
INTEGRERING AV VINDKRAFT

2013-03-13



Foton, illustrationer och kartor har tagits fram av
Svenska Kraftnät.

Omslagsfoto: Johan Fowelin

Org.Nr 202 100-4284

Svenska Kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 08 475 80 00
Fax 08 475 89 50

www.svk.se

SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska Kraftnät arbetar på uppdrag av regeringen och utvecklar och förvaltar Sveriges stamnät för el. I våra kontrollrum ser vi till att det alltid är balans mellan produktion och förbrukning av el i landet. Rubbas denna balans riskerar vi stora störningar i elnätet med allvarliga konsekvenser som följd. Utan oss fungerar inte Sverige.

Hos oss finns 450 engagerade medarbetare som motiveras av vårt samhällsviktiga uppdrag. Den största yrkesgruppen är civilingenjörer, men givetvis har vi medarbetare med kompetens inom alla områden som krävs för en fungerande verksamhet. Till exempel arbetar många ekonomer med elmarknadsfrågor, jurister med upphandlingar och IT-specialister med att utveckla och förvalta våra många tekniska system för driften av elnätet.

Svenska Kraftnät har inga konkurrenter. Vi samarbetar med stamnätsansvariga organisationer i hela Europa för att uppfylla EU:s riktlinjer för en gemensam europeisk energimarknad. Våra kunder är regionnätsföretag som Fortum, Vattenfall och Eon samt stora elproducenter av kärnkraft, vindkraft och vattenkraft. På stamnätet, som ägs av staten och förvaltas av Svenska Kraftnät, transporteras elen från de stora kraftverken till de regionala elnäten. Från regionnäten förs elen vidare via lokalnät till elanvändarna. Stamnätet är med andra ord elens motorvägar.

Just nu händer det väldigt mycket hos oss. Vi bygger ut det svenska stamnätet för att möta framtidens högre elförbrukning och krav på säkra elleveranser. Anslutningen av förnybara energikällor kräver också ett robust stamnät. Det betyder att vi behöver anställa fler kompetenta medarbetare som drivs av ett engagemang för vårt samhällsviktiga uppdrag.

FÖRORD

Den omfattande utbyggnaden av vindkraft kommer att påverka det svenska elsystemet. En större del av elproduktionen kommer att vara variabel och olika flöden i kraftsystemet kommer snabbare att byta styrka och riktning.

Många har sökt belysa vindkraftens påverkan på balansregleringen – inte sällan som ett led i en argumentation för de egna energipolitiska ståndpunkterna. Och sanningen är att olika antaganden och ingångsparametrar ger väldigt olika svar.

I föreliggande rapport ger Svenska Kraftnät sin syn på några av frågorna kring vilka reglerresurser och reserver som verket kommer att behöva vid en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraften. Rapporten resonerar även om behovet av förändringar i marknadsmodellen och analyserar påverkan på befintlig produktion och risken för effektbrist.

I rapporten konstateras att påverkan på primärregleringen blir relativt liten, medan behovet av ökade resurser för sekundärreglering blir större. Den slutsatsen gäller förutsatt att resurserna är tillgängliga och de balansansvariga agerar på samma sätt som de gjort historiskt. Om så inte sker förändras förutsättningarna. Då kommer Svenska Kraftnäts behov av reglerresurser givetvis att öka i proportion till de balansansvarigas minskade balanseringsarbete.

Oavsett vilken utveckling som blir verklighet kommer Svenska Kraftnät att bedöma och genomföra de åtgärder som behövs för att säkerställa driftsäkerheten i det svenska kraftsystemet och upprätthålla balans mellan produktion och förbrukning i varje driftögonblick.

Denna rapport är framtagen under överinseende av Svenska Kraftnäts tekniske direktör Ulf Moberg. Den har ett svenskt perspektiv men det måste utvidgas till ett nordiskt och nordeuropeiskt för att ge ett mer fullständigt svar på frågeställningarna. Ett sådant arbete har också påbörjats inom Svenska Kraftnät.

Avslutningsvis vill jag rikta ett tack till rapportförfattarna Oskar Sämfors (driftavdelningens balanstjänst), Mari Jakobsson (enheten för nätutveckling) och Elin Broström (enheten för marknadsdesign).

Sundbyberg i mars 2013

Mikael Odenberg
Generaldirektör

INNEHÅLL

SAMMANFATTNING	9		
01. INLEDNING	11		
1.1 Bakgrund	11	3.3.1	Ökade incitament att handla sig i balans på Elbas och uppföljning av obalanser 44
1.3 Begränsningar	12	3.3.2	Kvartsavräkning av produktionsplaner 46
02. BEHOVET AV REGLERRESURSER	13	3.3.3	Minskad handelshorisont 47
2.1 Frågeställning	13	3.3.4	Nettning av obalanser 47
2.2 Kort om reglerresurser	14	3.3.5	Anpassa reglerkraftmarknaden för att få in mer förbrukningsbud 47
2.2.1 Begreppen reglerresurs och reserv	14	3.3.6	Kapacitetsmarknad 50
2.2.2 Befintliga reglerresurser	14	3.3.7	Krav på att vindkraften bidrar med reglerresurser 50
2.3 Analyserat scenario	16	3.3.8	Signaler till marknaden om aktuellt reglerbehov 50
2.4 Analys	16	3.3.9	Smart Grids 51
2.4.1 Vindkraftens påverkan på kraftsystemets svängmassa	16	3.4	Resultat 51
2.4.2 Vindkraftproduktionens variabilitet	21	3.5	Slutsatser och förslag på fortsatt arbete 51
2.4.3 Påverkan på behovet av primärreglering	24	3.5.1	Slutsatser 51
2.4.4 Påverkan på behovet av manuella reglerresurser inom ramen för tertiärregleringen	24	3.5.2	Fortsatt arbete 52
2.5 Resultat	35	04. PÅVERKAN PÅ BASPRODUKTIONEN	53
2.5.1 Validering av resultat	35	4.1	Frågeställning 53
2.5.2 Diskussion	37	4.2	Produktionskapacitet och reserver idag 53
2.6 Slutsatser och förslag på fortsatt arbete	39	4.2.1	Den svenska produktionskapaciteten vid årsskiftet 2011/2012 53
2.6.1 Slutsatser	39	4.2.2	Manuella reglerresurser 2011/2012 54
2.6.2 Förslag på fortsatt arbete	39	4.3	Analys och resultat 55
03. MARKNADSSTRUKTURENS LÄMPLIGHET	41	4.3.1	Vindkraftens påverkan på tillgången på effekt på längre sikt 55
3.1 Frågeställning	41	4.3.2	Prognos för reglerresurser 57
3.2 Den nordiska elmarknaden	41	4.3.3	Risk för effektbrist 59
3.3 Analys	42	4.4	Slutsatser och förslag på fortsatt arbete 63
		4.4.1	Slutsatser 63
		4.4.2	Förslag på fortsatt arbete 63

05. SLUTSATSER OCH FÖRSLAG PÅ FORTSATT ARBETE	65
5.1 Slutsatser	65
5.1.1 Vindkraftens påverkan på behovet av reglerresurser	65
5.1.2 Marknadsstrukturens lämplighet	66
5.1.3 Påverkan på basproduktionen och tillgången till reglerresurser	66
REFERENSER	69
APPENDIX A. MAPS	71
APPENDIX B. FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR MAPS-SIMULERINGARNA	73

SAMMANFATTNING

Detta arbete är begränsat till att endast studera en utbyggnad av svensk vindkraft och de effekter denna utbyggnad får för driften av det svenska kraftsystemet. Då utbyggnaden av vindkraft självklart kommer att få påverkan på kraftsystemet på ett nordiskt plan, skall detta arbete endast ses som en inledande insats för att i ett senare skede ligga till grund för en gemensam nordisk studie inom samma områden. Arbetet berör även marknadens roll och huruvida denna behöver anpassas för att hantera vindkraftutbyggnaden, samt vindkraftsutbyggnadens påverkan på basproduktionen och risken för framtida effektbrist.

Följande tre frågeställningar har varit centrala inom ramen för detta arbete:

- > Hur kommer utbyggnaden på sikt att påverka Svenska Kraftnäts behov av reserver och arbete med balanshållningen av det svenska Kraftsystemet?
- > Hur väl passar dagens marknadsmodell och balansansvarsfördelning de nya förutsättningar som vindkraftsutbyggnaden medför?
- > Hur kommer vindkraftutbyggnaden på sikt att påverka risken för effektbrist?

Arbetet har baserats på ett framtidsscenario om maximalt 17 TWh vindkraftproduktion i Sverige, ett scenario hämtat från Svenska Kraftnäts långtidsplan, Perspektivplan 2025.

Analysen visar att det främst är behovet av reglerresurser inom ramen för sekundärregleringen som kommer att öka när mängden vindkraft i kraft-

systemet ökar. Påverkan på primärregleringen bedöms bli mycket begränsad, då individuella vindkraftverks produktionsvariationer på sekund-minut-skala är att betrakta som helt okorrelerade och därför sammanlagras mer eller mindre fullständigt.

Med 7000 MW (motsvarande 17 TWh) vindkraft installerad i Sverige bedöms behovet av sekundärreglering på tidshorisonten 15–60 minuter öka med mellan 500 och 1400 MW (upp- och nedreglering) i jämförelse med dagens behov (cirka 1800 MW). Hur stort behovet blir är till stor del beroende på hur de balansansvariga agerar vid planering och prognostisering av vindkraften. Givet att de balansansvariga agerar på samma sätt som idag, uppskattas reglerbehovet öka med knappt 600 MW.

Det bör dock poängteras att balanshållningen är en nordisk fråga och det krävs en gemensam insats av de nordiska TSO:erna för att få hela bilden klar av hur vindkraften kommer att påverka driften av det nordiska kraftsystemet. Detta gäller inte minst på marknadsområdet, där flera frågor aktualiseras p.g.a. av vindkraftutbyggnaden.

Bedömningen inom ramen för detta arbete är att marknadsmodellen i ett första skede inte bör justeras p.g.a. utbyggnaden av vindkraften och att Svenska Kraftnät därmed inte som initial åtgärd bör utöka sitt ansvar för balanshållningen. Däremot bör Svenska Kraftnät ha en öppen hållning vad det gäller justering av marknadsmodellen och följa de nya förutsättningar som kan göra det lämpligt att utveckla marknadsmodellen. Värt att no-

tera är att marknadsmodellen endast kan ändras i samförstånd med övriga nordiska TSO:er, tillsynsmyndigheter samt Nord Pool Spot. I tillägg till detta sätter europeiska direktiv och riktlinjer ramarna för Svenska Kraftnäts möjlighet till utvecklingsarbete och förändring av marknadsmodellen. Det är vidare Svenska Kraftnäts ståndpunkt att vindkraft inte ska subventioneras på annat sätt än genom elcertifikatsystemet och att vindkraften i övrigt ska hanteras på samma sätt som andra kraftslag.

Förslag på åtgärder för att minska mängden reglerresurser som kommer att krävas till följd av integration av mycket vindkraft, samt åtgärder för att öka mängden tillgängliga reglerresurser, har istället identifierats, exempelvis:

- > Öka kostnaden för de balansansvariga att vara i obalans.
- > Skärpt övervakning av obalanser.
- > Minskad handelshorisont.
- > Införa kvartsavräkning.
- > Främja förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden.

Många av åtgärderna harmoniserar med den utveckling Svenska Kraftnät önskar för Elbas och reglerkraftmarknaden.

Svenska Kraftnäts och aktörernas slutsatser om hur balansansvarsavtalet bör anpassas för att främja förbrukningsbud överensstämmer. Förändringar i balansansvaret kommer i en första omgång att genomföras till den 16 november 2012 och det pågående projektet för att främja förbrukningsbud ska fortsätta att utreda möjligheter för att få in förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden. Effektereservavtalet kan användas som mall i utvecklingsarbetet med balansansvarsavtalet eftersom det är utformat särskilt för förbrukningsresurser. Den stora utmaningen, men också den åtgärd som troligen skulle bidra mest för att främja förbrukningsbud, är att informera aktörer som inte är insatta och bistå med hjälp till aktörer som är intresserade men behöver mycket stöd för att börja lämna bud på en elmarknad, något som i dagsläget är helt utanför deras kärnverksamhet. En informations- och kommunikationsplan för att skapa intresse och ge aktörerna redskap för att delta på reglerkraftmarknaden med förbrukningsbud bör tas fram.

De beräkningar och analyser som genomförts

med avseende på risken för effektbrist visar att en utbyggnad av vindkraften på sikt riskerar att "tränga undan" viss kondenskraft- och gasturbinproduktion. I scenarier med stort elenergiöverskott i Sverige föreligger en risk att sådan produktion läggs ner. Risken för nedläggning av kondenskraftverk och gasturbiner ökar även p.g.a. att effekterserven planeras bli avvecklad fram till och med år 2020.

De nordiska reglerresurserna består huvudsakligen av vattenkraft. Eftersom vattenkraften är en billig och förnybar energikälla riskerar denna knappast att avvecklas. De reglerresurser som idag återfinns i vattenkraft förväntas vara bestående, oberoende av utbyggnaden av vindkraft. Även de gasturbiner som ingår i snabba störningsreserven kommer att finnas kvar oberoende av vindkraftens utveckling.

Simuleringar visar att nedläggning av ovan nämnda kondenskraftverk och gasturbiner skulle öka risken för effektbrist. Simuleringarna visar även att risken för effektbrist i Sverige är under en promille, såvida kärnkraftverk inte läggs ner. I scenarier med alla tio kärnkraftsreaktorer i drift är risken för effektbrist mycket liten även om kondenskraftverk och gasturbiner som inte ingår i störningsreserven skulle läggas ner. I SE1 och SE2 föreligger ingen risk för effektbrist eftersom produktionskapaciteten är stor i förhållande till den maximala förbrukningen.

I SE3 och SE4 föreligger en risk för effektbrist som bland annat beror av kärnkraftens tillgänglighet. I scenarier där kärnkraftens tillgänglighet är mycket låg eller där kärnkraftverk läggs ner kan risken för effektbrist överstiga Nordels tidigare tillåtna värde på en promille i SE3 och SE4. Risken för effektbrist är störst i SE4, och skulle bli högre än en promille vid en sammanlagd produktionskapacitet på uppskattningsvis 6000 – 7400 MW för kärnkraften, räknat med en tillgänglighet på 80 %. Hur liten produktionskapaciteten för kärnkraften kan bli utan att risken för effektbrist överstiger en promille i SE4 beror på vilka antaganden man gör för överföringskapaciteterna. Med en större mängd kraftvärme i SE3 och SE4, lägre förbrukning (med hjälp av exempelvis Smart Grids-lösningar) eller med ett mer utbyggt stamnät, skulle ett något större bortfall av kärnkraften vara möjligt utan att Loss of Load Probability (LOLP) överstiger en promille.

01. INLEDNING

1.1 BAKGRUND

Under 2012 producerade vindkraften i Sverige lite drygt 7 TWh, vilket motsvarar cirka 5 procent av Sveriges totala elanvändning, och i jämförelse med 2007 års vindkraftproduktion (1,4 TWh) motsvarar detta en ökning med 500 procent. Under 2012 installerades 366 vindkraftverk med en total effekt på 846 MW och i slutet av året uppgick den totala installerade vindkraftseffekten till 3 744 MW, fördelat på 2 403 vindkraftverk. [1]

Hur utbyggnaden av vindkraft fortsättningsvis kommer att se ut går inte att säga med säkerhet, men att vindkraften kommer att spela en betydande roll i energisystemet under överskådlig framtid torde vara en relativt okontroversiell uppskattning. I ”Perspektivplan 2025”, Svenska Kraftnäs utvecklingsplan för det svenska stamnätet, är ett av huvudscenarierna att vindkraftsproduktionen 2025 kommer att uppgå till cirka 17 TWh, vilket uppskattas motsvara en installerad vindkrafteffekt om cirka 7 000 MW. [2] I Energimyndighetens långsiktsprognos 2010, vilken baserades på gällande regelverk och stödsystem vid halvårsskiftet 2010, spås vindkraften i det svenska energisystemet stå för 11 TWh år 2020. [3]

Svenska kraftnät ansvarar för driften och utbyggnaden av det svenska stamnätet. Svenska Kraftnät har även systemansvaret för el i Sverige, vilket innebär ett ansvar för att balans råder mellan produktion och förbrukning av el i hela landet. I systemansvaret ingår även säkerställa att elsystemets anläggningar i hela landet samverkar på ett driftsäkert sätt.

När andelen vindkraft i det svenska kraftsystemet nu ökar så påverkas således Svenska Kraftnäs verksamhet på flera plan. Ur ett systemperspektiv påverkas balanshållning och frekvensreglering, men i takt med att mängden vindkraft ökar kräver vindkraftutbyggnaden även diverse åtgärder i elnätet för att ansluta nya produktionsanläggningar och för att öka överföringen i kraftsystemet.

1.2 SYFTE OCH DISPOSITION

Syftet med denna rapport är att, ur Svenska Kraftnäs perspektiv, belysa ett antal centrala frågeställningar, vilka har direkt bäring på Svenska Kraftnäs verksamhet, ansvar och roll i ett framtida kraftsystem med stor andel vindkraft. Denna rapport fokuserar på följande frågeställningar:

- > Hur kommer utbyggnaden på sikt att påverka Svenska Kraftnäs behov av reserver och arbete med balanshållningen av det svenska Kraftsystemet?
- > Hur väl passar dagens marknadsmodell och balansansvarsfördelning de nya förutsättningar som vindkraftsutbyggnaden medför?
- > Hur kommer vindkraftutbyggnaden på sikt att påverka risken för effektbrist?

Behovet av att bygga ut stamnätet, på grund av ökad andel vindkraft, hanteras ej inom ramen för detta arbete, utan har hanterats inom ramen för Svenska Kraftnäs perspektivplan för 2025 [2].

I kapitel 2 behandlas balanshållningen i ett framtida kraftsystem med stor andel vindkraft och mer specifikt frågeställningen hur Svenska Kraftnåts behov av reglerresurser förändras i takt med att vindkraften ökar.

Kapitel 3 behandlar hur den nuvarande marknadsmodellen svarar mot ett kraftsystem med ökad andel vindkraft och vilka åtgärder som kan behöva vidtas från Svenska Kraftnåts sida för att anpassa nuvarande modell så att incitament skapas som förbättrar förutsättningarna för integrering av stora mängder förnybar och intermittent produktion. Kapitlet berör även möjligheten att genom marknadsmässiga åtgärder öka tillgången till alternativa reglerresurser på förbrukarsidan.

I kapitel 4 analyseras vilken påverkan en ökad andel vindkraft får på produktionsmixen i det svenska kraftsystemet och huruvida vindkraftutbyggnaden riskerar att leda till effektbrist och reducerad tillgång till reglerresurser.

Avslutningsvis presenteras i kapitel 5 en summering av de slutsatser och förslag på fortsatt arbete som presenterats inom ramen för de tre föregående kapitlen.

1.3 BEGRÄNSNINGAR

Detta arbete är begränsat till att endast studera en utbyggnad av svensk vindkraft.

Då utbyggnaden av vindkraft kommer att få påverkan på kraftsystemet på ett nordiskt plan, skall detta arbete ses som en inledande insats för att i ett senare skede ligga till grund för en gemensam nordisk studie inom samma områden.

02. BEHOVET AV REGLERRESURSER

2.1 FRÅGESTÄLLNING

Utformningen och driften av dagens kraftsystem bygger historiskt sett på synsättet att osäkerheten vid den normala driften av kraftsystemet finns på förbrukarsidan, och att osäkerheten hanteras genom att produktionen planeras och körs med vissa marginaler, dvs. att en viss mängd reglerresurser hålls tillgängliga på produktionssidan för att kunna hantera oförutsedda förbrukningsvariationer.

Utbyggnaden av intermitterent och förnybar kraftproduktion, idag främst i form av vindkraft, bidrar till att dagens kraftsystem står inför något av ett paradigmskifte. Från att tidigare endast behövt hantera begränsad osäkerhet på produktionssidan, främst kopplad till oförutsedda stopp av produktionsanläggningar, ställs nu kraftsystemet inför faktumet att osäkerheter, likt de som finns på förbrukarsidan i form av variationer i tid och storlek, i allt större grad nu även byggs in på produktionssidan.

I vilken utsträckning kraftsystemets behov av reglerresurser kommer att förändras p.g.a. vindkraften, avgörs av i vilken utsträckning vindkraftens produktionsvariationer kan förutses, samt i vilken utsträckning planer för övrig produktion uppdateras i takt med att prognosnoggrannheten ökar när aktuell leveranstimme närmar sig. Vilken typ av reglerresurser som kommer att tas i anspråk av vindkraften avgörs av i vilken utsträckning vindkraftens aggregerade produktion varierar på olika tidsskalor.

De krav som i dagsläget ställs med avseende på vilka reglerresurser som skall finnas tillgängliga i kraftsystemet för att klara driftsäkerheten, har under en längre tid varit oförändrade och är formulerade vid en tidpunkt då storskalig vindkraftproduktion och inslag av intermittens på produktionssidan inte var ett reellt scenario att ta hänsyn till.

Att andelen vindkraft i kraftsystemet nu ökar stadigt, motiverar en omvärdering och översyn av vilka reglerresurser som krävs för att upprätthålla kraftsystemets driftsäkerhet. Frågeställningen som avhandlas inom ramen för detta kapitel är därför formulerad enligt följande:

- > Hur och i vilken utsträckning påverkas kraftsystemets Svenska Kraftnätets behov av reglerresurser när vindkraftproduktionen inom Sveriges gränser ökar?

Som framgår av frågeställningen är detta kapitel analys begränsad till att endast studera förhållanden inom ramen för det svenska kraftsystemet. Effektiv allokering och användning av reglerresurser är dock en nordisk angelägenhet, varför uppföljande övergripande studier på nordisk nivå ses som en naturlig fortsättning på detta arbete.

Tabell 2.1. Befintliga krav på reserver i det nordiska och svenska kraftsystemet.

RESERV	KAPACITETSKRAV (MW)	
	NORDEN ¹	SVERIGE
Frekvensstyrd normaldriftsreserv (FNR)	≥ 600	≥ 231
Frekvensstyrd störningsreserv (FDR)	Dimensionerande fel (största produktionsenhet)	≥ 394 ²
Snabb störningsreserv	Inget krav på nordisk nivå	1160 MW

Källa: [2]

2.2 KORT OM REGLERRESURSER

2.2.1 BEGREPPEN REGLERRESURS OCH RESERV

Begreppen reserv och reglerresurs används flitigt i denna rapport och för att undvika begreppsförvirring kan det vara på sin plats att inledningsvis förtydliga vad som, inom ramen för denna rapport, avses med respektive begrepp.

> Reglerresurs

Med *reglerresurs* avses produktions- eller förbrukningsresurs, vars produktion/förbrukning vid behov kan justeras, i syfte att balansera produktion och förbrukning i driftskedet.

> Reserv

Med en *reserv* avses en samling reglerresurser med likvärdiga och definierade prestandaegenskaper (starttid, uthållighet, utregleringstid etc.), vilka reserveras av Svenska Kraftnät i syfte att säkerställa drift-säkerheten.

Begreppet reglerresurser kan således användas för att benämna en grupp av olika reserver av olika typ och med olika prestanda.

Aktivering av reserver och reglerresurser kan antingen ske per automatik (automatiska reserver/reglerresurser) eller genom manuella ingrepp (manuella reserver/reglerresurser).

2.2.2 BEFINTLIGA REGLERRESURSER

Svängmassa

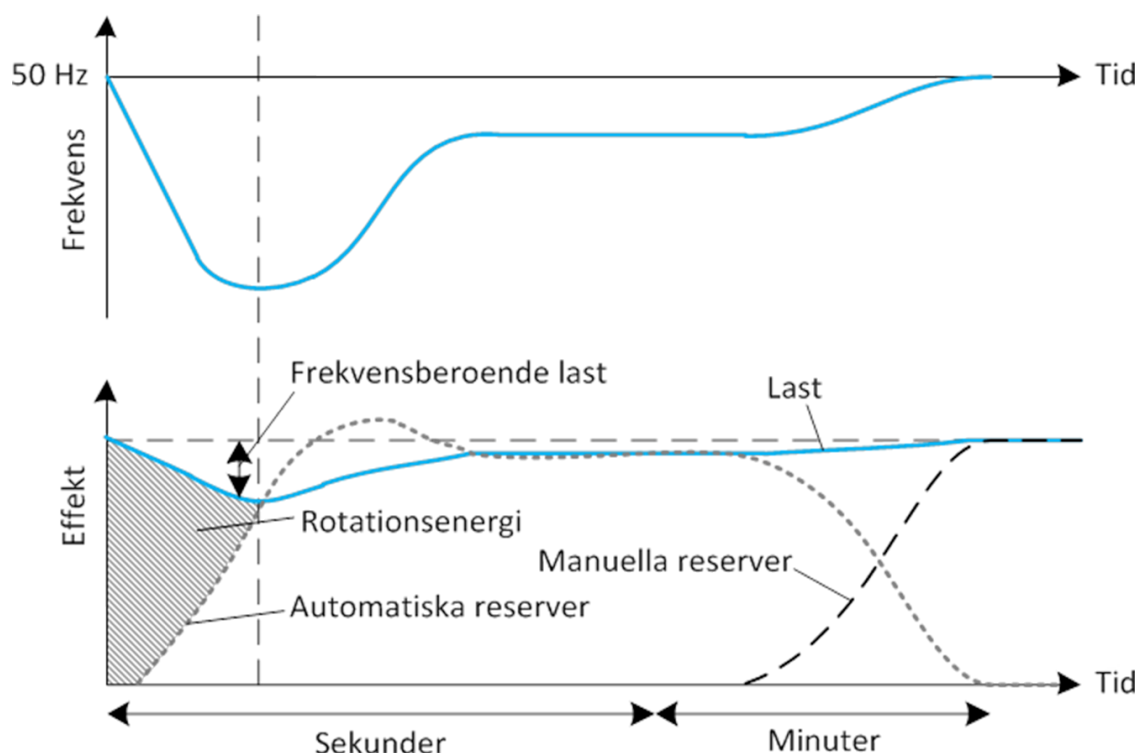
Kraftsystemets totala svängmassa/rotationsenergi kan i vissa avseenden ses som en reglerresurs, då den är avgörande för hur snabbt frekvensen initialt förändras och hur djupt denna hinner sjunka eller stiga vid plötsliga obalanser i produktion eller förbrukning, se Figur 2.1. I dagsläget finns inga krav formulerade rörande hur stor svängmassa som minst måste finnas i kraftsystemet.

Reserver

De krav som idag finns med avseende på reserver i det svenska kraftsystemet redovisas i Tabell 2.1. I tabellen redovisas inte den svenska effektreserven, då denna reserv endast finns tillgänglig under en begränsad del av året.

Primärregleringen i det nordiska kraftsystemet består av två automatiska reserver, frekvensstyrd normaldriftsreserv (FNR) och frekvensstyrd störningsreserv (FDR). Dessa reserver kräver ingen manuell aktivering, utan aktiveras baserat på frekvensens aktuella avvikelse från 50,0 Hz. FNR aktiveras så fort frekvensen avviker från 50,0 Hz, till skillnad från FDR som aktiveras först när frekvensen understiger 49,9 Hz.

1. Här avses det nordiska synkronsystemet, dvs. Sverige, Norge, Finland och Sjöland.
2. Beräknat för ett fall då de dimensionerande felen är 580 (Danmark), 865 (Finland), 1200 (Norge) och 1360 (Sverige). $394 \text{ MW} = (1360 - 200) / (580 + 865 + 1200 + 1360) \text{ MW}$



Figur 2.1. Konceptuell beskrivning av samverkan mellan automatiska och manuella reserver vid en momentan minskning av produktion (eller ökning av förbrukning).

FNR syftar till att under normal drift balansera produktion och förbrukning på kort sikt (sekund-minutbasis), dvs. balansera små, snabba och slumpartade förändringar i förbrukning och produktion. FDR syftar till att balansera kraftsystemet på kort sikt vid störningar, exempelvis vid plötsligt bortfall av en större produktionsanläggning, och reserven dimensioneras utifrån aktuellt dimensionerande fel.

Frekvensen i det nordiska kraftsystemet tillåts variera inom intervallet 49,9–50,1 Hz, men målsättningen är dock att frekvensen skall hållas kring 50,0 Hz. För kontinuerlig återställning av FNR avropas och aktiveras upp- eller nedregleringsbud på reglerkraftmarknaden.

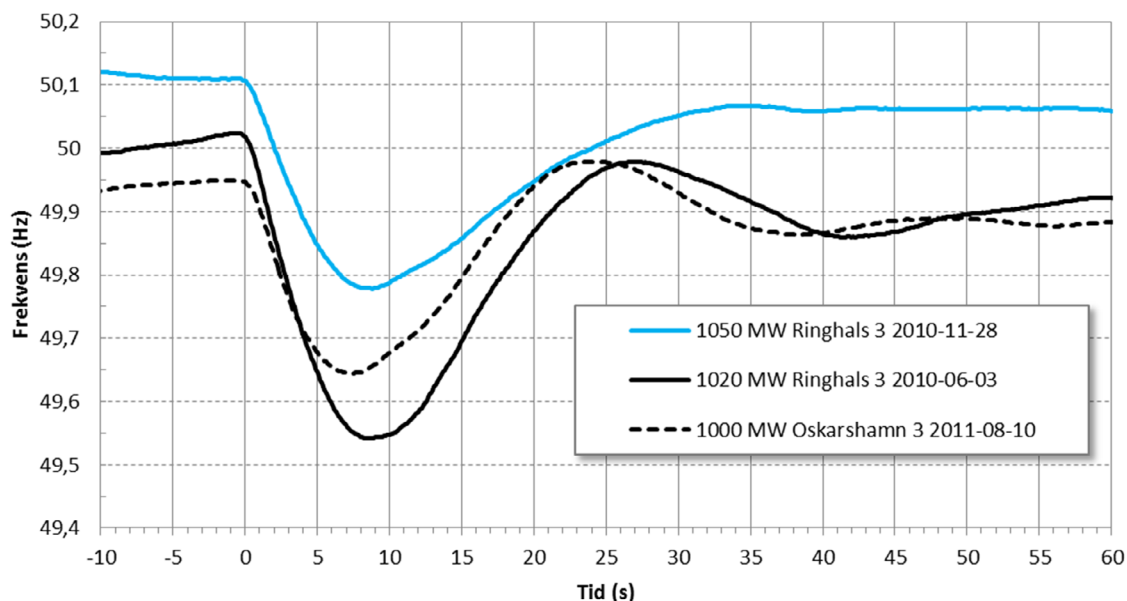
Till skillnad från FNR, finns för FDR ett krav på att denna skall vara återställd inom 15 minuter efter aktivering [2]. Kravet är en direkt följd av att kraftsystemet senast 15 minuter efter att ett dimensionerande fel inträffat, måste klara av gällande dimensionerande fel. Återställning av FDR sker med hjälp av manuella ingrepp, antingen genom att bud på reglerkraftmarknaden avropas eller genom

uppstart av gasturbinerna i den snabba stöningsreserven, Figur 2.1. Snabb stöningsreserv används främst vid de tillfällen då flaskhalsar i det nordiska systemet omöjliggör utnyttjande av bud på reglerkraftmarknaden för återställning av FDR.

Befintliga krav med avseende på reserver är således i stor utsträckning dimensionerade utifrån kraftsystemets behov av att kunna klara av plötsliga fel av "N-1"-karaktär. För mer långsamma förlopp och avvikelser som exempelvis kan uppstå på grund av felprognostiserad förbrukning eller vindkraftproduktion, finns idag inga definierade reserver, då dessa avvikelser antas kunna hanteras med hjälp av reglerresurser inom ramen för reglerkraftmarknaden.

Reglerkraftmarknaden

För de manuella reglerresurser som behövs för kontinuerlig avlastning av de automatiska reserverna (FNR) under normala driftförhållanden, finns således ingen speciell reserv definierad. För detta används upp- respektive nedregleringsbud på reglerkraftmarknaden. Det finns idag inga krav som säger



Figur 2.2. Frekvensen vid tre större produktionsbortfall.

att reglerkraftmarknaden skall innehålla en viss mängd bud eller var i systemet rent fysiskt bud skall finnas tillgängliga, utan deltagande på reglerkraftmarknaden sker på frivillig basis.

Det bör tilläggas att reglerkraftmarknaden inte endast används av balansskäl, utan även används för regleringar av flöden i nätet, exempelvis används bud på reglerkraftmarknaden för att motreglera för höga flöden genom flaskhalsar.

2.3 ANALYSERAT SCENARIO

Inom ramen för detta kapitel har ett scenario med totalt 7000 MW vindkraft i Sverige studerats. Detta scenario baseras på Svenska Kraftnäts perspektivplan för 2025, där vindkraften antas stå för 17 TWh.

2.4 ANALYS

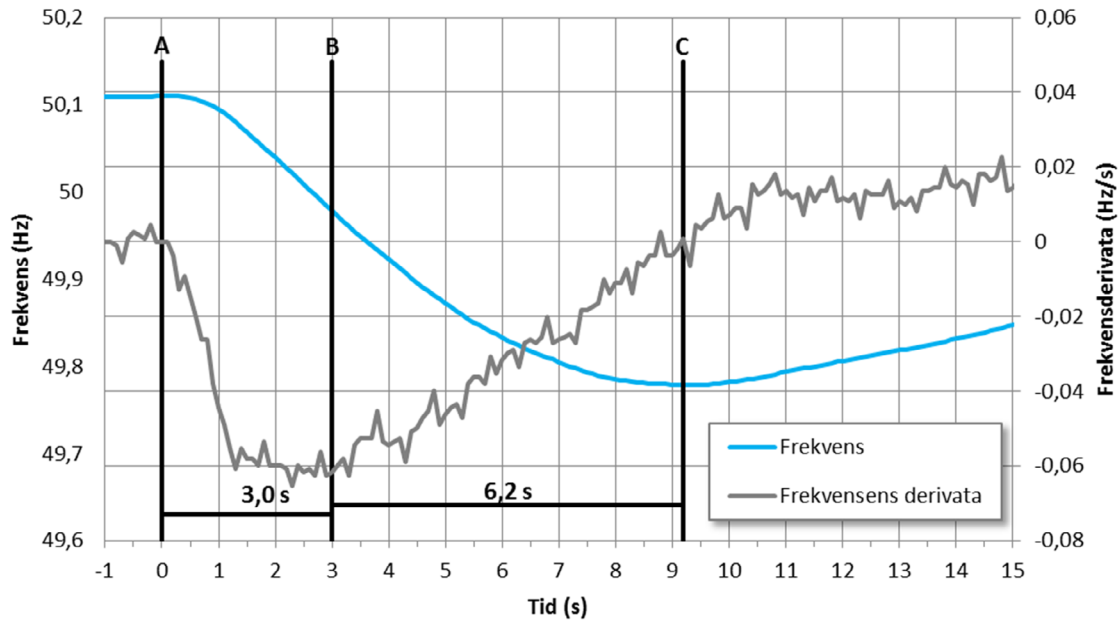
2.4.1 VINDKRAFTENS PÅVERKAN PÅ KRAFTSYSTEMETS SVÄNGMASSA

I Figur 2.2 visas tre exempel på hur frekvensen i det nordiska kraftsystemet ser ut efter en plötslig bortkoppling av cirka 1000 MW. Det som karakteriserar frekvensen är att denna efter bortkopplingen faller relativt linjärt under ett fåtal sekunder för att sedan bromsas upp och plana ut efter cirka 6–7 sek-

under, innan den därefter vänder uppåt igen.

Hur lågt frekvensen hinner sjunka vid ett momentant bortfall av produktion bestäms, bortsett från hur mycket effekt som kopplas bort, av hur stor systemets svängmassa är, förbrukningens frekvensberoende, samt hur snabbt produktionen ökar i de produktionsanläggningar som deltar i kraftsystemets primärreglering.

Alla roterande maskiner som är direktanslutna till det synkrona systemet bidrar med svängmassa. Det innebär att både generatorer och motorer bidrar med svängmassa, även om mer än 95 procent av all svängmassa finns i kraftsystemets generatorer [3]. Dagens moderna vindkraftverk ansluts dock i stor utsträckning till kraftnätet via kraftelektronik, vilket innebär att vindkraftverken inte bidrar i någon större utsträckning med svängmassa till kraftsystemet. En stor utbyggnad av vindkraft kan således på sikt innebära att en betydande del av produktionen inte bidrar till svängmassan, och att svängmassan under perioder med hög vindkraftproduktion därför totalt sett blir lägre än vad den är idag. I följande resonemang skall vi därför studera hur vindkraften påverkar kraftsystemets svängmassa och vilken påverkan detta får på dämpningen av de frekvensvariationer som uppstår vid plötsliga obalanser likt de i Figur 2.2.



Figur 2.3. Uppförstoring av det initiala förloppet vid bortkoppling av 1050 MW (Ringhals 3 – 2010-11-28). Vid tidpunkt A sker en momentan bortkoppling av produktionen, vid tidpunkt B börjar produktionen i systemet att öka för att kompensera för bortfallen produktion och vid tidpunkt C har lika stor produktion reglerats upp som initialt vid A kopplades bort.

Om en obalans uppstår mellan det synkrona kraftsystemets samlade turbin- och generatoreffekt kommer frekvensens derivata att variera enligt nedan

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \times \frac{50}{2 \times S \times H} \quad (1)$$

där

$$\Delta P = P_{turbin} - P_{generator} \quad (2)$$

motsvarar frekvensens derivata, P_{turbin}

$\frac{df}{dt}$ summan av systemets alla turbineffekter,

$P_{generator}$ summan av systemets alla generatoreffekter och $S \times H$ systemets totala svängmassa. Det är således lätt att inse att ett system med liten svängmassa, ur frekvenssynpunkt, kommer att vara känsligare än ett system med stor svängmassa. Det är dock värt att notera att svängmassans storlek inte bara begränsar hastigheten med vilken frekvensen faller efter en plötslig obalans, utan även begränsar hur snabbt frekvensen kan återställas.

Låt oss inledningsvis i detalj studera bortkopplingen av 1050 MW (Ringhals 3 – 2010-11-28) i Figur 2.2, för att senare studera hur förloppet skulle sett ut givet en större mängd vindkraft i det nordiska synkronsystemet.

I Figur 2.3 redovisas en uppförstoring av det initiala förloppet. I figuren redovisas frekvensen och frekvensens derivata och det är tydligt att frekvensen efter ett visst initialt transient förlopp (efter drygt en sekund) faller med konstant hastighet av cirka 0,062 Hz/s (se Figur 2.3). Att frekvensen inte faller linjärt på en gång, kan härledas till pendlingar i kraftsystemet och det sätt på vilket produktionen kopplas bort.

Initialt vid tidpunkt A sjunker frekvensen och dess derivata. Efter cirka en och en halv sekund planar frekvensderivatan ut och frekvensen faller linjärt fram till tidpunkt B, då de produktionsanläggningar som deltar i primärregleringen börjar öka sin produktion för att kompensera för produktionsbortfallet. Under perioden då frekvensderivatan är konstant (mellan 1,5 och 3 sekunder) är svängmassan och förbrukningens frekvensberoende det enda som begränsar frekvensens fall.

Genom att konstatera att derivatan, när denna är konstant under perioden A-B, är lika med

-0,062 Hz/s, kan systemets svängmassa beräknas enligt nedan. Förbrukningens frekvensberoende är cirka 1 procent per Hz [3], vilket gör att ΔP vid tidpunkt B är mindre än ursprunglig obalans, detta har tagits i beaktande enligt nedan.

Vid aktuell tidpunkt var enligt Nordpool förbrukningen i det nordiska synkronsystemet cirka 46600 MWh/h. Vid produktionsfallet var frekvensen 50,11 Hz och vid tidpunkt B var frekvensen 49,98 Hz. ΔP kan således beräknas för tidpunkt B enligt nedan.

(3)

$$\Delta P = -1050 + 1\% \times 46600 \times (50,11 - 49,98) = -989 \text{ MW}$$

Systemets svängmassa kan beräknas enligt följande.

(4)

$$S \times H = \Delta P \times \frac{50}{2 \times \frac{df}{dt}} = -989 \times \frac{25}{-0,062} = 399 \text{ GWs}$$

Det nordiska synkronsystemets ekvivalenta H-värde är cirka 5 s [3]. Om vi antar att produktionen står för 95 procent³ av svängmassan och att produktionen i snitt körs på 80 procent av märkeffekt och i snitt har ett cosfi motsvarande 0,85, kan produktionen vid tillfället beräknas till cirka 52 GW enligt nedan. Eftersom produktionen vid tillfället enligt Nordpool var cirka 50000 MWh/h verkar beräknat värde på svängmassan vara realistiskt.

$$S = \frac{S_{\text{Produktion}}}{0,95} = \frac{P_{\text{Produktion}}}{0,95 \times 0,80 \times 0,85} \quad (5)$$

$$\frac{P_{\text{Produktion}}}{0,95 \times 0,80 \times 0,85} \times H = 399 \text{ GWs} \quad (6)$$

(7)

$$P_{\text{Produktion}} = \frac{399 \times 0,95 \times 0,80 \times 0,85}{5} \approx 52 \text{ GW}$$

Mellan tidpunkt B och C ökar produktionen i systemet motsvarande bortkopplad produktion. Vid tidpunkten var enligt Nord Pool förbrukningen i det

nordiska synkronsystemet cirka 46600 MWh/h, och genom att ta hänsyn till förbrukningens frekvensberoende kan således ΔP beräknas för tidpunkt C enligt nedan.

$$\Delta P_C = 1050 - 1\% \times 46600 \times (50,11 - 49,77) = 890 \text{ MW} \quad (8)$$

Således ökar produktionen i systemet mellan tidpunkt B och C, med cirka 890 MW, och om ökningen antas vara linjär ökar produktionen i så fall med 144 MW/s.

Enligt de krav som ställs på frekvensstyrd störningsreserv (FDR), skall denna vara utreglerad till 50 % efter fem sekunder [2]. Om FDR vid tillfället var 1160 MW (dimensionerande fel minus 200 MW), så skulle bidraget från den frekvensstyrda störningsreserven vara cirka 116 MW/s. Det något högre värdet 144 MW/s, kan förklaras med att även HVDC-länkar bidragit med effekt under perioden B-C, eller att det vid aktuellt tillfälle fanns mer FDR än vad kravet säger.

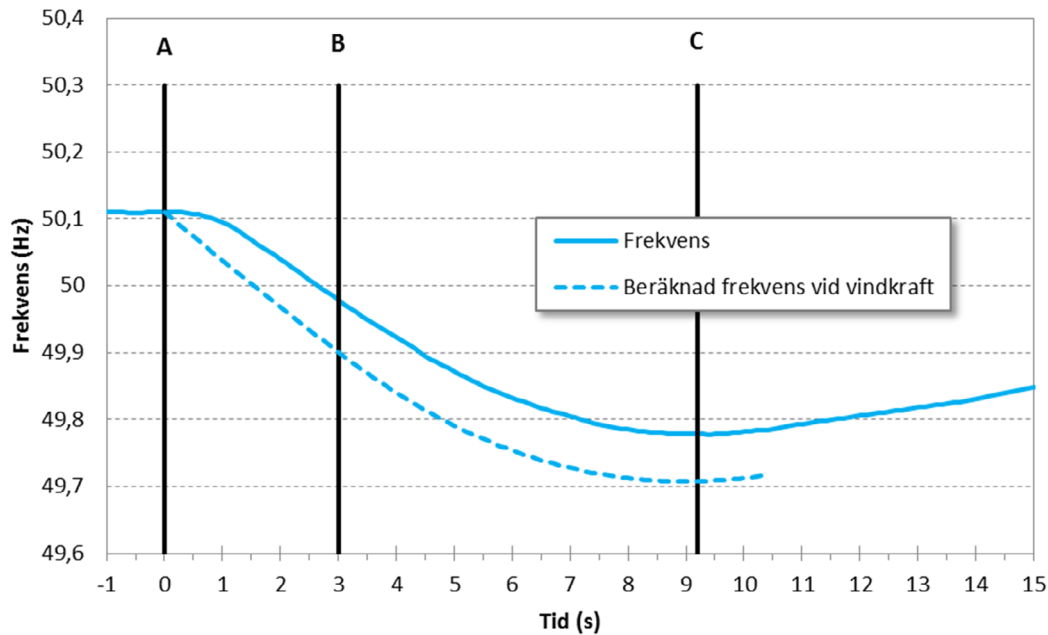
Vi känner nu de faktorer som avgör hur djupt frekvensen faller vid en momentan bortkoppling av produktion, dvs. systemets svängmassa och hur snabbt produktionen i systemet ökar. Vid en reduktion av svängmassan kan vi nu beräkna hur djupt frekvensen kan förväntas falla vid en produktionsbortkoppling likt den i ovanstående beräkning.

Låt oss nu analysera hur stor svängmassan skulle varit vid det aktuella tillfället, givet att den installerade vindkrafteffekten ökats med 7000 MW. Låt oss anta att vindkraften inte bidrar alls till svängmassan och att vindkraftens maximala produktion är lika med 85 procent av installerad effekt. Låt oss vidare anta att vindkraften ersätter vattenkraft som i snitt går på 85 procent av märkeffekt och som har ett genomsnittligt cosfi motsvarande 0,85. I värsta fall skulle detta innebära att systemets svängmassa reduceras med den mängd svängmassa som en installerad vattenkrafteffekt om 8 235 MVA ($7\,000 \times 0,85 / (0,85 \times 0,85)$) bidrar med. Om vi vidare antar att vattenkraften i snitt har samma H-värde som systemet som helhet, dvs. cirka 5 sekunder, kan vi beräkna den nya svängmassan enligt nedan.

(9)

$$S \times H = (399 - 8,235 \times 5) \text{ GWs} = 358 \text{ GWs}$$

3. Källa: [2]



Figur 2.4. Jämförelse av verklig frekvens vid bortfall av 1050 MW och frekvensen vid bortfall av samma mängd produktion, fast med reducerad svängmassa.

Låt oss nu beräkna frekvensens derivata under de första tre sekunderna innan primärregleringen hinna reagera, genom att ställa upp följande differentialekvation:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \times 50}{2 \times S \times H} \quad (10)$$

Där ΔP tar hänsyn till förbrukningens frekvensberoende enligt nedan.

$$\Delta P = -1050 + 1\% \times 46600 \times (50,11 - f) \quad (11)$$

Genom att lösa ovanstående differentialekvation kan vi beräkna frekvensen efter tre sekunder till 49,90 Hz. Vi kan även beräkna frekvensderivatan vid samma tid till -0,070 Hz/s.

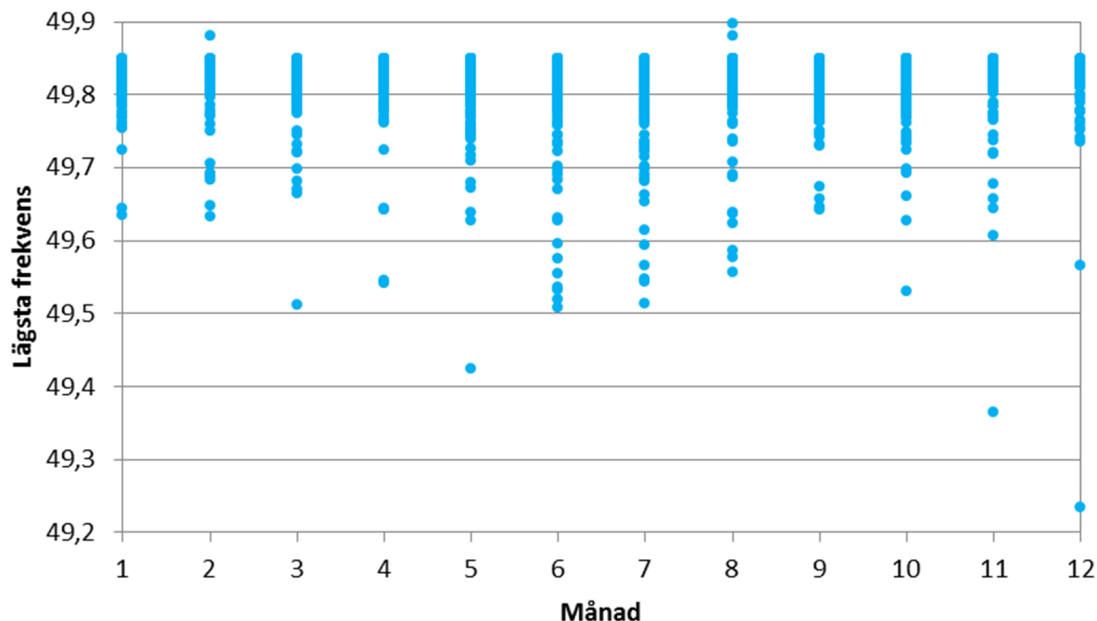
Med hjälp av nedanstående differentialekvation som även tar hänsyn till primärregleringens linjära ökning kan frekvensens lägsta värde beräknas och den tid det tar till detta värde nås, se Figur 2.4. Som lägst blir frekvensen 49,71 Hz och detta inträffar 9 sekunder från det att de 1050 megawatten kopplas bort.

$$\frac{df}{dt} = \frac{(-1050 + 1\% \times 46600 \times (50,11 - f) + t \times 144) \times 50}{2 \times S \times H} \quad (12)$$

För fallet utan vindkraft sjönk frekvensen som mest till 49,78 Hz (tidpunkt C). Således skulle den minskning av svängmassan som 7000 MW vindkraft innebär leda till en frekvenssänkning om cirka 0,07 Hz. Beräkningen är dock baserad på följande konservativa antagande och 0,07 Hz kan därför ses som en övre gräns för hur stor frekvenssänkningen kan tänkas bli i detta fall:

- > Frekvensen faller linjärt direkt efter bortkopplingen av produktion.
- > Primärregleringen antas reagera och öka lika snabbt som för fallet utan vindkraft.
- > Inga vindkraftverk förväntas bidra med någon svängmassa.

Låt oss nu studera ett så kallat worst case. Låt oss anta att vi tappar 1400 MW vid en tidpunkt med mycket låg förbrukning, när produktion och förbrukning i det nordiska systemet är 28000 MW. Låt oss vidare anta att det tar 3 sekunder innan produktionen i systemet ökar och att den sedan gör det med en hastighet motsvarande 116 MW/s. Vi antar vidare att systemets ekvivalenta H-värde är 5 sekunder, och att frekvensen innan bortkoppling av 1400 MW är 49,9 Hz.



Figur 2.5. Lägsta frekvens vid samtliga registrerade frekvensstörningar sedan 2003.

Om vi antar att 7000 MW vindkraft reducerar svängmassan i systemet med 41175 MWs, kan total svängmassa beräknas enligt nedan.

(13)

$$S \times H = \frac{28000}{0,95 \times 0,80 \times 0,85} \times 5 - 41175 = 176 \text{ GWs}$$

Frekvensderivatan efter bortkoppling av 1400 MW blir initialt

$$\frac{df}{dt} = -1400 \times \frac{25}{176000} = -0,19 \text{ Hz/s} \quad (14)$$

På tre sekunder hinner frekvensen falla från 49,90 Hertz till 49,34 Hz.

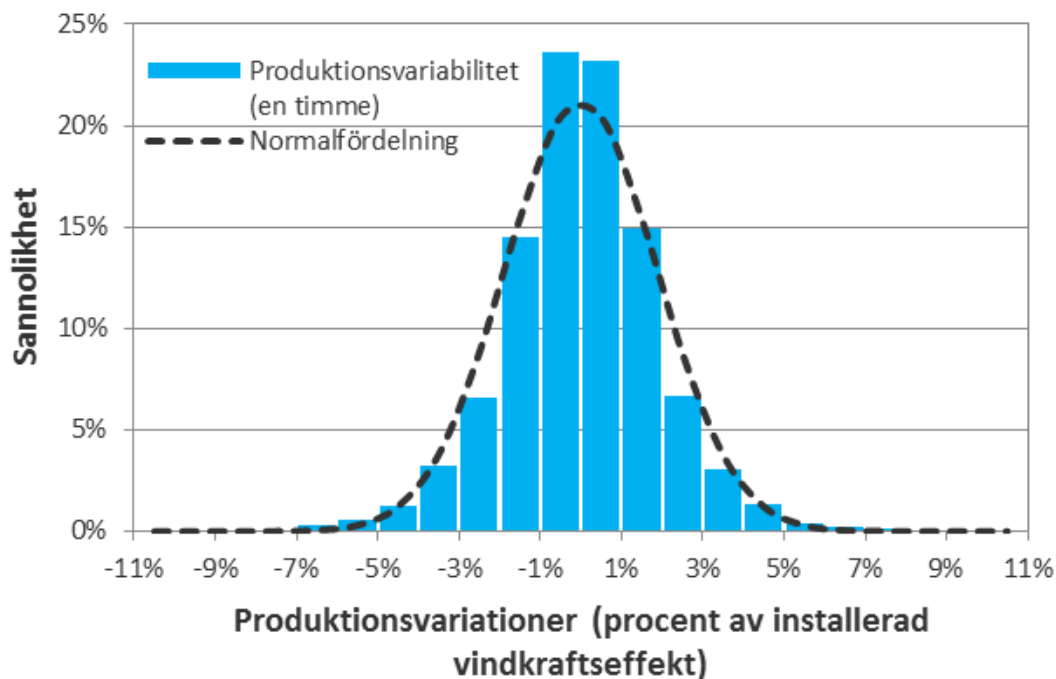
Vi kan nu sätta upp följande differentialekvation för hur frekvensen kommer att variera under den kommande tiden (från tidpunkt B). Notera att $t=0$ när frekvensen är 49,34.

(15)

$$\frac{df}{dt} = \frac{(-1400 + 1\% \times 28000 \times (49,90 - f) + t \times 116) \times 50}{2 \times 176000}$$

Vi avstår från att redovisa hur differentialekvationen löses, men beräkningarna visar att frekvensen som lägst kommer att bli 48,59 Hz och att detta inträffar totalt sett 11,9 sekunder efter bortkopplingen av 1400 MW. Samma beräkning utan de 7000 megawatten vindkraft resulterar i att frekvensen som lägst hamnar på 48,79 Hz efter totalt 12,4 sekunder. Vindkraften sänker alltså lägsta frekvens med 0,20 Hz, vid denna låglastsituation.

Ovanstående beräkningar visar att om 7000 MW vindkraft tillförs det nordiska synkronsystemet, så kommer ett momentant bortfall av 1400 MW produktion, vid en tidpunkt då kraftsystemets svängmassa är låg, att leda till att frekvensen faller 0,20 Hz lägre än om samma bortfall skulle ske med dagens förutsättningar. Huruvida denna sänkning av frekvensens lägsta nivå skulle utgöra ett problem eller ej, kan endast bedömas i ljuset av frekvensens absoluta värde. I beräkningarna ovan blev frekvensen som lägst 48,59 Hz, en frekvensnivå som skulle resultera i att ett antal frekvensåterställande åtgärder i kraftsystemet initieras, exempelvis bortkoppling av förbrukning. Beräkningarna baseras dock på relativt konservativa antaganden, bl. a. antas att inget stöd finns tillgängligt från systemvärnen (HVDC-länkarna), varför resultaten är att betrakta som ett utfall under mycket ofördelaktiga förhållanden som är föga troliga.



Figur 2.6. Vindkraftens variabilitet på timbasis, beräknat på timmedel-värden för Sveriges aggregerade vindkraftproduktion 2011. I figuren redovisas även normalfördelning med samma medelvärde och standardavvikelse som de timvisa produktionsvariationerna under 2011.

I Figur 2.5 redovisas lägsta frekvensvärde för samtliga frekvensstörningar sedan 2003. Endast vid tre tillfällen har frekvensen varit lägre än 49,5 Hz. Som lägst har ett dimensionerande fel lett till en frekvenssänkning till 49,36 Hz (1400 MW), och således kan slutsatsen dras att de antaganden som gjorts med avseende på förutsättningar för "worst case" ovan är föga sannolika, och att frekvensen ej kommer att sjunka så lågt som beräknat och att resultatet får ses som ett absolut värsta scenario. I Figur 2.5 är den lägsta uppmätta frekvensavvikelsen cirka 49,24 Hz, denna frekvensavvikelse inträffade dock vid ett fel som var större än dimensionerande fel, nämligen bortfall av 2500 MW, och får därför ses som en extrem incident.

Sammanfattningsvis kan vi säga att en utbyggnad av 7000 MW vindkraft kommer att leda till att lägsta frekvensen vid frekvensstörningar kommer att påverkas i viss mån då svängmassan minskar jämfört med idag, men att resultaten ovan som visar på frekvens under 49 Hz är att betrakta som extrema och föga troliga, då beräkningarna bygger på relativt konservativa antaganden. Resultaten får därför ses som en nedre gräns för hur lågt frekvensen kan förväntas falla, givet 7000 MW vindkraft

inkopplat via kraftelektronikutrustning och inget bidrag till svängmassan i systemet.

Föreslagsvis bör mer ingående studier genomföras inom aktuell frågeställning, och med fördel bör dessa baseras på dynamiska modeller, exempelvis de modeller som används i det nordiska projekt som studerat behovet av att förändra kraven på automatiska reserver [4]. Framför allt behöver studier genomföras som tar hänsyn till de automatiska reservernas och HVDC-länkarnas verkliga funktioner och beteenden.

Erfarenheter från Irland visar att skydd som triggar på frekvensderivatan kan ställa till problem vid låg svängmassa [7], detta är något som även bör studeras vid kommande arbeten.

2.4.2 VINDKRAFTPRODUKTIONENS VARIABILITET

Hur behovet av reglerresurser i ett kraftsystem förändras i takt med att detta tillförs vindkraft, avgörs, när det handlar om vilken typ av reglerresurser som kommer att efterfrågas, av den aggregerade vindkraftens variabilitet, dvs. hur mycket den aggregerade vindkraftens produktion på systemnivå varierar på olika tidsskalor.

Tabell 2.2. Exempel på olika länders maximala produktionsvariationer för aggregerad vindkraft på olika tidsskalor.

LAND (ANTAL ANLÄGGNINGAR SOM INGÅR I AKTUELL STUDIE)	MAXIMALA PRODUKTIONSvariationer FÖR AGGREGERAD VINDKRAFT PÅ OLIKA TIDSSKALOR (PROCENT AV INSTALLERAD VINDKRAFTSEFFEKT)			
	YTA	10-15 MINUTER	ENTIMME	FYRATIMMAR
Tyskland (>100 anläggningar)	400 x 400 km ²	± 6 %	-17/+12 %	-40/+27 %
Portugal (29 anläggningar)	300 x 800 km ²	± 12 %	-16/+13 %	-34/+23 %
Irland (11 anläggningar)	280 x 480 km ²	± 12 %	± 30 %	± 50 %

Källa: [5]

Den aggregerade vindkraftens variabilitet styrs av hur väl vindkraften sammanlagras på systemnivå. Sammanlagringen i sin tur, styrs av faktorer så som systemets geografiska storlek, hur jämnt vindkraftverken geografiskt sett är fördelade över aktuellt område, hur många vindkraftverk som ingår i systemet, samt områdets geografiska beskaffenhet.

I Figur 2.6 redovisas den statistiska fördelningen för variabiliteten på timbasis för aggregerad svensk vindkraftproduktion under 2011. Som mest ökade/minskade vindkraftens timmedelvärden med cirka 11 % av installerad effekt. Standardavvikelsen för variabiliteten under 2011 uppgår till 2 % av installerad effekt.

Ett stort antal studier visar att sammanlagringseffekterna ökar med storleken på det geografiska område som studeras, och på timbasis verkar sammanlagringseffekterna vara maximala när standardavvikelsen för de timvisa produktionsvariationerna når cirka 2 % av installerad vindkraftseffekt [5]. Av Figur 2.6 att döma verkar därför sammanlagringseffekterna i Sverige vara maximala.

Värden presenterade i [5] visar att vindkraftens produktion, inom ett område motsvarande 400×400 km och med över 100 vindkraftanläggningar, under 10–15 minuter maximalt ökade/minskade med 6 % av installerad effekt (vindkraft). Då dessa värden är extremvärden kommer troligtvis motsvarande variationer i genomsnitt att vara betydligt mindre. För ett större område, likt

Sverige med ett stort antal vindkraftsanläggningar, kan motsvarande variationer förväntas bli mindre då sammanlagringseffekterna kan förväntas vara större.

I [6] redovisas att 5 minuters produktionsmedelvärden för vindkraftverk på bara några kilometers avstånd uppvisar näst intill obefintlig korrelation. Före ett stort geografiskt område som Sverige, med ett stort antal vindkraftverk, innebär detta att den aggregerade vindkraftproduktionen kommer att vara näst intill totalt sammanlagrad på sekund-minutskala. Således kommer vindkraften ej att bidra till att nettoförbrukningens (Förbrukning minus vindkraftproduktion) variabilitet på samma tidsskala ökar, och inte heller till ett ökat behov eller användning av kraftsystemets automatiska reserver.

Eftersom sammanlagringen av vindkraftens produktionsvariationer tenderar att öka med en minskande tidsskala, kan slutsatsen dras att de maximala produktionsvariationerna inom timmen för vindkraften i Sverige bör bli mindre än de maximala produktionsvariationerna på timbasis, alltså mindre än 11 % av installerad effekt. Detta resonemang stöds i [5], där exempelvis studier från Tyskland, Irland och Portugal tydligt visar att den aggregerade vindkraftens produktionsvariationer minskar med minskad tidsskala, se Tabell 2.2.

Av ovanstående dras slutsatsen att vindkraftens variabilitet, på aggregerad nivå i Sverige, kan förväntas vara sådan, att vindkraften i huvudsak kommer att påverka behovet av de manuella

Tabell 2.3. Vindkraftens variabilitet på timbasis (timmedelvärden) för respektive elområde och Sverige som helhet.

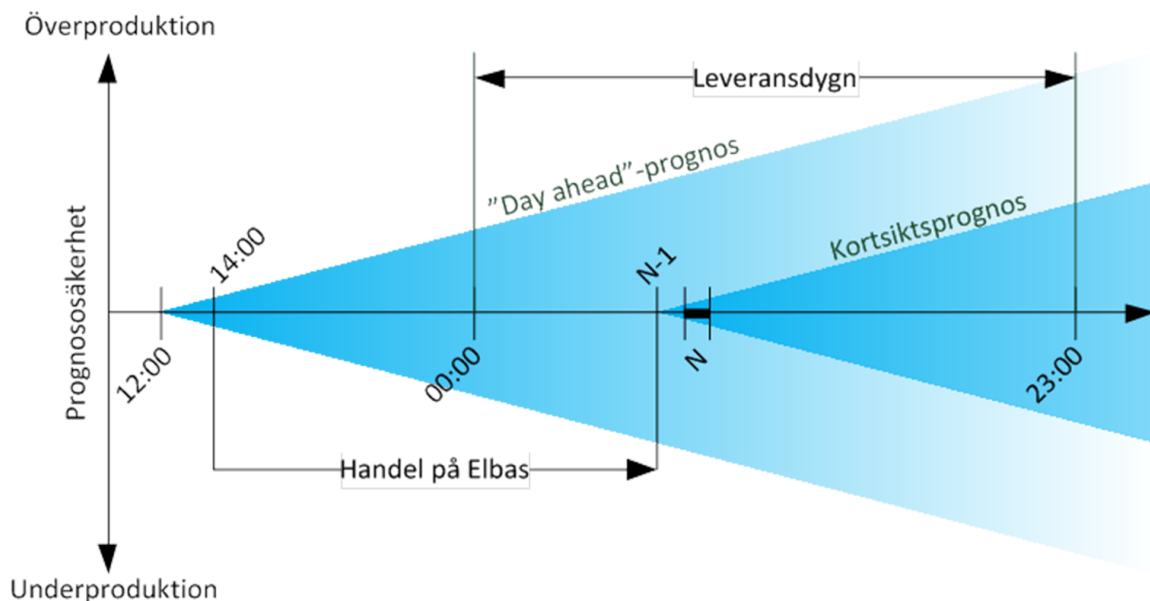
ELOMRÅDE	1	2	3	4	SVERIGE
Installerad effekt slutet av 2011 (MW)	197	541	1274	869	2881
VARIABILITET - STANDARDAVVIKELSE					
Standardavvikelse (MW)	8	18	32	27	63
Standardavvikelse (% av total installerad effekt i aktuellt område enligt översta raden i tabellen)	3,9	3,4	2,5	3,2	1,9
VARIABILITET - MAXIMALA TIMVISA VARIATIONER					
Maximal timvis minskning (MW)	-47	-98	-136	-172	-278
Maximal timvis minskning (% av total installerad effekt i aktuellt elområde)	-23,9	-18,1	-10,7	-19,8	-9,7
Maximal timvis ökning (MW)	45	97	207	192	291
Maximal timvis ökning (% av total installerad effekt i aktuellt elområde)	23	18	16	22	10,1

reglerresurser som krävs för att kontinuerligt frigöra automatiska reserver inom ramen för primärregleringen (FNR och FDR). I vilken grad avgörs av hur stor del av produktionsvariationerna som kan förutses, se följande avsnitt.

I Tabell 2.3 redovisas timvisa variabilitetsvärden för respektive elområde, samt för Sverige som helhet. Det är tydligt att sammanlagringen, med avseende på timvisa produktionsvariationer för vindkraften, procentuellt sett är större i elområden med stor andel vindkraft. Dock är storleken på de timvisa produktionsförändringarna mycket större i de områden som har mycket vindkraft.

Vi kan således sammanfatta följande:

- > Vindkraftens produktionsvariationer sammanlagras på sekund-minutskala i en sådan utsträckning att den påverkan vindkraften får på behovet av primärreglering bedöms vara mycket begränsad.
- > Den svenska vindkraftens produktionsvariationer verkar sammanlagras maximalt, då de timvisa produktionsvariationerna för den aggregerade vindkraften har en standardavvikelse på cirka 2 procent av installerad effekt.



Figur 2.7. Sammanställning av de marknadsförutsättningar och prognoshorisonter som vindkraftproducenter måste förhålla sig till.

- > I huvudsak är det behovet av manuella reglerresurser inom ramen för sekundärregleringen som kommer att påverkas av vindkraftutbyggnaden.

2.4.3 PÅVERKAN PÅ BEHOVET AV PRIMÄRREGLERING

I avsnitt 2.4.2 drogs slutsatsen att vindkraftens påverkan på behovet av primärregleringen är mycket begränsad. För att ändå uppskatta vilken påverkan vindkraften kan förväntas få på behovet av FNR kan följande resonemang föras [7]. Vi antar att vindkraften bidrar i samma grad som förbrukningen till behovet av FNR, ett relativt okontroversiellt antagande med tanke på att vindkraften på sekundminutskala förväntas vara näst intill fullständig sammanlagrad. Sverige har en maximalförbrukning på cirka 27000 MW och har ett krav att stå för cirka 232 MW av de 600 MW FNR som skall finnas i det nordiska synkronsystemet [2]. Om vi antar att det krävs 232/27000 MW FNR per installerad megawatt vindkraft, skulle 7000 MW vindkraft i så fall innebära ett ökat FNR behov på 60 MW ($232/27000 \times 7000$ MW).

När det gäller FDR kan vindkraften komma att påverka behovet av denna reserv på två sätt. Antingen genom att en bortkoppling av en vindkraftsanläggning utgör aktuellt dimensionerande fel och på så sätt är avgörande för mängden FDR som måste

hållas i det nordiska synkronsystemet, eller genom att vindkraftutbyggnaden reducerar svängmassan i kraftsystemet och därför ställer nya prestandakrav på FDR, se avsnitt 2.4.1.

Även om vindkraftens variationer endast kommer att ha en mycket begränsad påverkan på behovet av automatiska reserver, så kan vindkraftsutbyggnaden indirekt få påverkan på hur automatiska reserverna realiserar i kraftsystemet. Om vindkraften vid låglasttillfällen konkurrerar ut dyrare vattenkraft, kan de automatiska reserver som krävs komma att bli realiserade med hjälp av färre vattenkraftaggregat. Vilka konsekvenser detta får för driften av det nordiska kraftsystemet återstår att analysera, men det är till exempel tänkbart att det i ett framtida kraftsystem med stora mängder vindkraft, kan bli aktuellt att införa krav på en minsta mängd vattenkraft som måste köras för att de automatiska reserverna skall realiserar och vara tillgängliga på ett adekvat sätt.

2.4.4 PÅVERKAN PÅ BEHOVET AV MANUELLA REGLERRESURSER INOM RAMEN FÖR TERTIÄRREGLERINGEN

Den aggregerade vindkraftens förutsägbarhet

En förutsättning för att kunna bedöma hur stort det aggregerade prognosfelet för vindkraften kan bli i

Tabell 2.4. Noggrannhet för kortsiktsprognoser (persistensprognoser) för aggregerad vindkraft i Sverige. Tabellen bygger på beräkningar gjorda på 2011 års vindkraftproduktion i Sverige.

PROGNOSHORISONT	PROGNOSFELET STANDARDVARIATION % AV INSTALLERAD EFFEKT	MAXIMALT PROGNOSFEL % AV INSTALLERAD EFFEKT	MEDELVÄRDE % AV INSTALLERAD EFFEKT
1 timme	2,2	-10,4/10,9	0,0
2 timmar	3,9	-17,9/20,2	0,0

driftskedet, är en grundläggande förståelse för de marknadsmässiga ramar och förutsättningar som påverkar vindkraftsproducenterna i planeringsskedet. Låt oss därför studera de ramar en vindkraftsproducent måste förhålla sig till, se Figur 2.7.

Klockan 12.00 dagen innan leveransdygnet skall alla köp- och säljbud vara inlämnade till Elspot. Detta innebär att en vindkraftsproducent måste förlita sig på en prognos med en tidshorisont på mellan 12–36 timmar, beroende på vilken leveranstimme som avses. Efterhand som respektive leveranstimme närmar sig, minskar prognoshorisonten och därmed vindkraftprognosernas osäkerhet, och en vindkraftsproducent får således allt bättre information om vilken produktion denne kan förvänta sig under varje leveranstimme. Visar det sig att vindkraftsproducenten sålt för mycket eller för lite på Elspot i förhållande till prognostiserat utfall, kan denne, fram till en timme innan aktuell leveranstimme, handla på Elbas för att kompensera för dessa avvikelser. 45 minuter innan respektive leveranstimme blir de produktions- och förbrukningsplaner de balansansvariga skickat in till Svenska Kraftnät bindande, och grundläggande för avräkningen.

Om alla aktörer följer de regler som finns för elmarknaden och har tillgång till kontinuerligt uppdaterade prognoser, bör det aggregerade prognosfelet för vindkraften i driftskedet vara lika stort som det prognosfel som kan förväntas för en prognos för aggregerad vindkraftproduktion på 1–2 timmars sikt, se Tabell 2.4.

Om vi betraktar ovanstående scenario som idealt, vad är då dess motsats? Hur stort kan prognosfelet p.g.a. vindkraften bli under sådana

förutsättningar? Låt oss anta att vindkraftsproducenterna endast handlar på Elspot och sedan inte genomför någon korrigerande handel på Elbas. Låt oss vidare anta att alla vindkraftsproducenter säljer den produktion som vindkraftprognosen visar innan klockan 12:00 dagen innan leveransdygnet, och att vindkraftsproducenterna inte uppdaterar produktionsplanerna efter handeln på Elspot.

Under leveranstimmen kommer under dessa förutsättningar den aggregerade vindkraftens prognosfel styras av "Day-Ahead"-prognosens noggrannhet för den aggregerade vindkraften, se Tabell 2.5 samt Figur 2.7.

Således kan prognosfelet för vindkraften förväntas begränsas av följande två scenarion:

A. Ideala förhållanden – Kontinuerlig uppdatering av planer och prognoser, samt korrigerande handel på Elbas.

Alla aktörer agerar på samma sätt, dvs. kontinuerligt uppdaterar prognoser, produktionsplaner och handel, efterhand som leveranstimmen närmar sig och vindkraftprognosernas noggrannhet ökar.

B. Endast handel på Elspot och ingen uppdatering av planer eller prognoser.

Alla aktörer agerar på samma sätt, dvs. endast genomför handel på Elspot och säljer det som den långsiktiga vindkraftprognosen visar. Ingen handel sker på Elbas och inga produktionsplaner uppdateras.

Tabell 2.5. Prognosnoggrannhet – Svenska Kraftnät's "day-ahead"-prognos för kommande leveransdygns vindkraftproduktion per timme.

PROGNOSHORISONT	PROGNOSFELET'S STANDARDAVVIKELSE % AV INSTALLERAD EFFEKT	UPPMÄTT MAXIMALT PROGNOSFEL % AV INSTALLERAD EFFEKT	MEDELVÄRDE % AV INSTALLERAD EFFEKT
12-36 timmar	7,2	-34,8/19,3	-0,7

Vindkraftprognoser med korta tidshorisonter på endast ett fåtal timmar baseras inte på vädermodeller, utan på statistiska modeller. En modell som ger en relativt noggrann prognos är den så kallade persistensmodellen. Enkelt uttryckt antar persistensmodellen att vindkraftproduktionen i framtiden kommer att vara den samma som den är i aktuellt nuläge [8]. För kortare tidshorisonter (fåtal timmar) är persistensmodellen överlägsen vädermodellbaserade prognoser. Det finns även andra statistiska modeller som är noggrannare än persistensmodellen, men dessa är endast marginellt mer noggranna [8], varför persistensmodellen utgör en kvalificerad uppskattning av kortsiktiga vindkraftprognosers noggrannhet.

I Tabell 2.4 redovisas det beräknade prognosfelet för en persistensprognos för den aggregerade vindkraftproduktionen i Sverige. Beräkningen bygger på avräknade vindkraftproduktionsvärden för Sverige under 2011.

För att uppskatta hur stort det aggregerade prognosfelet för vindkraften, givet en "Day-Ahead"-prognos, har den långsiktsprogno som Svenska Kraftnät använder sig av utvärderats för maximalt prognosfel. Utvärderingen har genomförts baserat på timmedelvärden för vindkraftsproduktion under 2011 (timmedelvärden) och motsvarande långsiktsprogno svärden, se Tabell 2.5.

Resultatet av utvärderingen av Svenska Kraftnät's långsiktsprogno visar att de avvikelser som kan förväntas, givet att aktörer endast genomför en långsiktsprogno och sedan inte uppdaterar prognoser eller genomför någon korrigerande handel, kan uppgå till mellan -34,8 och +19,3 procent av installerad vindkrafteffekt.

För att få en uppfattning om hur stort det aggregerade prognosfelet på kort sikt verkligen är för vindkraften, har summan av de bindande produktionsplanerna för vindkraften i Sverige jämförts mot verkligt aggregerat utfall. De bindande produktionsplanerna för vindkraft bör återspegla vindkraftproducenternas prognoser en timme innan aktuell leveranstimme. Summan av de bindande produktionsplanerna för svensk vindkraft, bör därför motsvara en kortsiktig prognos för den aggregerade vindkraften.

Beräkningar för 2011 visar att standardavvikelsen för planfelet, dvs. skillnad mellan bindande aggregerad produktionsplan och verkligt utfall, uppgår till 4,2 procent av installerad vindkrafteffekt. Maximalt var planfelet plus 18,7 respektive -19,2 procent, och medelvärdet för det aggregerade planfelet under 2011 var lika med -0,01 % av installerad vindkrafteffekt. Medelvärdet i sig visar att de bindande produktionsplanerna för vindkraften inte verkar systematiskt över- eller underskatta vindkraftens produktion.

Prognosfelet för den aggregerade vindkraften i driftskedet kan således förväntas ha ett maximalt prognosfel motsvarande cirka 19 procent av den installerade vindkrafteffekten. Om vi antar att det för närvarande i Sverige finns 3000 MW vindkraft installerat, så kan vi förvänta oss att vindkraftproduktionen i driftskedet kan avvika med maximalt ± 600 MW från de produktionsplaner som finns Svenska Kraftnät tillhanda.

Tabell 2.6. Förbrukningsprognosfelets standardavvikelse för olika tidshorisonter.

PROGNOSHORISONT	PROGNOSFELET STANDARDVAVIKELSE % AV MAXFÖRBRUKNING ⁴	MAXIMALT PROGNOSFEL % AV MAXFÖRBRUKNING	MEDELVÄRDE % AV MAXFÖRBRUKNING
12-36 timmar	2,8	-12/+12	0,85
1 timme (persistensprognos)	2,4	-31/+35	-1,9

Tabell 2.7. Förbrukningsprognosfelets standardavvikelse för olika tidshorisonter baserat på bindande förbrukningsplaner.

PROGNOSHORISONT	PROGNOSFELET STANDARDVAVIKELSE % AV MAXFÖRBRUKNING ⁴	MAXIMALT PROGNOSFEL % AV MAXFÖRBRUKNING	MEDELVÄRDE % AV MAXFÖRBRUKNING
Kortsikt (1-2 timmar)	1,2	-5,6/+4,7	0,4

Förbrukningens förutsägbarhet

Det totala prognosfelet ($\epsilon_{\text{prognos}}$) för det svenska kraftsystemet kan tecknas enligt nedan

(16)

$$\epsilon_{\text{prognos}} = \Delta F - \Delta V = F_{\text{plan}} - F_{\text{utfall}} - (V_{\text{plan}} - V_{\text{utfall}})$$

där ΔF motsvarar aktuellt prognosfel för förbrukning, dvs planerad/prognostiserad förbrukning minus verkligt utfall, och ΔV motsvarande prognosfel för vindkraftens produktion. Ett negativt prognosfel innebär ett behov av uppreglering av produktion och ett positivt ett behov av motsatsen, dvs. nedreglering.

Att känna till hur stort prognosfelet för förbrukningen kan bli, är således ett krav för att kunna beräkna hur behovet av reglerresurser kommer att förändras i och med att mängden vindkraft i systemet ökar.

För att få en uppfattning om hur stort prognosfelet för förbrukningen kan tänkas bli i driftskedet, har på samma sätt som för vindkraften prognosnoggrannheten för en lång- och en kortsiktig förbrukningsprognos studerats.

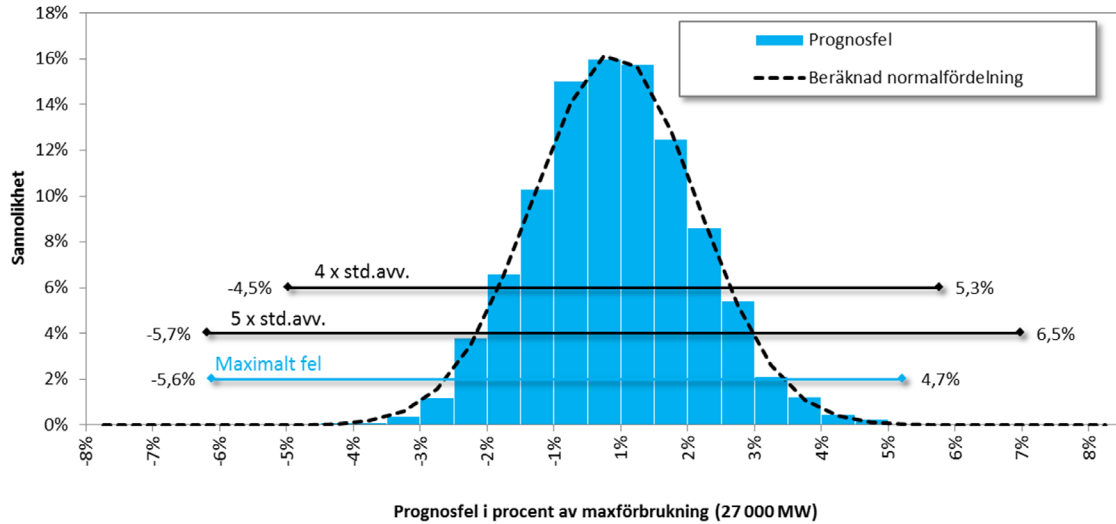
För att få en uppfattning om möjligheten att prognostisera förbrukning på längre sikt har Svenska Kraftnätets "Day-Ahead"-prognos för förbrukning utvärderats, se Tabell 2.6.

På samma sätt som för vindkraften har de bindande förbrukningsplanerna utvärderats, se Tabell 2.7. Det är tydligt att de bindande planerna ger den mest noggranna indikationen om hur stort prognosfelet för förbrukningen kan förväntas bli i driftskedet.

Beräkning av ökat behov av manuella reglerresurser

En vanligt förekommande metod för att beräkna hur behovet av reglerresurser ökar när ett kraftsystem tillförs vindkraft, är att jämföra den statistiska fördelningen för systemets aggregerade prognosfel före och efter systemet tillförts vindkraft [9]. Genom att studera hur mycket den statistiska fördel-

4. 27 000 MW



Figur 2.8. Statistisk fördelning för det kortsiktiga prognosfelet för förbrukningen i det svenska kraftsystemet.

ningens spridning ökar, kan ökat behov av reglerresurser identifieras.

Som vi tidigare redovisat kan det totala prognosfelet för det svenska kraftsystemet tecknas enligt nedan

$$\varepsilon_{prognos} = \Delta F - \Delta V \quad (17)$$

där ΔF motsvarar aktuellt prognosfel för förbrukning, dvs. planerad/prognostiserad förbrukning minus verkligt utfall, och ΔV motsvarande prognosfel för vindkraftens produktion.

Korrelationen mellan ΔF och ΔV har beräknats och endast en extremt liten korrelation kunde identifieras, varför antagandet har gjorts att de båda stokastiska variablerna är oberoende.

Standardavvikelsen (σ) för differensen av två stokastiska oberoende variabler kan beräknas enligt nedan

$$\sigma_{x-y} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2} \quad (18)$$

och medelvärdet (μ) för differensen av två stokastiska variabler kan beräknas enligt följande [10].

$$\mu_{x-y} = \mu_x - \mu_y \quad (19)$$

Standardavvikelsen för kraftsystemets totala prognosfel ($\sigma(\varepsilon_{prognos})$) kan således beräknas som

$$\sigma(\varepsilon_{prognos}) = \sqrt{\sigma(\Delta F)^2 + \sigma(\Delta V)^2} \quad (20)$$

och motsvarande medelvärde ($\mu(\varepsilon_{prognos})$) enligt nedan.

$$\mu(\varepsilon_{prognos}) = \mu(\Delta F) - \mu(\Delta V) \quad (21)$$

Om en stokastisk variabel anses vara normalfördelad gäller att sannolikheten att den stokastiska variabeln antar ett värde inom konfidensintervallet ± 4 standardavvikelse är 99,9870 % (69 minuter utanför intervaller per år), och för konfidensintervallet ± 5 standardavvikelse är motsvarande sannolikhet 99,9998 % (mindre än 1 minut utanför intervallet per år). Låt oss nu studera hur detta stämmer in på underlaget för vindkraftens och förbrukningens prognosfel.

Låt oss inledningsvis studera fördelningen för det svenska kraftsystemets kortsiktiga prognosfel (jämför med Tabell 2.7) utan vindkraft, dvs. den statistiska fördelningen för endast förbrukningens prognosfel, se Figur 2.8.

I Figur 2.8 har fördelningens maximala verkliga bredd, dvs. maximala verkliga prognosfel, markerats. I figuren har även motsvarande normalfördelning ritats in, dvs. en normalfördelning med samma medelvärde och standardavvikelse som beräknats för aktuellt underlag. För den beräknade normalfördelningen har intervallen ± 4 respektive ± 5 stan-

Tabell 2.8. Behov av reglerresurser vid olika konfidensintervall.

	MAX. NEG. FEL %/MW		MAX. POS. FEL %/MW	
Utfall (max fel)	-5,6	-1520	4,7	1270
±4 standardavvikelser	-4,5	-1210	5,3	1430
±5 standardavvikelser	-5,7	-1540	6,5	1760

dardavvikelser markerats.

För fördelningen i Figur 2.8 verkar ±5 standardavvikelser vara ett bra mått på vilka prognosfel som maximalt kan förväntas när det gäller förbrukning. I Tabell 2.8 presenteras motsvarande behov av reglerresurser i megawatt.

Vi kan nu således sammanfatta att det svenska kraftsystemet i driftskedet har ett maximalt behov av att inom leveranstimmen kunna reglera ner/upp produktion motsvarande 1760/1540 MW för att kompensera för det prognosfel som förbrukningen ger upphov till.

Genom att göra motsvarande analys som för förbrukningen (i Figur 2.8), kan slutsatsen dras att vindkraftens maximala prognosfel på kort sikt också uppgår till cirka 5 standardavvikelser, se Figur 2.9. Även för långsiktsprognozen för vindkraft verkar detta vara ett bra mått på maximalt fel ($5 \times 7,2 \approx 34,8\%$ - jämför med Tabell 2.5).

Vi kan således slå fast att fem standardavvikelser verkar ge ett bra mått på hur fördelningen för både vindkraft och förbrukning kan förväntas bli. Vi kan därför beräkna den maximala spridningen för fördelningen för totalt prognosfel enligt nedan.

(22)

$$\begin{aligned} \max|\varepsilon_{\text{prognos}} - \mu(\varepsilon_{\text{prognos}})| &\approx \sqrt{[5 \times \sigma(\Delta F)]^2 + [5 \times \sigma(\Delta V)]^2} = \\ &= 5 \times \sqrt{\sigma(\Delta F)^2 + \sigma(\Delta V)^2} = 5 \times \sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) \end{aligned}$$

Som vi visat ovan är varken prognosfelet för vindkraften eller förbrukningen fördelat kring ett medelvärde lika med noll. Detta är därför något som

måste tas med i beräkningen när maximalt behov av upp- respektive nedregleringsbehov skall beräknas. Således måste kraftsystemets totala behov av reglerresurser i driftskedet (R) beräknas enligt nedan, dvs. som summan av medelvärdet för totalt prognosfel plus-minus fem gånger standardavvikelsen för samma prognosfel:

(23)

$$\begin{aligned} R &= \mu(\varepsilon_{\text{prognos}}) \pm 5 \times \sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) = \\ &= \mu(\Delta F) - \mu(\Delta V) \pm 5 \times \sqrt{\sigma(\Delta F)^2 + \sigma(\Delta V)^2} \end{aligned}$$

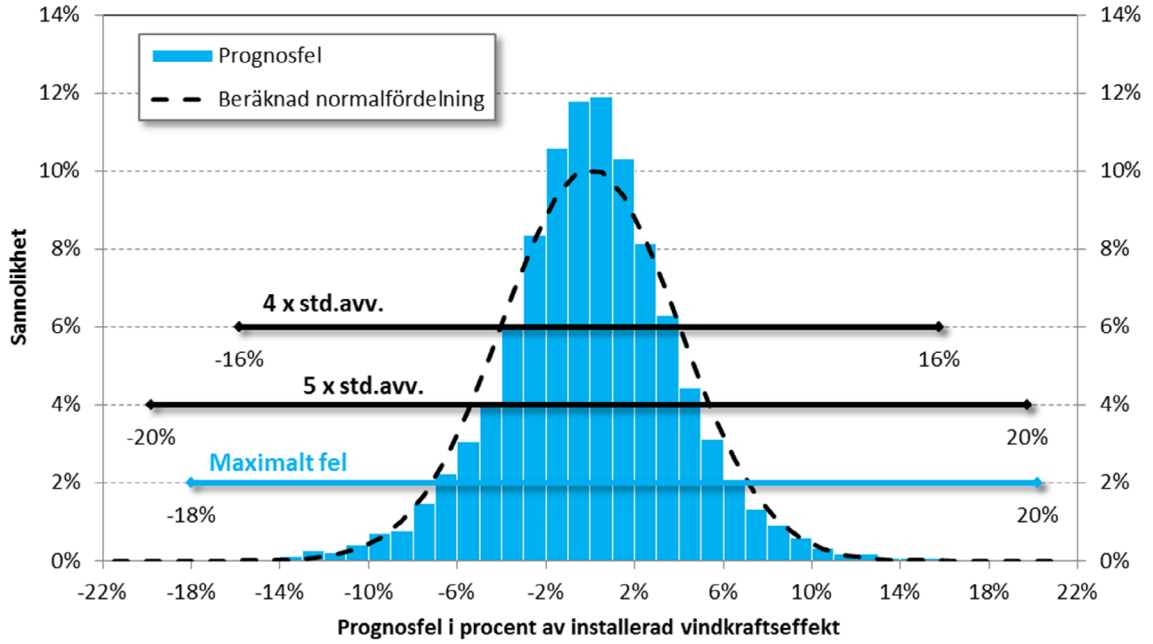
Nuläge – 3000 MW vindkraft

KONSERVATIVT PERSPEKTIV (SCENARIO B)

Låt oss nu som ett exempel beräkna i vilken utsträckning behovet av reglerresurser har ökat p.g.a. den vindkraft som idag finns installerad i det svenska kraftsystemet. Inledningsvis antar vi det konservativa perspektivet och beräknar utifrån de förutsättningar som gavs för scenario B i avsnitt 2.4.4.

Vi har ovan sett att medelvärdet för det aggregerade prognosfelet för förbrukningen uppgår till 0,4 procent av maxförbrukningen och att motsvarande för vindkraften (scenario B) är -0,7 procent, se Tabell 2.5. Låt oss vidare anta att den installerade vindkrafteffekten idag är 3 000 MW och maximal förbrukning 27 000 MW.

5. Procent av maximal förbrukning (27000 MW)



Figur 2.9. Statistisk fördelning för prognosfelet för vindkraften i det svenska kraftsystemet (kort sikt - 2 timmar).

Vi kan nu beräkna medelvärdena för förbrukningens och vindkraftens prognosfel, $\mu(\Delta F)$ och $\mu(\Delta V)$, enligt nedan.

$$\mu(\Delta F) = 0,004 \cdot 27000 \text{ MW} = 108 \text{ MW} \quad (24)$$

$$\mu(\Delta V) = -0,007 \cdot 3000 \text{ MW} = -21 \text{ MW} \quad (25)$$

Medelvärdet för systemets totala prognosfel, $\mu(\varepsilon_{\text{prognos}})$, beräknas, baserat på ekvation (21) enligt nedan.

$$\mu(\varepsilon_{\text{prognos}}) = \mu(\Delta F) - \mu(\Delta V) = 108 - (-21) \text{ MW} = 129 \text{ MW} \quad (26)$$

Standardavvikelsen för förbrukningens och vindkraftens prognosfel, uppgår till 1,2 procent av maximal förbrukning, respektive 7,2 procent av installerad vindkraftseffekt, och vi kan således beräkna standardavvikelserna för förbrukningens, respektive vindkraftens prognosfel var för sig enligt nedan.

$$\sigma(\Delta F) = 0,012 \cdot 27000 \text{ MW} = 324 \text{ MW} \quad (27)$$

$$\sigma(\Delta V) = 0,072 \cdot 3000 \text{ MW} = 216 \text{ MW} \quad (28)$$

Standardavvikelsen för systemets totala prognosfel kan nu, baserat på ekvation (20), beräknas enligt nedan.

$$\sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) = \sqrt{\sigma(\Delta F)^2 + \sigma(\Delta V)^2} = \sqrt{324^2 + 216^2} = 389 \text{ MW} \quad (29)$$

Vi kan nu, baserat på ekvation (23), beräkna kraftsystemets totala behov av reglerresurser i driftskedet (R) enligt nedan.

$$R = \mu(\varepsilon_{\text{prognos}}) \pm 5 \cdot \sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) = 129 \pm 5 \cdot 389 \text{ MW} = 129 \pm 1945 \text{ MW} \quad (30)$$

För att beräkna hur mycket behovet av reglerresurser har ökat p.g.a. vindkraften hittills ($\Delta R_{3000 \text{ MW}}$) minskas kraftsystemets totala behov av reglerresurser med det behov som förbrukningen ensamt står för, se nedan.

$$\begin{aligned} \Delta R_{3000 \text{ MW}} &= R - (108 \pm 1620) \text{ MW} \\ &= (129 \pm 1947) - (108 \pm 1620) \text{ MW} \\ &= 21 \pm 327 \text{ MW} \end{aligned} \quad (31)$$

Den mängd vindkraft som idag finns i systemet har således ökat behovet av manuella reglerresurser motsvarande 348 (ned) respektive 306 MW (upp).

ICKE-KONSERVATIVT PERSPEKTIV (SCENARIO A)

Låt oss nu genomföra samma beräkning fast utifrån förutsättningar i scenario A, ideala förhållanden. Den enda skillnaden i jämförelse med beräkningen för scenario B, är att medelvärde och standardavvikelse för vindkraftens prognosfel sätts lika med värden för 2-timmarsprognosen i Tabell 2.4 enligt nedan.

$$\mu(\Delta V) = 0 \text{ MW} \quad (32)$$

$$\sigma(\Delta V) = 0,039 \times 3000 \text{ MW} = 117 \text{ MW} \quad (33)$$

Medelvärdet för systemets totala prognosfel, $\mu(\varepsilon_{\text{prognos}})$, beräknas enligt nedan

$$\mu(\varepsilon_{\text{prognos}}) = \mu(\Delta F) - \mu(\Delta V) = 108 - 0 \text{ MW} = 108 \text{ MW} \quad (34)$$

och standardavvikelsen enligt följande.

$$\sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) = \sqrt{\sigma(\Delta F)^2 + \sigma(\Delta V)^2} = \sqrt{324^2 + 117^2} = 344 \text{ MW} \quad (35)$$

I detta fall beräknas total reglerbehov enligt nedan

$$R = \mu(\varepsilon_{\text{prognos}}) \pm 5 \times \sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) = 108 \pm 5 \times 344 \text{ MW} = 108 \pm 1720 \text{ MW} \quad (36)$$

och vindkraftens påverkan på behovet av reglerresurser beräknas enligt följande.

$$\Delta R_{3000 \text{ MW}} = R - (108 \pm 1620) \text{ MW} = (108 \pm 1720) - (108 \pm 1620) \text{ MW} = \pm 100 \text{ MW} \quad (37)$$

$$\Delta R_{3000 \text{ MW}} = R - (108 \pm 1620) \text{ MW} = (108 \pm 1720) - (108 \pm 1620) \text{ MW} = \pm 100 \text{ MW}$$

Vad ovanstående beräkningar visar är att beroende på vilka antaganden som görs rörande vindkraftproducenternas agerande, så kommer det ökade

behovet av manuella reglerresurser som vindkraften hittills medfört att variera från ± 100 MW till $-306/+348$ MW. I detta fall avser ett negativt värde uppregeringsresurser. Värt att notera är att beroende på om beräkningen baseras på ett konservativt eller icke-konservativt betraktningssätt, så varierar graden av symmetri, dvs. balansen mellan behov av upp- respektive nedregleringsresurser.

BINDANDE PRODUKTIONSPLANERS NOGGRANNHET

Ovanstående beräkningar baseras på antaganden om vilken noggrannhet som det aggregerade prognosfelet för vindkraft har. Det kan därför vara av intresse att än en gång genomföra ovanstående beräkningar, men denna gång med värden från utvärderingen av de bindande produktionsplanerna för vindkraften. Detta då noggrannheten på de bindande produktionsplanerna för vindkraft bör återspegla verklig aggregerad prognosnoggrannhet för vindkraften i Sverige.

I Figur 2.10 redovisas fördelningen för de bindande produktionsplanernas fel vid jämförelse mot verkligt utfall. Det är tydligt att även i detta fall verkar fem standardavvikelser vara ett bra mått på maximalt fel. Vi kan således använda samma beräkningssätt som ovan.

Vi ansätter nu medelvärde och standardavvikelse i enlighet med utvärderingen av de bindande produktionsplanernas noggrannhet, se sida 26.

$$\mu(\Delta V) = -0,0001 \times 3000 \text{ MW} = -0,3 \text{ MW} \quad (38)$$

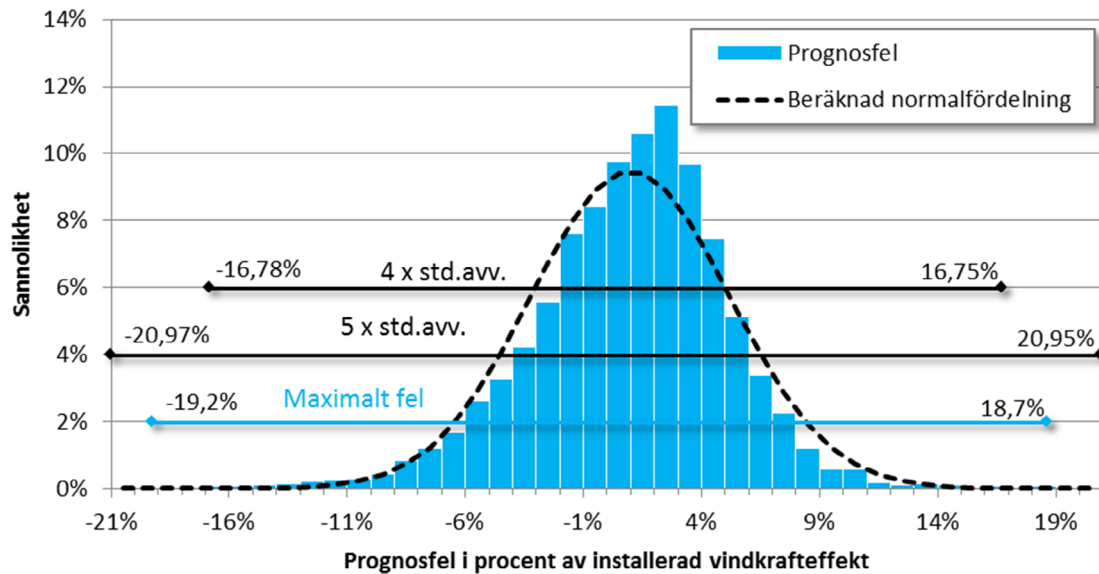
$$\sigma(\Delta V) = 0,042 \times 3000 \text{ MW} = 126 \text{ MW} \quad (39)$$

Medelvärdet för systemet totala prognosfel, $\mu(\varepsilon_{\text{prognos}})$, beräknas enligt nedan

$$\mu(\varepsilon_{\text{prognos}}) = \mu(\Delta F) - \mu(\Delta V) = 108 - (-0,3) \text{ MW} = 108,3 \text{ MW} \quad (40)$$

och standardavvikelsen enligt följande.

$$\sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) = \sqrt{\sigma(\Delta F)^2 + \sigma(\Delta V)^2} = \sqrt{324^2 + 126^2} = 348 \text{ MW} \quad (41)$$



Figur 2.10. Statistisk fördelning för prognosfelet för vindkraften i det svenska kraftsystemet (kort sikt).

I detta fall beräknas totalt reglerbehov enligt nedan (42)

$$R = \mu(\varepsilon_{\text{prognos}}) \pm 5 \times \sigma(\varepsilon_{\text{prognos}}) = 108,3 \pm 5 \times 348 \text{ MW} = 108,3 \pm 1740 \text{ MW}$$

och vindkraftens påverkan på behovet av reglerresurser beräknas enligt följande.

$$\Delta R_{3000 \text{ MW}} = R - (108 \pm 1620) \text{ MW} = (108,3 \pm 1740) - (108 \pm 1620) \text{ MW} = 0,3 \pm 120 \text{ MW} \quad (43)$$

Vad beräkningen visar är att verkligheten ligger väldigt nära det icke-konservativa förhållningssättet, och att det endast skiljer 20 MW i ökat behov av upp- respektive nedregleringsresurser.

SAMMANFATTNING - NULÄGE

Sammanfattningsvis verkar det aggregerade prognosfelet för vindkraft i dagsläget vara i paritet med persistensmodellens noggrannhet (se Tabell 2.4). Intressant att notera är att det aggregerade prognosfelet för förbrukningen inte, likt vindkraftens aggregerade prognosfel, är fördelat kring ett medelvärde lika med noll, något som skulle kunna indikera att de balansansvariga systematiskt överskat-

tar förbrukningen, något som leder till att manuella nedregleringsresurser behövs i en större utsträckning än manuella resurser för uppreglering.

Framtid – 3000-7000 MW vindkraft

I Tabell 2.9 redovisas hur behovet av reglerresurser kommer att förändras vid större andelar vindkraft, givet förutsättningar enligt scenario B (konservativt betraktningssätt).

I Tabell 2.10 redovisas hur behovet av reglerresurser kommer att förändras vid större andelar vindkraft, givet förutsättningar enligt scenario A (icke-konservativt betraktningssätt).

I Tabell 2.11 redovisas hur behovet av reglerresurser inom timmen kommer att förändras vid större andelar vindkraft, givet att vindkraftens aggregerade prognosfel i framtiden fortsätter att vara i paritet med noggrannheten på dagens bindande produktionsplaner för vindkraft.

Tabell 2.9. Beräknat behov av reglerresurser, baserat på förutsättningar enligt scenario B och upptill 7000 MW vindkraft.

VINDKRAFTEFFEKT	TOTALT BEHOV AV REGLERRESURSER UPP/NER (MW)	ÖKAT BEHOV AV NEDREGLE- RINGSRESURSER JÄMFÖRT MED SITUATIONEN UTAN VINDKRAFT (MW/% AV INST. EFFEKT)	ÖKAT BEHOV AV UPPREGLE- RINGSRESURSER JÄMFÖRT MED SITUATIONEN UTAN VINDKRAFT (MW/% AV INST. EFFEKT)
3 000 MW	1947/2076	348/11,6	306/10,2
4 000 MW	2167/2303	575/14,4	519/13,0
5 000 MW	2422/2565	837/16,7	767/15,3
6 000 MW	2700/2850	1122/18,7	1038/17,3
7 000 MW	2996/3153	1425/20,4	1327/19,0

Tabell 2.10. Beräknat behov av reglerresurser, baserat på förutsättningar enligt scenario A och upptill 7000 MW vindkraft.

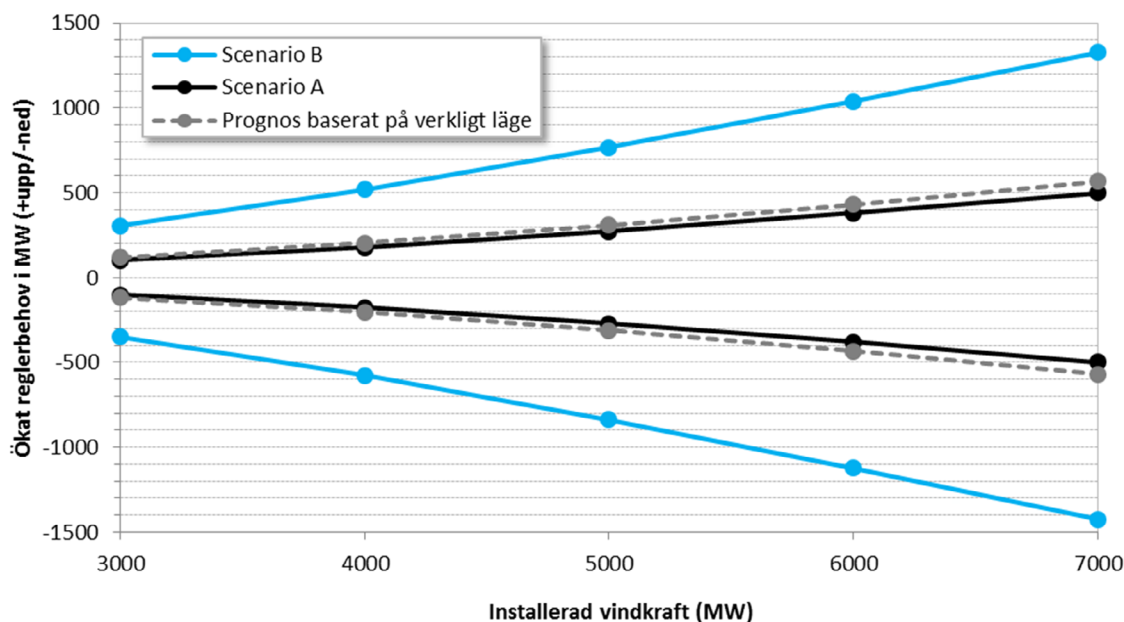
VINDKRAFTEFFEKT	TOTALT BEHOV AV REGLERRESURSER UPP/NER (MW)	ÖKAT BEHOV AV NEDREGLE- RINGSRESURSER JÄMFÖRT MED SITUATIONEN UTAN VINDKRAFT (MW/% AV INST. EFFEKT)	ÖKAT BEHOV AV UPPREGLE- RINGSRESURSER JÄMFÖRT MED SITUATIONEN UTAN VINDKRAFT (MW/% AV INST. EFFEKT)
3 000 MW	1722/1830	102/3,4	102/3,4
4 000 MW	1798/1906	178/4,4	178/4,4
5 000 MW	1891/1999	271/5,4	271/5,4
6 000 MW	1998/2106	378/6,3	378/6,3
7 000 MW	2118/2226	498/7,1	498/7,1

Tabell 2.11. Beräknat behov av reglerresurser, baserat på att framtida aggregerat prognosfel för vindkraften kommer att vara i paritet med noggrannheten på dagens bindande produktionsplaner för vindkraft.

VINDKRAFTEFFEKT	TOTALT BEHOV AV REGLERRESURSER UPP/NER (MW)	ÖKAT BEHOV AV NEDREGLE- RINGSRESURSER JÄMFÖRT MED SITUATIONEN UTAN VINDKRAFT (MW/% AV INST. EFFEKT)	ÖKAT BEHOV AV UPPREGLE- RINGSRESURSER JÄMFÖRT MED SITUATIONEN UTAN VINDKRAFT (MW/% AV INST. EFFEKT)
3 000 MW	1738/1846	118/3,9	118/3,9
4 000 MW	1825/1933	204/5,1	204/5,1
5 000 MW	1931/2039	310/6,2	310/6,2
6 000 MW	2052/2161	432/7,2	432/7,2
7 000 MW	2188/2296	567/8,1	567/8,1

Tabell 2.12. Beräknat behov av reglerresurser inom timmen per elområde, baserat på att framtida prognosfel för vindkraften kommer att vara i paritet med noggrannheten på dagens bindande produktionsplaner för vindkraften i elområde 3.

ELOMRÅDE	1	2	3	4	SUMMA
Installerad vindkraft (MW)	1400	1750	1750	2100	7000
Ökat reglerbehov (MW)	156	211	95	288	750



Figur 2.11. Ökat behov av reglerresurser (+upp/-ned) vid varierende mängd vindkraft. Jämförelse av resultat i föregående tabeller.

I Figur 2.11 jämförs resultaten i Tabell 2.9, Tabell 2.10, samt Tabell 2.11 med avseende på ökat behov av manuella reglerresurser. Det är tydligt att om vindkraftens prognosfel fortsätter att vara i paritet med noggrannheten på dagens bindande produktionsplaner för vindkraften, så kommer scenario A utgöra en bra uppskattning av det reglerbehov som vindkraften kommer att ge upphov till.

I Tabell 2.12 presenteras det ökade reglerbehovet inom timmen per elområde vid totalt 7000 MW installerad vindkraft. Beräkningarna är baserade på att alla fyra områden har samma prognosnoggrannhet som idag elområde 3 har, samt att vindkraftaktörerna agerar på samma sätt som i dag, dvs. som i Tabell 2.11. Det är tydligt att det summerade reglerbehovet blir större om respektive elområde måste balanseras var för sig, jämfört med en situation utan flaskhalsar, jämför med resultat i Tabell 2.11.

2.5 RESULTAT

2.5.1 VALIDERING AV RESULTAT

Svängmassa

Under inledningen av detta projekt genomfördes ett studiebesök hos den irländska TSO:n Eirgrid. Eirgrid redovisade att systemet klarar av att produktionen består av upp till 50 procent vindkraft utan att driftsäkerheten äventyras, och att det irländska systemet har en maximal förbrukning på endast 5 GW, att jämföra med det nordiska kraftsystemet som har en maxförbrukning på cirka 70 GW. Experter från Eirgrid förväntade sig inte att den vindkraft som planeras att tas i drift i Sverige under den närmaste framtiden torde utgöra några problem utifrån ett svängmasseperspektiv, då det nordiska kraftsystemet är mycket stort och den procentuella andelen vindkraft fortfarande är låg.

Beräkningarna som genomförts inom ramen för denna rapport redovisar endast blygsamma sänkningar av frekvensens lägsta nivå vid dimensionerande fel (mindre än 0,2 Hz) och stora mängder vindkraft. Resultaten i denna rapport bedöms därför, i ljuset av situationen på Irland och de konservativa antaganden som ligger till grund för beräkningarna, vara rimliga.

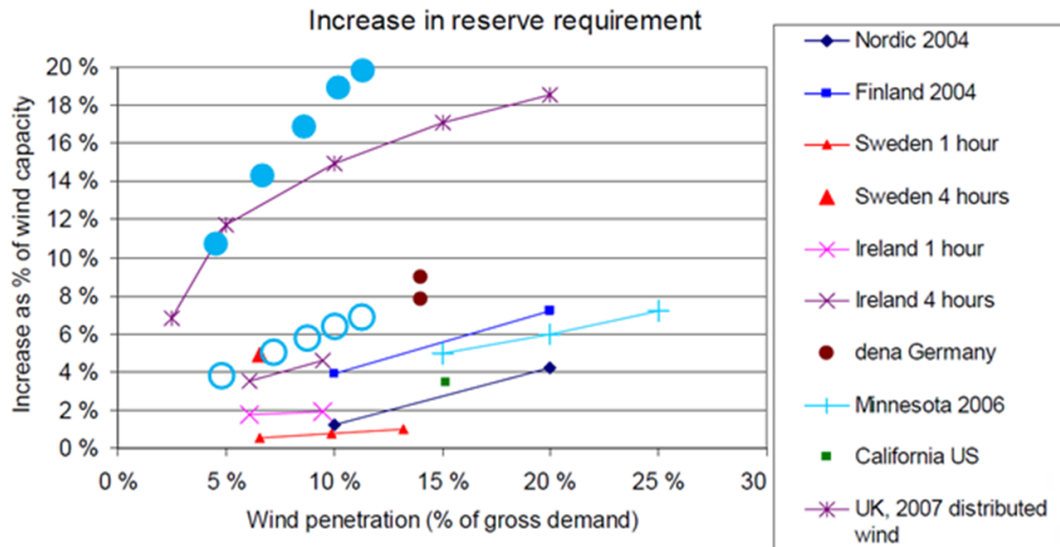


Fig 56. Results for the increase in reserve requirement due to wind power. German Dena estimates are taking into account the day-ahead uncertainty (for up and down reserves separately) and UK the variability of wind 4 hours ahead. In Minnesota and California, day ahead uncertainty has been included in the estimate. For the others the effect of variations during the operating hour is considered. For Ireland and Sweden the 4 hour-ahead uncertainty has been evaluated separately.

Figur 2.12. Sammanställning från [5] över olika vindintegrationsstudiers resultat med avseende på ökat reservbehov. I bilden har denna rapportens resultat för scenario A (Blå ringar) och B (Blå punkter) markerats.

Primärreglering

I [11] redovisas en beräkning som visar hur behovet av primärreglering ökar i ett system som tillförs 3000 MW vindkraft. Beräkningen visar ett ökat behov av endast 1,23 MW. Inom ramen för denna rapport uppskattades behovet öka med 60 MW vid 7000 MW vindkraft, dock baserat på en mycket grov uppskattning. Kontakter med exempelvis den spanska och irländska TSO:n bekräftar att vindkraftens påverkan på behovet av automatiska reserver är mycket litet.

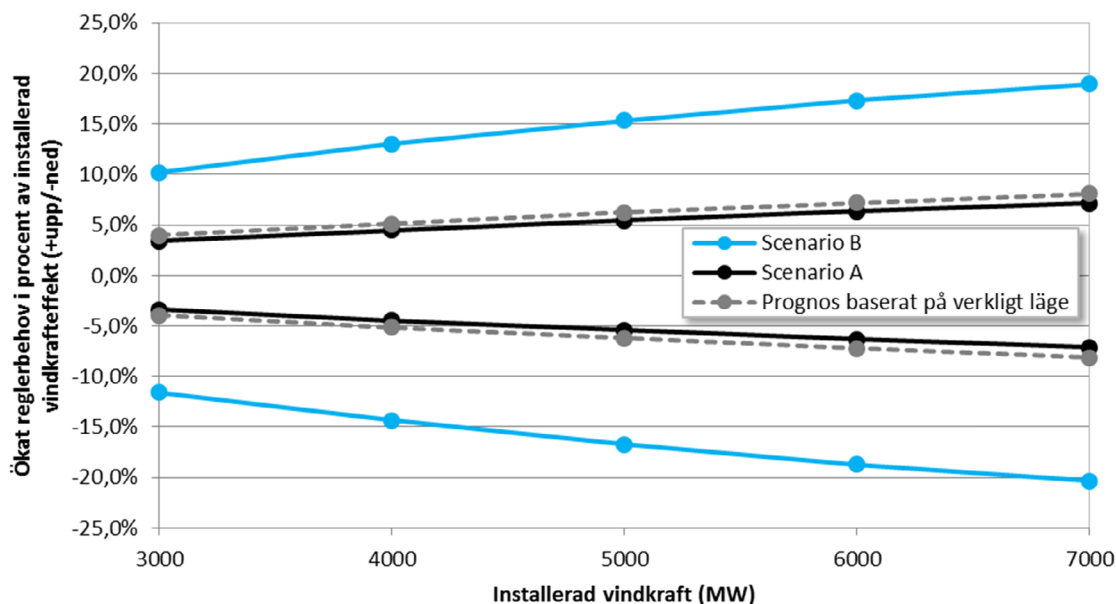
Tertiärreglering

I [5] presenteras en sammanställning av ett flertal vindintegrationsstudiers resultat med avseende på ökat reservbehov, se Figur 2.12. I figuren har även denna rapportens resultat med avseende på ökat behov av reglerresurser på timbasis markerats för scenario A (blå ringar) och scenario B (blå punkter), jämför med Figur 2.13.

Figur 2.12 visar att scenario A (balansansvariga handlar sig i balans på elbas efterhand som vindkraftprognoserna blir säkrare) verkar ligga mer i

linje med liknande studiers resultat än scenario B (ingen justerande handel på elbas). Detta är dock förväntat då scenario B bygger på antaganden som måste ses som relativt orealistiska, vilket även utvärderingen av de bindande produktionsplanerna visar, se Figur 2.13.

Att resultaten för scenario A är något högre än de flesta andra studiers resultat kan bl.a. förklaras av att exempelvis studierna "Sweden 1 hour", "Sweden 4 hours" samt "Finland 2004" har valt 4 standardavvikelse som konfidensintervall, istället för fem som beräkningarna i denna rapport bygger på. Vidare bygger resultaten i Figur 2.12 på olika beräkningsmodeller. "Sweden 1 hour", "Sweden 4 hours" samt "Finland 2004" bygger dock på samma modell som använts inom ramen för denna rapportens beräkningar. Beräkningarna i denna rapport har även baserats på en prognososäkerhet för förbrukning som är lägre än andra studiers, något som får direkt genomslag på den relativa ökningen av reservbehovet. Studier av beräkningarna som ligger bakom "Sweden 1 hour", "Sweden 4 hours" baseras på 1-timmens prognosvärden för vindkraften (1,4 procent av



Figur 2.13. Ökat behov av reglerresurser (+upp/-ned) vid varierande mängd vindkraft. Jämförelse av resultat i föregående tabeller.

installerad effekt) som är mycket lägre än de värden som beräknats vid utvärderingen av de bindande produktionsplanerna (4,2 procent av installerad effekt).

Resultaten för scenario B visar i jämförelse med andra studier att dessa inte har så hög sannolikhet. Resultaten för A verkar ligga i paritet med övriga studier.

2.5.2 DISKUSSION

Svängmassa

I avsnitt 2.4.1 visades att den reduktion av svängmassan i det nordiska synkronsystemet som den svenska vindkraftutbyggnaden kan leda till kommer att påverka frekvensregleringen negativt vid plötsliga obalanser, om än marginellt. Analysen har dock inte tagit hänsyn till eventuell utbyggnad av vindkraften i övriga nordiska länder, varför påverkan på frekvensregleringen kan förväntas bli större när vindkraften ökar i dessa länder.

Då svängmassan är en nordisk fråga, och utbyggnad av vindkraft planeras i samtliga nordiska länder, krävs en gemensam nordisk hantering och analys av denna frågeställning, inte minst med avseende på:

- > Vilka krav som i framtiden skall ställas på primärregleringen och nödeffekt via HVDC-förbindelser.
- > Om krav behöver formuleras med avseende på en minsta svängmassa i det nordiska synkronsystemet, och om exempelvis krav på syntetisk inertia skall införas för produktion ansluten via kraftelektronik.
- > Vilken påverkan en lägre svängmassa, p.g.a. vindkraftutbyggnad, får för det nordiska kraftsystemets transienta stabilitet.

Primärreglering

I avsnitt 2.4.2, 2.4.3 och 2.5.1 redovisas att vindkraften i mycket begränsad utsträckning kommer att öka behovet av primärreglering. I dagsläget pågår ett antal nordiska projekt som har bäring på de automatiska reservernas funktion, kapacitet och prestanda⁶. Det kan därför vara bra att invänta resultatet från dessa innan slutsatser rörande eventuella förändringar p.g.a. vindkraft behöver införas, alternativt informera dessa projekt om vindkraftens påverkan/behov. Precis som frågan om svängmassa, är primärregleringen en fråga som berör kraftsystemet på en nordisk nivå, varför frågeställningen också bör hanteras gemensamt av de nordiska stamnätsoperatörerna.

6. Införande av LFC, analys av orsaken till 60 sekunderspendlingar, samt översyn av de automatiska reserverna.

Tertiärreglering

I dagsläget finns ingen definierad reserv avsedd för att kontinuerligt frigöra de primära reserverna och kompensera för systemets totala prognosavvikelse. Den enda definierade reserv som är avsedd för att frigöra de primära reserverna är snabb störningsreserv och denna är inte avsedd att användas under normal drift, utan för att frigöra primära reserver under stördrift. Storleken på denna reserv påverkas inte heller av vindkraftens utbyggnad, utan av aktuellt dimensionerande fel.

De rådande kraven med avseende på reserver beslutades vid en tidpunkt då ett storskaligt inslag av vindkraftproduktion i kraftsystemet inte var ett reellt scenario att ta hänsyn till. Tack vare en likvid reglerkraftmarknad har systemet inte kompletterats med några reserver för balansering av eventuella prognosfel.

Avsnitt 2.4.4 visar att Svenska Kraftnäts behov av manuella reglerresurser inom timmen kommer att öka med en ökande andel vindkraft. Beräkningarna visar att vid 7000 MW vindkraft kommer behovet att ligga mellan cirka 600 och 1400 MW, beroende på de balansansvarigas agerande. Analysen visar att om de balansansvariga agerar på samma sätt som idag kommer behovet snarare att ligga närmare 600 MW. En rekommendation är att kontinuerliga utvärderingar av de balansansvarigas agerande genomförs, i syfte att följa utvecklingen och att statistik samlas in på ett strukturerat och ordnat sätt, både med avseende på vindkraftens verkliga och prognostiserade/planerade produktion.

Eftersom medverkan på reglerkraftmarknaden idag är frivillig, kan det vara motiverat att utreda om driftsäkerheten äventyras när behovet av manuella reglerresurser för att kompensera för ett allt större prognosfel ökar. Denna rapport hanterar ju som bekant endast en svensk utbyggnad av vindkraft, och med tanke på att planer även finns i övriga nordiska länder är ett nordiskt grepp i frågan att rekommendera.

Avsnitt 2.4.4 visar att behovet av manuella reglerresurser i driftskedet bestäms av noggrannheten på de balansansvarigas produktionsplaner för vindkraften, dvs. hur rätt dessa kan förväntas vara i förhållande till verkligt utfall. Således är det motiverat för Svenska Kraftnät att verka för och säkerställa att de balansansvariga kontinuerligt arbetar med prognoser och prognosverktyg, för att i

slutändan minimera osäkerheten på de produktionsplaner som levereras till Svenska Kraftnät. På samma sätt är det viktigt att Svenska Kraftnät arbetar för att de balansansvariga efterhand som prognoser och produktionsplaner uppdateras, genomför motsvarande handel på Elbas.

Vindkraften som reglerresurs

Att vindkraften kommer att påverka behovet av reglerresurser är tydligt. En naturlig följd av detta är att ställa sig frågan huruvida vindkraften själv kan delta i balanseringen av kraftsystemet och utgöra en reglerresurs.

Redan idag finns teknik tillgänglig som möjliggör för vindkraftverk att delta i primärregleringen. Detta sker dock inte i dagsläget i Sverige, och frågan är om det i framtiden kommer att finnas tillräckliga ekonomiska incitament för detta, då vindkraftens deltagande kräver att vind spills och tillgången på vattenkraft i Norden är god.

Det kan dock finnas tillfällen då vindkraften kan komma att behövas som reglerresurs, exempelvis vid låglasttillfällen och samtidig hög vindkraftproduktion, och då tillgängliga nedregleringsbud på reglerkraftmarknaden är mycket begränsade. Vid dessa tillfällen är det viktigt att vindkraften görs tillgänglig på reglerkraftmarknaden och det är därför av stor vikt att förutsättningar för vindkraftens deltagande på reglerkraftmarknaden säkerställs på sikt.

Utöver behovet av att kunna minska vindkraftproduktionen genom avrop av nedregleringsbud på reglerkraftmarknaden, kan om driftsäkerheten är hotad, Svenska Kraftnät beordra nedreglering av produktionen. Beordrade nedregleringar av säkerhetsskäl skall vara genomförda inom 15 minuter, och det är därför viktigt att förutsättningar för detta säkerställs, exempelvis genom att etablera kontaktvägar till respektive vindkraftproducent, samt säkerställa att dessa faktiskt har tekniska möjligheter att reglera ner produktionen inom denna tidsrymd.

2.6 SLUTSATSER OCH FÖRSLAG PÅ FORTSATT ARBETE

2.6.1 SLUTSATSER

Nedan redovisas, baserat på detta kapitels resultat, svaret på frågeställningen:

Hur och i vilken utsträckning påverkas det svenska kraftsystemets behov av reglerresurser när vindkraftproduktionen inom Sveriges gränser ökar?

Svaret på ovanstående fråga sammanfattas nedan i punktform:

- > Vindkraften ökar främst behovet av manuella reglerresurser inom timmen.

Behovet av reglerresurser kommer att öka i takt med att andelen vindkraft i det svenska kraftsystemet ökar, i huvudsak kommer behovet att inom timmen kunna kompensera för prognosfel med hjälp av manuella reserver att öka. Behovet av automatiska reserver bedöms endast öka marginellt.

Inom timmen bedöms Svenska Kraftnätets behov av manuella reglerresurser öka med cirka 600 MW, förutsatt en situation utan flaskhalsar internt i Sverige och att de balansansvariga fortsätter att agera på samma sätt som idag. Vid en situation där flaskhalsar uppstår mellan alla fyra elområden, behövs totalt cirka 750 MW, fördelat enligt Tabell 2.12. Mest ökar reglerbehovet i elområde 2 och 4.

- > Hur mycket behovet av reglerresurser ökar styrs av de balansansvarigas möjlighet att korrekt förutse vindkraftproduktionen.

Hur mycket behovet av manuella reglerresurser i driftskedet ökar styrs i huvudsak av noggrannheten på de balansansvarigas bindande produktionsplaner för vindkraften.

- > Vindkraften påverkar i mycket begränsad utsträckning behovet av primärreglering.

Behovet av automatiska reserver (FNR) bedöms i stort sett vara oförändrat, men behov kan finnas av att anpassa de automatiska reservernas prestanda för att kompensera för en

lägre svängmassa.

- > En ökning av den svenska vindkraften till 7000 MW, bedöms inte innebära något problem med avseende på frekvensregleringen, förutsatt att mängden vindkraft i övriga nordiska länder ej förändras.

Förutsatt att de arbeten som pågår med att se över behovet av automatiska reserver och storleken på dessa genomförs enligt plan, och att mängden vindkraft i de övriga nordiska länderna förblir oförändrad, bedöms inte en ökning av den svenska vindkraften till 7000 MW utgöra något problem med avseende på svängmassan och frekvensregleringen i det nordiska synkronsystemet. Dock måste den påverkan en reducerad svängmassa har på den transienta stabiliteten i kraftsystemet utredas.

2.6.2 FÖRSLAG PÅ FORTSATT ARBETE

Nedan redovisas rekommendationer på åtgärder och fortsatt arbete som har bäring på detta kapitelns frågeställning:

- > TSO-gemensam studie av vindkraftens påverkan på balansregleringen i det nordiska kraftsystemet.

Då de nordiska stamnätsoperatörerna tillsammans hanterar balanseringen i det nordiska kraftsystemet, är en naturlig fortsättning på detta arbete en gemensam nordisk vindkraftsintegrationsstudie.

- > Analys av vindkraftens produktionsvariationer inom timmen.

De mätvärden som till stor del ligger till grund för detta arbete utgörs av timmedelvärden, ex. förbrukning och vindkraftproduktion. För att få en bättre uppfattning om hur den aggregerade vindkraftproduktionen kan förväntas variera inom timmen rekommenderas studier av hur den svenska vindkraften varierar på kortare tidsskalor, exempelvis på minut- och kvartsskala.

> Behovet av att införa nya reserver.

Frågan huruvida vindkraftutbyggnaden motiverar införande av nya former av reserver för att hantera prognosfel bör föras upp för diskussion på nordisk nivå. Lämpligen bör en koordinering med pågående arbeten som har bäring på reserver i det nordiska systemet ske, exempelvis införandet av LFC (Load Frequency Control).

> Geografisk placering av reglerresurser.

I detta arbete har den geografiska placeringen av reglerresurser i förhållande till interna flaskhalsar ej analyserats i detalj. Detta bör därför förslagvis genomföras i en uppföljande studie, lämpligen i samband med en studie av vindkraftens påverkan på nordisk nivå.

> Insamling och uppföljning av driftstatistik

För att öka kunskapen och förståelsen för vindkraftens produktionsvariationer och påverkan på balansen i det nordiska kraftsystemet, rekommenderas att processer för kontinuerlig uppföljning av vindkraftens produktion och påverkan på balansen i kraftsystemet införs.

> Alternativa reglerresurser – vind och förbrukning.

Då behovet av reglerresurser kommer att öka i och med den förväntade utbyggnaden av vindkraft, rekommenderas att arbeten initieras som syftar till att öka tillgången på alternativa reglerresurser, exempelvis på förbrukarsidan. Även insatser som exempelvis främjar att vindkraften görs tillgänglig för nedreglering på reglerkraftmarknaden bör genomföras. Det är även av största vikt att förutsättningarna för att kunna styra ner vindkraften vid tillfällena då driftsäkerheten är hotad säkerställs.

> Transient stabilitet.

Inom ramen för detta kapitel har vindkraftens påverkan på svängmassan i det nordiska systemet studerats, samt vilka konsekvenser en lägre svängmassa får för frekvensregleringen. En lägre svängmassa kommer dock även att få konsekvenser för den transienta stabiliteten i systemet, varför studier av denna problematik rekommenderas.

03. MARKNADSSTRUKTURENS LÄMPLIGHET

3.1 FRÅGESTÄLLNING

I kapitel 2 visades att behovet av reglerresurser kommer att öka med en ökad andel vindkraftsel i kraftsystemet. Vindkraftproduktionen är svår att prognostisera vilket kan vara svårförenligt med att verka på en elmarknad där huvuddelen av handeln sker 12–36 timmar före leveranstimmen. Utformningen av marknadsmodellen tillsammans med avräkningen av obalanser kan vara redskap för att hantera de nya förutsättningarna. Detta kapitel utreder om marknadsmodellen behöver justeras samt diskuterar möjliga marknadsåtgärder och Svenska Kraftnätets syn på lämpligheten i att vidta dessa åtgärder. Åtgärderna analyseras även utifrån huruvida beslut kan tas av Svenska Kraftnät, eller om det är frågor som måste lyftas till en nordisk eller europeisk nivå. Även tidsperspektivet för de olika åtgärdsförslagen uppskattas.

Frågeställningarna som analyseras i detta kapitel är följande:

- > Behöver marknadsmodellen justeras, t.ex. vad gäller ansvarsfördelningen mellan balansansvariga och Svenska Kraftnät eller vad det gäller avräkningen?
 - > Vilka marknadsåtgärder finns att tillgå, dels för att minska behovet av reglerresurser till följd av vindkraften och dels för att få tillgång till mer reglerresurser?
 - > Vad är Svenska Kraftnätets syn på lämpligheten i de olika åtgärderna?

- > När kommer åtgärderna uppskattningsvis att behöva beslutas om? På vilken nivå kan ett sådant beslut tas, dvs. inom Svenska Kraftnät, inom Norden eller är det en fråga på europeisk nivå?
- > Förbrukning som reglerresurs är en åtgärd som kommer att bli viktig, framförallt om vindkraft installeras i områden utan annan reglerbar produktion. Hur bör en plan för att få tillgång till förbrukning som reglerresurs se ut?

3.2 DEN NORDISKA ELMARKNADEN

Den svenska elmarknaden är en väl integrerad del av den nordiska elmarknaden och den marknadsmodell som diskuteras i detta kapitel är, om inget annat nämns, den nordiska.

Den nordiska elbörsen Nord Pool Spot är en hörnsten i den nordiska marknadsmodellen. Nord Pool Spot möjliggör handel med el genom dels en dagen-före handel på handelsplatsen Elspot (även kallad spothandel eller day ahead handel) och dels genom en inom-dygnet-handel (intraday) på handelsplatsen Elbas. Huvuddelen av handeln sker på Elspot som stänger 12–36 timmar före leveranstimmen.

Systemoperatörerna (TSO:erna) sköter balanshållningen i första steget med hjälp av balansansvariga företag (BA) och den automatiska frekvensregleringen och i nästa steg med hjälp av den nordiska reglerkraftmarknaden. Under

leveranstimmen tar TSO:erna över ansvaret för balansen i systemet och använder då bud på reglerkraftmarknaden för att upp- eller nedreglera systemet. Reglerkraftmarknaden utgörs av en reglerstege med upp- och nedregleringsbud från de balansansvariga företagen. Buden är ordnade i prisordning. TSO:erna kan avropa buden av balans- eller nätskäl. Reglerresurserna utgörs till största delen av vattenkraft.

Den 1 januari 2013 kommer en för det nordiska systemet ny automatisk frekvensregleringsprodukt att introduceras, automatisk FRR (Frequency Restoration Reserve) eller LFC (Load Frequency Control). För implementering och framtagande av en marknadslösning för automatisk FRR finns det dels en nordisk implementeringsgrupp och dels en nordisk marknadsgrupp. Målet är en gemensam nordisk marknad för automatisk FRR och alla beslut gällande denna marknad tas i nordiskt samförstånd.

Avräkningen i de nordiska länderna har under ett antal år harmoniserats mer och mer och slutmålet är att den nordiska balansavräkningen görs av en gemensam avräkningsenhet med start under 2014 genom projektet Nordic Balance Settlement (NBS). Det innebär att det kommer att finnas ett gemensamt nordiskt balansansvarsavtal för avräkning och NBS sätter tidsramen för hur Svenska Kraftnät kan agera i avräkningsfrågor utan nordiskt samförstånd. Redan 2012 bör allt som gäller avräkningen stämmas av inom NBS för att säkerställa tidplanen och minimera antalet förändringar för aktörerna [12].

Balance Regulation Group (BRG) är en nordisk TSO-grupp på marknadssidan som har i uppgift att analysera och utveckla balanshållningen i Norden. BRG har bland annat i uppgift att undersöka vad som bör ingå i, samt förutsättningarna för, ett gemensamt nordiskt avtal som omfattar de delar av balansansvarsavtalet som inte ryms inom det gemensamma avräkningsavtalet från 2014. Det är framförallt frågor som rör FNR och FDR (primärreglering) och reglerkraftmarknaden. Förändringar av reglerkraftmarknaden bör beslutas på nordisk nivå genom BRG.

En grundprincip i marknadsmodellen är att de balansansvariga har skyldighet enligt balansansvarsavtalet att planera sig i balans till leveranstimmens start och är ekonomiskt ansvariga för sina

obalanser. De planer som balansansvariga har lämnat 45 minuter innan leveranstimmen är de planer som den balansansvarige sedan avräknas utifrån, s.k. bindande planer. Produktionsplaner skickas in av de balansansvariga själva medan förbrukningsplanerna beräknas utifrån produktionsplan och rapporterad handel.

I Norden avräknas produktionsobalanser med tvåprisavräkning och förbrukningsobalanser avräknas med enprisavräkning. Vid tvåprisavräkning fastställs ett pris (netto regleringspriset) för varje timme, och varje elområde, som är lika med uppregeringspriset eller nedregleringspriset beroende på netto riktningen på systemets obalans. När en balansansvarigs produktionsobalans bidragit till att öka systemets obalans avräknas detta med netto regleringspriset. Exempelvis; om systemet är uppregerat och den balansansvariges plan överstiger balansansvariges uppmätta produktion så får den balansansvarige köpa balanskraften till uppregeringspriset. När den balansansvariges produktionsobalans är i motsatt riktning som systemet, dvs. den balansansvarige har hjälpt systemet, avräknas obalansen till spotpriset. Vid enprisavräkning erhålls netto regleringspriset oavsett om den balansansvarige har bidragit till obalansen eller om den balansansvarige har hjälpt systemet.

3.3 ANALYS

Det är Svenska Kraftnäts ståndpunkt att vindkraft inte ska subventioneras på annat sätt än genom elcertifikatsystemet och att vindkraften i övrigt ska hanteras på samma sätt som producenter av andra kraftslag. Analysen berör därför inte hur vindkraftetablering kan främjas utan enbart hur ökad vindkraftproduktion bör hanteras av marknaden.

Genom elcertifikatsystemet ger varje MWh som produceras från förnyelsebara produktionsslag ett elcertifikat som producenten kan sälja på elcertifikatmarknaden där efterfrågan utgörs av kvotplikten för icke-förnyelsebara produktionsslag. Andra stödsystem finns i andra länder. Elcertifikatsystemet ger en förhållandevis liten inverkan på marknaden jämfört med andra stödsystem som feed-in tariff eller enprisavräkning för vindkraft. Om stödsystemen för vindkraft skulle förändras i Sverige blir också marknadsförutsättningarna förändrade.

Tabell 3.1. Sammanställning av åtgärder.

ÅTGÄRDER FÖR ATT REDUCERA BEHOVET AV REGLERRESURSER	ÅTGÄRDER FÖR ATT SÄKERSTÄLLA ETT ÖKAT REGLERRESURSBEHOV
1. Ökade incitament för aktörer att vara i balans. Högre kostnader för obalanser. Övervakning och uppföljning av avtalsbrott, som att systematiskt ligga i obalans åt ett håll. [Svenska Kraftnät, frågan tas över av NBS 2014]	5. Anpassa reglerkraftmarknaden för att främja förbrukningsbud. [Svenska Kraftnät, ett projekt pågår 2011-2012, Norden, BRG-projekt 2012-2013]
2. Kvartsavräkning. Kvartsupplösning på bud är en förutsättning för kvartsavräkning, utreds av BRG. [Norden 2012-2013, Europa 2014]	6. Kapacitetsmarknad. [Norden, Europa, utredningsarbete 2012-2013]
3. Minska handelshorisonten. Att utöka handelstillfällen är en stor förändring. [Norden, Europa]	7. Tekniska krav för att möjliggöra att vindkraften deltar i reglering. Krav på att installera alternativ produktion vid nybyggnad av vindkraft. [Svenska Kraftnät, Europa]
4. Tillåta nettnings⁷ av obalanser. [Norden]	8. Signaler till marknaden om aktuellt reglerbehov.
9. Smart Grids kan bidra till både mer bud på reglerkraftmarknaden och minska det totala reglerbehovet.	

I denna rapport studeras ett scenario med vindkraft motsvarande ca 7000 MW. Beräkningarna i kapitel 2 visar att det krävs ett ökat reglerresursbehov på ca 600 – 750 MW för att hantera den ökade andelen vindkraft. De 750 MW kan fördelas mellan reglerkraftmarknaden och balans/justeringsmarknaden Elbas. Antag att dagens behov av reglerresurser på reglerkraftmarknaden för att klara N-1 är X MW⁸. Behovet av reglerresurser på reglerkraftmarknaden blir därmed X+750-Y, där Y är den mängd resurser som bör tillkomma på Elbas, jämfört med dagens elbashandel, när kraftsystemet inkluderar 7000 MW vindkraft. Y är mindre eller lika med 750 MW. Detta projekt har inte analyserat hur de tillkommande 750 MW bör fördelas

mellan reglerkraftmarknaden och Elbas, dvs. storleken på Y.

Åtgärderna som diskuteras i analysen i de följande kapitlen delas in i åtgärder som reducerar behovet av ytterligare reglerresurser, vilka framförallt utgörs av åtgärder som ökar incitamenten för vindkraftproducenter att vara i balans, och åtgärder som säkerställer ökade reglerresurser. Åtgärderna som analyseras sammanfattas i Tabell 3.1 som också innehåller information om beslutsnivå. Utifrån den kommande harmoniseringen och lagstiftningen inom Norden och EU indikeras även beslutstidpunkt.

7. Se avsnitt 3.3.4 för förklaring av begreppet nettnings i detta sammanhang

8. Det finns idag inget uttalat krav på mängden reglerresurser som ska finnas tillgängligt på reglerkraftmarknaden därav är storleken på X okänd.

3.3.1 ÖKADE INCITAMENT ATT HANDLA SIG I BALANS PÅ ELBAS OCH UPPFÖLJNING AV OBALANSER

Fullgörandet av balansansvaret

Balansansvarsavtalet formulerar så väl ekonomiska incitament som ett legalt krav på att balansansvariga ska vara i balans inför leveranstimmen. Kravet på balansansvariga företag att vara i balans inför leveranstimmen innebär att de själva ska justera sina obalanser, exempelvis genom att starta alternativ produktion vid ett produktionsbortfall, eller genom att handla sig i balans på Elbas. Vissa aktörer framför som motargument till den gällande ordningen att istället för att de balansansvariga håller på egna reglerresurser, för att lösa uppkomna situationer som leder till obalanser, bör resurserna ställas till reglerkraftmarknadens förfogande i ett tidigare skede. Detta anses av förespråkarna vara en effektivare användning av resurserna då det totala behovet av reglering kan antas minska p.g.a. sammanlagringseffekter. Istället för att balansansvariga reglerar åt olika håll med egna reglerresurser skulle deras respektive obalanser ta ut varandra under leveranstimmen. För vindkraften gäller dessutom att det totala prognosfelet minskar för större områden jämfört med de enskilda balansansvarigas prognosfel.

En ändring av gällande krav på att balansansvariga ska vara i balans inför leveranstimmen skulle innebära att Svenska Kraftnäts ansvar för balansen utökas. Behovet av aktivering av bud på reglerkraftmarknaden skulle öka men även om budvolymen också skulle öka finns det inga garantier för att tillräckligt med bud finns tillgängligt. Det utökade ansvaret för balanshållning för Svenska Kraftnät skulle troligen kräva en kapacitetsmarknad, se avsnitt 3.3.6, för att säkerställa resurser för alla tillfällen med den säkerhetsmarginal som skulle behövas inför varje timme, vilket skulle ta ut de effektivitetsvinster som framförs av förespråkare för ett utökat TSO-ansvar.

En ändring av principen att balansansvariga ska vara i balans inför timmen skulle vara en stor förändring av den nordiska marknadsprincipen, och kan till och med ses som ett steg bakåt i den marknadsutveckling som skett under de senaste 20 åren. Ändringar måste ske i samråd med alla nordiska TSO:er och respektive tillsynsmyndighet samt med

hänsyn tagen till kommande europeiska bindande regler för elmarknadens utformning. I Danmark hade tidigare systemoperatören balansansvaret för vindkraften men den ordningen har frångåtts och det är inte längre ett alternativ som förespråkas.

Svenska Kraftnäts syn är att TSO:erna inte som en första åtgärd bör utöka sitt ansvar för balanshållningen. Balanseringen bör istället hanteras på en öppen marknadsplats, som Elbas. Svenska Kraftnät önskar därför initialt behålla dagens ordning och istället arbeta för en ökad likviditet på inomdygnet-handeln och att Elbas i större utsträckning ska fungera som en justeringsmarknad för de balansansvariga. Svenska Kraftnät bör dock vara öppna för att nya förutsättningar kan göra det lämpligt att förändra marknadsmodellen och utreda de alternativ som finns, parallellt med övriga förslag på marknadsåtgärder i detta kapitel för att hantera vindkraft. Följande alternativ finns för en framtida marknadsmodell vad det gäller ansvar för balanshållningen:

- > Dagens krav på att balansansvarig ska vara i balans behålls.
- > De ekonomiska incitamenten att vara i balans inför timmen kvarstår eller förstärks men det legala kravet på att balansansvarig tas bort.
- > Det legala kravet tas bort för vindkraftproduktion/all ostyrbar/ småskalig produktion.

Vindkraftproducenter har incitament att lämna in produktionsplaner som understiger prognosen

Svenska Kraftnät vill att aktörerna ska lämna planer som bygger på så bra prognoser som möjligt, och det finns mycket att göra vad det gäller förbättrade prognosverktyg. Det kan dock visas att vindkraftproducenter idag har incitament att lämna en produktionsplan som understiger prognosen, se Tabell 3.2, och då är nyttan av förbättrade prognoser inte lika stor. Ett agerande där aktören systematiskt underskattar sin produktion ger ett sämre underlag till Svenska Kraftnäts kontrollrum och balanseringen av kraftsystemet.

I de fall där den balansansvariges plan överstiger uppmätt produktion kan utfallet bli 1, 2 eller 3. Fall 1 är alltid ogynnsamt för den balansansvarige

Tabell 3.2. Jämförelse av utfall då balansansvarig lämnar planer som överstiger respektive understiger uppmätt produktion.

PRODUKTION TVÅPRISAVRÄKNING	UPPREGLERING	NEDREGLERING	BALANS
BA:s plan > uppmätt produktion	1. BA köper till uppregeringspris	2. BA köper till spotpris	3. BA köper till spotpris
BA:s plan < uppmätt produktion	4. BA säljer till spotpris	5. BA säljer till nedregleringspris	6. BA säljer till spotpris

och i synnerhet då uppregeringspriset är mycket högt. Den balansansvarige har sålt på Elspot för spotpris men tvingas köpa in kraften som saknas till uppregeringspris. Fall 2 och 3 är neutrala för den balansansvarige.

I de fall där den balansansvariges plan understiger uppmätt produktion kan utfallet bli 4, 5 eller 6. I fall 4 och 6 får den balansansvarige sälja kraft till spotpris, vilket är samma pris som balansansvarige skulle fått för kraften om planen varit rätt och den balansansvarige sålt allt på Elspot. I fall 5 får den balansansvarige sälja kraften till nedregleringspris, vilket är lägre än spotpris, men eftersom vindkraftproduktion har en mycket låg rörlig kostnad och dessutom erhåller elcertifikatintäkt för varje MWh, täcker nedregleringspriset produktionskostnaden, och därmed innebär det inte någon risk för en balansansvarig för vindkraft att underskatta sin produktion.

Risken för att aktörer medvetet underskattar sin produktion är framförallt hög i elområde 4 där risken för att uppregeringspriset blir mycket högt är större än i övriga elområden till följd av begränsad tillgång till reglerkraft i elområde 4.

Att inte planera sig i balans bryter mot balansansvarsavtalet men det är svårt att peka på att den balansansvarige medvetet underskattar sin produktion eftersom det idag inte finns krav på vilka prognosverktyg som ska användas.

Incitament för ökad handel på Elbas och förbättrade planer från vindkraftsproducenter

Om den balansansvariges kostnader för att vara i obalans ökar innebär det starkare incitament att vara i balans. För vindkraftsproducenter behövs, i enlighet med resonemangen ovan:

- > Incitament att handla på Elbas i större utsträckning.
- > Incitament att köpa in bättre prognosverktyg och incitament att följa prognoserna.

Nedan diskuteras olika förslag för att skapa dessa incitament.

I många fall är det idag mindre kostsamt för en aktör att betala för sina obalanser istället för att handla på Elbas. För de balansansvariga som idag uppger att Elbas har för dålig likviditet och höga priser skulle Elbashandeln vara mer intressant om kostnaderna för obalanser var höga. Ökad likviditet på Elbas och förbättrade produktionsplaner för vindkraften kan främjas genom nedanstående åtgärder.

- > Påslag på reglerkraftmarknaden och/eller ökad balanskraftavgift.

En höjning av balanskraftsavgiften för förbrukningsobalanser till 2,50 SEK/MWh (f.n. 1 SEK/MWh) kommer att genomföras till den 16 november 2012⁹. En aktör som uppdaterar sina produktionsplaner vid produktionsförändringar, men inte handlar motsvarande volym på Elbas, undviker produktionsobalanser till följd av produktionsändringen och får istället en förbrukningsobalans, vilken avräk-

9. Förslaget är på remiss mellan 8 juni 2012 och 17 augusti 2012 och höjningen genomförs under förutsättning att inte Svenska Kraftnät ändrar uppfattning utifrån inkomna remissvar eller att Energimarknadsinspektionen underkänner metoden för genomförandet av ändringen i balansansvarsavtalet.

nas på ett gynnsammare sätt (enpris).

Det finns ingen möjlighet att göra ett påslag på reglerlistans budpriser utan ett nordiskt samförstånd. Åtgärden anses rimlig av Svenska Kraftnät för att flytta åtgärder på reglerkraftmarknaden till handel på Elbas, om detta inte kan lösas med hjälp av mer marknadsmässiga åtgärder.

- > Införa tvåprissystem för förbrukning.

En annan åtgärd för att öka kostnaderna för obalanser är att återgå till tvåprisavräkning för förbrukningsobalanser, vilket tillämpades fram till 2009 då den nordiska harmoniseringen genomfördes. Studier har visat att förbrukningsobalanserna har ökat markant sen förändringen i avräkningen genomfördes [13]. Detta är dock med nödvändighet en fråga som ska tas upp på nordisk nivå men Svenska Kraftnät bör i olika nordiska samarbetsgrupper visa på de försämringar som skett sedan enprisavräkning på förbrukning infördes.

Det framförs ibland argument för att vindkraften istället bör få lättnader i sina obalanskostnader. Vissa aktörer menar att ökade incitament att vara i balans är verkningslösa vad det gäller vindkraften på grund av att den är så svårprognostiserad och ostyrbar och att vindkraftproducenter redan idag gör allt de kan för att vara i balans. Ett förslag som framförts är att vindkraften ska enprisavräknas. Enprisavräkning för vindkraft skulle dock ge ännu sämre incitament att lämna planer med hög kvalitet. Förändringar av avräkningsprincipen för vindkraft blir snarare ett sätt att stödja vindkraft än ett sätt att hantera vindkraften och då har grundprincipen att bara stödja vindkraft genom elcertifikatssystemet frångåtts. Svenska Kraftnät har under 2009 utrett huruvida undantag från tvåprisavräkning bör tillämpas för vindkraften och slutsatsen var då att det inte är lämpligt att enprisavräkna vindkraften.

- > Uppföljning av förbrukningsobalanser.

Svenska Kraftnät bör fortsätta och även skärpa sitt arbete med att bevaka hur balansansvaret fullföljs. Förbrukningsobalanserna bör följas

upp, det kan kravställas inom vilka ramar det är rimligt att ha förbrukningsobalanser och straffet för förbrukningsobalans bör höjas. En svaghet i bevakningen av förbrukningsobalanser är att de som har en stor förbrukning lättare kan dölja ett underlåtande att handla på Elbas i övrig förbrukningsobalans.

- > Utveckling av Elbas, exempelvis genom auktionsbaserad handel på Elbas.

Denna åtgärd har inte analyserats inom detta projekt. Utveckling av inom-dygnet-handeln sker inom ENTSO-E och det finns målmodeller för Europas gemensamma elmarknad. En ökad likviditet på Elbas är ett mål även för Nord Pool Spot. Svenska Kraftnät bör arbeta med frågan i samarbete med övriga nordiska TSO:er och Nord Pool Spot.

3.3.2 KVARTSAVRÄKNING AV PRODUKTIONSPLANER

Idag ska balansansvariga lämna kvartsplaner för produktion som inte är grundreglerobjekt. Principen hur Svenska Kraftnät delar in produktion och förbrukningsanläggningar i reglerobjekt av olika typer kan läsas om i Svenska Kraftnäts faktablad "Om reglerobjekt". Dagens vindkraft är idag indelad i grundreglerobjekt, det finns alltså inte krav på att lämna kvartsplaner för vindkraftproduktion. Detta kan dock ändras genom att Svenska Kraftnäts riktlinjer för hur anläggningar ska delas in görs om och exempelvis kan större vindkraftparker tänkas utgöra ett produktionsreglerobjekt.

Kvartsavräkning ökar incitamenten att vara i balans eftersom de balansansvariga får obalanskostnader per kvart utifrån sina kvartsplaner. Inga produktionsplaner avräknas idag per kvart vilket gör att krav på kvartsplaner blir verkningslöst som incitament. Risken är att den balansansvariga bara delar sin timplan på fyra. En fördel är att kvartsavräkning skulle ge mer fokus på rapportering och planering och den ökade kostnaden för obalanser ger incitament till förbättrade prognosverktyg.

Kvartsupplösning på balansavräkning utreds av BRG under 2012 och 2013 men i den utredningen är fokus på avräkningen mellan TSO:er och drivs inte av vindkraftproblematiken, utan av problematiken med HVDC-förbindelser.

Kvartsavräkning bör på sikt följas av att Elspot- och Elbashandeln sker uppdelad per kvart vilket gör detta till en stor fråga som bör fortsätta utredas på nordisk nivå, i samarbete med Nord Pool Spot. Den kommande nätkoden för balansering kommer troligen att omfatta frågan om kvartsavräkning och därmed hamnar beslut i denna fråga på europeisk nivå.

Ett eventuellt införande av kvartsavräkning måste följas upp med bevakning att balansansvariga inte flyttar sina obalanser till förbrukningsobalanser, alternativt att tvåprisavräkning återinförs för förbrukningsbalanskraft, jmf. kapitel 3.3.1.

3.3.3 MINSKAD HANDELSHORISONT

Minskad handelshorisont är ett sätt att avhjälpa vindkraftens svårigheter med prognoser genom att anpassa marknaden efter vindkraftens förutsättningar att planera sin handel. Minskad handelshorisont innebär att den delas upp så att tiden mellan stängning av handeln och leveranstimmen minskar. Prognoserna är betydligt bättre 12 timmar innan timmen än 36 timmar innan, vilket visades i kapitel 2.

I Spanien är dagen-före-handeln uppdelad på fyra tillfällen för att vindkraftproducenter ska kunna ha så bra underlag som möjligt vid handels-tillfället. Gemensamma regler för inom-dygns handeln är under framtagande av ENTSO-E och ett europeiskt regelverk kommer att gälla, preliminärt redan från 2014. Svenska Kraftnät bör analysera sin syn på frågan i samarbete med övriga nordiska TSO:er och driva frågan i den riktningen inom ENTSO-E.

3.3.4 NETTNING AV OBALANSER

När elområden infördes i Sverige den 1 november 2011 blev det inte längre möjligt för balansansvariga att "netta" obalanser, dvs. en balansansvarig med produktion och förbrukning i alla fyra elområden får åtta balanser istället för två. Inför införandet av elområden diskuterades möjligheten att få netta obalanserna, dvs. en balansansvarig har två balanser, en produktionsbalans och en förbrukningsbalans, på sverigenivå, vid de tillfällen när det inte är några begränsningar i överföringskapaciteten. Svenska Kraftnät motsätter sig inte detta men konsekvenserna måste analyseras i ett nordiskt perspektiv och en ändring kräver att hanteringen ändras för alla Nordens elområden.

Om det vore möjligt att netta obalanser när det inte föreligger några överföringsbegränsningar skulle antalet regleråtgärder under timmen kunna minskas. För Svenska Kraftnäts hantering i kontrollrummet spelar det ingen roll om en balansansvarig är i balans på sverigenivå eller inom respektive elområde, vid de tillfällen då det inte är några överföringsbegränsningar.

Svenska Kraftnät har infört elområden i enlighet med hur elområden hanteras i övriga Norden och i enlighet med Nord Pool Spots förfarande. Om detta ska frångås, genom att tillåta nettning av obalanser när det inte föreligger några överföringsbegränsningar, måste ett sådant beslut förberedas och tas på nordisk nivå.

3.3.5 ANPASSA REGLERKRAFTMARKNADEN FÖR ATT FÅ IN MER FÖRBRUKNINGSBUD

En åtgärd för att möta ett ökat behov av reglerresurser är att underlätta för förbrukningssidan att delta i regleringen. Sedan början av 2011 pågår ett projekt inom Svenska Kraftnät för att främja förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden. Bakgrunden till projektet är, förutom den kommande ökningen av vindkraftproduktion, införandet av elområden vilket än mer aktualiserat bristen på reglerbud i elområde 4, avvecklingen av effektreserven fram till 2020 och Svenska Kraftnäts miljöcertifiering.

Det finns två balansansvariga som lämnar förbrukningsreduktionsbud på reglerkraftmarknaden idag. Buden ligger högt upp på listan och har inte kunnat konkurrera ut produktionsbud. Ett av buden har dock avropats i en testsituation. Det är inte bara reduktionsbud (uppregeringsbud) som är av intresse. Avrop av ett nedregleringsbud innebär att ägaren till förbrukningsanläggningen tjänar på att öka sin förbrukning.

Potentialen i de olika elområdena har analyserats utifrån de uppgifter de balansansvariga har skyldighet att lämna om sina förbrukningsanläggningar. Det finns ca 30 industriobjekt, dvs. reglerobjekt med ett uttagsabonnemang som överstiger 50 MW, dessa har en sammanlagd installerad effekt på ca 3300 MW. Av dessa 3300 MW uppges ca 2000 MW kunna regleras, mer eller mindre lättillgängligt. Det finns en kategori förbrukningsobjekt som kallas avkopplingsbar förbrukning, dessa är reglerbara i sin helhet och utgörs främst av elpannor.

Det finns 35 avkopplingsbara enheter över 10 MW med en sammanlagd installerad effekt på 870 MW. Av dessa är drygt 30 reglerbara, i sin helhet. Drygt 70 % av de reglerbara industrianläggningarna ligger i elområde 3. [14]

För att besvara vilka volymer med förbrukningsbud som kan komma marknaden till godo, och vid vilken tidpunkt, kan jämförelser med effektreserven göras. Genom avvecklingen av effektreserven fram till 2020 är det tänkt att den förbrukningsreduktion som upphandlats i form av effektreserv istället ska fasas in på reglerkraftmarknaden. För vintern 2011/2012 upphandlades 337 MW och fram till 2020 ska denna volym öka till 750 MW. Reglerkraftmarknaden kan inte konkurrera om dessa bud så länge effektreserven finns kvar, men deltagandet i effektreserven ger företagen rutinerna för att på sikt gå över till reglerkraftmarknaden. Om priserna blir höga kan reglerkraftmarknaden vara attraktiv under den del av året då Svenska Kraftnät inte upphandlar någon effektreserv, samt efter 2020. Uppskattningsvis kan det efter 2020 finnas drygt 750 MW förbrukningsbud tillgängligt på reglerkraftmarknaden, men det förutsätter att Svenska Kraftnät fortsätter att aktivt få in förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden.

Balansansvarsavtalets regler för att delta på reglerkraftmarknaden är historiskt framtagna för att passa produktionsbud. Inom projektet för att främja förbrukningsbud har reglerna istället utvärderats med avseende på hur förbrukningsbud kan främjas. Nedan diskuteras de krav i balansansvarsavtalet som kan tänkas utgöra hinder för förbrukningsbud, samt möjligheterna för att anpassa dem.

1. Resursägaren ska vara balansansvarig eller ha tecknat avtal med annan aktör som är balansansvarig.

Att avtal och kontaktvägar bara tillåts mellan Svenska Kraftnät och den balansansvarige kan begränsa möjligheterna att delta på reglerkraftmarknaden för anläggningar vars balansansvarige inte har 24 h jour. En lösning är att öppna upp för direktkontakt med anläggningen.

I Finland har Fingrid framgångsrikt ökat andelen förbrukningsbud till en fjärdedel sedan de införde ett särskilt avtal mellan anläggningsägaren och Fingrid vilket medger deltagande på reglerkraftmarknaden utan att ta balansansvar för anläggningen. Svenska Kraftnäts syn på detta¹⁰ är att Svenska Kraftnät snarare vill att fler förbrukare ska ta eget balansansvar och därför är det inte aktuellt att införa ett avtal som skriver bort kravet på att vara balansansvarig, eller att överlåta balansansvaret på någon annan. Om önskat resultat inte uppnås bör dock införandet av ett liknande avtal som Fingrid tagit fram utredas.

2. Minsta tillåtna budvolym är 10 MW.

Minsta tillåtna budvolym är satt till 10 MW och denna gräns är harmoniserad inom Norden. En sänkning av gränsen skulle möjliggöra att mindre anläggningar eller att anläggningar som bara kan reglera exempelvis 7 MW kan lämna bud. Det faktum att alla avrop görs manuellt i kontrollrummet tillåter dock inte att gränsen sänks. Däremot ingår det i planerna för berörda IT-system att införa elektroniska avrop för hela Norden och i samband med det kan mindre budvolym tillåtas. Elektroniska avrop skulle behöva prioriteras ytterligare eftersom volymkravet uppges av aktörer vara ett stort hinder för deltagande på reglerkraftmarknaden.

Den nordiska harmoniseringen till trots kommer Svenska Kraftnät att sänka gränsen till 5 MW, redan från 16 november 2012, i elområde 4 för att avhjälpa problematiken med ytterst få reglerbud i det elområdet. Övriga nordiska TSO:er har tillfrågats och eftersom det finns en önskan inom hela Norden att tillämpa minskade krav på budvolym har inga invändningar framförts. Hindret för att sänka gränsen i resten av Sverige och i övriga Norden är anpassningen av IT-systemet för elektroniska avrop.

3. Bud ska lämnas med QUOTES.

De flesta balansansvariga har tillgång till QUOTES men för de som inte har det inne-

10. Diskuterades på en intern workshop 19 oktober 2011

bär det en investering som hindrar en sådan balansansvarig från att ta balansansvar för anläggningar som vill delta på reglerkraftmarknaden. Detta krav är dock inte aktuellt att frångå. Anläggningsägaren bör ta eget balansansvar eller teckna avtal med en balansansvarig som har tillgång till QUOTES.

4. Avtalad åtgärd ska kunna levereras under hela den aktuella timmen och åtgärder ska kunna avbrytas inom 15 minuter.

Genom effektreserven finns erfarenhet av förbrukningsbud och för förbrukningsbud har inte kravet på leverans under hela timmen varit ett problem. Dock kan det vara problematiskt för anläggningsägaren att inte vara garanterad avrop för hela timmen, eller längre perioder. Det beror på att den initiala aktiveringskostnaden är stor och att ett bud som inkluderar startkostnaden och gäller för en timme måste avropas hela timmen för att aktören ska få täckning för att aktivera åtgärden. Tänkbara lösningar är att tillåta någon form av blockbud eller att aktören erbjuds ersättning för hela timmen oavsett om Svenska Kraftnät ändrar avropet under timmen. Det senare tillämpas i effektreservsavtalet. [15]

5. Aktiveringstid och verifiering.

Kravet på att ett bud måste vara fullständigt aktiverat inom 15 minuter togs bort 1 april 2011. Bud med längre aktiveringstid behöver dessutom inte ha realtidmätning och därmed är inte krav på aktiveringstid ett hinder för förbrukningsbud. Svenska Kraftnät är öppna för verifiering av åtgärden på annat sätt än realtidmätning, exempelvis avläsning av timmätare som jämförs med inskickade planer. Bud per portfölj eller brist på mätning per anläggning gör det dock svårt att verifiera att budet aktiverats. Under en workshop med potentiella förbrukare framfördes önskemål om att frågan om verifiering skulle utredas noggrant

innan krav på realtidmätning tas bort. Samtidigt framkom det att krav på realtidmätning skulle stänga en stor del av förbrukarna ute från reglerkraftmarknaden.

Genom en workshop och genom deltagande på andra möten har projektet för att främja förbrukningsbud kommunicerat med potentiella aktörer¹¹. Mycket av det som framkom i mötena med aktörerna överensstämmer med det projektet identifierat som hinder i det initiala arbetet med att utvärdera kraven i balansansvarsavtalet. En återkommande synpunkt var att reglerkraftmarknaden, och i viss mån effektreserven, är en komplicerad marknad och att det är resurskrävande för ett företag att komma igång med förbrukningsbud. Ett förslag som framkom var att Svenska Kraftnät upprättar en informations- och kommunikationsplan samt bistår de företag som är intresserade av att börja lämna bud. Företag i södra Sverige är av särskilt intresse för Svenska Kraftnät och det är därför lämpligt att inleda kommunikationen med dessa företag. I samband med kommunikationsplanen bör Svenska Kraftnät genomföra en mer djupgående undersökning av potentialen för förbrukningsbud. Förbrukarna framförde att de ville att de balansansvariga företagen ska ta ansvar och organisera budgivning på reglerkraftmarknaden, i samarbete med de industrier de har balansansvar för. Eftersom det är flera parter inblandade, balansansvarig, anläggningsägare och Svenska Kraftnät, framfördes önskemål om Svenska Kraftnäts hjälp med att upprätta överenskommelser/avtal.

På Elmarknadsrådet den 16 februari 2012 ombads Energimarknadsinspektionen att samla branschen till en informationskampanj vad det gäller förbrukningens roll på framtidens elmarknad. Detta bör följas upp av Svenska Kraftnät samtidigt som egna informationsinsatser planeras.

Införandet av elområden uppgavs hindra förbrukare att delta i effektreserven, vilket även Svenska Kraftnäts erfarenhet av effektreserven vintern 2011/12 visar. Det beror på att elområdesindelningen begränsar poolningsmöjligheterna, anläggningar i olika elområden får inte ingå i samma portfölj. Effektreservsavtalet medger från och med vintern 2012/13 att minsta budvolym är 5 MW. Detta avhjälper elområdesproblematiken till stor del eftersom det är lättare att få ihop 5 MW

11. Genom en workshop för aktörer (den 7 februari 2012), diskussion på Svenska Kraftnäts Elmarknadsråd (den 16 februari 2012) och Nord Pool Spots Industriråd (den 17 februari 2012).

inom samma elområde än 10 MW, vilket är kravet i balansansvarsavtalet samt i effektreservsavtalet till och med vintern 2011/12.

Önskemål om fast ersättning framkom under workshopen, vilket skulle vara i linje med dagens ordning för effektreserven. Fasta ersättningar, eller så kallade kapacitetsbetalningar förekommer inte på reglerkraftmarknaden idag, se även diskussion i avsnitt 3.3.6.

3.3.6 KAPACITETSMARKNAD

Bud på reglerkraftmarknaden ersätts idag endast vid aktivering. De nordiska TSO:erna betalar alltså inte för att bud ska finnas tillgängliga, s.k. kapacitetsbetalningar¹². Syftet med kapacitetsbetalning är att säkerställa att det alltid finns tillräckligt med bud att avropa. Det finns en risk att produktion med höga rörliga kostnader slås ut till förmån för andra kraftslag om de sällan eller aldrig avropas, se även kapitel 4 där påverkan på basproduktionen analyseras. Exempel på kapacitetsmarknader finns bland annat i USA och Ryssland. I Europa har frågan aktualiserats i samband med den stora utbyggnaden av vindkraft som planeras. Storbritannien har långtgående planer på att införa en kapacitetsmarknad.

Svenska Kraftnäts syn är att en kapacitetsmarknad är ett stort ingrepp på marknaden. Det är ett steg i fel riktning, jämfört med den målmodell som beslutats för Europa där en energimarknad är målet. Svenska Kraftnät har inom ENTSO-E framfört att om länder i Europa på egna initiativ inför kapacitetsmarknader, eller andra marknadsmodeller som bryter mot målmodellen riskerar det att underminera det europeiska målet om en gemensam elmarknad. Svenska Kraftnät vill fortsätta med en energimarknad och satsa på att få in fler förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden och verka för förbrukningsflexibilitet i alla delar av den nordiska marknaden.

En kapacitetsmarknad förutsätter att det finns beslut om ett krav på vilken volym som ska finnas tillgänglig för reglerkraftmarknaden. Svenska Kraftnät bör fortsätta att analysera och en policy gällande kapacitetsmarknad bör tas fram till 2013, framförallt för att kunna svara på frågeställningar

inom ENTSO-E vad det gäller utveckling av kapacitetsmarknader.

Om en kapacitetsmarknad blir verklighet är en dynamisk prissättning av kapaciteten en möjlighet för att premiera de reglerresurser som är mest intressanta för Svenska Kraftnät, parametrarna skulle kunna vara aktiveringstid och elområde.

Om kapacitetsbetalning inte tillämpas bör priset tillåtas att stiga mycket vid de tillfällen utbudet av bud på reglerkraftlistan är litet och i de fall när behov av bud är stort. Tillämpas takpris eller andra regleringar på priset stoppas dessa prissignaler. Tillåts priset att bli mycket högt vid extrema situationer kan det höga priset ge tillräcklig ersättning för aktörer som normalt inte bidrar med reglerresurser.

3.3.7 KRAV PÅ ATT VINDKRAFTEN BIDRAR MED REGLERRESURSER

Det kommer att finnas tekniska krav på reglerbarhet för nyproducerade vindkraftverk genom ENTSO-E:s nätkoder om reglering av vindkraft. Att parallellt med de tekniska kraven införa krav på deltagande på balansmarknaderna kan vara en sista utväg om befintliga bud på reglerkraftmarknaden inte räcker för att balansera kraftsystemet med en stor andel vindkraft. Svenska Kraftnät ska dock inte ställa högre krav på vindkraft än på annan produktion för att leva upp till grundprincipen att inte särbehandla vindkraft, varken positivt eller negativt.

Det finns exempel på länder där det finns krav på vindkraft att investera i alternativ produktion som kan användas när det inte blåser. Om någon form av krav på att tillhandahålla reglerresurser ska finnas anser Svenska Kraftnät att dessa ska vara lika för alla produktionslag.

Svenska Kraftnäts syn på ovanstående åtgärder är att det är bra om vindkraften i stor utsträckning kan bidra till balansreglering men att det ska ske genom marknaden, företrädesvis genom att kostnaderna för obalanser och priser för balansreglering ger rätt incitament.

3.3.8 SIGNALER TILL MARKNADEN OM AKTUELLT REGLERBEHOV

Den danska TSO:n Energinet.dk har tagit fram ett förslag med bakgrunden att hantera ett elsystem med mycket vindkraft [16]. Förslaget ska lösa situa-

12. Undantag är RKOM i Norge och effektreserven under vinterhalvåret i Sverige och Finland.

tioner med brist på reglerbud genom att reglerkraftpriserna publiceras i realtid vilket förväntas innebära att småskalig förbrukning deltar i den nordiska regleringen genom att reagera direkt på priset och reglerriktningen.

Förslaget diskuteras på nordisk nivå genom att det tagits upp i MSG (Nordiska TSO:ernas marknadschefer) och RGN (Nordiska TSO:erna driftchefer) och i utredningsgruppen BRG (Balance Regulation Group) på marknadssidan. BRG:s arbete startades i januari 2012. Det finns ännu inget nordiskt stöd för det danska förslaget. BRG föreslår ett alternativt angreppssätt där istället hinder för förbrukningsbud att delta på reglerkraftmarknaden tas bort, exempelvis en sänkning av minsta budvolymen till 5 MW, vilket införs i elområde 4 i Sverige från 16 november 2012. BRG utreder också om "trafikljus" kan vara ett lämpligt sätt att signalera till marknaden hur attraktiv reglerkraftmarknaden kan förväntas vara, rött ljus innebär effektbrist, vilket indikerar höga priser för reglerkraften.

3.3.9 SMART GRIDS

Smart Grids är ett begrepp som används för att täcka in en stor mängd åtgärder, tillämpningar och applikationer på såväl förbrukarsidan som i överföringsnätet och produktionsanläggningarna. Smart Grids förväntas ge upphov till balansreglering från förbrukarsidan, genom att prissignaler når fram till förbrukare samt genom tekniska lösningar för automatisk reglering. Smart Grids tas upp i denna rapport som en åtgärd som kan dels minska behovet av reglerkraft och dels kan bidra till säkerställandet av reglerresurser. Svenska Kraftnät bör fortsätta driva och delta i Smart grids projekt som bidrar till balansregleringen.

3.4 RESULTAT

Utformningen av marknadsmodellen och avräkningen av obalanser kan vara avgörande för hur väl Svenska Kraftnät kommer att kunna hantera ökningen av vindkraft. Viktiga åtgärder för att kunna behålla dagens marknadsmodell är åtgärder för att öka incitamenten för aktörer att vara i balans inför timmen. En höjning av balanskraftavgiften och skärpt övervakning av obalanser är de mest lättillgängliga åtgärderna som Svenska Kraftnät kan be-

sluta om. Förslagen som innebär ändring av avräkningen måste beslutas om på nordisk nivå.

Svenska Kraftnäts syn är att TSO:erna inte ska utöka sitt ansvar för balanshållningen. Balanseringen bör istället hanteras på en öppen marknadsplats, som Elbas. Svenska Kraftnät önskar därför behålla dagens ordning och istället arbeta för en ökad likviditet på inom-dagen handeln och att Elbas i större utsträckning ska fungera som justeringsmarknad för de balansansvariga.

Svenska Kraftnät har infört elområden i enlighet med hur elområden hanteras i övriga Norden och i enlighet med Nord Pool Spots förfarande. Om detta ska frångås, genom att tillåta nettning av obalanser när det inte föreligger några överföringsbegränsningar måste ett sådant beslut förberedas och tas på nordisk nivå.

3.5 SLUTSATSER OCH FÖRSLAG PÅ FORTSATT ARBETE

3.5.1 SLUTSATSER

Detta avsnitt syftar till att besvara frågeställningarna som inledde kapitlet. Den första frågeställningen var följande:

- > Behöver marknadsmodellen justeras, t.ex. vad gäller ansvarsfördelningen mellan balansansvariga och Svenska Kraftnät eller vad det gäller avräkningen?

Slutsatsen, som är baserad på detta kapitelns analys och resultat, är att marknadsmodellen inte bör justeras som en första åtgärd men Svenska Kraftnät ska ha en öppen hållning för utveckling av marknadsmodellen och utreda olika alternativ i takt med att förutsättningarna för balanshållningen ändras. Svenska Kraftnät utökar därmed inte sitt ansvar för balanshållningen initialt. Förslag på åtgärder för att minska mängden reglerresurser som kommer att krävas, till följd av integration av mycket vindkraft, samt åtgärder för att öka mängden tillgängliga reglerresurserna ges istället. Många av åtgärderna harmonierar med vad Svenska Kraftnät önskar för utveckling på Elbas och reglerkraftmarknaden. En annan del av svaret är att marknadsmodellen endast kan ändras i samförstånd med övriga nordiska TSO:er, tillsynsmyndigheter samt Nord Pool Spot. I tillägg till detta sätter europeiska riktlinjer

ramarna för Svenska Kraftnäts roll i utvecklingsarbetet av och påverkan på marknadsmodellen.

Det är Svenska Kraftnäts ståndpunkt att vindkraft inte ska subventioneras på annat sätt än genom elcertifikatsystemet och att vindkraften i övrigt ska hanteras på samma sätt som andra kraftslag.

Den andra frågeställningen var följande:

- > Förbrukning som reglerresurs är en åtgärd som kommer att bli viktig framförallt om vindkraft installeras i områden utan annan reglerbar produktion. Hur bör en plan för att få tillgång till förbrukning som reglerresurs se ut?

Svenska Kraftnäts och aktörernas slutsatser om hur balansansvarsavtalet bör anpassas för att främja förbrukningsbud överensstämmer. Förändringar i balansansvaret kommer i en första omgång att genomföras till den 16 november 2012 och projektet för att främja förbrukningsbud ska fortsätta att utreda möjligheter för att få in förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden. Effektreservsavtalet kan användas som mall i utvecklingsarbetet med balansansvarsavtalet eftersom det är utformat särskilt för förbrukningsresurser.

Den stora utmaningen, men också den åtgärd som troligen skulle ge mest för att främja förbrukningsbud, är att informera aktörer som inte är insatta och bistå med hjälp till aktörer som är intresserade men behöver mycket stöd för att börja lämna bud på en elmarknad, vilket i dagsläget är helt utanför deras kärnverksamhet. En informations- och kommunikationsplan för att skapa intresse och ge aktörerna redskap för att delta på reglerkraftmarknaden med förbrukningsbud bör tas fram.

3.5.2 FORTSATT ARBETE

- > Eftersom marknadsmodellen är en nordisk/europeisk angelägenhet bör Svenska Kraftnät verka för att marknadsfrågor i samband med integration av vindkraft kommer upp på nordisk nivå. Svenska Kraftnät bör också fortsätta att aktivt delta i ENTSO-E:s marknadsgrupper där den gemensamma europeiska marknadsmodellen utvecklas.
- > Svenska Kraftnät bör fortsätta att utreda de alternativ som beskrivits i detta kapitel vad det gäller ansvaret för balanshållningen.
- > Svenska Kraftnät bör följa och vidareutveckla den föreslagna planen för främjande av förbrukningsbud. Lämpligen i samarbete med projektet för effektreserven, inom vilket liknande frågeställningar tas upp till följd av regeringsuppdraget att öka andelen förbrukningsbud i effektreserven fram till 2020.
- > Svenska Kraftnät bör fortsätta driva och delta i Smart grids projekt som bidrar till balansregleringen.
- > Svenska Kraftnät bör fortsätta att analysera de åtgärdsförslag som beskrivs i detta kapitel. Dessa analyser bör genomföras parallellt med att frågorna diskuteras på nordisk nivå. Exempelvis bör en Svenska Kraftnät policy för kapacitetsbetalningar tas fram att användas av Svenska Kraftnäts representanter i nordiska och europeiska arbetsgrupper där denna fråga ofta diskuteras.

04. PÅVERKAN PÅ BASPRODUKTIONEN

4.1 FRÅGESTÄLLNING

Till följd av elcertifikatsystemet förväntas en kraftig ökning av den svenska förnybara elproduktionen, av vilken vindkraft förväntas utgöra en stor del. Den svenska elproduktionen förväntas även öka kraftigt genom effekthöjningarna i kärnkraften medan elanvändningen endast förväntas öka måttligt. Således leder troligen denna produktionsökning till att Sverige blir nettoexportör av el – givet genomsnittliga årsproduktioner av vattenkraft och kärnkraft. Hur utbyggnaden av vindkraften påverkar den svenska basproduktionen är en komplex fråga som beror av ett samspel mellan flera parametrar. Vilken produktionskapacitet som byggs eller läggs ned avgörs av de ekonomiska förutsättningar som skapas för de olika produktionsslagen. Parametrar såsom bränslepriser, nätutbyggnad, förändringar i förbrukningen, ny teknik och utveckling och implementering av ”Smart Grid”-lösningar spelar en stor roll. Dessa parametrar beror i sin tur av bland annat politiska beslut och den ekonomiska utvecklingen.

I ett scenario med stort elenergiöverskott skulle de dyraste kraftslagen, dvs. kondenskraftverken och gasturbinerna, utnyttjas ytterst sällan. Det finns därför en risk att kondenskraftverken och gasturbinerna läggs ner. En högre andel intermittent elproduktion jämfört med idag kräver mer reglerresurser, vilket visats i kapitel 2. Nedläggning av kondenskraftverken och gasturbinerna skulle således kunna innebära en ökad risk för effektbrist och försvåra balanshållningen. På längre sikt kan vind-

kraftsutbyggnaden även innebära att annan elproduktion ”trängs undan”. Exempelvis genom att reinvesteringar i kärnkraften inte blir lönsamma.

Mot denna bakgrund finns det skäl att studera och bedöma sannolikheten för att värmekraftverk läggs ner samt vilka konsekvenser detta kan få. Frågeställningarna som detta kapitel behandlar är därför:

- > Hur påverkar utbyggnaden av vindkraft tillgången på effekt på längre sikt?
- > Hur påverkas risken för effektbrist?

4.2 PRODUKTIONSKAPACITET OCH RESERVER IDAG

4.2.1 DEN SVENSKA PRODUKTIONSKAPACITETEN VID ÅRSSKIFTET 2011/2012

I Tabell 4.1 visas en prognos, gjord hösten 2011, för installerad effekt per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2011/2012. Som tabellen visar är de installerade effekterna för vattenkraften och kärnkraften de största. Vindkraften utgör fortfarande endast en liten del av den totala installerade effekten. Sett till den årliga produktionen utgör vindkraften en ännu mindre del, eftersom produktionen per installerad megawatt för vindkraften är förhållandevis låg. Till följd av elcertifikatsystemet har en utbyggnad av vindkraften och den bio-bränslebaserade kraften skett de senaste åren. Som

Tabell 4.1. Prognos, från hösten 2011, för installerad effekt per produktionsslag och elområde [17]. Anläggningar som bedöms vara i malpåse är exkluderade.

ELOMRÅDE	KÄRNKRAFT (MW)	VATTEN- KRAFT (MW)	VINDKRAFT (MW)	GAS- TURBINER (MW)	KONDENS (MW)	KRAFT- VÄRME (MW)	SUMMA (MW)
SE1	0	5255	165	0	0	282	5702
SE2	0	8013	536	0	0	498	9047
SE3	9351	2587	1268	1031	796	2811	17844
SE4	0	346	893	577	1005	1222	4043
Summa	9351	16201	2862	1608	1801	4813	36636

nämnts i inledningen förväntas denna utbyggnad, av i synnerhet vindkraften, fortsätta. Den installerade effekten för gasturbinerna är drygt 1600 MW. Av dessa ingår ca 1200 MW i den snabba aktiva störningsreserven och utgör reserver för systemdriften för att klara bortfall av största produktionsenhet. För närvarande är kravet på störningsreserv 1200 MW. Efter den planerade effekthöjningen av kärnkraftverket Oskarshamn G3 kommer kravet på störningsreserv att höjas till 1400 MW. Den installerade effekten för kondensverken är 1800 MW. Karlshamnsverket i SE4 står för ca 1000 MW av dessa.

4.2.2 MANUELLA REGLERRESURSER 2011/2012

De manuella reglerresurserna i Norden består huvudsakligen av vattenkraft. Dessa reglerresurser är under merparten av tiden tillräckliga för att kunna återställa primärregleringen. Under perioden 16 november till och med 15 mars, då förbrukningen är högst på grund av det kalla vintervädret, upphandlar Svenska Kraftnät den så kallade effektreserven. Genom effektreserven ingår Svenska Kraftnät avtal med elproducenter, och elförbrukare om att ställa ytterligare produktionskapaci-

tet eller möjlighet till förbrukningsreduktion till förfogande. Under vintern 2011/2012 upphandlade Svenska Kraftnät en effektreserv på en sammanlagd uppregleringskapacitet på 1726 MW, varav 1364 MW bestod av produktionsreserver och 362 MW av förbruknings-reduktionsreserver. För att klara oförutsedda fel i produktionsanläggningar eller kraftledningar finns alltså även 1200 MW störningsreserv (gasturbiner).

Endast under mycket ansträngda situationer för effektbalansen, exempelvis under kalla vintrar i kombination med låg kärnkraftsproduktion, har kraftverk inom effektreserven och störningsreserven varit nödvändiga för att produktionen ska kunna täcka efterfrågan på el. Under vintern 2010/2011 var elförbrukningen som högst den 22 december 2010 kl. 17–18. Under denna timme uppgick medelförbrukningen till 26700 MW [17]. I [17] beskrivs effektsituationen under denna timme.

4.3 ANALYS OCH RESULTAT

4.3.1 VINDKRAFTENS PÅVERKAN PÅ TILLGÅNGEN PÅ EFFEKT PÅ LÄNGRE SIKT

I detta avsnitt redovisas prognoser för produktionskapaciteten för de olika produktionsslagen. Prognoserna bygger på uppgifter från olika håll.

Vindkraft

Ökningen av vindkraft har varit kraftig under de senaste åren, vilket beror på de ekonomiska incitamenten elcertifikatsystemet har skapat. Den installerade vindkrafteffekten i Sverige var drygt 500 MW år 2005. I slutet av 2011 hade kapaciteten ökat till närmare 3000 MW. År 2009 gav en installerad MW vindkraft i Sverige i genomsnitt drygt 2000 MWh el [18]. De nybyggda vindkraftverken hade dock ett högre antal fullasttimmar jämfört med de äldre, ca 2500. I Energimyndighetens *Långsiktsprogno 2010* [19] är elproduktionen från vindkraft 11,3 TWh år 2020. I regeringens handlingsplan för främjande av förnybar energi är prognosen för vindkraftsproduktionen år 2020 12,5 TWh [20]. Energimyndigheten står för analysen även i denna plan. Andra aktörer gör andra framskrivningar av vindkraftsutbyggnaden som skiljer sig från de nyss nämnda. Svensk Vindenergi har tagit fram tre prognoser för vindkraften år 2015 [18]. I dessa prognoser blir vindkraftsproduktionen mellan 11 och 24 TWh redan år 2015.

Inom det svensk-norska elcertifikatsystemet är målsättningen att bygga ny produktion från förnyelsebara energikällor motsvarande en årlig produktion på 26,4 TWh i Norge och Sverige mellan åren 2012 och 2020. Norsk småskalig vattenkraft och biobränslebaserad kraftvärme konkurrerar med vindkraften om utrymmet i elcertifikatsystemet. Med tanke på att utbyggnaden av den biobränslebaserade kraftvärmen begränsas av efterfrågan på värme finns ett "tak" för hur mycket den kan byggas ut. Sammantaget pekar utvecklingen på att Energimyndighetens prognoser för vindkraftsutbyggnaden kommer att överskridas.

Havsbaserad vindkraft har ännu inte slagit igenom i Sverige. Idag finns havsbaserade vindkraftverk motsvarande drygt 160 MW. Det finns dock planer på att genom EU:s samarbetsmekanismer låta länder som inte beräknas nå 20.20.20-målen

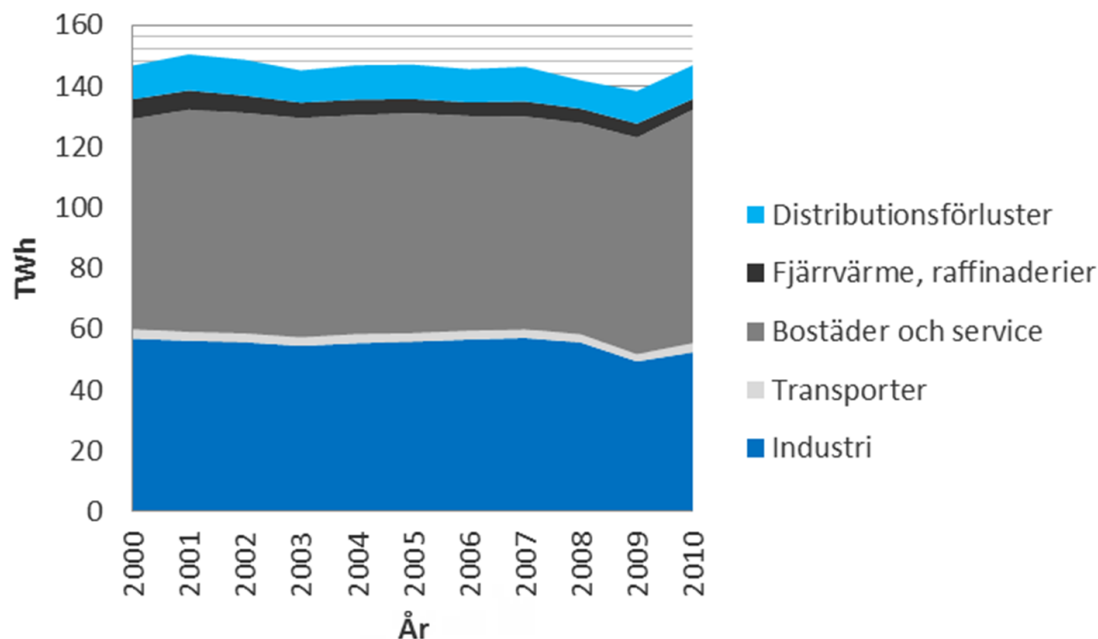
för förnyelsebar produktion, få ekonomiskt stöd för att investera i havsbaserad vindkraft. Därigenom kan vindkraftsproduktionen öka mer än vad elcertifikatsystemet skulle ge.

Vattenkraft

Vattenkraften utgör s.k. baskraft och står för en stor del av den svenska elproduktionen men används även som reglerkraft för att upprätthålla balansen mellan produktion och konsumtion. Hur stor produktionen från vattenkraften blir är starkt beroende av nederbörden som avgör hur stor tillrinningen till vattenmagasinen blir. Mellan ett våtår och ett torrår kan produktionen variera kraftigt. Vattenkraftsproduktionen under ett våtår kan vara uppemot 80 TWh medan den under ett torrår kan vara 50 TWh. Ett genomsnittligt år för tillrinningen är den svenska vattenkraftsproduktionen ca 65 TWh. Den svenska vattenkraftsproduktionen förväntas öka till följd av ökad nederbörd som beror av klimatförändringarna. Den installerade effekten för den svenska vattenkraften förväntas endast öka marginellt. För närvarande är nämligen outbyggda svenska älvar skyddade från exploatering.

Kärnkraft

I juni 2010 upphävdes lagen om avveckling av svensk kärnkraft. Riksdagen fattade beslut om att de tio befintliga reaktorerna ska få ersättas med nya i takt med att de gamla tas ur drift. I riksdagsbeslutet tydliggörs även att staten inte får subventionera nya kärnkraftsinvesteringar. Utan kärnkraft skulle den svenska effekt- och energibalansen bli betydligt svagare. För närvarande har de svenska kärnkraftsreaktorerna en sammanlagd produktionskapacitet på cirka 9,4 GW. Efter de pågående effekthöjningarna förväntas kapaciteten öka till cirka 10,4 GW. Med tanke på de investeringar som görs för att öka effekten i kärnkraften är det inte sannolikt att kärnkraftverkläggs ner under de närmaste tio åren. På längre sikt är dock utvecklingen av kärnkraften osäker. Den tekniska livslängden för de svenska kärnkraftverken är mellan 40 och 60 år [21]. Oskarshamn 1 är den första reaktorn som togs i drift. Reaktorn togs i drift år 1972 och förväntas således nå sin tekniska livslängd mellan åren 2012 och 2032 [22]. Det finns även en risk för att man blir tvungen att stänga ner kärnkraftverk i förtid. Om elenergiöverskottet blir mycket stort på tio till



Figur 4.1. Sveriges elanvändning per sektor under åren 2000-2010.

femton års sikt kan det innebära att investeringar i nya kärnkraftsreaktorer inte blir lönsamma och att de därmed inte blir av. I Energimyndighetens Långsiktsprogno 2010 antas kärnkraftsproduktionen år 2020 bli 73 TWh [19].

Kraftvärme (inklusive industriellt mottryck)

Det senaste decenniet har flertalet fossilbränslebaserade kraftvärmeverk byggts om och anpassats för att kunna eldas med biobränsle och avfall. Ökningen av den biobränslebaserade kraftvärmeproduktionen förväntas öka till följd av elcertifikatsystemet. Ökningen av kraftvärmens begränsas dock av efterfrågan på värme. Den fossilbränslebaserade kraftvärmeproduktionen förväntas minska på grund av stigande bränslepriser.

Enligt [23] förväntas den totala elproduktionen från kraftvärmeanläggningar i pappersmasse- och pappersindustrin och i fjärrvärmesystem öka med knappt 3 TWh från 18 TWh år 2010 till 21 TWh år 2020. Rapporten [23] bygger på en enkätstudie med svenska kraftvärmeproducenter. I Energimyndighetens Långsiktsprogno 2010 antas kraftvärmeproduktionen år 2020 bli 22 TWh, varav 7,5 TWh är elproduktion från kraftvärme i industrin och 14,5 TWh är elproduktion från kraftvärme i fjärrvärmesystem.

Kondenskraftverk och gasturbiner

Kondenskraftverk och gasturbiner, som använder fossila bränslen, har en hög marginalkostnad och används i det svenska systemet som spetsproduktion, dvs. i situationer när efterfrågan är hög med högt elpris som följd. Den årliga produktionen från dessa anläggningar är låg, men de fyller en viktig funktion för att upprätthålla effektbalansen under kalla vinterdagar eller ansträngda nätsituationer.

Gasturbinerna i störningsreserven har som tidigare nämnts för närvarande en sammalagd installerad effekt på 1200 MW. Denna reservkapacitet kommer att finnas kvar oberoende av vindkraftens utveckling. För kondenskraftverken och de övriga gasturbinerna är dock utvecklingen osäker. I scenarier med stort elenergiöverskott i Sverige föreligger en risk att de läggs ner. Risken för nedläggning av kondenskraftverk och gasturbiner ökar eftersom effektreserven planeras avvecklas till och med år 2020 [24]. Det innebär att kondenskraftverken och gasturbinerna som brukar ingå i denna inte får ekonomisk täckning genom att ingå i effektreserven. Se även avsnitt 4.3.2 om prognosen för kondenskraftverken och gasturbinerna.

Tabell 4.2. Produktion, elanvändning och energibalans per elområde vid simulering av ett scenario för år 2025 iBID-modellen.

ELOMRÅDE	PRODUKTION (TWH)	ELANVÄNDNING (TWH)	BALANS (TWH)
SE1	26,1	10,1	16
SE2	41,2	19,3	21,9
SE3	99	93,9	5,1
SE4	10,5	26,7	-16,2
Summa	176,8	150	26,8

Elanvändningen

Den svenska elanvändningen har det senaste decenniet legat mellan 138 och 149 TWh. I Figur 4.1 visas elanvändningen per sektor under perioden 2000–2010. Industrin, som står för en stor del av elanvändningen, har minskat sin förbrukning under det senaste decenniet, medan elanvändningen inom bostäder och service har ökat. Transporter - till största delen järnvägstransporter - utgör en liten del av elanvändningen och förbrukningen har legat på ungefär samma nivå sedan år 2000.

Elanvändningen inom industrin är starkt konjunkturberoende, vilket har avspeglats i en minskad elanvändning i samband med finanskrisen 2008. Industrins elanvändning fortsatte sedan att minska 2009 för att därefter öka under 2010.

På grund av bland annat energieffektiviseringar förväntas elanvändningen öka genom att effektiviseringen innebär en övergång från andra energislag till el som är en effektivare energibärare. Ett sådant exempel på längre sikt är en storskalig introduktion av elbilar. En ökning av den årliga elanvändningen medför dock inte automatiskt en ökning av den maximala timvisa förbrukningen. I scenarier med exempelvis en storskalig introduktion av elbilar kan man utforma systemet så att bilarna laddas under låglastperioder.

4.3.2 PROGNOSE FÖR REGLERRESURSER

Tillgången på reglerresurser beror på tillgänglig produktionskapacitet och på hur stor elanvändningen är. Den tillgängliga produktionskapaciteten beror i sin tur av vilken produktionskapacitet som finns i respektive elområde samt av importmöjligheterna.

Reglerresurser bestående av vattenkraft

Den installerade effekten för reglerbar vattenkraft förväntas vara i stort sett oförändrad på tio års sikt. Eftersom vattenkraften är en billig och förnyelsebar energikälla riskerar den knappast att läggas ner. De uppregleringsreserver av vattenkraft som är tillgängliga idag förväntas alltså vara bestående, oavsett utbyggnaden av vindkraft.

Tabell 4.3. Resultat för produktion per elområde vid simulering av ett scenario för år 2025 i BID-modellen.

OMRÅDE OCH PRODUKTIONSSLAG	SUMMA AV PRODUKTIONEN (TWH)		
SE1	26,0	Kraftvärme (bio, avfall och gas)	4,8
Kraftvärme, bio, avfall och gas	2,0	Kondenskraft (lättojlja)	0,0
Vattenkraft med magasin	13,7	Gasturbiner	0,0
Vattenkraft, run-of-river	6,9	Vattenkraft, run-of-river	0,5
Vindkraft	3,4	Vindkraft	5,2
SE2	41,2	Totalt	176,7
Kraftvärme (bio och avfall)	2,8		
Vattenkraft med magasin	30,1		
Vattenkraft, run-of-river	4,1		
Vindkraft	4,3		
SE3	99,0		
Kraftvärme (bio, avfall gas och kol)	11,0		
Kondenskraft (lättojlja)	0,0		
Gasturbiner	0,0		
Vattenkraft med magasin	9,0		
Vattenkraft, run-of-river	1,5		
Kärnkraft	73,2		
Vindkraft	4,3		
SE4	10,5		

Reglerresurser bestående av kondenskraft och gasturbiner

- Marknadsmodellstudie av scenario för år 2025

För att uppskatta hur ofta kondenskraftverken och gasturbinerna skulle utnyttjas i ett scenario med stor vindkraftsproduktion har simuleringar i marknadsmodellen BID gjorts¹³. Scenariot är en prognos för år 2025 och är ett av de scenarier som används i Perspektivplan 2025. Perspektivplan 2025 är en utvecklingsplan för stamnätet och planen baseras på bl.a. en marknadsmodellstudie.

I Tabell 4.2 visas resultaten för årlig produktion, elanvändning och elbalans. Som tabellen visar är elenergiöverskottet i Sverige under ett normalår för tillrinningen närmare 27 TWh i det simulerade scenariot. Elanvändningen är 150 TWh och den totala elproduktionen är närmare 177 TWh.

13. I en marknadsmodellstudie simuleras elmarknaden utifrån olika scenarier för tillgänglig produktion, elanvändning, bränslepriser och överföringskapaciteter mellan elområden. Variation i tillgänglig produktion över året modelleras och vattenvärden beräknas i modellen (historiska tillrinningsserier används). Förbrukning modelleras dels som prisoberoende efterfrågan som varierar över tiden och dels som prisberoende efterfrågan som minskar om spotpriset överstiger givna nivåer. Allt detta resulterar i en utbuds- och efterfrågekurva för varje modellerat område. I modellen simuleras spotmarknaden för varje timme under ett simuleringsår. Från simuleringarna får man fram resultat i form av spotpriser, konsumtion och produktion per kraftslag och modellerat område, elmarknadsöverskott och energitvbyte mellan områdena.

I Tabell 4.3 visas resultaten för produktionen per produktionsslag och per elområde. 17 TWh utgörs av vindkraftsproduktion, 66 TWh av vattenkraftsproduktion, drygt 73 TWh av kärnkraft och 17 TWh av bio- och avfallsbränslebaserad kraftvärmeproduktion (både fjärrvärme och industriellt mottryck). Simuleringarna visar att kondenskraftverken och gasturbinerna, i detta scenario, aldrig utnyttjas på elspotmarknaden.

Energimyndighetens prognos för kondenskraft och gasturbiner

Energimyndighetens Långsiktsprogno 2010 [19] visar på samma resultat som simuleringarna i BID-modellen. I rapporten beskrivs scenarier för år 2020 och år 2030. Dessa innehåller varken kondenskraftsproduktion eller gasturbinsproduktion. Scenarierna har tagits fram med hjälp av ett flertal kompletterande metoder och modeller. En av de viktigaste modellerna som har använts är Markalmodellen. I Markalmodellen optimeras hela det nordiska energisystemet så att den totala kostnaden för att motsvara energiefterfrågan minimeras. Prognoser för elproduktion och elanvändning är några av modellens resultat. I Energimyndighetens långsiktsprogno är utgångspunkten de energi- och klimatpolitiska styrmedel som var beslutade vid halvårsskiftet 2010. Även styrmedelsförändringar som tas upp i de propositioner om klimat och energi som lades fram år 2010 är inkluderade.

4.3.3 RISK FÖR EFFEKTBRIST

Effektbrist uppträder då Svenska Kraftnät behöver utnyttja störningsreserven för att klara elförsörjningen. Störningsreserven är avsedd för att återställa kraftsystemet till normaldrift (i händelse av att kraftsystemet är i stördrift p.g.a. fel i produktionsanläggningar eller kraftledning). När störningsreserven behöver användas minskar därmed kraftsystemets driftsäkerhet och oförutsedda störningar kan under dessa perioder leda till elavbrott. Innan 2008 ställde Nordel¹⁴ krav på att risken för effektbrist, Loss of Load Probability (LOLP), inte skulle överstiga en promille. Ett värde för LOLP på

en promille motsvarar i medeltal 8,76 h med effektbrist under ett år. Detta värde har använts som en referens att jämföra resultaten med i detta arbete.

För att bedöma risken för effektbrist vid en stor vindkraftsproduktion i kombination med nedlagd värmekraft har scenarier simulerats i modellen MAPS (Multi Area Security of Large Scale Electric Power Systems). MAPS är en modell för driftsäkerhetsanalys som beräknar sannolikheten för effektbrist, Loss of Load Probability (LOLP) och förväntad icke-levererad elenergi, Expected Unreserved Energy (EUE). I Appendix A beskrivs principen för beräkningarna av effektbristrisken i modellen MAPS.

Förutsättningar för MAPS-simuleringarna

Ett huvudscenario som kallas VINDKRAFT 2020 har skapats och simulerats i MAPS. Produktionskapaciteten i VINDKRAFT 2020 visas i Tabell 4.4. Den installerade effekten för vattenkraften är 16,2 GW. På grund av begränsningar som exempelvis fallhöjdsförluster på grund av avsänkta magasinivåer, tappningsrestriktioner, hydrologiska begränsningar (som bl. a. beror av vattnets gångtid mellan kraftstationerna) och vattendomar bedöms den maximalt tillgängliga produktionskapaciteten för vattenkraften vara 13,7 GW. Som tabellen visar är produktionskapaciteten för kärnkraften 10,4 GW, vilket är den förväntade produktionskapaciteten efter effekthöjningarna. Vindkraftens sammanlagda produktionskapacitet antas vara 7 GW. Gasturbinerna som ingår i störningsreserven är inte modellerade.

Med utgångspunkt i VINDKRAFT 2020 har ytterligare fem scenarier modellerats för att få en uppfattning om hur risken för effektbrist påverkas av förändringar i produktionsapparaten. Dessa beskrivs i Tabell 4.5. Övriga förutsättningar för MAPS-simuleringarna beskrivs i Appendix B.

14. Samarbetsorganisation för de nordiska stamnätsföretagen som lades ner 2008 i samband med att ENTSO-E bildades.

Tabell 4.4. Produktionskapacitet i VINDKRAFT 2020.

PRODUKTIONS- KAPACITET	SE1 (MW)	SE2 (MW)	SE3 (MW)	SE4 (MW)	TOTALT (MW)
Vattenkraft	4444	6776	2184	295	13699
Kärnkraft	0	0	10432	0	10432
Vind	600	3000	2300	1100	7000
KV	320	580	3000	1300	5200
Kondens	0	0	796	1005	1801
Gasturbin	0	0	30	375	405
Totalt	5364	10356	18742	4075	38537

Tabell 4.5. Beskrivning av scenarier som simulerats i MAPS.

SCENARIO	BESKRIVNING
VINDKRAFT 2020	Huvudscenario för MAPS-simuleringarna.
UTAN KONDENSKRAFT OCH GASTURBINER	VINDKRAFT 2020 utan kondenskraftverk och gasturbiner.
MINDRE KÄRNKRAFT 1	VINDKRAFT 2020 utan kondenskraftverk och gasturbiner. Dessutom antas tre kärnkraftsblock (O1, O2 och R1) vara nedlagda.
MINDRE KÄRNKRAFT 2	MINDRE KÄRNKRAFT 1 utan kärnkraftsblocket R2.
MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET	MINDRE KÄRNKRAFT 2 med högre överföringskapaciteter.
UTAN KÄRNKRAFT	VINDKRAFT 2020 utan kondenskraft, gasturbiner och kärnkraft men med 18,3 GW vindkraft.

Tabell 4.6. LOLP och EUE i VINDKRAFT2020, UTAN KONDESKRAFT OCH GASTURBINER, MINDRE KÄRNKRAFT1 och MINDRE KÄRNKRAFT2.

SCENARIO	SE1	SE2	SE3	SE4
VINDKRAFT2020				
LOLP	0	0	0	7,3E-06
EUE [MWh]	0	0	0	34
UTAN KONDESKRAFT OCH GASTURBINER				
LOLP	0	0	3,4E-09	1,5E-04
EUE [MWh]	0	0	0	966
MINDRE KÄRNKRAFT1				
LOLP	0	0	9,6E-06	9,1E-04
EUE [MWh]	0	0	30	7121
MINDRE KÄRNKRAFT2				
LOLP	0	0	4,6E-05	0,0020
EUE [MWh]	0	0	173	16205

Resultat av MAPS-simuleringar

I Tabell 4.6 visas resultaten för LOLP och EUE i scenarierna VINDKRAFT2020, UTAN KONDESKRAFT OCH GASTURBINER, MINDRE KÄRNKRAFT1 och MINDRE KÄRNKRAFT2. Som Tabell 4.6 visar uppstår inte effektbrist i SE1 och SE2 i något av scenarierna. Det beror på att den tillgängliga produktionskapaciteten (huvudsakligen vattenkraft) alltid är högre än förbrukningen i SE1 och SE2. Risken för effektbrist är störst i SE4 eftersom produktionskapaciteten är liten i förhållande till förbrukningen. Under exempelvis kalla vintrar då förbrukningen är hög, är SE4 beroende av import från de omgivande områdena för att effektbrist inte ska uppstå.

Nordels tidigare krav på att risken för effektbrist inte ska överstiga en promille uppfylls i scenarierna VINDKRAFT 2020, UTAN KONDESKRAFT OCH GASTURBINER och MINDRE KÄRNKRAFT1.

I VINDKRAFT 2020 uppstår inte effektbrist i SE1, SE2 och SE3. I SE4 är risken för effektbrist mycket liten, $7,3 \cdot 10^{-6}$. Under ett år betyder detta att effektbrist i genomsnitt uppstår under närmare 4 minuter.

I UTAN KONDESKRAFT OCH GASTURBINER uppstår effektbrist i SE3 och SE4. Risken är dock nästintill obefintlig i SE3, $3,4 \cdot 10^{-9}$. Det motsvarar en tiondels sekund per år. I SE4 är risken för effektbrist högre, $1,5 \cdot 10^{-4}$. Det motsvarar en timme per år.

Tabell 4.7. LOLP och EUE i MINDRE KÄRNKRAFT2, MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET och UTAN KÄRNKRAFT.

SCENARIO	SE1	SE2	SE3	SE4
MINDRE KÄRNKRAFT2				
LOLP	0	0	4.6E-05	0.0020
EUE [MWh]	0	0	173	16205
MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET				
LOLP	0	0	2.5E-06	5.0E-04
EUE [MWh]	0	0	6.6	3781
UTAN KÄRNKRAFT				
LOLP	0	0	0.0058	0.015
EUE [MWh]	0	0	49494	197199

I MINDRE KÄRNKRAFT 1 där kondenskraftverken, gasturbinerna och kärnkraftsreaktorerna O1, O2 och R1 antas vara nedlagda (den sammanlagda produktionskapaciteten för kärnkraften är 8263 MW) finns en risk för effektbrist i SE3 och SE4. Risken för effektbrist är dock mycket liten i SE3, $9,6 \cdot 10^{-6}$ (vilket motsvarar fem minuter per år) i SE3. I SE4 är LOLP $9,1 \cdot 10^{-4}$ (vilket motsvarar 8 timmar per år).

I MINDRE KÄRNKRAFT2 är den sammanlagda produktionskapaciteten för kärnkraften 7335 MW. Reaktorerna O1, O2, R1 och R2 antas vara nedlagda. I detta scenario är risken för effektbrist $4,6 \cdot 10^{-5}$ i SE3 och 0,002 i SE4. I SE4 är alltså risken för effektbrist över en promille.

I Tabell 4.7 visas LOLP och EUE i scenarierna MINDRE KÄRNKRAFT2, MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET och UTAN KÄRNKRAFT. I MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET antas samma produktionskapaciteter som i MINDRE KÄRNKRAFT2. Det som skiljer MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET från MINDRE KÄRNKRAFT2

är överföringskapaciteterna. I MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET antas högre överföringskapaciteter mellan Norge och Sverige, i snitt 2 och i snitt 4.

Som Tabell 4.7 visar är risken för effektbrist i MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET $2,5 \cdot 10^{-6}$ i SE3. Under ett år innebär det att effektbrist uppstår under en minut. I SE4 är LOLP $5,0 \cdot 10^{-4}$ (vilket motsvarar fyra timmar per år). Till skillnad från i MINDRE KÄRNKRAFT2 uppfylls därmed ENTSO-E:s krav i scenariot MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET på grund av den ökade överföringskapaciteten i bland annat snitt 2.

I UTAN KÄRNKRAFT där Sverige är modellerat utan kärnkraft och med en stor utbyggnad av vindkraften (18,3 GW vindkraft) är LOLP i SE3 0,0058. Det motsvarar 51 timmar med effektbrist per år. I SE4 är LOLP 0,015, vilket motsvarar 127 timmar per år. I scenarier där kärnkraften läggs ner skulle således risken för effektbrist bli högre än en promille.

4.4 SLUTSATSER OCH FÖRSLAG PÅ FORTSATT ARBETE

4.4.1 SLUTSATSER

- > Hur påverkar utbyggnaden av vindkraft tillgången på effekt på längre sikt?

De nordiska uppregleringsreserverna består huvudsakligen av vattenkraft. Eftersom vattenkraften är en billig och förnyelsebar energikälla riskerar den knappast att läggas ner. De uppregleringsreserver av vattenkraft som är tillgängliga idag förväntas alltså vara bestående, oberoende av utbyggnaden av vindkraft.

De gasturbiner som ingår i störningsreserven kommer att finnas kvar oberoende av vindkraftens utveckling. För kondenskraftverken och de övriga gasturbinerna är dock utvecklingen oviss. I scenarier med stort elenergiöverskott i Sverige föreligger en risk att de läggs ner. Risken för nedläggning av kondenskraftverk och gasturbiner ökar eftersom effektreserven planeras bli avvecklad fram till och med år 2020.

Markalmodellen, som Energimyndigheten använder i sin långsiktsprognois för den svenska energianvändningen, är en modell som används för att skapa scenarier för bland annat elproduktion och elanvändning med ekonomiska parametrar. I BID-modellen simuleras elspotmarknaden baserat på scenarier där användaren gör antagandena om bl. a. tillgänglig produktionskapacitet respektive elanvändning. Att båda modellerna visar på samma resultat indikerar att kondenskraftverken och gasturbinerna inte skulle användas på elspotmarknaden i scenarier där Sverige har ett stort elenergiöverskott. Kondenskraftverken och gasturbinerna används dock främst som reserv även idag.

- > Hur påverkas risken för effektbrist?

MAPS-simuleringarna visar att nedläggning av kondenskraftverken och gasturbinerna skulle öka risken för effektbrist men att den är mycket låg, under en promille, såvida kärnkraftverk inte läggs ner. I SE1 och SE2 föreligger ingen risk för effektbrist eftersom produktionskapaciteten är stor i förhållande till den maximala förbrukningen.

I SE3 och SE4 föreligger en risk för effektbrist som beror bland annat av kärnkraftens tillgänglighet. I scenarier där kärnkraftens tillgänglighet är mycket låg eller där kärnkraftverk läggs ner kan risken för effektbrist överstiga Nordels tidigare tillåtna värde på en promille i SE3 och SE4. Risken för effektbrist är störst i SE4. LOLP skulle bli högre än en promille i SE4 vid en sammanlagd produktionskapacitet på uppskattningsvis 6000 – 7400 MW för kärnkraften räknat med en tillgänglighet på 80 %. Hur liten produktionskapaciteten för kärnkraften kan bli utan att LOLP överstiger en promille i SE4 beror på vilka antaganden man gör för överföringskapaciteterna. Med en större mängd kraftvärme i SE3 och SE4, lägre förbrukning (med hjälp av exempelvis Smart Grids-lösningar) eller med ett mer utbyggt stamnät, skulle ett något större bortfall av kärnkraften vara möjligt utan att LOLP överstiger en promille.

Som visats i Kapitel 2 skulle en vindkrafteffekt på 7000 MW innebära ett ökat behov av uppregleringsreserver på över 1000 MW, för att kunna garantera tillräckliga uppregleringsreserver för alla avvikelser från prognosens utfall. Med tanke på att balanshållningen måste klaras av, kommer risken för elavbrott att öka vid en effektbristsituation.

4.4.2 FÖRSLAG PÅ FORTSATT ARBETE

En årlig uppdatering av prognosen för förbruknings- och produktionskapacitet görs genom Kraftbalansrapporten som Svenska Kraftnät sammanställer till regeringen. I den görs även nya bedömningar av effektläget för den kommande vintern. I övrigt bedöms vindkraftens påverkan på basproduktionen inte få konsekvenser som, för närvarande, måste hanteras genom förebyggande åtgärder av Svenska Kraftnät.

Om kärnkraftverk läggs ner eller om tillgängligheten för kärnkraften blir mycket låg, föreligger en risk att LOLP överskrider en promille. Ökad överföringskapacitet (alltså nätförstärkningar) till och mellan de svenska elområdena minskar risken för effektbrist. I scenarier med hög sannolikhet för effektbrist kan därför förstärkningar av överföringskapaciteten i de svenska snitten eller nya utlandsförbindelser vara en åtgärd.

05. SLUTSATSER OCH FÖRSLAG PÅ FORTSATT ARBETE

5.1 SLUTSATSER

5.1.1 VINDKRAFTENS PÅVERKAN PÅ BEHOVET AV REGLERRESURSER

I huvudsak kommer en ökad mängd vindkraft att påverka behovet av sådana reglerresurser som idag används för att kontinuerligt återställa de automatiska reglerresurser som utgör primärregleringen, dvs. reglerresurser som används på 15 till 60 minuters sikt (sekundärreglering). Vindkraftens påverkan på behovet av primärreglering bedöms som marginell, då olika vindkraftverks produktionsvariationer på sekund-minut-skala är att betrakta som helt okorrelerade och därför sammanlagras maximalt på samma sätt som förbrukningens motsvarande variationer.

Hur mycket behovet av reglerresurser ökar beror bortsett från hur mycket vindkraft som installeras, i huvudsak av de balansansvarigas agerande vid

planering av den egna produktionen. Två extremfall har studerats för att ringa in hur mycket behovet av reglerresurser kan förväntas öka. Dels ett fall då alla balansansvariga fram till 45 minuter innan leveranstimmen uppdaterar vindkraftprognoser och produktionsplaner samt efter behov handlar på Elbas för att upprätta hålla den egna balansen (Scenario A), och dels ett fall då de balansansvariga efter handeln på elbas inte gör några uppföljande åtgärder enligt föregående fall (Scenario B). Beräkningar visar att behovet av reglerresurser kommer att öka enligt Tabell 5.1.

Beräkningarna har visat att om de balansansvariga fortsättningsvis agerar på samma sätt som idag, dvs. med samma noggrannhet med avseende på produktionsplaner, kommer 7000 MW vindkraft att öka behovet av upp- respektive nedregleringsresurser med 567 MW, vilket mostavarar 8,1 % av installerad effekt.

Tabell 5.1. Sammanställning av ökat behov av reglerresurser (sekundärreglering) vid ökande mängd vindkraft.

SCENARIO	ÖKAT BEHOV AV NEDREGLERINGSRESURSER MW/% AV INSTALLERAD VINDKRAFTSEFFEKT	ÖKAT BEHOV AV UPPREGLERINGSRESURSER MW/% AV INSTALLERAD VINDKRAFTSEFFEKT
A	498/7,1	498/7,1
B	1425/19	1327/20

Givet att vindkraften i de övriga nordiska länderna är oförändrad, bedöms en ökning av vindkraften till 7000 MW i Sverige inte leda till några problem med avseende på frekvensreglering och svängmassa. Eftersom detta är ett högst osannolikt scenario krävs en gemensam nordisk analys av effekterna av en reduktion av svängmassan i det nordiska synkronsystemet.

5.1.2 MARKNADSSTRUKTURENS LÄMPLIGHET

Slutsatsen är att marknadsmodellen inte bör justeras initialt vad det gäller ansvar för balanshållningen men Svenska Kraftnät ska hålla öppet för att nya förutsättningar på sikt kan göra det lämpligt att förändra modellen för balansansvaret. Istället föreslås ett antal åtgärder, bl.a. inom ramen för balansansvarsavtalet, för att minska mängden reglerresurser som kommer att krävas till följd av en ökad mängd vindkraft, samt åtgärder för att öka mängden tillgängliga reglerresurser. Flertalet av de föreslagna åtgärderna kräver dock överenskommelser på nordisk nivå. Främst handlar det om att:

- > Öka kostnaden för de balansansvariga att vara i obalans.
- > Skärpt övervakning av obalanser.
- > Minskad handelshorisont.
- > Införa kvartsavräkning.
- > Främja förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden.

I övrigt kan marknadsmodellen endast ändras i samförstånd med övriga Nordiska TSO:er, tillsynsmyndigheter samt Nord Pool Spot. I tillägg till detta sätter Europeiska riktlinjer ramarna för Svenska Kraftnäts roll i utvecklingsarbete och påverkan på marknadsmodellen.

Svenska Kraftnäts och aktörernas slutsatser om hur balansansvarsavtalet bör anpassas för att främja förbrukningsbud överensstämmer. Förändringar i balansansvaret kommer i en första omgång att genomföras till den 16 november 2012 och projektet för att främja förbrukningsbud ska fortsätta att utreda möjligheter för att få in förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden. Effektreservsavtalet kan användas som mall i utvecklingsarbetet med balansansvarsavtalet eftersom det är utformat särskilt för förbrukningsresurser.

Den stora utmaningen, men också den åtgärd som troligen skulle ge mest för att främja förbrukningsbud, är att informera aktörer som inte är insatta och bistå med hjälp till aktörer som är intresserade men behöver mycket stöd för att börja lämna bud på en elmarknad, vilket i dagsläget är helt utanför deras kärnverksamhet. En informations- och kommunikationsplan för att skapa intresse och ge aktörerna redskap för att delta på reglerkraftmarknaden med förbrukningsbud bör tas fram.

5.1.3 PÅVERKAN PÅ BASPRODUKTIONEN OCH TILLGÅNGEN TILL REGLERRESURSER

Till följd av elcertifikatsystemet förväntas en kraftig ökning av den svenska förnybara elproduktionen, av vilken vindkraft förväntas utgöra en stor del. Den svenska elproduktionen förväntas även öka kraftigt genom effekthöjningarna i kärnkraften medan elanvändningen endast förväntas öka måttligt. Således leder denna produktionsökning till att Sverige blir nettoexportör av el – givet genomsnittliga årsproduktioner av vattenkraft och kärnkraft. Hur utbyggnaden av vindkraften påverkar den svenska basproduktionen är en komplex fråga som beror av ett samspel mellan flera parametrar. Vilken produktionskapacitet som byggs eller läggs ned avgörs av de ekonomiska förutsättningar som skapas för de olika produktionsslagen. Parametrar såsom bränslepriser, nätutbyggnad, förändringar i förbrukningen, ny teknik och utveckling och implementering av "Smart Grid"-lösningar spelar en stor roll. Dessa parametrar beror i sin tur av bland annat politiska beslut och den ekonomiska utvecklingen.

I ett scenario med stort elenergiöverskott skulle de dyraste kraftslagen, dvs. kondenskraftverken och gasturbinerna, utnyttjas ytterst sällan. Det finns därför en risk att kondenskraftverken och gasturbinerna läggs ner. En högre andel intermittent elproduktion jämfört med idag kräver mer reglerresurser. Nedläggning av kondenskraftverken och gasturbinerna skulle således kunna innebära en ökad risk för effektbrist och försvåra balanshållningen. På längre sikt kan vindkraftsutbyggnaden även innebära att annan elproduktion "trängs undan". Exempelvis genom att reinvesteringar i kärnkraften inte blir lönsamma.

För att bedöma risken för effektbrist vid en stor vindkraftsproduktion i kombination med nedlagd

värme­kraft har scenarier simulerats i modellen MAPS (Multi Area Security of Large Scale Electric Power Systems). MAPS är en modell för drift­säkerhetsanalys som beräknar sannolikheten för effekt­brist, Loss of Load Probability (LOLP) och förväntad icke-levererad elenergi, Expected Unserved Energy (EUE). Innan 2008 ställde Nordel¹⁵ krav på att LOLP inte skulle överstiga en promille. Ett värde för LOLP på en promille motsvarar i medeltal 8,76 h med effekt­brist under ett år. Detta värde har använts som en referens att jämföra resultaten med i detta arbete.

I SE1 och SE2 uppstår inte effekt­brist i något av de studerade scenarierna. Det beror på att den tillgängliga produktionskapaciteten (huvudsakligen vattenkraft) alltid är högre än förbrukningen i SE1 och SE2. Risken för effekt­brist är störst i SE4 eftersom produktionskapaciteten är liten i förhållande till förbrukningen. Under exempelvis kalla vintrar då förbrukningen är hög, är SE4 beroende av import från de omgivande områdena för att effekt­brist inte ska uppstå. Risken för effekt­brist bedöms dock vara under en promille, såvida kärnkraftverk inte läggs ner eller om tillgängligheten för kärnkraften blir mycket låg.

En årlig uppdatering av prognosen för förbruknings- och produktionskapacitet görs genom Kraftbalansrapporten som Svenska Kraftnät sammanställer till regeringen. I den görs även nya bedömningar av effektläget för den kommande vintern. I övrigt bedöms vindkraftens påverkan på basproduktionen inte få konsekvenser som, för närvarande, måste hanteras genom förebyggande åtgärder av Svenska Kraftnät. I scenarier med hög sannolikhet för effekt­brist kan dock förstärkningar av överföringskapaciteten i de svenska snitten eller nya utlandsförbindelser vara en åtgärd för att minska risken.

15. Samarbetsorganisation för de nordiska stamnätsföretagen som lades ner 2008 i samband med att ENTSO-E bildades.

REFERENSER

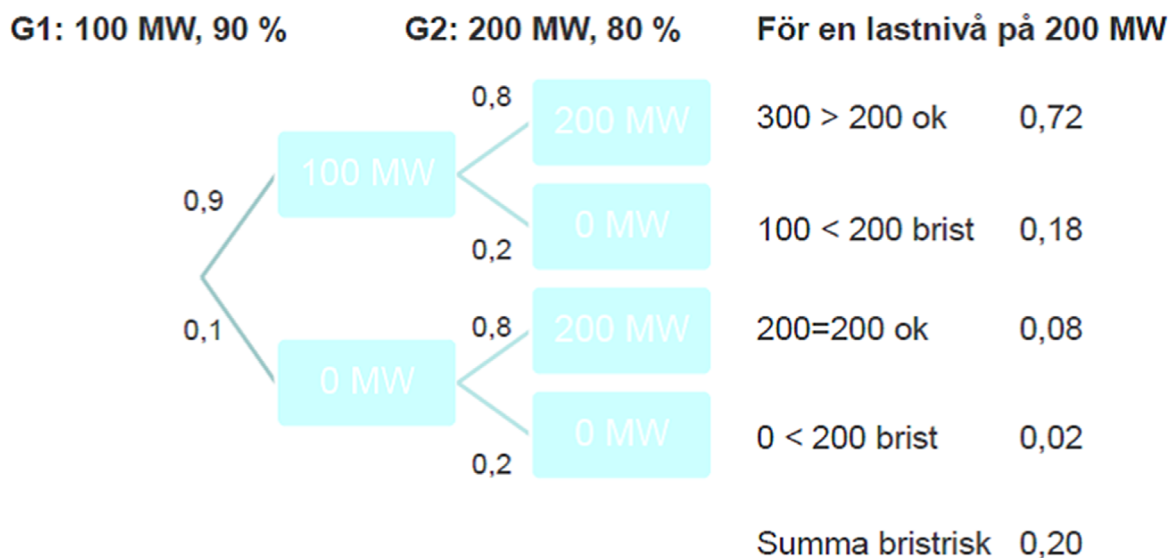
- [1] "Vindkraftstatistik 2011 (ER 2012:02)," Energimyndigheten, 2012.
- [2] Perspektivplan 2025 - En utvecklingsplan för det svenska stamnätet, Svenska Kraftnät, 2012.
- [3] Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftsavtal), Statnett, Fingrid, Energinet.dk och Svenska Kraftnät, 2006.
- [4] K. Walve, Kraftsystemets dynamik och dimensionering, Svenska Kraftnät, 2007.
- [5] "ANALYSIS & REVIEW OF REQUIREMENTS FOR AUTOMATIC RESERVES IN THE NORDIC SYNCHRONOUS SYSTEM," E-Bridge, 2011.
- [6] Eirgrid, Studiebesök 2011.
- [7] IEA, "Design and operation of power systems with large amounts of wind power," VTT, Helsingfors, 2009.
- [8] E. Bernhard, "Analysis of Wind Power Ancillary Services Characteristics with German 250-MW Wind Data," NREL, 1999.
- [9] H. Holttinen, "The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system," VTT Publications, 2004.
- [10] G. e. a. Giebel, "Forecast error of aggregated wind power," Trade Wind, 2007.
- [11] H. Holttinen, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane och T. Molinski, "Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power," Wind Engineering, vol. 32, nr 4, pp. 355–378, 2008.
- [12] G. Blom, Sannolikhetsteori och statistikteori med tillämpningar, Lund: Studentlitteratur, 1989.
- [13] U. e. a. Axelsson, "4000 MW wind power in Sweden. Elforsk rapport 05:19," ELFORSK, 2005.
- [14] "Nordic Balance Settlement (NBS) Final Report".
- [15] [Online]. Available: <http://www.SvenskaKraftnät.se/Energimarknaden/El/Statistik/Statistik-om-balansansvar/>.
- [16] C. Tengqvist, "Förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden – Kan andelen öka och vinner miljön på det?," Intern Svenska Kraftnät rapport, 2011.
- [17] Effektreservsavtalet 2012.
- [18] "Publication of real-time prices in the Nordic Regulation Power Market," Energinet.dk, 2011.
- [19] S. Kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2010/2011 och 2011/2012," 2011.
- [20] S. Vindenergi, "Vindkraftsstatistik 2012," [Online]. Available: <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2013/02/Statistik-vindkraft-20130214.pdf>.
- [21] Statens Energimyndighet, "Långsiktsprognos 2010 (ER 2011:03)," Statens Energimyndighet, 2011.
- [22] Bilaga till regeringsbeslut (30.06.2010) "Sveriges Nationella Handlingsplan för främjande av förnybar energi enligt Direktiv 2009/28/EG och Kommissionens beslut av den 30.6.2009".
- [23] Vattenfall AB, "vattenfall.se," 04 06 2012. [Online]. Available: www.vattenfall.se/sv/karnkraft-da-nu-och-sedan.htm.
- [24] OKG AB, "okg.se," [Online]. Available: http://www.okg.se/templates/Page_____148.aspx. [Använd 04 06 2012].
- [25] "Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020 – med fokus på elcertifikatsystemets effekter," Svebio, Skogsindustrierna, Svensk Fjärrvärme och Svensk Energi, 2011.
- [26] Näringsutskottet, "Betänkande 2009/10:NU17 Effektreserven i framtiden," 2009.

APPENDIX A. MAPS

MAPS är en modell för driftsäkerhetsanalys som beräknar sannolikheten för effektbrist, Loss of Load Probability (LOLP) och förväntad icke-levererad energi, Expected Unserved Energy (EUE). Beräkningarna i MAPS är baserade på stokastiska processer, genom att utvärdera ett stort antal slumpmässiga händelser försöker man bestämma hur ett system fungerar. I MAPS slumpas alltså fall av tillgänglig produktionskapacitet ett mycket

stort antal gånger (50 000). Den tillgängliga produktionskapaciteten ställs mot förbrukningen och på så sätt kan risken för effektbrist uppskattas. Förbrukningen modelleras som timvisa förbrukningsnivåer. Figur 5.1 visar principen för beräkning av effektrisk i MAPS.

Figur 5.1. Princip för effektbristberäkning i MAPS.



APPENDIX B. FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR MAPS-SIMULERINGARNA

Huvudscenariot i MAPS-simuleringarna är VINDKRAFT 2020. De länder som har modellerats är Sverige, Norge, Finland, Danmark, Estland, Lettland och Litauen. Sverige har modellerats med hjälp av fyra delområden, Norge med sju, Finland med två och Danmark med fyra. De baltiska länderna har modellerats med ett delområde per land. Modelleringen av de svenska områdena beskrivs här. Modelleringen av de övriga länderna är från ett scenario som kallas för EU2020 som har använts inom ENTSO-E:s nätutvecklingsplan TenYear Net Development Plan 2012. EU2020 baseras på de nationella handlingsplanerna för energi från förnybara källor som beskriver hur respektive EU-land ska bidra till att man uppnår 20.20.20-målen.

Produktionskapaciteten i VINDKRAFT 2020 visas i Tabell 5.2. Produktionskapacitet i VINDKRAFT 2020. Den installerade effekten för vattenkraften är 16,2 GW. På grund av begränsningar som exempelvis fallhöjdsförluster på grund av avsänkta magasinnivåer, tappningsrestriktioner, vattnets gångtid mellan kraftstationerna och vattendomar bedöms den maximalt tillgängliga produktionskapaciteten för vattenkraften vara 13,7 GW. Som tabellen visar är produktionskapaciteten för kärnkraften 10,4 GW, vilket är den förväntade produktionskapaciteten efter effekthöjningarna. Vindkraftens sammanlagda produktionskapacitet antas vara 7 GW. Gasturbinerna som ingår i störningsreserven är inte modellerade.

Vattenkraften är modellerad med en tillgänglighet på 99 %, kärnkraften med en tillgänglighet

på 80 % och vindkraften med en tillgänglighet på 6 %. Tillgängligheten för kraftvärmeverken är 90 %. Även gasturbinerna och kondenskraften är modellerade med en tillgänglighet på 90 %.

Med utgångspunkt i VINDKRAFT 2020 har ytterligare fem scenarier modellerats. De är UTAN KONDENSKRAFT OCH GASTURBINER, MINDRE KÄRNKRAFT1, MINDRE KÄRNKRAFT2, MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET och UTAN KÄRNKRAFT. I scenariot UTAN KONDENSKRAFT OCH GASTURBINER antas att gasturbinerna och kondenskraftverken läggs ner. I Tabell 5.3 visas produktionskapaciteten i UTAN KONDENSKRAFT OCH GASTURBINER.

Tabell 5.2. Produktionskapacitet i VINDKRAFT 2020.

PRODUKTIONS- KAPACITET	SE1 [MW]	SE2 [MW]	SE3 [MW]	SE4 [MW]	TOTALT [MW]
Vattenkraft	4444	6776	2184	295	13699
Kärnkraft	0	0	10432	0	10432
Vind	600	3000	2300	1100	7000
KV	320	580	3000	1300	5200
Kondens	0	0	796	1005	1801
Gasturbin	0	0	30	375	405
Totalt	5364	10356	18742	4075	38537

Tabell 5.3. Produktionskapacitet i VIND1_UKG.

PRODUKTIONS- KAPACITET	SE1 [MW]	SE2 [MW]	SE3 [MW]	SE4 [MW]	TOTALT [MW]
Vattenkraft	4444	6776	2184	295	13699
Kärnkraft	0	0	10432	0	10432
Vind	600	3000	2300	1100	7000
KV	320	580	3000	1300	5200
Kondens	0	0	0	0	0
Gasturbin	0	0	0	0	0
Totalt	5364	10356	17916	2695	36331

Tabell 5.4. Produktionskapacitet i MINDRE KÄRNKRAFT1.

PRODUKTIONS-KAPACITET	SE1 [MW]	SE2 [MW]	SE3 [MW]	SE4 [MW]	TOTALT [MW]
Vattenkraft	4444	6776	2184	295	13699
Kärnkraft	0	0	8263	0	8263
Vind	600	3000	2300	1100	7000
KV	320	580	3000	1300	5200
Kondens	0	0	0	0	0
Gasturbin	0	0	0	0	0
Totalt	5364	10356	15747	2695	34162

Tabell 5.5. Produktionskapacitet i MINDRE KÄRNKRAFT2. Utan kondenskraftverk, gasturbiner, 01, 02, R1 och R2.

PRODUKTIONS-KAPACITET	SE1 [MW]	SE2 [MW]	SE3 [MW]	SE4 [MW]	TOTALT [MW]
Vattenkraft	4444	6776	2184	295	13699
Kärnkraft	0	0	7335	0	7335
Vind	600	3000	2300	1100	7000
KV	320	580	3000	1300	5200
Kondens	0	0	0	0	0
Gasturbin	0	0	0	0	0
Totalt	5364	10356	14819	2695	33234

I MINDRE KÄRNKRAFT1 antas att gasturbinerna och kondenskraftverken är nedlagda. Dessutom antas även att Oskarshamn 1 och 2 och Ringhals 1 är nedlagda.

I MINDRE KÄRNKRAFT2 och MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET (Tabell 5.5) antas att gas-

turbinerna och kondenskraftverken är nedlagda. Dessutom antas även att Oskarshamn 1 och 2 och Ringhals 1 och 2 är nedlagda.

Tabell 5.6. Produktionskapacitet i VIND1_UKK. Utan gasturbiner, kondenskraftverk och kärnkraft. Med 18,3 GW vind.

PRODUKTIONS- KAPACITET	SE1 [MW]	SE2 [MW]	SE3 [MW]	SE4 [MW]	TOTALT [MW]
Vattenkraft	4444	6776	2184	295	13699
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Vindkraft	3000	3000	7000	5300	18300
Kraftvärme	320	580	3000	1300	5200
Kondenskraft	0	0	0	0	0
Gasturbiner	0	0	0	0	0
Totalt	7764	10356	12184	6895	37199

I UTAN KÄRNKRAFT (Tabell 5.6) antas alla kärnkraftverk, gasturbiner och kondenskraftverk vara nedlagda. Dessutom antas en kraftig utbyggnad av vindkraften. Den sammanlagda produktionskapaciteten för vindkraften är 18,3 GW.

I Tabell 5.7 visas de maximala laster per område som använts i simuleringarna. Även de maximala förbrukningsnivåerna under 2010 visas. Som visas i tabellen är den maximala förbrukningen under en normalårsvinter 27 GW. För en tioårsvinter antas den maximala förbrukningen bli 28,6 GW. För varje scenario har simuleringar med både förbrukningsnivåer för en normalårsvinter och tioårsvinter genomförts. Simuleringsresultaten för vinterförbrukning ett normalår har därefter multiplicerats med 90 % och adderats till resultaten för tioårsvinterförbrukningen multiplicerat med 10 %.

I Tabell 5.8 visas överföringskapaciteter som har använts i simuleringarna. Seriekompenseringen har i snitt 1 antagits öka överföringskapaciteten till 4200 MW. Shuntkompensering av snitt 2 antas öka kapaciteten till 7700 MW. I snitt 4 antas en maximal kapacitet på 7700 MW, vilket är den förväntade kapaciteten efter att SydVästlänken samt de planerade ledningarna Ekhyddan-Barkeryd och

Ekhyddan-Nybro-Hemsjö har tagits i drift. Som Tabell 5.9 visar har inte de ovan nämnda kapaciteterna använts för snitt 2 och snitt 4. Under ansträngdasituationer för effektbalansen kan nämligen överföringskapaciteten i vissa snitt vara lägre än maximal Net Transfer Capacity (NTC). Exempelvis är kapaciteten i snitt 2 lägre än maximal NTC när kärnkraftsproduktionen är låg, vilket den ofta är i ansträngda situationer för effektbalansen. För att inte underskatta risken för effektbrist har därför för de poster som är gulmarkerade reducerad kapacitet antagits.

I scenariot MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET och UTAN KÄRNKRAFT har överföringskapaciteterna i Tabell 5.9 använts. I MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET och UTAN KÄRNKRAFT har högre överföringskapaciteter antagits i snitt 2, snitt 4 och från Norge, jämfört med i de andra scenarierna.

Tabell 5.7. Förbrukningsnivåer.

OMRÅDE	MAX 2010 [MW]	NORMALÅRSVINTER [MW]	TIOÅRSVINTER [MW]
SE1	1361	1442	1527
SE2	2782	2946	3121
SE3	16461	17432	18464
SE4	4892	5181	5488
Totalt	25497	27001	28600

Tabell 5.8. Överföringskapaciteter [MW].

FRÅN\TILL	SE1	SE2	SE3	SE4
NORGEOST			1400	
NORGESENT			1000	
NORGESYD				
NORGEVEST				
NORGEMIDT		600		
NORGENORD	600	200		
NORGEFINN				
SE1		4200		
SE2			6500	
SE3				6500
SE4				
FIN-NORD	1300			
FIN-SYD			1350	
DANM-OST				1700
JYLL-NORD				740
JYLL-SYD				
FYN				
ESTLAND				
LETTLAND				
LITAUEN				700

Tabell 5.9. Överföringskapaciteter i MER ÖVERFÖRINGSKAPACITET och UTAN KÄRNKRAFT [MW].

FRÅN\TILL	SE1	SE2	SE3	SE4
NORGEOST			1800	
NORGESENT			1400	
NORGESYD				
NORGEVEST				
NORGEMIDT		600		
NORGENORD	600	200		
NORGEFINN				
SE1		4200		
SE2			7500	
SE3				7000
SE4				
FIN-NORD	1300			
FIN-SYD			1350	
DANM-OST				1700
JYLL-NORD				740
JYLL-SYD				
FYN				
ESTLAND				
LETTLAND				
LITAUEN				700



SVENSKA KRAFTNÄT
BOX 1200
172 24 SUNDBYBERG
STUREGATAN 1

TEL 08 475 80 00
FAX 08 475 89 50
WWW.SVK.SE