

Anslutning av vindkraftverk till transmissionsnätet



Anton Dahlgren

Charlotte Klippel

Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation
Lund University

Ändringar (2005-06-22)

3.1 sid 13 Tillagd referens (*Svenska Kraftnät 2005a*)

5.2 sid 30 *Figur 5.1* visar hur Vestas betar sig vid en dipp... ändrat till *Figur 5.2* visar hur Vestas betar sig vid en dipp.

5.3.1 sid 33 Produktionssiffror från Ringsjö energi, *Figur 5.14*, visar att produktionen... ändrat till Produktionssiffror från Ringsjö energi, *Figur 5.12*, visar att produktionen.

7.2 sid 61 ...vindkraftverkens kablar bidrar med, Vestas måste då producera 0,122 Mvar per verk...

Ändrat till

... vindkraftverkens kablar bidrar med. Vestas måste producera 0,122 Mvar per verk...

7.2 sid 61 ...Enercon som bidrar med att kompensera *kablarna*...

ändrat till

...Enercon som bidrar med att kompensera *transformatorerna*...

7.3 sid 63 Tillagd referens ...Detta gör att felbortkopplingstiden för ett sådant fel uppgår till ca 0,5 sekunder. (*Juntti, 2005-05-05*).

6.1.3 sid 51 Tillägg av tabell för lastflöde.

	Spänning i HGRD (kV)	Spänning i SSY (kV)	Spänning i HRY (kV)
Normalfall	138,5	138,8	138,4
Bortkoppling SSY - HGRD	136,2	139,1	136,1
Bortkoppling HRY - HGRD	139,2	139,1	135
40 MW	138,5	138,7	138,2
40 MW - Bortkoppling SSY - HGRD	136,9	138,9	136,7
40 MW - Bortkoppling HRY - HGRD	138,9	138,8	135

9.1 sid 66-68

Tillägg: Larsson, Åke (1998) *Vindkraft i lokala och regionala nät – elektriska egenskaper och elkvalitet*, Elforsk rapport 98:20, Stockholm

Förtydligande: CIGRE (1987) *Protection Systems Using Telecommunication*, CIGRE WG 34/35-05, October 1987

9.2 sid 68

Tillägg: Juntti (ingenjör, Sydkraft Nät AB) 2005-05-05

Tillägg: Randrup (nätutredare, Sydkraft Nät AB) 2005-05-05

Borttagande: Samuelsson och Lindahl

Abstract

A wind farm, located in Högseröd in the south of Sweden, rated 14 MW contains seven wind power plants of two different generator types and manufacturer, Enercon that uses synchronous generators and Vestas that uses asynchronous generators. In Högseröd, measurement equipment is installed, which registers when voltage variations occur in the network. Several registrations have been made which shows how the two types behave during voltage dips. Enercon gives a symmetrical current increase when the fault occurs. Vestas gives a current increase for the phases in which the fault occur, and when the voltage dips become lower than approximately 85 % remaining voltage the plants disconnect from the grid. The impact of short circuits in southern Sweden has been simulated in PSS/E. The simulations give a good picture of how fault affects the voltage in Högseröd. Svenska Kraftnät prepares their grid code to include wind power plant. The suggested requirements have been interpreted and seem to be ambiguous. Both types of plants fulfill the grid code for small- and medium plants, even if Vestas gives the impression to be sensitive to disturbances.

Sammanfattning

En vindkraftgrupp i Högseröd på 14 MW består av sju vindkraftverk av två olika generatortyper och fabrikat, Enercon som har synkrongeneratorer och Vestas som har asynkrongeneratorer.

I Högseröd sitter en mätutrustning som registrerar när det blir spänningsvariationer i nätet. Flera registreringar har gjorts och dessa visar hur de båda vindkraftverkstyperna beter sig vid spänningsdippar i nätet. Enercon ger en symmetrisk strömökning när ett fel inträffar. Vestas ger en strömökning endast för den/de faser där felet inträffar och när dipparna blir under cirka 85 % spänning kopplar verken ifrån nätet. Inverkan av kortslutningar i södra Sverige har simulerats i PSS/E. Simuleringarna ger en bra bild av hur fel påverkar spänningen i Högseröd.

Svenska Kraftnät utarbetar sina anslutningskrav till att de även ska innefatta vindkraftverk. Kraven har tolkats och visar sig vara tvetydiga. Båda verken klarar kraven för små- och medelstora anläggningar, även om Vestas ger intrycket på att vara känsliga för störningar.

Innehållsförteckning

Förord	3
1 Inledning	4
1.1 Bakgrund	4
1.2 Syfte	5
1.3 Avgränsningar	5
1.4 Disposition	5
2 Teori	6
2.1 Vindkraftverk	6
2.1.1 Asynkrongeneratorer	7
2.1.2 Synkrongeneratorer	8
2.2 Högseröd	9
2.3 Nätet	11
3 Anslutning	12
3.1 Anslutningskrav	12
3.1.1 Stationära avvikelser i frekvens och/eller spänning	13
3.1.2 Kortslutningar, spänningsvariationer	14
3.1.3 Spänningsreglering av vindkraft	18
3.1.4 Effektreglering av vindkraft	18
3.1.5 Reglerbarhet vid frekvensstörning	19
3.2 Störningstålighet enligt tillverkarna	19
3.2.1 Enercon.....	19
3.2.2 Vestas	21
4 Metod	24
4.1 Mätningar	24
4.2 Simuleringar	25
4.2.1 Statisk modell	26
4.2.2 Dynamisk modell	26
5 Registreringar	27
5.1 Vestas	27
5.2 Enercon.....	30
5.3 Orkanen Gudrun, 8-9 januari, 2005	32
5.3.1 Vestas under Gudrun	32
5.3.2 Enercon under Gudrun	35
5.4 12 februari, 2005	35
5.4.1 Tvåfasfel på en 400 kV ledning	36
5.4.2 Tvåfasfel på 400 kV förbindelsen mellan Sverige och Själland	37
5.4.3 Tvåfasfel på 130 kV ledningen Hemsjö och Karlshamnsverket	38
5.4.4 Tvåfasfel på 400 kV ledningen mellan Söderåsen och Horred	39
5.4.5 Last kopplas bort	41
6 Simuleringar	44
6.1 Statiskt.....	44
6.1.1 Verkligheten vs simuleringar	44
6.1.2 Lastflöde i dagens anläggning.....	48
6.1.3 Lastflöde för 40 MW	50
6.1.4 Felströmmar	51
6.2 Dynamik	54
6.2.1 Ledningen mellan Hemsjö och Karlshamnsverket.....	55
6.2.2 Alvesta.....	56

6.2.3	Nybro.....	57
6.2.4	Önätsdrift.....	58
6.2.5	Frekvensstörning vid fel i Forsmark.	59
7	Analys.....	60
7.1	Registreringar	60
7.2	Simuleringar	61
7.3	Svenska Kraftnät	62
8	Slutsatser	64
8.1	Slutsatser	64
8.2	Fortsatta studier	65
9	Källförteckning.....	66
9.1	Litteratur.....	66
9.2	Muntliga källor	68

Förord

Detta arbete utgör ett examensarbete på 20 poäng utfört på institutionen Industriell Elektroteknik och Automation (IEA) vid Lunds Tekniska Högskola (LTH) under våren 2005. Examensarbetet är gjort i samarbete med Sydkraft Nät, Sydkraft Vind och Ringsjö Energi.

Vi vill framförallt tacka våra handledare, Olof Samuelsson (IEA) och Åke Juntti (Sydkraft Nät), för all vägledning under arbetet. Ett stort tack även till Martin Randrup på Sydkraft Nät som tålmodigt har svarat på alla våra frågor om PSS/E. Till sist vill vi även tacka Johan Sjöwall på Elektrosandberg som hjälpte till med mätutrustningen och tog med oss till Högseröd.

Lund den 17 juni 2005

Anton Dahlgren

Charlotte Klippel

1 Inledning

I takt med att vindkraften byggs ut, generatorstorleken ökar och vindkraftverken samlas i allt större grupper måste det börja ställas krav på hur vindkraftverken beter sig. I dagsläget är vindkraftverk befriade från krav som handlar om att bidra till elnätets stabilitet. Svenska Kraftnät arbetar med att revidera anslutningskraven till att även omfatta vindkraft. Syftet med denna rapport är att undersöka huruvida två grupper av vindkraftverk, placerade i Högseröd, och vars generatorer bygger på två olika principer, lever upp till de kommande kraven från Svenska Kraftnät. Som grund för arbetet har mätutrustning vid anläggningen installerats och vindkraftverkens beteende analyserats. Kompletterande simuleringar har också genomförts.

1.1 Bakgrund

Dagens vindkraftverk är oftast ansluta till 10-50 kV nätet, men då vindkraftverkens effekt ökar och placeras i grupper är det aktuellt att ansluta till högre spänningsnivåer. I Högseröd, som ligger mellan Hörby och Södra Sandby, finns en vindkraftsgrupp på sju verk med en total effekt på 14 MW som anslutits via 20 kV nät utan belastning till en 130 kV ledning. Detta är samma sorts anslutning som de planerade havsbaserade vindkraftsgrupperna vid Lillgrund (150 MW) och Kriegers flak (640 MW) kan få. Verken i Högseröd har en effekt på vardera 2 MW och är av två olika fabrikat, Enercon och Vestas. Enercon, som har tre verk, använder synkrongeneratorer som ansluts med kraftelektronik. Vestas använder dubbelmatade asynkrongeneratorer i sina fyra verk.

Eftersom Svenska Kraftnät håller på att utöka sina nätanslutningsregler till att även innefatta enskilda vindkraftverk och grupper av vindkraftverk, måste dessa kunna anpassas till att klara av kraven. Tidigare fastslog föreskrifterna att vindkraftgrupper skulle koppla bort vid störningar. Men eftersom dagens grupper, så som den i Högseröd, är betydligt större är bortkoppling inte lika acceptabelt. Om det finns ambition att med vindkraft ersätta större mängder annan generering, måste vindkraften bli mer pålitlig.

1.2 Syfte

Syftet med detta arbete är att analysera hur dels vindkraftgruppen fungerar tillsammans med 130 kV nätet och dels om verken uppfyller Svenska Kraftnäts krav. Arbetet omfattar även en jämförelse av anslutningskrav i övriga Europa, företrädevis Tyskland och Danmark. I dagsläget sitter en störningsregistrerare i Högseröd som registrerar större spänningsvariationer. Därefter simuleras hur vindkraftgruppen påverkas teoretiskt av dessa händelser. Eftersom det finns planer att utöka gruppen till totalt 40 MW, ska det även undersökas hur en sådan grupp skulle fungera tillsammans med 130 kV nätet. I arbetet ska det även ges förslag på hur störningsregistrerarna ska ställas in i framtiden så att ett tillräckligt antal registreringar görs.

1.3 Avgränsningar

Jämförelser av kraven begränsas här till att innefatta några av de största vindkraftländerna i Europa, nämligen Danmark och Tyskland. När det gäller de statiska simuleringarna är modellen av nätet på 20 kV-sidan av transformatorn i Högseröd inte helt korrekt, i verkligheten är nätet inte direktjordat medans modellen bygger på direktjordade nät. I de dynamiska simuleringarna begränsade vi oss till en förenklad generatormodell, som inte riktigt stämde överens med verkligheten. Eftersom inte huvuduppgiften är PSS/E, nöjer vi oss med denna, då det kan ta lång tid att få fram en modell som stämmer bra överens med Högseröds vindkraftverk.

1.4 Disposition

Denna rapport inleds med att i kapitel 2 ge en kort teoribakgrund om vindkraft. I kapitel 3 redogörs för kommande anslutningskrav, vilka också ställs i relation till de som finns i andra länder. Tillvägagångssättet för insamling och generering av data till denna rapport redovisas i kapitel 4. Resultatet från mätningarna presenteras i kapitel 5 och i kapitel 6 presenteras resultatet från simuleringarna. Analysen av resultatet finns i kapitel 7, slutsatser och rekommendationer för fortsatt arbete redovisas i kapitel 8. Slutligen följer källförteckning i kapitel 9 samt därefter bilagor.

2 Teori

Detta kapitel redogör kortfattat för de teoretiska grunderna för arbetet. I kapitel 2.1 beskrivs allmänt om *vindkraftverk*, därefter följer en kortare beskrivning av de två generatortyperna, askynkrongeneratorer och synkrongeneratorer som är aktuella. Efter det kommer en beskrivning i kapitel 2.2 av området där vindkraftverken står, *Högseröd*. I kapitlet finns information om vindkraftverken och kablarna de är anslutna med. Till sist, i kapitel 2.3, redogörs för *nätet* i området.

2.1 Vindkraftverk

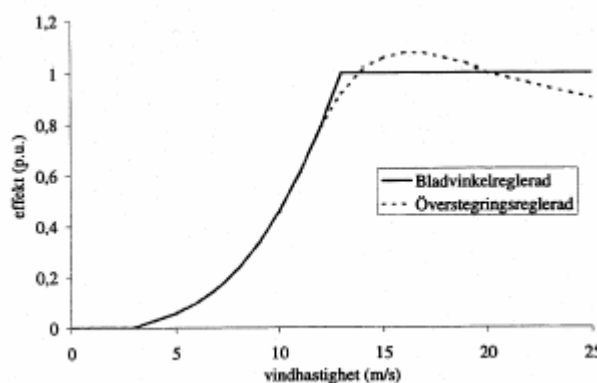
För att omvandla vindens kinetiska energi till mekanisk energi används en vindturbin som via en kuggväxel är kopplad till en generator vilken omvandlar den mekaniska energin till elektricitet. Vindens energiinnehåll för en given area, A (m^2), kan beräknas med följande formel

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

där P är effekten (w), ρ är luftens densitet (kg/m^3) och v är vindhastigheten (m/s). Hela den teoretiska effekten P kan inte utvinna, utan den maximala utnyttjandegraden är ca 59% enligt Betz's lag. Vindens hastighet varierar med höjden över marken och detta förhållande benämns vindgradient (Larsson 1998, s 6).

För att begränsa effekten från turbinen finns två olika metoder;

- Stallreglering/överstegringsreglering, där rotorbladens aerodynamiska utformning gör att verkningsgraden minskar då en viss vindhastighet överskrids.
- Pitchreglering/bladvinkelreglering som går ut på att rotorbladen vrids kring sin axel vilket optimerar utnyttjandet av vinden.



Figur 2.1 Effekt som funktion av vindhastighet. (Larsson 1998, s 8)

För ett vindkraftverk ligger startvindhastigheten på några få m/s (3-5), märkvinden, där maxeffekten uppnås, på ca 12-15 m/s och stoppvinden kring 25 m/s.

2.1.1 Asynkrongeneratorer

Asynkrongeneratorn arbetar nära ett konstant varvtal som är relaterat till nätfrekvensen. För en tvåpolig generator är det synkrona varvtalet 3000 rpm. När generatorn roterar med det synkrona varvtalet alstras ingen aktiv effekt, utan generatorn går på tomgång. För att fungera som generator måste varvtalet vara något högre än det synkrona, om generatorn skulle rotera med ett lägre varvtal än det synkrona fungerar den som motor. Den skillnad i varvtal mellan det synkrona och generatorns driftvarvtal benämns eftersläpning (eng. *slip*) och är vid märkdrift vanligtvis någon procent. Turbinens varvtal bestäms av växellådans utväxling och antalet poler i generatorn. En växellåda behövs för att vindturbinens långsamma rotation skall anpassas till det varvtal som generatorn kräver. För att öka effektiviteten, det vill säga att anpassa generatorn för maximalt utnyttjande av vinden, används ibland två generatorer med olika poltal alternativt en generator som kan kopplas om mellan två olika poltal.

Vid magnetisering av rotorn drar generatorn reaktiv effekt från nätet och då en asynkrongenerator inte själv kan reglera spänningen och det reaktiva effektutbytet kompenseras den reaktiva effektkonsumtionen med hjälp av ett kondensatorbatteri. På grund av risk för egenmagnetisering kompenseras en asynkrongenerator i dag oftast inte mer än för den reaktiva effektkonsumtionen vid tomgång. Vid full effekt drar den alltså reaktiv effekt från nätet (Larsson 1998, s 12).

En vidareutveckling av asynkrongeneratorn bygger på en teknik som kallas dubbelmatning eller rotorkaskadmatning. En dubbelmatad generator har ett delvis variabelt varvtal genom att rotorn är inkopplad via en kraftelektronisk omvandlare. Omvandlaren behöver endast dimensioneras för variationen i effekt som det delvis variabla varvtalet ger upphov till. Det finns hos den dubbelmatade asynkrongeneratorn möjlighet att kontrollera den spänning och reaktiva effekt som levereras till nätet. Gränserna för denna reglering sätts av kraftelektroniken (Larsson 1998, s 12). Hur lång tid som kraftelektroniken klarar att hålla generatorn inkopplad vid fel beror på hur den dimensioneras. Vanligtvis är inte kraftelektroniken dimensionerad för att hantera de stora strömmar som uppstår vid fel, utan är av kostnadsskäl mindre.

2.1.2 Synkrogeneratorer

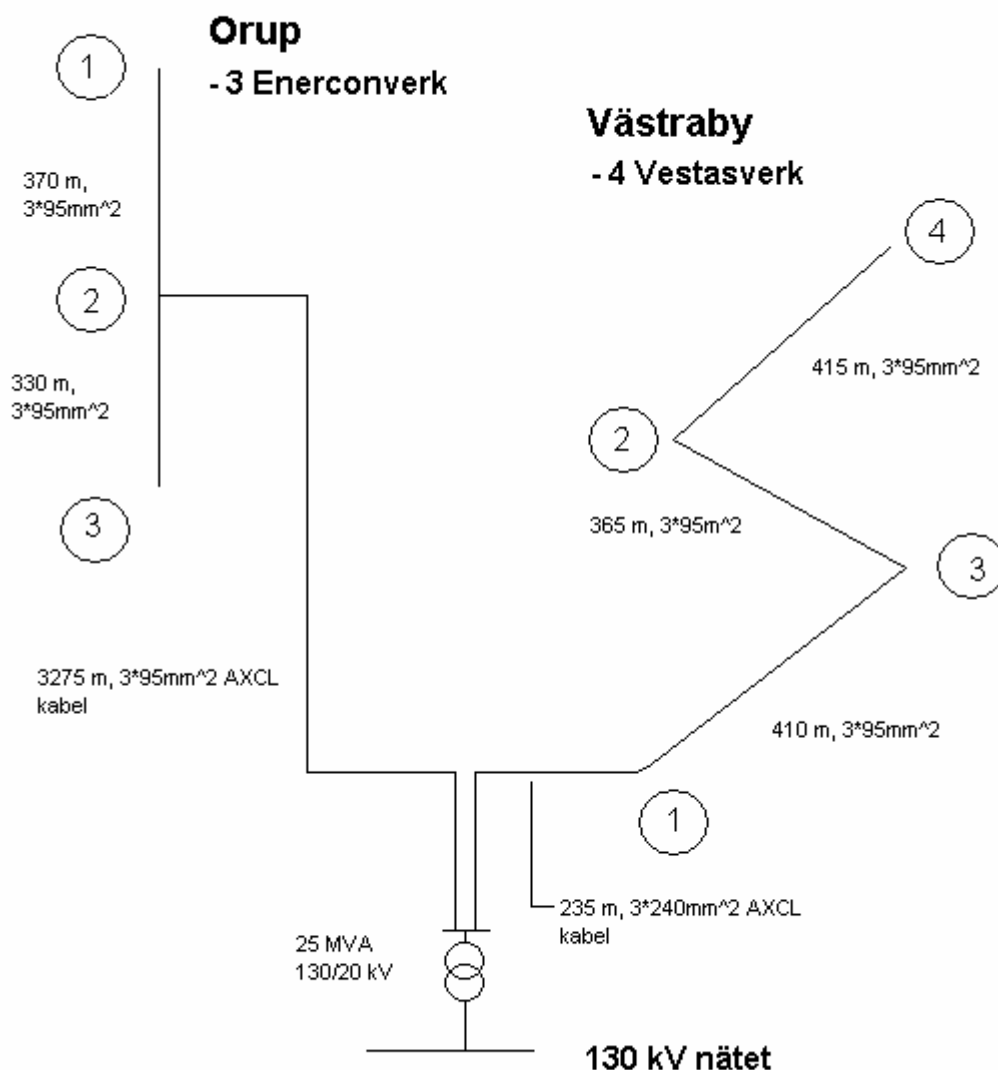
En synkrogenerator har magneter i rotorn, dessa kan vara antingen permanentmagneter eller elektromagneter. Den synkrona generatoren som används i vindkraftverk har möjlighet att aktivt reglera spänning och reaktiv effekt genom att den är förbunden till nätet via en kraftelektronisk omvandlare. Denna omvandlare likriktar först växelspänningen från generatoren, vars effekt då kan tillåtas variera med vinden, och växelriktar den sedan till den önskade 50 Hz växelspänningen. Inkopplingen till nätet genom kraftelektronik medför att turbinens varvtal kan tillåtas variera i ett förhållandevis stort spann, för Enercon E66 är det till exempel 6-21,5 rpm, och därmed kan energin i vinden utnyttjas bättre. Det är vanligt att generatorer med många poler används, om antalet poler ökar så minskar rotationshastigheten hos generatoren i motsvarande grad och i förlängningen kan varvtalet hos generatoren minskas så mycket att behovet av växellåda försvinner. En dylik konstruktion kallas direkt driven generator. En synkrogenerator som kopplas till nätet via kraftelektronik kan vid fel i nätet förbli inkopplad och bidra med en felström som i storleksordning är i närheten av märkströmmen. Felströmmen begränsas av vad omvandlaren är kapabel att leverera och det brukar vara något större än märkströmmen. Likaså begränsas kortslutningseffekten av vad omvandlaren är kapabel att leverera.

2.2 Högseröd

Anläggningen i Högseröd utgörs av tre vindkraftverk från Enercon belägna i Orup och fyra verk från Vestas i Västraby. Verken har samma märkeffekt, men skiljer sig i övrigt på många punkter, se Tabell 2.1. Vilka reläskydd och vilken registreringsutrustning som gruppen har finns i bilaga 1.

Tabell 2.1 Data för de installerade vindkraftverken (Enercon, Vestas)

	Enercon modell 70	Vestas Modell V80
Navhöjd (m)	65	78
Rotordiameter (m)	71	80
Svepyta (m ²)	3960	5027
Effekt (kW)	2000	2000
Generatorspänning (V)	400	690
Startvind (m/s)	2,5	4
Märkvind (m/s)	13,5	15
Stoppvind (m/s)	28-34	25
Rotorvarvtal (rpm)	6-21,5	9-19
Bladspets hastighet (m/s)	22-80	38-80



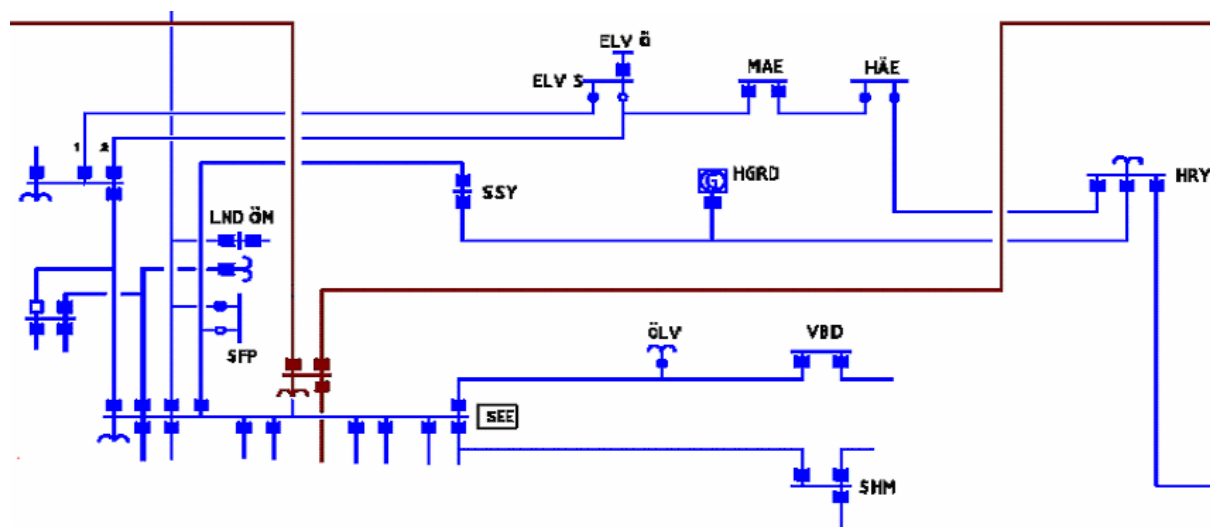
Figur 2.1 Schematisk översiktsbild av anläggningen i Högeröd

Anslutningen mellan vindkraftverk och transformatorstation sker med jordkabel. Två kabeltyper används, båda av fabrikat Nexans. En av typ 24 kV AXCL med tvärsnittsarea på $3 \cdot 95 \text{ mm}^2$ och en av typ AXCL med en tvärsnittsarea på $3 \cdot 240 \text{ mm}^2$. För vidare kabeldata se bilaga 2.

2.3 Nätet

I Högseröd finns en 135/22 kV transformator på 25 MVA som ansluter vindkraftverken till 130 kV ledningen som går mellan Södra Sandby och Hörby. Ledningarna i området kring Högseröd kan ses i Figur 2.2.

Den aktuella konfigurationen innebär att en möjlig ö-driftsituation existerar, med vindkraften i Högseröd som producerande enhet och Södra Sandby som last.



Figur 2.2 Högspänningsnätet kring Högseröd. De tunna ledningarna är 130 kV och de tjocka är 400 kV.

3 Anslutning

Svenska Kraftnäts anslutningskrav för produktionsanläggningar ska börja innefatta vindkraftverk. I kapitel 3.1 finns allmän information om vad som skiljer de svenska, tyska och danska *anslutningskraven*. Därefter beskrivs de svenska kraven, och en kort jämförelse med de andra två länderna.

I Kapitel 3.2, redogörs för vad de olika tillverkarna av *generatormodellerna*, Enercon och Vestas, säger att verken ska klara av.

3.1 Anslutningskrav

Det finns en mängd olika anslutningskrav i Europa. Alla påminner mer eller mindre om varandra. De som valts att studeras mer än de svenska kraven är E.ON's krav, som gäller för större delen av Tyskland. Även Eltra's krav studeras närmare, kraven gäller för stora delar av Danmark. Skillnaderna som finns mellan de svenska och de danska kraven beror framförallt på att Sverige och delar av Danmark tillhör olika växelströmsnät. Sverige tillhör Nordelnätet, som förbinder Sverige, Norge, Finland och östra Danmark, medan övriga Danmark tillhör kontinentaleuropas, UCTE's nät (Union for the coordination of transmission of electricity). (Larsson, 2002)

I följande delkapitel är de svenska kraven beskrivna. Dessa är hämtade ur en remiss från Svenska Kraftnät och är inte fastlagda, utan är under bearbetning och senaste uppdateringen är från Mars 2005. Kraven för stora, medelstora och små vindkraftverk definieras olika i Svenska Kraftnäts dokumentet. Följande gäller;

- Stora anläggningar: Vindkraftgrupp med sammanlagd installerad nominell aktiv effekt större än 100 MW.
- Medelstora anläggningar: Vindkraftgrupp med sammanlagd installerad nominell aktiv effekt från 25 MW till och med 100 MW.
- Små anläggningar: Vindkraftgrupp med sammanlagd installerad nominell aktiv effekt från och med 1,5 MW till och med 25 MW. (Svenska kraftnät 2005a, s 2)

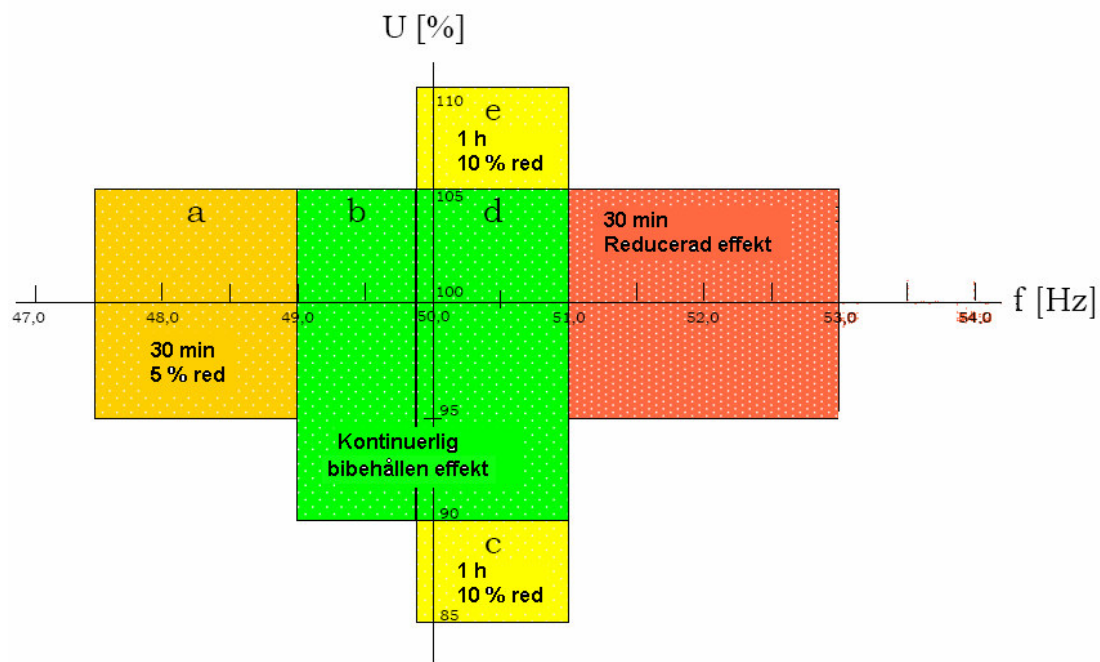
Varje delkapitel avslutas med en kort jämförelse med Eltra's och E.ON's krav. Eltra's krav gäller för vindkraftgrupper som är ansluta till spänningar över 100 kV. E.ON's krav gäller för

nät med hög (60-220 kV) eller extra hög spänning (>220 kV), och är dessutom riktlinjer för UCTE.

Anslutningskraven definieras för olika mätpunkter i de jämförda bolagens krav. I Sverige gäller följande ”...allt relaterat till nominell spänning på uppspänningssidan hos generatorns transformator”. För Eltra gäller kraven för den punkt som är på den sida av transformatorn som är kopplad till vindkraftverken. E.ON har inte definierat någon speciell mätpunkt. På grund av olika referenspunkter skiljer sig kraven åt länderna emellan.

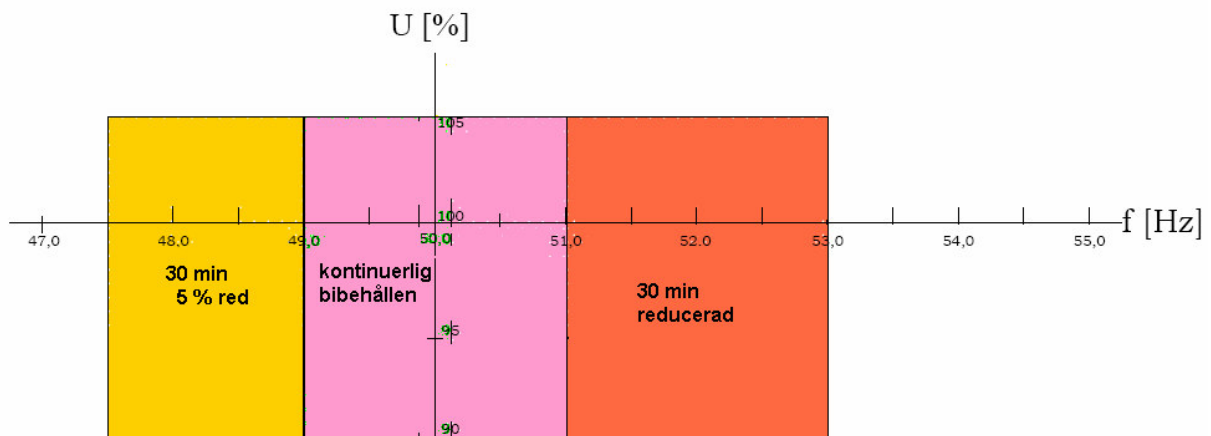
3.1.1 Stationära avvikelser i frekvens och/eller spänning

Vindkraftgrupper ska klara av att bibehålla produktionen även när det inträffar variationer i spänning och frekvens. Om avvikelserna är allt för stora är det tillåtet med reducerad effekt. I Figur 3.1 anges Sveriges krav för stora och medelstora vindkraftgrupper. Spänningsvärdena är relaterade till nominell spänning, vilket motsvarar 100 % i figurerna. (Svenska kraftnät 2005a, s 4)



Figur 3.1 Sveriges krav på spänningar och frekvenser för stora och medelstora vindkraftgrupper.

För små vindkraftgrupper ser kraven ut enligt Figur 3.2. (Svenska kraftnät 2005a, s 5)



Figur 3.2 Sveriges krav på spänningar och frekvenser för små vindkraftverk

Dessa gränser har sedan länge gällt andra typer av produktionsanläggningar och har kommit att anses som naturliga av elbranschen. Värmekraftverk har till exempel dimensionerats till kontinuerlig drift med full effekt inom området 49 – 50,3 Hz, och för drift under begränsad tid inom området 47,5 - 53 Hz. Verken kan dock med begränsningar hålla sig inom området 47,5 – 53 Hz. Om frekvensen kommer utanför gränserna kommer verken koppla ifrån automatiskt för att undvika skador. I det fallet skulle kraftsystemet få stor obalans mellan produktion och förbrukning, vilket ger oönskade frekvensvariationer. Vattenkraftverk har genom sin enklare konstruktion vidare gränser. (Svenska Kraftnät 2005b, Bilaga 2)

Jämförelse

De tre nätbolagens krav har samma lägsta frekvens, 47,5 Hz. E.ON ställer något högre krav på vindkraftverken då de tillåter mindre effektreduktion under längre tidsperioder. Högsta tillåtna frekvens för Eltra är samma som i Svenska Kraftnät, 53 Hz (Eltra, 2004, s 14), medan E.ON's krav har en högsta frekvens på 51,5 Hz (E.ON 2003 s 13).

3.1.2 Kortslutningar, spänningsvariationer

Fel som inträffar i stamnätet och är bortkopplade inom 0,25 sekunder, ska inte leda till att stora mängder produktion kopplas bort. När det gäller kortslutningar i regionnätet ska inget produktionsbortfall på vindkraftverken förekomma, om det förutsätts att felet kopplas bort korrekt. Bortkoppling på regionnätet tar enligt Svenska Kraftnät ca 0,1 sekunder. (Svenska Kraftnät 2005b, bilaga2 s 3)

För stora anläggningar gäller följande:

”Stora anläggningar skall, med bibehållen nätanslutning, klara variationer i spänningen på en eller flera faser i det anslutande maskade stamnätet ned till 0 % under 0,25 sekunder, följt av ett språng på 25 % och sedan linjärt ökande spänning under 0,5 sekunder upp till 90 % spänning, som därefter består.”

Kraven finns grafiskt representerade i Figur 3.3.

För små och medelstora anläggningar gäller följande;

”Medelstora och små anläggningar skall, med bibehållen nätanslutning, klara variationer i spänningen i det anslutande maskade stamnätet ned till 25 % under 0,25 sekunder och sedan 90 % spänning, som därefter består.”

Kraven finns grafiskt representerade i Figur 3.4. (Svenska Kraftnät 2005a, s 5-6)

För små- och medelstora anläggningar är det alltså inte definierat vilka faser som behöver klara spänningsvariationerna och kravet kan därför sägas gälla plusföljdsspänningen. Kravet gäller för det maskade stamnätet, det vill säga 220 kV och 400 kV ledningar.

Kraven fortsätter med;

”Stora, medelstora och små anläggningar skall, med bibehållen nätanslutning, klara de variationer i spänningen, på en eller flera faser, som kan uppträda vid momentant bortkopplade fel i det anslutande maskade nätet.” (Svenska Kraftnät 2005a, s.5-6)

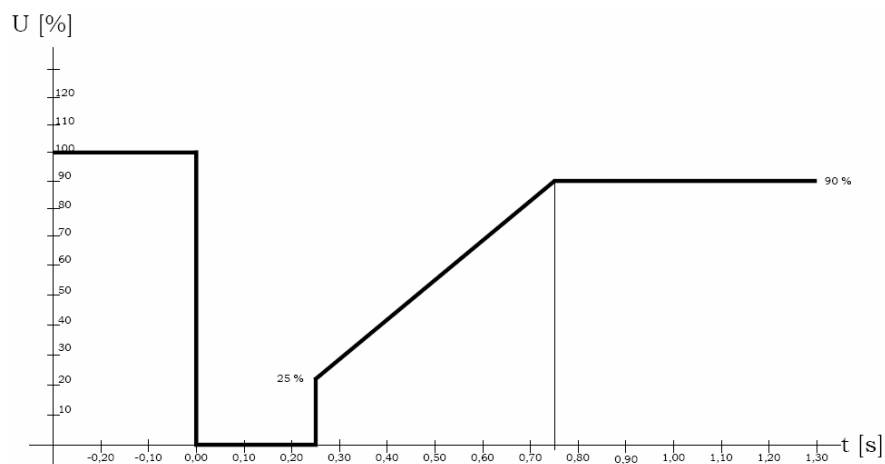
Det maskade nätet innefattar både region- och stamnät. Momentant bortkopplade fel är definierade på regionnätet som; fel som kopplas bort på 0,1 sekunder (Svenska Kraftnät 2005b bilaga2, s 3). När det gäller stamnätet är även där momentant bortkopplade fel 0,1 sekunder.

Följande gäller även:

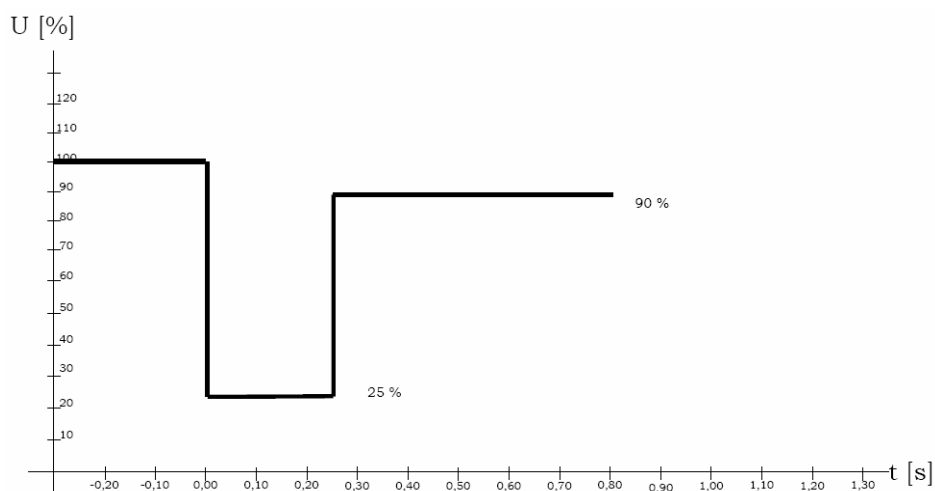
”Samtliga anläggningar skall klara bibehållen drift vid kortvariga spänningsvariationer, som kan uppträda på nätet i samband med vanligt förekommande händelser, såsom åskfel och kopplingar.”

(Svenska Kraftnät 2005a, s 6)

Kravet ovan gäller för nätet, vilket innefattar alla typer av nät, distributions-, region- och stamnätet. Detta gör att det här är odefinierat vilka fasfel och feltider de små- och medelstora anläggningarna ska klara av.



Figur 3.3 Spänningsvariationer för stora anläggningar.

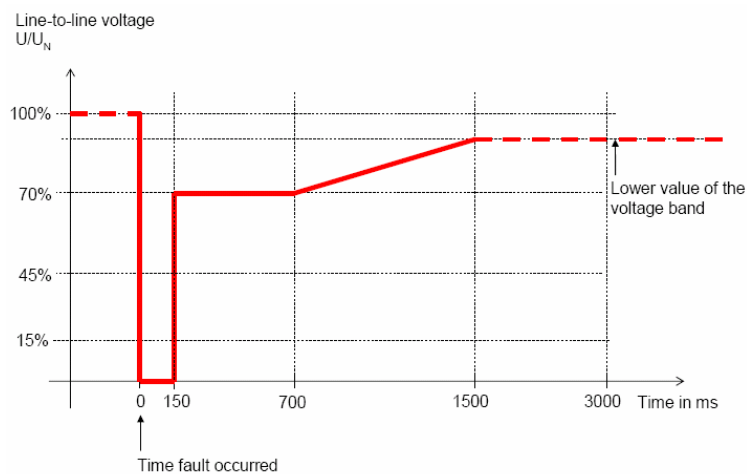


Figur 3.4 Spänningsvariationer för medelstora och små anläggningar

Den feltid på 0,25 sekunder som gäller för ovanstående kurvor inkluderar feltiden vid utebliven brytarfunktion då brytaren löses av brytarfölskyddet (Svenska Kraftnät 2005b, bilaga2 s 3).

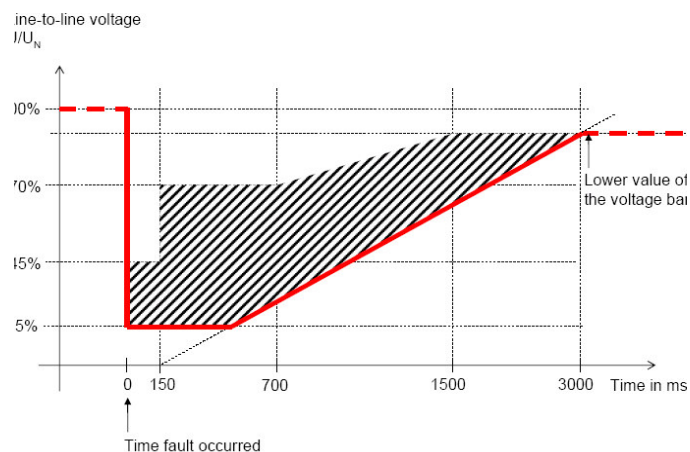
Jämförelse

För E.ON, definieras nätfel olika för små- och stora symmetriska kortslutningsströmmar. Vid små symmetriska strömmar ska vindkraftverken tåla 0,15 sekunder nollspänning, som kan ses i Figur 3.5.



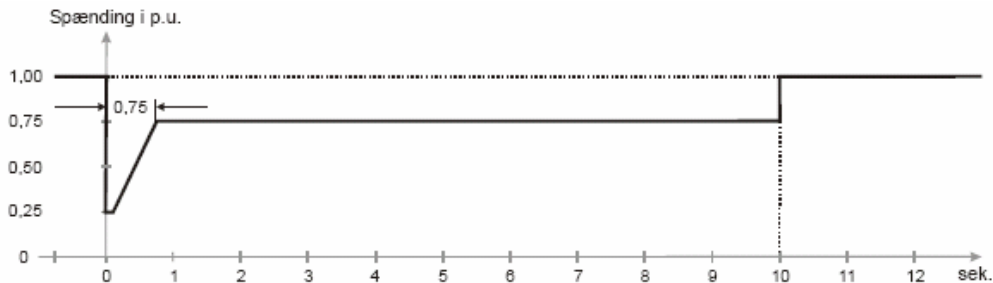
Figur 3.5 Tysklands krav för små symmetriska kortslutningsströmmar

För stora symmetriska kortslutningsströmmar ska vindkraftverken tåla spänningsdippar ned till 15% spänning i ca 0,45 sekunder. Efter 3 sekunder ska spänningen vara upp 90 % av märkspänningen igen. Detta kan ses i Figur 3.6. (E.ON 2003 s 17 - 19)



Figur 3.6 Tysklands krav för stora symmetriska kortslutningsströmmar

Eltra har de lägsta kraven av de tre. Vindkraftverken ska tåla kortslutningar på 0,1 sekunder ned till en lägsta nivå på 25 % spänning. Efter 0,75 sekunder ska spänningen vara uppe i 75% nominellt värde och slutligen efter 10 sekunder vara uppe på märkspänning igen. Förloppet kan ses i Figur 3.7. (Eltra, 2004, s.17-18)



Figur 3.7 Danmarks krav för spänningsdippar

3.1.3 Spänningsreglering av vindkraft

Svenska Kraftnät ställer inga krav på att vindkraftverken ska kunna reglera den reaktiva effekten när ett fel sker på nätet. Dock ska vindkraftverken vara utformade så att det reaktiva utbytet kan regleras till noll mot det anslutande nätet. Kravet finns att stora och medelstora vindkraftgrupper ska kunna spänningsreglera automatiskt. Verken ska kunna reglera inom minst $\pm 10\%$ av den nominella spänningsnivån. För små vindkraftgrupper, utom de som har direktanslutna asynkrongeneratorer, gäller att de endast ska kunna bidra till stabilisering av spänningen när ett fel inträffar på nätet. Spänningsregleringen skall kunna arbeta med en given karakteristik, en reaktiv reglerstyrka som är uttryckt i Mvar/kV. (Svenska Kraftnät 2005a, s 6)

Jämförelse

Eltra och E.ON har kravet att reaktiv effektregering ska vara överenskommet med nätägaren, vilket skiljer sig från Svenska Kraftnäts krav. (E.ON 2003 s.15-16) (Eltra, 2004, s 12)

3.1.4 Effektregering av vindkraft

Ett enskilt verk ska kunna reglera produktionen så att den reduceras till under 20 % av maximal effekt inom 5 sekunder. Dessutom ska varje vindkraftgrupp kunna kontrollera att den totala produktionen inte överstiger ett bestämt effektvärde (MW). Vindkraftverk i en grupp ska individuellt kunna bestämma när vindkraftverket ska kopplas ur på grund av yttre omständigheter, så som vindhastigheten. När verken kopplar ur på grund av för stark vind, får inte hela gruppen kopplas ur samtidigt, om det överstiger 30 MW/minut. När en

vindkraftsgrupp ska kopplas in till nätet finns ett allmänt råd om att alla aggregaten inte ska kopplas in samtidigt om det motsvarar mer än 30 MW/minut. (Svenska Kraftnät 2005a, s 8)

Jämförelse

Reglerna i länderna säger att verken ska klara av att reglera till ett bestämt effektvärde. För Eltra ska vindkraftverken klara av att reglera i intervallet 10 – 100 % av märkeffekten per minut (Eltra, 2004, s 7). För E.ON, ska reduktion av effekt vara minst 10 % av nätets kapacitet per minut. När det sedan gäller ökning, får inte matningen överstiga 10 % av nätets kapacitet per minut. (E.ON 2003 s 22-23) För Eltra och E.ON finns det inga krav på hur vindkraftverken ska koppla ur när vinden är för stark.

3.1.5 Reglerbarhet vid frekvensstörning

Sveriges krav på reglerbarhet vid frekvensstörningar innefattar stora och medelstora anläggningar, utom vindkraftgrupper. Anläggningarna ska kunna klara av stegändringar av produktionen inom frekvensintervallet 49 – 51 Hz. (Svenska Kraftnät 2005a, s 8)

Jämförelse

Även E.ON befriar vindkraftgrupper från att reglera frekvensstörningar i nätet (E.ON 2003 s 23). Eltra har dock kravet att alla produktionsanläggningar som är anslutna till nätet ska kunna bidra med snabb automatisk effektregering för att kunna hålla normalfrekvens.

3.2 Störningstålighet enligt tillverkarna

Enercon och Vestas ger ut olika mycket information i sina specifikationer om vad de olika vindkraftverken klarar. Enercon har en noggrann produktspecifikation för modellen som finns i Högseröd medan Vestas endast har egna simuleringar och reläskyddinställningarna för verken.

3.2.1 Enercon

Modellen som finns i Högseröd är en E – 66/20.70.

Allmän information om verket:

Märkeffekt: 2,0 MVA

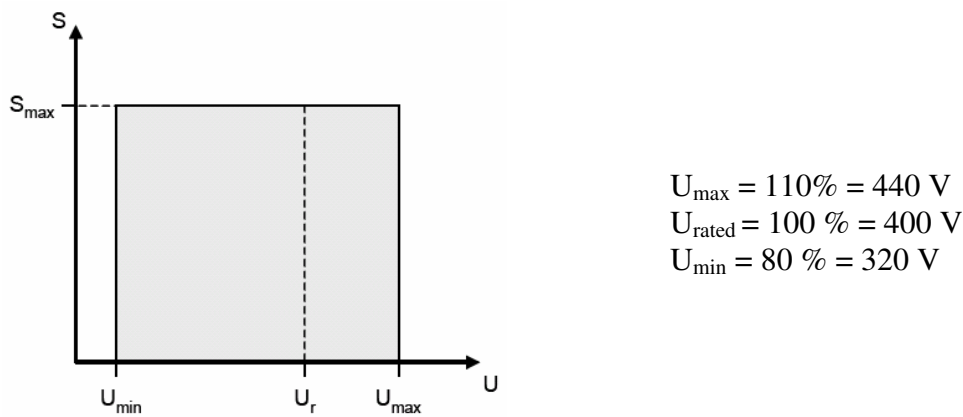
Maxeffekt: 2,3 MVA

Aktiv effekt: 2,0 MW

Effektfaktor: 1,0

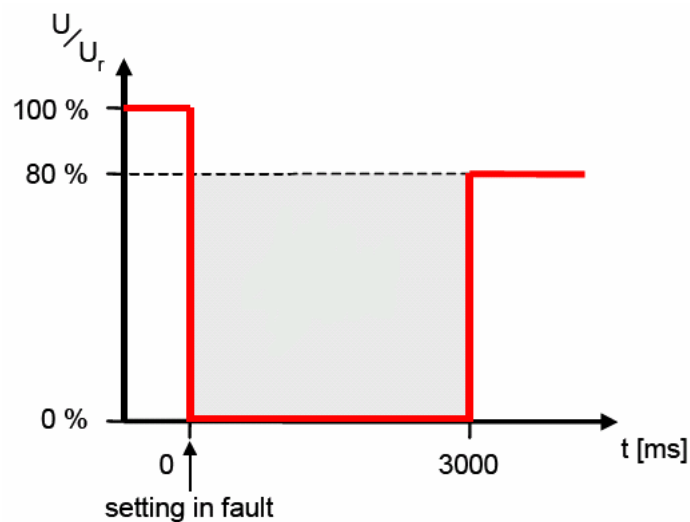
Spänningskydd

Figur 3.8 visar vilken aktiv effekt som produceras vid olika spänningar.



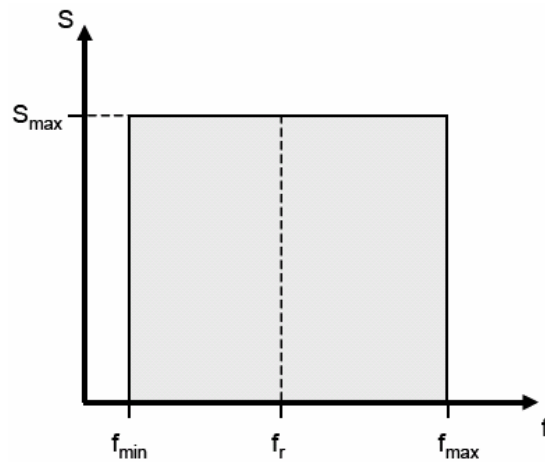
Figur 3.8. Effekt och spänningsintervall

Enercon lovar att klara spänningar på 100 – 110 % av normalvärdet. Denna överspänning kan hållas i 100 ms innan verket kopplar ifrån nätet. Verket klarar av fyra sekunder underspänning, som är definierat som intervallet 80 % - 100 % av normalspänningen. Därunder klarar verket av nollspänning i tre sekunder innan de kopplar från nätet, gränserna ses i Figur 3.9.



Figur 3.9 Enercon klarar 0 % spänning i 3 sekunder.

Maximal kortslutningsström som elektroniken klarar av är 3960 A (märkströmmen är 2887 A). Tiden för fel, inkluderat max underspänning och tid för återinkoppling, är 4 sekunder.



Figur 3.10 Effekt och frekvensintervall.

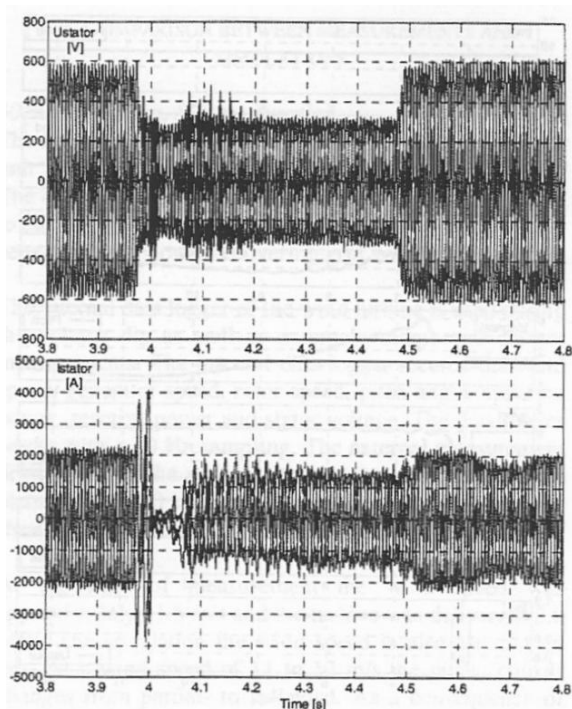
För inkoppling på nätet, är maxgränsen för frekvensen 57 Hz och min gränsen 43 Hz.

Asymmetriska fel

Simuleringar och mätningar från Enercon visar att generatorerna klarar av asymmetriska fel, så som jordat enfasfel. Detta görs genom att mata in symmetrisk ström i alla tre faserna. (Fischer m.fl 2005, s 372 - 373)

3.2.2 Vestas

Vestas har inga specifikationer som finns tillgängliga, däremot har det gjorts registreringar och tester på ett V80 verk i Tjæreborg, Danmark. Där är verket kopplat till nätet via en HVDC station. Stationen ställdes in på att leverera en spänningsdipp ned till 50 % spänning under 0,5 sekunder. Resultatet går att se i Figur 3.11. Den övre bilden visar spänningen som sjunker från 600 V på generatorskenan till 300 V under 0,5 sekunder. Den undre bilden visar statorströmmen under händelseförloppen. Strömmen återgår till 2000 A när felet är bortkopplat. (Høgdahl 2005, s 296)



Figur 3.11 Den övre bilden är spänningen och den undre är statorströmmen. Tiden är i sekunder. Vestas datablad anger skyddsinställningar för de inbyggda skydden i verken. (För detaljerad lista, se bilaga 3):

Tabell 3.1 Utdrag ur Vestas reläskyddsinställningar

	Avvikelse från nominell generatorspänning	Tid
Långsamt skydd	10,0 %	60 s
Snabbt skydd	13,0 %	0,4 s
Extremt snabbt skydd	25 %	0,08 s

Inställningarna anger även att vid asymmetriska fel kopplar skydden ifrån direkt när det blir asymmetri på mer än 6 %, det vill säga en skillnad på mer än 24 V mellan faserna på generatorklämmorna.

Skyddsinställningarna gör att verken i Västraby inte skulle klara av situationen med spänningsfall till 50 % spänning i 0,5 sekunder på grund av att reläskydden löser.

För frekvensen är skyddet inställt på att verken slår från då frekvensen är under gränsen 47 Hz i 0,2 sekunder, samt om de är över är 51 Hz i 0,2 sekunder

Vestas skyddsinställningar kommer i grunden från AMP (Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet). Även om vindkraftverken bör klara rekommendationerna uppnås de inte alltid, största anledningen är att vindkraftägarna vill skydda verket. (Helmer, 2004, s 15-16)

AMP har följande rekommendationer för trefasigt under – och överspänningsskydd;

- ”- Ett långsamt skydd med en tidsfördröjning på ca 60 sekunder för frånkoppling vid spänningsförändringar av +6, -10 %.
- Ett snabbt skydd som frånkopplar anläggningen inom 0,2 sekunder för spänningsförändring på $\pm 20\%$.”

För osymmetriska fel gäller det att skyddet

”skall vid bortfall av en eller flera faser frånkoppla aggregatet från nätet innan ledningsskyddet i fördelningsstationen löser”.

Följande rekommendationer är satta;

”mindre osymmetrier i produktions-anläggningens strömvärden skall kunna detekteras”. (AMP, s 10)

4 Metod

Under arbetets gång har ett par olika program och utrustningar använts, vilka de främsta är beskrivna i följande kapitel. I kapitel 4.1, *mätningar*, beskrivs mätutrustningen som har anslutits i ett fack i transformatorstationen för att kunna registrera spänningen och strömmen i vindkraftverken. I *simuleringarna* används PSS/E, som är ett program där det går att göra både statiska och dynamiska simuleringar. Programmet beskrivs i kapitel 4.2, där det även finns en redogörelse av modellen som konstruerats och använts.

4.1 Mätningar

Den mätutrustning som använts för mätningar i Högseröd är Hathaway, IDM Fault recorder, modell T4. Utrustningen finns i Figur 4.1. Den är utrustad med 10 analoga kanaler och 16 händelsestyrda kanaler. I detta arbete har endast de 10 analoga kanalerna använts. Det är möjligt att spela in händelseförlopp med olika samplingshastigheter. När något triggkriterium blir uppfyllt sparas det registrerade undan enligt förutbestämda tidsramar.

Inspelningssätten är följande:

DFR ”Digital Fault Recording function” fångar det transienta förloppet under och precis före ett fel. Samplingshastigheten för denna registrering är 6,4 kHz och den totala registreringstiden är i storleksordningen sekunder. Ju längre tid, desto större datafiler genereras. Dagens inställningar lagrar en sekvens på 4,5 sekunder. I början av arbetet var inspelningstiden ca 1 sekund, därför finns skillnader i kommande registreringar.

TSS – ”Triggered Slow Scan function” har en samplingshastighet upp till 50 Hz. Upp till 30 minuter kan sparas per gång. Det finns möjlighet att fjärrmanövrera utrustningen, både i fråga om hämtning av gjorda registreringar och i fråga om inställning av nya triggkriterier. I detta examensarbete har avläsning skett med hjälp av ett GSM-modem med 9,6 kbs. För att kunna knyta registreringar till händelser i nätet är det av stor vikt att tidsangivelserna för felen är korrekta. Detta sker med hjälp av en GPS-styrd klocka i mätutrustningen.



Figur 4.1 Mätutrustningen från Hathaway.

4.2 Simuleringar

Programmet som används för simuleringar är PSS/E (Power System Simulator for Engineering). PSS/E är framtaget av Shaw Power Technologies Inc. och Shaw Power Technologies International Ltd, som är känt som PTI. PSS/E används för simulering, analysering och optimering av kraftsystem.

I programmet går det att göra statiska och dynamiska simuleringar. I de statiska simuleringarna går det att simulera lastflöde och kortslutningsströmmar. I lastflödet kopplas ledningar och samlingskenor bort för att se skillnaderna i spänningsnivåer och effektflöden. För att kunna se kortslutningsströmmar läggs fel på skenor i en eller tre faser.

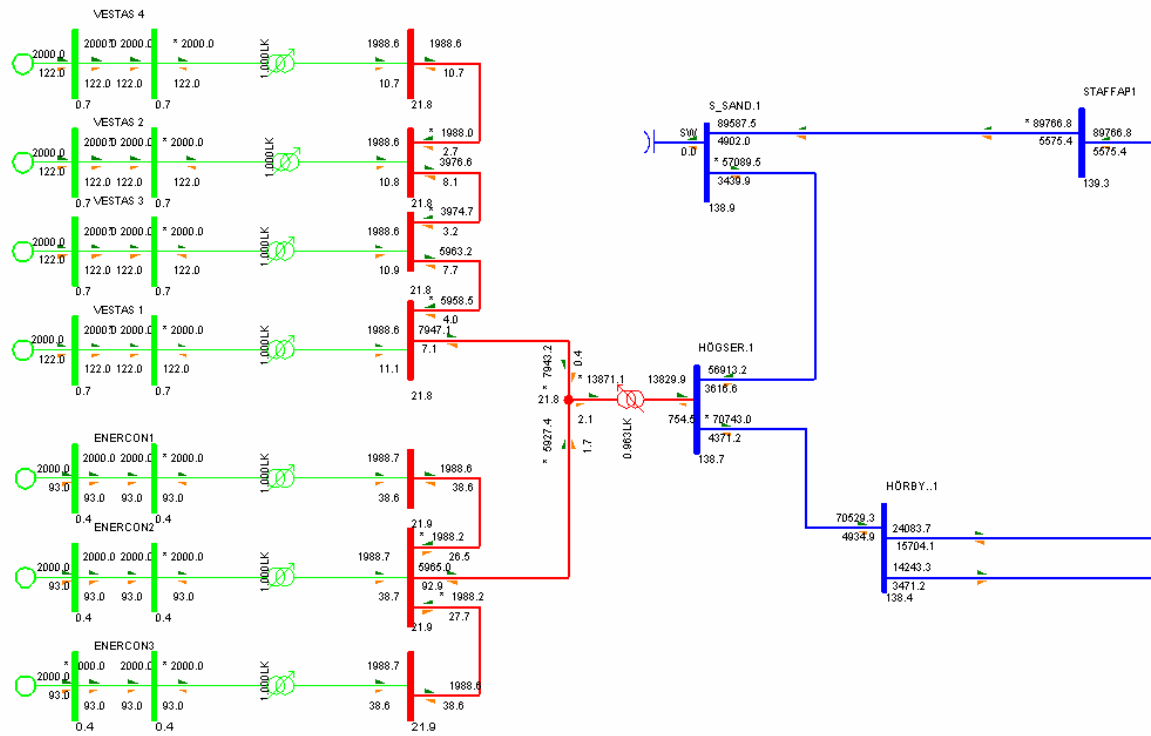
I de dynamiska simuleringarna går det att göra flera sorters fel

- Stumma fel på ledningar och skenor.
- Fel med hög resistans på ledningar och skenor.
- Bortkoppling av ledningar, skenor, maskiner och laster.

Vid själva simuleringen går det välja feltid och vilka ledningar/skenor som ska kopplas bort. Det finns ingen funktion för brytarskydd, utan användaren får själv agera brytare/reläskydd. Det är PSS/E version 30 som använts i arbetet.

4.2.1 Statisk modell

Vid simuleringarna används som utgångspunkt en modell av kraftsystemet från Svenska Kraftnät. Denna har kompletterats med vindkraftgruppen i Högseröd. Figur 4.2 visar modellen som byggdes med hjälp av data och kartor som finns tillgängliga. Data för transformatorerna finns i Bilaga 4.



Figur 4.2 Högseröd

4.2.2 Dynamisk modell

Den dynamiska modellen bygger på den statiska, skillnaden är att dynamisk data läggs till i generatorerna. Dock har inte Vestas och Enercon delat med sig av modeller och data, så vi har inte haft tillgång till korrekta modeller av vindkraftgeneratorerna. Därför har en mer generell modell, GENSAL, avsedd för vattenkraftverk testats. Data för generatören kan ses i bilaga 5. Modellen är en synkrongenerator med utpräglade poler, vilket gör att den inte stämmer överens med verkligheten. Modellen har exempelvis inga liknande begränsningar i effektproduktionen, utan de kan producera mer än verklighetens verk. Det finns heller inga reläskydd som slår ifrån när kortslutningströmmarna blir för stora. Försök visade att resultatet var orealistiska och att användandet av modellen inte kunde stödjas. De dynamiska simuleringarna gjordes därför utan inkopplade vindkraftverksmodeller i alla simuleringar, med undantag av ödriftsfallet.

5 Registreringar

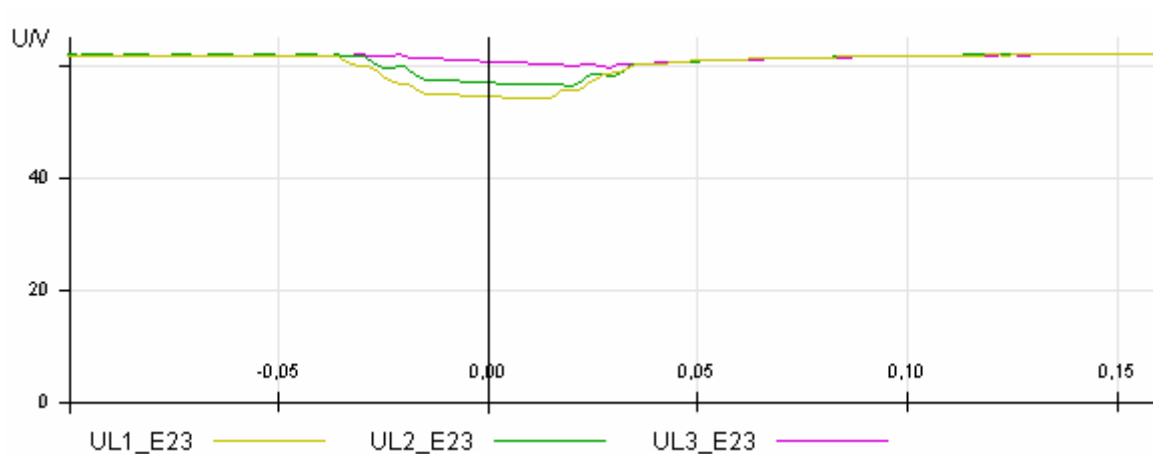
Mätutrustningen som sitter i Högseröd registrerar spänningen och strömmen på 20 kV-skenan. De registreringar som finns för de olika verkens strömmar, påvisar skillnaderna mellan generatorerna. I kapitel 5.1 visas den typiska karaktäristiken för *Vestas*. Kapitel 5.2 beskriver *Enercon*.

Vid två tillfällen sker ett flertal dippar i nätet, som mätutrustningen registrerar. Det ena tillfället beskrivs i kapitel 5.3 och är orkanen *Gudrun den 8 – 9 Januari 2005*. I kapitlet utreds hur verken i de olika grupperna beter sig under stormen. Det andra tillfället beskrivs i kapitel 5.4 och är den *12 Februari 2005*, då ett kraftigt snöoväder drog in över södra Sverige. Det utreds var felen uppstår och hur vindkraftverken påverkas.

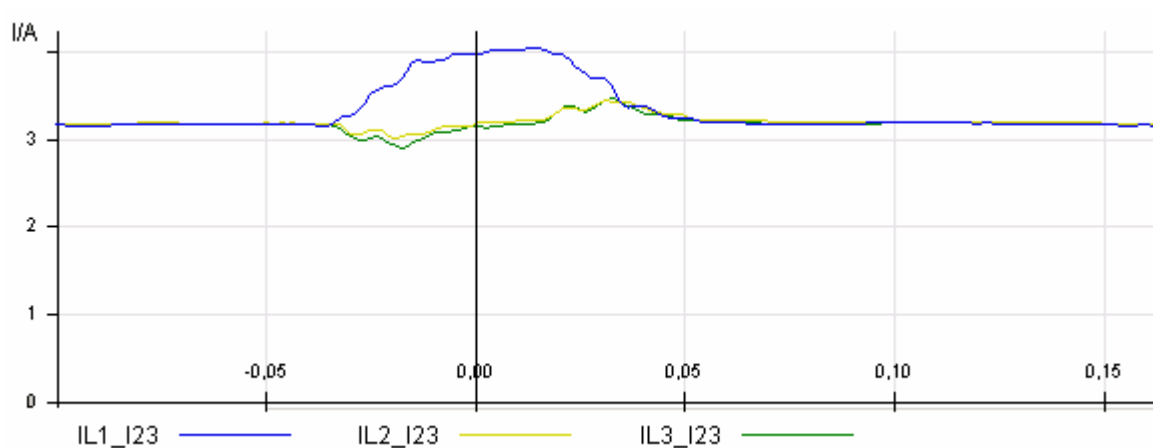
I kapitlet ingår plottar från mätutrustningen, skalan på axlarna har anpassats till mätutrustningen. Strömmen är nertransformerad 60 gånger, som gör att det totala strömbidraget från Västraby är vid full produktion 3,2 A nertransformerat, vilket motsvarar 192 A på 20 kV sidan. För Orup är det totala strömbidraget 2,4 A, vilket motsvarar 144 A på 20 kV sidan. För ett enskilt verk, gäller för både *Enercon* och *Vestas*, är bidraget ca 0,8 A, vilket motsvarar 48 A på 20 kV sidan. Spänningen är nertransformerad 200 gånger, från 22 kV till 110 V, vilket ger en fasspänning på 63,5 V i mätutrustningen. Mätutrustningen är inställd på att trigga när spänningen sjunker under 93 % eller över 107 % spänning.

5.1 *Vestas*

Då det inträffar spänningsdippar i nätet, som till exempel i Figur 5.1 där en dipp ned till 86 % spänning visas, ger *Vestas* ett strömbidrag, vilket kan ses i Figur 5.2. Kompenseringen sker inte jämnt i alla faser då felet är osymmetriskt, utan den fas som inte är påverkad av felet bidrar mest till strömökningen. Detta på grund av att asynkrongeneratorerna är direkt kopplade till nätet (Petru 2003, s 12).

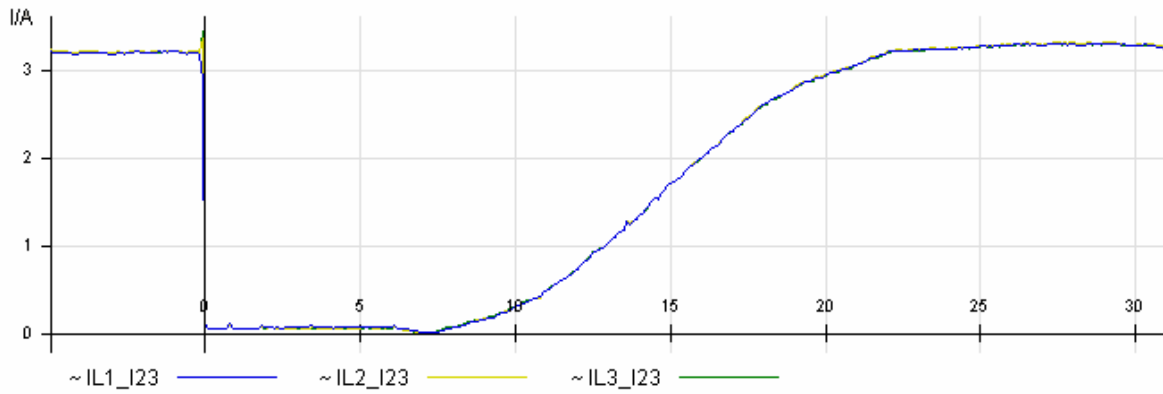


Figur 5.1 Spänningsdippen i Högeröd, 05-02-12 14:29:41. Tid i sekunder.



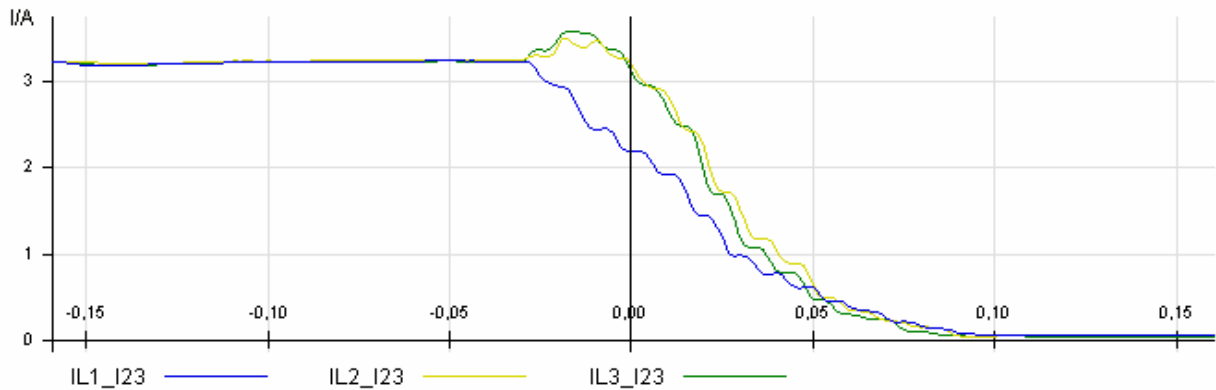
Figur 5.2 Vestas strömbidrag vid osymmetriskt fel, 05-02-12 14:29:41. Tid i sekunder.

När det blir större spänningsdippar i Högeröd händer det vid flera tillfällen att Vestasverken kopplas ifrån nätet för att sedan återstarta, se Figur 5.3. Detta inträffar flera gånger vid två datum, det ena är den 9:e januari, där något av Vestasverken kopplar ifrån nätet tre gånger. Vid dessa tillfällen är spänningsdipparna under 85% spänning. Det andra tillfället är den 12:e januari. Då registreras 13 triggingar, varav nio har en dipp ned till 84 % spänning eller mer. Vid åtta av dessa nio dippar får Vestas den speciella karaktäristik som liknar fränkoppling från nätet.

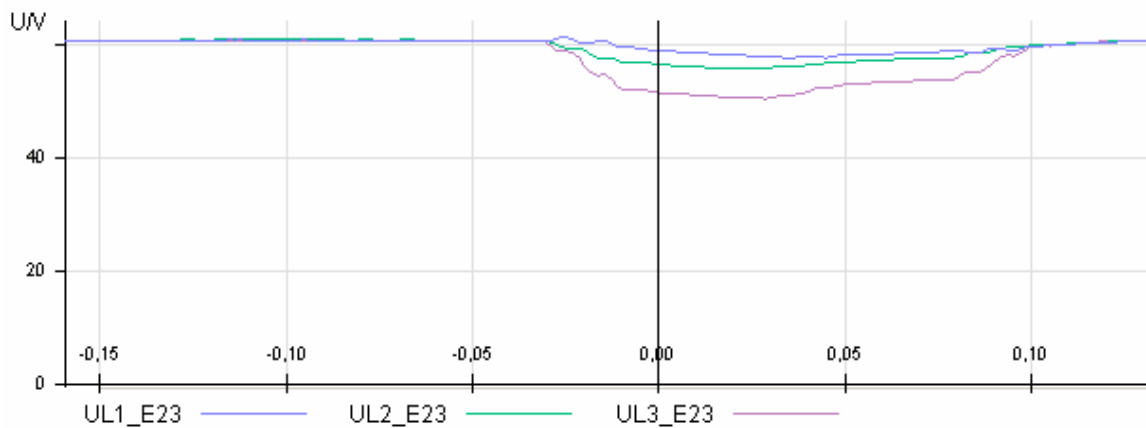


Figur 5.3 Vestas speciella karaktäristik i långsam sampling, den 2005-02-12 17:19:15. Tid i sekunder.

Vid snabbare sampling registreras nedkopplingsfasen med bättre upplösning, vilket kan ses i Figur 5.4. Det är dock bara en av faserna som går ned till noll direkt, de två andra gör en översläng och sedan går ned till noll. Dessa två faser försöker ge ett strömbidrag för spänningsbortfallet till en början, vilket inte lyckas när tredje faser går ned till noll. Spänningen i Högseröd visas i Figur 5.5.



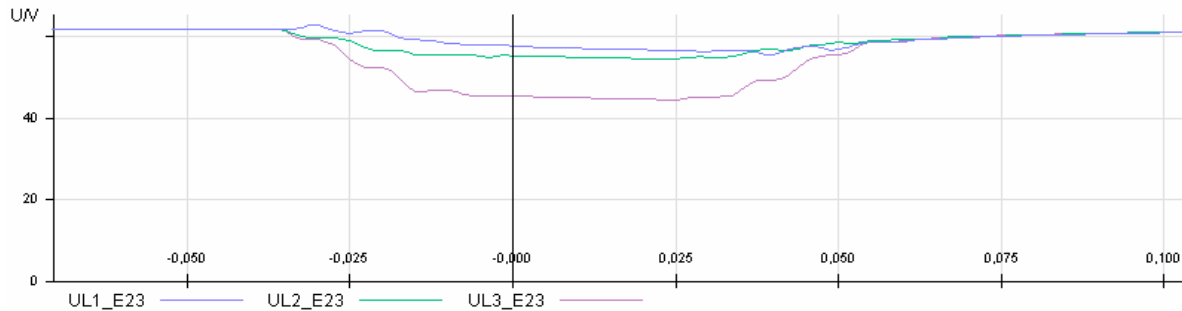
Figur 5.4 Vestas nedkoppling i snabb sampling, 2005-02-12 17:19:15. Tid i sekunder.



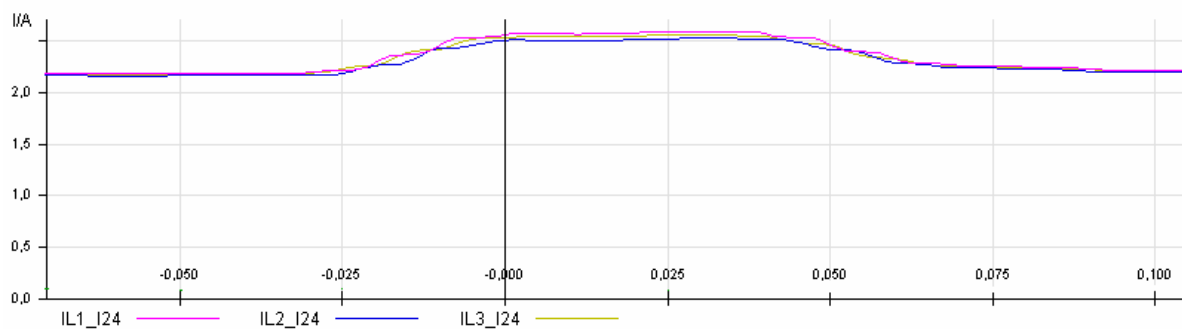
Figur 5.5 Spänningen i Högseröd, 2005-02-12 17:19:15. Tid i sekunder.

5.2 Enercon

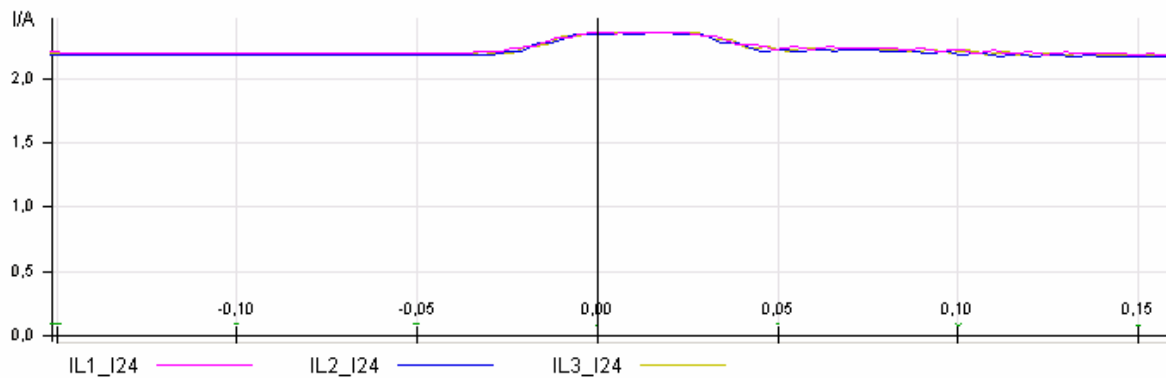
Enercon berörs inte något nämnvärt under spänningsdipparna. Verken får endast ett symmetriskt felströmsbidrag, som kan ses i Figur 5.7, oberoende av hur felet ser ut. Felströmsbidraget uppstår då vindkraftverken ska producera konstant effekt. När det blir en spänningsdipp, måste strömmen öka för konstant effekt. Figur 5.1 visar hur Vestas beter sig vid en dipp, motsvarande bidrag för Enercon kan ses i Figur 5.8, som visar på en mer symmetrisk kurvform.



Figur 5.6 Spänning i Högseröd, 2005-02-12 17:19:15. Tid i sekunder.

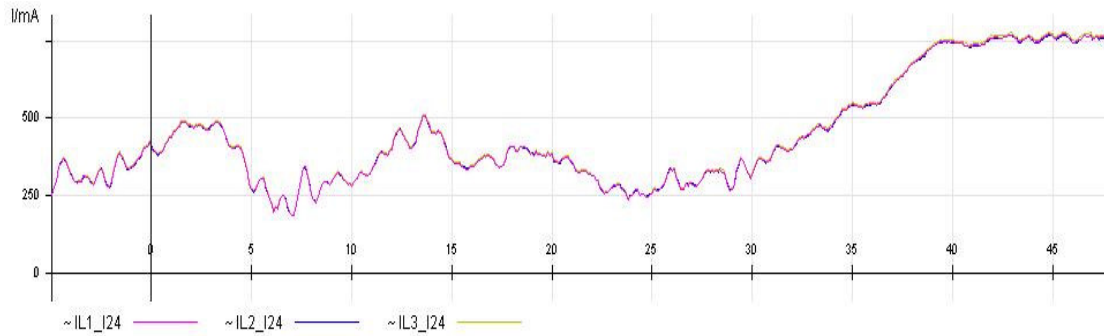


Figur 5.7 Enercons strömbidrag, 2005-02-12 17:19:15. Tid i sekunder.



Figur 5.8 Enercons strömbidrag för dippet i Figur 5.5, 05-02-12 14:29:41. Tid i sekunder.

Nedan följer några strömkurvor från de tre Enerconverken. Kurvorna visar på svängningar som har en amplitud på några procent och en frekvens kring 1 Hz. Ett flertal gånger när verken inte går för fullt förekommer detta beteende, att svängningar med amplitud på 1,5-11 A (25 – 180 mA mätsignalnivå) och en frekvens på 0,7 -1,25 Hz förekommer.



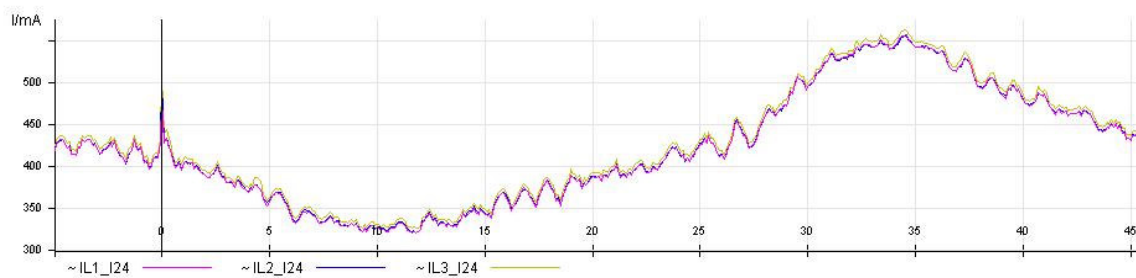
Figur 5.9 Enercons strömkurva 2005-01-08 18:21:26. Tidsskala sekunder.

Ur Figur 5.9 utläses svängningar med ett toppvärde på 6A (100 mA), vilket ger ca 160 kW effekt som pendlar med en frekvens på ca 1 Hz.



Figur 5.10 Enercons strömkurva 2005-01-08 18:34:16. Tidsskala sekunder.

Ur Figur 5.10 utläses svängningar med ett toppvärde på 11A (184 mA) och en frekvens på ca 0,7 Hz



Figur 5.11 Enercons strömkurva 2005-02-12 20:11:28

Ur Figur 5.11 utläses svängningar med ett toppvärde på ca 26 mA, och med en frekvens på ca 0,6 Hz.

Om det antas att verken snurrar med 20 rpm, som kan vara fallet då det blåser mycket, blir det med en trebladig rotor 60 tornpassager/min vilket ger en frekvens på 1 Hz. Det skulle alltså kunna vara rotorbladens passage förbi tornet som ger upphov till dessa fluktuationer. Vid de mätningar där fenomenet noterats har verken inte producerat maxeffekt, alternativt har inte alla vindkraftverk varit igång. Det verkar alltså som om uteffekten från generatorer med variabelt varvtal påverkas av vindvariationer som skulle kunna härstamma från tornpassage.

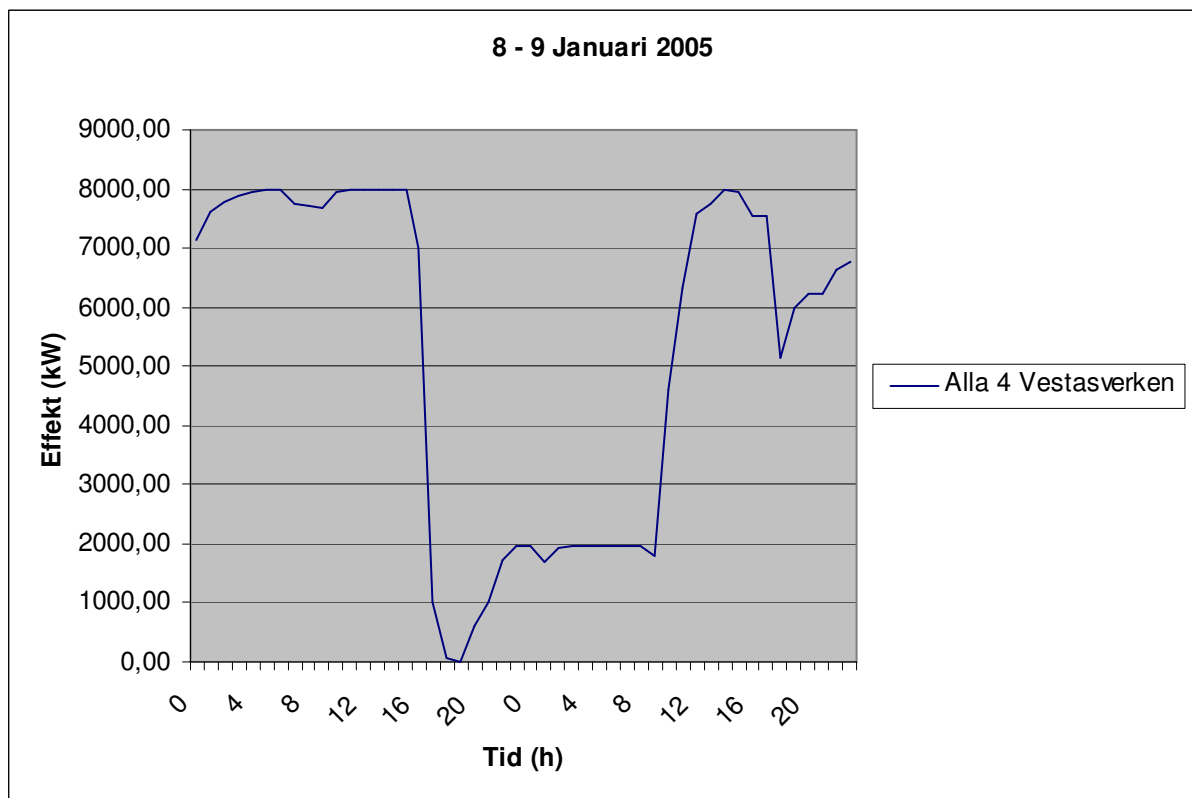
5.3 Orkanen Gudrun, 8-9 januari, 2005

På grund av det extrema väderläget som rådde under Gudrun har ingen större relevant data kunnat inhämtas. Det var många onormala situationer som inträffade i nätet under kort tid att det är svårt dra några slutsatser om vad som var orsak till vad. Dessutom var vinden så kraftig att verken var stoppade under stora delar av tiden. Mätutrustningen i Högseröd tappade dessutom GPS-synkningen vid 17-tiden på kvällen den 8 januari, vilket resulterade i att klockan gick mer och mer fel. Detta gör att det inte med säkerhet går att härleda alla fel till dess rätta ursprung på grund av den enorma mängd fel i nätet som förekom under den aktuella tidsperioden. Den 14 januari återkom GPS-signalen, antagligen hade antennen till GPS-utrustningen flyttats ur position av vinden. Med information från Ringsjö Energi och från vindkraftleverantörerna, går det ändå få en uppfattning av hur verken klarade orkanen Gudrun.

5.3.1 Vestas under Gudrun

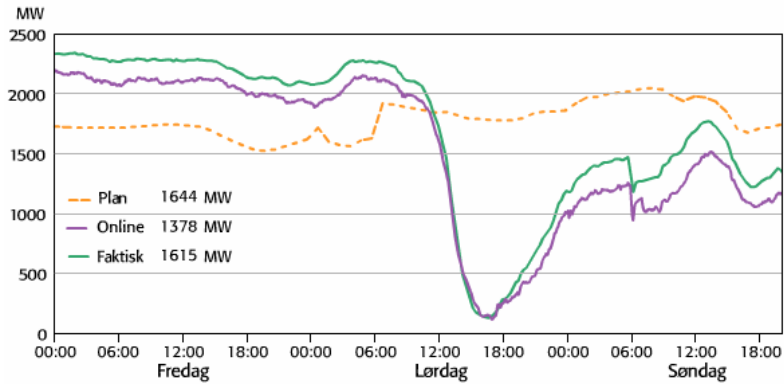
Från Vestasvind Svenska AB har mätvärden från två av de fyra verken gällande den 8-9 januari 2005 mottagits. Rent generellt kan sägas att det var kraftig vind som var orsaken till de

flesta stopp som förekom under dygnet. Det ena verket som det finns siffror från, nr 4, drabbades av ett fel på kvällen den 8 januari klockan 20:54, och felet varade till klockan 11:40 dagen efter. Produktionssiffror från Ringsjö energi, Figur 5.14, visar att produktionen hos Vestasverken var nära 100 % fram till klockan 16 på lördagen den 8 januari. Sedan ökade både vinden och problemen i nätet, vilket gjorde att produktionen sjönk ner till noll vid kl. 19-20 på kvällen. När vinden mojnät något ökade produktionen till ca 25 % av maxvärdet, vilket skulle kunna tyda på att bara ett av verken var igång, från klockan 23 på kvällen den 8 januari till klockan 10 den 9 januari. Dokumenten från Vestas visar att ett av verken var nere under natten, vilket till viss del förklarar produktionsminskningen.



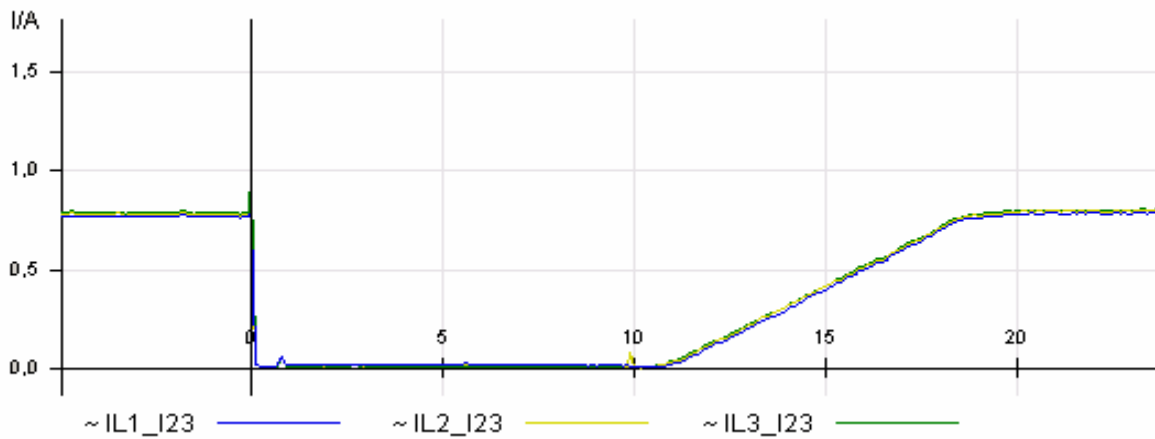
Figur 5.12 Vestas effektproduktion under stormen.

Produktionen för Vestas, och även delvis för Enercon, liknade Danmarks produktion av vindkraft. Figur 5.13 visar Danmarks totala vindkraftsproduktion under dygnet. (Eltra)

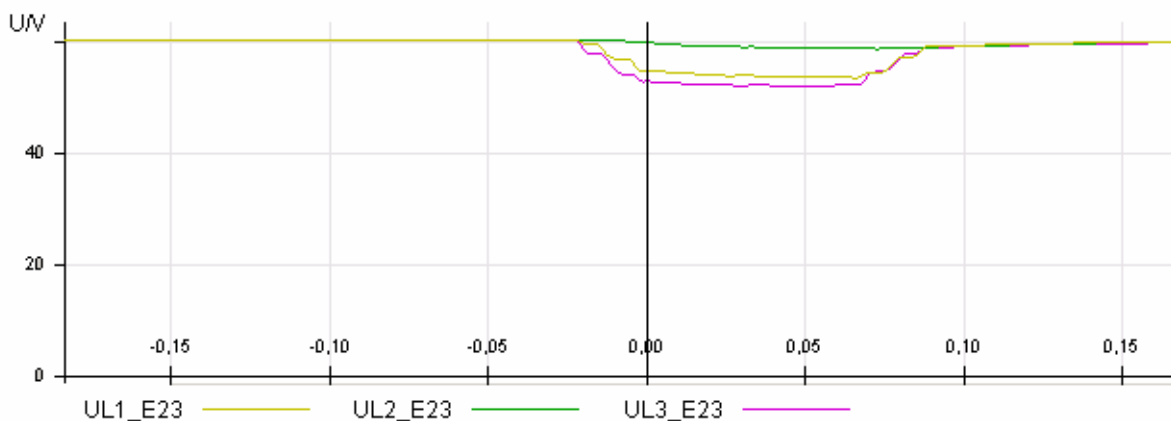


Figur 5.13 Danmarks produktion.

Mätutrustningen fångar tre händelser på söndagen den 9 januari, som visar en karaktäristik som tyder på att ett ensamt Vestasverk kopplar från nätet på grund av spänningsdipp ned till 83 % spänning i nätet, vilket kan ses i Figur 5.14. Tiden för felet är 07:56:57.



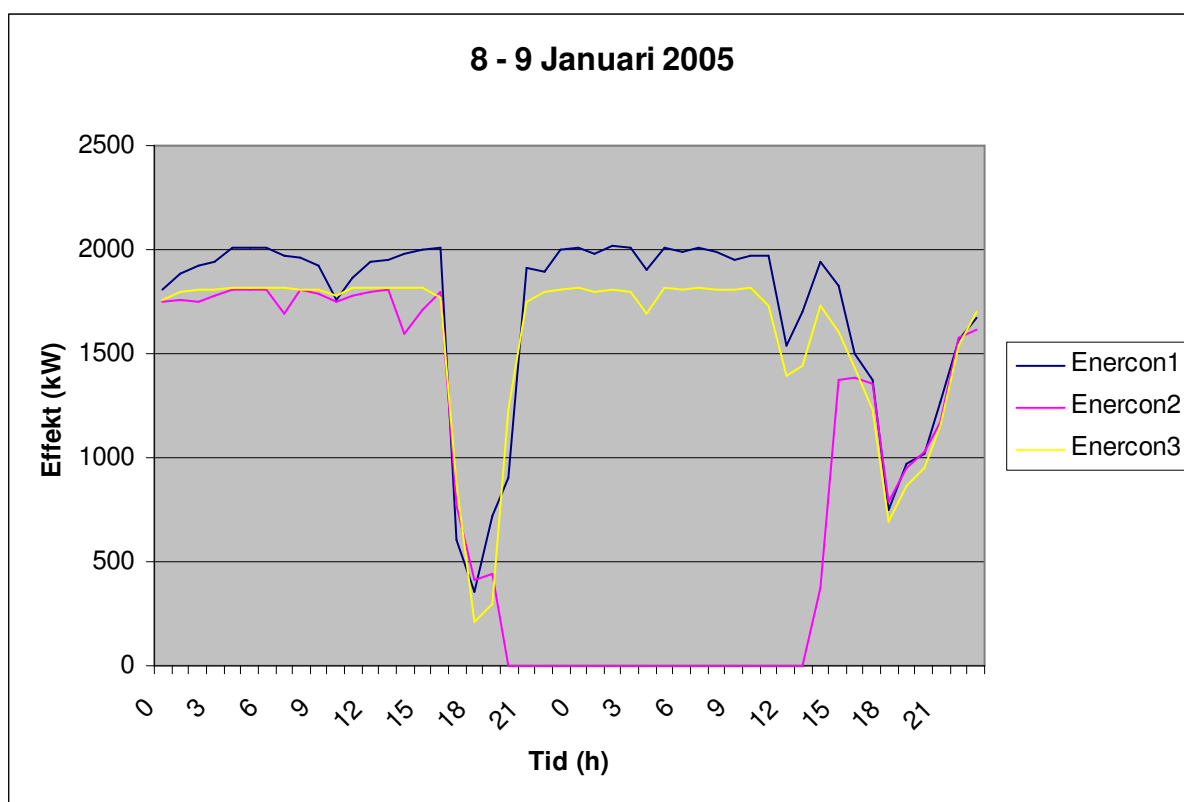
Figur 5.14. Vestas kopplar från nätet, tid i sekunder.



Figur 5.15 Dippen ned till 83 % spänning, Vestas kopplar från nätet. Tid i sekunder.

5.3.2 Enercon under Gudrun

Data som fått från Enercon visar att verken överlag klarar stormen Gudrun bra. De kopplar bort några gånger på grund av för hård vind, som vid tillfällena är över 29 m/s. Enercon 1 och 3 går bäst och stannar första gången på grund av för hård vind 17:27 respektive 17:42 den 8 januari. I Figur 5.16, som innehåller produktionssiffror från Ringsjö energi, går det att se hur effekten sjunker efter klockan 16. Det kan även ses att den producerade effekten åter ökar till max runt klockan 22 för att sedan ligga stabilt under natten, vilket även dokumentet från Enercon visar. Det största problemet i Orupanläggningen är verk nr 2, som har problem under dagen och får felet ”overspeed system” ett flertal gånger. Verket stoppas dock slutligen runt klockan 20 för att sedan vara nere tills reparation sker på söndag eftermiddag den 9 januari.



Figur 5.16 Enercons effektproduktion under stormen.

5.4 12 februari, 2005

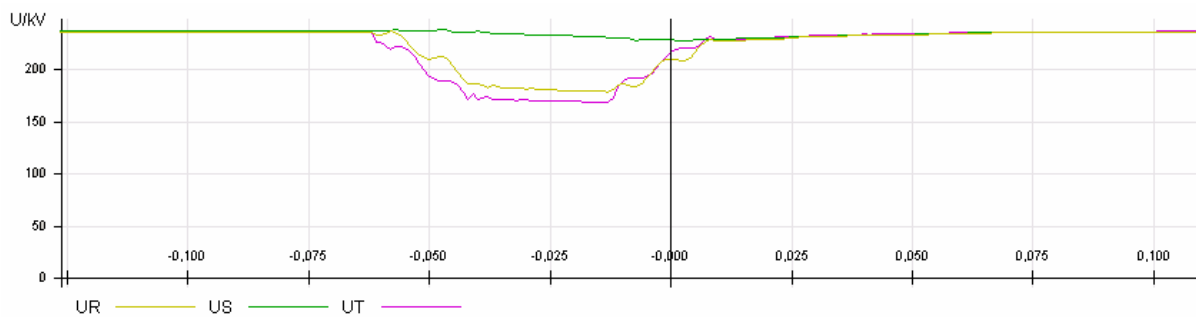
Den 12 februari var det ett stort snöoväder över södra Sverige, därifrån finns sammanlagt 13 registreringar. De fall som varit mest extrema och ovanliga har valts ut för närmare analys. Det har undersökts var felet uppstod och hur det påverkade verken i Högseröd. Vestasverkens registreringar finns som plottar i kapitlet medan Enerconverken visar samma karakteristik som Figur 5.7, därför kommer inte Enercons bidrag illustreras. Felet påverkar olika faser på

olika spänningsnivåer, detta på grund av hur transformatorerna är kopplade. På alla kurvor representerar tiden noll tiden för trigging.

5.4.1 Tvåfasfel på en 400 kV ledning

Söderåsen 2005-02-12 14:33:17.637

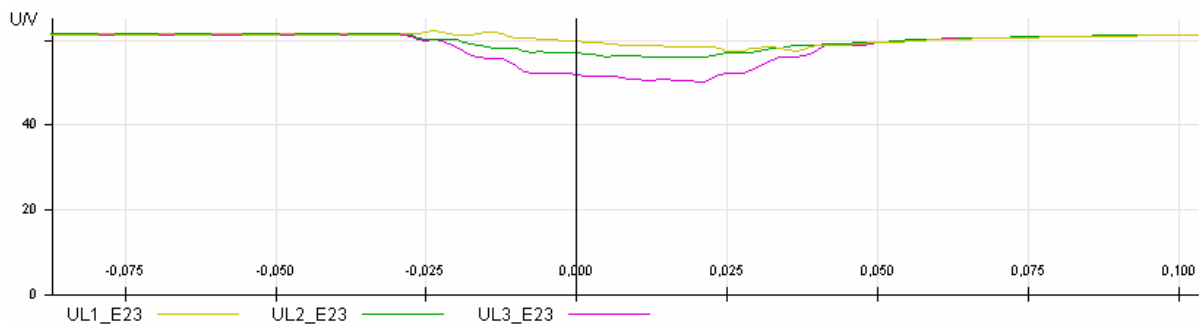
I Söderåsen registreras ett tvåfasfel på en 400 kV ledning. Felet varar i 70 ms och den fas som påverkas mest gör en dippl ned till 72 % spänning, vilket kan ses i Figur 5.17.



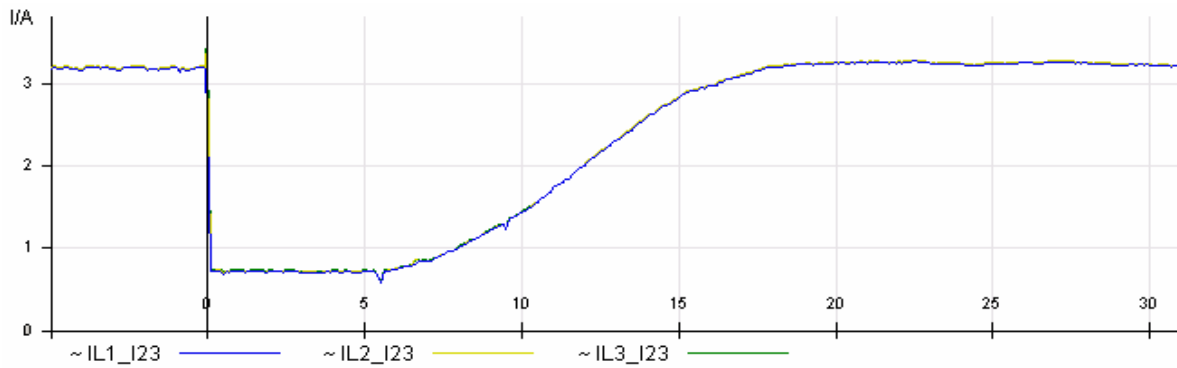
Figur 5.17 Spänningsdippen i Söderåsen, tid i sekunder

Högseröd 2005-02-12 14:33:17,620

I Högseröd går spänningen ned till 82 % spänning på en av faserna, vilket kan ses i Figur 5.18. I Vestasgruppen kopplar tre av de fyra verken från nätet, för att sedan 6 sekunder senare åter kopplas in igen, förloppet kan ses i Figur 5.19. Enercon gör en strömökning med 11 % under felet.



Figur 5.18 Spänningsdippen i Högseröd

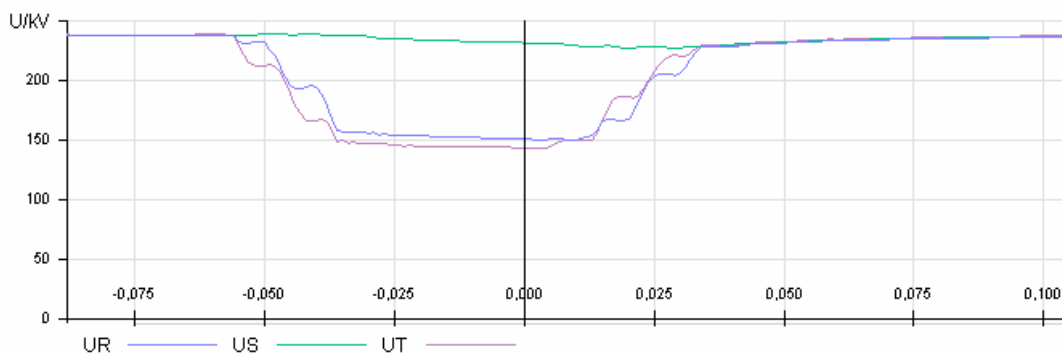


Figur 5.19 Tre av fyra Vestasverk från nätet.

5.4.2 Tvåfasfel på 400 kV förbindelsen mellan Sverige och Själland

Söderåsen 2005-02-12 14:52:03,594

Förbindelsen mellan Sverige och Själland består av luftledningar på vardera sidan av sundet, däremellan en undervattenskabel. På den svenska sidan går luftledningen mellan Kristinelund och Söderåsen. Felet kopplas bort på 80 ms och medför en stor spänningsdipp på 400 kV ledningen i Söderåsen. Dippen går ned till 60 % spänning i fas R & T, vilket kan ses i Figur 5.20.



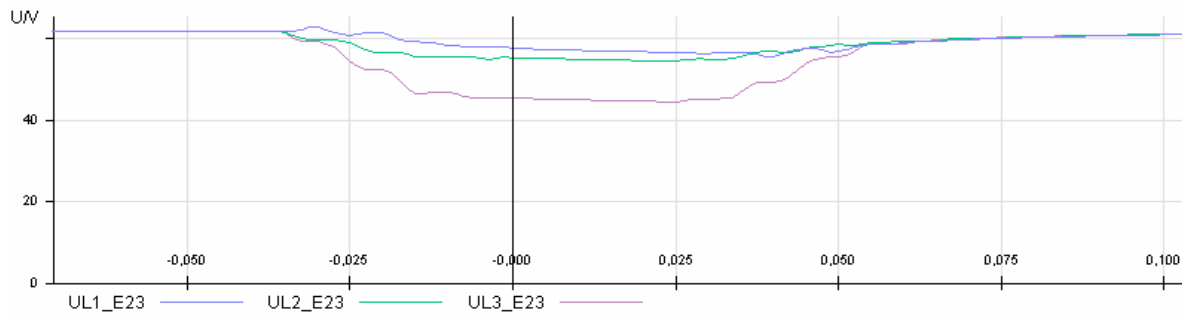
Figur 5.20 Spänningarna i Söderåsen, tid i sekunder.

Högseröd 2005-02-12 14:52:03,580

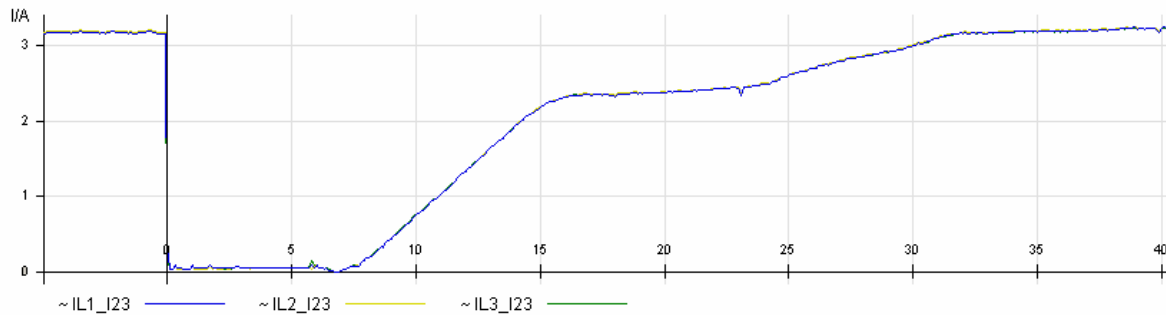
I Högseröd gör en av faserna en dipp ned till 72 % spänning, vilket kan ses i Figur 5.21.

Figur 5.22 visar när Vestas kopplar från nätet i ca 7 sekunder. Därefter ser det ut som om tre stycken av verken återkopplas medan det fjärde tycks vänta ytterligare 7 sekunder.

Enercons strömökning är 19 %.



Figur 5.21 Spänningen i Högseröd, tid i sekunder.

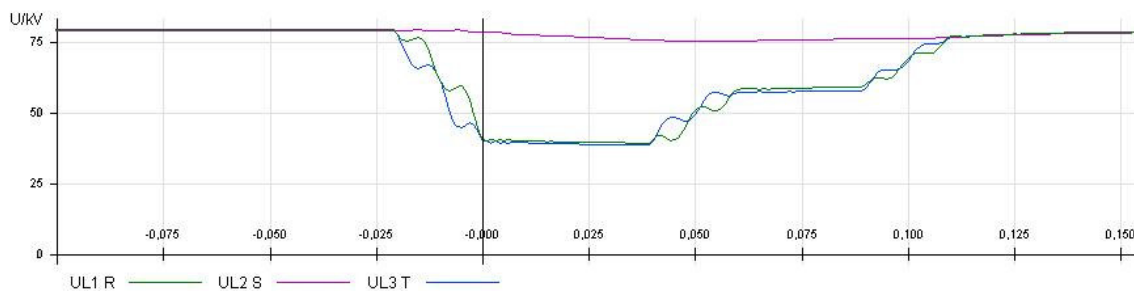


Figur 5.22 Vestas verkens strömbidrag, tid i sekunder.

5.4.3 Tvåfasfel på 130 kV ledningen Hemsjö och Karlshamnsverket

Horsaryd 2005-02-12 17:19:15

Felet inträffar på 130 kV ledningen mellan Hemsjö och Karlshamnsverket. Feltiden är 130 ms och dippet är ned till 50 % spänning, vilket kan ses i Figur 5.23.



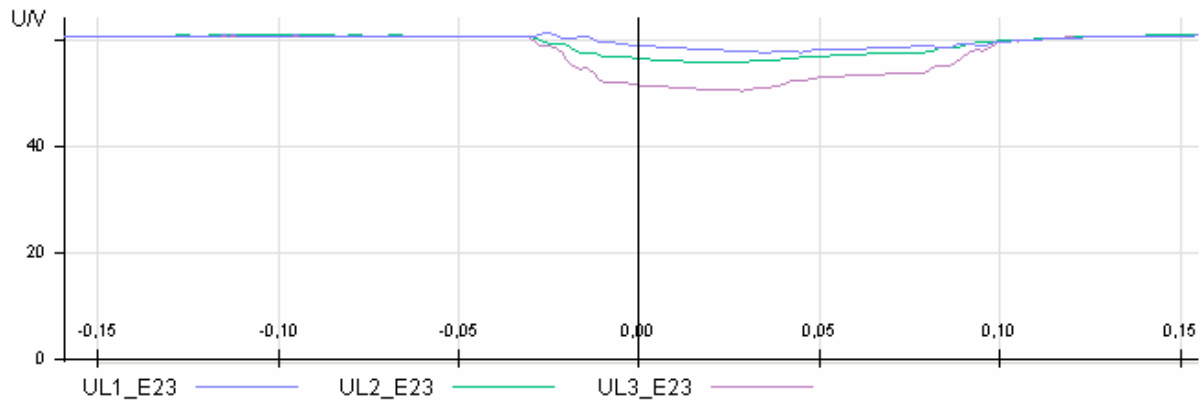
Figur 5.23 Spänningsdipp i Horsaryd, tiden är i sekunder.

Högseröd 2005-02-12 17:19:15,300/18,750

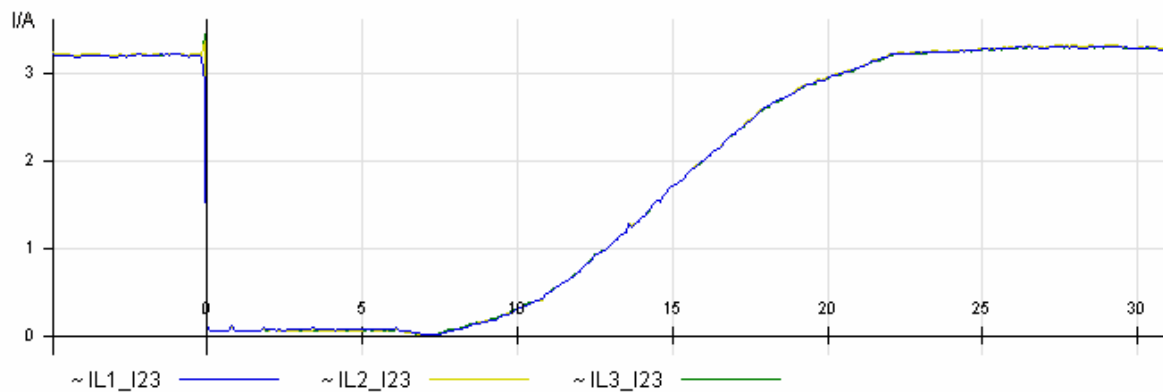
I Högseröd registreras två identiska spänningsdippar med 3,45 sekunders mellanrum. Det beror på att efter brytarfrånslaget görs en långsam återinkoppling (Lindahl 1991, s 117) efter 3,45 sekunder. Eftersom felet fortfarande ligger kvar, blir det ytterligare en dipp.

På den fas som berörs mest går spänningen ned till ca 83 % och för de övriga två faserna går spänningen ned till ca 92 %, vilket kan ses i Figur 5.24. Strömmen för Vestas kan ses i Figur

5.24, där alla verken kopplar ifrån nätet för att sedan återkoppla alla verk 7,5 sekunder senare. Hos Enercon ökar strömmen med ca 11 % vid båda felen.



Figur 5.24 Spänningssänkning i Högseröd, tid i sekunder.

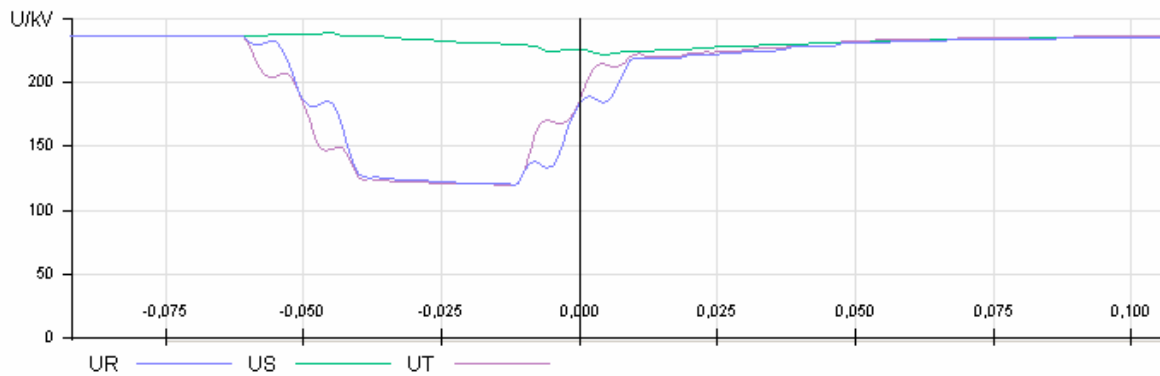


Figur 5.25 Strömmen i Vestas verken, tid i sekunder.

5.4.4 Tvåfasfel på 400 kV ledningen mellan Söderåsen och Horred

Söderåsen 2005-02-12 18:08:15,918/18:08:21,754

Här inträffar två kraftiga tvåfasfel i R & T –fasen på 400 kV ledningen mellan Söderåsen och Horred. Spänningen i faserna gör en dipp från 237 kV till 122 kV, vilket ger dipp ned till ca 51 % spänning, som kan ses i Figur 5.26. Dipparna sker med ca 5,788 sekunders mellanrum och den andra beror även här på återinkoppling mot ett fel. När triggningen börjar är spänningsdippen nästan över, detta på grund av att reläskydden på 400 kV ledningarna har kommunikation (CIGRE 1987), vilket gör att felet snabbt kan bortkopplas.



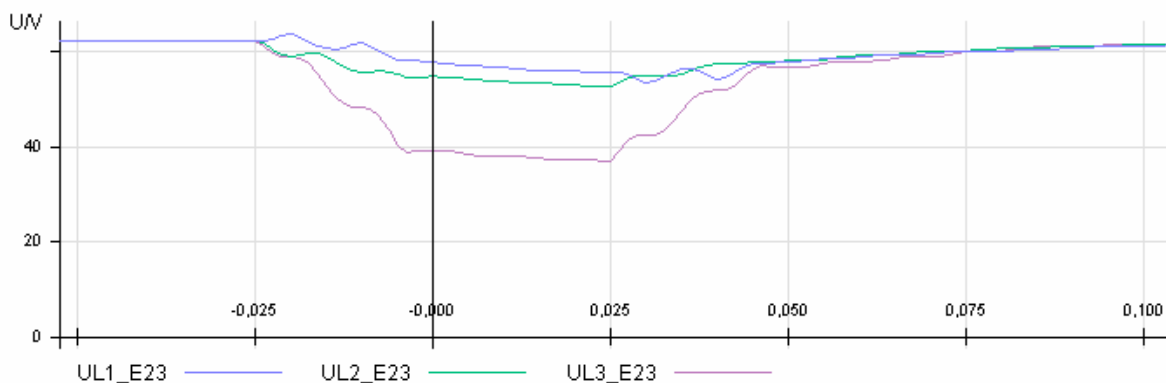
Figur 5.26 Spänningarna i Söderåsen, tid i sekunder.

Dipparna i Söderåsen medför även stora spänningsdippar i Karsefors och Knäred, även där på R och T faserna.

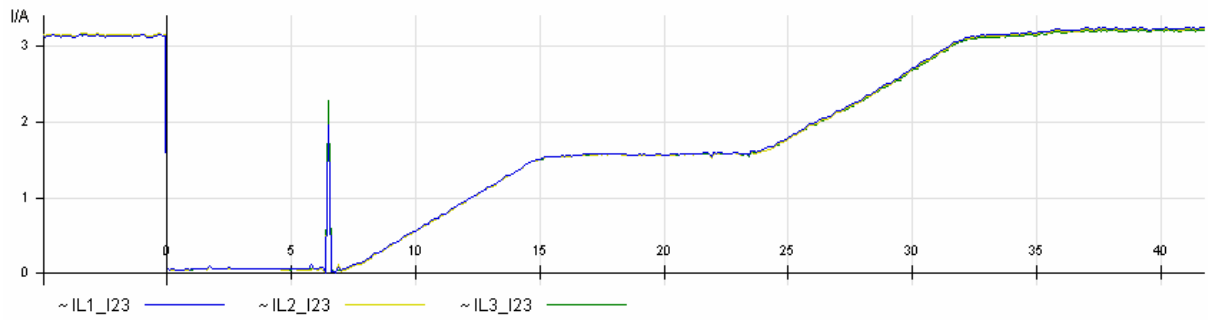
Högseröd 2005-02-12 18:08:15,940 /21,280

Även i Högseröd inträffar två spänningsdippar som är identiska, vilket även här är på grund av återinkoppling. Felet medför ett spänningsfall ned till 60 % spänning, vilket kan ses i Figur 5.27. Vestasverken klarar inte dippen och kopplar ifrån nätet, vilket kan ses i Figur 5.28.

Efter ca 7 sek startar två av verken om, strömmen hamnar då på ca 1,6 A (2 * 0,8 A). Efter ytterligare 8 sekunder kommer återstående två verk igång och den totala strömmen hamnar på 3,2 A. Enercon klarar sig bra med endast strömökningar som varar lika länge som felet. Strömökningen är på ca 25 %.



Figur 5.27 Högseröds spänningsdipp, tid i sekunder.



Figur 5.28 Vestas strömkaraktäristik, tid i sekunder.

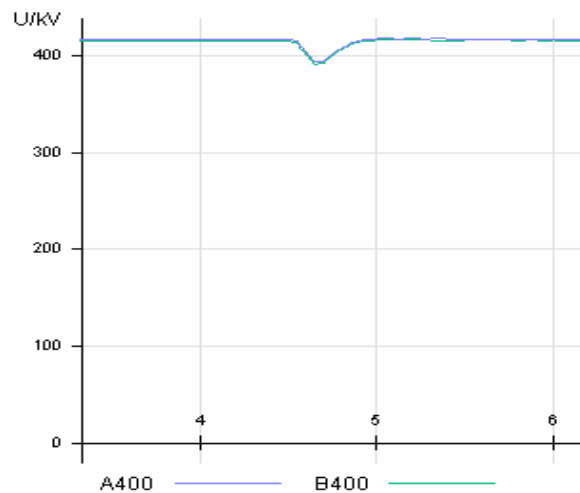
5.4.5 Last kopplas bort

Söderåsen 2005-02-12 18:52:05,074/19,610

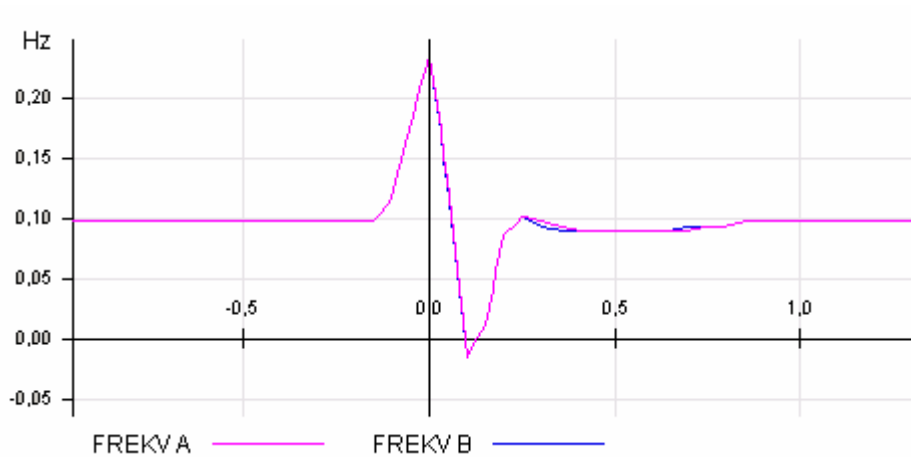
Här inträffar två frekvensavvikelser med 4,66 sekunder mellanrum. Under denna sekvens visas alla tre faserna, vilket ger ett spänningsfall från 418 kV till 396 kV. Spänningsfallet motsvarar en dipp ned till 94,8 % spänning, vilket kan ses i Figur 5.29. Förloppet för frekvensen beror på att fasvinkeln ändras. Då frekvensen beror på fasvinkeln enligt

$$f \sim \frac{d\theta}{dt}$$

resulterar fashopp i följande frekvensutseende. Figur 5.30 visar frekvensen precis under felet. Frekvensökningen är 0,15 Hz, från 50,10 Hz till 50,25 Hz följt av en frekvenssänkning till 50,0 Hz.



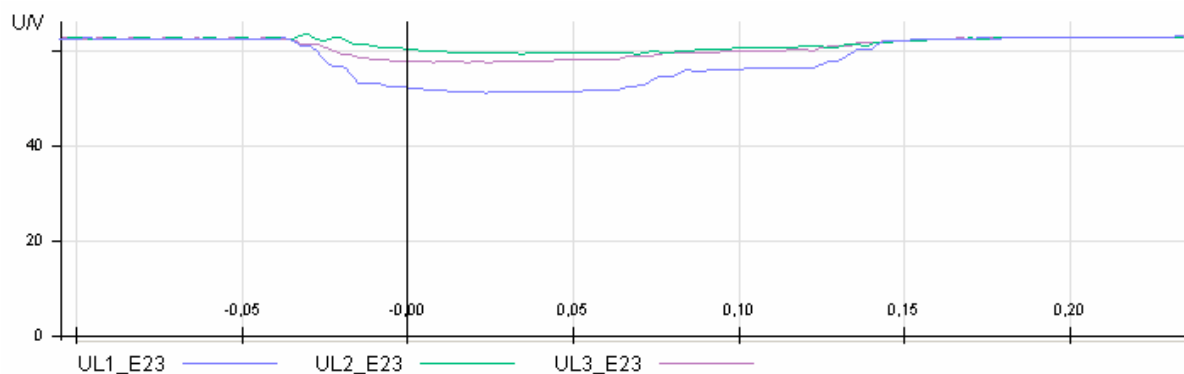
Figur 5.29 Spänningen på alla tre faser i Söderåsen, tid i sekunder.



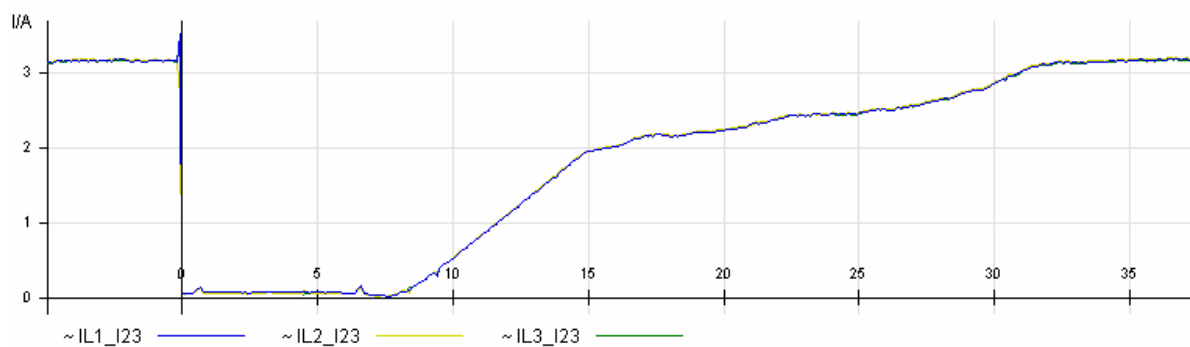
Figur 5.30 Frekvensen i Söderåsen, tid i sekunder.

Högseröd 2005-02-12 18:52:19,030 / 19,610

I Högseröd inträffar spänningsdipparna med 5,5 sekunders mellanrum, vilket är på grund av långsam återinkoppling. Båda dipparna är ned till ca 82,4 % spänning och varar i ca 170 ms, vilket kan ses i Figur 5.31. Vestas klarar inte av spänningsdippen och strömmen går ned till 0 A vid första dippet, som kan ses i Figur 5.32. De är frånkopplade i ca 8 sekunder, därefter ökar strömmen något olinjärt i 7 sekunder. Enercon får en strömökning på ca 9 %.



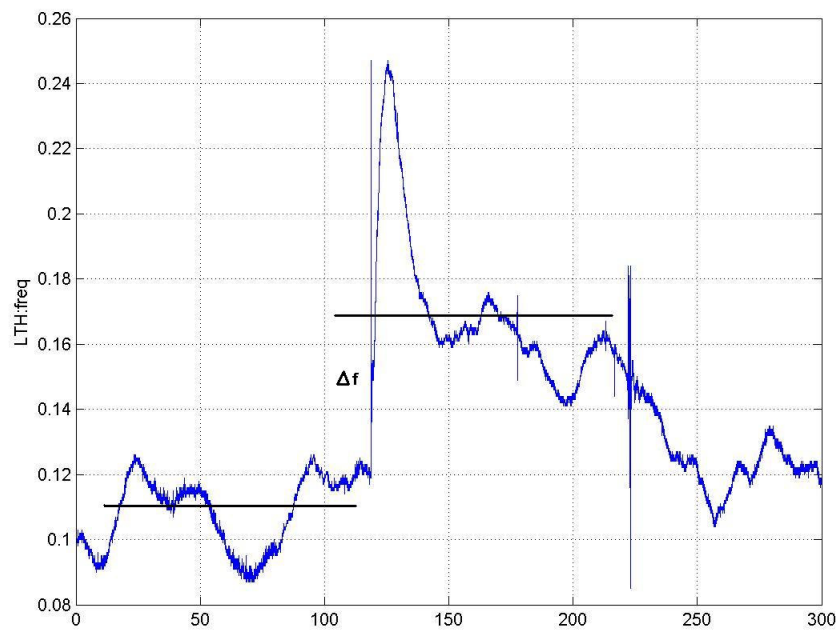
Figur 5.31 Spänningsänkningen i Högseröd, tid i sekunder.



Figur 5.32 Vestas strömkaraktäristik, tid i sekunder.

LTH 2005-02-12 18:52

På Lunds Tekniska Högskola sitter en PMU (Phasor Measurement Unit) som mäter spänning, fasläge och frekvens i nätet. Frekvensen ligger innan frekvensstörningen på 50,11 Hz och efter störningen ökar den till 51,17 Hz. Figur 5.33 visar händelseförloppet. Enligt Nordel ska en frekvenssänkning på 1 Hz motsvara 6000 MW bortfall (Elkraft System, 2005). Frekvensökningen skulle alltså motsvara ett bortfall av en last på ca 300 MW.



Figur 5.33 Frekvensen på LTH, tidsskala sekunder

6 Simuleringar

Simuleringarna görs i PSS/E. Där går det att göra både statiska och dynamiska simuleringar. De *statiska simuleringarna* redogörs i kapitel 6.1, den modell som används är den som beskrivs i kapitel 4.2.1. Resultatet av de *dynamiska simuleringarna* finns i kapitel 6.2. Dock skiljer sig de statiska och dynamiska nätmodellerna från Svenska Kraftnät något. Den statiska stämmer något bättre, då den dynamiska modellen inte har alla ledningar inkopplade och alla produktionsverk anslutna (Randrup).

6.1 Statiskt

I de statiska simuleringarna går det göra flera olika sorters simuleringar. Det går dels att simulera lastflödet när olika ledningar/skenor kopplas bort. Då ses hur effektflödet och spänningen ändras, främst studeras området kring Högseröd. Det går även simulera felströmmar när det läggs enfasfel och trefasfel till jord i olika punkter. De simuleringar som gjorts är följande;

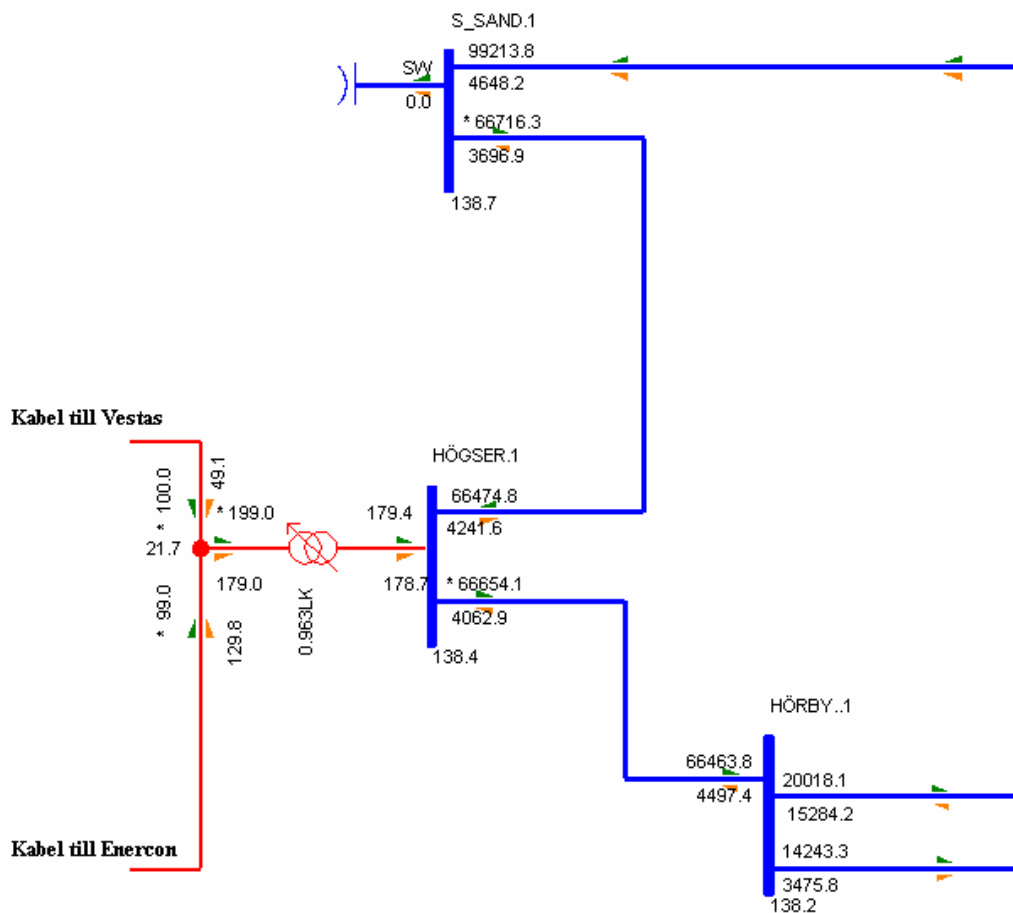
- Ett fall som är hämtat från verkligheten
- Ledningsbortkoppling mellan Södra Sandby och Högseröd
- Ledningsbortkoppling mellan Hörby och Högseröd
- Utbyggnad av Högseröd till en vindkraftproduktion på 40 MW. I fallet gjordes ledningsbortfall mellan Södra Sandby – Högseröd och Hörby – Högseröd.
- Vilka felströmmar och spänningsdippar som uppstår i Högseröd när fel läggs runt om i södra Sverige.

6.1.1 Verkligheten vs simuleringar

För att se hur de statiska simuleringarna stämmer överens med verklighetens fall, har spänningsnivåer och effektflöden vid två tillfällen hämtats från driftcentralen på Sydkraft Nät. Dels har data hämtats vid ett fall med mycket svag vind. Det andra tillfället är när vinden är så pass stark att vindkraftverken antas producera maximalt. De data som hämtats från driftcentralen har bara en decimal, vilket gör att det i flera fall kan bli avrundningsfel. Mätdata är hämtade från Högseröd, Hörby, Sege och Södra Sandby och finns i bilaga 6 - 13.

Låg produktion

Ur data som är hämtad från driftcentralen då vindkraftverken är under låg produktion, nästan noll, är effektproduktionen 0,1 MW. Den reaktiva effektproduktionen är noll. Dessa data delas upp på alla verken och matas in i PSS/E. Resultat från Högseröd kan ses i Figur 6.1. Kablarna i det simulerade fallet bidrar med en reaktiv effekt, 0,2 Mvar, vilket är mer än det verkliga fallet då den reaktiva effekten är 0 Mvar vid transformatorn. Transformatorn drar mer aktiv effekt i verkligheten än i simuleringen. I simuleringen upptar transformatorn 19,6 kW medan det i det verkliga fallet konsumeras 100 kW. För övriga nätet stämmer inte effektflödet överens något vidare. Den simulerade nätmodellens laster är medellaster, vilket gör att det inte stämmer överens med verkligheten, då både säsong och tidpunkt på dagen är avgörande för vilken last som finns i nätet. Spänningsnivån i de olika stationerna stämmer mer med varandra, verklighetens fall ligger runt 1 kV högre. En detaljerad jämförelse kan ses i Tabell 6.1. I tabellen antas flödet gå mot Högseröd.



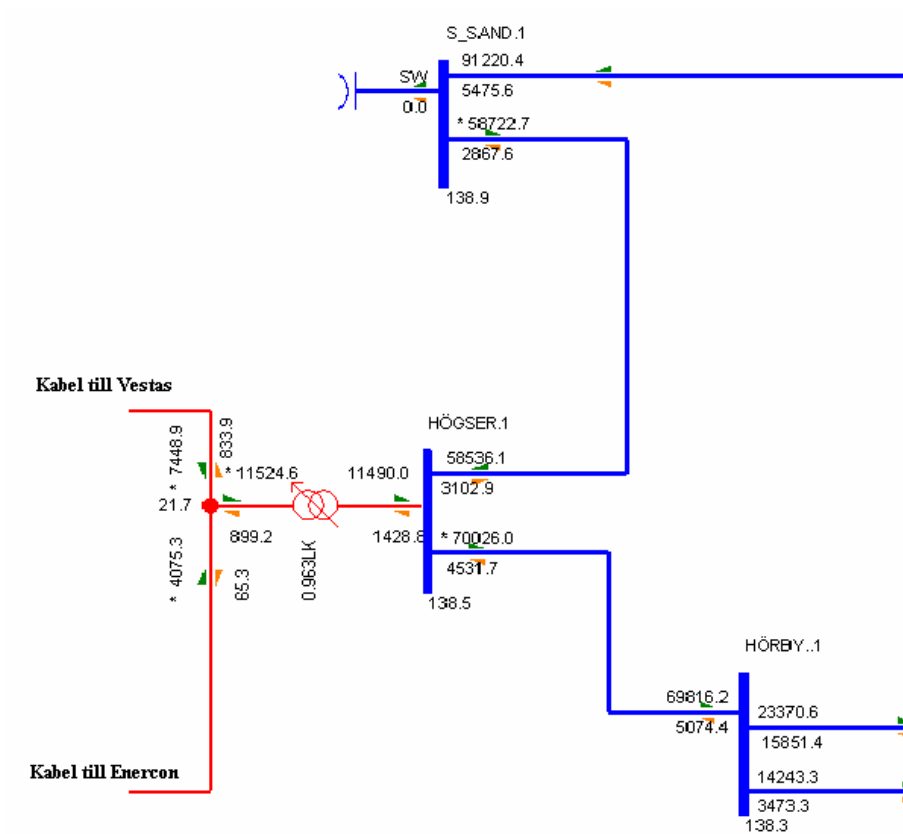
Figur 6.1 Låg produktion

Tabell 6.1 Låg produktion

Anläggning	simulering			verkligt		
	U (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	U (kV)	P (MW)	Q (Mvar)
130 / 22 kV transf. Nersida	21,7	0,199	0,179	21,9	0,1	0
130 / 22 kV transf. Uppsida	-	0,179	0,179	-	0	0
Södra Sandby	138,7	66	3,7	140	-	-
Hörby	138,2	-66	-4,5	139	15	12
Sege	139,6	99	6,5	140	46	7

Hög produktion

Data från driftcentralen visar att vid hög produktion producerar Orup (Enercon) 4,1 MW och Västraby (Vestas) 7,5 MW. Den reaktiva effekten är 0 respektive -0,4 Mvar. Produktion och den reaktiva effekten delas även här upp jämnt mellan de olika verken vid simuleringen. Resultat av simuleringen ses i Figur 6.2. På nedsidan av transformatorn överrensstämmer effekten i de båda fallen. På uppsidan av transformatorn är den aktiva effekten i simuleringen 11,5 MW och i det verkliga fallet ökar transformatorn effekten med 0,6 MW. I det verkliga fallet är den reaktiva effekten noll på uppsidan, medan i simuleringen dras 1,4 Mvar från överliggande nät. I detta fallet, precis som i låglastfallet ovan, stämmer inte effektflödet, eftersom lasterna antagligen är olika. Spänningarna i övriga stationerna stämmer bra, de verkliga spänningarna ligger dock något högre. En detaljerad jämförelse kan ses i Tabell 6.2. I tabellen antas flödet gå mot Högseröd.



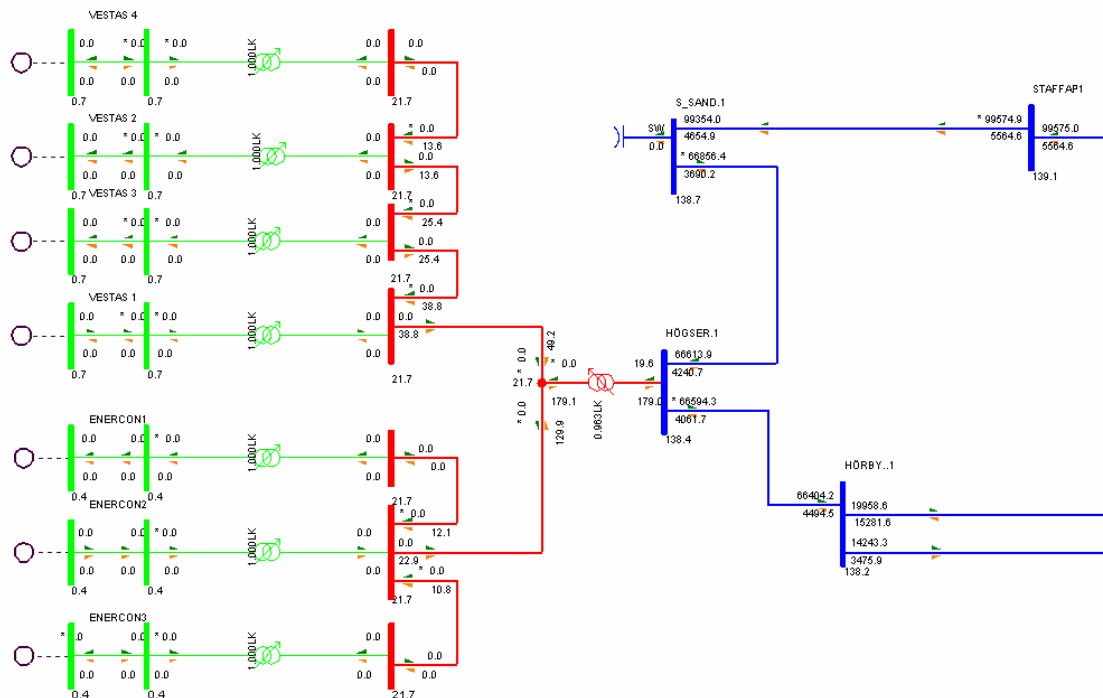
Figur 6.2 Hög produktion

Tabell 6.2 Hög produktion

Anläggning	simulering			verkligt		
	U (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	U (kV)	P (MW)	Q (Mvar)
130/22 kV transf. Nersida	21,7	11,5	-0,9	21,9	11,4	-0,6
130/22 kV transf. Uppsida	-	11,5	-1,4	-	12	0
Södra Sandby	138,9	-	-	140	-	-
Hörby	138,3	-70	5,1	139	-26	-12
Sege	139,7	91,6	7	140	42	8

6.1.2 Lastflöde i dagens anläggning

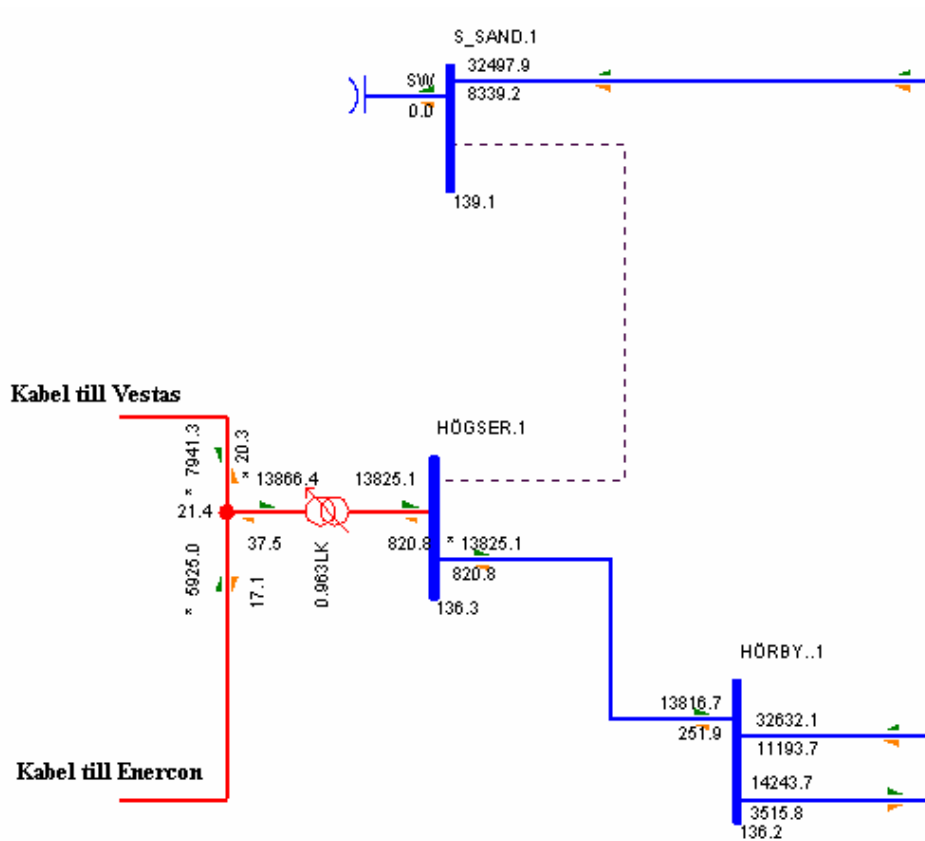
I simuleringarna bidrar kablarna i dagens anläggning till ett reaktivt effektbidrag till 130 kV nätet på ca 0,18 Mvar då verken är avstängda. Kablarna mellan vindkraftgrupperna och transformatorstationen står för det största bidraget, för Vestas 0,05 Mvar och för Enercon 0,13 Mvar. När verken producerar märkeffekt är det krav från Svenska Kraftnät att det reaktiva effektutbytet mot 130 kV nätet kan regleras till noll. Sydkraft, som äger transformatorstationen, är i sin tur angelägna om att det reaktiva effektutbytet är noll på nedsidan av huvudtransformatorn, alltså på 20kV-sidan. Ägarna av vindkraftverken debiteras straffavgift vid utmatning av reaktiv effekt till Sydkrafts nät, dessutom tar den reaktiva effekten plats i ledningarna på den aktiva effektens bekostnad. För att kravet på nollutbyte i reaktiv effekt på 20 kV-sidan av transformatorn skall uppfyllas, måste de två vindkraftgrupperna kompensera olika mycket beroende på olika kabellängder. För hela det intressanta området i simuleringarna, Sege, Södra Sandby och Hörby är lasten i Södra Sandby ungefär 32,5 MW och lasten i Hörby är ca 32.2 MW. Effektflödet i ledningen går i riktning från Sege, via Södra Sandby, mot Hörby.



Figur 6.3 Kabelbidrag

Ledningsbortkoppling mellan Högseröd och Södra Sandby

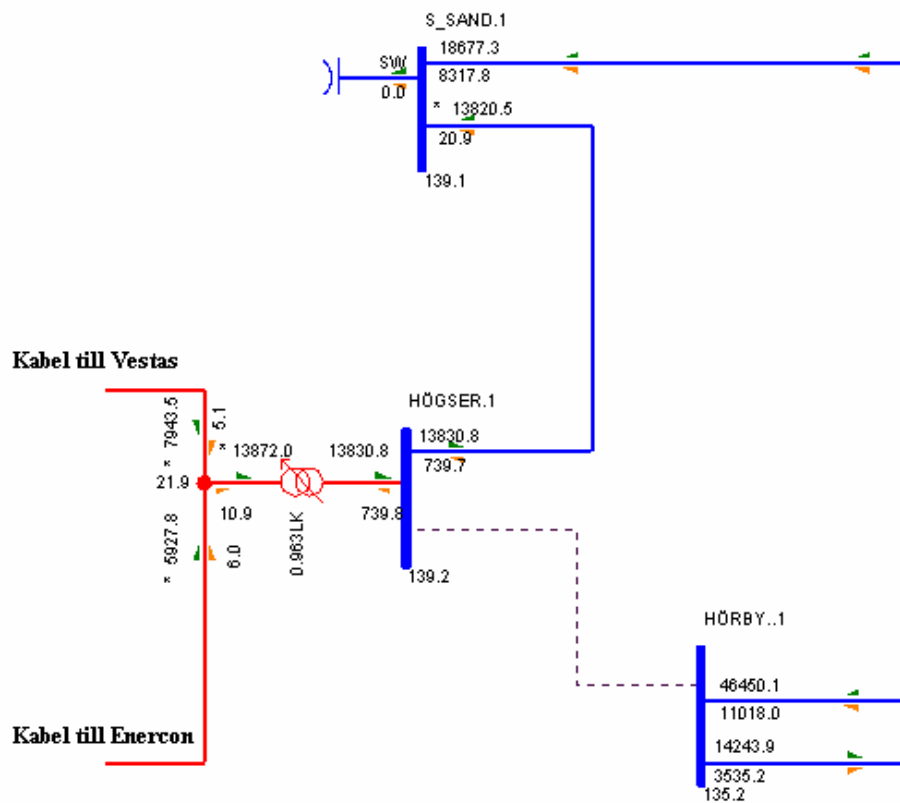
Vid simulerad bortkoppling av ledningen mellan Högseröd och Södra Sandby sjunker spänningen i Högseröd, 130 kV sidan, från 138,5 kV till 136,2 kV. Även i Hörby sjunker spänningen ned till 136,1 kV, vilket visar att ledningen till Södra Sandby bidrar till spänningsstöd i Hörby. Södra Sandby klarar att bibehålla den spänningsnivå på 139 kV som fanns före bortkopplingen. Det är till och med så att spänningen höjs något i Södra Sandby, från 138,8 till 139,1 kV. Effektflödet i ledningen går som tidigare nämnt i riktning från Sege, via Södra Sandby, mot Hörby vilket förklarar att spänningen höjs i Södra Sandby och sänks i Hörby när ett fel på ledningen inträffar.



Figur 6.4 Avbrott Södra Sandby – Högseröd

Ledningsbortkoppling mellan Högseröd och Hörby

Vid simulerad bortkoppling av ledningen mellan Högseröd och Hörby ökar spänningen i Södra Sandby marginellt, till samma nivå, 139,1 kV, som när ledningen Högseröd - Södra Sandby kopplades ur. I Hörby sjunker spänningen även i detta fall, nu till ca 135 kV, vilket visar att vindkraftverken i Högseröd inte klarar att hålla spänningen uppe i Hörby helt och hållet, men att de gör viss skillnad ändå. Vindkraften försörjer ca 43 % av belastningen i Hörby. Spänningen i Högseröd stiger från 138,7 kV till 139,2 kV.



Figur 6.5 Avbrott Högseröd - Hörby

6.1.3 Lastflöde för 40 MW

Fallet undersöker vad som händer om dagens vindkraftgrupp skulle utökas till 40 MW, sammanlagt 20 verk à 2 MW. I det undersökta fallet har anläggningen utökats med 13 stycken Vestasverk, till totalt 17 stycken. Dessa ansluts till nya fack i transformatorstationen i grupper om fyra alternativt fem med en approximerad ledning på 1000 meter. Transformatorn byts ut för att kunna klara av den ökade effekten. Varje verk antas ha en kabel på 400 meter till gruppens samlingspunkt. Den totala reaktiva effekten skulle bli 0,55 Mvar i gruppen i form av kabelförluster vid tomgång. Vid full effekt skulle det reaktiva effektuttaget öka jämfört med

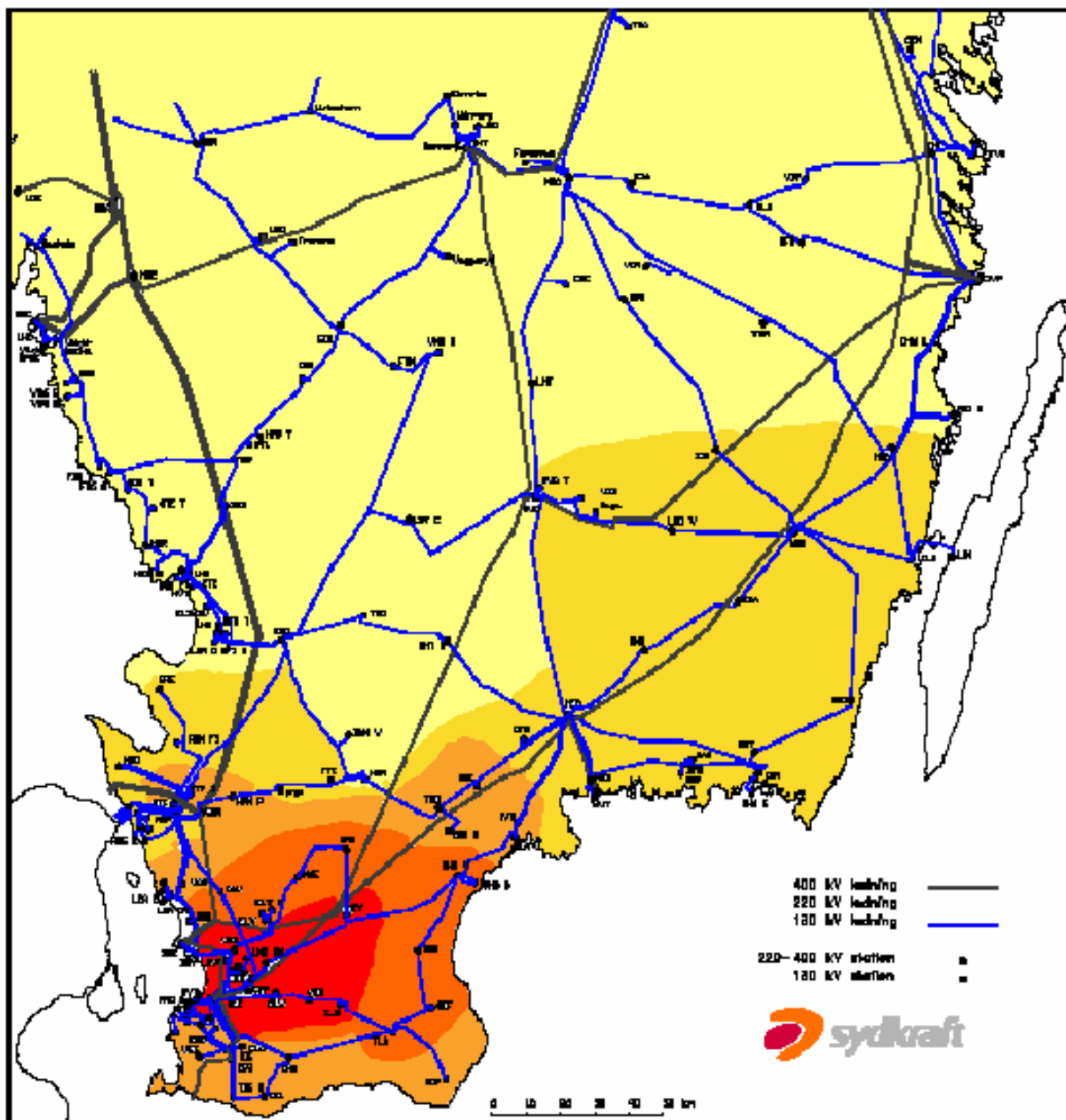
dagens anläggning om ingen effektkompensering sker. För att uppfylla Svenska Kraftnäts- och Sydkrafts krav på att generera noll reaktiv effekt till 20 kV skenan måste kompensering i verken ske. De tre Enercon verken måste generera 0,064 Mvar och Vestasverken måste generera 0,12 Mvar.

När bortkoppling av en ledning mellan Högseröd och Södra Sandby simuleras sjunker spänningen på nedsidan av transformatorn i Högseröd från 21,6 kV till 21,3 kV. Spänningen i Södra Sandby ökar något, från 138,7 till 138,9 kV samtidigt som spänningen i Hörby sjunker från 138,2 till 136,7 kV.

Då ledningen mellan Högseröd och Hörby kopplas bort, ökar spänningen i simuleringen med 0,1 kV i Högseröd och Södra Sandby relativt normalkopplingsfallet medan den sjunker från 138,2 till 135 kV i Hörby.

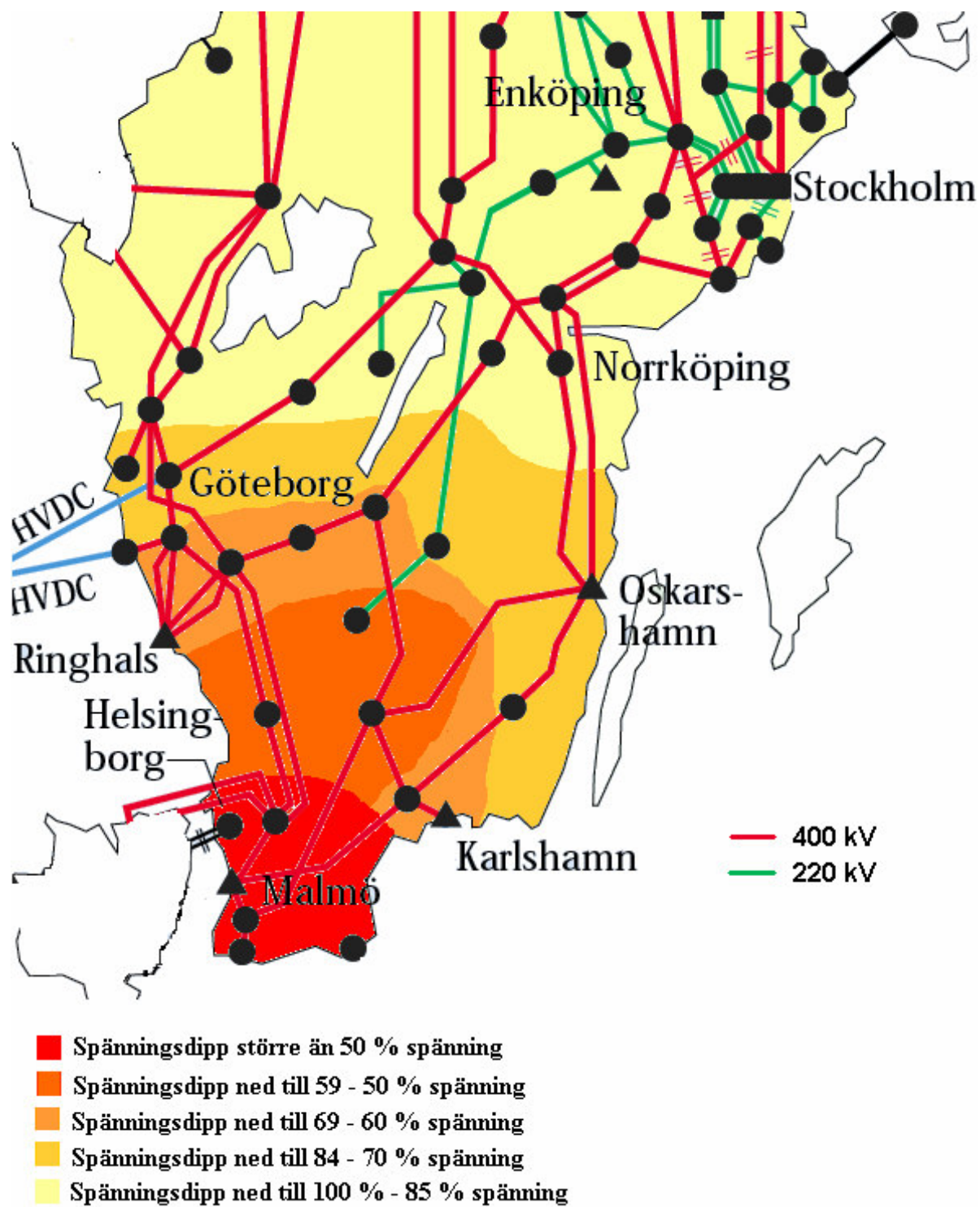
6.1.4 Felströmmar

Flera simuleringar har gjorts, både trefasfel och enfasfel har lagts. Felen har placerats på 130 kV ledningar både vid full produktion och ingen produktion. Fel har även placerats på 400 kV ledningar i södra och mellersta Sverige. Var felen lagts och resultaten finns i bilaga 14 - 15. Även simuleringarna på 130 kV - och 400 kV – nätet finns grafiskt representerade i Figur 6.6 och Figur 6.7. Kartorna visar hur Högseröd påverkas av fel som lagts runt om i södra Sverige. Spänningsdipparna i Högseröd blir större desto närmare felen läggs.



- Spänningsdipp större än 50 % spänning
- Spänningsdipp ned till 59 - 50 % spänning
- Spänningsdipp ned till 69 - 60 % spänning
- Spänningsdipp ned till 84 - 70 % spänning
- Spänningsdipp ned till 0 - 85 % spänning

Figur 6.6 Påverkan i Högsröd av fel i 130 kV-nätet.



Figur 6.7 Påverkan i Högseröd av fel i 400 kV-nätet.

6.2 Dynamik

För att de dynamiska simuleringarna ska ge användbara resultat måste generatormodellerna stämma någorlunda överens med verkligheten. Eftersom generatorn GENSAL som valdes har så pass många brister har vindkraftgruppen kopplats ur vid simuleringarna, för att endast studera hur spänningen i Högseröd påverkas. Vid simuleringarna har stumma fel lagts på 130 kV och 400 kV ledningar och skenor runt om i Sydsverige. Tre olika felställen har valts ut för att studeras närmare;

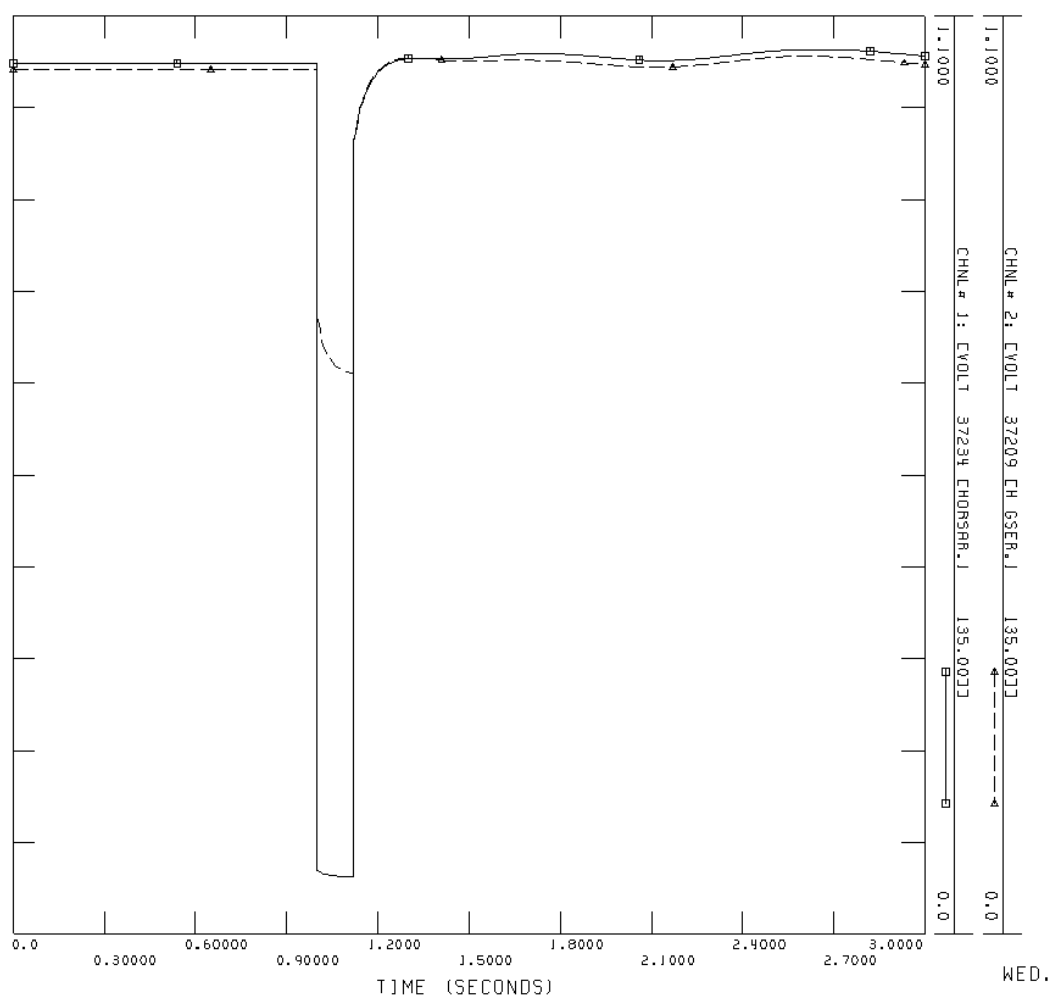
- 120 ms stumt fel på ledningen mellan Hemsjö och Karlshamnsverket, även här jämförs med det verkliga felet som inträffade den 12 februari 2005 klockan 17:19:15.
- 100 respektive 250 ms fel på 400 kV och 130 kV skenan i Alvesta.
- 100 respektive 250 ms fel på 400 kV och 130 kV skenan i Nybro.

Dessutom studeras huruvida ödrift kan uppkomma med vindkraftverken i Högseröd som producerande enhet och Södra Sandby som last. Även en simulering då en av reaktorerna i Forsmark kopplar ur görs sist i delkapitlet, detta för att se hur frekvensen i Högseröd påverkas.

Följande simulerade fel som bygger på verkliga registreringar stämmer inte riktigt överens. I fallen har det inte kunnat spårats varifrån felen kommit exakt och därför har felen lagts direkt på skenan. En annan orsak till avvikelser är att de verkliga felen är tvåfasfel och inte trefasfel, vilket är simulerat.

6.2.1 Ledningen mellan Hemsjö och Karlshamnsverket

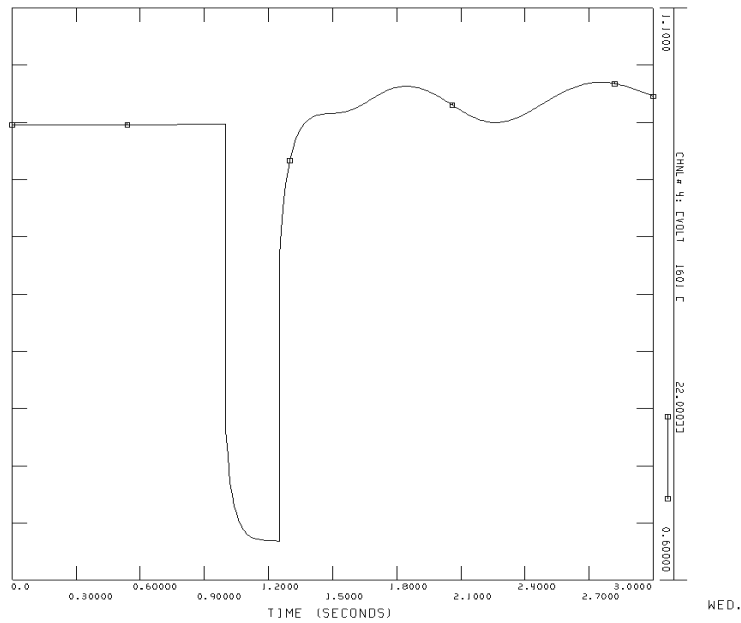
Felet inträffade någonstans på ledningen mellan Hemsjö och Karlshamnsverket den 12 februari 2005, 17:19:15, och varade i 120 ms. Figur 6.8 visar spänningsdippen i Högseröd, som är ned till 6,4 % spänning. Registreringen från verkligheten visar att dippen inte är lika stor, utan det blev en spänningsdipp ned till 78 % spänning på R och T fasen. Felet påverkade Horsaryd som ligger relativt nära felstället. Spänningen i Horsaryd visas i Figur 6.8 och dippen blir ned till 64 % spänning. I den verkliga registreringen blev spänningsdippen bara ned till 88 % spänning.



Figur 6.8 Spänningsdipp i Högseröd (streckad) och Horsaryd (heldragen) vid 120 ms fel. Skalan på y-axeln är p.u. och basen för Högseröd och Horsaryd är 135 kV.

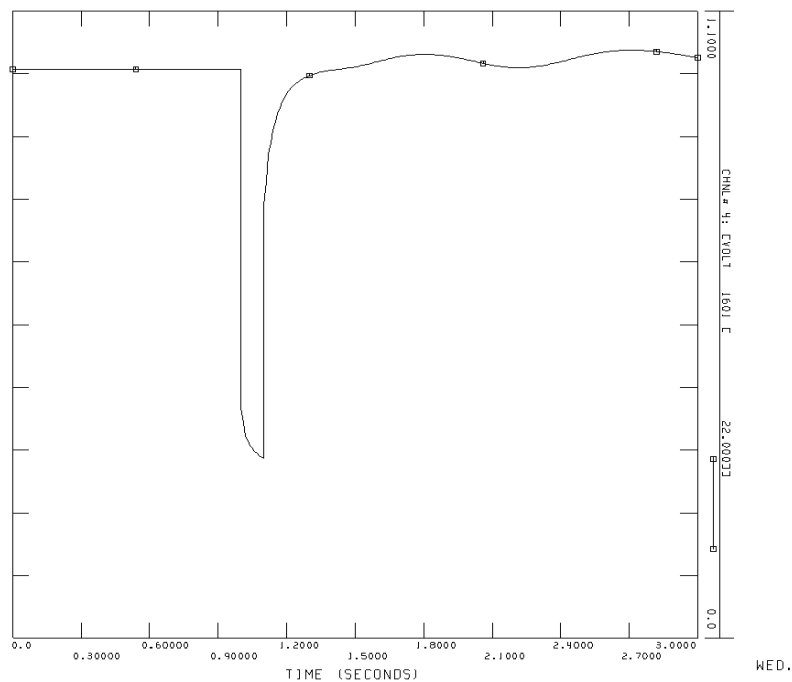
6.2.2 Alvesta

Ett fel på Alvestas 130 kV skena i 250 ms skulle påverka Högseröd enligt Figur 6.9. Spänningsdippen blir där ned till 62 %. Spänningen sjunker något mer än vad som visades i de statiska beräkningarna.



Figur 6.9 250 ms fel på 130 kV skenan i Alvesta. Skalan på y-axeln är p.u. och basen är 22 kV.

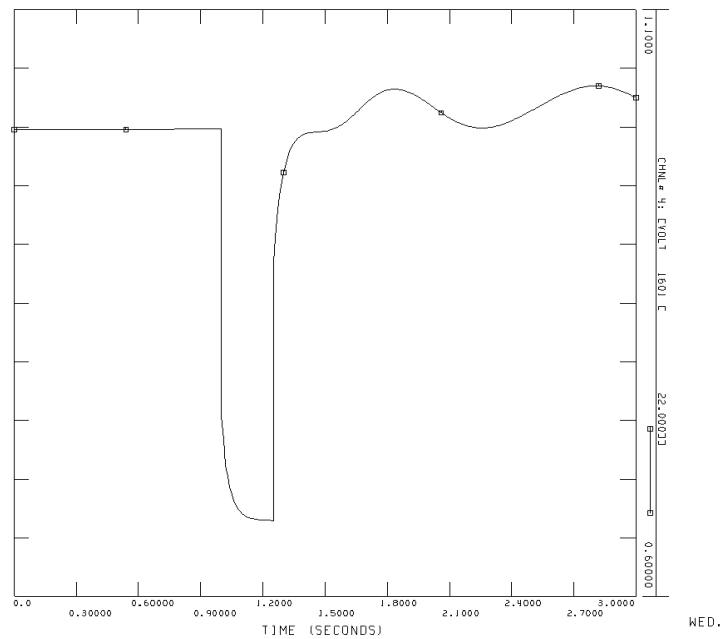
Vid simulering av fel på 400 kV skenan i Alvesta blev spänningsdippen större i Högseröd, ned till 29 %. Spänningsdippen kan ses i Figur 6.10. I jämförelse med de statiska simuleringarna, när vindkraftverken är avstängda, blev dippen ned till 48 % spänning.



Figur 6.10 100 ms fel på 400 kV skenan i Alvesta. Skalan på y-axeln är p.u. och basen är 22 kV.

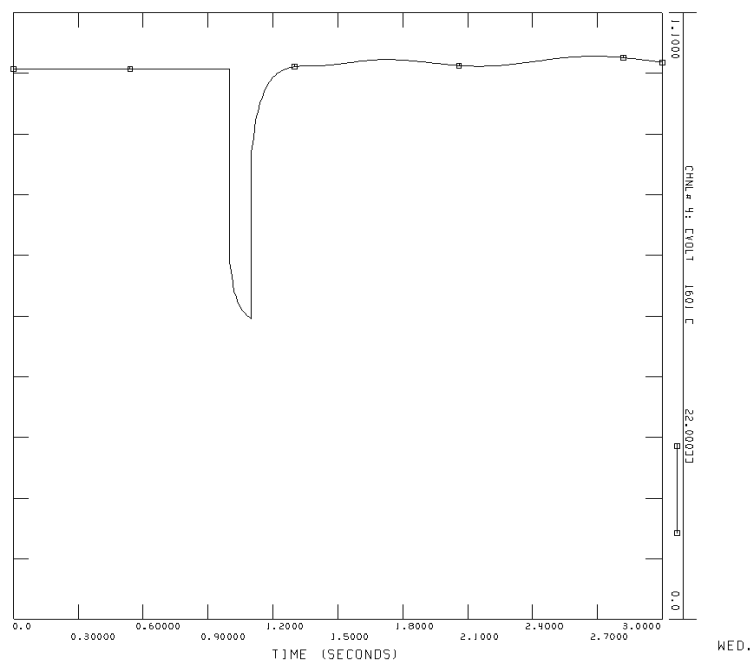
6.2.3 Nybro

Simulering av fel på Nybros 130 kV skena ger en dipp ned till 70 % spänning. Figur 6.11 visar kurvan. I den statiska simuleringen, utan vindkraftverken inkopplade, blir spänningsdippen ned till 81 %.



Figur 6.11 250 ms fel på 130 kV skenan i Nybro. Skalan på y-axeln är p.u. och basen är 22 kV.

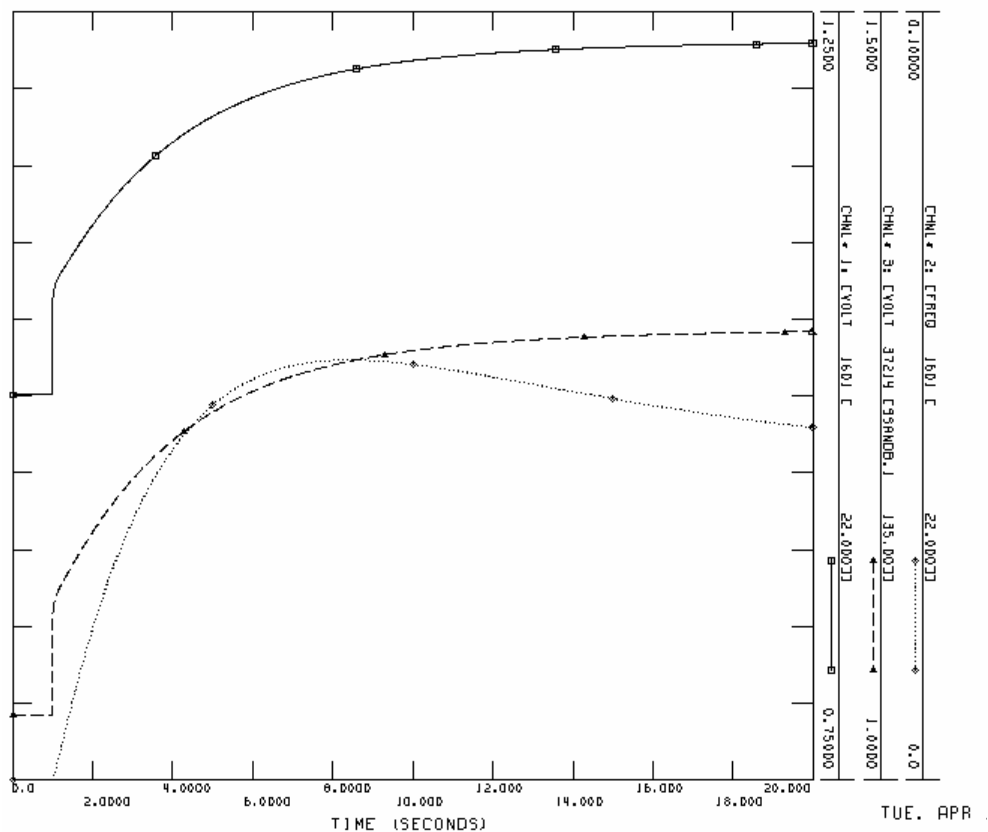
Simulering av fel på Nybros 400 kV skena ger en dipp ned till 52 % spänning. Figur 6.12 visar kurvan. I den statiska simuleringen, utan vindkraftverken inkopplade, blir spänningsdippen ned 61 %.



Figur 6.12 100 ms fel på 400 kV skenan i Nybro. Skalan på y-axeln är p.u. och basen är 22 kV.

6.2.4 Önätsdrift

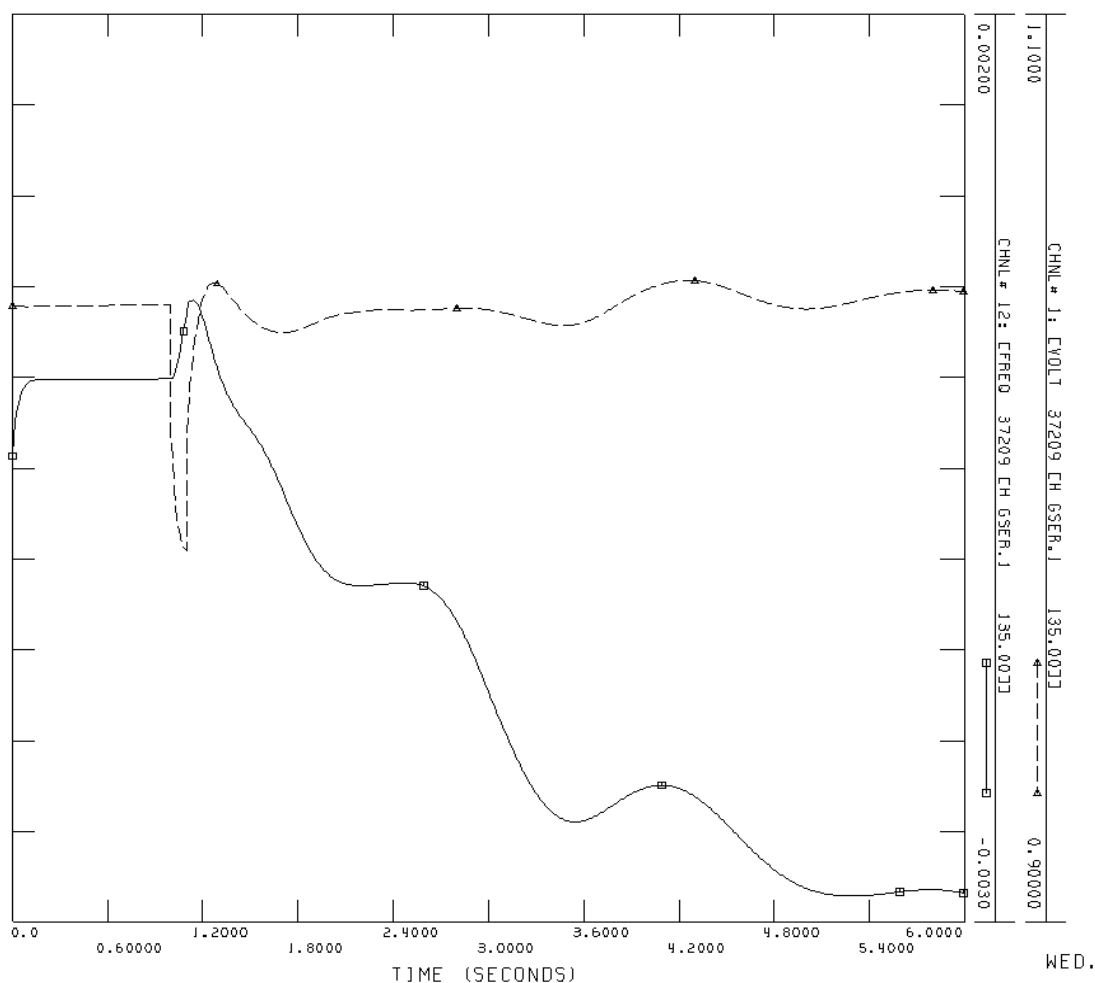
På 130 kVledningen där Södra Sandby och Högseröd anslutits finns det endast brytare i Sege och Hörby. Det vill säga om dessa skulle slå ifrån finns det en möjlighet att ett önät med Södra Sandby som last skulle kunna uppstå. Dagens maxlast i Södra Sandby är på ca 40 MW och den reaktiva effekten är på ca 2 Mvar. Lasten är dock alldeles för stor för vindkraftgruppen på 14 MW. Efter ett antal simuleringar hamnar frekvensen och spänningen inom rimliga gränser när lasten är på 10 MW och 8 Mvar. Spänningen i Högseröd och Södra Sandby går upp till ca 163 kV. Frekvensen stabiliserar sig runt 52 Hz. Resultatet går att se i Figur 6.13. Eftersom generatoren GENSAL används i denna simulering är det inte något realistiskt scenario. Dock borde någon slags ödrift kunna uppnås, men eftersom vi inte anser att det inte är inom arbetets område, lämnas studien här.



Figur 6.13 Lasten i Södra Sandby är 10 MW och 8 Mvar. Spänning i Högseröd (——) Spänningen i Södra Sandby (-----) och Frekvensen i Högseröd (.....). Skalan på y-axeln är p.u. och basen för spänningen i Högseröd är 22 kV och i Södra Sandby 135 kV. Frekvensen visar avvikelser i p.u.

6.2.5 Frekvensstörning vid fel i Forsmark.

I detta fall simulerades ett fel i Forsmark, på en av 400 kV skenorna, för att se hur frekvensen i Högseröd påverkas. Felet på skenan motsvarade att en produktion på 900 MW kopplades bort. Elsystemet inom Nordel skall ha en tålighet på att kunna hantera bortfall av den största genererande enheten, vilket motsvarar en reaktor, utan allvarliga konsekvenser. Detta kallas för det dimensionerande felet. Reaktorn på 900 MW valdes för att enkelt kunna jämföra med det givna exemplet. (OKG 1988, s 92)



Figur 6.14 Spänning (heldragen) och frekvens (streckad) i Högseröd vid fel i Forsmark1, 900MW. Skalan på y-axeln är p.u. och basen för spänningen i Högseröd är 135 kV. Frekvensen visar avvikelser i p.u.

Resultatet av simuleringen som kan ses i Figur 6.14 visar att frekvensen påverkas med ca 0,15 Hz, då ett fel drabbar Forsmark 1 (900 MW) som sedan, efter 0,1 s, kopplar bort från nätet.

7 Analys

7.1 Registreringar

Under stormen Gudrun registrerades en stor mängd händelser och då vi har fått tillgång till data från Ringsjö Energi, Vestas och Enercon går det att få en bra bild över hur de olika vindkraftverken beter sig under stormen. Registreringarna är dock svåra att koppla ihop med specifika fel på nätet, då händelserna är så pass många och klockan i Högseröd tappade GPS-signalen. Västrabys aktivitet under stormen tyder på att bara ett av de fyra verken var igång. Informationen från Vestas gällande två verk visar att endast ett av dessa var igång. I produktionssiffrorna från Ringsjö Energi går det att utläsa att effekten under natten var 2 MW, vilket motsvarar ett maxproducerande verk. Mätutrustningen visar även att ström motsvarande ett av verken genererades på morgonen den 9 januari.

Tillfället den 12-13 februari, då en mängd registreringar gjordes, är det lättare att spåra ursprunget till felen. Ur registreringarna går det utläsa hur Vestas och Enercon uppträder vid spänningsdippar. Under de dippar som registrerats bidrar Enercon med ett symmetrisk felströmsbidrag, strömökningen verkar vara proportionell mot spänningssänkningen upp till gränsen för vad kraftelektroniken kan leverera. Även Vestas ger ett felströmsbidrag när felet inträffar, dock är bidraget inte symmetriskt som för Enercon. De faser som berörs av felet ger större bidrag än de opåverkade faserna.

När spänningsdipparna blir större än 15%, ned till 85 % spänning, i Högseröd, förefaller inte Vestas att ligga kvar mot nätet längre, utan går ned på tomgång i ca 7 sekunder för att sedan åter börja leverera ström. Det skall tilläggas att de fel som varit på nätet är en- eller tvåfasfel, alltså osymmetriska, vilket i flera av fallen skulle kunna tänkas vara orsaken till att Vestas kopplar ur. Då det i Vestas blad för reläskyddsinställningarna står att skydden slår ifrån momentant när en osymmetri på 6 % förekommer.

Hittills har endast förlopp vid störningar studerats på grund av att utrustningen är inställd på att registrera just störningar. Därför finns det inte några mätningar, förutom då manuell trigging förekommit, där normala omständigheter råder. För framtida analyser av vindkraftverkens beteende kunde det vara intressant att mer ingående studera normalfallet,

med avseende på effektvariationer, vindpåverkan etc. För att underlätta analysarbetet hade löpande driftsinformation från Vestas, Enercon och eventuellt även SMHI varit till stor hjälp.

När det gäller de registreringarna är det mätningar med hög samplingstakt, DFR, som är intressantast då hela förloppet kan ses i registreringen. Dock genererar dessa DFR mätningar stora datamängder. Med dagens inställningar lagras en sekvens på 4,5 sekunder när trigging skett och den genererade datafilen blir i storleksordningen 500 kB. Detta är med dagens mått inga större filer, men om avläsning av mättapparaturen skall ske över GSM-modem med en överföringshastighet på 9,6 kbs, vilket görs idag, blir det snabbt ohanterliga mängder. En sekvens på 1 timme skulle med hög samplingstakt generera datamängder på i storleksordning några hundra megabyte. Att göra DFR-mätningar under långa tidsperioder skulle kanske kunna ge intressant information, men rutiner för att behandla och ta hand om de genererade datamängderna behöver i så fall utarbetas. Alternativ mätutrustning, bättre lämpad för kontinuerlig datainsamling, skulle kunna övervägas.

7.2 Simuleringar

I den dynamiska delen valdes det att simulera utan vindkraftsgeneratorerna. Modellen för generatorn som togs fram var inte användbar då den hade flera brister. De dynamiska simuleringarna utan verken gav en någorlunda realistisk bild. Men eftersom Svenska Kraftnäts statiska modell av Sveriges kraftsystem stämmer bättre överens med verkligheten än vad den dynamiska gör, så väger de stationära resultaten tyngst. Vid simulering av det verkliga fallet stämde simuleringen och verklighetens fall överens till stora delar. Dock hade värdena från driftcentralen endast en decimal noggrannhet, vilket kan leda till de observerade skillnaderna. Det som heller inte stämde riktigt överens var effektflödena, då dessa är beroende av lasten som i verkligheten varierar med årstid och tid på dygnet.

Vid dimensionering av modellen utgick vi från att vindkraftverken har kravet att ingen reaktiv effekt ska matas in i den anslutande punkten på 20 kV - sidan. I lastflödessimuleringarna visas vilken reaktiv effekt vindkraftverkens kablar bidrar med, Vestas måste då producera 0,122 Mvar per verk för att kunna kompensera den reaktiva effekt som transformatorerna konsumerar, för Enercon gäller att de behöver producera 0,093 Mvar per verk. Enercons datablad visar att de klarar det kravet teoretiskt. Vestas vet vi inget om än. En tanke som är värd att begrunda är om Vestas varken producerar eller konsumerar reaktiv effekt utan det är endast Enercon som bidrar med att kompensera kablarna, måste de bidra med 0,5 Mvar/st.

I 40 MW fallet kan det ses att vid bortkoppling av ledningen från Högseröd mot Södra Sandby bibehålles spänningen i Hörby bättre än då 14 MW är installerat. Skillnaden i spänningsnivån med och utan gruppen vid fel blir i Hörby med 14 MW produktion 1 kV och i fallet 40 MW produktion 1,7 kV. I fallet med 40 MW vindkraft och fel mellan Högseröd och Södra Sandby är den genererade effekten större än lasten i Hörby. Med andra ord bidrar 40 MW fallet till ökad och stabilare spänning i området.

Vid simuleringar av felströmmar läggs bland annat trefasfel på olika skenor. Resultatet visar att fel som lagts i närheten av anläggningen påverkar 20 kV skenan i Högseröd kraftigt. Spänningsdippar ned till 10 – 15% märkspänning kan förekomma. Fel som sker utanför den absoluta närheten av produktionsanläggningen får inte några större genomslag i 130 kV nätet, medan den geografiska spridningen för fel i 400 kV nätet är betydligt större.

Vestas skulle förmodligen i flera av dessa fall koppla ifrån nätet. Vad gäller Enercon vet vi idag inte vilka dippar de störs av, mer än att vi från registreringarna vet att verken klarar dippar ned till 60 % spänning. Kortslutningsströmmarna visar att 20 kV skenan är den punkt som måste tåla högst fasströmmar, uppåt 5,5 kA, vid trefasfel. Det stämmer även överens med beräkningar som har gjorts vid uppställningen av Högseröd.

7.3 Svenska Kraftnät

Remissen som behandlas av Svenska Kraftnät har under arbetets gång ändrats tre gånger, den senaste utkom i Mars 2005, och är den som arbetet grundas på. Det finns flera parter som har intresse för utformandet av remissen, dels är det nätägarna, som Sydkraft och Vattenfall, och dels är det elproducenterna, däribland vindkraftsägarna och även tillverkarna av aggregaten. I sitt nuvarande skede är formuleringarna i dokumentet oklara och i vissa stycken motsägelsefulla. Texten måste läsas mycket noggrant för att tolka den exakta innebörden rätt. I texten för krav på små- och medelstora anläggningar, skiljer sig formuleringen åt jämfört med kraven för stora anläggningar. För de små- och medelstora anläggningarna saknas tillägget ”en eller flera faser” i definitionen av vilka spänningsvariationer som skall klaras av. Detta gör att det blir stor skillnad för vilka fel vindkraftverken ska klara av. Med rådande formulering täcker alltså inte kraven för små- och medelstora anläggningar in majoriteten (Lindahl 1991 s 54, 60) av de fel som förekommer i nätet, nämligen de osymmetriska, utan gäller bara trefasfel.

De felbortkopplingstider som definieras av Svenska Kraftnät för momentant bortkopplade fel i regionnätet är dock inte helt korrekta. Den felbortkopplingstid som nämns, 0,1 sekunder,

gäller bara för fel som inträffar på de mittersta 60% av ledningen. För fel som uppstår i någon ända, de yttersta 20 % av en ledning, sker en fördröjd felbortkoppling hos brytaren i andra änden av ledningen för att selektivitet skall uppnås. Detta gör att felbortkopplingstiden för ett sådant fel uppgår till ca 0,5 sekunder.

När det gäller de olika anslutningskraven i Danmark, Tyskland och Sverige, visar sig skillnaderna inte vara så stora. Därför är det troligt att Europa kommer enas om gemensamma anslutningskrav någon gång i framtiden.

8 Slutsatser

8.1 Slutsatser

Det moment som givit mest information och som varit till stor användning i arbetet är registreringsutrustningen som sitter i Högseröd, därifrån har det gått att få en bra bild av hur de olika typerna av vindkraftverk agerar.

De dynamiska simuleringarna gav tyvärr inte det resultat vi önskat, mest på grund av att det inte fanns någon fungerande generatormodell, men även på grund av att nätmodellen inte stämde riktigt. Däremot gav de statiska simuleringarna en bra bild av hur Högseröd påverkades av trefasfel i nätet. Området för vad Vestas klarar av gick att ringa in.

Av registreringarna går det att dra flera slutsatser. Det som kan konstateras från stormen Gudrun är att det var en mycket onormal driftsituation. När de olika verken jämförs för att utreda hur de klarar stormen, visar det att antagligen ligger tre av fyra Vestasverk nere under natten och morgonen. Enercon får problem med ett verk, två av tre verk är alltså igång under stormen, detta gör att Enercon har något högre snittproduktion än Vestas under stormdygnet.

Under snöstormen den 12-13 Februari är det lättare att spåra felen och dess härkomst.

Enercon ger en jämn strömökning för de dippar som registrerats och beter sig inte annorlunda beroende på felets karaktär. Registreringarna visar att Vestas klarar spänningdippar med en storlek på ned till ca 85 % spänning. Strömökningen för Vestas är dock inte lika jämn som för Enercon, detta beror på att Vestas har asynkrongenerator och är direktkopplad till nätet. Vilket gör att de påverkas direkt av felet i nätet även om det finns kraftelektronisk reglering.

När dipparna är allt för osymmetriska och stora, till under 85 % spänning, kopplar Vestas reläskydd bort verken från nätet för att skydda verken.

När det gäller kopplingen till Svenska Kraftnäts krav, kan vi konstatera att det hittills bara registrerats fel som inte drabbat alla faser samtidigt, och att det därmed inte registrerats ett enda fel som stämmer överens med specifikationen för de fel som skall klaras av för små- och medelstora anläggningar. I dagsläget går det alltså inte säga huruvida Vestas eller Enercon uppfyller Svenska Kraftnäts planerade anslutningskrav för små- och medelstora anläggningar som de är formulerade i dag. När det gäller kraven på stora anläggningar går det dock att påstå att i Vestas fall skulle förmodligen inte dessa krav uppfyllas. Vad gäller Enercon har det hittills inte funnits något som tyder på att de inte skulle uppfylla kraven som ställs på stora anläggningar.

Slutsatsen är alltså att båda sorters verk klarar dagens krav från Svenska Kraftnät gällande små- och medelstora anläggningar. Dock visar det sig att Vestas är väldigt känsliga för störningar på nätet, och om kraven blir strängare, kommer Vestas av det aktuella utförandet få problem att klara kraven. Enercon verkar däremot vara mer tillförlitliga.

8.2 Fortsatta studier

Fortsatta studier på detta examensarbetet kan bland annat vara att studera hur önätsdrift skulle kunna uppstå mellan Högseröd och Södra Sandby. Framför allt om gruppen planeras att utöka till 40 MW är det högst aktuellt.

Vad som även är av intresse för framtiden är att kunna få mer information om hur vindkraftverken beter sig under normala omständigheter. Att försöka hitta en utrusning som är anpassad till att mäta olika parametrar, så som reaktiv effekt med mera.

9 Källförteckning

9.1 Litteratur

Analyse af vindproduktionen under orkanen 8. januar, Eltra, Danmark,
<http://www.Eltra.dk/show.asp?id=15764#> adress kontrollerad 2005-06-01

(AMP) *Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet*, Svensk Energi, 2000

Bouillon, Hanns m fl, *TransmissionCode 2003 -Network and System Rules of the German Transmission System Operators*, Verband der Netzbetreiber (VDN), Berlin 2003,
<http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/englisch/service/TransmissionCode2003engl.pdf>
adress kontrollerad 2005-05-24

Datablad för Enercon E70,
<http://www.enercon.de/www/en/datenblaetter.nsf/d9598b84d04a590ec1256ee80049a077/81bb7492d4cc0a22c1256f0e003437f8?OpenDocument#>, adress kontrollerad 2005-05-24

Datablad för Vestas V80, <http://www.vestasvind.se/ht-php/download/dynamic-55-0-5863.pdf/V80.pdf>, adress kontrollerad 2005-05-24

Elkraft System (2005), *Systemdriftsavtal för Nordel*, [http://www.elkraft-system.dk/Elkraft/DK/Publikationer.nsf/0/8C6AE33A514564DDC1256CD7003AA636/\\$File/Systemdriftsaftale+2004.pdf?OpenElement](http://www.elkraft-system.dk/Elkraft/DK/Publikationer.nsf/0/8C6AE33A514564DDC1256CD7003AA636/$File/Systemdriftsaftale+2004.pdf?OpenElement), adress kontrollerad 2005-05-24

E.ON (2003), *E-on netz grid code*, E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany, <http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/enenarhsengl.pdf>, adress kontrollerad 2005-05-24

Fischer, F - Hartge, S – Wachtel, S, *Experiences in Dynamic Behaviour Of WEC and Consequences For Further Developments, 2005 Fifth International Workshop on Large – Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Glasgow, Scotland 7 – 8 April 2005

Hathaway IDM Data acquisition system, user manual

Helmer, Marcus (2004), *Aspects on wind turbine protections and induction machine fault current prediction*, Chalmers university of Technology, Göteborg

Høgdahl, Martin - Nielsen, John Godsk, Modelling of the Vestas V80 VCS Wind Turbine With Low Voltage Ride-through, Vestas Wind Systems A/S, *2005 Fifth International Workshop on Large – Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Glasgow, Scotland 7 – 8 April 2005

Johansson, Jonas, *Spänningsreglering i nät med distribuerad generering*, Elforsk rapport 04:56, November 2004

Kabeldata, <http://www.onninen.se/laddahem/dokument/KabelF1.pdf>

Larsson, Åke (2000), *The power quality of wind turbines*, Chalmers university of Technology, Göteborg

Larsson, Åke (2002), *Kartläggning avkrav för anslutning av stora vindparker tillnätet*, Elforsk, Stockholm, http://www.elforsk.se/varme/underlag/Info_1_02c.pdf

Lindahl, Sture (1991), *Felbortkoppling i transmissionsnät*, Sydkraft

OKG AB m fl (1988), *Pålitlig övergång till husturbindrift*

Petru, Tomas (2003), *Modelling of Wind Turbines for Power System Studies*, Chalmers university of Technology, Göteborg

Protection Systems Using Telecommunication, CIGRE WG 34/35-05, October 1987

Nordisk regelsamling 2004, Nordel

<http://195.18.187.215/1/ELJNJKDCBEGPOMFALIPKKEAPDBK9DB67K9DW3G71KM/docs/DLS/2004-00394-01-S.pdf>

eller via <http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=129>, adress kontrollerad 2005-05-24

NW Wind Power, *WIND POWER IN THE UCTE INTERCONNECTED SYSTEM*,
http://www.ucte.org/pdf/Publications/2004/Wind_Power_20041125.pdf adress kontrollerad
2005-05-24

Svenska Kraftnät 2005a, *Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar*
http://www.svk.se/upload/4031/FS_prod_remiss11mars05.pdf adress kontrollerad 2005-05-24

Svenska Kraftnät 2005b, *Konsekvensanalys av Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar*
http://www.svk.se/upload/4031/FS_prod_konsekvensanalys_remiss11mars05.pdf, adress
kontrollerad 2005-05-24

Teknisk forskrift for vindmøllers egenskaper og regulering, Elkraft System och Eltra (2004),
[http://www.Eltra.dk/media\(16246,1030\)/Teknisk_Forskrift_TF_3.3.5._ny.pdf](http://www.Eltra.dk/media(16246,1030)/Teknisk_Forskrift_TF_3.3.5._ny.pdf), adress
kontrollerad 2005-05-24

9.2 Muntliga källor

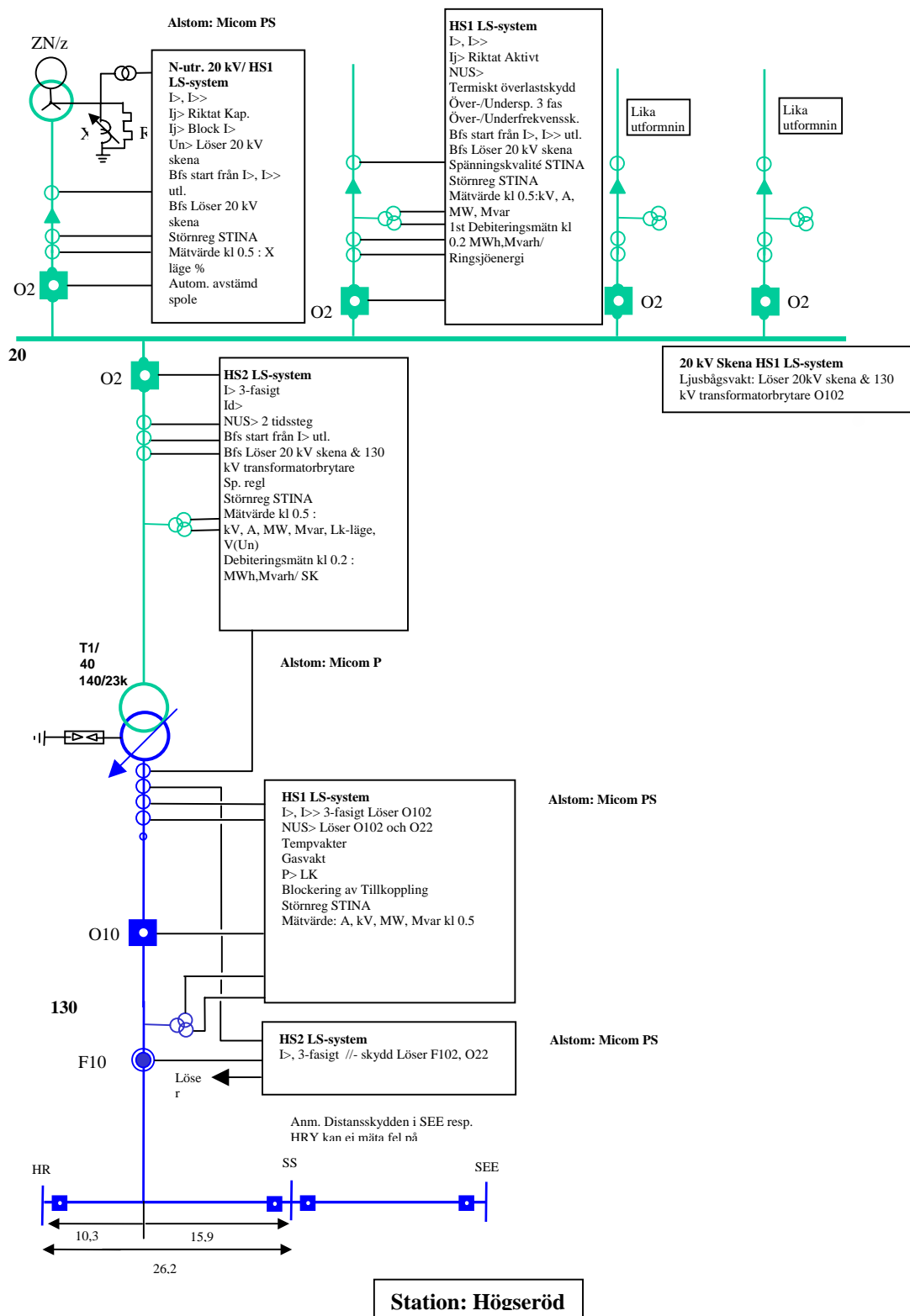
Sture Lindahl

Åke Juntti

Martin Randrup

Olof Samuelsson

Bilaga 1



OBS! Denna bild visar ej samtliga kretsar och är enbart avsedd som principskiss för fortsatt konstruktion

Högseröd v3/Åji
2004-04-01

Bilaga 2

Area	R (ohm/km)	C (uF/km)	L (mH/km)	X (ohm/km)
3*95	0,32	0,22	0,36	0,113097
3*240	0,125	0,3	0,3	0,094248

Kabel	längd	area	R (ohm)	C (uF/km)	L (mH)	X (ohm)
HGRD-En2	3275	95	1,048	0,7205	1,179	0,370394
En2-En1	330	95	0,1056	0,0726	0,1188	0,037322
En2-En3	370	95	0,1184	0,0814	0,1332	0,041846
HGRD-V1	235	240	0,029375	0,0705	0,0705	0,022148
V1-V3	410	95	0,1312	0,0902	0,1476	0,04637
V3-V2	365	95	0,1168	0,0803	0,1314	0,041281
V2-V4	415	95	0,1328	0,0913	0,1494	0,046935

Bilaga 3

Relätider, Vestas V80-2MW 19107

2003-06-01, Release 1.04

Param	Text	Värde	Tid	UF, nom 400V
1.4	Extrem hög volt limit	13.5%	0,2s	454V
1.5	Extrem hög volt hyst.	13.5%	0,2s	454V
1.6	Extrem hög volt timeout	0,2s		
1.7	Extrem låg volt limit	15.0%	0,4s	340V
1.8	Extrem låg volt hyst.	13.0%	0,4s	348V
1.9	Extrem låg volt timeout	0,4s		
1.10	Hög volt limit	10.0%	60s	440V
1.11	Hög volt hyst.	6.0%	80s	424V
1.12	Hög volt timeout	60s		
1.13	Låg volt limit	10.0%	60s	360V
1.14	Låg volt hyst.	10.0%	60s	360V
1.15	Låg volt timeout	60s		
1.16	Trip Q8 limit Effekt brytare	20.0%	0,08s	480V
1.17	Trip Q8 hyst. Effekt brytare	20.0%	0,08s	480V
1.18	Trip Q8 timeout	0,08s		
1.19	Asymm volt gen1 limit	6.0%	0s	24V
1.20	Asymm volt gen2 limit	6.0%	0s	24V
1.21	Asymm volt gen1 hyst.	5.0%	0s	20V
1.22	Asymm volt gen2 hyst	5.0%	0s	20V
1.23	Asymm volt timeout	0s		
1.27	Extra extrem låg volt limit	25.0%	0,08s	300V
1.28	Extra extrem låg volt hyst.	20.0%	0,08s	320V
1.29	Extra extrem låg volt timeout	0,08s		
	Gen 1			IF, nom 1760A
	Gen 2			835A
	Gen 0			200A
1.49	Extrem hög ström limit gen 1	37.5%	1s	2420A
	gen 2			1148A
	gen 0			275A
1.50	Extrem hög ström hyst gen 1	37.5%	1s	2420A
	gen 2			1148A
	gen 0			275A
1.51	Extrem hög ström timeout	1s		
1.52	Hög ström limit, 1fas gen 1	13.0%	20s	1989A
1.52	gen 2		20s	944A
1.52	gen 0		20s	226A
1.53	Hög ström hyst, 1fas gen 1	13.0%	20s	1989A
1.53	gen 2		20s	944A
1.53	gen 0		20s	226A
1.54	Hög ström timeout, 1fas	20s		
1.96	Hög frekvens limit	2.0%	0,2s	51 Hz
1.96	Hög frekvens hyst.	2.0%	0,2s	51 Hz
1.99	Hög frekvens timeout	0,2s		
1.97	Låg frekvens limit	6.0%	0,2s	47 Hz
1.98	Låg frekvens hyst	6.0%	0,2s	47 Hz
1.100	Låg frekvens timeout	0,2s		
1.101	Extrem låg frekvens limit	8.0%	2s	46 Hz
1.104	Extrem låg frekvens timeout	2s		
1.102	Extrem hög frekvens limit	4.0%	2s	52 Hz
1.103	Extrem hög frekvens timeout	2s		

VESTAS
Stefan Salomonsson



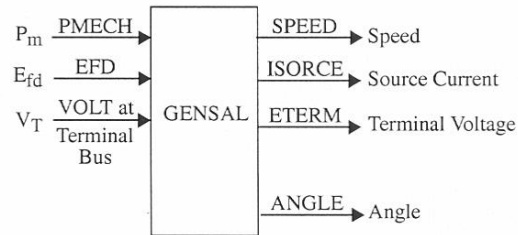
Bilaga 4

Transformator (MVA)	2,5	25	40
R (p.u.)	2,82	0,11874	0,10438
X (p.u.)	33	4,16036	2,83708
Rate A (MVA)	2	31,3	50
Rate B (MVA)	2,8	35	56
Rate C (MVA)	2,5	25	40
Wind 1 ratio (p.u.)	1	0,9634	0,9589
X-zero (p.u.)	0,0001	3,36886	3,46886

GENSAL

Salient Pole Generator Model (Quadratic Saturation on d-Axis)

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K.
The machine MVA is _____ for each of units =
_____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on
the above MBASE.

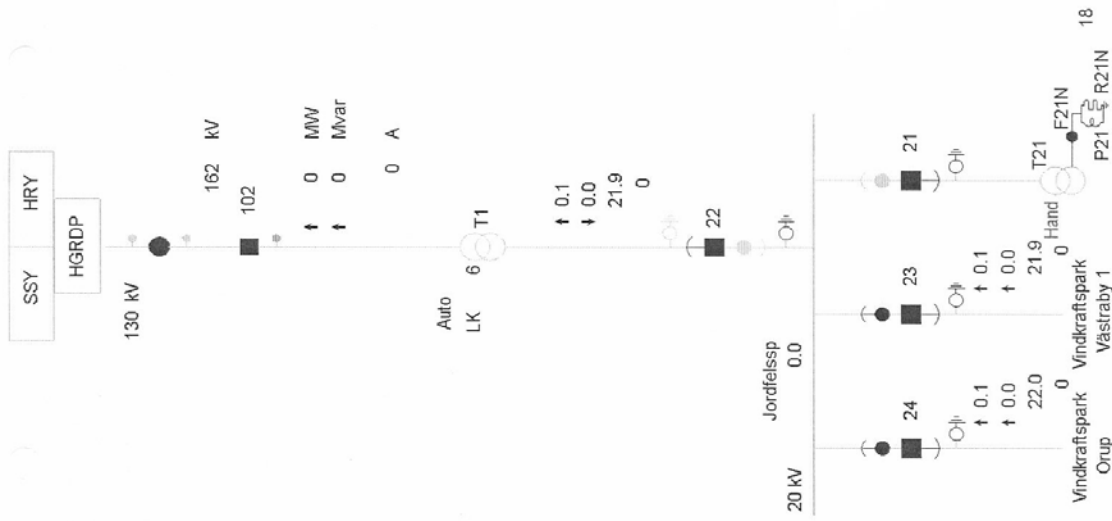


CONs	#	Value	Description
J		5,00	T'_{do} (>0) (sec)
J+1		0,06	T''_{do} (>0) (sec)
J+2		0,125	T'''_{qo} (>0) (sec)
J+3		4,40	Inertia, H
J+4		0	Speed damping, D
J+5		0,75	X_d
J+6		0,5	X_q
J+7		0,31	X'_d
J+8		0,18	$X''_d = X''_q$
J+9		0,13	X_l
J+10		0,1	S(1.0)
J+11		0,27	S(1.2)

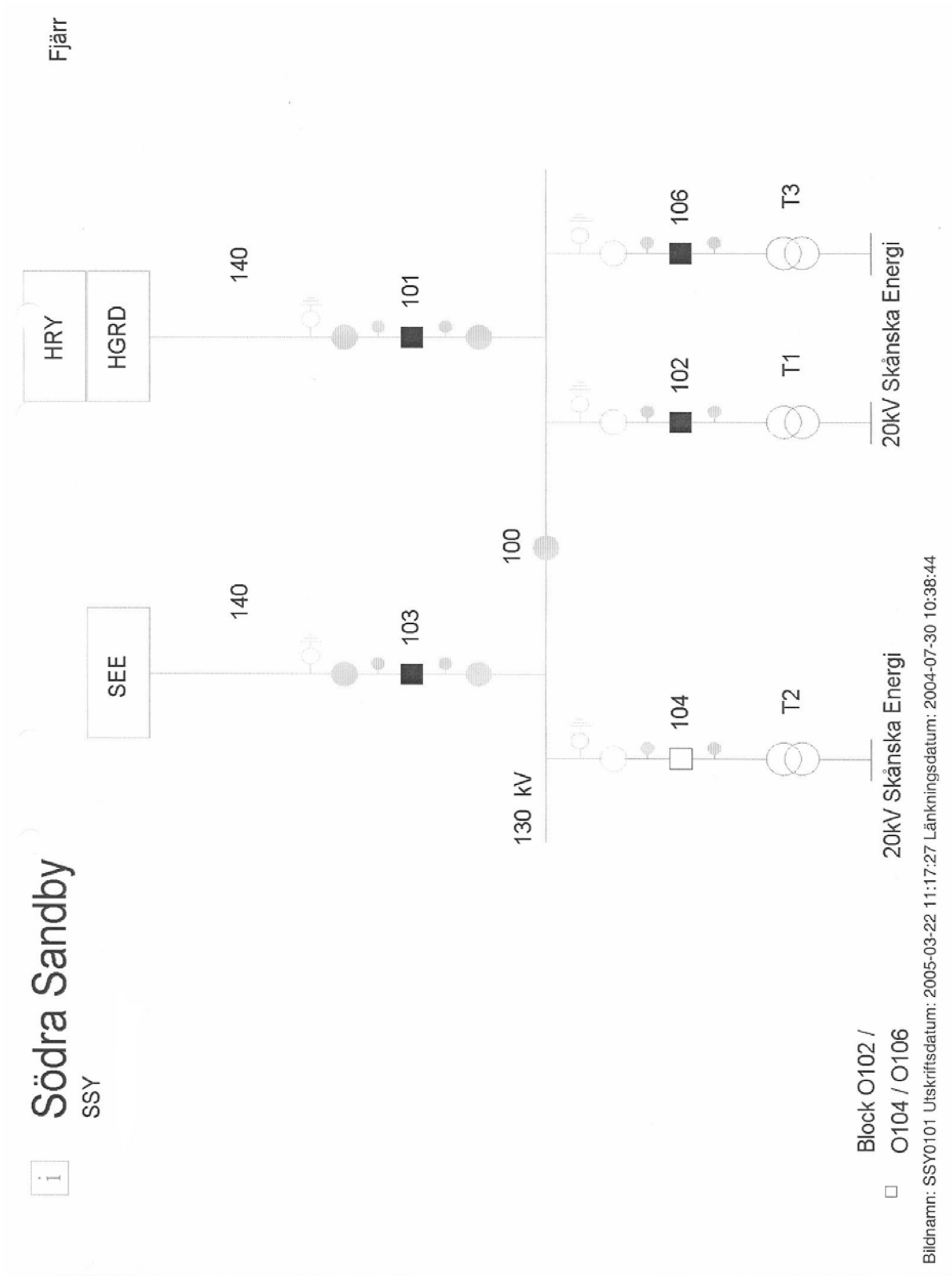
STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		Ψ''_q
K+2		ψ_{kd}
K+3		Δ speed (pu)
K+4		Angle (radians)

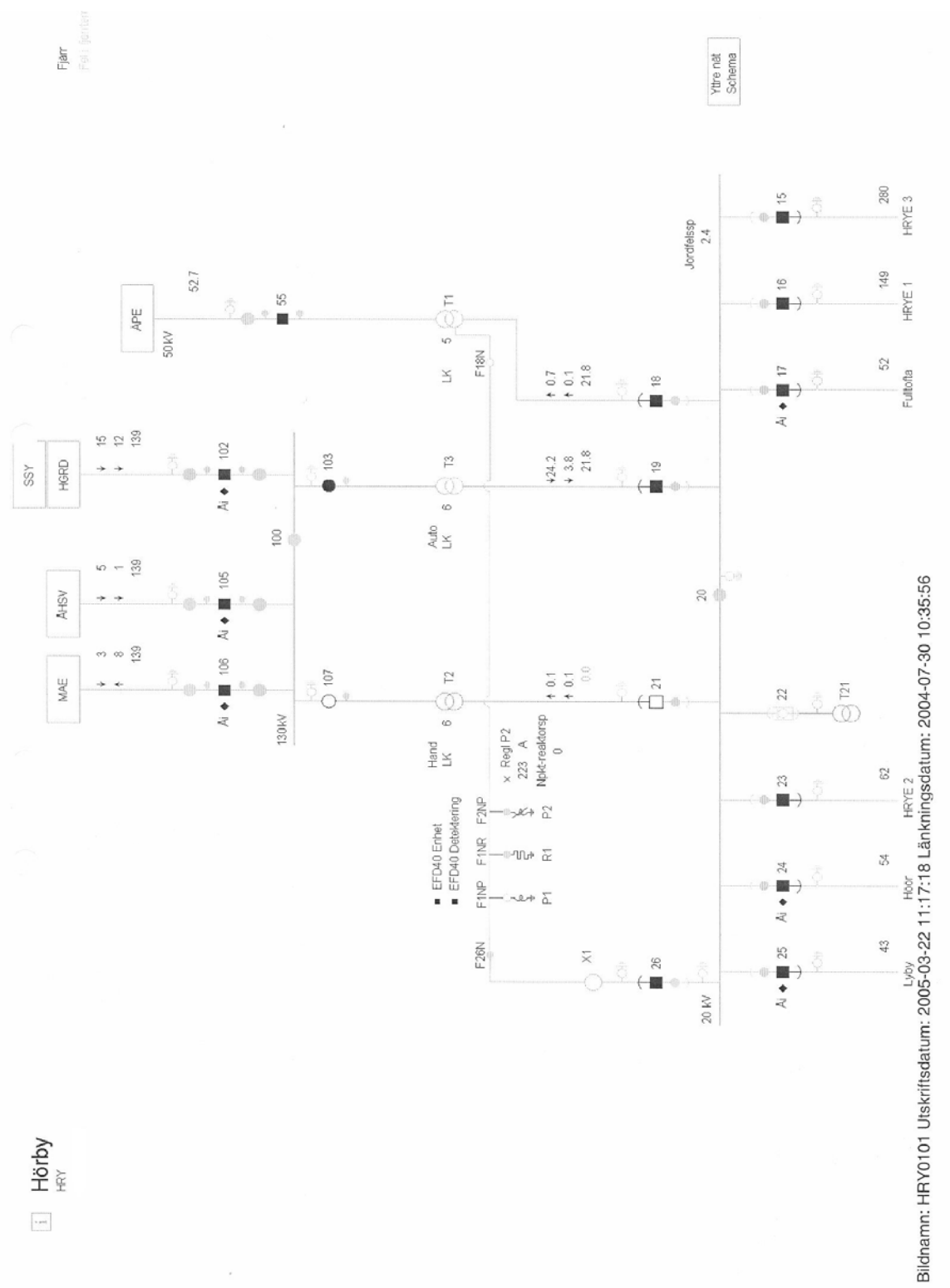
Note: X_d , X_q , X'_d , X''_d , X''_q , X_l , H, and D are in pu,
machine MVA base.
 X''_q must be equal to X''_d .

IBUS, 'GENSAL', I, T'_{do} , T''_{do} , T'''_{qo} , H, D, X_d , X_q , X'_d , X''_d , X_l , S(1.0), S(1.2)/



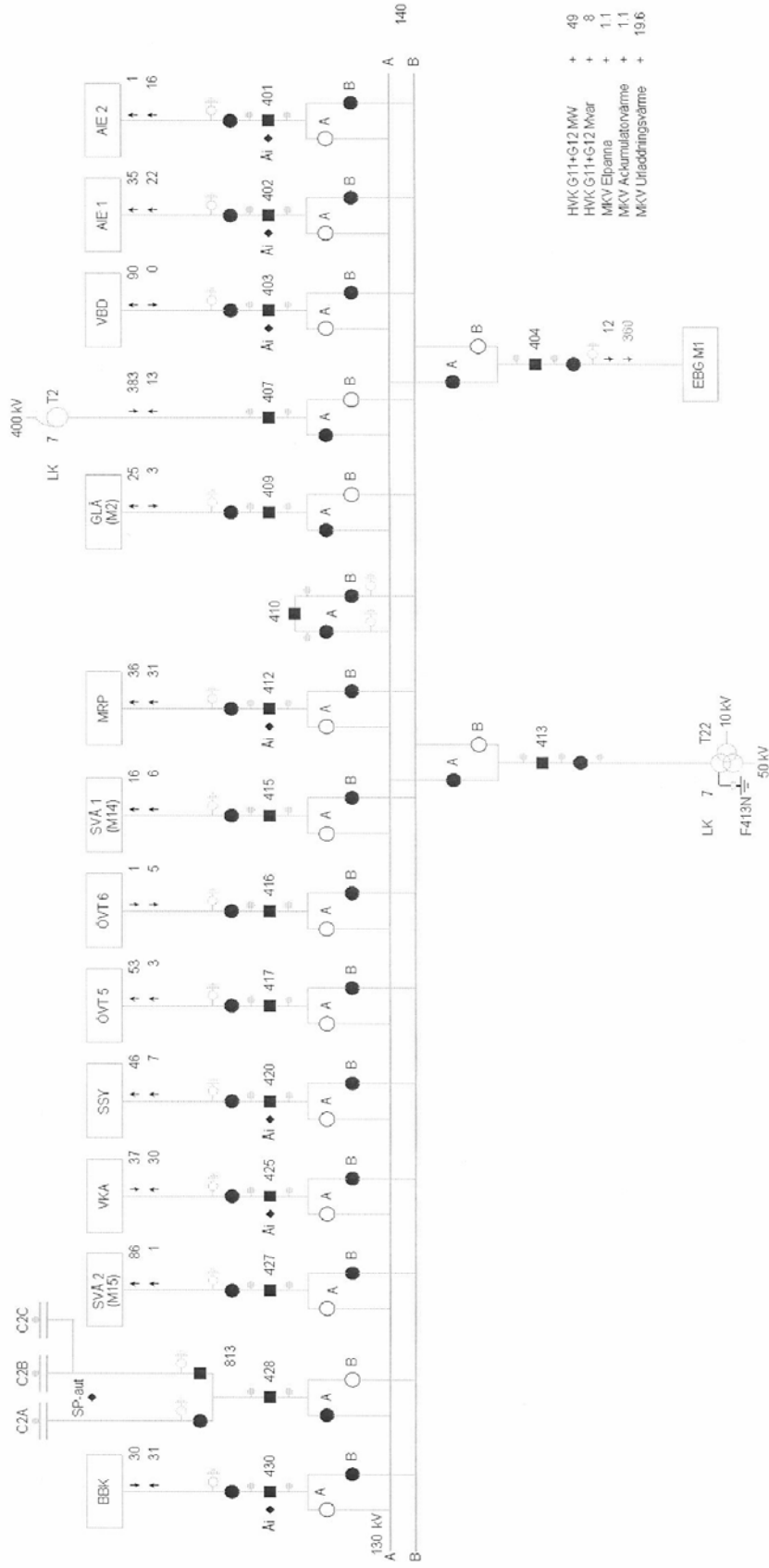
Bildnamn: HGRD0101 Utskriftsdatum: 2005-03-22 11:13:03 Länkningsdatum: 2004-09-29 12:28:33





Sege FT 13
SEE

- Asadit reläskydd
- Asadit fjärrstyrt
- Fasningstejlad
- ☐ Fasning skift
- ☐ Återstart lemmottagare

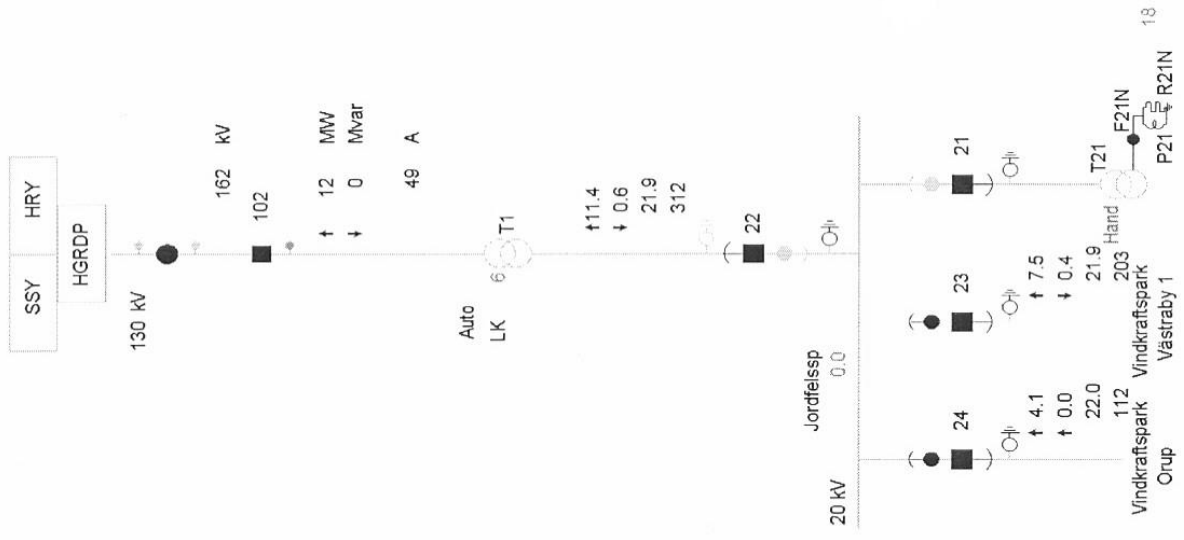


Bildnamn: SEE130 Utskriftsdatum: 2005-03-22 11:17:51 Länkningsdatum: 2004-05-14 14:03:02

Högeröd

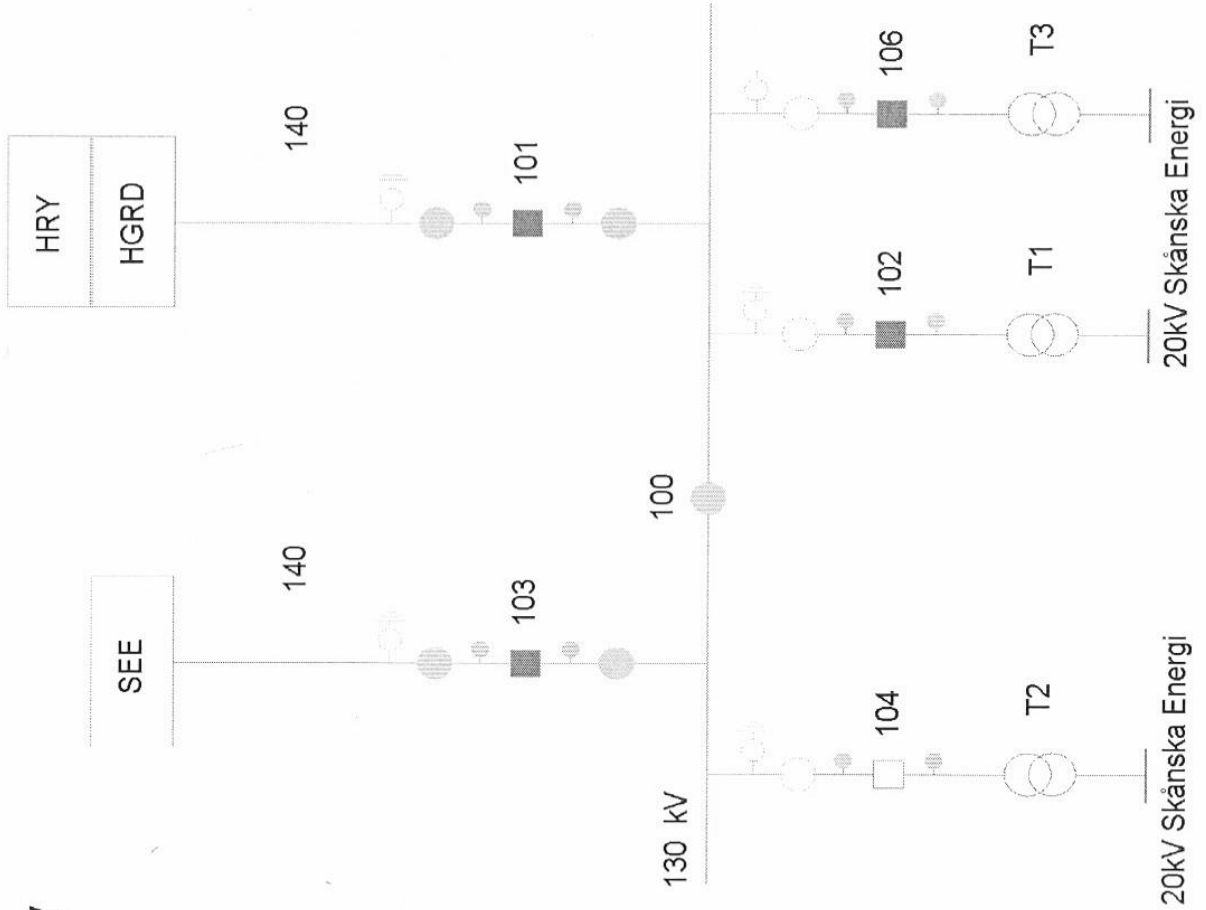
HGRD

Avställd manöver
Avst. ljusböjsvakt



Södra Sandby
SSY

Fjärr



- Block O102 /
- O104 / O106

Bilaga 14

3 - fasfel

Nr	Tillstånd	Felfall	Sp. Gen (Vestas) (kV)	Sp. 20kV skena (3 faser) (kV)	ström gen. (1 fas)	ström 20 kv skena
1	Vindstill	Nedsida aggr.tr.	0,00	19,26	0,00	689,00
2	Full effekt NK	Nedsida aggr.tr.	0,00	19,38	1673,00	658,00
3	Vindstill	Uppsida aggr.tr.	0,00	2,11	0,00	5287,00
4	Full effekt NK	Uppsida aggr.tr.	0,03	3,93	1570,00	5278,00
5	Vindstill	20 kV skena HGRD	0,00	0,00	0,00	5529,00
6	Full effekt NK	20 kV skena HGRD	0,05	0,00	1569,00	5529,00
7	Vindstill	130 kV skena HGRD	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Full effekt NK	130 kV skena HGRD	0,07	1,14	1487,00	326,00
9	Vindstill	130 kV skena SEE	0,09	2,81	0,00	0,00
10	Full effekt NK	130 kV skena SEE	0,16	3,90	1291,00	283,00
11	Vindstill	130 kV skena HRY	0,16	5,09	0,00	0,00
12	Full effekt NK	130 kV skena HRY	0,23	5,99	1141,00	250,00
13	Vindstill	130 kV skena SSY	0,09	2,74	0,00	0,00
14	Full effekt NK	130 kV skena SSY	0,16	3,79	1297,00	285,00
15	Vindstill	130 kV skena SHM	0,45	14,17	0,00	0,00
16	Full effekt NK	130 kV skena SHM	0,48	14,62	531,00	116,00
17	Full effekt NK	130 kV skena BBK	0,35	10,55	817,00	179,00
18	Full effekt NK	130 kV skena ÅHS	0,38	11,73	734,00	161,00
19	Full effekt NK	130 kV skena TLA	0,43	13,18	632,00	139,00
20	Full effekt NK	130 kV skena HEÖ	0,45	13,84	583,00	128,00
21	Full effekt NK	130 kV skena SÅN	0,47	14,36	545,00	120,00
22	Full effekt NK	130 kV skena TBG	0,48	15,29	483,00	106,00
23	Full effekt NK	130 kV skena LKA	0,54	17,06	354,00	78,00
24	Vindstill	130 kV skena LKA	0,52	16,75	0,00	0,00
25	Full effekt NK	130 kV skena AVA	0,55	17,61	314,00	69,00
26	Vindstill	130 kV skena AVA	0,54	17,34	0,00	0,00
27	Full effekt NK	130 kV skena NBO	0,57	18,12	277,00	61,00
28	Vindstill	130 kV skena NBO	0,55	17,87	0,00	0,00
29	Full effekt NK	130 kV skena KRD	0,64	20,11	136,00	30,00
30	Full effekt NK	130 kV skena Oskarsh.	0,64	20,44	112,00	25,00
31	Full effekt NK	130 kV skena Karlsh.	0,54	16,85	368,00	81,00
32	Full effekt NK	130 kV skena VMO	0,66	20,75	90,00	20,00
33	Full effekt NK	130 kV skena HHM	0,66	20,98	74,00	16,00
34	Full effekt NK	400 kV skena BBK	0,21	5,85	1151,00	252,00
35	Full effekt NK	400 kV skena SEE	0,23	6,03	1138,00	250,00
36	Full effekt NK	400 kV skena SÅN	0,33	9,73	875,00	192,00
37	Full effekt NK	400 kV skena HEÖ	0,36	11,17	772,00	169,00
38	Full effekt NK	400 kV skena AVA	0,38	11,28	765,00	168,00
39	Vindstill	400 kV skena AVA	0,33	10,62	0,00	0,00
40	Full effekt NK	400 kV skena Karlshamn	0,45	13,86	580,00	127,00
41	Full effekt NK	400 kV skena HRD	0,48	15,19	486,00	107,00
42	Full effekt NK	400 kV skena Tenhult	0,48	15,28	480,00	105,00
43	Full effekt NK	400 kV skena NBO	0,52	16,13	419,00	92,00
44	Vindstill	400 kV skena NBO	0,50	15,76	0,00	0,00
45	Full effekt NK	400 kV skena Lindome	0,59	18,43	255,00	56,00
46	Full effekt NK	400 kV skena Hallsberg	0,61	19,17	202,00	44,00
47	Full effekt NK	400 kV skena Ringhals	0,61	19,28	194,00	43,00
48	Full effekt NK	400 kV skena Åkersb.	0,62	19,94	148,00	32,00

Bilaga 15

49 Full effekt NK	400 kV skena forsmark	0,66	21,08	66,00	15,00
-------------------	-----------------------	------	-------	-------	-------

1 - fasfel

Nr	Tillstånd	Felfall	Sp. Gen (Vestas) (kV)	Sp. 20kV skena (3 faser) (kV)	ström gen. (1 fas)	ström 20 kv skena
1	Vindstill	130 kV skena HGRD	0,48	15,29	0,00	0,00
2	Full effekt NK	130 kV skena HGRD	0,50	15,68	452,00	99,00
3	Vindstill	130 kV skena SEE	0,59	18,62	0,00	0,00
4	Full effekt NK	130 kV skena SEE	0,59	18,81	227,00	50,00
5	Vindstill	130 kV skena HRY	0,47	14,72	0,00	0,00
6	Full effekt NK	130 kV skena HRY	0,48	15,14	490,00	107,00
7	Vindstill	130 kV skena SSY	0,59	18,62	0,00	0,00
8	Full effekt NK	130 kV skena SSY	0,61	18,83	226,00	50,00
9	Vindstill	130 kV skena SHM	0,64	19,92	0,00	0,00
10	Full effekt NK	130 kV skena SHM	0,64	20,04	138,00	31,00
11	Vindstill	400 kV skena HEÖ	0,69	22,00	0,00	0,00
12	Full effekt NK	400 kV skena HEÖ	0,69	22,00	0,00	0,00
13	Vindstill	400 kV skena SÅN	0,69	22,00	0,00	0,00
14	Full effekt NK	400 kV skena SÅN	0,69	22,00	0,00	0,00
15	Vindstill	400 kV skena NBO	0,69	22,00	0,00	0,00
16	Full effekt NK	400 kV skena NBO	0,69	22,00	0,00	0,00