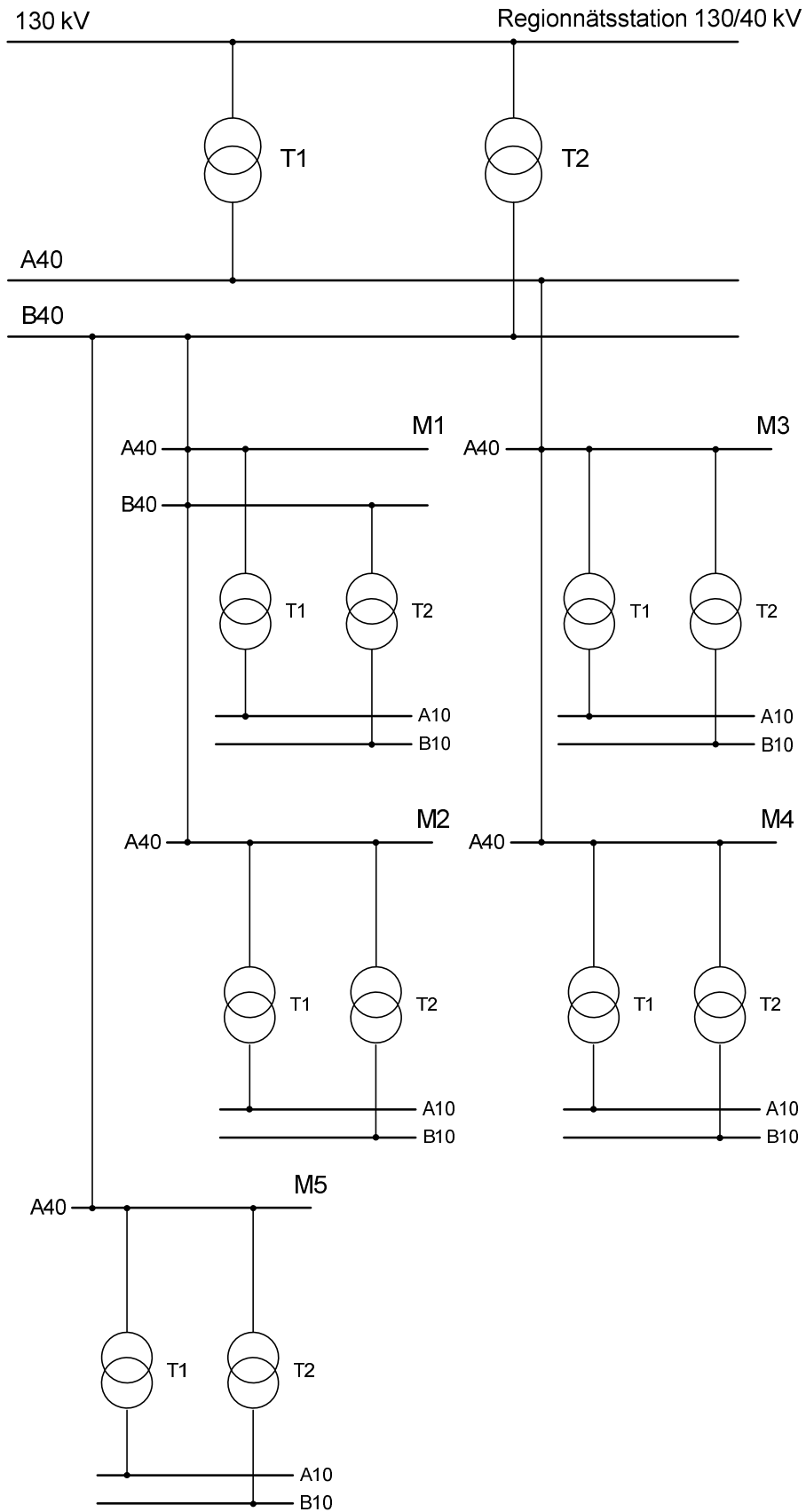
Uddevalla Energi kommer under våren 2011 införa ett nytt nätinformationssystem (NIS) vilket kommer att ersätta bland annat beräkningsprogrammet Rakel. En rekommendation till fortsatt arbetet är att utföra samma selektivplansberäkningar med data från nytt system och vid eventuella skillnader undersöka vad anledning till dessa skillnader är.

En ytterligare rekommendation till Uddevalla Energi är att utföra ett s.k. högspänningsprov för att verifiera jordströmsskyddens inställningar. I ett högspänningsprov kopplas ett 5 000 ohms motstånd mellan en utgående ledningsfasledare och jord i till exempel en nätstation. Motståndet kopplas med en brytare in under en kort tid. För att undvika att ledning kopplas ifrån måste tiden som motståndet är inkopplat vara kortare än funktionstiden för ledningens jordfelsskydd. Under den korta tiden som motståndet är inkopplat kommer reläskyddet, om det är korrekt inställt, att indikera för detekterat jordfel.

## Källförteckning

1. *Elsäkerhetsverkets föreskrifter: [2008:1, 2008:2, 2008:3, 2008:4, 2006:1, 2007:2, Elinstallationsföreskriften (1990:806)].* 1. uppl., 3. utg. (2008). Stockholm: Elförlaget
2. Andersson, Leif & Blomqvist, Hans (red.) (1997). *Elkraftshandboken. Elkraftsystem, 1.* Stockholm: Liber
3. Martinsson, Lars (2002) *Driftinstruktioner för Uddevalla Energi AB.* Opublicerat manuskript. Stockholm. IMCON.
4. Andersson, Lars (2006). *Analys av systemegenskaper vid kablfiering av mellanspänningsnät.* Högskolan Trollhättan/Uddevalla, Institutionen för teknik, Matematik och Datavetenskap (Examensarbete, Högskolan Trollhättan/Uddevalla).
5. Brännman, Gunilla (2003). *Analysmodell för impedansjordat system med lokal kompensering.* Högskolan Trollhättan/Uddevalla, Institutionen för teknik. (Examensarbete, Högskolan Trollhättan/Uddevalla).
6. Hillefors, Krister (2010) *Kompendiematerial – Kontrollanläggningar.* Opublicerat manuskript. Högskolan Väst.
7. *Högspänningshandboken: SS 421 01 01 och högspänningsguiden.* 1. utg. (2005). Kista: Svenska elektriska kommissionen (SEK)
8. Almgren, Åke & Blomqvist, Hans (2003). *Elkraftshandboken. Elkraftsystem, 2.* 2. uppl. Stockholm: Liber
9. Lehtonen, Matti & Hakola, Tapio (1996). *Neutral earthing and power system protection: earthing solutions and protective relaying in medium voltage distribution networks.* Vaasa: ABB Transmit
10. Stenborg, Bertil (1997). *Elkraftsystem. D. 2, Analys av onormala tillstånd.* Göteborg: Gothia Power
11. Arbetsgruppen för känsliga jordfelsskydd (1990). *Bortkoppling av högresistiva jordlutningar i icke direkt jordade distributions- och transmissionsystem.* Stockholm: Svenska elverksföreningen.
12. Berlin, Arne (2010) *Föreläsningmaterial ENB300– Jordfelsbantering MV nät.* Opublicerat manuskript. Högskolan Väst.
13. Troedsson, Staffan (1999) *Principer för selektivplaner.* Opublicerat manuskript. Sydkraft AB.

## A. 40 kV driftschema



## B. Befintliga inställningar, överströmsskydd M1

Ledning/ linje	Kortslutning		Överlast	
	ISm1 [A]	t ISm1 [s]	ISm2 [A]	t ISm2 [s]
L139	1200	mom	300	1,00
L201	1200	mom	300	1,00
L203	1200	mom	300	1,00
L205	1200	mom	300	1,00
L206	1200	mom	300	1,00
L208	1200	mom	300	1,00
L212	1200	mom	300	1,00
L214	1200	mom	300	1,00
L218	1200	mom	300	1,00
L220	500	mom	300	1,00
L222	1500	mom	300	1,00
L227	1200	mom	300	1,00
L229	1200	mom	300	1,00
L231	500	mom	300	1,00
L239	1200	mom	300	1,00
L241	1200	mom	300	1,00
L243	1200	mom	300	1,00
L245	1200	mom	300	1,00
L296	1200	mom	300	1,00
L298	1200	mom	300	1,00
L344	1200	mom	300	1,00
L345	1200	mom	300	1,00
L550, L551	Längsdifferentialskydd			
L565, L566	Längsdifferentialskydd			

### C. Befintliga inställningar, överströmsskydd M4

Ledning/ linje	Kortslutning		Överlast	
	ISm1 [A]	t ISm1 [s]	ISm2 [A]	t ISm2 [s]
L718	500	mom	200	1,00
L719	750	mom	200	1,00
L720	750	mom	200	1,00
L721	500	mom	200	1,00
L723	500	mom	200	1,00
L725	750	mom	200	1,00
L726	750	mom	200	1,00
L727	750	mom	200	1,00
L728	750	mom	200	1,00
L729	750	mom	200	1,00



## D. Rekommenderade inställningar, överströmsskydd M1

Ledning/ linje	Kortslutning		Överlast	
	ISm1 [A]	t ISm1 [s]	ISm2 [A]	t ISm2 [s]
L139	1200	mom	270	1,00
L201	1200	mom	270	1,00
L203	1200	mom	270	1,00
L205	1200	mom	270	1,00
L206	1200	mom	270	1,00
L208	1200	mom	200	1,00
L212	1200	mom	230	1,00
L214	1200	mom	350	1,00
L218	Abbonnentstation			
L220	500	mom	270	1,00
L222	1200	mom	270	1,00
L227	1200	mom	270	1,00
L229	1200	mom	270	1,00
L231	900	mom	200	1,00
L239	1200	mom	300	1,00
L241	1200	mom	270	1,00
L243	1200	mom	270	1,00
L245	1200	mom	200	1,00
L296	1200	mom	350	1,00
L298	1200	mom	270	1,00
L344	1200	mom	200	1,00
L345	1200	mom	200	1,00
L550, L551	Längsdifferentialskydd			
L565, L566	Längsdifferentialskydd			

## E. Rekommenderade inställningar, överströmsskydd M4

Ledning/ linje	Kortslutning		Överlast	
	ISm1 [A]	t ISm1 [s]	ISm2 [A]	t ISm2 [s]
L718	400	mom	220	1,00
L719	1000	mom	280	1,00
L720	400	mom	220	1,00
L721	400	mom	220	1,00
L723	650	mom	220	1,00
L725	400	mom	220	1,00
L726	1000	mom	220	1,00
L727	1000	mom	280	1,00
L728	1000	mom	220	1,00
L729	400	mom	220	1,00

## F. Selektivplaner, enlinjeschema

