

Stora volymer vindkraft

Delrapport: Förändrade förutsättningar för
planläggning och drift i ett elsystem med en
ökad andel vindkraft

Elforsk rapport 09:103



Kristian Gustafsson Vattenfall R&D
Viktoria Neimane Vattenfall R&D

Oktober 2009

ELFORSK

Stora volymer vindkraft

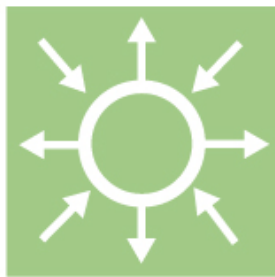
Delrapport: Förändrade förutsättningar för
planläggning och drift i ett elsystem med en
ökad andel vindkraft

Elforsk rapport 09:103

Kristian Gustafsson, Vattenfall R&D
Viktoria Neimane, Vattenfall R&D

ISBN: 978-91-85649-09-9

Oktober 2009



Förord

Två viktiga frågor på den svenska elmarknaden är önskemålet om ökad förbrukarflexibilitet samt planerna på en storskalig satsning på vindkraft.

Dessa frågeställningar har studerats i projektet "Institutioner och regelverk på elmarknader med ökad förbrukningsflexibilitet och stor andel vindkraft" inom Elforsks forsknings- och utvecklingsprogrammet Market Design.

Projektet består av tre delstudier vars resultat har publicerats som tre separata Elforskrapporter. Denna rapport presenterar resultaten av en av delstudierna. De två andra delstudierna presenteras som

- 09:68 Impact of Trading Arrangements on Imbalance Costs, Mikael Amelin, KTH, samt
- 09:102 Effects of Large Scale Wind Capacities in Sweden, Econ Pöyry

Market Design syftar till att öka kunskapen om hur den avreglerade nordiska elmarknaden fungerar och hur regelverken som omger marknaden kan utvecklas. Programmet är nu inne på sin tredje etapp och verksamheten spänner över hela fältet från produktion och elhandel till nätfrågor. Närliggande frågor som har stor påverkan på elmarknaden såsom EU:s handelssystem med utsläppsrätter och miljömärkning av el behandlas också.

Market Design är gemensamt finansierat av elföretagen och Energimyndigheten.

Stockholm i april 2009



Peter Fritz
Programledare Market Design

Sammanfattning

Projektet ingår som en av tre delar i ett projekt om etableringen av stora volymer vindkraft i det svenska elsystemet. Syftet med hela projektet är att belysa hur de institutionella förutsättningarna kan komma att beröras av en storskalig introduktion av vindkraft.

Delprojektet har sökt besvara följande fråga: Hur påverkar en anslutning av stora volymer vindkraft förutsättningarna för planläggning och drift av systemet och vilken roll bör den systemansvariga ha?

Rapporten behandlar särskilt förutsättningar och konsekvenser för utlandshandel givet en storskalig introduktion av vindkraft i Sverige. Rapporten berör även andra aspekter av systemets utformning som regelverksfrågor och balanshållning mm. Resonemang och exempel utgår från nu gällande marknadsutformning och möjliga förändringar av densamma.

Utgångspunkten var att en storskalig introduktion av vindkraft innebär nya förutsättningar för det svenska systemet. En ökad prognososäkerhet vid planeringen av systemet dagen innan innebär även en ökad osäkerhet i belastningen av stamnätets begränsade snitt vilket innebär att utrymmet för utlandshandel kan komma att påverkas negativt. Hur belastningen av nätet utvecklas beror i stor utsträckning på vindkraftsproduktionens fördelning i Sverige och i övriga Norden, i relation till fördelning av systemets reglerkraft.

Den ökade osäkerheten i belastningen av de svenska snitten bedöms innebära mot bakgrund av nuvarande indelning av Sverige i ett elspotområde att Svenska Kraftnät kommer att öka begränsningarna av export- och importkapaciteter såväl i antal som i MW. Ett alternativ till begränsningar av handel är införande av elspotområden i Sverige. Vid en sådan förändring skulle reservationsbehovet för prognosfelen minska eller till och med upphöra jämfört med när Sverige utgörs av ett elspotområde. En följd av detta är att balansavräkningen skulle ske områdesvis. Eventuella förtjänster av elspotindelning som alternativ till mothandel och export- respektive importbegränsningar har inte analyserats i denna studie. För- och nackdelar av flera elspotområden kan således behöva studeras vidare ur detta perspektiv.

Summary

The project results of which are described in this document is a part of a larger project consisting of three parts and discussing the consequences of large scale introduction of wind power into the Swedish power system. The goal of the whole project is to discuss how the regulatory conditions can be influenced by wind power expansion.

The sub-project tried to answer the following question: How introduction of large volumes wind power will influence prerequisites for planning and operation of the system and which role the transmission system operator should take?

The report especially focuses on conditions for international power exchange assuming large scale wind power in the Swedish system. The report discusses even other aspects of system design such as regulatory issues, balance settlement etc. Reasoning and examples are based on the present market design and consideration is taken for possible changes.

The starting point was that large scale wind power introduction results in a new conditions for the Swedish system. The increased production uncertainty during the day-ahead planning results in increased uncertainty in loading of bottlenecks in transmission network. This means that the capacity left for international trade can be influenced negatively. How the loading of the system will be influenced depends on wind power location in Sweden and other Nordic countries in relation to location of the regulating capacities.

Assuming present situation keeping Sweden as one price area in the Nordic electricity exchange and counting for increased uncertainty in loading of the Swedish cross-sections the judgement of this report is that limitations on export and import capacities will increase. One alternative to avoid limitations is to introduce several price areas within Sweden. In this case in some situations balancing of the system will be performed independently in each area. More detailed analysis of cons and pros of price areas introduction in comparison to counter trade and export/import limitations have not been performed in this report and must be studied further.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Uppdrag.....	1
1.3	Referensgrupp	1
2	Planering av systemdriften	3
2.1	Planläggning av kraftsystemdrift – kommersiella och fysiska flöden	3
2.2	Marknadens handelskapacitet.....	5
2.3	Transmissionskapacitetens delar.....	7
2.4	Svenska Kraftnäts dagliga bedömning av nätets överföringsförmåga och utrymme för handel	9
3	Planerad vindkraft i det svenska systemet	11
3.1	Scenarier för vindkraftutbyggnad.....	11
3.2	Variationer i vindkraftsproduktion och prognosfel	11
4	Vindkraftens påverkan på kapaciteten för utlandshandel	13
4.1	Faktorer som påverkar total överföringskapacitet (TTC)	13
4.2	Ökad belastning på interna snitt	13
4.3	Ökat utrymme för systemtjänster	16
4.4	Utbyte av reglerkraft och systemtjänster över gränserna i Norden	20
4.5	Empiri: Modellering av regleringsbehov fördelat per snittområde	21
4.6	Uppskattning av vindkraftens påverkan på utlandshandel	25
5	Balanshållning i ett system med mycket vindkraft	29
5.1	Balansmarknaden och balans tjänsten	29
5.2	Fördelning av balansansvar.....	30
5.3	Ändrad prissättning av balanskraft.....	31
5.4	Övrigt.....	32
6	Diskussion & slutsatser	33
6.1	Diskussion.....	33
6.2	Slutsatser	35
7	Referenser	37

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Energipolitiken är en allt hetare fråga såväl nationellt som inom EU. I dagsläget finns en stark politisk önskan och inriktning mot att öka andelen förnybar elproduktion, vilket i närtid manifesterades vid EU:s regeringschefsmöte i mars 2007 där länderna enades om nya energipolitiska mål för EU år 2020; minskade utsläpp av växthusgaser med 20%, ökad andel förnybar energi i förhållande till energianvändning till 20% och ökad energieffektivisering till 20% (det sistnämnda är inte ett bindande mål), målet kallas populärt för "20-20-20". Redan i juni 2006 beslutade Sveriges riksdag att höja målsättningen med elcertifikatsystemet till 17 TWh 2016 samt förlänga systemet till 2030. En betydande del av elcertifikatsystemets målsättning om 17 TWh kan komma att realiseras som vindkraft. Den politiska målsättningen med vindkraften finns även uttryckt som ett planeringsmål på 10 TWh med riktmärke 2015. Ur ett institutionellt¹ perspektiv finns ett intresse att studera hur nya och förändrade förutsättningar för planering och produktionssammansättning kan och bör hanteras och vilka möjligheter och begränsningar som nuvarande utformning utgör.

1.2 Uppdrag

Projektet ingår som en av tre delar i ett projekt om etableringen av stora volymer vindkraft i det svenska elsystemet. Syftet med hela projektet är att belysa hur de institutionella förutsättningarna kan komma att beröras av en storskalig introduktion av vindkraft.

Delprojektet har sökt besvara följande fråga: Hur påverkar en anslutning av stora volymer vindkraft förutsättningarna för planläggning och drift av systemet och vilken roll bör den systemansvariga ha?

Rapporten behandlar särskilt förutsättningar och konsekvenser för utlands-handel givet en storskalig introduktion av vindkraft i Sverige. Rapporten berör även andra aspekter av systemets utformning som regelverksfrågor och balanshållning mm. Resonemang och exempel utgår från nu gällande marknadsutformning och möjliga förändringar av densamma.

1.3 Referensgrupp

Projektet har haft följande referensgrupp:

Bengt Attebo, Göteborg Energi

Björn Klasman, Fortum

Gunnar Wåglund, Svenska Kraftnät

¹ Här avses den samhällsekonomiska betydelsen, det vill säga de lagar, regler och normer som omger en marknad och som styr aktörernas beteenden.

Lennart Söder, KTH

Magnus Thorstensson, Svensk Energi

Margareta Bergström, Energimyndigheten

Nils Rönnbäck, Fortum

Peter Fritz, EME Analys

Set Persson, Vattenfall Produktion

Ulf Larsson, Jämtkraft

Eva Centeno López, Energimyndigheten

Daniel Andersson, Energimyndigheten

2 Planering av systemdriften

2.1 Planläggning av kraftsystemdrift – kommersiella och fysiska flöden

Som vara betraktat har el egenskaper som på ett mycket påtagligt sätt väver in överföringssystemets betydelse i marknadens funktion. De mest centrala av egenskaperna är att ett fungerande elsystem kräver en kontinuerlig balans mellan tillförsel och uttag av el samt att varan el i traditionell mening inte kan lagras. Kravet på momentan balans innebär att det sammantagna systemet måste ha en förmåga och beredskap för att parera förutsedda och oförutsedda variationer i produktion och konsumtion av el. I det nordiska systemet är reglerbar vattenkraft i mångt och den resurs som används för behovet av flexibilitet som lösning på lagringsproblematiken. Ett vattenkraftverk med dammkapacitet har både förmågan att spara vattnet tills det betingar det högsta värdet och nyttan för systemet, samtidigt som produktionseffekten kan regleras snabbt och effektivt. Vattenkraften i Norden kan förenklat sägas ha en tydlig tyngdpunkt i nord-väst, medan de största konsumtionscentra återfinns i de södra delarna.

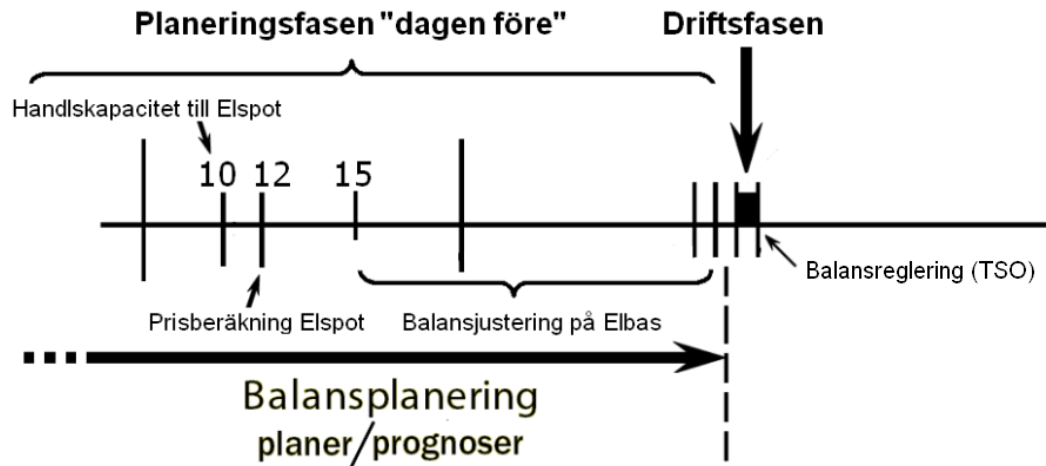
I kontrast till vattenkraften är vindkraftsproduktionen svår att förutsäga och styra. Produktionseffekten är beroende av vindhastigheter som i förväg bara kan uppskattas med hjälp av väderprognoser. I perspektivet en dag framåt är vindkraftsproduktionen därmed förenad med en viss osäkerhet. Kombinerad med elsystemets krav på kontinuerlig balans mellan tillförsel och uttag innebär det att en ökad mängd vindkraft ställer ökade krav på systemets förmåga att anpassa sig till avvikelser från förväntad produktion. Vi antar att det nordiska systemet har med en relativt stor andel vattenkraft goda möjligheter att realisera en sådan anpassning till en förhållandevis låg kostnad², men en storskalig introduktion av vindkraft ställer samtidigt krav på ett tillräckligt starkt elnät och en väl fungerande marknadsutformning för att möjliggöra ett effektivt nyttjande av nät och produktionsresurser.³

Infrastrukturen för den nordiska elmarknaden utgörs på den högsta nivån av det nordiska stamnätet, vilket i sin tur består av fyra sammankopplade nationella stamnät; Norge, Sverige, Finland och Danmark. Näten drivs och förvaltas av en systemansvarig per land. De systemansvariga har ansvar för driften av stamnätet och att upprätthålla balansen i nätet. I stamnäten finns ett antal begränsande snitt som utgör flaskhalsar för elöverföringen. För att dessa delar av nätet inte ska överbelastas beräknar de systemansvariga hur stor överföringsförmåga nätet förväntas ha under nästkommande dygn. Beräkningen ligger till grund för hur mycket handel som tillåts över gränserna i Norden.

² Det skall dock betonas att vi inte räknat med alternativen att föra in andra förnybara källor i Sverige och sålunda inte låsa upp den reglerbara vattenkraften för svenska behov.

³ Vid torrår finns fortfarande vattenkraft att reglera med.

Driften av överföringssystemet kan delas in i en planeringsfas och en driftfas. I Figur 1 visas en övergripande bild av den gradvisa anpassningen av systemet, från planeringsbalansen dagen före, fram till respektive drifttimme.



Figur 1 Förhållandet mellan planeringsfas och driftfas

Källa: Egen bearbetning av figur 10 i SvK (2007)

För de nordiska systemansvariga kan planeringsfasen översiktligt delas in i två delar. Den inledande delen pågår fram till dess att handelskapaciteterna lämnas till spotmarknaden och Nord Pool vilket innebär klockan 10:00 dagen före det aktuella driftdygnet.⁴ Efter detta börjar den andra delen av planeringsfasen.

Handeln med el i Norden administreras av elbörsen Nord Pool.⁵ Förutom handelskapaciteter från de systemansvariga samlar Nord Pool även in bud om köp och försäljning av el. Det insamlade underlaget används sedan för att beräkna spotmarknadspriset på el, den så kallade *day-ahead* marknaden.

Resultatet av prisberäkningsauktionen kommuniceras ut till marknaden. De systemansvariga får besked om vilka import/exportflöden av el som marknadens bud om köp respektive försäljning till Nord Pool givit upphov till. De kontrakterade affärerna som fastställs genom Nord Pools prisberäkning bildar ett "flödesmönster" (kommersiella flöden) som ger de systemansvariga en första indikation om hur elen kommer att strömma mellan de nordiska länderna under nästkommande dag.

För att komplettera bilden tar de systemansvariga även in planer över förväntad produktion och förbrukning för elproducenter och elleverantörer eftersom det sker en del handel utanför Nord Pool. Genom balansavtalet (se Svenska Kraftnät (2007c)) har marknadsaktörerna därtill ekonomiska incitament att fullfölja sin planerade produktion respektive förbrukning med syftet att de systemansvariga ska ha så mycket information som möjligt om de förväntade *fysiska flödena*. Differensen mellan kommersiella och de resulterande

⁴ För SvK:s planläggning beslutas kapaciteterna emellertid redan klockan 8:30, då SvK åtagit sig att inleda den bilaterala kapacitetsbestämmelsen inom Nordel.

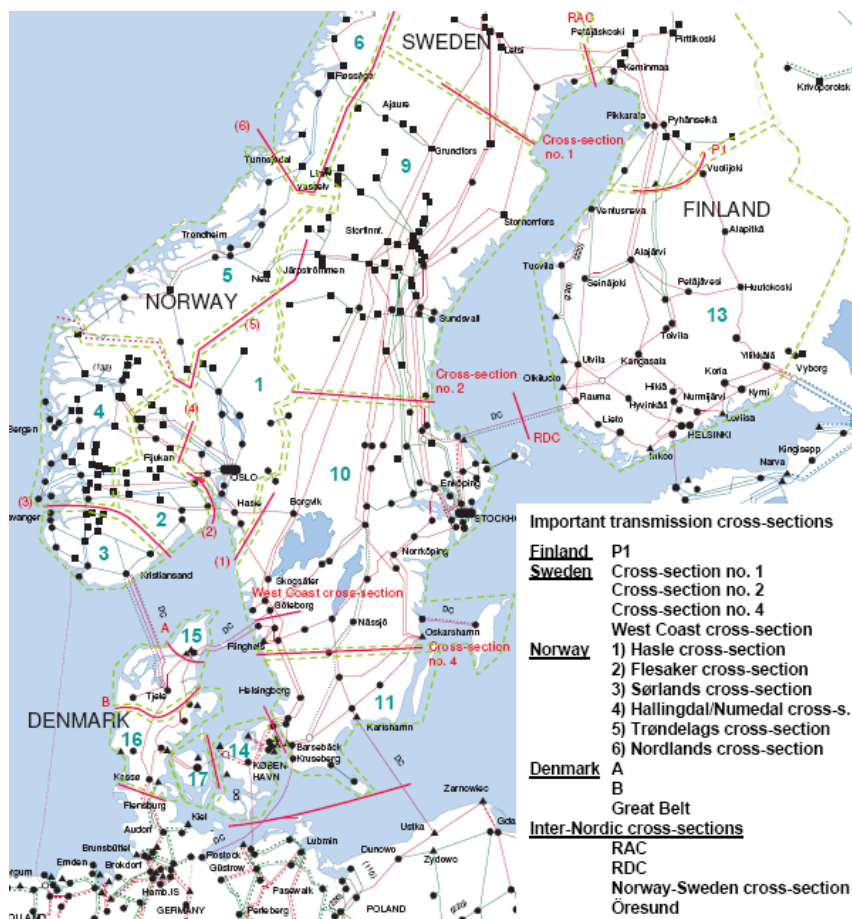
⁵ All handel sker dock inte via Nord Pool, det sker en betydande del handel via bilaterala kontrakt.

uppmätta fysiska flödena är ett indirekt uttryck för systemets totala anpassningsbehov mellan "dagen före" och drifttimmen.

Efter spotmarknaden, men före drifttimmen, öppnar en så kallad intradagsmarknad, i Norden kallad Elbas. Elbas är en justeringsmarknad där elproducenter och elkonsumenter kan göra kompletterande inköp och försäljningar av el för att successivt anpassa sin egen balans (i takt med att förväntat utfall blir mer och mer säkert) och fullfölja den plan man lämnat in till de systemansvariga.

2.2 Marknadens handelskapacitet

Figur 2 visar en översiktsbild av det nordiska stamnätet och import-/exportförbindelser mellan och från de nordiska länderna. Inom Norden handhas all handel över nationsgränser av elbörsen Nord Pool, där de systemansvariga gemensamt ansvarar för att fastställa kapaciteten för handel mellan elspot-områden. För förbindelser från Norden⁶ kan detaljerna för tilldelningen vara något annorlunda, men de övergripande principerna är jämförbara.

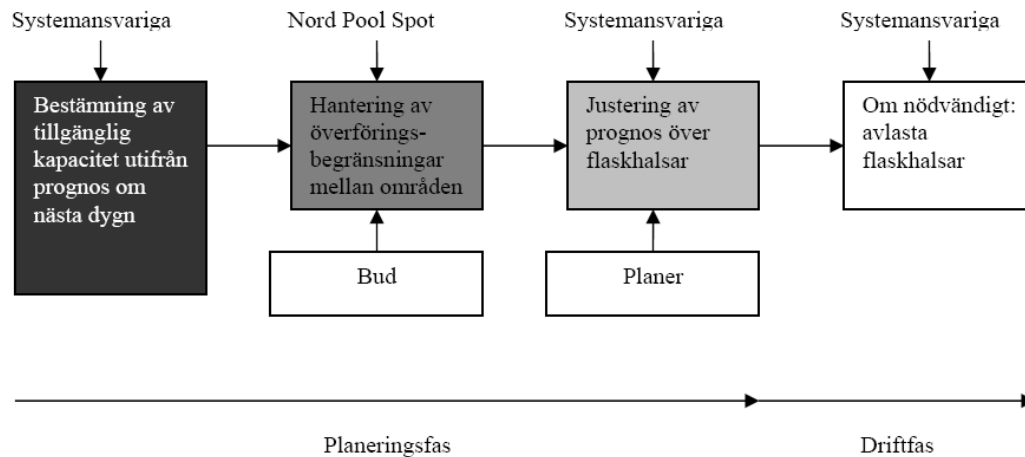


Figur 2 Det nordiska stamnätet

⁶ Förbindelser finns idag (2007) mellan Finland-Ryssland, Finland-Estland, Sverige-Polen, Sverige-Tyskland, Danmark-Tyskland och Norge-Holland.

Källa: Nordel (2007b)

Processen för tilldelningen av import-/exportkapacitet inom Norden sammanfattas i Figur 3.



Figur 3 Sammanfattning av tilldelning av utlandshandelskapacitet

Källa: Energimyndigheten (2005)

De till marknaden lämnade handelskapaciteterna garanteras av de systemansvariga. Konkret innebär det att de systemansvariga exempelvis står för den ekonomiska risken förenad med tekniska fel i överföringssystemet mellan klockan 10, dagen före, till som längst 38 timmar framåt (den sista timmen följande dygn). De systemansvarigas åtagande skapar därmed ekonomiska incitament att fullfölja den planerade driften av systemet. Av betydelse för marknadens utrymme för handel blir därför vilka principer och riktlinjer som används vid planeringen av driften.

Överföringsförmågan för såväl utlandsförbindelser som interna snitt⁷ beräknas för varje timme. Beräkningen innefattar statiska och dynamiska simuleringar av hur mycket överföring nätets olika delar tål utan att överträda termiska gränser, spänningskollaps och/eller problem med instabilitet (Nordel, 2006). Om den beräknade överföringen överstiger nätets kapacitet måste den systemansvarige agera.

För tiden mellan att spotmarknaden stängts och den slutliga driftfasen används som berörts ovan en intra-dagmarknad *Elbas*. Överföringskapaciteten mellan elspotområden tillgänglig för Elbasmarknaden är den eventuellt kvarvarande kapaciteten som inte bokats upp av elspothandeln. Vid behov uppdateras det totala handelsutrymmet för Elbas under innevarande dygn. Skäl för uppdatering från Svenska kraftnäts sida kan exempelvis vara att överföringskapaciteten mot kontinenten lämnats outnyttjad eller begränsats av motstående TSO, vilket i det fallet möjliggör ökad elbashandel mot Danmark, utan att överföringsgränsen i det svenska nätet överskrids. Eventuellt kvarvarande överföringskapacitet efter Elspot kan minskas eller tas bort helt om den systemansvarige gör bedömningen att utrymmet för handel har minskats sedan kapaciteterna lämnades till Elspot.

⁷ Förutom snitt talar man ibland om korridorer.

Under driftfasen ansvarar Svenska Kraftnäts balanstjänst tillsammans med sina nordiska motsvarigheter för en säker drift av kraftsystemet. Balanstjänstens uppgift är att i varje tillfälle hålla balans mellan förbrukning och produktion av elektricitet genom att köpa och sälja kraft på den nordiska reglerkraftsmarknaden. Reglerresurser från angränsande elspotområden kan avropas under förutsättning att det finns fysisk plats i nätet efter det att de kommersiella transaktionerna till följd av elspot- och elbashandeln realiserats.

2.3 Transmissionskapacitetens delar⁸

Enligt de systemansvarigas bedömning är stamnäten inte dimensionerade för att vid varje tidpunkt klara full import/export på samtliga utlandsförbindelser samtidigt (EMI, 2007). Det innebär att handelskapaciteten kan variera under dygnet, mellan veckor och säsonger. Det svenska stamnätet har fyra begränsande snitt som till och från utgör flaskhalsar för flödet genom stamnätet⁹. Under förutsättning att Sverige utgör ett sammanhållet elspotområde är Svenska Kraftnäts princip att stamnätet i första hand transporterar kraft inom landet och att kapacitet därutöver används för att transportera kraft till/ från omkringliggande länder.¹⁰

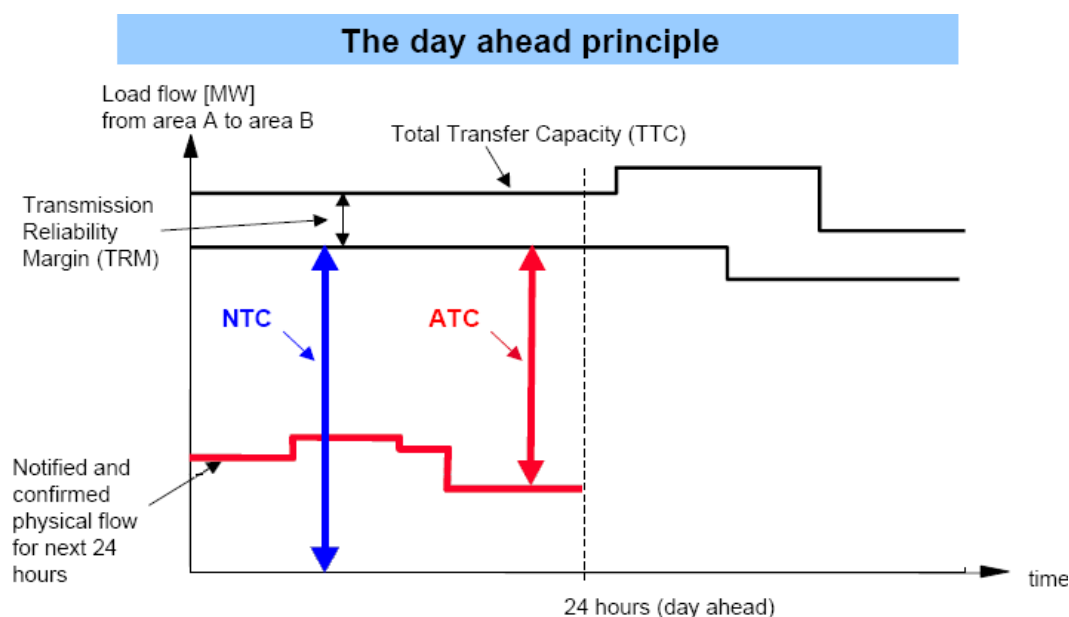
Driftsäkerhet baseras på n-1 kriteriet, det vill säga systemet ska klara bortfall av det största enskilda felet som kan inträffa, så kallat *dimensionerande fel*. Vanligtvis innebär det ett avbrott i den största produktionsanläggningen eller ett fel i en samlingsskena för flera ledningar (Nordel, 2006). Av större betydelse här är dock hur nätets kapacitet påverkas av faktorer som hur mycket produktion och konsumtion som förväntas i olika regioner av stamnätet.

Kapaciteten för utlandshandel motsvarar således de systemansvarigas bedömning av nätets kapacitet, givet fysiska begränsningar, regler för säker drift av systemet samt metod för flaskhalshantering. Regelverket för såväl driftsäkerhet som hanteringen av överföringskapacitet till och från elspotområden i Norden återfinns i det så kallade systemdriftavtalet eller *Nordic grid code*, kapitel 2 respektive 3. (Nordel, 2007) I Figur 4 illustreras överföringskapacitetens olika delar och hur bedömningen kan variera under ett dygn.

⁸ Beskrivningen av TTC, TRM och NTC utgår från Energimarknadsinspektionen (2007)

⁹ De tre tvärgående snitten 1, 2 och 4 är begränsande norr-söder, medan det fjärde Västkustsnittet är begränsande söder till nord-väst.

¹⁰ För resonemanget antas att Svenska Kraftnäts principer för flaskhalshantering motsvarar dagens situation, dvs Sverige som ett elspotområde och reduktion av import/export på spotmarknaden.



Figur 4 Överföringskapacitetens uppdelning

Källa: Egen bearbetning av bild från ETSO (2000)

Förklaring av begrepp:

- ATC (Available Transfer Capacity) är ett begrepp som används av ETSO, men inte i Norden, ETSO (2000)
- TTC (*Total Transfer Capacity*) betecknar den maximala kapaciteten som kan överföras mellan två elspotområden givet driftsäkerhetskriterier, produktion och förbrukning. En uppdaterad TTC beräknas i samband med planering av kommande dag och uppdateras i vissa fall ytterligare utifrån nya värden baserat på realtidsdata i driftfasen eller efter inträffade driftstörningar, underhåll på ledningar, stationer och liknande.
- TRM (*Transmission Reliability Margin*) är den driftsäkerhetsmarginal som reserveras för att hantera normala avvikelser mellan planer och resulterade fysiska flöden. Där innefattas avvikelser från prognoser på produktion och förbrukning, avvikelser inom timmen, avvikelser från förväntad fördelning mellan snittområden, samt placering av produktion med primärreglering¹¹.
- NTC (*Net Transfer Capacity*) är den kapacitet som återstår när den totala överföringskapaciteten TTC minskats med driftsäkerhetsmarginalen TRM, vanligt kallad handelskapacitet. NTC är den högsta möjliga överföringen som är förenad med gällande säkerhetskriterier givet osäkerheten förenad med kommande driftsituation.

¹¹ Upp- och nedreglering som verkställs automatiskt (fullt aktiverad inom 30 sekunder) för att kontinuerligt finjustera den fysiska balansen mellan tillförsel och förbrukning i det svenska kraftsystemet (www.svk.se), SvK (2007c)

2.4 Svenska Kraftnäts dagliga bedömning av nätets överföringsförmåga och utrymme för handel¹²

Kapaciteten för utlandshandel fastställs bilateralt av de systemansvariga i respektive land. Den lägsta bedömningen av överföringskapaciteten i respektive riktning ger det slutliga handelsutrymmet. Förbindelserna har förutbestämda *normala* kapaciteter enligt överenskommelser inom Nordel och Systemdriftavtalet, se Tabell 1 nedan. (Nordel, 2007).

Tabell 1 TTC, TRM och NTC för svenska överföringsförbindelser (MW)

	TTC		TRM	NTC	
	Import	Export	-	Import	Export
Själland, Öresund	1750	1350	50	1700	1300
Jylland, Kontiskan	740	680	0*	740	680
Finland, Norr	1200	1600	100	1100	1500
Finland, Fenno-Skan	550	550	0*	550	550
Norge, Hasle	2200	2200	150	2050	2050
Norra och mellersta Norge	1300	1100	0	1300	1100
Polen, SwePol Link	600	600	0*	600	600
Tyskland, Baltic Cable	600	610	0*	600	610

* Eftersom likströmslänkar är styrbara krävs ingen TRM.

Källa: EMI (2007)

På morgonen före handeln på spotmarknaden gör de systemansvariga var sin prognos av hur mycket överföringskapacitet som kan användas för import och export. Indata i prognosen är de uppskattade överföringsgränserna i stamnätet, förväntad produktion/förbrukning samt förväntad överföring på utlandsförbindelserna.

SvK:s prognos utgår från en beräkningsmall med utgångspunkt i ett referensdygn¹³. Referensdygnet väljs så att det speglar förbrukning och produktion per snittområde, kärnkraftsproduktion, utomhustemperaturer och resulterande utbyten med grannländerna för den dagen. För att öka träffsäkerheten justeras referensdygnets indatavärden för aktuell produktion och förbrukning, aktuell kapacitet i interna snitt samt förväntad temperatur i olika delar av landet.

Det svenska kraftsystemet domineras av kärnkraft och vattenkraft vilket gör den totala produktionen förhållandevis lättprognostiserad. Kärnkraft produceras på en jämn effekt (undantaget årliga underhåll och tekniska fel) och vattenkraftens flexibilitet möjliggör en mycket precis produktionsplanering. Elförbrukningen står för de enskilt största prognosavvikelserna i dagsläget där variationen i utomhustemperaturen är den mest betydelsefulla källan till osäkerhet. En ökad andel vindkraft, som är förenad med en än större prognososäkerhet, kan förväntas öka den sammanlagda avvikelsen mellan det justerade referensdygnet och det verkliga utfallet under driftfasen.

¹² Stycket baseras på Energimyndigheten (2005), Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv (2007).

¹³ Referensdygnen väljs i princip från föregående vecka efter ett bestämt mönster. För mer information se STEM (2005)

Om planeringsprognosen dagen före resulterar i flöden som överstiger överföringsgränsen i något internt snitt reducerar SvK utrymmet för utlandshandel genom att lämna en reducerad NTC till spotmarknadens förfogande (se Figur 4 för en principiell beskrivning). Grundprincipen för eventuella begränsningar är *pro rata* fördelning, det vill säga begränsningen fördelas utifrån respektive förbindelses relativa storlek.¹⁴

¹⁴ För överföringsbegränsningar i snitt 2 är hanteringen något annorlunda, se Energimarknadsinspektionen (2007)

3 Planerad vindkraft i det svenska systemet

3.1 Scenarier för vindkraftutbyggnad

Under 2006 var vindkraftproduktionen i Sverige 907 GWh. Den installerade kapaciteten var 520 MW fördelat på 786 vindkraftverk lokaliserade framförallt i södra Sverige, Gotland, Öland och kring Vänern och Vättern.

Som nämnts inledningsvis finns planer för en expansiv utbyggnad av svensk vindkraft under de närmaste åren men det är fortfarande osäkert vilka av de planerade projekten som ska realiseras och hur de ska fördelas geografiskt.

I Tabell 2 visas två bedömningar av fördelningen för pågående och kommande vindkraftsutbyggnad i Sverige. Område 1 ligger norr om snitt 1 (se Figur 6), område 2 mellan snitt 1 och snitt 2, område 3 mellan snitt 2 och snitt 4 och område 4 söder om snitt 4.

Tabell 2 Två framtidsbilder för planerade, pågående och nyligen färdigställda vindkraftsprojekt i Sverige.

STEM (2007)	(MW)	Andel av total
Område 1	110,5	2%
Område 2	1262	22%
Område 3	1124	20%
Område 4	3176	56%
SvK (2006)	(MW)	Andel av total
Område 1	215	5%
Område 2	1291	33%
Område 3	282	7%
Område 4	2170	55%

Källa: Egen analys av Stem (2007) och SvK (2006)

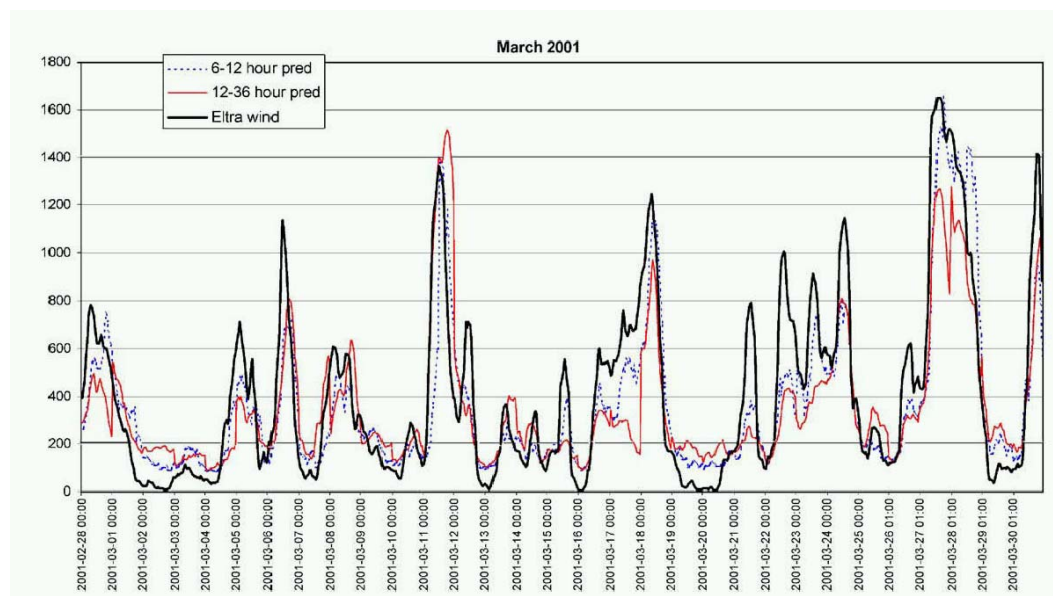
Scenariot för vindkraftplaceringen använt som basscenario i den här studien är baserat på rapporten "Effektvariationer av vindkraft" (Magnusson et al, 2004) med modifikationen att 50 % av effekten är placerad norr om snitt 2 (se Figur 9 i avsnitt 4.5).

3.2 Variationer i vindkraftsproduktion och prognosfel

Variationer i vindkraften och svårigheten att på förhand prognostisera dessa variationer innebär att uppgiften om förväntad produktion från vindkraft är förenad med viss osäkerhet. För planläggningen av driften av det svenska systemet och tilldelningen av handelskapacitet är det framförallt vindkraftsprognoser i perspektivet av en dag framåt som är av betydelse. I Elforsk-rapporten "4000 MW Wind Power in Sweden" (Axelsson et al, 2005) beräknades det ökade behovet av produktionsanpassning jämfört med *dagen-före*

till följd av ett utbyggnadsscenario på 4000 MW som mest uppgå till mellan 600 MW nedreglering och 700 MW uppreglering.¹⁵

I Figur 5 illustreras variationer i vindkraftproduktion under en månad. Vindkraftens kraftiga dygnsvariationer framträder här tydligt. Prognosfelet dagen före åskådliggörs som den vertikala skillnaden mellan den svarta (prognos) och den röda linjen (utfall). Ytterligare en egenskap hos vindkraftsprognoser som framgår av figuren är att många gånger är prognosen "rätt" beträffande produktionsförändringen men "fel" avseende timingen av densamma. I Figur 5 framgår även hur prognoserna kan förbättras när den aktuella drifttimmen närmar sig (streckad linje).



Figur 5 Vindkraftvariationer under en månad (exempel från Eltra). Dagen-före prognoser och uppdaterade prognoser 6-12 timmar före drifttimmen.

Källa: Holttinen (2004)

¹⁵ Beräkningsmetoden är hämtad från en tysk studie DENA (2005). I samband med Elforskstudien gjordes bedömningen att motsvarande behov i Sverige troligtvis är något lägre varför uppgifterna betraktades som en övre gräns och vid högvindsituationer.

4 Vindkraftens påverkan på kapaciteten för utlandshandel

4.1 Faktorer som påverkar total överföringskapacitet (TTC)

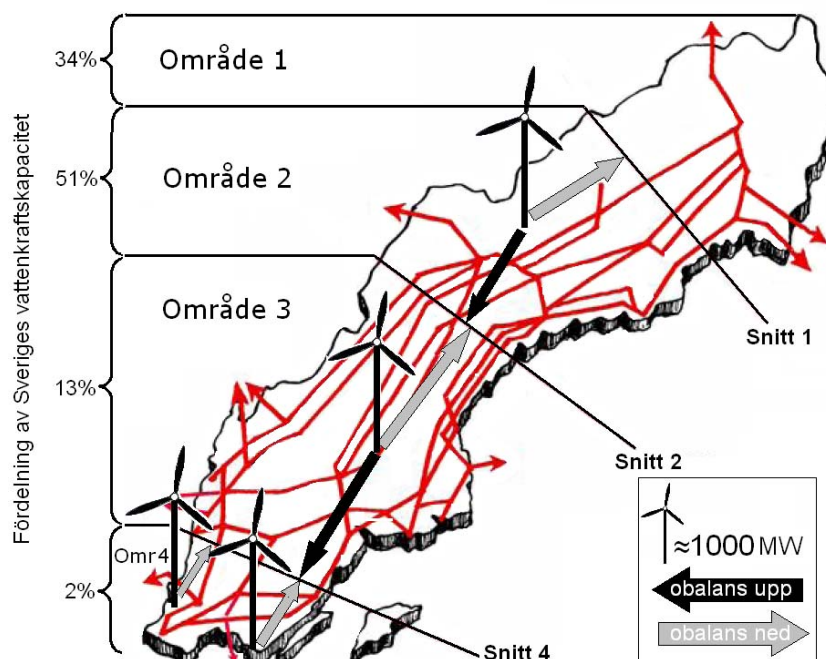
Analysen av den framtida situationen pekar på att såväl det totala överföringsutrymmet som driftsäkerhetsmarginalen (se avsnitt 2.3) kan komma att påverkas av en ökad mängd vindkraft i det svenska systemet. Hur dessa faktorer kan komma att påverka utrymmet för handel diskuteras i kommande avsnitt.

Ett system med stor andel vindkraft är mycket mer dynamiskt, vilket gör det svårare att tillämpa typfall för vissa beräkningar. Det ställer nya krav på systemansvariga exempelvis rörande mätningar, uppdateringar av databaser och beräkningar. Beroende på hur man hanterar detta kan snittkapaciteten påverkas. Det bör även noteras att en ökad osäkerhet, eller minskad förutsägbarhet, i de systemansvarigas handlingar kan antas innebära en ökad risk för marknadens aktörer.

4.2 Ökad belastning på interna snitt

Snitten i det svenska nätet skapar fyra så kallade snittområden. De vanligaste situationerna med överbelastning är vid hög överföring norr-söder genom snitt 2, eller snitt 4. Svenska Kraftnät mothandlar inte interna snitt för att undvika begränsningar av export/import som kunde förutses i planeringsskedet (Nordel, 2007). Mothandel används för att avlasta interna snitt till följd av oförutsedda situationer som inte förutsågs vid tiden för planläggningen.

I Figur 6 illustreras hur prognosavvikelser av vindkraftsproduktion i respektive snittområde påverkar interna snitt i stamnätet. I figuren antas att en vindkraftsetablering om 4000 MW i Sverige fördelar sig schablonmässigt i enlighet med STEM (2007) och avrundad till hela tusental. En ökad mängd vindkraft kommer (allt annat lika) medföra en ökad osäkerhet i förväntad produktion vilket i sin tur innebär en osäkerhet i belastningen av snitten.



Figur 6 Ökad belastning på interna snitt på grund av produktionsobalanser

Källa: Egen bearbetning av underlag från Svensk Energi, STEM (2007), EMI (2007).

För snitt 1, 2 och 4 som är begränsande i nord-sydlig riktning innebär mindre produktion än prognostiserat i ett av områdena i Figur 6 (allt annat lika) en ökad belastning i snitt norr om källan till obalans. I det omvända fallet, mer vindkraftsproduktion än prognostiserat i ett av områdena i Figur 6, innebär (allt annat lika) ökad belastning söder om snittet.

Utifrån dagens system finns det (något förenklat) två typer av prognosavvikelser som i synnerhet kan förväntas orsaka en ökad belastning av ett internt snitt i det svenska stamnätet. För de norra delarna av landet kan situationer med mer vindkraftsproduktion än prognostiserat norr om snitt 2 kombinerat med en hög vattenkraftproduktion innebära en hotande överbelastning av snitt 2. För Sverige söder om snitt 4 kan mindre vindkraftsproduktion än prognostiserat under en veckodag (dvs hög produktion av vattenkraft i norr) medföra risk för överbelastning av snitt 4. I samband med planläggningen av systemet måste Svenska Kraftnät ta ställning till hur eventuella produktionsutfall som orsakar överbelastning av snitten ska hanteras.

Vi har här valt att studera två alternativ¹⁶:

- Mothandel
- Import-/exportbegränsning

¹⁶ Ett tänkbart tredje alternativ som lyfts fram i EU:s förordning för gränsöverskridande handel med el (EC/1228/2003) är att införa en elspotområdesindelning i enlighet med de begränsade snitten. Av avgränsningsskäl har vi emellertid valt att betrakta elspotområdesindelningen som given och enligt dagens situation.

I Tabell 3 ges en översikt över "typfall" av prognosavvikelserna beskrivna i Figur 6 utifrån här studerade alternativ för att avlasta de berörda delarna av nätet.

Tabell 3 Scenarier för överföringsbegränsningar av prognosavvikelser i vindkraftsproduktion

Område	Utfall produktion lägre än prognos	Utfall produktion högre än prognos
Norr om snitt 2	- God tillgång på uppreglering - Ökad kostnad för alla balansansvariga	- I regel mycket god tillgång på reglerkraft/mothandelsresurser - Viss risk för brist på reglerkraft under låglastsituationer (not: sammanfaller ej med nätbegränsningar) - Svårt att "mothandla bort" vatten under vattenrika perioder. - Mothandelskostnad finansieras via nättariffen - Alternativ: Reservera utrymme i snitt 2
Mellan snitt 2 och 4	- God tillgång på uppreglering - Ingen snittbegränsning, d v s balansjustering.	- I regel mycket god tillgång på nedreglering genom snitt 2. - Viss risk för brist på reglerkraft under låglastsituationer (sammanfaller ej med nätbegränsningar) - Ökad kostnad för balansansvariga.
Söder om snitt 4	- Låg tillgång på uppreglering - Eventuell mothandel belastar nättariffen - Behov av att reservera utrymme i snitt 4	- God tillgång på nedreglering genom snitt 4 - Viss risk för brist på reglerkraft under låglastsituationer - Ingen snittbegränsning d v s balansjustering. - Alternativ: Reservera utrymme på exportförbindelser

Under situationer med hög förbrukning eller riklig tillgång på vattenkraft finns vissa invändningar mot mothandel för att avlasta snitt 2. En nedreglering av vattenkraft i sådana situationer kan betyda att problemet skjuts på framtiden eftersom vattnet blir kvar i magasinet för att användas vid ett senare tillfälle. Ökad vindkraft i Norrland skulle (allt annat lika) medföra att behovet av att reglera ned vattenkraften ökar och så även den ovan nämnda problematiken.¹⁷ Under särskilda låglastsituationer (exempelvis nattetid under sommarhalvåret) kan en storskalig etablering av vindkraft även orsaka brist på nedregleringsresurser (se avsnitt 4.3 nedan). I det här sammanhanget är

¹⁷ I SvK (2007) diskuteras möjligheten till s k överabonnemang genom anslutning av vindkraft på de radiella ledningarna längs älvarna i Norrland. För mothandel av vattenkraft i sådana situationer noterar SvK att det kan bli svårt att nå en marknadsbaserad upphandling av reglerresurser.

det dock viktigt att påpeka den avgörande skillnaden i att snittet i regel inte riskerar att överbelastas under sådana situationer.

En relevant faktor för åtgärdsalternativen är hur kostnaden reflekteras på marknaden. Åtgärder för att avlasta snitten (*specialregleringar*) finansieras av stamnätstariffen till skillnad från frekvensregleringar (*balansregleringar*) som finansieras genom balansavräkning (SvK, 2007b). Enligt vad vi förstår kan detta exempelvis innebära att kostnaden av en obalans för vindkraften i södra Sverige, som "orsakar" ett behov av att avlasta snitt 4 genom en specialreglering, komma att kollektiviseras på tariffbetalarna.

Genom en begränsning av import-/export, det vill säga att flytta flaskhalsen till elspotgränsen, betalas avlastningen indirekt (något förenklat uttryckt) av konsumenter i elspotområden "nedströms" om Sverige och till viss del även av producenter "uppströms" om det begränsade snittet. Det finns dock anledning att tro att man skulle göra en annan bedömning i fallet obalanser i svensk vindkraft eftersom det är en konsekvens av svenska produktionsanläggningars drift och således inom tariffbetalarna. Metoden, att som i nuläget använda import-/exportbegränsningar kan emellertid fortfarande vara av intresse för att belysa komplexiteten i omställningen av nationella system på en integrerad marknad

Ytterligare ett alternativ ur perspektivet kostnadsfördelning skulle vara att hantera eventuella överbelastningar genom att använda sig av fler elspotområden än idag på spotmarknaden. Kostnadsfördelningen vid en elspotområdesindelning har flera fördelar framför alternativet import-/exportbegränsningar. På lång sikt ger det en tydligare signal om var över- och underskottsområdena är belägna i nätet. På kort sikt skulle flera elspotområden dessutom innebära flera balansavräkningsområden. Behovet av att med hjälp av specialregleringar åtgärda regionala obalanser enligt beskrivningen ovan skulle därmed minska eller upphöra.

4.3 Ökat utrymme för systemtjänster

När Nord Pool beräknat flöden från spotmarknaden och offentliggjort dessa flyttas fokus till balansmarknaden Elbas¹⁸ och senare i drifttimmen till reglerkraftsmarknaden där de systemansvariga genomför justeringar för att bibehålla systemets balans.

De planer för produktion och konsumtion under nästkommande dag som de balansansvarigas dagligen lämnar till SvK:s balanstjänst kompletteras löpande med ändringar och justeringar (exempelvis till följd av Elbashandel). Aktörerna kan uppdatera sina planer fram till och med *strax före* drifttimmens start. När alla planer är låsta övergår planeringsfasen i driftfas då SvK:s balanstjänst och dess nordiska motsvarigheter tillsammans svarar för den momentana balansen mellan tillförsel och uttag av el i systemet. De justerade balansplanerna utgör balanstjänstens underlag för arbetet under driften.

En storskalig introduktion av vindkraft kommer som nämnts tidigare att innebära ökade variationer såväl i dagen-före perspektivet som inom

¹⁸ De systemansvariga agerar inte på elbasmarknaden vars syfte är att möjliggöra för marknadsaktörerna att justera sin egen balans efterhand som prognoser över förbrukning och produktion i den egna portföljen blir mer exakt.

drifttimmen. Dessa variationer måste pareras, vanligtvis genom att vattenkraftsproduktionen justeras. SvK (2007) konstaterar:

”Vindkraftsproduktion är, till skillnad från annan elproduktion men i likhet med förbrukning, svårprognostiserad. Därför kan man förvänta sig en ökad mängd balanskraft med en omfattande vindkraftsutbyggnad. Om balanskraften ökar är det sannolikt att det, även efter en eventuell sammanlagring, kommer att behövas mer reglerkraft [...] Behovet av reglering inom drifttimmen som utförs av Svenska Kraftnät kommer att öka.”

På sista raden i Tabell 4 ges den uppskattat ökade variationen inom timmen under olika scenarier för vindkraftsutbyggnad i Sverige¹⁹. Med en utbyggnad på 4000 MW och på nationell nivå ökar det maximala regleringsbehovet med 118 och 342 MW för ned- respektive uppreglering.

Tabell 4 Ökning av maximala 1-timmes variationer (positiva och negativa) under olika vindutbyggnadsscenarier

	Sweden Scenario 1	Sweden Scenario 2	Sweden Scenario 3	Sweden Scenario 4
Year	1996-2001	1996-2001	1996-2001	1996-2001
Wind power (MW)	2000	4000	6000	8000
Wind power penetration (% of gross demand)	3,3	6,6	9,9	13,2
Maximum hourly variation of wind (MW)	385/-343	769/-686	1154/-1029	1538/-1372
Maximum hourly variation of load (MW)	2383/-1331	2383/-1331	2383/-1331	2383/-1331
Maximum hourly variation of net load (MW)	2421/-1470	2501/-1673	2582/-1883	2663/-2103
Increase in maximum hourly variations (MW)	38/139	118/342	199/552	280/772

Källa: Axelsson et al (2005)

Beroende på hur vindkraften fördelar sig i förhållande till resurser för primärreglering²⁰ och sekundärreglering²¹ och om avvikelserna är ”uppåt” eller ”nedåt” kommer det ökade reglerbehovet kräva ökat eller minskat utrymme genom det svenska nätet.

Eftersom vattenkraft är det mest effektiva produktionsslaget för reglering och balanshållning förutsätts produktionsvariationer i svensk vindkraft

¹⁹ Hämtade från Elforskrapport 05:19

²⁰ Upp- och nedreglering som verkställs automatiskt (fullt aktiverad inom 30 sekunder) för att kontinuerligt finjustera den fysiska balansen mellan tillförsel och förbrukning i det svenska kraftsystemet. (www.svk.se)

²¹ Sekundär balansreglering används när primärregleringen inte räcker till och utförs på uppdrag av SvK:s balanstjänst. Härmed kan balansen i det nationella elsystemet grovt ställas in för att åstadkomma reglerutrymme för primärreglering. (www.svk.se)

kompenseras av reglering av vattenkraft²². I Sverige är vattenkraften fördelad ungefär 85/15 norr/söder om snitt 2, vilket mycket förenklat ger en uppskattning om var regleringsresurserna kommer att avropas.

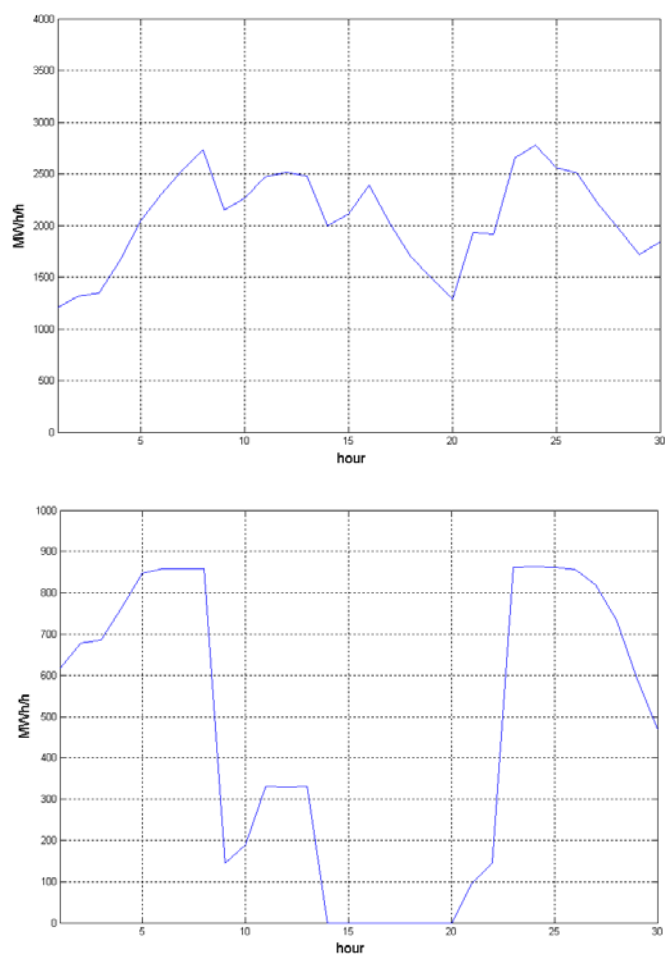
Som nämnts tidigare riskerar det under vissa låglastsituationer råda brist på effektiva nedregleringsalternativ då merparten av den reglerbara vattenkraften inte kan förväntas vara aktiverad via elspotmarknaden. Ett sådant scenario aktualiserar ett eventuellt behov för SvK att säkerställa systemets kortsiktiga flexibilitet nedåt genom någon form av upphandling av reglerkraft. Av betydelse för tillgången på reglerkraft är även utfallet av de förväntade omprövningarna av vattendomar som reglerar max- och minimiflöden och gränser för flödesförändringar (SvK, 2007).

I Figur 7 åskådliggörs hur så kallade sammanlagringseffekter kan begränsas av interna överföringsbegränsningar i det svenska nätet.

Situationen beskriven i Figur 7 motsvarar en extrem vindsituation, men åskådliggör ändå hur nätets kapacitet kan begränsa sammanlagringseffekterna av geografiskt utspridd vindkraftsproduktion. Förutsatt att det finns ledig kapacitet i snitt 4 kan sammanlagringseffekterna realiseras och regleringsbehovet därmed minskas. När så inte är fallet hotar emellertid en brist på reglerbar produktion vilket kan sägas skapa incitament att reservera kapacitet i snittet.

För att balanstjänsten alltid ska ha tillgång till reglerkraft, med andra ord fullgöra sin uppgift, reserverar SvK plats för så kallade systemtjänster vid planläggning av driften dagen före. Ett tänkbart skäl för att reservera ytterligare utrymme för systemtjänster i snittet är således för att skapa utrymme för en *effektiv* och *driftsäker* hantering av obalanser i situationer där tillgången på reglerkraft begränsas av interna snittgränser.

²² Notera att det finns stora mängder vattenkraft att tillgå även i Norge. Resonemangets syfte är att lyfta fram den principiella påverkan som en produktionsavvikelse får på nätet. Hur stor del, 0-100 procent, som slutligen påverkar ett snitt e d kräver mer omfattande analyser av kraftsystemsituationen i fråga.



Figur 7 Sammanlagringseffekter av vindkraftsvariationer – Vindkraftsproduktion i Skåne under storm (undre bilden) jämfört med total produktion för hela Sverige (övre bilden)

Källa: Axelsson et al (2005)

I Tabell 5 summeras de tillkommande reservbehoven inom timmen per region och utifrån två scenarier från Elforskstudien "4000 MW Wind Power in Sweden" (Axelsson et al, 2005).

Skillnaden i resultat för de två scenarierna i Tabell 5 och i jämförelse med Tabell 4 visar på beroendet av hur vindkraftsutbyggnaden i Sverige fördelar sig. Scenario 5 har en tydlig tyngdpunkt på södra Sverige (relativt mycket havsbaserad vindkraft), medan scenario 2 representerar en mer balanserad fördelning mellan norra och södra Sverige. Regleringsbehoven ökar betydligt i scenario 2 då tyngdpunkten på södra Sverige är mer markerad.

Tabell 5 Tillkommande regleringsbehov på timbasis per region för två utbyggnadsscenarier av vindkraft i Sverige^a

4000 MW Scenario 5			
	Region 1^a	Region 2^a	Region 3^a
Year	1996-2001	1996-2001	1996-2001
Wind power (MW)	3000	631	369
Wind power penetration (% of gross demand)	39	2	3
Maximum hourly variation of wind (MW)	1276/-1232	295/-303	62/-51
Maximum hourly variation of load (MW)	737/-1209	1474/-3116	490/-1032
Maximum hourly variation of net load (MW)	1175/-1290	1498/-3110	472/-1031
Increase in maximum hourly variations (MW)	438/81	24/-6	-18/-1
4000 MW Scenario 2			
	Region 1^a	Region 2^a	Region 3^a
Year	1996-2001	1996-2001	1996-2001
Wind power (MW)	1885	1335	780
Wind power penetration (% of gross demand)	24	4	6
Maximum hourly variation of wind (MW)	697/-688	624/-640	131/-108
Maximum hourly variation of load (MW)	737/-1209	1474/-3116	490/-1032
Maximum hourly variation of net load (MW)	815/-1209	1498/-3110	472/-1031
Increase in maximum hourly variations (MW)	78/0	24/-6	-18/-1

Källa: Axelsson et al (2005)

^a Region 1 motsvarar snittområde 4, region 2 är snittområde 3 och region 3 är snittområde 2.

4.4 Utbyte av reglerkraft och systemtjänster över gränserna i Norden

Ea Energianalyse (2007) gör i en jämförelse mellan det nordiska och det tyska systemet bedömningen att möjligheten till utbyte av reglerkraft och obalanser över nationsgränserna i Norden är en avgörande fördel jämfört med det tyska systemet. I ett framtida system med ökad andel vindkraft skulle en ökad överföringskapacitet mellan länder i driftfasen därmed vara att betrakta som värdefullt. I Tabell 1 ovan visas det nu gällande förhållandet mellan NTC och TRM på de nordiska gränsförbindelserna. I tabellen framgår bland annat att kapaciteten mot Själland är beroende på riktningen, import/export. Den lägre kapaciteten i exportriktningen (från Sverige) kommer av begränsningar i det

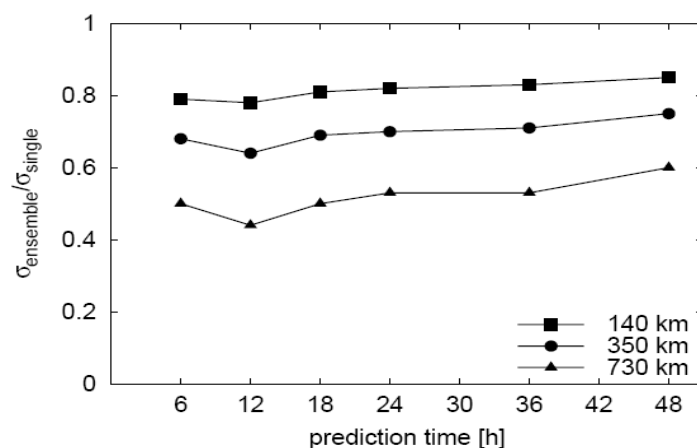
danska systemet där man måste bibehålla ett visst handlingsutrymme för att hantera ett eventuellt överskott av vindkraftsproduktion.

4.5 Empiri: Modellering av regleringsbehov fördelat per snittområde

I följande avsnitt simuleras påverkan på handel över landsgränser till följd av en storskalig vindkraftsintroduktion i Sverige.

För att modellera vindkraftens prognosfel för hela Sverige och respektive region används forskningsresultat från Tyskland (referens). Lange (2003) och Focken (2001) illustrerar hur prognosfelets standardavvikelse för en grupp av parker är relaterad till prognosfel för enskild sajt (Figur 8), samt hur prognosfelets korrelation minskar med ökat avstånd mellan sajterna (Figur 9).

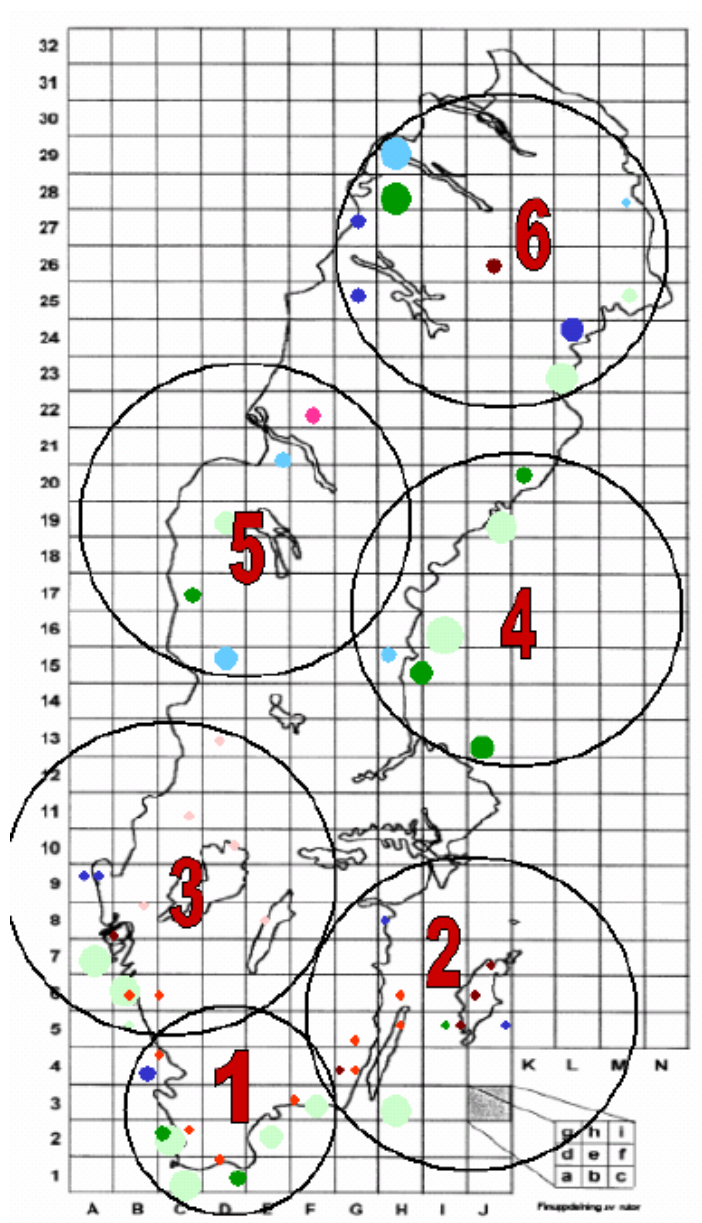
Det framgår tydligt att ju större avståndet är mellan vindkraftparker desto mindre är sannolikheten för sammanlagring av prognosfelet. Korrelationen mellan prognosfel för parkerna som ligger på avstånd 600-700 km från varandra är nära noll, medan prognosfelen är starkt korrelerade för parker som ligger nära varandra.



Figur 8 Relation mellan standard avvikelsen för grupp av sajter och singelsajt för tre olika stora områden

Källa: Lange (2003)

Med stöd av resultaten i Lange (2003) och Focken (2001) modelleras förväntade prognosfel i Sverige förutsatt 4000 MW vindkraft. Figur 9 visar den antagna fördelningen av utbyggnaden.

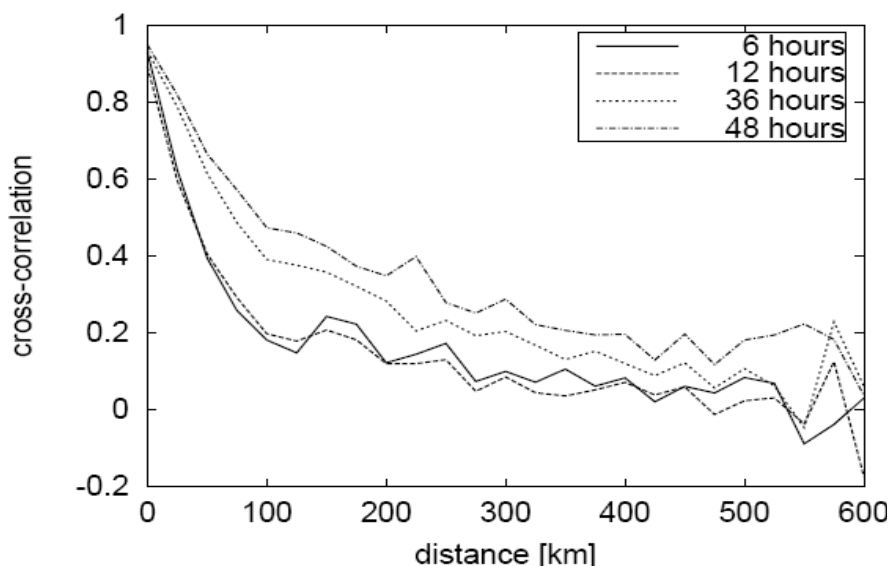


Figur 9 Vindkraftens fördelning inom Sverige och vindkraftsajternas indelning i grupp

Vindkraftsutbyggnaden fördelas här i sex områden. Område 1 är 140 km i diameter medan områden 2-6 är 350 km i diameter. De sex områdena antas vara fördelade på följande sätt i relation till de svenska snitten:

- Område 1 och 2 räknas som söder om snitt 4.
- Område 3 räknas som mellan snitt 2 och snitt 4.
- Område 4, 5 och 6 räknas som norr om snitt 2.

Prognosfelens korrelation mellan områdena är baserat på Lange (2003) och Focken (2001).



Figur 10 Korrelation mellan prognosfel för sajter som befinner sig på olika avstånd från varandra och för olika tidshorisonter

Källa: Lange (2003)

Redan i dagens situation räknar systemansvariga med att det finns avvikelser mellan dagen-före planer och verkliga utfall. Största felkällan i dagsläget är förbrukningsprognoser. För att bedöma hur mycket osäkerheten i driften av systemet ökar till följd av en storskalig introduktion av vindkraft summera det förväntade vindkraftprognosfelet med motsvarande fel i förbrukningen.

För förbrukningsprognosfelet används data från 2004. Förbrukningsprognosfelets standardavvikelse för hela landet var då ca 1,2%. Eftersom data uppdelat per snittområde inte varit tillgängligt används en pro rata fördelning som bästa möjliga approximation. Troligtvis ger det en något approximerad uppskattning, det vill säga det uppskattade prognosfelet för förbrukningen är mindre än i verkligheten.

Beräkningsresultat redovisas i Tabell 6. I tabellen visas maximala värden för förbrukningsprognosfel, fel i vindkraftens produktionsprognoser och sammanlagt vind- och förbrukningsfel. Värdena ges per snittområde och för hela Sverige. Tidshorisont för prognoser är dagen före (12-36 timmar).

I Tabell 6 framgår en simulerad maximal ökning för Sverige på 350/-650 MW. Ökningen i prognosfel förväntas vara av samma storleksordning både norr om snitt 2 respektive söder om snitt 4.

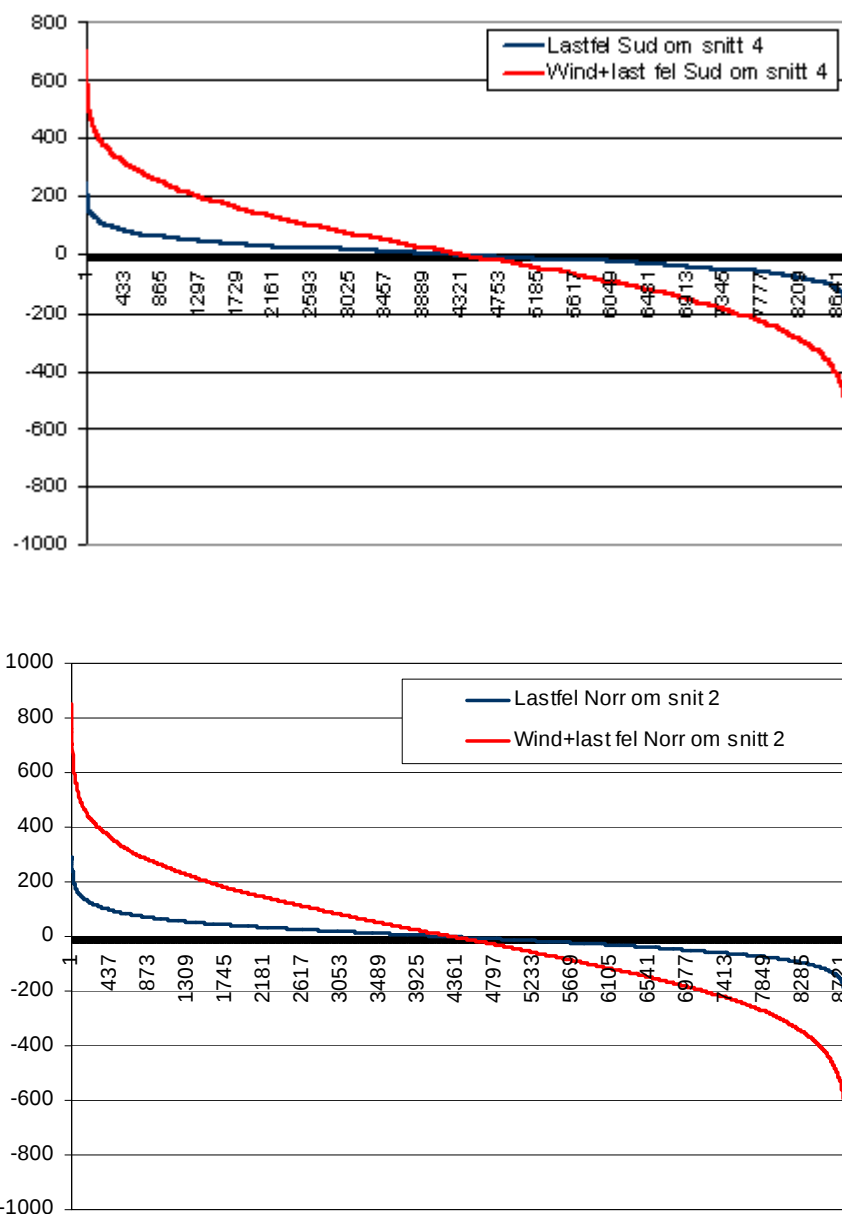
Tabell 6 Maximala värden för förbrukningsfel, fel i vindkraftens produktionsprognos och sammanlagd vind- och förbruknings fel.

	Norr om snitt 2	Mellan snitt 2 och snitt 4	Söder om snitt 4	Hela Sverige
Maximalt fel i förbrukningsprognoser, MW	290/-290	920/-920	250/-250	1450/-1450
Maximalt fel i vindkraftsprognoser, MW	760/-850	310/-300	690/-680	1160/-1160
Maximalt sammanlagrat fel i vind- och lastprognoser, MW	850/-750	920/-1000	710/-760	1800/-2100
Maximal ökning i prognos fel, MW	560/-460	0/-80	460/-510	350/-650

För att ge en uppfattning om hur ofta extra regleringskapacitet blir nödvändiga visas varaktighetsdiagram över sammanlagd vind- och förbrukningsprognos i Figur 11.

Från kurvorna i Figur 11 framgår att prognosfelet för sammanlagrad last- och vindkraftproduktion norr om snitt 2 och söder om snitt 4 är i storleksordningen 200-300 MW. För enskilda situationer kan regleringsbehovet dock öka med upp emot 600 MW²³. Det framgår även att påverkan blir större på regional nivå jämfört med nationell nivå vilket tydliggör nätets begränsningar för att realisera potentialen i sammanlagringseffekterna. De förenklade beräkningarna ovan indikerar storleksordningen på den ökade osäkerheten som den systemansvariga förväntas behöva ta hänsyn till.

²³ Slutsatsen dras baserat på resultat av den empiriska beräkningen som i sin tur baseras på begränsade statistisk underlag. Eventuellt tas ej hänsyn till extrema situationer som är tämligen osannolika men kan resultera i ännu större reglerbehov än som visas här.

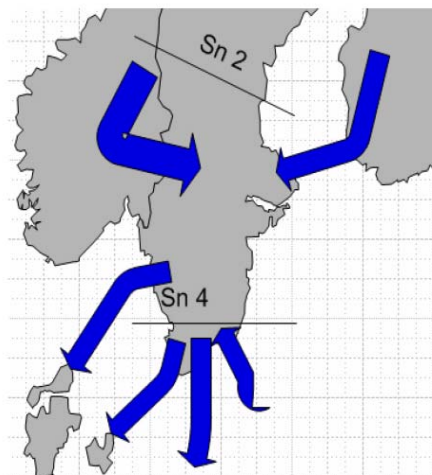


Figur 11 Varaktighetskurvor för förbrukningsfel och sammanlagt vind- och förbruknings fel. Kurvorna presenteras för två snittområden.

4.6 Uppskattning av vindkraftens påverkan på utlandshandel

Data från Nordpool visar att överföringskapaciteten på utländska förbindelser i riktning från Sverige är begränsad redan i dagsläget. Öresundsförbindelsen

under 2007 var begränsad 51 % av tiden. Baltic Cable var begränsad 64%²⁴ av tiden. En betydande del av begränsningarna kan antas vara orsakade av interna begränsningar i det svenska stamnätet.



Figur 12 Förbindelser norr respektive söder om snitt 4

Källa: Energimarknadsinspektionen (2007)

Jämfört med dagens situation kommer ett antal faktorer påverka flaskhalssituationen i interna snitt och följaktligen även behovet av exportbegränsningar i framtiden. Tillgänglig exportkapacitet fördelas *pro rata* till Själland (Öresund), Tyskland (Baltic Cable) och Polen (SwePol Link)²⁵. Fördelning sker i förhållande till förbindelsernas termiska kapacitet. När exporten på en förbindelse beräknas understiga tilldelad kapacitet enligt prorata fördelningen eller när import förväntas på en förbindelse tas hänsyn till detta genom att den tillkommande kapaciteten fördelas till övriga förbindelser. Exempel på en sådan beräkning illustreras i Tabell 7.

Tabell 7 Exempel av beräkning av tillgänglig exportkapacitet

Exempel		
Förbindelse	Termisk kapacitet (MW)	
Själland	1960	
Tyskland	690	
Polen	720	
Beräknad fysisk kapacitet Snitt 4		3200
Beräknad produktion söder Snitt 4	+	400
Beräknad förbrukning söder Snitt 4	-	2800
Beräknad import Polen	+	400
Tillgänglig exportkapacitet	=	1200

Källa: Energimarknadsinspektionen (2007)

De viktigaste faktorerna som ska minska belastningen på svenska snitt och därigenom minska antalet timmar med exportbegränsningar är:

²⁴ Analysen baseras på data från januari till juni.

²⁵ För begränsningar till följd av snitt 2 är förfarandet något annorlunda.

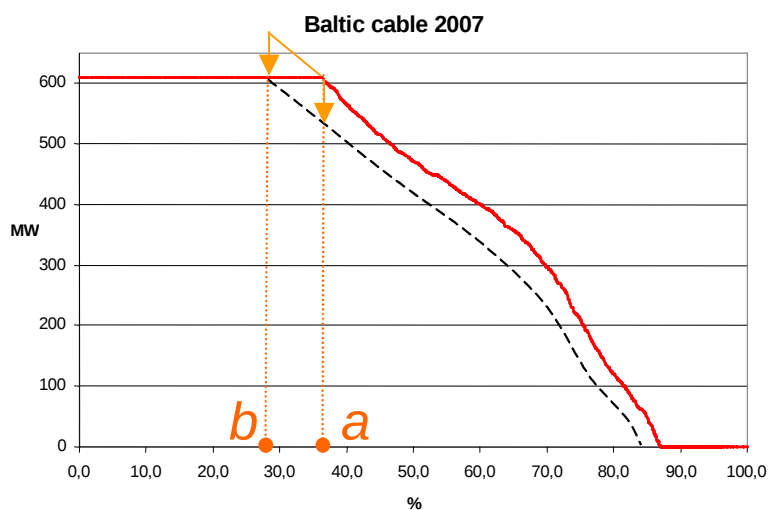
- Planerade förstärkningar i det svenska stamnätet. Den enskilt viktigaste faktorn är den planerade Sydlänken från Hallsberg i Närke till Hurva i Skåne. Det finns i nuläget flera alternativ för utformningen men oavsett vilket alternativ som väljs kommer kapaciteten i snitt 4 att ökas.
- Kapacitetutbyggnad söder om snitt 4. Tillkommande kapacitet i södra Sverige, vilket idag är ett underskottsområde men med hög exportkapacitet, minskar behovet av att transportera energi till området (se exemplet i Tabell 7). Sålunda kommer en kraftig utbyggnad av vindkraft i södra Sverige att minska behovet av att överföra elkraft till området och på det sättet minskas belastningen på stamnätet. Å andra sidan kan en kraftig utbyggnad av vindkraften söder om snittet förmodas öka behovet av reglering.

Den totala effekten av ovannämnda faktorer är i dagsläget okänd och ingår inte i denna studies syfte.

Vidare resonemang baseras på varaktighetskurvan för kapacitet för Baltic Cable för år 2007 (Figur 13). Den röda kurvan illustrerar begränsningar av kapaciteten i dagsläget och punkten *a* motsvarar de 64 % av tiden som kabeln är begränsad. I enlighet med diskussionen ovan är framtida positionen för punkt *a* mycket osäker. Däremot kan avståndet mellan punkterna *a* och *b* uppskattas utifrån empiriska beräkningar presenterade i avsnitt 4.5.

Resultatet av de empiriska beräkningarna i avsnitt 4.5 visade att reglerbehovet söder om snitt 4 kan öka i storleksordningen 200-300 MW i normala fall (och än mer i enskilda, mer extrema situationer).

Förutsatt att osäkerheten i vindkraftsproduktionen medför att extra utrymme måste reserveras i nätet och att pro rata fördelning av tillkommande begränsningar fortsatt tillämpas (se Tabell 7) kan resonemanget utvecklas vidare. Kapaciteten på Baltic Cable och SwePol link reduceras här med uppskattningsvis 65 MW. Öresundsförbindelsen begränsas med ytterligare upp emot 170 MW.



Figur 13 Varaktighetskurva för kapacitet för Baltic Cable 2007

För att utvärdera hur mycket tid begränsningarnas utbredning i antal timmar ökar på grund av prognososäkerheten i tillkommande vindkraft görs antagandet att varaktighetskurvan (röd) från Figur 13 kan flyttas ner med ca 65 MW för Baltic Cable (se pilarna som har längden 65 MW streckad linje i Figur 13) och SwePol link och motsvarande 130 MW för Öresundsförbindelsen. För Baltic Cable resulterar det i uppskattningsvis 5-8 % fler begränsningar (se det horisontella avståndet mellan punkterna b och a i Figur 13). Effekten för Öresundsförbindelsen bedöms vara av samma storleksordning.

5 Balanshållning i ett system med mycket vindkraft

5.1 Balansmarknaden och balanstjänsten

Balanstjänsten vid SvK beordrar vid behov "start" eller "stopp" av reglerresurser som ställts till förfogande av balansansvariga företag i Sverige. Bakom ett anbud om balansreglering finns en produktions- eller förbrukningsenhet som uppfyller kraven som ställs i *balansavtalet*²⁶. Till balanstjänstens ansvar hör även att fördela systemets obalanskostnader mellan marknadens aktörer, den så kallade *balansavräkningen*. Totalt finns idag ett trettiotal balansansvariga aktörer, vilket innebär att många små aktörer valt att köpa tjänsten av en annan aktör, istället för att själva ansvara för sin balans.

Enligt nuvarande utformning använder SvK en tredelad balans; *planerad balans*, *produktionsbalans* och *förbrukningsbalans*.²⁷ Produktions- respektive förbrukningsbalansens syfte är att skapa incitament för de balansansvariga att lämna in så bra planer som möjligt till SvK. SvK tillämpar dessutom ett så kallat tvåprissystem. Ett tvåprissystem skiljer sig från ett enprissystem genom att man som balansansvarig inte får något extra för obalanser som inte bidrar till systemets totala obalans. Obalanser "åt rätt håll" motverkar den totala obalansen och minskar därmed balanstjänstens behov av att använda reglerkraft, men eftersom obalansen var oavsedd och inte stämmer med den inlämnade planen har tvåprissystemet ett starkare incitament för balansansvarig att lämna in en så bra plan som möjligt och erbjuda eventuell reglerkraft på reglerkraftsmarknaden.

De nordiska systemansvariga har på uppdrag av nordens energiministrar tagit fram ett förslag på ett harmoniserat system för balanshantering i Norden (Nordel, 2006). Det harmoniserade systemet baseras på två balanser med tvåpris för produktionsbalansen och enpris för förbrukningsbalansen²⁸. Systemet ska enligt plan införas gradvis med sikte på att vara fullt implementerat 2009. (Electricity Market Group, 2007)

Ett tvåprissystem har fördelen att det skapar tydliga incitament för de balansansvariga att lämna en så bra plan som möjligt vilket i sin tur underlättar för en effektiv drift av systemet.

En ofta nämnd nackdel med enprissystemet är att det åtminstone i teorin öppnar möjligheter att i spekulativt syfte medvetet lämna en felaktig plan i situationer där systemets totala obalans på ett eller annat sätt kan förutses. Resultatet blir därmed att en medveten obalans i praktiken säljs som balanskraft. Enligt Nordel (2006) förväntas det dock inte vara något stort problem ur ett nordiskt perspektiv. Nordel utesluter dock inte problem i

²⁶ Se SvK (2007c)

²⁷ För utförligare information se SvK (2007b)

²⁸ Definierad som: (produktion +/- handel) + konsumtion, eftersom produktionsprognoser inte tas fram i alla länder.

kombination med små prisområden och en ökad handel på elbasmarknaden, varför man tillägger att praktisk erfarenhet krävs för att fullt ut värdera problemets betydelse.²⁹ Argumentet för en pris för förbrukningsobalanser är att det bedöms stärka förutsättningarna för konkurrens på balanskraftsmarknaden genom att det minskar den ekonomiska risken förenad med balansansvaret och underlättar för mindre aktörer att hantera sin egen balans.

Som produktionsslag har vindkraften ett antal egenskaper som kan diskuteras utifrån balansavtalets utformning.

- Vindkraftsproduktionen är svårprognostiserad på kort sikt.
- Vindkraften har sammanlagringseffekter på systemnivå.
- Vindkraftsanläggningar motsvarar relativt sett små produktionsenheter med spridning såväl geografiskt som ägarmässigt.
- Det finns en politisk ambition att öka andelen förnybar elproduktion i systemet. Vindkraften har ett relativt brett politiskt stöd och förmodas vara ett kraftslag som kommer att erhålla olika former av utbyggnadsstöd.

I relation till dessa punkter diskuteras ofta hur vindkraften kan och bör integreras i elsystemet och marknaden.

5.2 Fördelning av balansansvar

I Danmark finns erfarenheter av olika alternativ för att hantera obalanskostnader för vindkraft. Den danska hanteringen kan delas upp i ett antal kategorier (Ea Energianalyse, 2007):

- 1 Fast tariff. För äldre vindkraftverk har den systemansvariga hela ansvaret för att hantera och finansiera obalanser. Kostnaden läggs på elkonsumenterna via en särskild tariff. Systemet håller gradvis på att fasas ut för att flyttas över till kategori 2 och 3 (se nedan).
- 2 Marknadsvillkor med balansansvar hos den systemansvariga. Balansansvaret köps av Energinet.dk som fördelar ut balanskostnaderna (netto efter sammanlagring) månadsvis på de anmälda producenterna.
- 3 Den tredje kategorin består av vindkraftsproducenter som bildat en gemensam organisation för balansansvaret, Vindenergi Danmark, som därmed kan dra fördel av sammanlagringseffekterna av utspridd produktion³⁰. Uppskattningsvis 70 procent av de vindkraftverk som övergått till marknadsvillkor har valt att lägga sitt balansansvar hos Vindenergi Danmark.

I Tyskland är de systemansvariga ålagda att fysiskt och finansiellt ansvara för inmatningen av vindkraftsproduktion. Vindkraftens obalanser hanteras därmed helt av de systemansvariga. Kostnaden för vindkraftens obalanser betalas av elkonsumenterna genom en särskild avgift.

²⁹ Incitamenten för spekulationer påverkas även av den totala avgiftsstrukturen i balansavtalet, exempelvis påverkar en eventuell volymavgift alla obalanser.

³⁰ Vindenergi Danmark har i sin tur valt att köpa balansansvarstjänsten av företaget *Markedskraft*.

Skulle den tyska modellen tillämpas för Sverige skulle SvK således ta på sig risken och ansvaret för eventuella obalanser orsakade av vindkraften. Fördelen med ett dylikt system är att det underlättar realiseringen av den högt ställda politiska målsättningen. De negativa konsekvenserna är emellertid ett mer svårprognostiserat system där obalanskostnaderna ökar mer än vad som möjligen kan anses vara samhällsekonomiskt motiverat. På samma sätt är incitamenten för vindkraftsproducenterna att själva förbättra och utveckla prognosverktygen närmast obefintliga. Motiven för att avveckla den så kallade *avtagspliken* i Danmark (punkt 1 i listan ovan) relaterade också till att få en ökad effektivitet och förbättrad försörjningssäkerhet genom ökade incitament att bidra och agera på reglerkraftsmarknaden. (Ea Energianalyse, 2007).

Den danska modellen där en sammanslutning av vindkraftsproducenter hanterar obalanserna i vindkraften har en fördel i att den realiserar den ekonomiska potentialen av sammanlagringseffekterna ägarmässigt utspridd. Sammanslutningar eller samarbetsorgan för elproduktionsbolag måste emellertid utformas så att goda förutsättningar för konkurrens upprätthålls.

I relation till konkurrensförutsättningar uppstår även en diskussion om stordriftsfördelar i balansansvaret. Stora aktörer på elmarknaden har redan idag betydande sammanlagringseffekter för förbrukningsobalanser. Dessa sammanlagringseffekter kan komma att ökas ytterligare i kombination med ett balansansvar för vindkraftsproduktion. Om incitament för mindre producenter att själva ta på sig ansvaret för obalanser är alltför lågt finns en risk att balansansvaret i förlängningen koncentreras hos ett fåtal aktörer.

5.3 Ändrad prissättning av balanskraft

Ett annat möjligt alternativ är att särskilja vindkraften (och övriga intermittenta produktionsteknologier) från övriga produktionsslag genom att tillämpa enpris för produktionsobalanser. Under ett sådant system aktualiseras de frågeställningar som diskuterats ovan.

För de fall där balanskostnaden har ett syfte att motverka prismanipulering och därmed inkluderar kostnader som inte är förenade med systemets obalanser kan det sägas sakna betydelse för vindkraften, vilket talar för att tillämpa enpris på produktionsobalanser för vindkraft. National Grid (2006) noterar exempelvis att eftersom vindkraftsproducenter inte står inför samma valmöjligheter mellan att producera och inte producera som traditionella produktionsslag, finns det inte lika starka skäl för att tillämpa traditionella balanshållningsincitament med syftet att få in en så bra produktionsplanläggning som möjligt. Det argument som ändå kvarstår och som påpekats av SvK (2007) är incitamentet att utveckla prognosverktygen.

Förutsatt att mängden vindkraft kan antas påverka det totala systemets obalans kan enprisavräkningen antas vara av större betydelse för mindre aktörer. Sannolikheten att en mindre aktörs obalans ska vara motsatt hela systemets obalans är högre än för en större vindkraftsproducent som i och med sin storlek kan bidra till att bestämma riktningen på hela systemets obalans. I Tabell 8 sammanfattas för- och nackdelar för de diskuterade alternativens för balanshantering av vindkraft.

Tabell 8 Översikt över möjliga alternativ för hantering av obalanser i vindkraft

	"Plus"	"Minus"
Balansansvariga (idag)	• Bra incitament för utveckling av prognosmetoder. • Bra incitament för planläggning	• Relativt stora ekonomiska risker för mindre balansansvariga.
Vindkraftskollektiv (gemensamt organ eller hos TSO)	• Möjlig kompromiss av övriga alternativ	• Kräver förhållandevis stor volym för att vara effektiv. • Större aktörer kan inte förväntas delta utan tvång.
TSO balansansvar	• Skapar snabb utbyggnad av vindkraft från många aktörer (enligt erfarenheter från ex Tyskland)	• Kräver regleringslösning. • Kan resultera i ett svårprognostiserat system till följd av en kraftig utbyggnad. • Svaga incitament att lämna reglerbud. • Under avveckling i Danmark
1-prisavräkning för vind	• Minskade ekonomiska risker med eget balansansvar för vind	• Nordisk harmonisering • Ej teknikneutrala villkor för nyinvesteringar. • Små incitament att utveckla prognosverktyg

Sammanfattningsvis finns för- och nackdelar med samtliga alternativ. Det alternativ som kanske ger kraftfullast incitament för en snabb utbyggnad av vindkraften (se TSO-balansansvar i tabellen ovan) är även det som förmodas medföra den största förändringen från nuvarande system.

5.4 Övrigt

Prisområden innebär även fler avräkningsområden för obalanser vilket möjliggör prisskillnader mellan balanskostnader i likhet med prisområden på spotmarknaden vilket bland annat skulle innebära att snedvridande effekter av regionalt orsakade pristopp på balanskraft skulle reduceras.

6 Diskussion & slutsatser

6.1 Diskussion

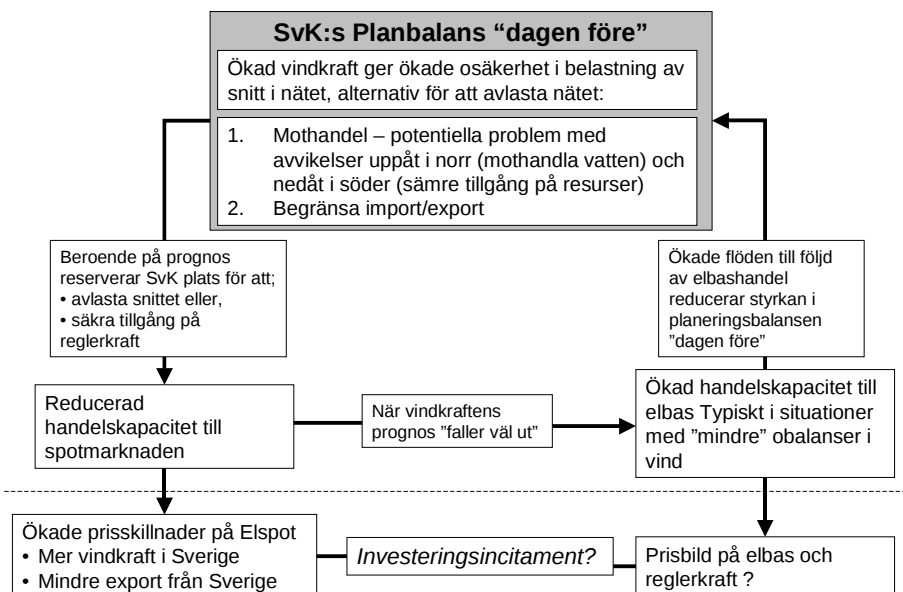
En ökad andel vindkraft ökar produktionsvariationerna i elsystemet. Utifrån den systemansvariges perspektiv är det av intresse att så exakt som möjligt prognostisera vindkraftens produktion. Den systemansvarige måste dessutom bibehålla tillräckligt mycket handlingsutrymme för att kunna upprätthålla balans mellan utbud och efterfrågan i varje tillfälle. Ju längre tidshorisont, desto större blir osäkerheten i behovet av reglerresurser.

I ett tidigare elforskprojekt (Elforskrapport 05:19) konstaterades att det samlade regleringsbehovet i Sverige under ett scenario med 4000 MW vindkraftskapacitet är beroende av interna överföringsbegränsningar i Sverige. I den här rapporten har vi studerat ett framtidsscenario med 4000 MW vindkraft i Sverige, fördelade på sex områden. Simuleringar av prognososäkerheter ur perspektivet 36 timmar framåt indikerar att den systemansvarige måste kunna hantera tillkommande prognosavvikelser (dagen före) för att motverka överbelastning av begränsande snitt. Överföringen i snitt 4 förväntas vara känslig för prognosavvikelser nedåt för vindkraft söder om snittet, medan snitt 2 förväntas vara känsligt för prognosavvikelser uppåt för vindkraften norr om snitt 2 i kombination med god tillgång på vattenkraft.

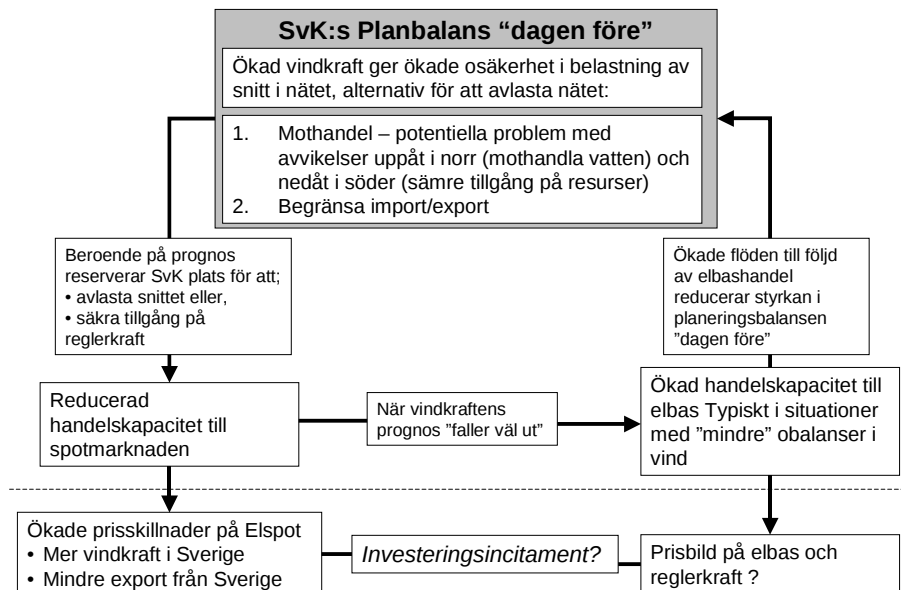
De tillkommande obalanserna från den simulerade vindkraftsutbyggnaden beräknas som mest uppgå 400-600 MW i Sverige såväl söder om snitt 4 som norr om snitt 2. De mest extrema timmarna kan troligtvis hanteras med reservkapacitet till exempel i form av gasturbindrift. Därutöver återstår dock ett betydande antal timmar med prognosavvikelser i storleksordningen 200-300 MW. Under situationer när snitt 4 respektive snitt 2 förväntas vara begränsande för överföringen i nätet kan utrymmet för utlandshandel därmed komma att bli reducerat i motsvarande utsträckning. I dagens situation är snitt 4 förhållandevis ofta begränsande under höglast en veckodag. Det är emellertid viktigt att påpeka att jämförelsen gjorts utifrån dagens nät och dagens metoder för dagens drift av systemet, flaskhalshantering och vindkraftsprognoser.

En ökad andel vindkraft medför ökat fokus på de kortare marknaderna och indirekt en ökad andel av totala kostnader förenade med att upprätthålla den momentana balansen. I jämförelse med de effektdimensionerade kontinentala systemen som redan idag har en betydligt högre andel av sin totala handel på balansmarknaden kommer det nordiska systemet utvecklas i riktning från ett energidimensionerat system mot ett mer effektdimensionerande dito. En diskussion om en sådan förändring av systemets struktur aktualiserar flera frågor om rutiner och regler för planering och drift av elsystemet.

Nedanstående



Figur 14 visar på ett möjligt scenario för hur en ökad mängd vindkraft kan påverka beslutsprocessen vid planläggningen av systemet och möjliga konsekvenser därav.



Figur 14 Scenario över en ökad andel vindkrafts påverkan på systemoperatörens planläggning dagen före driften.

Allt annat lika kommer en ökad prognososäkerhet innebära ett ökat behov av reservationer för reglerkraft, mothandel eller snittavlastning. Resultatet av reservationen är i samtliga fall att utrymmet för handel på elspotmarknaden reduceras. Den ökade osäkerheten i utfallet från produktion i nätets olika snittområden antas således ge anledning till en mer restriktiv tilldelning av handelskapacitet för utlandshandel via spotmarknaden. I takt med att förväntat utfall för produktion och konsumtion blir mer säkert kan den systemansvariga göra uppdaterade beräkningar av nätets kapacitet och därmed öka (eller minska) utrymmet för intra-dagmarknaden Elbas³¹. I de fall produktionsutfallet är inom antagna säkerhetsmarginaler, eller motsvarar en avvikelse som till och med avlastar nätet kan outnyttjat nätutrymme således lämnas ut för elbashandel. Ökad handel på Elbas ger upphov till ökade flödesförändringar från tidpunkten för spotmarknadens planeringsbalans fram till leveranstimmen. Den systemansvarige måste med andra ord säkerställa ett visst handlingsutrymme. Såväl vindkraftens prognososäkerhet som konsekvensen därav i form av ökad elbashandel, påverkar således planeringsbalansen dagen före negativt.

Det intuitiva resultatet av en försiktigare uppskattning av handelskapaciteten i planeringsskedet är ökande prisområdesskillnader på Elspot och en större marknad för Elbas. I likhet med andra begränsningar av överföringskapacitet kan dessa, under givna förutsättningar, påverka körorrdningen i hela systemet, och kanske i synnerhet den typ av anläggningar (termiska) som

³¹ Notera att det inte är självklart att prognosutfallet hinner verifieras tillräckligt snabbt för att möjliggöra en ökning av elbaskapaciteten. Det kan i synnerhet vara fallet när det gäller osäkerhet om tidpunkten för en förväntad produktionsförändring i vindkraften.

kräver längre framförhållning än vad som ges av de korta marknaderna. En ökad efterfrågan på reglerkraft kommer även att medföra att produktionsresurser förflyttas från elspotmarknaden till elbasmarknaden och reglerkraftsmarknaden, vilket i någon utsträckning kommer att påverka prisbildningen på respektive marknad. Ett skiftat fokus med ökad betydelse för de kortare marknaderna påverkar därmed marknadens incitament att investera i ny produktion³².

Principer för hur balanshantering utformas kan komma att påverka hur snabbt och på vilka villkor en storskalig etablering av vindkraft kommer till stånd. Som exempel på alternativ som kan förväntas underlätta ett snabbt realiserande av dagens politiska planeringsmål om 10 TWh vindkraft finns kollektivt balansansvar eller enprisavräkning för produktionsslaget vindkraft. Den tydligaste effekten en liknande förändring kan förväntas få är troligtvis den direkta effekten på utbyggnadstakten och den därmed ökade prognososäkerheten i systemet. Förändringar i regelverket för balansmarknaden kan dessutom påverka incitament till prognosutveckling samt likviditeten på reglerkraftsmarknaderna. Hur stora eller små dessa effekter är har inte studerats inom ramen för detta projekt.

6.2 Slutsatser

En storskalig introduktion av vindkraft innebär nya förutsättningar för det svenska systemet. En ökad prognososäkerhet vid planeringen av systemet dagen innan innebär även en ökad osäkerhet i belastningen av stamnätets begränsade snitt vilket innebär att utrymmet för utlandshandel kan komma att påverkas negativt. Hur belastningen av nätet utvecklas beror i stor utsträckning på vindkraftsproduktionens fördelning i Sverige och i övriga Norden, i relation till fördelning av systemets reglerkraft.

De nya förutsättningarna förväntas kräva utvecklade rutiner och metoder för att säkerställa en planläggning som skapar förutsättningar för säker drift av systemet med minsta möjliga påverkan på marknadens handelsutrymme.

Delvis beroende på var och när en prognosavvikelse inträffar (natt/dag, norr/söder och så vidare) kan den efterföljande regleringen komma att belasta antingen den balansansvarige eller nättariffen.

Den ökade osäkerheten i belastningen av de svenska snitten bedöms innebära mot bakgrund av nuvarande indelning av Sverige i ett elspotområde att Svenska Kraftnät kommer att öka begränsningarna av export- och importkapaciteter såväl i antal som i MW. Ett alternativ till begränsningar av handel är införande av elspotområden i Sverige. Vid en sådan förändring skulle reservationsbehovet för prognosfelen minska eller till och med upphöra jämfört med när Sverige utgörs av ett elspotområde. En följd av detta är att balansavräkningen skulle ske områdesvis. Eventuella förtjänster av elspotindelning som alternativ till mothandel och export- respektive importbegränsningar har inte analyserats i denna studie. För- och nackdelar av flera elspotområden kan således behöva studeras vidare ur detta perspektiv.

³² En viktig pusselbit för investeringsincitamentet som inte diskuteras här är även den prissänkande effekt en kraftig vindkraftsutbyggnad kan förväntas ha i berörda områdespriser på spotmarknaden.

Om den systemansvarige däremot reserverar utrymme för eventuella prognosavvikelser redan i planfasen flyttas kostnaden från stamnätstariffen till producenter "uppströms" om snittet och konsumenter "nedströms" om det svenska elspotområdet som följd av ett reducerat utrymme för handel. En effektiv kostnadsfördelning är en central egenskap för en marknads utformning. För ett system med ökad andel vindkraft kan det finnas anledning att ytterligare studera betydelsen av olika alternativ för kostnadsfördelning.

I den utsträckning lokaliseringen av vinden påverkar belastningen av begränsande snitt i nätet uppstår en fråga om och i så fall hur vindkraftsetableringen ska styras. I likhet med vattenkraften som förläggs dit vattnet finns, kommer vindkraften att etableras vid bra vindlägen. För de fall då det finns en valmöjlighet (exempelvis i fjällen eller vid kusten i södra Sverige) kan emellertid styrsignaler genom tariffen eller spotpriser påverka lokaliseringen. Frågan om elspotområden får ytterligare en betydelse då det indirekt innebär en uppdelad balansavräkning. För- och nackdelar av flera elspotområden kan behöva studeras vidare ur detta perspektiv.

Ett ökat inslag av svårprognostiserad produktion i Sverige och Norden förväntas medföra en ökad betydelse för intra-dag marknaden Elbas. Metoder och principer för kapacitetstilldelning och uppdatering kommer därmed att ges en allt större betydelse. I dagsläget genomförs sådana uppdateringar automatiskt genom Elbas handelssystem som en följd av kommunikation mellan berörda systemansvariga och följs inte av något separat meddelande till marknaden. Betydelsen av ett mer formaliserat tillvägagångssätt och tydliga regler för hur kapaciteten ska omvärderas och när den ställs till marknadens förfogande är ett område som kan behöva studeras ytterligare. Liknande förslag har även berörts av Nordic Council of Ministers (2007).

Med utgångspunkt i investeringsförutsättningar kan det även vara av intresse att analysera hur en ökad mängd vindkraft påverkar prisbilden på respektive marknad. Vilka blir konsekvenserna av att en ökad andel av nätutrymmet för dagen-före-marknaden reserveras för en säker drift av systemet och hur påverkas incitamenten för nyinvesteringar av ett ökat fokus på de kortare marknaderna? En därpå följande frågeställning är således om en sådan marknad ger tillräckliga incitament för investering i baslastproduktion kontra spetslastproduktion?

7 Referenser

- Axelsson, Murray & Neimane (2005). *4000 MW wind power in Sweden Impact on regulation and reserve requirements*. Elforsk rapport 05:19.
- DENA (2005). *Integration into the national grid of onshore and offshore wind energy generated in Germany by the year 2020 (dena Grid Study I)*, Deutsche Energie-Agentur (dena), February 2005.
- Ea Energianalyse (2007). *Vindkraft i Danmark, Tyskland og Spanien – Ett projekt för Svenska Kraftnät*. Konsultstudie till Svenska Kraftnät (2007).
- Electricity Market Group (2007). *Status of harmonisation in the Nordic electricity market*. September 2007. www.norden.org.
- Energimarknadsinspektionen. (2007). *Prisområden på elmarknaden (POMPE)*. Gemensam rapport från Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svenskt Näringsliv. EMIR 2007:02.
- ETSO (2000). *Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM)*.
- Focken, Lange, Mönnich, Waldl (2001). *A Statistical Analysis of the Reduction of the Wind Power Prediction Error by Spatial Smoothing Effects*, Department of Energy and Semiconductor Research, Faculty of Physics, Carl von Ossietzky, University of Oldenburg, Germany.
- Holttinen (2004). *The impact of large-scale wind power production on the Nordic electricity system*, Doktorsavhandling, VTT, Finland.
- Lange (2003). *Analysis of the Uncertainty of Wind Power Predictions*, Department of Mathematics and Science, Faculty of Physics, Carl von Ossietzky, University of Oldenburg, Germany, 2003.
- Magnusson et al. (2004) *Effektvariationer av vindkraft*. Elforskrapport 04:34. December 2004.
- National Grid (2006) *Transmission and Wind Energy (white paper) Capturing the Prevailing Winds for the Benefit of Customers*. September 2006.
- Nordel. (2006). *Principles for determining transfer capacities*. 5:e juli 2006. www.nordel.org.
- Nordel. (2007). *Swedish study of price areas*. Nordelseminarium 3 maj 2007 Lidingö, Stockholm. www.nordel.org.
- Nordel. (2007b). *Nordic Grid Code 2007 (Nordic collection of rules)*. www.nordel.org.
- Nordic Council of Ministers (2007). *Steps for improved congestion management and cost allocation for transit*. Tema Nord 2007:537.

Statens energimyndighet (2005). *Hantering av begränsningar i det svenska överföringssystemet för el - ett nordiskt perspektiv*. ER 2005:11.

Statens energimyndighet (2007). *Planerade vindkraftanläggningar*. www.energimyndigheten.se.

Svensk Energi (2003). "Svensk Elproduktion". Plansch producerad av Svensk Energi.

Svenska Kraftnät. (2007). *Storskalig utbyggnad av vindkraft – några förutsättningar och konsekvenser*. www.svk.se.

Svenska Kraftnät. (2007b). *Den svenska Elmarknaden och Svenska Kraftnäts roll*. www.svk.se.

Svenska Kraftnät (2007c). *Avtal om balansansvar för el*. 2007-09-03. www.svk.se.

Övrigt

Möte och diskussion med Christer Bäck på SvK 2007-10-03.