



Framgångsrik elprojektering av vindkraftgrupper

Elforsk rapport 03:17

Framgångsrik elprojektering av vindkraftgrupper

Elforsk rapport 03:17

Framgångsrik elprojektering av vindkraftgrupper

Elforsk rapport 03:17

Åke Larsson
ÅF-Industri & System AB

Förord

Föreliggande projekt har genomförts av Åke Larsson, ÅF-Industri & System AB, inom ramen för Elforsks vindkraftprogram.

Målsättningen med programmet är:

- att identifiera insatser som kan leda till förbättrad driftekonomi och medverka till att dessa genomförs.
- att öka kunskap om integration med elnät och samkörning med andra kraftslag.
- att söka möjligheter att förbättra möjligheterna att bygga vindkraftverk med avseende på ekonomi och tillståndsgivning
- att få tillgång till bättre underlag för bedömning av ny vindkraftteknik

Innevarande etapp (projekt 2243) avser ett treårigt ramprogram för perioden 2002-01-01 till 2004-12-31 och som finansieras av Falkenberg Energi, Gräninge Kraft, Göteborg Energi, Härnösands Elnät, Statens Energimyndighet via VindForsk, Statkraft, Sydkraft, Umeå Energi, Vattenfall och Öresundskraft.

Stockholm maj 2003

Ulf Arvidsson

Sammanfattning

Vindkraft är ett teknikområde som befinner sig i en snabb utvecklingsfas. Effekten i serietillverkade vindkraftaggregat har på de senaste tio åren vuxit från cirka 500 kW till över 2 000 kW. Med effekttökningen har tekniken ändrats, bland annat har de direktanslutna asynkrongeneratorerna som användes för tio år sedan nästan helt ersatts med ro-torkaskadmatade asynkrongeneratorer. Även uppförandet har ändrats från anslutning av enstaka vindkraftaggregat till distributionsnätet till anslutning av stora vindkraftgrupper till transmissionsnätet.

Den vindkraft som idag finns etablerad utgörs i huvudsak av enstaka vindkraftaggregat anslutna till distributionsnätet. Den frågeställning som i första hand berörs vid nätan-slutning av enstaka vindkraftaggregat är elkvaliteten. Påverkan på överliggande nät och bidrag till felströmmar försummas ofta. Idag är situationen annorlunda, vid etablering av vindkraft planeras ofta uppförande av stora grupper av vindkraftaggregat där effekten på de enskilda aggregaten är minst 2 000 kW. Uppförandet av stora vindkraftgrupper skapar nya frågeställningar och ger upphov till nya farhågor. Vid anslutning av många vindkraftaggregat inom ett begränsat område eller vid anslutning av stora grupper av vindkraftaggregat måste påverkan på överliggande nät beaktas. Den snabba teknikutvecklingen inom vindkraft gör att tillräcklig erfarenhet och kunskap saknas om påverkan mot det anslutande nätet, dimensionerande felfall och eventuellt behov av kompletterande skydd i anslutande nätet.

Detta projekt syftar i sin helhet till att studera vilken nätåterverkan och påverkan stora vindkraftgrupper har på den dynamiska stabiliteten. Projektet avser även att utreda vilka anläggningstekniska krav som bör ställas vid anslutning av vindkraftgrupper och slutligen till att utforma en rekommendation som beskriver hela beräkningsprocessen för ett nätbolag vid en offertförfrågan om anslutning av vindkraft.

Denna rapport utgör en förstudie i detta projekt där avsikten med förstudien varit att studera utformningen av reläskydd i det anslutande nätet och reläskydden i de enskilda vindkraftaggregaten för att erhålla en hög säkerhet och goda skyddsfunktioner. Vidare har avsikten varit att beskriva nätåterverkan och elkvaliteten från en vindkraftgrupp. Slutligen har avsikten varit att beskriva kravet på dynamiska modeller för vindkraftaggregat och anslutande nät vid dynamiska studier. För att återkoppla de generella beskrivningarna har Vattenfalls Karlskronaprojekt använts som studieobjekt i denna förstudie.

Målgruppen för rapporten är ansvariga för offert och teknisk utformning för anslutning av vindkraftgrupper. Målgruppen är även leverantörer av vindkraftverk, exploatörer, ägare samt ansvariga för drift och underhåll av vindkraftgrupper.

Anslutning av vindkraftgrupper till elnätet är en komplex frågeställning. Sedan tidigare finns Svensk Energis rekommendation AMP. Denna rekommendation utgör ett hjälpmedel för nätägare vid bedömningen av åtgärder vid nätanslutning av vindkraftaggregat till mellanspannings- (10/20 kV) eller lågspänningsnät. Rekommendationen fokuserar i

första hand på elkvalitet. Som tidigare nämnts påverkar stora vindkraftgrupper det anslutande nätet på ett helt annat sätt än enstaka vindkraftaggregat gör. Av det skälet har Svenska Kraftnät (SVK) utarbetat ett förslag på krav för produktionsanläggningar.

Generellt kan sägas att anslutning av stora vindkraftgrupper inte ger samma problem med elkvaliteten som anslutning av enstaka aggregat. Stora vindkraftgrupper har en hög installerad effekt och måste anslutas till en hög spänningsnivå för att vindeffekten skall kunna överföras. Den höga spänningsnivån ger då även en hög kortslutningseffekt i anslutningspunkten vilket i sin tur innebär att elkvaliteten inte utgör någon begränsning.

Anslutning av stora vindkraftgrupper skapar andra problem. Ett sådant problemställning är det interna högspänningsnätet med högspänningskablar till anslutningspunkten och mellan vindkraftaggregaten. Kablarna ger inte bara reaktiv effekt, de påverkar även nätimpedansen och kan skapa problem med övertonsspänningar och kopplingsöverspänningar. Ett annat problem med kablarna är att risken för oönskad ödrift ökar. SVK:s föreslagna krav innebär dessutom att de spännings- och frekvensskydd som i AMP beskrivits som tillräckliga för att detektera oönskad ödrift inte räcker. För att säkert detektera nätbortfall och därmed oönskad ödrift bör vindkraftgrupper kompletteras med ett frekvensderivataskydd.

Dynamiska studier av samverkan mellan vindkraftgrupper och elnät behövs. Beroende på nätkonfiguration och storlek på anläggningen kan en representativ modell av systemet variera. För exempelvis en liten radialmatad vindkraftpark kan det räcka med en kortslutningsekvivalent och sätta typiska parameter- och regulatordata för generator respektive turbin. För andra nätkonfigurationer och/eller stora anläggningar krävs att modellerna inkluderar stora delar av systemet. Tyvärr saknas det idag erfarenhet om när en enkel respektive en mer omfattande modell krävs. Det vore önskvärt med generella tumregler som angav vid vilken kortslutningskvot dynamiska studier kan uteslutas och vid vilken kortslutningskvot mer omfattande modeller erfordras.

Reläskydden i det anslutande nätet måste, precis som vid anslutning av vilken anläggning som helst, klara både kortslutningar och jordfel. För detta har nätagarna en mer eller mindre klar reläskyddsstruktur. Vid anslutning av vindkraftgrupper måste även avvikelser i spänning och frekvens detekteras för att förhindra skador på vindkraftaggregaten och/eller störningar på nätet. De enskilda vindkraftaggregat är därför utrustad med flera skyddsfunktioner som är integrerade i aggregatets eget styrsystem. Placerade i grupper kan skydden i varje enskilt vindkraftaggregat utgöra reservfunktion gentemot skydden i det interna högspänningsnätet och det anslutande nätet.

Den vindkraftgrupp som varit föremål i denna förstudie är Vattenfalls Karlskronaprojekt på 17,5 MW. Karlskronaprojektet bygger på fem stycken aggregat om vardera 3,5 MW, fabrikat är dock ännu ej fastställt. Sett till vad marknaden erbjuder i denna storleksklass kommer vindkraftaggregaten sannolikt att ha en asynkrongenerator med rotorkaskad. Rotorkaskad används för att erhålla variabelt varvtal inom ett litet varvtalsområde. Asynkrongenerator med rotorkaskad har många goda egenskaper, en nackdel är att den

har en inbyggd instabilitet som kan ge stora effektpendlingar om maskinen utsätts för störningar på nätet.

I det aktuella Karlskronaprojektet finns det för närvarande inget formellt krav om att utföra dynamiska simuleringar. Med tanke på SVK:s föreslagna direktiv för produktionsanläggningar som väntas träda i kraft under 2004 kan det dock vara av intresse att inkludera dynamiska simuleringar. För de studier som SVK:s direktiv anger räcker en enkel modell av det anslutande nätet. Det bör dock observeras att simuleringar med ett enkelt system inte ger någon möjlighet att studera belastningar, spänningar och effektfloeden i kringliggande system.

1 Innehållsförteckning

1	INNEHÅLLSFÖRTECKNING	VII
2	INLEDNING.....	1
2.1	BAKGRUND.....	1
2.2	UPPDRAG	2
3	BESKRIVNING AV VINDKRAFTGRUPPEN	3
3.1	PLATSEN	3
3.2	VINDKRAFTAGGREGATEN	3
3.3	INTERNT HÖGSPÄNNINGSNÄT	5
3.4	NÄTANSLUTNING	6
4	RELÄSKYDD	9
4.1	KRAV OCH REKOMMENDATIONER.....	9
4.2	SKYDD I VINDKRAFTAGGREGAT	10
4.3	SKYDD I INTERNT HÖGSPÄNNINGSNÄT.....	14
4.4	SKYDD I ANSLUTANDE NÄT	15
4.5	INTERNT FEL I VINDKRAFTAGGREGAT	16
4.6	FEL I INTERNT HÖGSPÄNNINGSNÄT.....	16
4.7	ÖVRIGT	17
5	ELKVALITET	19
5.1	BERÄKNINGSUNDERLAG FÖR VINDKRAFTAGGREGAT OCH VINDKRAFTGRUPP	19
5.2	BERÄKNINGSUNDERLAG FÖR NÄT	25
6	DYNAMISKA STUDIER	27
6.1	KRAV PÅ DYNAMISK STABILITET	27
6.2	SIMULERINGSSTUDIER	29
6.3	DYNAMISK MODELL FÖR VINDKRAFTAGGREGAT	30
6.4	DYNAMISK MODELL FÖR NÄT.....	31
7	SLUTSATSER	33
8	REFERENSER.....	35

2 Inledning

2.1 Bakgrund

Resultaten från tidigare Elforskprojekt kring elkvalitet från vindkraftaggregat visar att nätpåverkan i vissa fall är stor [1, 2]. I första hand gäller det vindkraftaggregat som arbetar med konstant varvtal, problemen blir dessutom påtagliga om vindkraftaggregaten kopplas samman i grupper. En bra styrning av den reaktiva effekten skulle reducera påverkan från denna typ av vindkraftaggregat. Detta skulle leda till ett minskat behov av nätförstärkning och till lägre förluster i det överliggande nätet.

Ett annat problem som har framkommit under det tidigare Elforskprojektet är den rådande osäkerheten vid anslutning av vindkraftaggregat. Osäkerheten rör i första hand den elektriska dimensioneringen av nätet. Genom den nya rekommendationen "Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet" (AMP) har denna fråga delvis blivit klarlagd [3]. I AMP anges förenklade beräkningsmetoder för nätdimensionering vid anslutning av enstaka vindkraftaggregat till distributionsnät 10-20 kV. AMP behandlar dock inte de nätstabilitetsproblem som kan uppträda på region- och stamnät vid stor anhopning av vindkraft eller då kortslutningskvoten är låg. Med kortslutningskvot avses förhållandet mellan kortslutningseffekten i anslutningspunkten och totalt installerad märkeffekt av vindkraft. En annan osäkerhet som framkommit är vilka anläggningstekniska krav som skall ställas vid anslutning av vindkraftaggregat, dvs. utformning och inställning av reläskydd, vindkraftaggregatens påverkan på selektivitet/utlösningstider/felströmmar, krav på brytare, storlek på transformator mm.

2.1.1 Motiv för projektet

Den vindkraft som idag finns implementerad i det svenska nätet utgörs i huvudsak av enstaka vindkraftaggregat anslutna till distributionsnätet. Den frågeställning som i första hand berörs vid nätanslutning är elkvaliteten. Påverkan på överliggande nät och bidrag till felströmmar försummas ofta. Vid anslutning av många vindkraftaggregat inom ett begränsat område eller vid anslutning av stora grupper av vindkraftaggregat måste påverkan på överliggande nät och bidrag till felströmmar beaktas. Den bristande erfarenhet och kunskap om dimensionerande felfall och eventuellt behov av kompletterande skydd i överliggande nät ökar både kostnader och handläggningstider hos nätägarna, dessutom föreligger en stor risk för felbedömningar och dyrbara efterhandskompletteringar.

2.1.2 Syfte med projektet

- Projektet syftar till att studera nätåterverkan och dynamisk stabilitet på region- och stamnät vid stor anhopning av vindkraft eller då kortslutningskvoten är låg.
- Projektet avser även studera vilka anläggningstekniska krav som bör ställas vid anslutning av vindkraftaggregat. Detta innefattar utformning och inställning av reläskydd samt vindkraftaggregatens bidrag till felströmmar. Detta kan i sin tur påverka selektiviteten och utlösningstiderna samt skapa ett behov av komplettering av befintliga skydd i det överliggande nätet.
- Projektet syftar slutligen till att utforma en rekommendation som beskriver hela beräkningsprocessen för ett nätbolag vid en offertförfrågan om anslutning av vindkraft.

2.1.3 Projektets genomförande

Projektet indelas i tre olika faser:

- Som en första fas genomförs en förstudie innefattande val av lämplig anläggning och en detaljerad beskrivning av varje steg i den beräkningsprocess som krävs för att erhålla en kostnadseffektiv nätintegration med hög säkerhet, goda skyddsfunktioner och god elkvalitet. Rapporten från förstudien utgör en grund för genomförande av projektet i sin helhet.
- Fas två i projektet utgör teknisk dimensionering av en vald anläggning och innefattar beräkningar av felströmmar, nätåterverkan och dynamiska simuleringar. Detta steg utförs lämpligen på en vindpark som skall uppföras, om förstudien utförs på Karskronaprojektet inleds lämpligen steg två när alla bygglovshandlingar är klara.

Fas tre är verifiering- och utvärdering som inleds när vindparken är uppförd och idrifttagen. Nätåterverkan i distributionsnätet och det överliggande regionnätet verifieras genom elkvalitetsmätningar. Den dynamiska stabiliteten, felströmsberäkningarna och selektivplanen verifieras med hjälp av en transientrecorder.

2.2 Uppdrag

Detta uppdrag utgör förstudien beskriven som fas 1 enligt ovan och innefattar följande:

- I samarbete med nätbolag välja en vindkraftanläggning där kortslutningskvoten är låg. Ett förslag är att använda Vattenfalls Karlskronaprojekt på 17,5 MW.
- Genomgång av lämplig reläbestyckning i varje enskilt vindkraftaggregat och för hela vindkraftgruppen. Vidare görs en genomgång av möjlighet till reläprovning av skydden i varje verk och för hela parken.
- Genomgång av vilka reläskydd som kan krävas i det överliggande nätet för att erhålla en hög säkerhet och goda skyddsfunktioner.
- Genomgång av interna och externa felfall som måste beräknas vid upprättande av en selektivplan.
- Beskrivning av beräkningsgången för nätåterverkan och elkvaliteten enligt AMP liksom vilka handlingar och data som krävs för att utföra denna beräkning.
- Genomgång av vilka dynamiska modeller som krävs för dynamiska studier av nätstabilitet, dvs. detaljeringsgrad på nätmodell och vindkraftaggregat samt vilken data på kablar, skydd och brytare i vindkraftgruppens interna elnät som erfordras.
- Beskrivning av dimensionerande felfall som måste tas med vid dynamiska studier.
- Rapport som sammanfattar arbetsgången enligt ovan.

3 Beskrivning av vindkraftgruppen

Den vindkraftgrupp som valts att studera i denna förstudie är Vattenfalls Karlskrona-projekt på 17,5 MW. Vindkraftgruppen ansluts till Sydkrafts nät på 50 kV eller alternativt 20 kV.

3.1 Platsen

Platsen för Karlskronaprojektet är Kalmarsund utanför Blekinges östra kust, se figur 1. Kalmarsund har sedan slutet av 1980-talet varit föremål för studier och utredningar kring vindkraft och havsbaserad vindkraft. Vattenfall har i en förstudie under 1998-1999 studerat ett område cirka 6 kilometer brett och ungefär 20 kilometer långt utanför Blekinges östra kust. Hela det markerade området i figur 1 anses vara intressant för havsbaserad vindkraft och är planerat för vindkraft i Karlskrona kommuns översiktsplan. I det markerade området finns den tänkta lokaliseringen markerad som fem röda prickar cirka 9 km ut från land. Befintliga vindkraftanläggningar vid Utgrunden 10 MW och vid Yttre Stengrund 10 MW är markerade med svarta prickar.



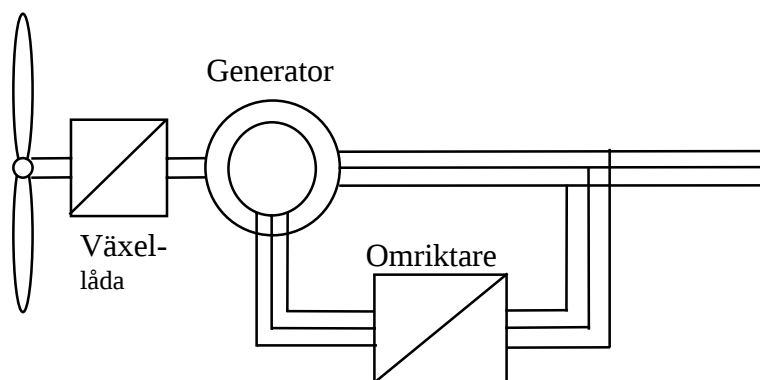
Figur 1 Karta över Kalmarsund.

3.2 Vindkraftaggregaten

Karlskronaprojektet bygger på fem stycken aggregat med en uteffekt om vardera 3,5 MW. Fabrikatet på vindkraftaggregaten kommer att beslutas om senare när olika alternativ jämförts. Generell kan dock sägas att med en märkeffekt på 3,5 MW kommer avståndet mellan bladspetsarna att vara cirka 90 meter och höjden på tornet vara cirka 70

meter. Sett till vad marknaden för närvarande kan erbjuda i denna storleksklass kommer vindkraftaggregaten sannolikt att ha tre blad/vingar och en asynkrongenerator med rotorkaskad.

Rotorkaskad används för att erhålla variabelt varvtal inom ett litet varvtalsområde. Systemet består av en asynkrongenerator med lindad rotor, släppringar och en omriktare ansluten till rotorn, se figur 2. Fördelen med detta system är att omriktaren i rotorkaskaden inte behöver dimensioneras för hela generatorns märkeffekt utan bara för en liten del av märkeffekten. För en varvtalsvariation på $\pm 20\%$ behöver omriktarens märkeffekt endast vara cirka 20% av generatorns märkeffekt. Detta leder till ett lägre pris och lägre förluster i omriktaren.



Figur 2 Schematisk bild av det elektriska systemet i ett vindkraftaggregat utrustat med rotorkaskad.

Omriktarna är i allmänhet tvångskommuterade vilket ger fördelen att effektfaktorn kan styras fritt. Mängden styrbar reaktiv effekt begränsas dock av storleken på omriktaren. Med en märkeffekt på omriktaren om cirka 20% av generatorn kan effektfaktorn styras mellan $\cos\phi=0,98$ (kap.) och $\cos\phi=0,95$ (ind.). I omriktarna är de tvångskommuterade ventilerna av typen Insulated Gate Bipolar Transistor ventiler (IGBT) vanligast förekommande. Fördelen med dessa ventiler är att de har en hög omkopplingsfrekvens som i kombination med Pulse Width Modulation (PWM) teknik ger låga övertoner och eliminerar alla lägre ordningens övertoner samt att första övertonen hamnar kring ventilernas omkopplingsfrekvens. Eftersom omkopplingsfrekvensen oftast är hög blir den första övertonen av en hög ordning vilket i sin tur innebär att det endast små nätfiler krävs.

En nackdel med denna maskintyp är att den har en inbyggd instabilitet [4]. Asynkronmaskiner med lindad rotor har två dåligt dämpade poler med en resonansfrekvens nära nätfrekvensen. Dessa dåligt dämpade poler ger upphov till pendlingar i magnetflödet om maskintypen utsätts för störningar på nätet. Storleken på omriktaren i rotorkretsen och regleralgoritmerna för omriktaren avgör hur känslig ett specifikt fabrikat är för spänningsdippar. Mätningar utförda på en Vestas V52-850 kW utrustad med en asynkrongenerator med rotorkaskad visar kraftiga pendlingar i aktiv och reaktiv effekt redan vid spänningsdippar på 5%. Pendlingarna i mätningarna låg nära nätfrekvensen och orsakades av de dåligt dämpade polerna i maskinen.

3.3 Internt högspänningsnät

3.3.1 Generellt

Generellt kan sägas att högsta spänningsnivå för ett internt högspänningsnät i en vindkraftgrupp är 36 kV, beroende på att kostnaden för högspänningsbrytare ökar kraftigt med ökande spänning [5].

Beträffande anslutningen mellan en vindkraftgrupp till havs och land kan följande tre anslutningsalternativ vara aktuella:

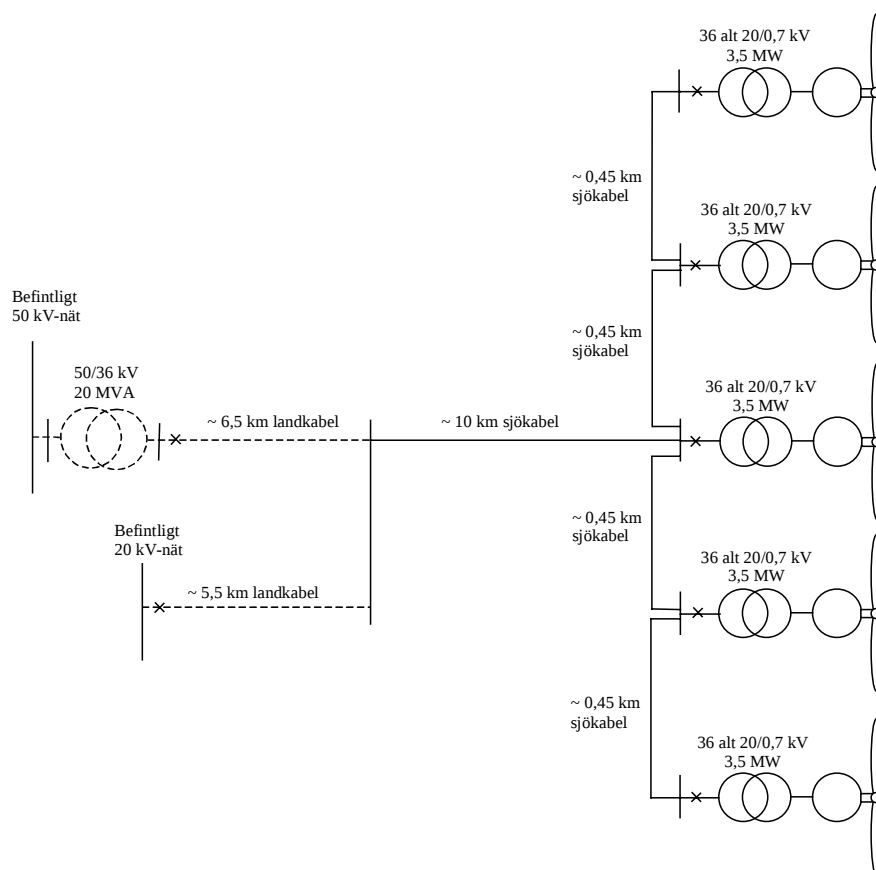
- en eller flera kablar med mellanspänning upp till 36 kV vid anslutning av vindkraftsgrupper några kilometer från land. Något internt högspänningsnät erfordras ej, de enskilda vindkraftaggregaten kan anslutas direkt till mellanspänningen.
- en kabel med högspänning upp till 200 kV vid anslutning av stora parker och/eller långt från land. En transformatorstation och ett internt högspänningsnät för anslutning av de enskilda vindkraftaggregaten krävs.
- HVDC länk vid avstånd på minst 25 km och vid effekter över 200 MW

Som exempel kan nämnas att Middelgrunden (40 MW, 3 km från land) är anslutet via två stycken 3 km långa parallella 30 kV XLPE-kablar förlagda på havsbotten. Varje enskilt vindkraftaggregat är sedan anslutet via en 690 V/30 kV transformator som sitter monterat i botten av tornet [6].

Horns Rev (160 MW, 18 km från land) är anslutet via en 21 km lång 150 kV XLPE-kabel. Vindkraftaggregaten (totalt 80 stycken) är anslutna till ett internt högspänningsnät på 34 kV via en 150 kV/ 34 kV transformatorstation placerad ute vid vindkraftgruppen. Vindkraftsaggregaten är anslutna till transformatorstationen i grupper om 16 aggregat [7].

3.3.2 Karlskronaprojektet

Vindkraftgruppen i Karlskronaprojektet kommer att anslutas via en kabel till elnätet. Anslutningen till land utgörs av en 10 km lång sjökabel, därefter finns två alternativ. Det ena alternativet är en 6,5 km lång landkabel för anslutning till ett 50 kV-nät. Detta alternativ innebär att en ny transformatorstation 50/36 kV får uppföras. Det andra alternativet innebär en 5,5 km lång landkabel för direkt anslutning till ett befintligt 20 kV-nät. Figur 3 visar ett enlinjeschema över vindkraftgruppen med båda anslutningsalternativen.

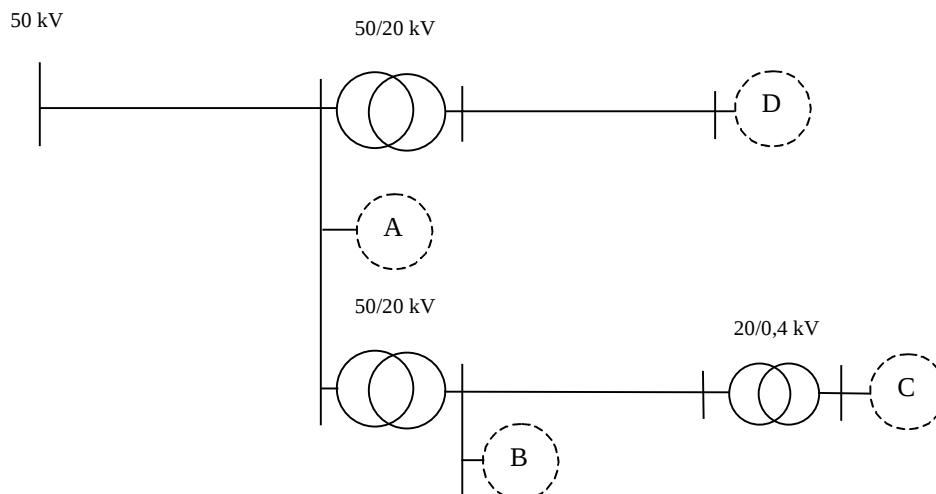


Figur 3 Enlinjeschema över vindkraftgruppen. De två olika anslutningsalternativen på land är streckade

3.4 Nätanslutning

3.4.1 Generellt

Flicker, eller flimmer, är snabba variationer i spänningen. Gränsvärdet för flicker är i AMP satt till $P_{fl}=0,25$ oavsett spänningsnivå. En spänningsvariation i en punkt i ett idealt obelastat nät dämpas som följd av impedansförhållandet uppåt i spänningsnivå men förblir oförändrad nedåt i spänningsnivå. Toleransnivån för flicker bör därmed vara lägre uppåt i spänningsnivå. Antag ett fiktivt nät med spänningsnivåerna 50 kV, 20 kV och 0,4 kV enligt figur 4. Om en flickerproducerande källa ansluts till ett i övrigt obelastat nät i punkten A så upplever kunderna i punkterna B, C och D lika mycket flicker som i punkt A. Om den flickerproducerande källan däremot flyttas och ansluts till 20 kV i punkt B så upplever kunden ansluten till 0,4 kV i punkt C lika mycket flicker som B. Även kunderna anslutna i punkt A (50 kV) och punkt D (20 kV) upplever ett visst flicker, detta är emellertid mindre än i punkterna B och C.



Figur 4 Fiktivt nät.

3.4.2 Karlskronaprojektet

3.4.3 50 kV alternativet

Vindkraftgruppen kan anslutas till en ny mottagningsstation i Vetlycke. Stationen i Vetlycke ansluts till befintlig 50 kV-ledning mellan Bergkvara och Karlskrona. Denna 50 kV-ledning är vid normal drift matad från Bergkvara och får då en beräknad nätimpedans i anslutningspunkten på $z_k = 1,2 + j8,7 \Omega/\text{fas}$. Detta motsvarar en kortslutningseffekt på $S_k = 343 \text{ MVA}$ vid 55 kV. Spänningsnivån, som ändras med belastning och produktion, varierar mellan cirka 52–54,5 kV. Vid reservkoppling matas ledningen från Karlskrona. Nätimpedans i anslutningspunkten blir då cirka $z_k = 8,0 + j26,3 \Omega/\text{fas}$ vilket motsvarar ca 110 MVA vid 55 kV. Vid reservdrift varierar spänningen mellan 50,7–52,2 kV.

Nätägaren ställer krav på elkvalitet och reaktiv effekt vid inmatning på 50 kV i Vetlycke. Bland annat tillåts ett maximalt P_{lt} -bidrag på 0,25 från vindkraftanläggningen i anslutningspunkten. Däremot ställs inga krav på påverkan genom långsamma spänningsvariationer.

I inmatningspunkten tillåts ett bidrag av strömövertoner med THD maximalt 2,5% av den så kallade referensströmmen från vindkraftanläggningen. Med referensström avses märkström vid abonnerad effekt.

Reglering av kundens effektuttag skall ske mot $\cos \varphi = 0,99$ i 50 kV anslutningspunkten, vilket vid en märkeffekt på 17,5 MW motsvarar ett uttag på maximalt 2,5 MVar mätt som timmedelvärde. Inmatning av reaktiv effekt under låglasttid, utöver anläggningens egen generering på maximalt 1,7 MVar, får ej ske.

Anläggningen får ej drivas i skönätsdrift och ska därmed vara försedd med erforderlig utrustning för detektering och fränkoppling i sådana fall.

3.4.4 20 kV alternativet

Vindkraftgruppen kan anslutas till en 20 kV anslutningspunkt i Bergkvara. Vid normal drift är den beräknade nätimpedansen i anslutningspunkten $z_k=0,12+j2,23 \text{ } \Omega/\text{fas}$. Detta motsvarar en kortslutningseffekt på $S_k=217 \text{ MVA}$ vid 22 kV. Spänningsnivån, som ändras med belastning och produktion, varierar mellan cirka 21–22 kV. Vid reservkoppling är nätimpedansen i anslutningspunkten cirka $z_k=1,57+j7,65 \text{ } \Omega/\text{fas}$ vilket motsvarar cirka 62 MVA vid 22 kV.

Nätägaren ställer i princip samma krav på elkvalitet och reaktiv effekt vid inmatning som i 50 kV alternativet.

4 Reläskydd

Reläskydden mellan det anslutande nätet och vindkraftaggregaten är i befintliga anläggningar inte alltid koordinerade. För att erhålla en hög säkerhet och goda skyddsfunktioner måste skydden samordnas. Både ur teknisk och ekonomiskt hänseende finns uppenbara skäl till ett utbyte av information mellan nätägare och ägare till vindkraftsparken.

4.1 Krav och rekommendationer

De rekommendationer på reläskydd som återfinns i till exempel AMP och de eventuella krav som nätägarna har baseras på det skydd som det anslutande nätet kräver för att skyddas i händelse av fel på vindkraftaggregaten. Varken AMP eller nätägaren anger vilka reläskydd som kan erfordras för att skydda vindkraftaggregaten mot eventuella fel i det anslutande nätet.

4.1.1 AMP

Enligt AMP skall varje anläggning som skydd för det anslutande nätet förses med följande skyddsfunktioner:

- över- och underfrekvensskydd
- trefasigt över- och underspänningsskydd
- effektriktrelä (bakeffektskydd)
- osymmetriskydd
- överströmsskydd
- skydd mot oönskad ödrift
- jordfelsskydd (i förekommande fall)

över- och underfrekvensskydd

- skall i första hand förhindra oönskad ödrift och bryta aggregatets förbindelse med nätet vid frekvenserna 48 respektive 51 Hz med 0,5 sekunders fördröjning.

trefasigt över- och underspänningsskydd

- långsamt skydd som skall bryta aggregatet inom 60 sekunder vid $\pm 10\%$ avvikelse från nominell spänning.
- Snabbt skydd som skall bryta aggregatet inom 0,2 sekunder vid en spänningsförändring $\pm 20\%$.

effektriktrelä (bakeffektskydd)

- skall fränkoppla generatoren vid motordrift inom 5 sekunder.

osymmetriskydd

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

kortslutningsskydd

- utgörs alternativt av smältsäkringar, maxeffekt eller effektbrytare i kombination med reläutrustning.

skydd mot oönskad ödrift

- för att förhindra att ett nät eller delar av ett nät går i ödrift är de skydd som beskrivits ovan normalt tillräckliga. I de fall där det tar lång tid innan avvikelser mellan produktion och konsumtion blir tillräcklig för att spännings- och frekvensskydden skall bli aktiverade krävs dock mer avancerad detekteringsfunktion.

Jordfelsskydd

- aggregat med generator och transformator uppe i tornet och med ställverk och tillhörande brytanordning i tornfoten eller utanför tornet skall utrustas med strömmätande jordfelsskydd i anslutningspunkten. Om kabellängden är betydande i förhållande till det yttre nätet krävs riktningsmätande jordfelsskydd.

4.1.2 Svenska Kraftnäts förslag

Svenska kraftnät (SVK) har utarbetat ett förslag på krav för produktionsanläggningar [8]. Förslaget finns närmare presenterat och kommenterat i kapitel 5 som behandlar dynamiska simuleringar. I SVK:s förslag finns bland annat krav att enskilda vindkraftsaggregat från 0,3 MW och vindkraftgrupper från 1 MW skall klara:

- upprätthålla utmatning av effekt under spänningar inom 90-105% av nominell spänning
- upprätthålla utmatning av effekt under frekvensvariationer inom 47,5 – 55 Hz
- variationer i spänningen ned till 25% under 0,25 sekunder utan att kopplas ur

Dessa krav står därmed i konflikt med rekommenderade inställningar enligt AMP där över- och underspänningsskydden respektive över- och underfrekvensskydden används för att detektera nätbortfall. Förslaget medför därmed att enskilda vindkraftsaggregat från 0,3 MW och vindkraftgrupper från 1 MW måste kompletteras med ett separat skydd mot oönskad ödrift.

4.2 Skydd i vindkraftsaggregat

Varje enskilt vindkraftsaggregat är normalt utrustat med både kortslutningsskydd och flera skyddsfunktioner som är integrerade i aggregatets eget styrsystem. Dessa skyddsfunktioner fungerar normalt både som skydd av nätet och som skydd för det egna aggregatet mot skadliga yttre störningar. För skydd av nätet brukar danska verk levereras med skyddsfunktioner i enlighet med Dansk Elforsyning, Forskning og Udvikling (DEFU) Komité Rapport 111 [9]. Detta innebär att varje aggregat är utrustat med kortslutningsskydd och ett antal skyddsfunktioner för urkoppling vid bland annat avvikelser i spänning och frekvens i det anslutande nätet.

De interna reläskydden tycks i första hand vara anpassade för anslutning av ett enskilt vindkraftsaggregat till en distributionsradial. Placerade i grupper kan skydden i varje enskilt vindkraftsaggregat utgöra reservfunktion gentemot skydden i det interna högspänningsnätet och det överliggande nätet. Detta kräver då att skyddsfunktionerna kan kontrolleras och att reläskydden kan provas periodiskt. På många av dagens vindkraftsaggregat kan de interna skydden inte provas separat eftersom de utgör en del av styrsystemet. Det bör dock ligga i framförallt anläggningsägarens intresse att vindkraftsaggregatens interna skydd funktionsprovas periodiskt och att de utrustas med uttag för provdon.

Nedan följer en beskrivning av skydden på högspännings- respektive lågspänningssidan. Figur 5 visar ett exempel på reläskyddsupsättning i anslutningspunkten mellan det interna högspänningsnätet till en vindkraftgrupp (HSP 2) och det anslutande nätet (HSP 1). Vid havsbaserad vindkraft är det ofta olika nätägare till HSP 1 och HSP 2. I det aktuella Karlskrona-projektet är Sydkraft nätägare till HSP 1, Vattenfalls nätbolag nätägare till HSP 2 och Vattenfall Småskalig Kraft ägare till vindkraftgruppen och det interna nätet mellan vindkraft aggregaten. Ägarförhållandet beror på att Sydkraft inte vill äga det interna högspänningsnätet, ellagen medger inte en och samma ägare till det interna högspänningsnätet och vindkraftgruppen. I figuren finns endast två vindkraftaggregat, gruppen kan utgöras av fler aggregat anslutna på samma sätt. Vindkraftaggregaten i figuren är försedda med egen transformator, placerad antingen uppe i tornet eller i tornfoten.

4.2.1 Högspänningssida

För rätt dimensionering av apparater och inställningar av aggregatets överströmsskydd krävs att kortslutningseffekt och jordslutningsström i anslutningspunkten är definierad. Dessa uppgifter kan inhämtas från nätägaren.

Överströmsskydd

- Kombination av lastbrytare med säkring under iakttagande att koordinationen i överströmshänseende mellan dessa två apparater beaktas. Förutom dess egna vakter, kan eventuellt även ett separat överlastrelä för transformatorn krävas.
- Vid större vindkraftaggregat kan effektbrytare med reläskydd vara ett alternativ. Eventuellt kan hjälpspänningsoberoende skydd användas.

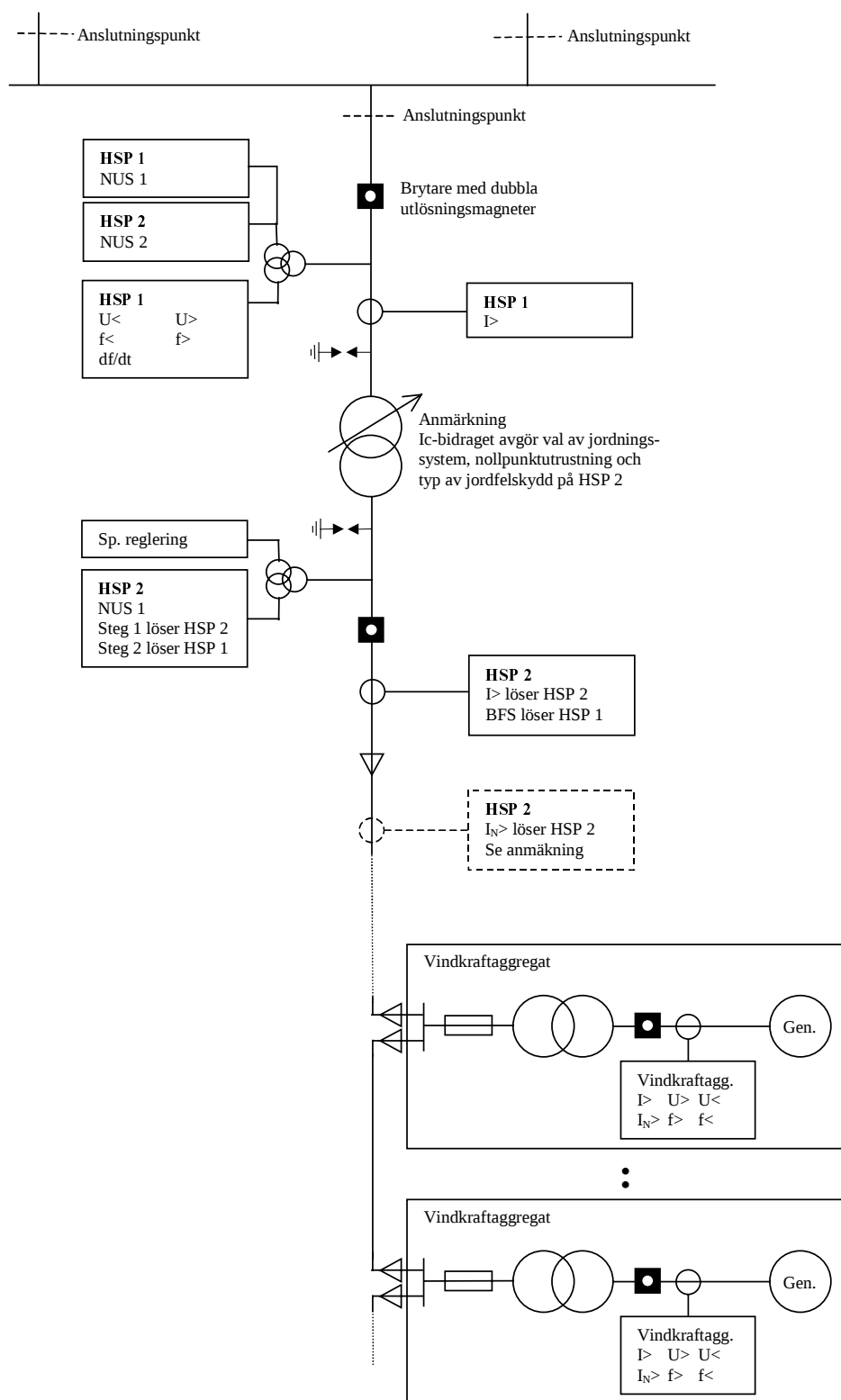
Jordströmsskydd

Om jordfelsskydd skall finnas i varje aggregat kan strömmätande skydd användas. Beroende på kabellängder i anläggningen, kan ett riktningsmätande jordströmsskydd krävas för att en selektiv detektering av jordfelet skall erhållas. Detta kräver då tillgång till en spänningstransformator i vindkraftaggregatet.

4.2.2 Lågspänningssida

Överströmsskydd

- Effektbrytare (MCCB) med inbyggt reläskydd på lågspänningssidan av transformator och säkringar till kretsar för lokalkraft. Om uppsidan av transformatorn skyddas av högspänningssäkringar måste en kontroll av genomsläppt energi av brytaren ske (I_2t). Säkringens smältvärde får ej uppnås vid ett fel på nedsidan.



Figur 5 Exempel på reläskyddsuppsättning i anslutningspunkten mellan det interna högspänningsnätet till vindkraftgruppen (HSP 2) och anslutande nät (HSP 1).

Jordströmsskydd

- Vid direktjordat nät, kan eventuellt reläskydd i effektbrytaren ovan fungera som tillräckligt skydd vid jordslutningar. Om så ej är fallet, eller i nät med isolerad nollpunkt, kan det krävas att ett separat jordströmsrelä inkopplas till brytaren. Hjälpspanningsoberoende skydd används.

Över- och underspänning

Över- och underspänningsskydden i varje enskilt vindkraftaggregat bör utgöra reservfunktion gentemot skydden i det anslutande nätet. Inställningen måste därför koordineras mot skydden i det anslutande nätet. Standardinställning enligt DEFU är att generatortorn och faskompenseringen kopplas ut vid:

- över- och underspänningar mer än $\pm 10\%$ under 60 sekunder. Denna inställning måste ändras något om vindkraftgruppen skall harmonisera med SVK:s förslag.

Vidare kopplas generatortorn ur vid:

- överspänningar mer än 13,5% under 0,2 sekunder.

Över- och underfrekvens

I likhet med spänningsskydden bör över- och underfrekvensskydden i varje enskilt vindkraftaggregat utgöra reservfunktion gentemot skydden i det anslutande nätet. Inställningen måste därför koordineras mot skydden i det anslutande nätet. Standardinställning enligt DEFU är att generatortorn och faskompenseringen kopplas ut vid:

- över- och underfrekvens vid 47 respektive 51 Hz under 0,2 sekunder. Denna inställning måste ändras för att harmonisera med SVK:s förslag att vindkraftgrupper skall vara i drift vid frekvenser mellan 47,5-55 Hz. Inställningen bör ske i samråd med vindkraftstillverkaren.

Övrigt

För skydd av det enskilda vindkraftaggregatet mot störningar på nätet används förutom ovanstående skyddsfunktioner även:

- osymmetriskydd
- bakeffektskydd

Osymmetriskyddet används för att detektera minusföljdskomponenter i spänningen. Spänningar av minusföljdskaraktär ökar förlusterna i elektriska maskiner och bidrar därigenom till skadlig uppvärmning av generatortorn. Bakeffektskyddet används ofta för att koppla ur generatortorn när vindkraftaggregaten stoppas.

Vindkraftaggregaten har även skydd mot mekanisk och aerodynamisk överlast. Exempel på ett sådant är det skydd som stoppar vindkraftaggregatet vid höga vindhastigheter. Stopp vid höga vindhastigheter är viktigt för att skydda vindkraftaggregatet mot mekaniska överlaster men kan vara förödande ur ett överordnat elsystemperspektiv. Om en väderfront med höga vindhastigheter sveper fram över ett område kan det stoppa all elproduktion från vindkraft inom området. Om inte motsvarande reglerkapacitet finns tillgänglig från andra produktionskällor kan det resultera i en kollaps av nätet. Som exem-

pel på en sådan störning kan nämnas då 2 500 MW vindkraft stoppades i norra Tyskland den 26 februari 2002 på grund av höga vindhastigheter [10]. Vid det tillfället fanns reglerreserv och nätet klarades från kollaps. En lämplig åtgärd för att förhindra stora momentana produktionsbortfall är att ställa in olika hastigheter för stoppvinden på de enskilda vindkraftaggregaten i en vindkraftgrupp.

4.3 Skydd i internt högspänningsnät

Skydden som beskrivs i detta avsnitt bygger på exemplet i figur 5.

Överströmsskydd

Dagens reläskydd innehåller ofta minst tre strömsteg med valbar tidsfördröjning och utlösningsskarakteristik. Det finns goda möjligheter att skapa ett effektivt skydd för kabelnätet ut till vindkraftsparken samtidigt som en redundans skapas för interna fel i vindkraftsaggregaten.

Överströmsskyddet i matningspunkten hos nätägaren kan vara av det ovan beskrivna utförandet. Momentanverkande steg för kortslutning i det matande kabelnätet, inställning så låg som möjligt för att klara fel längst ut i nätet. Inställning bör dock vara något över den högsta kortslutningsström som erhålls på nedsidan av transformator i något av vindkraftsaggregaten, detta för att erhålla en selektiv utlösning vid interna fel i vindkraftsparken.

Ett tidsfördröjt steg bör även finnas för att reservfunktion skall erhållas vid interna fel på uppsidan av transformator i vindkraftsaggregaten. Reservfunktion för interna fel på nedsidan utgöres av överströmsskydd på uppsidan.

Det bör ligga i vindkraftsägarens intresse att erhålla ett så effektivt skydd som möjligt av sin anläggning, och tillhandahålla dessa uppgifter till nätägaren. Nätägaren bör därför erhålla nödvändig information om utlösningsskarakteristik för överströmsskydden i vindkraftsparken, likaså uppgifter på kortslutningseffekten på nedsidan av transformatorer i vindkraftsparken.

Jordströmsskydd

Jordningssystemet i det matande högspänningsnätet bestäms bland annat av behovet av kompensering av det kapacitiva strömbidraget från kabelnätet vid ett fel. Bestyckningen av reläskydd för detektering av jordfel kan därför variera. I denna rapport beskrivet exempel finns två skydd i matande ände hos nätägare :

- Strömmätande jordströmsskydd, löser utmatningsbrytare till vindkraftpark i nätägarrens ställverk.
- Nollpunktsspänningsskydd (NUS 1), utgör reservfunktion för det strömmätande skyddet ovan. Första tidssteget löser utmatningsbrytare till vindkraftpark i nätägarrens ställverk. Andra tidssteget utgör reservfunktion för utmatningsbrytaren och det strömmätande skyddet. Skyddet känner även av fel uppströms utmatningsbrytaren inklusive fel i lindningen på nedsidan av transformatorn HSP 1/HSP 2. Steget löser närmast överliggande brytare (uppsida transformator).

4.4 Skydd i anslutande nät

Skydden i det anslutande nätet måste, precis som vid anslutning av vilken anläggning som helst, klara både kortslutningar och jordfel. För detta har nätägarna en mer eller mindre klar reläskyddsstruktur som kan sägas utgöra en standardlösning i nätet. Vid anslutning av vindkraftgrupper måste även över- och underspänningar samt över- och underfrekvenser detekteras för att förhindra skador på vindkraftaggregaten och/eller spänningskollaps i nätet. Vidare krävs skydd mot självmagnetisering vid nätbortfall.

Överströmsskydd

Överströmsskyddet i matningspunkten hos nätägaren för HSP 1-nätet kan vara av samma utförande som det ovan beskrivna utförandet. Momentanverkande steg för kortslutning i nätet nedström HSP 1-brytaren, inställning något över den högsta kortslutningsström som erhålls på nedsidan av transformatorn.

Ett tidsfördröjt steg som känner fel i hela det matande kabelnätet till vindkraftparken bör finnas för att reservfunktion skall erhållas vid uteblivna utlösningar från skydd på nedsidan av transformatorn.

Jordströmsskydd

- Nollpunktsspänningsskydd (NUS 1) med inställning enligt selektivplan för HSP 1-nätet.
- Nollpunktsspänningsskydd (NUS 2) som redundans för brytare/skydd i HSP 2-nätet. Behov och tillämpning av skyddet bestäms bland annat av jordningssystemet i HSP 2-nätet.

Brytaren kan vara försedd med två utlösningsspolar för uppdelning av reläskyddssystemet i redundanta delar.

Över- och underspänning

Över- och underspänningsskyddet i det anslutande nätet utgör primärfunktion, reservfunktion utgörs av skydden i varje enskilt vindkraftaggregat. Inställningen beror på om anslutningen skall harmonisera med SVK:s förslag och storlek på vindkraftgruppen. SVK anger att vindkraftgrupper över 20 MW skall upprätthålla drift vid avvikelser i spänningen mellan 85%-105%. Vindkraftgrupper under 20 MW skall på motsvarande sätt klara spänningar mellan 90%-105%.

Över- och underfrekvens

I likhet med spänningsskydden utgör över- och underfrekvensskydden i det anslutande nätet primärfunktion. Reservfunktion utgörs av skydden i varje enskilt vindkraftaggregat. För att harmonisera med SVK:s förslag måste vindkraftgrupper klara drift mellan 47,5-55 Hz.

Oönskad ödrift

Risken för oönskad ödrift till följd av självmagnetisering ökar för vindkraftgrupper, i synnerhet om de är havsbaserade, eftersom dessa ansluts med långa kablar som producerar reaktiv effekt. Vid nätanslutning av enstaka vindkraftaggregat används enligt AMP över- och underspänningsskydd samt över- och underfrekvensskydd för att detektera nätbortfall. SVK:s föreslagna krav innebär emellertid att vindkraftgrupper över 20 MW

skall klara frekvensvariationer mellan 47,5–55 Hz. Konsekvensen blir då att frekvensskydden inte ger en tillräckligt snabb detektering eftersom frekvensen måste nå inställt värde innan skyddet löser.

För att säkert detektera nätbortfall och därmed oönskad ödrift bör vindkraftgrupper kompletteras med ett frekvensderivataskydd. Frekvensderivataskyddet mäter ändringen av frekvens per tidsenhet, df/dt . Fördelen jämfört med ett frekvensskydd är att frekvensderivataskyddet ger en säker och snabb detektering. Vid nätbortfall ändras frekvensen med en derivata som normalt är betydligt större än de derivator som förekommer i nätet. Vid bortfall av stora kraftblock kan frekvensen på Nordel-nätet falla med 0,5 Hz, ändringen sker emellertid långsamt, enligt Svenska Kraftnät överstiger derivatan vid ett sådant bortfall inte 0,1 Hz/s. Om en vindkraftgrupp hamnar i oönskad ödrift uppstår normalt betydligt större frekvensderivator. Derivatan blir positiv om kvarvarande last är mindre än den aktuella vindproduktionen och negativ om kvarvarande last är större än vindproduktionen. Skyddet bör därför mäta frekvensderivatans absolutvärde.

Vidare måste skyddet tidsfördröjas för att inte lösa vid den frekvensökning som uppstår under kortslutningar. Vindkraftgrupper över 20 MW skall enligt SVK:s föreslagna krav klara kortslutningar upp till 0,25 sekunder (250 ms). Under en kortslutning accelereras turbinen av vinden vilket leder till att generatoren varvtal och därmed frekvensen ökar, se kapitel 3.7.1.

4.5 Internt fel i vindkraftaggregat

Kortslutning

Interna skydd i felbehäftat vindkraftaggregat skall lösa bort felet momentant. Ligger felet på lågspänningssidan av transformatorn, bör överströmsskyddet på uppsidan utgöra reservfunktion vid utebliven bortkoppling från skydd/brytare på nedsidan.

Om felet däremot ligger på uppsidan och ej löses bort av berört internt skydd på vindkraftaggregat (högspänningssäkring alt. reläskydd/brytare), bör en reservfunktion finnas från överströmsskyddet hos nätägaren. Denna reservfunktion löser då bort hela vindkraftsparken. Korttidsströmtåligheten i det matande kabelnätet bör alltså dimensioneras med tanke på genomsläppt energi av denna reservfunktion.

Jordslutning

Jordslutningar på lågspänningssidan löses bort av interna skydd i felbehäftat vindkraftsaggregat. Om felet ligger på uppsidan av transformatorn, löses felet bort av berört internt strömmätande skydd på aggregatet. Vid en misslyckad bortkoppling från det interna skyddet/brytaren, bör en reservfunktion finnas från jordströmsskyddet hos nätägaren. Denna reservfunktion löser då bort hela vindkraftsgruppen.

4.6 Fel i internt högspänningsnät

Kortslutning

Överströmsskydd i matande ände hos nätägaren skall lösa bort felet på kortast möjliga tid. Hela vindkraftsparken blir därigenom bortkopplad. Vid en misslyckad bortkoppling från berört skydd/brytare, skall istället överströmsskyddet på HSP 1-sidan av transformatorn lösa bort felet via sin reservfunktion.

Felströmsbidraget från både det anslutande nätet och vindkraftaggregaten bör beaktas. En direktansluten asynkrongenerator ger ett kortvarigt bidrag till kortslutningsströmmen. Det termiska bidraget kan försummas, dock ej bidraget till stötströmmen i felstället. Andra typer av generatorer förekommer, leverantören bör kontaktas för information om kortslutningsströmmar i ett specifikt aggregat.

Jordslutning

Jordslutningar i det till vindkraftsparken matande kabelnätet löses i första hand bort av det strömmätande jordströmsskyddet i matande ände hos nätägare. Som reservfunktion, eller vid jordslutningar uppströms kabelströmstransformator i det utgående facket, fungerar därefter nollpunktsspänningsskyddet (NUS 1) på sitt första tidssteg. Om jordfelet fortfarande kvarstår efter detta första steg, skickar nollpunktsspänningsskyddet på sitt andra tidssteg, en utlösningssignal till uppsidans brytare.

Beroende på jordningssystem i anläggningen kan en ytterligare reservfunktion för jordslutningar i kabelnätet erhållas från ett nollpunktsspänningsskydd (NUS 2) på uppsidan av nätägarens transformator.

4.7 Övrigt

4.7.1 Kortslutning

Ett problem vid kortslutning är att det finns en uppenbar risk för spänningskollaps i samband med kortslutningar i nätet om kortslutningskvoten är mindre än tio. Med kortslutningskvot avses kvoten mellan kortslutningseffekten i anslutningspunkten och den installerade effekten med vindkraft. Felfallet är relevant för vindkraftgrupper som har vindkraftaggregat utrustade med asynkrongeneratorer [11]. Orsaken till detta är att asynkrongeneratorer avmagnetiseras under en kortslutning. Avmagnetiseringen av generatoren tar cirka 100 ms. När generatoren avmagnetiserats accelereras turbinen av vinden vilket leder till att generatoren varvtal ökar. När felet kopplats bort efter 250 ms och spänningen återvänder skall generatorerna magnetiseras och turbinerna bromsas, detta ger upphov till en strömrusning. Om nätet då inte är tillräckligt starkt ger den stora strömrusningen upphov till ett spänningsfall som leder till en långsam magnetisering av generatorerna och ytterligare varvtalsökning av turbinen. Om återmagnetiseringen sker för långsamt kan inte generatoren producera tillräckligt moment för att bromsa turbinen. Turbinerna övervarvas då och måste nödbromsas antingen mekaniskt eller aerodynamiskt för att undvika haveri. Problemet kan åtgärdas med nätförstärkning eller genom att ansluta en SVC som förmår stabilisera spänningen vid vindkraftgruppen.

4.7.2 Åsknedslag i vindkraftaggregat

Jordning och åskskydd berörs inte i denna rapport eftersom ämnet är ganska omfattande och därför bör behandlas i en separat utredning. Det bör dock observeras att jordning och åskskydd är extra viktigt för vindkraftaggregat placerade till havs eftersom dessa anses mer utsatta för positivt laddade blixtar [5]. Positiva blixtar är mer destruktiva i jämförelse med negativa blixtar eftersom de positiva blixterna är mycket starkare.

Generellt kan sägas att vid ett åskväder bildas laddningar i molnen, nedre delen av molnet blir negativt laddat medan den övre delen blir positivt laddad. Urladdning till mark

sker då vanligtvis mellan ett högt föremål på marken (tex. ett kyrktorn eller ett träd) och till den negativt laddade nedre delen av molnet. Avståndet mellan den nedre delen av molnen och marken är i Sverige vanligen 3-5 km och potentialskillnaden cirka 10-100 MV. Dessa blixtar kallas negativa blixtar. Positiva blixterna utgör cirka 2% av det totala antalet blixtar och uppstår när urladdning sker mellan den positivt laddade övre delen av molnet och marken. Detta avstånd är i allmänhet 10-12 km varför en betydligt högre potentialskillnad krävs för att få en bixturladdning.

5 Elkvalitet

Svensk Energis rekommendation AMP utgör ett hjälpmedel för nätägare vid bedömningen av åtgärder vid nätanslutning av vindkraftaggregat till mellanspännings- (10/20 kV) eller lågspänningsnät. Rekommendationen fokuserar i första hand på elkvalitet och behandlar inte de nätstabilitetsproblem som kan uppstå vid stor anhopning av vindkraftaggregat eller då förhållandet mellan kortslutningseffekten och installerad vindeffekt är låg. Rekommendationen beskriver inte heller sammanlagringen om flera enskilda vindkraftaggregat alternativt flera vindkraftgrupper ansluts längst samma ledning, det vill säga inte i en och samma punkt utan med ett visst avstånd från varandra.

Det finns i princip två tillvägagångssätt att beräkna nätåterverkan från en vindkraftgrupp. Valet av metod beror på i vilket projektstadium nätplaneringen läggs. Om nätplaneringen kommer sent i projektet beräknas nätstyrkan och eventuellt behov av nätförstärkning utifrån de valda vindkraftaggregatens elektriska egenskaper. Om däremot nätplaneringen sker innan upphandlingen av vindkraftaggregaten kan de elektriska egenskaperna hos aggregaten specificeras så att onödiga och fördyrande nätförstärkningar eventuellt undviks.

Detta kapitel avser att beskriva beräkningsgången för nätåterverkan och elkvalitet enligt AMP liksom vilka handlingar och data som krävs för att utföra denna beräkning.

5.1 Beräkningsunderlag för vindkraftaggregat och vindkraftgrupp

För beräkning av nätåterverkan enligt AMP krävs uppgifter om de enskilda vindkraftsaggregatens elektriska egenskaper. Normalt redovisas dessa uppgifter på blanketten ”Offertförfrågan för anslutning av vindkraftverk” som Svensk Energi tagit fram. Dessa uppgifter kan med fördel begäras exempelvis vid en öppen anbudsförfrågan på vindkraftsaggregat. Med hjälp av uppgifterna görs följande beräkningar:

- aktiv effekt
- reaktiv effekt
- långsamma spänningsvariationer
- snabba spänningsvariationer vid inkoppling och kontinuerlig drift
- övertoner (i förekommande fall)

För att beräkna elkvalitet från en hel vindkraftgrupp räcker inte AMP och uppgifterna från blanketten ”Offertförfrågan för anslutning av vindkraftverk”. För detta krävs kompletterande uppgifter om vindkraftgruppens interna högspänningsnät och anslutning. Nedan ges en kort beskrivning av elkvalitetsberäkningar enligt AMP och vilka uppgifter som krävs av vindkraftgrupper.

Aktiv effekt

Summan av den maximala aktiva effektproduktionen från varje enskilt vindkraftaggregat utgör vindkraftgruppens totala effektproduktion. För beräkning enligt AMP räcker de uppgifter som specificeras i blanketten ”Offertförfrågan för anslutning av vindkraftverk”.

Reaktiv effekt

I offertförfrågan anges den reaktiva effekten från varje enskilt vindkraftsaggregat. Denna uppgift är vid anslutning av vindgrupper ej tillräcklig eftersom anslutningskabeln ofta ger ett signifikant bidrag till den reaktiva effekten. Som exempel kan nämnas att en 36 kV treledarkabel för mark- och sjöinstallation har en kapacitans på $0,20\mu\text{F}/\text{km}$ vilket ger en reaktiv effekt på cirka 81 kVAr/km vid 36 kV. En 150 kV högspänningskabel av offshore-typ, XLPE 3*630, ger cirka 1,2 MVar/km [12].

Reaktiv effekt från anslutningskablar kan skapa problem, detta gäller i synnerhet vid låg effektproduktion. En vindkraftsgrupp kan vid låg produktion komma att producera reaktiv effekt i anslutningspunkten, något som nätbolagen ofta vill undvika. På Horns Rev installerades en reaktor på 80 MVar i anslutningspunkten mellan undervattenskabeln och markkabeln. Detta för att förbruka en del av den reaktiva effekt som kablarna genererar. Vidare kan varje enskilt vindkraftsverk på Horns Rev reglera den reaktiva effekten så att en total reglerstyrka på ± 16 MVar erhålls ute vid vindkraftsgruppen [6].

Styrningen av reaktiv effekt är alltså inte lika enkel som vid anslutning av enstaka vindkraftsaggregat i lokalnätet. Vid anslutning av vindkraftsgrupper måste nätägaren specificera vilken effektfaktor som tillåts i anslutningspunkten. Hur denna effektfaktor upprätthålls beror på kabeltyp, kabellängd och utförande på vindkraftsaggregaten. Många moderna vindkraftsaggregat har en styrbar reaktiv effekt inom vissa gränser, till exempel mellan $\cos\phi=0,98$ (kap.) till $\cos\phi=0,95$ (ind.), som kan räcka för att hålla spänningen inom rimliga gränser ute vid vindkraftsgruppen. För att minska belastningen i kabeln och för att hålla tillåten effektfaktor i anslutningspunkten kan en styrbar reaktans användas.

Långsamma spänningsvariationer

För beräkning av långsamma spänningsvariationer används aktiv och reaktiv effekt enligt ovan. Den förenklade formel för beräkning av spänningsvariationen som anges i AMP kan möjligen användas för att beräkna spänningsfallet i anslutningskabeln. För beräkning av spänningsfall i det överliggande nätets närliggande noder krävs i allmänhet ett nätberäkningsprogram som tar hänsyn till andra laster och lindningskopplare.

I allmänhet ställs inga krav på långsamma spänningsvariationer vid anslutning av vindkraftsgrupper till spänningsnivåer över 40 kV. På dessa nät förutsätts alla anslutningar vara försedda med lindningskopplare, spänningsnivån varierar med spänningsregleringen från överliggande nät och med den aktuella lasten och produktionen längs ledningen.

I det aktuella Karlskronaprojektet ställer nätägaren inga direkta krav för långsamma spänningsvariationer utöver ett krav på lindningskopplare. Nätägaren ger även information om spänningsvariationen vid normal och reservdrift.

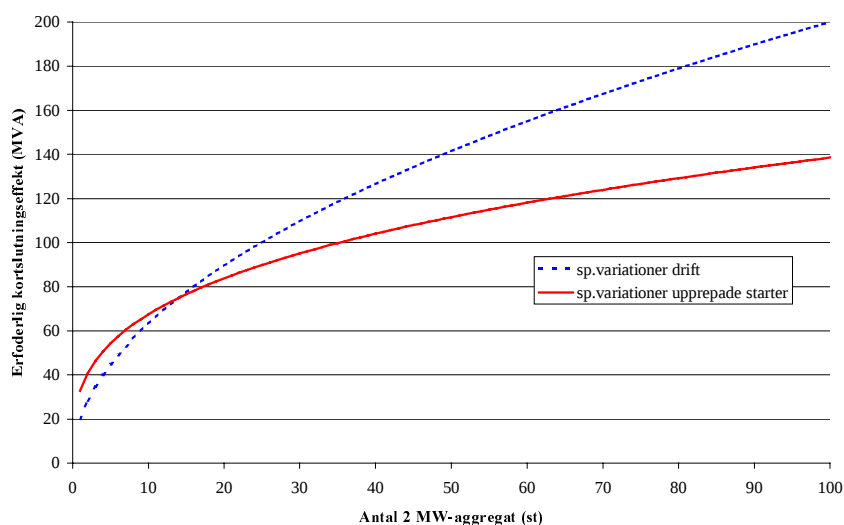
Snabba spänningsvariationer vid start och drift

Snabba spänningsvariationer kan orsaka flicker (eller flimmer som det ibland benämns i svenska texter). Snabba spänningsvariationer orsakade av vindkraftsaggregat uppstår både vid start och under kontinuerlig drift. Under drift beror spänningsvariationer i huvudsak på effektvariationer från turbinen orsakade av variationer i vindhastigheten, tornskuggan och vindgradienten. Under start beror spänningsvariationer i första hand på

magnetiseringen av generatorm. Enligt AMP skall flickeremissionen i sammankopplingspunkten inte överstiga $P_{lt}=0,25$.

Vid beräkning av flickeremissionen från ett vindkraftaggregat eller sammanlagringen från flera aggregat i en vindkraftgrupp används beräkningsmetoderna i AMP och de uppgifter som tillverkaren skall lämna i blanketten "Offertförfrågan för anslutning av vindkraftverk". För beräkning av flickeremissionen vid start används flickerstegskoefficienten k_f och vid kontinuerlig drift flickerkoefficienten c_f .

Generellt kan sägas att en vindkraftgrupps relativa påverkan på, eller bidrag till, snabba spänningsvariationer i anslutningspunkten avtar med storleken på vindkraftgruppen. Figur A1 visar erforderlig kortslutningseffekt för snabba spänningsvariationer till följd av upprepade starter och kontinuerlig drift för en vindkraftgrupp bestående av olika antal 2 MW-vindkraftaggregat. Figuren baseras på beräkningar enligt AMP under förutsättning att flickeremissionen inte får överstiga $P_{lt}=0,25$, att vindkraftaggregaten har en flickerstegskoefficient $k_f=0,25$ med $N_{120}=10$ och en flickerkoefficienten $c_f=2,5$. Som framgår av figur 6 ökar den erforderliga kortslutningseffekten till följd av kontinuerlig drift mer än starterna. Vid kontinuerlig drift ökar erforderlig kortslutningseffekt med $\sqrt{n}$ medan starterna ökar med $\sqrt[3,2]{n}$, där n är antalet vindkraftaggregat.



Figur 6 Erforderlig kortslutningseffekt för snabba spänningsvariationer vid upprepade starter och kontinuerlig drift för en vindkraftgrupp bestående av olika antal 2 MW-vindkraftaggregat.

En jämförelse mellan de två extremfallen 2 respektive 100 stycken 2 MW-vindkraftaggregat visar att 2 aggregat kräver en kortslutningseffekt på 41 MVA (dimensionerande parameter är upprepade starter). Den installerade effekten är då 4 MW vilket medför att det skiljer en faktor 10 mellan erforderlig kortslutningseffekt och installerad effekt. På samma sätt kräver 100 vindkraftaggregat en kortslutningseffekt på 200 MVA (dimensionerande parameter är kontinuerlig drift). Den erforderliga kortslutningseffekten på 200 MW är för 100 stycken 2 MW-vindkraftaggregat lika med den installerad effekten.

Kortslutningseffekten i ett nät beror i första hand på spänningsnivån och i andra hand på nätets impedans. Den spänningsnivån en vindkraftgrupp ansluts till beror i stor utsträckning på den installerade effekten. Vid höga effekter krävs högre anslutningsspänning för att minska kostnaderna för förluster. Tabell 1 visar total överförd effekt vid bästa ekonomi för olika överföringsspänningar [13]. I tabellen anges även inom vilka intervall kortslutningseffekten kan ligga. Det skall dock poängteras att stora variationer i kortslutningseffekt förekommer beroende på vart nätet är beläget. Glesbebyggda områden med långa överföringsavstånd har lägre kortslutningseffekt än stadsplanerade områden.

Tabell 1 Total överförd effekt vid bästa ekonomi och exempel på variationer i kortslutningseffekt för olika överföringsspänningar

Överföringsspänning (kV)	Total överförd effekt (MW)	Kortslutningseffekt (MVA)
400	900	
130	90	1 000 – 2 000
40	20	100 - 500

För att överföra effekten från vindkraftgruppen med 100 stycken 2 MW-aggregat krävs en spänningsnivå på åtminstone 130 kV. Kortslutningseffekten för dessa nät är i allmänhet minst 1 000 MVA, anslutningen får därmed inte några problem med flicker. I fallet med de två aggregaten är anslutning till en 10 kV ledning fullt tänkbar med avseende på effektöverföringen, problemet är dock att dessa ledningar ofta inte har en tillräckligt hög kortslutningseffekt. I 10 kV ledningar varierar kortslutningseffekten kraftigt, vanligt är en kortslutningseffekt i storleksordningen 10 – 25 MVA.

I det aktuella Karlskrona-projektet finns två olika alternativ. Antingen med ett 36 kV internt nät med anslutning till 50 kV-nät, detta alternativ kräver en ny transformatorstation, eller direkt anslutning till befintligt 20 kV-nät. Kortslutningseffekten i 50 kV-nätet är nästan 350 MVA i normalfallet och cirka 110 MVA vid reservmatning. Några problem med snabba spänningsvariationer eller krav på de enskilda vindkraftaggregaten föreligger inte.

Kortslutningseffekten i 20 kV-nätet är lägre, 217 MVA i normalfallet och endast 62 MVA i reservdrift. Med samma flickerparametrar som i de tänkta vindkraftaggregaten i figur 6 fås för upprepade starter:

$$s_k \geq 8 \cdot \frac{1}{P_{li}} \cdot k_f(\psi_k) \cdot (n \cdot N_{120})^{\frac{1}{3,2}} \cdot S_{ref} = 8 \cdot \frac{1}{0,25} \cdot 0,25 \cdot (5 \cdot 10)^{\frac{1}{3,2}} \cdot 3,5 = 95 \quad MVA \quad (1)$$

och för kontinuerlig drift:

$$S_k \geq \frac{1}{P_{li}} \cdot c_f(\psi_k) \cdot S_{ref} \cdot \sqrt{n} = \frac{1}{0,25} \cdot 2,5 \cdot 3,5 \cdot \sqrt{5} = 78 \quad MVA \quad (2)$$

Anslutning är därmed inte möjlig vid reservmatning. För drift under reservmatning måste vindkraftaggregaten uppfylla:

$$k_f(\psi_k) \leq \frac{1}{8} \cdot P_{li} \cdot \frac{1}{(n \cdot N_{120})^{\frac{1}{3,2}}} \cdot \frac{S_k}{S_{ref}} = \frac{1}{8} \cdot 0,25 \cdot \frac{1}{(5 \cdot 10)^{\frac{1}{3,2}}} \cdot \frac{62}{3,5} = 0,16 \quad (3)$$

och

$$c_f(\psi_k) \leq P_{li} \cdot \frac{S_k}{S_{ref}} \cdot \frac{1}{\sqrt{n}} = 0,25 \cdot \frac{62}{3,5} \cdot \frac{1}{\sqrt{5}} = 1,98 \quad (4)$$

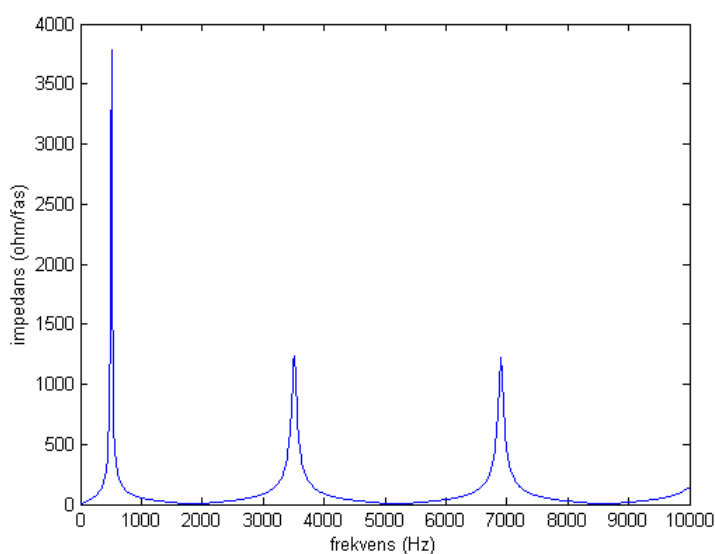
Om vindkraftaggregaten inte kan uppfylla dessa krav, alternativt om kraven medför en kostnadsökning av vindkraftaggregaten, bör följande alternativ beaktas:

- drift under reservmatning ej möjligt. Om antalet timmar per år med reservdrift är låg kan det mest kostnadseffektiva alternativet vara att stoppa vindkraftaggregaten vid de tillfällen som 20 kV-nätet reservmatas.
- drift med reducerat antal vindkraftaggregat under reservmatning. Om ett eller flera vindkraftaggregat stoppas när nätet reservmatas minskar kravet på kortslutningseffekt.

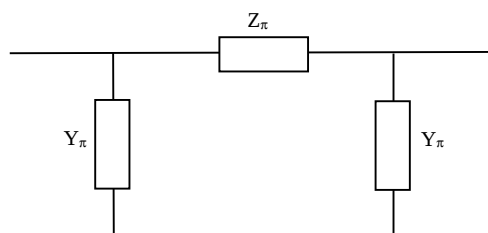
Övertoner

Anslutningskablar påverkar även nätimpedansen sett från vindkraftgruppen och kan skapa problem med övertonsspänningar och kopplingsöverspänningar. Detta gäller i synnerhet i långa högspänningskablar där de naturliga resonansfrekvenser återfinns vid låga frekvenser. Ju längre kabel desto lägre blir resonansfrekvenserna [12].

I det aktuella Karlskronaprojektet ger 36 kV kabeln följande impedans sett från vindkraftsgruppen, se figur 7. Impedansen är beräknad med hjälp av nätets Thevenin-ekvivalent och ett π -schema för kabeln enligt figur 8. I beräkningen har frekvensberoendet hos resistanser och induktanser försumrats.



Figur 7 Impedans 36 kV normaldrift första resonanstoppen vid 700 Hz, andra vid 3700 Hz och en tredje vid 7200 Hz.



Figur 8 Ekvivalent enfasigt π -schema för kabel.

Med antagande att konduktansen försummas fås [14]:

$$Y_{\pi} = \frac{Y \cdot l}{2} \cdot \frac{\tanh\left(l \cdot \frac{\gamma}{2}\right)}{l \cdot \frac{\gamma}{2}} \quad (5)$$

och

$$Z_{\pi} = Z \cdot l \cdot \frac{\sinh(l \cdot \gamma)}{l \cdot \gamma} \quad (6)$$

där l är ledningslängden och:

$$Z = R + j\omega L \quad (7)$$

och

$$Y = j\omega C \quad (8)$$

samt

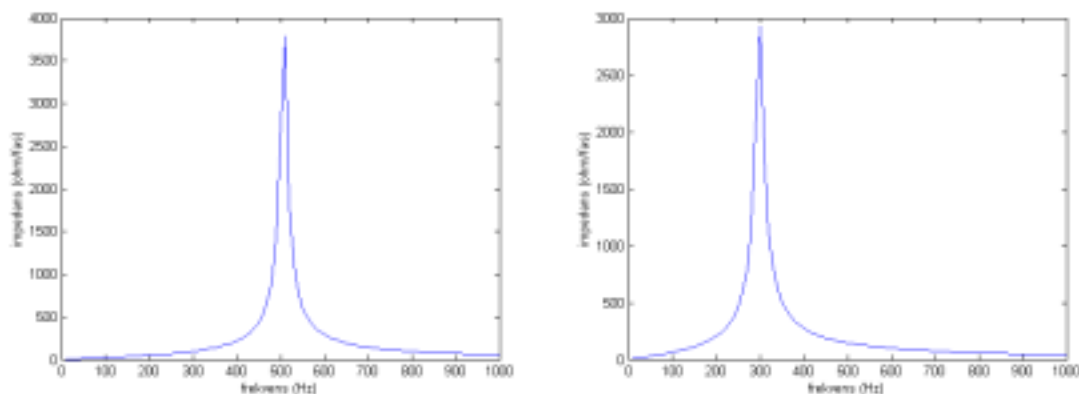
$$\gamma = \sqrt{Z \cdot Y} \quad (9)$$

Som framgår av figur 7 fås en första impedanstopp vid 700 Hz följt av en andra topp kring 3 700 Hz och en tredje vid 7 200 Hz. Problemet och faran med impedanstopp är att injicering av övertonsströmmar med samma frekvens som en impedanstopp skapar mycket höga övertonsspänningar eftersom:

$$U_n = I_n \cdot Z_n \quad (10)$$

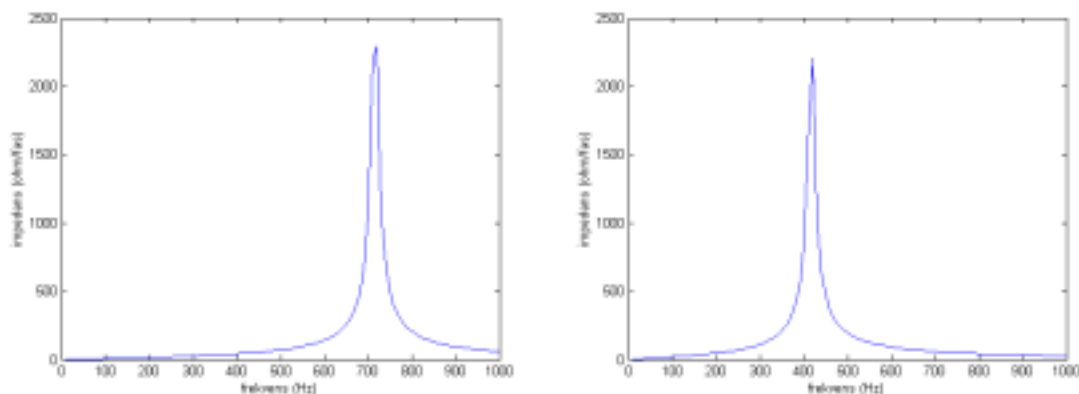
där U är spänningen, I strömmen och Z impedansen för en överton av ordningen n .

Figur 9 visar den första resonanstopp vid normaldrift och reservdrift. Som framgår uppträder den första impedanstopp vid normal drift vid cirka 500 Hz och kring 300 Hz vid reservdrift. Frekvenskillnaden beror på skillnaden i överliggande nätets impedans vid de två driftläggningarna.



Figur 9 Impedans 36 kV vid normaldrift(vänster) och reservdrift (höger).

Figur 10 visar på samma sätt impedansen vid anslutning till 20 kV. Den första impedanstoppen vid normal drift är cirka 700 Hz och vid reservdrift cirka 400 Hz.



Figur 10 Impedans 20 kV vid normaldrift (vänster) och reservdrift (höger).

5.2 Beräkningsunderlag för nät

5.2.1 Generellt

För beräkningar av elkvalitet enligt AMP krävs följande nätunderlag:

- Thevenin ekvivalent
- Ledningsdata och belastning
- Transformatordata
- Nätimpedansens frekvensberoende (vid omriktardrift)

Thevenin ekvivalent

Spänning och impedans i form av nätets Thevenin ekvivalent för beräkning kortslutningseffekten i anslutningspunkten. Kortslutningseffekten krävs för beräkning av snabba spänningsvariationer vid start och under drift av vindkraftaggregaten.

Ledningsdata och belastning

Ledningstyp och ledningslängd som tillsammans med belastningen utgör underlag för att bedöma om ledningskapaciteten är tillräcklig för vindkraftproduktionen och vilken påverkan vindkraftproduktionen har på spänningsvariationen.

Transformatordata

Transformatordata i form av effekt i de transformatorer som berörs av vindkraften för att bedöma att tillräcklig transformatorkapacitet finns. Data på omsättning och reglerkapacitet för bedömning att eventuella spänningsvariationer orsakade av vindkraftproduktionen inte ger oönskade spänningar i andra delar av nätet.

Nätimpedansens frekvensberoende

Vid vindkraftproduktion med omriktardrift är nätimpedansens frekvensberoende av stort intresse. För att undvika höga övertonsspänningar måste övertoner vid frekvenser med impedanstoppar undvikas.

5.2.2 Karlskronaprojektet

I det aktuella Karlskronaprojektet har nätägaren beräknat både en Theveninekvivalent och kortslutningseffekt vid både normalkoppling och reservkoppling. Tillsammans med nätägarens krav på ett maximalt flickerbidrag $P_{lt}=0,25$ är detta tillräckligt för en kravspecifikation med avseende på flicker vid upphandling av vindkraftaggregaten alternativt bedöma om en nätförstärkning erfordras.

Nätägaren ställer inte några krav på vindkraftgruppens påverkan på långsamma spänningsvariationer, däremot ställs krav på såväl effektfaktor som inmatning av reaktiv effekt i anslutningspunkten. Nätägaren bör därmed ha försäkrat sig att lednings- och transformatorkapacitet är tillräckliga och att vindkraftproduktionen inte förorsakar några oönskade spänningsvariationer.

Huruvida nätimpedansens frekvensberoende har undersökts av nätägaren eller ej framkommer inte. Nätägaren ställer krav på maximalt tillåtet bidrag av strömövertoner, dock inga krav på särskilda toner, samt att inmatning av strömmellantoner i princip inte får förekomma.

6 Dynamiska studier

Vid anslutning av stora vindkraftparker till kraftsystemet är det av intresse att utföra dynamiska simuleringar. Simuleringar kan användas för att studera interna och externa fel som kan ha inverkan både på vindkraftparken och det anslutande kraftsystemet. Svenska Kraftnät (SVK) har som tidigare nämnts i kapitel 3 utarbetat nya direktiv för produktionsanläggningar. Dessa direktiv ställer krav på dynamisk stabilitet och att denna stabilitet verifieras. Detta leder till ett behov av dynamiska studier i projekteringsstadiet av vindkraftgrupper.

6.1 Krav på dynamisk stabilitet

SVK förslag ”Affärsverket Svenska kraftnäts föreskrifter om driftteknisk utformning av produktionsanläggningar” är daterad 2002-03-20 och gäller även för vindkraft. I förslaget anges olika krav för små anläggningar med produktionskapacitet på mindre än 20 MW, medelstora anläggningar med produktionskapacitet mellan 20 och 100 MW samt stora anläggningar större än 100 MW. Följande krav föreslås för små anläggningar upp till 20 MW.

6.1.1 Stationära avvikelser i frekvens och/eller spänning

Vindkraftgrupper upp till 20 MW skall kunna upprätthålla utmatning av effekt inom 90-105% av nominell spänning i enlighet med värden som anges i tabell 2.

Tabell 2: Driftkrav vid frekvensavvikelser inom 90-105% av nominell spänning.

<i>Frekvens (Hz)</i>	<i>Effektutmatning</i>	<i>Drifttid</i>
47,5 – 49,0	< 5% reduktion	> 30 minuter
49,0 – 51,0	bibehållen	kontinuerlig
51,0 – 55,0	reducerad	> 30 minuter

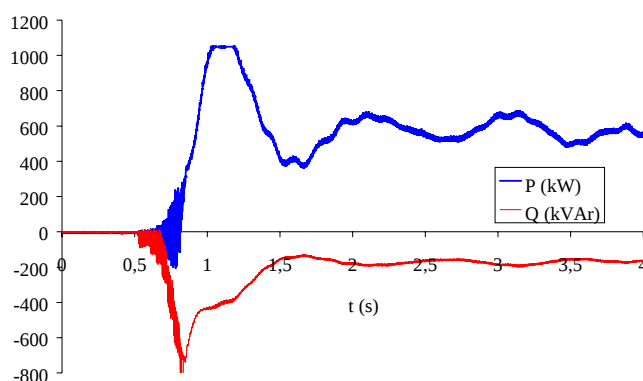
Som framgår av tabell 2 skall vindkraftgrupper upprätthålla effektutmatning under mer än 30 minuter vid frekvenser mellan 51 och 55 Hz. Kravet att upprätthålla drift över 52 Hz klarar inte många vindkraftaggregat. Det är dessutom svårt att inse nyttan av att vindkraftgrupper skall upprätthålla produktion vid frekvenser över 50 Hz annat än under kort tid om några sekunder. En kvarstående överfrekvens på nätet beror på att effektproduktionen överstiger konsumtionen, i dessa lägen måste produktionen minskas. Naturligt vore om vindkraftaggregaten inte bidrog med någon effektproduktion i dessa lägen. Den kortvariga överfrekvens som kan uppstå som följd av kraftig produktionsökning efter en störning bör vindkraftgrupper däremot klara. Drifttiden vid sådana överslängar bör dock kunna begränsas till någon eller några sekunder.

6.1.2 Kortslutningar, spänningsvariationer

Vindkraftgrupper upp till 20 MW skall klara variationer i spänningen i anslutande nät ned till 25% under 0,25 sekunder och sedan 90% spänning som därefter består. För vindkraftgrupper över 100 MW ställs kravet att klara variationer i spänningen ner till 0% under 0,25 sekunder följt av en återvändande spänning på 25% som sedan ökar linjärt till 90% under 0,5 sekunder där den består.

Av två skäl är kraven på spänningsvariationer under kortslutningar svåra att förstå. Det första skälet är tiden. Att vindkraftaggregaten bör klara en kortslutning i det överliggande nätet är begripligt, däremot verkar tiden 0,25 sekunder obefogat eftersom skyddet i transmissionsnätet normalt bryter bort felbehäftade anläggningsdelar inom 0,15 sekunder. Det andra skälet är vindkraftaggregatets beteende efter kortslutningen, det vill säga om de klarar att vara i drift, SVK ställer inga som helst krav på effektproduktionen då spänningen återvänder. Under kortslutningen då spänningen är under 25% eller i värsta fall nere på 0% avmagnetiseras generatorerna i vindkraftaggregaten. Utan ett magnetfält kan generatorn inte avge någon aktiv effekt samtidigt som vinden fortsätter att blåsa och tillför effekt till turbinen. Konsekvensen blir att vindkraftaggregatets turbin accelereras, ju längre tid felet kvarstår desto högre blir turbinens varvtal. När felet kopplats bort och spänningen återvänder magnetiseras alla generatorer och då retarderas turbinerna. Hur den momentana aktiva- och reaktiva effekten från varje enskilt vindkraftaggregat varierar under denna retardation beror till stor del på det aerodynamiska regelsystemet och generatorsystem.

Om vindkraftaggregaten har en direktansluten asynkrongenerator och stallreglering kan den momentana effekten efter en kortslutning antas likna den vid start i höga vindhastigheter. Figur 11 visar den momentana aktiva- och reaktiva effekten under 4 sekunder vid start av ett stallreglerat, direktanslutet vindkraftaggregat med märkeffekten 600 kW som startas vid hög vindhastighet.



Figur 11 Momentan aktiv effekt (positiv) och reaktiv effekt (negativ) under 4 sekunder vid start av ett stallreglerat, direktanslutet vindkraftaggregat med märkeffekten 600 kW.

Startförloppet i figur 11 kan beskrivas enligt följande. Vid start av vindkraftaggregatet släpps bromsen och rotn börjar accelereras av vinden. När turbinvarvtalet närmar sig det varvtal som via växellådan ger ett varvtal motsvarande asynkrongeneratorns synkrona varvtal kopplas generatorn in med hjälp av en mjukstartare, detta sker vid tiden 0,5 sekunder. Som framgår av figur 11 ökar den reaktiva effektförbrukningen till närmare 800 kVAr för att magnetisera generatorn. När generatorn magnetiserats ökar den aktiva effekten till följd av att turbinen retarderas. Resultatet blir en övereffekt nära 1 200 kW. Som framgår bottnar mätutrustningen vid cirka 1 100 kW, mätutrustningen var dimensionerad för vindkraftaggregatets märkeffekt på 600 kW med viss marginal. Att startförloppet skulle resultera i övereffekter nära dubbla märkeffekten förbisågs.

Om de enskilda aggregaten ingående i en stor vindkraftgrupp har ett beteende som aggregatet i figur 11 efter en kortslutning kan den momentan effekten ge upphov till andra störningar när spänningen återvänder. Det kan rimligen inte vara SVK:s intention.

6.1.3 Kontinuerlig reaktiv effektproduktion

Vindkraftgrupper skall utformas så att det reaktiva utbytet kan regleras till noll mot det anslutande nätet.

6.1.4 Reglerbarhet för vindkraft

Vindkraftaggregat ingående i vindkraftgrupp skall ha individuell möjlighet till inställning av den nivå då aggregatet automatiskt stoppas på grund av yttre omständigheter. Vid stopp av för stark vind får inte alla vindkraftaggregat i en vindkraftgrupp stoppas samtidigt.

Det skall vara möjligt att kontrollera produktionen från en vindkraftgrupp och enskilda vindkraftaggregat så att produktionen ej överstiger ett bestämt värde. Effekten skall vara reglerbart. Regleringen skall kunna ske på enskilt vindkraftaggregat och produktionen skall kunna regleras så snabbt att den reduceras till under 20% av maximal effekt inom 5 sekunder.

Kravet att varje enskilt vindkraftaggregat skall kunna reglera ner effekten verkar omotiverat. Det vore mer relevant om SVK angav ett funktionskrav på hela vindkraftgruppen snarare än på enskilda verk. Det bör vara upp till anläggningsägaren att utforma en lösning som att en vindkraftgrupp uppfyller kravet.

6.1.5 Verifiering

Förmågan till spänningsreglering, effekthereglering och andra drifttekniska egenskaper skall kunna verifieras.

6.2 Simuleringsstudier

Nedanstående studier grupperade som A, B, C och D är exempel på simuleringar som kan utföras men självfallet kan även andra simuleringar vara av intresse. De specificerade studierna är framförallt inriktade på att studera inverkan på kraftsystemet samt se ifall vindkraftaggregaten och vindkraftgrupperna klarar de krav som SVK ställer för produktionsanläggningar. För de olika studierna väljs dimensionerande driftsfall med hänsyn till belastningssituationen i kraftsystemet, aktiv och reaktiv effektproduktion i vindkraftparken samt max- och minvarvtal på generatorerna.

A - Kontinuerlig avvikelse i spänning och/eller frekvens

- Kontinuerlig sänkning av frekvensen i systemet. Hur påverkas utmatad aktiv och reaktiv effekt?
- Kontinuerlig höjning av frekvensen i systemet. Hur påverkas utmatad aktiv och reaktiv effekt?
- Kontinuerlig sänkning av spänningen i vindkraftverkets anslutningspunkt. Hur påverkas utmatad aktiv och reaktiv effekt. Finns det risk att omriktaren kan bli överbelastad?

- Kontinuerlig höjning av spänningen i vindkraftverkets anslutningspunkt. Hur påverkas utmatad aktiv och reaktiv effekt? Finns det risk att omriktaren kan bli överbelastad?
- Kontinuerlig sänkning av spänningen i vindkraftverkets anslutningspunkt kombinerat med en höjning/sänkning av frekvensen. Hur påverkas utmatad aktiv och reaktiv effekt? Finns det risk att omriktaren kan bli överbelastad?
- Kontinuerlig höjning av spänningen i vindkraftverkets anslutningspunkt kombinerat med en höjning/sänkning av frekvensen. Hur påverkas utmatad effekt? Finns det risk att omriktaren kan bli överbelastad?

B - Kortslutning

- Extern kortslutning följt av bortkoppling av kritisk ledning/trafo etc. Hur påverkas generatorerna under kortslutningen? Uppstår pendlingar när spänningen kommer tillbaka? Hur stora blir i så fall dessa pendlingar? Blir systemet stabilt och i så fall hur länge dröjer det innan det stabiliseras? Finns det risk för spänningskollaps? Hur lång kortslutning kan klaras?

C - Reglerbarhet

- Nedreglering av individuellt aggregat till 20% av max effekt inom 5s. Klarar aggregaten detta? Finns det risk för pendlingar? Hur påverkas den reaktiva effekten?

D - Övriga studier på nätet

- Stora vindvariationer. Hur stora blir effektvariationerna? Hur påverkas effektöverföringen i systemet? Finns det risk för överbelastning? Hur stora blir spänningsfluktationerna?
- Bortkoppling av kritisk ledning/trafo etc. i kraftsystemet. Hur påverkas effektöverföringen i systemet? Finns det risk för överbelastning? Hur stora blir spänningsfluktationerna? Kan pendlingar uppstå?
- Bortkoppling av hela och delar av vindkraftparken. Hur påverkas effektöverföringen i systemet? Finns det risk för överbelastning? Hur stora blir spänningsfluktationerna?
- Intern kortslutning följt av bortkoppling av vindkraftparken. Hur påverkas effektöverföringen i systemet? Finns det risk för överbelastning? Kan pendlingar uppstå?
- Intern kortslutning följt av bortkoppling av ett enstaka aggregat. Hur påverkas generatorerna under kortslutningen? Uppstår pendlingar när spänningen kommer tillbaka? Hur stora blir i så fall dessa pendlingar? Blir systemet stabilt och i så fall hur länge dröjer det innan det stabiliseras? Finns det risk för spänningskollaps? Hur lång kortslutning kan klaras?

6.3 Dynamisk modell för vindkraftaggregat

De olika felfall som skall studeras medför att den dynamiska modellen av vindkraftaggregaten bör innefatta:

- Modell av turbin
- Modell av axel med dess inertior (turbin och generator) och styvheter på axlar etc.

- Aerodynamiska övergång mellan vind och mekanisk effekt på turbin
- Aerodynamisk effekthereglering som pitchreglering, aktiv och passiv stallreglering
- Dynamisk modell av asynkronmaskinen, femte ordningens modell är troligen nödvändig
- Reglersystem av asynkronmaskinen moment/varvtal
- Reglersystem av maskinens reaktiva effekt/spänning
- Begränsare - till exempel strömmen genom omriktaren, kortsluts omriktaren vid höga strömmar. Kortsluts rotorn så att vi får en "normal" asynkronmotor eller öppnas rotorkretsen. Modell av detta vid spänningssänkningar samt vid kortslutningar i nätet?

6.4 Dynamisk modell för nät

Dynamiska simuleringar av det svenska kraftsystemet kan utföras på den dynamiska modell på några tusen noder som finns tillgänglig hos SVK. Av säkerhetsskäl är tillgången till denna modell begränsad. Dessutom är dynamiska simuleringar på ett så stort system tidsödande. Av dessa anledningar kan det vara av intresse att ta fram en reducerad modell över kraftsystemet vid olika systemstudier.

6.4.1 Generellt

Beroende på nätkonfiguration samt storlek på anläggningen kan en representativ modell av systemet variera. För exempelvis en radialmatad vindkraftpark med relativt liten produktion kan det räcka med att ta fram en kortslutningsekvivalent samt sätta typiska parameterdata för generator och turbin samt använda en typisk spänningsregulator och turbinregulator. För andra nätkonfigurationer och/eller stora anläggningar krävs att modellerna av systemet inkluderar stora delar av systemet. Generellt kan sägas att vid en reduktion bör systemet vara så intakt som möjligt kring den studerade vindkraftparken medan produktionskällor, belastningar, nät etc. "långt" bort i systemet kan reduceras.

En reduktion av statistiska data kan utföras i en del nätberäkningsprogram, ex PSS/E. Denna typ av nätreduktion innebär dock att ledningar transformatorer och belastningar ibland får negativa parametervärden varför ytterligare kompletteringar av nätet kan vara nödvändiga. De dynamiska data som finns, framförallt på produktionskällor, överförs inte på motsvarande sätt i reduceringen utan måste läggas in manuellt. På produktionskällorna ansätts då typiska data på de dynamiska modellerna för turbin, generator, turbinregulator, spänningsregulator, begränsare etc.

Det saknas idag erfarenhet om när en enkel respektive en mer omfattande modell krävs. Det vore önskvärt med generella tumregler där det preciseras vid vilken kortslutningskvot som dynamiska studier krävs och vid vilken kortslutningskvot som en mer omfattande modell erfordras.

6.4.2 Karlskronaprojektet

I det aktuella Karlskronaprojektet som omfattar 17.5 MW finns det för närvarande inget formellt krav om att utföra dynamiska simuleringar. Med tanke på SVK:s föreslagna

direktiv för produktionsanläggningar som väntas träda i kraft under 2004 kan det dock vara av intresse att inkludera dynamiska simuleringar.

De studier som SVK:s direktiv anger är fall A, B och C enligt kapitel 5.2. Verifiering av dessa kan ske genom användandet av en enkel modell av det anslutande systemet. Den enkla modellen kan inkludera en kortslutningsekvivalent utrustad med en turbin, frekvensregulator samt spänningsregulator. Förändring av frekvens och spänning kan ske genom att ändra börvärdena på spännings- och frekvensregulatorerna eller genom in/urkoppling av aktiva och reaktiva belastningar. Det bör observeras att dessa simuleringar sker på ett enkelt system. Någon möjlighet att studera hur belastningar, spänningar och effektfloeden i kringliggande system förändras finns inte. Att precisera dimensionerande felfall är svårt eftersom det finns två olika anslutningsalternativ och att fabrikatet på vindkraftaggregaten inte är bestämt.

Resultaten från studier av asynkronmaskiner med rotorkaskad [4] visar att dessa kan hamna i ett instabilt läge efter ”spänningsdippar”. Instabiliteten kan i sin tur ge stora effektpendlingar som resulterar i bortkoppling från det anslutande kraftsystemet. Detta är en viktig anledning till att modelleringen av det anslutande systemet bör inkludera mer än en enkel kortslutningsekvivalent. En anläggning som momentant efter en spänningsdipp klarar de angivna kraven men som efter några sekunder kopplas bort på grund av effektpendlingar uppfyller inte intentionerna i SVK:s direktiv. En mer ingående modell av det anslutande systemet i Karlskronaexemplet fås exempelvis genom att inkludera några 400 kV stationer runt det aktuella området samt bibehålla det mesta av 130 och 50 kV systemet i området intakt modellerat. Till 400 kV stationerna kan några ekvivalenter över resterande systemet inkluderas.

7 Slutsatser

Anslutning av vindkraftgrupper till elnätet är en komplex frågeställning eftersom vindkraftaggregatens egenskaper inte alltid helt överensstämmer med de önskemål systemansvarig för elnätet har. Av det skälet har Svenska Kraftnät (SVK) utarbetat ett förslag på krav för produktionsanläggningar. Detta förslag innefattar även vindkraft och leder till ett behov av dynamiska studier i projekteringsstadiet av vindkraftgrupper.

Sedan tidigare finns Svensk Energis rekommendation AMP. Denna rekommendation utgör ett hjälpmedel för nätägare vid bedömningen av åtgärder vid nätanslutning av vindkraftaggregat till mellanspännings- (10/20 kV) eller lågspänningsnät. Rekommendationen fokuserar i första hand på elkvalitet och behandlar inte SVK:s föreslagna direktiv. Rekommendationen beskriver inte heller sammanlagringen om flera enskilda vindkraftaggregat alternativt flera vindkraftgrupper ansluts längst samma ledning, det vill säga inte i en och samma punkt utan med ett visst avstånd från varandra.

Generellt kan sägas att anslutning av stora vindkraftgrupper inte ger samma problem med elkvaliteten som anslutning av enstaka aggregat. I en vindkraftgrupp ökar den installerade effekten linjärt med antalet vindkraftaggregat medan erforderlig kortslutningseffekt för till exempel flicker ökar med roten ur antalet aggregat. Stora vindkraftgrupper har en hög installerad effekt och måste anslutas till en hög spänningsnivå för att vindefekten skall kunna överföras. Den höga spänningsnivån ger då även en hög kortslutningseffekt i anslutningspunkten vilket i sin tur innebär att elkvaliteten inte utgör någon begränsning.

Anslutning av stora vindkraftgrupper skapar andra problem. Ett sådan problemställning är det interna högspänningsnätet med högspänningskablar. Kablarna ger inte bara reaktiv effekt, de påverkar även nätimpedansen och kan skapa problem med övertonsspänningar och kopplingsöverspänningar. Detta gäller i synnerhet i långa högspänningskablar där de naturliga resonansfrekvenserna återfinns vid låga frekvenser. Ju längre kabel desto lägre blir resonansfrekvenserna.

En annan problemställning är risken för oönskad ödrift till följd av självmagnetisering. Denna ökar för vindkraftgrupper, i synnerhet om de är havsbaserade, eftersom dessa ansluts med långa kablar som producerar reaktiv effekt. SVK:s föreslagna krav för vindkraftgrupper innebär dessutom att de spännings- och frekvensskydd som i AMP beskrivits som tillräckliga för att detektera oönskad ödrift inte räcker. För att säkert detektera nätbortfall och därmed oönskad ödrift bör vindkraftgrupper kompletteras med ett frekvensderivataskydd.

Dynamiska studier av samverkan mellan vindkraftgrupper och elnät behövs. Beroende på nätkonfiguration och storlek på anläggning kan en representativ modell av systemet variera. För exempelvis en radialmatad vindkraftpark med relativt liten produktion kan det räcka med att ta fram en kortslutningsekvivalent samt sätta typiska parameterdata för generator och turbin samt använda en typisk spänningsregulator och turbinregulator. För andra nätkonfigurationer och/eller stora anläggningar krävs att modellerna av systemet inkluderar stora delar av systemet. Det saknas idag erfarenhet om när en enkel respektive en mer omfattande modell krävs. Det vore önskvärt med generella tumregler som

anger vid vilken kortslutningskvot som dynamiska studier kan uteslutas och vid vilken kortslutningskvot mer omfattande modeller erfordras.

Många av dagens vindkraftverk är utrustade med en asynkrongenerator med rotorkaskad. Rotorkaskad används för att erhålla variabelt varvtal inom ett litet varvtalsområde. Asynkrongenerator med rotorkaskad har många goda egenskaper, en nackdel är att den har en inbyggd instabilitet. Instabiliteten beror på att maskinen har två dåligt dämpade poler med en resonansfrekvens nära nätfrekvensen. Detta kan ge stora effektpendlingar om maskinen utsätts för störningar på nätet och i värsta fall leda till bortkoppling. Detta är en viktig anledning till att den dynamiska modellen av det anslutande nätet bör inkludera mer än en enkel kortslutningsekvivalent. En anläggning som momentant efter en spänningsdipp klarar de angivna kraven men som efter några sekunder kopplas bort på grund av effektpendlingar uppfyller inte intentionerna i SVK:s direktiv.

De rekommendationer på reläskydd som återfinns i AMP och nätägarens eventuella krav är till för att skydda nätet i händelse av fel på vindkraftaggregaten. Skydden i det anslutande nätet måste, precis som vid anslutning av vilken anläggning som helst, klara både kortslutningar och jordfel. För detta har nätägarna en mer eller mindre klar reläskyddsstruktur som kan sägas utgöra en standardlösning i nätet. Vid anslutning av vindkraftgrupper måste även avvikelser i spänning och frekvens detekteras för att förhindra skador på vindkraftaggregaten och/eller störningar i nätet. De enskilda vindkraftaggregat är därför utrustade med flera skyddsfunktioner som är integrerade i aggregatets eget styrsystem. Dessa skyddsfunktioner fungerar både som skydd av nätet och som skydd för det egna aggregatet mot skadliga yttre störningar. Placerade i grupper kan skydden i varje enskilt vindkraftaggregat utgöra reservfunktion gentemot skydden i det interna högspänningsnätet och det anslutande nätet. Det kräver då att reläskydden kan provas, detta är dock inte möjligt på många av dagens vindkraftaggregat eftersom dessa utgör en del av styrsystemet. Det bör emellertid ligga i anläggningsägarens intresse att vindkraftaggregatens interna skydd funktionsprovas periodiskt och att de utrustas med uttag för provdon.

Den vindkraftgrupp som varit föremål i denna förstudie är Vattenfalls Karlskronaprojekt på 17,5 MW. Karlskronaprojektet bygger på fem stycken aggregat om vardera 3,5 MW, fabrikat är dock ännu ej fastställt. Sett till vad marknaden erbjuder i denna storleksklass kommer vindkraftaggregaten sannolikt att ha en asynkrongenerator med rotorkaskad.

I det aktuella Karlskronaprojektet finns det för närvarande inget formellt krav om att utföra dynamiska simuleringar. Med tanke på SVK:s föreslagna direktiv för produktionsanläggningar som väntas träda i kraft under 2004 kan det dock vara av intresse att inkludera dynamiska simuleringar. För de studier som SVK:s direktiv anger räcker en enkel modell av det anslutande nätet. Det bör dock observeras att simuleringar med ett enkelt system inte ger någon möjlighet att studera belastningar, spänningar och effektlöden i kringliggande system.

8 Referenser

- [1] Vindkraft i lokala och regionala nät – elektriska egenskaper och elkvalitet. Elforsk Rapport 98:20
- [2] Larsson Å., The Power Quality of Wind turbines, Doktorsavhandling vid Chalmers tekniska högskola, Teknisk rapport nr. 392, ISSN 0346-718x.
- [3] Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet (AMP), Svensk Energi, 2001.
- [4] Pettersson A., "Analysis, Modelling and Control of Double-Fed Induction Generators for Wind Turbines", Technical Report no. 464 L, School of Electrical Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2003.
- [5] Duwind (co-ordinator), "Offshore Wind Energy Ready to Power a Sustainable Europe", Final Report Concerned Action on Offshore Wind Energy in Europe" Report Ref.: Duwind 2001.006, December 2001.
- [6] homepage: [www. middelgrunden. dk](http://www.middelgrunden.dk)
- [7] Christansen P., Jørgensen K. K., Gruelund Sørensen A., "Grid Connection and Remote Control for the Horns Rev 150 MW Offshore Wind Farm in Denmark", [www. hornsrev. dk](http://www.hornsrev.dk).
- [8] Affärsverket Svenska Kraftnäs föreskrifter om driftteknisk utformning av produktionsanläggningar, daterad 2002-03-20.
- [9] Tilslutning af vindmøller til lav- og mellemspændningsnet, DEFU, Komite rapport 111, 1998.
- [10] Leonard W., Müller K., "Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations – where are the limits?", Electra, No. 204, October 2002, p. 12-18.
- [11] Grünbaum R., Halvarsson P., Larsson D., Ängquist L., "Voltage Control of Wind Powered grids by means of Dynamic Compensation", Proceedings of the Off Shore Wind Energy Special Topic Conference, Brussels, Belgium, 10-12 December 2001.
- [12] Warnking J., Hunger T., "Analysis of High Voltage AC Cable Connections for Offshore Wind farms", Proceedings of the Off Shore Wind Energy Special Topic Conference, Brussels, Belgium, 10-12 December 2001.
- [13] Blomqvist H. (red.), Elkrafthandboken, Elkraftsystem 1, 1:a upplagan, Lieber AB, 1997, 474 sidor, ISBN 91-47-00064-3.

- [14] Agneholm E., "Effektförlusternas beroende av spänningens övertonshalt", Examensarbete no. 92/93:05, Institutionen för elkraftsystem, Chalmers tekniska högskola, 1993.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35

www.elforsk.se