

# Drift, utveckling och dokumentation vid Chalmers provstation för vindenergiforskning

Magnus Ellsén och Ola Carlson



**CHALMERS**

 **Göteborg Energi**

Institutionen för energi och miljö  
Avdelningen för elteknik  
Chalmers tekniska högskola  
Göteborg, januari 2009



<b>Innehåll:</b>	<b>Sida</b>
<b>Abstract</b>	<b>4</b>
<b>1 Introduktion</b>	<b>4</b>
<b>2 Seriekompensering i full skala.</b>	<b>6</b>
2.1 Val av konfiguration och förväntade egenskaper	9
2.2 Utförande av ombyggnaden	11
<b>3 Mätningar på vindkraftverket och generatoren.</b>	<b>14</b>
3.1 Målet med mätningarna.	14
3.2 Översikt av mätsystemet och givarinstallationer.	14
3.3 Signallista	21
3.4 Uppmätt effektkaraktäristik vid seriekompensering.	26
3.5 Uppmätt spänningskaraktäristik vid seriekompensering.	27
3.6 Uppmätt och teoretisk reglerkaraktäristik.	28
3.7 Tidsgrafer	32
3.8 Sammanfattning	34
<b>4 Mätning på Windpower WP 1,5 kW, ett litet vindkraftverk för autonom eller nätdrift.</b>	<b>35</b>
<b>Referenser</b>	<b>36</b>
<b>Appendix.</b>	
A	”Analys av olika konfigurationer vid ombyggnad till seriekompensering.”, arbetsdokument, Magnus Ellsén, Chalmers tekniska högskola, 2008.
B	”Säkerhetsanalys av varvtalshöjning för Chalmers vindkraftverk”, arbetsdokument, Magnus Ellsén, Chalmers tekniska högskola, 2007.
C	”Installation och vind-effekt utvärdering av ett 1,5 kW vindkraftverk på Hönö, Göteborg”, Andersson Peter, Beckman Anna, Collin Olle, Eliasson Anders, Grunditz Emma, Saltin Camilla, Kandidatrapport, Chalmers tekniska högskola, 2007
D	”Description of Chalmers Wind Turbine at Hönö”, Magnus Ellsén, Chalmers University of Technology, 2009.

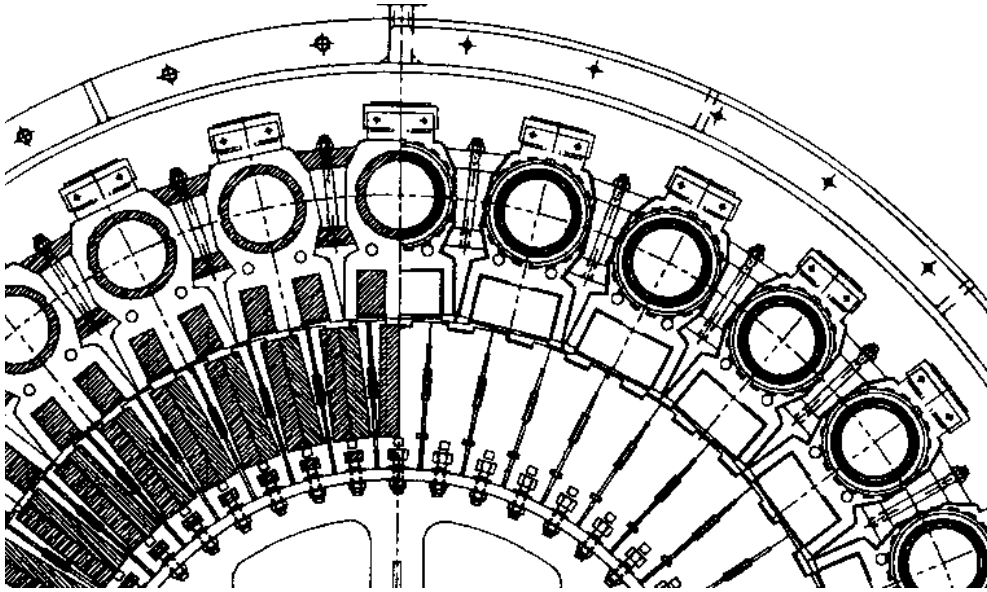
## Abstract

The objective of the project is to carry out research, maintain and run the Wind Turbine at the Hönö test station. Another objective of the project is to make documentation and measurements available on the web. The station is used in research projects as well as a demonstration and a lab facility. The turbine is equipped with a permanent magnet direct driven generator and an electrical system with a DC link suited for variable speed operation. Research is focused mainly on the generator and its electrical system. In this study the generator electrical system has been rebuilt for series compensation. An investigation of series compensation of the PM generator has been made in an earlier study. ("Drift av Hönö provstation – HÖNÖ", Chalmers, December 2006) That earlier study showed that the use of capacitors in series with the generator windings in comparison to parallel capacitors could increase the power output from the generator by 60%. Measurements made on the rebuilt electrical system confirm this. Several study visits and an Open House are arranged annually. The test station is financed by Göteborg Energi. The report is made within the project "Drift, utveckling och dokumentation vid Chalmers provstation för vindenergiforskning".

## 1 Introduktion

Chalmers provstation för vindkraft startades 1984 och drivs av Institutionen för energi och miljö, avd. för elteknik. Den ligger på Hönö i Göteborgs norra skärgård. Det ursprungliga provaggregatet, en trebladig bladvinkel-reglerad turbin med växellåda och en asynkrongenerator på 40 kW direkt kopplad till elnätet, har byggts om vid ett antal tillfällen för olika prov. Först modifierades aggregatet för variabelt varvtal med hjälp av ett elsystem med frekvensomriktare mellan generator och elnätet. Ett antal prov gjordes med reglerstrategier vid variabelt varvtal och med olika konfigurationer av elsystemet. 1991 gjordes en större ombyggnad där turbinen byttes ut till en tvåbladig överstegrings-reglerad turbin utrustad med gungledsnav. Vingprofilerna och navkonstruktionen var en förstudie till vad som, med modifikationer, senare kom att användas i Nordic Windpowers 450 kW försöksvindkraftverk i Lyse, och senare i NWP1000-kraftverken.

Nästa större ombyggnad planerades och genomfördes under åren 1996 till 1999. Växellådan och den gamla generatortogs bort och ersattes av en direktdriven lågvarvig generator, se Fig.1.1, med tillhörande nytt elsystem. Vid ombyggnaden gjordes även det mesta av elinstallationerna om. Vindkraftverket utrustades med en ny reglerdator och nytt reglerprogram. Mätssystemet moderniserades också.



**Fig. 1.1:** Mekanisk uppbyggnad av den direktdrivna Hönö-generatorn.

Provstationen fungerar också som en demonstrationsanläggning och har årligen ett flertal studiebesök. Öppet hus anordnas i samband med Vetenskapsfestivalen i Göteborg.

I detta projekt beskrivs ombyggnaden av generatorns elsystem från parallellkompensering till seriekompensering. Arbetet bygger på det tidigare projektet, ref. [1], ”Drift av Hönö provstation – HÖNÖ”.

Inom projektet har ett vindkraftverk med 1,5 kW märkeffekt provats på stationen. Arbetet har utförts av Chalmersteknologer i form av ett kandidatarbete.

Vidare har utanför projektets ram provstationen utnyttjats för prov av ett 5 kW nätinkopplat vindkraftverk.

Projektets syfte är också att göra dokumentation och mätdata från anläggningen tillgänglig via Chalmers webbsida.

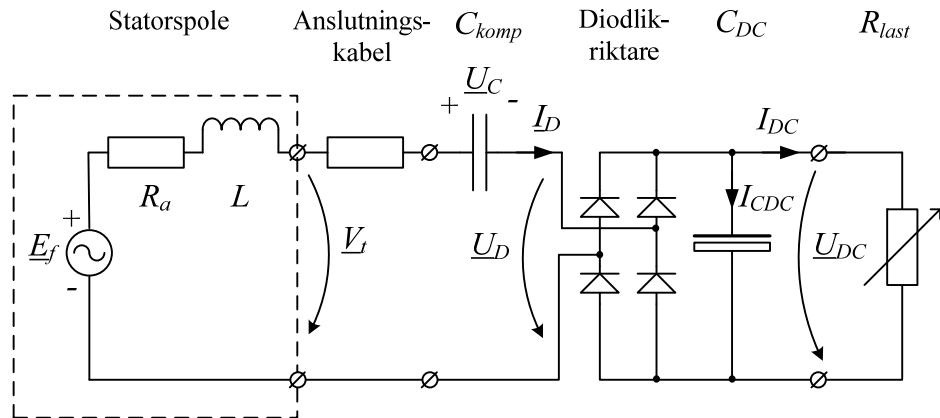
Största delen av arbetet med rapporten har utförts av Magnus Ellsén som också har tagit de flesta fotografierna.

Författarna tackar Stiftelsen för forskning och utveckling vid Göteborg energi för att genom finansiering ha möjliggjort projektet.

Rapporten är gjord inom projektet ” Drift, utveckling och dokumentation vid Chalmers provstation för vindenergiforskning”. (Göteborg energis Dnr: 10-2006-0883, Projektlittera: 06-08) Rapporten beskriver forskning och övrig verksamhet vid provstationen från projektstarten 2006-10-01 fram till 2008-12-31.

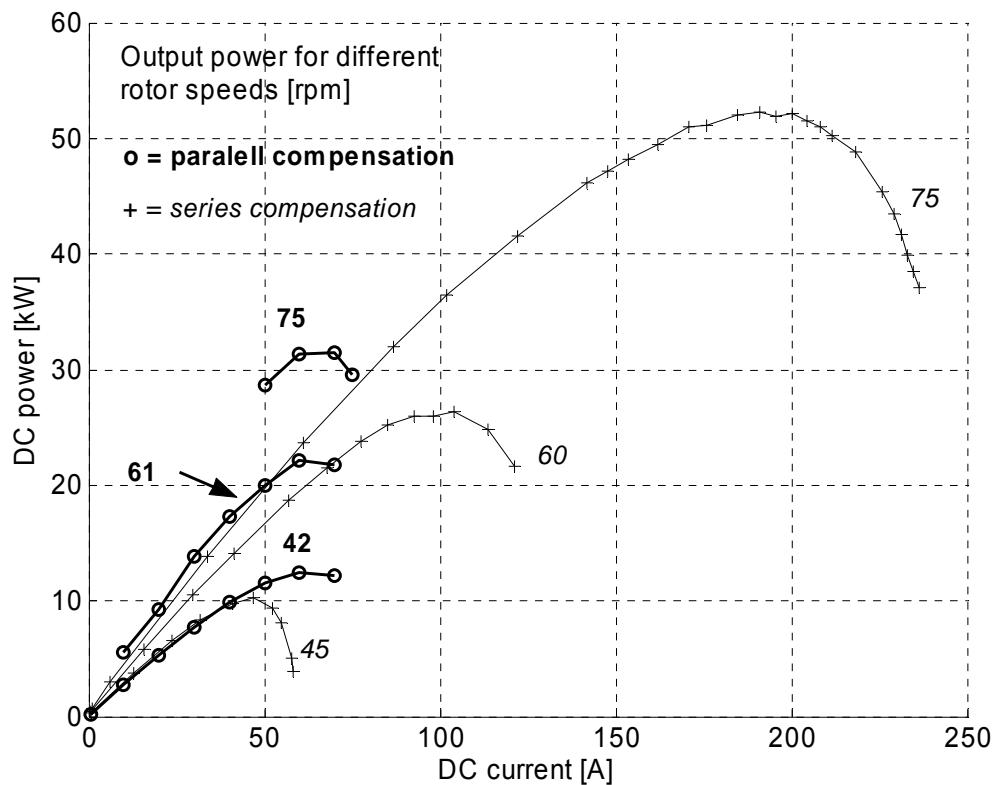
## 2 Seriekompensering i full skala

I det föregående projektet, ref. [1], beskrevs generatorns modulära uppbyggnad samt behovet av kompensering av det induktiva spänningsfallet, och olika metoder att åstadkomma detta. Arbetet inriktade sig främst på kompensering med kondensatorer kopplade i serie med generatorlindningarna. Teorin beskrevs och praktiska prov utfördes med en seriekondensator kopplad till en av generatorns 27 statorlindningar. Se Fig. 2.1.



**Fig. 2.1:** Uppkoppling för prov med en generatorspole och seriekompensering.

Med hjälp av mätningar på denna 1/27-del av generatorm beräknades de förväntade egenskaperna för hela generatorm med seriekompensering. Resultatet kan ses i Fig. 2.2 nedan. Fig. 2.3 visar elsystemets uppbyggnad före ombyggnaden.



**Fig. 2.2:** Jämförelse av maximal uteffekt med parallell- respektive seriekompensering vid olika varvtal. Uppmätta värden på hela generatorm för parallellkompensering och uppmätta värden för 1/27-del av generatorm, omräknat till hela generatorm, för seriekompensering.

Ombyggnad från parallellkompensering till seriekompensering förväntas öka den ur generatorm uttagbara effekten vid märkvarvtal från omkring 32 kW till 53 kW. I det här projektet har hela generatorm byggts om för seriekompensering.

Med seriekompensering producerar modulerna högre effekt vilket leder till en högre strömstyrka. Även spänningen som funktion av strömstyrka och varvtal har en annan karaktäristik än för parallellkompensering. Parallellkompenseringsfallet krävde att en relativt hög effekt togs ut ur generatorm vid märkvarvtal. Annars överskred den likriktade spänningen vad det efterliggande elsystemet kunde hantera. För att kunna köra turbinen med optimal verkningsgrad krävdes å andra sidan att effekten kunde regleras ned till en betydligt lägre nivå, beroende på vindstyrkan. Resultatet blev för parallellkompenseringsfallet att turbinen inte kunde utnyttjas optimalt i alla vindstyrkor. Se Fig. 2.4. Maximalt tillåten likledsspänning är strax under 600 V.

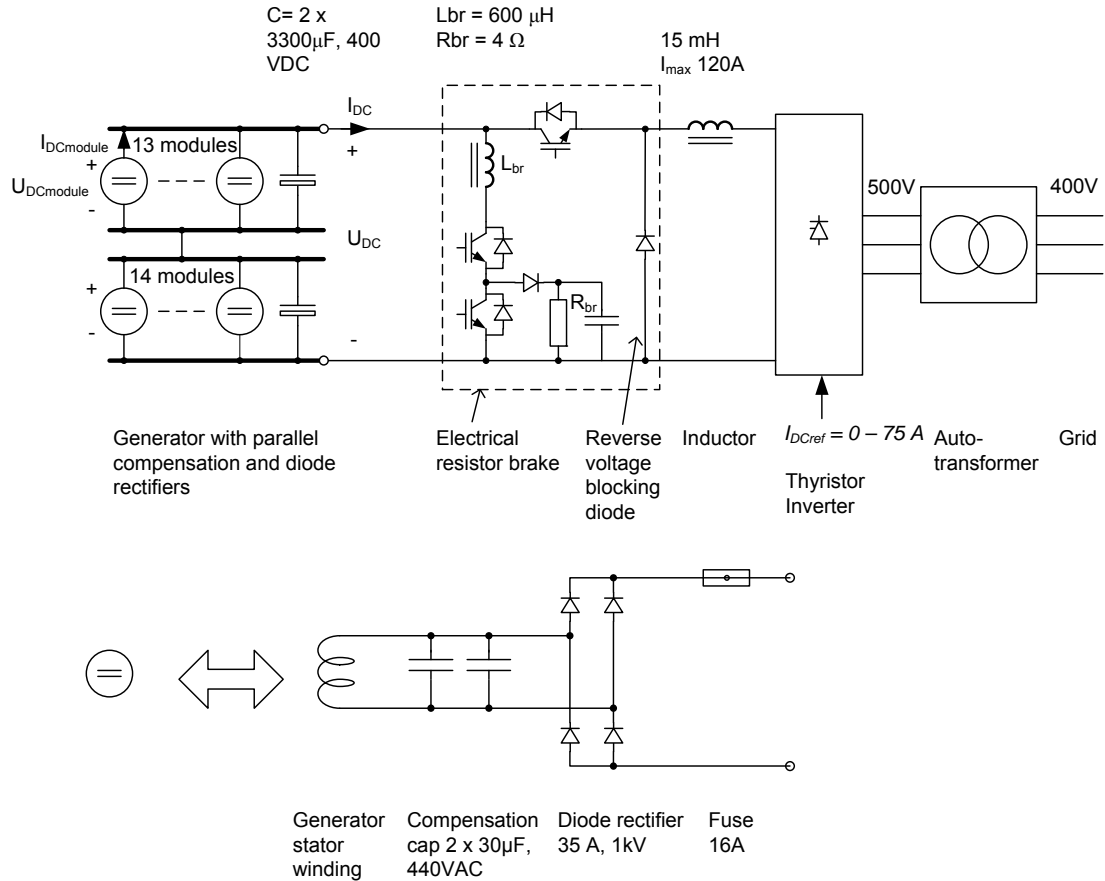


Fig. 2.3: Elsystemet med parallellkompensering. Före ombyggnad.

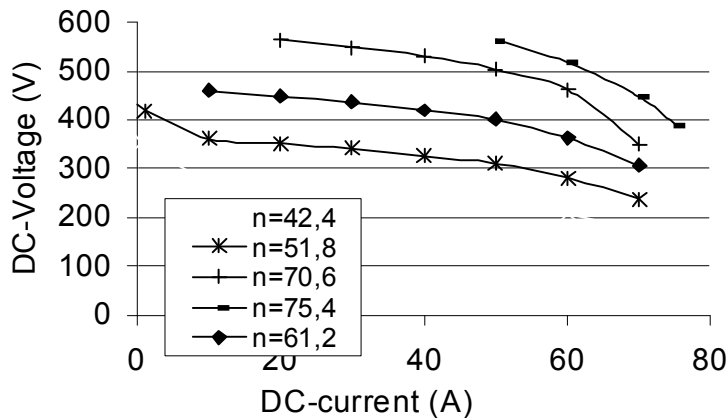


Fig. 2.4: Likledsspänning som funktion av likledsström vid olika varvtal vid parallellkompensering.

Målet med ombyggnaden är att verifiera att generatorm fungerar som förväntat då samtliga moduler arbetar med seriekompensering. Målet är också att kunna utnyttja turbinen mer optimalt genom att den minimibelastning som behövs för att hålla den



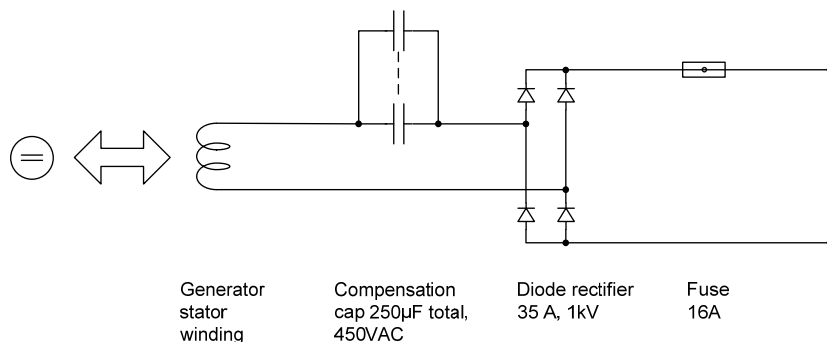
likriktade spänningen på tillåten nivå är mycket lägre för seriekompenseringsfallet. Ett annat mål är att utnyttja generatorns höjda maxeffekt till att höja vindkraftverkets märkeffekt. I vilken mån det är möjligt beror på ett flertal faktorer som diskuteras nedan.

## 2.1 Val av konfiguration och förväntade egenskaper

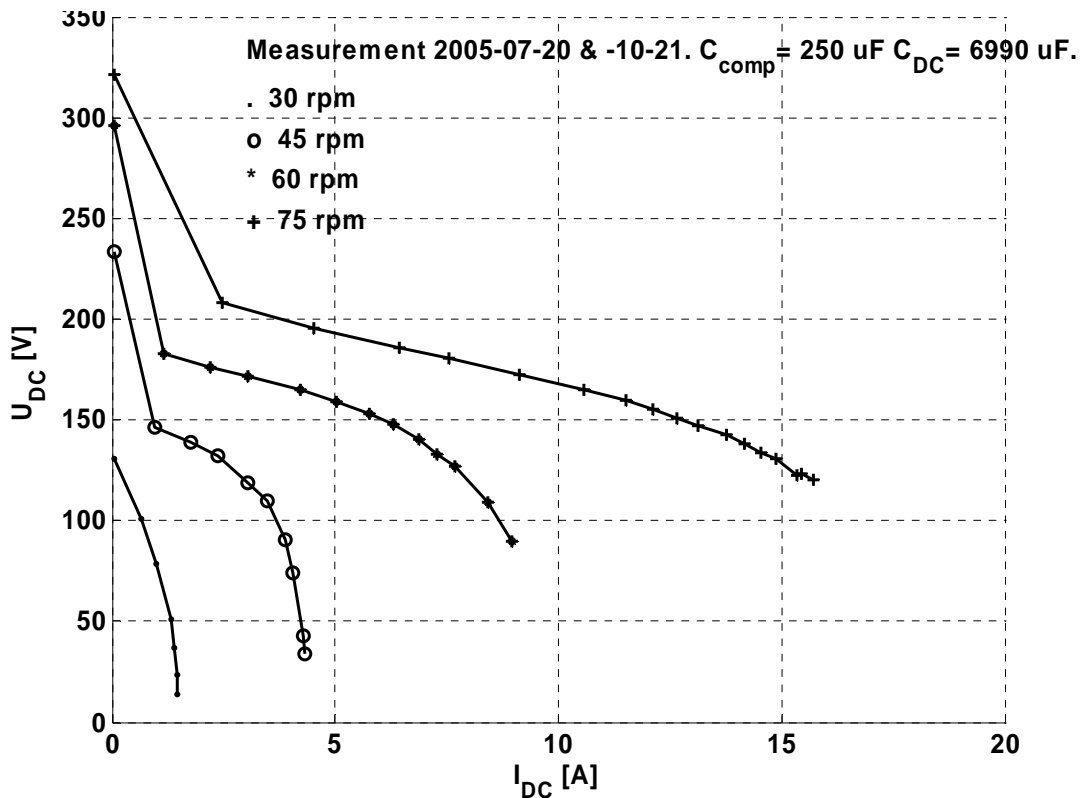
Varje generatorspole kopplas om till seriekompensering enligt Fig. 2.5. Varje sådan modul har en spänningskaraktäristik enligt Fig. 2.6. Spänningsnivån från generatorn varierar inom vida gränser då varvtal och belastning ändras.

Det befintliga elsystemet med el-broms, glättningsinduktans, tyristoromriktare och spartransformator enligt Fig. 2.3, återanvänds vid ombyggnad till seriekompensering på grund av projektets begränsade omfattning. Det sätter gränserna för vilken maximal spänning och ström som kan tillåtas på likledet, samt vilken topp effekt och vilken kontinuerlig effekt som är möjlig i olika konfigurationer av modulerna i Fig. 2.5.

Elsystemet hade före ombyggnaden en begränsning av den maximala likledsströmmen till 75 A och en maximal likledsspänning på 582 V. Elsystemet bör klara en höjning av den maximala likledsströmmen till ca. 100 A kortvarigt.



**Fig. 2.5:** Inkoppling av varje generatorspole till seriekompensering.



**Fig. 2.6:** Likspänning som funktion av likström för en modul vid olika varvtal vid seriekompensering.

Ett antal olika möjligheter att koppla de enskilda modulerna i serie och/eller parallellt med varandra har undersökts, se App. A, för att finna den lösning som ger högsta möjliga maxeffekt och samtidigt lägsta tillåtna belastning för att undvika överspänning.

Med tanke på det befintliga elsystemets begränsningar i likledsspänning och likledsström visade det sig vara nödvändigt att komplettera elsystemet med en DC/DC-omriktare om man vill kunna utnyttja generatorns höjda uteffekt fullt ut.

Även den befintliga överstegrings- (stall-) reglerade turbinen begränsar den effekt som generator och elsystem behöver kunna hantera. Vindkraftverket är konstruerat för ett märkvarvtal på 75 varv/minut. Det parallellkompenserade elsystemet hade en märkeffekt på omkring 32 kW vid 75 varv/minut. Det var inte riktigt tillräckligt för att säkerställa funktionen i hårda vindar. Det kunde hända vid precis rätt vindhastighet att turbinens vridmoment blev något större än maximalt vridmoment från generatorn. Resultatet blev att varvtalet steg tills säkerhetssystemet reagerade och nödstoppade vindkraftverket med hjälp av de mekaniska bromsarna. Genom att sänka varvtalet så minskar maximalt vridmoment och effekt från en överstegringsreglerad turbin. Praktiska prov visade att ett märkvarvtal på 72 varv/minut fungerade utan problem med det parallellkompenserade elsystemet som användes före ombyggnaden.

Vid ombyggnaden så har valet fallit på en konfiguration av modulerna som är identisk med konfigurationen i parallellkompenseringsfallet före ombyggnaden, Fig. 2.3. Enda skillnaden är alltså att parallellkondensatorerna byts ut mot seriekondensatorer enligt Fig. 2.5.

DC/DC-omriktaren har tills vidare utelämnats. Med samma ström på likledet som i parallellkompenseringsfallet, 75A, så kommer maximal likledseffekt att sjunka från ca 32 kW till 28,5 kW. Om likledsströmmen kan höjas till ca 90 A så erhålls ungefär samma likledseffekt som i parallellkompenseringsfallet. Om likledsströmmen kan höjas till 100 A så erhålls 36 kW på likledet. Det är en liten förbättring jämfört med parallellkompenseringsfallet. Då kan man troligen köra 75 varv/min i hård vind med en liten marginal mot rusning.

För att ha användning för den ytterligare effekthöjning som en DC/DC-omriktare skulle medföra så måste också märkvarvtalet höjas. Det medför högre mekaniska belastningar på vingar och torn. En preliminär säkerhetsanalys av hur stor varvtals- och effekthöjning som vindkraftverket skulle kunna klara har gjorts i App. B. Analysen visar att en varvtalshöjning till 85 varv/minut kanske är möjlig. Vingarnas hållfasthet och kondition behöver dock undersökas närmare.

Det förväntas att man med det ombyggda elsystemet får möjligheter att styra effektuttaget på ett för turbinen mer optimalt sätt. Anledningen är att det inte krävs ett lika högt effektuttag för att hålla likledsspänningen på tillåten nivå vid höga varvtal.

Vidare bör minimibelastningen på turbinen bli mindre genom uteblivna förluster som vid parallellkompensering orsakades av strömmen som flöt mellan generatorspolarna och parallellkondensatorerna, även då ingen effekt togs ut. De minskade förlusterna vid låg belastning kan utnyttjas till att utöka varvtalsområdet neråt vid drift med variabelt varvtal. Uttryckt annorlunda ges möjlighet att köra vid lägre vindstyrka och varvtal utan att produktionen äts upp av förluster i elsystemet.

## 2.2 Utförande av ombyggnaden

Ombyggnaden av vindkraftverkets elsystem till seriekompensering utfördes genom att koppla bort parallellkompenseringskondensatorerna, bryta upp kretsen mellan varje generatorspole och dess likriktare och koppla in seriekompenseringskondensatorerna.

Den önskade kapacitansen är 250  $\mu\text{F}$  som ger full kompensering vid 75 varv/minut. Vid tidigare mätningar, ref. [1], så uppmättes en toppspänning på ca 430 V över seriekondensatorn vid 75 varv/minut och full effekt. Kondensatorn som valts är en metalliserad polypropylenfilm-kondensator från Epcos med beteckningen B32362A4257J080. Den har kapacitansen 250  $\mu\text{F}$  och är byggd för en maximal kontinuerlig toppspänning på 680 V. Styckpriset blev 505 kr + moms vid beställning av 28 stycken.

Kondensatorerna, 28 st. varav en reserv, monterades i två plåtskåp från Rittal. Dessa skåp skruvades fast på vindkraftverkets fundament bredvid det befintliga plåtskåpet som innehåller likriktare och parallellkondensatorer. Mellan seriekondensatorlådorna och likriktarskåpet drogs kabelslangar innehållande två ledare från varje seriekondensator. På varje seriekondensator monterades ett urladdningsmotstånd för

att säkerställa att ingen kvarstående farlig spänning kan finnas då elsystemet är avstängt.



**Fig. 2.7:** Vindkraftverkets fundament med likriktarskåpet till höger och de två skåpen med seriekompenseringskondensatorerna till vänster.



**Fig. 2.8:** Innehållet i ett av de två skåpen med seriekompenseringskondensatorer.

Omkopplingen till seriekompensering gjordes sedan i likriktarskåpet genom en relativt enkel omflyttning av kablarna som är anslutna med flatstiftskontakter. De gamla parallellkondensatorerna lämnades kvar i likriktarskåpet för att enkelt kunna koppla om till parallellkompensering vid behov.



**Fig. 2.9:** Detaljbild ur likriktarskåpet. På varje plåtvinkel sitter diodlikriktare, säkring och (urkopplade) parallellkondensatorer för en generatormodul. Det gråa kabelknippet kommer från en seriekondensatorlåda. Under seriekondensatorkablarna syns kopparskenor där den likriktade spänningen från de olika modulerna kopplas samman.

I Fig. 2.2 framgår att vid parallellkompensering så uppnås maximal generatoreffekt (och vridmoment) vid ungefär samma strömstyrka oavsett varvtal. Vid seriekompensering däremot, varierar den erforderliga strömmen för att erhålla maxeffekt väsentligt med olika varvtal. Därför har reglerprogrammet i vindkraftverkets styr- och reglerdator modifierats något för att anpassas till det nya elsystemets karaktäristik. Bland annat lades en ny begränsningskurva över maximal likledsström som funktion av varvtal in, så att högre ström än den som ger maximal effekt aldrig tas ut.

Justeringar gjordes också på optimal-regulatorn som har till uppgift att styra turbinens varvtal att följa vindens hastighet så att optimalt löptal och därmed även maximal effektkoefficient för turbinen erhålls.

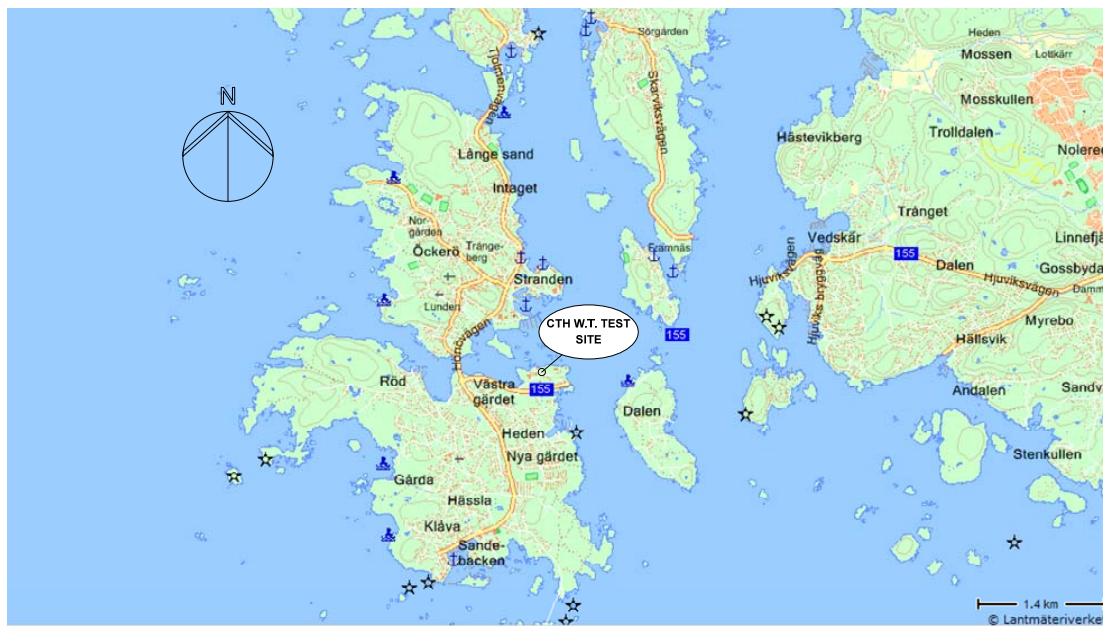
### 3 Mätningar på vindkraftverket och generatorn.

#### 3.1 Målet med mätningarna.

- Att verifiera generatorns och elsystemets funktion med fullt utbyggd seriekompensering.
- Att bygga upp ett bibliotek av mätdata från olika driftsituationer som skall göras tillgängligt för allmänheten via Internet, tillsammans med en tillräckligt detaljerad beskrivning av vindkraftverket för att möjliggöra verifiering av simuleringsmodeller med hjälp av dessa mätdata.
- Att mätdata tillsammans med likaledes tillhandahållna exempel på tolkningsprogram skall kunna användas för studier i vindkraftteknik.

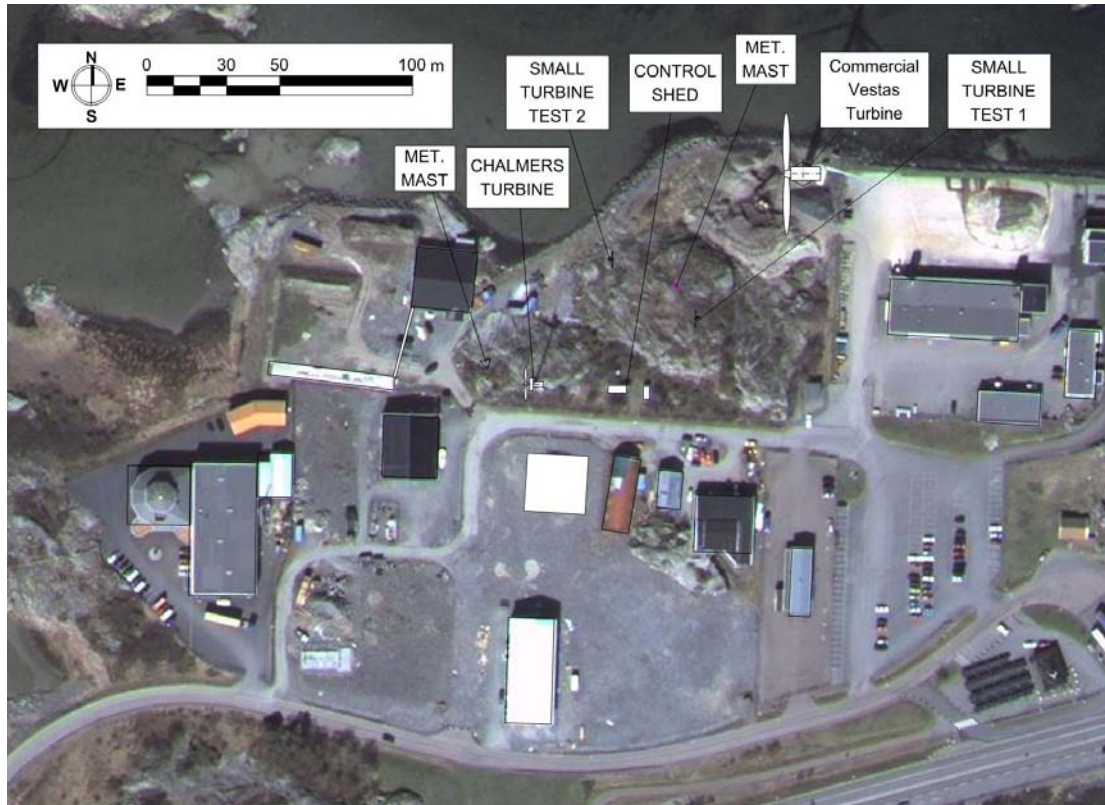
#### 3.2 Översikt av mätsystemet och givarinstallationer.

Fig. 3.1.1 visar provstationens läge på Hönö i Göteborgs norra skärgård. Provstationen är placerad nära färjeläget och angränsande till vattnet i norr.



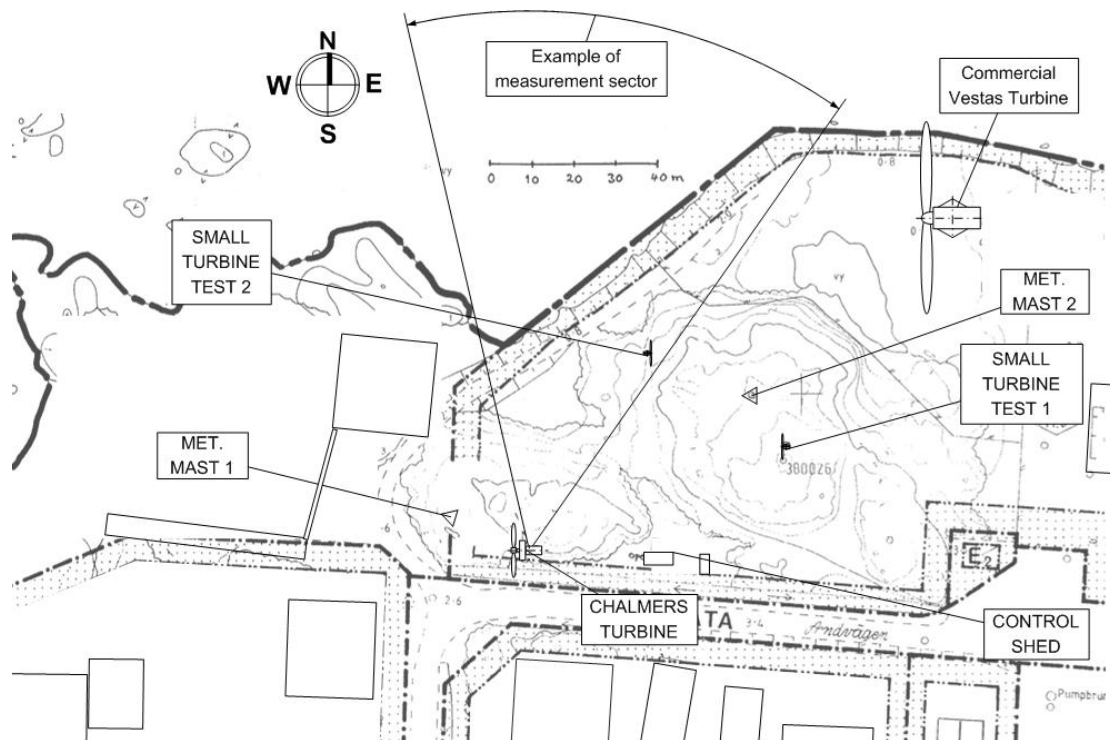
**Fig. 3.1.1:** Karta över provstationens omgivningar. Landmassan i öster är Hisingen. (Källa [www.eniro.se](http://www.eniro.se))

Förutom vindkraftverket finns på provstationen två meteorologimaster, två bodar samt två provplatser för mindre vindkraftverk, dessa är markerade i Fig. 3.1.2



**Fig. 3.1.2:** Flygfoto över provstationen och dess närmaste omgivningar. (Flygfoto från [www.hitta.se](http://www.hitta.se))

Väster om provplatsen är terrängen relativt öppen. Likaså i norr där det är öppet vatten någon kilometer till Öckerö. Runt provstationen i syd och sydväst har under de senaste åren uppförts ett antal industribyggnader med en max. höjd av 11 m. Väster om provstationen har en skytteklubb byggt upp en skyttebana samt ett enplans klubbhus. 1997 uppfördes ett 660 kW Vestas vindkraftverk nordost om provstationen. Platsen är känd för att vara blåsig. Området kallas "Pinan". Det kommersiella verket visar på ett av de bättre produktionsresultaten bland jämförbara verk i Sverige. Nybyggnationerna har dock påverkat provstationen så att de tidigare relativt ostörda vindarna från väst och sydväst nu är mer eller mindre turbulenta. Vindar från riktningar kring nord är fortfarande ostörda, men har högre turbulensnivå än vindar från öppet hav. Kartan i Fig. 3.1.3 visar topografien samt ett exempel på en ostörd mätsektor.



**Fig. 3.1.3:** Karta över vindkraftverkens och meteorologimasternas lägen i terrängen. (Topologikarta från Öckerö kommun. Ekvidistans 1m.)

Fig. 3.2 ger en överblick av anläggningens mät- och styrsysteminstallation. Meteorologimasterna, vindkraftverket och elsystemet är utrustat med en mängd sensorer för mätning av meteorologiska, mekaniska och elektriska storheter. Många signaler är gemensamma för både styrsystemet och mätsystemet.

Vindkraftverkets styr- och reglersystem har huvudsakligen till uppgift att reglera turbinens varvtal, rikta in vindkraftverket i vindriktningen, självständigt starta och stoppa vindkraftverket beroende av vindstyrkan samt övervaka så att kritiska värden på till exempel strömmar, spänningar eller mekaniska belastningar inte överskrids. Om något onormalt registreras så initieras en parkeringsrutin som stänger av vindkraftverket. Beroende på felets karaktär görs allt från en normal kontrollerad parkering till ett nödstopp med maximal bromsning.

Ovan nämnda regler-, styr- och övervakningsfunktioner utförs av en reglerdator (control computer). Det är en PC-dator med ett antal instickskort för analoga och digitala in och utgångar. Datorn är monterad i mätskåpet (measurement cabinet) i kontrollboden.

Ett foto av mätskåpet finns i Fig. 3.3. Här finns överspänningsskydd, lågpasfiltrering och signalkonditionering av in- och utsignaler. Här finns också korskoppling och förgrening av signalerna till reglerdatorn och till mätsystemet.

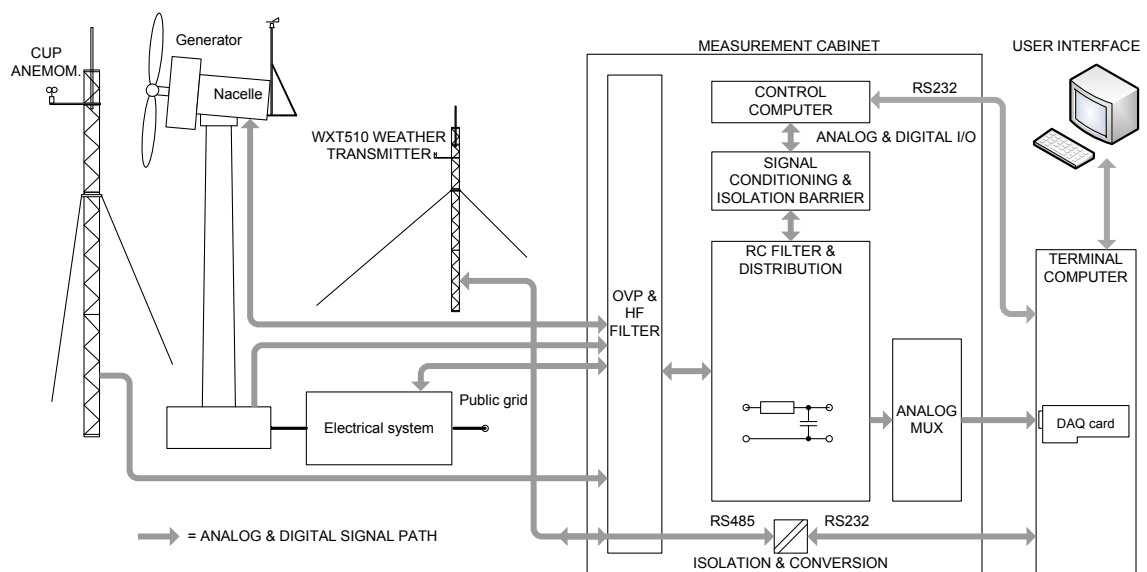
Mätsystemet består av en PC-dator, kallad terminaldatorn (terminal computer), med ett mätkort med analog multiplexer och A/D-omvandlare. Mätkortet är kopplat till en



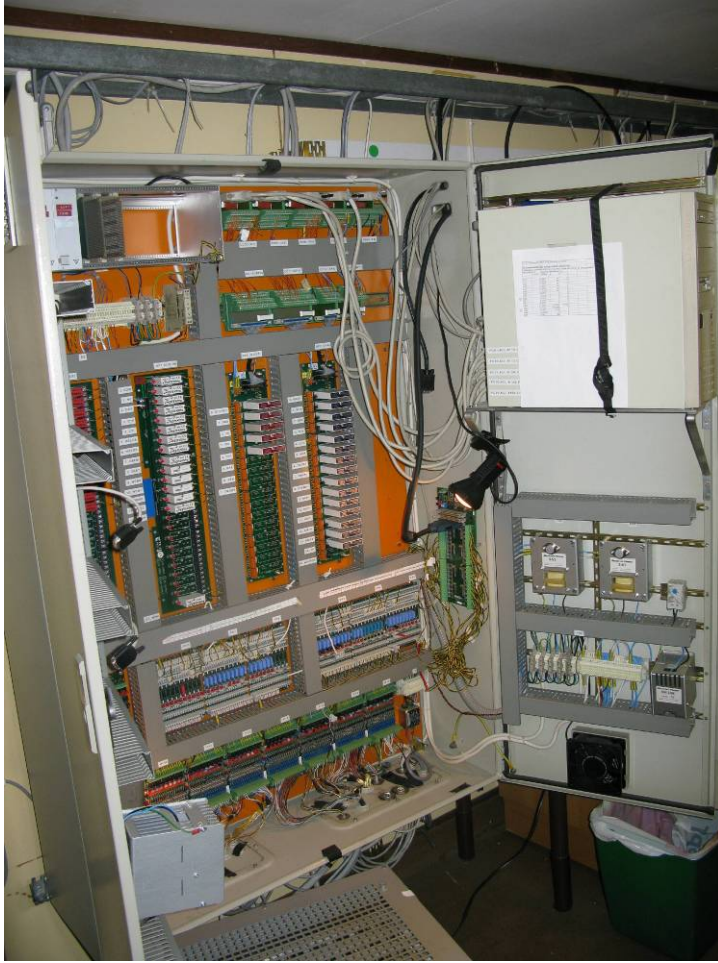
extern analog multiplexer, monterad i mätskåpet, som expanderar mätkortets åtta analoga balanserade ingångar till 32 balanserade ingångar.

Till terminaldatorn är också ett meteorologiskt kombinationsinstrument, Waisala WXT510, anslutet via en serieport. Det levererar bl.a. vindhastighet, -riktning och lufttryck i ASCII-format till mätprogrammet.

Till terminaldatorn är även vindkraftverkets reglerdator (control computer) ansluten via en serieport. Från terminaldatorn kan man övervaka, starta och stoppa vindkraftverket samt ändra en del reglerparametrar via ett speciellt utvecklat monitorprogram som kommunicerar med reglerdatorn.



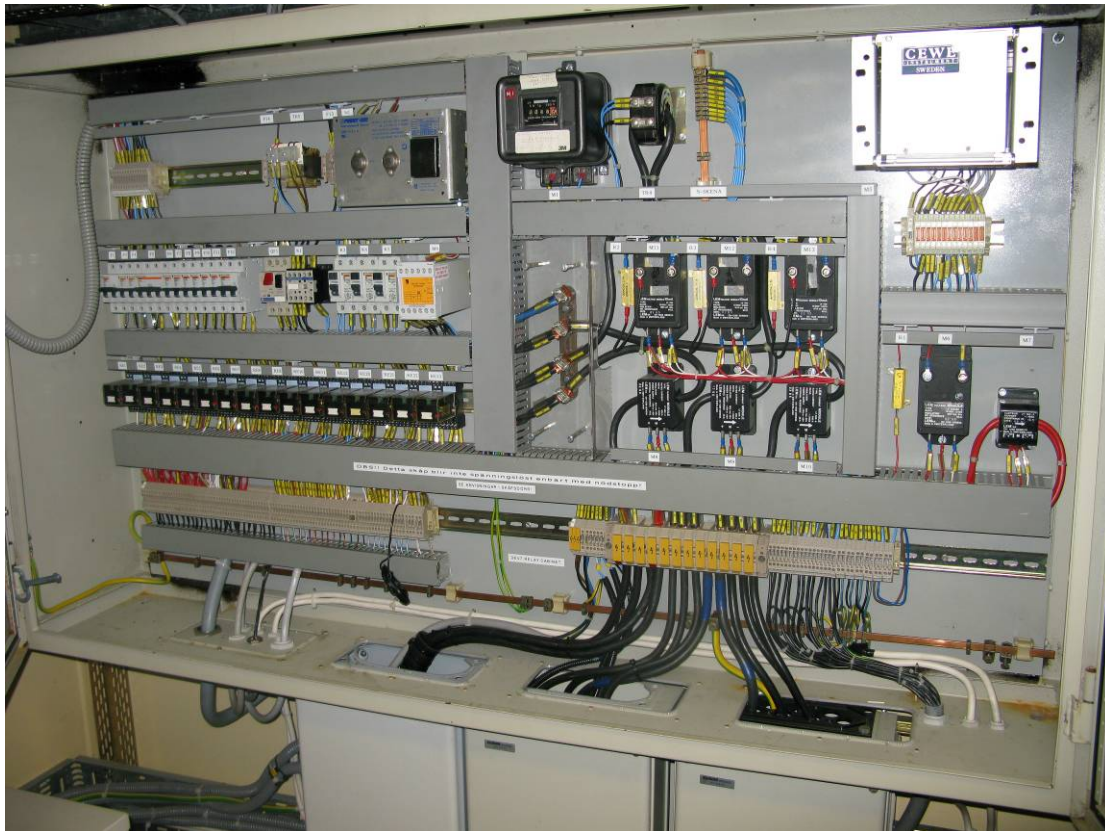
**Fig. 3.2:** Principskiss av mät- och styrsysteminstallation.



**Fig. 3.3:** Mät-skåpet med vindkraftverkets reglerdator på dörren till höger.

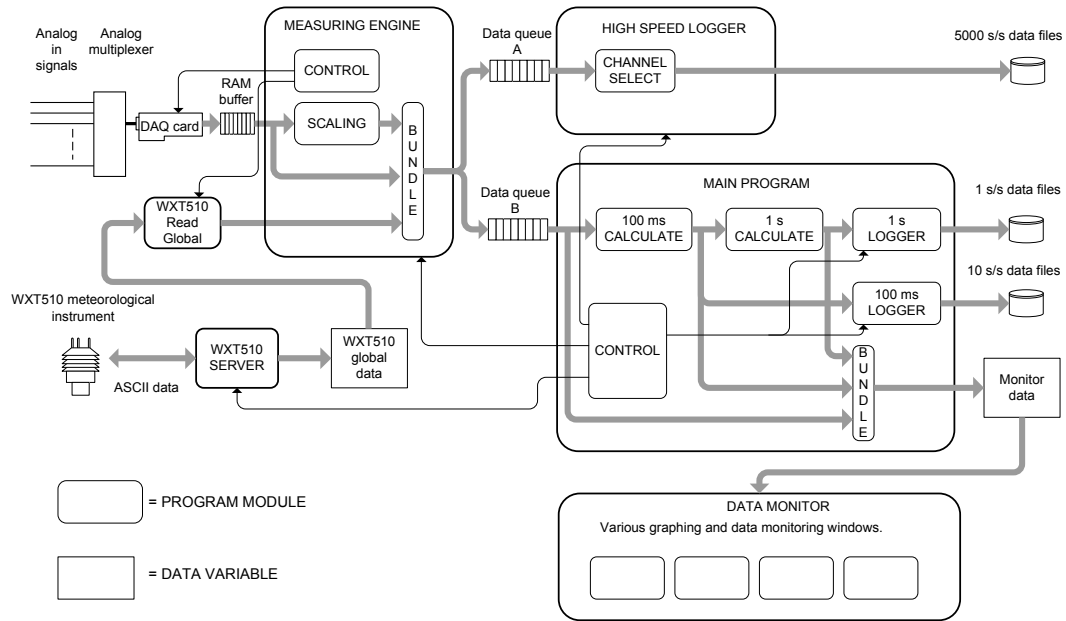
För mätning av elektriska storheter på generatoren och elsystemet har mät-don av fabrikat LEM använts för ström- och spänningsmätningarna. Både ström- och spänningsmät-donen kan mäta DC-storheter såväl som frekvenser upp till minst 10 kHz.

Mät-donen är placerade i det s.k. relä-skåpet som även innehåller reläer, styrda av reglerdatorn, för att kontrollera t.ex. vindkraftverkets hydraulsystem. Se Fig. 3.4.



**Fig. 3.4:** Reläskåpet med bl. a. ström- och spänningsmättdon samt effektmätare.

Mätprogrammet på terminaldatorn är utvecklat i LabView-miljö. Här kan valfri signalbearbetning och presentation göras. Både mätutrustning och utvecklingsmiljö är levererad av National Instruments. Applikationer för att samla in mätdata och spara till hårddisken, samt för att bearbeta och visa värden på skärmen i realtid har utvecklats på Chalmers. Mätprogrammet är moduluppbyggt. Det innebär att olika dataloggar och visningsprogram lätt kan infogas och köras oberoende av varandra. Fig. 3.5 visar en principskiss över mätprogrammet.



**Fig. 3.5:** Principskiss över mätprogrammet.

Samplingshastigheten som används på de analoga ingångarna är 5000 sampel/s. Meteorologidata från kombinationsinstrumentet WXT510 uppdateras 1 gång/sekund.

Mätprogrammet ger möjlighet att spara mätdata till fil med 5000 sampel/s, men data bearbetas även för att kunna sparas med en reducerad datamängd till fil. Programmet ger möjlighet att spara data med 10 värden/sekund samt med ett värde/sekund. Beroende på vilken signal det gäller så är det medelvärde, effektivvärde eller ett enstaka värde som sparas vid de lägre lagringshastigheterna. Det förekommer även värden beräknade ur ett antal fysiska insignaler, till exempel ögonblicksvärden av aktiv och reaktiv näteffekt som beräknas ur kurvformerna för de tre fasströmmarna och spänningarna. En sammanställning av de olika insignalerna och vilka värden som finns tillgängliga vid olika lagringshastigheter finns beskrivet i nästa avsnitt.

### 3.3 Signallista

I anläggningen finns ett stort antal analoga och digitala signaler som har sitt ursprung från givare, eller som är styrsignaler från reglerdatorn. Flertalet av de analoga signalerna är kopplade till mätsystemet. På grund av ett begränsat antal ingångar till mätsystemet så har de mest intressanta valts ut. Se tabell 3.1. Förutom de analoga insignalerna så får mätsystemet meteorologidata från ett kombinationsinstrument, Vaisala WXT510. Dessa kommer i ASCII-format via en serieport. Se tabell 3.2.

A in kanal	Signal	Förkortning	Förklaring
0	DC Current Reference	DCCREF	Strömbövärd från reglerdatorn till tyristoromriktaren
1	DC Current generator	DCC	Uppmätt likledsström
2	DC Voltage generator	DCV	Uppmätt likledsspänning
3	AC grid Voltage phase L1	ACV1	Uppmätt nätspänning
4	AC Current phase L1 to grid	ACC1	Uppmätt ström mellan nätet och spartransformatorn
5	AC grid Voltage phase L2	ACV2	Uppmätt nätspänning
6	AC Current phase L2 to grid	ACC2	Uppmätt ström mellan nätet och spartransformatorn
7	AC grid Voltage phase L3	ACV3	Uppmätt nätspänning
8	AC Current phase L3 to grid	ACC3	Uppmätt ström mellan nätet och spartransformatorn
9	Rotor Speed Analog	RSA	Turbin- (och generator-) varvtal
10	Rotor Teeter Angle	RTA	Gungvinkel turbinnav
11	Rotor Shaft Torque	RST	Vridmoment på generatoraxeln
12	Tower bending Moment SouthWest	TMSW	Böjmoment i sydvästlig riktning i tornfoten.
13	Tower bending Moment NorthWest	TMNW	Böjmoment i nordvästlig riktning i tornfoten.
14	Rotor Position Analog	RPA	Turbinläge 0 – 360 grader
15	Yaw Speed	YS	Styrsignal från reglerdatorn, sidvridhastighet
16	Yaw Position	YP	Uppmätt maskinhusriktning
17	Hydraulic Yaw Motor Pressure 1	HYMP1	Trycksensor på ena sidan av hydraulisk sidvridmotor.
18	Hydraulic Yaw Motor Pressure 2	HYMP2	Trycksensor på andra sidan av hydraulisk sidvridmotor.
19	Nacelle Acceleration X axis 1	NAX1	Accelerometer i maskinhuset.
20	Nacelle Acceleration Y axis 1	NAY1	Accelerometer i maskinhuset.
21	Nacelle Acceleration Z axis 1	NAZ1	Accelerometer i maskinhuset.
22	Nacelle Acceleration X axis 2	NAX2	Accelerometer i maskinhuset.
23	Nacelle Acceleration Y axis 2	NAY2	Accelerometer i maskinhuset.
24	Nacelle Acceleration Z axis 2	NAZ2	Accelerometer i maskinhuset.
25	GRid Active Power	GRAP	Aktiv effektmätare mellan nätet och spartransformatorn

A in kanal	Signal	Förkortning	Förklaring
26	GRid Reactive Power	GRRP	Reaktiv effektmätare mellan nätet och spartransformatorn
27	Generator Temperature 1	GTEMP1	Temperatur i en generatorlindning
28	Wind Speed Nacelle Analog	WSNA	Anemometer på maskinhuset
29	Wind Speed 2	WS2	Anemometer i navhöjd ca.1,5D NV om turbinen.
30	Hydraulic Oil Pressure	HOP	Hydraulpumptryck
31	Analog Multiplexer channel 31	AMUXch 31	Testkanal. Kan anslutas till valfri källa.

**Tabell 3.1:** Analoga insignaler till mätsystemet, 5000 sampel /sekund.

Signal	Förkortning	Förklaring
Wind Direction WXT510	WD510	Vaisala WXT510 monterad ca. 4,6D NE om turbinen på ca 10 m höjd
Wind Speed WXT510	WS510	Samma instrument som ovan.
air Temperature Ambient WXT510	TA510	Samma instrument som ovan.
Relative air Humidity WXT510	RH510	Samma instrument som ovan.
air Pressure Ambient WXT510	PA510	Samma instrument som ovan.
Rain Intensity WXT510	RI510	Samma instrument som ovan.
Hail Intensity WXT510	HI510	Samma instrument som ovan.

**Tabell 3.2:** Seriell data till mätsystemet, 1 sampel / sekund.

### **Loggerfunktion för högupplöst datainsamling, 5000 sampel / sekund:**

Den mest högupplösta loggningsmöjligheten sparar de analoga signalerna i tabell 3.1 med full sampelhastighet, 5000 sampel / sekund och kanal. Dessutom sparas WD510, WS510 och TA510 (Tabell 3.2). Dessa uppdateras dock bara en gång / sekund. Från mätprogrammet kan man manuellt välja när insamling skall starta och stoppa. Vidare finns inställningar för hur lång en datafil får bli. Om insamlingen fortsätter när en fil blir full så påbörjas en ny. Data sparas binärt som flyttal. Möjligheten finns att komplettera programmet med triggvillkor för när mätdata skall sparas.

### **Loggerfunktion för medelsnabb datainsamling, 10 sampel / sekund:**

Mätdata kan sparas till fil med intervallet 100 ms. Dessa data kan till exempel användas till studier av hur reglersystemet arbetar, mekaniska svängningar eller hur den elektriska effekten varierar. För de flesta signalerna beräknar mätprogrammet ett medelvärde av 500 st. värden tagna med 5000 sampel / sekund. Alla tillgängliga signaler är listade i tabell 3.3.

Kanalerna för uppmätta fasströmmar och fasspänningar är här ersatta av, ur dessa, beräknade värden på ström, spänning, aktiv och reaktiv effekt samt nätfrekvens.

Turbinläget, RPA, är inte lämpligt att medelvärdesbilda på grund av att värdet går från 360 till noll en gång/varv. Ett medelvärde över ett sådant språng skulle ge det falska intrycket av ett turbinläge annat än det verkliga runt noll grader. Därför sparas endast det första av de 500 insamlade värdena under de 100 millisekunderna.

I filen sparas även lufttryck, temperatur och vindriktning med 1 sampel/s.

Kol.	Signal	Förkortning	Förklaring	Behandling
1	DC Current Reference	DCCREF	Strömbörvärde från reglerdatorn till tyristoromriktaren	100 ms medelvärde
2	DC Current generator	DCC	Uppmätt likledsström	100ms mv.
3	DC Voltage generator	DCV	Uppmätt likledsspänning	100ms mv.
4	Rotor Speed Analog	RSA	Turbin- (och generator-) varvtal	100ms mv.
5	Rotor Teeter Angle	RTA	Gungvinkel turbinnav	100ms mv.
6	Rotor Shaft Torque	RST	Vridmoment på generatoraxeln	100ms mv.
7	Tower bending Moment SouthWest	TMSW	Böjmoment i sydvästlig riktning i tornfoten.	100ms mv.
8	Tower bending Moment NorthWest	TMNW	Böjmoment i nordvästlig riktning i tornfoten.	100ms mv.
9	Yaw Speed	YS	Styrsignal från reglerdatorn, sidvridhastighet	100ms mv.
10	Yaw Position	YP	Uppmätt maskinhusriktning	100ms mv.
11	Hydraulic Yaw Motor Pressure 1	HYMP1	Trycksensor på ena sidan av hydraulisk sidvridmotor.	100ms mv.
12	Hydraulic Yaw Motor Pressure 2	HYMP2	Trycksensor på andra sidan av hydraulisk sidvridmotor.	100ms mv.
13	Nacelle Acceleration X axis 1	NAX1	Accelerometer i maskinhuset.	100ms mv.
14	Nacelle Acceleration Y axis 1	NAY1	Accelerometer i maskinhuset.	100ms mv.
15	Nacelle Acceleration Z axis 1	NAZ1	Accelerometer i maskinhuset.	100ms mv.
16	Nacelle Acceleration X axis 2	NAX2	Accelerometer i maskinhuset.	100ms mv.
17	Nacelle Acceleration Y axis 2	NAY2	Accelerometer i maskinhuset.	100ms mv.
18	Nacelle Acceleration Z axis 2	NAZ2	Accelerometer i maskinhuset.	100ms mv.
19	GRid Active Power	GRAP	Aktiv näteffektmätare från	100ms mv.

Kol.	Signal	Förkortning	Förklaring	Behandling
			spartransformatorn.	
20	GRid Reactive Power	GRRP	Reaktiv näteffektmätare från spartransformatorn.	100ms mv.
21	Generator Temperature 1	GTEMP1	Temperatur i en generatorlindning	100ms mv.
22	Wind Speed Nacelle Analog	WSNA	Anemometer på maskinhuset	100ms mv.
23	Wind Speed 2	WS2	Anemometer i navhöjd ca.1,5D NV om turbinen.	100ms mv.
24	Hydraulic Oil Pressure	HOP	Hydraulpumptryck	100ms mv.
25	Analog Multiplexer channel 31	AMUXch 31	Testkanal. Kan anslutas till valfri källa.	100ms mv.
26	Grid line – line voltage	Uhgrid	Beräknat 100 ms rms värde	100ms rms
27	Grid line current	Ifgrid	Beräknat 100 ms rms värde	100ms rms
28	Grid power	Pgrid	Beräknat 100 ms medelvärde	100ms mv.
29	Grid reactive power	Qgrid	Beräknat 100 ms medelvärde	100ms mv.
30	Grid frequency	fgrid	Beräknat 100 ms medelvärde	100ms mv.
31	Rotor Position Analog	RPA	Första värdet i 100 ms vektorn	Första värdet
32	Wind Direction WXT510	WD510	Uppdateras en gång i sekunden.	1 s/s
33	Wind Speed WXT510	WS510	Uppdateras en gång i sekunden.	1 s/s
34	air Temperature Ambient WXT510	TA510	Uppdateras en gång i sekunden.	1 s/s

**Tabell 3.3:** Signallista för datafiler med 10 sampel / sekund.

### Loggerfunktion för datainsamling med 1 sampel / sekund:

Mätdata kan även sparas till fil med intervallet 1 s, se tabell 3.4. Lämpligt användningsområde för dessa mätfiler är studier av till exempel hur varvtal, mekaniska laster och eleffekt varierar med vindstyrka och riktning. För att till exempel mäta sambandet mellan vindstyrka och uteffekt krävs en stor mängd ensekunds-värden insamlade vid olika vindhastigheter. Dessa kan sedan medelvärdesbildas inom ett antal vindintervall och sammanställas till en graf.

Mätprogrammet beräknar ensekundsvärdena ur 10 st. 100 ms mätdata som tidigare beskrivits i tabell 3.3. Vid denna låga sampelhastighet har det inte bedömts meningsfullt att beräkna medelvärdet av till exempel accelerometersignalerna i maskinhuset. I stället har nivån på variationerna i signalen under en sekund beräknats.



I dessa mätfiler har även samtliga meteorologidata från kombinationsinstrumentet Vaisala WXT510 tagits med.

Kol.	Signal	Förkortning	Förklaring	Behandling
1	DC Current Reference	DCCREF	Strömbörvärde från reglerdatorn till tyristoromriktaren	1s mv.
2	DC Current generator	DCC	Uppmätt likledsström	1s mv.
3	DC Voltage generator	DCV	Uppmätt likledsspänning	1s mv.
4	Rotor Speed Analog	RSA	Turbin- (och generator-) varvtal	1s mv.
5	Rotor Teeter Angle level	RTAlev	Gungvinkelnivå turbinnav	max - min
6	Rotor Shaft Torque	RST	Vridmoment på generatoraxeln	1s mv.
7	Tower bending Moment SouthWest	TMSW	Böjmoment i sydvästlig riktning i tornfoten.	1s mv.
8	Tower bending Moment NorthWest	TMNW	Böjmoment i nordvästlig riktning i tornfoten.	1s mv.
9	Yaw Speed	YS	Styrsignal från reglerdatorn, sidvridhastighet	1s mv.
10	Yaw Position	YP	Uppmätt maskinhusriktning	1s mv.
11	Hydraulic Yaw Motor Pressure level	HYMPlev	Tryckskillnad över hydraulisk sidvridmotor.	
12	Nacelle Acceleration X axis level	NAXlev	Maskinhus-accelerationsnivå, X	
13	Nacelle Acceleration Y axis level	NAYlev	Maskinhus-accelerationsnivå, Y	
14	Nacelle Acceleration Z axis level	NAZlev	Maskinhus-accelerationsnivå, Z	
15	GRid Active Power	GRAP	Aktiv näteffektmätare från spartransformatorn.	1s mv.
16	GRid Reactive Power	GRRP	Reaktiv näteffektmätare från spartransformatorn.	1s mv.
17	Generator Temperature 1	GTEMP1	Temperatur i en generatorlindning	1s mv.
18	Wind Speed Nacelle Analog	WSNA	Anemometer på maskinhuset	1s mv.
19	Wind Speed 2	WS2	Anemometer i navhöjd ca.1,5D NV om turbinen.	1s mv.
20	Hydraulic Oil Pressure	HOP	Hydraulpumptryck	1s mv.
21	Analog Multiplexer channel 31	AMUXch 31	Testkanal. Kan anslutas till valfri källa.	1s mv.

Kol.	Signal	Förkortning	Förklaring	Behandling
22	Grid line – line voltage	Uhgrid	Beräknat 1s rms värde	1s rms.
23	Grid line current	lfgrid	Beräknat 1s rms värde	1s rms.
24	Grid power	Pgrid	Beräknat 1s medelvärde	1s mv.
25	Grid reactive power	Qgrid	Beräknat 1s medelvärde	1s mv.
26	Grid frequency	fgrid	Beräknat 1s medelvärde	1s mv.
27	Wind Direction WXT510	WD510	1s medelvärde	1s mv.
28	Wind Speed WXT510	WS510	1s medelvärde	1s mv.
29	air Temperature Ambient WXT510	TA510	1s medelvärde	1s mv.
30	Relative air Humidity WXT510	RH510	1s medelvärde	1s mv.
31	air Pressure Ambient WXT510	PA510	1s medelvärde	1s mv.
32	Rain Intensity WXT510	RI510	1s medelvärde	1s mv.
33	Hail Intensity WXT510	HI510	1s medelvärde	1s mv.

**Tabell 3.4:** Signallista för datafiler med 1 sampel / sekund.

### 3.4 Uppmätt effektkaraktäristik vid seriekompensering.

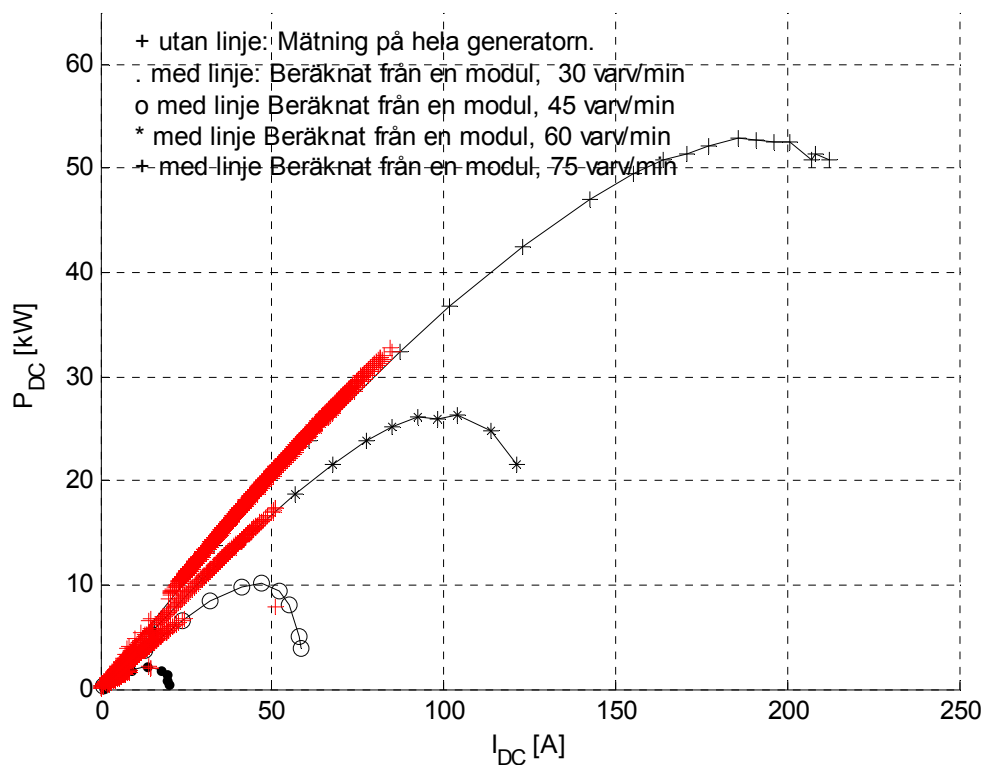
I ref. [1] gjordes mätningar med seriekompensering på endast en generatormodul. Ur dessa mätningar beräknades prestanda för hela generatormodul ombyggd till seriekompensering. Efter ombyggnaden till seriekompensering av hela generatormodul gjordes mätningar för att verifiera att generatormodulen ger den förväntade uteffekten och att inga oförutsedda fenomen på grund av eventuell växelverkan mellan modulerna uppträder.

I Fig. 3.6 visas uppmätt samband för likledseffekt som funktion av likledsström för några olika varvtal. Dels visas de tidigare mätningarna från en generatormodul och dels en-sekunds medelvärden från mätningar på hela generatormodulen. Mätningarna på hela generatormodulen har tillkommit genom att låta vindkraftverket gå med de olika konstanta varvtalen i olika vindförhållanden. Till dessa mätningar har adderats några punkter vid 30 och 45 varv/minut som uppmätts vid inbromsning av turbinen. Härigenom har en högre ström kunnat uppnås än vid konstant varvtalsdrift.

Varvtalsavvikelsen under mätningarna var maximalt +/- 0,5 varv/minut utom för mätningen vid 60 varv/minut och strömmar under 25 A. Där varierade varvtalet ned till 58,6 varv/minut.

Mätningarna visar på god överensstämmelse mellan beräknade värden från mätningar på en modul och mätningarna på hela generatoren. Vid de senare mätningarna så är maximala likledsströmmen vid 75 varv/minut begränsad av strömtåligheten för det bakomliggande elsystemet. Likledsströmmen uppgick vid mätningarna till som mest 85 A. Vid denna strömstyrka uppnås ungefär samma maxeffekt som fanns tillgänglig med parallellkompenserad generator vid 75 A, se Fig.2.2.

Den avgivna effekten förefaller bli aningen högre än förväntat för en viss ström. Det kan bero på att generatortemperaturen varit lägre vid de senare mätningarna som utförts vintertid. En tendens till att generatoren ger högre effekt vid lägre temperatur har noterats före ombyggnaden. Det kan bero på lägre inre resistans i lindningen. Permanentmagneterna i rotorn försvagas också vid ökad temperatur. Det skulle också kunna bero på ändrad längd på luftgapet i generatoren.



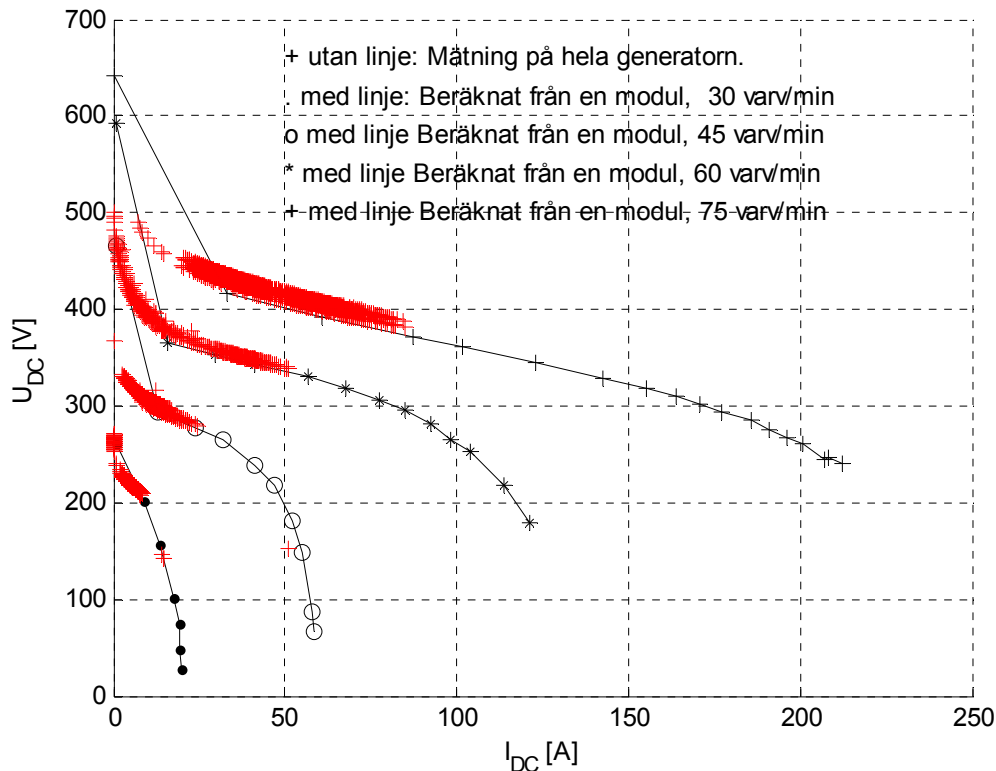
**Fig. 3.6:** Likledseffekt som funktion av likledsström Jämförelse mellan beräknade värden från mätningar på en modul och mätningar på hela generatoren.

### 3.5 Uppmätt spänningskaraktäristik vid seriekompensering.

Fig. 3.7 har tagits fram från samma mätserie som Fig. 3.6. Här visas i stället likledsspänningen som funktion av likledsströmmen. Även här erhålls god överensstämmelse mellan en modul och hela generatoren. Man kan här se att spänningen ligger lite högre än förväntat. Anledningen till avvikelsen har diskuterats i föregående stycke.

Vid låga strömmar, runt 2 – 15 A, så saknades mätvärden för mätningarna på en modul. Mätningarna från hela generatorm ger en mer rättvisande bild i det området. Mätningen antyder att det krävs ett ringa strömuttag vid 75 varv/min för att hålla likledsspänningen lägre än maxgränsen omkring 600 V.

Härmed ges möjlighet att uppnå målet att utnyttja turbinen mer optimalt i medelsvaga vindar då varvtalet bör vara så högt som möjligt för att turbinen skall uppnå bästa löptal, samtidigt som belastningen inte får vara för hög.



**Fig. 3.7:** Likledsspänning som funktion av likledsström Jämförelse mellan beräknade värden från mätningar på en modul och mätningar på hela generatorm.

### 3.6 Uppmätt och teoretisk reglerkaraktäristik.

I bl.a. kapitel 2.1 ovan diskuteras möjligheterna att styra turbinen på ett ur energiutvinningsynpunkt fördelaktigare sätt efter ombyggnaden till seriekompensering. I det här stycket beskrivs hur det går till.

Först något om hur regleringen fungerar. Reglerloopen består i att turbinens varvtal mäts in till reglerprogrammet, som räknar ut ett lämpligt strömbövärd på elsystemets likled. Generatorns bromsande vridmoment är ungefär proportionellt till likledsströmmen. Strömbövärdet är kopplat till tyristoromriktaren. Reglerloopen exekveras tio gånger per sekund.

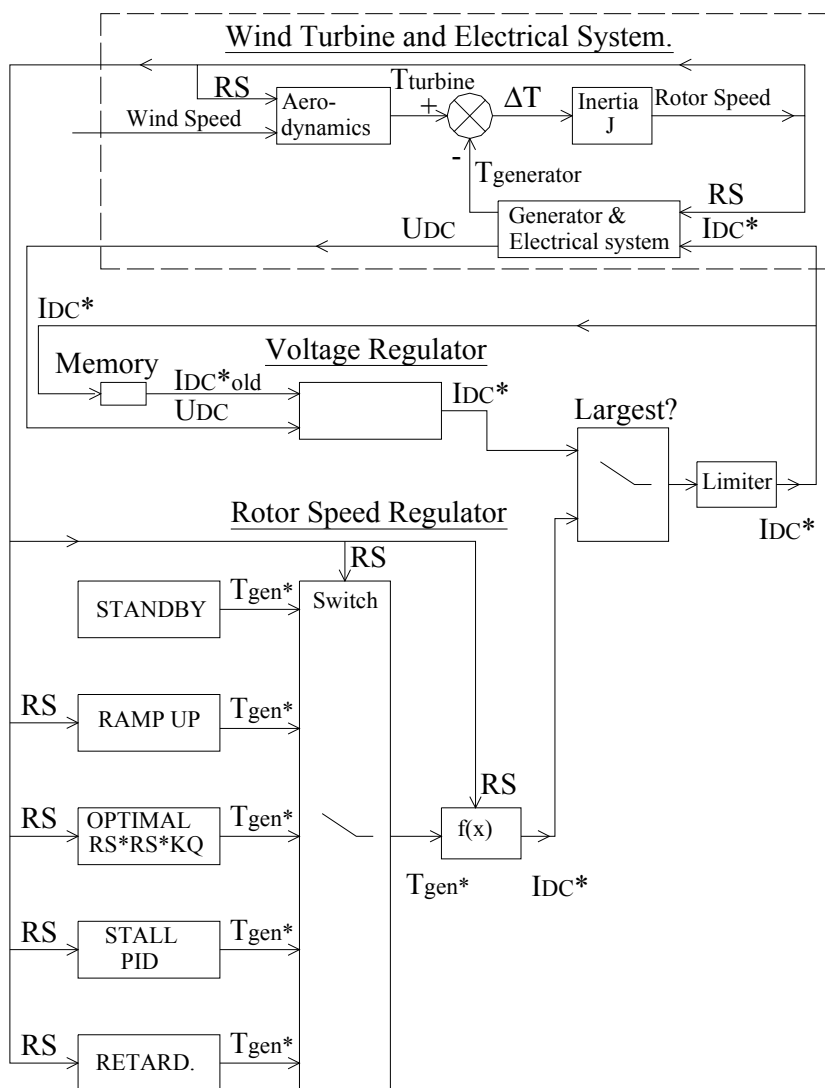
I reglerloopen finns även en spänningsregulator som övervakar spänningen på likledet. Om högsta tillåtna likledsspänning överskrids så lägger spänningsregulatorn

ut ett högre strömböörvärde nästa reglerloop. Det är alltså två regulatorer som jobbar parallellt, och det resulterande strömböörvärdet utgörs av det högsta av de två regulatorernas värden.

Fig. 3.8 visar en översikt av turbinen, elsystemet, varvtals- och spänningsregulatorerna. Aerodynamiken bestämmer vilket vridmoment turbinen ger vid ett visst varvtal och vindhastighet. Generatoren motverkar turbinens drivande moment. Storleken på generatorns bromsande moment är proportionellt till likledsströmmen som styrs från reglerdatorn. Om det aerodynamiska momentet och generatorns moment inte är lika stora så kommer varvtalet att öka eller minska. Turbinens och generatorns sammantagna tröghetsmoment bestämmer hur snabb varvtalsändringen blir för en viss momentskillnad.

Varvtalsregulatorn har ett antal olika moder som växlar beroende på varvtalet och på driftssituation:

- **Standby:** Strömböörvärdet är noll. Används då vindkraftverket är avstängt samt vid varvtal under lägsta driftvarvtal.
- **Ramp up:** Linjär övergång mellan Standby och Optimal.
- **Optimal:** Denna regulator eftersträvar att anpassa turbinens varvtal så att bästa turbinverkningsgrad erhålls i olika vindar. Ett konstant löptal (vingspets hastighet/vindhastighet) eftersträvas. Varvtalet följer vindhastigheten. Om varvtalet når upp till högsta tillåtna driftvarvtal så övergår kontrollen till Stall-regulatorn.
- **Stall:** Konstantvarvsregulator som används för att begränsa turbinens maximala varvtal och därmed maximala effekt då vinden ökar. Effektbegränsningen beror på att vindens anfallsvinkel på vingen ökar så att strömningen runt vingen blir turbulent. Då minskar vingens effektivitet. Fenomenet kallas överstegring eller engelskinfluerat, stall.
- **Retardation:** Denna regulator används vid parkering av turbinen. Regulatorn lägger ut den ström som ger största möjliga bromsmoment vid varje varvtal.

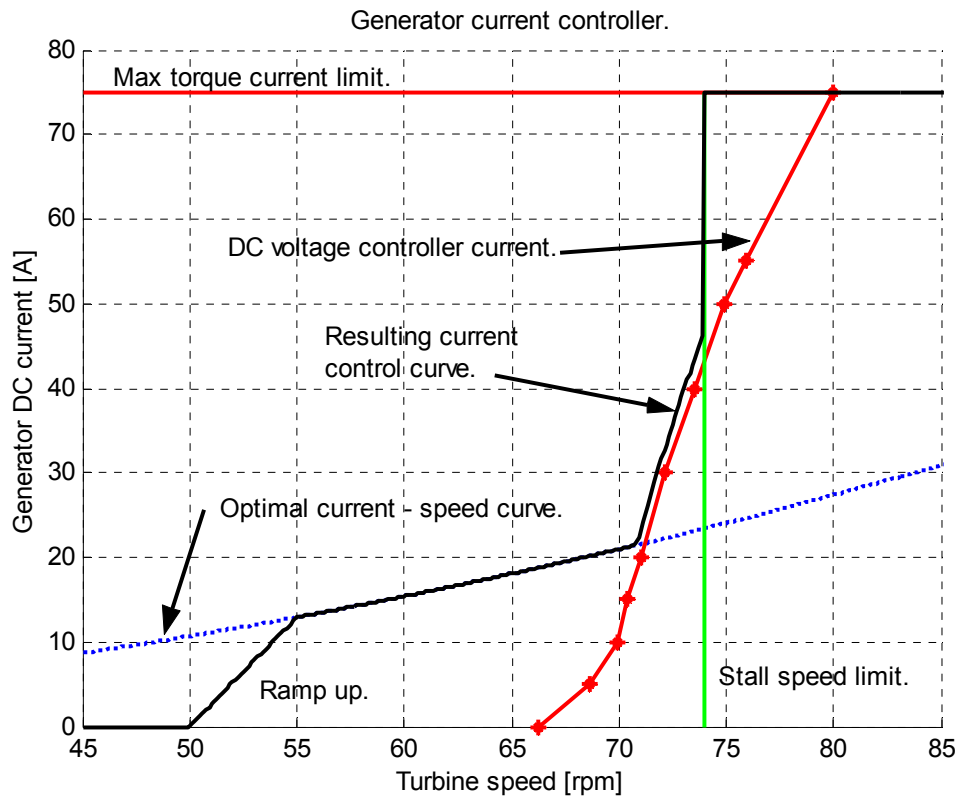


**Fig. 3.8:** Schematisk beskrivning av turbinen, elsystemet, varvtals och spänningsregleringen.

Fig.3.9.1 visar hur varvtalsregulatorn arbetade vid parallellkompensering. För att erhålla maximal turbinverkningsgrad så skall optimal-kurvan (Optimal current – speed curve) följas. När maximalt tillåtet varvtal uppnåtts (Stall speed limit) så ökar strömmen brant för en liten varvtalshöjning, för att förhindra att varvtalet stiger ytterligare. Strömmen ökar aldrig över den ström som ger maximalt bromsmoment (Max torque current limit). Vidare syns en kurva som beskriver den minsta ström som måste tas ut vid varje varvtal för att hålla likledsspänningen inom tillåten nivå (DC voltage controller current). Den resulterande reglerkurvan är inritad med svart (Resulting current control curve).

Övergången från Standby till Optimalmod sker vid parallellkompensering så högt som vid 50 varv/minut. På grund av förlusterna som uppstår av strömmarna mellan generatorspolarna och parallellkondensatorerna så finns inte någon nämnvärd energi över att ta ut vid lägre varvtal och motsvarande vindhastighet på omkring 4 m/s.

Då vinden ökar så vore det mest gynnsamma att följa optimalkurvan fram till varvtalsgränsen för stallregulatorn. Tyvärr går inte det i parallellkompenseringsfallet eftersom strömmen måste öka över optimalregulatorns börvärde redan vid ett lägre varvtal. Konsekvensen av det är att löptalet och verkningsgraden börjar sjunka redan innan maximalt driftvarvtal har uppnåtts. Resultatet blir en något försämrad energiproduktion.



**Fig. 3.9.1:** Reglerkaraktäristik för elsystemet med parallellkompensering.

I Fig. 3.9.2 visas motsvarande diagram för seriekompenseringsfallet. Här sker övergången mellan Standby och Optimal-regulatorerna redan vid 25 varv/minut, eftersom förlusterna i generatoren är lägre, och det blir möjligt att börja ta ut energi vid ett lägre varvtal. Vidare krävs endast en ringa ström för att begränsa likledsspänningen i det högre varvtalsområdet. Strömmen är mycket lägre än motsvarande optimalmodström och påverkar således inte regleringen av varvtalet.

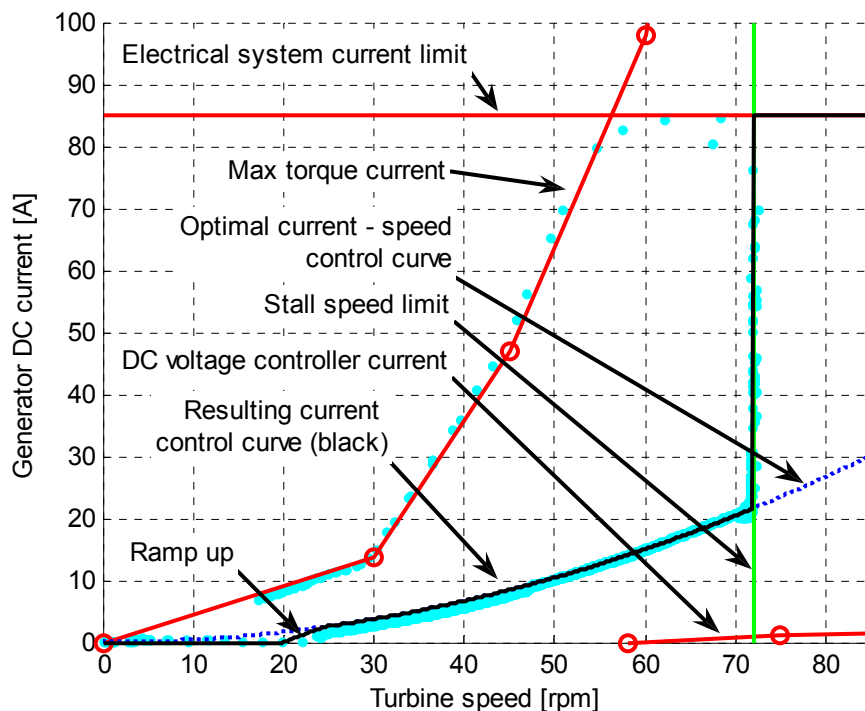
En annan skillnad är att maximalt bromsmoment från generatoren minskar snabbt då varvtalet minskar. Det motsvarar en minskande maximal regulatorström (Max torque current). Denna egenskap innebär inte något problem för regleringen av turbinen eftersom optimalmodströmmen är lägre än maxmomentströmmen i hela driftvarvtalsområdet.

Vid inbromsning med Retardationsregulatorn så följs maxmomentströmkurvan. Det har visat sig att det kraftigt reducerade bromsmomentet vid låga varvtal leder till att turbinens varvtal inte kan nedbringas lägre än till ca 20 varv/minut vid stark vind. Turbinen parkeras därefter genom att den mekaniska bromsen slås till.

Maxmomentströmkurvan i Fig. 3.9.2 utgörs för närvarande av en enkel linjär anpassning till ett fåtal punkter där maxmomentet är uppmätt. Den verkliga kurvan ligger rimligtvis något lägre mellan mätpunkterna. Det gäller speciellt i intervallet noll till 30 varv/minut. En mer korrekt anpassning i det intervallet bör förbättra nedbromsningen något.

Det maximala bromsmomentet i det högre varvtalsområdet begränsas för närvarande av hur stor likledsström som elsystemet kan hantera (Electrical system current limit).

I Fig. 3.9.2 har ett antal mätvärden lagts in. Varje punkt är ett enskunds medelvärde av varvtal och likledsström. Mätvärdena kommer dels från en stunds normal drift med optimal- och stallregulatorn samt från en inbromsning med retardation-regulatorn. Vid inbromsning från stallvarvtal så ökar strömmen till elsystemets maxström. Varvtalet börjar då sjunka och strömmen följer sedan maxmomentströmkurvan.



**Fig. 3.9.2:** Reglerkaraktäristik för elsystemet med seriekompensering. Teoretisk kurva, svart och mätvärden, ljusblå (grå) punkter, av likledsström som funktion av varvtalet vid normal drift samt vid en inbromsning med maximalt generatormoment.

### 3.7 Tidsgrafer

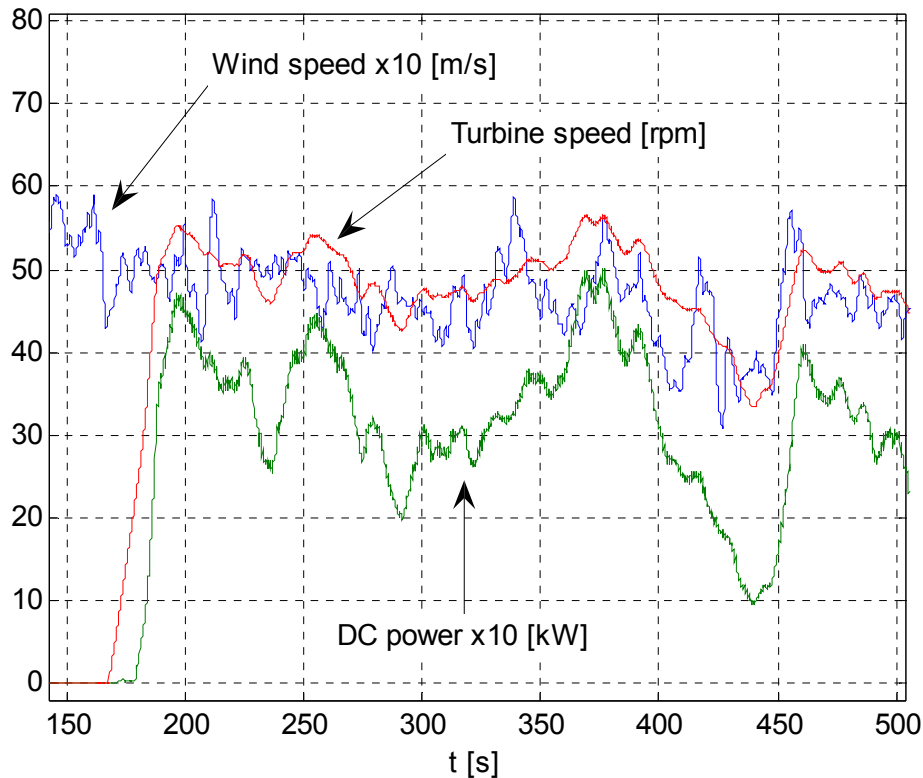
Ett annat sätt att visa hur vindkraftverket arbetar är med hjälp av tidsgrafer. Fig. 3.10 visar ca.6 minuter av start och drift i en nordlig vind som varierar mellan 3 och 6 m/s. Optimalregulatorn är aktiv.

Varvtalet följer vindhastigheten. Tröghetsmomentet i turbinen gör att varvtalet inte ändrar sig lika snabbt som vindhastighetens snabbaste variationer. Dessutom påverkas varvtalet av medelvärdet av vindhastigheten över hela turbinens svepta yta.



Vindmätaren, WS2, som sitter 1,5 turbindiametrar nordväst om turbinen mäter däremot endast över en mycket liten yta. Därmed blir variationerna snabbare.

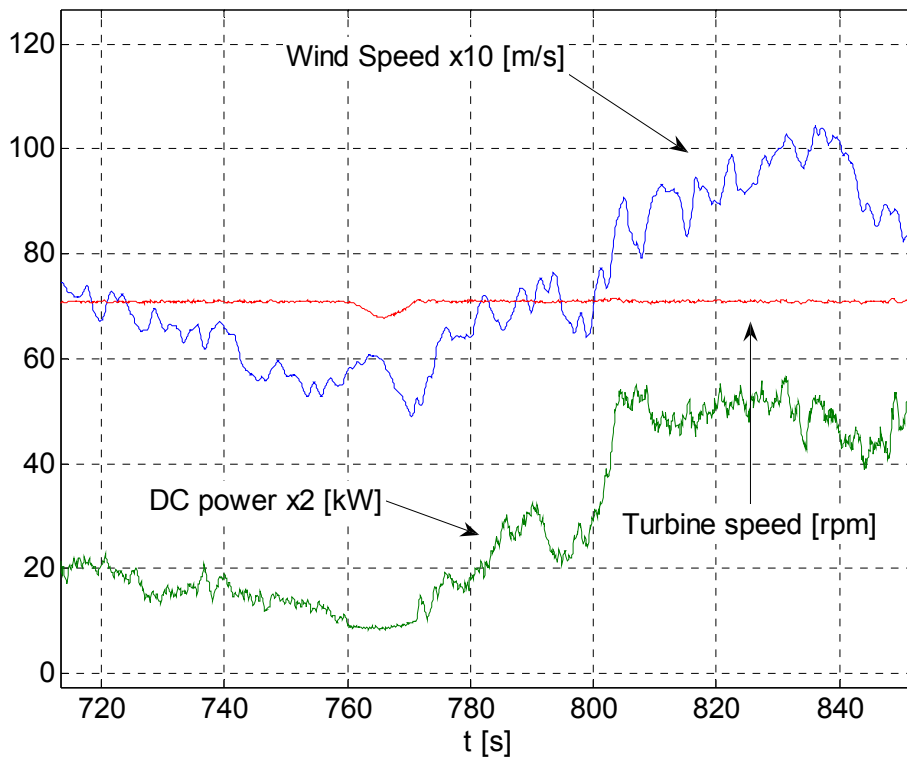
Likledseffekten, beräknad som likledsström \* likledsspänning, är plottad i figuren. En liten variation i vindstyrkan ger en betydligt större variation i effekt eftersom energiinnehållet i vinden är proportionellt mot vindhastigheten upphöjt till tre.



**Fig. 3.10:** Varvtal, vindhastighet och eleffekt som funktion av tiden vid normal drift i svag nordlig vind.

En körning i lite starkare vind finns dokumenterad i Fig.3.11. Stall-regulatorn är aktiv och varvtalet är konstant på 71 varv/minut, utom under något tiotal sekunder då vindhastigheten sjunker. Varvtalsregulatorn i stall-mod måste göra ganska kraftiga variationer i likledsström, och därmed i uteffekt för att hålla varvtalet konstant på en stall-reglerad turbin. Jämför effektkurvans utseende då stallregulatorn är aktiv med då optimalregulatorn tar över vid  $t = 760$  s.

En turbin med bladvinkelreglering däremot, kan styras att ge en jämn uteffekt vid hårda vindar. Då regleras i stället varvtalet med bladvinkelregleringen.



**Fig. 3.11:** Varvtal, vindhastighet och eleffekt som funktion av tiden vid normal drift i en nordlig vind mellan 5 och 10 m/s. Stall-regulatorn var inställd på 71 varv/minut.

### 3.8 Sammanfattning

De olika målen med ombyggnaden till seriekompensering har uppfyllts. De förväntade egenskaperna för vindkraftverket ombyggt till seriekompensering har infriats.

Det är verifierat att generatormodulen fungerar som förväntat då samtliga moduler arbetar med seriekompensering. Uppmätt likledseffekt som funktion av likledsström, och likledningsspänning som funktion av likledsström vid olika varvtal visar god överensstämmelse med förutsägelserna baserade på mätning på en statormodul.

Turbinen kan också utnyttjas mer optimalt av två orsaker:

Dels i det högre varvtalsområdet då spänningsregulatorn inte längre inverkar på optimal- och stallregulatorerna, vilket leder till bättre verkningsgrad för turbinen.

Dels har det lägsta tillåtna driftvarvtalet kunnat sänkas så att driften i optimalmod sker över ett större varvtalsområde. Det beror på att minimibelastningen på turbinen har blivit mindre genom de uteblivna förlusterna orsakade av strömmen som flöt mellan generatorspolarna och parallellkondensatorerna, även då ingen effekt togs ut.

Genom att höja maximal likledsström från 75 A, som gav maximalt moment vid parallellkompensering till 85 A så har maximal uteffekt från vindkraftverket bibehållits på samma nivå som vid parallellkompensering. Om strömmen ökas

ytterligare kommer uteffekten att kunna höjas. Kompletteras elsystemet med en DC/DC-omriktare kommer generatorns maximala uteffekt att kunna utnyttjas. Det kräver dock även en varvtalshöjning och kontroll och underhållsarbete på vingarna.

Möjligheterna att med hjälp av generatorm bromsa ned turbinen vid parkering har påverkats genom att tillgängligt bromsmoment är mycket litet vid låga varvtal. Försök har visat att varvtalet går att nedbringa till omkring 20 varv/minut även i hård vind. Det är tillräckligt för att effekten från turbinen skall vara mycket låg, och vindkraftverket stannas sedan med att den mekaniska bromsen slås till. Med parallellkompensering var det möjligt att nedbringa varvtalet till nästan stillastående även i kraftig vind.

#### **4 Mätning på Windpower WP 1,5 kW, ett litet vindkraftverk för autonom eller nät drift.**

Inom projektet har utförts prov på ett litet vindkraftverk med en märkeffekt av 1,5 kW. Vindkraftverket lånades ut av Windpower 521 Scandinavia AB ([www.windpower.se](http://www.windpower.se)). Monteringen på Hönö och utvärderingen gjordes inom ramen för ett kandidatarbete utfört av Chalmersteknologer. Deras väl utförda arbete rapporteras i App. C. I rapporten finns en preliminär vind-effektkurva samt en beräkning av årlig energiproduktion. På grund av problem med den till vindkraftverket hörande frekvensomriktaren och att ägaren av vindkraftverket önskade utrustningen tillbaka innan problemen hunnit åtgärdas så har inte tillräcklig mängd mätdata kunnat samlas in för att göra en fullständig utvärdering.

## Referenser

[1] Magnus Ellsén, Ola Carlson, "Teknisk slutrapport i projektet Drift av Hönö Provstation -HÖNÖ", Institutionen för energi och miljö, Avdelningen för elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, oktober 2006.

## **Appendix A**

”Analys av olika konfigurationer vid ombyggnad till seriekompensering.”,  
arbetsdokument, Magnus Ellsén, Chalmers tekniska högskola, 2008.



## Analys av olika konfigurationer vid ombyggnad till seriekompensering

Med seriekompensering producerar modulerna högre effekt vilket leder till en högre strömstyrka. Även spänningen som funktion av strömstyrka och varvtal har en annan karaktäristik än för nuvarande parallellkompensering.

Det befintliga likspänningsmellanledet med el-broms, glättningsinduktans, tyristoromriktare och spartransformator återanvänds i den nya konfigurationen på grund av projektets begränsade omfattning. Det sätter gränserna för vilken maximal spänning och ström som kan tillåtas på likledet, samt vilken topp effekt och vilken kontinuerlig effekt som är möjlig i olika konfigurationer.

Elsystemet kan i nuvarande utförande med säkerhet hantera en likledsström av 75 A kortvarigt, och ca 50 -60 A kontinuerligt. Maximal likspänning som använts är 582 V. Elbromsen är inställd att reagera på omkring 600 V.

Vid proven med seriekompensering med en generatormodul åstadkoms maxeffekt vid 75 varv/min. Den likriktade strömmen var då ca 14 A vid en likspänning på ca 140V. Tomgångsspänningen på likledet var 321 V. Vid en likström på 2,5 A hade likspänningen sjunkit till ca 208 V

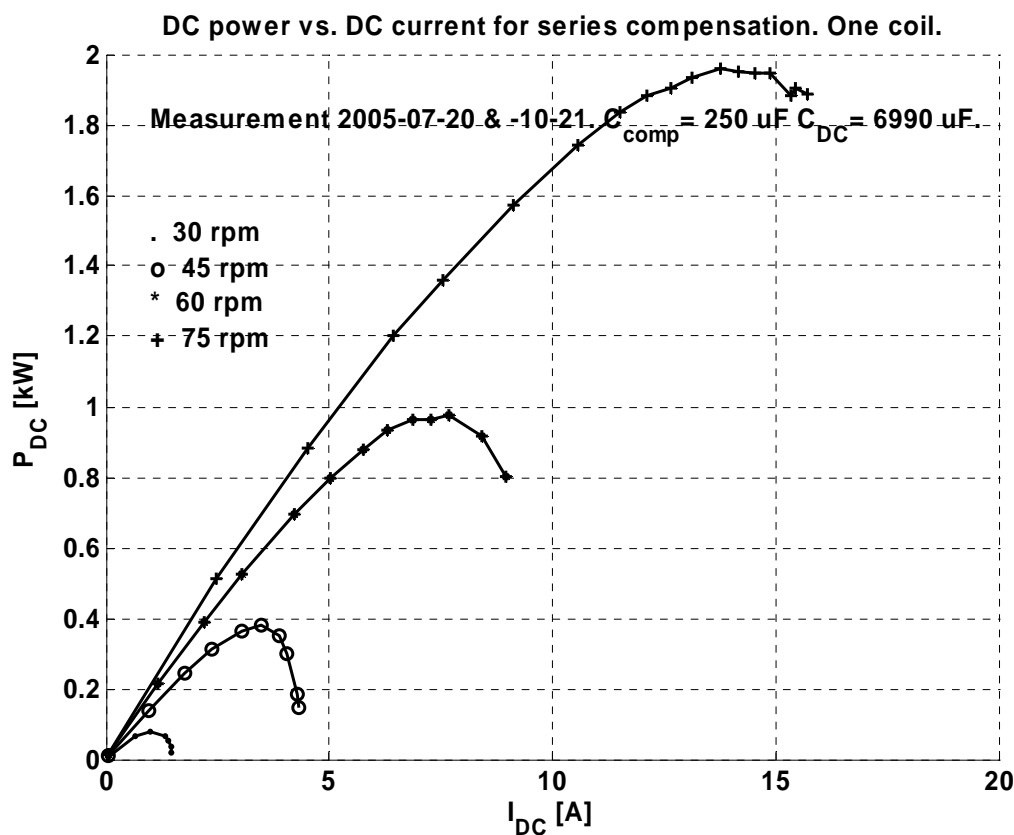
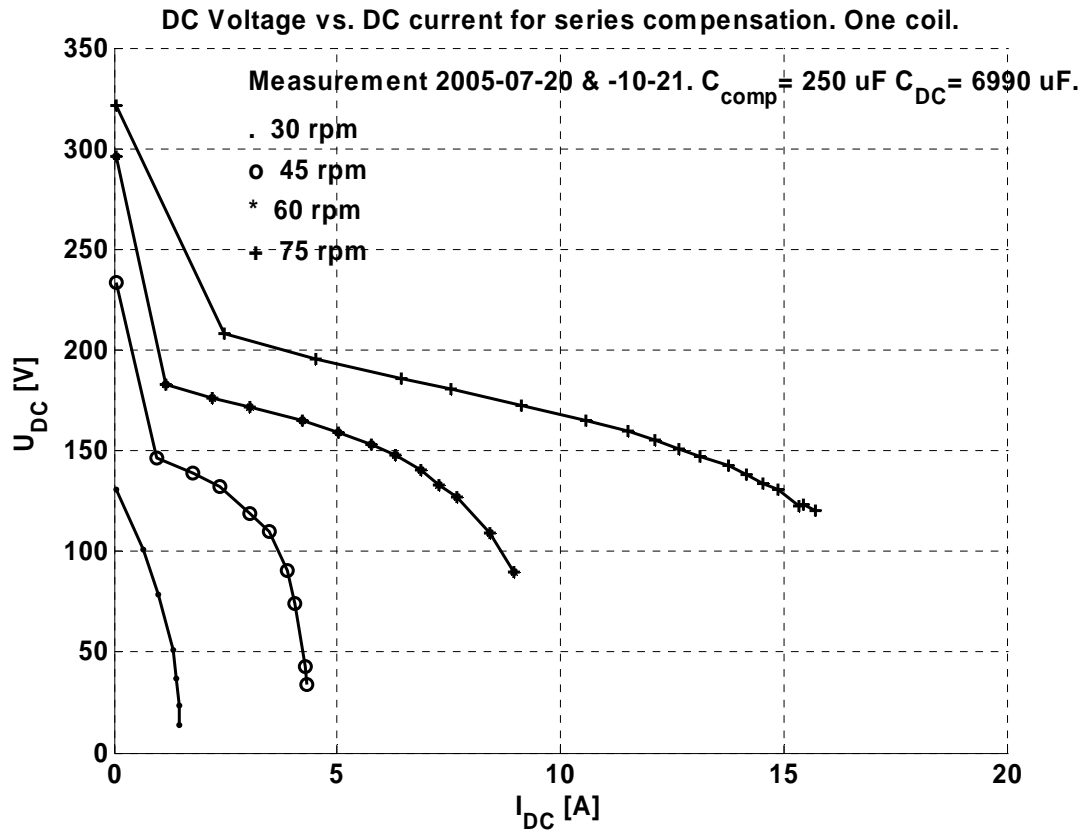


Fig. 1

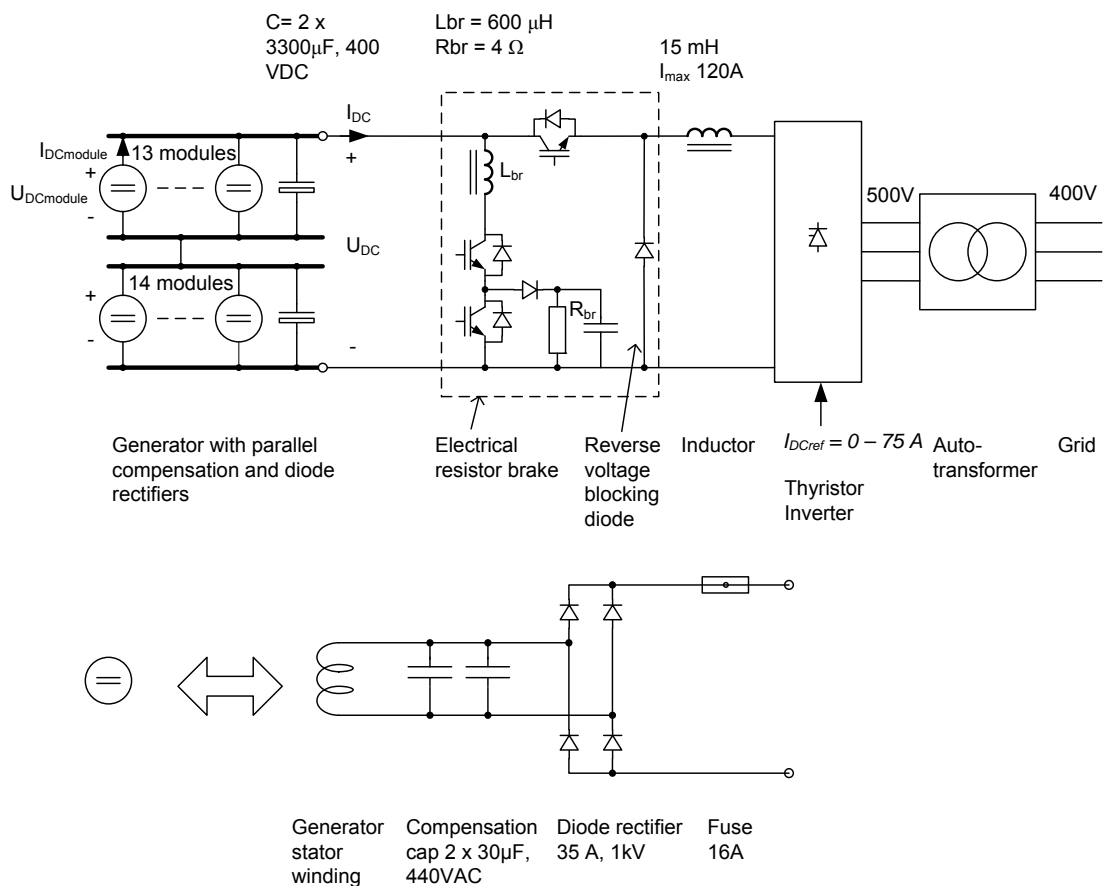


**Fig. 2**

Ett antal förslag till konfigurationer av det nya elsystemet har tagits fram. Fig. 3 visar elsystemets uppbyggnad före ombyggnad till seriekompensering.



H 3 ELECTRICAL SYSTEM WITH PARALLEL COMPENSATION



**Fig. 3:** Elsystemet med parallellkompensering. Före ombyggnad.

**Förslag till ny konfiguration av elsystemet:**

**Förslag 1:**

En uppenbar möjlighet att effektivt utnyttja tillgänglig DC-ström och spänning är att koppla modulerna i grupper om tre och tre i serie. Dessa kopplas sedan parallellt med varandra.  $3 \times 9 = 27$  moduler. För 75 varv/min och full effekt blir:

$$I_{dc\text{pmax}75} = 9 \times 14 = 126 \text{ A}$$

$$U_{dc\text{pmax}75} = 3 \times 140 = 420 \text{ V}$$

Minimal belastning för att undvika överspänning blir:

$$U_{dc\text{modulmax}} = 582 / 3 = 194 \text{ V} \Rightarrow (\text{Ur Fig. 2:}) I_{dc\text{modulmin}75} = 4,85 \text{ A}$$

$$I_{dc\text{min}75} = 9 \times I_{dc\text{modulmin}75} = 9 \times 4,85 = 43,7 \text{ A}$$

$$P_{dc\text{min}75} = U_{dc\text{max}} \times I_{dc\text{min}75} = 582 \times 43,7 = \mathbf{25,4 \text{ kW}}$$

För att kunna bibehålla optimalt löptal = 9 på turbinen så måste varvtalet vara 75 varv/min vid en vindstyrka på ungefär 6 m/s. Vid 6 m/s och 75 varv/min så är aerodynamiska effekten endast omkring 9 kW. Ovan uträknade minimala likledseffekt för 75 rpm är alltså alldeles för stor för att kunna köra med optimalt variabelt varvtal i svaga vindar.

### **Förslag 2.**

Koppla 14 moduler parallellt. Koppla dessa i serie med de andra 13 parallellkopplade modulerna.

$$I_{dcmax75} = 13,5 \times 14 = 189 \text{ A} \quad (\text{För mycket.})$$

$$U_{dcmax75} = 2 \times 140 = 280 \text{ V} \quad (\text{Lågt.})$$

Minimal belastning för att undvika överspänning blir:

$$U_{dcmodulmax} = 582 / 2 = 291 \text{ V} \Rightarrow (\text{Ur Fig. 2:}) \quad I_{dcmodulmin75} = 0,75 \text{ A} \quad (\text{troligen mindre?})$$

$$I_{dcmin75} = 13,5 \times I_{dcmodulmin75} = 13,5 \times 0,75 = 10,1 \text{ A}$$

$$P_{dmin75} = U_{dcmax} \times I_{dcmin75} = 582 \times 10,1 = 5,9 \text{ kW} \quad (\text{optimalmod OK.})$$

Om likströmmen maximalt kan vara 100 A så blir maximala effekten från generatorm:

$$P_{dcmax75} = 2 U_{dcmodul} \times I_{dc} = 2 \times 180 \times 100 = \mathbf{36 \text{ kW}}$$

där

$$I_{dcmodul} = 100/13,5 = 7,4 \text{ A}$$

$$\text{och (Ur Fig. 2:)} \quad U_{dc(7,4A)75} = 180 \text{ V}$$

Slutsats: Med förslag 1 kan elsystemet kanske klara den seriekompenserade generatorns topp effekt tillfälligt, men turbinen kommer inte att kunna arbeta optimalt i svagare vind. Det är också troligt att det blir svårt att över huvud taget komma upp i varvtal på 75 rpm och högre på grund av den höga bottenlasten för att begränsa spänningen.

Alternativ 2 däremot leder inte till problem med för hög spänning, men begränsar maximal uteffekt på grund av likledets begränsade strömtålighet. Max kontinuerlig uteffekt blir i samma storleksordning, eventuellt lägre, som med dagens parallellkompenseringsystem.

### **Förslag 3:**

Koppla modulerna i grupper om tre och tre i serie. Dessa kopplas sedan parallellt med varandra. Alla 9 serielänkar ansluts inte, så att minimieffekten inte blir besvärande stor som i förslag 1. Maximalt tillåten minimieffekt vid 75 rpm:

För att hålla optimalt löptal upp till 75 varv/min så blir vindhastigheten

$$w_s = V_{tip}/\lambda = ((d \cdot \pi \cdot RS) / 60) / \lambda = ((13,5 \cdot \pi \cdot 75) / 60) / 9 = 5,8 \text{ m/s}$$

$$V_{tip} = (d \cdot \pi \cdot RS) / 60; \% \text{ [m/s]}$$

Vid  $w_s = 5,8 \text{ m/s}$  är turbineffekten enligt inzoomning av Fig. 1 i app. B ( i Matlab) ca 8,5 kW. Med en antagen verkningsgrad på generator och elsystem på 85% så blir eleffekten  $8,5 \cdot 0,85 = 7,23 \text{ kW}$

$$P_{modulmin75} = U_{dcmodulmax} \cdot I_{dcmodulmin75} = 194 \cdot 4,85 = 941 \text{ W}$$

$$7230 / 941 = 7,6 \text{ moduler}$$

Antag att tre serielänkar används. Då erhålls minimieffekten  $3 \cdot 3 \cdot 941 = 8,5 \text{ kW}$  eleffekt. Det motsvarar  $8,5 / 0,85 = 10 \text{ kW}$  turbineffekt. Det bör fungera hyfsat, även om det stör optimaldriften något.

Vad blir då maxeffekten?

$$P_{elmax} = P_{modulmax} \cdot 9 = 1,9 \cdot 9 = 17 \text{ kW}$$

Det fungerar inte eftersom det krävs minst ca 36 kW turbineffekt för att hålla kontroll på turbinen vid 75 rpm.

#### **Förslag 4:**

Koppla 14 moduler parallellt. Koppla dessa i serie med de andra 13 parallellkopplade modulerna. (Som i förslag 2) Komplettera med en boost-converter mellan modulerna och elbromsen så att ström och spänning in till tyristoromriktaren blir bättre anpassade. Strömmen i elbromsen, DC-induktansen, tyristoromriktaren och vidare ut på nätet höjs från 75 till 91 A. Eventuellt kan elbromsens snubberkretsar behöva förstärkas något.

$$P_{dcmax75rpm} = 582 \text{ V} \times 91 \text{ A} = 53 \text{ kW}$$

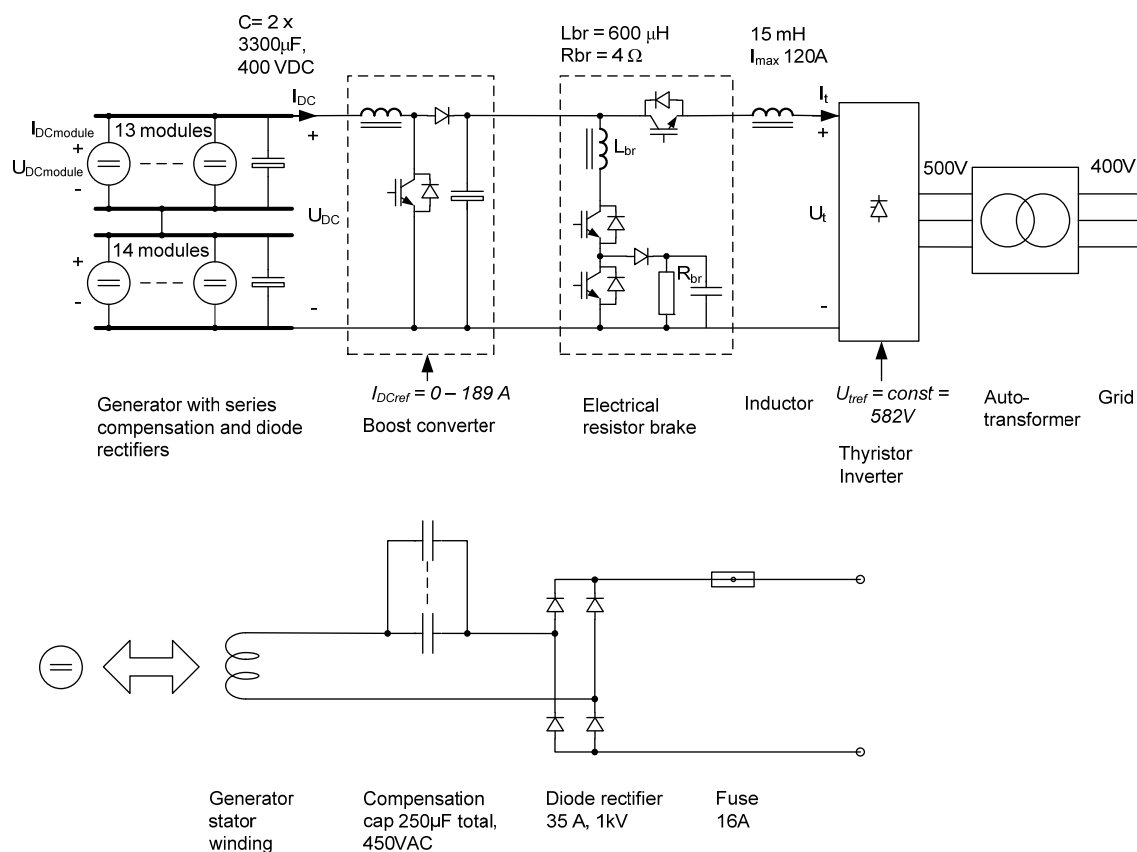
$P_{dcmin}$  blir samma som i förslag 2:

$$P_{dcmin75} = U_{dcmax} \times I_{dcmin75} = 582 \times 10,1 = 5,9 \text{ kW}$$

$$P_{dcmax75} = 2 U_{dcmodul} \times I_{dc} = 2 \times 140 \times 189 = \mathbf{53 \text{ kW}}$$

eller

$$P_{dcmax75rpm} = U_t \times I_t = 582 \text{ V} \times 91 \text{ A} = 53 \text{ kW}$$



**Fig. 4:** Elsystemet enligt förslag 4, med seriekompensering och boost-converter och med ursprunglig el-broms och thyristoromriktare.

### Förslag 5:

Som förslag 1, men med en DC/DC-omvandlare som både kan höja och sänka spänningen. Elbromsen kan integreras med omvandlaren.

### Förslag 6:

Koppla enligt förslag 1: Med 3 moduler i serie, 9 parallella länkar, men montera en triac med nollgenomgångstrigging över seriekondensatorn på varje eller några av modulerna. Om nollgenomgångskretsen och triacen blir enkel och inte får för stort kylbehov, så kan triacen aktiveras när man vill sänka spänningen för att få lägre minimeffekt vid 75 varv/min. Vidare kan förbikopplingen av kondensatorn användas för att öka generatorns moment i låga varvtal.

Styrningen av förbikopplingen kan ske med nio digitala signaler. En för varje seriekopplad länk. När turbinen skall parkeras kopplas samtliga förbikopplingar in när varvtalet sjunkit under ca 40 varv/min. Därvid bibehålls ett tillräckligt högt bromsmoment för att kunna bromsa turbinen till nästan stillastående och för att kunna baxa turbinen med precision. Vid normal drift vid varvtal upp till maxvarvtal så regleras vridmomentet som vanligt av optimal respektive stall-modsregulatorerna som styr DC-strömmen. Vid optimalmod i medelstarka vindar kommer varvtalet att gå upp till maxvarvtal med en relativt låg DC-ström. Det skulle leda till överspänning med alla seriekondensatorer inkopplade. En spänningsregulator styr förbikopplingen av serielänkarna så att när spänningen närmar sig maxvärdet så förbikopplas kondensatorerna i en länk. Då sjunker spänningen från denna länk så mycket att den inte kan bidra med någon ström, eftersom tomgångsspänningen utan kompensering är för låg. De andra länkarna, med kondensator inkopplad, kommer då att få en ökad ström, eftersom omriktaren fortfarande har samma strömbövärdet. Det leder till att DC-mellanledningsspänningen sjunker något. På motsvarande sätt kopplas kondensatorerna in i en länk i taget när spänningen sjunker under ett visst värde.

Spänningsreglerprogrammet kan se ut ungefär så här:

```

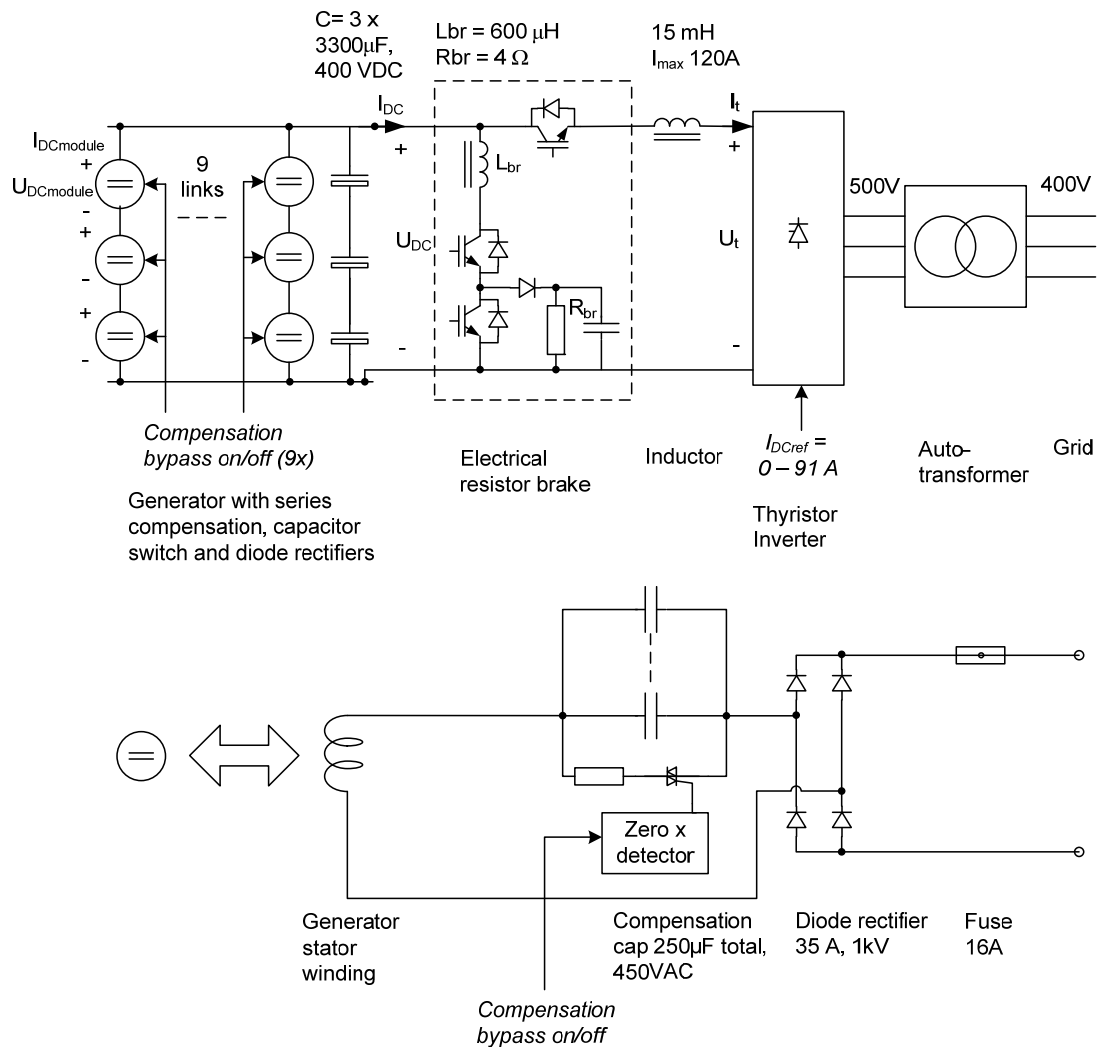
if RS < 40                                % RS = Rotor Speed
    BypassNumber :=9; % All nine bypass circuits engaged.
else
    if DCV < DCVlow                        % DCV = DC link voltage
        BypassNumber := BypassNumber - 1; % Engage Caps in one more link
        if BypassNumber < 0
            BypassNumber := 0;
        end
    else
        if DCV > DCVhigh
            BypassNumber := BypassNumber + 1; % Bypass Caps in one more link
            if BypassNumber > 9
                BypassNumber := 9;
            end
        end
    end
end
end

```

Förbikopplingskretsen består förslagsvis av en triac (dubbelriktad tyristor) i serie med en lågohmig resistans. Triggkretsen till triacen innehåller en nollgenomgångsdetektor som känner av när spänningen över kondensatorn är nära noll (T.ex. SHARP S21ME4). Om triacen skulle slås till vid ett slumpvis valt tillfälle så kan kondensatorn vara uppladdad till flera hundra volt. Då blir inrusningsströmmen så stor att triacen förstörs. Eftersom nollgenomgångsdetektorn antagligen inte kan göras perfekt får man räkna med en kvarvarande spänning på kondensatorn i tillslagsögonblicket av storleksordningen några tiotals volt. För att undvika triacskador behövs därför en serieresistans som skall vara så låg som möjligt beroende på hur väl nollgenomgångskretsen fungerar och på hur stor toppström triacen klarar.

I triacen och resistorn kommer det att utvecklas en del förluster som måste kylas bort när modulen genererar ström. Tack vare att ingen eller en mycket liten ström går i en länk vid drift vid höga varvtal när förbikopplingen är aktiverad (på grund av att de andra länkarna har en högre spänning) så blir kylbehovet ringa eller inget alls i normal drift. Vid nedbromsning i låga varvtal kommer däremot värmeutveckling att ske. Det sker dock under en kort tidsrymd. Om värmeutvecklingen ändå skulle visa sig vara ett stort problem, kan resistansen bytas ut mot en mindre spole lindad på en ferritkärna,

eventuellt i kombination med en resistans för att dämpa resonans mellan spolen och kondensatorn.



**Fig. 5:** Elsystemet enligt förslag 6, med seriekompensering, förbikopplingsmöjlighet av seriekondensatorerna och med ursprunglig El-broms och tyristoromriktare.

### Förslag 7:

Koppla enligt förslag 1: Med 3 moduler i serie, 9 parallella länkar. Montera in ett relä i serie med generatorspolen på en av de seriekopplade modulerna i varje eller några av de parallellkopplade länkarna. När man bryter reläet (växelspänning) så kommer den länken att producera en mycket lägre spänning och därför bidra med ingen eller betydligt mindre DC-ström. Ett antal länkar kan på det sättet kopplas i och ur för att ge lagom ström och spänning beroende på driftsituation.

Hönö 4 Elsystem ombyggnadsförslag, sammanställning.									
Förslag		IdcPmax	Idcmodulmax	UdcPmax	Utmax	Itmax	Pmax75rpm	Idcmin	Pmin75rpm
		[A]	[A]	[V]	[V]	[A]	[kW]	[A]	[kW]
1	3-serie. 9-parallell	126	14	420			53	43.7	25.4
1 (max 100A)	3-serie. 9-parallell	100	11.1	486			48.6	43.7	25.4
2	2-serie/13,5-parallell	189	14	280			53	10.1	5.9
2 (max100A)	2-serie/13,5-parallell	100	7.4	360			36	10.1	5.9
3	3-serie. 3-parallell	42	14	420			17		8.5
4	2-serie/13,5-parallell+boost	189	14	280	582 (konst)	91	53	10.1	5.9
5	3-serie. 9-parallell+buckboost	126	14	420	582 (konst)	91	53	0	0
	5			960(I <sub>dc</sub> =0)					
6	3-serie. 9-parallell+Cap-bypass	126	14	420	582	126	53	10?	5.8?
6 (max100A)	3-serie. 9-parallell+Cap-bypass	100	11.1	486	582	100	48.6	10?	5.8?
7	3-serie. 9-parallell+relay	126	14	420	582	126	53	13.5?	ca 8?
7 (max100A)	3-serie. 9-parallell+relay	100	11.1	486	582	100	48.6	13.5?	ca 8?

*Elsystemalternativ.xls*

**Fig. 6:** Sammanställning av olika ombyggnadsförslag av elsystemet vid seriekompensering. Problematiska värden markerade med *kursiv* stil. Förslag 4 ger möjlighet att utnyttja vindkraftverket till fullo.

### Sammanfattning:

Förslag 1 ger möjlighet att ta ut hög effekt ur generatorm utan att behöva bygga om annat än att ändra modulerna till seriekompensering. Tyvärr blir minimeffekten (25 kW) för att begränsa spänningen för hög för turbinen.

Förslag 2 ger inget problem med spänningen, men strömmen blir för hög för elbromsen, dc-induktansen, tyristoromriktaren och spartransformatorn. Om strömmen begränsas till 100 A så kan elsystemet klara av den, åtminstone kortvarigt. Effekten blir då max 36 kW, dvs. i stort sett samma som för det gamla elsystemet (32 kW).

Förslag 3 bygger på att man kopplar bort stora delar av generatorm. Det leder till att maxeffekten blir endast 17 kW. Det räcker inte för att kontrollera vindkraftverket.

I förslag 4 används en step-up DC/DC-omvandlare för att anpassa likledsspänning och ström till lämplig nivå för tyristoromriktaren. Detta förslag ger möjlighet att ta ut full effekt (53 kW) ur generatorm, åtminstone tillfälligt.

Förslag 5 möjliggör dessutom att ha nollast på generatorm utan att överspänning uppstår. Kopplingen blir mer komplicerad. Dock duger förslag 4 gott, eftersom minimibelastningen där är endast ca. 6 kW.

Förslag 6 är en intressant variant. Ger möjlighet att utnyttja generatorm och turbinen väl. Ingen DC/DC-omriktare behöver byggas. Förbikopplingskretsen kan bli väldigt enkel. Övriga problem kan dyka upp eftersom det är en för oss oprövad koppling. Kopplingen provas lämpligen på en modul först. Om det inte fungerar så kan man vid tidsbrist alltid använda t.ex. förslag 2 som ger ca 36 kW.

Förslag 7 är också användbart och lätt att bygga. Det kan vara ett alternativ att prova om förbikopplingskretsen i förslag 6 blir för komplex.

## Val av konfiguration och förväntade egenskaper

Eftersom projektet har begränsad tid och resurser så måste arbetet planeras så att ett användbart system hinner byggas, testas och mätningar göras inom tidsramen.

Valet har därför fallit på konfiguration 2 ovan, eftersom det inte kräver några extra konstruktioner utöver installation av seriekondensatorerna. Denna konfiguration möjliggör också en senare komplettering med boost converter enligt konfiguration 4.

### Förväntade egenskaper:

Bättre lågvindsegenskaper, eftersom det inte finns några förluster orsakade av den ström som flyter mellan parallellkompenseringskondensatorerna och generatorspolarna, även då ingen effekt tas ut från generatoren. Detta bör medge att vindkraftverket kan köras i ett större varvtalsintervall utan att tomgångsförlusterna i låga varv överstiger vindeffekten vid låga vindstyrkor.

Med samma ström på likledet som i parallellkompenseringsfallet, 75A, så kommer maximal likledseffekt att sjunka från ca 32 kW till 28,5 kW. Det leder till att det inte går att köra 75 varv/min i starkare vindar.

Om likledsströmmen kan höjas till ca 90 A så erhålls ungefär samma likledseffekt som i parallellkompenseringsfallet. Om likledsströmmen kan höjas till 100 A så erhålls 36 kW på likledet. Det är en liten förbättring jämfört med parallellkompenseringsfallet. Då kan man troligen köra 75 varv/min i hård vind med en liten marginal mot rusning. Tidigare kunde det hända att turbinen rusade och mekaniska bromsen fick gripa in vid 75 varv/min.

Oavsett vilken likledsström som kan uppnås så kommer optimalmod-egenskaperna förmodligen att bli bättre med seriekompenseringen genom att minimilasten (för att hålla nere likedsspänningen) vid 75 varv/min sjunker från i stort sett full effekt, 32 kW, till 5,9 kW. Vidare så är förlusterna för den reaktiva strömmen till parallellkondensatorerna borta vilket bör ge bättre verkningsgrad och mindre lägsta bromsande moment på turbinen vid lågvind. Detta bör medge att vindkraftverket kan köras i ett större varvtalsintervall utan att tomgångsförlusterna i låga varv överstiger vindeffekten vid låga vindstyrkor.

### Med utgångspunkt från det resonemanget kan en handlingsplan se ut så här:

1. Elsystemet byggs om till seriekompensering enligt förslag 2, dvs. 14 moduler kopplas parallellt. Dessa kopplas i serie med de andra 13 parallellkopplade modulerna. Det befintliga likriktarskåpet behålls. Där är modulerna redan kopplade på rätt sätt. Parallellkondensatorerna bortkopplas och seriekondensatorerna inkopplas. Seriekondensatorerna placeras i en eller flera nya lådor som placeras i anslutning till likriktarskåpet.



2. Reglerprogrammet: Varvtals- och spänningsregulatorerna modifieras och implementeras i vindkraftverkets reglerprogram. Även övervakningsfunktionerna och deras gränsvärden kan behöva korrigeras. Funktionerna för nedbromsning och parkering av turbinen måste anpassas till den låga ström som kan tas ut vid låga varvtal. Även funktioner för baxning av turbinen som används vid parkering av turbinen i en viss vinkel berörs.
3. Systemet testas och trimmas in i låg och medelstark vind Maximal tillåten likledsström är samma som för parallellkompenseringsfallet, 75 A.
4. Datormätningar planeras. Mätssystemet anpassas och kopplas in. Mätningarna görs i olika förhållanden. Max varvtal i hård vind kan behöva sänkas till värden under 75 varv/min, se ovan under Förväntade egenskaper.
5. Om tid finns så kan försök göras med att höja likledsströmmen. Oscilloskopmätningar görs på elbromsen för att t.ex. tillse att transistorerna inte utsätts för överspänning eller överström. Kontroll görs också att inga komponenter i elsystemet blir för varma.
6. Eventuellt måste en mindre varvtalshöjning provas ut för att kunna utnyttja full effekt. Gränsvärden i elbromsen och reglerprogrammet måste då eventuellt justeras.
7. Nya mätningar med den höjda effekten görs.
8. Om ytterligare tid finns så kan en boost converter byggas och monteras på likledet enligt förslag 4 ovan. Då ges möjlighet att åtminstone kortvarigt ta ut full effekt från generatoren. Varvtalshöjning är då nödvändig för att turbinen skall kunna ge tillräcklig effekt.



## **Appendix B**

”Säkerhetsanalys av varvtalshöjning för Chalmers vindkraftverk”,  
arbetsdokument, Magnus Ellsén, Chalmers tekniska högskola, 2007.



# Säkerhetsanalys av varvtalshöjning för Chalmers vindkraftverk

## Förutsättningar

Vid ombyggnad av elsystemet från parallellkompensering till seriekompensering så höjs generatorns elektriska märkeffekt vid 75 varv/min från 32 kW till ca 53 kW. För att kunna utnyttja generatorns höjda märkeffekt så måste varvtalet höjas för att turbineffekten skall bli tillräcklig. I en tidigare rapport, ref [1], blir rekommendationen att, om säkerheten tillåter det, höja vindkraftverkets märkvarvtal från 75 varv/min till 85 varv/min. För att utreda om det är möjligt så har denna studie gjorts som inkluderar mekanisk hållfasthet, elsystemets tålighet och en analys av nödbromssystemet.

## Hållfasthet, vingar

I ref [3] finns ett kapitel om bladen. Där har bladmaterialets brottgräns mätts upp till omkring 37 MPa. I rapporten har ett antal lastfall studerats. Det värsta lastfallet enligt rapporten är övervarv och vindhastighet 20 m/s. Det anges att lasten är tagen efter 4 sekunders fri rotation. Lasten i flap-led blir då maximalt ca 36 MPa på en radie av 4 m från rotationscentrum. Det är alltså ungefär vid den belastningen materialet brister.

I ref [4] finns Vidyn-simuleringar i form av grafer av de olika lastfallen som listas i ref [3]. Från dessa grafer har följande fall studerats med avseende på varvtal, tvärkraft på torntopp och böjmoment i bladroten i flap-led. (Vinkelrätt mot rotordisken.)

Lastfall 2, normaldrift,  $n=75$  varv/min,  $v=4 - 20$  m/s,  $dv=4$  m/s, ledat nav  
Thrust(20m/s) = ca 5.5 kN  
Mflap1(20m/s)medel = ca 12.5 kNm. Beräknad  $\sigma = 7.2$  MPa  
Mflap1(20m/s)max = ca 13.5 kNm. Beräknad  $\sigma = 7.84$  MPa

Lastfall 13.1, Sidvind +/-40 grader,  $n=75$  varv/min,  $v = 15$  m/s, fast nav  
Mflap1max= ca 15.5 kNm  
Mflap1min= ca 0 kNm  
Belastning max = 9 Mpa  
Detta lastfall har provlastats med sandsäckar i inomhus innan idrifttagning.

Lastfall 7, Övervarv,  $n=75 - 240$  varv/min,  $v = 20$  m/s, ledat nav  
 $n = 110$ :  
Thrust = 8.8 kN.  
Mflap1= 23.4 kNm. Beräknad  $\sigma = 13.5$  Mpa

$n = 210$ :  
Thrust = 26 kNm  
Mflap1= 58 kNm. Beräknad  $\sigma = 33.6$  MPa

Vid  $t= 4$  s:  
 $n= 174$  varv/min  
Thrust = 20.5 kN

Mflap1 = 48 kNm. Beräknad  $\sigma = 27.8$  MPa

Efter 4 s acceleration ( $t= 5$ s):

$n= 238$  varv/min

Thrust = 27 kN

Mflap1 = 63.4 kNm. Beräknad  $\sigma = 36.8$  MPa

Belastning = ca 36 Mpa

Lastfall 7.2, Övervarv,  $n=75$  -- 200 varv/min,  $v = 15$  m/s, ledat nav

$n = 110$ :

Thrust = 8.7 kN.

Mflap1= 20 kNm. Beräknad  $\sigma = 11.6$  Mpa

Nytt lastfall: Normal drift  $n= 85$  varv/min,  $v = 20$  m/s.

(Avläst ur lastfall 7 vid 85 varv/min)

Thrust = 6.9 kN

Mflap1 = 15.5 kNm. Beräknad  $\sigma = 9$  MPa

Nytt lastfall: Normal drift  $n= 85$  varv/min,  $v = 15$  m/s.

(Avläst ur lastfall 7.2 vid 85 varv/min)

Thrust = 5.5 kN

Mflap1 = 14 kNm. Beräknad  $\sigma = 8.1$  MPa

För att få en uppfattning om materialspänningen i de olika Vidyn-simuleringarna så har lastfall 13.1 använts, där uppgifter om spänningen finns i ref [3]

Från lastfall 13.1 erhålls:

$$\sigma = M_{flap} k_1 \Rightarrow k_1 = \frac{\sigma}{M_{flap}} = \frac{9}{15.5} = 0.5806$$

Med hjälp av detta samband har spänningen i bladet räknats ut för övriga lastfall ovan.

Det lastfall som provats med sandsäckar på bladet i lab. är 13.1 Cross wind, +/-40 degrees,  $v=20$ m/s. Där blir maximal spänning 9 Mpa vid ett flap-moment på 15.5 kNm. Denna last anses inte skadlig annat än ur utmattningshänseende när den varierar mellan noll och full last på ett rotorvarv vid snedanblåsning. Det kan nämnas att upplevelsen av provet var att bladet var kraftigt belastat och stor försiktighet iakttogs vid pålastningen av de sista säckarna. Utböjningen av bladspetsen blev ca 150 mm.

Det kan noteras att normal drift vid 85 varv/min och 20 m/s ger samma belastning på bladen som har testats med sandsäckar.

Maximalt tillåtet varvtal innan nödbromsen slår till är sedan tidigare satt till 110 varv/min. Då blir spänningen  $13.5 / 9$  MPa = 150 % större än provbelastningen. Lasten är då  $13.5 / 36$  MPa = 37.5 % av brottspänningen.

Belastningarna i edge-led anses försumbara då de inte överstiger 1Mpa för något lastfall. Där ingår nödbroms med 20kNm bromsmoment.

Slutsats: En höjning av varvtalet till 85 varv/min och med ett maximalt nödstopsvarvtal av 110 varv/min bör inte leda till skador på bladen, förutsatt att de är i gott skick med avseende på fukthalt, sprickor och röta. Förhöjd fukthalt i trä sänker trädets hållfasthet drastiskt. Vid normal drift vid 85 varv/min i vindar från 15 - 20 m/s så riskerar belastningen på bladen att överstiga vad som har provlastats med sandsäckar. Det kan ske om t.ex. en snedanblåsning inträffar som leder till stora gungvinkelutslag och därmed ökade bladböjmoment. Belastningen vid ett nödstopp blir också större än vad som har testats. Med tanke på att bladen inte är i perfekt skick och är omkring 8 år gamla så bör stor försiktighet iaktas vid varvtalshöjning i vindar över 10 m/s. Övervakningssystemet måste också kunna parkera vindkraftverket då vindbyar överstigande en viss styrka inträffar.

### **Hållfasthet, nacell, vändkrans och torn**

Vid en höjning av varvtalet från 75 till 85 varv/min ökar tvärkraften på torn toppen från 5.5 kN till 6.9 kN enligt lastfallen i avsnittet "hållfasthet, vingar" ovan.

Inför en tidigare ombyggnad av vindkraftverket då den direktdrivna generatorm installeras så gjordes en kontroll av hållfastheten på hela kraftverket vid ett antal lastfall, ref [2]. Ett lastfall som valts är övervarv 200 varv/min vid en vindhastighet av 20 m/s. Varvtalet är valt som "motsvarande undre hållfasthetsgräns för inlimmade bladbultar". Vid detta lastfall tangerar man den belastning då plåten i tornfoten bucklas, dvs. totalhaveri. Tvärkraften är enligt ref [2] då 34.3 kN inklusive en säkerhetsfaktor på 1.3.

Slutsats: en höjning av varvtalet till 85 varv/min innebär ingen risk för nacell, vändkrans och torn.

### **Generatorns varvtalstålighet**

#### **-mekaniskt**

Enligt ett brev från generatortillverkaren, The Morley Electric Engineering Company Ltd, daterat 16 January 1997, så innebär ett generatorvarvtal upp till 130 varv/min inget mekaniskt hinder.

#### **-elektriskt**

Generatorns tomgångsspänning är 2.56V/varv/min rms.

$$U_{\text{tomg}}(75) = 2.56 \cdot 75 = 192 \text{ V rms}$$

$$U_{\text{tomg}}(85) = 2.56 \cdot 85 = 217.6 \text{ V rms}$$

Spänningen är inte sinusformad, utan en relativt högre toppspänning erhålls på grund av polernas utformning på generatorm. När generatorm är lastad utgör detta inget problem eftersom topparna då inte förmår ladda upp DC-kondensatorerna. Vid tomgång erhålls toppspänningen över kondensatorerna.

För 75 varv/min så har toppspänningen uppmätts till omkring 340V. Det ger

$$340/75 = 4.54 \text{ V/varv/min}$$

För 85 varv/min blir toppspänningen  $4.54 \cdot 85 = 385 \text{ V}$

För isolationen är denna spänning inget problem. Vid mätningar med seriekompensering och höga strömmar har som mest toppvärdet på spänningen över en spole varit omkring 620 V utan att någon skada kunnat konstateras. Om motsvarande ström tas ut vid 85 varv/min så förmodas spänningen också blir högre.

Det har inte varit möjligt att få fram några tillförlitliga uppgifter på hur hög spänning lindningsisolationen tål. Spänningsnivåerna som kan uppnås är ändå måttliga, så bedömningen är att generatoren klarar en varvtalshöjning till 85 varv/minut.

### **Elsystemets spännings och strömtålighet**

#### **-Likriktare**

Likriktarbryggan som använts i försöksuppkopplingen med seriekompensering heter SB3510 (Elfa 70-071-56) och är märkt 35A, 1kV. Högsta modulväxelström, ID, som hittills prövats är 20,4 A rms. Den största spänningen över diodlikriktaren inträffar troligen vid nollast och högsta varvtal. Toppspänningen vid 85 varv/min blir då enligt ovan 385 V. Vid 110 varv/min blir toppspänningen  $4.54 \cdot 110 = 500 \text{ V}$ .

Slutsats: Den ovan nämnda diodbryggan kan användas även vid en varvtalshöjning till 85 varv/min.

#### **-Kompenseringskondensatorer**

Parallellkompenseringskondensatorer:  $2 \times 30 \text{ uF}$ , 440Vac.

$$U_{\text{topp}} = 440 \sqrt{2} = 622 \text{ V}$$

Seriekompenseringskondensatorerna som har använts i försöksuppkopplingen är märkta:

Epcos 50 uF 450VAC

B32328-A39

MKP 50/60Hz 25/085/21

$$U_{\text{topp}} = 450 \sqrt{2} = 636 \text{ V topp.}$$

Spänningen över seriekompenseringskondensatorerna beror på strömmen och frekvensen. Vid maximalt uttagen effekt vid 75 varv/min var toppvärdet på kondensatorspänningen ca 460 V. Modulströmmen ID var 16 A rms. Vid ID = 20,4 A rms var kondensator toppspänningen omkring 580 V topp.

Slutsats: Vid normal drift vid 85 varv/min och full effekt bör de använda kondensatorerna ha tillräcklig spänningstålighet. Risk finns för skador om strömmen av någon anledning överskrider den ström som ger maxeffekt.



### **-Glättningskondensatorer, DC**

Likriktarskåp: två kondensatorer  $C=3300 \text{ uF}$ ,  $400\text{VDC}$ , monterade över var sin halva av modulerna.  $U_{dcmax}$  blir alltså  $2 \times 400\text{V}$

Max spänning över en kondensator inträffar vid tomgång. Se Likriktare ovan. Vid 85 varv/min blir spänningen 385 V.

Slutsats: Kondensatorerna klarar precis tomgångskörning vid 85 varv/min. Övervarv kan leda till skador om inte samtidigt tillräcklig ström belastar generatoren.

### **-Elbroms**

El-bromsens funktion finns beskriven i ref. [5]. El-bromsen är i dagsläget inställd på en bromsström av ca 80 A. Överspänningsvakten står på  $U_{max} = 600\text{V}$  (ungefär). Bromsen har troligen förmåga att bryta en omriktarström på 75A utan att skadas. Det måste verifieras att den har utsatts för det på Hönö.

I Rapporten, ref. [5] har bromsen testats med en bromsström på 160A i ca 0.3 s. DC-spänningen var troligen omkring 480V. I labbet har bromsen testats med att bryta en omriktarström på 50A. Max tillåten spänning över transistorn uppges till 1200V. Vid brytförloppet var spänningen över transistorn uppe i ca 850V. Möjligen har överspänningsskyddet över transistorn kompletterats efter denna mätning.

Slutsats: Ytterligare undersökningar och eventuellt förstärkningar av elbromsens skyddskretsar kommer att behövas för att verifiera säker funktion vid 85 varv/minut.

### **-Glättningsinduktans**

Levererad av AQ Trafo AB. Text på märkskylt: Typ XKDD30, ser.no. 124928 X1, vikt 200 kg, Temp. cl. 180H. Induktorn består av två st. spolrar på gemensam järnkärna. Spolarna är parallellkopplade. Då gäller följande data (enligt märkskylt):  $L=15\text{mH}$ ,  $I_d=120\text{A}$ .  $I_{eff}=85\text{A}$ .

Betyder det att max ström utan mätning är 120A eller 85A ? En sinusström på 85A rms motsvarar en toppström på 120A. Det antas därmed att spolen klarar 120A topp utan att mättas, och 85A termiskt. Praktisk erfarenhet visar att spolen inte blir nämnvärt uppvärmd vid körning av nuvarande elsystemet då medelströmmen under lång tid kan vara omkring 40 A. Förmodligen är det mätning vid 120 A topp som begränsar den angivna rms-strömmen till 85A.

Slutsats: Glättningsinduktansen kommer att klara en ökning av DC-strömmen från nuvarande max 75 A till kanske 100 A, vilket bör vara tillräckligt för att höja uteffekten på vindkraftverket till önskade 53 kW. Viss uppmärksamhet måste riktas mot om induktansen blir för varm, om medelströmmen överskrider 85 A under en längre tid.

### **-Tyristoromriktare mot elnätet**

Omriktaren SSD 750 har en DC-märkström på 150A enligt datablad. Drift vid max. 100 A har verifierats. För närvarande ligger en begränsning i vindkraftverkets reglerprogram på ca 75A. Enligt databladet är fasströmmarna på nätsidan  $0,9 \times I_{dc}$ .

Omriktaren är utrustad med en spartransformator mot elnätet. Den höjer nätspänningen 400V till ca 500V in till omriktaren. Det leder till att maximalt hanterbar likspänning ökas till ca 600V. Nuvarande högsta använda mellanledningsspänning är ca 580V DC.

Maximal likledseffekt blir:

$$580 \text{ V} \times 100 \text{ A} = 58 \text{ kW}$$

Fasströmmarna blir maximalt:

$$0,9 \times 100 = 90 \text{ A}$$

Slutsats: Omriktaren har tillräcklig kapacitet för att höja systemets uteffekt till 53 kW förutsatt att en konfiguration kan ordnas som ger både rätt spänning och ström från likledet.

### **-Spartransformator**

Text på märkskylt:

3-fas, AB Transform, Typ TGP 2851,

prim 400V 86,6 A 50Hz

sek 420 - 460 - 500 V 82,5 -- 69,3 A koppl. Y - n/auto

Effekt: 60kVA kont. drift

Transformatorn är kopplad med 500V-uttaget till tyristoromriktaren. växelströmmen från omriktaren får då vara 69,3 A rms.

$$P = \sqrt{3} U_h I_f = \sqrt{3} \cdot 500 \cdot 69,3 = 60 \text{ kW}$$

För tyristoromriktaren anges:

Supply current:  $(0,9 \times I_{dc})$  Amps ac.

Antag  $I_{dc} = 100 \text{ A} \Rightarrow I_f = 90 \text{ A ac}$

Det är omriktarens reaktiva effektbehov som leder till att nätströmmen som krävs är 1,29 gånger högre än transformatorns märkström trots jämförbar märkeffekt på transformator och likled.

Tillåten max likledsström blir:

$$I_f = 0,9 \cdot I_{dc} \Rightarrow I_{dc} = \frac{I_f}{0,9} = \frac{69,3}{0,9} = 77 \text{ A}$$

Med en maximal likledsspänning blir maximal kontinuerlig likledseffekt:

$$P_{dc} = U_{dc} I_{dc} = 580 \cdot 77 = 44.6 \text{ kW}$$

Slutsats: Spartransformatorn kommer troligen att bli överhettad om medeleffekten överskrider ca 44 kW. Kortvarigt kan dock effekten tillåtas vara högre.

### **Nödstoppsystemets bromsförmåga**

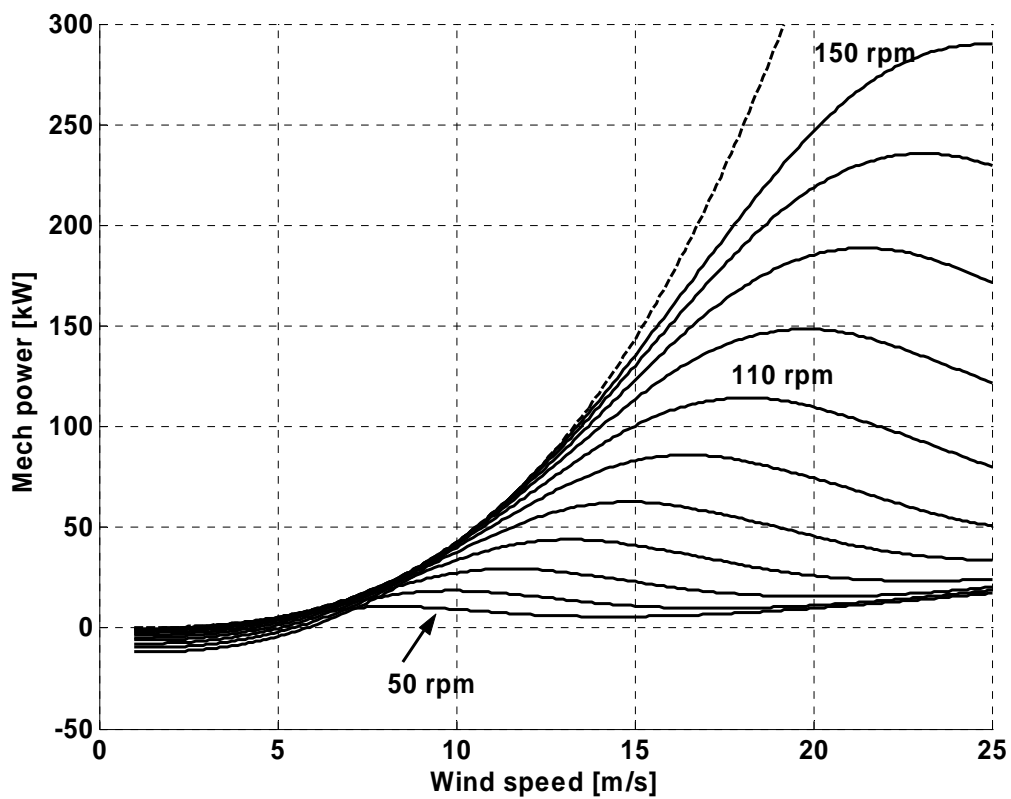
Ett fel som leder till att generatorvridmomentet minskar eller helt bortfaller, så att det inte längre balanserar det inkommande vridmomentet från turbinen kan leda till att turbinen rusar. Det kan snabbt leda till totalhaveri både mekaniskt och elektriskt. Därför behövs ett eller flera nödstoppsystem.

Vindkraftverket är utrustat med två oberoende nödstoppsystem. Det ena är en kraftig mekanisk broms och det andra en elektrisk broms som bränner energin på likspänningsmellanledet i en resistans.

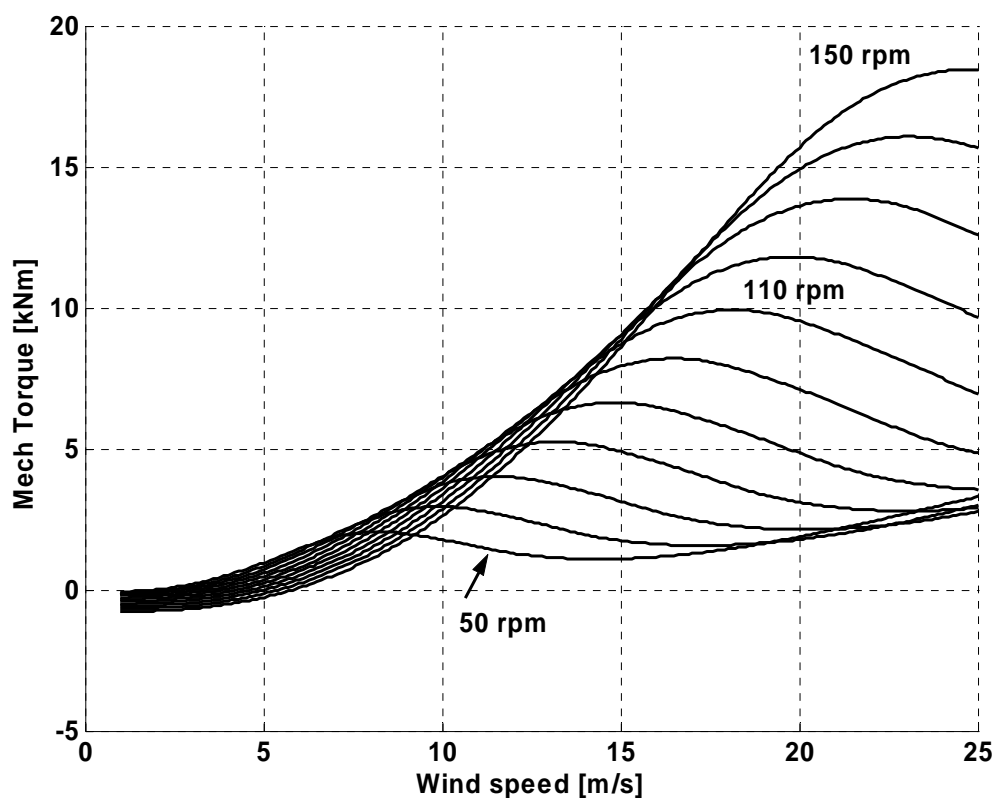
Den mekaniska bromsen består av två fjäderansatta bromsok som lossas med hydraulik. De ger ett bromsmoment på minst 5 kNm per styck. Till varje bromsok finns en reglerventil som gör att hastigheten med vilken olja strömmar ut ur bromsoket vid ansättning av bromsen kan regleras. Tanken är att kunna åstadkomma en mjukare ansättning av bromskraften. Den är idag inställd så att det ena bromsoket har maximalt flöde och ansättningshastighet och det andra bromsoket är dämpat, så att det sätts an mjukt och lite efter det första bromsoket om båda bromsoken får signal att bromsa samtidigt. För båda bromsoken gäller att det alltid finns en viss fördröjningstid mellan att bromsventilen öppnas och att bromsen börjar lägga på moment. Tiden kan variera med oljans temperatur.

Den elektriska bromsen kan ge ett bromsmoment som är begränsat till det vridmoment som generatoren kan producera vid ett givet varvtal. För att elbromsen skall fungera måste elsystemet vara intakt fram till likspänningsmellanledet. Fel som uppkommer i nätomriktaren eller strömavbrott på elnätet stör inte elbromsens funktion. Elbromsen (generatoren) kan inte producera ett lika högt bromsmoment som den mekaniska bromsen, men i gengäld är reaktionstiden mycket kort.

Det som påverkar om nödstoppsystemet lyckas att stoppa turbinen är om det drivande momentet från turbinen är mindre än det bromsande momentet. Hur ser då vridmomentet från turbinen ut? Det beror på dels vindhastigheten och dels på turbinvarvtalet. Till varje turbinvarvtal så finns det en vindhastighet som ger det största vridmomentet och turbineffekten. Om vinden ökar eller minskar från det värdet så minskar också vridmomentet. I Fig.1. visas en beräkning av turbinens effekt som en funktion av vindhastigheten för några olika varvtal. I Fig. 2 visas på motsvarande sätt vridmomentet. Beräkningen är utförd i Matlab. Programmet som använts finns i App. A.

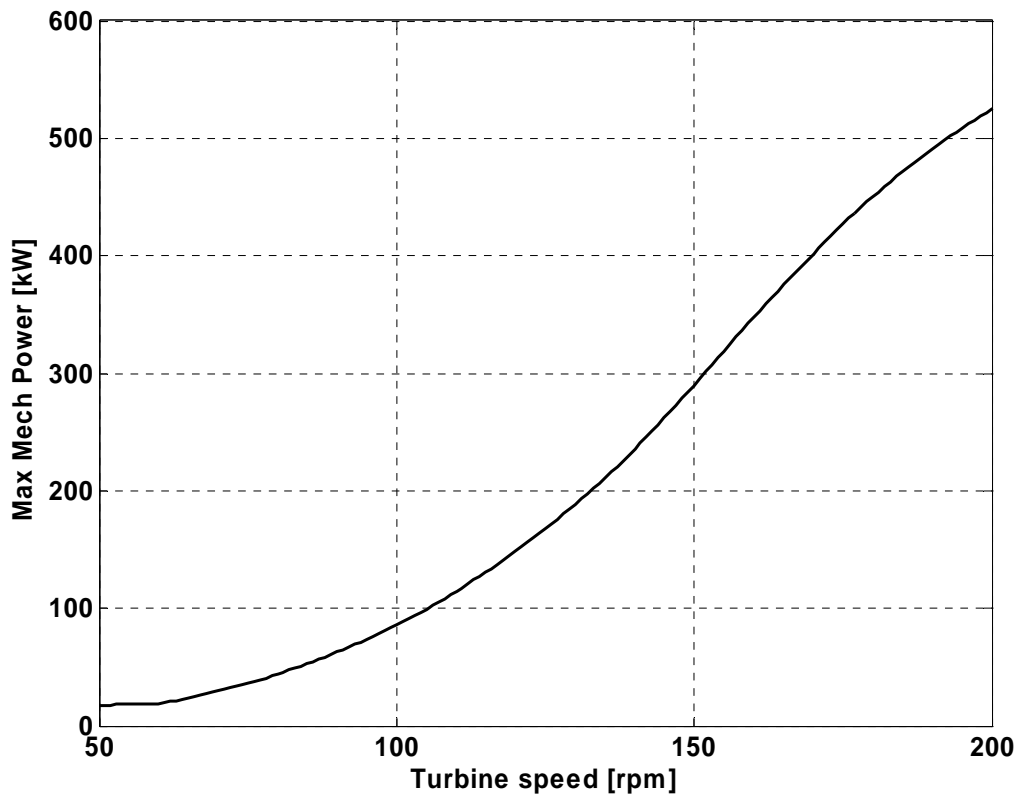


**Fig. 1:** Beräknad turbineffekt som funktion av vindhastigheten vid olika turbinvarvtal. Varvtal: 50 -150 varv/min med 10 varv/min intervall. Streckad kurva motsvarar ett optimalt varvtal för varje vindhastighet.

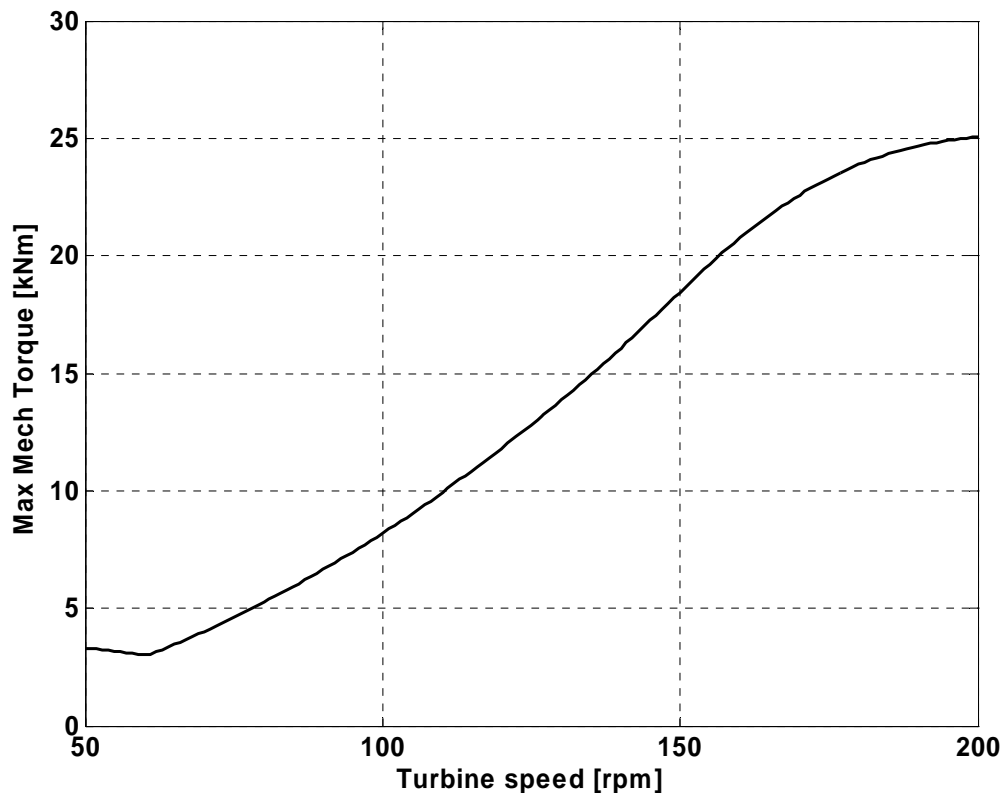


**Fig. 2:** Beräknat turbinvridmoment som funktion av vindhastigheten vid olika turbinvarvtal. Varvtal: 50 -150 varv/min med 10 varv/min intervall.

Genom att beräkna effekt respektive vridmoment som funktion av vindstyrkan för samtliga varvtal mellan 50 och 200 varv/min, (1 varv/min intervall), och därefter leta upp maximum för effekten respektive momentet för varje varvtal så har sambandet mellan turbinvarvtal och maximal effekt respektive vridmoment tagits fram. Resultatet visas i Fig. 3 och Fig. 4.



**Fig. 3:** Beräknad maximal turbineffekt som funktion av turbinvarvtalet för vindhastigheter mellan 1 - 25 m/s.

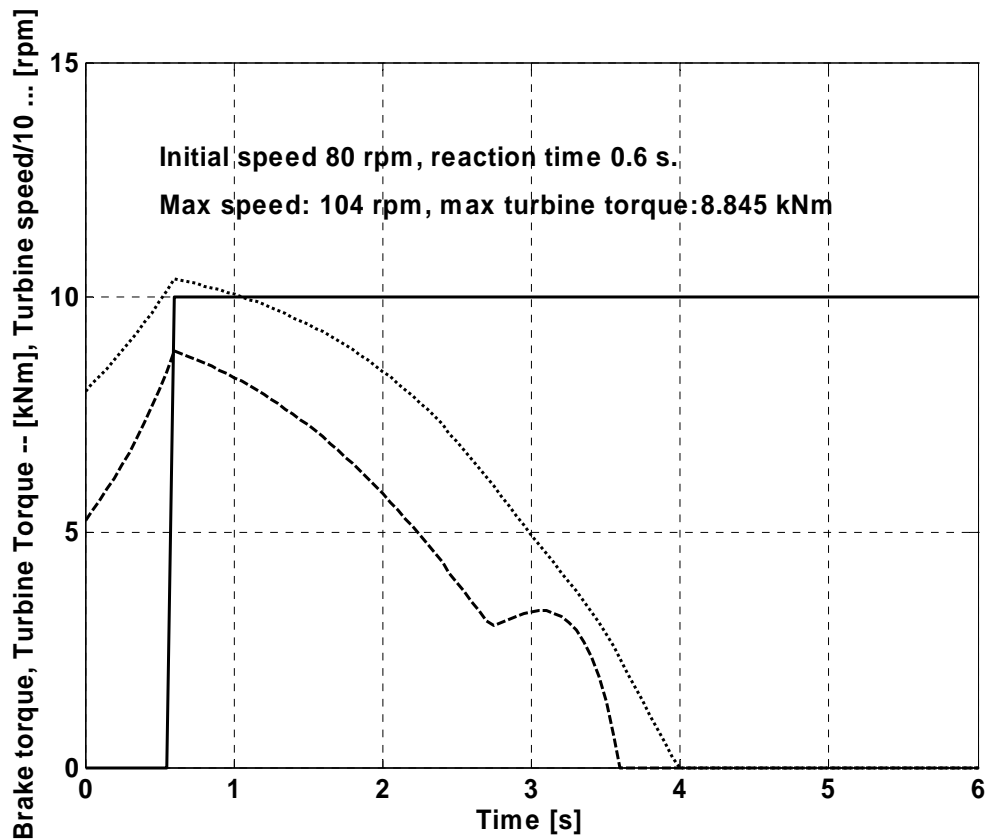


**Fig. 4:** Beräknat maximalt turbinmoment som funktion av turbinvarvtalet för vindhastigheter mellan 1 - 25 m/s.

## Simulering av bromsförlopp

### -Mekanisk broms

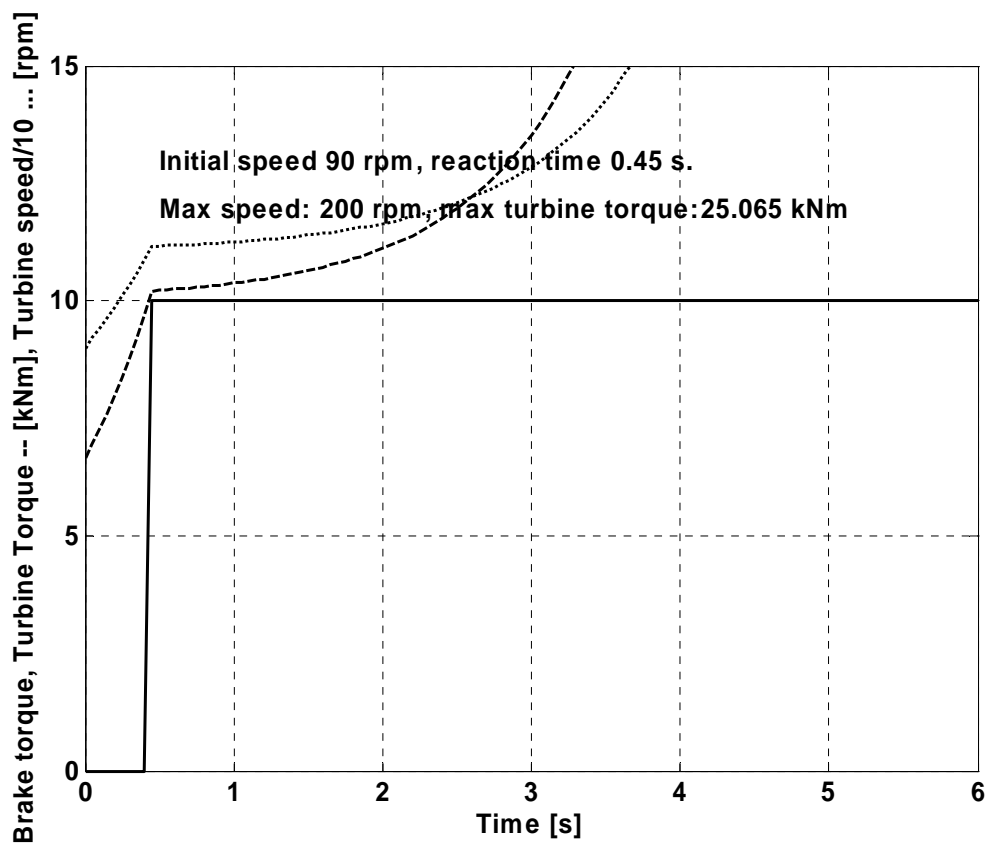
För att kunna bedöma nödstoppssystemets bromsförmåga så har simuleringar av olika nödstoppssituationer gjorts. Utgångspunkten är beräkningen som gjordes för dimensionering av den mekaniska bromsen. Det antogs att turbinen går med varvtalet 75 varv/min när ett fel uppkommer så att generatorns bromsverkan upphör. Det antas att vinden hela tiden varierar så att maximalt turbinmoment för aktuellt varvtal erhålls. Detta är den mest ogynnsamma (oturliga) situationen. Vinden accelererar då turbinen, och vid 80 varv/min antas det att övervarv har detekterats. Från denna tidpunkt räknas reaktionstiden 0.6 s tills maximalt bromsmoment senast skall ha uppnåtts. Reaktionstiden innefattar fördröjning i övervakningsprogrammet, reläer och hydraulventiler samt tiden det tar för oljan att pressas ur bromsoken. Den mekaniska bromsen är inställd på 10 kNm. I Fig. 5 visas resultatet av en simulering med ovanstående förutsättningar. Bromssystemet klarar att stoppa turbinen på drygt 4 s. I början av bromsningen är turbinmomentet ca 89 % av bromsmomentet. Momentreserven är alltså ca 11%. Simuleringsprogrammet finns i App. B.



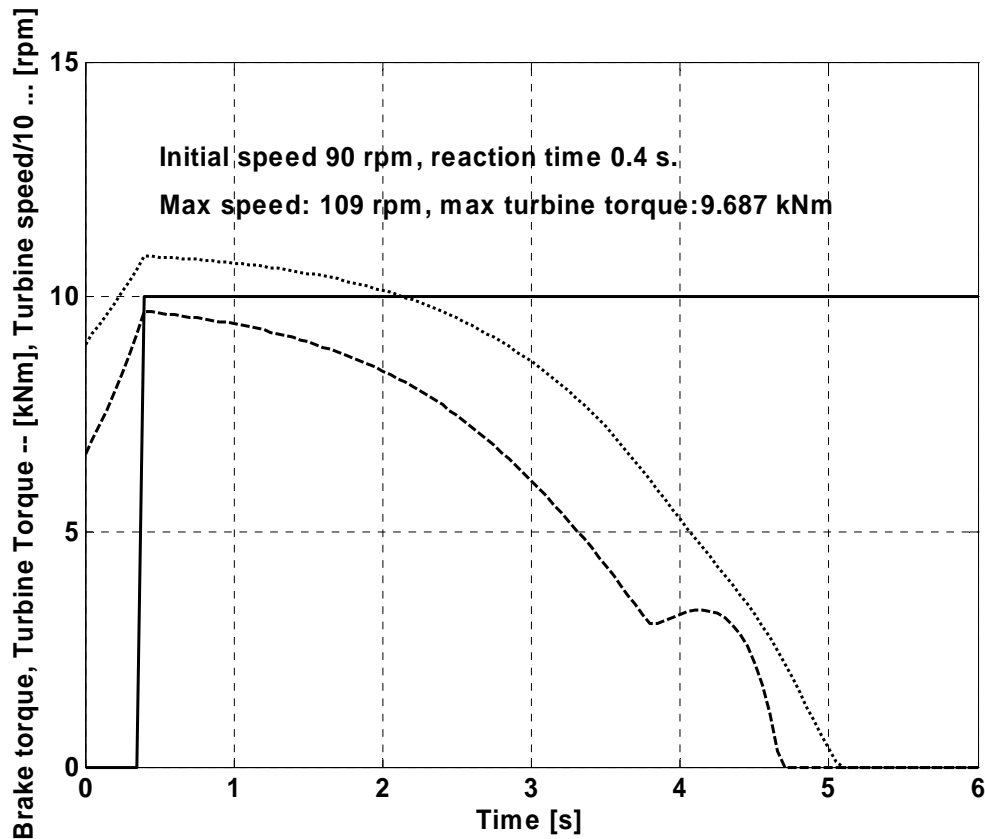
**Fig. 5:** Simulering av bromsförlopp med mekanisk broms med ett bromsmoment av 10 kNm och en reaktionstid på 0.6 s. Utgångsvarvtalet är 80 varv/min och maximalt uppnått varvtalet är 104 varv/min. Bromsmoment, turbinmoment och turbinvarvtal som funktion av tiden.

Om vi med samma förutsättningar höjer normalt varvtalet till 85 varv/min så kommer inte nödbromsen att hinna bromsa innan turbinmomentet har överskridit tillgängligt bromsmoment. Med utgångsvarvtalet 90 varv/min så måste reaktionstiden sänkas för att inbromsningen skall lyckas. Fig. 6 visar förloppet när reaktionstiden är aningen för lång. Varvtalet ökar snabbt till 200 varv/min, där en begränsning i beräkningsprogrammet hindrar vidare ökning. Fig. 7 visar förloppet när reaktionstiden sänkts just så mycket att turbinmomentet inte hinner överskrida bromsmomentet.





**Fig. 6:** Simulering av misslyckat bromsförlopp med mekanisk broms med ett bromsmoment av 10 kNm och en reaktionstid på 0.45 s. Utgångsvarvtalet är 90 varv/min och maximalt uppnått varvtal är större än 200 varv/min. Bromsmoment, turbinmoment och turbinvarvtal som funktion av tiden.



**Fig. 7:** Simulering av bromsförlopp med mekanisk broms med ett bromsmoment av 10 kNm och en reaktionstid på 0.40 s. Utgångsvarvtalet är 90 varv/min och maximalt uppnått varvtal är 109 varv/min. Bromsmoment, turbinmoment och turbinvarvtal som funktion av tiden.

Reaktionstiden får alltså maximalt uppgå till 0,40 s under förutsättning att bromsmomentet är oförändrat.

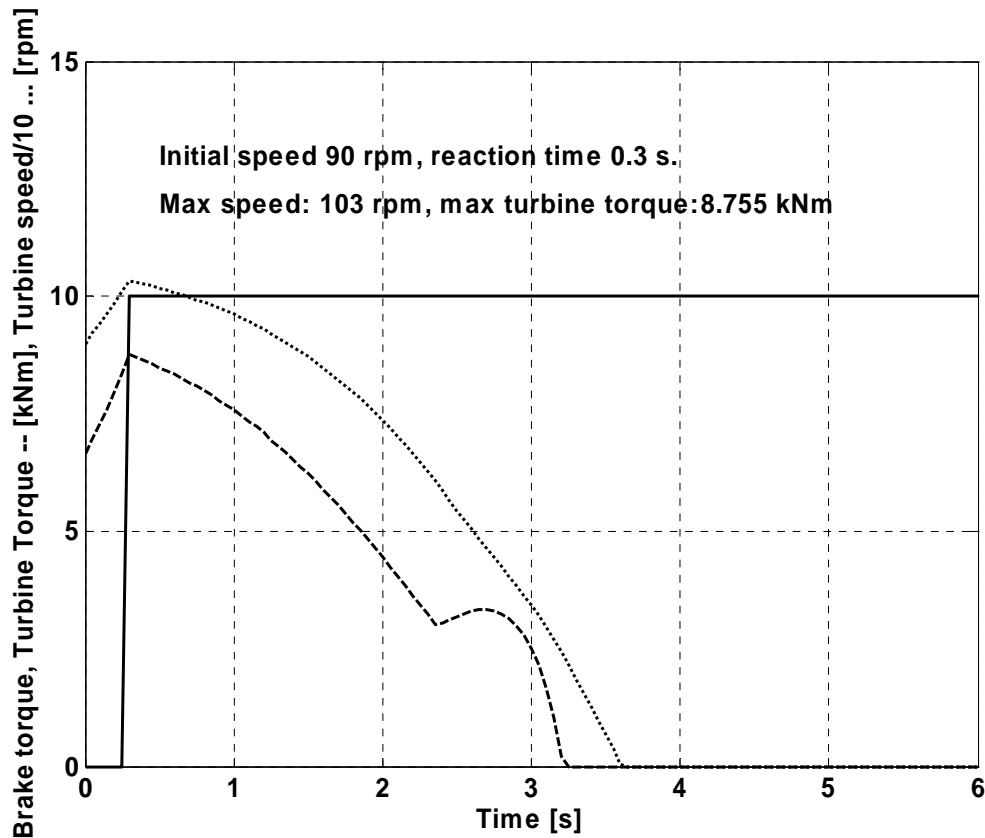
Mätning av reaktionstid och bromsmoment:

Den verkliga reaktionstiden har uppmätts efter att vindkraftverket tagits i bruk. Tiden mättes från att reglerdatorns styrsignal slog om, till att fullt bromsmoment registrerats. (Mätfil H3eb\_02 .ddf, 1999-09-07 och H3ff\_01.ddf, 1999-11-17) För bromsok 1, vars strypventil är helt öppen, uppmättes en reaktionstid till ca 0,20 s. För bromsok 2, vars strypventil inte är fullt öppen, så uppmättes motsvarande reaktionstid till ca 1,0 s. En förlängning av tiderna har noterats när hydrauloljan är kall.

Bromsmomentet uppmättes med hjälp av trådtöjningsgivarna på turbinaxeln mellan turbinen och generatoren. För ok 1 uppnåddes ca 6,5 kNm motsvarande bromsmoment för ok 2 var 5,2 kNm. Upprepade bromsprov har visat att om bromsskivan är rostig eller smutsig efter att inte ha använts på länge, så påverkar det bromsmomentet negativt.

Simulering med verklig reaktionstid och bromsmoment:

Vid körning med 85 varv/min bör strypningen på bromsok 2 tas bort så att det får ungefär samma reaktionstid som bromsok 1. Eftersom det inte är klarlagt i detalj hur reaktionstiden beror på oljetemperaturen så antas att en reaktionstid på 0,3 s kan klaras i temperaturer över 10 grader C. Om det är kallare i maskinhuset bör inte ett högt turbinvarvtalet tillåtas i hård vind. Fig. 8 visar en simulering med 0,3 s reaktionstid. Bromssystemet klarar att stoppa turbinen på knappt 4 s. I början av bromsningen är turbinmomentet ca 88 % av bromsmomentet. Momentreserven är alltså ca 12%.



**Fig. 8:** Simulering av bromsförlopp med mekanisk broms med ett bromsmoment av 10 kNm och en reaktionstid på 0.30 s. Utgångsvarvtalet är 90 varv/min och maximalt uppnått varvtalet är 103 varv/min. Bromsmoment, turbinmoment och turbinvarvtalet som funktion av tiden.

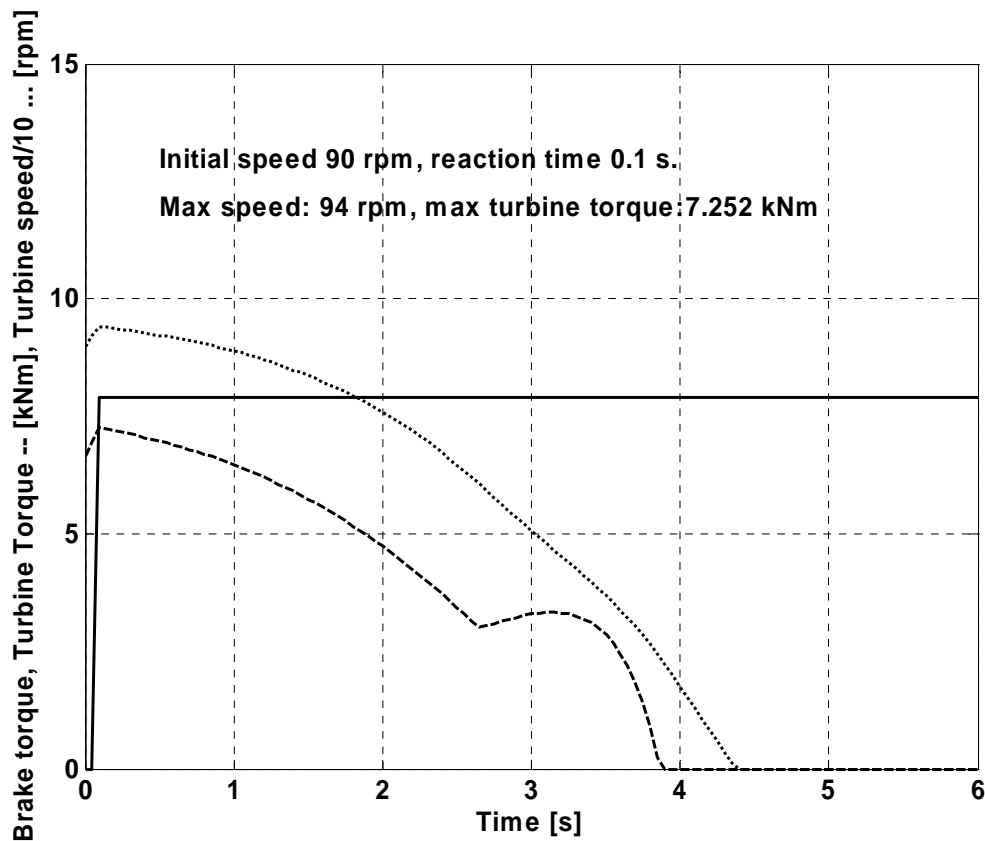
Slutsats: Det mekaniska bromssystemet klarar av att stoppa turbinen även med ett förhöjt driftvarvtalet. Huvudorsaken är att den verkliga reaktionstiden är ungefär hälften av vad som antogs vid konstruktionen. Förutsättningen är att strypningen på bromsok 2 avlägsnas och att oljetemperaturen är minst 10 grader C.

### -Elbroms

Elbromsen har en reaktionstid som är mindre än 0,1 s. Under förutsättning att elbromsens ström kan justeras till det värde som ger störst vridmoment från generatoren vid nödstoppvarvtalet (90 varv/min) så bör elbromsens förmåga att hålla varvtalet under kontroll vara goda utan hjälp av den mekaniska bromsen. Problem uppstår dock med att nedbringa varvtalet under omkring 50 varv/min, eftersom den seriekompenserade generatoren har väldigt lågt vridmoment vid låga varvtalet. Risken

finns då att vindkraftverket fortsätter att gå på ett stabilt lägre varvtal på omkring 40 - 50 varv/min. Det kommer sannolikt att leda till överhettning av bromsresistansen som endast är dimensionerad för ett kort bromsförlopp med begränsad bromsenergi. Om däremot den mekaniska bromsen har tillräcklig funktion för att hjälpa till att få stopp på turbinen från detta lägre varvtal så kan ett komplett nödstoppsförlopp klaras.

I Fig. 9 visas en simulering av bromsförlopp med elbromsen. Dock har ett konstant bromsmoment använts, så bromsningen går fortare och kommer ner till stillastående, vilket den elektriska bromsen inte skulle klara i verkligheten. I ref [1] har generatorns maximala bromsmoment vid 75 varv/min har beräknats till 7,9 kNm med en antagen verkningsgrad på 85%. Vad vridmomentet blir vid 90 varv/min är inte känt, och beror bland annat på vid vilket varvtal som elsystemet konstrueras för att ha full kompensering. Om det kan antas att det blir ungefär oförändrat, så kommer elbromsen nätt och jämnt att klara nödstoppet. Turbinmomentet uppgår som mest till 7,3 kNm.



**Fig. 9:** Simulering av bromsförlopp med elektrisk broms med ett bromsmoment av 7,9 kNm och en reaktionstid på 0.10 s. Utgångsvarvtalet är 90 varv/min och maximalt uppnått varvtal är 93 varv/min. Bromsmoment, turbinmoment och turbinvarvtal som funktion av tiden.

Slutsats: Elbromsen klarar nätt och jämnt att hålla turbinvarvtalet under kontroll om nödstoppsvarvtalet är inställt på 90 varv/min eller lägre, och generatorns bromsmoment inte understiger 7,9 kNm vid 90 varv/min. Mätningar av verkligt generator/elbroms-moment måste göras för att verifiera säker funktion. Vidare

måste den mekaniska bromsen ha ett vridmoment på minst ca 4 kNm för att stoppa turbinen helt.

## Referenser

- [1] Magnus Ellsén, Ola Carlson, "Teknisk slutrapport i projektet Drift av Hönö Provstation -HÖNÖ", Institutionen för energi och miljö, Avdelningen för elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, oktober 2006.
- [2] Tomas Lyrner, ÅF-I RAPPORT M960131, "KONTROLL AV HÅLLFASTHETEN AV HÖNÖ III", rev 961113, ÅF industriteknik, 1996.
- [3] Ganander H., Ulén E., Poppen M., Björck A., Ellsén M., Carlson O., "Stall Control with Variable Speed at the Hönö 2 Wind Turbine", Dept. of Electrical Machines and Power Electronics, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, January 1993.
- [4] Två brev från Hans Ganander, Teknikgruppen, till Maria Poppen, FFA, daterat 910831 och 910924. Innehåller Vidyn-simuleringar av Chalmers-kraftverket för en rad lastfall.
- [5] Erik Högberg, Per Lundmark, "Design and Test of an Electrical System for a Direct-Driven Permanent-Magnet Generator for a Wind Turbine", Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, M.Sc. Thesis No. 16E, 1997.



## **Appendix.**

- A Matlab-program för beräkning av maximal turbineffekt och moment, PmaxCalc.m
- B Matlab-program för simulering av nödbromsförlopp, BrakeSimulate.m



## Appendix A

### Matlab-program för beräkning av maximal turbineffekt och moment. PmaxCalc.m

```

-----
% PmaxCalc.m
%
% Aerodynamical calculation for the Hönö wind turbine.
% Calculates the maximum mechanical power and torque for each rotor speed.
% Stores the result in the file 'Pmax_Tmax_f_n.mat'.
% Magnus Ellsen 2006-12-05
% Rev. 2006-12-21

clear; close all;

%Definitions:
v_min=1; % Min wind speed range.
v_max=25; % Max wind speed range.
v=[v_min:0.1:v_max]; % Generate wind speed vector
d=13.5; %Turbine diameter
raa=1.225; %Air density [kg/m3]
A= (pi*d*d)/4; %Turbine area [m2] (143.4 m2)
n_min=50; % Minimum rotor speed range
n_max=200; % Maximum rotor speed range
%n_max=150; % Maximum rotor speed range
n_step=1; % Rotor speed iteration step size
%n_step=10; % Rotor speed iteration step size
OmegaTo_n_const=60/(2*pi); % Torque, T= (60/(2*pi))* P/n
Cpmax=0.4849; %Maximum efficiency of the turbine.
set(0,'defaultLineWidth',2);

PmecT=(0.5*raa*Cpmax*A .*v.*v.*v) ./1000; % Theoretical Mech. power in [kW]
iteration=1;

for n = n_min:n_step:n_max
    TipSpeed=(d*pi .*n) ./60; % [m/s] (scalar)
    lambda=TipSpeed ./v; % (vector)
    CpTeoretisk=getCp(lambda); % (vector)
    PmecT_n=(0.5*raa.*CpTeoretisk.*A .*v.*v.*v) ./1000; % Theoretical Mech. power in
[kW]
    TmecT_n=OmegaTo_n_const .* PmecT_n ./ n;
    % Theoretical Mech. Torque as a f. of wind speed for a specific
    % rotor speed in [kNm]
    Pmaxvect(iteration)=max(PmecT_n); %Find Pmax in PmecT_n
    nvect(iteration)=n; %Build nvect
    figure(1); hold on;
    plot(v,PmecT_n,'k'); hold off;
    figure(2); hold on;
    plot(v,TmecT_n,'k'); hold off;
    iteration=iteration+1;
end
figure(1); hold on;
plot(v,PmecT,'k--'); hold off; %Plot power curve for Cpmax in fig 1.
grid;
xlabel('Wind speed [m/s]');
ylabel('Mech power [kW]');
%title(['Max Turbine Power ',num2str(n_min),' - ',num2str(n_max),' rpm.
',num2str(n_step),' rpm step.']);
v=axis; % Get current values for the plot range.
xmin=v(1); xmax=v(2); ymin=v(3); ymax=v(4); % Split into scalars.
ymin= -50; % Force minimum y-axis range
ymax=300; % Force maximum y-axis range
axis([xmin xmax ymin ymax])
xpos=xmax*0.05; % Set position for text relative plot margins.
ypos=ymax*0.9; % Set position for text relative plot margins.
%text(xpos,ypos,['Max Turbine Power in ',num2str(v_min),' - ',num2str(v_max),' m/s
wind speed range.']);
xpos=xmax*0.05; % Set position for text relative plot margins.
ypos=ymax*0.8; % Set position for text relative plot margins.
%text(xpos,ypos,['Dashed line shows power for optimal turbine speed.']);

figure(2); grid;
xlabel('Wind speed [m/s]');
ylabel('Mech Torque [kNm]');

```

## Hönö rapport, Appendix B, januari 2009

```
%title(['Max Turbine Torque ',num2str(n_min),' - ',num2str(n_max),' rpm. ',num2str(n_step),' rpm step.']);

Tmaxvect=OmegaTo_n_const .*Pmaxvect ./ nvect;    % Turbine mech. torque in [kNm]
figure(3)
plot(nvect,Pmaxvect,'k');grid;
xlabel('Turbine speed [rpm]');
ylabel('Max Mech Power [kW]');
%title(['Max Turbine Power in ',num2str(v_min),' - ',num2str(v_max),' m/s wind speed range.']);

figure(4)
plot(nvect,Tmaxvect,'k');grid;
xlabel('Turbine speed [rpm]');
ylabel('Max Mech Torque [kNm]');
%title(['Max Turbine Torque in ',num2str(v_min),' - ',num2str(v_max),' m/s wind speed range.']);

Pmaxvect=Pmaxvect.*1000;    % Convert to [W]
Tmaxvect=Tmaxvect.*1000;    % Convert to [Nm]
save Pmax_Tmax_f_n.mat nvect Pmaxvect Tmaxvect
-----
```

### Funktioner använda av PmaxCalc.m:

```
function [Cp] = getCp(lambda)
% function [Cp] = getCp(lambda) Returns power factor for a given tip speed
% ratio (lambda). Uses spline interpolation and extrapolation of a Cp -
% lambda data set from the Hönö-II blades.
% Magnus Ellsen 2006-03-28.

% Data från Hönö II beräknade värden Anders Björk 1993

LambdaVekt = [2 2.25 2.5 2.75 3 3.25 3.5 3.75 4 4.5 5 5.5 6 6.5 7 7.5...
              8 8.5 9 9.5 10 11 12 13];

CpVekt = [0.015 0.0176 0.0231 0.0329 0.0488 0.0724 0.1018 0.1358...
          0.174 0.2504 0.318 0.3702 0.4079 0.4356 0.4549 0.468...
          0.4775 0.4836 0.4849 0.4825 0.4772 0.4592 0.4315 0.3936];

% Data från mätning på Hönö. Samma kurva som räknas fram i
% elevlaborationen. De fyra högsta lambdavärdena borttagna eftersom de gav
% ett högre Cp än föregående (pga för lite mätdata) Två punkter tillagda i
% början för att extrapoleringen inte skall ge ökande Cp för minskande
% lambda (lambda < 3).

% LambdaVekt = [1 2 3.8021 4.3029 4.7849 5.2673 5.7604 6.2436...
%              6.7614 7.2772 7.7024 8.2297 8.7357 9.2363...
%              9.7467 10.2329 10.7408 11.2415 11.7365 12.2104...
%              ];
%
% CpVekt = [0.007 0.015 0.1191 0.1799 0.2442 0.3056 0.3540 0.3867...
%           0.4078 0.4343 0.4717 0.4825 0.4821 0.4582...
%           0.4288 0.3701 0.3574 0.3175 0.2918 0.2568...
%           ];

Cp = interp1(LambdaVekt,CpVekt,lambda,'spline');

%LambdaVekti = 0.8:0.1:15;
%plot(LambdaVekt,CpVekt,'o',LambdaVekti,CpVekti)

% x = 0:10;
% y = sin(x);
% xi = 0:.25:10;
% yi = interp1(x,y,xi,'spline');
% plot(x,y,'o',xi,yi)
```

## Appendix B

### Matlab-program för simulering av nödbromsförlopp, BrakeSimulate.m

```

% BrakeSimulate.m Simulates an emergency braking of Chalmers Wind turbine.
% Magnus Ellsen 2006-11-30
% Rev. 2006-12-27
%
clear; close all;
set(0,'defaultLineLineWidth',2); % Set line width in plots suitable for report.
%-----
%Definitions:
n_init      = 80; % Initial rotor speed [rpm].
dt          = 0.05; % Time step [s].
t_end      = 6; % Simulation stop time [s].
t_react    = 0.6; % Activation time of hydraulic brake. Braking torque is zero
during this time [s].
T_brake    = 10000; % Full braking torque of mechanical brake [Nm].
Inertia    = 1600; % Inertia of the turbine and drive chain [kgm2].
OmegaTo_n_const=60/(2*pi); % Conversion from radians/s to rpm.
% n [rpm]= w [rad/s] * (60/(2*pi))
n_max      = 200; % Turbine Speed limiter
%-----

number_of_steps = round(1+(t_end/dt)) % Number of time steps
numb_react      = round(t_react/dt) % Number of steps for reaction time
numb_brake_on  = number_of_steps-numb_react % Number of steps with full brake

for index = 1: numb_react
    T_react_vect(index) = 0; % Create vector with zero torque
end
T_react_vect = T_react_vect';

T_brake_on_vect(numb_brake_on) = T_brake; % Create vector with correct length
for index = 1 : numb_brake_on
    T_brake_on_vect(index)=T_brake; % Fill with correct values
end
T_brake_on_vect = T_brake_on_vect'; % Make it column oriented
T_brake_total_vect = [T_react_vect ; T_brake_on_vect]; % Concatenate zero torque and
full torque.

t_vect      = [0:dt:t_end]' ; % Create time vector (column oriented)
n_vect(size(t_vect)) = 0; % Create speed vector
n_vect=n_vect'; % Make it column oriented
dn_vect(size(t_vect)) = 0; % Create delta speed vector
dn_vect=dn_vect'; % Make it column oriented
n=n_init; % Set start speed
iteration = 1; % Initiate loop counter

% Time step loop
for t = 0:dt:t_end
    n_vect(iteration)=n; % Build speed vector
    P_turb_max(iteration) = getPmax(n); % Get max turbine power for present
speed
    T_turb_max(iteration) = getTmax(n); % Get max turbine torque for present
speed
    P_brake(iteration) = T_brake_total_vect(iteration) .* n / OmegaTo_n_const;

    dn=(T_brake_total_vect(iteration)-
T_turb_max(iteration))*dt/Inertia*OmegaTo_n_const;
% Deltaspeed, dn = (Tbrake-Tturbine)*dt/Inertia*OmegaTo_n_const [rpm]
    dn_vect(iteration)=dn; % Build delta speed vector
    n=n-dn; % Calculate speed for next iteration
    if n > n_max % Limiter on Turbine speed: 0 >= n >= n_max
        n=n_max;
    end
    if n < 0
        n=0;
    end
    iteration=iteration+1; % Increment loop counter
end

```

```

P_turb_max=P_turb_max';           % Make it column oriented
T_turb_max=T_turb_max';           % Make it column oriented
P_brake = P_brake';               % Make it column oriented

figure(1)
plot(t_vect,n_vect);grid
xlabel('Time [s]');
ylabel('Turbine speed [rpm]');
title('Emergency braking simulation.');
```

```

figure(2)
plot(t_vect,T_brake_total_vect./1000,'k',t_vect,T_turb_max./1000,'--k',...
t_vect,n_vect./10,':k');grid
xlabel('Time [s]');
ylabel('Brake torque, Turbine Torque -- [kNm], Turbine speed/10 ... [rpm]');
%title('Emergency braking simulation.');
```

```

v=axis; % Get current values for the plot range.
xmin=v(1); xmax=v(2); ymin=v(3); ymax=v(4); % Split into scalars.
ymax=15; % Force maximum y-axis range
axis([xmin xmax ymin ymax])
xpos=0.5;
ypos=13
text(xpos,ypos,['Initial speed ',num2str(n_init),' rpm, reaction time
',num2str(t_react),' s.']);
max_speed= max(n_vect);
max_turb_torque= round(max(T_turb_max))/1000; % Peak turbine torque [kNm]
xpos=0.5;
ypos=12;
text(xpos,ypos,['Max speed: ',num2str(round(max_speed)),' rpm, max turbine
torque:',num2str(max_turb_torque),' kNm']);
```

```

figure(3)
plot(t_vect,P_brake./1000,t_vect,P_turb_max./1000);grid
xlabel('Time [s]');
ylabel('Brake Power, Turbine Power [kW]');
title('Emergency braking simulation.');
```

---

## Funktioner använda av BrakeSimulate.m:

---

```

function [Pmax] = getPmax(n)
% function [Pmax] = getPmax(n) Returns max turbine power [W] for a given
% turbine speed in [rpm]. Uses data generated by PmaxCalc.m
%
% Magnus Ellsen 2006-12-06.

% Load lookup table generated by PmaxCalc.m
load Pmax_Tmax_f_n.mat nvect Pmaxvect Tmaxvect

% Take interpolated value from lookup table
Pmax = interp1(nvect,Pmaxvect,n,'spline');
```

```

% Do not allow negative power
if Pmax < 0
    Pmax=0;
end
```

---

```

function [Tmax] = getTmax(n)
% function [Tmax] = getTmax(n) Returns max turbine torque [Nm] for a given
% turbine speed in [rpm]. Uses data generated by PmaxCalc.m
%
% Magnus Ellsen 2006-12-06.

% Load lookup table generated by PmaxCalc.m
load Pmax_Tmax_f_n.mat nvect Pmaxvect Tmaxvect

% Take interpolated value from lookup table
Tmax = interp1(nvect,Tmaxvect,n,'spline');
```

```

% Do not allow negative torque
```

## Hönö rapport, Appendix B, januari 2009

```
if Tmax < 0
    Tmax=0;
end
```



## **Appendix C**

”Installation och vind-effekt utvärdering av ett 1,5 kW vindkraftverk på Hönö, Göteborg”, Andersson Peter, Beckman Anna, Collin Olle, Eliasson Anders, Grunditz Emma, Saltin Camilla, Kandidatrapport, Chalmers tekniska högskola, 2007





# Installation och vind-effekt utvärdering av ett 1,5 kW vindkraftverk på Hönö, Göteborg

Andersson Peter  
Beckman Anna  
Collin Olle  
Eliasson Anders  
Grunditz Emma  
Saltin Camilla

*Handledare:* Ellsén Magnus  
*Examinator:* Lundmark Sonja

*Institutionen för Energi och Miljö*  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, maj 2007

## **Sammanfattning**

Projektet gick ut på att montera ett mindre vindkraftverk om 1,5 kW på Chalmers Tekniska Högskolas provstation på Höno, Göteborg. Målet var sedan att installera vindkraftverket tillsammans med tillhörande växelriktare för att leverera effekt ut på elnätet. Växelriktarens inbyggda reglersystem ger rätt spänning och frekvens vid inkoppling. Mätningar utfördes för att fastställa vindkraftverkets levererade elektriska effekt som funktion av vindhastigheten. Detta resultat användes därefter till att dels uppskatta den årliga energiproduktionen för olika årsmedelvindhastigheter dels vindkraftverkets effektkoefficient som funktion av dess löptal.

Placeringen gjordes med hänsyn till givna rekommendationer för att få en så ostörd inkommande vind som möjligt. Vindkraftverket är uppsatt på ett sex meter högt torn och har två rotorblad med en diameter på totalt 2,67 meter. En vindmätare har också rests cirka fem rotordiametrar från vindkraftverket. Vindmätaren ger information om luft- och vindförhållanden som används vid resultatbehandlingen.

För att kunna samla mätvärden krävdes en signalkabel samt mätkort och lämplig programvara, vilken designades i mjukvaran LabVIEW. Analysen av mätdata gjordes sedan i MATLAB där beräkningsmetoder utarbetade för just uppmätning av vind-effektkurva användes.

För att få tillförlitliga resultat krävs det dock en längre mätperiod än vad som varit möjligt i projektet. Dessutom är en större och mer noggrann sortering av erhållna data nödvändig. Resultatet efter förkastning av viss data ger dock resultat i likhet med datablad.

Resultatet blev ett väl fungerande system som producerar cirka 7 743 kWh per år under medelvindhastigheten 7 m/s.

## **Abstract**

The project aim was to put up a small wind power plant at 1,5 kW, located on Chalmers University of Technology test station on Höno, Gothenburg. The installed power plant together with the enclosed converter now generates electric power to the grid. The converter adjusts the voltage and the frequency to the appropriate level. The measurements are presented as produced electrical power with wind speed, estimated yearly energy production and a  $C_p$ - $\lambda$  curve.

The location of the power plant was chosen after recommendations to get undisturbed wind. It is six meters high and has two rotor blades with a total diameter of 2,67 meters. A wind indicator has been placed five rotor diameters away from the power plant to collect information about wind- and air conditions, to get reliable measurements.

For collecting measurements a signal cable and a card for measurement together with suitable software is required. To measure vital parameters the software was designed in LabVIEW. The collected data was analyzed with MATLAB with standardized formulas for wind power measurements.

At least 180 hours are required to get reliable results. This was not fully filled, nevertheless the curves were similar to reliable data. The project resulted in a reliable system producing 7 743 kWh a year during average wind speed 7 m/s.

## Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>INLEDNING .....</b>	<b>1</b>
1.1	SYFTE.....	1
1.2	METOD.....	1
1.3	AVGRÄNSNING.....	1
<b>2</b>	<b>BAKOMLIGGANDE TEORI .....</b>	<b>2</b>
2.1	ENERGIN FRÅN VINDEN .....	2
2.2	VAL AV PLATS FÖR ETT VINDKRAFTVERK .....	4
2.3	VINDMÄTNING .....	4
2.4	EL- OCH STYRSYSTEM.....	4
<b>3</b>	<b>INSTALLATION AV VINDKRAFTVERKET .....</b>	<b>6</b>
3.1	VINDKRAFTVERKETS KONSTRUKTION.....	7
3.1.1	<i>Vindmätare</i> .....	10
3.2	EL- OCH STYRSYSTEM.....	12
<b>4</b>	<b>MÄTNINGAR PÅ VINDKRAFTVERKET.....</b>	<b>14</b>
4.1	PARAMETRAR FÖR FRAMTAGNING AV VIND- EFFEKTKURVAN.....	14
4.2	PARAMETRAR FÖR FRAMTAGNING AV $C_p$ - $\lambda$ -KURVAN.....	15
4.3	ÖVRIGA INTRESSANTA PARAMETRAR.....	16
4.4	BERÄKNING AV ÅRLIG ENERGIPRODUKTION SOM FUNKTION AV ÅRSMEDELVINDHASTIGHETEN 16	
<b>5</b>	<b>MÄTSYSTEMET .....</b>	<b>17</b>
5.1	MÄTSKÅPET.....	17
5.2	BEHANDLING AV DE ANALOGA SIGNALERNA FRÅN MÄTSKÅPET .....	17
5.3	DATA FRÅN VINDMÄTAREN.....	18
5.4	SORTERING AV MÄTVÄRDEN MED AVSEENDE PÅ VINDRIKTNINGEN .....	19
<b>6</b>	<b>RESULTAT AV MÄTNINGAR.....</b>	<b>20</b>
6.1	VIND- EFFEKTKURVA .....	20
6.2	$C_p$ - $\lambda$ -KURVA .....	21
6.3	ÅRLIG ENERGIPRODUKTION VID OLIKA ÅRSMEDELVINDHASTIGHETER.....	22
<b>7</b>	<b>DISKUSSION.....</b>	<b>24</b>
<b>8</b>	<b>SLUTSATS.....</b>	<b>26</b>
	<b>KÄLLFÖRTECKNING.....</b>	<b>27</b>
	<b>BILAGOR.....</b>	<b>28</b>

## 1 Inledning

De senaste åren har vindkraften byggts ut markant i Sverige med trenden av allt större kraftverk och vindparker. Även intresset för mindre vindkraftverk har ökat vilket kan ha sin grund i den senaste tidens elavbrott efter stormar, de relativt höga elpriserna samt samhällsdebatten om växthuseffekten som ett stort hot mot jordens klimat. Främst är det privat- och jordbrukshushåll som vill dra nytta av dessa.

Ökad efterfrågan på mindre vindkraftverk från konsumenterna ger ökade investeringar hos producenterna. I och med detta ökar även forskningen, där till exempel Göteborg Energi har gett institutionen för Energi och Miljö på Chalmers tekniska högskola i Göteborg, bidrag för att bland annat bedriva forskning på mindre vindkraftverk. Inom ramen för detta uppdrag ska ett mindre vindkraftverk resas på Chalmers teststation på ön Hönö, i Göteborgs norra skärgård.

Kraftverket lånas ut till projektgruppen av vindkraftsföretaget Luft & Mark AB, där intresset främst är att säkerhetsställa och verifiera vindkraftverkets kapacitet att generera elektrisk effekt vid olika vindhastigheter.

### 1.1 Syfte

Vindkraftverket ska monteras och installeras till elnätet, samtidigt som ett mätsystem installeras. Syftet är att genom ett vetenskapligt tillvägagångssätt fastslå och redovisa vindkraftverkets producerade elektriska effekt som funktion av vindhastigheten samt en  $C_p$ - $\lambda$  kurva. Vidare ska även underlag för att kunna förutse kraftverkets årliga energiproduktion som funktion av årsmedelvindhastigheten tas fram. Den årliga effektproduktionen för olika vindhastigheter är en viktig del vid planering av nya vindkraftverk, där man utvärderar de ekonomiska möjligheterna.

### 1.2 Metod

Projektgruppen avser utföra litteratur- och artikelstudier och eventuella intervjuer med kunniga personer på området, samt plats- och omgivningsstudier bland annat på Hönö, för att skaffa kunskap om hur uppgiften och problemen skall lösas.

Efter fördjupade kunskaper inom området, beslut om vad som ska mätas samt studiebesök på monteringsplatsen, införskaffas behövlig utrustning för installationen. Producerad effekt, vindhastighet, temperatur, lufttryck och vindriktning uppmäts. Värdena samplas i en sekunders medelvärden och lagras på en dator. Uppmät data analyseras med lämplig mjukvara. Värdena för effekten kommer att matematiskt anpassas enligt "method of bins" vilket ger en kurva med effekten som funktion av vindhastigheten. Denna graf ska jämföras med en teoretiskt beräknad graf om effektinnehållet i vinden given i datablad given vind- effektkurva. Eventuella avvikelser bör utredas och förklaras.

### 1.3 Avgränsning

Projektet kommer att behandla vindkraft främst ur ett tekniskt perspektiv. Bakgrundsinformationen begränsas till förmån för en mer specificerad och till projektet anpassad information. Inga ljudeffekter vid vindkraft kommer att beaktas i rapporten. Rekommendationer som ges rörande placeringen av vindkraftverket för att uppnå

optimala mätförhållanden kommer ej att beaktas i detaljnivå, då den angivna testplatsen ej uppfyller dessa rekommendationer.

## 2 Bakomliggande teori

Tanken med ett vindkraftverk är att ta till vara på den kinetiska energin som finns i vinden och omvandla denna till elektrisk energi. Vindkraftverkets rotorblad omvandlar energin i vinden till mekanisk energi som via en axel driver en generator där den mekaniska energin slutligen omvandlas till elektrisk energi. Huvudbeståndsdelarna i ett vindkraftverk är således ett stabilt torn, med ett maskinhus på toppen där två till tre rotorblad antingen direkt eller via en kuggväxel driver en generator.

### 2.1 Energin från vinden

Då vinden når vindkraftverkets rotorblad bromsas den in och efter att den passerat bladen har den bromsats in ytterligare, eftersom en del av dess energi har gått åt till att pressa runt rotorbladen. I samband med passagen uppstår turbulens som blandar den bromsade vinden med den omgivande vinden. Det medför att vinden bakom vindkraftverket relativt snart åter kommer att inneha den ursprungliga hastigheten. För att kunna utnyttja hela vindens kinetiska energi skulle vinden behöva bromsas upp helt och därmed stå still bakom rotorbladen. Det skulle leda till att vinden i fortsättningen istället för att passera genom vindkraftverket skulle passera vid sidan om verket, och ingen mer energi skulle då kunna upptas. Samtidigt kan inte all luft släppas igenom rotorbladen utan att bromsas alls, ty då sker inte heller något effektutbyte. Det gäller alltså att hitta en balans för hur mycket effekt som tas av vinden.

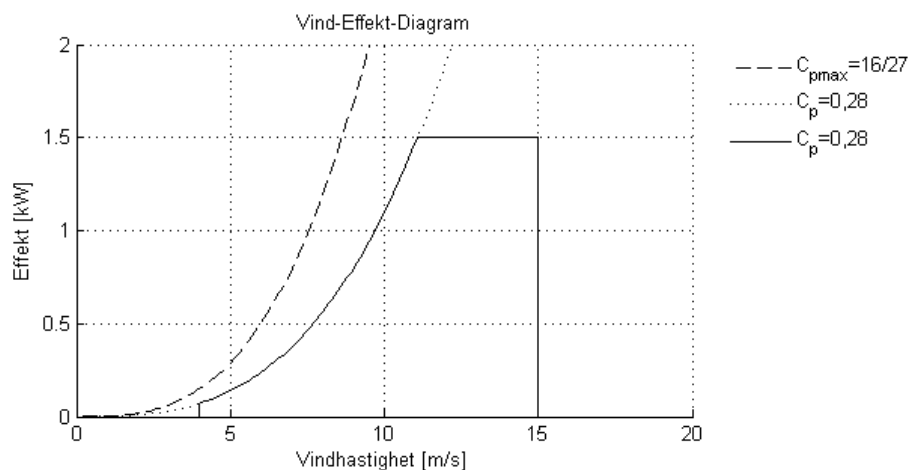
Baserat på ovanstående resonemang framhöll den tyska fysikern Albert Betz år 1919, att ett vindkraftverk som mest kan ta till vara på 16/27 av vindens effekt (Wizelius, 2002). Denna kvot kallas *effektcoefficienten* och betecknas  $C_p$ . Värdet på effektcoefficienten varierar med det så kallade *löptalet*,  $\lambda$ , som definieras som förhållandet mellan bladspets hastigheten,  $v_{spets}$ , och vindhastigheten,  $v$ . Löptalet är högt vid lite vind, varpå det är lågt vid kraftig vind. Sambandet mellan  $C_p$  och  $\lambda$  bestäms på empirisk väg och ett optimalt löptal för varje vindkraftverk fastställs, vid vilket verket arbetar med högsta möjliga effektcoefficient,  $C_{pmax}$ . I moderna vindkraftverk finns därför reglersystem som ser till att verket i så stor utsträckning som möjligt arbetar med optimalt löptal. Vid förekomst av vindbyar kan vinden träffa inhomogent mot rotorbladen, vilket innebär störningar för reglersystemet samt svårigheter att uppnå och upprätthålla  $C_{pmax}$ . Vidare kan tilläggas att löptalet ökar med minskande antal rotorblad. Dagens vindkraftverk med två till tre blad har löptal på omkring sju till tio (Södergård, 1989).

Den uttagna mekaniska effekten,  $P$  [W] i ett vindkraftverk är proportionell mot den rotorsvepta arean,  $A$  [m<sup>2</sup>], luftens densitet,  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>], samt vindhastigheten,  $v$  [m/s], i kubik. Sambandet som ses i ekvation 2.1 nedan beskriver alltså den högsta möjliga teoretiska effekten som kan utvinnas av ett vindkraftverk. Den parameter som direkt kan påverkas är  $A$ , den rotorsvepta arean, vilket förklarar utvecklingen mot allt längre rotorblad på dagens vindkraftverk.

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2.1)$$

Den genererade elektriska effekten fås genom att multiplicera ekvation 2.1 med verkningsgraden på vindkraftverkets drivsystem, men även med verkningsgraden på

eventuell kraftelektronik som används för att leverera önskad spänning och frekvens. Samtidigt som den utvunna effekten ökar med vindhastigheten, ökar även påfrestningarna på vindkraftverket såsom mekaniska krafter i drivsystemet och höga strömmar i generatoren. För att undvika onödigt slitage eller i förlängningen kollaps av kraftverket, måste effektuttaget begränsas vid hård vind och till och med utebli vid storm. Den vindhastighet vid vilken effekten börjar begränsas kallas *märkvind* och effektuttaget som därutöver med fördel hålls konstant kallas *märkeffekt*. Det finns även en lägsta vindhastighet, så kallad *startvind*, vid vilket vindkraftverket kan börja leverera effekt, nämligen då motståndskrafterna i kraftverket har övervunnits. Diagrammet i Figur 2.1 visar skillnaden mellan det teoretiskt maximala effektuttaget och effektuttaget då förluster och effektbegränsning tas med i beräkningarna. I det senare fallet är bilden dock något idealiserad då det i verkligheten är mycket svårt att hålla ett konstant effektuttag över märkvind.



**Figur 2.1** Vind-effekt-diagram för ett litet vindkraftverk. Diagrammet visar skillnaden mellan det teoretiskt maximala mekaniska effektuttaget i ett vindkraftverk vid olika värden på  $C_p$ , streckad och prickad graf. Det mer realistiska uttaget då förluster i systemet inverkar och effekten måste begränsas över märkvind samt minimeras vid kraftig vind visas med heldragen graf. Märkeffekten på omkring 1,5 kW uppnås i det här fallet vid märkvinden 11 m/s. Startvinden är 4 m/s och stoppvinden 15 m/s. Värdet på  $C_p$  är ett antaget värde.

## 2.2 Val av plats för ett vindkraftverk

Eftersom vindhastigheten är den enskilt mest betydande faktorn för hur stor effekt som kan utvinnas med ett vindkraftverk, så är det av största vikt att verket placeras på en plats med god tillgång på vindhastigheter över märkvind. Det bör därför inte finnas påverkande objekt såsom hus, berg, stup, skog eller liknande inom en radie av en kilometer (Södergård, 1989), då de ger upphov till turbulens samt försvagar vinden. Vindhastigheten ökar dessutom med höjden över marken och på en kilometers höjd påverkas inte längre vindhastigheten av markens utformning. Beaktat de ovan nämnda omständigheterna utgör hav och kustband de bästa platserna för vindkraftverk, tillsammans med fjällkedjan.

## 2.3 Vindmätning

Det finns två huvudskäl till att mäta vindhastigheten vid arbete med vindkraft. Dels studeras vindförhållandena på en plats för att avgöra dess lämplighet för vindkraftproduktion. Dels studeras genererad elektriskeffekt i enskilda vindkraftverk vid olika vindhastigheter, för att med hjälp av ovan nämnda vinddata från olika platser, beräkna årlig energiproduktion.

För att få ett så tillförlitligt värde som möjligt bör vindmätaren sitta på en ostörd plats gärna långt framför vindkraftverket. Då uppstår emellertid problemet att värden för uppmätt vindhastighet och genererad effekt inte är samtidiga, eftersom det tar tid för den uppmätta vinden att nå fram till rotorbladen. Dessutom finns en inneboende tröghet i vindkraftverket som motsätter sig snabba förändringar i rotationshastigheten, vilket ger ytterligare bidrag till tidsfördröjningen i mätningen. Med kännedom om de här problemen kan mätvärdena kompenseras så att problemens inverkan minimeras.

## 2.4 El- och styrsystem

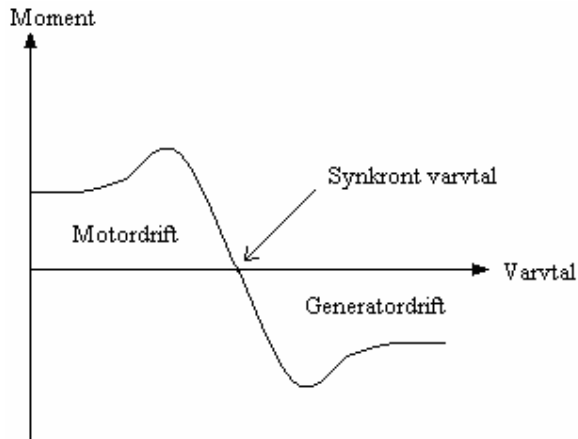
I följande avsnitt beskrivs kortfattat hur ett vindkraftverks el- och styrsystem kan vara uppbyggt. Det finns en mängd olika tekniska lösningar för att bygga ett vindkraftverk. Här läggs fokus på de system som är mest förekommande och det som detta projekt behandlar.

### Generator:

Det finns två typer av generatorer som används till vindkraftverk, asynkrongeneratorn och synkrongeneratorn. Av dessa två typer är asynkrongeneratorn den mest använda och då vindkraftverk går med fast varvtal (Carlsson, 2002). Asynkrongeneratorn måste vara direktanslutet till elnätet för att fungera medan synkrongeneratorn kan arbeta oberoende av elnätet. Då en generator är direktanslutet till elnätet kommer dess synkrona varvtal  $n_s$  att bestämmas av nätets frekvens och antalet poler som generatorn är konstruerad med enligt ekvation 2.2

$$n_s = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (2.2)$$

där  $f$  är nätets frekvens och  $p$  motorns polpartal. För att asynkrongeneratorn skall fungera som generator och avge effekt, måste rotorvarvtalet hållas lite högre än det synkrona varvtalet. Detta görs genom att låta vinden dra runt rotorbladen med ett negativt moment enligt Figur 2.2.



*Figur 2.2* Visar varvtalets inverkan på asynkronmotorns motor- och generatoregenskaper.

Märkvarvtalet vid avgiven märkeffekt ska vara ca 1 % högre än det synkrona varvtalet (Wizelius, 2002). Vid höga vindhastigheter där rotorbladen utsätts för ett högre moment än motorns märkmoment, måste denna ökade belastning regleras bort. Görs inte detta kommer motorn att gå med för högt varvtal. Regleringen kan ske genom att bladen vrids ur vinden s.k. pitchreglering eller genom bladens konstruktion såkallad stallreglering, där luftvirvlar skapas runt bladen och därigenom minskar belastningen på bladen. Under kortvariga vindbyar eller under den tid då bladen ställer om sig tolereras ett högre varvtal men inte under någon längre tid, då generatorns lindningar annars tar skada när strömmen blir för hög (Wizelius, 2002).

För en synkrongenerator direktansluten till elnätet kommer rotorns varvtal att vara konstant och följa det synkrona varvtalet. Ett ökande moment på rotorbladen till följd av ökad vindhastighet påverkar inte rotorns varvtal utan medför bara att den avgivna effekten ökar. Då synkrongeneratorn inte är direktansluten till elnätet kommer dess varvtal att bestämmas av den genererade växelspanningens frekvens samt generatorns polpartal.

Mellan de båda typerna av generatorer och vindkraftverkets turbin sitter i det flesta fall en växellåda. Då turbinens varvtal är väsentligt lägre än vad generatorns rotorvarvtal är, krävs en uppväxling av varvtalet.

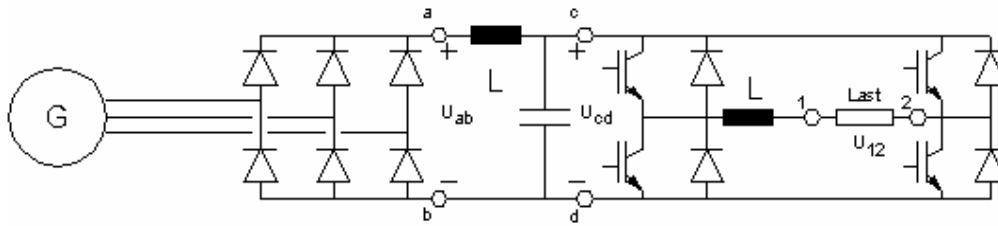
De förekommer också direktdrivna generatorer, där poltalet har ökat och synkrona varvtalet sjunkit så mycket, att man inte behöver ha någon växellåda mellan turbin och generator. Detta innebär en kostnadsminskning vid etablering av nya vindkraftverk, men också en minskad framtida underhållskostnad. Nackdelen är att generatorn i stället blir väldigt mycket större och tyngre då vindkraftverkets alla dimensioner ökar (Wizelius, 2002).

### **Växelriktare**

I kapitel 2.1 nämndes det att vindkraftverk i dag har reglersystem som ser till att verket i så stor utsträckning som möjligt arbetar med optimalt löptal. Denna reglering förutsätter att turbinen arbetar med ett variabelt varvtal, vilket i sin tur medför att generatorfrekvensen kommer att variera då rotorns varvtal är proportionellt mot turbinens varvtal. Då generatorn ska anslutas till det elnätet med fast frekvens måste



man först likrikta växelströmmen från generatoren för att därefter skapa en ny växelström med rätt nätfrekvens. För detta ändamål används en växelriktare. Funktionen hos en generell växelriktare beskrivs och visas nedan, se Figur 2.3



**Figur 2.3** Principskiss över en växelriktare som omvandlar en 3-fas växelspanning med variabel frekvens från generatoren till en 1-fas växelspanning med fast frekvens som matas ut på elnätet.

Växelriktaren består av en diodlikriktare, vilken är uppbyggd av endast passiva komponenter. Denna typ av likriktare är den enklaste och billigaste lösningen till skillnad mot en tyristorlikriktare som är uppbyggd av dyrare aktiva komponenter (Carlsson, 2002). Från generatoren är en trefas växelspanning med varierande frekvens ansluten till likriktaren. Växelspanningen likrikts här till en pulserande likspänning  $U_{ab}$ . Denna spänning består av en likspänningskomponent och ett överlagrat spänningsrippel. För att få ut likspänningskomponenten av  $U_{ab}$  i punkten  $U_{cd}$ , används ett mellanled som består av en stor glättningsinduktans  $L$  och en glättningskondensator. Spolen har egenskapen att den helst vill att strömmen genom den skall vara konstant, vilket gör att snabba förändringar i spänningen över spolen hindrar strömmen att följa spänningen och strömripplet blir då betydligt lägre. Det strömrippel som eventuellt är kvar gör att spänningen  $U_{cd}$  kommer att variera lika mycket. För att jämna ut denna spänningsvariation ytterligare, används glättningskondensatorn och spänningen  $U_{cd}$  kan approximeras till likspänningskomponenten av  $U_{ab}$ . Sista delen är själva växelriktaren som här är av typen självkommuterad, vilket innebär att den kan styra transistorernas tändningar och släckningar helt autonomt utan att vara anslutet till elnätet. Detta gör att man kan ändra både amplitud och frekvens på den modulerade spänningen  $U_{12}$  över lasten. Hur styrningen av transistorerna i detalj fungerar tas inte upp här, för detta hänvisas till någon kurs i kraftelektronik men metoden kallas för pulsbreddsmodulation. Induktansen  $L$  måste finnas innan lasten då denna är ett elnät för att begränsa den ström som kan gå mellan de två olika spänningskällorna.. Detta för att Det finns också växelriktare av typen nätkommuterade med tyristorer, där styrningen av tyristorerna är beroende av elnätet.

### 3 Installation av vindkraftverket

Svårigheten i den beskrivna mätuppgiften och behovet av jämförbara och tillförlitliga resultat har gjort att det utarbetats standarder med rekommendationer för hur en sådan mätuppgift bör utföras och redovisas. Under de senaste åren har framförallt tre sådana standarder använts vid uppmätning av vind- effektkurvan för vindkraftverk. En genomgång sammanställd av Troels F. Pedersen, vid Risø National Laboratory i Danmark (T F Pedersen, 1994), pekar på att de tre standarderna har stora likheter i sina rekommendationer. Enligt dessa standarder bör en noggrann och beskrivande förteckning av vindkraftverket och dess beståndsdelar redovisas, tillsammans med en beskrivning av provplatsen där mätningen utförs och den nära omgivningens topografi.

Vidare bör samtliga mätinstrument vara spårbart kalibrerade, och en feluppskattning av mätningen bör utföras. I rekommendationerna beskrivs även hur och vilka mätvärden som bör samlas in, samt hur de bör sorteras och behandlas för att få ett kvalitativt resultat.

Arbetet med att ta fram vindkraftverkets vind- effektkurva har så långt som möjligt följt rekommendationer från standarden utfärdad av Risø National Laboratory, Roskilde, Danmark, som är en del av Danmarks Tekniska Högskola (T F Pedersen, 1993). I de fall rekommendationerna inte följts redovisas detta i rapporten.

### **3.1 Vindkraftverkets konstruktion**

I följande avsnitt ges en beskrivning av vindkraftverkets konstruktion samt dess placering på testplatsen tillsammans med en beskrivning av omgivningen vid testplatsen. Även vindmätaren beskrivs.

#### **Placering, omgivning:**

Platsen för montaget är som tidigare nämnt Chalmers provstation för vindkraft på Hönö. På detta område finns sedan tidigare två vindkraftverk installerade. Ett av dem är Chalmers egna vindkraftverk och det andra är ett större vindkraftverk av märket VESTAS, se Bilaga A. Vid valet av placering för vindkraftverket inom detta område fanns det ett par olika alternativ. Det viktiga var att hitta den mest optimala placeringen med hänsyn till rekommendationerna om att vindkraftverket skall placeras på en för vinden så ostörd plats som möjligt. Detta innebär att inom en radie av 10-20 gånger rotordiametern bör markförhållandena vara rimligt öppna och plana. Själva provstationens placering är från början inte optimal med hänsyn till dessa krav då området är relativt kuperat och ett antal större byggnader finns inom denna radie. En tidigare placering för ett mindre vindkraftverk fanns redan i området, med tillhörande fästanordningar förankrade i berget. Denna plats valdes dock bort då den låg för mycket i lä om ett större buskage. Ännu en anledning till flytt var det långa avståndet till den bod där vindkraftverkets reglerutrustning skulle monteras. Den nu valda platsen ligger lite mer öppet men med något mer kuperad terräng runt omkring jämfört med platsen för det tidigare vindkraftsmontaget. Den plats som valdes finns utmärkt på topografikartan i Bilaga A.

#### **Torn:**

Vindkraftverket är monterat på ett 6 m högt torn. Detta torn har använts till ett annat mindre vindkraftverk tidigare och fanns redan på plats ute på Hönö. Tornet är gjord av ett galvat rör med diametern 130 mm. På toppen av tornet är en rund fläns fastsvetsad, med 6 stycken symmetriskt fördelade hål. Denna fläns skiljde sig från vindkraftverkets montagefläns som hade färre hål och en mindre ytterdiameter. Det har därför ingått i projektet att konstruera en fläns som fungerar som ett mellanstycke mellan torn och vindkraftverk, se Figur 3.1.



*Figur 3.1 Flänsen monterad på tornet.*

Tillverkningen av denna fläns har sedan gjorts av personal på Chalmers. I nedre änden av tornet är en konstruktion med två parallella fyrkantiga plattor fastsvetsad. Dessa två plattor är sammansatta i ena änden av en gångled för att kunna fälla tornet för service, se Figur 3.3. Tornet har också en ca. 4 m lång ledad stång monterad i nedre änden, vilken fungerar som en hävarm då tornet skall resas eller fällas. Figur 3.2 visar vindkraftverket med vindmasten i bakgrunden.



*Figur 3.2 Vindkraftverk med vindmast i bakgrunden.*

**Fundament:**

För att fästa tornet i berget har 3 st. hål borrats i anslutning till ett redan befintligt fäste. I dessa hål har sedan gängad stång gjutits fast med betong. Tornets bottenplatta har därefter monterats över dessa gängade stänger och justerats i våg. Vid montaget har tornet stadgats upp med 4 st. rostfria vajrar i berget med hjälp av befintliga öglor. Som avhåll då tornet reses eller fälls har en ringbult gjutits fast i bergen ca 15 m väst om tornet. Fundamentet kan ses i Figur 3.3.



**Figur 3.3** Fundamentet till vindmasten. Här syns även att åskledarlinan är ansluten till fundamentet samt elkabeln som går upp i tornet.

#### **Maskinhus:**

Vindkraftverket är horisontalaxlad, där maskinhuset innehåller en rotorturbin som är placerad i lovart och som driver generatoren direkt utan mellanliggande växellåda. För att vrida in rotorbladen mot vinden är ett styrroder monterat i bakkant av maskinhuset. Hela maskinhuset är också rörligt i vertikalled via dämpande hydrauliska kolvar, vilka fungerar som ett autonomt bromssystem som begränsar varvtalet vid för stora vindhastigheter, se Figur 3.6.

#### **Rotorblad:**

Vindkraftverket består av två rotorblad som tillsammans ger en diameter på totalt 2,67 m. Dessa har en stel infästning där bladen är monterade på navet med hjälp av åtta bultar som har dragits åt med ett moment på 20 Nm respektive 25 Nm enligt tillverkarens specifikationer i manual. Bladen är gjorda utav en blandning av glas- och kolfiber

### **3.1.1 Vindmätare**

#### **Placering:**

Vindmätaren är monterad i ett 9 m högt fackverksmast som är placerat ca 15 m nordväst om vindkrafttornet, se bilaga A. Enligt rekommendationerna bör vindmätaren placeras högst ca 2,5 rotordiametrar bort från vindkraftverket. Det fanns dock redan ett fullt användbart fundament till mätmasten i berget på platsen, varför det av praktiska skäl kom att användas även i detta projekt. Avståndet mellan vindmätarmasten och

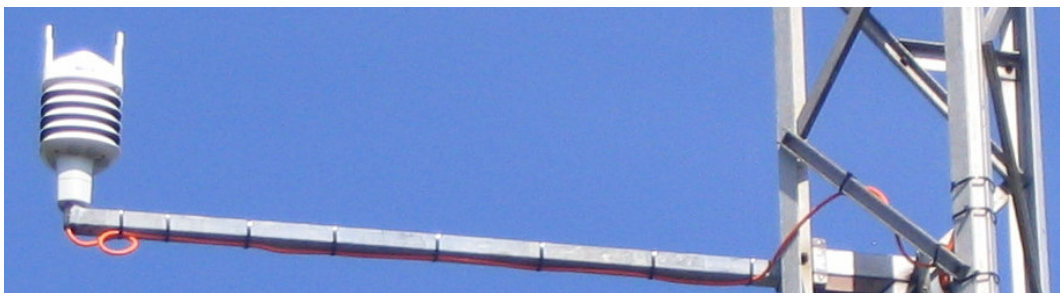
vindkraftverket är då ca 5 rotordiametrar. Enligt rekommendationerna bör mätmasten även placeras i mitten av den sektor runt vindkraftverket från vilken vinden oftast infaller. Den bör alltså stå ”framför” vindkraftverket. Någon större hänsyn till denna rekommendation har ej tagits då inga undersökningar av statistiska vindriktningar gjorts. Däremot gjordes antagande att vinden ofta är västlig.

Platsen för mätmasten ligger lite lägre i höjd jämfört med vindkraftverket, vilket innebär att vindmätaren monterats en bit ner på fackverksmasten, men på samma höjd över havet som navet för vindkraftverket. Detta är gjort enligt rekommendationerna för att få relevant mätdata samt att vindmätaren då är skyddad för direkta blixtnedslag, se vidare kapitel om åskskydd och skyddsjordning.

Till fackverksmasten är en ca 50 m lång signalkabel förlagd öppet på berg, se Bilaga A. Denna kabel har sedan kopplats samman med vindmätarkabeln i en kopplingsbox som placerats i nedre änden av fackverksmasten. I boden är signalkabeln ansluten till datorns serieport via ett åskskydd och en omvandlare, se Bilaga D.

#### **Givare:**

Vindmätaren som är av fabrikat Vaisala WXT510, är en kombinerad givare för att mäta 6 olika väderparametrar och visas i Figur 3.4. Den mäter vindhastighet, vindriktning, lufttryck, temperaturen, nederbörd samt den relativa luftfuktigheten. Givaren har inga rörliga delar, vilket gör den underhållsfri. Vindhastighet och vindriktning mäts genom att använda ultraljud som skickas mellan tre i horisontalplanet placerade transmitterar. Dessa parametrar ges då av den tid det tar för ultraljudsignalen att färdas mellan de tre transmitterarna. För mätning av nederbörd sitter det en detektor på toppen av givaren som registrerar varje enskild regndroppe. Givaren kan härav beräkna total nederbörd, intensitet samt dess varaktighet. Temperatur, lufttryck och relativ luftfuktighet mäts med separata elektronikkretsar där temperaturen kompenseras för rådande lufttryck och luftfuktighet.



*Figur 3.4 Vindmätare monterad på fackverksmasten.*

#### **Kommunikation av mätvärden från vindmätaren:**

Kommunikationen med vindmätaren sker binärt via en seriell bus av typen EIA-485 (förr RS-485), vilken är bra på att undertrycka störningar då informationen skickas som en skillnadsspänning mellan två signalledare (National Instruments 2000). Dock måste formatet omvandlas till typen RS-232 för att kunna koppla in signalkabeln till den befintliga serieporten i datorn vid teststationen. Denna omvandling görs via en MA-45 Seriell Omvandlare av fabrikat Westermo. Till skillnad från RS-485 skickar det seriella formatet RS-232 data i en signalledare med referens till jord, vilket gör bussen relativt känslig för störningar (National Instruments 2000). Det är därför mer fördelaktigt att

använda RS-485 vid överföringsavstånd mellan 15 och cirka 1220 m (Larsson, Arebrink 2002). Många potentiella källor till störningar i form av elektromagnetiska fält från kraft- och signalkablar förekommer även inne i mätstugan, varför omvandlingen till RS-232 sker så nära mät datorn som möjligt.

### 3.2 El- och styrsystem

#### Generator:

Vindkraftverkets generator är en trefas direkt driven 10 polig permanentmagnetiserad radialflödes synkron generator. Detta innebär att den har neodymiummagneter som är ytmonterade på rotorn, vilket ger en enkel konstruktion då avståndet mellan polerna kan göras mindre än i fallet med en elektriskt magnetiserad synkron generator. Generatorns märkeffekt är 1500 W och ger vid märkdrift en fasspänning på 48 V.

Poltalet uppmättes genom innan vindkraftverket monterades genom att rotera axeln för hand med en uppskattad hastighet om 1 varv/s, varpå ett analogt oscilloskop mätte och beräknade periodtiden på den genererade spänningen. Periodtiden uppmättes till omkring 200 ms, vilket motsvarar en frekvens på 5 Hz. Med denna information beräknades poltalet till 5 med hjälp av ekvation 2.2.

#### Växelriktare:

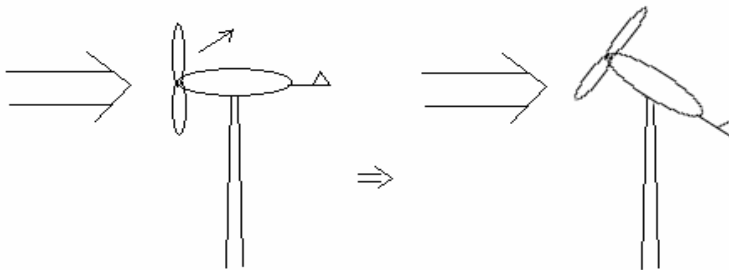
Generatorn arbetar med variabelt varvtal, vilket innebär att den genererade växelspanningens frekvens kommer att variera med vindhastigheten. För att kunna ansluta vindkraftverket till elnätet måste växelspanningen först likriktas för att därefter växelriktas så att utspänningen får rätt amplitud och frekvens. Hur regleringen ser ut i detalj för denna reglerutrustning kan inte beskrivas, då tillverkaren inte har velat lämna ut någon information om detta med hänsyn till att det är en affärshemlighet. Troligtvis är det en nätkommunerande växelriktare med tyristorer. Själva grundprincipen är dock den viktiga och är beskrivet i tidigare avsnitt. Växelriktaren visas i figur 3.5.

#### El- och Nätanslutning:

Anslutningen mot nätet är 1-fas, vilket innebär att fasspänningen skall transformeras upp till 230 V och ha frekvensen 50 Hz. Den medföljande reglerutrustningen lämnar en utspänning på 220 V tänkt att passa den äldre systemspänningen på 380/220. För att kunna arbeta på vindkraftverkets utrustning, har en säkerhetsbrytare monterats. Mellan vindkraftverket och bod där regler- och mätutrustning är placerad, har en ca 50 m lång kraftkabel med arean 10 mm<sup>2</sup> dragits. Kabels area är högt dimensionerad för att få ett så lågt spänningsfall som möjligt i denna, då vindkraftverket genererar en låg fasspänning. Kabeltypen är en EKKJ 3×10/10 och denna har förlagts i ett gult skyddsrör för att skydda kabeln då den är förlagd öppet på berg. I boden är kabeln ansluten till en kopplingsdosa och i toppen av tornet är kabeln ansluten via en dragavlastning till vindkraftverkets egna kopplingsplintar. Både trefaskabeln före växelriktaren och enfaskabeln efter växelriktaren är indragna via gummikablar till ett mätskåp, där spänningar och strömmar uppmäts m.h.a olika mät don, se vidare avsnitt 3.2.4.

**Effektreglering:**

Inbyggt i reglerutrusningen finns en automatisk broms som vid vindhastigheten 14 m/s kortsluter statorlindningarna. Detta ger upphov till ett mycket kraftigt motriktat moment som får rotern att bromsa in kraftigt. Vid snabba kraftiga vindbyar finns en risk att det automatiska bromssystemet inte kan bromsa rotorturbinens varvtalet tillräckligt snabbt. Vindkraftverket har då som ett extra skydd ett autonomt mekaniskt bromssystem som reducerar varvtalet. Då vindens kraft mot bladen snabbt blir kraftig, får detta hela maskinhuset att pressas uppåt, se Figur 3.6 nedan. Maskinhuset är rörligt i horisontalplanet via två dämpande hydrauliska kolvar. Vindtrycket på bladen kommer då att avta och därmed också det vridande momentet, vilket gör att varvtalet minskar. Då producerad effekt beror av varvtalet kommer denna följaktigt också att minska.



*Figur 3.6 Vindkraftverkets effektreglering fungerar genom att vid hård vind vrida rotorbladen ur vinden.*

**Åskskydd och skyddsjordning:**

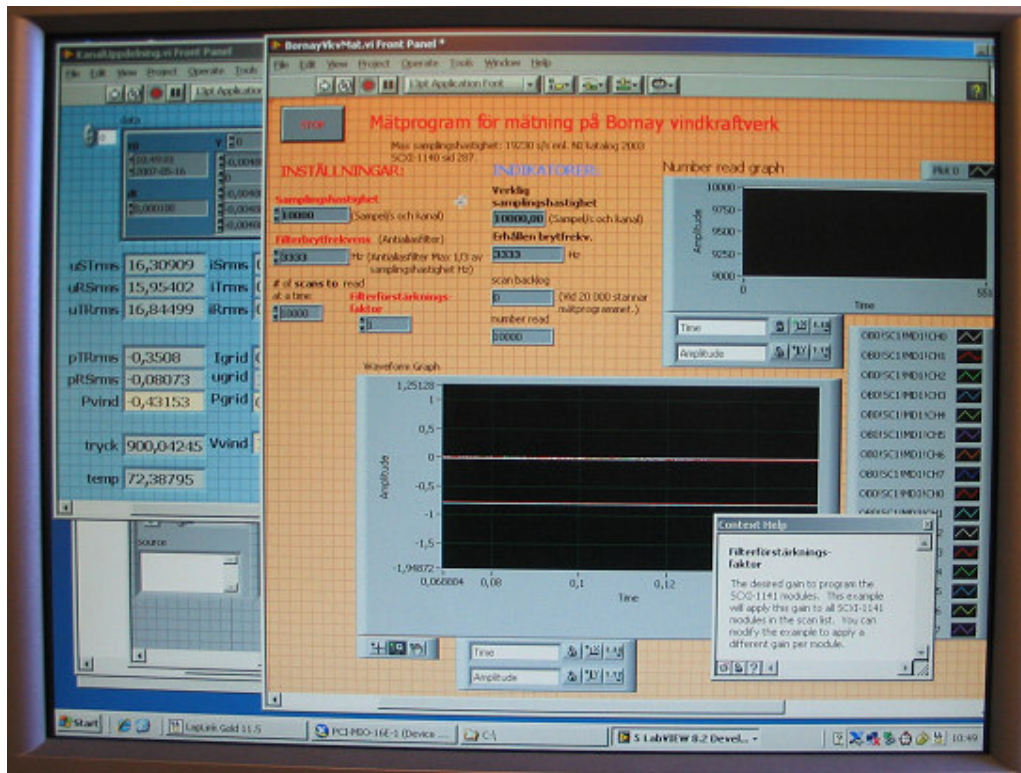
I projektet har också ingått åskskydda fackverksmasten och vindkraftornet. För detta har de båda tornen anslutits till den i området befintliga ringledaren för att uppnå ett sk. inslagsskydd vid blixtnedslag. Ringledaren består av en kopparlina som är nergrävd runt testplatsen. Denna har till uppgift att leda och fördela ut blixtnedslaget och dess överspänning till jordpotential. Ringledaren är i sin tur ansluten till en i boden placerade potentialutjämningskena. Då både tornet och masten är placerade på ett sådant sätt att en förhöjd risk för blixtnedslag finns och den utrustning som används är känslig för potentialskillnader, är detta en nödvändig åtgärd. För detta åskskydd har en 25 mm<sup>2</sup> gemensam kopparlina dragits mellan den bod där mätutrustningen är placerad och fackverksmasten via vindkraftstornet, se Bilaga A. För att förhindra att vindmätaren tar skada om blixten slår ner i fackverksmasten är denna placerad nedanför toppen av masten och innanför ett beräknat skyddsområde, se Bilaga B. Detta skyddsområde bygger på principen att den första urladdningen innan blixtnedslag söker ett träffområde inom en sfär med radie  $r$  (Kreuger,F,H 1991). Det föremål med jordpotential som först befinner sig inom denna sfär kommer då att träffas av blixten. Den tänkta radien på sfären ökar med ökad urladdningsström vid blixtnedslaget (Kreuger,F,H 1991). För att säkerställa att åskledaren på masten skyddar vindmätaren bör radien inte väljas alltför stor. Den valda radien för vår fackverksmast bygger på beräkningar från en liknande mast i området och har radien 40 m, vilket ger ett gott skydd i detta område. Signalkabel är anslutet till ett inledningsskydd direkt då kabeln kommer in i boden. Detta skydd är en del i hela åskskyddet för anläggningen, och förhindrar eventuella överspänningar som inte inslagsskyddet tagit hand om att ledas in i mätsystemet. Vindkraftverket har



också skyddsjordats med den i kraftkabeln befintliga skyddsledaren enligt gällande säkerhetsföreskrifter.

#### 4 Mätningar på vindkraftverket

I detta avsnitt redovisas metoden för mätningar på vindkraftverket och hur mätdata har behandlats dels för framtagningen av vind- effektkurvan och  $C_p$ - $\lambda$ -kurvan, dels för beräkningen av den årliga energiproduktionen. Dessutom ges en mer detaljerad beskrivning av mätsystemet som använts. Fronten till mätprogrammet visas i Figur 4.1.



Figur 4.1 Fronten på mätprogrammet

##### 4.1 Parametrar för framtagning av vind- effektkurvan

För att ta fram vindkraftverkets vind- effektkurva, räcker det initialt med att mäta den momentana aktiva elektriska effekten från vindkraftverkets generator tillsammans med den momentana vindhastigheten. Mängden data att behandla reduceras därefter med fördel genom att medelvärdesbilda båda dessa parametrar över en sekund, vilket även rekommenderas.

Den momentana elektriska aktiva effekten som vindkraftverket levererar mäts inte direkt utan beräknas som den totala trefaseffekten av uppmätt ström och spänning från vindkraftverkets generator.

För att lättare kunna jämföra olika vindkraftverk bör vind- effektkurvan enligt rekommendationerna justeras till att gälla för en standarddensitet,  $\rho_0$ , hos luften på  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , vilket motsvarar torr luft med temperaturen  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  samt vid trycket  $1013 \text{ hPa}$  (1 atmosfärs tryck). Värdet på densiteten kommer därmed att beräknas som en funktion av luftens temperatur och tryck enligt ekvation 4.1 nedan, vilket mäts av

vindmätaren. I ekvationen är  $\rho$  luftens densitet i  $\text{kg/m}^3$ ,  $T$  är temperaturen i  $^{\circ}\text{C}$  och  $B$  är lufttrycket i hPa.

$$\rho = 1,225 \frac{288,15}{273,15 + T} \cdot \frac{B}{1013,3} \quad (4.1)$$

Därefter korrigeras den uppmätta effekten enligt ekvation 4.2 nedan, där  $P$  är den korrigerade effekten,  $P_m$  den uppmätta effekten och  $\rho_0$  och  $\rho$  enligt ovan.

$$P = P_m \frac{\rho_0}{\rho} \quad (4.2)$$

I rekommendationerna framgår även att perioder av nederbörd och isbildning påverkar mätningen negativt, varför nederbörden bör mätas med en minsta känslighet av 0,5 mm/10 min. Insamlade mätdata från vindkraftverket under perioder av nederbörd bör således sorteras bort. Den valda vindmätaren mäter nederbörden med en noggrannhet på 0,01 mm, varpå data om denna parameter lagras jämte de andra mätdata. Eventuell borttagning av mätdata vid nederbörd görs därefter manuellt.

Vind- effektkurvan tas sedan fram med hjälp av mjukvara MATLAB enligt den rekommenderade metoden med "bins". Den går ut på att samla de uppmätta vindhastigheterna, tillsammans med tillhörande effektdata, i intervall om exempelvis 0,5 m/s. Därefter beräknas medelvärdet av de uppmätta vindhastigheterna och den uppmätta effekten för varje sådant intervall, tillsammans med standardavvikelsen. Kvar blir då ett antal punkter som kommer att representera vindkraftverkets vind-effektkurva. Punkterna är lika många som antalet intervall eller "bins".

För att få ett tillförlitligt resultat rekommenderas bland annat att varje intervall består av minst tio stycken korrigerade tiominuters medelvärden av mätdata, samt att det i vindhastighetsintervallet tillhörande effektvärden mellan 15 och 18 % av märkeffekt finns mätdata som uppmätts under minst 180 timmar.

#### 4.2 Parametrar för framtagning av $C_p$ - $\lambda$ -kurvan

Den elektriska effekten  $P$  som vindkraftverket kan ta upp ur vinden beror av luftens densitet  $\rho$ , den rotorsvepta arean  $A$ , effektkoefficienten  $C_p$  och kubiken av vindhastigheten  $v$  enligt ekvation 4.3 nedan.

$$P(v_{vind}) = \frac{1}{2} A \rho C_p v_{vind}^3 \quad (4.3)$$

Den rotorsvepta arean beräknas med kännedom om rotorns radie  $r$  som uppmätts till 133,5 m, vilket ger ett värde på  $A = \pi r^2 = 55990 \text{ m}^2$ .

Då samtliga parametrar i 4.3 är kända förutom effektkoefficienten  $C_p$ , kan denna beräknas och kommer då att vara en funktion av vindhastigheten och därmed löptalet  $\lambda$ . För att som brukligt åskådliggöra hur  $C_p$  varierar med  $\lambda$  behöver  $\lambda$  tas fram.

Löptalet, som är kvoten mellan bladspets hastigheten och vindhastigheten, är således direktproportionell mot både rotorradien och rotoraxelns vinkelhastighet  $\omega$ . Vinkelhastigheten kan skrivas om som en funktion av generatorns synkrona varvtal  $n_s$ . Generatorns synkrona varvtal är direkt proportionell mot den genererade spänningens frekvens  $f$  med faktorn  $60/p$ , där  $p$  står för generatorns polpartal, vilket uppmättes till att vara 5. Resonemanget kan enkelt följas i formlerna nedan.

$$\lambda = \frac{v_{spets}}{v_{vind}} = \frac{r\omega}{v_{vind}} = \frac{2\pi n_s r}{60 v_{vind}} = 2\pi \cdot \frac{f}{p} \frac{r}{v_{vind}} = \frac{2\pi \cdot r}{5} \frac{f}{v_{vind}}$$

Därmed är både  $C_p$  och  $\lambda$  funktioner av vindhastigheten och en  $C_p$ - $\lambda$ -kurva kan plottas, även här med metoden med "bins" och med hjälp av mjukvara MATLAB.

### 4.3 Övriga intressanta parametrar

Det kan även vara intressant att beräkna verkningsgraden för växelriktaren, samt att övervaka den levererade effekten  $p(t)$  till nätet. Det görs genom att beräkna produkten av uppmätt fasström  $i(t)$  och fasspänning  $u(t)$  enligt ekvation 4.4 nedan.

$$p(t) = u(t) \cdot i(t) \quad (4.4)$$

### 4.4 Beräkning av årlig energiproduktion som funktion av årsmedelvindhastigheten

Enligt de danska rekommendationerna ges den årliga energiproduktionen,  $E$  [kWh], då vindkraftverket har 100 % tillgänglighet, av uttrycket i ekvation 4.5 nedan.

$$E = 8760 \int_0^{\infty} f(v_{vind}) P(v_{vind}) dv_{vind} \quad (4.5)$$

Där 8760 är antalet timmar på ett år,  $P(v_{vind})$  är den uppmätta effektkurvan och  $v_{medel}$  är årsmedelvindhastigheten. Vindhastigheten antas vara statistiskt fördelad enligt den så kallade Weibull-fördelningen, vilket ger att

$$f(v) = \frac{k}{A} \left( \frac{v_{vind}}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_{vind}}{A}\right)^k} \quad (4.6)$$

och  $A$  beräknas med hjälp av gamma-funktionen av den årliga medelvindhastigheten med formfaktorn  $k$ .

$$A = \frac{v_{medel}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (4.7)$$

Gamma-funktionen kan approximeras som följer

$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = \left(0,568 + \frac{0,434}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (4.8)$$

Då formfaktorn  $k = 2$  är Weibull-fördelningen lika med den sk. Rayleigh-fördelningen och  $f(v_{vind})$  kan beräknas enligt ekvation 4.9, vid kännedom om den årliga medelvindhastigheten.

$$f(v_{vind}) = \frac{\pi}{2} \frac{v_{vind}}{(v_{medel})^2} e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_{vind}}{v_{medel}}\right)^2} \quad (4.9)$$

## 5 Mätssystemet

I detta avsnitt följer en närmare beskrivning av stora delar i mätssystemet, vars utformning återges i en principskiss i Bilaga D.

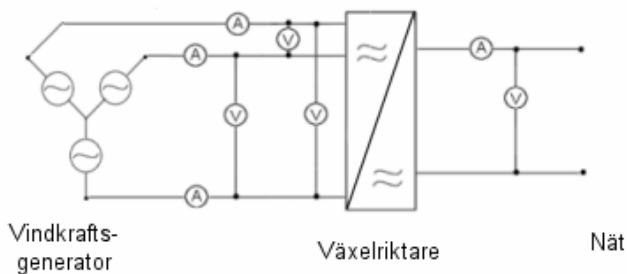
I Tabell 5.1 sammanfattas, enligt tidigare avsnitt, vilka parametrar som mäts och vilka som beräknas.

Tabell 5.1. Parametrar som mäts och beräknas.

	Mäts	Beräknas
<b>Från generatoren 3-fas</b>	Huvudspänningar över trefaser Fasströmmar i tre faser	Frekvens, synkront varvtal och löptal Momentan effekt Producerad energi över tid
<b>Till nät 1-fas</b>	Spänning Ström	Effektcoefficient Momentan effekt Levererad energi över tid
<b>Vinddata</b>	Vindriktning Vindhastighet	
<b>Luftdata</b>	Lufttryck Temperatur Regnintensitet	Luftens densitet

### 5.1 Mätskåpet

Mätskåpet, som används vid mätning av ström och spänning från vindkraftverket och till nätet, fanns på plats i boden sedan tidigare projekt. Från vindkraftverket mäts där huvudspänningarna med  $\Delta$ -koppling för att undvika problemet med nollan, då generatoren endast ger fasspänningar ut. Mätsignalerna skapas med hjälp av spänningsdelning (fabrikat *Analog Devices*) och de skiljs även galvaniskt från kraftkretsen via isolerförstärkare. Vidare mäts fasströmmarna via strömtransformatorer (fabrikat *LEM*) med omsättningsfaktorn 1:2000 vid ett varvs kabeldragning. Därefter omvandlas strömsignalerna till spänningssignaler via kända motstånd om 250  $\Omega$ . Såväl ström- som spänningmättnings-modulerna kan behandla och signalöverföra både AC- och DC-värden. Mätskåpet levererar således analoga spänningssignaler mellan -5 till +5 V, som är proportionella mot de verkliga mätvärdena i sammanlagt 8 kanaler. Mätuppkopplingen kan ses i figur 5.1 nedan.



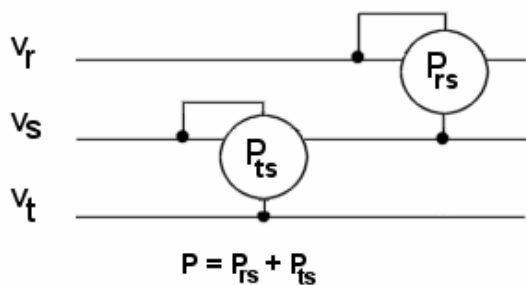
Figur 5.1 Schematisk skiss av mätuppkopplingen för vindkraftverket och växelriktaren. Spänningmätningen betecknas V och strömmätningen med A.

### 5.2 Behandling av de analoga signalerna från mätskåpet

Signalerna från mätskåpet skickas med en signalkabel genom boden till mät datorns mätkort via ett antivikningsfilter med lågpasskaraktär. Filtret garanterar följaktligen att

ingen vikning uppstår vid sampling och dess brytfrekvens är en tredjedel av samplingsfrekvensen. Vidare samplas signalerna från mätkortet med hjälp av LabVIEW med en samplingsfrekvens på 10 kHz. Det antas vara en mer än tillräckligt hög samplingsfrekvens då mätvärdenas grundfrekvens väntas vara en bit under 1 kHz.

Både den elektriska effekten som levereras av vindkraftverket och den effekt som levereras till nätet, beräknas i LabVIEW med hjälp av uppmätta strömmar och spänningar. Effekten till nätet beräknas enligt ekvation 4.4 som produkten av strömmens och spänningens tidsfunktioner. Dessa parametrar representeras i LabVIEW av vektorer innehållande de 10 000 mätvärden som samlas in varje sekund. Även effekten blir därmed en vektor med 10 000 värden per sekund, varför dess medelvärde beräknas och sparas. Beräkningen av trefaseffekten sker enligt den så kallade tvåwattmetermetoden, se figur 5.2.



**Figur 5.2** Mätning av tre-fas-effekten från vindkraftverket sker enligt tvåwattmetermetoden.

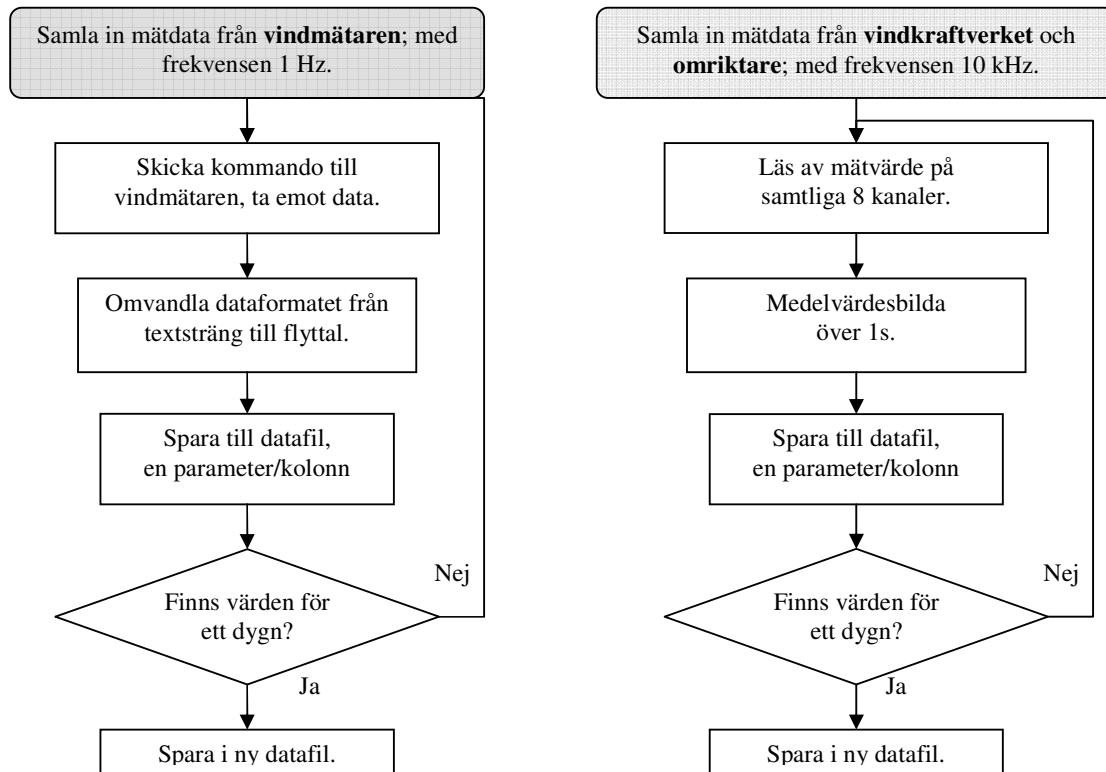
Denna metod används främst i fall som detta, det vill säga i trefassystem utan nolla. Den totala trefaseffekten beräknas då som summan av effekterna mellan två av huvudspänningarna. De effekterna beräknas enligt ekvation 4.4 med huvudspänningar och fasströmmar, på samma sätt i LabVIEW som effekten till nätet.

Det är även i LabVIEW som frekvensen på den genererade spänningen tas fram med hjälp av en funktion i programmet (Extract Single Tone Information) som från en signal plockar ut den frekvens som har störst amplitud. Signalen som där behandlas är en vektor innehållande 10 000 uppmätta värden. Denna frekvens antas vara den sökta frekvensen. Slutligen beräknas 1-sekunders RMS-värden av samtliga uppmätta och beräknade storheter, förutom av frekvensen. Dessa data sparas i en datafil för vidare behandling i mjukvaran MATLAB.

### 5.3 Data från vindmätaren

För att få information om luft- och vindförhållandena läses det binära data från vindmätaren som beskriver dessa parametrar in i mät datorn med hjälp av LabVIEW. De uppgifter som hämtas från vindmätaren är av mätaren beräknade medelvärden över en sekund. I programmet tolkas data som textsträngar med ASCII-tecken, varpå de intressanta siffervärdena plockas ut och omvandlas till flyttal. Slutligen sparas flyttalen i samma datafil som data från mätskåpet, så att de kan användas för vidare bearbetning i MATLAB.

I datafilen sparas samtliga data som en matris med en parameter per kolonn där varje rad innehåller ett 1-sekunders medelvärde. LabVIEW kommer även att börja spara data i en ny fil varje dygn. Strukturen av datainsamlingen beskrivs sammanfattande i flödesdiagrammet i Figur 5.3.



Figur 5.3. Flödesschema för datainsamlingen från vindmätaren, vindkraftverket och omriktaren.

#### 5.4 Sortering av mätvärden med avseende på vindriktningen

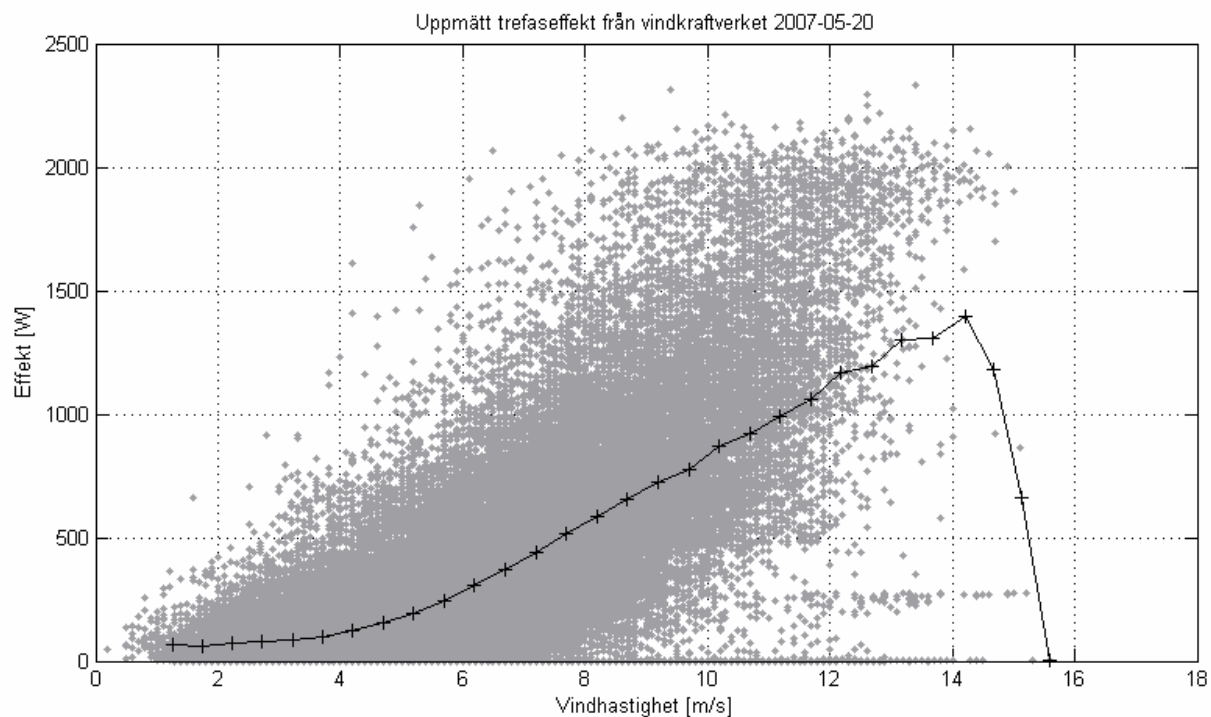
Som tidigare nämnts bör vindmätaren vara placerad ”framför” vindkraftverket för att inte bli skuggad av detta. På teststationen är vindmätaren placerad nordväst om vindkraftverket, vilket innebär att vinden helst bör infalla från just nordväst. En annan faktor att ta hänsyn till vad det gäller vindriktningen är de fall då den infaller från nordost så att vindmätaren skuggas av delvis sin egen mast men framförallt det stora vindkraftverket från VESTAS. Med hänsyn till dessa faktorer och med hjälp av topografikartan i Bilaga A har en mätsektor för då vinden infaller från nordväst uppskattats till att omfatta cirkelintervallet  $> 260^\circ$  &  $< 20^\circ$ , där  $0^\circ$  motsvarar rakt nordlig riktning. Motsvarande mätsektor för då vinden infaller från sydost uppskattas således omfatta cirkelintervallet  $> 20^\circ$  &  $< 260^\circ$ . I behandlingen av mätdata tas detta hänsyn till genom att med hjälp av villkorade loopar plocka ut mätdata ur vardera sektorn för att möjliggöra oberoende analys.

## 6 Resultat av mätningar

Mätningar har pågått på systemet under perioden 2007-05-17 till 2007-05-22, men endast utvalda dagar finns representerade i resultatberäkningarna på grund av tidsåtgången för att databehandla och analysera den omfattande mängden data.

### 6.1 Vind- effektkurva

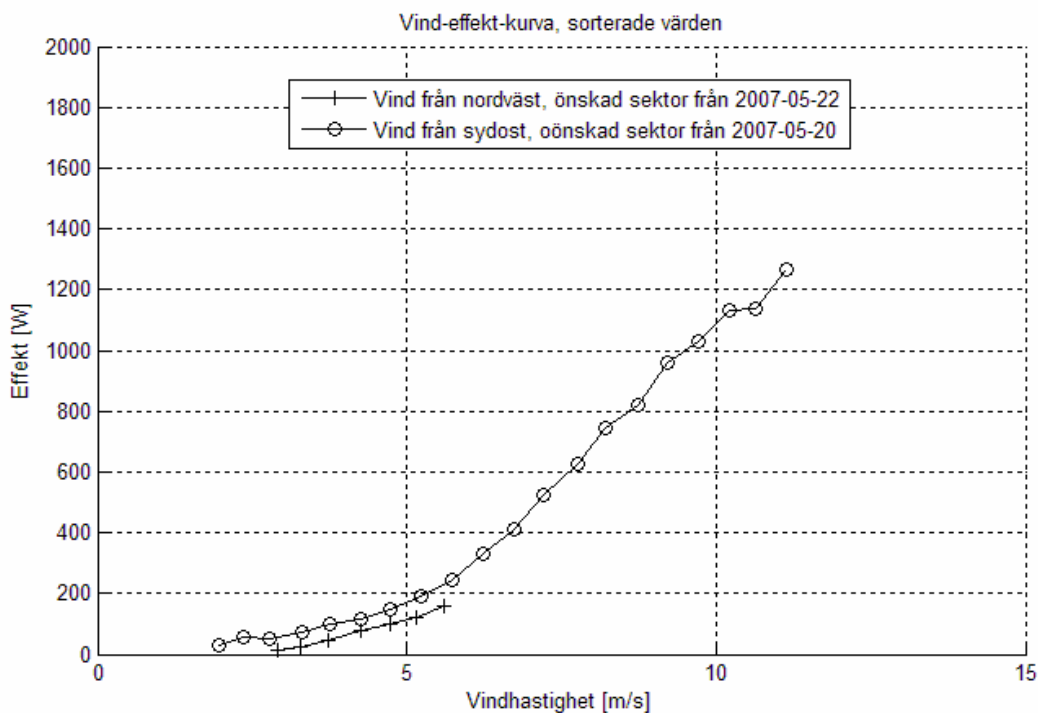
I figur 6.1 nedan presenteras beräknade ensekunders medelvärden för den elektriska effekten från vindkraftverket som punkter, tillsammans med en enligt metoden "bins" beräknad vind- effektkurva, från mätningar under dygnet 2007-05-20.



**Figur 6.1** Uppmätt vind- effektkurva under 2007-05-20 med tillhörande ensekunders medelvärden, utan mätvärdessortering.

Det finns några aspekter att belysa vad det gäller Figur 6.1. Till att börja med är spridningen av mätpunkter relativt stor, för att även öka med ökad vindhastighet. Speciellt förekommer det enstaka nollvärden för effekten över i stort sett hela vindintervallet, som sannolikt inverkar till en något sänkt vind- effektkurva. Vidare verkar vindkraftverket leverera effekt även vid vindhastigheter under märkvind (som är 3,5 m/s). Vid effekter omkring 250 W i ett vindintervall mellan 11 och 15 m/s finns även en till formen vågrät ansamling mätpunkter där det kan ha förekommit någon samfällad omständighet som påverkat dessa sekundvärden. Avslutningsvis kan nämnas att vind- effektkurvan inte når upp till märkeffekt ens vid märkvind (som är 12 m/s) även om det förekommer många ensekunds medelvärden över märkeffekt.

Till skillnad från Figur 6.1 som innehåller samtliga erhållna mätvärden för ett dygn, har en del mätvärden sorterats bort för Figur 6.2. Dels har perioder av nederbörd och stillastående turbin sorterats ut, dels har data sorterats efter från vilken sektor (nordost, NW eller sydost, SE) vinden infallit under mätningen, se Bilaga A. Då vinden under 2007-05-20 mestadels inföll från sydost studerades även delar av dygnet 2007-05-22 då vinden för det mesta inföll från nordväst. Dessutom beräknades enminuters medelvärden av resterande mätpunkter.



**Figur 6.2** Jämförelse av vindeffektkurvor för olika vindriktningar.

I Figur 6.2 framgår att det under mätningarna inte förekommit lika kraftiga vindar från nordväst som från sydost. Trots det syns trenden att vind-effektkurvan med vind från sydost blir något högre än den med vind från nordväst.

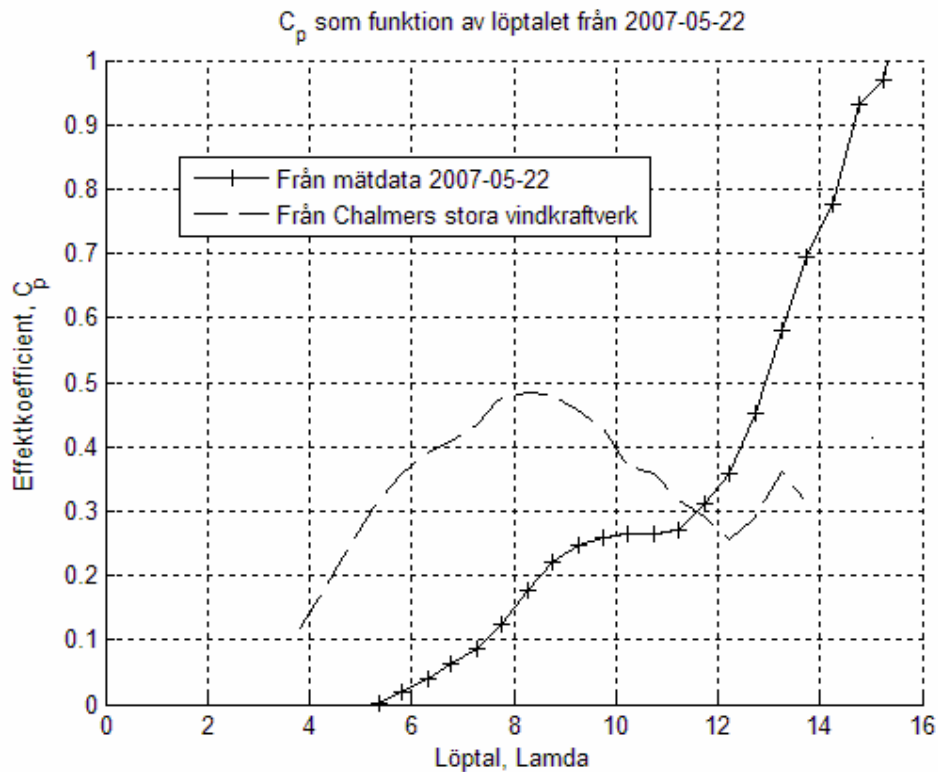
## 6.2 Cp-λ-kurva

Värden för Cp-λ-kurvan beräknades med hjälp av metoden med "bins" ur osorterade 1-sekunders medelvärden från 2007-05-22 då vinden inföll mestadels från nordväst. Den beräknade Cp-λ-kurvan redovisas i Figur 6.3 nedan tillsammans med en av Magnus Ellsén tidigare uppmätt Cp-λ-kurva för Chalmers stora vindkraftverk på samma provstation. Den senare har enligt Ellsén<sup>1</sup> beräknats efter en noga utförd urvalsprocess av sorterade och medelvärdesbildade mätvärden. Tanken med jämförelsen är att redovisa hur en korrekt uppmätt Cp-λ-kurva kan se ut, eftersom den i projektet uppmätta kurvan tydligt avviker från den förväntade kurvformen för löptal över elva. Det optimala löptalet för vindkraftverket, då Cp är som störst, uppskattas ändå ligga omkring tio, medan de för Chalmers stora vindkraftverk ligger på cirka åtta. Värdet på

<sup>1</sup> Magnus Ellsén, 2007-05-22



$C_{p,max}$  kan därmed uppskattas till cirka 0,27 för vindkraftverket respektive 0,48 för Chalmers stora vindkraftverk.



**Figur 6.3** Uppmätt  $C_p$ - $\lambda$ -kurva tillsammans med jämförande  $C_p$ - $\lambda$ -kurva från Chalmers stora vindkraftverk vid samma provstation.

### 6.3 Årlig energiproduktion vid olika årsmedelvindhastigheter

I Tabell 6.1 nedan visas resultatet från beräkningar av årlig energiproduktion vid årsmedelvindhastigheter från 1 -11 m/s, baserat på medelvärden för vindhastigheten och effekten, vilka beräknats med metoden med "bins" från 2007-05-20. En tydlig trend är således att ökad årsmedelvindhastighet ger en ökad energiproduktion, upp till medelvindhastigheter över 11 m/s, då energiproduktionen verkar avta något.

**Tabell 6.1** Beräkning av årlig energiproduktion vid olika årsmedelvindhastigheter.

Årsmedelvindhastighet [m/s]	Årlig energiproduktion [kWh] baserad på vind- effektkurvan från 2007-05-20
1	516
2	1 117
3	1 826
4	3 015
5	4 602
6	6 298
7	7 743
8	8 721
9	9 210
10	9302
11	9115

## 7 Diskussion

Inledningsvis bör nämnas att den valda testplatsen på Hönö inte är optimal för en enligt rekommendationerna korrekt uppmätning av vind- effektkurvan. Eftersom den upptagna effekten beror av vindhastigheten i kubik krävs det mycket noggranna mätningar av vindhastigheten för att få ett tillförlitligt resultat. Den levererade effekten vid olika vindhastigheter kommer även att ligga till grund för beräkningen av den årliga energiproduktionen vid olika årsmedelvindhastigheter. Det gör det än viktigare att hålla nere osäkerheterna i resultaten, eftersom osäkerheterna fortplantar sig genom beräkningarna och alltså ökar. Stora osäkerheter sänker kvaliteten av resultaten, samt försvårar möjligheten att jämföra med resultat från mätningar på andra vindkraftverk.

De använda mätinstrumenten är inte spårbart kalibrerade vilket leder till större osäkerheter. Dock är instrumentens bidrag till osäkerheterna i mätvärdena underordnade vindhastighetens inverkan.

Generellt kan det sägas att mätningar bör utföras under längre tid än vad som skett för att få ett större urval av mätvärden från den önskade mätsektorn och därmed få mer tillförlitliga värden. Därmed har inte kravet uppfyllts om att få mätvärden inom 15-85 % av märkeffekten under sammanlagt 180 timmar. En annan stor orsak till eventuella missvisande resultat beror på avsaknaden av sortering av mätvärden.

Placeringen av vindmasten var vid tidpunkten för dessa mätningar mindre bra då vindriktningen kom från en ogynnsam riktning. Vid mätningar över ett helt år hade placeringen däremot varit den optimala, då vinden mestadels kommer från denna riktning, se bilaga A.

### Vind- effektkurvan

Under det aktuella dygnet för mätningen förekom vindhastigheter över stoppvind, vilket gör resultatet intressant då hela vindintervallet från start- till stoppvind är representerat. Det finns däremot tre betydande möjliga orsaker till att den beräknade vind- effektkurvan inte är tillförlitlig. Den första är att det förekommit perioder av regn under dygnet, vilket det enligt rekommendationerna inte bör göra. Den andra är att det förekommer effektvärden kring noll i hela vindintervallet, vilket påverkar de beräknade medelvärdena i framtagningen av vind- effektkurvan, som därmed hamnar något lägre än annars. Den tredje orsaken är att vinden under stora delar av dygnet har infallit från sydost. Det gör att vindmätaren kan ha hamnat i skugga bakom vindkraftverket och att dess uppmätta vindhastigheter därmed inte är tillförlitliga. Därmed kan kurvan ha blivit förskjuten i sidled på det sätt som indikeras i Figur 6.2, där den övre kurvan ligger något till vänster. Det har dock inte förekommit vindhastigheter över hela vindintervallet från den önskade mätsektorn, vilket som tidigare nämnts löses med att mäta under längre tid.

Ett annat problem med mätdata är att det inte är säkert att data för vindhastigheten och effekten inte är korrelerade, vilket bidrar till en ökad spridning av data. Om exempelvis vindkraftverkets rotor tillfälligt är vridet ur vinden för att begränsa effekten, kan vinden variera under denna tid. Då skulle samma effekt noteras vid olika vindhastigheter. Detta fenomen skulle kunna förklara den konstanta effektnivån vid 250 W i Figur 6.1.

Nollvärdena för effekten över hela vindintervallet skulle kunna bero på att växelriktarens inbyggda broms aktiverats under en tid för att undvika överhettning. Då

blir den levererade effekten noll samtidigt som olika värden för vindhastigheten ändå registreras.

Som synes i Figur 6.1 finns det ett flertal registrerade effektvärden över 1500 W, vilket antagligen är normalt för vindkraftverket. Det viktiga är troligen att medelvärdet över några sekunder upp till en minut ändå håller sig kring märkeffekt.

### **Cp- $\lambda$ -kurva**

Kurvan är troligtvis rimlig upp till löptalet 11, men definitivt helt orimlig för större löptal. Det krävs mer omfattande undersökningar om vad det är som gör att kurvan ej avtar efter  $C_{p,max}$ . Dock kan det direkt nämnas att en mer noggrann urvalsprocess av mätvärden krävs.  $C_{p,max}$ -värdet på 0,27 verkar rimligt för så här små vindkraftverk.

### **Årlig energiproduktion**

Osäkerheten för de beräknade värdena är relativt stor då data endast baseras på ett dygns osorterade mätvärden som sedan är medelvärdesbildade med "bins" för att ändå ge ett något mer tillförlitligt resultat. En överslagsberäkning ger att värdena verkar vara rimliga ty om vindkraftverket skulle gå vid märkeffekt under hela året, samtidigt som vindens fördelning försummas, skulle den årliga energin kunna beräknas till  $1500 \text{ W} * 8760 \text{ h} = 13 \text{ MWh}$ . Det är endast ett fåtal MWh över beräknade värden. En viktig aspekt är dock att det vid beräkningen antagits att vindkraftverket levererat 100 % av tiden, vilket sällan inträffar i verkligheten. Även i detta fall krävs mer noga utvalda data som grund för beräkningarna, för att få mer tillförlitligt resultat.

## 8 Slutsats

Placeringen var inte optimal för projektet varken för vindkraftverket eller vindmätaren då skugg effekter ger fel i resultaten.

För ett bättre resultat krävs mer tid för datainsamling och längre tid för analys då beräkningsprogram är mycket tidskrävande för stora datafiler. Längre mätperiod ger större möjligheter att rensa bort felaktiga data från till exempel regnperioder och ändå ha tillräckligt mycket data för att få ett säkert resultat.

Vid val av medelvärdesbildning bör man välja enminutsintervall istället för ensekundersintervall. Detta skulle ta bort en del av den stora spridningen i data och man kan få ett mer tillförlitligt resultat.

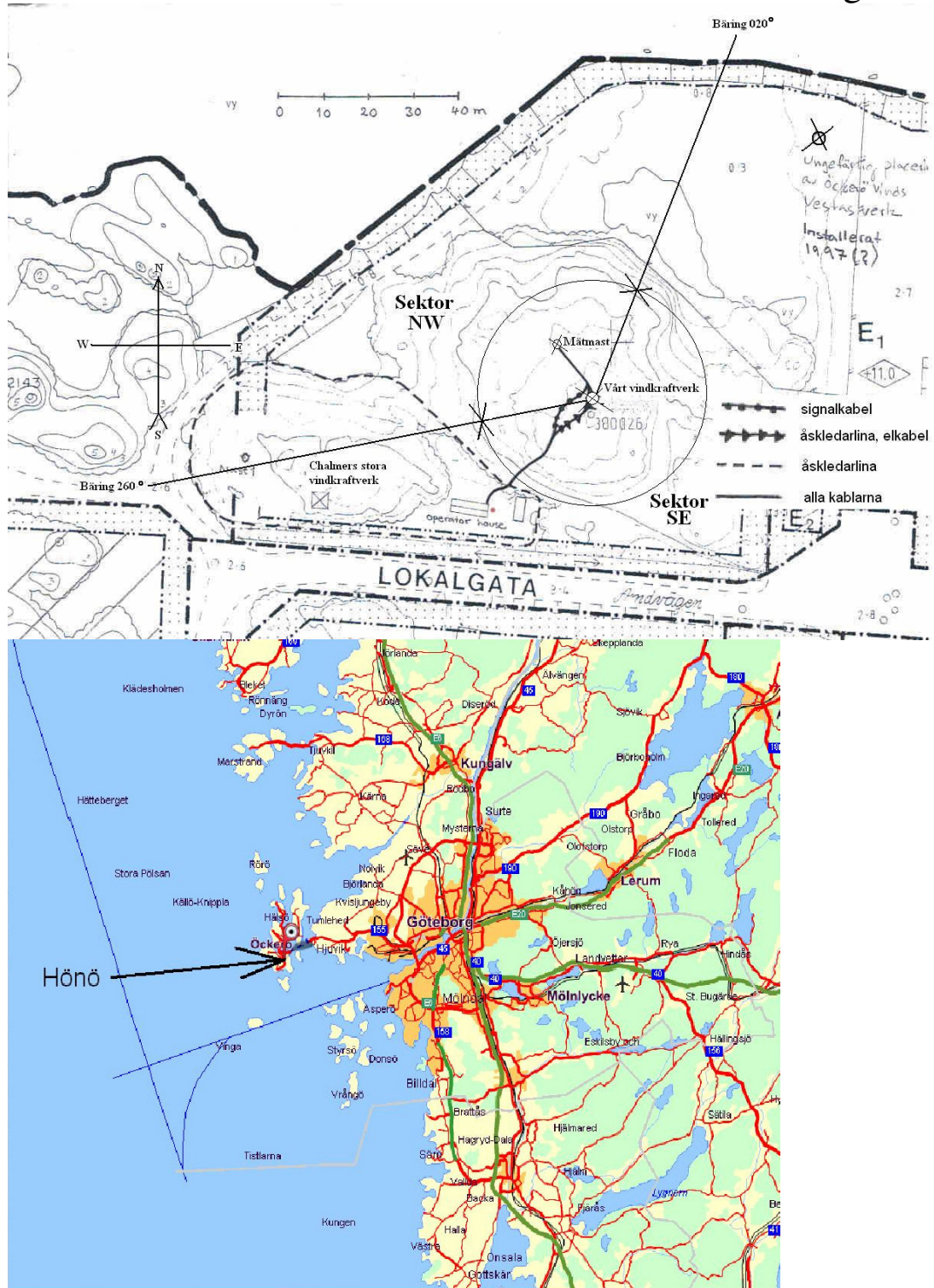
Mätvärdena är framtagna med ensekundersmedelvärden och från en kort mätperiod men trots detta verkar våra mätvärden rimliga.

## Källförteckning

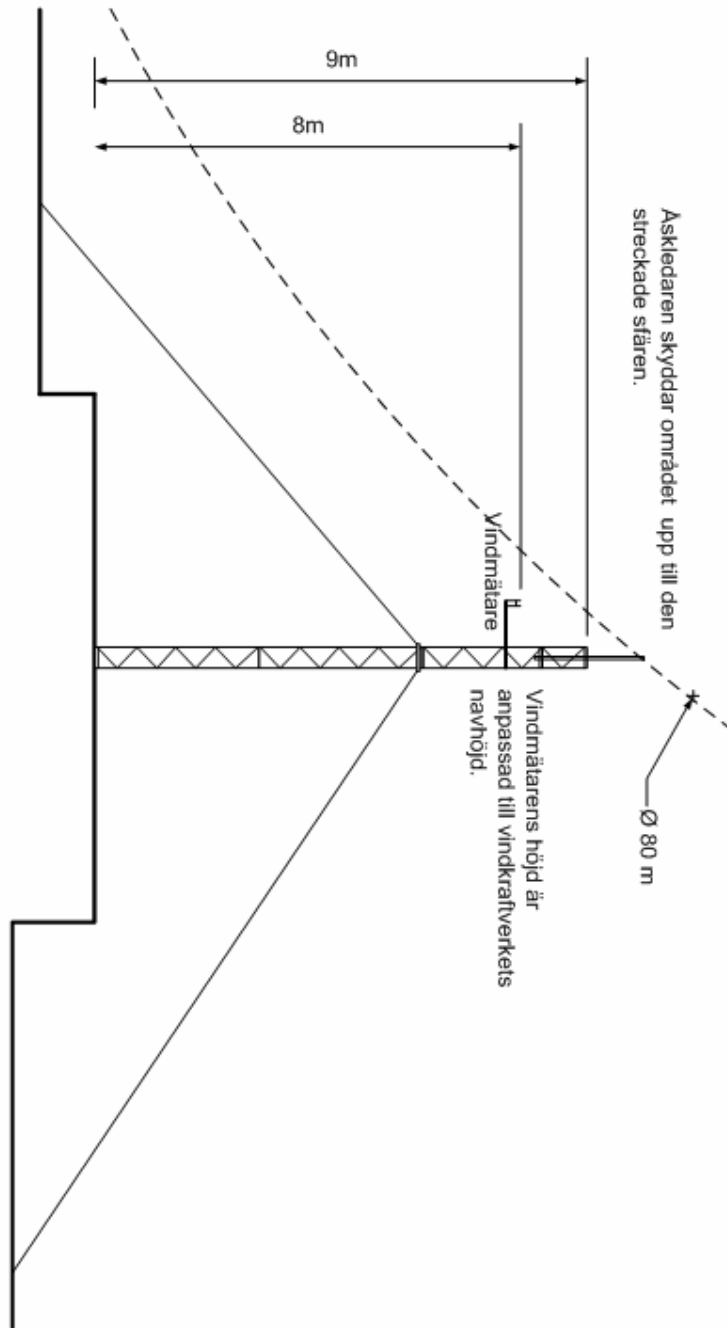
- Carlsson, Ola (2002). *Vind- Sol och Vågkraftverk*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola, Institutionen för Elektroteknik
- Grauers, Anders (okänt). *Elteknik*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola, Institutionen för Elektroteknik
- Larsson, Stig-Göran & Arebrink, Lars-Eric (2002). Grundläggande digital- och datorteknik. Del 2 – Datorteknik. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola, Institutionen för Datorteknik
- Lönnborg, Therese (2005). *Mobil videotelefoni som kommunikationshjälpmedel för individer med hörselnedsättning*. Kognitionsvetenskaplig magisteruppsats
- Kreuger, F, H (1991) *Industrial High Voltage*. Delft: Delft University Press, Nederländerna.
- National Instruments (2000). *Measurements Manual*. Tillgänglig elektroniskt på installations-CD till LabVIEW 6
- Pedersen, Troels Friis (1993). *Recommendation for Wind Turbine Power Curve Measurements*. Risø: Risø National Laboratory, Roskilde, Danmark. (Risø-I-745(EN))
- Södergård, Bengt (1989). *Vindkraftboken*, Solna: Teknisk litteraturtjänst
- Wizelius, T (2002). *Vindkraft i teori och praktik*. Lund: Studentlitteratur
- Wizelius, Tore & Britse Gunilla & Widing Angelica (2005). *Vindkraftens miljöpåverkan – Utvärdering av Regelverk och Bedömningsmetoder*. Högskolan på Gotland, Centrum för Vindkraftsinformation, Institutionen för Naturvetenskap och Teknik
- Faktablad om vindkraft; Ljud*, 2004 Centrum för vindkraftsinformation, Högskolan på Gotland. [hämtat 070517] Tillgänglig: <http://mainweb.hgo.se/projekt/cvi.nsf/>

Bilagor

Bilaga A

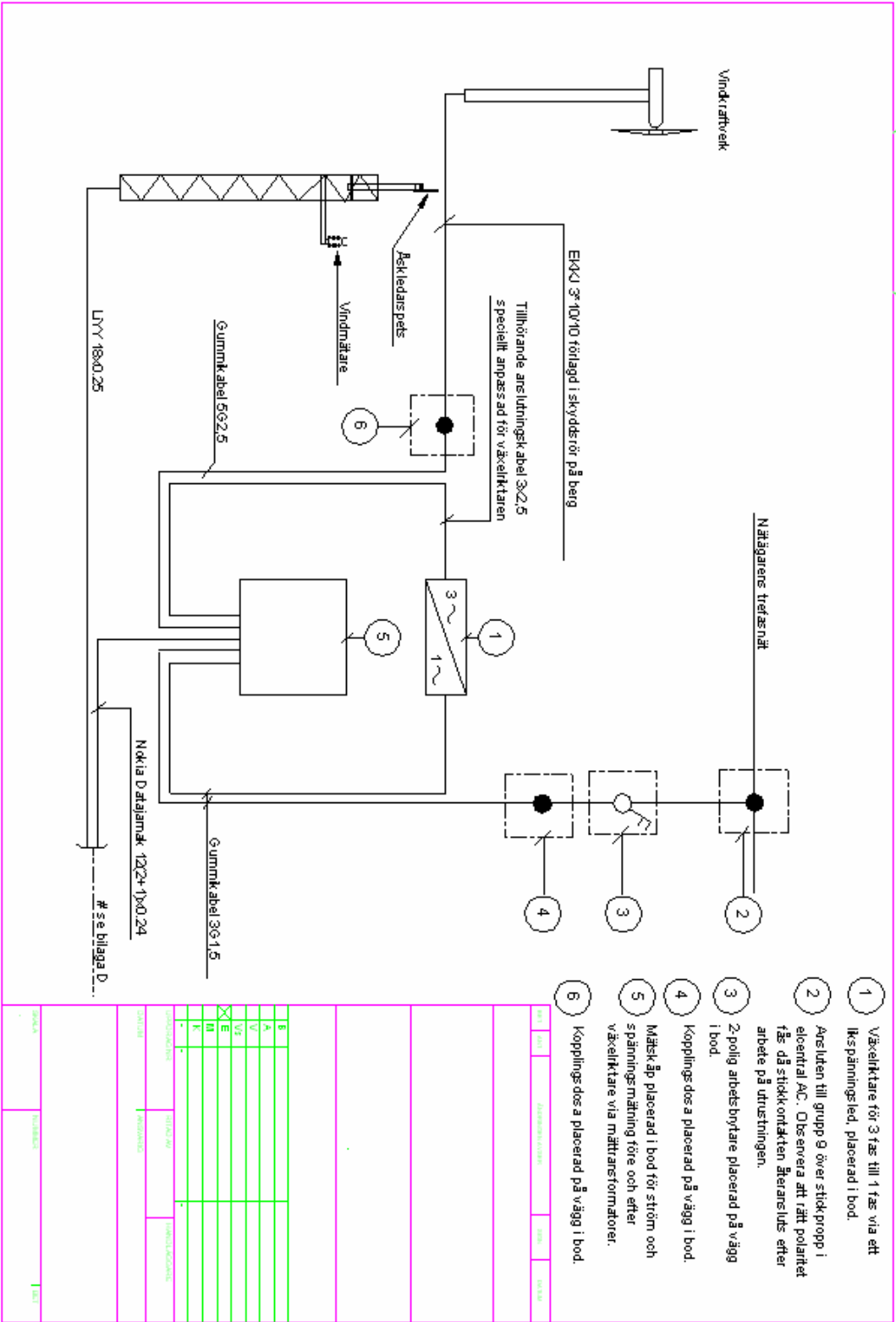


## Bilaga B



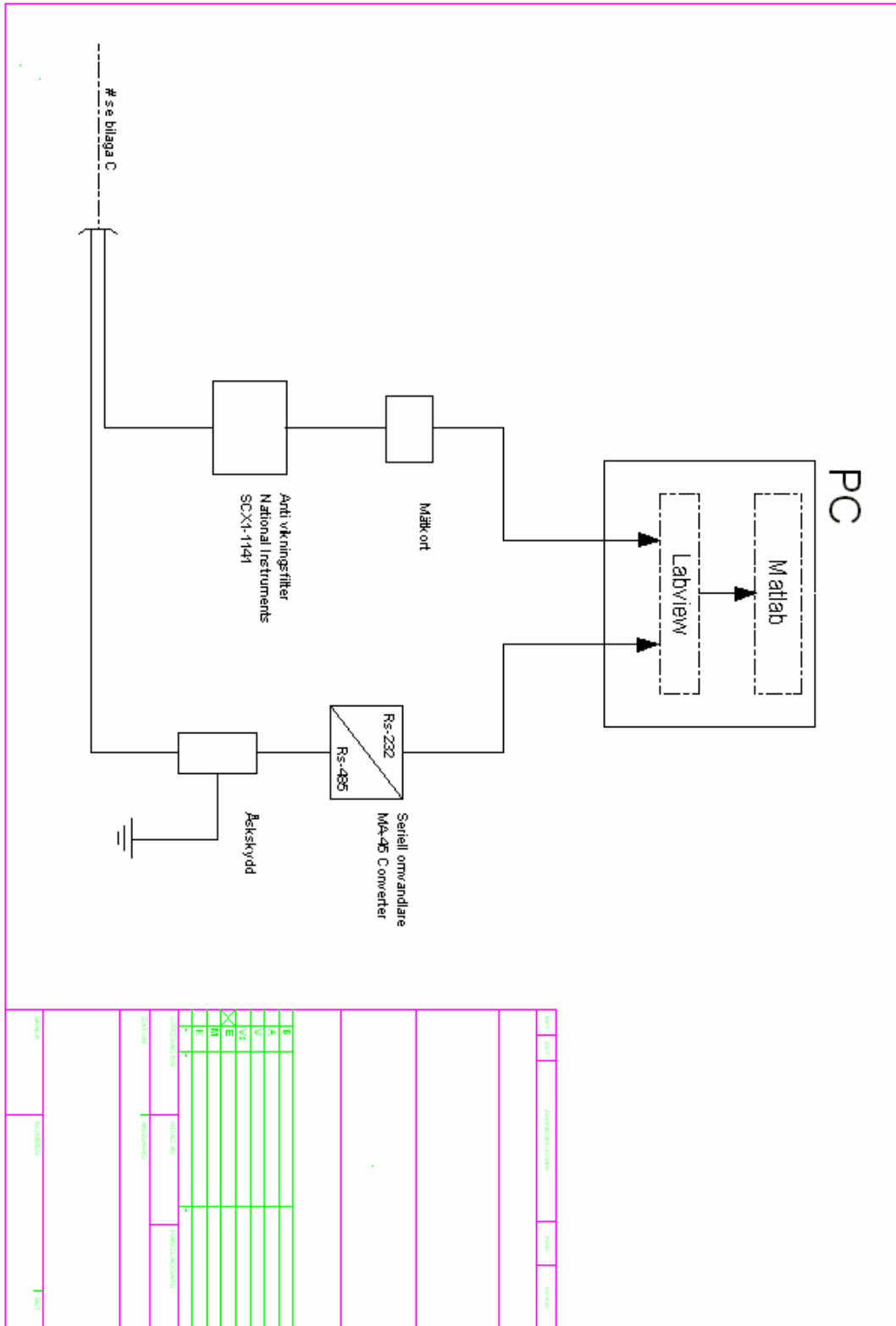


Bilaga C



1	2	3	4	5	6

Bilaga D



## Bilaga E

**Kanallista för mätskåpet****Från vindkraftverket:**

## Spänning

Uppmätta parametrar			Analoga mätsignaler			
Fas	Plint nr	Beteckning	Plint nr	Beteckning	Kabel	Kanal
V <sub>r</sub> +	X <sub>1</sub> 1	U <sub>1</sub> +	X <sub>2</sub> 27	Orange	Par 1	0
-	X <sub>1</sub> 2	-	X <sub>2</sub> 28	Vit		
V <sub>s</sub> +	X <sub>1</sub> 3	U <sub>2</sub> +	X <sub>2</sub> 29	Orange	Par 2	1
-	X <sub>1</sub> 4	-	X <sub>2</sub> 30	Vit		
V <sub>t</sub> +	X <sub>1</sub> 5	U <sub>3</sub> +	X <sub>2</sub> 31	Orange	Par 3	2
-	X <sub>1</sub> 6	-	X <sub>2</sub> 32	Vit		

## Ström

Uppmätta parametrar			Analoga mätsignaler			
Fas	Plint nr	Beteckning	Plint nr	Beteckning	Kabel	Kanal
I <sub>r</sub> +	X <sub>2</sub> 1	I <sub>1</sub> +	X <sub>2</sub> 39	Orange	Par 4	3
-	X <sub>2</sub> 2	-	X <sub>2</sub> 40	Vit		
I <sub>s</sub> +	X <sub>2</sub> 3	I <sub>2</sub> +	X <sub>2</sub> 41	Orange	Par 5	4
-	X <sub>2</sub> 4	-	X <sub>2</sub> 42	Vit		
I <sub>t</sub> +	X <sub>2</sub> 5	I <sub>3</sub> +	X <sub>2</sub> 43	Orange	Par 6	5
-	X <sub>2</sub> 6	-	X <sub>2</sub> 44	Vit		

**Från växelriktare:**

## Spänning

Uppmätta parametrar			Analoga mätsignaler			
Fas	Plint nr	Beteckning	Plint nr	Beteckning	Kabel	Kanal
V +	X <sub>3</sub> 1	U <sub>4</sub> +	X <sub>2</sub> 33	Orange	Par 7	6
-	X <sub>3</sub> 2	-	X <sub>2</sub> 34	Vit		

## Ström

Uppmätta parametrar			Analoga mätsignaler			
Fas	Plint nr	Beteckning	Plint nr	Beteckning	Kabel	Kanal
I +	X <sub>2</sub> 7	I <sub>4</sub> +	X <sub>2</sub> 45	Orange	Par 8	7
-	X <sub>2</sub> 8	-	X <sub>2</sub> 46	Vit		

## Bilaga F

<b>Beskrivning av vindkraftverket</b>	
<b>Tillverkare, namn och adress:</b>	Bornay Wind Turbines www.bornay.com
	P.I. RIU, Cno. del Campanar, s/n
	03420 Castalla (Alicante) Spain
<b>Modell/typ:</b>	Inclin 1500 neo
<b>Serienummer:</b>	0402***
<b>Rotor:</b>	
- Effektreglering	Stall
- Antal blad	2
- Lovart- eller läplacerad rotor	Lovart
- Rotordiameter	2,67 m
- Rotorsvept area	5,6 m <sup>2</sup>
- Navhöjd	6 m
<b>Blad:</b>	
- Fabrikat och typ	Borney, fiberglas/kol
- Total blad längd	1,29 m
- Luftbroms	Stall
<b>Generator:</b>	
- Fabrikat och typ	Borney, PM synkrongenerator
- Märkeffekt	1500 W
- Märkspänning	48 V
- Synkrontvarvtal	Beror av vindhastigheten
<b>Kontrollsystem:</b>	
- Fabrikat och typ	Borney, Omriktare 3-fas/1-fas
- Utspänning	220 V
- Märkvind	12 m/s
- Startvind	3,5 m/s
- Stopvind	14 m/s
- Girsystem	Autonomt mekaniskt i vertikalled
- Bromssystem	Automatiskt
<b>Torn:</b>	
- Typ	Galvaniserat rör
- Höjd	6 m
- Diameter	0,13 m

## **Appendix D**

”Description of Chalmers Wind Turbine at Hönö”, Magnus Ellsén, Chalmers University of Technology, 2009.



## Description of Chalmers Wind Turbine at Hönö.

<b>Rotor:</b>	
- diameter	13.54 m
- number of blades	2
- position	upwind
- aerodynamic profile	NACA 63-200, FFA-W3-xxx
- pitch adjustment (manually)	+/- 1.5 degrees
- cone angle adjustment (manually)	0 – 5 degrees
- hub teeter motion	max. +/- 8 degrees free motion and rubber springs.
- rotor speed range	Normal operation: 20 – 75 rpm
- rated power	About 35 kW
- rated wind speed	About 12 m/s
- rated tip speed ratio	9
- control	Stall
- blade material	Solid wood, partially GRP reinforced.
- hub height	18.5 m above tower base
<b>Mechanical:</b>	
- tower	Galvanized steel tube 18 m height
- yaw system	Hydraulic motor with controllable damping valves
- brake for emergency stop and parking	Disc brake on rotor shaft with two independent spring apply, hydraulic release brake calipers. Torque: 5 kNm each.
- starter motor	Hydraulic with cog belt drive and free wheel
- nacelle	Galvanized steel
<b>Generator:</b>	
-type	Modular direct driven synchronous generator with permanent magnet rotor and 27 stator coils.
- manufacturer	The Morley Electrical Engineering Company Ltd, England
- production year	1997 -1998
- rated power	About 40 kW
- operational speed	75 rpm
- weight	4550 kg
- rotor diameter	1.287 m

<b>Electrical system:</b>	
- type	Variable speed
- reactive power compensation	Parallel or series compensation capacitors.
- rectifier	Diode, full wave.
- electrical brake	Transistor controlled resistor brake on the DC link.
- grid side converter	Thyristor converter 600 V DC, 500 V AC
- grid side transformer	Autotransformer 3 phase 400/500 V, 60 kVA
- grid connection	Public grid 3 phase, 400 V, 125 A
<b>Control system:</b>	
- type	Real time computer system
- computer	PC computer (1997) with plug in cards for analog and digital signals.
- operating system	DOS
- control program	Borland C++ program developed at Chalmers.
- user interface	Monitor program on another computer running Windows. Communication via serial port.

**Table 1:** Key data





**Fig. 1:** Photo of the nacelle. Hub arrangement with teeter hinge is visible. The rotor is attached directly to the generator shaft. The ring of holes around the generator surface is the support tubes for the stator modules. They also serve as channels for cooling air through the generator. On the mast at the rear end of the nacelle there is an anemometer and wind vane connected to the control system.

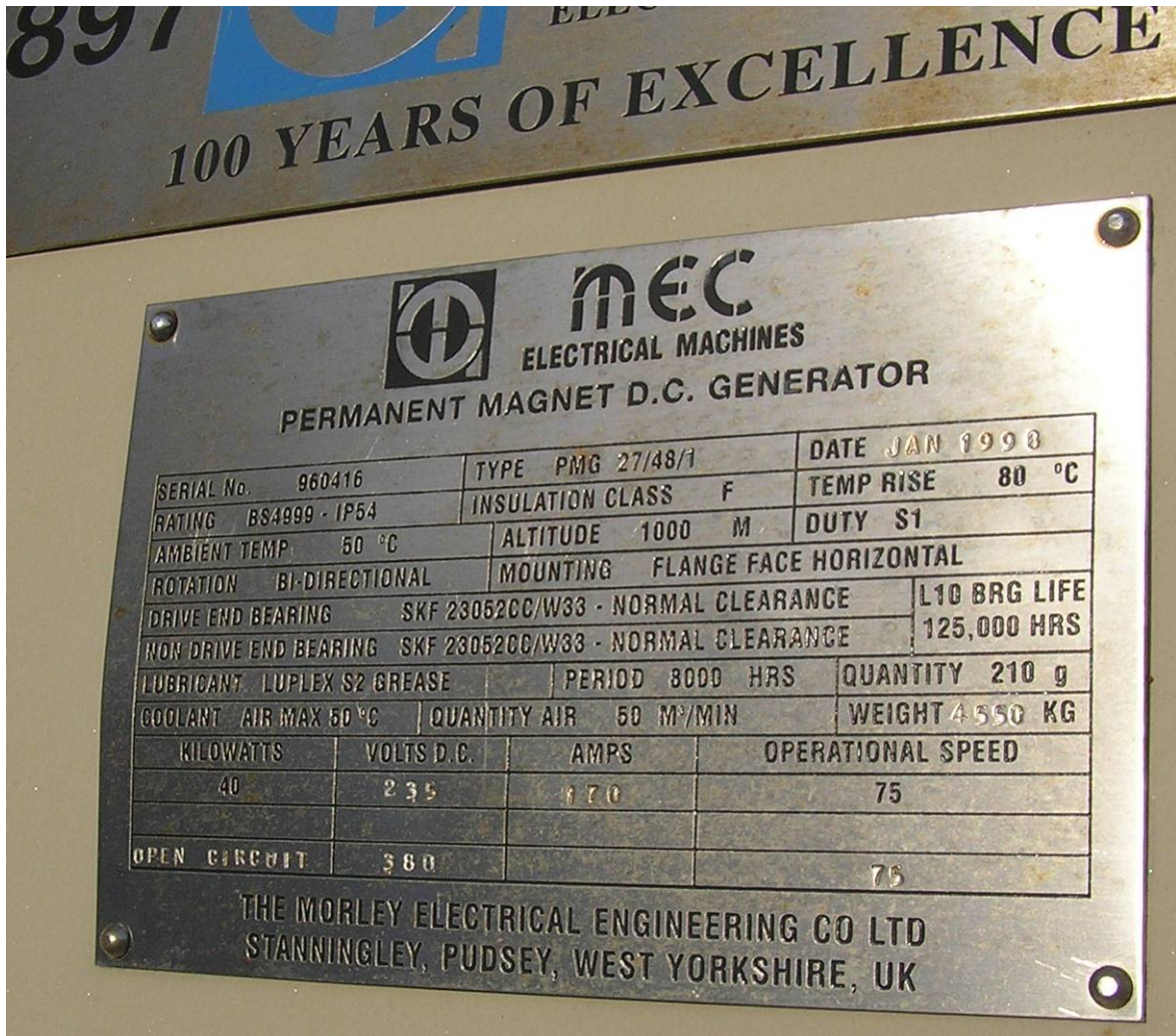
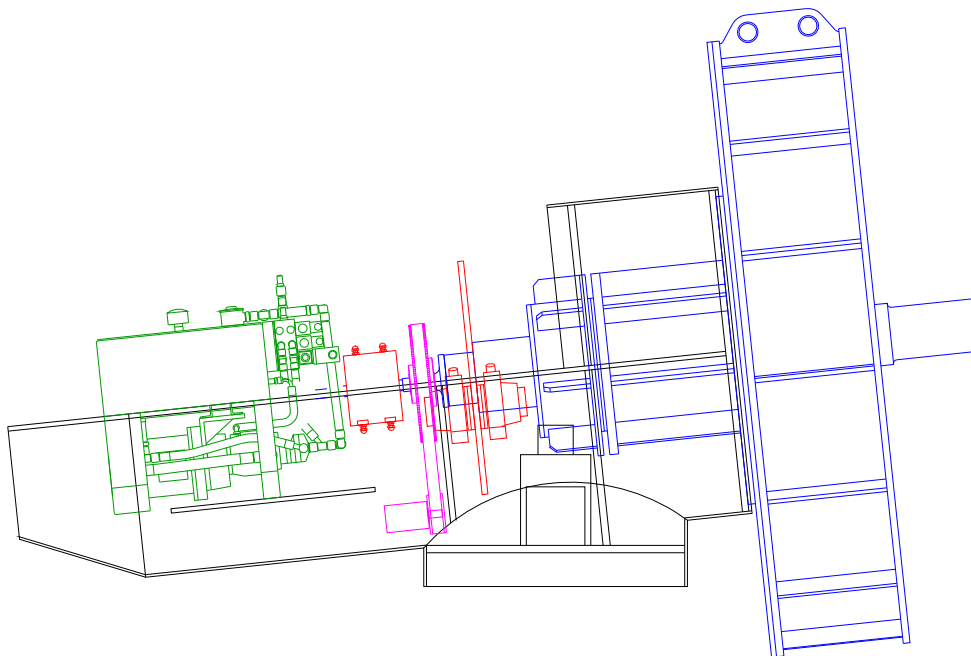


Fig. 2: Name plate of the generator.



**Fig. 3:** Disc brake with one of the two calipers. Part of starter motor belt drive is also visible.



**Fig. 4:** Sketch of the nacelle. From left to right: Hydraulic pump with oil tank and hydraulic valves. Hollow turbine shaft extending into the nacelle, fitted with amplifier box for shaft strain gauges, hydraulic starter motor with belt drive and freewheel. Disc brake. Hydraulic yaw motor with gearbox. Direct drive generator with rear bearing housing extending into the nacelle.

