

Kompensering av reaktiv effekt vid vindkraftverk



Compensation of reactive power in wind power application

**Peter Björklund
Johan Insulán**

Examensarbete nr 00-64

**Chalmers
Lindholmen**

Institutionen för data och elektroteknik

Göteborg 2000

Sammanfattning

På dagens vindkraftverk kompenseras endast för den reaktiva effekt som konsumeras vid tomgång. I takt med att vindkraftverken blir större ökar också mängden förbrukad reaktiv effekt. Idag är detta ett problem som inte kan ignoreras, ett tecken på detta är att vissa nätagare börjar ta betalt för den reaktiva effekt som vindkraftverken konsumerar.

I detta arbete kommer olika kompenseringmetoder och kostnader att diskuteras och utvärderas. Problem, såsom självmagnetisering, som kan uppstå om man kompenserar fullt ut kommer även att behandlas, liksom vindkraftverk, nät och deras respektive egenskaper.

Samtliga mätningar som presenteras i arbetet kommer från en rapport skriven av Åke Larsson på uppdrag av Elforsk [1]. Undantaget är dock de laboratorieförsök som finns i appendix A, vilka har utförts på institutionen för Elteknik.

Resultatet visar att man kan kompensera bort den dynamiska reaktiva effektkonsumtionen på ett antal olika sätt, en del bättre än andra. Den dynamiska kompenseringen måste vara snabb, detta på grund av att det föreligger en risk för självmagnetisering. Självmagnetisering kan uppstå vid nätbortfall samtidigt som generatoren är fullt ut kompenserad. Givetvis skiljer de olika kompenseringsutrustningarna sig en hel del åt både tekniskt och prismässigt, en snabbare kompensering har ett högre pris.

Abstract

Today's wind power plants are only compensated for their reactive power consumption at no-load. As the wind power plants grow bigger the amount of reactive power they need also increases. This is no longer a problem that can be ignored, especially as the net owners are beginning to charge the reactive power they transport.

In this thesis a couple of different methods of compensation and their prices will be discussed and evaluated. Problems, such as self-excitation, that can occur if one fully compensates the wind power plant will also be brought to surface. The characteristics of the grid and the wind power plant itself will also be discussed.

All the measurement presented in this thesis originally comes from a report written by Mr. Åke Larsson at the request of Elforsk [1]. The exception is the measurements presented in appendix A, which were done at the department of power engineering.

The analysis contains some comments on the different methods of compensation and a rough estimation of the cost.

The result shows that the dynamic consumption can be compensated in some different ways, some better than others. The dynamic compensation has to be fast due to the self-excitation phenomenon. Self-excitation may occur when the wind power plant is disconnected from the grid and its generator is fully compensated. The different methods of compensation differ both technically and in price, the faster the method of compensation is the higher the price is.

Förord

Framför allt vill vi tacka Åke Larsson som varit vår handledare på institutionen för elteknik. Tack för ditt engagemang och otroliga intresse.

Vi vill också tacka övriga personer på institutionen som varit inblandade, ingen nämnd ingen glömd.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	2
Abstract	3
Förord	4
Innehållsförteckning	5
1 Inledning	7
1.1 Bakgrund	7
1.2 Syfte och målsättning	7
1.3 Avgränsningar	7
2 Vindkraft	8
2.1 Funktion, uppbyggnad	8
2.2 Egenskaper	10
2.2.1 Stationära egenskaper	10
2.2.2 Dynamiska egenskaper	10
2.2.3 Transienta egenskaper	11
2.2.4 Asynkronmaskinen	12
2.3 Felfall	13
3 Nätpåverkan	15
3.1 Nätanslutning	15
3.2 Nätets egenskaper	16
3.2.1 Kortslutningseffekt	16
3.2.2 X/R-förhållandet	17
3.3 Spänningspåverkan	17
3.3.1 Långsamma spänningsvariationer	17
3.3.2 Spänningsdippar	18
3.3.3 Flicker	18
3.3.4 Övertoner	18
4 Reaktiv effektkompensering	19
4.1 Reaktiv effekt	19
4.2 Placering av faskompenseringsutrustning	20
5 Metoder för faskompensering	21
5.1 Shuntkompensering	21
5.1.1 Statisk kompensering	21
5.1.2 Synkronmaskinen	25
5.2 Seriekompensering	26
5.3 Självkommuterade omriktare (VSC)	29
6 Sammanställning av olika kompenseringsutrustningar	31
6.1 Ekonomisk sammanställning	32
7 Slutsatser	36

Referenser	37
Appendix A Laboratorieförsök	A 1-7
Appendix B Märkdata	B 1
Appendix C Spänningsberäkningar	C 1-3
Appendix D Tillvägagångssätt	D1

1 Inledning

I detta kapitel behandlas arbetets bakgrund, syfte och de avgränsningar som gjorts.

1.1 Bakgrund

Resultaten från ett pågående Elforsk-projekt visar att nätpåverkan från vindkraftverk i vissa fall är stor. I första hand gäller detta vindkraftverk som arbetar med konstant varvtal, problemen blir dessutom påtagliga om vindkraftverken kopplas samman i grupper. En bra styrning av den reaktiva effekten skulle reducera påverkan från denna typ av vindkraftverk. Detta skulle leda till ett minskat behov av nätförstärkning och till lägre förluster i det överliggande nätet.

Som ett led i att optimera nätanslutningen för vindkraftverk bör förlusterna minimeras. Som tidigare nämnts kan förlusterna reduceras om den reaktiva effekten kan styras. Mest påtagligt blir detta för grupper av vindkraftverk som arbetar med konstant varvtal, eftersom den totala förbrukningen av reaktiv effekt blir stor. Ett annat problem vid grupper av verk är att totala antalet start och stopp ökar med antalet verk, vilket påverkar spänningskvaliteten. En ostyrbar reaktiv effekt medför alltså både stor påverkan på spänningskvaliteten vid inkoppling, och ökade förluster i det överliggande nätet under drift. En snabb styrbar reaktiv effekt skulle minska inverkan på spänningskvaliteten.

1.2 Syfte och målsättning

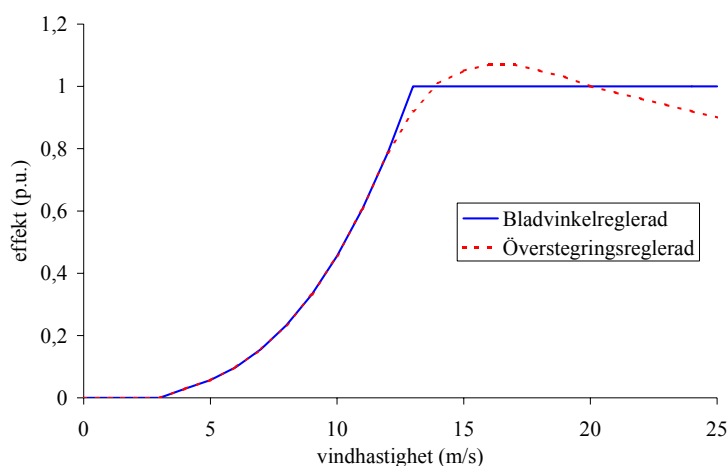
Syftet med examensarbetet är att undersöka olika tekniska möjligheter att styra den reaktiva effekten på enskilda vindkraftverk och grupper av vindkraftverk, samt att undersöka begränsningar och möjligheter hos de olika systemlösningarna.

1.3 Avgränsningar

De vindkraftverk, till vilka kompenseringmetoder undersökts, är bladvinkelreglerade verk som arbetar med konstant varvtal. De prisuppgifter som finns med innefattar endast kompenseringsutrustningen och inte eventuella skyddsutrustningar.

2 Vindkraft

På dagens vindkraftverk används framförallt två sorters effektregering, bladvinkelreglering (eng. Pitch) och överstegringsreglering (eng. Stall). Vid överstegringsreglering har bladen en sådan utformning att turbulens bildas på bladets ena sida vid höga vindhastigheter, vilket medför att bladen börjar ”stalla”. Denna typ av självreglering är billig och enkel, då rotorbladen är stumt infästa i navet. Bladvinkelreglering innebär att rotorbladen kan vinklas så att bladens anblåsningsyta ändras, vilket ger en effektregering. Vid bladvinkelreglering krävs en lägre startvind och trots att de är mer tekniskt avancerade blir inte underhållskostnaderna mycket högre. Figur 2.1 visar effektkurvor beroende på vindhastighet från ett bladvinkelreglerat respektive överstegringsreglerat vindkraftverk.



Figur 2.1: Effekt beroende på vindhastigheten från ett bladvinkel- respektive ett överstegringsreglerat vindkraftverk.

Vindkraftverkens arbetsområde ligger vanligen mellan 4 till 25 m/s. Vid vindstyrkor högre än 25 m/s stängs vindkraftverken av, detta för att påfrestningarna blir så stora. Sambandet mellan vindhastighet och uteffekt ser ut enligt följande:

$$P \sim A\rho v^3 \quad (1)$$

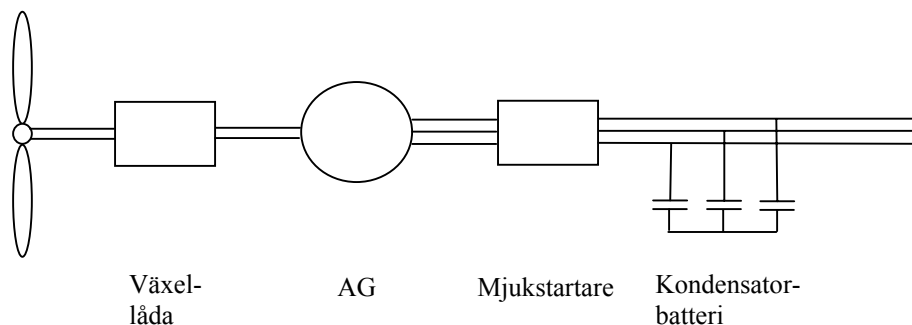
Där P = uteffekt, A = vingarnas sveparea, ρ = luftens densitet och v = vindhastigheten.

2.1 Funktion, uppbyggnad

De flesta vindkraftverk är uppbyggda av likadana beståndsdelar. Beroende av vilken reglerprincip verket har kan vissa avvikelser förekomma, men i stort sett fungerar alla vindkraftverk på samma sätt.

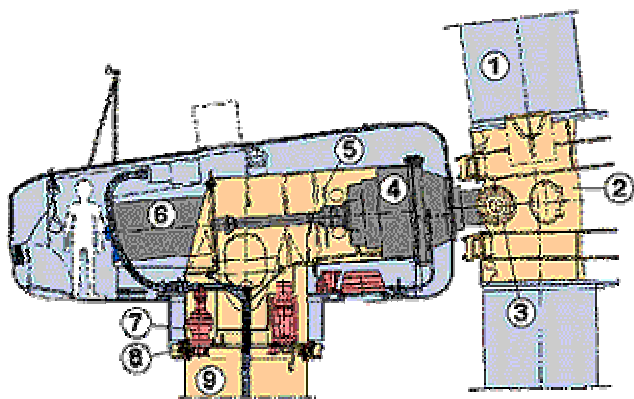
Figur 2.2 visar en schematisk bild över det elektriska systemet i ett vindkraftverk som arbetar med konstant varvtal. Turbinen är direkt ansluten till en växellåda. Växellådan är nödvändig med tanke på att turbinens varvtal ligger långt under asynkronmaskinens märkvarvtal. Växellådan är kopplad till en asynkrongenerator. Efter asynkrongeneratoren är en mjukstartare inlagd, detta för att minska nätpåverkan vid start. Till sist finns ett kondensatorbatteri vilket

har till uppgift att kompensera bort den reaktiva effekt som asynkrongeneratoren drar vid tomgång.



Figur 2.2: Schematisk bild över det elektriska systemet i ett vindkraftverk som arbetar med konstant varvtal.

Figur 2.3 visar ett Nordic1000 vindkraftverk i genomskärning. Lägg märke till människan i bilden för att få en uppfattning om storleken av verket.



1. Blad 2. Nav 3. Gunglagring 4. Växellåda 5. Skivbroms
6. Generator 7. Girmotor 8. Girlager 9. Torn.

Figur 2.3: Genomskärning av ett vindkraftverk (Nordic 1000) .

Vindkraftverket står på ett fundament, ofta en stor betongplatta en bit ner i jorden. Gemensamt för alla vindkraftverk är att vindkraftverket är ungefär lika högt som rotorns diameter.

På tornets översida sitter maskinhuset och rotorn. Rotorn har vanligtvis två eller tre blad som är gjorda i kompositmaterial. Bladen sitter infästa i navet varifrån en axel överför rotationsrörelsen in i maskinhuset till växellådan. Här växlas rotorn låga varvtal upp till ett som är anpassat till generatoren, oftast en asynkrongenerator. Förutom generator och växellåda innehåller maskinhuset bromssystem och girsystem. Bromssystemet består oftast av två bromsar, en luftbroms och en skivbroms. Girsystemet finns för att verket skall vrida in sig mot vindriktningen. Girsystemet får information om vindriktning från en vindriktningsgivare som sitter på maskinhusets tak. På taket finns även vindhastighetsgivare, åskledare och flygvarningsljus.

2.2 Vindkraftverkets egenskaper

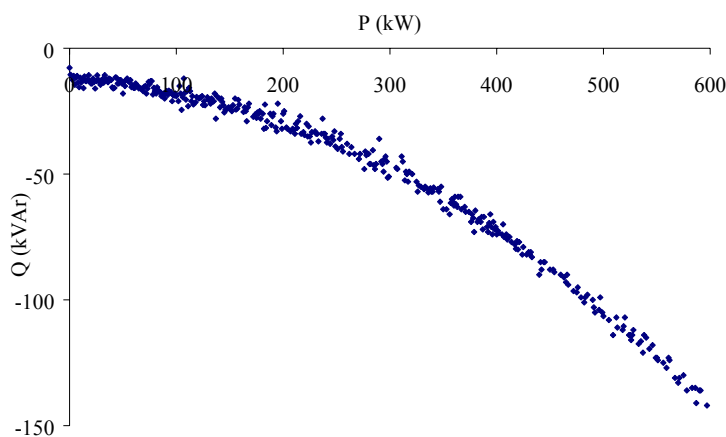
2.2.1 Stationära egenskaper

Med stationära egenskaper avser man förlopp från minuter ner till några sekunder. Ur stationär synpunkt ser effektkurvorna ut som i figur 2.1. Vid låga vindhastigheter bestäms den avgivna aktiva effekten av vindhastigheten, och vid vindhastigheter högre än märkvind (12-14 m/s) bestäms den av verkets reglerprincip.

Ur stationär synpunkt är den stora speciella egenskapen hos verk med asynkrongenerator och konstant varvtal den reaktiva effektförbrukningen. En asynkrongenerator har vid tomgång en reaktiv effektförbrukning som motsvarar ungefär en tredjedel av den märkeffekten [1].

Som det är idag är det endast den reaktiva effektförbrukningen i tomgång som kompenseras bort av kondensatorbatteriet, detta på grund av risken för självmagnetisering. När den aktiva lasten ökar, ökar generatorns konsumtion av reaktiv effekt, vilken tas från nätet.

Figur 2.4 visar att den reaktiva effektförbrukningen ökar med en ökande avgiven aktiv effekt hos ett vindkraftverk. Det ökade behovet beror på att en ökad ström passerar genom generatorns induktanser och på så vis ökar det reaktiva effektbehovet.

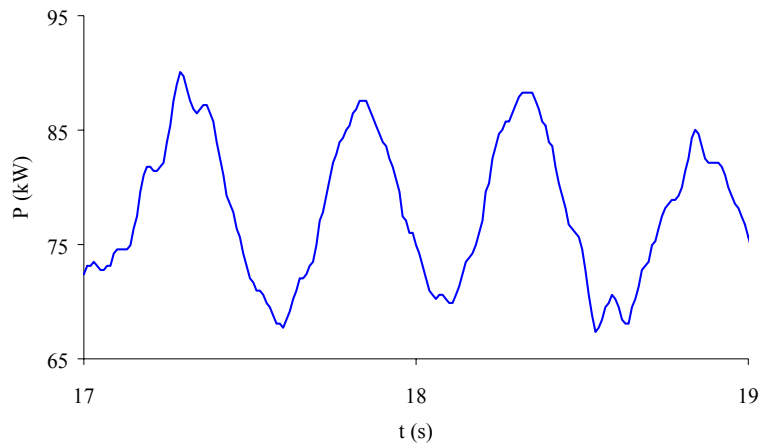


Figur 2.4 Reaktiv effektförbrukning som funktion av aktiv effektgenerering hos ett Wind World 600kW verk.

2.2.2 Dynamiska egenskaper

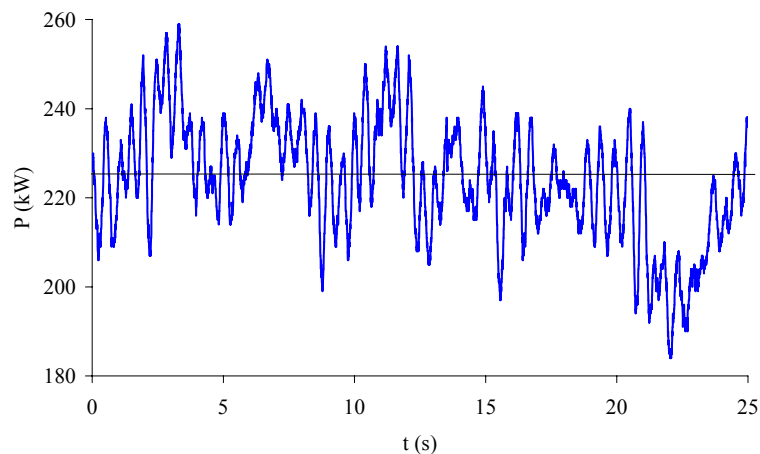
Med dynamiska egenskaper avses förlopp på några sekund ner till millisekunder. Ett vindkraftverk med bladvinkelreglering och konstant varvtal kan ge upphov till effektpulsationer. Dessa kan härstamma från vindgradienten och tornskuggan men även av turbulens i vinden [2]. Pulsationerna från vindgradienten beror på att det blåser mer om man kommer högre upp från marken, det vill säga bladen utsätts för olika vindstyrka beroende på var i rotationscykeln de befinner sig. Pulsationerna från tornskugga kommer av att det inte blåser lika mycket precis framför tornet som vid sidan av det, beroende på att tornet bromsar upp vinden.

Figur 2.5 visar effektpulsationer, från ett Vestas 225 kW vindkraftverk, beroende på vindgradient och tornskugga.



Figur 2.5: Effektpulsationer härstammande från vindgradient och tornskugga.

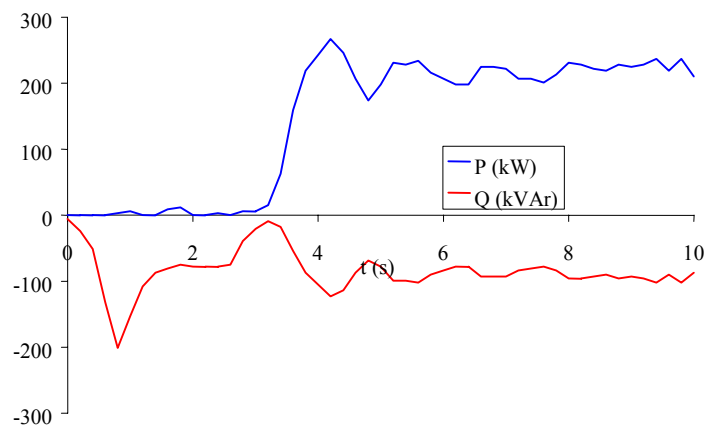
Pulsationerna från turbulensen i vinden uppstår på grund av att bladvinkelregleringen inte är snabb nog, regleringen hinner då inte alltid anpassas till rådande vindhastighet. Figur 2.6 visar pulsationer härrörande från vindgradient och tornskugga ($f = 2$ Hz.) samt turbulens i vinden.



Figur 2.6: Effektpulsationer härstammande från vindgradient, tornskugga och turbulens i vinden.

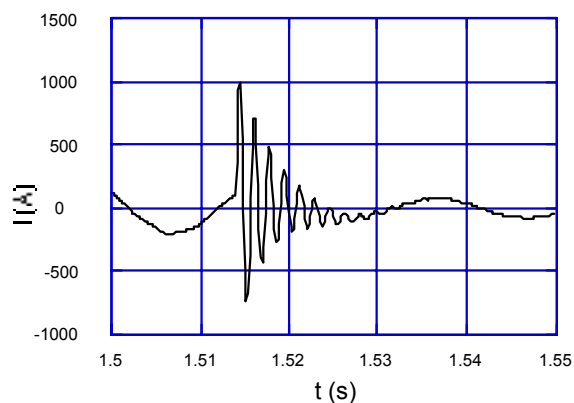
2.2.3 Transienta egenskaper

Transienta förlopp avser förlopp från millisekunder ner till mikrosekunder. När ett bladvinkelreglerat verk skall starta varvas turbinen först upp till ett varvtal motsvarande generatorns synkrona varvtal (skillnaden i hastighet är växellådans utväxling). Efter detta kopplas mjukstartaren in (för att undvika ett allt för häftigt starförlopp) och den tillåts arbeta under några sekunder. Efter att mjukstartaren kopplats ur styrs bladvinkeln så att effekten ökar. Till sist kopplar man även in kondensatorbatteriet. Inkoppling av kondensatorbatteriet sker stegvis för att begränsa de stora transienta strömmar som uppkommer. Figur 2.7 visar startförloppet hos ett Vestas 225 kW vindkraftverk.



Figur 2.7: Startförlopp av ett Vestas 225 kW vindkraftverk.

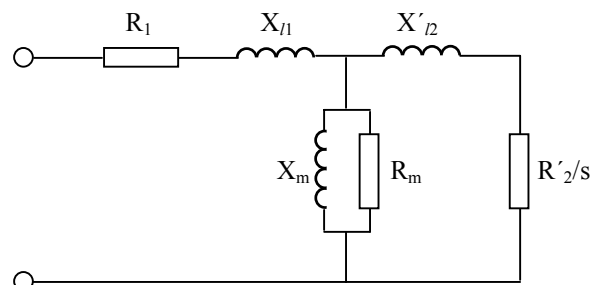
Figur 2.8 visar strömtransienten som uppkommer vid inkoppling av ett shuntkondensatorbatteri.



Figur 2.8: Strömtransient vid kondensatorinkoppling.

2.2.4 Asynkronmaskinen

Figur 2.9 visar det elektriska schemat över en asynkronmaskin där R_1 = statorresistansen, X_{l1} = statorinduktans, X'_{l2} = rotorinduktans, $R'_{2/s}$ = rotorresistansen delat på eftersläpningen, R_m respektive X_m är magnetiseringsresistans respektive magnetiseringsinduktans.



Figur 2.9: Ekvivalent schema över asynkronmaskin.

Vid start av ett vindkraftverk med konstant varvtal och bladreglering är tillvägagångssättet enligt följande:

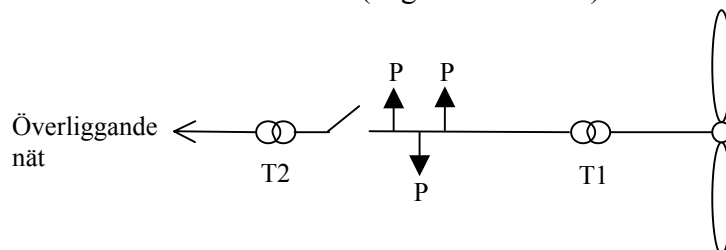
Bromsarna släpps och turbinen accelererar upp generatoren mot synkront varvtal. När synkront varvtal uppnåtts kopplas generatoren in till nätet via mjukstartaren. Synkront varvtal motsvarar $s=0$, vilket betyder att R'/s kan ersättas med ett avbrott. Detta medför att all ström går genom statorimpedansen och genom magnetiseringsimpedansen. Det är nu maskinen magnetiserad och på grund av att magnetiseringsinduktansen är så stor börjar maskinen konsumera en stor reaktiv effekt. Allteftersom generatoren belastas ökar eftersläpningen vilket resulterar i att en allt större ström går genom rotorns resistans och induktans.

Figur 2.9 och ovanstående resonemang visar tydligt att man aldrig kan komma ifrån den reaktiva effektförbrukningen i en asynkrongenerator, detta beror på att strömmen alltid måste passera genom induktanser oavsett driftpunkt.

Figur 2.9 visar också hur den reaktiva effektförbrukningen ökar då spänningen över maskinen ökar, vilket även visats i figur 2.4.

2.3 Felfall

Asynkrongeneratoren konsumerar reaktiv effekt. Vanligtvis kompenseras bara för den reaktiva effekt som asynkrongeneratoren förbrukar i tomgång. Detta på grund av att stora problem kan uppstå om man använder sig av shuntkondensatorer för full kompensering. Om en grupp fullt ut kompenserade vindkraftverk i nätet isoleras från resten av systemet, på grund av att en brytare mot det överliggande nätet löser ut (beroende på kortslutningar eller blixtnedslag), kan spänningen och frekvensen stiga till oacceptabla värden. Figur 2.10 visar ett enlinjeschema över en okontrollerad ö-drift (eng. Island mode).



Figur 2.10: Enlinjeschema över okontrollerad ö-drift.

Som framgår av figur 2.10 har vindkraftverket skiljts från det överliggande nätet, följden av detta kan bli att asynkrongeneratoren självmagnetiseras om den är fullt ut kompenserad. Detta kan leda till en flera gånger högre spänning på det lokala nätet, vilket både skadar egen och abonnenters utrustning.

För att förhindra ett sådant felfall måste vindkraftverken stoppas och kopplas ur. Detta kan inte ske ögonblickligen, vilket kan medföra att överspänningar kan uppkomma innan turbinerna kopplats ur. De högsta överspänningarna fås då följande villkor är uppfyllda:

- Vindkraftverken producerar max effekt.
- Gruppen är ansluten till minimal last.
- Vindkraftverken är kompenserade fullt ut.

Med tomgångskompensering kommer inga överspänningar att uppstå efter att det överliggande nätet fallit bort, oberoende av kvarvarande last. I detta fall kommer ingen okontrollerad ö-drift att uppstå, vindkraftverket kommer att avstanna och spänningen kommer att gå ner mot noll.

Om överliggande nätet faller bort och vindkraftverken producerar mer aktiv effekt än vad som kan förbrukas av den kvarstående lasten och generatoren är kompenserad fullt ut, kommer vindenergin att användas till att accelerera turbinen. Detta leder till en ökning i frekvens som medför att kondensatorbatterierna matar ut mer reaktiv effekt. På grund av detta kommer generatoren försöka hitta en ny arbetspunkt där aktiv och reaktiv effekt är i balans. Frekvens och spänningsökningarnas storlek bestäms av den energi som finns tillgänglig för att accelerera turbinen och av momentet i turbinen.

När spänningen ökar, ökar även den mängd reaktiv effekt som konsumeras av de kvarvarande lasterna, detta beror på den icke linjära magnetiseringskaraktistiken hos motorer transformatorer etc. [3][4].

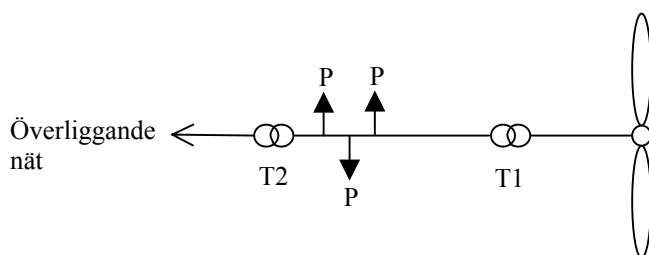
3 Nätpåverkan

Vindkraftverken har högst varierande egenskaper med avseende på bl.a. turbinens effektregering och elsystem. Nätets egenskaper bestäms av kortslutningseffekten, X/R-förhållandet och andra faktorer. För att bedöma vilken inverkan ett vindkraftverk har på ett nät måste man ta hänsyn till både vindkraftverkets och nätets egenskaper. Tidigare fanns en tumregel om 20 gånger högre kortslutningseffekt i anslutningspunkten än vindkraftverkets märkeffekt. Denna tumregel har visat sig mindre lämpad på grund av att den inte tar hänsyn till att alla vindkraftverk inte har samma egenskaper, eller till nätets X/R-förhållande [1] .

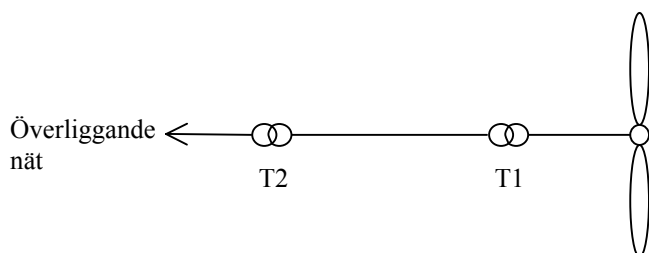
3.1 Nätanslutning

Nedan illustreras två möjligheter till hur enskilda vindkraftverk kan anslutas till nätet. Enskilda vindkraftverk med effekter större än 300 kW har vanligtvis en generatorutspänning på 690 V. Dessa verk ansluts vanligtvis via en 0.69/10 - 20 kV (T1) transformator till 10 eller 20 kV:s nät.

Figur 3.1 visar ett distributionsradialnät, det vill säga att det finns förbrukare på mellanspänningsnivån. I ett uppsamlingsradialnät som figur 3.2 visar finns inga förbrukare på mellanspänningsnivån.

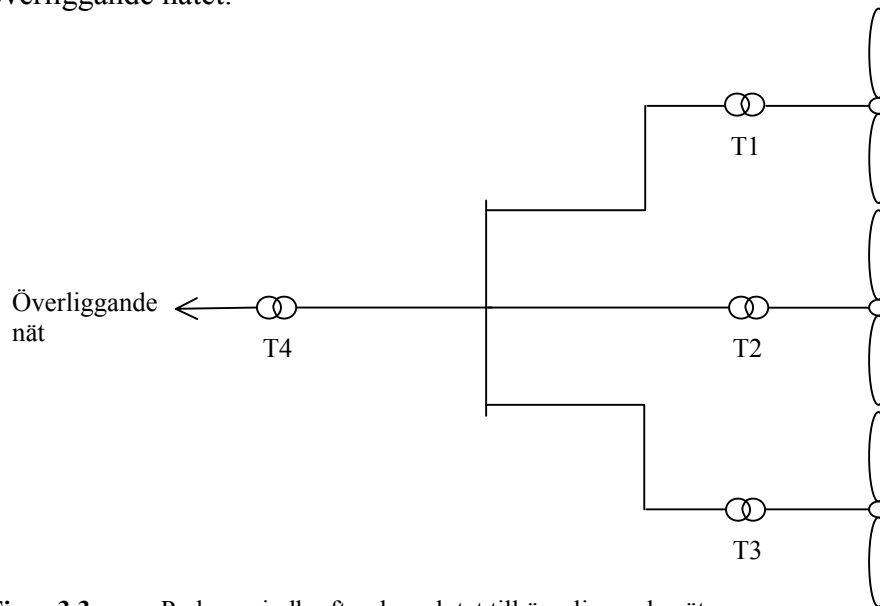


Figur 3.1: Vindkraftverk med lokala laster, så kallat distributionsradialnät.



Figur 3.2: Vindkraftverk utan lokala laster, så kallat uppsamlingsradialnät.

Vid vindparker, figur 3.3, kopplas de olika vindkraftverken vanligtvis till en 0.69/10 kV transformator (T1 – T3) för att sedan kopplas via en 10/130 (50) kV transformator (T4) till det överliggande nätet.



Figur 3.3: Park av vindkraftverk anslutet till överliggande nät.

3.2 Nätets egenskaper

3.2.1 Kortslutningseffekt

Nätets kortslutningseffekt är en viktig del av nätets egenskaper som måste tas med i beräkningarna vid dimensionering av ett elnät. Vid inkoppling av ett vindkraftverk kommer kortslutningseffekten i anslutningspunkten påverka en rad olika faktorer, ett exempel är spänningen [5].

Spänningsändringen vid start kan skrivas som:

$$\Delta U = I_{start} \frac{S^2}{S_k} \quad (2)$$

där S_k = kortslutningseffekt i anslutningspunkten och S_{ref} = vindkraftverkets skenbara referenseffekt.

Den relativa spänningsändringen blir då:

$$\frac{\Delta U}{U} = k_i \frac{S_{ref}}{S_k} \quad (3)$$

där:

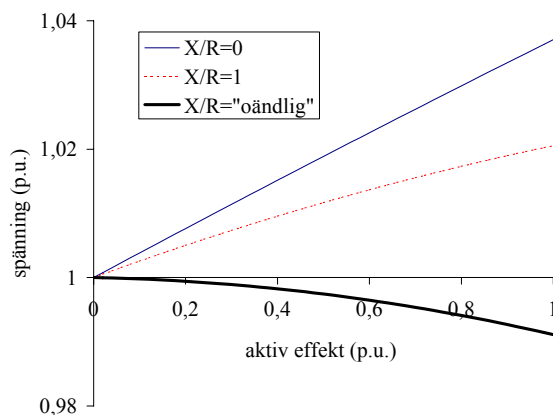
$$k_i = \frac{I_{start}}{I_n} \quad (4)$$

3.2.2 X/R-förhållandet

Förhållandet mellan nätets rent resistiva del, R , och reaktiva del, X , kan kallas för nätets X/R-förhållande. Nätets kortslutningsvinkel, Ψ_k , bestäms av detta förhållande och kan räknas ut enligt följande:

$$\Psi_k = \arctan\left(\frac{X_k}{R_k}\right) \quad (5)$$

Ett rent resistivt nät leder till större ändringar i spänningen än vad ett rent induktivt nät skulle göra. Figur 3.4 visar ett diagram över spänningsändringarna beroende på om nätet är resistivt, induktivt eller en kombination, kortslutningseffekten är konstant.



Figur 3.4: Spänningspåverkan med avseende på X/R-förhållandet.

3.3 Spänningspåverkan

3.3.1 Långsamma spänningsvariationer

Långsamma spänningsvariationer från vindkraftverk är mer eller mindre regelbundna och beror på variationer i effektproduktionen orsakad av vinden. Vindkraftverk anslutna via egen transformator till 10 – 20 kV distributionsradialnät bör inte orsaka långsamma spänningsvariationer större än 2,5 % i den första anslutningspunkten. I en uppsamlingsradial kan spänningsvariationer upp till 5 % accepteras. I den långsamma spänningsvariationen inräknas även spänningsregleringens dödband. Större spänningsvariationer kan i vissa fall tillåtas, då krävs emellertid mycket noggranna spänningsberäkningar och nätstudier.

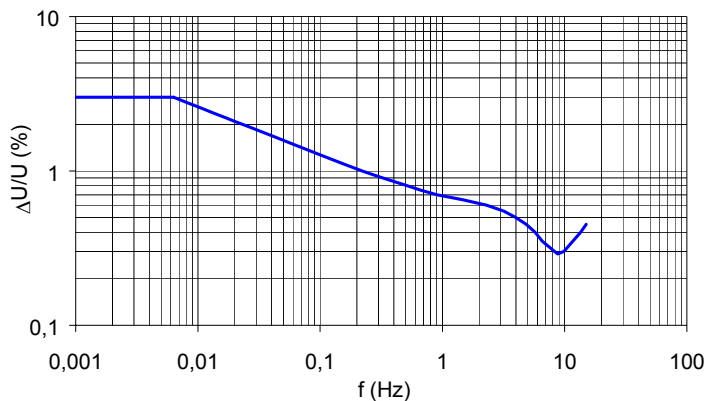
I ett vindkraftverk med konstant varvtal ger den producerade aktiva effekten normalt en spänningsökning medan den från nätet konsumerade reaktiva effekten bidrar till en spänningssänkning. Det vanliga är att vindkraftverk orsakar spänningshöjning när de producerar hög effekt, men det förekommer fall där den reaktiva effektförbrukningen i kombination med hög nätinduktans istället orsakar spänningssänkningar [5].

3.3.2 Spänningsdippar

Med spänningsdippar menas variationer i matningsspänningen som varar en eller ett par linjeperioder. Spänningsdipparna orsakade av vindkraftverk kan bero på motorstarter, kortslutningar och återinkoppling av verken (t.ex. då de tagits ut vid för hög vind). Vindkraftverk utrustade med mjukstartare skall normalt sett inte ge upphov till spänningsdippar.

3.3.3 Flicker

Effektpulsationer härstammande från tornskuggan och vindgradienten kan ge upphov till så kallat flicker, med detta avser man lågfrekventa störningar i spänningen. Dessa störningar kan ge upphov till variationer i ljusintensiteten hos glödlampor. Figur 3.5 visar den så kallade Flickerkurvan. Som framgår av figuren är gränsvärdet lägst vid 8.8 Hz, det beror på att det mänskliga ögat är som känsligast för ljusvariationer vid denna frekvens. Alla spänningsvariationer skall ligga under kurvan i figuren för att vara godkända.



Figur 3.5: Flickerkurvan är en gränskurva för acceptabla stegvisa spänningsändringar.

3.3.4 Övertoner

Övertoner finns i stort sett överallt i nätet och de kan t.ex. orsakas av olinjära laster, kraftelektroniska laster och omriktare. Övertoner kan leda till överhettning av utrustning och felaktig utlösning av säkerhetskretsar för att ta några exempel.

När kondensatorbatterier kopplas till nätet skapas en resonanskrets med nätets induktans, denna resonanskrets kan dock undvikas med en reaktor i serie med kondensatorbatteriet. Eftersom övertoner alltid finns på nätet finns risk för att resonanskretsen förstärker en av dessa, vanligast är att toner av 7:e eller 11:e ordningen förstärks [2]. Kapacitansens respektive induktansens storlek avgör hur mycket övertonen kommer att förstärkas.

4 Reaktiv effektkompensering

I detta kapitel ges en kort beskrivning till reaktiv effekt. Placering av faskompenseringsutrustning kommer också att tas upp.

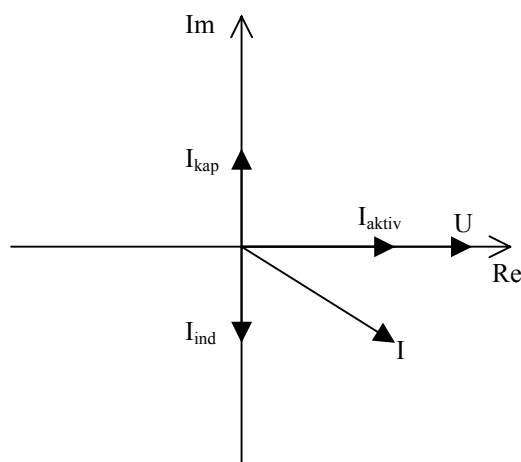
4.1 Reaktiv effekt

I äldre litteratur benämns ofta reaktiv effekt som ”onyttig kraft”, vilken är en ganska talande beskrivning. Reaktiv effekt är nödvändig för att bygga upp magnetfält, men har för övrigt ingen praktisk nytta. Däremot tar reaktiv effekt plats i ledningar och överföringar, ger upphov till förluster i maskiner och komponenter och begränsar utnyttjningsgraden för elektrisk utrustning.

Eftersom reaktiv effekt bygger upp magnetfält betyder det att alla maskiner och apparater som behöver magnetfält för att fungera, t.ex. asynkronmaskiner och transformatorer, förbrukar reaktiv effekt [8].

Man pratar ofta om produktion och konsumtion av reaktiv effekt, induktiva laster konsumerar reaktiv effekt och kapacitiva laster producerar reaktiv effekt. En något mer stringent förklaring är att induktiva laster skapar negativ fasförskjutning mellan ström och spänning och kapacitiva laster skapar en positiv fasförskjutning mellan ström och spänning. Så egentligen sker aldrig någon konsumtion eller produktion utan bara en fasvridning mellan ström och spänning. Eftersom de flesta laster är induktiva, i vårt fall asynkronmaskinen, så skapas det en negativ fasförskjutning på nätet. För att eliminera denna fasförskjutning så faskompenserar man genom anslutning av kapacitiva komponenter.

Det man i själva verket gör vid faskompensering är att en kapacitiv strömkomposant skapas längs imaginäraxeln, I_{kap} , som ligger i motfas med ledningsströmmens induktiva komposant, I_{ind} . Den induktiva komposanten ligger 90° efter, och den kapacitiva strömkomposanten 90° före den aktiva komposanten, se figur 4.1. Detta leder till att om man faskompenserar fullt ut ($\cos \varphi = 1$) så kommer den kapacitiva och den induktiva komposanten att ta ut varandra och kvar finns bara ledningsströmmens aktiva komposant i x-led. Detta leder till ökad överföringsförmåga och minskade förluster på ledningar.

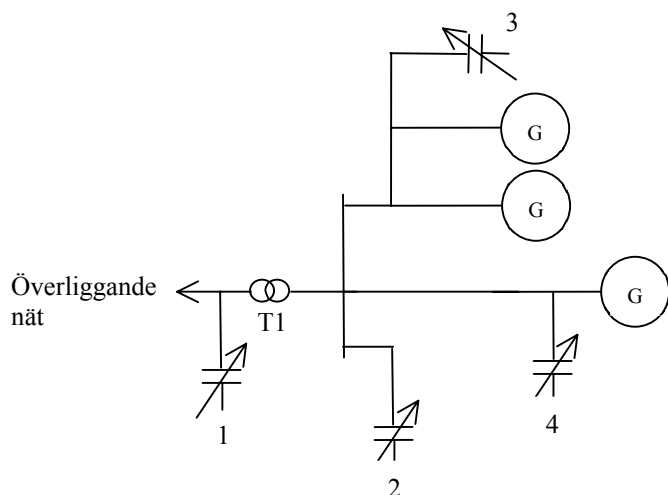


Figur 4.1: Visardiagram som visar en ström I uppdelad i sina komponenter I_{aktiv} och I_{ind} och den av kompenseringen skapade strömkomposanten I_{kap} . Motoriska referenser.

Det finns i princip två sätt att producera reaktiv effekt, antingen med synkronmaskiner eller med kondensatorer. När en synkronmaskin övermagnetiseras genereras reaktiv effekt. Nackdelen med befintliga synkronmaskiner är att de oftast sitter i kraftstationer som finns långt ifrån förbrukarna, och den reaktiva effekten måste då transporteras på ledningar och kablar och på så vis skapas förluster och minskad överföringsförmåga. Man kan även tänka sig att installera en ny maskin och då placeras den naturligtvis så nära förbrukaren som möjligt. Kondensatorer placeras nära förbrukarna och på så vis så slipper man ökade förluster på ledningar och kablar [8].

4.2 Placering av faskompenseringsutrustning

Huvudregeln för faskompensering är att den reaktiva effekten genereras så nära förbrukningsstället som möjligt. Figur 4.2 visar fyra olika placeringar för faskompensering. Placeringen av den reaktiva effektgenereringen bestäms i första hand av motiven för faskompenseringen och om man kompenserar för enstaka eller för grupper av verk [8].



Figur 4.2: Fyra olika placeringar för faskompensering. G= Asynkrongenerator.

- 1 Centralkompensering på högspänningssidan.
Denna typ av faskompensering används ofta av eldistributörer och kopplas med brytare högst några enstaka gånger per dag. Faskompenseringsutrustningen installeras i mottagnings- och fördelningsstationer.
- 2 Central kompensering.
Detta är en vanlig lösning som är speciellt fördelaktig då det reaktiva effektbehovet varierar under en tidsperiod, till exempel ett dygn.
- 3 Gruppkompensering.
Flera maskiner kompenseras av en och samma utrustning. Bra lösning då flera maskiner med samma karakteristik har samma utmatningspunkt.
- 4 Direktkompensering.
Generatorm kompenseras direkt, utrustningen ansluten direkt till motorplinten. Perfekt lösning vid enstaka verk men kan bli ekonomiskt olönsamt då motoreffekten understiger 50 kW.

5 Metoder för faskompensering

Det finns i huvudsak två sätt att producera reaktiv effekt, kondensatorer och synkronmaskiner. Kondensatorer kan anslutas både som shunt och i serie, medan synkronmaskiner bara kan anslutas som en shunt. Ett annat inte så vanligt alternativ är att använda sig av omriktare för att producera reaktiv effekt.

Vid shuntkompensering är den vanligaste komponenten shuntkondensatorn som oftast används tillsammans med en shuntreaktor. Shuntreaktorn används för att få en bättre styrning av den reaktiva effekten. Vid shuntkompensering förbättras effektfaktorn, på så vis förbättras överföringsförmågan och förlusterna på ledningen minskar, vilket leder till en spänningsökning i inkopplingspunkten. Man får i det närmaste lika stor spänningsökning oberoende av om nätet är obelastat eller fullbelastat. Man kan säga att det endast är spänningsnivån som höjs och spänningsvariationerna blir i det närmaste oförändrade [7]. En nackdel med shuntkompensering är att den producerade reaktiva effekten är proportionell mot spänningen i kvadrat. Detta innebär att det genereras minst reaktiv effekt när spänningen är som lägst. Detta är en klar nackdel eftersom det är när spänningen är som lägst som behovet av reaktiv effekt är som störst, beroende på att den då behövs för att kunna höja upp spänningen igen.

Seriekompensering är inte så vanlig som shuntkompensering, men används både i transmissionssystem och distributionssystem. I transmissionssystem kopplas seriekondensatorerna in på ledningen för att minska den effektiva reaktansen i ledningen och på så sett öka överföringsförmågan och minska förlusterna på ledningar. I distributionssystem så används seriekondensatorerna främst till att förbättra spänningsstabiliteten i nätet

Omriktare som används för reaktiv effektkompensering är spänningsstyva självkommuterande omriktare. Dessa kan både uppta och avge reaktiv effekt beroende på hur man switchar ventilerna. Den metod som är intressant för vinkraftsammanhang är omriktare som är kopplade till nätet som en shunt. Självkommuterade omriktare är mycket snabba vilket gör de intressanta i vindkraftsammanhang.

5.1 Shuntkompensering

5.1.1 Statisk kompensering

Shuntkompensering med kondensatorer kan göras på flera olika sätt. Man kan ha dem fast kopplade till nätet, kopplade med hjälp av kontaktorer eller tyristorer. Kondensatorer som kopplas till nätet med hjälp av kontaktorer är avsedda att kopplas några enstaka gånger per dygn. Dessa är främst avsedda för statisk kompensering. Kondensatorer som kopplas till nätet med tyristorer kan kopplas in och ur mycket snabbt, millisekundområdet. Dessa kan användas både för statisk och dynamisk kompensering.

SVC är en generell benämning för olika metoder för statisk shuntkompensering, vilka kan användas var för sig eller i mer eller mindre komplexa kombinationer. På detta sätt kan man åstadkomma allt från en till- och fränkopplingsbar kondensator till steglöst styrda system med mycket avancerad styrning för att både ta och ge reaktiv effekt. SVC innefattar brytarkopplade kondensatorer (MSC), tyristorkopplade kondensatorer (TSC),

tyristorreglerade reaktorer (TCR) och tyristorkopplade reaktorer (TSR). Antingen använder man de var för sig eller så använder man kombinationer av TSC och antingen TCR eller TSR. Man kan också tänka sig en kombination av TCR och MSC. En SVC-utrustning kan regleras på några millisekunder, vilket är mycket snabbt.

Kondensatorerna avger reaktiv effekt och ökar spänningen på ledningen vid inkoppling. Reaktorererna upptar reaktiv effekt och sänker spänningen på ledningen vid inkoppling. Genom en bra kombination av dessa två komponenter kan man steglöst både tillföra och bortföra reaktiv effekt, och på så sätt kan den dynamiska och statiska stabiliteten på ledningen förbättras.

SVC installeras för att utföra följande funktioner:

- Dynamisk spänningsstabilisering: ökad överföringskapacitet, minskade spänningsvariationer
- Förbättring av den synkrona stabiliteten: ökad transient stabilitet, förbättrad kraftsystemdämpning
- Dynamisk lastbalansering
- Spänningsstöd under stationär drift.
- Kontrollera spänningsamplitud, ledningens reaktans och fasvinkelskillnaden mellan spänningen i sändaränden och spänningen i mottagaränden.

Typiskt dimensioneras SVC:er så att de kan variera systemspänningen med minst $\pm 5\%$. Det betyder att det dynamiska driftområdet normalt utgör 10% till 20% av kortslutningseffekten vid anslutningspunkten [6].

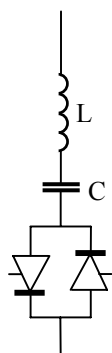
Brytarkopplade kondensatorer (MSC)

MSC är en avstämd gren som består av ett kondensatorbatteri och en reaktor. Den är avsedd att kopplas max ett fåtal gånger under dygnet eftersom koppling utförs av effektbrytare. Syftet med MSC är att tillgodose det reaktiva effektt behovet under stationära förhållanden [6].

Tyristorkopplade kondensatorer (TSC)

En TSC (eng. TSC=Thyristor Switched Capacitor) är enhet bestående av kondensatorer och tyristorer för automatisk stegvis styrning. Vanligtvis består en TSC av ett antal parallellanslutna enheter av varierande storlek. Figur 5.1 visar en sådan enhet, där varje enhet består av en kondensator som kopplas till och från nätet oberoende av andra enheter med hjälp av ett par antiparallellkopplade tyristorer, på så vis kan man hela tiden åstadkomma bästa möjliga kompensering.

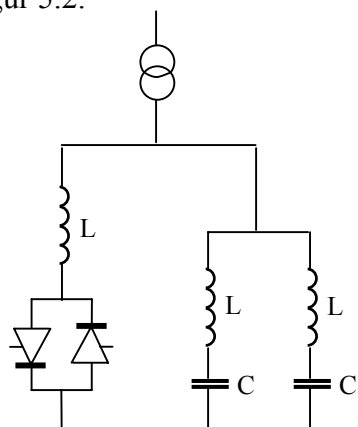
Tyristorerna styrs av en mikroprocessorbaserad och programmerbar kontrollenhet, som styr tyristorerna så att kopplingstransienter undviks vid både in och urkoppling. Detta betyder i trefasfallet att inte alla faser kopplas in samtidigt, utan varje fas kopplas in var för sig för att få minsta möjliga kopplingstransient. All koppling sker när spänningen över tyristorn är noll, och på så sätt får man en nästan transientfri koppling. Kondensatorbatterierna är ofta i kombination med serie reaktorer. Reaktorererna verkar som ett skydd för kondensatorerna mot övertoner som finns i nätet, man undviker även resonansfenomen som kan uppkomma mellan nätet och kondensatorbatterierna. Ett sådant här system som inte har några rörliga delar har teoretiskt sett oändlig livslängd och batterierna är praktiskt taget underhållsfria [6][7][10]. Figur 5.1 visar en TSC-konfiguration med ett filter i serie bestående av en reaktor.



Figur 5.1: Figuren visar en TSC-konfiguration med ett filter i serie bestående av en reaktor.

Tyristorreglerade reaktorer (TCR)

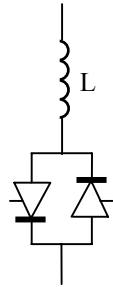
En TCR (eng. Thyristor Controlled Reactor) består av en reaktor i serie med ett par antiparallellkopplade tyristorer. Reaktorn kan styras kontinuerligt genom att fördröja tändpulserna med en tidvinkel α , och på så vis så får man en kontinuerlig styrning av den reaktiva effekten. Genom att man fördröjer tändpulserna så får man en inkoppling som inte sker när strömmen har sin nollgenomgång, vilket medför att övertonsströmmar genereras [6][7]. För att ta bort dessa övertonsströmmar brukar ansluta ett filter i samband med en TCR, se figur 5.2.



Figur 5.2: Figuren visar en TCR-konfiguration parallellt med ett filter.

Tyristorkopplade reaktorer (TSR)

En TSR (eng. TSR=Thyristor Switched Reactor) består av en reaktor i serie med ett par antiparallellkopplade tyristorer. Reaktorn kan kopplas stegvis till nätet med hjälp av tyristorerna. Om de kopplas in när nätspänningen har sitt toppvärde, så får man idealt sett en transientfri ström genom reaktorn. I och med att man alltid kopplar in när nätspänningen har sitt toppvärde och strömmen därmed sin nollgenomgång, så kommer inga övertonsströmmar att genereras [6][7]. Figur 5.3 visar en TSR-konfiguration.



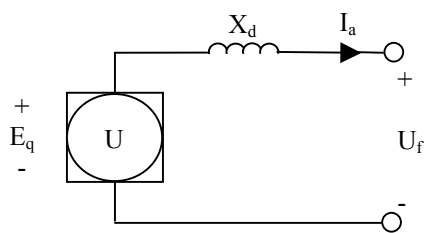
Figur 5.3: Figuren visar en TSR-konfiguration.

5.1.2 Synkrogeneratoren

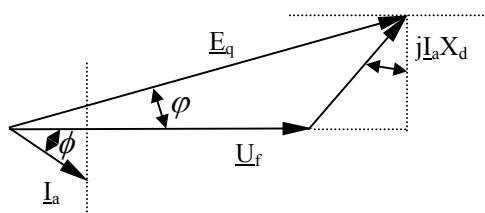
En synkrogenerator för reaktiv effektkompensering är i själva verket en synkrogenerator som går i tomgång. Dess enda uppgift är att konsumera, undermagnetiserad, eller leverera, övermagnetiserad, reaktiv effekt till ett trefasnät.

Då synkrogeneratoren är övermagnetiserad levererar den reaktiv effekt till nätet och det är detta fall som är intressant, används synkrogeneratoren endast för effektkompensering kallas den för synkronkondensator. Synkrogeneratoren beter sig som en gigantisk trefaskondensator vars levererade reaktiva effekt kan varieras genom att ändra dc-strömmen som magnetiserar motorn. De flesta synkronkondensatorer klarar av att leverera reaktiva effekter som varierar från några MVar upp till ett par hundra MVar. En synkronkondensator startas upp på samma sätt som en vanlig synkronmotor, dock kan det vara så att nätet inte kan bistå med tillräcklig starteffekt, i dessa fall kan en mindre motor användas för att dra igång den större [9].

Figur 5.4 visar ett ekvivalent schema över en synkrogenerator, i figuren används generatoriska referenser. Figur 5.5 visar att om magnetiseringsströmmen ökas så den blir större än tomgångsmagnetiseringsströmmen ökar tomgångsspänningen, E_q , och vi får en ankarström, I_a . Eftersom I_a ligger 90° efter U_f , klämspanningen, kommer generatoren avge reaktiv effekt till nätet. Nätet kommer alltså att uppfatta generatoren som en kondensator.



Figur 5.4: Elektriskt schema över synkrogeneratoren. E_q = tomgångsspänning, I_a = ankarström, X_d = magnetiseringsinduktans.



Figur 5.5: Fasdiagram över synkronmaskinen i generatordrift.

En synkronkondensator kan maximalt avge en ström motsvarande:

$$I_a = \frac{E_q - U_f}{X_d} \quad (6)$$

vilket ger en maximal reaktiv effekt på:

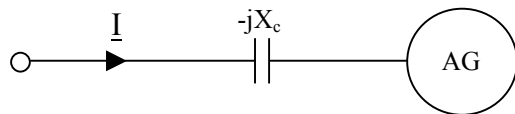
$$Q = \sqrt{3} U I_a \sin \phi = 3 U_f \frac{E_q - U_f}{X_d} \sin \phi \quad (7)$$

Givetvis har synkronkondensatorn begränsningar i hur mycket effekt den kan leverera, och när det gäller hur mycket reaktiv effekt generatoren kan leverera är det rotorlindningen som är den begränsande faktorn.

5.2 Seriekompensering

Seriekompensering kan ske på olika sätt, dels med hjälp av en enkel seriekopplad kondensator dels med hjälp av mer avancerad utrustning så som thyristorstyrda seriekondensatorer. Seriekompensering används både i transmissionssystem och distributionssystem. I transmissionssystem kopplas de in på ledningen för att minska den effektiva reaktansen i ledningen och på så sett öka överföringsförmågan och minska förlusterna på ledningar. I distributionssystem så används de främst till att förbättra spänningsstabiliteten i nätet.

Används seriekondensatorn för faskompensering vid vindkraftverk är det dock den av seriekondensatorn producerade reaktiva effekten som är intressant. Vid seriekompensering fås också en stor fördel på köpet, nämligen ”självreglering”. Figur 5.6 visar ett enkelt enlinjeschema över hur seriekompensering kan se ut.



Figur 5.6: Enlinjeschema över enkel seriekompensering.

Den avgivna reaktiva effekten från en seriekondensator kan beskrivas som:

$$Q = \frac{I^2}{\omega C} \quad (8)$$

där:

$$\omega = 2\pi f \quad (9)$$

f = frekvensen, C = kapacitansen

Enligt ekvation 8 är den avgivna reaktiva effekten proportionell mot strömmen i kvadrat, detta ger en ”självreglering” vilket är positivt. Detta är huvudorsaken till att metoden är så intressant. Eftersom ingen reglerutrustning behövs kan kanske pengar sparas, trots att seriekondensatorer är dyra i sig.

På grund av den med seriekondensatorn förknippade spänningshöjningen (spänningen i mottagaränden ökar) kan seriekondensatorn inte alltid ges sådan prestanda att önskad effektfaktorförbättring erhålls. I sådana fall får resterande reaktiv effekt produceras i shuntkondensatorer.

Om seriekompensering används vid vindkraftverk är det absolut bäst att kompensera bort den reaktiva effektförbrukningen i tomgång med shuntkondensatorer, och resterande reaktiva effektförbrukningen med seriekondensatorer. Eftersom den reaktiva effekten i tomgång hela tiden är konstant är det inga problem att dimensionera en shuntkondensator som klarar av detta. Om vindkraftverket endast är kompenserat för tomgång kan heller inte självmagnetisering uppstå vilket betyder att shuntkondensatorn kan vara inkopplad hela tiden. Seriekondensatorns uppgift blir då att kompensera bort den ökning i reaktiv effektförbrukning från det att vindkraftverket går i tomgång till dess det arbetar vid märkdrift, ökningen i reaktiv effektkonsumtion motsvarar 25% av märkeffekten. På detta sätt erhålls även minimal spänningsökning i mottagaränden.

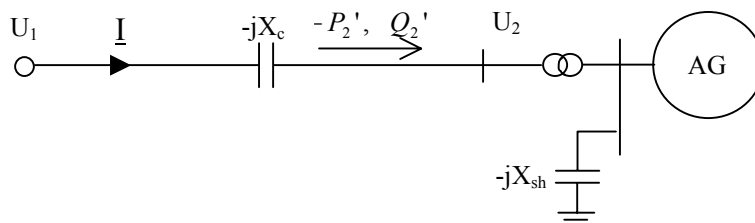
Den utvecklade reaktiva effekten i en shuntkondensator kan skrivas som:

$$Q_{sh} = \omega C U^2 \quad (10)$$

Spänningshöjningen i mottagaränden kan beskrivas med ekvationen nedan, med beteckningar enligt figur 5.7:

$$U_2 = U_1 \left(\frac{\sqrt{P_2'^2 + Q_2'^2}}{P_2'} \right) \quad (11)$$

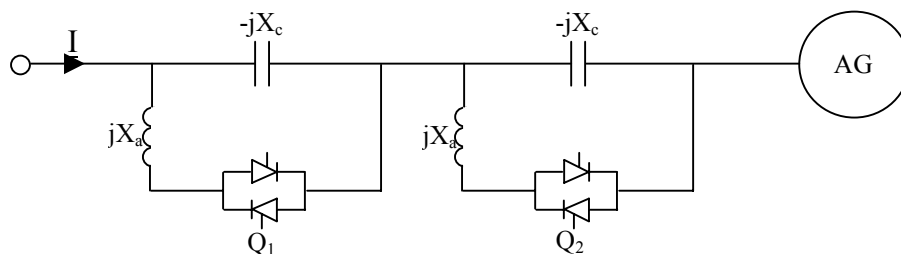
Ett enlinje schema över det hela skulle se ut enligt följande:



Figur 5.7: Enlinjeschema över seriekompensering och shuntkompensering.

Vernier-styrning

Ett enlinjeschema över seriekopplade kondensatorer med Vernier-styrning kan se ut på följande sätt.



Figur 5.8: Enlinjeschema över seriekompensering, med Vernier-styrning.
 $X_a \ll X_c$

När de antiparallellkopplade tyristorerna (Q_1) är släckta finns endast kondensatorerna i kretsen och den totala impedansen är $-2X_c$. Om Q_1 däremot leder oavbrutet, X_a ligger parallellt med X_c , är den parallella impedansen induktiv och lika med $jX_cX_a/(X_c-X_a) = X_p$. Om Q_2 är stängd, och fallet ovan gäller är den totala impedansen i hela ledningen X_p-jX_c . Eftersom Q_1 och Q_2 kan switchas oberoende av varandra kan den avgivna reaktiva effekten varieras efter behov. Switchningen kan göras inom en linjeperiod vilket betyder att effektflödena kan kontrolleras mycket snabbt.

I vissa applikationer kan det vara önskvärt att minska tyristorernas ledningsperioder så att induktansernas effektiva reaktans X_a blir högre än deras egentliga värde skulle tillåta. Sådan här så kallad Vernier-styrning tillåter den totala impedansen att variera inom ett mycket större område.

För att ge en enklare bild följer två exempel:

$$X_c = 10 \, \Omega$$

$$X_a = 5 \, \Omega$$

$$X_p = \left(\frac{10 \cdot 5}{10 - 5} \right) \Omega = 10 \, \Omega (\text{induktiv})$$

$$X_c = 10 \, \Omega$$

$$X_a = 20 \, \Omega$$

$$X_p = \left(\frac{10 \cdot 20}{10 - 20} \right) \Omega = -20 \, \Omega (\text{kapacitivt})$$

Med ovanstående exempel inses att styrningen av den reaktiva effekten kan kontrolleras inom ett större område än vad som vore möjligt utan de antiparallellkopplade tyristorerna. Hänsyn måste dock tas så att inte en parallellresonanskrets bildas mellan induktansen och kapacitansen.

5.3 Självkommuterade omriktare (VSC)

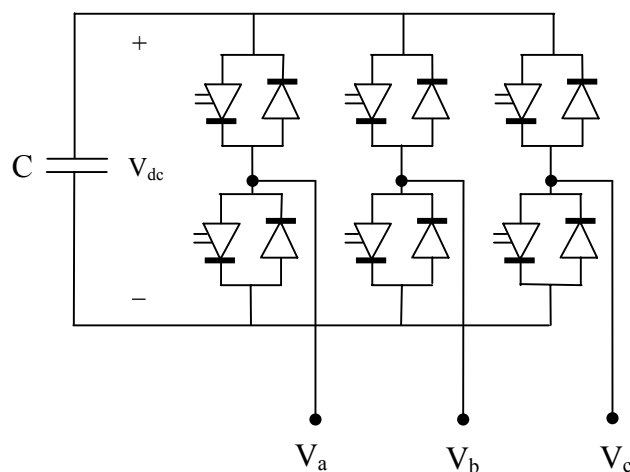
Spänningsstyva självkommuterade omriktare (eng. Voltage Source Converter, VSC) som använder sig av PWM-teknik har idag ett brett användningsområde, det kanske vanligaste området är för styrning av växelströmsmotorer. VSC:er används både inom transmission och distribution, som lik- och växelriktare i HVDC system, som reaktiv effektkompensator, och för att ansluta olika sorters laster eller spänningskällor till nätet. VSC:er kan på flera sätt sägas förbättra elkvaliteten i nätet [11].

Reaktiv effektkompensering med självkommuterade omriktare är en mycket snabb kompenseringsslagmetod. Svarstiden begränsas i huvudsak av switchfrekvensen och storleken på reaktorn, men i de flesta fall blir svarstiden lägre än 5 ms [12]. Den snabba reaktionstiden gör självkommuterade omriktare intressanta i vindkraftssammanhang.

I omriktare som använder sig av PWM-teknik är den inmatade likspänningen konstant. Omriktare som används för reaktiv effektkompensering har en kondensator som likspänningskälla, och kopplas till nätet genom en reaktor, vilken fungerar som ett filter mot övertoner. Utspänningen kan till exempel bli en sinusformad växelspanning, vars amplitud, frekvens och fasvinkel kan varieras genom att ändra ventilernas switchmönster, vilket vanligtvis bygger på PWM-teknik. Utspänningen på omriktarens AC-sida kan skrivas med följande samband, med beteckningar enligt figur 5.9:

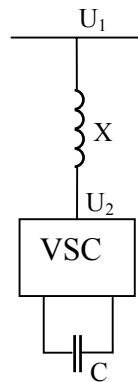
$$V_{a,b,c} = K_u V_{dc} \quad (12)$$

där K_u är sammankopplingsfaktorn mellan AC- och DC-sidan. Denna sammankopplingsfaktor kan varieras från noll till ett ändligt värde genom att ändra på switchmönstret, och på så vis så kan man variera värdet på utspänningen $V_{a,b,c}$ [12].



Figur 5.9: Visar en 6-puls VSC-omriktare med en kondensator som likspänningskälla.

En viktig egenskap för självkommuterade omriktare är att den kan både uppta och avge reaktiv effekt. Om U_2 i figur 5.10 är större än U_1 så kommer omriktaren att fungera som en shuntkondensator och avge reaktiv effekt, och om U_2 är mindre än U_1 så kommer omriktaren att fungera som en shuntreaktans och uppta reaktiv effekt.



Figur 5.10: Figuren visar en schematisk bild av en VSC.

För att kunna använda en VSC på hög spänningsnivå så måste man seriekoppla flera ventiler i varje fasben så att inte spänningen över varje komponent blir för hög. På detta sätt slipper man att använda en transformator mellan omriktaren och nätet. Man använder sig ofta av IGBT ventiler för att de klarar höga switchfrekvenser och har låga switchförluster. IGBT-ventilen är också relativt lätt att ansluta i serie. En IGBT som går sönder fungerar som en kortslutning, vilket betyder att omriktaren fortsätter att fungera även om en ventil gått sönder. Vid seriekoppling av ventiler är det viktigt att alla seriekopplade ventiler tänds och släcks samtidigt för att få en bra spänningsdelning mellan dem [12].

6 Sammanställning av kompenseringstrustning

Lösningar	Fördelar	Nackdelar	Kommentar
Shuntkondensator	• Billig • Förbättrar effektfaktorn	• Långsam om den kopplas med kontaktorer • Resonans	• Spänningsberoende
Seriekondensator	• Automatisk reglering • Snabb • Spännings stabiliserande	• Resonans	• Serie­kondensatorer behöver mycket skyddsutrustning • Kan inte alltid ges önskad prestanda • ”Strömberoende”
Synkronmaskin	• Inga problem med resonans • Klarar av leverera stora effekter	• Långsam	• Synkronmaskinen är för långsam för vindkraft-sammanhang • Används för att kompensera bort stora mängder reaktiv effekt
SVC	• Kan både avge och uppta reaktiv effekt. • Mycket snabb • Olika konfigurationer* • Förbättrar elkvalitén	• Dyr	• Kan komma i fråga på vindkraftsparker • Kopplas in på högspänningssidan
VSC	• Mycket snabb, svarstid lägre än 5 ms • Kan både avge och uppta reaktiv effekt • Transistorteknik	• Dyr!	• Endast aktuell vid parker p.g.a. priset • Placeras på högspänningssidan • Den snabbaste kompenseringsmetoden • Dagens utrustning kan leverera ca 100 MVar

Tabell 6.1: Tabellen visar olika tänkbara lösningar.

* De olika konfigurationerna finns i tabell 6.2.

SVC	Fördelar	Nackdelar	Kommentar
Fast kondensator	• Enkel • Få komponenter • Billig • Lång livslängd	• Konstant reaktiv effektproduktion • Ingen styrning • Kan ge onödiga förluster	• Överbliven reaktiv effekt konsumeras av reaktorer • Används ofta med en reaktor som konsumerar överbliven reaktiv effekt
Brytarkopplade kondensatorer	• Enkel • Få komponenter • Billig • Lång livslängd	• Långsam • Kopplas med effektbrytare	• Avsedd att kompensera under stationära förhållanden
Tyristorkopplade kondensatorer	Som ovan samt: • Kopplas oberoende av andra enheter • Kopplings-transienter undviks • Lång livslängd	• Kopplas stegvis	• Används ofta tillsammans med TSR eller TCR
Tyristorreglerade reaktorer	• Kontinuerlig styrning	• Genererar övertonsströmmar	• Används tillsammans med övertonsfilter
Tyristorkopplade reaktorer	• Transientfri koppling	• Kopplar stegvis	

Tabell 6.2: Olika SVC-konfigurationer.

6.1 Ekonomisk sammanställning

För att jämföra de olika kompenseringssmetoderna ekonomiskt har två fall studerats. Fall 1, kompensering av ett verk med märkeffekt 2 MW, fall 2, kompensering av 20 verk där varje verk har märkeffekt 2 MW, totalt 40 MW. Varje verk levereras oftast med inbyggd grundkompensering. Med grundkompensering menas att man kompenserar för den reaktiva effekt som generatoren förbrukar i tomgång.

Shuntkompensering:

Tyristorkopplade kondensatorbatterier(690V) = 600 kr/kVAr

Kontaktorkopplade kondensatorbatterier(690V) = 300 kr/kVAr

Brytarkopplade kondensatorbatterier(10kV) = 60 kr/kVAr

Seriekompensering:

Seriekondensator 10 MVar = 1.2 miljoner kr.

SVC:

Från 15 miljoner kr.

VSC:

Från 40 miljoner kr.

Kompensering av ett verk på 2 MW:

$$\text{Grundkompensering} \approx \frac{1}{3} \cdot 2 \text{ MW} = 667 \text{ kVAr}$$

$$\text{Dynamisk kompensering} \approx \frac{1}{4} \cdot 2 \text{ MW} = 500 \text{ kVAr}$$

För ett ensamt verk är det endast shuntkopplade batterier som kan komma i fråga då de andra alternativen är avsevärt mycket dyrare och för dyra i förhållande till investeringskostnaden för själva verket. En SVC eller en VSC har en alldeles för stor grundkostnad, där styrning och övervakning är mycket dyr.

Ett verket levereras oftast med grundkompensering, detta leder till att det endast är den dynamiska kompenseringen som är intressant att titta på. Den dynamiska kompenseringen måste vara mycket snabb med avseende på problemen med själmagnetisering som annars kan uppstå. Detta påvisades också i laboratorieförsöken där ö-driften var fullt utvecklad redan efter ca 100 ms. Med detta i baktanke och ur ekonomisk synvinkel är det endast tyristorkopplade kondensatorbatterier som är intressant att titta närmare på.

För ett verk på 2 MW så skulle priset för den dynamiska kompenseringen med tyristorkopplade kondensatorbatterier bli:

$$\text{Dynamisk kompensering: } 600 \text{ kr/kVAr} \cdot 500 \text{ kVAr} = 300 \text{ kkr}$$

Den totala kostnaden blir 0.3 miljoner kr.

Kompensering av 20 verk där varje verk har en märkeffekt på 2 MW:

$$\text{Grundkompensering} \approx \frac{1}{3} \cdot 2 \text{ MW} \cdot 20 = 13.33 \text{ MVar}$$

$$\text{Dynamisk kompensering} \approx \frac{1}{4} \cdot 2 \text{ MW} \cdot 20 = 10 \text{ MVar}$$

Vid en grupp av vindkraftverk kan andra lösningar bli intressanta ur ekonomisk synpunkt eftersom det är mycket större mängder reaktiv effekt som ska kompenseras bort. Lösningar som kan vara intressanta att titta närmare på är bland annat SVC, VSC och seriekondensator. Sådan utrustning är oftast mycket mer avancerad än en vanlig shuntkompensering, oftast förbättrar de även spänningskvaliteten. En VSC är t.ex. den enda utrustning som är snabb nog att komma åt sådant problem som flicker. Kompensering med ovan nämnda utrustningar sker oftast på högspänningssidan och för hela parken samtidigt.

Ett annat alternativ som kan vara intressant att titta på vid grupper av vindkraftverk är att utföra även grundkompenseringen på högspänningssidan. Detta plus en seriekondensator borde vara mycket intressant ur ekonomisk synpunkt. Detta förutsätter att man kan få verken levererade utan grundkompensering och även verket då blir billigare, annars så borde en vanlig seriekondensator vara mycket intressant ekonomiskt sett.

Alt. 1:

Grundkomparerade verk, dynamisk kompensering med tyristorkopplade shuntkondensatorer vid varje verk.

$$\text{Dynamisk kompensering: } 600 \text{ kr/kVar} \cdot 500 \text{ kVar} \cdot 20 = 6000 \text{ kkr}$$

Den totala kostnaden blir 6 miljoner kr.

Alt. 2:

Grundkompensering med brytarkopplade shuntkondensatorbatterier på högspänningssida, dynamisk kompensering vid varje verk med tyristorkopplade shuntkondensatorbatterier.

$$\text{Grundkompensering: } 60 \text{ kr/kVar} \cdot 667 \text{ kVar} \cdot 20 = 800.4 \text{ kkr}$$

$$\text{Dynamisk kompensering: } 600 \text{ kr/kVar} \cdot 500 \text{ kVar} \cdot 20 = 6000 \text{ kkr}$$

Den totala kostnaden blir ca 6.8 miljoner kr.

Alt. 3:

Grundkompensering med brytarkopplade shuntkondensatorbatterier på högspänningssida, dynamisk kompensering med seriekondensator på högspänningssida.

$$\text{Grundkompensering: } 60 \text{ kr/kVar} \cdot 667 \text{ kVar} \cdot 20 = 800.4 \text{ kkr}$$

$$\text{Dynamisk kompensering: seriekondensator } 10 \text{ MVar} = 1200 \text{ kkr}$$

Total kostnad blir ca 2 miljoner kr.

Alt. 4:

Varje verk grundkompenserat av fabrikant, dynamisk kompensering med seriekondensator för hela gruppen på högspänningssida.

Pris dynamisk kompensering: 1.2 miljoner kr.

Alt. 5:

SVC-utrustning på högspänningssidan.

Pris: 15 miljoner kr.

Alt. 6:

VSC-utrustning på högspänningssidan.

Pris 40 miljoner kr.

7 Slutsatser

Undersökningarna av de kompenseringmetoder som finns visar att den dynamiska reaktiva effektkonsumtionen hos ett eller flera vindkraftverk kan kontrolleras, men man måste ha en snabb kompensering.

Laboratorieförsöket som simulerar ett nätbortfall visar att den dynamiska kompenseringen måste vara snabb. Fullt utvecklad självmagnetisering uppnåddes på ca 100 ms, vilket visar på att kompenseringen måste kunna varieras snabbt. Under laboratorieförsöken framkom några ganska anmärkningsvärda resultat. Vid ett lastbortfall motsvarande 85 % av den totala lasten, uppnåddes en överspänning på 25 % inom 80 ms.

Det som avgör om en utrustning är intressant vid vindkraft är dess prestanda i förhållande till priset. Vad som också spelar en stor roll är faskompenseringsutrustningens pris i förhållande till antal installerade kW. En snabbare kompensering är generellt sett dyrare. En snabbare kompensering medför vissa fördelar, till exempel kan man minska problemet med flicker med en VSC-utrustning som är det snabbaste alternativet. Denna utrustning är dyr och bara intressant vid stora grupper av vindkraftverk.

För kompensering för enstaka vindkraftverk är det i huvudsak tyristorkopplade shuntkondensatorbatterier som är relevanta. Detta beror på att dessa är snabba och har det lägsta priset av de utrustningar som kan kompensera dynamiskt.

För grupper av vindkraftverk finns det flera alternativ som kan vara intressanta. Vid en grupp av vindkraftverk kan det vara mer motiverat med en dyrare faskompenseringsutrustning. Detta beror på förhållandet mellan utrustningens pris och antal installerade kW. Ett intressant alternativ är seriekompenseringen som är självreglerande och framstår som ett ganska billigt alternativ. SVC- och VSC-utrustningar är mycket större och dyrare utrustningar och är endast intressanta vid stora grupper av vindkraftverk.

Referenser

- [1] Larsson Åke., *Vindkraft i lokala och regionala nät – elektriska egenskaper och elkvalitet*, Elforsk Rapport 98:20, Elforsk projekt 2081, Oktober 1998
- [2] Larsson Åke., *Grid Interaction and Power Quality of Wind Turbine Generator Systems*, Technical Report nr. 265 L, Maj 1997
- [3] Køhlbæk Jensen Kurt., *Guidelines on grid connection of wind turbines*, DEFU Denmark.
- [4] Tang Le & Zavadil Robert, *Shunt Capacitor Failures due to Windfarm Induction Generator Self-Excitation Phenomenon*, särtryck ur IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 3, September 1993
- [5] Sveriges El Leverantörer., *Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet*, 1999
- [6] ABB-tidningen nr 5 1999
- [7] Stenborg Bertil., *Elkraftsystem del*, särtryck ur kursmaterial till kursen Elsystem1.
- [8] Bergqvist Magnus., *Optimal elkvalitet vid faskompensering*, särtryck av avsnittet faskompensering ur ABB Handbok Industri.
- [9] Wildi Theodor., *Electrical machines, drives, and power systems*, 2000
- [10] Broschyr om dynacomp., finns på internet, adress:
<http://www.abb.se/global/seabb/seabb360.nsf?OpenDatabase&db=/global/seabb/seabb361.nsf&v=d&e=se&c=416DAEE330E95787412567FC00462062>
(Acc. 2000-04-11)
- [11] Thorborg Kjeld, *Power Electronics- in Theory and Practice*, Studentlitteratur. Lund 1993, ISBN 91-44-38091.
- [12] ABB-tidningen nr 8 1998

Appendix A

Laboratorieförsök

Försöket avser att visa på de problem som kan uppstå i samband med lastbortfall från ett eller flera vindkraftverk. Det som då kan uppstå är en så kallad okontrollerad ö-drift. Ett av de problemen som då uppstår är självmagnetisering, vilken ger upphov till att spänningen i det kvarvarande nätet bibehålls, och i vissa fall ökar.

Utrustning som använts vid laboratorieförsöket är:

Siemens oscillostore P 513, appendix B

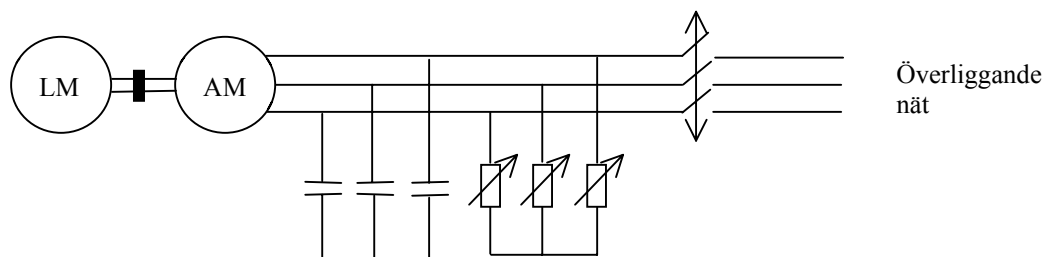
Likströmsmaskin DMP 112-2 M, appendix B

Asynkronmaskin MBT 112 M, appendix B

Kontaktor Siemens Sirius 3R, märkström 25 A

Tillvägagångssätt:

Vinden simuleras av en likströmsmaskin som driver asynkrongeneratoren. Asynkrongeneratoren är sedan faskompenserad med shuntkapacitanser som varieras under mätningarnas gång. Huvuddelen av lasten utgörs av överliggande nät, men en liten variabel last kvarstår i det lokala nätet efter att kontaktorerna brutits. Figur över kopplingsschemat visas i figur A.1.

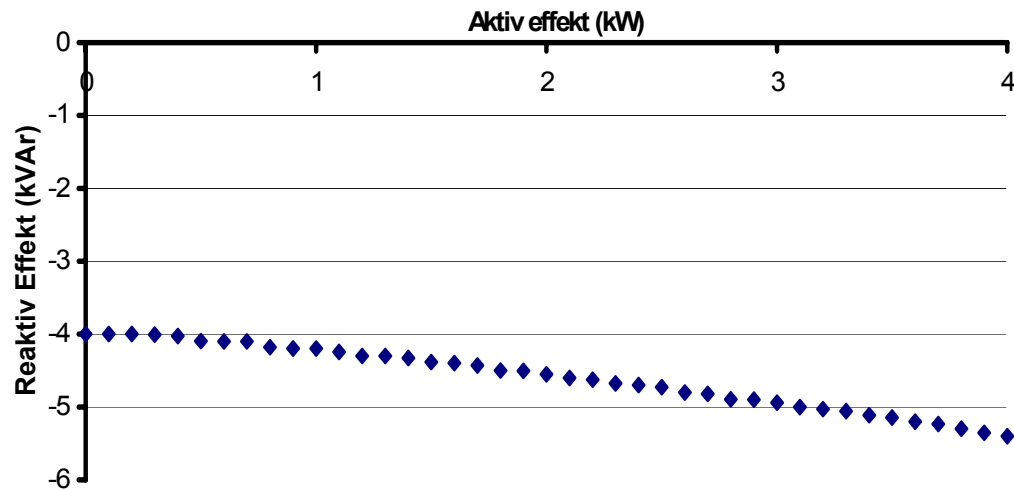


Figur A.1: Figuren visar kopplingsschema över laboratorieförsöket.

Mätvärden på ström och spänning togs i de fall när effekter skulle mätas från nätet, alltså vid kontaktorn. I de fall när bara spänningen skulle mätas, mättes den på asynkronmaskinens klämmor. I båda fallen samlades alla mätvärden i oscillostoren för vidare analys i Excel.

Reaktiv effektförbrukning

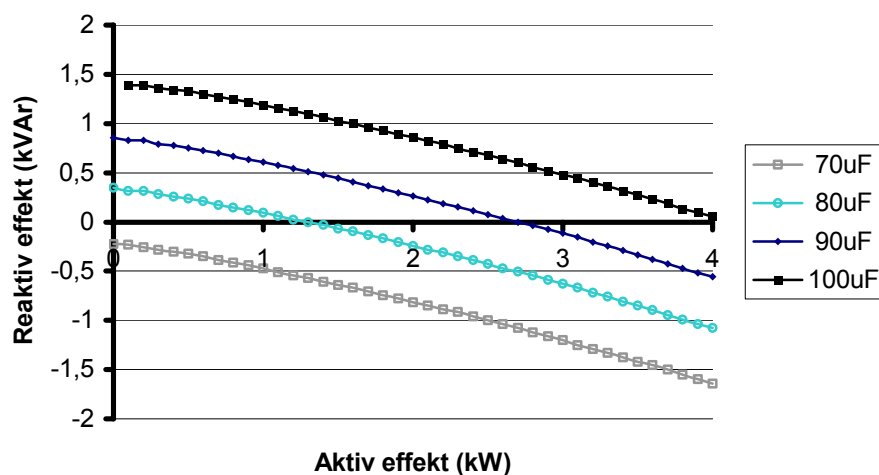
För att ta reda på hur mycket reaktiv effekt asynkrongeneratoren konsumerar, belastades generatoren från tomgång till märkdrift.



Figur A.2: Reaktiv effektförbrukning vid okompenserad asynkronmaskin i generatordrift.

Av figur A.2 framgår tydligt att generatoren kräver mer reaktiv effekt än vad den producerar aktiv effekt. Här bör nämnas att karakteristiken för en större generator inte ser likadan ut, då den inte konsumerar lika mycket reaktiv effekt som den genererar aktiv effekt.

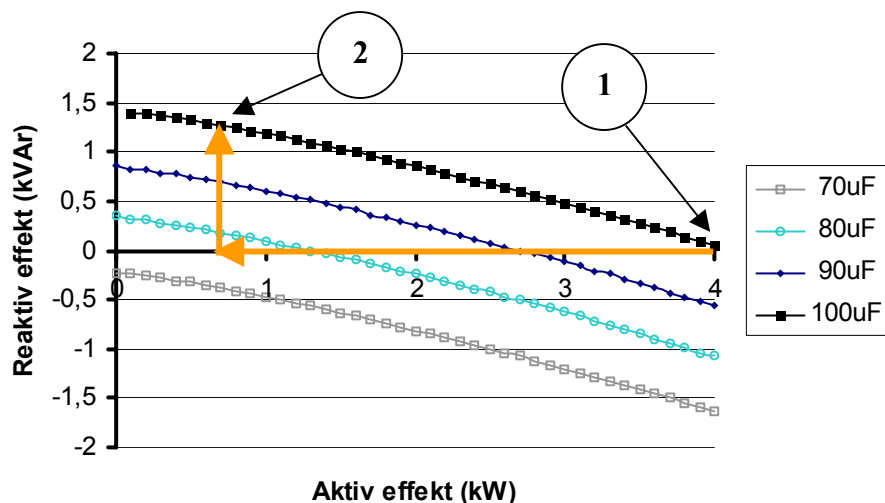
Figur A.3 visar P/Q-förhållandet vid olika kompenseringsnivåer.



Figur A.3: Reaktiv effektförbrukning från nätet vid olika kompenseringsnivåer.

Figur A.3 visar hur reaktiva effektförbrukningen ändras vid olika kapacitanser. Kompenserar generatoren med en shunkapacitans på 100 μF är den fullt kompenserad, det vill säga maskinen producerar max aktiv effekt utan att dra någon reaktiv effekt från nätet. Ett högre värde på kompenseringskapacitansen leder till att mindre reaktiv effekt tas från nätet.

Figur A.4 används för att beskriva faran med att kompensera fullt ut om man inte har en tillräckligt snabb reglering. Antag att maskinen producerar max effekt och är fullt ut kompenserad, maskinen arbetar vid driftpunkt 1. När större delen av lasten, 3.3 kW, faller bort blir varvarande lasten är endast på 700 W. Generatoren behöver inte producera mer effekt än vad lasten behöver, 700 W. En ny arbetspunkt (2) uppnås där alldeles för mycket reaktiv effekt produceras av shuntkapacitanserna. Finns nu inte möjlighet att koppla bort kapacitanserna tillräckligt snabbt (några få linjeperioder) kommer generatoren börja magnetisera sig själv, m.h.a. den reaktiva effekten, och spänningen i nätet kan bli flera gånger högre än märkspänningen.



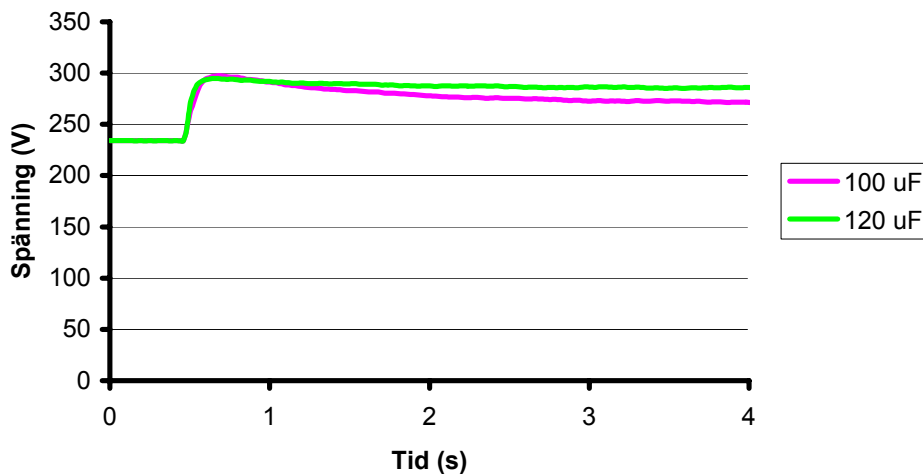
Figur A.4: Byte av arbetspunkt vid lastbortfall.

Lastbortfall – självmagnetisering

Uppgiften var att simulera lastbortfall vid vindkraftverk, resultatet av lastbortfallet kan bli en okontrollerad ö-drift, beroende på kompenseringsgrad.

Mätningarna utfördes i olika steg för att få så mycket information som möjligt. Först gjordes mätningar med lika stora lastbortfall men varierad kompenseringsgrad. Lastbortfallet var 3.87 kW av de 4 kW maskinen genererade. Den andra uppsättningen med mätningar gjordes då generatoren var fullt ut kompenserad (100 μF per fas) men med varierat lastbortfall. Dessa två olika felfall hade valts ut för att studera om deras förlopp skiljde sig åt.

Figur A.5 visar mätningar där den kvarvarande lasten är lika stor i de båda fallen men kompenseringsgraden varierar. Här syns tydligt att självmagnetisering uppnås då maskinen är fullt kompenserad, 100 μF. Ökar kapacitansen ytterligare, här till 120 μF fås ett högre slutvärde på spänningen.



Figur A.5: Spänningsändring vid lastbortfall.

I figur A.6 där generatoren endast kompenserad med 70 μF, uppstår en transient överspänning, men inom 1.5 s är spänningen = 0 V. Transienten vid 70 μF uppkommer p.g.a. att likströmsmaskinen accelererar upp asynkronmaskinen, p.g.a. att likströmsmaskinen tappar all sin last då nätet bryts bort. När asynkronmaskinen accelereras upp ökar frekvensen vilket leder till att kondensatorbatteriet börjar producera mer reaktiv effekt [Ö].

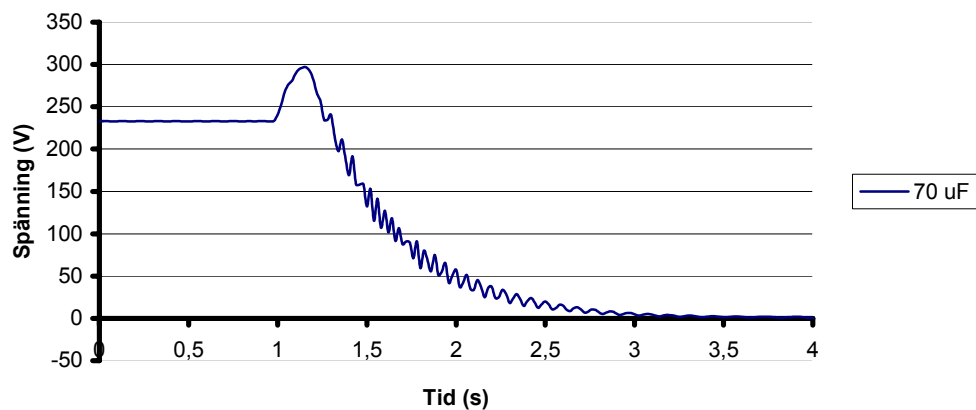
Sambandet mellan avgivna reaktiva effekten, Q_{sk} , från en shuntkondensator och nätets spänning, U , och frekvens, f , kan tecknas enligt följande:

$$Q_{sh} = \omega C U^2$$

$$\omega = 2\pi f$$

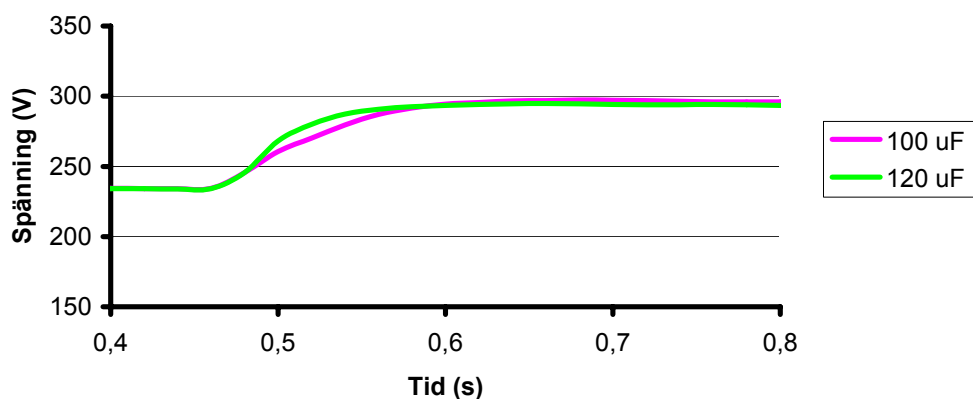
$$f \sim n$$

I ett vindkraftverk hade inte dessa transienter uppkommit då turbinen har en tröghet som gör att den inte accelererar upp på så kort tid.



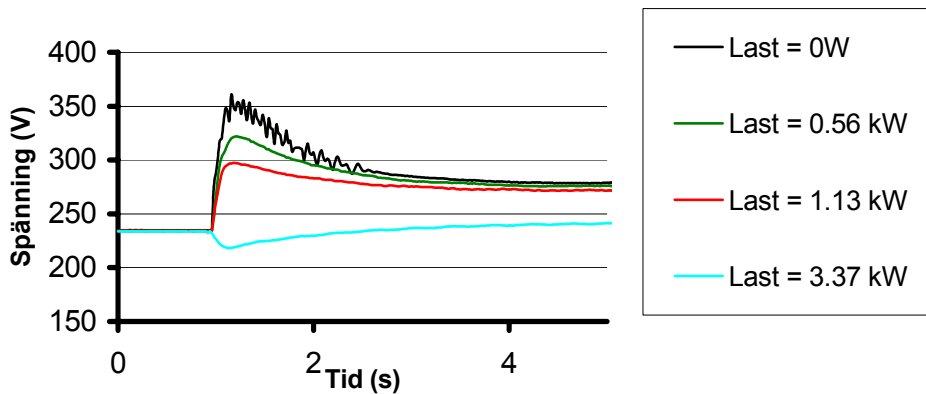
Figur A.6: Spänningsändring vid lastbortfall, maskinen är tomgångsmagnetiserad.

Figur A.7 visar samma händelseförlopp som i figur A.5, i en annan skala, precis då nätet faller bort. Som sagts tidigare är självmagnetiseringsförloppet ganska snabbt vilket också framgår av figuren. Inom loppet av 0.1 sekunder är självmagnetiseringen fullt utvecklad och en okontrollerad ödrift har uppstått, där spänningen är bibehålls och den blir också högre än i normaldriftsfallet.



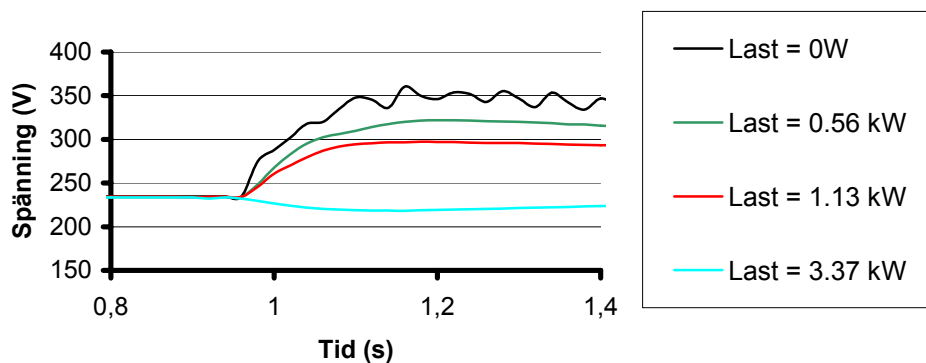
Figur A.7: Förloppet vid lastbortfall.

Figur A.8 visar spänningsändringarna vid olika lastbortfall. I samtliga fall är generatoren kompenserad fullt ut med en shuntkondensator på 100 μF . I figuren syns tydligt hur spänningen betar sig vid de varierande lastbortfallen. Kvarstår en större last i det kvarvarande nätet resulterar detta i en lägre spänning än om en mindre last kvarstår.



Figur A.8: Spänningsändringarna vid varierat lastbortfall.

Figur A.9 visar samma förlopp som figur A.8 fast i bättre upplösning. Man ser att en större last leder till ett något långsammare förlopp och att säkerhetssystemen måste bryta snabbt.



Figur A.9: Förloppet vid lastbortfall.

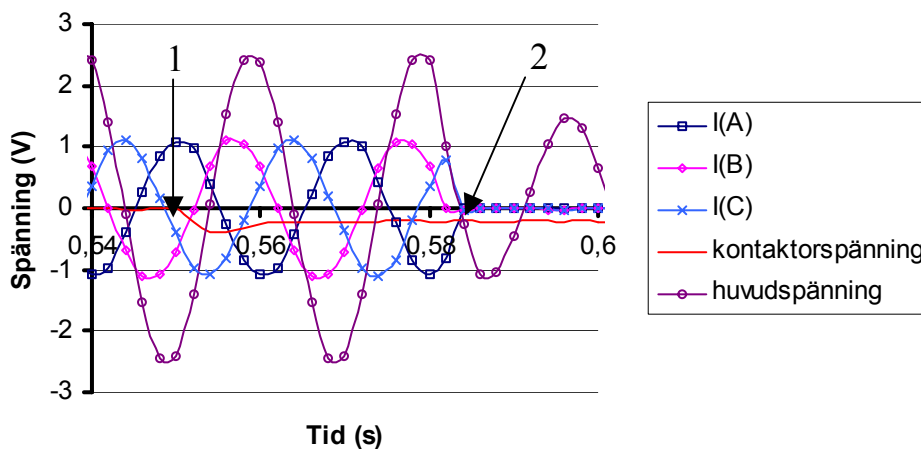
Då dessa försök utfördes undersöktes det hur lång tid det tog innan den resulterande spänningen blev 125 % av den ursprungliga. Detta gav några anmärkningsvärda resultat:

- Vid 100 % lastbortfall tog det 0.06 sekunder!
- Vid 86 % lastbortfall tog det 0.08 sekunder!
- Vid 72 % lastbortfall tog det 0.12 sekunder.
- Ett 16 % lastbortfall resulterade i att spänningen hölls konstant..

Mätning av snabbheten hos en kontaktor

Syftet med att mäta snabbheten hos kontaktorn var att se om kontaktorkopplade shuntkondensatorbatterier kunde förkastas för dynamisk kompensering av ett vindkraftverk. Även denna mätning skedde i laboratoriet på institutionen för elteknik. Kontaktorn som mätningarna har utförts på är av en 25 amperes Siemens Sirius 3R.

Figur A.10 visar vad som händer i det ögonblick kontaktorn bryter. Kontaktorn bryter vid punkt 1 och systemet förblir i stort sett oberört i ungefär 34 ms. Efter 34 ms, punkt 2, har kontaktorn brutit helt och strömmarna är 0 A.



Figur A.10: Spänningar och strömmar då kontaktorn bryter.

Kontaktorn som mätningarna utförts på är kanske inte riktigt representativ för de som kopplar in och ur ett stort shuntkondensatorbatteri. Där är effekterna som ska brytas bort är avsevärt mycket större. Detta borde medför att bryttiden hos dessa kontaktorer blir något längre än på den i laboratorieförsöket använda kontaktorn.

Slutsatser

Som visats av försöken är självmagnetisering ett verkligt problem och inte bara ett teoretiskt sådant. Förloppet är mycket snabbt, på ca 5 linjeperioder är självmagnetiseringen fullt utvecklad och nätets spänning har inte bara bibehållits utan även ökat. I värsta fall blir den resulterande spänningen flera gånger högre än nätets ursprungliga spänning. **Är maskinen kompenserad fullt ut kommer den att självmagnetiseras**, vilket leder till att spänningen bibehålls och man får en okontrollerad ödrift. Detta kan leda till mycket allvarliga incidenter.

Värsta tänkbara fallet fås då generatoren är fullt ut kompenserad och en liten last finns kvar i radialen då nätet bryts upp. Inom 0.1 sekunder är då generatoren självmagnetiserad och nätspänningen har höjts avsevärt. Vid ett lastbortfall motsvarande 85 % av den totala lasten, uppnåddes en överspänning på 25 % inom 80 ms.

En självmagnetisering skulle förhindras om alla kontaktorer var lika snabba som den mätningarna gjordes på, men vad som måste belysas är att denna kontaktor sitter mellan ett 400 V nät och en asynkrongenerator på 4 kW. De kontaktorer som skulle vara aktuella vid vindkraftverk skulle arbeta vid en spänning på 10 kV alternativt 690 V beroende på var man kompenserar, de skulle överföra effekter flera hundra gånger större än mätobjektet gjorde. Detta skulle resultera i längre brytförlopp. **Med tanke på hur snabbt förloppet är kan kompenseringsmetoder innefattande vanliga kontaktorer i stort sett förkastas, regleringen måste ske mycket snabbare än så.** De lösningar som är intressanta är de som bygger på kraftelektronik, där styrning kan ske inom någon period.

Appendix B

Märkdata

Siemens oscillostore (P 513):

Voltage inputs

Resolution	12 bit
Sampling rate	12.8 kHz
Voltage range	$U_{\text{eff}} = 0$ to 400 V +15%
Overload range	U_{eff} to 600 V continuous
Input resistance	27 M Ω
Input capacitance	approx. 5pF
Bandwidth	-3 dB at 3.2 kHz - 30 dB at 6 kHz
Common mode rejection	- 60 dB at 50 Hz

Error limits	0.2 % of final value at $(23 \pm 2)^{\circ}\text{C}$
--------------	--

Temperature dependence

Typical	0.004 %/K
Maximum	0.01 %/K

Current inputs

Resolution	12 bit
Sampling rate	12.8 kHz
Voltage range	$U_{\text{eff}} = 0$ to 1 V +15%, for clip-on current Transformers or current transformer
Overload range	U_{eff} to 50 V continuous
Input resistance	63 k Ω
Bandwidth	-3 dB at 3.2 kHz - 30 dB at 6 kHz
Error limits	0.2 % of final value, without clip-on current transformer at $(23 \pm 2)^{\circ}\text{C}$

Temperature dependence

Typical	0.004 %/K
Maximum	0.01 %/K

Asynkronmaskin (MBT 112 M):

Vid 50 Hz gäller

4 kW	1435 rpm
380-420 V Y	9.1 A
220-240 V Δ	15.8 A
$\cos \psi = 0.8$	

Likströmsmaskin (DMP 112 -2):

Vid 50 Hz gäller

4.5 kW	1445 rpm
Arm. 260 V	23.4 A
Exc. 220 V	1.89 A

Appendix C

Följande räkneexempel bygger på ett vindkraftverk vars märkeffekt är på 2 MW. En tumregel för att enkelt räkna ut ett vindkraftverks reaktiva effektkonsumtion i tomgång är att säga att den motsvarar en tredjedel av den aktiva märkeffekten. För att sedan lika enkelt räkna ut den dynamiska effektkonsumtionen kan denna sägas motsvara en fjärdedel av den aktiva märkeffekten. Detta resulterar i att vindkraftverket har ett reaktivt effekt behov i tomgång på 666.67 kVAr, den reaktiva effekt som skall kompenseras bort är då 500 kVAr. Det överliggande nätet har en spänning på 10 kV.

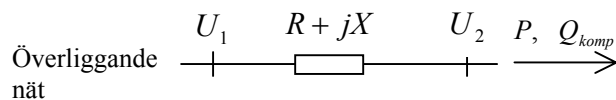
$$P_{märk} = 2 \text{ MW}$$

$$Q_{tomg} \approx \frac{1}{3} \cdot P_{märk} \approx 666.67 \text{ kVAr}$$

$$Q_{komp} \approx \frac{1}{4} \cdot P_{märk} = 500 \text{ kVAr}$$

$$Q_{märk} = Q_{tomg} + Q_{komp} = 1.16667 \text{ kVAr}$$

Figur C.1 nedan ger en enkel nätbild över hur det överliggande nätet kopplas ihop med vindkraftverket.



Figur C.1: Enkel nätbild över hur det överliggande nätet kopplas samman med vindkraftverket.

För att räkna ut spänningen U_2 används följande formel:

$$U_2 = \frac{U_1}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{U_1}{2}\right)^2 - (RP + XQ_{komp})} \quad (13)$$

För att få reda på R och X måste man använda sig av det överliggande nätets kortslutningseffekt:

$$S_k = \frac{U_1^2}{|Z|} \Rightarrow |Z| = \frac{10 \text{ kV}^2}{20 \cdot \sqrt{P_{märk}^2 + Q_{märk}^2}} \Rightarrow R = X = 2.15943 \quad (14)$$

S_k har här förutsatts var 20 gånger större än vindkraftverkets kortslutningseffekt, S_v :

$$\frac{S_k}{S_v} = 20 \quad (15)$$

För att få reda på vindkraftverkets kortslutningseffekt gäller följande:

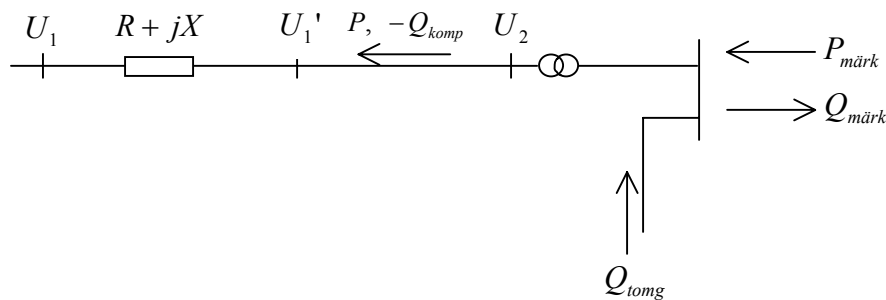
$$S_v = \sqrt{P_{märk}^2 + Q_{märk}^2} \quad (16)$$

Vidare har förutsatts att:

$$\psi = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) = 45^\circ \Rightarrow R = X \quad (17)$$

Fall 1: All resterande reaktiv effekt tas från det överliggande nätet.

I detta fallet kompenseras endast för den reaktiva effekten som konsumeras i tomgång. Det är denna metod som används idag. Nackdelen är att den reaktiva effekten ”tar plats” i det överliggande nätet. Detta har lett till att vissa nätägare har börjat ta betalt för den reaktiva effekten.



Figur C.2: Endast tomgångskompenserat verk.

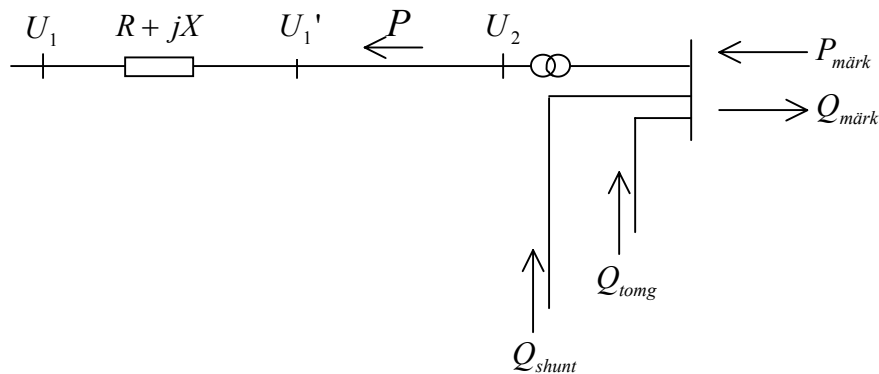
Med hjälp av ekvation 13 och referenser enligt figur C.2 kan nu spänningen U_2 räknas ut. Den relativa spänningsminskningen från U_2 till U_1 är heller inga problem att få ut:

$$U_2 = 5 \text{ kV} + \sqrt{5 \text{ kV}^2 + (1.526948 \Omega \cdot 2 \text{ MW} - 1.526948 \Omega \cdot 500 \text{ kVAr})} = 10224 \text{ V} \quad (18)$$

$$\Delta U_{\%} = -2.24 \%$$

Fall 2: Den resterande reaktiva effekten kompenseras bort med shuntkondensatorer.

I detta fallet produceras den resterande reaktiva effekten i m.h.a. shuntkompensering. Denna typ av lösning leder till en större spänningsvariation. Den producerade reaktiva effekten är proportionell mot spänningen i kvadrat, detta leder till att minst reaktiv effekt produceras då den behövs som bäst. Kompenseringen kan lika gärna ske på högspänningssidan som på lågspänningssidan.



Figur C.3: Fullt ut kompenserat m.h.a. shuntkopplingar.

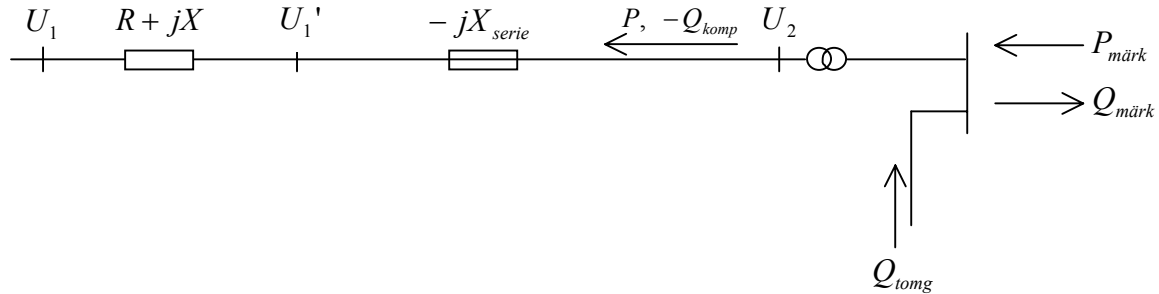
Även här löses utan svårigheter spänningen i mottagarändan ut. Likaså den relativa spänningsändringen, som här är något större än i fall 1.

$$U_2 = 5 \text{ kV} + \sqrt{5 \text{ kV}^2 + (1.526948 \Omega \cdot 2 \text{ MW})} = 10297 \text{ V} \quad (19)$$

$$\Delta U_{\%} = -2.97 \%$$

Fall 3: Den resterande reaktiva effekten kompenseras bort med en seriekondensator.

Här används en seriekondensator för att kompensera bort den reaktiva effekten. Fördelen med seriekompensering är den producerade reaktiva effekten är proportionell mot strömmen i kvadrat. Spänningen blir också stabilare än om bara shuntutrustning används, då spänningen ökar över seriekondensatorn. Som framgår av beräkningarna blir spänningen mer stabil än med shuntkompensering.



Figur C.4: Serie och shuntkomparerat vindkraftverk.

Spänningen i mottagarändan blir enligt följande:

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= U_2 + \Delta U \\ \Delta U &= \frac{1}{U_2} (RP + X_{tot}Q) \end{aligned} \right\} \Rightarrow \dots \Rightarrow U_2 = 10224 \text{ V} \quad (20)(21)$$

De olika delspänningarna blir:

$$U_1' = 10297 \text{ V}$$

$$\Delta U_c = 72 \text{ V}$$

För att få reda på X_{tot} och Q_{komp} gäller att:

$$\left. \begin{aligned} Q_{komp} &= Q \\ X_{tot} &= X - X_{serie} \end{aligned} \right\} \quad (22)$$

Där Q_{komp} är all den dynamiska reaktiva effektförbrukningen och X_{tot} är ledningens totala reaktans, inklusive seriekondensatorn. Eftersom uträkningarna utgår från att man vet hur stor reaktiv effekt som skall kompenseras bort, men inte vet hur stor X_{serie} är kan man räkna med skillnadsströmmen. Först räknas kortslutningseffekten i den aktuella punkten ut enligt följande:

$$S' = \sqrt{P^2 + Q_{komp}^2} \quad (23)$$

Sedan kan X_{serie} räknas ut:

$$\left. \begin{aligned} Q_{serie} &= I^2 X_{serie} \\ I &= \frac{S'}{U_2} \end{aligned} \right\} \Rightarrow X_{serie} = \frac{Q_{serie} U_2^2}{S'^2} \quad (24)(25)$$

Appendix D

För att underlätta för studenter som skall börja med sitt examensarbete har vi här gjort ett flödesschema över hur vi gick till väga när vi började med vårt examensarbete.

