

CHALMERS



Anslutning av ny havsbaserad vindkraft från Hakefjord till regionnätet

Utredning av vindplats Göteborg

Connection of offshore wind farms from Hakefjord to the regional
network - Investigation of Vindplats Göteborg

Examensarbete för högskoleingenjörsexamen inom Elektroingenjörsprogrammet

MAGNUS LJUNG
WILLIAM LAK

Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2013
Examinator: Jörgen Blennow
Examensarbete nr 85/2013

Anslutning av ny havsbaserad vindkraft från Hakefjord till regionnätet
Utredning av vindplats Göteborg

William Lak
Magnus Ljung

© Magnus Ljung, William Lak, 2013.

Examensarbete 15 hp

Ämneskategori: Elkraft

Examensarbete nr 85/2013
Institutionen för Material- och tillverkningsteknik
Avdelningen för Högspänningsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2013

412 96 Göteborg
Telefon: 031-772 1000

Examinator: Jörgen Blennow

Handledare: Aleksander Bartnicki

Datum: 2013-05-15

Figur på omslaget: Vindplats Göteborg.

Sammanfattning

Göteborg satsar på att bli en grönare stad och planerar därmed på att bygga ut en vindkraftspark vid Hake fjord. Göteborgs Energi Nät AB (GENAB) har fått i uppdrag att lösa hur man ska gå tillväga från generatorsidan ända fram till regionnätet. Uppgiften är att utreda vilka komponenter som skall väljas, hur kablarna skall förläggas och hur det blir så ekonomiskt som möjligt. Eftersom det är en vindkraftspark som skall byggas och det är en förnyelsebar energikälla, har andra aspekter på miljövänligt tänkande som materialval hafts i åtanke på val av komponenter.

Under arbetets gång var det många dialoger med experter inom olika områden. I dagens existerande nät användes ett program som är vanligt i Göteborgs energi där programmet räknar ut kortslutningseffekten samt avstånden mellan de landbaserade vindkraftsverken och transformatorstationen enligt figur 8 för att få en överblick över systemet.

Det här arbetet utreder hur vindplats Göteborg kan projekteras. Analyser om komponenter och slutsatser är tydligt beskrivet varför just en specifik komponent valdes.

Två luftisolerade ställverk skall placeras inomhus på Risholmen i Göteborg där sjökablar med effekten 3×20 MW från havsbaserad vindkraft skall kopplas in i ett 33 kV ställverk. Landbaserade vindkraftverk med totala effekten på 15 MW är placerade runtomkring Risholmen samt Hjärtholmen skall kopplas in i ett 10 kV ställverk. En trelindningstransformator på 80 MVA skall sedan transformera upp spänningen till 130 kV till regionsnätet. De nuvarande kablarna skall placeras om från de landbaserade vindkraftsverken till transformatorhuset. Kablarna förläggs i rör i mark samt armeras i hav.

Nyckelord: kabel, vindkraft, ställverk

Abstract

Göteborg aims at become a greener city and is planning to build a wind park at Hake fjord. Göteborgs Energi Nät AB (GENAB) got the task to solve how to do it step by step from the generator to the region grid. The task is to examine different components and choose the best suiting one, how to lay the cables and how it will be as economical as possible without disturbing the security. The wind park is a renewable energy source, hence the aspects of green thinking has been considered in which components that are chosen.

During the work, there were a lot of dialogues with experts in different areas. To see today's existing grid, a program called dp Power was used to see how big the short circuit effect can be and other valuable information.

This report has examined how GENAB can solve this case. Analyses on different components and conclusions are very clear on why a specific component got chosen.

Two air insulated switchgears shall be placed indoor on Risholmen in Gothenburg which has 3×20 MW offshore wind power that will be connected to a 33 kV switch gear. Land based wind power with a total effect of 15 MW are spreaded around Risholmen and Hjärtholmen which will thereby be connected to a 10 kV switch gear. A three winding transformer of 80 MVA will be transformed up to 130 kV to the region grid. The present cables are going to be relocated from the land based wind power to the transformer. The cables are placed in tubes under the ground and covered in steel offshore.

Förord

Vi vill först och främst tacka Göteborgs Energi Nät AB (GENAB) som gav oss möjligheten att göra ett examensarbete inom förnyelsebar energi vilket innebar att vi fick äran att projektera Vindplats Göteborg.

Någon som verkligen förtjänar vår tacksamhet på Göteborgs energi är vår handledare Niklas Carlsson som har varit till väldigt stor hjälp och har stått ut med oss under hela examensarbetet. Vi vill även tacka alla andra övriga medarbetare på GENAB för all hjälp vi har fått under den här tiden. Ett speciellt tack till: Emil Andersson, Donald Sundvall, Niklas Almgren och Mikael Persson som har varit till extra stor hjälp. Vi har även fått hjälp utanför Göteborgs Energi från personer som Fredrik Isacson (ABB) och Mats Klarén (Nexans) som har varit väldigt hjälpsamma och stödjande.

På Chalmers vill vi tacka Jörgen Blennow som har varit vår examinator samt vår handledare Aleksander Bartnicki som har varit till stort stöd när vi har behövt det som mest.

Tillstånd för att publicera bilder:

Figur	Tillstånd av
Framsidan på Vindplats Göteborg	Göteborg energi
2,6,7	Göteborg energi
12,13	Yngve Hamnerius
15	Robert Olsson
18	ABB
Tabell 2	Svensk standard
Tabell 4	Bo Silversten

Innehåll

1. Principskiss över en tänkt möjlig systemlösning.....	3
2. Placering av transformatorstation.....	4
3. Generatorerna	5
3.1 Fulleffektomriktare ”FEO”	5
4. Kablar.....	6
4.1 Förläggning av kablar	6
4.2 Kablar.....	12
Isolering i kablar	12
4.3 Redundans för kablar	14
4.4 Belastningsförluster.....	16
4.5 Spänningsfall i kablarna.....	17
4.6 Magnetfält runt kablarna	18
5. Val av brytare och frånskiljare.....	19
6. Val av transformator	21
6.1 Redundans för transformator.....	22
Skydd.....	23
6.2 Reläskydd.....	23
6.3 Ventilavledare	26
6.4 BFS – brytarfölskydd	31
7. Ställverk	32
8. Kortslutningsberäkningar	34
9. Miljöaspekter	42
10. Ekonomi	42
11. Slutsats	45
12. Referenser	48

Bilagor

- 1) 33 kV sjökablar
- 2) 10 kV landkablar
- 3) 130 kV landkabel
- 4) Kabelbeteckningar
- 5) EBR 36 kV
- 6) EBR 145 kV
- 7) Specifikation trelindningstransformator

Inledning

Bakgrund

I dagens samhälle använder vi fortfarande väldigt mycket fossila bränslen t.ex. olja och kol som kan bidra till den globala uppvärmningen. För att motverka detta och sträva mot ett grönare samhälle satsar Göteborg Energi allt mer på förnyelsebar energi. Ett av målen för Göteborgs energi är därför att satsa mer på vindkraft genom att bygga en ny vindkraftpark vid inloppet i Göteborgs hamn. Vindkraftsparken skall bestå av 15 stycken vindkraftsverk med effekten 4 MW per verk och placeras i Hake fjord [1].

Syfte

Syftet med studien är att identifiera, värdera och beskriva på vilket/vilka sätt anslutningen av vindkraftsparken kan tekniskt lösas på, i detta inkluderas:

- Placering av en ny transformatorstation

Det kommer att behöva byggas en ny transformatorstation, var skall den placeras?

- Möjligheter till redundans

Behövs backup system av transformatorer och kablar?

- Investeringskostnad och förlustvärdering

Vilket teknikval är mest ekonomiskt lönsamt och vad kostar det? Hur stora energiförluster innebär detta system?

- Teknikval

Vilken typ av transformator ska väljas? Hur många kablar behövs och hur förlägger vi dem? Vilken typ av brytare lämpligast för tillämpningen? Hur många fack i ställverket skall användas?

- Miljöaspekter

Vid val av brytare kan miljön påverkas negativt exempelvis SF₆ brytare. Vid val av ställverk om det ska vara inomhus/utomhus, hur påverkas naturlivet av magnetfälten runt om kablarna?

Avgränsningar

Vindkraftverken levererar inte märkeffekt kontinuerligt utan den effekt som avges beror på de olika vindförhållanden som råder. Därmed levererar vindkraftsverken olika mycket effekt under olika tider under årets alla dagar, men detta berörs inte i rapporten.

Elkvalitén vid elnätet påverkas av övertoner vid anslutning av vindkraft, detta uppkommer från kraftelektroniken då de arbetar med olinjära komponenter som skapar störningar i sinusvågen på ström och spänning. Övertoner skall inte beröras i arbetet då arbetet blir alltför omfattande i förhållande till den tid som disponeras.

Generatorerna tillhör inte GENAB och därför läggs inte mycket tyngd på generatorerna.

Samlingsskenorna vid ställverken skall inte dimensioneras.

Reläskydden innebär att man måste bestämma tidsinställningar för att veta vilket skydd som skall lösa ut först vid fel, men detta skall inte dimensioneras.

Precisering av frågeställningen

Teknikvalen skall belysas i form av:

- Antalet transformatorer
- Ev. trelindningstransformator
- Antalet 130 kV-kablar till kopplingsstation
- Ställverksutformning i kopplingsstation och mottagningsstation
- Redundans

Metod

En källsökning genomförs för att få fram underlag angående systemets alla komponenter samt vad som gäller vid förläggning av kablar enligt svensk standard.

Företag som ABB, Nexans och Helmerverket kontaktas angående val av komponenter.

Investeringskostnader beräknas översiktligt på det bästa dimensionerade alternativet.

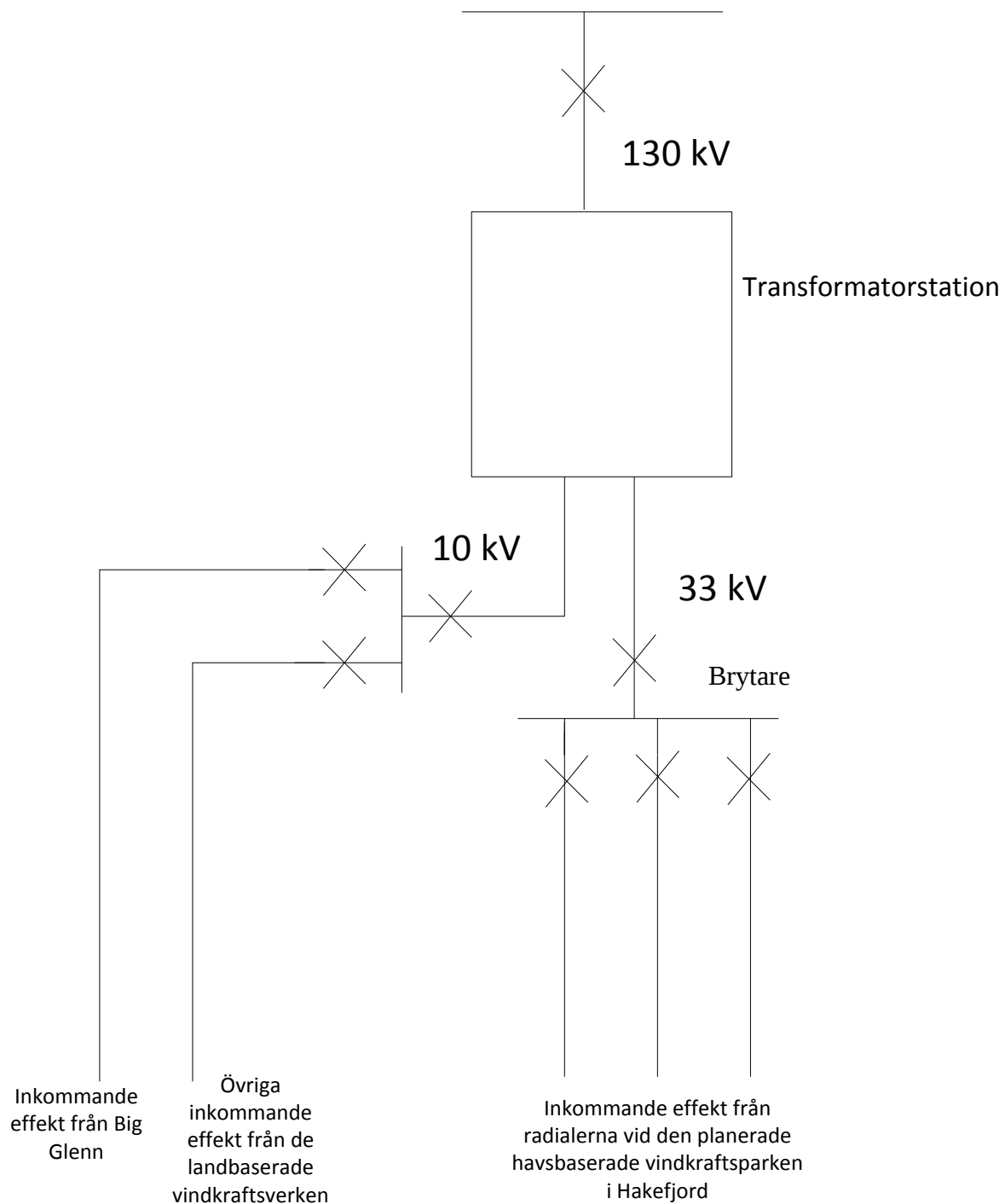
Dp Power som är ett dataprogram som används för att visa hur kablarna är förlagda och i rapporten används det för att avgöra längden på kablarna samt att visa med bilder hur kablarna är förlagda i nuläget [2].

Enlinjeschemat ritas upp med hjälp av Microsoft Visio som är ett verktyg för att schematiskt visa hur ett system är uppbyggt.

Flertalet telefonkonferenser med ABB i Finland genomfördes angående val av krafttransformator.

1. Principskiss över en tänkt möjlig systemlösning

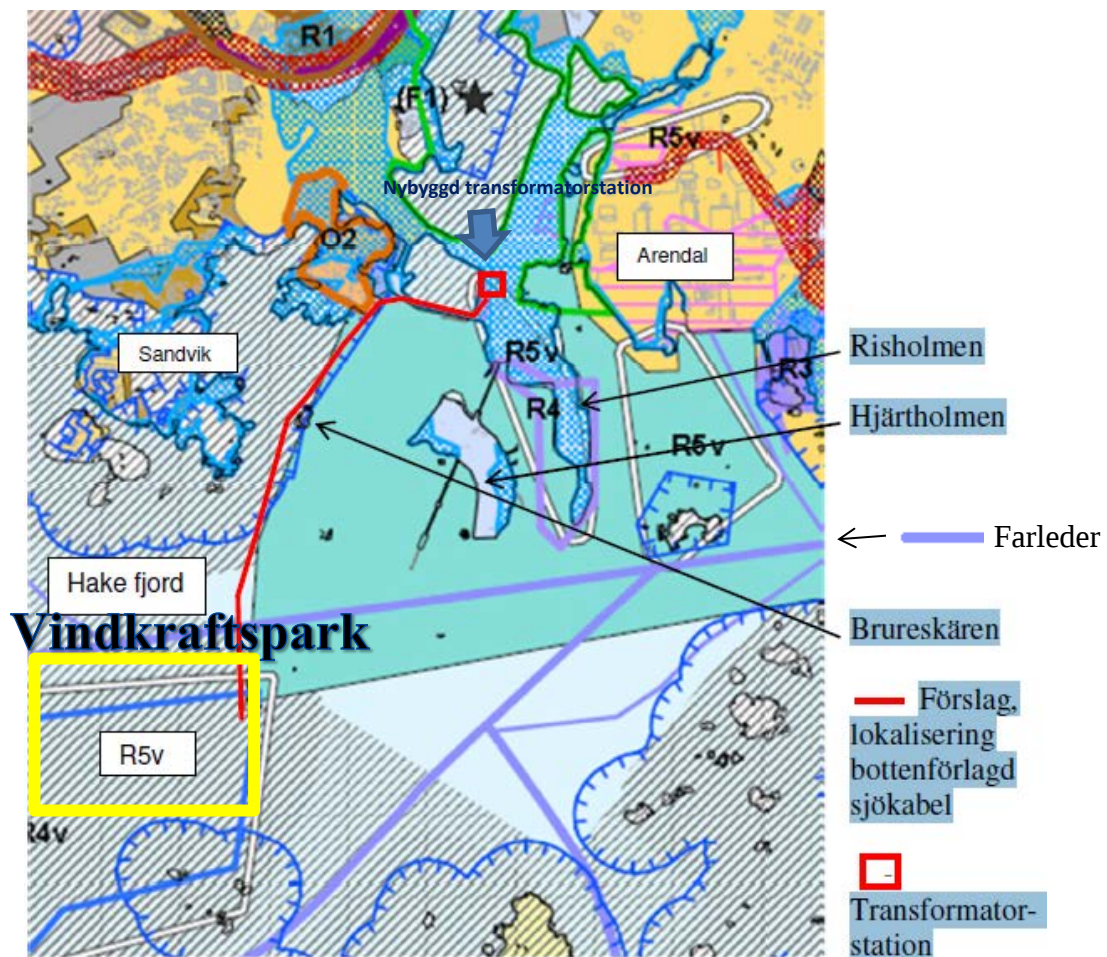
Systemet kommer att ha tre olika spänningsnivåer där systemet skyddas av reläskydd som signalerar till brytare enligt figur 1. En transformatorstation bestående av en eller två transformatorer samt ställverk kan byggas i närheten av Hakefjord. Fulleffektomriktare placeras efter generatorerna.



Figur 1. Figuren visar en överskådlig bild på hur systemet kan se ut.

2. Placering av transformatorstation

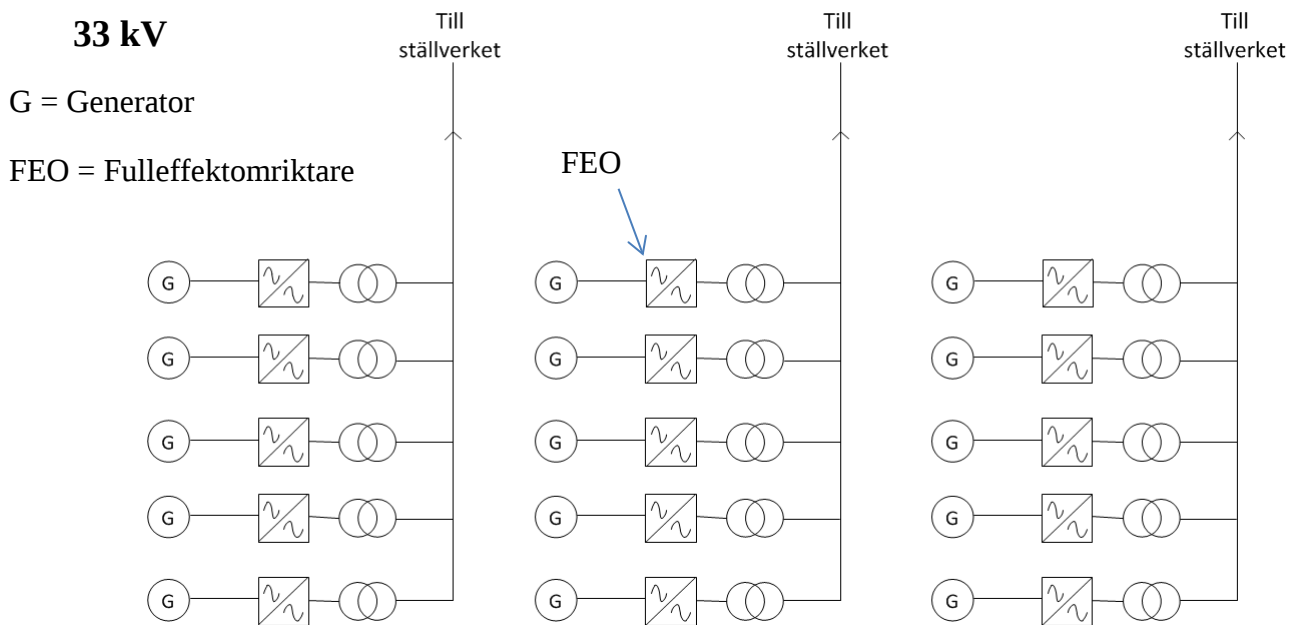
Den bästa placeringen av transformatorstationen kan ses i Figur 2 [3]. Transformatorns avstånd till vindkraftsparken är 3,7 km och det är avgörande, ju närmare transformatorn är vindkraftsparken desto mindre effektförluster blir det. Orsaken till att transformatorn inte kan placeras närmare än 3,7 km beror på flera orsaker t.ex. marken vid en av de närmare öarna ägs av Preem. För att möjliggöra att placera transformatorstationen närmare vindkraftsparken så krävs det ett bättre markunderlag närmare havsområdet på Risholmen. Detta kräver omfattande bergsprängning vilket är väldigt dyrt samt att omkringliggande intressenter kan störas.



Figur 2. Den röda fyrkanten i figuren beskriver var den nya transformatorstationen skall placeras samt att det gula området beskriver var vindkraftsparken skall placeras [3].

3. Generatorerna

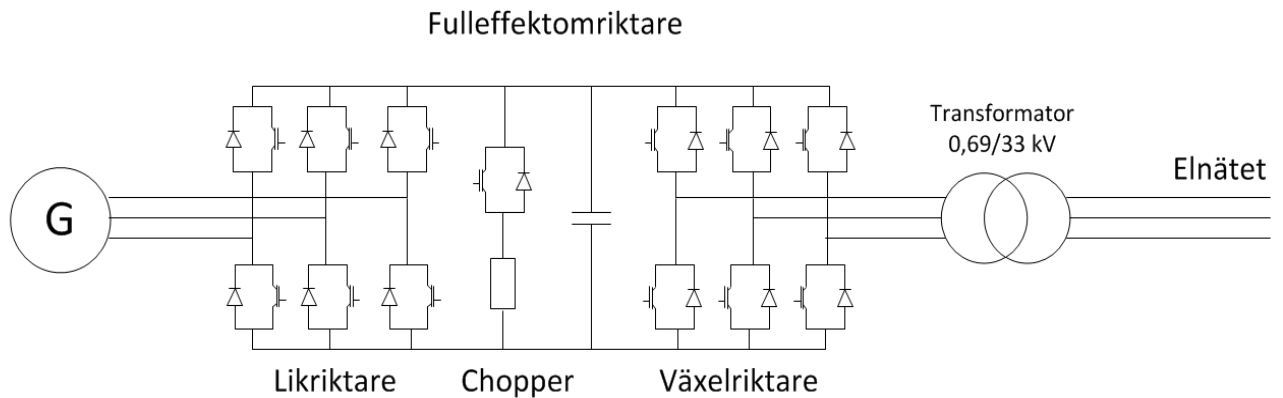
Det skall byggas 15 stycken havsbaserade vindkraftverk vid Hake fjord med effekten 4 MW per verk som skall sammankopplas via tre radialer och bilda en vindkraftspark. Varje radial kommer sedan producera $5 \times 4 \text{ MW} = 20 \text{ MW}$ via varsin kabel till ställverket som syns enligt Figur 3.



Figur 3. Figuren beskriver hur fem vindkraftverk är kopplade via en radial, där tre radialer är kopplade till ställverket.

3.1 Fulleffektomriktare "FEO"

I detta projekterade system finns det i vindkraftsverken generatorer som har en fulleffekt omriktare efter generatoren enligt Figur 4. Fulleffektomriktaren styr uteffekten med kraftelektronik ut till elnätet och kan på det sättet anpassa systemet genom styrning för att få ut en optimal effektfaktor $\cos\varphi = 1$. Tack vare detta undviker man reaktiva förluster och kan då uppskatta att den aktiva effekten är lika stor som den skenbara effekten, $P = S$ [4].



Figur 4. Figuren beskriver en principskiss av en fulleffektomriktare [4].

4. Kablar

Det finns tre olika spänningar i systemet, 10, 33 och 130 kV. I det befintliga 10 kV systemet finns det olika varianter av kablar, en av de varianterna av kablar är AXAL-TT och kommer från Big Glenn som är ett landbaserat vindkraftverk på 4,1 MW se figur 8. Den andra 10 kV varianten av kablar är FCJJ och kommer från omkringliggande landbaserade vindkraftsverk på Risholmen. I 33 kV systemet kommer kablarna AXLCTV-O att användas och de kommer från den havsbaserade vindkraften vid Hake fjord. I 130 kV systemet används kablarna AXLJ och är förlagd från transformatorstationen se figur 2 till Kopplingsstationen K4 på Oljevägen i Göteborg se figur 9. Innebörden från beteckningarna av kablarna finns i bilaga 4.

4.1 Förläggning av kablar

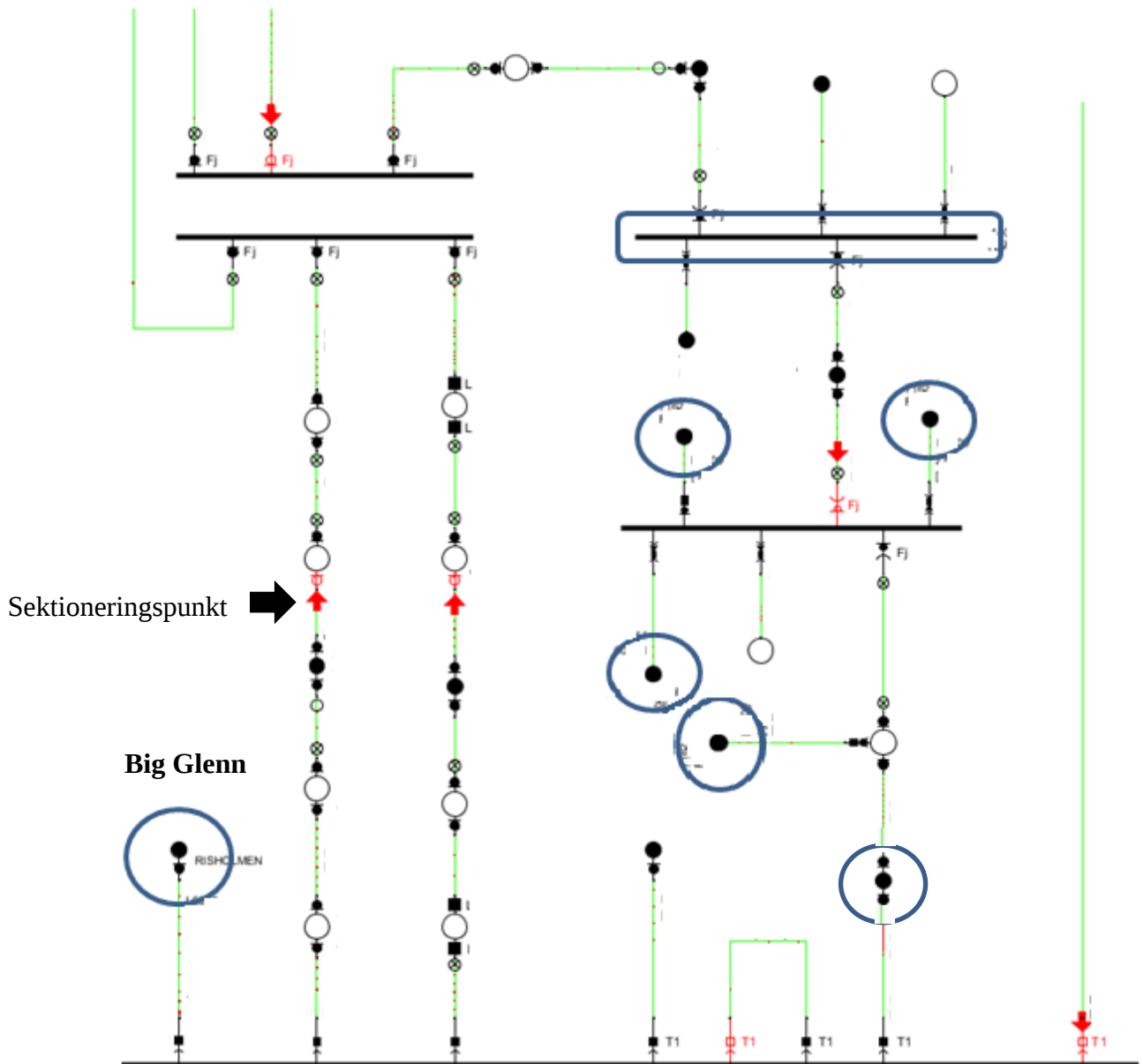
Vid förläggning av nya kablar måste man ta hänsyn till de kablar som är förlagda idag enligt Figur 5 och om nödvändigt hur man skall förlägga om dem utan att det påverkar miljön eller andra intressenter runtomkring området.



Figur 5. Figuren visar hur närliggande 10 kV kablar vid Vindplats Göteborg är förlagda idag.

Driftschema

Vid förläggning av nya kablar är det viktigt att ta hänsyn till hur de skall anslutas och hur de nuvarande kablarna är anslutna idag, till hjälp använder man då ett driftschema enligt Figur 6 där de inringade områdena är de olika vindkraftsverken samt samlingsskenan från Hjärtholmen. Driftschemat används som ett utförligt och ett bra schematiskt sätt visar hur kopplingsstationerna är kopplade till varandra.



Figur 6. Figuren beskriver driftschemat, där de inringade områdena är hur vindkraften i Göteborg är anslutna i nuläget.

Förläggning av sjökabel

Vid förläggning av sjökabel skall flera saker beaktas, kabeln måste förläggas på rätt sätt och kan köpas armerad alternativt lägga tyngder på en oarmerad kabel för att undvika yttre påverkan t.ex. rörelser på havsbotten. För att lyckas med detta finns det flera förläggningsmetoder att välja mellan.

1) Fri bottenförlagd kabel

Fri bottenförlagd kabel innebär att kabeln ligger fritt på havets botten utan att det finns några sediment överst. Detta utförs genom att låta ett kabelfartyg mata ut kabeln över havet och förankringen av kabeln sker med hjälp av tyngder som placerats utmed kabeln.

2) Styrd borrhning

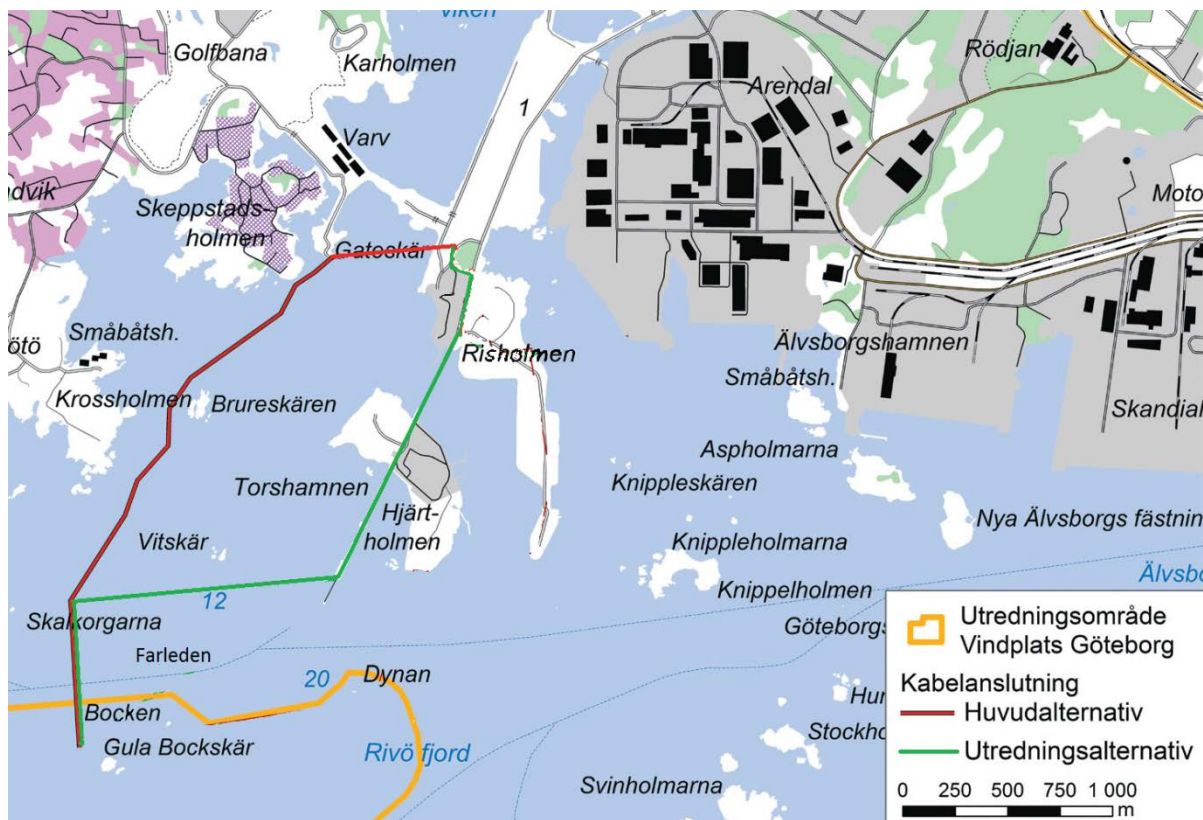
Styrd borrhning innebär att kabeln förläggs i ett rör under havsbotten där det har förborrats ett mindre hål på en bestämd plats så att röret får plats.

3) Spolning

Spolning är ett av de vanligaste alternativen för förläggning av sjökabel idag, det går ut på att ett högt vattentryck spolas in i sedimentet så att en ränna kan bildas. Detta är fördelaktigt i jämförelse med fri bottenförlagd kabel då kabeln får extra stabilitet under sedimentet.

4) Grävning

Grävning sker med grävmaskin och är väldigt vanligt vid övergångar, t.ex. mellan land och vatten [3].



Figur 7. Figuren beskriver de alternativa kabelvägar som föreslås i samråd med Göteborgs hamn och Sjöfartsverket.

Vid förläggningen av sjökabel skall även kommunikation med andra intressenter vara av stor vikt, detta för att undvika juridiska problem som kan fördröja projektet onödigt lång tid. Efter en dialog med olika intressenter t.ex. Sjöfartsverket och Göteborgs hamn har två alternativa vägar föreslagits som huvudalternativ och utredningsalternativ, Figur 7 visar de alternativen:

Alternativen som föreslagits kommer att förläggas i Torshamnen.

Sjöfartsverket har följande krav:

- Ledningarna skall förläggas vinkelrätt mot farleden
- Ledningarna skall förläggas samlat utmed befintliga ledningsstråk
- Ledningarna skall inte förläggas inom etablerade ankringsområden

Göteborgs Hamn vill helst undvika kabeldragning i hamnområdet p.g.a. följande skäl:

- Hamnen kommer fylla ut stora delar av aktuellt vattenområde
- Nya kajplatser kommer att byggas
- Fartyg kommer att röra sig mot nya kajplatser och i anslutning till platserna kan det ibland finnas behov av att nödankra

För att Göteborgs Energi ska uppfylla önskemålen föreslås följande alternativ så att ledningarna skall förläggas på följande sätt:

Huvudalternativet:

Spolning av kablarna mellan Krossholmen och Brureskären och vidare till Gateskär. Göteborgs hamn har dock åsikter om att information t.ex. skyltar vid Gateskär bör placeras ut för att undvika olyckor då det finns aktiviteter som båtklubbar mm inom området. Under farleden samt från Gateskär till Risholmen kommer kablarna att borrar ner 10 m i botten för att undvika nödankringssolyckor.

En av anledningarna till att detta är huvudalternativet är att kabelförläggningen ligger utanför Göteborgs hamn verksamhetsområde enligt ovanstående önskemål.

Utredningsalternativ:

Den andra alternativa vägen kommer att förläggas i havet med sjökabel från vindkraftsparken till betongbron på Hjärtholmen. En av anledningarna till att detta inte är huvudalternativet är p.g.a. Göteborgs hamn har invändningar då Hjärtholmsbron är byggd på 60-talet och har åtskilliga reparaionsarbeten framför sig. Fördelen med att dra ledningarna utmed Hjärtholmsbron innebär dock en stor besparing då kabeln blir mycket kortare och arbetskostnaden blir mindre. Efter bron förläggs kabeln till Risholmen där en kopplingsstation skall byggas [5-6].

Förläggning av 10 kV kablar

I nuläget finns det existerande vindkraftverk placerade på Hjärtholmen och Risholmen som är kopplade till satellitstationer, se Figur 8.

Vid förläggning av 10 kV kabel skall flera saker finnas i åtanke. Ett önskemål är att förläggningen av kablarna från vindkraftsverken skall förläggas till den nya transformatorstationen. Detta för att ha möjligheten att filtrera bort negativa störningar som övertoner så tidigt som möjligt. För att lyckas med detta måste förläggning av befintliga 10 kV kablar i mark flyttas och förläggas annorlunda än vad de är idag, dock handlar det endast om mindre förändringar.

All vindkraft från ön Hjärtholmen är placerad till satellitstation 1404 och sedan vidare till station 1418 som är en samlingsstation bestående av bl.a. en stor samlingsskena. I station 1418 kommer det inte ske några förändringar på kabelförläggningen, de utgående kablarna är förlagda vidare till station 1438. Kablarna från vindkraftverket från satellitstationen 7554 Risholmen kommer inte heller att förändras utan fortsätta gå till ett fack i satellitstationen 1438. Stationen 1438 skall sedan placeras om och istället för att gå vidare till K4 via station 7506 Flatholmen, skall den placeras till den planerade transformatorstationen enligt Figur 8.

Big Glenn är ett landbaserat vindkraftverk med en driftspänning på 10 kV som har en effekt på 4,1 MW och är placerad längst till söder om Risholmen. Big Glenn är kopplad till station 7158 och är i nuläget förlagd direkt till K4, men detta skall ändras. Big Glenn skall förläggas enligt Figur 8 direkt till den planerade transformatorstationen parallellt med 10 kV kabeln från station 1438.



Figur 8. Figuren visar hur 10 kV kablarna skall förläggas till den nya transformatorstationen samt att de röda fyrkanterna visar var satellitstationerna befinner sig.

Förläggning av 130 kV kablar

130 kV kablarna AXLJ skall först förläggas i mark nära de befintliga 10 kV kablarna se Figur 5 och 8. En sektion av kablarna på 500 m skall vara armerad och förläggas i sjö enligt Figur 9. Kablarna skall sedan förläggas 2,5 km i mark vidare till station K4 på Oljevägen.



Figur 9. Figuren beskriver hur 130 kV kabeln skall förläggas ut från transformatorn till den befintliga kopplingsstationen K4 på Oljevägen i Göteborg.

4.2 Kablar

Isolering i kablar

Det finns främst två stycken olika isoleringar som används vid lågspänning idag, PEX (tvärbunden polyeten) och PVC (polyvinylklorid). Skillnaderna i pris mellan PEX och PVC skiljer knappt en procent men fördelen med PEX är att den klarar av högre temperaturer än PVC utan att isoleringen förändras samt är bättre vid brand då PEX inte avger farliga ämnen. PEX klarar en temperatur på 90°C i drift och 250°C vid kortslutning medan PVC endast klarar 70°C under drift och max 160°C vid kortslutning [7]. PEX till skillnad från PVC tål även kortslutningsströmmar i korta moment utan att isoleringen förändras.

Vid isolering i högspänning skall PEX användas då det inte finns något annat alternativ att välja på, då PVC inte kan användas över 6 kV.

Val av ledare i kablar

Vid val av ledare så används koppar och aluminium idag som standard. Koppar har en mycket bättre ledningsförmåga än aluminium se tabell 1, vilket medför mindre ledararea. Aluminium är billigare, väger mindre än koppar och är mindre stöldbegärligt. Fördelarna med en kabel med kopparledare är att förutom att den har en bättre ledningsförmåga också är lättare att förlägga en kabel med mindre ledararea utifall det skulle finnas begränsat med utrymme.

Det kostar betydligt mer att köpa in en kabel med kopparledare än aluminium då koppar är ett dyrare material. Hur mycket dyrare koppar är i jämförelse med aluminium varierar från dag till dag men man kan enkelt kontrollera dagsaktuella priser från elektrokoppar i Helsingborg [8].

Tabell 1

Resistivitet:

$$\rho_{Cu} = 16,7 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{km}}$$

$$\rho_{Al} = 26,5 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{km}}$$

Siffrorna visar ledningsförmågan för kablar med koppar respektive aluminium [9].

Vid dimensionering av kabeln skall aluminium användas för att det är ett billigare material samt att aluminium är standardledare inom Sverige. Det är dessutom väldigt svårt att köpa in en liten mängd kopparkabel som krävs i detta fall då kablar med kopparledare vanligtvis förekommer till havs mellan länder i betydligt längre sträckor och högre effekter.

Kablar från satellitstation 1438 (10 kV)

Idag finns det redan förlagda kablar till K4 som skall förläggas om till den nya kopplingsstationen enligt figur 5. De kablar som skall förläggas om är AXAL-TT 3x240/35 från Big Glenn och FCJJ 3x150/25 mm² från station 1438.

Val av sjökablar (33 kV) från den havsbaserade vindkraftsparken till kopplingsstationen

Dimensionering av kabeln gjordes med hänsyn till Svensk Standard [10]. Det finns ingen standard för sjökabel, därför användes standarden för markkabel då den enda skillnaden mellan en markkabel och en sjökabel är att sjökabeln behöver armeras. Dimensioneringen sker då som en vanlig markkabel då man även inte behöver tänka på temperaturen i vattnet. Vattnet är kallare än luft och kyler kabeln bättre än vad det skulle göra i mark. Varje grupp av radiellt placerade vindkraftsverk producerar en effekt på 20 MW och driftspänningen i kablarna är 33 kV. Med beräkningar får man ut en ström och kan sedan dimensionera kabeln enligt Tabell 2.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} = \frac{20 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 33 \times 10^3 \times 1} = 350 \text{ A}$$

Som man kan se på Tabell 2 då man ska dimensionera, är det bäst och säkrast att dimensionera den i 65°C då som tidigare nämnt att isoleringen eller kabelns livslängd försämras om man överbelastar kabeln. Då kan man välja om det ska vara aluminium eller koppar. För koppar så skulle arean av kabeln bli 185 mm² men för aluminium skulle det bli 300 mm². Enligt tabell 2 på aluminium för 240 mm² så står det 340 A och vid 90°C 400 A. Eftersom kabeln kommer ligga i havet och därmed kylas bättre kan man använda sig av en kabel med mindre area, i det här fallet en 240 mm² aluminium kabel.

Sjökablarna AXCLTV 3 × 240 mm² valdes vid 33 kV spänning. Detta för att det är en treledare och en treledare kan man köpa stålarmrad vilket är nödvändigt till havs för att skapa stabilitet och klara av trycket ifrån vattnet och att få kabeln att sjunka av sig själv. Armering av enledare är möjligt men inte att rekommendera då man måste använda ett annat och dyrare material än stål. Vid huvudalternativet kommer kabeln att vara totalt 3 700 m till transformatorstationen. Den alternativa vägen kommer att vara lite längre, 3 750 m till transformatorstationen.

Tabell 2. Nominell belastningsförmåga i ampere för treledarkabel vid angiven temperatur hos innerledare [10].

Ledararea mm ²	I mark				I luft			
	Aluminiumledare		Kopparledare		Aluminiumledare		Kopparledare	
	65 °C	90 °C	65 °C	90 °C	65 °C	90 °C	65 °C	90 °C
10	-	-	75	90	-	-	65	81
16	-	-	94	115	-	-	85	105
25	100	115	120	145	90	110	110	135
35	110	130	140	175	110	135	135	165
50	145	170	175	215	130	160	165	205
70	175	205	210	260	155	190	205	250
95	205	240	250	310	190	230	240	295
120	230	270	285	350	220	265	280	340
150	260	310	325	400	250	305	320	390
185	290	345	360	440	280	340	360	435
240	340	400	415	510	330	400	420	515
300	380	450	470	580	375	460	480	590
400	450	530	550	680	450	545	575	700

Val av 130 kV kabel från transformatorstationen till Kopplingsstation K4

Vid beräkning av 130 kV kabeln gjordes följande beräkning:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} = \frac{75 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 130 \times 10^3 \times 1} = 330 \text{ A}$$

Strömmen 330 A är ganska låg och den minsta kabelarean man kan använda sig av vid 130 kV driftspänning är 400 mm² enligt tabell 2, så valdes kabeln AXLJ 3x1x500 mm². Det är en standardkabel som Göteborgs Energi brukar använda sig av på 130 kV. Längden på kabeln skall vara ungefär 3 km, där 500 m är förlagd till havs där armering är att rekommendera. För att undvika för stora kostnader skall endast den del av kabeln som är till havs armeras, därmed är det nödvändigt att skarva kabeln. Alternativt till att armera en sektion på kabeln kan man lägga tyngder utmed kabeln för att skapa stabilitet.

4.3 Redundans för kablar

Det har varit diskussion angående redundans i kablar enligt N-1 kriteriet. N-1 kriteriet innebär att systemet blir maskat, där varje komponent har minst en extra kabel. Detta innebär att nätet skall klara av att fortsätta försörja lasterna utifall ett fel skulle inträffa.

Att uppfylla N-1 kriteriet för hela produktionsanläggningen är alldeles för dyrt men inom vissa delar av produktionsanläggningen kan det visa sig vara lönsamt.

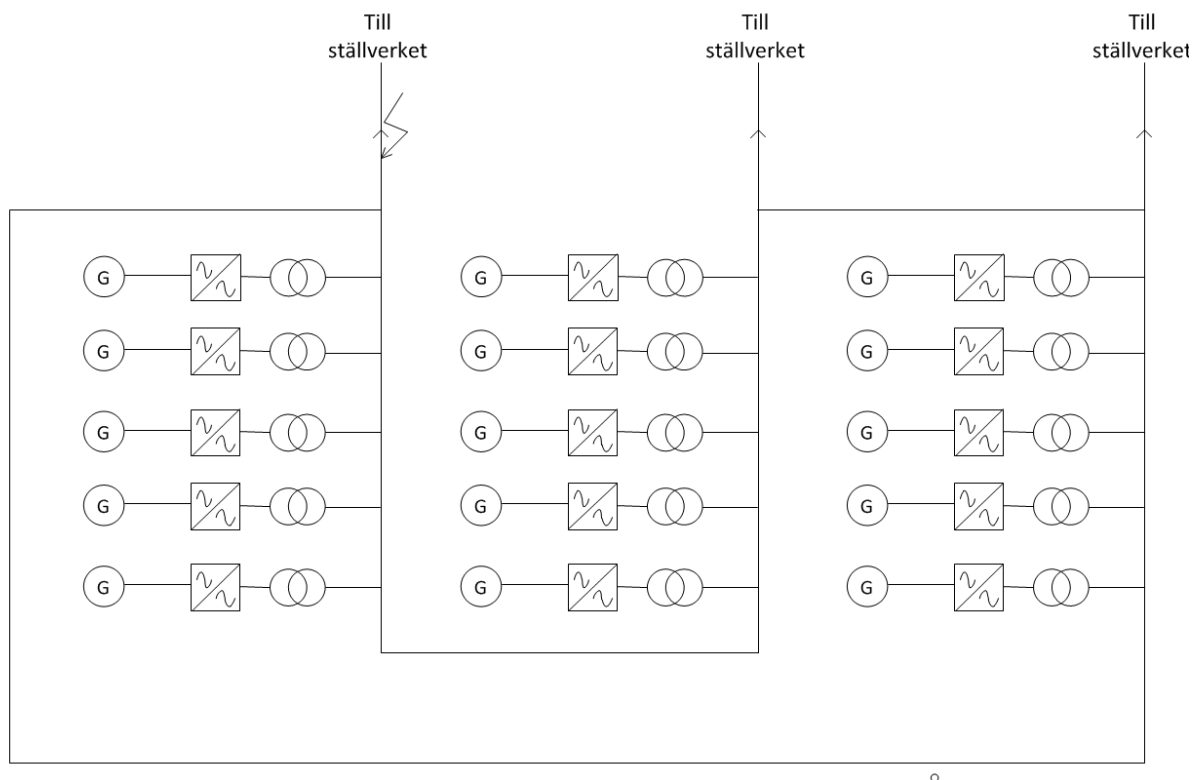
Det finns två olika alternativ som övervägs vid redundans för kablar.

Vid generatorerna kan man bilda en slinga ifall en kabel havererar och då kan man fortfarande överföra effekten vid de resterande två kablarna enligt Figur 10. Vid de olika slingorna krävs det givetvis en hel del brytare som skall placeras, men hur många brytare beror helt på hur viktig elproduktionen är i förhållande till kostnaden för brytarna.

Under normala omständigheter i vindkraftsparken skall det finnas tre sjökablar från vindkraftverken som belastas med 20 MW vardera. Vid ett system med kabelredundans och det sker ett fel på en kabel så kommer effekten att fördelas på de resterande två kablar d.v.s. 30 MW på varje kabel. Enligt beräkningen nedan blir då strömmen 525 A på vardera kabel istället för den vanliga driftströmmen på 350 A. Den nya strömmen på 525 A är en betydligt högre ström i förhållande till den vanliga driftströmmen på 350 A. Enligt Tabell 2 kan man avläsa att det inte finns en aluminiumkabel som klarar 525 A.

Detta innebär att vid det första alternativet vid redundans så måste kablarna överdimensioneras ganska rejält och förmodligen använda koppar som ledarmaterial vilket är ett väldigt dyrt material i så stora dimensioner. Om kablarna fortfarande skall vara aluminium blir det ett antagande att de blir ungefär 500 mm² enligt Tabell 2.

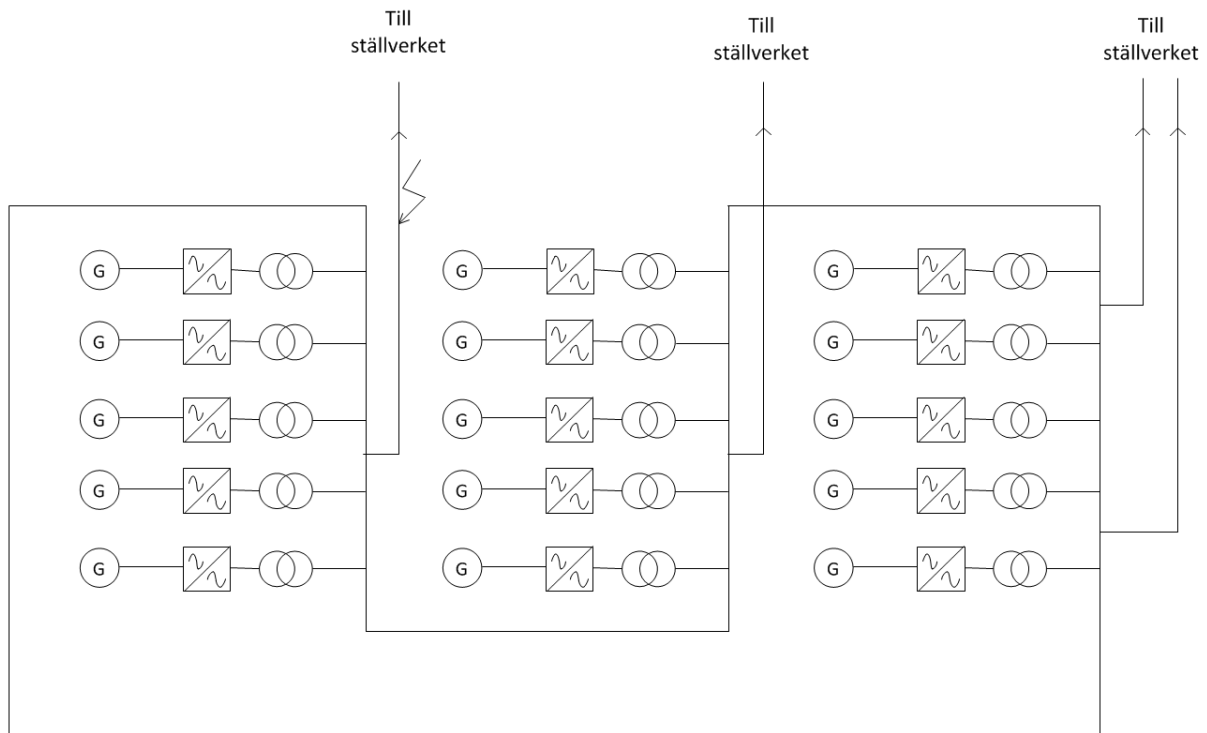
$$I = \frac{30 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 33 \times 10^3 \times 1} = 525 \text{ A}$$



Figur 10. Ledningen till vänster har fått ett fel och strömmen tar en alternativ väg i slingan.

Ett annat alternativ för redundans för kablar är att man lägger till ytterligare en kabel som förläggs i slingan enligt Figur 11 och fungerar som en reservkabel. Detta gör att strömmen fördelas på de fyra kablar fastän systemet egentligen är dimensionerat för tre kablar. Detta innebär att systemet klarar av ett avbrott på en kabel fastän man behåller dimensionen 240 mm² på kablar.

Avståndet skall vara 20 m ifrån varandra för att kablar inte ska förstöras samtidigt av t.ex. ankare.



Figur 11. Figuren beskriver redundans med en extra kabel i en slinga enligt N-1 kriteriet.

4.4 Belastningsförluster

Belastningsförluster uppstår i kablarna, närmare bestämt i ledaren. Hur stora förlusterna är beror på en mängd olika faktorer. Hur bra konduktivitet kabeln har samt ledararea och längden på kabeln påverkar belastningsförlusten. De bästa förutsättningarna för att få en kabel med låga belastningsförluster är en kabel med hög konduktivitet, kort kabellängd samt en kabel med en så stor area som det är möjligt.

Sjökabeln AXLCTV-O 36 kV har resistansen $0,125 \Omega/\text{km}$ enligt bilaga 1 och är förlagd 3,7 km enligt huvudalternativet. Den totala resistansen blir då $0,125 \times 3,7 = 0,46 \Omega$ per fas och formeln för förlustberäkning på kabeln vid trefas blir:

$$P = 3 \times RI^2 = 3 \times 0,46 \times 350^2 = 169 \text{ kW}$$

Den här effekten gäller för varje kabelledning och det finns tre kabelledningar totalt i havet $169 \text{ kW} \times 3 = 507 \text{ kW}$

Kabeln för 130 kV har enligt bilaga 3, resistansen $0,061 \Omega/\text{km}$ och kabeln är 3 km lång. Den totala resistansen blir då $3 \times 0,061 = 0,183 \Omega$. Förlustberäkningen på kabeln för 33 kV blir då:

$$P = RI^2 = 0,183 \times 330^2 = 19,9 \text{ kW per fas}$$

För tre enfaskablar blir det $19,9 \text{ kW} \times 3 = 59,7 \text{ kW}$

Den totala förlusten för alla kablar blir $59,7 + 507 = 568,7 \text{ kW}$

4.5 Spänningsfall i kablarna

I kablar finns det resistans vilket orsakar spänningsfall som leder till aktiva effektförluster. Hur stora spänningsfallen är beror främst på längden på kablarna men också storleken på strömmen vid fullast enligt följande formel för spänningsfall:

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R_c \cos \varphi + X_c \sin \varphi)L$$

ΔU = Spänningsfall för trefas (V)

I = Nominella strömmen vid full last (A)

R_c = Kabelresistans (Ω/km)

X_c = Kabelreaktansen (Ω/km)

$\cos \varphi$ = Effektfaktorn (pu)

L = Längden på kabeln (km)

I systemet skall fulleffektomriktare användas vilket innebär att $X_c \sin \varphi = 0$

33 kV

I detta dimensionerade fall kan data hämtas från de utvalda kablarna enligt bilaga 1.

$$\cos \varphi = 1$$

Spänningsfallet beräknas enligt följande:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 350(0,125 \times 1)3,7 = 280,4 \text{ V}$$

Detta motsvarar ett spänningsfall på:

$$\Delta u = \frac{280,4}{33\,000} = 0,8 \text{ \% spänningsfall vid en 33 kV kabel}$$

10 kV

10 kV kablarna är redan förlagda idag och de skall återanvändas i detta projekt. Detta innebär att spänningsfall i 10 kV kablarna är fullt möjliga att göra men inte att rekommendera då kablarna är skarvade med en mängd olika kablar som har olika längder och egenskaper vilket gör spänningsfallet väldigt svårt att beräkna.

Majoriteten av kablarna är:

FCJJ $3 \times 150 / 25 \text{ mm}^2$ och det är ungefär tio kablar som är placerade på Risholmen och Hjärtholmen. För att förenkla problemet och göra en uppskattning är det en FCJJ $3 \times 150 / 25 \text{ mm}^2$ kabel som är 1 km lång. I bilaga 2 är strömmen 335 A och använder sig av $\cos \varphi = 1$.

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 335(0,125 \times 1)1 = 72,5 \text{ V}$$

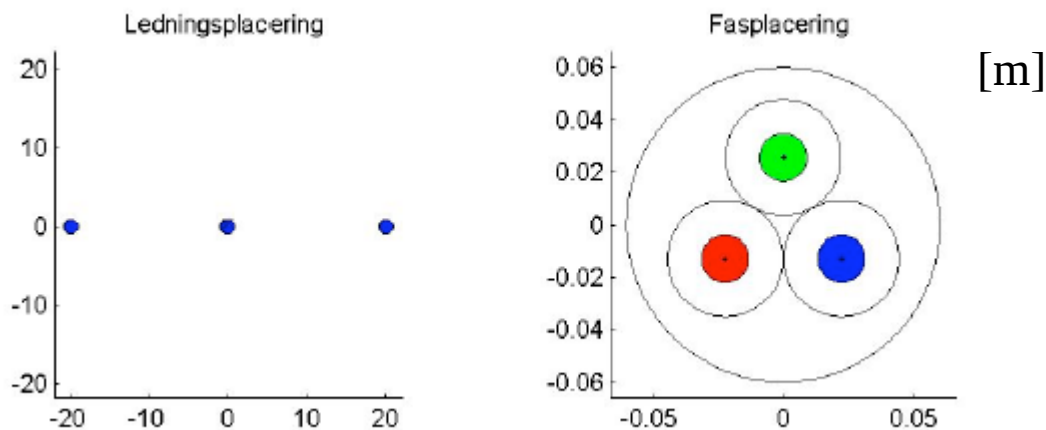
$$\Delta u = \frac{72,5}{10\,000} = 0,73 \% \text{ spänningsfall vid en 10 kV kabel}$$

130 kV

Vid 130 kV gör Göteborgs Energi inte någon spänningsfallsberäkning om det inte är någon lång kabel. Eftersom kabeln i detta projekt är bara 3 km lång, är det alltså försumbart.

4.6 Magnetfält runt kablarna

Orsaken av att behöva studera magnetfältet är för att kablarna kan påverka fiskarna i havet som kan störas av magnetfältet. Det har gjorts en analys på magnetfältet för kabeln XPLE $3 \times 240 \text{ mm}^2$ [11] som kan användas för sjökabeln AXCLTV $3 \times 240 \text{ mm}^2$ eftersom det är lika stor ström och lika stor area för kablarna, ändras inte värdena. I det fallet som analysen redan har gjorts var kablarna 20 m ifrån varandra som man kan se i Figur 12 [11].



Figur 12. Figuren till vänster visar hur trefaskablarna är placerade och figuren till höger visar hur faserna i trefaskablarna är placerade [11].

För att beräkna magnetfältet användes Biot-Savarts lag, vilket är en lag som beskriver sambandet mellan magnetisk flödestäthet och elektrisk ström [11].

$$\vec{B} = \frac{I \cdot \mu_0 \cdot \hat{z} \times \hat{r}}{2 \cdot \pi \cdot r}$$

$$\mu_0 = \text{Permeabilitet} = 4\pi \times 10^{-7} \text{ Hm}^{-1}$$

$\hat{z}$ = vektor i z-led

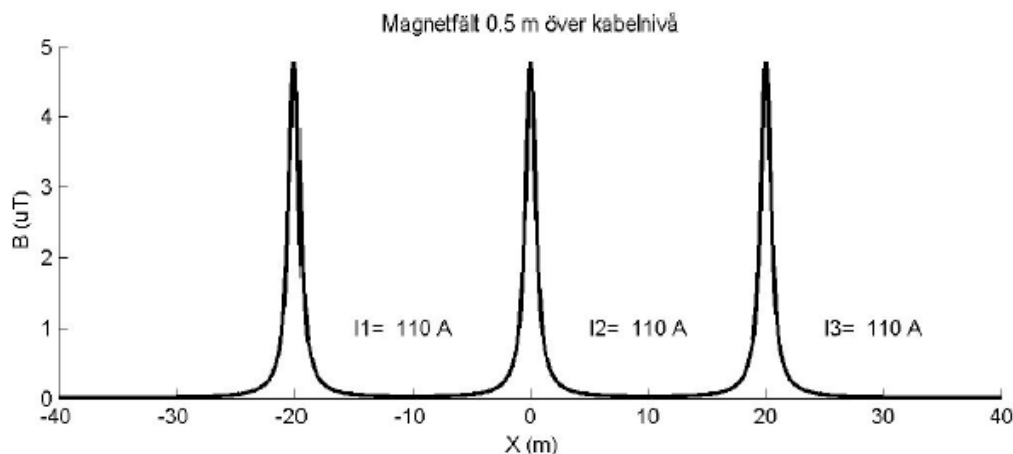
$\hat{r}$ = vektor radiellt utåt

$\vec{B}$ = Magnetisk flödestäthet

r = Radien

MATLAB användes för att beräkna hur stor magnetfältet blir på de olika områdena som man ser på Figur 13. Kablarna enligt Figur 13 är så långt ifrån varandra att de inte påverkar varandra och att magnetfältet blir upp till $4.8 \mu\text{T}$ som störst vid 0,5 m över kabelnivån. Sjökablar placeras 10 m i botten och blir därför 20 gånger mindre då $r = 10 \text{ m}$. I denna analys genomfördes med en ström på 110 A men i detta projekterade fall är strömmen 350 A. Skillnaden blir då enligt Biot-Savarts lag att magnetfältet blir ungefär 3 gånger större. Detta blir då totalt cirka $0.75 \mu\text{T}$.

Detta är ett 50 Hz alstrande magnetfält och fiskarna använder sig av det jordmagnetiska fältet som är ett statiskt magnetfält för att navigera sig. Det jordmagnetiska fältet är dessutom ca $50 \mu\text{T}$ som är betydligt större, alltså kommer fiskarna inte påverkas av magnetfältet [11].



Figur 13. Magnetfältet längs en linje vinkelrät mot kablarna på höjden 0,5 m över kabelnivå [11].

5. Val av brytare och frånskiljare

Brytare

En brytare är oftast relästyrd kopplat till ett manöverdon och har till främsta uppgift att bryta kortslutningsströmmen vid fel. Vid lyckad strömbrytning i en brytare skall två kriterier vara uppfyllda:

- Brytningen skall lyckas termiskt

Detta innebär att det sker en kapplöpning mellan tillförd och bortförd energi. För att släcka ner en ljusbåge i t.ex. en SF_6 brytare blåser man in gas och gasens termiska ledningsförmåga bestämmer hur snabbt avkylningen sker och därefter bryter strömmen vid nollgenomgång [12].

- Brytningen skall lyckas dielektriskt

Detta är en kapplöpning mellan tillväxten av spänningshållfastheten i brytgapet och nätets återvändande spänning. Detta innebär att när en ljusbåge är släckt så börjar spänning byggas upp mellan brytkontakterna. För att undvika överslag och att en ny ljusbåge bildas måste spänningshållfastheten i kontaktgapet växa snabbare än den återvändande spänningen mellan brytkontakterna [12].

De vanligaste brytarna idag består av olika medium som har olika bra isolerande egenskaper t.ex. oljebrytare, tryckluftsbrytare, SF₆ brytare och vakuumbrytare

I detta dimensionerade fall finns det en brytare vid varje objekt, ett 10 kV nät och ett 36 kV nät där vakuumbrytare skall användas då det är det mest miljövänliga alternativet. Efter transformatorn finns det en nätspänning på 130 kV och vid K4 skall SF₆ brytare användas. Detta är att rekommendera då SF₆ gasen i brytaren är mycket bättre på att släcka ljusbågar och är att föredra i högspänningsställverk med spänningar över 33 kV [13]. Dessutom finns det redan ett reservfack med SF₆ brytare på 130 kV facket i K4. Det finns däremot nya miljövänliga koldioxidbrytare på marknaden som kan släcka upp till 130 kV men tekniken är fortfarande väldigt dyr i förhållande till SF₆ brytare [27-28].

Frånskiljare

En frånskiljare fungerar som en mekanisk elkopplare som skapar ett frånskiljningsavstånd men saknar bryt och slutförmåga och får endast manövreras i strömlöst tillstånd, se Figur 13. Frånskiljarens främsta uppgift är att avskilja delar av ställverket från spänningssatta delar så att underhåll kan utföras på ett säkert sätt [14].

I detta projekts dimensionerande fall används truckbrytare som har en frånskiljande funktion när man drar ut trucken från facket. Fördelen med truckbrytare är att de ger ett synligt brytställe och god tillgänglighet vid service och underhåll och används i regel för lägre spänningar som i detta fall 10 kV och 33 kV [15].

En lastfrånskiljares främsta uppgift är att skydda vid överlast och fungerar ungefär som en brytare men kan inte bryta kortslutningsströmmar, se Figur 14.

	Frånskiljare	Lastfrånskiljare	Brytare
Hålla spänningen	Ja	Ja	Ja
Föra lastström	Ja	Ja	Ja
Sluta lastström	Nej	Ja	Ja
Bryta lastström	Nej	Ja	Ja
Föra kortslutningsström	Ja	Ja	Ja
Sluta kortslutningsström	Nej	Ja	Ja
Bryta kortslutningsström	Nej	Nej	Ja

Figur 14. Figuren beskriver vad olika komponenter är konstruerade att bryta/frånskilja för [12].

6. Val av transformator

Göteborgs energi har som standard att dimensionera sitt system med en ganska hög relativ kortslutningsimpedans $z_k = 20 \%$ för distributionsnät, detta för att undvika framtida problem utifall man behöver koppla om utrustningen i kopplingsstationerna.

Det finns flera saker att överväga vid val av relativ kortslutningsimpedans när man gör ett inköp av en transformator. En transformator med lägre kortslutningsimpedans på 12% är tillräckligt i detta arbete enligt Fredrik Nyberg som är krafttransformator expert på ABB. En lägre relativ kortslutningsimpedans är att föredra då tillverkningskostnaden för transformatorn blir billigare men det innebär också en högre kortslutningsström. Nackdelen med en lägre relativ kortslutningsimpedans blir då att övriga komponenterna i systemet som brytare och fränksiljare blir dyrare för att de ska klara av att bryta en högre kortslutningsström.

Dock är detta en produktionsanläggning och inte en distributionsanläggning, så för att spara pengar på tillverkningskostnaden på transformatorn väljs en transformator med relativ kortslutningsimpedans på $z_k = 12 \%$.

Tvålindningstransformatörer

Att välja en tvålindningslösning innebär att man behöver två transformatorer eftersom det finns två olika inkommande spänningar, en för 33/130 kV, 60 MVA och ytterligare en för 10/130 kV, 15 MVA. Detta alternativ innebär att det finns behov av flera fack i ställverket vilket innebär en extra hög kostnad då ett fack kostar ungefär 2 Mkr styck. Ytterligare en nackdel med två stycken tvålindningstransformatörer är att de tar betydligt mer plats i ställverket i förhållande till en trelindningstransformator. Tvålindningstransformatörer är ca 6×2 m vardera. Fördelen med att ha ett system med två stycken tvålindningstransformatörer är att det finns en viss redundans. Om en transformator skulle haverera så finns det fortfarande en transformator som levererar effekt under hela den servicetiden det tar att få den havererade transformatorn reparerad.

Trelindningstransformator

Att välja en trelindningstransformator innebär flera fördelar i jämförelse med tvålindad transformator. Det behövs endast en transformator för de olika spänningarna i ställverket och därmed färre fack vilket blir en betydligt lägre kostnad. En trelindningstransformator tar även väldigt lite plats i förhållande till två tvålindningstransformatörer, en trelindningstransformators mått är $6,4 \times 2,1$ m.

Tabell 3. Tabellen visar ungefärliga priser mellan två stycken tvålindade och en trelindad transformator samt skillnaden mellan två leverantörer vid likvärdiga transformatorer.

Transformator Tvålindad	ABB (kr)	Helmer (kr)
15 MVA Transformator	4 000 000	2 000 000
63 MVA Transformator	7 500 000	4 750 000
Summa	11 500 000	6 750 000
Transformator Trelindad		
80 MVA Transformator	9 000 000	6 500 000

6.1 Redundans för transformator

Göteborg energi har övervägt om man skulle ha ett system med en extra transformator utifall ett haveri skulle uppstå, ett så kallat redundanssystem. Mean Time Between Failure (MTBF) är ett genomsnittligt mått på hur ofta ett fel uppstår. På de gamla transformatorerna som befinner sig ute i stationerna har en MTBF på över 100 år [16]. När ett fel uppstår, är det oftast inte ett grovt fel och därför tar det inte så lång tid att reparera. En reparation på en transformator i sämsta fall tar ungefär 2-3 månader hos ABB och 3-6 månader på Helmerverket. Eftersom en extra transformator kostar väldigt mycket så blir det mer ekonomiskt att ha en icke fungerande transformator i några veckor då sannolikheten att transformatorn havererar inte är stor.

I detta projekterade fall används en trelindningstransformator då det är mer ekonomiskt samt tar betydligt mindre plats än vad två stycken tvålindningstransformatörer gör.

Förluster inom transformator

En standardtransformator som man ser på exemplet i Tabell 4 har en tomgångsförlust på

$$\frac{P_0}{P_{trafo}} = \frac{210}{100 \times 10^3} = 0,21\%$$

Belastningsförlusten ligger på

$$\frac{P_k}{P_{trafo}} = \frac{1600}{100 \times 10^3} = 1,6\%$$

Jämför man detta men samma förhållande för 80 MVA transformatorn och antar att $S=P$ blir det följande

$$P_0 = 0,0021 \times 80 \times 10^6 = 168 \text{ kW}$$

$$P_k = 0,016 \times 80 \times 10^6 = 1\,280 \text{ kW}$$

Kostnaderna för förlusterna blir alltså under hela livstiden på transformatorn i drift som är 45 år

$$Kostnad = P_0 \times \frac{kr}{P_0} = 168 \times 106\,000 = 17,8 \text{ Mkr}$$

$$Kostnad = k \times \frac{kr}{P_k} = 1\,280 \times 9\,500 = 12,2 \text{ Mkr}$$

Detta blir totalt en förlustkostnad på $17,8 + 12,2 = 30 \text{ Mkr}$

Tabell 4. Tomgång och belastningsförluster på transformator [29].

Förlustvärdering:	1. Kostnad idag			2..med energiprisökning	3..samt CO2 skatt	4..samt Inflation
Tomgång (Po)=	105 948	SEK/kW (kärnförluster)	Vid livslängdens slut=	165 789	165 789	258 286
Belastning (Pk)=	9 535	SEK/kW (lindningsförluster)	Vid livslängdens slut=	14 921	14 921	23 246
Ränta, (%)	5,20%	Ikalkylräntan finns risk- och inflationstäckning	NVF=	17,27		
Drifttid, (år)	45	Livslängd				
Enerpris, (kr/kWh)	0,70	Vad kostar det över livslängden?	Pris vid livslängdens slut=	1,10	1,10	1,71
Belastningsgrad, (%)	30%	Snitt över året				
Inkopplingstid, (tim/år)	8766	1 år = 365d*24t = 8760 timmar (+6t för skottår)				
Enerprisökning (%)	1,00%	Per år				
CO2 skatt (%)	0,00%	Per år				
Inflation (%)	1,00%	Per år				

EXEMPEL						1. Med data ovan (blått)		2. Med energiprisökning ovan (grönt)		3. Med energiprisökning + CO skatt ovan (orange)		4. Med energiprisökning + CO skatt+inflation ovan (grått)	
Transformatordata:	Effekt (kVA)	Po (W)	Pk (W)	Pris (SEK)	Pris-diff.	Kapitalisera pris	Kapitalisera rad diff.	Kapitalisera pris	Kapitalisera rad diff.	Kapitalisera pris	Kapitalisera rad diff.	Kapitalisera pris	Kapitalisera rad diff.
Amorf trafo	100	60	1 580	35 000	21%	56 423	-15%	68 523	-22%	68 523	-22%	87 226	-28%
Standard trafo	100	210	1 600	29 000		66 506		87 689		87 689		120 433	

Skydd

I högspänningsanläggningar är komponenter väldigt dyra vilket gör behovet av olika skydd väldigt viktiga för att skydda komponenterna mot haverier och fel som kan stoppa elproduktionen.

6.2 Reläskydd

Ett reläskydd fungerar ungefär som en indikator, när det blir ett fel signalerar reläskydden till brytarna samt omkringliggande skydd för att skydda både personer och egendom från elektriska fel.

Reläskydden i ett kraftnätssystem och transformatorsystem finns för att skydda utrustningen mot haverier och andra allvarliga fel som kan uppkomma i ett system. Reläskydden är inkopplade via ström- och spänningstransformatörer, detta för att anpassa reläskydden mot de ström och spänningsnivåer som finns i systemet. Antalet reläskydd och deras funktion varierar mycket beroende på systemspänning och uppbyggnad men vanligt förekommande och grundläggande skydd består av ett kortslutningsskydd, ett riktat jordfelsskydd, ett differentialskydd och ett distansskydd.

Reläskyddens funktion är att de mäter kontinuerligt ström och spänningar i ett system och vid fel när det inprogrammerade gränsvärdet i reläskyddet överskrids, skickar reläskydden en impuls till närliggande högspänningsbrytare som bryter strömmen.

Ett reläskydds uppgift består av flera delar, förutom att mäta ström och spänning och bryta vid fel så har också reläskyddet till uppgift att lagra statistisk information angående vilka fel som uppstått och hur lång tid felet varade.

Reläskydden har flera viktiga funktioner i ett system, förutom att skicka signaler till brytaren vid fel så är en annan viktig uppgift att skicka informationen angående var felet uppstod samt vilket klockslag det inträffade till driftteknikerna i en driftcentral. Detta innebär att fel som

uppstår i ett kraftsystem lätt kan indikeras och repareras utan att det påverkar elanvändaren i för stor utsträckning [6].

Selektiviteten för ett reläskydd är också viktigt, det innebär att det reläskydd som är lämpligast placerat i förhållande till var felet uppstod skall bryta strömmen. Detta för att bryttiden skall bli så snabb som möjligt och för att begränsa elavbrottet till ett så litet område som möjligt.

Några viktiga reläskydd

I ett system finns det en mängd olika reläskydd som har till uppgift att skydda systemet för farliga strömmar och spänningar. I dimensionerande fall där effekten är större än 10 MVA tillkommer det flera olika reläskydd. Ett antal skydd som kan vara till användning är följande:

- **Överströmsskydd**

Överströmsskydd är det första och mest grundläggande av alla reläskydd som utvecklades på marknaden och skyddar mot kortslutningsströmmar. Selektiviteten på reläskydden varierar beroende om det är ett överströmsskydd med inverstid eller ett reläskydd med konstanttid.

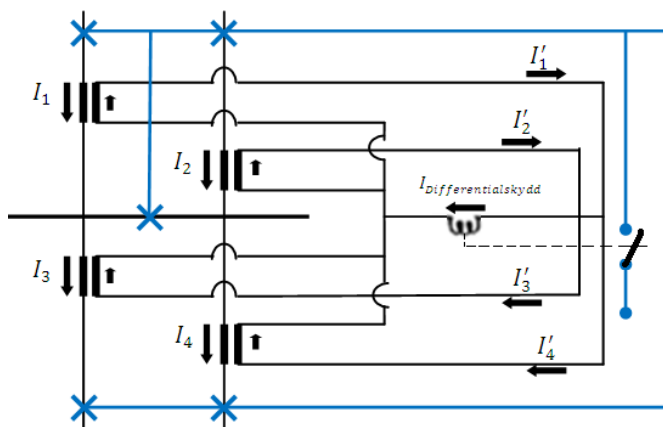
Ett överströmsskydd med konstanttid innebär att de reläskydden som detekterar ett fel inte bryter kretsen förrän en förutbestämd tid har passerat. Detta är fördelaktigt då reläskyddet närmast objektet där kortslutningen uppstod utlöser brytaren innan de andra reläskydden hinner ingripa och på så sätt skapat en tidsselektivitet.

Överströmsskydd med inverstid fungerar genom att ha en snabbare utlösningstid beroende på storleken på överströmmen, utöver detta finns det då olika utlösningsskarakteristik som dimensioneras efter hur selektivplanerna för det specifika nätet ser ut. Överströmsskydd med inverstid är den vanligaste typen av moderna överströmsskydd på marknaden idag [17].

- **Samlingsskenedifferentialskydd**

Samlingsskenesskyddets funktion är att snabbt koppla bort skenan vid fel. Vid större system sektioneras samlingsskenan till flertalet delskenor där varje delskena har ett samlingsskeneskydd som selektivt bryter vid fel. Hur diverse strömmar går när man har flera strömtransformatorer i ett samlingsskenedifferentialskydd visas i Figur 15 [18].

Ett differentialskydd för en samlingsskena skall summera strömmar på samtliga ingående och utgående ledningar och kontrollera om något är fel. Detta är viktigt då strömmarna i en samlingsskena inte alltid väljer att vandra samma väg och därmed kan fel uppstå [17].



Figur 15. Figuren beskriver hur ett samlingsskenesskydd fungerar när det finns flera strömtransformatorer i systemet [17].

- Transformatordifferentialskydd

Ett transformatordifferentialskydd är ett differentialskydd som placeras vid transformatorns upp och nedspänningssida och fungerar enligt Kirchhoffs strömlag där summan av de ingående strömmarna skall vara lika summan av de utgående strömmarna.

Det som gör ett transformatordifferentialskydd mer avancerat än ett vanligt differentialskydd är att reläskyddet måste ha transformatorns omsättningstal inprogrammerat när den mäter strömmen. Om det finns en skillnad mellan strömmarna som överskrider gränsvärdet vid in och utspänningssidan på transformatorn så skickar skyddet en impuls till brytarna som bryter strömmen [19].

- Transformatorvakter

Gasvakt: En gasvakt skyddar en oljeisolerad transformator för överslag eller oxidation vid oväntad gasutveckling i oljan. Givarna placeras i förbindelseröret mellan tanken och expansionskärlet och känner då av varsin oljenivå och kan då ge två olika felsignaler beroende på hur långt gasutvecklingen är kommen. Vid svag gasutveckling alarmerar givarna endast en varning och vid allvarlig, kraftig gasutveckling skickar givarna en impuls till brytarna som bryter strömmen. Gasvakten uppgift är alltså att fungera som en hjälpredare till differentialskyddet och är den viktigaste vakten vid transformatorn.

Tryckvakt: En tryckvakt skyddar transformatorn vid eventuell tryckökning vid lindningskopplaren och vid fel skickar den en impuls till brytaren för utlösning.

Temperaturvakt: Temperaturvakternas uppgift är att övervaka temperaturen i oljan samt i lindningskopplaren. En högre temperatur innebär en sämre hållfasthet i oljan och därmed kan överslag lättare ske. Temperaturvakten skall främst varna för höga temperaturer men i undantagsfall kan den skicka en impulssignal för brytning [17,19-20].

- Linjevakt

Frekvensskydd: Inom vindkraft används frekvensskydd internt på generatorerna för att skydda utrustningen utifall frekvensen skulle variera för mycket och orsaka stora skador på generatorn. Utöver frekvensskydd på generatorerna finns det oftast ett redundanssystem i form av ett frekvensskydd på de utgående kraftkablarna.

- Ställverksvakt

Ljusbågsvakt: en ljusbågsvakt används i ställverk inomhus och skyddar människor och utrustning mot farliga ljusbågar som kan uppkomma vid fel. En ljusbågsvakt består av optiska sensorer som är ansluten till en övervakningsenhet med en fiberoptisk kabel. Ljusbågsvakten reagerar då på ljuset från en ljusbåge och bryter kretsen snabbt. Ljusbågsvakten kontrollerar även på strömmens derivata och bryter kretsen ifall den är för hög.

Några reläskydd från transformatorstationen till K4 130 kV

Vid en systemspänning på 130 kV så använder Göteborgs energi i huvudsak tre stycken reläskydd:

- Distansskydd

Distansskydd kallas även för impedansskydd och mäter kvoten mellan spänning och ström i en ledning. Är impedansen för låg föreligger ett fel i systemet. En ledning har en given impedans per meter som distansskyddet utnyttjar för att uppskatta avståndet till felstället. Detta är fördelaktigt vid nergrävd kabel då det är tidsbesparande och ekonomiskt ifall ett fel uppstår.

- 4-steps jordfelsskydd

Jordfelsskydd är huvudskyddet för att koppla bort jordfel och skall främst koppla bort jordfelströmmar ned till 80 A. Jordfelsskyddet består av en oriktad och tre riktade steg där varje steg har olika inställningar. Inställningarna kan handla om olika bryttider vid olika stora strömmar.

- Längsdifferentialskydd

Ett längsdifferentialskydd är ett skydd som mäter strömmarna i kabelns båda ändar och bryter om det finns någon skillnad mellan dem enligt Kirchhoffs lag.

6.3 Ventilavledare

Ventilavledare är ett bra skydd mot allvarliga fel som kan uppkomma från t.ex. vid transienta överspänningar som blixtnedslag som bildar en hög spänning som vandrar till transformatorn. Det kan även vara höga spänningar i själva systemet via atmosfäriska överspänningar eller kopplingsöverspänning. Ventilavledarens uppgift är då att skydda transformatorn från överspänningar genom att låta överspänningsvågorna vandra till jord istället.

En ventilavledare skall skydda både mot blixtnedslag och interna överspänningar i systemet. Ventilavledare skall placeras så nära transformatorn som möjligt för att undvika att summan av de inkommande och reflekterande spänningssvågorna blir för stora.

I detta projekt skall det finnas ventilavledare på transformatorns alla sidor. I detta projekterade fall anses det vara en bra lösning pga. att ventilavledare är en billig kostnad i förhållande till vad det skulle kosta att reparera transformatorn om den skulle gå sönder samt vad det skulle innebära i förlorade inkomster från vindkraftsproduktionen.

Val av ventilavledare – Basic Insulation Level

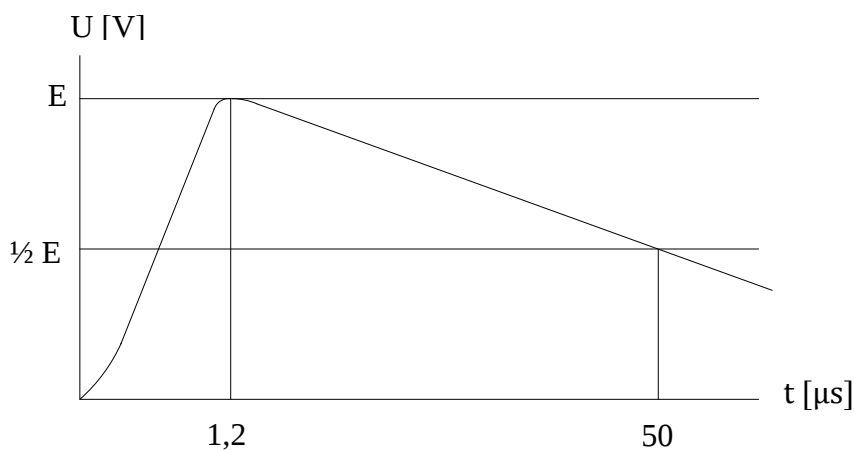
Vid val av ventilavledare skall Basic Insulation Level (BIL) beaktas. BIL är den isolationsnivå som komponenterna i systemet skall ha. För att undersöka detta så utförs ett Lightning Impulse (LI) test ($1,2/50 \mu s$) som har ett följande utseende se Figur 16. Eftersom det är en trelindad transformator det handlar om, är det tre olika spänningsnivåsidorna på transformatorn. Göteborgs energi använder följande isolationsnivåer:

Transformator : BIL

33 kV : 140 kV

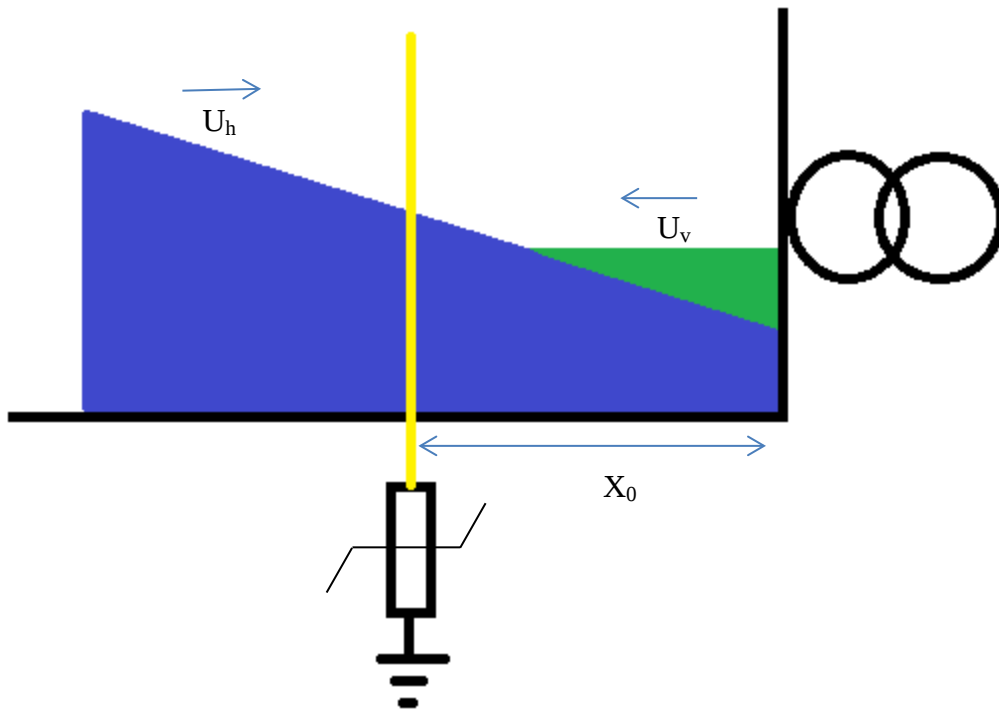
130 kV : 550 kV

Stötspänning:



Figur 16. Fronttid och Halvvärdestiden, $1,2 \mu s$ från spänningen 0 till topp E , från E till $\frac{1}{2} E$ är det $50 \mu s$ [21].

Spänning beter sig som vågor, vågor reflekteras vid bemötande av t.ex en vägg som i sin tur adderas amplituderna på vågorna. Detta gäller även för spänningar se Figur 17.



Figur 17. Ventilavledarens funktion fungerar på följande sätt. Den blåa är spänningsvågen som kommer från vänster och rör sig mot höger d.v.s. U_h . Den gröna är spänningsvågen som har reflekterats från generatoren och rör sig mot vänster.

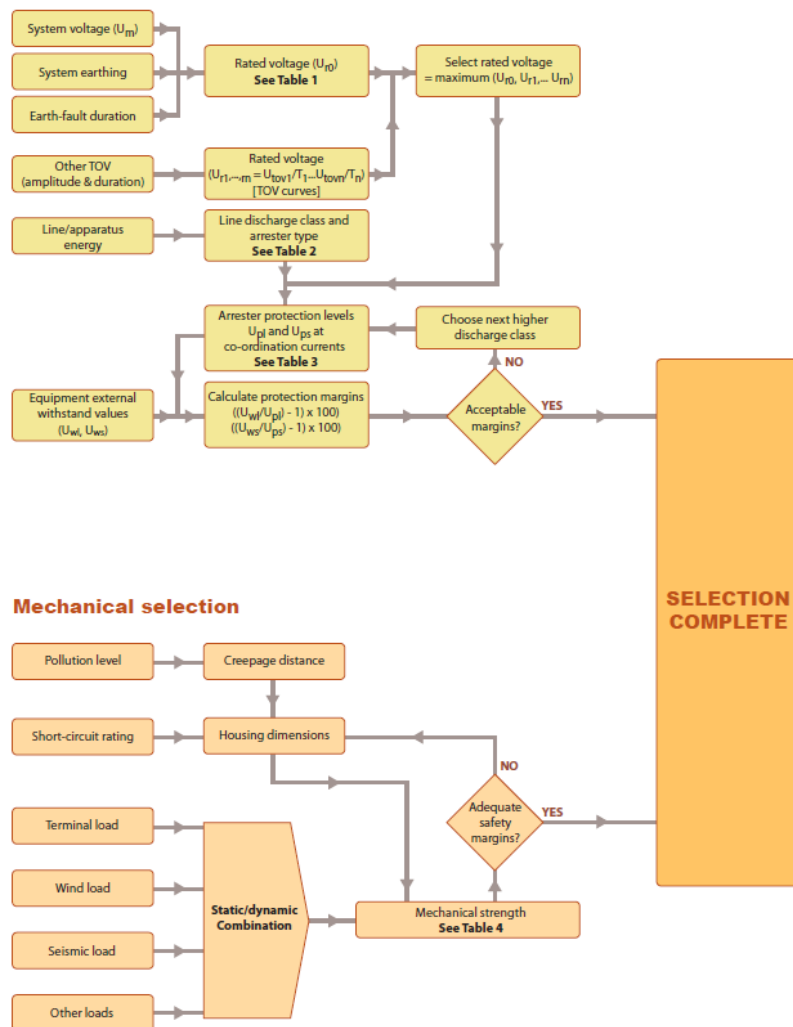
När man använder sig av LI, har den utseendet 1,2/50 μ s som tidigare nämnts. För att veta hur långt ifrån man får placera ventilavledaren som max görs en beräkning på detta.

När det gäller ventilavledare är ZnO generellt är mycket bättre än kiselkarbid (SiC) för att den är mer olinjär.

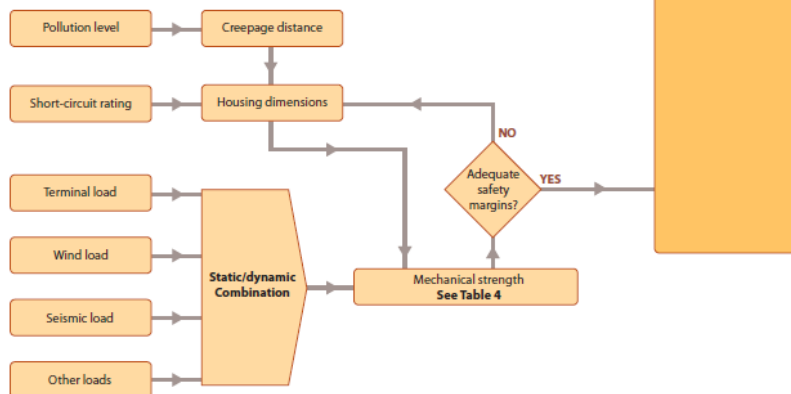
Avledarisolatorerna skall helst vara gjord av polymer eftersom om det sker en olycka och man har en porslinisolator, sprängs porslinet och kan flyga tiotals meter bort. Polymeren däremot är gjord av gummi och kan inte orsaka några allvarliga skador.

Vid val av ventilavledare, användes en guide ifrån ABB se Figur 18. Detta används för spänningar över 24 kV och därför görs det ingen analys på 10 kV sidan.

Electrical selection



Mechanical selection



Figur 18. Steg att följa vid val av ventilavledare [30].

Använder man sig av en systemjordning med fel under en sekund får detta följande effekter, för 130 kV sänker det spänningen med en faktor på 0,72 och för 33 kV är det en faktor på 0,8 för spänningen se tabell 5.

$$U_r = 145 \times 0,72 = 104,4 \text{ kV}$$

$$U_r = 36 \times 0,8 = 28,8 \text{ kV}$$

Tabell 5. Påverkande faktor beroende på systemjordning eller systemspänning [30].

System earthing	Fault duration	System voltage U_m (kV)	Min. rated voltage U_r (kV)
Effective	$\leq 1 \text{ s}$	≤ 100	$\geq 0.8 \times U_m$
Effective	$\leq 1 \text{ s}$	≥ 123	$\geq 0.72 \times U_m$
Non-effective	$\leq 10 \text{ s}$	≤ 170	$\geq 0.91 \times U_m$
			$\geq 0.93 \times U_m$ (EXLIM T)
Non-effective	$\leq 2 \text{ h}$	≤ 170	$\geq 1.11 \times U_m$
Non-effective	$> 2 \text{ h}$	≤ 170	$\geq 1.25 \times U_m$

Man ser sedan på tabell 6 att det räcker att använda sig av en ventilavledare som heter PEXLIM R-Z och ser ut på följande sett se Fig 19 som täcker spänningsnivåerna för 130 kV och 33 kV. Detta leder till vid tabell 7 att man har en $U_{pl} = 2,590U_r$ vid 10 kA.



Figur 19. Ventilavledaren PEXLIM R-Z gjord av ZnO och polymer [30].

$$U_{pl130} = 104,4 \times 2,590 = 270,4 \text{ kV}$$

$$U_{pl33} = 28,8 \times 2,590 = 74,6 \text{ kV}$$

Säkerhetsmarginalen blir $\left(\frac{U_{wl}}{U_{pl}} - 1\right) \times 100$

$$\left(\frac{550}{270,4} - 1\right) \times 100 = 103\%$$

$$\left(\frac{140}{74,6} - 1\right) \times 100 = 87,6\%$$

Det låter kanske lite underligt att något är över 100% säkert, men under åren som går, blir säkerhetsmarginalen sämre och kan bli upp emot 10-15% sämre [30].

Tabell 6. Val av ventilavledare i olika spänningssområden [30].

Arrester type	Line discharge class	Energy capability (2 impulses) kJ/kV (U_i)	Normal application range (U_m)
EXLIM R	2	5.0	≤ 170 kV
PEXLIM R-Z	2	5.1	≤ 145 kV
PEXLIM R-Y	2	5.1	≤ 170 kV
EXLIM Q	3	7.8	170-420 kV
PEXLIM Q	3	7.8	170-420 kV
EXLIM P	4	10.8	362-550 kV
PEXLIM P-X	4	12.0	362-550 kV
PEXLIM P-Y	4	12.0	330-550 kV
HS PEXLIM P	4	10.5	362-550 kV
EXLIM T	5	15.4	420-800 kV
HS PEXLIM T	5	15.4	420-800 kV

Tabell 7. Hur U_{pl} väljs, beroende på test av ström [30].

Arrester type	Nom. Discharge current (I_n)	U_{pi}/U_r at 10 kAp	U_{pi}/U_r at 20 kAp	U_{ps}/U_r
EXLIM R	10	2.590		2.060 at 0.5 kAp
PEXLIM R-Z	10	2.590		2.060 at 0.5 kAp
PEXLIM R-Y	10	2.590		2.060 at 0.5 kAp
EXLIM Q	10	2.350		1.981 at 1.0 kAp
PEXLIM Q	10	2.350		1.981 at 1.0 kAp
EXLIM P	20	2.275	2.5	2.020 at 2.0 kAp
PEXLIM P-X	20	2.275	2.5	2.020 at 2.0 kAp
PEXLIM P-Y	20	2.275	2.5	2.020 at 2.0 kAp
HS PEXLIM P	20	2.275	2.5	2.020 at 2.0 kAp
EXLIM T	20	2.200	2.4	1.976 at 2.0 kAp
HS PEXLIM T	20	2.200	2.4	1.976 at 2.0 kAp

6.4 BFS – brytarfelskydd

Vid fel i en anläggning skall reläskydden reagera och på snabbaste möjligaste tid skicka en signal till brytaren som bryter kretsen. Men alla system är inte helt tillförlitliga, fel kan uppkomma i alla system även i en brytare. För att skydda sig mot eventuella fel i objektbrytaren så dimensioneras alla system med ett brytarfelskydd. Brytarfelskyddets funktion är att skicka en signal till omkringliggande brytare som skall bryta den felström som uppkommit i systemet där objektbrytaren av okänd anledning misslyckats med att utföra. Detta utförs genom kommunikation, när ett reläskydd eller en vakt skall skicka en impuls till brytarna för att bryta kretsen så skickar de även en extra impuls till BFS. BFS mäter sen den tid det skall ta för en brytare att bryta kretsen och om kretsen inte är bruten inom rimlig tid så tar BFS över och skickar signal till omkringliggande brytare som gemensamt bryter kretsen.

Detta anses generellt vara tillräckligt god säkerhet med ett system med brytarfelskydd, då två samtidiga fel på både brytare och brytarfelskydd är så små att de är försumbara [24].

7. Ställverk

Val av ställverk

Vid val av ställverk finns det flera lösningar att överväga. Det finns öppna luftisolerade ställverk och inkapslade gasisolerad ställverk (GIS) att välja bland. Sedan skall miljön runtomkring vara i åtanke vid val av inomhus eller utomhus ställverk då saltvatten och liknande påverkar t.ex. att komponenterna tar upp salt och det bildar överslag på komponenterna i facken. Det krävs alltså mer underhåll av ett utomhusställverk. Fördelarna att använda sig av GIS är att det tar ungefär 70 % mindre plats, går snabbare att installera, är säkrare och kräver betydligt mindre service. Nackdelarna med GIS är att det är SF₆ gas som isolationsmedium vilket påverkar växthuseffekten negativt vid tillverkning och läckage [25].

I detta projekt skall ställverket placeras på ön Risholmen i Göteborg och miljön d.v.s. saltvattnet i luften avgör att det blir ett inomhusställverk. Andra fördelar som diskuterats med inomhusställverk är att människor i omgivningen inte blir lika oroade, det kräver mindre service och möjligheten för att det sker stölder eller olyckor minskar då människor inte har någon möjlighet att vandalisera på samma sätt som ett utomhusställverk.

Ett luftisolerat ställverk verkar vara det rimligaste alternativet i det här fallet då ställverket endast skall arbeta med relativt låga spänningar, upp till 36 kV. Luftisolerade ställverk tar inte lika mycket plats vid låga spänningar som de gör vid högre spänningar och därmed blir det alternativet mer ekonomiskt än GIS.

Facken i de nya ställverken

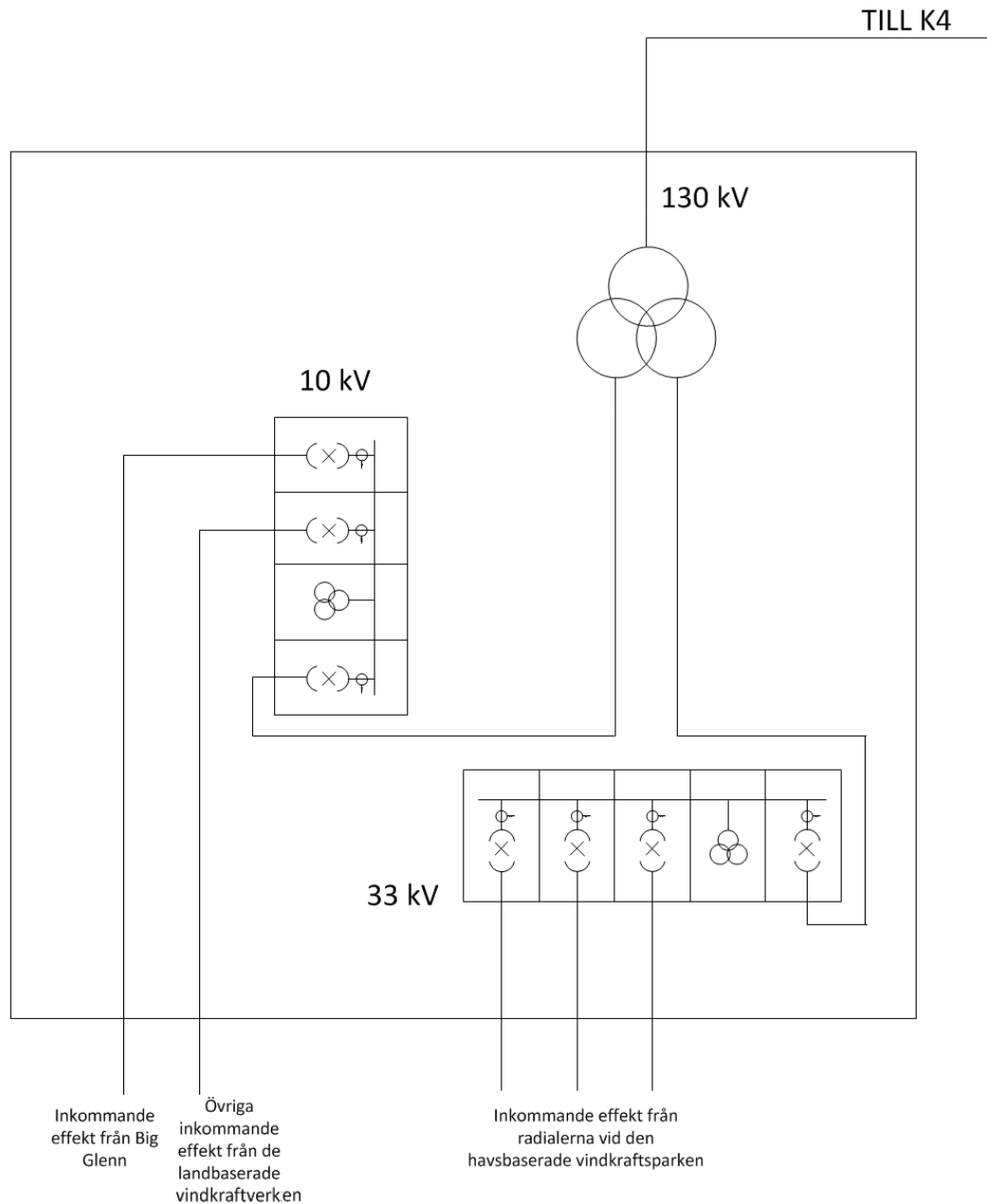
33 kV ställverket har fyra stycken reserverade 33 kV fack enligt Figur 20 där de tre ingående sjöablarna går till varsitt fack. Det fjärde facket är reserverat för utgående kabel till transformatorns 33 kV lindning.

10 kV ställverket har tre stycken 10 kV fack enligt Figur 20 där inkommande kabel från Big Glenn har ett fack. Det andra facket är reserverat för inkommande kabel från övriga vindkraftverk som kommer från station 1438. Det tredje och sista facket är reserverat för utgående kabel till transformatorns 10 kV lindning.

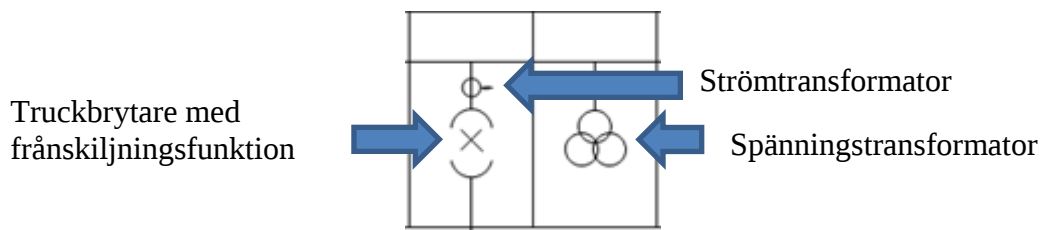
Ställverket som skall byggas har inga 130 kV fack då det är bestämt att truckbrytaren vid transformatorns utgående ledning skall placeras i K4. Detta för att det redan finns ett reservfack i K4 och blir därför billigare att använda det facket än vad det är att placera ett 130 kV ställverk inom transformatorstationen. Detta går bra då det endast är en kort sektion, ca 3 km kabel och då påverkar det inte bryttiden i någon större grad endast några mikrosekunder längre än vad det vanligtvis skulle ta för brytaren att bryta kortslutningsströmmen.

I varje fack i ställverket kommer det att finnas en truckbrytare. Selektivitetprincipen kan användas med hjälp av truckbrytare. Detta system innebär att vid kortslutning har endast en del av kretsen brutits beroende på var felet uppstod. Man väljer att bryta med en brytare vid felet som ger de minsta effektförlusterna och kan fortfarande på respektive spänningssida leverera effekt.

Detta är extra fördelaktigt i jämförelse med att ha lastfrånskiljare i de inkommande facken där brytaren endast finns i de utgående facken till transformatorn. Ett sådant system skulle innebära att det inte finns någon selektivitet och därmed vid kortslutning så utlöser alltid brytaren vid transformatorn. Detta innebär att hela kretsen bryts vid respektive spänningssida och kan inte leverera någon effekt överhuvudtaget tills felet är åtgärdat.



Figur 20. Figuren beskriver hur facken skall vara uppbyggda med truckbrytare, strömtransformatorer och spänningstransformatorer.



Figur 21. Figuren beskriver vilka komponenterna är i figur 20

8. Kortslutningsberäkningar

Vid kortslutningsberäkning finns flera viktiga faktorer att ta hänsyn till, en av faktorerna är att se systemets uppbyggnad. Enligt Figur 22 ser man givna data samt systemets uppbyggnad vilket används för att beräkna kortslutningsströmmarna.

I kortslutningsberäkningarna beräknas de värsta felen, vilket är trefas felen som kan uppkomma i systemet.

Kortslutningseffekten från 36 kV generatorerna beror på systemets uppbyggnad, i detta fall används fülleffektomriktare som begränsar kortslutningströmmen i systemet. Enligt stefan till 1,2 gånger större än märkeffekten.

$$S_{k\text{ gen } 36\text{ kV}} = 60 \times 1,2 = 72\text{ MVA}$$

Kortslutningseffekten från 10 kV samlingsskenan approximeras $S_{k\text{ gen } 10\text{ kV}} = 200\text{ MVA}$ inklusive omriktarna enligt uppgifter från programmet dp power.

Kortslutningseffekten på nätet beräknas att vara $S_{k\text{ nätet}} = 3800\text{ MVA}$, detta värde är valt som ett ungefärligt värde från station K6 från programmet dp power. Att K6 och inte anslutande station K4 valdes beror på att stationerna är väldigt lika varandra samt att det pågår påbyggnad i K4 vilket gör att effekterna i K4 inte går att räkna ut för tillfället.

Kortslutningseffekten på transformatorns sidor beräknas med en relativ kortslutningsimpedans på 12 % då det är tillräckligt enligt ABB experten Fredrik Nyberg.

Eftersom transformatorn är en trelindad transformator, är beräkningarna mer komplicerad än vad det skulle vara för en tvålindad transformator. Kortslutningsimpedanserna mellan lindningarna är 12% och måste därför räknas om för att få en kortslutningsimpedans på varje sida istället. För att beräkna hur mycket kortslutningsimpedans varje transformersida skulle tillföra räknar man på följande sätt [31,32].

Vid beräkning av kortslutningseffekt, försummas kabelimpedansen för att den är så pass låga.

$$Z_P = \frac{1}{2} (Z_{PS} + Z_{PT} - Z_{ST}) = \frac{1}{2} (0,12 + 0,12 - 0,12) = 6\%$$

$$Z_S = \frac{1}{2} (Z_{ST} + Z_{PS} - Z_{PT}) = \frac{1}{2} (0,12 + 0,12 - 0,12) = 6\%$$

$$Z_T = \frac{1}{2}(Z_{PT} + Z_{ST} - Z_{PS}) = \frac{1}{2}(0,12 + 0,12 - 0,12) = 6\%$$

P = Primär

S = Sekundär

T = Tertiär

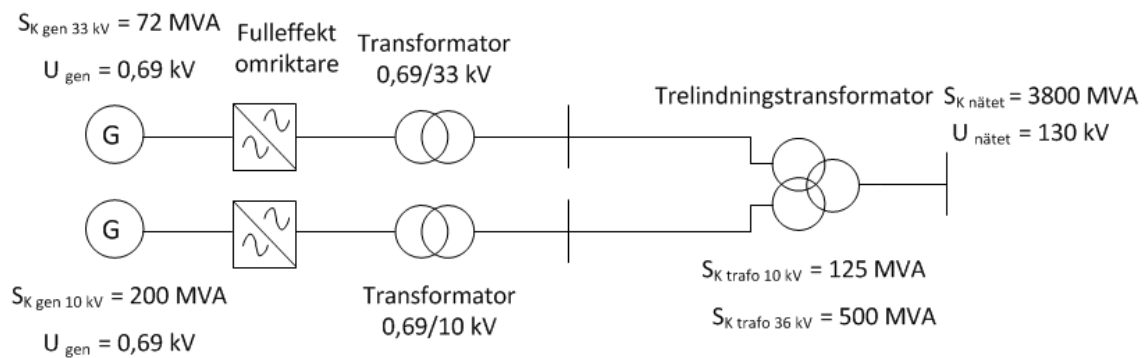
Alla sidor har samma kortslutningsimpedans vid transformatorsidorna har alltså $z_k = 6\%$

Generatoren vid vindkraftsverken antas ha en kortslutningsimpedans på $z_k = 6\%$.

$$S_{k \text{ trafo } 10 \text{ kV}} = \frac{S_N}{z_K} = \frac{15 \times 10^6}{0,06} = 250 \text{ MVA}$$

$$S_{k \text{ trafo } 36 \text{ kV}} = \frac{S_N}{z_K} = \frac{60 \times 10^6}{0,06} = 1\,000 \text{ MVA}$$

$$S_{k \text{ trafo } 130 \text{ kV}} = \frac{S_N}{z_K} = \frac{80 \times 10^6}{0,06} = 1\,240 \text{ MVA}$$

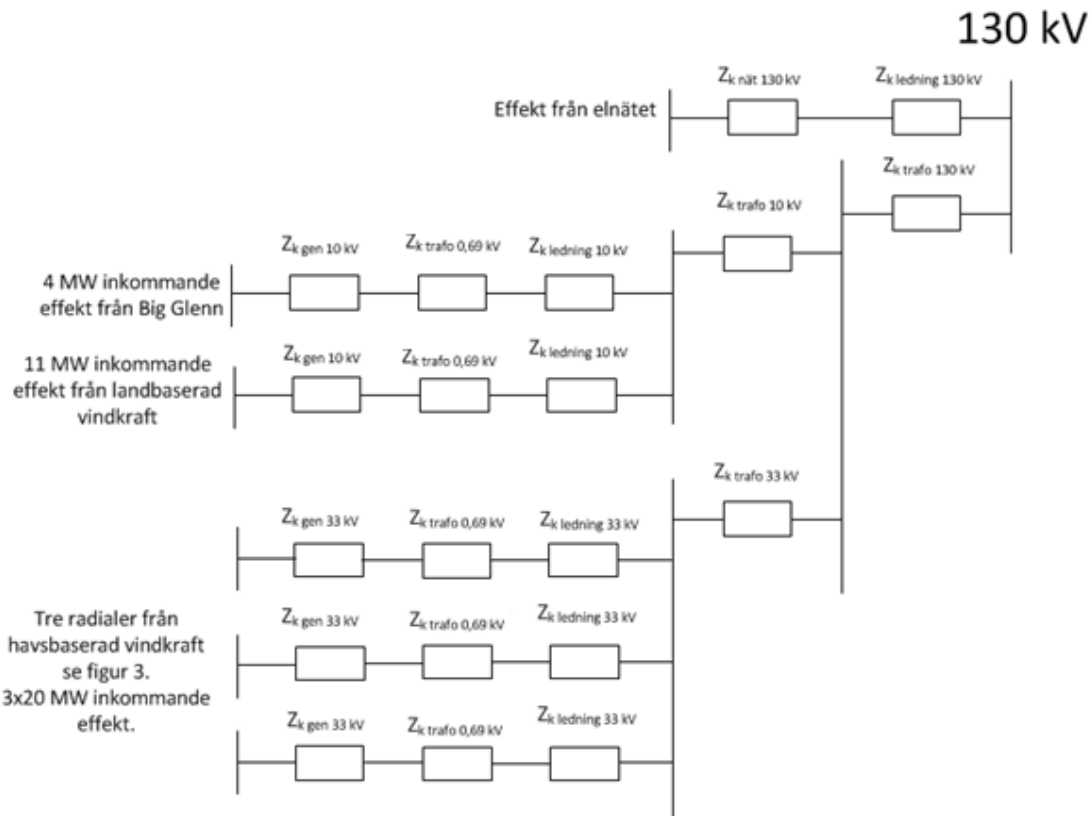


Figur 22. En överskådlig bild på hur systemet ser ut. Från 33 kV generatoren "G" finns det tre radialer med totalt 15 stycken vindkraftverk där varje verk har en fulleffektsomriktare. Från 10 kV generatoren finns det totalt 15 MW landbaserad vindkraft där även de vindkraftverken har varsin fulleffektomriktare. Generatorerna är sedan kopplade till en trelindningstransformator som transformerar upp spänningen till regionnätet.

Beräkning av kortslutning med metoden för delkortslutningseffekter och kontrollberäkning med hjälp av impedanssummering

130 kV skenan

Uträkningarna har utförts med hjälp av en skiss på hur systemet ser ut som man kan se på Figur 23. 130 kV skenan är i fokus och är därför befinner den sig på den högra sidan för att lättare kunna se hur det hela systemet är uppbyggt.



Figur 23. Visar kortslutning sedd från 130 kV sida

Impedanssummering

$$Z_{k \text{ nät } 130 \text{ kV}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(130 \times 10^3)^2}{3800 \times 10^6} = 4,45 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ Trafo } 130 \text{ kV}} = z_k \times \frac{U^2}{S_n} = 0,06 \times \frac{(130 \times 10^3)^2}{80 \times 10^6} = 12,7 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ gen } 10 \text{ kV}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(130 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 169 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ Trafo } 10 \text{ kV}} = z_k \times \frac{U^2}{S_n} = 0,06 \times \frac{(130 \times 10^3)^2}{15 \times 10^6} = 67,6 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av kortslutningsimpedans vid varje 33 kV radial

$$Z_{k \text{ gen } 0,69 \text{ kV}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(130 \times 10^3)^2}{4,8 \times 10^6} = 3520 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ trafo } 0,69 \text{ kV}} = z_k \times \frac{U^2}{S_n} = 0,06 \times \frac{(130 \times 10^3)^2}{4 \times 10^6} = 254 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ 33\ kV\ radial} = \frac{Z_{k\ gen\ 0,69\ kV} + Z_{k\ trafo\ 0,69\ kV}}{5} = \frac{3520 + 254}{5} = 755\ \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av den totala kortslutningsimpedansen vid 33 kV, tre radialer

$$Z_{k\ Trafo\ 33\ kV} = Z_k \times \frac{U^2}{S_n} = 0,06 \times \frac{(130 \times 10^3)^2}{60 \times 10^6} = 16,9\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ 33\ kV\ TOT} = Z_{k\ trafo\ 33\ kV} + \frac{Z_{k\ 33\ kV\ radial}}{3} = 16,9 + \frac{755}{3} = 269\ \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av 10 kV kortslutningsimpedans

$$Z_{k\ 10\ kV\ TOT} = Z_{k\ trafo\ 10\ kV} + \frac{Z_{gen\ 10\ kV}}{2} = 45 + \frac{169}{2} = 130\ \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av kortslutningsströmmen

$$\begin{aligned} Z_{k\ Vänster} &= Z_{k\ 33\ kV\ TOT} // Z_{k\ 10\ kV\ TOT} + Z_{k\ trafo\ 130\ kV} = \\ &= \frac{Z_{k\ 33\ kV\ TOT} \times Z_{k\ 10\ kV\ TOT}}{Z_{k\ 33\ kV\ TOT} + Z_{k\ 10\ kV\ TOT}} + Z_{k\ trafo\ 130\ kV} = \\ &= \frac{269 \times 130}{269 + 130} + 12,7 = 88\ \Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

$$Z_{k\ Höger} = Z_{k\ nät\ 130\ kV} = 4,45\ \Omega/\text{fas}$$

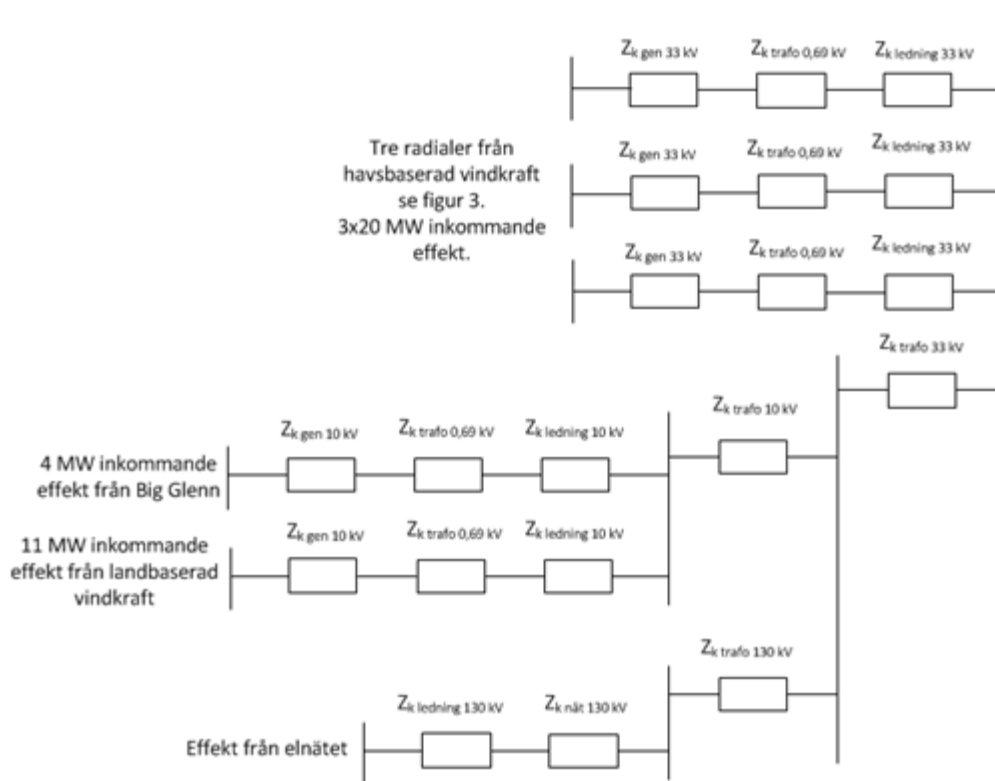
$$Z_k = Z_{k\ Vänster} // Z_{k\ Höger} = \frac{Z_{k\ Vänster} \times Z_{k\ Höger}}{Z_{k\ Vänster} + Z_{k\ Höger}} = \frac{88 \times 4,45}{88 + 4,45} = 4,24\ \Omega/\text{fas}$$

$$I_{k3f} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_k} = \frac{130 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4,24} = 17,7\ kA$$

33 kV skenan

Uträkningarna har utförts med hjälp av en skiss på hur systemet ser ut som man kan se på Figur 24. 33 kV skenan är i fokus och är därför befinner den sig på den högra sidan för att lättare kunna se hur det hela systemet är uppbyggt.

33 kV



Figur 24. Visar kortslutning sedd från 33 kV sidan

Impedanssummering

$$Z_{k \text{ nät } 130 \text{ kV}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(33 \times 10^3)^2}{3800 \times 10^6} = 0,29 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ Trafo } 130 \text{ kV}} = z_k \times \frac{U^2}{S_K} = 0,06 \times \frac{(33 \times 10^3)^2}{80 \times 10^6} = 0,82 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ } 130 \text{ kV } TOT} = Z_{k \text{ trafo } 10 \text{ kV}} + Z_{k \text{ nät } 130 \text{ kV}} = 0,82 + 0,29 = 1,11 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av 10 kV kortslutningsimpedans

$$Z_{k \text{ gen } 10 \text{ kV}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(33 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 10,9 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ Trafo } 10 \text{ kV}} = z_k \times \frac{U^2}{S_K} = 0,06 \times \frac{(33 \times 10^3)^2}{15 \times 10^6} = 4,4 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ } 10 \text{ kV } TOT} = Z_{k \text{ trafo } 10 \text{ kV}} + \frac{Z_{\text{gen } 10 \text{ kV}}}{2} = 4,4 + \frac{10,9}{2} = 9,85 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av kortslutningsimpedans vid varje 33 kV radial

$$Z_{k\ gen\ 0,69\ kV} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(33 \times 10^3)^2}{4,8 \times 10^6} = 227\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ trafo\ 0,69\ kV} = z_k \times \frac{U^2}{S_n} = 0,06 \times \frac{(33 \times 10^3)^2}{4 \times 10^6} = 16,3\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ 33\ kV\ radial} = \frac{Z_{k\ gen\ 0,69\ kV} + Z_{k\ trafo\ 0,69\ kV}}{5} = \frac{227 + 16,3}{5} = 48,7\ \Omega/\text{fasl}$$

Beräkning av kortslutningsimpedansen vid 33 kV, tre radialer

$$Z_{k\ Trafo\ 33\ kV} = z_k \times \frac{U^2}{S_K} = 0,06 \times \frac{(33 \times 10^3)^2}{60 \times 10^6} = 1,1\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ 33\ kV\ TOT} = Z_{k\ trafo\ 33\ kV} + \frac{Z_{k\ 33\ kV\ radial}}{3} = 1,1 + \frac{48,7}{3} = 17,3\ \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av kortslutningsströmmen

$$Z_{k\ Vänster} = Z_{k\ 33\ kV\ TOT} = 17,3\ \Omega/\text{fas}$$

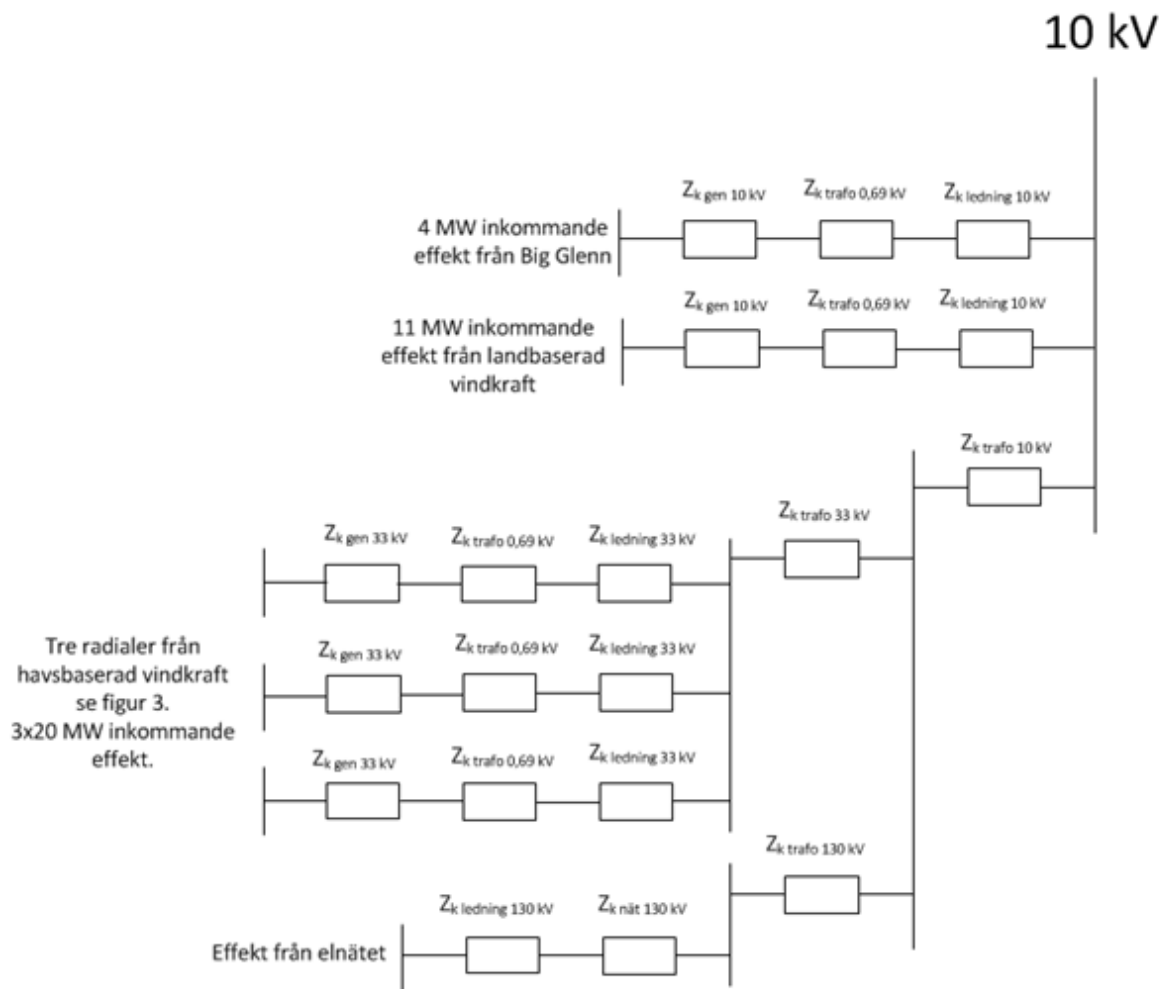
$$\begin{aligned} Z_{k\ Höger} &= Z_{k\ 130\ kV\ TOT} // Z_{k\ 10\ kV\ TOT} + Z_{k\ Trafo\ 33\ kV} = \\ &= \frac{Z_{k\ 130\ kV\ TOT} \times Z_{k\ 10\ kV\ TOT}}{(Z_{k\ 130\ kV\ TOT} + Z_{k\ 10\ kV\ TOT})} + Z_{k\ Trafo\ 33\ kV} = \frac{1,11 \times 9,85}{(1,11 + 9,85)} + 1,1 = 2,1\ \Omega/\text{fas} \end{aligned}$$

$$Z_k = Z_{k\ Vänster} // Z_{k\ Höger} = \frac{17,3 \times 2,1}{(17,3 + 2,1)} = 1,87\ \Omega/\text{fas}$$

$$I_{k3f} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_k} = \frac{33 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 1,87} = 10\ kA$$

10 kV skenan

Uträkningarna har utförts med hjälp av en skiss på hur systemet ser ut som man kan se på Figur 25. 10 kV skenan är i fokus och är därför befinner den sig på den högra sidan för att lättare kunna se hur det hela systemet är uppbyggt.



Figur 25. Visar kortslutning sedd från 10 kV sidan.

Impedanssummering

$$Z_{k \text{ nät } 130 \text{ kV}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(10 \times 10^3)^2}{3800 \times 10^6} = 0,03 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ trafo } 130 \text{ kV}} = z_k \times \frac{U^2}{S_K} = 0,06 \times \frac{(10 \times 10^3)^2}{80 \times 10^6} = 0,075 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ } 130 \text{ kV } TOT} = Z_{k \text{ nät } 130 \text{ kV}} + Z_{k \text{ Trafo } 130 \text{ kV}} = 0,03 + 0,075 = 0,105 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av 10 kV kortslutningsimpedans

$$Z_{k \text{ gen } 10 \text{ kV}} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(10 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 1 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k \text{ trafo } 10 \text{ kV}} = z_k \times \frac{U^2}{S_K} = 0,06 \times \frac{(10 \times 10^3)^2}{15 \times 10^6} = 0,4 \text{ } \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ 10\ kV\ TOT} = \frac{Z_{gen\ 10\ kV}}{2} = \frac{1}{2} = 0,5\ \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av kortslutningsimpedans vid varje 33 kV radial

$$Z_{k\ gen\ 0,69\ kV} = \frac{U^2}{S_K} = \frac{(10 \times 10^3)^2}{4,8 \times 10^6} = 20,8\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ trafo\ 0,69\ kV} = Z_k \times \frac{U^2}{S_n} = 0,06 \times \frac{(10 \times 10^3)^2}{4 \times 10^6} = 1,5\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ 33\ kV\ radial} = \frac{Z_{k\ gen\ 0,69\ kV} + Z_{k\ trafo\ 0,69\ kV}}{5} = \frac{20,8 + 1,5}{5} = 4,46\ \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av kortslutningsimpedansen vid 33 kV, tre radialer

$$Z_{k\ trafo\ 33\ kV} = Z_k \times \frac{U^2}{S_K} = 0,06 \times \frac{(10 \times 10^3)^2}{60 \times 10^6} = 0,1\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ 33\ kV\ TOT} = Z_{k\ trafo\ 33\ kV} + \frac{Z_{k\ 33\ kV\ radial}}{3} = 0,1 + \frac{4,46}{3} = 1,59\ \Omega/\text{fas}$$

Beräkning av kortslutningsströmmen

$$Z_{k\ Vänster} = Z_{k\ 10\ kV\ TOT} = 0,5\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{k\ Höger} = Z_{k\ 130\ kV\ TOT} // Z_{k\ 33\ kV\ TOT} + Z_{k\ trafo\ 10\ kV} =$$

$$= \frac{Z_{k\ 130\ kV\ TOT} \times Z_{k\ 33\ kV\ TOT}}{(Z_{k\ 130\ kV\ TOT} + Z_{k\ 33\ kV\ TOT})} + Z_{k\ Trafo\ 10\ kV} =$$

$$= \frac{0,105 \times 1,59}{(0,105 + 1,59)} + 0,5 = 0,6\ \Omega/\text{fas}$$

$$Z_k = Z_{k\ Vänster} // Z_{k\ Höger} = \frac{Z_{k\ Vänster} \times Z_{k\ Höger}}{(Z_{k\ Vänster} + Z_{k\ Höger})} = \frac{0,5 \times 0,6}{(0,5 + 0,6)} = 0,27\ \Omega/\text{fas}$$

$$I_{k3f} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_k} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 0,27} = 21,4\ kA$$

9. Miljöaspekter

SF₆ gasen i brytarna

I dagsläget är de populäraste och bästa brytarna svavelhexafluorid (SF₆) och vakuumbrytare.

SF₆ är en artificiell gas som tillverkas för att användas i ställverk och vid installationer. SF₆ är en gas som påverkar den förstärkta växthuseffekten negativt och därmed ökar den globala uppvärmningen. SF₆ påverkar växthuseffekten ca 23 900 gånger mer än vad koldioxid CO₂ gör och nedbrytningstiden är mycket långsammare. Detta innebär att det är väldigt viktigt att brytarna håller god kvalitet för att undvika läckage samt att undvika misstag vid tillverkningen av brytarna som skulle innebära utsläpp av gasen. Dagens läckage av SF₆ är begränsat till 0,5 -0,1 % av den totala mängden SF₆ som används per år. Troligtvis kommer läckagen att minska ännu mer i framtiden [14,27].

I dagsläget håller SF₆ brytare på att fasas ut från marknaden och ersättas av andra effektiva brytare som koldioxidbrytaren och vakuumbrytaren.

Vakuumbrytaren är baserat på att släcka strömmar i vakuum och har därmed ingen negativ miljöpåverkan på växthuseffekten.

Miljöpåverkan av kabel

För kablar ur miljösynpunkt består det inre halvledarskiktet av polymeren som innehåller sot. Ledarna består vanligtvis av aluminium eller koppar som kan materialåtervinnas. En bra dimensionering av kabeln leder till låga energiförluster som orsakar mindre miljöbelastning [28].

10. Ekonomi

Inköp av trelindningstransformator

Inför inköp av en trelindningstransformator finns det mycket att tänka på. I detta dimensionerade fall har flertalet telefonmöten och kontinuerlig kontakt med Fredrik Isacson på ABB ägt rum. När man beställer en transformator är det viktigt att skriva en utförlig specifikation. I annat fall säger lagen om offentlig upphandling "LOU" att det billigaste och smidigaste alternativet skall levereras. Det billigaste alternativet är dock inte alltid det bästa alternativet vilket innebär att den levererade transformatorn riskerar att inte hålla under hela stationens planerade livslängd. Specifikationen skall innehålla följande punkter

- Kortslutningsprov
- Responstid,
- Utförliga redogörelser
- Designreview

Vid val av transformator skall man skriva en specifikation som passar så bra som möjligt till situationen. Då det finns saker man vill att transformatorn skall klara t.ex. ett kortslutningsprov på ett visst antal kA.

EBR – Kostnader

EBR (Energibygnadsrationalisering) är en katalog som man kan kontrollera på vad saker kostar att installera. I den här rapporten används enbart P1 eftersom det är en väldigt grundlig beräkning av vad allt kostar, därför antas det att kostnaden är linjärt.

Kostnader vid 10 kV kabel EBR

Kabeln till Big Glenn som ska förläggas om är en AXAL-TT $3 \times 240/35 \text{ mm}^2$ kostar 398 000 kr/km men materialet finns redan, då bara en omplacering av kabeln skall ske. Materialet kostar (se Bilaga 5) 219 000 kr och då blir den totala förläggningen endast $398\,000 - 219\,000 = 179\,000$ kr/km. Sträckan som ska förläggas är 0,92 km lång blir då $179\,000 \times 0,92 = 165\,000$ kr. De andra 10 kV kablarna som ska förläggas om är FCJJ $3 \times 150 / 25 \text{ mm}^2$ och det kostar 360 000 kr/km men materialet finns redan och omplacering av kabeln skall bara ske. Materialet kostar (se Bilaga 5) 181 000 kr/km alltså blir den totala förläggningen endast $360\,000 - 181\,000 = 179\,000$ kr/km sträckan som ska förläggas är 0,13 km lång som alltså blir $179\,000 \times 0,13 = 23\,000$ kr, detta är en orimlig kostnad för att förlägga kablar men beräkningarna är endast övergripande.

Tabell 8. Kostnader för förläggning av 10 kV

10 kV Kabel	Pris (kr)
AXAL-TT	165 000
FCJJ	23 000
Kabelavslutningar	1 600
Summa	189 600

Kostnader vid 33 kV kabel EBR

Huvudalternativet har 3,7 km från anläggning till transformatorn då enligt EBR Projekteringskatalog 1(P1) säger att det kostar 762 000 kr/km (se Bilaga 5) för sjökabelförläggning PEX $3 \times 240 \text{ mm}^2$ 24 kV sjöarmerad kabel i hav och stora sjöar som alltså blir $3,7 \times 762\,000 = 2\,819\,400$ och kabeln som skall vara på land till transformatorn är ytterst liten att det är försumbart.

Utredningsalternativet har 2 km hav och 1,75 km land till transformatorn då enligt EBR P1 säger att det kostar 762 000 kr/km för Sjukabelförläggning PEX $3 \times 240 \text{ mm}^2$ 24 kV sjöarmerad kabel i hav och stora sjöar som alltså blir $2 \times 762\,000 = 1\,524\,000$ och i land kostar det 422 000 kr/km då man väljer i katalogen att det är JK Landsbygd PEX $3 \times 240 \text{ mm}^2$ 24 kV normal som alltså blir $1,75 \times 422\,000 = 738\,500$ kr. Här är det inräknat med nedgrävning och förläggning på nytt, fastän det inte krävs någon grävning på bron.

Detta är bara beräknat på en kabel, eftersom det är tre kablar som skall förläggas blir det totala priset alltså tre gånger dyrare för förläggning av 33 kV kabeln som visas enligt Tabell 6.

Tabell 9. Kostnader för förläggning av 33 kV kabel i de olika alternativen.

33 kV kabel	Huvudalternativ (kr)	Utredningsalternativ (kr)
Kabel land	0	738 500
Kabel hav	2 819 400	1 524 000
Summa kablar	2 819 400	2 262 500
Summa för tre kablar	8 458 200	6 787 500
kabelavslutningar	18 000	18 000
Totalt	8 476 200	6 805 500

Vid förläggning av huvudalternativet så förläggs ingen kabel på land och därmed kostnaden 0 kr.

Kostnader vid 130 kV kabel EBR

Förläggningen mellan transformatorn och kopplingsstationen K4 är 3 km långt varav 0,5 km är i hav. Det kostar enligt EBR (se Bilaga 6) 2 440 000 kr/km alltså $3 \times 2\,440\,000 = 7\,320\,000$ kr. Eftersom 0,5 km av kabeln ska förläggas i hav, kostar det ytterligare 300 kr/m för armering av kabel alltså $500 \times 300 = 150\,000$ kr. Kabelavslutningarna kostar enligt ABB kabeldon 30 000 kr styck för kabelavslutningar till öppet isolerade ställverk och 30 500 kr för GIS ställverk, alltså $30\,000 \times 3 = 90\,000$ kr från transformatorstationen och $30\,500 \times 3 = 91\,500$ kr till kopplingsstationen K4, totalt 181 500 kr.

Tabell 10. Kostnader för förläggning av 130 kV.

130 kV Kabel	Pris (kr)
Kabel	7 320 000
Armering	150 000
Kabelavslutningar	181 500
Summa	7 651 500

Kostnader över ställverket

Facken för 10 kV ligger på 300 000 kr/st och det skall vara 4 stycken:

$$300\,000 \times 4 = 1\,200\,000 \text{ kr}$$

Facken för 33 kV ligger på 500 000 kr/st och det skall vara 5 stycken av dem:

$$500\,000 \times 5 = 2\,500\,000 \text{ kr}$$

Byggnaden innehåller ställverksrum, kontrollrum, batterirum, transformatorcell och kabelkällare som ligger på ungefär 3 500 000 kr.

Den totala kostnaden blir då enligt tabell 11. 7 200 000 kr

Tabell 11. Kostnader för hela transformatorbyggnaden.

Byggnaden	Pris (kr)
10 kV Fack	1 200 000
33 kV Fack	2 500 000
Diverse Rum	3 500 000
Summa	7 200 000

Kostnad för redundans av kabel

EBR katalogen sträcker sig bara till kablar som är $3 \times 240 \text{ mm}^2$ för 36 kV så med lite antagelser över vad 500 mm^2 kablar kan kosta $1\,000\,000 \text{ kr/km}$ $1\,000\,000 \times 3,7 \times 3 = 11,1$ miljoner kr.

Det andra alternativet med redundans då man skulle ha 4 kablar kostar då $728\,000 \times 3,7 \times 4 = 10,8$ miljoner kr.

Alltså kostar det runt 2-3 miljoner mer att ha redundans för bara sjökablarna.

Tabell över total kostnad

Tabell 12. Den totala kostnaden.

Projektdel	Pris (kr)
Kabel 130 kV	7 651 500
Huvudalternativ 33 kV	8 476 200
Kabel 10 kV	189 600
Trelindad Transformator ABB	9 000 000
Inomhusställverk	7 200 000
Summa	32 517 300

11. Slutsats

Vid placering av transformatorstationen har vi kommit fram till att den redan föreslagna platsen från förstudien vid Risholmen är att föredra då det blir lättast att bygga samt att det blir mer ekonomiskt fördelaktigt att placera den nya transformatorstationen där, se Figur 1.

Ställverket som skall byggas på Risholmen skall vara ett inomhusställverk pga. miljön runtomkring med saltvatten etc. Det skall också vara ett luftisolerat ställverk då det är mer ekonomiskt än ett gasisolerat ställverk samt att de relativt låga spänningarna gör att de luftisolerade ställverken inte tar så mycket plats i byggnaden. 130 kV ställverket skall placeras i K4 som är ett gasisolerat ställverk.

Facken i ställverket skall bestå av vakuumbrytare samt av en spänningstransformator i varje ställverk där varje ingående kabel går in i varsitt fack samt en utgående kabel från samlingsskenorna till transformatorn.

Varför vi valde vakuumbrytare är för att det är låga spänningar, under 130 kV driftspänning och då är vakuumbrytare ett bra alternativ eftersom den fungerar i princip lika bra som en SF₆ och att den inte tillför något i växthuseffekten. Ett andra alternativ av brytare som finns ute på marknaden är SF₆ brytare och Göteborgs energi satsar på att bli en grönare profil och då är SF₆ brytare inte att rekommendera.

För att undvika reaktiva förluster har vi bestämt att använda kraftelektronik för att med hjälp av styrning se till att effektfaktorn $\cos\varphi = 1$. Detta innebär att den aktiva effekten blir lika stor som den skenbara effekten.

Vid förläggning av kabel har vi undersökt två alternativ och kommit fram till att utredningsalternativet är det bästa alternativet från ett ekonomiskt perspektiv samt att det är lättare att förlägga och reparera kablarna. Huvudalternativet är ändå att föredra då olika intressenter som Sjöfartsverket och Göteborgs hamn har viktiga synpunkter, t.ex. att Hjärtholmsbron börjar bli gammal och måste repareras och därför inte vill ha fler kablar där än de befintliga som redan finns.

Tankarna kring vid val av kabel har vi bestämt att använda lite olika kablar. Sjøkablarna från de havsbaserade vindkraftverken skall vara trefas armerade AXCLTV 3×240 vid 33 kV driftspänning, detta för att ge stabilitet i havet. De landbaserade vindkraften skall placeras om med rör i mark med de redan befintliga 10 kV kablarna AXCEK 3×240/25 mm² och FCJJ 3×150/25 mm² till den nya transformatorstationen på Risholmen. Tre stycken enledare i triangelformation med driftspänningen 130 kV, AXLJ 3×1×500 mm skall förläggas från transformatorstationen till K4.

Vid val av transformator har vi kommit fram till att en trelindningstransformator är att föredra då den tar mycket mindre plats samt är ett mycket mer ekonomiskt alternativ än två stycken tvålindade transformatorer. Se bilaga 7 för specifikationer.

På redundansdelen har vi undersökt både för kablar och transformatorer och kommit fram till att redundans inte är önskvärt i vårt system. Det kostar för mycket med extra kablar och brytare som höjer kostnaden på produktionsanläggningen extremt mycket. Det är standard i produktionsanläggningar att dimensionera så ekonomiskt som möjligt samt att risken för haveri vid transformatorn är ganska liten att den nästan är försumbar.

När det gäller skydd dimensionerade vi systemet för att ha ganska många olika reläskydd, de viktigaste har nämnts i rapporten.

När det gäller ventilavledare vid transformatorn så finns det en del att fundera på, ställverket ligger inomhus och kablarna är nedgrävda i mark och förutom möjligtvis kopplingsöverspänningar är det inte någon större fara att oroa sig för överspänningar som blixnar skulle kunna avge. En djupare och mer tidskrävande analys skulle nog vara lämpligt för att säkerhetsställa om det verkligen krävs ventilavledare i detta specifika fall.

Det var mycket diskussion om hur vi skulle koppla om 10 kV vindkraftsparken. Om vi skulle använda oss av kabelskåp för att förgrena alla utspridda vindkraftsverken. Efter lite funderingar inom det behöll vi satellitstationerna som de var och kopplade in kablarna från stationerna till 10 kV ställverket. Några andra saker som har varit lite klurigt för oss var att hitta de rätta standarderna att använda sig av då de var oerhört många att välja på.

Det har varit mycket utredning via telefonsamtal och kontakter med företag. Detta just för att GENAB aldrig har hållit på med offshore vindkraft, då det även är ett helt annat spänningsområde man håller på med d.v.s. 33 kV.

Efter ett samtal med ABB blev slutsatsen att sjökablarna skall vara 20 m ifrån varandra därför att de ska vara dubbelt så långt ifrån varandra som de är nedgrävda för att underlätta reparationsarbete. Ett annat argument är att magnetfältsundersökningen visade att kablarna skall vara 20 meter ifrån varandra för att undvika att magnetfälten på kablarna påverkar varandra.

En av de mer negativa aspekterna inom denna rapport är bristen på jämförelser mellan olika tillverkare. Exempelvis har vi varit i kontakt med Helmerverket flera gånger men inte lyckats få ut några konkreta specifikationer på transformatorer.

En av de stora utmaningarna med detta projekt har varit att få olika prisuppgifter från olika leverantörer. Eftersom t.ex. koppar är en produkt som kontinuerligt ökar och sjunker i pris så har inte leverantörerna några uppgifter på deras hemsida utan man får kontakta dem via telefon och förhoppningsvis få ut en offert som gäller för den specifika säsongen.

Vid val av brytare valdes olika brytare vid olika spänningsnivåer. Vakuumbrytare valdes vid 10 kV och 33 kV medan SF₆ valdes vid 130 kV. Det hade varit fördelaktigt med vakuumbrytare överallt och det har utvecklats men tyvärr inte kommit ut på marknaden än.

Vid inköp av ställverk ingår brytare, frånskiljare med flera komponenter i facken.

12. Referenser

- [1] Broad, Christina & Wennerqvist, Ted. (2013-02.28). *MKB Ansökan*. [hämtat: 2013-04-08] Tillgänglig: http://www.vindplatsgoteborg.se/MKB/Ansokan_MKB_130328.pdf
- [2] Dp Power.(2013). *Våra produkter – dp spatial*. [hämtat: 2013 -05-14] Tillgängligt: <http://www.digpro.se/index.php/sv/vara-produkter>
- [3] Sundvall, Donald. (2013-02-18).*Samrådsunderlag*. [hämtat: 2013-04-08] E-mail: magnus.ljung@goteborgenergi.se meddelande: Samrådsunderlag för eldragning
- [4] ASP anslutning av större produktionsanläggningar till elnätet, elforsk rapport: 06:79, (2006), [hämtat: 2013-05-02]. Tillgänglig: <http://www.elforsk.se/Global/Vindforsk/Rapporter%20fran%20Vindforsk%20II/V-102%20ASP.pdf>
- [5] Sundvall, Donald. (2013-02-18).*Mötesanteckningar*. [hämtat: 2013-04-08] E-mail: magnus.ljung@goteborgenergi.se meddelande: Mötesanteckningar Göteborgs Hamn och Göteborg Energi
- [6] Sundvall, Donald. (2013-02-12). *Förnyelsebar el* [hämtat: 2013-04-08] E-mail: magnus.ljung@goteborgenergi.se meddelande: *Vindplats Göteborg nätanslutning Hjärtholmen*
- [7] Draka. (2013). *Skilnader i temperatur mellan PEX och PVC*. [hämtat: 2013-05-15] Tillgängligt: <http://www.draka.se/Startsida/Produkter/Kraftkablar1kV.aspx>
- [8] Elektrokoppar. (2013). *Dagsaktuella koppar och aluminium priser*. [hämtat: 2013-05-15] Tillgängligt: http://www.liljedahlbarewire.com/images/pdf/kopparnoteringar_nov.pdf
- [9] Wikipedia. (2013-03-08). *Restivitet koppar och aluminium*. [hämtat: 2013-05-15] Tillgängligt: <http://sv.wikipedia.org/wiki/Resistivitet>
- [10] *Svenska Elektriska Kommissionen*, Svensk Standard SS 424 14 16, (2004-05-24) [hämtat: 2013:-04-22]
- [11] Y. Hamnerius, *Beräkning av sjökabel*, [hämtat: 2013-04]
- [12] Bartnicki, Aleksander. (2013). *Strömbrytning i korthet*. [hämtat: 2013-04-24] Tillgängligt: <https://pingpong.hb.se/courseId/16155/node.do?id=8486032&ts=1363528882359&u=-2084513897>
- [13] ABB. (2000-04). *SF₆ or vacuum*. [hämtat: 2013-04-12] Tillgänglig: [http://www.sacheargentina.com.ar/cat%E1logos/Productos/Interruptores%20MT/A21\)%20SACHE%20Consideraciones%20sobre%20la%20Eleccion%20-%20SF6%20o%20Vacio%20.pdf](http://www.sacheargentina.com.ar/cat%E1logos/Productos/Interruptores%20MT/A21)%20SACHE%20Consideraciones%20sobre%20la%20Eleccion%20-%20SF6%20o%20Vacio%20.pdf)

- [14] Mulic Edin, "brytare och fränksiljare", opublicerad
- [15] Petterson, Mattias. (2012-06-01). *Ombyggnation och modernisering av transformatorstation för anslutning av vindkraft*. [hämtat: 2013-05-16] Tillgängligt: <http://hv.diva-portal.org/smash/get/diva2:605921/FULLTEXT01>
- [16] GE Energy. (2013). *Power transformers*. [hämtat: 2013-04-15] Tillgängligt: http://site.geenergy.com/prod_serv/plants_td/en/downloads/powergrid_europe07.pdf
- [17] Nilsson Markus & Olsson Robert. (2012). *Framtagning av reläskyddsinställningar för en transformatorstation*. [hämtat: 2013-04-10] Tillgängligt: <http://kau.diva-portal.org/smash/get/diva2:548997/FULLTEXT01>
- [18] Svenska kraftnät. (1996-11-15). *Samlingsskenskesskydd*. [hämtat: 2013-04-15] Tillgängligt: http://www.svk.se/Global/07_Tekniska_krav/Pdf/TR2-090203/TR2-05-8_961115-C.pdf
- [19] ABB. (2012-10-08). *Reläskydd – Kraftnätets väktare*. [hämtat: 2013-04-09] Tillgängligt: <http://www.abb.se/cawp/seabb361/2d15bfc06420a186c12572510030282c.aspx>
- [20] Svenska Kraftnät. (1996-11-15). *Vakter vid transformatorer*. [hämtat: 2013-04-11] Tillgängligt: http://www.svk.se/Global/07_Tekniska_krav/Pdf/KATS5.7.5.pdf
- [21] Jcmiras (2007). What is transformer impulse test? [hämtat: 2013-05-21] Tillgängligt: <http://www.jcmiras.net/wiki/transformer-testing-impulse-test-35.htm>
- [22] ABB (2013). Ventilavledare (Högspänningsprodukter) [hämtat 2013-05-21] Tillgängligt: <http://www.abb.com/product/db0003db002618/c12573e7003302ad412567e50039a513.aspx?productLanguage=se&country=SE>
- [23] ABB (2013). Standardavledare för växelström [hämtat 2013-05-21] Tillgängligt: <http://www.abb.com/product/db0003db004279/076b9367a1c051a6c125744a0042cece.aspx?productLanguage=us&country=SE>
- [24] Svenska kraftnät. (2010-02-19). *brytarfölskydd*. [hämtat: 2013-04-15] Tillgängligt: http://www.svk.se/Global/07_Tekniska_krav/Pdf/TR2-130205/TR02-05-4-D.pdf
- [25] Svenska kraftnät. (2013). *Gas-insulated transmission lines*. [hämtat: 2013-04-15] Tillgängligt: <http://www.siemens.com/sustainability/en/environmental-portfolio/products-solutions/power-transmission-distribution/gas-insulated-transmission-lines-switchgear.htm>
- [26] E.ON Netz GmbH. (2006-04-01). *Grid Code*. [hämtat: 2013-05-20] Tillgängligt: http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/German_EON_Grid_Code.pdf
- [27] ABB. (2012-12-03). *Svavelhexafluorid*. [hämtat: 2013-04-12] Tillgängligt: <http://www.abb.se/cawp/seabb361/931306cc1f321d98c12572520047a8ef.aspx>
- [28] Nexans. (2004-10-29). *Miljövarudeklaration*. [hämtat: 2013-04-11] Tillgängligt: http://www.nexans.se/Sweden/publication/img/axlj_12_52kv_tt.pdf

- [29] Silversten, Bo. (2013-05-28).transformatorförlust. [hämtat: 2013-05-30] E-mail: magnus.ljung@goteborgenergi.se meddelande: transformatorförlust
- [30] ABB. (2013). High Voltage Surge Arresters Buyers Guide. [hämtat: 2013-06-07] Tillgängligt: [http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/5e7929863c37055ac1257ab6004619da/\\$file/1HSM%209543%2012-00%20Surge%20Arresters%20Buyers%20Guide%20Edition%209.2%202012-08%20-%20English.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/5e7929863c37055ac1257ab6004619da/$file/1HSM%209543%2012-00%20Surge%20Arresters%20Buyers%20Guide%20Edition%209.2%202012-08%20-%20English.pdf)
- [31] IEC 60909-0 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems part 0:calculations of currents (2013)
- [32] IEEE Std 399 IEEE Recommended practice for system power analysis (2013)

Personreferenser:

Sundvall Donald. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Carlsson Niklas. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät

Hedendahl Lars. Gruppchef. Göteborgs energi nät AB

Andersson Emil. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Almgren Niklas. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Carlsson Hans. Ingenjör. Göteborgs energi nät AB

Kjellström Tony. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Larsson Björn. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Le Dous , Gunilla . Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Persson Mikael. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Vuinovich Ferruccio. Planeringsingenjör. Göteborgs energi nät AB

Ruberg. Gunnar. Produktsäljare. ABB

Isacsson Fredrik. Säljare. ABB.

Nyberg Fredrik. Specialist krafttransformatorer. ABB

Helmer Marcus. Chef. Helmerverket

Grahn Lars. Projektledare. Sweco

Klarén Mats. Produktchef. Nexans

Linusson Pia. Säljare. ABB kabeldon

Andersson Jesper. Planeringsingenjör. Borås elnät

Torkildsson Erik, Ingenjör, Vattenfall

Bilaga 1. Sjökablar : AXCLTV-O TT 36 kV 3x240/25

Egenskaper

KONSTRUKTIONSEGENSKAPER

Ledare, material	Aluminium
Ledare, tvärsnittstyp	Rund, fåtrådig
Isolering, material	PEX
Mantel, material	LLDPE
Färg	Svart
Halogenfri	Ja
Innermantel, material	LLDPE
Skärm	Koncentrisk koppar

DIMENSIONSEGENSKAPER

Antal ledare	3
Ledare, area	240mm ²
Ledardiameter	18,2mm
Diameter över isolering	29,6mm
Skärm, area	25mm ²
Ytterdiameter, nom	92,0mm
Vikt	1020,0kg/100m
Tub diameter	12mm
Isolering, tjocklek	5,5mm

ELEKTRISKA EGENSKAPER

Kapacitans, fas	0,3μF / km
Ledarresistans vid 20° C, max	0,125Ohm/km
Induktans, nom	0,3mH/km
Jordslutningsström vid 20 kV	3.26A/km
Driftspänning	24kV

MEKANISKA EGENSKAPER

Tillåten dragkraft	0,03kN/mm ²
--------------------	------------------------

HANTERINGSinFORMATION

Temperatur vid förläggning, min.	-20°C
Temperatur vid drift, max.	90°C
Temperatur vid kortslutning, max	250°C
Vattentäthet	Längs- & tvärvattentät
Minsta böjradie vid slutmontage	10(xD)
Minsta böjradie vid förläggning	12(xD)
Förpackning	Trumma

Bilaga 2. 10 kV kablar: **AXLJ 3×1×500/95** och **FCJJ 3×150/25**

FPP.ELUGCBLTYPE_CL

Aktiv	1
Antal ledare	1
CODENUM	252
CODETEXT	AXLJ 3X1X500/95
Driftkapacitans	0.16
E-nummer	
Fabrikat	
Fasarea	500
Fasinduktans	0.4011
Fas maxtemperatur	
Fasresistans	0.061
Fas starttemperatur	
Fas temperaturkoefficient	
Förläggningstyp	
Grafik text 1	AXLJ 3X1X500/95
Grafik text 2	
Grafik text 3	
Jordkapacitans	0
Kabelkonstruktion	
Korttidsström fas	47000
Korttidsström nolla	
Ledningstext	
Matarkabel fas res.ökning	
Matarkabel noll res.ökning	
Max res current	
Mtrl plan code	
Märkspänning	
Märkström	525
Märkström förl. A	
Märkström förl. B	
Märktemperatur	
Nollarea	95
Nollinduktans	0
Noll maxtemperatur	
Noll resistans	0
Noll starttemperatur	
Noll temperaturkoefficient	
Objekts subtyp (system)	13
PE area	
PE-induktans	
PE-resistans	
Servis fas res.ökning	
Servis noll res.ökning	
Typbeteckning	AXLJ
Ömsinduktans fas-fas	

FPP.ELUGCBLTYPE_CL

Aktiv	0
Antal ledare	3
CODENUM	228
CODETEXT	FCJJ 3X150/25
Driftkapacitans	0.38
E-nummer	
Fabrikat	
Fasarea	150
Fasinduktans	0.2998
Fas maxtemperatur	
Fasresistans	0.125
Fas starttemperatur	
Fas temperaturkoefficient	
Förläggningstyp	
Grafik text 1	FCJJ 3X150/25
Grafik text 2	
Grafik text 3	
Jordkapacitans	0.196
Kabelkonstruktion	
Korttidsström fas	23700
Korttidsström nolla	
Ledningstext	
Matarkabel fas res.ökning	
Matarkabel noll res.ökning	
Max res current	
Mtrl plan code	
Märkspänning	
Märkström	335
Märkström förl. A	
Märkström förl. B	
Märktemperatur	
Nollarea	0
Nollinduktans	0
Noll maxtemperatur	
Noll resistans	0
Noll starttemperatur	
Noll temperaturkoefficient	
Objekts subtyp (system)	6
PE area	
PE-induktans	
PE-resistans	
Servis fas res.ökning	
Servis noll res.ökning	
Typbeteckning	FCJJ
Ömsinduktans fas-fas	

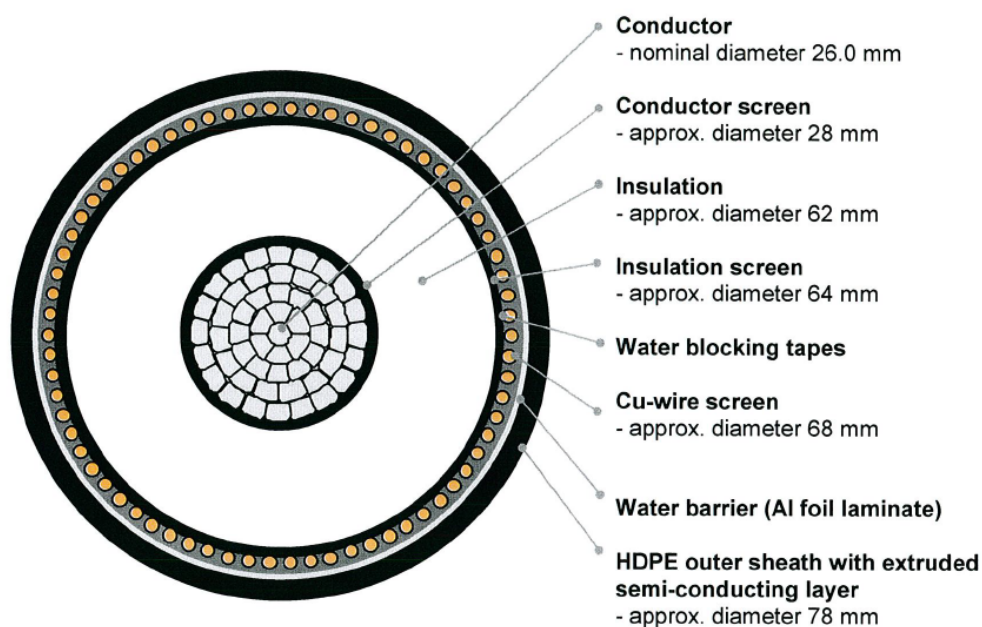
Bilaga 3. Kabel till K4 från ställverket: **AXLJ TT 130 kV 3x1x500/95**

Type designation: AXLLJ TT 145kV 1x500/95 F1

(Design code 71002019)

High voltage power cable

Sketch



Electrical data

Phase inductance in trefoil ¹ (appr.)	mH/km	0.41
Operating capacitance (appr.)	μF/km	0.18
Current carrying capacity in ground in trefoil, conductor 65°C (90°C) ²	A	505 (600)
Current carrying capacity in air in trefoil, conductor 90°C ³	A	780
Thermal short-circuit current (max.) for phase conductor for 1 s ⁴	kA	47.2
Thermal short-circuit current (max.) for metallic screen + metallic foil for 1 s ⁵	kA	19.8
Impulse withstand voltage	kV	650

Mechanical data

Bending radius, pulling (min.)	m	1.56
Bending radius, final position (min.)	m	1.09
Pulling tension with pulling eye (max.)	kN	25.0

Bilaga 4. kabelbeteckningar för hög, mellan och lågspänningskabel enligt svensk standard.

Första bokstaven	Andra bokstaven		Tredje bokstaven		Fjärde bokstaven	Femte bokstaven	
Ledare	Isolering		Mantel eller annan konstruktionsdetalj		Konstruktionsdetalj eller användning	Konstruktionsdetalj eller användning	
A Al	B	Flamskyddad termoplastisk polyolefin (halogenfri)	A	Skärm av Al-folie	B	Förbindningstråd	E Förstärkt utförande
B Al-legering	C	Impregnerat papper	B	Flamskyddad termoplastisk polyolefin (halogenfri)	E	Förstärkt utförande	K PVC
E Cu, entrådig	D	Gummi + gummimantel	C	Koncentrisk koppartråd	F	Fläta av koppar eller ståltråd	L PE
F Cu, fåtrådig	E	Etenpropengummi	F	Fläta av koppartråd	H	Hisskabel	
J Ståltråd	H	Silikongummi	H	Fläta av glasgarn	J	Förläggning i mark	
R Cu, mångtrådig	I	Uretanplast	I	Mantel av uretanplast	K	PVC	
S Cu, fintrådig	K	PVC	J	Armering av ståltråd	P	Armering av förzinkat stålband	
	L	Polyeten (PE)	K	PVC	R	Styrkabel	
	O	Kloroprengummi	L	Skärm av plastbelagt Al-band	S	Självbärande	
	Q	Flamskyddad termoplastisk polyolefin (halogenfri)	O	Kloroprengummi	T	Tung anslutningskabel	
	T	Flourplast	P	Armering av förzinkat stålband	V	Förläggning i vatten	
	V	Gummi utan ytermantel	Q	Flamskyddad termoplastisk polyolefin (halogenfri)	Z	Kabel för neonanläggning	
	X	Tvärbunden polyeten	R	Armering av plastbelagt Al-band			

Bilaga 5. EBR för 33 kV

© EBR utges av Svensk Energi – Swedenergy - AB
Beställningsnummer KLg 1:12
12 (115)

Arb kod	Löp nr	Arbete Konstruktion	En- het	Timmar				Kostnad i kr				Summa kr	Kommentar
				Bered	Mont	Maskin	EA	Arbete	Materiel	Maskin	Övrigt		
G146		JK Landsbygd											
	34	N1XV(E) 4x95 0,4 kV	km	28	71	63	207,4	65200	81300	41000	57100	245000	-"
	35	N1XV(E) 4x150 0,4 kV	km	27	70	63	205,8	64000	109000	40800	57100	271000	-"
	36	N1XV(E) 4x240 0,4 kV	km	27	73	64	210,4	66400	146000	41100	57100	310000	-"
	51	Svår mark tillägg till G14611-26	km	1,2	14,1	32,9	103,4	10100	21400	22600	45100	99200	
	52	Svår mark tillägg till G14631-32	km	0,74	8,39	21,71	67,47	6050	14300	14900	29700	64900	
	53	Svår mark tillägg till G14633-36	km	1,1	12,6	32,6	101,2	9080	21400	22300	44500	97400	
G148		Optokabel i JK-nät											
	11	Optokabel i cityområde	km	68	299	135	592,4	244000	270000	85400	204000	804000	
	12	Tillägg OB opto i cityomr.	km	10	81	39	156,5	60700	8120	24500	145000	239000	
	14	Optoservis i cityområde	st	9,9	24,4	7,9	42,9	22700	7000	5020	17700	52500	25 m
	21	Optokabel i tätort	km	36	144	89	324,7	119000	126000	56200	99700	401000	
	22	Tillägg OB opto i tätort	km	6,7	18,0	17,8	54,6	16400	-	11300	145000	173000	
	24	Optoservis i tätort	st	8,5	15,6	7,0	30,8	16000	7370	4450	14300	42100	25 m
	31	Optokabel på landsbygd	km	24	85	49	174,9	72300	94500	31100	7840	206000	
	34	Optoservis JK på lands- bygd	st	7,3	9,6	3,2	15,4	11200	6020	2060	3	19300	25 m
G149		Sjökabelförläggning											
	11	PEX 3x25-50 24kV Sjöarmerad kabel i hav och stora sjöar	km	37	68	12	439,4	69700	290000	7750	160000	528000	Sjöar med yrkessjö
	12	PEX 3x95 24kV Sjöarmerad kabel i hav och stora sjöar	km	37	69	12	450,6	70200	355000	7770	164000	597000	-"
	13	PEX 3x150 24kV Sjöarmerad kabel i hav och stora sjöar	km	38	75	12	482,7	75300	428000	7900	173000	684000	-"
	14	PEX 3x240 24kV Sjöarmerad kabel i hav och stora sjöar	km	38	75	12	482,7	75300	506000	7900	173000	762000	-"
	15	PEX 3x25-50 24kV Standardkabel i hav och stora sjöar	km	37	63	12	419,1	66300	144000	7540	155000	373000	-"
	16	PEX 3x95 24kV Standardkabel i hav och stora sjöar	km	37	63	12	419,5	66200	169000	7650	155000	398000	-"
	17	PEX 3x150 24kV Standardkabel i hav och stora sjöar	km	37	66	12	428,7	67900	205000	7650	157000	438000	-"

Arb kod	Löp nr	Arbete Konstruktion	En- het	Timmrar				Kostnad i kr				Summa kr	Kommentar
				Bered	Mont	Maskin	EA	Arbete	Materiel	Maskin	Övrigt		
G145		JK Tätort											
	25	PEX 3x1x50 12 kV	km	41	192	129	558,0	154000	172000	81600	255000	663000	-,-
	26	PEX 3x1x95 12 kV	km	41	196	133	570,1	157000	198000	84400	255000	695000	-,-
	27	PEX 3x1x150 12 kV	km	41	196	133	570,1	157000	241000	84400	255000	738000	-,-
	28	PEX 3x1x240 12 kV	km	41	197	133	570,8	158000	305000	84500	255000	802000	-,-
	31	N1XV(E) 4x10 0,4 kV	km	44	187	133	560,2	153000	56500	84100	255000	549000	-,-
	32	N1XV(E) 4x16 0,4 kV	km	44	187	133	560,2	153000	79700	84100	255000	572000	-,-
	33	N1XV(E) 4x50 0,4 kV	km	45	186	130	554,1	152000	144000	82600	255000	633000	Inkl kabelskåp, inmätning exkl kommunal schaktavg och inträngsersättning
	34	N1XV(E) 4x95 0,4 kV	km	45	191	132	562,5	156000	165000	83500	255000	660000	-,-
	35	N1XV(E) 4x150 0,4 kV	km	45	193	134	568,2	158000	191000	84800	255000	688000	-,-
	36	N1XV(E) 4x240 0,4 kV	km	45	200	134	575,2	162000	228000	84800	255000	730000	-,-
	41	Styrkabel EKLR 15x2x1,5	km	33	162	120	507,6	129000	77100	75900	234000	516000	-,-
G146		JK Landsbygd											
	11	PEX 3x10 24 kV normal mark	km	26	84	65	224,7	73200	157000	42100	62400	335000	Inkl inmätning
	12	PEX 3x25 24 kV normal mark	km	26	84	65	224,7	73200	148000	42100	62400	326000	-,-
	13	PEX 3x50 24 kV normal mark	km	26	85	66	226,2	73500	152000	42500	62400	331000	-,-
	14	PEX 3x95 24 kV normal mark	km	26	85	66	227,2	73600	177000	42700	62400	356000	-,-
	15	PEX 3x150 24 kV normal mark	km	26	85	66	227,7	73700	213000	42800	62400	392000	-,-
	16	PEX 3x240 24 kV normal mark	km	26	86	68	231,4	74600	242000	43700	62400	422000	-,-
	21	PEX 3x10 12 kV normal mark	km	27	84	66	225,8	73600	141000	42400	62400	320000	-,-
	22	PEX 3x25 12 kV normal mark	km	27	84	66	225,8	73600	126000	42400	62400	304000	-,-
	23	PEX 3x50 12 kV normal mark	km	26	84	65	224,3	73000	131000	42000	62400	309000	-,-
	24	PEX 3x95 12 kV normal mark	km	26	85	67	229,0	74200	150000	43100	62400	330000	-,-
	25	PEX 3x150 12 kV normal mark	km	26	85	66	227,7	73700	181000	42800	62400	360000	-,-
	26	PEX 3x240 12 kV normal mark	km	26	85	66	228,2	74000	219000	42900	62400	398000	-,-
	31	N1XV(E) 4x10 0,4 kV	km	33	89	55	202,0	80600	50900	35200	27200	194000	-,-
	32	N1XV(E) 4x16 0,4 kV	km	33	90	56	204,7	81300	79600	35800	27700	224000	-,-
	33	N1XV(E) 4x50 0,4 kV	km	29	71	63	205,1	66000	63700	40500	54600	225000	Inkl kabelskåp och inmätning

Bilaga 6. EBR för 130 kV

© EBR utges av Svensk Energi – Swedenergy - AB
Beställningsnummer KLG 2:12
11 (74)

Arb kod	Löp nr	Arbete Konstruktion	En- het	Timmar					Kostnad i kr					Summa kr	Komment
				Bered	Mont	Maskin	Utrust	EA	Arbete	Materiel	Maskin	Utrust	Övrigt		
G30		Jordkabel													
	13	JK i cityomr 3x1x500 72,5 kV	km	73	614	279	217	1501	465000	1617000	176000	136000	280000	2674000	-:-
	14	JK i cityomr 3x1x630 72,5 kV	km	73	614	279	217	1501	465000	1651000	176000	136000	280000	2709000	-:-
	15	JK i cityomr 3x1x800 72,5 kV	km	73	627	289	217	1532	474000	1749000	183000	136000	280000	2821000	-:-
	16	JK i cityomr 3x1x1000 72,5 kV	km	73	627	289	217	1532	474000	1944000	183000	136000	280000	3016000	-:-
	17	JK i cityomr 3x1x1200 72,5 kV	km	73	627	289	217	1532	474000	2139000	183000	136000	280000	3211000	-:-
	21	JK i cityomr 3x1x95 52 kV	km	73	579	272	217	1454	442000	1049000	172000	136000	280000	2079000	-:-
	22	JK i cityomr 3x1x150 52 kV	km	73	579	272	217	1454	442000	1132000	172000	136000	280000	2162000	-:-
	23	JK i cityomr 3x1x240 52 kV	km	73	579	272	217	1454	442000	1022000	172000	136000	280000	2052000	-:-
	24	JK i cityomr 3x1x400 52 kV	km	73	590	279	217	1477	450000	1217000	176000	136000	280000	2258000	-:-
	25	JK i cityomr 3x1x500 52 kV	km	73	590	279	217	1477	450000	1295000	176000	136000	280000	2336000	-:-
	26	JK i cityomr 3x1x630 52 kV	km	73	590	279	217	1477	450000	1458000	176000	136000	280000	2500000	-:-
	27	JK i cityomr 3x1x800 52 kV	km	73	603	289	217	1508	458000	1575000	183000	136000	280000	2632000	-:-
	28	JK i cityomr 3x1x1000 52 kV	km	73	603	289	217	1508	458000	1654000	183000	136000	280000	2710000	-:-
	29	Reduktion vid 2 JK i schakten i cityområde	km	-47,07	-346	-250	-217	-1179	-266625	-43156	-157412	-135803	-279652	-882648	-:-
	31	JK i tätort 3x1x400 145 kV	km	60	609	450	145	1667	451000	1990000	283000	89000	356000	3169000	-:-
	32	JK i tätort 3x1x500 145 kV	km	60	609	450	145	1667	451000	1924000	283000	89000	356000	3103000	-:-
	33	JK i tätort 3x1x630 145 kV	km	60	609	450	145	1667	451000	2111000	283000	89000	356000	3291000	-:-
	34	JK i tätort 3x1x800 145 kV	km	60	609	450	145	1667	451000	2633000	283000	89000	356000	3812000	-:-
	35	JK i tätort 3x1x1000 145 kV	km	60	623	464	145	1705	461000	2789000	292000	89000	356000	3986000	-:-
	36	JK i tätort 3x1x1200 145 kV	km	60	623	464	145	1705	461000	3023000	292000	89000	356000	4221000	-:-
	41	JK i tätort 3x1x240 72,5 kV	km	60	578	440	145	1618	431000	756000	277000	89000	356000	1908000	-:-
	42	JK i tätort 3x1x400 72,5 kV	km	60	578	440	145	1618	431000	1106000	277000	89000	356000	2259000	-:-
	43	JK i tätort 3x1x500 72,5 kV	km	60	578	440	145	1618	431000	1218000	277000	89000	356000	2371000	-:-
	44	JK i tätort 3x1x630 72,5 kV	km	60	588	450	145	1646	438000	1253000	283000	89000	356000	2418000	-:-
	45	JK i tätort 3x1x800 72,5 kV	km	60	591	450	145	1649	440000	1350000	283000	89000	356000	2517000	-:-
	46	JK i tätort 3x1x1000 72,5 kV	km	60	591	450	145	1649	440000	1545000	283000	89000	356000	2712000	-:-
	47	JK i tätort 3x1x1200 72,5 kV	km	60	591	450	145	1649	440000	1740000	283000	89000	356000	2907000	-:-
	51	JK i tätort 3x1x95 52 kV	km	60	552	433	145	1579	414000	655000	272000	89000	356000	1786000	-:-
	52	JK i tätort 3x1x150 52 kV	km	60	552	433	145	1579	414000	738000	272000	89000	356000	1868000	-:-
	53	JK i tätort 3x1x240 52 kV	km	60	552	433	145	1579	414000	628000	272000	89000	356000	1758000	-:-
	54	JK i tätort 3x1x400 52 kV	km	60	559	440	145	1599	419000	823000	277000	89000	356000	1963000	-:-
	55	JK i tätort 3x1x500 52 kV	km	60	559	440	145	1599	419000	901000	277000	89000	356000	2041000	-:-
	56	JK i tätort 3x1x630 52 kV	km	60	559	440	145	1599	419000	1064000	277000	89000	356000	2204000	-:-
	57	JK i tätort 3x1x800 52 kV	km	60	572	450	145	1630	427000	1181000	283000	89000	356000	2336000	-:-
	58	JK i tätort 3x1x1000 52 kV	km	60	572	450	145	1630	427000	1259000	283000	89000	356000	2414000	-:-
	59	Reduktion vid 2 JK i schakt i tätort	km	-48,08	-470	-411	-145	-1456	-349656	-45352	-257953	-89041	-355536	-1097538	-:-
	61	JK i landsbygd 3x1x400 145 kV	km	29	458	382	4	1150	327000	1893000	241000	2790	40800	2505000	-:-
	62	JK i landsbygd 3x1x500 145 kV	km	29	458	382	4	1150	327000	1828000	241000	2790	40800	2440000	-:-
	63	JK i landsbygd 3x1x630 145 kV	km	29	458	382	4	1150	327000	2015000	241000	2790	40800	2627000	-:-
	64	JK i landsbygd 3x1x800 145 kV	km	29	458	382	4	1150	327000	2537000	241000	2790	40800	3149000	-:-
	65	JK i landsbygd 3x1x1000 145 kV	km	29	472	396	4	1189	336000	2693000	249000	2790	40800	3323000	-:-

Bilaga 7. Specifikation över trelindningstransformator

Teknisk Specifikation Trelindningstransformator		2013-05-21	FN
Utförande		Trefas oljeisolerad tre-lindnings transformator	
Typbeteckning		----	
Märkeffekt	[MVA]	80 / 63 / 17	
Kylart		OFAF 2x50 % , totalt 2 st pumpar + 2 st kylare	
Primärspänning (HV)	[kV]	130 (anges av kund)	
Reglerområde		± 10 x 1.5 % (anges av kund)	
Primärlindning Material		Cu	
Primär Isolationnivå	[kV]	LI 550 AC 230	
Primärgenomförings Isolationnivå	[kV]	LI 650 AC 275	
Nollpunkts Isolationsnivå	[kV]	LI 380 AC 150	
Nollpunktsgenomföring Isolationsnivå	[kV]	LI 380 AC 150	
Sekundärspänning (MV)	[kV]	36 (anges av kund)	
Sekundärlindning Material		Cu	
Sekundär Isolationnivå	[kV]	LI 170 AC 70	
Sekundärgenomförings Isolationnivå	[kV]	LI 250 AC 95	
Tertiärspänning (LV)	[kV]	10 (anges av kund)	
Tertiär lindning Material		Cu	
Tertiär Isolationnivå	[kV]	LI 75 AC 28	
Tertiärgenomförings Isolationnivå	[kV]	LI 150 AC 55	
Märkfrekvens	[Hz]	50	
Kopplingsart		YNd11d11 (anges av kund)	
Temperaturstegring toppolja/lindning/hot spot	[°C/°C]	60 / 65 / 78	
Omgivningstemperatur	[°C]	-40 / 40	
Installationshöjd	[m]	< 1000	
kortslutningseffekt	[MVA]	10000 / 1000 / 500	

Garanterade värden med Toleranser enligt IEC 60076

Standard		IEC60076
Kortslutningsimpedans	HV-MV vid 63 MVA [%]	12 (anges av kund)
	HV-LV vid 17 MVA [%]	12 (anges av kund)
	MV-LV vid 17 MVA [%]	12 (anges av kund)
Nollimpedans för uppsänningssidan	[%]	----
Tomgångsförluster	[kW]	30
Tomgångsstörm	0.95/ 1.00 /1.05 x Un [%]	0,12/0,15/0,2
Belastningsförluster	HV-MV vid 63 MVA [kW]	225
	HV-LV vid 17 MVA [kW]	80
	MV-LV vid 17 MVA [kW]	80
	HV/MV/LV vid 80/63/17 MVA [kW]	385
Ijudtrycknivå, Lpa @ 2 m	[dB]	69 (anges av kund)

Preliminära Mått

Längd	[mm]	----
Bredd	[mm]	----
Höjd	[mm]	----
Aktiva delar	[kg]	----
Tyngsta del vid transport	[kg]	----
Olja	[kg]	----
Totalvikt	[kg]	----
Transportvikt	[kg]	----
Måttitning		----

Tankkonstruktion	Öppen transformator med vakuumsäker låda och svetsat lock, expansionskärl min. 11% försett med gummisäck
------------------	--

Oljetyyp	Nynäs NYTRO 10 XN (IEC 60296 class II A)
Ytbehandling	målad låda RAL7035 ljusgrå, 200 µm enligt standard EN ISO 12944 miljöklass C3, varmförsinkade (70 µm) omålade radiatorer

Standard utrustning

-
- lyftkrokar
 - lyftplatser
 - dragöglor
 - bottenventil för tömning
 - provtagningsventil
 - anslutningar för skyddsjordning (2)
 - märkskylt

Utrustning

-
- Lindningskopplare typ ---- , märkström ---- A, utrustad med
 - skilt expansionsutrymme för lindningskopplarens olja
 - oljenivåvisare med signalkontakter för hög och låg oljenivå
 - skyddsrelä och avstängningsventil
 - kontaktsats för parallelldrift
 - 2 st givare för fjärrlägesindikering 10 ohm/steg och mätvärdesomvandlare 0-10 mA, 110VDC
 - motormanöverdon typ
 - driftspänningar: motor 3x400/230 V, 50 Hz
 - manöver 230 V, 50 Hz
 - uppvärmningsmotstånd 230 V, 50 Hz
 - HV kondensatorgenomföringar på högpänningssidan, tillverkare / typ / krypträcka ----
 - MV porslinsgenomföringar på nedspänningssidan, tillverkare / typ / krypträcka ----
 - LV porslinsgenomföringar på nedspänningssidan, tillverkare / typ / krypträcka ----

-
- oljenivåvisare med signalkontakter för hög och låg oljenivå
 - lufttorkningsdon
 - gasvakt med växelkontakter (2CO), inmonterad mellan 2 st avstängningsventiler + shuntledning med 1 st avstängningsventil
 - kapillartermometer med signal- (2NO) och utlösningsskontakter (2NO)
 - Transformators expansionskärl förses med gummilunga
 - 3 st lindningstemperaturindikatorer (HV, MV, LV) med signal- (2NO) och utlösningsskontakter (2NO)
 - olje-luft värmeväxlare 2 st med samlad kyleffekt $2 \times 50 \% = 100 \%$, tillverkare / typ
 - oljepump 2 st, tillverkare / typ
 - oljeflödesgivare 2 st, tillverkare / typ
 - omställbara hjul med flänsar, spårvidd 1435 / 1435 mm
 - steg, försedd med låsbart klättringsskydd