

Selektivplan över mellanspänningsanläggningen på Munkedals AB

Maria Ahlström

EXAMENSARBETE

Selektivplan över mellanspänningsanläggningen på Munkedals AB

Maria Ahlström

Sammanfattning

En selektivplan över mellanspänningen har sammanställts på ARCTIC PAPER Munkedals AB för att underlätta framtida underhållsarbete samt att förenkla för eventuella nybyggnationer. Projektet berör matningsstationerna på 40kV och 130kV samt fördelningsstationer på 10kV.

Insamling av nödvändiga data har gjorts och sammanställts i tabeller för att senare kunna vara beståndsdelar i förverkligandet av anläggningens aktuella ström-tid-diagram. Genom att räkna ut kortslutningsimpedansen i varje tänkbart felställe gavs möjligheten att räkna ut kortslutningsströmmar och kortslutningseffekter vid dessa felställen för båda matningsalternativen. Alla beräkningar har utförts i Excel och finns dokumenterade i wordfilen i bilaga H samt i kapitel 5.

Diagrammen visar, för 130kV-s matning, konflikter för skyddet som ligger i utgående fack mellan S3 och S2 gentemot överliggande skydd från utgående grupp på S6. I övrigt råder god selektivitet i de flesta fall. Exempel visas på förhållande som föreligger med 40kV-s matning, äldre matning vilken fungerar som reservmatning. I de exempel som visas saknas selektivitet för samtliga skydd i ledet under något tillfälle. Eftersom skyddet på 40kV är inställt väldigt lågt löser det före samtliga skydd för en viss storlek på kortslutningsströmmen.

Utgivare:	Högskolan Trollhättan/Uddevalla, Institutionen för teknik, matematik och datavetenskap, Box 957, 461 29 Trollhättan Tel: 0520-47 50 00 Fax: 0520-47 50 99 Web: www.htu.se		
Examinator:	Lars Holmblad		
Handledare:	Kurt Dahlberg, ARCTIC PAPER Munkedals AB		
Huvudämne:	Elektroteknik	Språk:	Svenska
Nivå:	Fördjupningsnivå 1	Poäng:	10
Rapportnr:	2004:E019	Datum:	2005-06-03
Nyckelord:	Selektivitet, mellanspänning, Excel, kortslutningsberäkningar, ström-tid-diagram		

DEGREE PROJECT

Selectivity Plan for the Medium Voltage Network at Munkedals AB

Maria Ahlström

Summary

A selectivity plan for the medium voltage network at ARCTIC PAPER Munkedals AB has been presented in order to achieve a more simplified maintenance in the future as well as to make prospective new constructions easier to realize. The project involves the switchgear units at 10kV, 40kV and 130kV.

Collection of necessary data has been done and brought together in charts to be available later as base data in the making of the actual current-time-diagram of the system. By calculating the short-circuit-impedance at each location for a possible fault makes it possible to calculate the short-circuit-current and short-circuit-power where the fault may occur with both of the feeding supply alternatives. All the calculations are done in Excel and are documented in the word file in appendix H and in chapter 5.

The diagrams show conflicts between the protection devices in S2 and S6 with the 130kV supply. Otherwise, under present conditions, the selectivity is fairly good with this feeding alternative. Two examples is shown with the 40kV supply, which is the old feeding possibility that only works as a substitute in case the main supply is out of order. These diagrams show a lack of selectivity because the protection device on 40kV has its values set to low.

Publisher:	University of Trollhättan/Uddevalla, Department of Technology, Mathematics and Computer Science, Box 957, S-461 29 Trollhättan, SWEDEN Phone: + 46 520 47 50 00 Fax: + 46 520 47 50 99 Web: www.htu.se		
Examiner:	Lars Holmblad		
Advisor:	Kurt Dahlberg, ARCTIC PAPER Munkedals AB		
Subject:	Electrical Engineering	Language:	Swedish
Level:	Advanced	Credits:	10 Swedish, 15 ECTS credits
Number:	2004:E019	Date:	June 3, 2005
Keywords	Selectivity, mediumvoltage, Excel, short-circuitcalculating, voltage-time-diagram		

Nomenklatur

10kV	Mellanspänning
$I > [kA]$	Fördröjd funktion, överström
$I >> [kA]$	Momentan funktion, kortslutningsström
I_{kmax}	Maximala kortslutningsström (trefasig)
I_{kmin}	Minsta kortslutningsström (tvåfasig)
I_n	Märkström
L1	Kabel mellan inmatningspunkten 130 kV och transformator T131
L2	Kabel mellan transformator T131 och ställverk S6-H3 och H4
L3	Kabel mellan S6-H6 och S3-H5, Ordinarie kabel
L4	Kabel mellan S6-H7 och S3-H10, Reservkabel
L5	Kabel mellan S3-H8 och S2-H11
L6	Kabel mellan S3-H11 och S4-H1
L7	Kabel mellan S3-H15 och S5-H1
L8	Kabel mellan S2-H4 och transformator T41
PM 5	Pappersmaskin 5
PM 8	Pappersmaskin 8
P8	Elpanna
RM 5	Rullmaskin 5
RM 8	Rullmaskin 8
S1-130kV	Ställverk för inkommande nät, ordinarie matning
S1-40kV	Ställverk för inkommande nät, Äldre/reservmatning
S2-10kV	Mellanspänningsställverk PM8
S3-10kV	Mellanspänningsställverk ångcentral
S4-10kV	Mellanspänningsställverk PM5
S5-10kV	Mellanspänningsställverk måldereri
$t > [s]$	Utlösningstid överström
$t >> [s]$	Utlösningstid kortslutningsström
U_1	Uppsida, sidan på transformatorn med högst spänning
U_2	Nedsida, sidan på transformatorn med lägst spänning

Innehållsförteckning

Sammanfattning.....	i
Summary.....	ii
Nomenklatur	iii
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund.....	1
1.2 Syfte och mål med projektet.....	1
1.3 Tillvägagångssätt.....	1
1.4 Förutsättningar.....	2
1.5 Detaljbekrivning.....	2
1.6 Avgränsningar	2
2 Anläggning ARCTIC PAPER Munkedals AB	3
2.1 Systemjordning	3
2.2 Mottagningsstation för normaldrift, 130kV.....	3
2.3 Den äldre mottagningsstationen, idag reservmatning 40kV	3
2.4 Ställverk på mellanspänningsnivå 10kV.....	4
2.5 Anläggningens transformatorer.....	5
2.6 Mellanspänningens reläskydd och brytare.....	5
2.7 Elpanna, generatorer och kondensatorbatterier	5
3 Excel som arbetsverktyg.....	6
4 Förutsättningar för beräkning av kortslutningsströmmar	6
4.1 Driftspänning i anläggning.....	6
4.2 Transformatorernas kortslutningsimpedans.....	6
5 Manuell kortslutningsberäkning enligt impedansmetoden	7
5.1 Indata för beräkningsmodell.....	7
5.2 Beräkningar med ordinarie matning från 130kV.....	9
5.3 Beräkningar med matning endast från 40kV, reservmatning.....	11
6 Selektivplaner	14
6.1 Diagram över utgående grupp mot T23 från S2 med 130kVs matning	15
6.2 Diagram ner till utgående grupp mot T18 på S4 med 130kVs matning	16
6.3 Diagram över samtliga utgående grupper från S5 med 130kVs matning	17
6.4 Två exempel på ström-tid-diagram för 40kVs matning	17
7 Slutsatser	20
7.1 Analys av resultat	21
7.2 Rekommendationer till fortsatt arbete.....	21
Källförteckning.....	22

Bilagor

- A Enlinjeschema
- B Excel-fil reläskydd
- C Excel-fil transformatorer
- D Excel-fil brytare
- E Excel-fil kablar
- F Excel-fil ström-tid-diagram för 130kV matning
- G Excel-fil ström-tid-diagram för 40kV matning
- H Lathund till excel-filen

1 Inledning

Alla elkraftsanläggningar bör ha en selektivplan eftersom den ger företaget förmågan att kunna styra efter en uppgjord plan och välja ut endast den felbehäftade anläggningsdelen till att brytas bort. Särskilt viktigt i industrier eftersom driftstopp i en anläggning idag orsakar en kostnad av tiotusentals kronor, som tex att en stor pappersmaskin skulle stanna. Om en liten del i anläggningen skulle gå sönder så måste det finnas ett skydd som kan bryta bort det, utan att hela pappersproduktionen måste stoppas.

1.1 Bakgrund

En selektivplan införs för att kunna samordna reläskyddens inställningsnivåer av ström och tid, vilket leder till att felbehäftad utrustning kan frånskiljas så snabbt som möjligt och att minsta möjliga störning uppstår för den felfria utrustningen. Samordningen ger även reservskydd utifall att ett reläskydd eller en brytare inte löser på avsett sätt. Vid driftstörningar skall man snabbt kunna ta fram och få en överblick på reläskyddens inställningar i ett eller flera tid-strömdiagram så att snabba feldiagnoser kan ställas [1].

På ARCTIC PAPER Munkedals AB finns två selektivplaner utförda sedan gammalt varav den senaste är gjord av Ahlstrom (1999), de är dock inaktuella eftersom det har skett förändringar inom anläggningen och att de ingående delarna kan ha bytts ut sedan dess.

1.2 Syfte och mål med projektet

Företagets syfte är att så småningom få en klar visuell bild över hela eldistributionsanläggningens selektivitet, från den minsta bland motorerna ända upp till matningsstationerna på 130kV respektive 40kV. I och med en sådan uppgradering av anläggningens dokumentering åsyftas att underlätta för framtidens underhållsarbete och eventuella nybyggnationer.

Slutmålet för det här projektet, som är en början på ett arbete vilket skall leda till att hela fabriken eldistributionsanläggning dokumenteras med en tillhörande selektivplan, är att arbeta fram en uppdaterad selektivitetsplan över mellanspänningsdelen.

1.3 Tillvägagångssätt

- Sammanställning av redan insamlade uppgifter
- Litteraturstudier i ämnet selektivitet
- Ta fram rätt beräkningsmetoder
- Beräkna för hand samt skriver in alla formler parallellt i ett worddokument

- Beräkningarna förs in så de utförs i Excel
- Tabeller skapas i Excel
- Ström-tid-diagram skapas med och i Excel
- Rapportskrivning och summering

1.4 Förutsättningar

Projektet kräver en hel del datainsamling samt sammanställning över anläggningens alla märkdata. Kabeldata och transformatorers märkvärden har tagits fram samt senaste provningsprotokollen (år 2000) för reläskydd och brytare.

Eftersom företaget oftast hyr in konsulter för nybyggnationer innebär det att konsulterna har all samlad data hos sig och att fabriken inte alltid har allt digitalt själva, som till exempel gamla kretsscheman och annat. Det gör att insamling av värden tar tid.

1.5 Detaljbeskrivning

Det finns i anläggningen totalt sju stycken fördelningsställverk på mellanspänningsnivån, målet är att göra en plan som visar matningen från 130kV och vidare ut till ställverken **S6-10kV**, **S3-10kV**, **S2-10kV**, **S4-10kV** och **S5-10kV**, se bilaga A.

För att kunna få fram selektiviteten krävs kortslutningsberäkningar för värden på maximala (trefasiga) och minimala (tvåfasiga) kortslutningsströmmar, effekter samt impedanser för alla feltyper. Först därefter kan tid-ström diagram, i log-log-format, sammanställas i Excel.

Efter att kortslutningsströmmar fastställts, med hjälp av impedansmetoden, jämförs de med brytarnas märkdata så att brytarna säkert klarar av att bryta för felen vid de maximala kortslutningsströmmarna.

1.6 Avgränsningar

Eftersom arbetet skall göras ”för hand”, det vill säga med papper och penna, har det gjorts en avgränsning att projektet skall innefatta från inmatningspunkten på högspänningen, Vattenfall, **S1-130kV** genom transformatorn (T131) till ställverk **S6-10kV**. Från S6 går matningen vidare till **S3-10kV**, parallellt med en reservmatning. Ut från S3-skenan matas sedan ställverken **S2**, **S4** och **S5** samtliga på 10kV. Uträkningar görs endast på stationära strömmar.

Arbetet gäller de berörda facken som följer denna linje, övriga fack lämnas för fortsatta beräkningar i något annat projekt. Vid mån av tid kan eventuellt ytterligare fack beröras i detta projekt.

Den äldre matningsvägen via T41 berörs inte i beräkningar som skall utföras mer än att den lägsta kortslutningseffekten med den nämnda matningsvägen ska vara med för dimensionering av skydden.

Beräknade kortslutningsströmmar ska enligt standard IEC 60909 inkludera en faktor $C = 1,10$. De beräkningar som följer är exklusive denna faktor.

I detta projekt har inverkan från motorströmsbidrag, generatorer, ångpanna samt kondensatorbatterier i anläggning försumrats på inrådan av handledare som ansåg de bidragen som försumliga, samtidigt som det hade varit för tidskrävande.

2 Anläggning ARCTIC PAPER Munkedals AB

Vattenfall matar anläggningens utomhusställverk från Trollhättan via Färlev kraftstation i Munkedal samt från Ramseröd. Matningsvägarna har två olika spänningsnivåer en på 130kV och en på 40kV. Den senare av de två är en reservmatning (S1-40kV) i dagsläget och används bara vid spänningsbortfall eller vid fel, samt om något behöver repareras på den andra linjen. Matningen på 40kV var en gång i tiden ordinarie matning eftersom S1-130kV då inte fanns. Mottagningsstation för normaldrift idag är alltså 130kV, ställverk S1-130kV.

Resterande ställverk i fabriken ligger inomhus, utspridda över hela fabriksområdet.

2.1 Systemjordning

Anläggningens transformatorer, T131 och T41 är direktjordade på primärsidan. Mellanspänningen och sekundärsidan på ovan nämnda transformatorer är resistansjordade.

2.2 Mottagningsstation för normaldrift, 130kV

I mottagningspunkten finns ett utomhusställverk (S1-130kV) vilket leder vidare med en kabel in till en YNyn-kopplad transformator, med lindningskopplare, T131 vilken har märkeffekten 63MVA och en märkspänning på 143/11.5kV och den ägs av ARCTIC PAPER. Från transformatorn går ledningen till ett inomhusställverk kallat S6-10kV, vilken är förlagd vid ångcentralen på plan1. Över transformatorn sitter ett differentialskydd RADS. Uppsidan och nedsidan på transformatorn är impedansjordade.

2.3 Den äldre mottagningsstationen, idag reservmatning 40kV

Inkommande ledning från Vattenfall kommer till ett utomhusställverk med ingående transformator T41 och matar sedan vidare till ställverk S2-10kV. Märkeffekt på transformatorn anges som 10MVA spänning 43/10,2kV. En brytare är placerad i det matande facket till S2-10kV.

2.4 Ställverk på mellanspänningsnivå 10kV

I anläggningen finns fem ställverk på 10kV-s nivån. S2-, S3-, S4-, S5- och S6- alla på 10kV. Fortsättningsvis kommer ställverken endast att refereras till som S2, S3, S4 respektive S6 för enkelhets skull.

2.4.1 Ställverk S6-10kV, ångcentral bottenvåning

S6 som är placerad vid ångcentralen på bottenvåningen. Till detta ställverk kommer den nertransformerade spänningen från T131. Ansluten till skenan är även en elpanna (P8). Det finns ett mätfack samt två utgående linjer från skenan i ställverk S3, en trappa upp. Anledningen till att det finns två linjer är för att en är ordinarie- och den andra är reservmatning, de är alltså inte spänningssatta samtidigt.

2.4.2 Ställverk S3-10kV, ångcentral

På skenan i ställverk S3 finns femton olika fack varav två kommer från S6, sedan finns det tre som leder till var sitt ytterligare ställverk benämnda S2, S4 och S5. Till S3 är anläggningens kraftstation ansluten via upptransformering av spänning i T28 och T30 eller direktanslutning till skenan via kabel. Det finns ett mätfack och ett kondensatorbatteri (3MVAR). Via transformatorerna T31, T2 respektive T9 matas ångcentralen med belysning (400V), ånglådan (500V) samt att rullmaskin fem förses med kraft (500V). T20 och T19 förser pappersmaskin fem med kraft (å 500V).

2.4.3 Ställverk S2-10kV, PM8

Matningen som leder till skena S2 från S3 används för att föra effekten i båda riktningar, dock inte samtidigt, beroende av om det är ordinarie matning eller reservmatning. Reservmatning via T41 ansluts på skena S2 liksom ett mätfack och ett kondensatorbatteri märkt 6.75MVAR. Totalt har skenan femton olika fack. Skenan matar via transformatorer, som transformerar ner spänningen till 500V. Kraften fördelas ut till pappersmaskin åtta med dess lik- och växelströmsdrifter, rullmaskin åtta liksom efterbearbetningen och skärsalen. Belysning i efterbearbetningen och för PM8 har en lägre spänning 400V. Underliggande transformatorer heter T10 till T17 och T22 till T24.

2.4.4 Ställverk S4-10kV, PM5

Ställverket har fyra fack ett för inkommande matning samt tre med underliggande transformatorer vilka förser PM5 med spänning till likströmsdrifter, kraften för maskinen (500V) samt belysning (400V).

2.4.5 Ställverk S5-10kV, mälderi

Totalt sex fack i ställverket, en för inkommande matning samt fem underliggande transformatorer där samtliga transformerar ner till spänningsnivån 500V. Ställverket förser mäldriet samt kemberedningen med kraft. Samtliga av dessa transformatorer har märkeffekten 2MVA.

2.5 Anläggningens transformatorer

Data över anläggningens alla transformatorer är sammanställda i en komplett tabell vilken visas i bilaga C. Där anges alla transformatorers spänningsomsättning, kortslutningseffekt, kopplingsgrupp samt det procentuella värdet för kortslutningsspänningen u_k . I detta projekt med sin utsträckning endast ner till 10.3kV driftspänning så berörs endast de två högspänningstransformatorerna vid inmatningspunkterna vilka matar med 40kV respektive 130kV (T41 och T131).

2.6 Mellanspänningens reläskydd och brytare

Reläskyddets uppgift i en elektrisk anläggning är att endast aktivera det närmastliggande brytorgan till den felbehäftade anläggningsdelen så snabbt och selektivt som möjligt för att minimera skadeverkningar i felstället och upprätthålla personsäkerheten [1].

Reläskydden som används heter RMS 7992, RMSR 7991 och RMSR 7992. Fabrikatet är AEG. I denna utredning har de senaste provningsprotokollen som Vattenfall gjort på brytare och reläskydd används som grunduppgifter.

Brytare vilka används är dokumenterade med respektive brytförmåga kan ses i bilaga D.

2.7 Elpanna, generatorer och kondensatorbatterier

Inom anläggningen finns möjligheter till extragenerering av kraft såsom en elpanna P8 (36MW), två kondensatorbatterier EK1 (6.75MVA), EK2 (3MVA) och tre generatorer G5 (1.17MVA), G8 (0.27MVA) och G9 (1.25MVA). Elpannan används beroende av elpriser på marknaden. Generatorerna producerar ”grön el” (miljövänligare) varvid de är i drift, och har så varit, mest hela tiden. Kondensatorbatterierna är i drift hela tiden som Vattenfall bidrar med kraft och inte har fel på linjen.

Kondensatorbatteriet är inom industrin en hjälp till för att kompensera induktansen i nätet och hålla uppe effektfaktorn [2]. Eftersom det kostar mycket att ta ut för mycket reaktiv effekt från det befintliga nätet så kan de istället spara sina pengar genom att sätta in kondensatorbatterier.

Varken elpannan, generatorer eller kondensatorbatterier har tagits med i utredningen då det hade lett till fler beräkningar vilket tiden inte tillät.

3 Excel som arbetsverktyg

Till en början togs alla beräkningsformler fram och fördes ner på ett papper och vidare in i ett worddokument. När de olika beräkningar som krävdes var framtagna överfördes värden och beräkningar till att utföras med hjälp av Excel.

Anledningen till att övergå och göra beräkningarna i Excel är att ”den mänskliga faktorn” som felorsak i beräkningarna minskar betydligt samt att det blir lättare att komma åt värden för att eventuellt kunna utföra fortsatta beräkningar.

Eftersom Excel inte är något exklusivt rit- och beräkningsprogram för högspänningsnät måste alla formler med tillhörande tabeller, införande av kända data samt uppritningar i diagram skapas helt från ingenting, det är en tidskrävande del i detta projekt.

4 Förutsättningar för beräkning av kortslutningsströmmar

En given förutsättning för att kunna göra en jämförelse mellan olika skydd i ett ström-tid-diagram är att alla värden som används är angivna utifrån samma spänningsnivå [3]. I detta projekt, och i den del av anläggning som kommer att beröras, ligger de flesta skydden på 10kV varför den nivån används som basspänning vid beräkningarna som följer.

Det matande nätets värden både från 130kV och 40kV spänning måste hänföras till transformatorernas nedsidor liksom ledningen från 130kV-linjen som går vidare till transformator T131. Transformatorernas spänningsomsättning används för detta ändamål. Hänförelse av impedanser sker enligt formel för impedansomsättning och föres in i tabell se bilaga H:A:1.

4.1 Driftspänning i anläggning

I Arctic Papers anläggning har de normala driftspänningarna fastställts till 10.3kV, vilken används vid uträkningen av kortslutningsströmmarna, 143kV och 43kV (vid lågspänning 0.4kV och 0,5kV).

4.2 Transformatorernas kortslutningsimpedans

Beräkningar på anläggningens två högspänningstransformatorer och dess kortslutningsimpedans hänfört till den aktuella driftspänningen på transformatorernas nedsida. Beräkning av en transformators kortslutningsimpedans Z_T sker enligt nedanstående formel.

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Där u_k är den procentuella märkkortslutningsspänningen liksom där U_n och S_n är transformatorns märkdata i kV respektive MVA. Transformatorns resistans försummas, vilket ger att Z_T'' är lika med transformatorns reaktans hänförd till nedsidan Z_T'' , se tabell 1.

Tabell 1 Berörda transformatorers märkdata samt beräknad kortslutningsimpedans

	Spänning uppsida U_1 [kV]	Spänning nedsida U_2 [kV]	Effekt S_n [MVA]	Uk [%]	Beräknat $Z_T'' \approx X_T''$ [Ω]
T131	143	11,5	63	21,1	0,44083
T41	43	10,2	10	7,6	0,79070

5 Manuell kortslutningsberäkning enligt impedansmetoden

Impedansmetoden används eftersom det finns kablar vilka ger ett resistivt bidrag vid impedansberäkningarna, och kan då påverka storleken på kortslutningsströmmar och kortslutningseffekter.

5.1 Indata för beräkningsmodell

För att kunna beräkna på anläggningen var det tvunget att ta fram värden från det matande nätet. Vattenfall gav värden vid normaldrift i anslutningspunkterna enligt nedan.

Matning 130kV

Kortslutningsströmmen (I_{k130}) 7,2kA

Nätets totala resistans ($R_{nät130}$) 0,08441 Ω /fas

Nätets totala reaktans ($X_{nät130}$) 0,61668 Ω /fas

Reservmatning 40kV

Kortslutningsströmmen (I_{k40}) 3,7kA.

Nätets totala resistans ($R_{nät40}$) 1,01533 Ω /fas

Nätets totala reaktans ($X_{nät40}$) 3,83727 Ω /fas.

5.1.1 Transformatorers data

På transformatorerna behövs kännedom om märkdata på spänning (primär- och sekundärsida), procentuell kortslutningsspänning samt märkeffekten. Dessa uppgifter

fås från märkplåten på transformatorerna. All den informationen är sammanställd i en tabell i bilaga C.

5.1.2 Kabeldata

För att utföra beräkningar på anläggningens ledningsimpedanser krävdes givna värden från Draka Kabel samt alla kabellängder. Kablarna i anläggningen har mätts upp med ett avståndsmätande laserinstrument, där längden inte funnits angiven.

I bilaga H:A:1 visas vilka kablar som finns i anläggningen, med längder och vad de är anslutna emellan samt de uträknade resistanser och reaktanser de ger.

Beräkningarna av resistans och reaktans för respektive ledning har gjorts i Excel och redovisas i tabell 2 tillsammans med givna index.

Tabell 2 Kabeltyper med placering samt dess beräknade resistans och reaktans

Index	Från	Till	Kabeltyp	R [mΩ/fas]	X [mΩ/fas]
L1	130kV nätet	T131	AXLJ 1x500	26,04	35,96
L2	T131	S6-H3, H4	AXKJ 6//1x500/35	0,403	0,480
L3	S6-H6	S3-H5	AXKJ 2//1x500/35	2,057	2,448
L4	S6-H7	S3-H10	AXKJ 2//1x500/35	1,573	1,872
L5	S3-H8	S2-H11	AXKJ 3//3x240	7,208	4,902
L6	S3-H11	S4-H1	AXKJ 3x240/35	23,00	15,64
L7	S3-H15	S5-H1	AXKJ-SN 2//3x240/35	12,88	8,755
L8	T41	S2-H4	AXLJ 3//300/35	33,00	27,06

Indexen L1 till L8 har givits för att förenkla kommande impedans- och kortslutningsberäkningar

5.1.3 Brytare

Efter utförda kortslutningsberäkningar för strömmen ska en jämförelse med brytarens brytförmåga göras, för att se om brytarna kan klara att bryta den maximala kortslutningsströmmen. Data över brytare i anläggningen kan ses i tabellen bilaga D.

5.2 Beräkningar med ordinarie matning från 130kV

Här följer hela beräkningsgången av kortslutningsströmmar och kortslutningseffekter i tur och ordning. Värden för resistans och induktans samt ledningsbeteckningar anges i tabell 2 ovan.

5.2.1 Från 130kV via transformator T131 fram till ställverk S6

Ledning före transformator T131s impedans samt inimpedansen i matningspunkten måste hänföras till transformatorns nedsida, med hjälp av spänningssättningen i kvadrat multiplicerad med den totalt sammanlagda resistansen respektive reaktansen.

$$R_{S6} = (R_{när130} + R_{L1}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 + R_{L2}$$

$$R_{S6} = \left((84,41 + 26,04) \cdot \left(\frac{11,5}{143}\right)^2 + 0,403 \right) \cdot 10^{-3} = 1,12 \text{ m}\Omega / \text{fas}$$

$$X_{S6} = (X_{när130} + X_{L1}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 + X_{T131}'' + X_{L2}$$

$$X_{S6} = \left((616,68 + 35,96) \cdot \left(\frac{11,5}{143}\right)^2 + 440,8 + 0,480 \right) \cdot 10^{-3} = 445,5 \text{ m}\Omega / \text{fas}$$

$$Z_{S6} = \sqrt{R_{S6}^2 + X_{S6}^2} = \sqrt{1,12^2 + 445,5^2} = 445,5 \text{ m}\Omega$$

Här syns att resistansen är så liten att den kan försummas, eftersom den inte ger något utslag vid beräkningen av totalimpedansen.

$$I_{kS6} = \frac{U_h}{\sqrt{3} \cdot Z_{S6}} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4455} = 13,35 \text{ kA}$$

$$S_{kS6} = \sqrt{3} \cdot U_h \cdot I_{kS6} = \sqrt{3} \cdot 10,3 \cdot 13,35 = 238 \text{ MVA}$$

5.2.2 Beräknade värden på respektive skena vid 130kV-matning

Beräkningar för värden gällande på skenan S3.

Matningen från S6 fram till S3 har en reservmatning som endast används i nödfall. Vid normal drift är reserven inte spänningssatt. Uträkning görs för båda fallen och det fall som ger den högsta kortslutningsströmmen blir den som är dimensionerande vidare ut i resten av anläggningen.

Ordinarie matningsvägen

$$R_{S3} = R_{S6} + R_{L3} = (1,12 + 2,057) \cdot 10^{-3} = 3,17 m\Omega / fas$$

$$X_{S3} = X_{S6} + X_{L3} = (445,5 + 2,448) \cdot 10^{-3} = 448 m\Omega / fas$$

$$Z_{S3} = \sqrt{3,17^2 + 448^2} = 448 m\Omega$$

$$I_{kS3} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 0,448} = 13,27 kA$$

$$S_{kS3} = \sqrt{3} \cdot 10,3 \cdot 13,27 = 236,8 MVA$$

Reservmatningen

$$R_{S3R} = R_{S6} + R_{L4} = (1,12 + 1,573) \cdot 10^{-3} = 2,69 m\Omega / fas$$

$$X_{S3R} = X_{S6} + X_{L4} = (445,5 + 1,872) \cdot 10^{-3} = 447 m\Omega / fas$$

$$Z_{S3R} = \sqrt{2,69^2 + 447^2} = 447 m\Omega$$

$$I_{kS3R} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 0,447} = 13,29 kA$$

$$S_{kS3R} = \sqrt{3} \cdot 10,3 \cdot 13,29 = 237,1 MVA$$

Eftersom kortslutningsströmmen för reservmatningen var en aning lägre än för den ordinarie matningen blir det Z_{S3} (ordinarie) som används vid fortsatta beräkningar i anläggningen. Skillnaden är i det här fallet så liten att det inte har så stor betydelse, annars gäller ovan nämnda prioritering.

Beräkningar för värden gällande på skenan S2.

$$R_{S2} = R_{S3} + R_{L5} = (3,17 + 7,208) \cdot 10^{-3} = 9,90 m\Omega / fas$$

$$X_{S2} = X_{S3} + X_{L5} = (448 + 4,902) \cdot 10^{-3} = 452 m\Omega / fas$$

$$Z_{S2} = \sqrt{9,90^2 + 452^2} = 452 m\Omega$$

$$I_{kS2} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 0,452} = 13,14 kA$$

$$S_{kS2} = \sqrt{3} \cdot 10,3 \cdot 13,14 = 234,5 MVA$$

Beräkningar för värden gällande på skenan S4.

$$R_{S4} = R_{S3} + R_{L6} = (3,17 + 23,00) \cdot 10^{-3} = 25,7 m\Omega / fas$$

$$X_{S4} = X_{S3} + X_{L6} = (448 + 15,64) \cdot 10^{-3} = 463 m\Omega / fas$$

$$Z_{S4} = \sqrt{25,7^2 + 463^2} = 464 m\Omega$$

$$I_{kS4} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 0,464} = 12,82 kA$$

$$S_{kS4} = \sqrt{3} \cdot 10,3 \cdot 12,82 = 229 MVA$$

Beräkningar för värden gällande på skenan S5.

$$R_{S5} = R_{S3} + R_{L7} = (3,17 + 12,88) \cdot 10^{-3} = 15,6m\Omega / fas$$

$$X_{S5} = X_{S3} + X_{L7} = (448 + 8,755) \cdot 10^{-3} = 456m\Omega / fas$$

$$Z_{S5} = \sqrt{15,6^2 + 456^2} = 456m\Omega$$

$$I_{kS5} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 0,456} = 13,03kA$$

$$S_{kS5} = \sqrt{3} \cdot 10,3 \cdot 13,03 = 232MVA$$

Tabell 3 Impedans, min kortslutningsström, maximal kortslutningsström samt kortslutningseffekt

130kV-matning på skenan i ställverk	Z_k [mΩ]	I_{k2-fas} [kA]	I_{k3-fas} [kA]	S_{k3-fas} [MVA]
S3 fack H5 (ordinarie)	448	11,5	13,3	237
S3 fack H10 (reserv)	447	11,5	13,3	237
S2	452	11,4	13,1	235
S4	464	11,1	12,8	229
S5	456	11,3	12,0	232
S6	446	11,6	13,4	238

En jämförelse mellan brytförmågan och I_{k3-fas} visar att brytaren klarar av uppgiften att bryta max kortslutningsströmmar, eftersom brytförmågan är som lägst 20kA, enligt bilaga D, för samtliga ställverk i tabell 3.

5.3 Beräkningar med matning endast från 40kV, reservmatning

I_{kmin} fås som den tvåfasiga kortslutningsströmmen vid reservmatning från 40kV, via transformator T41. Nätimpedans samt impedans för transformatorn måste hänföras till transformatorns nedsida.

$$Z'' = (R + jX) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2$$

$$R''_{nät40} = R_{nät40} \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 = 1,01533 \cdot \left(\frac{10,2}{43}\right)^2 = 57,13m\Omega / fas$$

$$X''_{nät40} = X_{nät40} \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 = 3,83727 \cdot \left(\frac{10,2}{43}\right)^2 = 2159m\Omega / fas$$

$$Z''_{nät40} = \sqrt{R''_{nät40}{}^2 + X''_{nät40}{}^2} = \sqrt{57,13^2 + 2159^2} = 223,4m\Omega$$

5.3.1 Beräknad impedans på respektive skena

Uträkningarna för impedansen på skenan i varje ställverk kan ses nedan i tur och ordning för alternativa matningsvägen på 40kV.

$$R_{S2r} = R''_{nät41} + R_{L8} = (57,13 + 33,00) \cdot 10^{-3} = 90,1m\Omega / fas$$

$$X_{S2r} = X''_{nät41} + X''_{T41} + X_{L8} = (2159 + 790,7 + 27,06) \cdot 10^{-3} = 1034m\Omega / fas$$

$$Z_{S2r} = \sqrt{90,1^2 + 1034^2} = 1038m\Omega$$

Impedansen för ställverk S3.

$$R_{S3r} = R_{S2r} + R_{L5} = (90,1 + 7,208) \cdot 10^{-3} = 97,3m\Omega / fas$$

$$X_{S3r} = X_{S2r} + X_{L5} = (1034 + 4,902) \cdot 10^{-3} = 1039m\Omega / fas$$

$$Z_{S3r} = \sqrt{97,3^2 + 1039^2} = 1043m\Omega$$

Impedansen för ställverk S4.

$$R_{S4r} = R_{S3r} + R_{L6} = (97,3 + 23,00) \cdot 10^{-3} = 120m\Omega / fas$$

$$X_{S4r} = X_{S3r} + X_{L6} = (1039 + 15,64) \cdot 10^{-3} = 1054m\Omega / fas$$

$$Z_{S4r} = \sqrt{120^2 + 1054^2} = 1061m\Omega$$

Impedansen för ställverk S5.

$$R_{S5r} = R_{S3r} + R_{L7} = (97,3 + 12,88) \cdot 10^{-3} = 110m\Omega / fas$$

$$X_{S5r} = X_{S3r} + X_{L7} = (1039 + 8,755) \cdot 10^{-3} = 1047m\Omega / fas$$

$$Z_{S5r} = \sqrt{110^2 + 1047^2} = 1053m\Omega$$

Impedansen för ställverk S6 med ordinarie matning.

$$R_{S6r} = R_{S3r} + R_{L3} = (97,3 + 2,057) \cdot 10^{-3} = 99,4m\Omega / fas$$

$$X_{S6r} = X_{S3r} + X_{L3} = (1039 + 2,448) \cdot 10^{-3} = 1041m\Omega / fas$$

$$Z_{S6r} = \sqrt{99,4^2 + 1041^2} = 1046m\Omega$$

Impedansen för ställverk S6 med reservmatning.

$$R_{S6rR} = R_{S3r} + R_{L4} = (97,3 + 1,573) \cdot 10^{-3} = 98,9 \text{ m}\Omega / \text{fas}$$

$$X_{S6rR} = X_{S3r} + X_{L4} = (1039 + 1,872) \cdot 10^{-3} = 1040 \text{ m}\Omega / \text{fas}$$

$$Z_{S6rR} = \sqrt{98,9^2 + 1040^2} = 1045 \text{ m}\Omega$$

Här anger de två första indexen på vilket ställverk/vilken ledning impedansen ligger, och det tredje indexet (r) anger att det handlar om en beräkning med reservmatning 40kV. Vid sista beräkningen anges ett fjärde index (R) vilket innebär att just den beräkningen har gjorts på reservledningen som är ansluten mellan S6-H7 och S3-H10.

5.3.2 Två- och trefasig kortslutningsström samt kortslutningseffekt

Beräknas enligt nedanstående formler, där U_h motsvarar den normala driftspänningen, här 10.3kV. Z_k står för den resulterande impedansen per fas beräknat från spänningskällan till felstället [3].

$$I_{k2-fas} = \frac{U_h}{2 \cdot Z_k}$$

$$I_{k3-fas} = \frac{U_h}{\sqrt{3} \cdot Z_k}$$

$$S_{k3-fas} = \sqrt{3} \cdot U_h \cdot I_{k3-fas}$$

Tabell 4 Impedans, min kortslutningsström, maximal kortslutningsström samt kortslutningseffekt

På skenan i ställverk	Z_k [Ω/fas]	I_{k2-fas} [kA]	I_{k3-fas} [kA]	S_{k3-fas} [MVA]
S2r	104	4,96	5,73	102
S3r	1,04	4,94	5,70	102
S4r	1,06	4,85	5,60	100
S5r	1,05	4,89	5,65	101
S6r	1,05	4,92	5,69	101
(S6R)	1,05	4,93	5,69	102

6 Selektivplaner

I följande diagram så har reläskyddet på inkommande 130kV hänförts ner till mellanspänningsnivån med hjälp av transformatorns (T131) spänningsomsättning. Övriga skydd befinner sig på samma spänningsnivå och förs därmed in direkt i diagrammet.

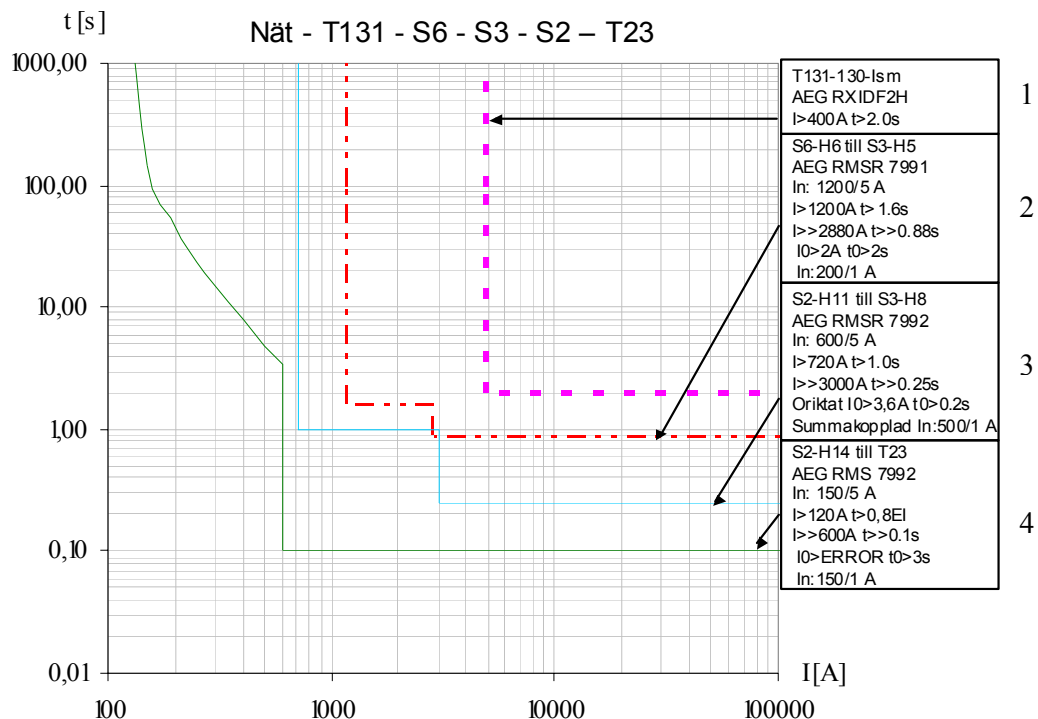
Figureerna som följer visar enligt senaste provningsprotokoll för reläskydd hur skydden reagerar i förhållande till varandra på sträckan från Vattenfalls matningspunkt 130kV och vidare ut till mellanspänningsställverkens skenor med sina respektive grupper.

I de diagram som följer har endast de skydd som ligger i störst konflikt med överliggande skydd tagits med. Urvalet ger en klarare och mindre plottrig bild. Bilaga F visar de resterande diagrammen.

För att få en uppfattning om hur selektiviteten ser ut om det skulle bli tvunget att köra matningen via T41 och 40kV, så gjordes ström-tid-diagram för det med, men endast två exempel visas i avsnitt 6.5. Övriga diagram med 40kVs-matning kan ses i bilaga G.

6.1 Diagram över utgående grupp mot T23 från S2 med 130kVs matning

Diagrammet nedan visar samtliga ström-tid-förhållande mellan reläskydden på de olika nivåerna i nätet med 130kV-s matning ner till den utgående gruppen mot T23 från fördelningsställverket S2. Det går att utläsa vilken typ av skydd samt fabrikatet som finns, med sina respektive värden enligt inställningarna.



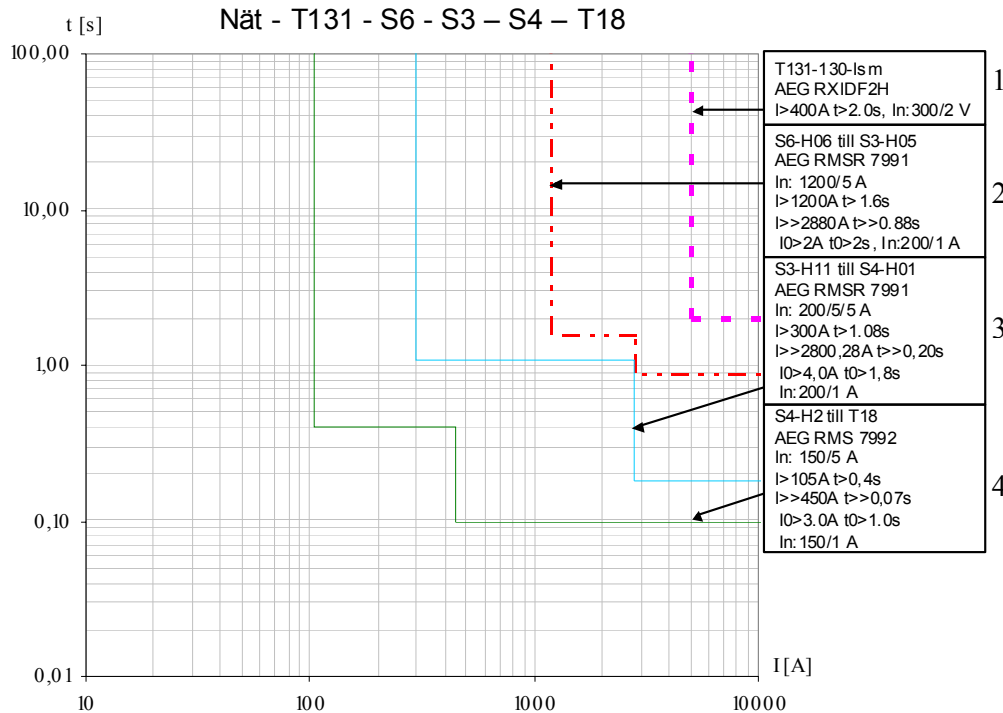
Figur 1: Ström-tid-diagram för befintliga reläskydds inställningar från 130kV till utgående skydd från skenan i ställverk S2 fack H14.

Det första reläskyddet RXIDF2H är placerat på 130kV ovanför kabeln som matar transformator T131 och vidare. Det andra ett RMSR 7991 är placerat i utgående fack på S6, och det tredje är ett RMSR 7992 vilket är placerat i fack H11 på S2. Det sista skyddet sitter i den grupp på S2 som visade det värsta fallet, skyddet heter RMS 7992, och gruppen är den som leder mot T23. För att se de övriga grupperna på S2 hänvisas till ström-tid-diagrammen i bilaga F, samt skyddsinställningar i bilaga B.

Diagrammet visar en konflikt mellan skydd nummer två och tre, eftersom de båda linjerna korsar varandra.

6.2 Diagram ner till utgående grupp mot T18 på S4 med 130kVs matning

Diagrammet nedan visar samtliga ström-tid-förhållande mellan reläskydden på de olika nivåerna i nätet med 130kV-s matning ner till den utgående gruppen mot T18 från fördelningsställverket S4. Det går att utläsa vilken typ av skydd samt fabrikatet som finns, med sina respektive värden enligt inställningarna.



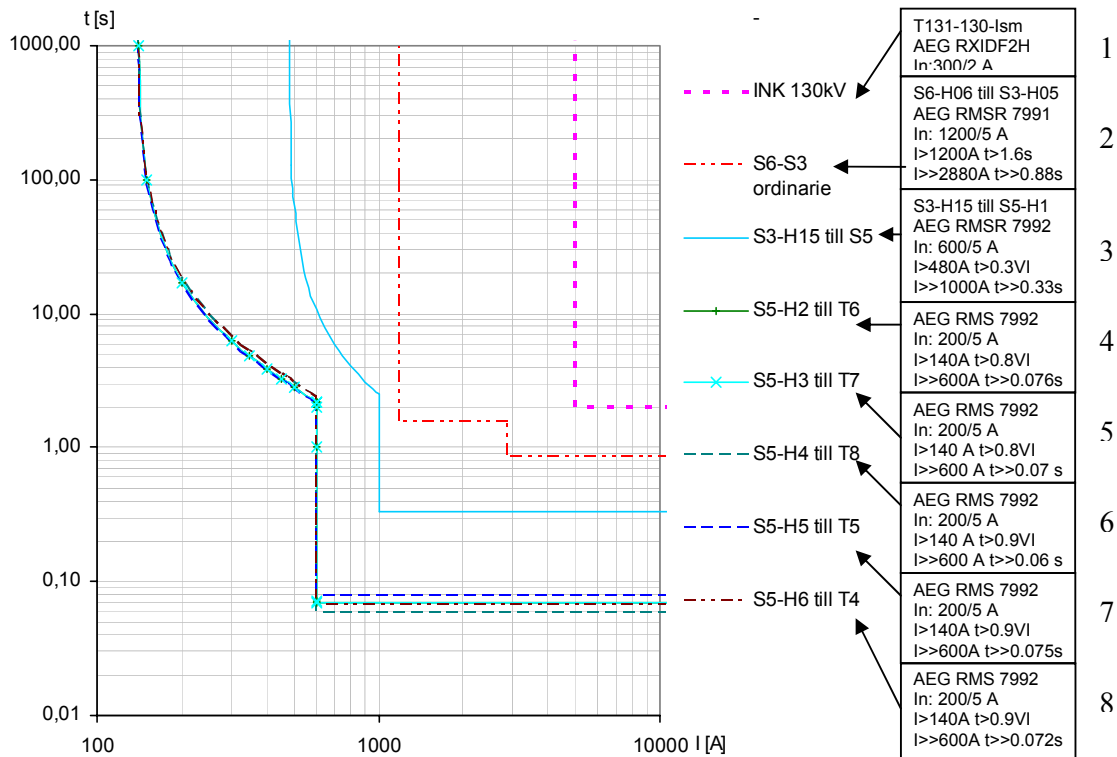
Figur 2 Ström-tid-diagram för befintliga reläskydds inställningar från 130kV till skenan i S4 med utgående gruppen mot T18.

Det första reläskyddet RXIDF2H är placerat på 130kV ovanför kabeln som matar transformator T131 och vidare. Det andra ett RMSR 7991 är placerat i utgående fack på S6, och det tredje är ett RMSR 7991 vilket är placerat i fack H11 på S4. Det sista skyddet sitter i den grupp på S4 som visar det värsta fallet, skyddet heter RMS 7992, och gruppen är den som leder mot T18. För att se de övriga grupperna på S4 hänvisas till ström-tid-diagrammen i bilaga F, samt skyddsinställningar i bilaga B.

Diagrammet visar en närliggande och möjlig konflikt mellan andra och tredje skyddet. Enligt inställningsvärdet för den momentana strömmen (I>>) i de två fallen ges en differens på endast 80A, kurvorna korsar inte riktigt varandra men nära.

6.3 Diagram över samtliga utgående grupper från S5 med 130kVs matning

Diagrammet nedan visar samtliga ström-tid-förhållande mellan reläskydden på de olika nivåerna i nätet med 130kV-s matning ner till samtliga utgående grupper från fördelningsställverket S5. Det går att utläsa vilken typ av skydd samt fabrikatet som finns, med sina respektive värden enligt inställningarna.



Figur 3 Ström-tid-diagram för befintliga reläskydds inställningar från 130kV till skenan i S5

Det första reläskyddet RXIDF2H är placerat på 130kV ovanför kabeln som matar transformator T131 och vidare. Det andra ett RMSR 7991 är placerat i utgående fack på S6, och det tredje är ett RMSR 7992 vilket är placerat i fack H15 på S3. De sista skydden nummer fyra till och med åtta är alla utgående fack från S5 inritade i samma diagram. De fem skydden är likadana och heter RMS 7992.

Diagrammet visar bra selektivitet för alla grupper på S5. Skydd nummer tre ligger med viss marginal till skydden fyra till åtta samtidigt som det även är selektivt mot tvåan.

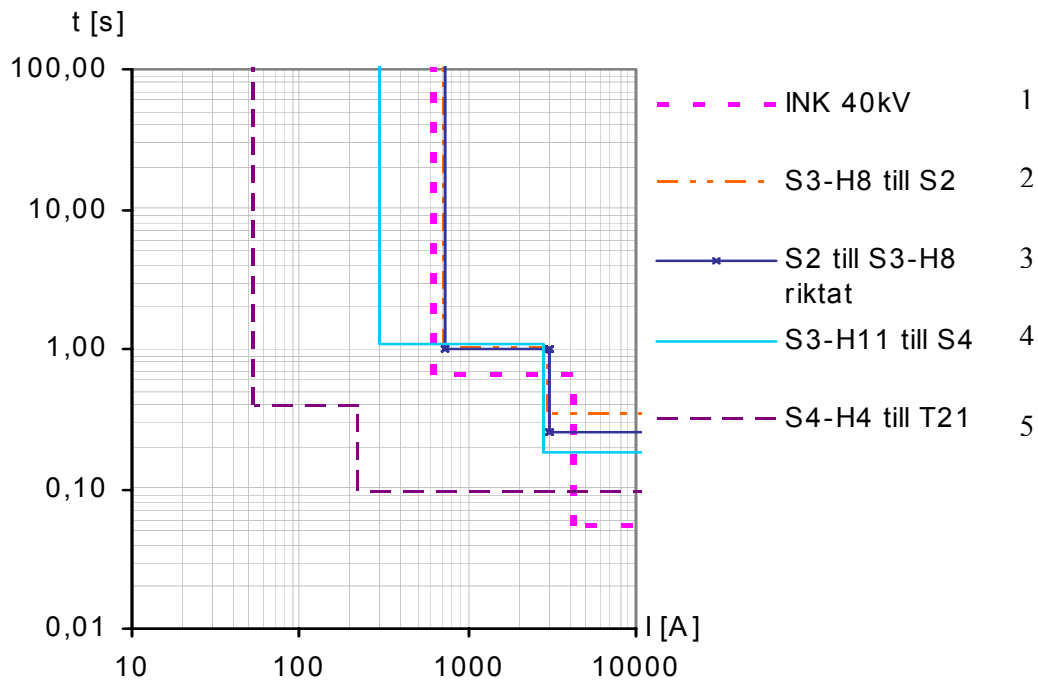
6.4 Två exempel på ström-tid-diagram för 40kVs matning

Skydd från 40kV fram till och med utgående grupp på S4 mot T21 är första exemplet.

Tabell 5 Reläskyddsvärden, typ och fabrikat från senaste provningsprotokollet samt placeringsnummer i figur 4

Placering reläskydd	Fabrikat AEG	Överlast		Kortslutning	
	Typ	I> [A]	t> [s]	I>> [A]	t>> [s]
1	KCEG140	146	0,65	1020	0,054
2	RMS 7992	720	1,05	3000	0,35
3	RMSR 7992	720	1,10	3000	0,33
4	RMSR 7991	300	1,08	2800	0,18
5	RMS 7992	52,5	0,4	225	0,10

Skydd nummer ett är placerat på 40kVs-nivån innan transformator T41. Skyddet som här har nummer två är placerad i fack H8 i fördelningsställverk S3, i andra änden av den kabeln, dvs. i fack H11 på fördelningsställverk S2, sitter skydd nummer tre. Fjärde skyddet är placerat i utgående fack mot S4 i S3. Slutligen sitter ett skydd i utmatande fack S4-H4 som leder till T21, den transformerar ner till 400V och matar belysningen till PM5. Typ av skydd samt fabrikat kan ses i tabell 5.



Figur 4 Ström-tid-diagram för befintliga reläskyddsinställningar med 40kVs matning fram till och med skyddet i fack H4 på skenan i S4.

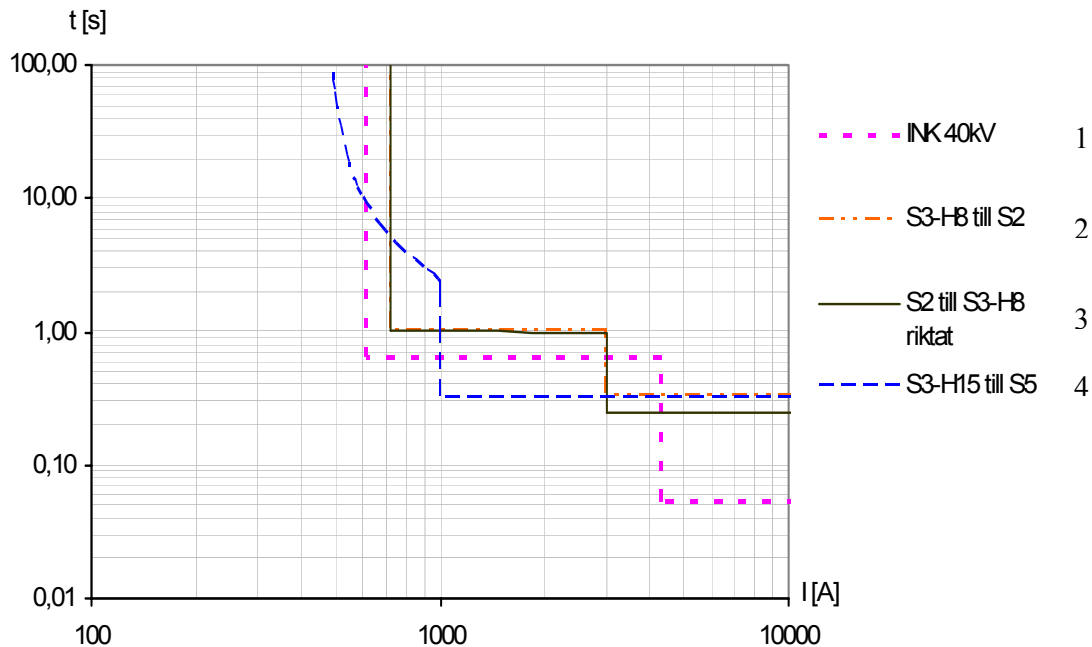
Diagrammet i figur 4 tillsammans med tabell 5 visar att skydd nummer ett löser före alla andra skydd i diagrammet, vid något tillfälle. Här visas två skydd som nästan är identiska, nummer två och tre, de är placerade i var ände av en kabel, vilket gör att det inte spelar så stor roll vilken av dem som bryter först. Skydd nummer fyra har ett för högt inställt värde på $t>$ för att vara selektivt mot överliggande skydd. Det femte skyddet ligger bra förutom gentemot ettans skydd vad gäller utlösningstiden för kortslutning över 4000A.

Exempel nummer två, för den äldre matningen, leder till och med utgående fack på S3 mot fördelningsställverk S5, vilken matar Mälderiet med kraft. De två exempel som visas är utvalda för att det är de två ledningslinjer som har flest skydd inom mellanspänningen.

Tabell 6 Givna värden från senaste provningsprotokollen för reläskydden samt vilken typ och fabrikat med placeringsnummer enligt figur 5.

Placering reläskydd	Fabrikat AEG	Överlast		Kortslutning	
	Typ	$I>$ [A]	$t>$ [s]	$I>>$ [A]	$t>>$ [s]
1	KCEG140	146	0,65	1020	0,054
2	RMS 7992	720	1,05	3000	0,35
3	RMSR 7992	720	1,10	3000	0,33
4	RMSR 7992	480	0,3VI	1000	0,33

Skydd nummer ett, två och tre är samma som i figur 4, det fjärde skyddet, här i figur 5, finns placerat i ställverk S3 i facket H15.



Figur 5 Ström-tid-diagram för befintliga reläskyddsinställningar med 40kVs matning fram till och med skyddet i fack H15 på skenan i S3.

Diagrammet ovan visar konflikter med samtliga underliggande skydd vid flera tillfällen. Förändringen från diagrammet innan är endast skydd nummer fyra. Det visar att blir det en kortslutning på kabeln till S5 på mer än 3000A så löser i första hand skydd nummer tre på en kortare tid än för skydd nummer fyra. Vid en kortslutningsström på mer än 4300 A bryts hela fabriken matning redan på inkommande 40kV-s-nivån i första hand.

7 Slutsatser

130kV som matning ger enligt diagrammen ett bra skydd selektivt vad gäller mellanspänningsdelen förutom i följande två fall. Enligt diagrammet i figur 1 ligger skyddet i utgående grupp H11 på S2 i konflikt med överliggande skydd i utgående grupp H6 på S6. Nästa figur visar att det tidigare nämnda skyddet i S6 ligger aningen nära skyddet i utgående grupp H11 i S3 vilken leder mot S4. De har en differens dem emellan på 80A, i den kritiska punkten, det är värt att ha ett öga på detta i framtiden, kanske ska inställningarna till och med ändras.

Vid jämförelse mellan 40kV och 130kV –matning ses en markant skillnad i selektivitet. För 130kV finns det några få ställen som behöver ses över men för 40kV däremot ser det betydligt sämre ut selektivt.

Den sistnämnda matningen har skydd på högspänningsnivån vilket ej ger selektivitet fullt ut för något annat skydd i detta projekt. Det är en övervägning som krävs på hur

angeläget det problemet är, eftersom de endast använder matningen till reserv och avbrott oftast sker sällan och under korta kontrollerade former.

7.1 Analys av resultat

För att erhålla ett mer noggrant värde på den maximala kortslutningseffekten skulle dels faktor C ha inkluderats i beräkningen av kortslutningsströmmen och dels skulle hänsyn ha tagits till generatorerna vilka skulle ha ökat denna effekt en aning.

7.2 Rekommendationer till fortsatt arbete

- Skyddet på 40kV behöver ses över huruvida prioriteringen ska vara så dålig som den nu är, ska inställningarna ställas om eller måste det kanske bytas ut.
- En vidare dokumentation över lågspänningens selektivitet ut till varje motor varje fläkt för att få möjligheten att ha en total överblick på hela anläggningen.
- Att göra beräkningar för transienta strömmar för att kontrollera startströmstötter vid inkoppling av till exempel stora motorer. Klarar skydden påfrestningarna även där?
- Utlösningvilkoren ska vara uppfyllda enligt starkströmsföreskrifterna. Beräknad utlösningstid får vara högst fem sekunder [2], är den det?

Källförteckning

- 1 *ABB handbok elkraft* (1989) Uppl.2. Västerås: ABB
- 2 *ABB handbok industri* (1993). Västerås: ABB
- 3 Blomqvist. Hans (red.)(1997) *Elkraftshandboken. Elkraftsystem 2*. Stockholm: Liber.

B Excel-fil reläskydd

Gula rutor är primära värden från provningsprotokoll

I blå fält anges lämplig siffra mellan överliggande och underliggande värde.

Ljusgrön endast signal

Beräknat VI

S6-H2 till P8	
I>	2250
VI t>	1,5
I>>	7000
t>>	0,15
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,150	300000
0,150	7000
0,151	7000
3,00	7000
5,00	7000
6,38	7000
6,39	7000
8,10	6000
11,05	5000
17,36	4000
24,3	3500
40,5	3000
67,5	2700
203	2400
30375	2251

Konstanttid

INK 130kV RXIDF2H	
U1	143000
U2	11500
prim. I>	400
sek. I>	4974
t>	2
tid	Ampere
2,00	300000
2,00	4974
2,01	4974
100	4974
100000	4974

RUTNÄT	
X	Y
	0,01
	0,1
1	1
10	10
100	100
1000	1000

Konstanttid

INK 40kV		KCEG140
U1	43000	
U2	10200	
primärt I>	146	
sekundärt I>	615	
t>	0,65	
signal prim I>>	128	
sekundärt I>>	540	
t>>	100	
primärt I>>>	1020	
sekundärt I>>>	4300	
t>>>	0,054	
tid	Ampere	
0,054	300000	
0,054	4300,1	
0,054	4300	
0,055	4300	
0,649	4300	
0,650	4300	
0,651	615	
0,652	615	
99,999	615	
100	615	
100,1	615	
100,2	615	
1000	615	

Konstanttid

S6-H6 - S3 ordinarie	
I>	1200
t>	1,6
I>>	2880
t>>	0,88
tid	Ampere
0,880	300000
0,880	2880,1
0,880	2880
0,881	2880
1,599	2880
1,600	2880
1,601	1200
1,602	1200
100	1200
1000	1200

Utgående grupper från S3:an

Konstanttid

S2 till S3-H8 riktat	
I>	720
t>	1
I>>	3000
t>>	0,25
tid	Ampere
0,250	300000
0,250	3000,1
0,250	3000
0,251	3000
0,999	3000
1,000	3000
1,000	2998
1,001	720
1,002	720
10000	720

Konstanttid

S3-H2 till EK2	
I>	160
t>	0,65
I>>	800
t>>	0,10
tid	Ampere
0,100	300000
0,100	800,1
0,100	800
0,101	800
0,649	800
0,650	800
0,651	160
0,652	160
100	160
10000	160

Beräknat VI

S3-H3 till T9	
I>	160
VI t>	1
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
3,26	600
3,27	600
4,24	500
4,97	450
6,00	400
7,6	350
10,3	300
16,0	250
36	200
1440	161

Beräknat EI

S3-H6 till T2	
I>	150
EI t>	0,5
I>>	400
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	400
0,101	400
1,00	400
6,00	400
8,17	400
8,17	400
16,7	300
28,1	250
64,3	200
114	180
176	170
363	160
3738	151

Utgående grupper från S3-10kV

Beräknat EI

S3-H7 till T30-G8	
I>	160
EI t>	0,1
I>>	800
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	800
0,101	800
0,20	800
0,30	800
0,41	800
0,41	800
0,5	700
0,8	600
1,1	500
2	400
4	300
18	200
797	161

Konstanttid

S3-H8 till S2	
I>	720
t>	1,05
I>>	3000
t>>	0,35
tid	Ampere
0,350	300000
0,350	3000,1
0,350	3000
0,351	3000
1,049	3000
1,050	3000
1,051	720
1,052	720
100	720
10000	720

Beräknat EI

S3-H9 till T31	
I>	140
EI t>	0,5
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
2,87	600
2,87	600
13,9	300
22,8	250
48,0	200
77	180
105	170
163	160
3488	141

Konstanttid

S3-H11 till S4	
I>	300
t>	1,08
I>>	2800
t>>	0,18
tid	Ampere
0,180	300000
0,180	2800,1
0,180	2800
0,181	2800
1,079	2800
1,080	2800
1,081	300
1,082	300
100	300
10000	300

Konstanttid

S3-H12 till T28-G5	
I>	75
t>	0,5
I>>	300
t>>	0,10
tid	Ampere
0,100	300000
0,100	300,1
0,100	300
0,101	300
0,499	300
0,500	300
0,501	75
0,502	75
100	75
10000	75

Beräknat VI

S3-H13 till T19	
I>	140
VI t>	0,5
I>>	600
t>>	0,07
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,070	300000
0,070	600
0,071	600
1,00	600
1,10	600
1,36	600
1,37	600
1,75	500
2,03	450
2,42	400
3,0	350
3,9	300
10,5	200
63	150
630	141

Beräknat VI

S3-H14 till T20	
I>	140
VI t>	0,5
I>>	600
t>>	0,07
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,070	300000
0,070	600
0,071	600
1,00	600
1,10	600
1,36	600
1,37	600
1,75	500
2,03	450
2,42	400
3,0	350
3,9	300
10,5	200
63	150
630	141

Beräknat VI

S3-H15 till S5	
I>	480
VI t>	0,3
I>>	1000
t>>	0,33
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,330	300000
0,330	1000
0,331	1000
1,00	1000
2,00	1000
2,48	1000
2,49	1000
3,09	900
4,05	800
5,89	700
10,8	600
18,5	550
64,8	500
130	490
1296	481

Utgående grupper från S2-10kV

Beräknat EI

S2-H1 till T10	
I>	120
EI t>	0,6
I>>	585
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	585
0,101	585
1,00	585
2,00	585
2,63	585
2,63	585
3,7	500
5,9	400
11,4	300
18	250
34	200
107	150
3585	121

Beräknat EI

S2-H2 till T11	
I>	120
EI t>	0,8
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
3,32	600
3,32	600
4,9	500
7,9	400
15,2	300
24	250
45	200
142	150
4780	121

Konstanttid

S2-H4 till T41	
I>	500
t>	2
I>>	3000
t>>	0,10
tid	Ampere
0,880	300000
0,880	3000,1
0,880	2880
0,881	2880
1,599	2880
1,600	2880
1,601	1200
1,602	1200
100	1200
1000	1200

Beräknat EI

S2-H5 till T12	
I>	120
EI t>	0,8
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
3,32	600
3,32	600
4,9	500
7,9	400
15,2	300
24	250
45	200
142	150
4780	121

Beräknat EI

S2-H6 till T13	
I>	105
EI t>	0,7
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
2,20	600
2,20	600
3,2	500
5,2	400
9,8	300
27	200
53	160
168	125
3658	106

Beräknat EI

S2-H7 till T14	
I>	105
EI t>	0,7
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
2,20	600
2,20	600
3,2	500
5,2	400
9,8	300
27	200
53	160
168	125
3658	106

Beräknat EI

S2-H8 till T15	
I>	105
EI t>	0,7
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
2,20	600
2,20	600
3,2	500
5,2	400
9,8	300
27	200
53	160
168	125
3658	106

Beräknat EI

S2-H9 till T16	
I>	75
EI t>	0,9
I>>	525
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	525
0,101	525
1,00	525
1,50	525
1,87	525
1,87	525
2,1	500
3,3	400
6,0	300
15	200
25	160
116	100
3353	76

Utgående grupper från S2-10kV

Konstanttid

S2-H10 till EK1	
I>	500
t>	1,0
I>>	1500
t>>	0,10
tid	Ampere
0,100	300000
0,100	1500,1
0,100	1500
0,101	1500
0,999	1500
1,000	1500
1,001	500
1,002	500
100	500
1000	500

Beräknat EI

S2-H12 till T22	
I>	75
EI t>	0,9
I>>	525
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	525
0,101	525
1,00	525
1,50	525
1,87	525
1,87	525
2,1	500
3,3	400
6,0	300
15	200
25	160
116	100
3353	76

Beräknat EI

S2-H13 till T17	
I>	105
EI t>	0,8
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
2,52	600
2,52	600
3,7	500
5,9	400
11,2	300
30	200
61	160
192	125
4180	106

Beräknat EI

S2-H14 till T23	
I>	120
EI t>	0,8
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,50	600
3,32	600
3,32	600
4,9	500
7,9	400
15,2	300
24	250
45	200
142	150
4780	121

Beräknat EI

S2-H15 till T24	
I>	105
EI t>	0,8
I>>	600
t>>	0,1
t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere
0,100	300000
0,100	600
0,101	600
1,00	600
2,00	600
2,52	600
2,52	600
3,7	500
5,9	400
11,2	300
30	200
61	160
192	125
4180	106

Utgående grupper från S4-10kV

Konstanttid		Konstanttid		Konstanttid		Beräknat VI	
S4-H2 till T18		S4-H3 till T3		S4-H4 till T21		S5-H2 till T6	
>	105	>	97,5	>	52,5	>	140
t>	0,4	t>	0,4	t>	0,4	VI t>	0,8
>>	450	>>	300	>>	225	>>	600
t>>	0,10	t>>	0,10	t>>	0,10	t>>	0,07
tid	Ampere	tid	Ampere	tid	Ampere	t = y	I _{R2} = x
0,100	300000	0,100	300000	0,100	300000	sekund	Ampere
0,100	450,1	0,100	300,1	0,100	225,1	0,070	300000
0,100	450	0,100	300	0,100	225	0,070	600
0,101	450	0,101	300	0,101	225	0,071	600
0,399	450	0,399	300	0,399	225	1,00	600
0,400	450	0,400	300	0,400	225	2,00	600
0,401	105	0,401	98	0,401	53	2,18	600
0,402	105	0,402	98	0,402	53	2,19	600
100	105	100	98	100	53	2,80	500
1000	105	1000	98	1000	53	3,25	450
						3,88	400
						4,8	350
						6,3	300
						16,8	200
						101	150
						1008	141

Utgående grupper från S5:an

Beräknat VI		Beräknat VI		Beräknat VI		Beräknat VI	
S5-H3 till T7		S5-H4 till T8		S5-H5 till T5		S5-H6 till T4	
>	140	>	140	>	140	>	140
VI t>	0,8	VI t>	0,9	VI t>	0,8	VI t>	0,9
>>	600	>>	600	>>	600	>>	600
t>>	0,07	t>>	0,06	t>>	0,08	t>>	0,07
t = y	I _{R2} = x	t = y	I _{R2} = x	t = y	I _{R2} = x	t = y	I _{R2} = x
sekund	Ampere	sekund	Ampere	sekund	Ampere	sekund	Ampere
0,070	300000	0,060	300000	0,080	300000	0,070	300000
0,070	600	0,060	600	0,080	600	0,070	600
0,071	600	0,061	600	0,081	600	0,071	600
1,00	600	1,00	600	1,00	600	1,00	600
2,00	600	2,00	600	2,00	600	2,00	600
2,18	600	2,46	600	2,18	600	2,46	600
2,19	600	2,47	600	2,19	600	2,47	600
2,80	500	3,15	500	2,80	500	3,15	500
3,25	450	3,66	450	3,25	450	3,66	450
3,88	400	4,36	400	3,88	400	4,36	400
4,8	350	5,4	350	4,8	350	5,4	350
6,3	300	7,1	300	6,3	300	7,1	300
16,8	200	18,9	200	16,8	200	18,9	200
101	150	113	150	101	150	113	150
1008	141	1134	141	1008	141	1134	141

C Excel-fil transformatorer

Trafo-nummer	Fabrikat & isolering	Spänning uppsida [kV]	Spänning nedsida [kV]	Effekt [MVA]	uk [%]	Kopplingsgrupp
T1	VAKANT					
T2	ABB DYVHK TORR	10,5	0,525	2	5,9	Dyn11
T3	MORA TH-600 TORR	10,5	0,525	1,25	4,86	Dyn11
T4	ABB DYVHK TORR	10,5	0,525	2	5,9	Dyn11
T5	ASEA TOTE 476 OLJA	10,2	0,525	2	5,7	Dyn11
T6	CTE TC-RAN TORR	10,5	0,525	2	5,8	Dyn11
T7	CTE TC-RAN TORR	10,5	0,525	2	5,83	Dyn11
T8	ABB DYVHK TORR	10,5	0,525	2	5,9	Dyn11
T9	CTE TC-RAN TORR	10,5	0,525	2	5,8	Dyn11
T10	ASEA TOTE 476 OLJA	10,2	0,525	2	5,7	Dyn11
T11	ASEA TOTE 476 OLJA	10,2	0,525	2	5,7	Dyn11
T12	ASEA TOTE 476 OLJA	10,2	0,525	2	5,7	Dyn11
T13	HELMERV.LTX C28D120 TORR	11,0	0,525	2,5	6,31	Dyn11
T14	ES TLFP-31/8542 TORR	10,5	0,525	2	5,6	Dyn11
T15	ASEA TOH 2000 OLJA	10,5	0,525	2	6	Dyn11
T16	ASEA TOTSE 4705 OLJA	10,5	0,400	1	5,4	Dyn11
T17	NORDTRAFO HEXA 70/140 TORR	10,5	0,500	2	5,89	Dyn11
T18	HELMERV.LTX C25D110 TORR	10,5	0,525	1,6	5,6	Dyn11
T19	ASEA TLH 1600 TORR	10,5	0,525	1,6	7	Dyn11
T20	SUNDBERG 1LHG-10010 TORR	10,0	0,525	1	5,13	Dyn11
T21	HELMERV.LTX 18E80 TORR	10,5	0,400	0,630	5,2	Dyn11
T22	VAKANT					
T23	HELMERV.LTX C26D120 TORR	10,5	0,525	2	5,8	Dyn11
T24	HELMERV.LTX C26D120 TORR	10,5	0,525	2	5,8	Dyn11
T25	VAKANT					
T26	VAKANT					
T27	VAKANT					
T28	PARTILLE TO 56 OLJA	10,2	0,525	1,5		Dyn11
T29	VAKANT				5,93	
T30	HELMERV.LTX C26D120 TORR	10,5	0,525	2	7,44	Dyn11
T31	HELMERV.LTX C25D110 TORR	10,5	0,400	1,6	6,26	Dyn11
T32	VAKANT					
T33	VAKANT					
T34	VAKANT					
T35	ES TLFP-26/6543 TORR	0,500	0,380	0,600		
T36		0,500	0,400	0,200		
T37	ETV 3T1500 TORR	0,500	0,380	0,015		Dyn11
T38	VAKANT					
T39	NORDTRAFO TT1603 TORR	0,500	0,380	0,200		Dyn11
T40	VAKANT					
T41	ASEA TOTE 639 OLJA	43	10,2	10	7,60	YNyn
T131	ASEA TAA 43 OLJA	143	11,5	63	21	YNyn
RESERV	NATIONAL TFTTK-E TORR	10	0,500	2	5,89	Dyn11
RESERV	HELMERV.LTX 23D100 TORR	10,5	0,525	1	5,3	Dyn11

D Excel-fil brytare

Placering ställeverk	Fack	Typ	Fabrikat	Märkst.	Märksp.	Frånslagstid [ms]			Isolationsnivå Uw [kV]	Brytförmåga Isc [kA]
				[A]	[V]	L1	L2	L3		
S2-10 kV PM8	H01-S	VAA 636/12-2	AEG	630	12	37,3	37,4	37	75	25
	H02-S	"	"	"	"	38	37,7	37,5	"	"
	H04-S	"	"	"	"	37	37	37,2	"	"
	H05-S	"	"	"	"	38,5	38,4	38,4	"	"
	H06-S	"	"	"	"	37,6	37,5	37,9	saknas	saknas
	H07-S	"	"	"	"	36,5	36,5	36,3	75	25
	H08-S	"	"	"	"	37,6	38,7	37,7	"	"
	H09-S	"	"	"	"	36,4	37,1	36,9	saknas	saknas
	H10-S	DEC 4-25/12F	AEGT&D	1250	12	38,1	34,9	38,3	75	25
	H11-S	VAA 636/12-2	AEG	630	12	saknas	saknas	saknas	"	"
	H12-S res	"	"	"	"	38,2	37,8	37,9	"	"
	H13-S	"	"	"	"	37,7	37,4	37,9	"	"
	H14-S	"	"	"	"	37,3	37,6	37,7	"	"
	H15-S	"	"	"	"	37	37,1	37,4	"	"
	RESERV	"	"	"	"	37,2	37,7	38		
S3-10 Kv Ångcentral ÖV	H02-S	2000/5703.30/01 CRR1000	Alstom						75	20
	H03-S	3AF 1531-4 Z	Siemens	800	12	60,6	60,5	61,2	"	"
	H04-S	"	"	"	"	61,4	61,4	61,6		
	H05-S	"	"	"	"				saknas	saknas
	H06-S	"	"	"	"	64,6	64,8	64,5	75	20
	H07-S	"	"	"	"	62,2	61,4	61,4	"	"
	H08-S	"	"	"	"				"	"
	H09-S	"	"	"	"				"	"
	H10-S	"	"	"	"				saknas	saknas
	H11-S	3AF 1531-4 Z	Siemens	800	12	63	61,8	62,5	75	20
	H12-S res	"	"	"	"	58,7	59,3	59,3	"	"
	H13-S	"	"	"	"	61,5	61,3	61,8	"	"
	H14-S	"	"	"	"	64,3	64,2	64,3	"	"
H15-S	"	"	"	"	62,5	62,3	62,6	"	"	
RESERV	"	"	"	"						
S4-10 Kv PM5	H01-S									
	H02-S	OSAM 12 P3	Strömberg	800	12	34,5	34,6	34,8	75	20
	H03-S	"	"	"	"	34,8	35,8	35,2	"	"
	H04-S	OSAN 12 P1	"	1250	12	38,4	38,7	38,8	"	32
S5-10 Kv Målderi	H01-S	HKK 12/820	ASEA	820	12	39,3	39,8	39,8	75	20
	H02-S	"	"	"	"	41,3	41,5	41,6	"	"
	H03-S	"	"	"	"	41,3	40,3	41,5	"	"
	H04-S	"	"	"	"	40,4	40,5	39,6	"	"
	H05-S	"	"	"	"	40,9	40,5	40,5	"	"
	H06-S	HKK 12/1225	ASEA	1225	12	36,8	37,4	38,4	"	"
T6-10-f-s	HKK 12/820	ASEA	820	12	41,3	41,2	41,3			
S6-10 Kv Ångcentral BV	H01-S									
	H02-S	HKK 12/3125	ASEA	3150	12	44,5	43,7	43,9	75	25
	H03-S									
	H04-S									
	H05-S									
	H06-s	HKK 12/1225	"	1250	12	39,9	40,6	40,2	75	25
	H07-S	"	"	"	"	40,8	40,7	41,6	saknas	saknas
Reserv	"	"	"	"	40,4	40	40,5			

E Excel-fil kablar

Uppgifter från Draka kabel (r och x är angivna för 20 grader celsius)

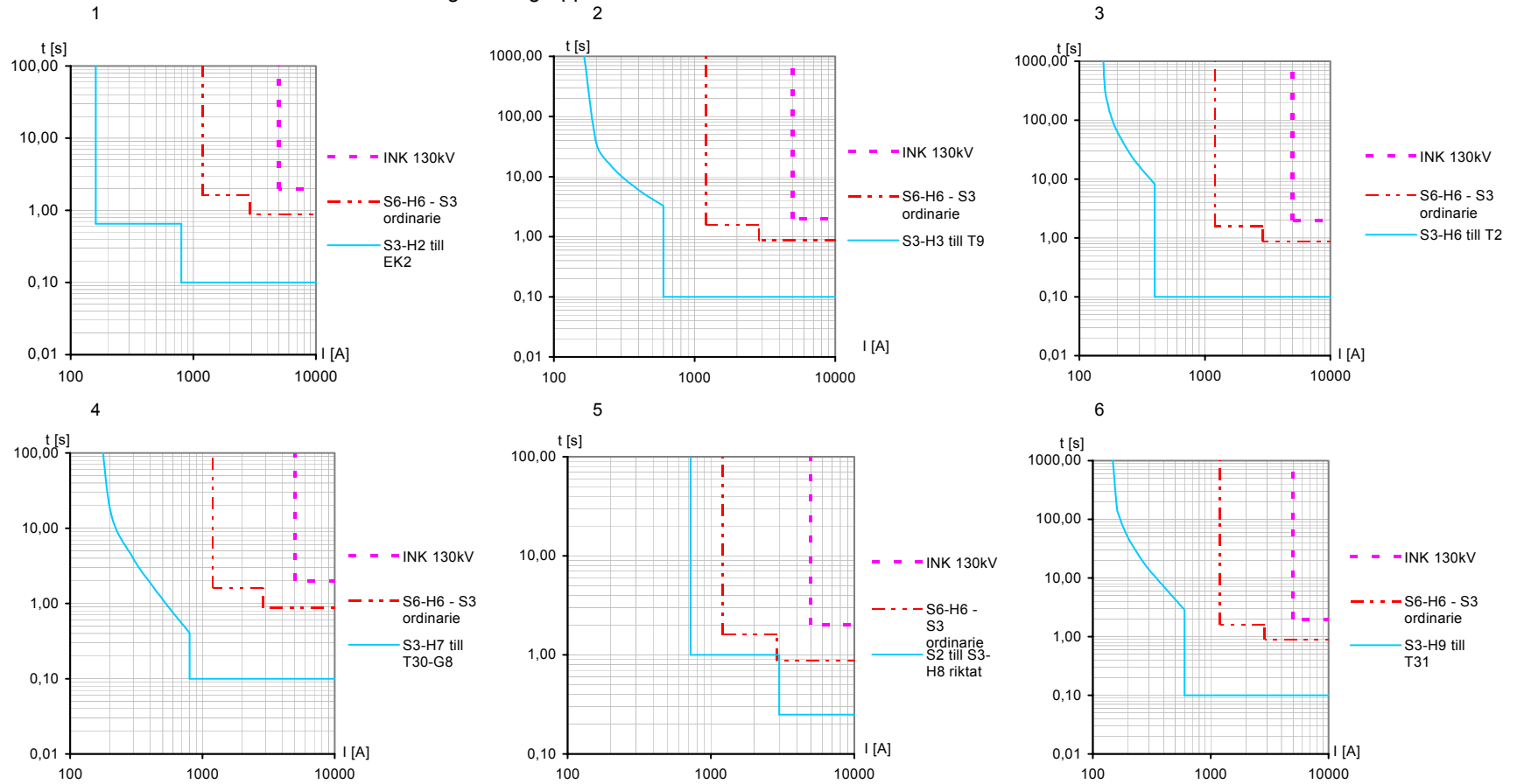
De kablar som använts på mellanspänningen och 130 kV

beräknat

TYP	Antal // ledare	AREA	r [ohm/km]	x [ohm/km]	C [microF/m]	jordsl. ström [A/km]	Märk. sp [kV]	Max korts. temp.	Enummer	CENELEC- kod	Fas- ledare tvärsnitt	Kabel- vikt [kg/m]
AXKJ	1	3x 240 /35	0,125	0,085	0,44	2,8	7/12	250	0138710-1	SE-N10XC7V-AR	Rund	4,5
AXKJ	2	3x 240 /35	0,0625	0,0425								
AXKJ	3	3x 240	0,041667	0,028333								
AXKJ	4	1x 500 /35	0,0605	0,072	0,58	3,8	7/12	250	0138000	SE-N10XC7V-AR	Rund	2,6
AXKJ	6	1x 500 /35	0,0403	0,048								
AXKJ	2	1x 500 /35	0,121	0,144								
AXLJ	3	300 /35	0,1	0,082	0,49	2,1	7/12	250	-	SE-N10XC7E-AR	Rund	5,2
AXLJ	1	1x 500	0,0898	0,124								
Kablar för den övriga anläggningen												
AKKJ	1	3x 150 /41	0,206	0,072	0,58	0,3	0,6/1	150	0105150	SE-N1VCV-AS	Sektor	2,4
AKKJ	2	4x 150 /41	0,206	0,072	0,58	0,3	0,6/1	150	0105550	SE-N1VCV-AS	Sektor	3
AKKJ	9	3x 240 /72	0,125	0,069	0,6	0,3	0,6/1	150	0105170	SE-N1VCV-AS	Sektor	3,8
AKKJ	1	3x 300 /82	0,1	0,069	0,61	0,3	0,6/1	150	0105180	SE-N1VCV-AS	Sektor	4,8
AKKJ	4	3x 300 /88	0,1	0,069	0,61	0,3	0,6/1	150		SE-N1VCV-AS	Sektor	4,8
AXKJ	1	3x 50 /16	0,641	0,107	0,23	1,5	7/12	250	0140010-1	SE-N10XC7V-AR	Rund	1,7
AXKJ	1	3x 95 /25	0,32	0,097	0,3	2	7/12	250	0138700-1	SE-N10XC7V-AR	Rund	2,5
AXKJ	1	3x 240 /72	0,125	0,069	0,61	0,3	0,6/1	150	-	SE-N1VCV-AS	Sektor	3,8
AXKJ	1	3x 150 (/25)	0,206	0,091	0,36		7/12	250	0140030-1	SE-N10XC7V-AR	Rund	3,3
FXKJ	1	3x 15 /25	0,193	0,085	0,3	2	7/12	250	0137530	SE-N10XC7V-R	Rund	4,9
FXKJ	1	3x 95 /25	0,193	0,085	0,3	2	7/12	250	0137530	SE-N10XC7V-R	Rund	4,9
FXKJ	1	3x 95	0,193	0,085	0,3	2	7/12	250	0137530	SE-N10XC7V-R	Rund	4,9
RK	2	240, Cu 95 (PE)	0,0801				0,75/0,45	150	0323820	H07V-K	Rund	2,3

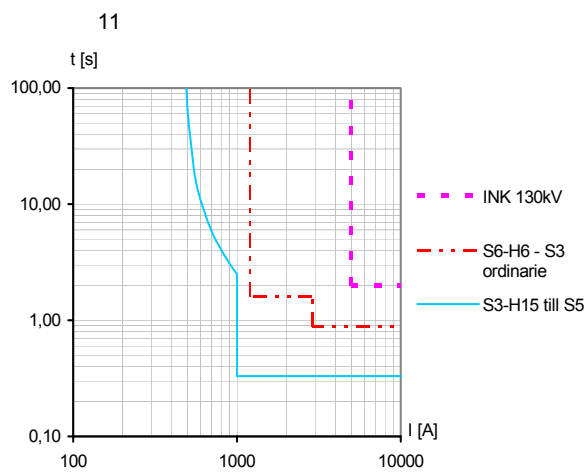
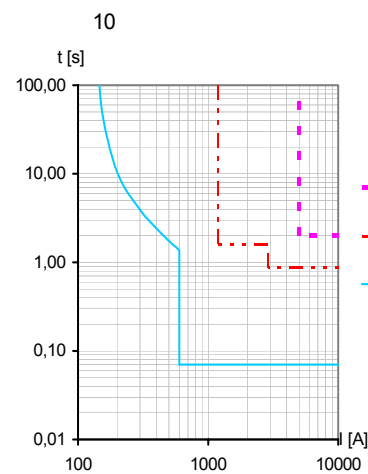
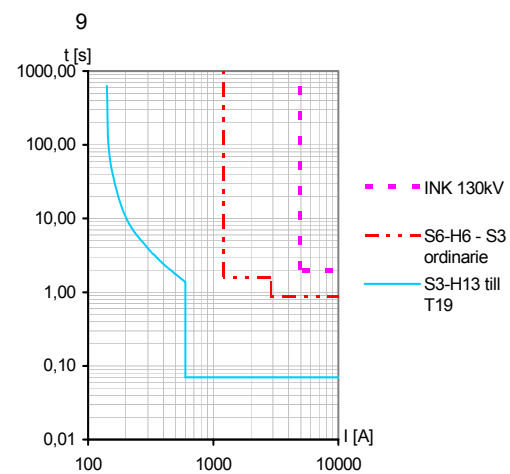
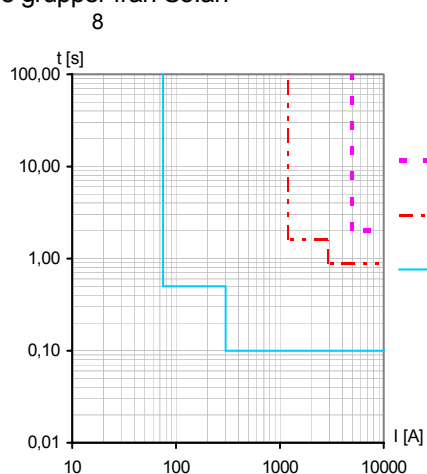
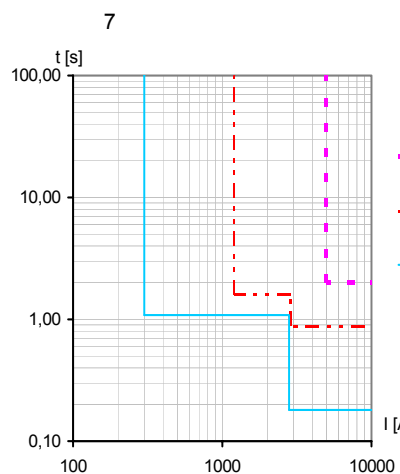
F Excel-fil ström-tid-diagram för 130kV matning

Utgående grupper från S3:an



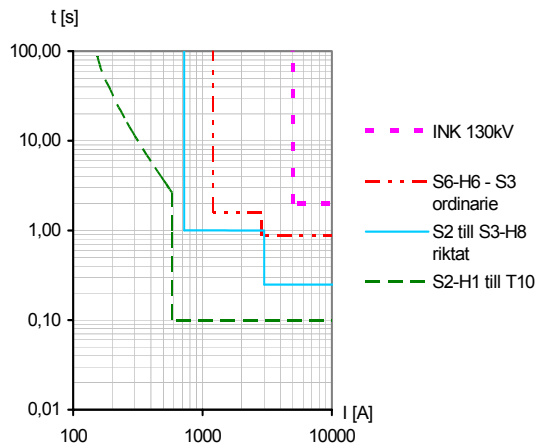
Selektivplan över mellanspänningsanläggningen på Munkedals AB

Utgående grupper från S3:an

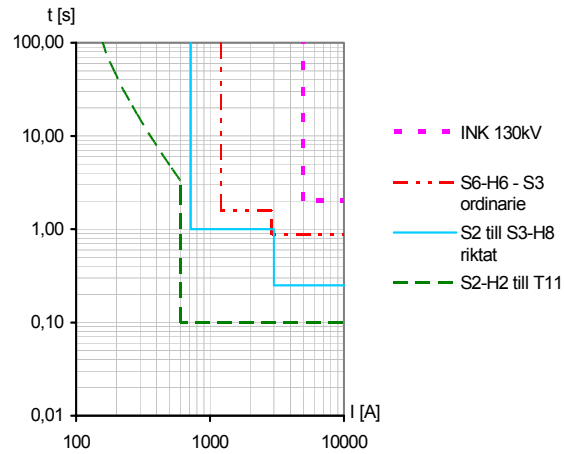


Selektivplan över mellanspänningsanläggningen på Munkedals AB

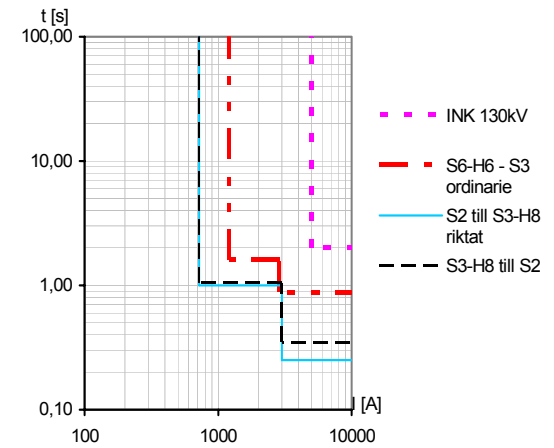
1 Utgående grupper från S2:an



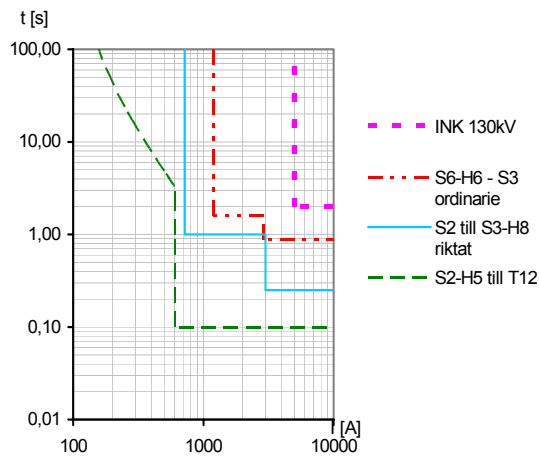
2



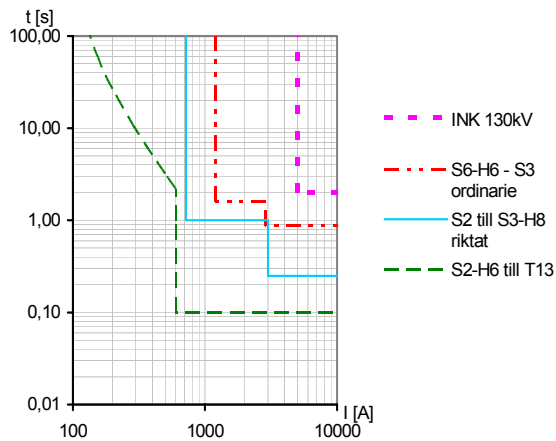
3



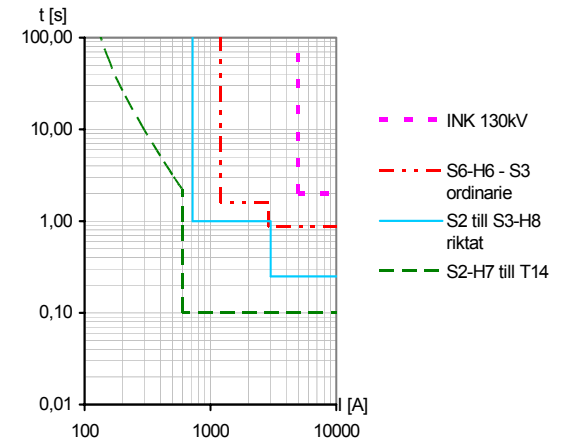
4



5

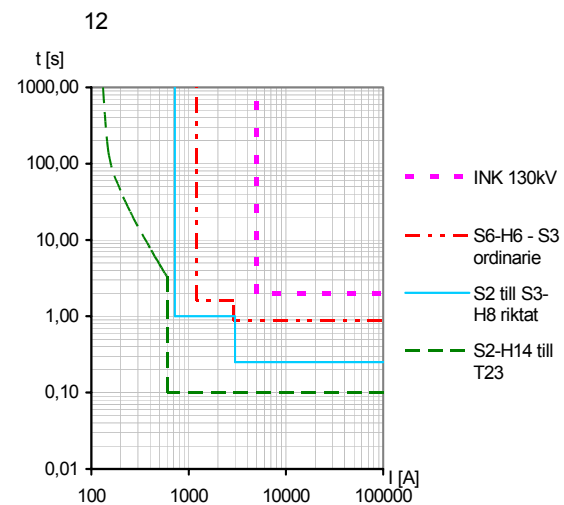
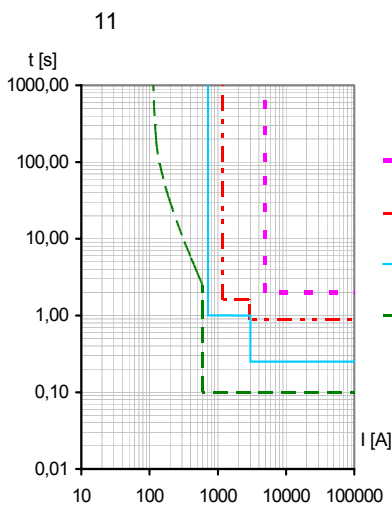
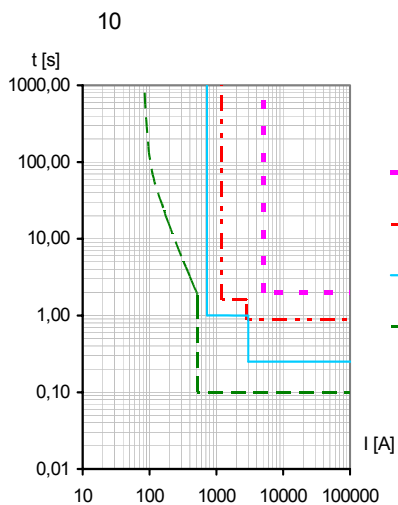
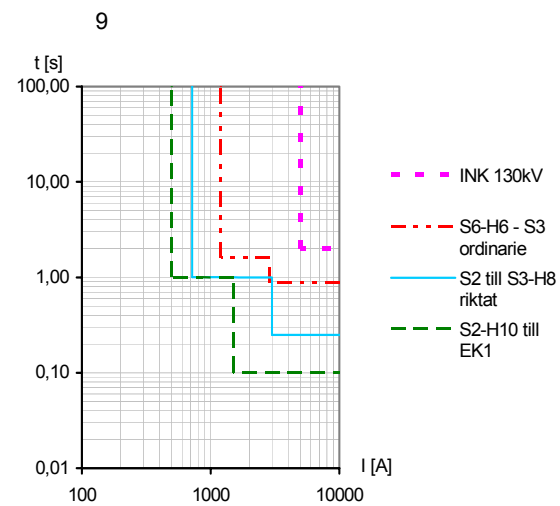
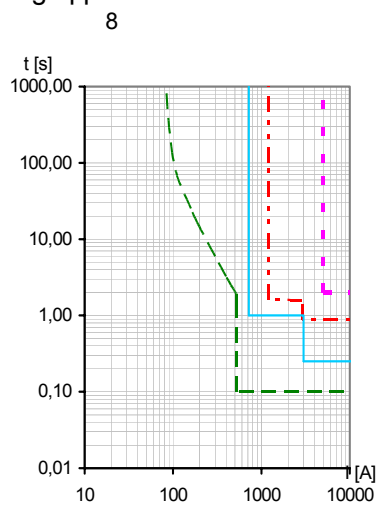
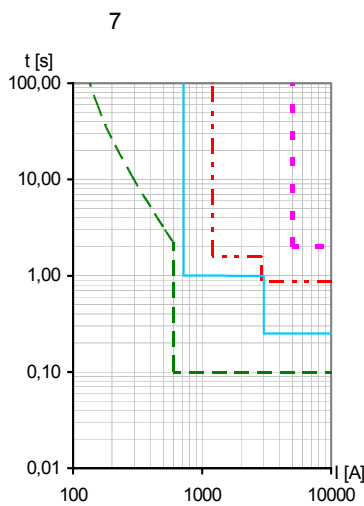


6

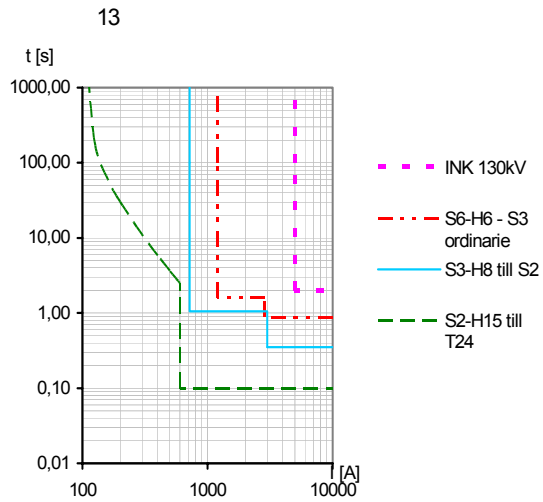


Selektivplan över mellanspänningsanläggningen på Munkedals AB

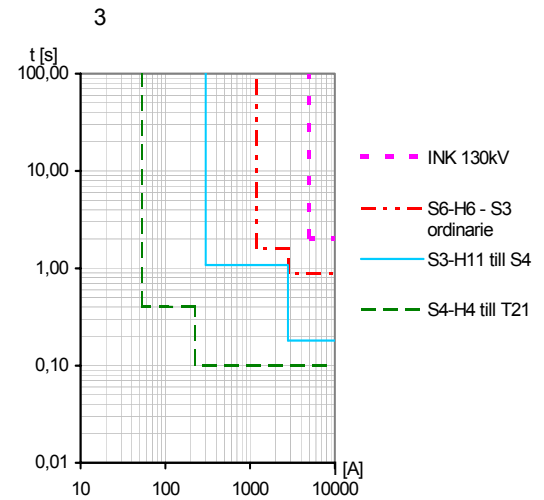
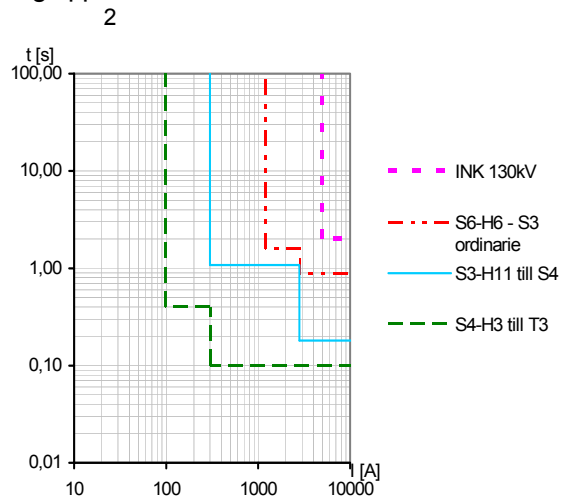
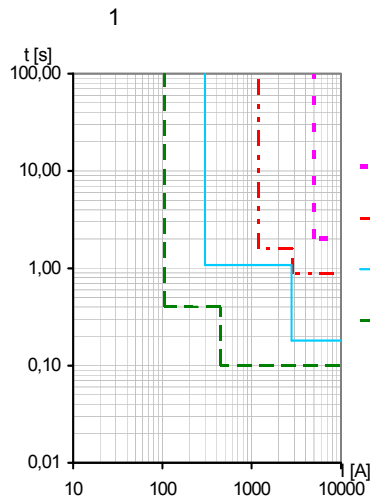
Utgående grupper från S2:an



Selektivplan över mellanspänningsanläggningen på Munkedals AB

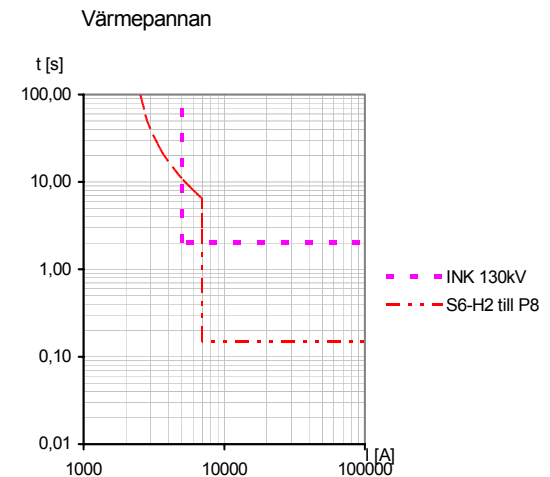
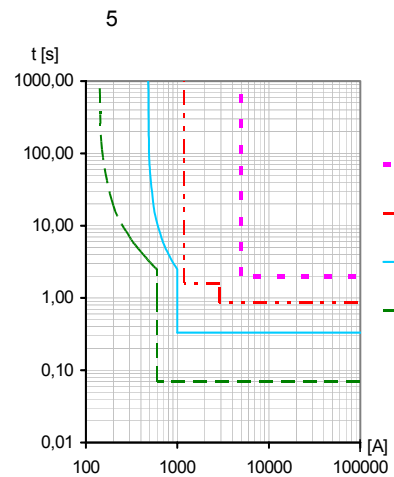
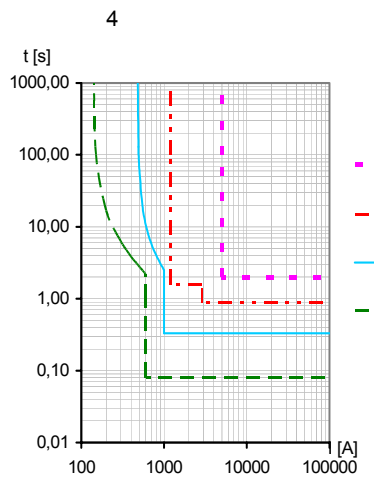
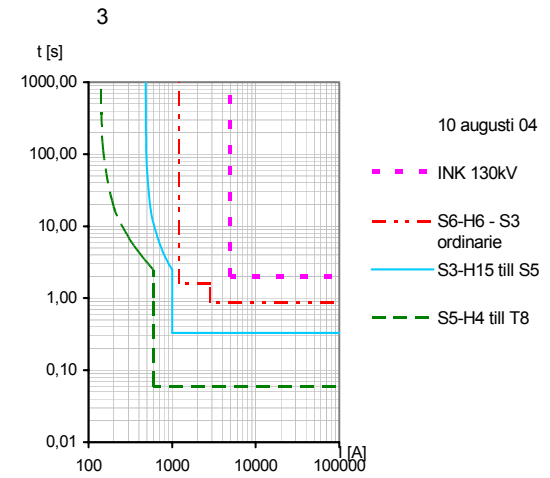
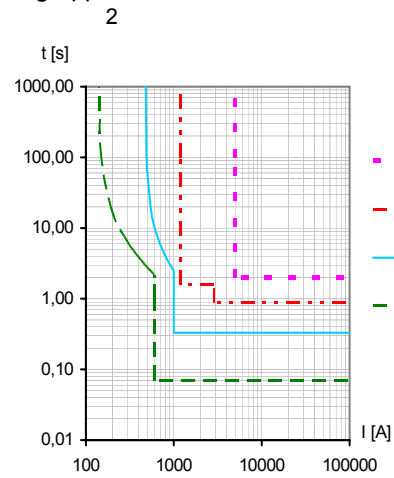
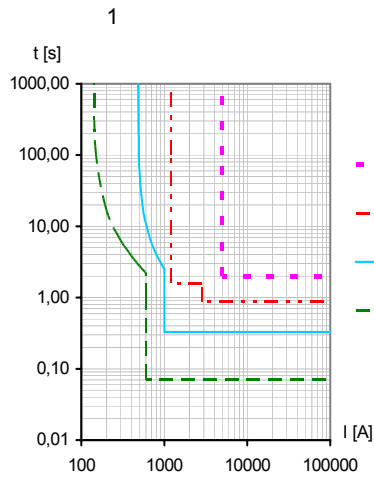


Utgående grupper från S4:an



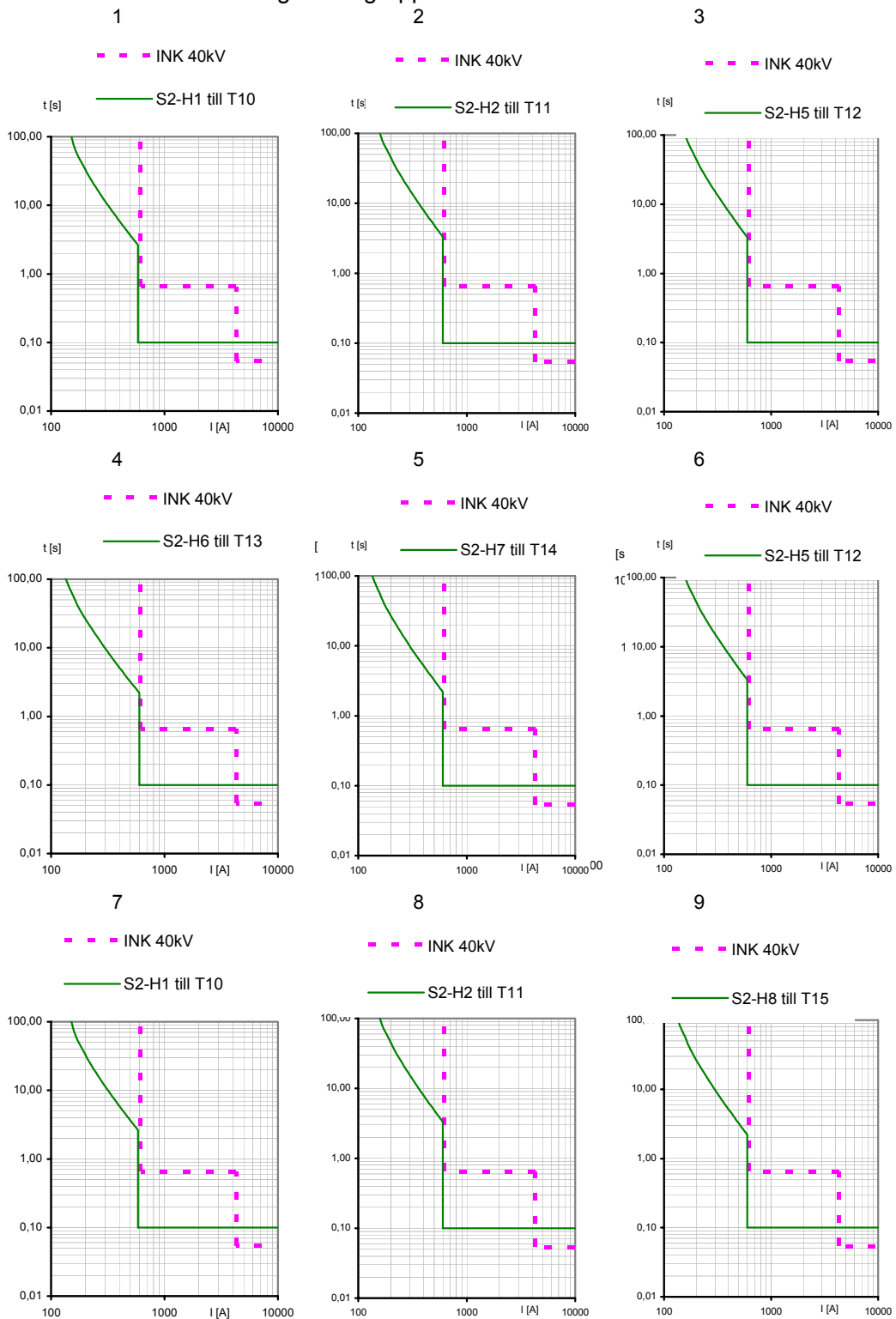
Selektivplan över mellanspänningsanläggningen på Munkedals AB

Utgående grupper från S5:an

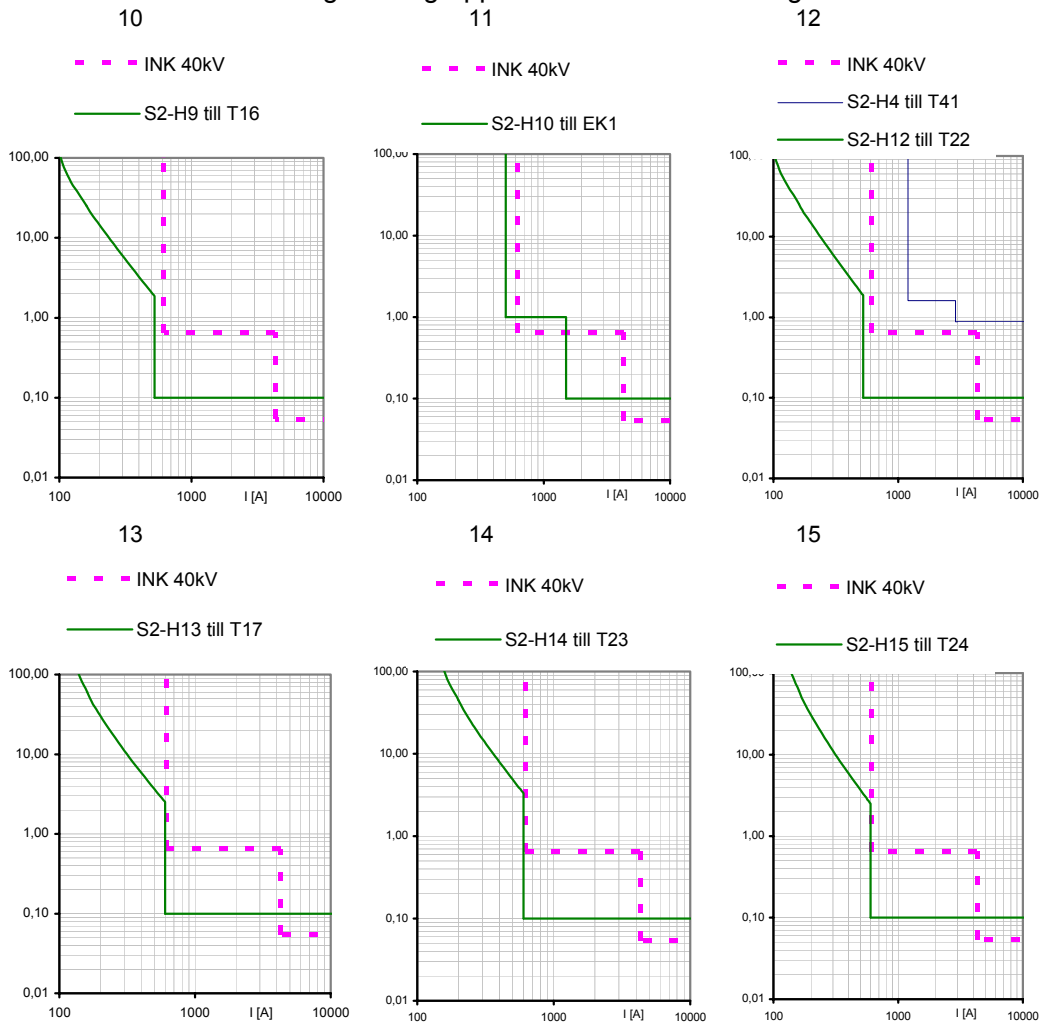


G Excel-fil ström-tid-diagram för 40kV matning

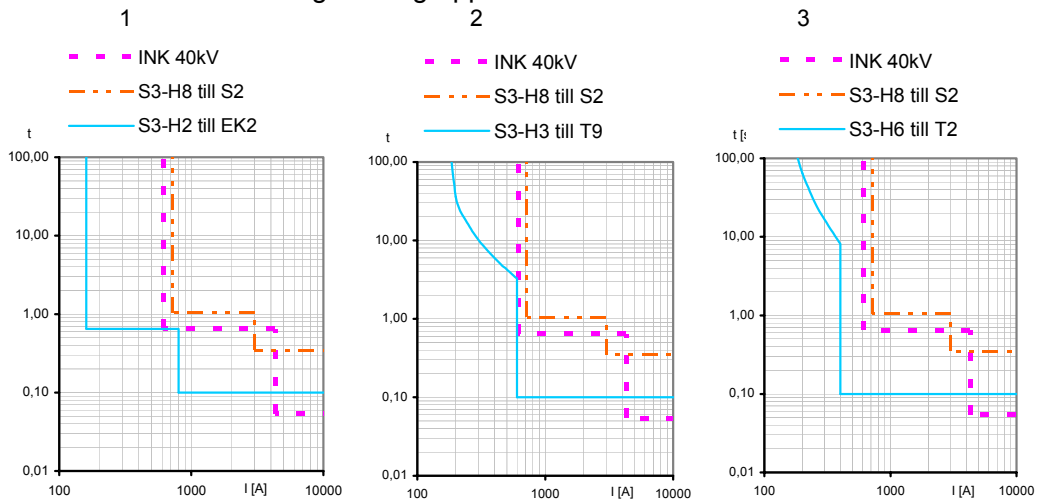
Utgående grupper från S2:an



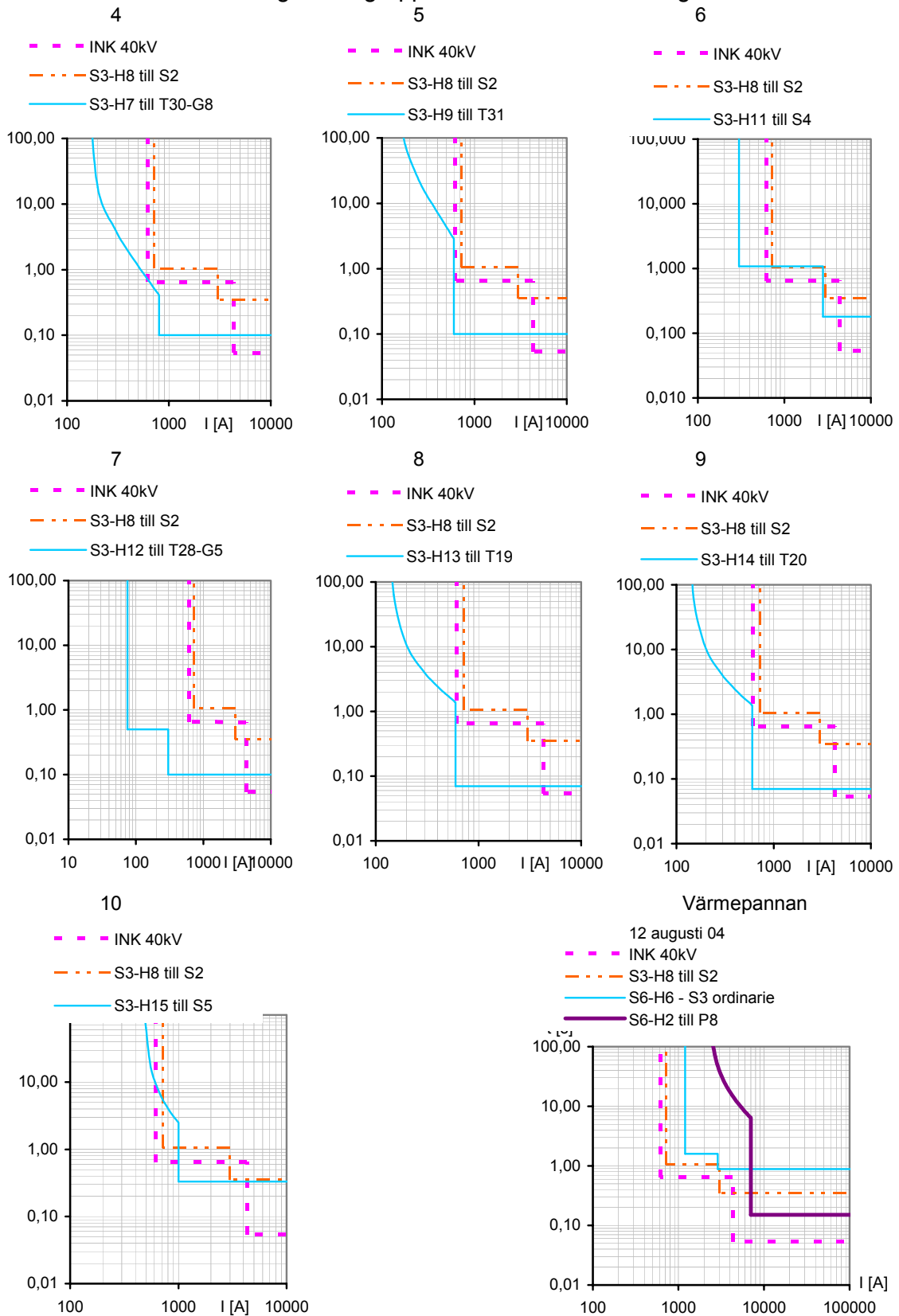
Utgående grupper från S2:an fortsättning



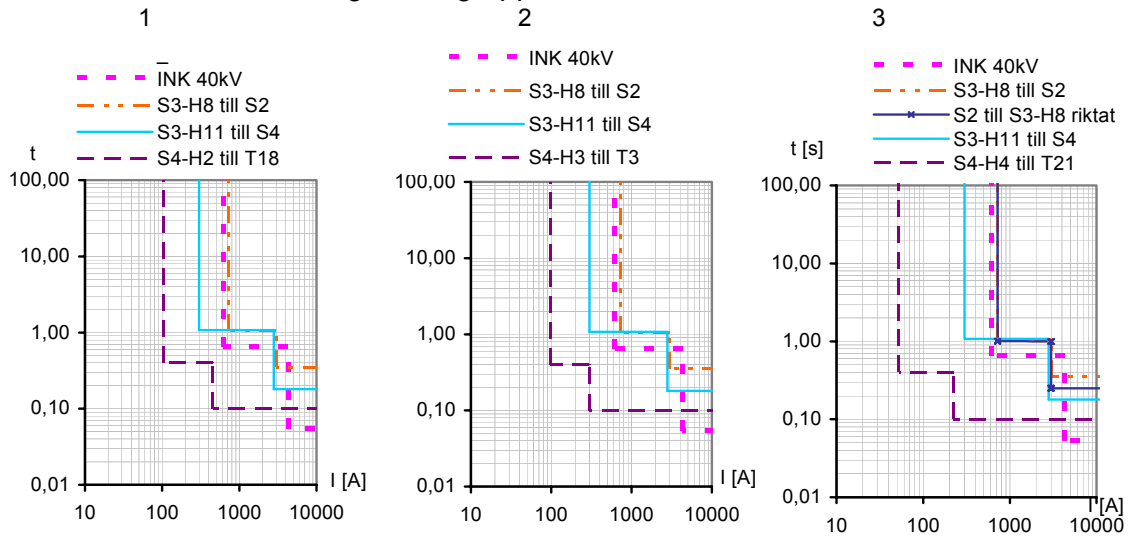
Utgående grupper från S3:an



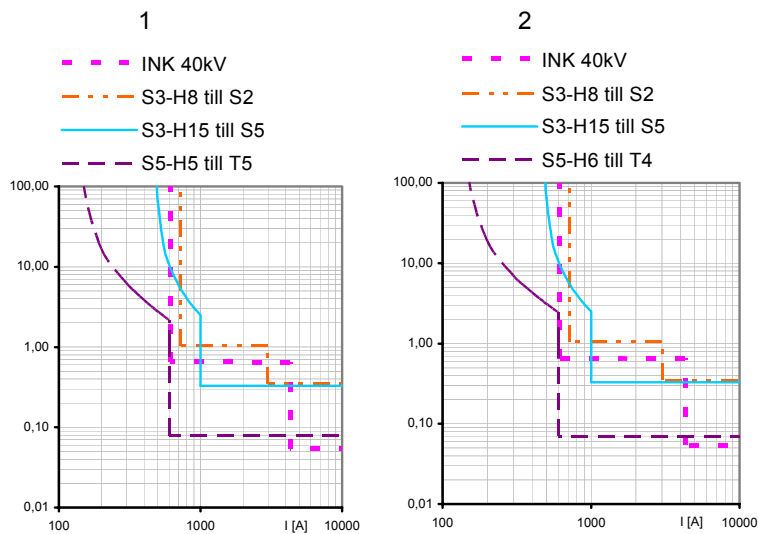
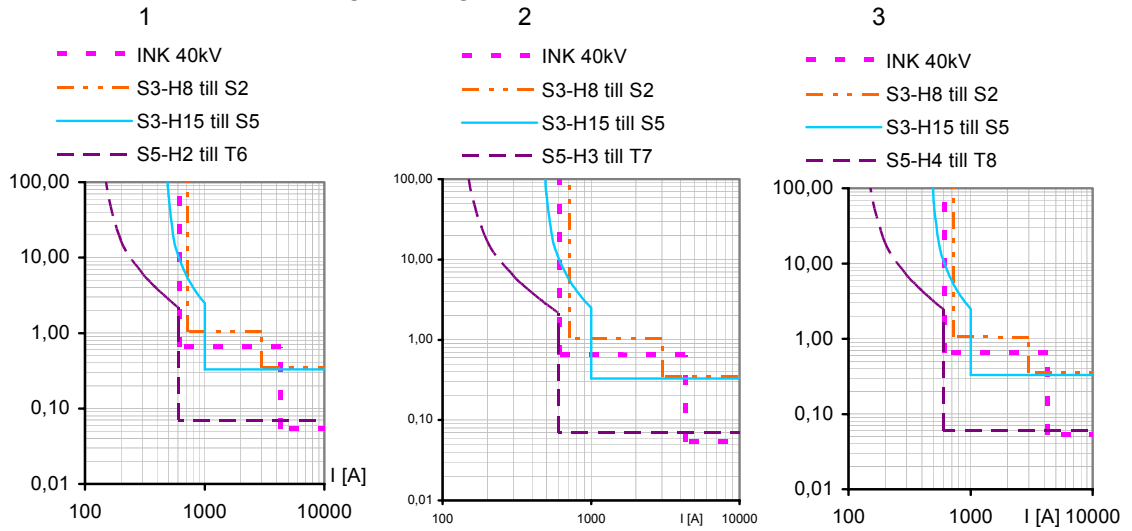
Utgående grupper från S3:an fortsättning



Utgående grupper från S4:an



Utgående grupper från S5:an



Lathund över hur man använder excelfilen med mellanspänningens selektivitetsdiagram

Maria Ahlström

Innehållsförteckning

1	Inledning	I:1
2	Beräkningar.....	I:1
2.1	Ändringar som kan göras under denna flik	I:1
3	Brytare	I:2
4	Kablar.....	I:2
5	Transformatorer	I:2
6	Reläskydd.....	I:2
7	Diagram130kV.....	I:3
8	Diagram40kV.....	I:3

Bilagor

I:A	Tabell över uträknade impedanser för berörda ledningar och transformatorer
I:B	Beräkningsformler

8 Inledning

Excelfilen hanterar nödvändiga data, utför beräkningar och ritar upp ström- tid-diagram över reläskyddsinställningar, på mellanspänningen inklusive nivåerna 130kV respektive 40kV, efter hur skydden var inställda och uppmätta vid senaste reläskyddsprovingen vilken utfördes av Vattenfall (1999 och 2000).

Filen består av sju olika flikar med benämningarna *Beräkningar*, *Brytare*, *Kablar*, *Transformatorer*, *Reläskydd*, *Diagram130kV* och *Diagram40kV*. Några av flikarna består enbart av märkdata medan andra utför beräkningar, och ritar diagram med hjälp av data från de andra flikarna.

Samma villkor gäller i alla flikarna så till vida att **ändringar** kan göras i gula celler sedan finns det några andra färger på celler, vad de betyder beskrivs utförligare under den rubrik som det berör.

9 Beräkningar

Överst på denna flik anges värden från Vattenfall på det matande nätets impedanser samt kortslutningsströmmar vid inmatningspunkterna. Inmatningspunkterna befinner sig på de högre spänningarna 130kV respektive 40kV. De värdena ska tas reda på och föras in på nytt vid senare tillfälle, om filen används för framtida användning, eftersom att Vattenfall kanske har ändrat och gjort om i nätet sedan sist uträkning gjordes.

Under samma flik utförs sedan två- och trefasiga kortslutningsberäkningar på strömmar, kortslutningseffekt beräknas med hjälp av impedansmetoden och impedanser för varje möjligt felställe, Dessa beräkningar utförs så att respektive värde finns tillgängligt på alla mellanspänningsställverken S6, S3, S2, S4 och S5.

Impedansberäkningar är genomförda först separat var ledning för sig och följs av sammanräkningen av totala impedansen på var skena. För att kunna lägga ihop samtliga impedanser krävs att alla värden är hänfödda till samma spänningsnivå (10kV), vilket innebär att de givna matningsimpedanserna och ledningen på 130 kVs nivå måste hänföras till 10kVs sidan med hjälp av spänningsomsättningen i kvadrat på mellanliggande transformator. De värdena på R, X och Z längst till höger i den övre stora tabellen är alla värden som befinner sig på mellanspänningsnivå.

9.1 Ändringar som kan göras under denna flik

Det finns i denna flik en ytterligare färg på celler, den **blå** färgen vilken betyder att om man ändrar vilken kabeltyp man använder så krävs det nya hänvisningar till värdena för antal parallella ledare, Area (mm²), given kabelresistans (Ω /km) och given kabelreaktans (Ω /km), vilka ska föras in och sedan hämtas från fliken ”Kablar”.

Eventuellt behöver man också ändra kabellängden, som man bara skriver in i den gula rutan i tabellen.

10 Brytare

Denna flik anger märkdata samt frånslagstider i millisekunder, dessa tider är hämtade från brytarnas senaste provprotokoll utförda av Vattenfall. Alla dessa värden kan ändras eftersom det ej finns några beräkningar anknutna till dem.

11 Kablar

I denna del nämns alla kablar som används på mellanspänningen och som berörs i detta arbete i en separat tabell överst på sidan.

Kablarnas typ, area, antalet parallella ledare, reaktans och resistans mätt i ohm per km samt ytterligare data har fått utav Draka Kabel. Några av de värden som syns har angetts i röd text, detta innebär att en ledare med samma area har redan angivits fast då med annat antal parallella ledare. En uträkning har därför gjorts med det angivna värdet som bas. Röda siffror är här beräknade värden utifrån en likadan kabel med färre eller fler parallella kablar.

12 Transformatorer

Alla transformatorer i anläggningen finns här angivna tillsammans med sina respektive märkdata. Såsom fabrikat, isolering, spänningsomsättning i kV, märkeffekt i MVA, vilken kopplingsgrupp den har samt det givna värdet för u_k i procent.

I denna tabell hämtas märkvärden från de berörda transformatorerna i fliken ”Beräkningar” för att kunna göra de nödvändiga hänföringarna som krävs.

13 Reläskydd

Dessa siffror ger de resulterande ström-tid-kurvorna för nuvarande inställningar, enligt senaste provningsprotokollen av reläskydd. Du anger dessa värden, från primärsidan om mättransformatorn, $I>$, $t>$, $I>>$, $t>>$ i sina respektive rutor. Det finns röd text även här men med en annan betydelse. Den röda texten anger att skyddet inte är ett konstanttidsskydd utan här har formeln som angivits i AEGs faktablad om reläskydd använts.

Det finns blå rutor, där ska ett värde som ligger emellan det överliggande värdet och det underliggande värdet i tabellen anges, för att få en så jämn kurva som möjligt.

Det finns ljusgröna rutor, de anger att för 40kV finns ett signalvärde för skyddet. Detta signalvärde är ej medtagit här eftersom vi bara ser på brytande och utlösande skyddsåtgärder.

Vid händelse att ett skydd skulle bytas ut så är det att kopiera och klistra som gäller, dvs. om skyddet är av samma märke som används nu.

14 Diagram130kV

Här finns diagram över varje utgående grupp för ställverken S2, S3, S4, S5 och S6 med matning endast från 130 kV.

15 Diagram40kV

Här finns diagram över varje utgående grupp för ställverken S2, S3, S4, S5 och S6 med matning endast från 40 kV.

A Tabell över uträknade impedanser för berörda ledningar och transformatorer

Ledningsberäkningar har gjorts med hjälp av följande formler, för att ta fram värden för resistans, reaktans och impedans för respektive del i anläggningen.

$$R = \frac{r}{N \cdot 1000} = \Omega / \text{fas}$$

$$X = \frac{x}{1000} \cdot l = \Omega / \text{fas}$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \Omega$$

Där r och x är angivna i enheten [Ω/km] från Draka Kabel. N står för antal parallella ledningar och där R, X i [Ω/fas] och Z i [Ω].

Tabellen nedan visar resultaten för uträkningar av resistans, reaktans samt impedans i Ω/fas för respektive ledning

Tabell C: Anläggningens olika ingående impedanser, var del för sig

Ledning	Antal // ledare	Ledar längd [m]	Area [mm ²]	Givet r [Ω/km]	Givet x [Ω/km]	Resistans R [m Ω/fas]	Reaktans X [m Ω/fas]	Impedans Z [m Ω/fas]
Nätet 130kV	hänfört till mellanspänningsnivå					5,46	3,988	4,025
L1 130kV	1	290	500	0,0898	0,1240	0,168	0,233	0,287
T131 10kV	Resistansen försummas på trafon					ca 0	440,8	440,8
Nätet 40kV	hänfört till mellanspänningsnivå					57,13	215,9	223,3
T41 10kV	Resistansen försummas på trafon					ca 0	790,7	790,7
L2	6	10	500	0,0403	0,0480	0,403	0,480	0,627
L3	2	17	500	0,1210	0,1440	2,057	2,448	3,197
L4	2	13	500	0,1210	0,1440	1,573	1,872	2,445
L5	3	173	240	0,0417	0,0283	7,208	4,902	8,717
L6	1	184	240	0,1250	0,0850	23,00	15,64	27,81
L7	2	206	240	0,0625	0,0425	12,88	8,755	15,57
L8	3	330	300	0,1000	0,0820	33,00	27,06	42,68

Formeln för att hänföra impedanser är som följer.

$$Z'' = Z' \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 = (R + jX) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2 = \Omega / \text{fas}$$

Där U_1 och U_2 är märkspänningar på uppsidan respektive nedsidan om en transformator.

B Beräkningsformler

För beräkning av ledningsimpedans adderas alltid vektoriellt enligt nedan.

$$R_{total} = R_1 + R_2 + \dots = \Omega / fas$$

$$X_{total} = X_1 + X_2 + \dots = \Omega / fas$$

$$Z = \sqrt{R_{total}^2 + X_{total}^2} = \Omega$$

I de beräkningar som görs här, på kablarna, är de flesta resistansvärden helt försumbara det är för att kablarna är så pass korta, längre kablar och ledningar ger mer resistans och måste då tas med i beräkningarna.

$$Z'' = Z' \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 = (R + jX) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2$$

Ovanstående ekvation är en beräkning som hänför impedansen från transformatorns uppsida till spänningsnivån på nedsidan. Spänning med index 1 står för uppsidans märkspänning på transformatorn och index 2 står för dess nedsida.

$$I_{k \max} = I_{k-3fas} = \frac{U_h}{\sqrt{3} \cdot Z_k}$$

$$I_{k \min} = I_{k-2fas} = \frac{U_h}{2 \cdot Z_k}$$

$$S_k = S_{k-3fas} = \sqrt{3} \cdot U_h \cdot I_k = \frac{U_h^2}{Z_k} = \frac{kV^2}{\Omega} = MVA$$

Där Z_k är impedans per fas från spänningskällan till felstället och U_h är den normala driftspänningen vilken satts till 10,3kV (huvudspänning).

$$I_s = I_k \cdot 2.5$$

Kortslutningsströmmen används vid beräkningar av termiska påkänningar och stötströmmen för mekaniska påkänningar. [1]