

Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion

En delredovisning från Svenska kraftnät

Sammanfattning

Regeringen har uppdragit åt Svenska kraftnät att, i nära dialog med Statens energimyndighet och Energimarknadsinspektionen, utreda hur elsystemet behöver anpassas för att hantera en situation med ökande andel variabel elproduktion. Denna delrapport beskriver kraftsystemets utmaningar, pågående insatser samt de viktigaste konsekvenserna.

En ökande andel icke planerbar elproduktion medför att kraftsystemets egenskaper förändras, vilket kommer att skapa stora utmaningar vid driften av kraftsystemet och för upprätthållandet av dess driftsäkerhet. Systemet blir svårare att balansera och spänningsregleringen försvåras. Mängden mekanisk svängmassa minskar, vilket gör systemet mer känsligt för störningar.

Problematiken understryks när den svenska kärnkraften successivt fasas ut. Kärnkraften bidrar med en stor del av dagens svängmassa i kraftsystemet och är en mycket viktig resurs för att upprätthålla den reaktiva balansen och därmed spänningshållningen i systemet.

Med kärnkraftens utfasning följer ökade svårigheter att upprätthålla en tillräcklig tillgång på el när väderförhållandena är ogynnsamma. En bedömning görs att effektbalansen försvagas med ca 1 700 MW till 2020. En total avveckling av kärnkraften och en utbyggnad av vindkraften till 50 TWh skulle, ceteris paribus, försvaga effektbalansen med 7 000 MW.

Vattenkraften utgör i detta perspektiv en mycket viktig resurs. Den fungerar i dag som både baskraft och reglerresurs. Dess flexibilitet används främst för dygnsreglering dvs. för att anpassa produktionen efter förbrukningens normala variation under dygnet. Denna nyttighet tar i anspråk större delen av vattenkraftens totala reglerförmåga, som därmed inte är tillgänglig för annan reglering.

Balansregleringen inom Sverige utförs idag nästan uteslutande med den reglerbara vattenkraften. Detta gäller för samtliga tidsperspektiv – från den momentana frekvensregleringen till den långsiktiga säsongsregleringen. Det är viktigt att EU:s ramdirektiv för vatten implementeras på ett sätt som inte skadar vattenkraftens reglerförmåga. Den småskaliga vattenkraften i södra Sverige är också, genom sitt geografiska läge, en viktig produktionsresurs.

Utvecklingen på det europeiska planet med integrering av elmarknaden och harmoniserade nätkoder kommer att påverka vilka åtgärder som kommer att behöva vidtas. I rapporten redovisas olika projekt som pågår inom verket samt hos Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen ang. bl.a. nätkoder, forskning, demonstration, balansreglering, marknadsdesign, förbrukningsreduktioner, energilagring, förbrukningsflexibilitet etc. Inom Svenska kraftnät pågår också ett arbete med att klarlägga vilka

legala förutsättningar som krävs för att verket långsiktigt ska kunna utöva sitt systemansvar.

Det finns olika lösningar på de utmaningar som beskrivs och vilka man väljer handlar i slutändan om de risker och ekonomiska konsekvenser som samhället är berett att ta och hur kostnaderna ska fördelas. Exempel och förslag på lösningar och deras konsekvenser för marknaden och elsystemet ska behandlas i slutrapporten.

Innehåll

1	Inledning.....	7
1.1	Uppdraget	7
1.2	Svenska kraftnäts uppdrag och mål	8
2	Ett kraftsystem i förändring	9
2.1	Stor ökning av icke planerbar elproduktion.....	9
2.2	Kärnkraft med oviss framtid	11
2.3	Förändrade villkor för den svenska vattenkraften	12
2.3.1	Vattenverksamhetsutredningen.....	14
2.4	Utvecklingen i omvärlden	14
2.4.1	Tyskland.....	14
2.4.2	Polen.....	15
2.4.3	Finland.....	16
2.4.4	Norge.....	17
2.4.5	Danmark.....	17
3	Legala och regulatoriska frågor	19
3.1	Systemansvaret.....	19
3.2	Stödsystem för elproduktion	20
3.3	Förändrad ellagstiftning	20
3.4	Nätkoder	21
4	Effekt – möjligheten att ständigt kunna möta efterfrågan på el.....	23
4.1	Effektsituationen 2030 resp. 2050	23
4.2	Stora osäkerheter	26
4.3	Effektreserven	27
4.4	Svenska kraftnäts pågående åtgärder.....	28
4.5	Energimyndighetens pågående åtgärder	29
4.6	Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder	29
5	Balansreglering.....	31
5.1	Nya utmaningar för balansregleringen och frekvenskvaliteten	33

5.2	<i>Förbrukningsflexibilitet – möjligheter och utmaningar med ett ökat kundinflytande</i>	36
5.3	<i>Svenska kraftnäts pågående åtgärder</i>	37
5.3.1	<i>Projekt Driftsäkerhet</i>	37
5.3.2	<i>Automatisk sekundärreglering (FRR-A)</i>	38
5.3.3	<i>Den svenska vattenkraftens reglerförmåga</i>	38
5.3.4	<i>Utökad insamling av realtidsmätvärden</i>	39
5.3.5	<i>Stop-ramping</i>	40
5.3.6	<i>Möjligheter och hinder för en aggregerad förbrukningsflexibilitet som en produkt på reglerkraftmarknaden</i>	40
5.3.7	<i>Förbrukningsreduktion – ett alternativ till gasturbiner som snabb aktiv störningsreserv?</i>	41
5.4	<i>Energimyndighetens pågående åtgärder</i>	42
5.5	<i>Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder</i>	43
6	<i>Investeringar</i>	45
6.1	<i>Svenska kraftnäts pågående åtgärder</i>	47
6.2	<i>Energimyndighetens pågående åtgärder</i>	48
6.3	<i>Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder</i>	49
7	<i>Spänningsreglering</i>	51
7.1	<i>Svenska kraftnäts pågående åtgärder</i>	52
7.2	<i>Energimyndighetens pågående åtgärder</i>	52
8	<i>Svängmassa</i>	53
8.1	<i>Svenska kraftnäts pågående aktiviteter</i>	54
8.2	<i>Energimyndighetens pågående åtgärder</i>	55
9	<i>Elmarknadens funktionssätt idag och i framtiden</i>	57
9.1	<i>Svenska kraftnäts pågående åtgärder</i>	58
9.2	<i>Energimyndighetens pågående åtgärder</i>	59
9.3	<i>Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder</i>	59

1 Inledning

1.1 Uppdraget

Svenska kraftnät fick i regleringsbrevet för 2015 följande uppdrag att redovisa hur elsystemet behöver anpassas för att hantera en stor mängd förnybar elproduktion, som är variabel och icke planerbar.

”Affärsverket svenska kraftnät ska utreda hur elsystemet behöver anpassas för att hantera och skapa förutsättningar för ett elsystem med en ökande andel variabel elproduktion. Förslag på samhällsekonomiskt motiverade åtgärder och förändringar ska tas fram för att säkerställa ett hållbart och fortsatt robust elsystem. En långsiktig samordning för dessa frågor ska skapas för berörda myndigheter.

I uppdraget ingår att redovisa de viktigaste konsekvenserna för elnätet, elpriset och elmarknaden, med fokus på effekt- och balansproblematik, i ett svenskt, nordiskt och europeiskt perspektiv.

Uppdraget ska genomföras i nära dialog med Statens energimyndighet och Energimarknadsinspektionen. Affärsverket svenska kraftnät ska i möjligaste mån beakta de synpunkter som Statens energimyndighet och Energimarknadsinspektionen framför. Om Affärsverket svenska kraftnät i någon del inte anser det möjligt att tillgodose Statens energimyndighets och Energimarknadsinspektionens synpunkter ska skälen för detta redovisas särskilt.

En sammanställning av pågående insatser samt de viktigaste konsekvenserna ska redovisas till Regeringskansliet (Miljö- och energidepartementet) senast den 15 maj 2015. Förslag på möjliga förändringar ska redovisas senast den 15 november 2015. Uppdraget kan enligt särskild överenskommelse mellan företrädare för Regeringskansliet (Miljö- och energidepartementet) och Affärsverket svenska kraftnät rapporteras vid andra tidpunkter än vad som här angivits.”

Denna rapport utgör delredovisningen av uppdraget och omfattar en beskrivning av de utmaningar som uppstår med den utveckling som elsystemet befinner sig i. Rapporten redovisar även de pågående insatser som Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen arbetar med. Till de flesta av dessa utmaningar finns det lösningar som har olika ekonomiska konsekvenser. Förslag på sådana lösningar kommer att redovisas i höstens slutrapport.

1.2 Svenska kraftnäts uppdrag och mål

Robust elnät

I Svenska kraftnäts regleringsbrev anges att Svenska kraftnät ska

- verka för att överföringsverksamheten kan bedrivas med hög driftsäkerhet och tillgänglighet, enligt av regeringen godkända mål (beslut den 24 september 2009, dnr N2009/6944/E),
- verka för att stamnätet byggs ut för att öka driftsäkerheten och tillgängligheten i överföringssystemet,
- verka för att relevanta åtgärder vidtas för att säkerställa att Sverige har en god effekttillgång och att risken för effektbrist kan minskas.

Att stamnätet drivs med hög driftsäkerhet och byggs ut för att öka driftsäkerheten är alltså, tillsammans med försörjningssäkerheten, mycket högt prioriterat.

Effektiv elmarknad

I regleringsbrevet är Svenska kraftnäts uppdrag formulerat på följande sätt.

”Affärsverket svenska kraftnät ska verka för en ökad integration och harmonisering av de nordiska och baltiska ländernas elmarknader och elnät samt för vidareutveckling av elmarknadssamarbetet inom Europa för att främja en inre marknad för el. Utgångspunkten för denna verksamhet ska, utöver de övergripande målen för elmarknadspolitiken, vara överenskommelserna från de nordiska energiministermötena 1995-2014.

Målet för elmarknadspolitiken är att åstadkomma en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens som ger säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser. Detta omfattar en vidareutveckling av den gemensamma elmarknaden i Norden genom fortsatt harmonisering av regler och ett utökat samarbete mellan de nordiska länderna. På EU-nivå stöds målsättningen om genomförandet av den inre marknaden, vilket är en förutsättning för att elmarknaden ska fungera väl och nå sin fulla potential. Samtidigt ökar komplexiteten på elmarknaden, vilket ställer nya krav på marknadsdesignen.

2 Ett kraftsystem i förändring

Den utveckling som elkraftsystemet befinner sig i kommer att fortsätta med de klimat- och energipolitiska mål som fastställs på europeisk och nationell nivå. Det föranleder behov av analyser av vilka åtgärder som behöver vidtas för att hantera konsekvenserna och säkerställa ett fortsatt driftsäkert elsystem.

2.1 Stor ökning av icke planerbar elproduktion

Med icke planerbar elproduktion avses i fortsättningen vindkraftens och solkraftens variabla och mycket volatila elproduktion. Med konventionell elproduktion avses den produktion som är planerbar, icke väderberoende och synkront kopplad till nätet. Exempel är vattenkraft och kärnkraft.

Den ökande andelen icke planerbar produktion medför att kraftsystemets egenskaper förändras, vilket kommer att skapa stora utmaningar vid driften av kraftsystemet och för upprätthållandet av dess driftsäkerhet. Det är ett flertal egenskaper hos denna elproduktion som påverkar kraftsystemet och skapar olika utmaningar.

- *Låg rörlig kostnad* – Den förnybara resursen är gratis, varför sol- och vindkraft kommer att producera el till låg kostnad när resursen är tillgänglig. Detta medför pressade priser på elmarknaden och en minskande lönsamhet för alla producenter på marknaden vid dessa tillfällen.
- *Variabilitet* – Elproduktionen är beroende av en resurs som varierar i styrka (solinstrålning och vindhastighet). Det ökar behovet av flexibilitet i kraftsystemet och skapar utmaningar i både det korta och långa tidsperspektivet.
- *Osäkerhet* – Behovet att prognostisera elproduktionen tillför en ny osäkerhet i kraftsystemet. Väderprognoser är osäkra, särskilt mer än ett dygn i förväg, vilket medför utmaningar vid upprätthållandet av balansen i kraftsystemet.
- *Distribuerad* – Lokaliseringen av den nya elproduktionen utgår i första hand från sol- och vindlägen. Samtidigt kan enheterna variera i storlek – från några kW till flera hundra MW. Detta medför utmaningar när det gäller planering och utbyggnad av kraftsystemet.
- *Icke-synkron* – Solkraft och vindkraft använder inte synkront kopplade maskiner och bidrar därför inte med mekanisk svängmassa och stabilitet vid störningar.

Den ökande mängden icke planerbar elproduktion skapar mot denna bakgrund problem för elsystemets funktion och drift på flera sätt om inga åtgärder vidtas.

- Effekttillgången – Elproduktionen är beroende av rätt väder för sin funktion och därmed inte lika planerbar som konventionell elproduktion. Detta är viktigt för försörjningssäkerheten dvs. för säkerheten i tillgång på effekt vid alla tidpunkter. Ett exempel på hur vindkraften kan variera var den 22 januari 2015. Under detta dygn sjönk den nordiska vindkraftsproduktionen ner till ca tre procent av den installerade kapaciteten. Den förändrade fördelningen mellan icke planerbar elproduktion och konventionell elproduktion kommer att innebära att effektbalansen blir svårare att upprätthålla vid fler tillfällen än i dag och inte endast vid situationer med maximal elförbrukning.
- Balansering – De variationer i elsystemets balans mellan produktion och förbrukning som hittills har behövt beaktas har i huvudsak berott på förändringar i förbrukningsmönstret med hänsyn tagen till aktuella väderförhållanden. Förbrukningsmönstret har följt återkommande cykler under både årets olika säsonger och inom dygnet. Planeringen och kraven på balanshållningen har därför varit relativt förutsägbar.
- Den icke planerbara elproduktionen varierar stokastiskt och introducerar därmed en ytterligare variation i det korta och långa tidsperspektivet. Denna variation i produktionsledet följer således inte tidigare kända mönster och komplicerar p.g.a. detta balansregleringen.
- Spänningsreglering – Kraftsystemets uppbyggnad och utbyggnad av produktion och nät har historiskt koordinerats, så att anslutna generatorer utgjort en viktig del i att upprätthålla den reaktiva balansen och därigenom kunnat reglera spänningen i systemet. Vid störningar i kraftsystemet är generatorernas förmåga att leverera reaktiv effekt ännu mer betydelsefull. Reaktiv effekt (Mvar) ska produceras lokalt där den behövs för att reglera spänningen och kan i praktiken inte överföras på ledningar eller transformatorer, eftersom den tar utrymme från den aktiva effekten (MW) och ökar förlusterna. Den icke planerbara elproduktionen är i större utsträckning än den konventionella decentraliserad och småskalig och den ansluts i stor omfattning till nät på lägre spänningsnivåer. I och med att den ersätter den storskaliga elproduktion, som är ansluten närmare stamnätet, kommer spänningsstödet att minska. Det får konsekvenser för kapaciteten i överföringssystemet och även på driftsäkerheten, när generatorernas stöttande egenskaper vid störningar försvinner.

- Merparten av de vindkraftverk som hittills har installerats har inte egenskapen att automatiskt stötta spänningen i systemet. Detsamma gäller för solkraftsanläggningar, varför en ökande andel av dessa produktionsslag medför en försämrad driftsäkerhet. Åtgärder behöver vidtas i form av relevanta tekniska krav på dessa tekniker för att förbättra det framtida elsystemets egenskaper.
- Mekanisk svängmassa – När konventionell elproduktion ersätts av stora mängder sol- och vindkraft med dagens egenskaper kommer mängden mekanisk svängmassa att minska i systemet. Det beror på att sol- och vindkraftverk inte använder synkronmaskiner, som är direktkopplade till elnätet. Det gör systemet mer känsligt för störningar.
- Investeringar – Lokaliseringen av den icke planerbara elproduktionen som utgörs av vindkraft sker till platser med goda vindförhållanden. Detta är sällan de platser där nätet är särskilt väl utbyggt. För att kunna ansluta vindkraftsanläggningarna krävs därför ofta relativt omfattande investeringar.

Den ökande andelen icke planerbar elproduktion bidrar med sina egenskaper alltså till nya utmaningar för kraftsystemet. Det är därför viktigt att utbyggnaden går hand i hand med utvecklingen av kraftsystemet i övrigt och att den förnybara elproduktionen tar större ansvar genom att bidra till sin egen integration i elnätet och till harmonisering med kraftsystemet i övrigt.

2.2 Kärnkraft med oviss framtid

Ägarna till kärnkraftverken har planerat för avveckling av Sveriges tre äldsta kärnkraftsreaktorer Oskarshamn 1 (O1), Ringhals 1 (R1) och Ringhals 2 (R2) till 2025. I takt med att den förnybara produktionen ökat, elpriset pressats till låga nivåer och vissa skatter höjts har riskerna ökat för att konventionell elproduktion blir utkonkurrerad och tas ur drift. Vattenfall AB har sålunda aviserat en tidigare utfasning av R1 och R2.

Förutsättningarna för att bygga ny kärnkraft är av samma skäl dåliga och sannolikheten för investeringar i ny kärnkraft är därför mycket liten. Det är således högst sannolikt att det svenska kraftsystemet om några år kommer att drivas med betydligt mindre mängd kärnkraft än idag.

Den minskande mängden kärnkraftsproduktion påverkar elsystemets funktion och drift på flera sätt.

- **Effekttillgång och Balansering** - Den minskande mängden kärnkraft bidrar ytterligare till den förändrade fördelningen mellan icke planerbar och konventionell elproduktion. Effekttillgången kommer därmed att variera mer och balanseringen av systemet blir svårare, inte enbart vid situationer med maximal elförbrukning. Varken vind- eller solkraft har egenskaper att kunna leverera mycket effekt. Detta utgör en utmaning för ett framtida elsystem med allt mindre andel kärnkraft.
- **Spänningsreglering** – Kärnkraften utgör en mycket viktig resurs för att upprätthålla den reaktiva balansen och därmed spänningshållningen i systemet. Icke planerbar elproduktion kommer att anslutas på andra platser i systemet och i stor utsträckning på lägre spänningsnivåer. Eftersom reaktiv effekt är en lokal företeelse kommer inte vind- och solkraft att kunna bidra med reaktiva resurser på rätt ställen i nätet. Det medför ett ökat behov av andra reaktiva resurser.
- **Mekanisk svängmassa**– Kärnkraften bidrar med en stor andel av svängmassan i det nordiska elsystemet. En utfasning av kärnkraften kommer i stor utsträckning att påverka mängden svängmassa och bidra till en ökad känslighet för störningar i systemet.

2.3 Förändrade villkor för den svenska vattenkraften

Vattenkraften fungerar idag som både baskraft och reglerresurs. Den stora tillgången på vattenkraft i det svenska och nordiska kraftsystemet innebär goda möjligheter att reglera ut variationer i annan produktion. Det finns dock begränsningar i den svenska vattenkraften när det gäller förmågan att reglera.

Den fysiska reglerförmågan och restriktionerna för att utnyttja den utgår från behovet att hantera de regelbundna variationer i förbrukningen som dagens kraftsystem har. Produktionsanläggningarna ingår i älvsystem med starka inbördes hydrologiska kopplingar. De är inte oberoende, utan hela älven måste samverka för att uppnå bästa möjliga reglering. Detta begränsar möjligheten till snabba anpassningar efter t.ex. variationer i annan produktion.

De svenska älvarna har ofta de största fallhöjderna i fjälltrakterna och minskar sedan närmare havet. Det innebär att den totala fallhöjden är utspridd över långa sträckor, varför det krävs många vattenkraftverk längs älvarna för att utnyttja den totala energimängden. På detta sätt skiljer sig den svenska vattenkraften från t.ex. den norska. Där kan man ofta tillgodogöra sig stora fallhöjder med endast några få kraftverk.

Vattenkraften spelar en avgörande roll för att tillgodose kraftsystemets behov och genom sina egenskaper bidrar den på flera sätt till att upprätthålla en hög drift- och leveranssäkerhet. Vattenkraftens flexibilitet används främst för dygnsreglering dvs. för att anpassa produktionen efter förbrukningens normala variation under dygnet. Denna nytthet tar i anspråk större delen av vattenkraftens totala reglerförmåga, som därmed inte är tillgänglig för annan reglering.

Balansregleringen inom Sverige utförs idag nästan uteslutande med den reglerbara vattenkraften. Detta gäller för samtliga tidsperspektiv – från den momentana frekvensregleringen till den långsiktiga säsongsregleringen. Det kommer i framtiden att ställas ännu större krav på att vattenkraften är tillräckligt flexibel för att så långt som möjligt kunna kompensera för en ökad andel intermittent elproduktion.

I närtid finns det inte något realistiskt kraftslagsalternativ med egenskaper likvärdiga vattenkraftens. Detta förhållande understryks av att det med dagens elpriser inte heller finns förutsättningar för investeringar i ny planerbar elproduktion.

Vattenkraften spelar en viktig roll för den svenska effektbalansen. Genom sin flexibilitet och unika förmåga att lagra vatten i magasin säkerställs att effekt finns tillgänglig när den behövs. Även den småskaliga vattenkraften utgör en effekttilgång. Det gäller framför allt i södra Sverige, som är ett område med produktionsunderskott.

Elproduktionen i vattenkraft sker med synkrogeneratorer som bidrar med mekanisk svängmassa till elsystemet. Vattenkraften fungerar därför som en motverkande tröghet vid plötsliga förändringar i balansen mellan producerad och förbrukad el.

Dagens vattenkraftsproduktion stöttar spänningen vid både normal drift och störningar. Introduktionen av stora volymer vindkraft medför att stora mängder produktion flyttas till underliggande nät. Därför är det viktigt att vattenkraften kan konsumera reaktiv effekt vid överskottssituationer och producera sådan vid underskott så att spänningen hålls inom tillåtna gränser.

Sammantaget har vattenkraften alla de tekniska egenskaper som möjliggör för Svenska kraftnät att upprätthålla en hög drift- och leveranssäkerhet och egenskaper som kommer att efterfrågas i än större grad i framtiden.

Vattenkraften drivs idag i många fall med äldre tillstånd, som inte alltid anses vara förenlig med modern miljölagstiftning. EU:s ramdirektiv för vatten ställer krav på att vattenförekomster i Sverige håller god kvalitet och i Vattenverksamhetsutredning föreslås förändringar av lagstiftningen på miljöområdet.

Detta medför farhågor för att den tillgängliga mängden effekt, energi och reglerförmåga från den svenska vattenkraften kan komma att påverkas negativt. Även småskalig vattenkraft i södra Sverige är härvidlag viktig. Den är kanske inte i första hand viktig ur regler synpunkt men bidrar med ett effekttillskott i landets största under-skottsområde.

2.3.1 Vattenverksamhetsutredningen

I Vattenverksamhetsutredningens del- och slutbetänkanden (SOU 2013:69 och SOU 2014:35) föreslås att tillstånden för svenska vattenkraftverk ska ny- eller omprövas enligt miljöbalken. Syftet är att ersätta gamla tillstånd – givna i en tid när kunskapen om miljöpåverkan var mindre än idag – med nya, samtidigt som detta ska ske med minimal påverkan på vattenkraftsproduktionen.

Det är dock svårt att förstå och bedöma vilka konsekvenser utredningens förslag kan komma att få för kraftsystemet och hur miljömålskonflikten mellan Förnybarhetsdirektivet och Ramdirektivet för vatten ska hanteras. Svenska kraftnät och Energi-myndigheten har här framfört divergerande synpunkter i sina remissvar.

Svenska kraftnäts uppfattning är att vattenverksamhetsutredningen i alltför stor utsträckning fokuserat på rättsliga aspekter för att åstadkomma ett effektivt omprövningssystem. Enligt verkets uppfattning har konsekvenserna för kraftsystemet och samhällsekonomin stått i periferin och helt negligerats i utredningens konsekvensanalyser.

Vattenkraften och dess bidrag till reglerförmågan är en grundförutsättning för att kraftsystemet ska fungera i framtiden och kunna uppfylla de högt uppsatta klimat- och miljömålen. Även effekttillgången är av avgörande betydelse. En reduktion av tillgänglig effekt från vattenkraft kan orsakas av att dels vattenkraftverk – storskalig som småskalig – tas ur drift, dels att nya domar leder till en begränsning av hur stora flöden och ytor som tillåts variera i det korta perspektivet.

Sammanfattningsvis är det av största vikt att de restriktioner för vattenkraftens produktionsförutsättningar som de miljöförbättrande åtgärderna ska medföra blir proportionerliga dvs. noggrant och väl avvägda mot det framtida kraftsystemets behov.

2.4 Utvecklingen i omvärlden

2.4.1 Tyskland

I Tyskland pågår för närvarande en total omställning av elsystemet. Förnybar elproduktion i form av sol- och vindkraft subventioneras in i kraftsystemet, samtidigt som

all kärnkraft ska vara avvecklad till år 2022. Idag har Tyskland ca 80 000 MW sol- och vindkraft, fördelat ungefär lika mellan de två kraftslagen.

En fortsatt utveckling med ännu mer förnybar elproduktion förutsätts för att målen ska nås. Förutom kraftigt ökade kostnader innebär detta en mängd utmaningar för elsystemets driftsäkerhet. Försörjningssäkerheten äventyras när väderberoende elproduktion ersätter konventionell och planerbar. I Tyskland, liksom på många andra håll i Europa, funderar man nu på vilka ytterligare subventioner som kan komma att krävas för att säkerställa att den konventionella elproduktionen inte läggs ned.

I Tyskland ansluts solkraften i de södra delarna, medan vindkraften i huvudsak ansluts i norra Tyskland. Detta ställer stora krav på att överföringsnätet kan hantera de nya överföringsbehov som uppstår när det blåser eller när solen skiner. Det tyska stamnätet har inte den kapaciteten idag, vilket får till följd att stora mängder elenergi trycks in i grannländernas nät med stor påverkan på deras driftsäkerhet.

Marknadsmässigt får detta också stor påverkan när tyska stamnätsföretag tvingas begränsa import och export för att hantera de interna begränsningarna i de tyska näten. Tyskland flyttar idag sina interna flaskhalsar till gränserna på precis det sätt som Sverige tidigare gjorde och som då föranledde det ingripande av EU:s konkurrensdirektorat som ledde fram till elområdesindelningen i Sverige.

Historiskt har överföringsriktningen varit från de nordiska länderna mot kontinenten under dagtid och i motsatt riktning under nattetid och helger. På grund av de stora mängderna sol- och vindkraft i Tyskland kan man redan idag se förändringar i dessa överföringsmönster. Under dagtid, när sol och vind producerar mycket el, uppstår ett stort överskott i Tyskland som reducerar priserna och vänder överföringen som då går norrut mot de Skandinavien.

I Tyskland och dess grannländer pågår därför nu en mängd aktiviteter för att hantera de utmaningar som denna utveckling medför. Det handlar om mycket stora investeringar i nya nät, synkronkompensatorer och fasvridande transformatorer. Därtill utvecklas olika kapacitetsmekanismer i syfte att säkerställa den konventionella produktionens fortsatta drift.

2.4.2 Polen

Polen är ett av de grannländer som påverkas kraftigt av Tysklands stora volymer av icke planerbar elproduktion. Polens vindkraft – i dag ca 4 000 MW eller 10 procent av kapaciteten – är lokaliserad i norr. Det innebär att den ligger i samma område som Danmark, norra Tyskland och Sydsverige.

Det tyska vindkraftsöverskottet i norr skapar stora transitflöden genom det polska nätet, vilket medför överföringsbegränsningar och stora driftsäkerhetsproblem. Man har stora problem att i planeringsskedet prognostisera kraftflödet på de tyska gränsförbindelserna och den inhemska produktionen. Det medför att kapaciteten i det egna överföringsnätet och på de styrbara gränsförbindelserna numera fastställs med mycket kort framförhållning.

Denna utveckling är inte bra, varken för driftsäkerheten eller för transparensen i marknaden. Utvecklingen leder till att systemsäkerheten äventyras och att marknadsaktörerna upplever kapacitetstilldelningen som stokastiskt och ologisk. Det är en följd av att systemoperatörernas i förväg publicerade kapaciteter sällan överensstämmer med den faktiska kapacitet som blir tillgänglig i dagen-före-handeln på Elspot. Regelverken för att publicera marknadsinformation inte är kompatibel med dagens situation i Polen.

Nuvarande regelverk bygger på att det finns en förutsägbarhet om kraftsystemens kapacitet, vid såväl intakt nät som planerade avbrott. Därtill ska systemoperatören löpande och utan dröjsmål publicera information om kapacitetsförändringar på marknadsplatsens hemsida. Utvecklingen är oroande, eftersom den påverkar Svenska kraftnäts förutsättningar att leva upp till de krav som ställs på driftplanering och att verka för en effektiv elmarknad.

2.4.3 Finland

Finland är i en situation där man har ett relativt högt beroende av import för att täcka sin elenergiförbrukning. Trots etableringen av ny kärnkraft förväntas den situationen bestå framöver bl.a. till följd av kommande avveckling av de äldsta kärnkraftblocken och annan termisk produktion på samma sätt som är aktuellt i Sverige¹.

De analyser som har gjorts inom det nordiska samarbetet indikerar ett omfattande behov av energiimport till Finland i de scenarier som används för 2025 – 2030. Det finns också ett behov av att säkerställa tillgång på effekt i störningssituationer, när de stora kärnkraftsblocken inte är tillgängliga.

De senaste åren har också den tidigare stabila importen från Ryssland minskat till följd av ändringar i prissättningen av el där (ryska kapacitetsmekanismer). Detta leder

¹ Pöyry rapporten: http://www.tem.fi/files/42026/Kapasiteetin_riittavyys_raportti_final.pdf

sammantaget till fortsatt behov att säkerställa tillräcklig handelskapacitet mellan Finland och dess grannländer.

Kapaciteten mellan Finland och omvärlden har ökat de senaste åren. Det har tillkommit nya förbindelser till både Estland (Estlink 2) och Sverige (Fenno-Skan 2). Svenska kraftnät och Fingrid planerar dessutom på sikt en ytterligare växelströmsförbindelse mellan länderna i norr. Det är även aktuellt att se över status och förnyelsebehov för den äldre av de två likströmsförbindelser som nu finns mellan Sverige och Finland (Fenno-Skan 1).

2.4.4 Norge

Norsk vattenkraft har länge betraktats som Europas batteri, där norsk vattenkraft ska reglera ut vindkraftsvariationer i Europa. Den norska systemoperatören Statnett planerar nya HVDC-länkar till både Tyskland och Storbritannien för att bl.a. kunna erbjuda dessa tjänster.

Detta kommer att medföra att Norges reglerresurser, som nu i stor utsträckning används för att reglera ut obalanser i Norden, även kommer att reglera ut obalanser på kontinenten och i Storbritannien. Det kan få en negativ påverkan i Norden, eftersom det nordiska kraftsystemet får mindre tillgång till de norska vattenkraftsresurserna. Samtidigt kommer dessa förbindelser att öka marknadsintegrationen och möjligheterna att samordna resurserna totalt.

Utbyggnaden av vindkraft har inte tagit fart i Norge på samma sätt som i Danmark och Sverige, trots att förutsättningarna längs Norges långa kust är mycket goda. Utökningen av det svensk-norska elcertifikatsystemet och harmoniseringen av regelverken kan komma att ändra den bilden, något som i sådana fall ökar kraven på den nordiska vattenkraften som reglerresurs för att hantera en större mängd vindkraft i Norden.

2.4.5 Danmark

Utbyggnaden av vindkraft i Danmark har varit omfattande under de senaste 20 åren. Danmark har idag knappt 5 000 MW installerad effekt vindkraft, vilket effektmässigt är i samma storleksordning som den nuvarande svenska vindkraften. Den danska Energistyrelsen skriver i Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2014² att vindkraften 2012 stod för 33 procent av den danska elförbrukningen och att denna andel, beroende på det så kallade kvotprisets utveckling, förväntas stiga till 51 procent 2020.

² Energistyrelsen, 2014, Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2014

Eftersom Danmark, med avseende på geografisk storlek, är väsentligt mindre än Sverige finns den danska vindkraften samlad på en mindre yta. Lokala förändringar i väderförhållandena får därmed ett större genomslag på den totala vindkraftsproduktionen i Danmark än i Sverige. På lång och kort sikt ökar det sannolikheten för produktionsvariationer i förhållande till totalt installerad kapacitet.

I normala driftsituationer kan dessa variationer regleras ut inom drifttimmen via den nordiska reglerkraftmarknaden och då främst med svensk och norsk vattenkraft. Om en mycket blåsig period med hög vindkraft sammanfaller med att överföringsförbindelserna är begränsade och efterfrågan på el är låg uppstår en överskottssituation. Det kan resultera i att elpriset blir negativt dvs. konsumenterna får betalt för att använda el och producenterna måste betala för sin produktion.

Vindkraftsproducenterna i Danmark erhåller subventioner. Det betyder att det är lönsamt att producera även när elpriset är lågt eller negativt, trots att marknaden alltså tydligt signalerar att detta överskott inte behövs. En sådan situation uppstod på juldagsnatten 2012 när elpriserna pressades ned till -200 €/MWh, det lägsta tillåtna på elbörsen Nord Pool Spot.

Det bör nämnas att subventionerna inte motiverade fortsatt vindkraftsproduktion till detta extrempris. Här berodde det i stället på att elen producerades i kraftslag som inte enkelt kan stoppas. Hit hör äldre vindkraftverk som inte kan fjärrstyras och kraftvärmeverk där producerad el är en biprodukt vid fjärrvärmeproduktion.

Svenska kraftnät hade vid detta tillfälle begränsat överföringen från Danmark, vilket gjorde att överskottet inte kunde föras över till Sverige. Samtidigt hade även Tyskland hög vindkraftsproduktion och därför kunde man inte heller avlasta situationen därifrån.

Negativa elpriser signalerar tydligt att den omfattande integrationen av vindkraft gjort att Danmark tidvis inte förmår hantera balansregleringen inom landet och är starkt beroende av överföringsmöjligheterna till omvärlden. Om närliggande länder praktiserar samma strategi och förlitar sig på att under- och överskottssituationer kan lösas genom import eller export av el kan situationen förvärras ytterligare.

Ett flertal initiativ har tagits i Danmark för att underlätta balanseringen av vindkraft. Exempelvis har åtgärder genomförts för att möjliggöra att vindkraft deltar på reglerkraftmarknaden samt andra tekniska lösningar för att kunna hantera situationer med överproduktionen av el. Danmark har även genomfört nätstabiliserande åtgärder genom att installera ett antal synkronkompensatorer.

3 Legala och regulatoriska frågor

3.1 Systemansvaret

Som systemansvarig myndighet har Svenska kraftnät det övergripande ansvaret för att kraftsystemets delar samverkar på ett driftsäkert sätt. Kraftsystemet omfattar hela det nationella kraftsystemet dvs. stamnätet, de regionala näten, lokalnäten och de till näten anslutna anläggningarna för produktion och elförbrukning. Syftet med samordningen är att hela systemet ska drivas säkert och med hög överföringskapacitet, samtidigt som systemets gemensamma resurser utnyttjas optimalt.

Elsystemets funktioner är beroende av många fysikaliska villkor, vilket gör att det ställs höga krav på utrustning, tydlig ansvarsfördelning och driftledning för att elsystemet ska fungera på ett säkert och tillfredsställande sätt. Varje nätägare, oavsett spänningsnivå, har i ellagen ett uttalat ansvar för att det egna nätet drivs inom sina tekniska och juridiska gränser.

Övergripande ansvar innebär således inte att Svenska kraftnät ska ansvara för driften av hela systemet. Men det förutsätts implicit att Svenska kraftnät ansvarar för den driftsmässiga samordningen av ”delsystemen” – underliggande nät och produktionsanläggningar – som knyts samman via stamnätet och därigenom skapar det sammankopplade kraftsystemet. Det samordningsansvar som därigenom ålagts Svenska kraftnät kräver såväl tekniska och organisatoriska förutsättningar som lagstöd och avtal där formerna för utövningen av systemansvaret regleras.

Den förändrade produktionsmixen ändrar egentligen inte de grundläggande principerna för systemets drift. Däremot innebär stora mängder icke planerbar produktion ett paradigmskifte, eftersom prognososäkerheten ökar markant samtidigt som de nya produktionsanläggningarna inte har samma inneboende förmåga att bidra till systemstabiliteten. Dessa förändringar påverkar nätdriften (driftsäkerheten) på alla nivåer i systemet och ställer högre krav än tidigare på samordning och tydligt ansvar för elsystemets funktion och driftsäkerhet. Detta gäller på såväl nationell som internationell nivå.

Svenska kraftnät har mot den bakgrunden påbörjat ett internt arbete med översyn av innebörden av systemansvaret. I dagsläget råder vissa oklarheter om Svenska kraftnäts rättigheter och skyldigheter inom ramarna för detta ansvar. Arbetet syftar till att klargöra i vilken utsträckning en tydligare reglering av Svenska kraftnäts befogenheter är nödvändig för att verket långsiktigt ska kunna utöva systemansvaret.

3.2 Stödssystem för elproduktion

Sverige har i dag höga ambitioner när det gäller utbyggnaden av förnybar energi. Det elcertifikatsystem som infördes 2002 är ett marknadsbaserat stödssystem som ökar produktionen av förnybar el på ett kostnadseffektivt sätt.

I Sverige ska elcertifikatsystemet leda till en utökning med 25 TWh förnybar el från 2002 till 2020. Sedan införandet och fram till 2014 har certifikatsystemet levererat 21 TWh förnybar el. Av detta stod vindkraften för 55 procent och nyinvesteringar tillsammans med produktionsökningar i biokraft för 39 procent. Resten är vattenkraft och till liten del även solkraft.

Sedan den 1 januari 2012 har Sverige och Norge en gemensam elcertifikatsmarknad. Det innebär att handel med elcertifikat kan ske över landsgränserna. Målet för den gemensamma certifikatmarknaden är att öka den förnybara elproduktionen med 26,4 TWh mellan 2012 och 2020. I mars 2015 träffades avtal mellan Sverige och Norge om att höja ambitionen i den gemensamma elcertifikatmarknaden till 28,4 TWh.

Energimyndigheten har fått i uppdrag av regeringen att ta fram förslag till stödssystem för havsbaserad vindkraft. Det stödssystemet är tänkt att ligga utanför dagens certifikatsystem och ska möta EU:s statsstödsregler. Möjlighet finns att vid utformningen ta med krav för att säkerställa en systemvänlig integration av havsbaserad energi. Förslaget ska redovisas till departementet den 1 juli 2015.

Enligt Energimyndighetens senaste scenarier kommer vindkraften 2020 att uppgå till mellan 16 och 19 TWh. Även solkraften ökar kraftigt och under 2014 fördubblades den installerade mängden solkraft i Sverige för fjärde året i rad. För produktion av sol finns riktade stöd som kan sökas av både företag och privatpersoner. Sedan årsskiftet är det även möjligt att få skattereduktion för solceller som levereras ut på nätet.

På sikt väntas sol- och vindkraftsproduktionen i Sverige öka ytterligare. Om de senaste årens kraftiga kostnadsreduktioner fortsätter kommer framtida en utbyggnad av förnybar elproduktion att kunna ske utan subventioner.

3.3 Förändrad ellagstiftning

Svensk ellagstiftning är till del av gammalt datum. Någon genomgripande översyn av ellagen (1997:857) har inte gjorts sedan elmarknadens avreglerades för 20 år sedan.

De två viktigaste förordningarna under ellagen – elförordningen (1994:1250) och förordningen (1995:1806) om systemansvaret för el – är även de föråldrade och framför

allt är de mycket knapphändiga. Detsamma gäller förordningen (1997:294) om elberedskap som regeringen har utfärdat med stöd av elberedskapslagen.

Sammantaget leder detta till att det råder betydande oklarheter om Svenska kraftnäts befogenheter. När elsystemet och elmarknaden genomgår stora förändringar kan dessa oklarheter i lagstiftningen på sikt påverka Svenska kraftnäts möjligheter att utöva systemansvaret och upprätthålla driftsäkerheten.

3.4 Nätkoder

Inom Europa pågår ett omfattande arbete i syfte att skapa en gemensam europeisk elmarknad för en trygg och säker energiförsörjning. EU:s tredje lagstiftningspaket om den inre marknaden för el är en central del i det arbetet. Systemoperatörernas europeiska arbete sker främst inom ramen för samarbetsorganisationen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO arbetar på EU-kommissionens uppdrag med bl.a. att utarbeta förslag till bindande europeiska regler, s.k. nätkoder, inom områdena anslutning till stamnätet, driftsäkerhet och elhandel.

Nätkoden för anslutning till stamnätet ska anpassa anslutningsreglerna för att ange de nya tekniska krav som förnybar elproduktion kräver men även krav vid anslutning av förbrukning och HVDC-anläggningar.

Nätkoderna för driftsäkerhet täcker de utmaningar som ett mer integrerat elsystem ger upphov till. Ett mer integrerat elsystem ställer högre krav på bl.a. driftövervakning och samordning.

Nätkoderna för elhandel handlar om att via marknadsintegrering bidra till att säkerställa försörjningstryggheten och optimera prissättningen på olika marknadsplatser. Nätkoderna fastställer harmoniserade regler, vilket skapar grund för lika villkor som leder till en mer kostnadseffektiv elförsörjning.

Nätkoderna kommer att bli direkt bindande i varje medlemsland efter att de gått igenom hela kommittologiprocessen.

För att kunna efterleva de nya förordningarna kommer Svenska kraftnät att göra förändringar i sin nuvarande verksamhet. Det handlar bl.a. om att uppdatera och införa anläggningsavtal, införa nya IT-system och göra förändringar i rutiner och processer. Det behöver också utvecklas processer för rapporteringen till myndigheter som Energimarknadsinspektionen och andra aktörer.

Arbete pågår med att ta fram handlingsplaner för att uppfylla de europeiska nätkoderna vad avser Svenska kraftnäts verksamhetsområde samtidigt som de interna Svk-målen uppfylls.

4 Effekt – möjligheten att ständigt kunna möta efterfrågan på el

Svenska kraftnät har ansvaret för att balansen mellan produktion och förbrukning upprätthålls i driftögonblicket dvs. att det i varje givet ögonblick finns tillräckligt med effekt för att tillgodose förbrukarnas behov.

Att driva ett kraftsystem med underskott i effektbalansen är inte en önskvärd situation, eftersom den innebär att kontrollen över kraftsystemets leveranssäkerhet förloaras. I praktiken medför en sådan drift av kraftsystemet ett stort risktagande. Även en normalt trivial störning kan då leda till att hela det nordiska kraftsystemet kollapsar.

Ett sådant risktagande är inte acceptabelt och Svenska kraftnät har av den anledningen getts befogenhet att koppla bort elkonsumenter i situationer när tillräcklig effekt inte finns att tillgå. Principiellt innebär detta att man på ett kontrollerat sätt kopplar bort en tillräckligt stor del av konsumtionen för att vidmakthålla kontrollen över det resterande kraftsystemet.

Historiskt har tillgången på effekt varit kritisk vid hög förbrukning vintertid i kombination med låg tillgänglighet i kärnkraften. Även om det vid vissa tillfällen varit ytterst små marginaler till en reell effektbristsituation har Svenska kraftnät hittills aldrig behövt beordra någon fränkoppling.

Att koppla bort elkonsumenter för att skydda systemet från kollaps är naturligtvis en sista åtgärd, eftersom det handlar om en ofrivillig bortkoppling. Även om detta sedan länge är den åtgärd som ytterst står till den systemansvariges förfogande så skulle acceptansen vara utomordentligt låg för att utnyttja den i Sverige.

Nu ökar den icke planerbara elproduktionen mer än vad den konventionella minskar. Det medför en bättre energibalans men en sämre effektbalans. Därmed ökar risken för att effektbristsituationer uppstår oftare i framtiden och att elkonsumenter ofrivilligt kan behöva kopplas bort. Två nyckelfrågor för den framtida effektbalansen är att bedöma vilken leveranssäkerhetsnivå som ska gälla och hur tillgången på effekt ska säkerställas.

4.1 Effektsituationen 2020 resp. 2050

En nedläggning av de äldsta kärnkraftverken – Oskarshamn 1, Ringhals 1 och Ringhals 2 – innebär ett bortfall av 2 200 MW installerad effekt.

Energimyndigheten analyserar vart annat år energisystemets långsiktiga utveckling. Fyra alternativa scenarier redovisas för elsektorn. Utöver ett referensfall som bygger på nu kända förhållanden redovisas tre känslighetsfall (högre ekonomisk utveckling, högre fossilbränslepriser resp. lägre produktionskostnader för vindkraft).

I den senaste långtidsprognosen³ uppskattades att vindkraften 2020 kommer att producera 16 TWh, utom i scenariot med lägre produktionskostnad för vindkraften där produktionen i stället uppskattades till 19 TWh. En antagen produktion om 17,5 TWh år 2020 skulle således innebära en ökning med ca 6 TWh jämfört med dagens nivå. Det motsvarar ytterligare 2 400 MW installerad effekt vid en utnyttjandetid om 2 500 timmar per år.

Till 2050 kan större delen eller all kärnkraft förväntas vara tagen ur drift. Det innebär att en installerad effekt om i dag 9 385 MW försvinner. Vad vindkraften kan tänkas producera 2050 har vi idag ingen aning om. Men det finns förväntningar om att produktionen skulle kunna nå en storleksordning av ca 50 TWh, vilket i sådana fall skulle innebära en ökning med nästan 40 TWh jämfört med dagens nivå.

Teknikutvecklingen medför att vindkraftverken blir mer effektiva. Färre MW behöver då installeras för att nå en viss produktion. Om utnyttjandetiden kan öka med ytterligare 20 procent – från 2 500 till 3 000 timmar per år – innebär det att nämnda 40 extra TWh skulle kunna produceras genom installation av ytterligare ca 13 000 MW.

Svenska kraftnät lämnar årligen en kraftbalansrapport till regeringen. I rapporten utvärderas den gångna vintern och görs en prognos för energi- och effektläget under den kommande. Rapporteringen har begärts av regeringen allt sedan kärnkraftverket i Barsebäck stängdes. Syftet är att regeringen ska kunna bilda sig en uppfattning om hur Sverige ska klara elförsörjningen de kallaste dagarna under en kommande ”normal” vinter resp. tioårsvinter.

Eftersom all installerad effekt inte finns tillgänglig hela tiden måste Svenska kraftnät göra antaganden om vilken effekt som finns att tillgå. Här är skillnaderna stora mellan olika kraftslag.

Vindkraften är mycket volatil. Det gör att den effekt som levereras under timmen med den högsta förbrukningen varierar kraftigt. Det finns ingen objektiv sanning om vilken effektillgänglighet som är den rätta. Men givet kraftbalansrapporternas yttersta syfte

³ Scenarier över Sveriges energisystem (ER 2014:19, hösten 2014)

– att värdera hur vi ska klara de kallaste dagarna – så har det inte bedömts rimligt att använda ett medelvärde för vindkraftens produktion under en hel säsong.

Historiskt har Svenska kraftnät antagit att sex procent av den installerade effekten finns tillgänglig under 90 procent av tiden. Det tillgänglighetstalet är grundat i en utredning som en gång gjordes av plankommittén inom det dåvarande NORDEL-samarbetet.

Inför kraftbalansrapporten 2013 gjorde Svenska kraftnät en ny värdering genom att studera vindkraftsproduktionens varaktighetskurvor under 2011 och 2012. Den energi som producerades under 90 procent av årets timmar motsvarade då sju procent av den installerade effekten. När effektreserven aktiverades under ett dygn var siffran knappt sex procent av installerad effekt, vilket sammantaget ledde till att verket inte fann skäl att frångå det gamla antagandet om sex procents tillgänglighet.

Hittills har tillgänglighetstalet beräknats efter vindkraftens produktion under hela året. Mer rättvisande bör dock vara att bara se till de fyra vintermånader, som kraftbalansrapporterna avser. Eftersom det blåser mer på vintern än på sommarhalvåret kan det föranleda en uppskrivning av tillgänglighetstalet.

I den kraftbalansrapport som Svenska kraftnät ska lämna till regeringen i juni 2015 kommer därför att antas att 11 procent av den installerade effekten finns tillgänglig. Detta nya tillgänglighetstal är medianvärdet för vindkraftens producerade effekt under 90 procent av tiden de fem senaste vintersäsongerna.

Inte heller antagandena för kärnkraftens tillgänglighet är självklara. I de senaste kraftbalansrapporterna har det varit i förväg känt att viss kärnkraftsproduktion skulle komma att vara avstängd under kommande vinter. Tillgängligheten har då beräknats utifrån denna kunskap jämte antagandet att övrig kärnkraft kommer att producera 90 procent av installerad effekt. I kraftbalansrapporterna 2013 och 2014 har detta inneburit ett antagande om totalt ca 84 procents tillgänglighet i kärnkraftverken. Om de äldsta reaktorerna tas ur drift framstår ett antagande om 90 procents tillgänglighet för de återstående verken som rimligt.

Sammantaget leder detta, tillsammans med det nya antagandet om elva procents tillgänglighet i vindkraften, till att den prognostiserade effektbalansen försvagas med 1 700 MW⁴ till 2020 och med 7 000 MW⁵ till 2050.

⁴ – 2 200*0,9 + 2 400*11/100

4.2 Stora osäkerheter

Hur vindkraftens tillgänglighet värderas beror delvis på vilken risknivå som den systemansvariga myndigheten ska anpassa sig till att hantera. Och det är i sin tur kopplat till vilken nivå på leveranssäkerheten som är acceptabel i Sverige.

En större geografisk spridning av vindkraftsanläggningarna innebär inte självklart ett högre effektvärde och mer produktion. Det illustrerades den 22 januari 2015 när all svensk vindkraft som lägst levererade 140 MWh⁶ som timmedelvärde. Det motsvarade endast 2,6 procent av den installerade vindkraftskapaciteten om 5 425 MW⁷. Vid samma tillfälle producerade även vindkraften i övriga Norden i samma storleksordning dvs. endast två à tre procent av den installerade kapaciteten. Dagen efter inföll vinterns nordiska toppplastimme, varvid vindkraften levererade 268 MW eller ca fem procent av installerad effekt.

Förbrukningsflexibilitet är positivt i många bemärkelser. I situationer där långvariga under- eller överskott måste hanteras har förbrukningsreduktioner dock inte samma uthållighet eller repeterbarhet som produktion. För en elförbrukande industri sker reduktion av förbrukningen på bekostnad av att den primära verksamheten måste minskas eller avbrytas.

Av ekonomiska och processtekniska skäl kan detta normalt sett inte pågå under längre perioder eller återupprepas med korta tidsintervaller. Flertalet av de allra största elförbrukarna är dessutom processindustrier med mycket begränsade möjligheter att reglera sin elförbrukning på sådant sätt.

Utökad importkapacitet kan bidra till förbättrade möjligheter att hantera effektbristsituationer. Detta förutsätter dock att effektbrist inte uppstår samtidigt på båda sidor om importförbindelsen.

En utveckling av flexibiliteten på förbrukningssidan och investeringar i ökad överföringskapacitet samt energilagring är viktiga åtgärder för att hantera effektsituationen.

Utöver vindkraft kommer det också att behöva tillföras ny planerbar elproduktion för att långsiktigt säkerställa effektbalansen och en acceptabel leveranssäkerhet.

⁵ – $9\,385 \cdot 0,9 + 13\,000 \cdot 11/100$

⁶ Svenska kraftnät, inrapporterad data till Svenska kraftnäts avräkning

⁷ Svensk vindenergi, Svensk vindenergis statistik kvartal 4, 2014

4.3 Effektreserven

Stängningen av Barsebäck 1 medförde att den samlade produktions- och importkapaciteten i det svenska kraftsystemet inte kunde motsvara efterfrågan på el vid en tioårsvinter. Detta bidrog till att Svenska kraftnät gavs möjlighet att hantera en situation med effektbrist genom att i förväg upphandla reservkapacitet.

Lagen (2003:436) om effektreserv trädde i kraft den 1 juli 2003 och innebar att Svenska kraftnät fick i uppdrag att handla upp högst 2 000 MW. Detta var tänkt som en övergångslösning. Effektreservlagen skulle enligt sin ursprungliga lydelse ha upphört att gälla den 1 mars 2008. Giltighetstiden har dock förlängts, först till den 15 mars 2011 och därefter till den 15 mars 2020. En tredje förlängning, nu till 2025, har nyligen aviserats.

Under sin snart tolvåriga livstid har effektreserven endast aktiverats ett fåtal gånger. Detta kan tolkas som att det egentliga behovet av reserven historiskt varit liten och kostnaden därmed onödig. Samtidigt måste den kostnaden ställas mot alternativkostnaderna vid en effektbrist och det framtida behovet behöver analyseras utifrån hur kraftsystemet kommer att förändras.

Grundförutsättningen för att kraftsystemet ska fungera är att balansen mellan tillförd och uttagen el ständigt kan upprätthållas. Om inte elmarknaden kan tillhandahålla resurser för att möjliggöra detta tvingas Svenska kraftnät som sista åtgärd till manuell förbrukningsfrånkoppling, med stora kostnader för samhället som följd. Med den framtida utfasningen av ett antal kärnkraftverk kommer förutsättningarna för att hantera effektbalansen otvetydigt att försämrats.

Med dagens låga elpriser byggs ingen ny elproduktion utan subventioner, varken reglerbar eller annan. Det ges heller inga nämnvärda incitament till ökad förbrukningsflexibilitet. Trots Svenska kraftnäts arbete med att bidra till en ökad medvetenhet hos större industrier har endast ett fåtal bud för förbrukningsreduktioner avropats på reglerkraftmarknaden sedan 2009.

Denna typ av reglerresurs kommer aldrig att kunna konkurrera med den reglerbara vattenkraften men för kraftsystemet skulle det innebära en stor nytta om de fanns tillgängliga i situationer när övriga resurser är fullt utnyttjade. Lönsamheten i detta är dock inte tillräckligt stor, utan i dag behövs det sannolikt någon form av fast ersättning motsvarande den som finns för deltagande i effektreserven.

Det är således svårt att se hur elmarknaden med nuvarande marknadsdesign ska kunna leverera den effekt som erfordras för att hantera den långsiktiga effekttill-

gången. Än svårare är det att se den marknadslösning som är tänkt att på sikt ersätta dagens upphandlade effektreserv.

4.4 Svenska kraftnäts pågående åtgärder

Tillgången på effekt är en ännu mer aktuell fråga på kontinenten, där den stora utbyggnaden av vind och sol resulterat i ett beroende av rätt väder för att kunna möta förbrukningen. Detta föranleder nu att man i flera länder diskuterar och inrättar olika typer av kapacitetsmekanismer eller kapacitetsmarknader för att säkerställa effekttillgången. Den diskussionen har ännu inte inletts i Sverige men aktualiseras med kärnkraftens utfasning.

Många länder har fastställda krav på vilken leveranssäkerhet som ska gälla dvs. hur stor risken för effektbrist får vara i landet. Detta uttrycks ofta i antal timmar per år. Det kan övervägas om ett sådant mått ska införas även i Sverige.

Svenska kraftnät förfogar över en snabb störningsreserv om 1 300 MW i form av gasturbiner. Denna ska användas vid störningar för att stötta systemet. Om detta inte skulle räcka måste förbrukning kopplas bort för att systemet inte ska kollapsa. Svenska kraftnät kan beordra sådan förbrukningsfrånkoppling men det inte är ett verktyg som kan användas vid snabbt uppkomna bristsituationer, utan endast när man i förväg känner till att det kommer att uppstå brist under det kommande dygnet.

Svenska kraftnät analyserar kontinuerligt behovet av ökad kapacitet inom landet och till våra grannländer. Om det finns motiv att bygga nya förbindelser är det Svenska kraftnäts uppgift att se till att de projekten realiserar. Man måste dock vara medveten om att flera förbindelser till omvärlden förvärrar effektproblematiken vid extrema situationer på lång sikt.

På kort sikt ger fler förbindelser möjlighet till ökad handel och bättre utnyttjande av produktionsresurserna och kan skapa möjligheter till import från områden med överskott. På längre sikt innebär den dock att dyr konventionell produktion läggs ner, när den möter konkurrens från billigare förnybar produktion i de anslutna områdena. Det innebär att den konventionella planerbara produktionen konkurreras ut inom ännu större områden och att möjligheterna att stötta angränsande områden med effekt begränsas ytterligare. Extremsituationerna blir därför oftare förekommande och svårare att hantera när de inträffar.

4.5 Energimyndighetens pågående åtgärder

Energimyndigheten arbetar aktivt med frågan om försörjningstrygghet och har i uppdrag att utveckla effektiva förbrukningsdämpande åtgärder vid elbrist. Energimyndigheten medverkar tillsammans med Svenska kraftnät i bl.a. Styrel, Nordiskt beredningsforum och samarbetet kring energisäkerhetsportalen.

Frågan om att möta effektbehovet handlar om hela energisystemet och möjligheterna för olika produktionsslag att samverka på ett sätt som möter effektbehovet. Hur energisystemet ser ut i framtiden är därför en viktig aspekt när man resonerar om möjligheterna att möta det framtida effektbehovet. Energimyndigheten har initierat en utredning som arbetar med att ta fram olika scenarier för det framtida energisystemet.

Tillsammans med Svenska kraftnät är Energimyndigheten med och finansierar studier och projekt på området som t.ex. Ingenjörsvetenskapsakademiens (IVA) projekt Vägval El. Även det Chalmersbaserade projektet ”Från timmar till årtionden – hur påverkar variationer av last och produktion sammansättningen av Sveriges och Europas framtida elsystem?” erhåller stöd.

Inom forskningsprogrammet Vindforsk har timvisa tidsserier för vindproduktion vid en installerad effekt motsvarande en årsproduktion på 20, 30 eller 50 TWh tagits fram. Dessa tidsserier som spänner över 36 år kommer att utgöra ett viktigt underlag för framtida forskning och analysera hur variationer i vind samspelar med förbrukning och övrig produktion. Därigenom kan man få en uppfattning och bättre möjlighet att beräkna vad 30 eller 50 TWh vind skulle innebära för kraftsystemet.

4.6 Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder

Energimarknadsinspektionen (Ei) analyserar försörjningstryggheten ur ett marknads-perspektiv och hur den kan säkras med ett anpassat regelverk. Känslighetsanalyser görs på det framtida elsystemet för att analysera framtida situation och ev. behov av regeländringar.

Ei har med THE-MA-modellen låtit analysera den svenska effekt- och energibalansen mot 2025 utifrån två olika situationer och ett antal scenarier för att se vad som händer på elmarknaden om effektsituationen blir mer ansträngd. Analyserna omfattar en successiv utfasning av kärnkraftsreaktorer i Sverige men bygger på att de planerade kärnkraftverken i Finland står klara.

Ei-analyserna utgår ifrån att det gemensamma svensk-norska målet för förnybar elproduktion infrias och att planerade överföringsförbindelser kommer till stånd. Ingen

kompenserande produktion för nedlagd kärnkraft är antagen som ev. skulle motverka de prisförändringar som modellkörningarna ger.

Analyserna indikerar att vid ansträngda effektsituationer kommer importberoendet att öka i alla scenarier och genomsnittspriset i Sverige stiger med ungefär tre öre per kWh 2018 och med 1,7 öre per kWh 2022 om Ringhals 1 och 2 tas ur drift tidigare än planerat.

Att marknaden reagerar i form av höjda priser vid effektbrist ger korrekta prissignaler. Regelverket och marknadsdesignen behöver dock utvecklas om möjligheterna och incitamenten för slutkunder att reagera och anpassa sig efter priset ska öka. För att marknader ska fungera väl är det viktigt att kunderna är aktiva eller ges möjlighet att vara aktiva och kan reagera på prissignalerna dvs. dra ner på sin elförbrukning när det är ont om el.

Ei deltar i arbetet på europeisk nivå med att analysera hur olika regelverk för försörjningstrygghet på effekt kan samspela mellan länder och på regional nivå. Ei arbetar även inom området förbrukarflexibilitet, som också kan ge betydande bidrag till försörjningstryggheten.

5 Balansreglering

I ett kraftsystem måste elanvändningen inkl. systemets förluster i varje ögonblick motsvaras av en lika stor elproduktion. Detta gäller för varje timme, varje minut, varje sekund och oavsett vilka händelser som inträffar t.ex. att en ledning, produktionsanläggning eller förbrukning fränkopplas.

Balanshållningen sköts i planeringsskedet av ett antal balansansvariga företag, vars uppgift är att planera så att all produktion och förbrukning av el i Sverige är i balans under kommande dygn. Svenska kraftnät övertar ansvaret för balansen under drifttimmen och återställer de automatiska reserver som aktiverats på grund av obalans genom att beordra upp- eller nedreglering av produktion eller förbrukning.

Balanshållningen bygger på att aktuell obalans indirekt följs via kraftsystemets frekvens⁸ och att frekvensen kontinuerligt återförs mot 50,0 Hz. Kvaliteten på frekvensen är ett mått på kraftsystemets förmåga att hantera störningar och upprätthålla stabil drift vid de förändringar av konsumtion och produktion som skapar obalanser. Den är också ett kvalitetsmått på hur väl elmarknadens aktörer håller sig till gällande regelverk och ytterst på Svenska kraftnäts och de övriga nordiska stamnätsoperatörernas arbete. Frekvensen ska vid normal drift hållas inom intervallet 49,9 till 50,1 Hz, vilket är ett driftsäkerhetsmål för Svenska kraftnät.

Genom det nordiska systemdriftsavtalet⁹ ställs krav på vilka reserver som ska finnas tillgängliga i kraftsystemet för att klara driftsäkerheten. Svenska kraftnät och övriga nordiska stamnätsoperatörer upphandlar reserverna av elmarknadens aktörer med olika tidshorisonter. Det är de automatiska reserverna för primärreglering och den manuellt aktiverade snabba aktiva störningsreserven. För vinterperioden upphandlar Svenska kraftnät även effektreserven.

Dessa reserver omfattar inte det totala behovet av att i efterhand reglera ut variationerna i efterfrågan på el i kraftsystemet, utan syftar till att säkerställa förmågan att initialt hantera normala avvikelser och störningar som kan inträffa under drifttimmen. Det kan t.ex. vara att de balansansvarigas förbruknings- eller vindprognoser visar sig

⁸ Frekvensens avvikelse från 50,0 Hertz är proportionell mot aktuell systemobalans. Vid 0,1 Hertz avvikelse är obalansen cirka 600 MW och när avvikelsen är lika med noll är även obalansen lika med noll.

⁹ Driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet förutsätter driftsamarbete, koordinering och ett effektivt utnyttjande av befintliga resurser mellan de systemansvariga för att upprätthålla en tillfredställande säkerhet och kvalitet. Detta regleras i det så kallade Systemdriftsavtalet.

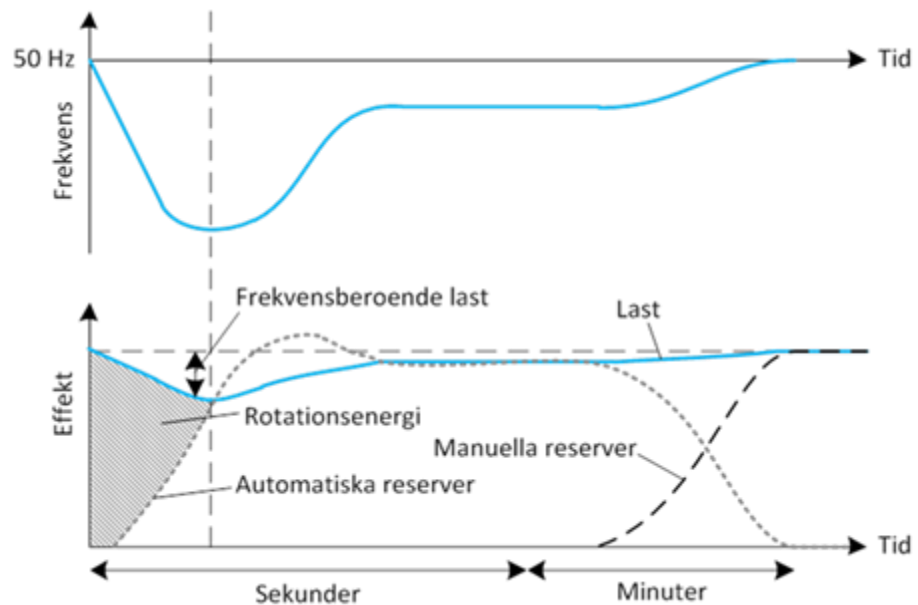
vara felaktiga eller att produktion eller överföring av någon anledning inte följer plan. Den effekt- och energimässigt största regleringen som görs för att möta elkonsumenterna hanteras av de balansansvariga aktörerna. Detta utförs på flera tidshorisonter, från absolut närtid till långsiktig årsplanering.

Den automatiska primärregleringen består av två produkter, frekvensstyrd normaldriftreserv (FCR-N) och frekvensstyrd störningsreserv (FCR-D). FCR-N är dimensionerad för att i normaldriftläge hålla frekvensen inom intervallet 49,9 – 50,1 Hz. FCR-D var ursprungligen dimensionerad för att vid störningar se till att frekvensen inte sjönk under 49,5 Hz. När de automatiska reserverna har utnyttjats måste de, inom fastställda krav med avseende på tid och volym, återställas för att säkerställa att förmågan att hantera ytterligare störningar åter finns. Detta sker genom att Svenska kraftnät och övriga nordiska stamnätsoperatörer avropar bud för upp- eller nedreglering av produktion eller förbrukning på reglerkraftmarknaden.

Reglerkraftmarknaden utgörs av reglerresurser där balansansvariga aktörer frivilligt kan delta och mot marknadsmässig kompensation öka eller minska sin planerade produktion eller förbrukning. Reglerresurserna avropas i prisordning inom Norden och den största andelen kommer från svensk och norsk vattenkraft. Detta beror på att vattenkraften är mycket konkurrenskraftig genom sin kombination av stor flexibilitet och förhållandevis låg produktionskostnad.

Dyrare elproduktion från t.ex. gasturbiner aktiveras vid högre prisnivåer och detta sker därför mer sällan. Bud från reglerresurser som utgörs av förbrukningsreduktion inom Sverige finns idag i mycket begränsad omfattning. Om resurserna på reglerkraftmarknaden är begränsade p.g.a. flaskhalsar eller är fullt utnyttjade och därmed inte räcker till kan Svenska kraftnät aktivera de upphandlade manuella reserverna snabbt aktiv störningsreserv eller effektreserven.

I Figur 1 nedan beskrivs hur frekvensen förändras och hur de olika reserverna och reglerresurserna samverkar vid ett plötsligt bortfall av produktion. Hur snabbt frekvensen faller beror på den bortfallande produktionsenhetens effektmässiga storlek, den samlade mängden svängmassa i systemet och på hur snabbt den automatiska frekvensregleringen kan öka sin produktion.



Figur 1: Beskrivning av samverkan mellan automatiska och manuella reserver vid en momentan minskning av produktion (eller ökning av förbrukning)

5.1 Nya utmaningar för balansregleringen och frekvenskvaliteten

De variationer som i dag behöver beaktas härrör i huvudsak från förändringar i förbrukningsmönstren. Dessa följer återkommande cykler under årets olika säsonger och inom dygnet. Det har underlättat planeringen och gjort kraven på balanshållningen relativt förutsägbara.

Förutsättningarna för driften av kraftsystemet har dock förändrats under de senaste åren. Utbyggnaden av vindkraft, ökad import- och exportkapacitet via HVDC-länkar är två faktorer som medfört ökad komplexitet och en i vissa avseenden försvarande dynamik. Det gäller generellt för driften av stamnätet och i särskilt hög grad balanshållningen i systemet.

Den samlade mängden installerad effekt från vindkraft i Sverige har ökat från mycket låga nivåer 2001 till att överstiga 5 400 MW vid utgången av 2014. Vindkraftsproduktionen varierar stokastiskt och introducerar därmed ytterligare variationer med olika omfattning för olika tidsperspektiv. Den aggregerade variationen styrs av hur väl vindkraften sammanlagras, vilket beror på det totala antalet vindkraftverk och hur dessa är lokaliserade geografiskt.

Svenska kraftnäts analyser¹⁰ visar att vindkraftens variationer på sekund-minutskalan sammanlagras i en sådan utsträckning att påverkan på den automatiska frekvensregleringen är begränsad. Det är främst behovet av reglerresurser på längre tidsperspektiv än sekund och minut som påverkas; från den manuella balansreglering som utförs av Svenska kraftnät på reglerkraftmarknaden till de balansansvarigas handel på elmarknaderna Elbas (intraday) och Nord Pool Spot (day ahead).

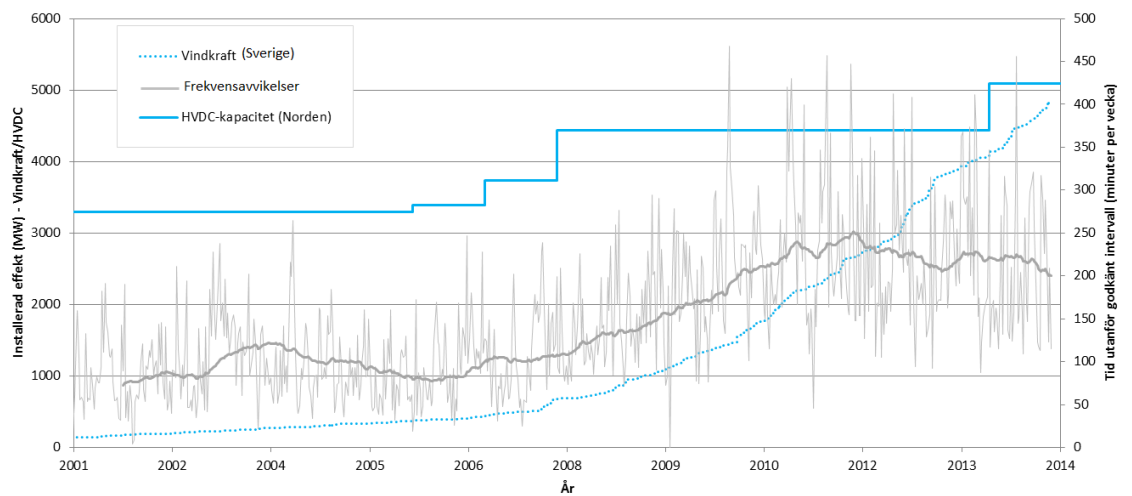
Ansvar för att hantera de utmaningar som detta innebär för balansregleringen är fördelat på flera av elmarknadens aktörer. De balansansvariga måste ha tydliga incitament att prognostisera vindkraftsproduktionen så bra som möjligt före drifttimmen och kontinuerligt reducera de obalanser som uppstår genom handel på de olika marknaderna. Svenska kraftnät måste ha en tydlig bild av driftsituationen och vad som orsakar de aktuella obalanserna för att kunna utföra ett proaktivt, kostnadseffektivt och snabbt balansregleringsarbete.

Mängden import- och exportkapacitet till och från Sverige har ökat de senaste åren genom ett antal nya HVDC-överföringar. För elmarknaden är detta positivt, eftersom det utjämnar skillnader mellan under- och överskottsområden och skapar möjligheter att överföra billiga elproduktionsresurser till områden med dyrare produktion. Flödesriktningen av kraft bestäms av prisskillnaderna mellan de elområden som överföringarna knyter samman.

För balansregleringsarbetet har HVDC-överföringarna inneburit att ytterligare komplexitet tillförts genom de förändringar som uppstår när kraftflödet snabbt vänder från den ena riktningen till den andra. Elmarknadens struktur med timpriser innebär att den planerbara produktionen kan variera kraftigt mellan olika timmar för att följa den volym som producenterna sålt på elbörsen NordPool Spot. Den efterfrågan som produktionen ska möta, dvs. förbrukningen av el, följer i praktiken dock inte samma stegvisa förändring utan varierar under timmen.

För elförbrukaren handlar det alltså om att prognostisera ett medelvärde av förbrukningen för varje timme. Det innebär att obalanser uppstår kontinuerligt och detta blir extra tydligt i samband med tidskiften. Då uppstår omfattande frekvensvariationer när stora mängder produktion ökar eller startas upp, medan förbrukningen i stället ökar mer långsamt. Denna problematik har förstärkts av den tillkommande mängden HVDC-överföringar, eftersom dessa styrs oberoende av den aktuella frekvensen.

¹⁰ Svenska kraftnät (2013), *Integrering av vindkraft*



Figur 2: Utvecklingen av frekvensavvikelse, installerad effekt vindkraft i Sverige samt HVDC-kapaciteten i Norden 2001 – 2014.

I Figur 2 visas utvecklingen av frekvensavvikelse, vindkraft och HVDC-kapacitet under 2000-talet. Figuren visar även antalet minuter per vecka som frekvensen varit utanför normaldriftsintervallet mellan 49,90 och 50,10 Hz.

Det driftsäkerhetsmål som Svenska kraftnät satt upp för frekvenskvaliteten är att antalet minuter utanför intervallet inte ska överstiga 6 000 minuter per år. I Figur 2 motsvaras detta av ett värde per vecka om cirka 115 minuter och som helårsresultat uppnåddes 11 428 minuter under 2013 och 10 365 under 2014.

Det nordiska kraftsystemets frekvenskvalitet har successivt försämrats under en följd av år. Den försämrade frekvenskvaliteten visar att risken för allvarliga driftstörningar har ökat, eftersom de automatiska störningsreserverna i högre omfattning används för att reglera kraftsystemets allt större normala frekvensvariationer. När frekvensen är under 49,9 Hz är det inte längre den frekvensstyrda normaldriftsreserven som används för att förhindra ytterligare frekvensavvikelse. I stället tas den frekvensstyrda störningsreserven i anspråk, vilket innebär att kraftsystemets sårbarhet ökar. Det är helt enkelt risk för att dessa reserver inte räcker till om en störning skulle inträffa vid dessa tillfällen. Det är därför nödvändigt att vidta åtgärder för att komma till rätta med den bristande kvaliteten på frekvenshållningen.

5.2 Förbrukningsflexibilitet – möjligheter och utmaningar med ett ökat kundinflytande

Trots att elmarknaden har varit avreglerad i snart 20 år kännetecknas användarsidan fortfarande av att vara mer eller mindre okänslig för variationer i det timvisa elpriset. Den samlade efterfrågekurvan vid elbörsens budgivning är tämligen oelastisk. De svenska hushållen förbrukar med andra ord sin el oberoende av den aktuella timmens elpris. Längre har det endast varit storskaliga elförbrukare, exempelvis större industrier, som kunnat teckna avtal där förbrukningen avräknas mot elmarknadens verkliga timpriser.

Den historiskt passiva användarsidan har utgjort ett relativt förutsägbart underlag när elproducenterna planerar sin produktion, t.ex. hur vattenkraftsmagasinen ska utnyttjas mellan sommar och vinter, vardag och helg eller natt och dag. Elsystemet är dimensionerat efter detta, vilket skapar förutsättningar för att behovet av el kan tillgodoses vid varje tidpunkt. Å andra sidan har den passiva användarsidan också inneburit att effektbristsituationer, med avsevärt högre elpriser än normalt, kan uppstå under vinterns kallaste timmar.

I det framtida kraftsystemet, med en växande andel elproduktion från vind och sol samt en minskande andel kärnkraft, finns det risk för att elproduktionen inte kommer att räcka till för att tillgodose effektbehovet eller behovet av reglerförmåga. En mer flexibel elförbrukning, som kan bidra till att sänka elkonsumentens toppvärden, är därför önskvärd och skulle innebära stor samhällsnytta.

Med ny teknik, nya avtalsformer och införandet av lagen om timmätning i oktober 2012 kan skapas förutsättningar för att även enskilda elkonsumenter ska kunna nås av timvisa prissignaler och därmed ges möjligheten att sänka kostnaden för den egna elförbrukningen. I dag är s.k. smarta nät, där intelligenta IT-lösningar kan styra elanvändningen i apparater, det som ses som nästa steg för att förverkliga flexibiliteten på användarsidan.

Utöver de tekniska och avtalsmässiga förutsättningarna krävs även att det finns ett tydligt mervärde för elkonsumenterna att förändra sina konsumtionsmönster. Härvidlag finns flera problem. Ett är att elpriset – till följd av nätutbyggnader, subventioner till förnybar elproduktion och ökad beskattning – utgör en allt mindre andel av den totala elräkningen.

I en Ei-rapport¹¹ har bedömts att de ekonomiska incitamenten för en mer flexibel elanvändning är otillräckliga. Elprisets variationer under dygnet är för små för att motivera hushållen till att flytta sin elförbrukning från dagtid till nattetid eller från vardag till helg. I dag är det också många elkonsumenter som inte vill exponera sig mot ett rörligt elpris, utan som föredrar att minska den ekonomiska risken genom att teckna fasta avtal.

System där elanvändande apparater i hushållet styrs automatiskt, utan att elkonsumenten direkt påverkas, är sannolikt den lösning som har störst potential. Besparingsmöjligheterna är dock små och utan nya marknadsformer finns stor risk för att utvecklingen stannar av.

Utvecklingen kan också ta en annan riktning mot t.ex. investeringar i mikroproduktion som solceller. Det är därför viktigt att marknadsdesign, produkter och avtalsformer för att hantera förbrukningsflexibilitet utformas på ett sätt som ger incitament till att stödja kraftsystemets framtida utmaningar; effektbehov och tillgång på reglerförmåga. Den nytta som finns på systemnivå måste kunna överföras till elanvändarna.

Från en systemoperatörs synvinkel finns också risker med en utveckling av förbrukningsflexibiliteten, där elkonsumenterna agerar på det fastställda elpriset i efterhand. Med nuvarande marknadsdesign försvårar detta förutsägbarheten och därmed producenternas möjligheter att optimalt anpassa elproduktionen till efterfrågan, vilket i slutändan kan leda till större obalanser under drifttimmen.

I kombination med en storskalig implementering av icke planerbar elproduktion kan Svenska kraftnäts arbete för att upprätthålla balansen mellan förbrukad och producerad el då bli en väsentligt större utmaning.

5.3 Svenska kraftnäts pågående åtgärder

Det är mycket komplext att analysera konsekvenserna av den ökande förnybara produktionens påverkan på balansregleringen och vattenkraftens förmåga att hantera detta. Svenska kraftnät har därför initierat olika aktiviteter för att skapa en bättre bild av de framtida utmaningarna.

5.3.1 Projekt Driftsäkerhet

I projekt Driftsäkerhet analyserar Svenska kraftnät åtgärder som behöver vidtas för att hantera de systemmässiga utmaningarna. Projektet är uppdelat i delprojekt som om-

¹¹ Broberg, T m.fl. 2014. En elmarknad i förändring – Är kunderna flexibla till salu eller ens verkliga, Umeå universitet.

fattar balansreglering, spänningsreglering, frekvensreglering och den mekaniska svängmassan. Även mätdatakvalitet och beräkningsmetoder ingår som delprojekt och syftar till att efter en första inventering av nuläget fastlägga vilka åtgärder som behöver vidtas.

5.3.2 Automatisk sekundärreglering (FRR-A)

Svenska kraftnät har inlett åtgärder för att förbättra frekvenskvaliteten. Tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer bedrivs ett arbete för att implementera en ny modell för frekvensreglering, en automatisk sekundärreglering (FRR-A). Projektet involverar även producenter som är ägare till de anläggningar där dessa automatiker installeras.

Under januari 2013 påbörjades en testperiod med den nya automatiska reserven för sekundärreglering i normaldrift (FRR-A) i det nordiska systemet. Frekvensen har förbättrats och tester fortsatte under 2014 för att optimera volym och kostnader. När testperioden är avslutad behöver beslut fattas om hur implementeringen ska gå till samt avtals- och ersättningsformer.

5.3.3 Den svenska vattenkraftens reglerförmåga

Inom regeringskansliet pågår överväganden om hur Vattenverksamhetsutredningens förslag ska hanteras och EU:s ramdirektiv för vatten implementeras. Häri ingår att besluta om miljöåtgärdsprogram för enskilda vattenförekomster, vilket bl.a. innefattar vattenkraftverk.

De miljöåtgärder som ofta är aktuella för vattenkraftverk har en direkt påverkan på den möjliga elproduktionen. Exempel på åtgärder kan vara att släppa vatten förbi kraftverket för att återställa s.k. torrfårar med följd att mindre volymer passerar genom turbinerna. Eller att begränsa hur vattennivån i ett magasin får variera över tid, vilket kan minska möjligheterna att snabbt öka eller minska elproduktionen. Det är utomordentligt viktigt med en rimlig balans mellan miljöförbättrande åtgärder och deras inverkan på energisystemvärden.

I juli 2014 presenterade Havs- och vattenmyndigheten och Energimyndigheten den gemensamma rapporten Strategi för åtgärder inom vattenkraften¹². Syftet med rapporten var att utgöra stöd för alla berörda vid prioritering av åtgärder i vattenkraften. I rapporten redovisas metoder och indikatorer för att beskriva miljömål och energi-

¹² Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten, 2014, *Strategi för åtgärder inom vattenkraften*
<https://www.havochvatten.se/download/18.7291b665146f54c15475548/1404461536553/rapport-hav-2014-14-strategi-for-atgarder-i-vattenkraften.pdf>

systemvärden i olika avrinningsområden i Sverige. Därefter har en avvägning mellan dessa intressen gjorts.

Enligt myndigheterna leder den föreslagna strategin till bra miljöstatus i de flesta av Sveriges vattendrag och en hållbar produktion av vattenkraft genom väl utvalda och rätt avvägda insatser. Sammantaget resulterar detta i en årligen minskad elproduktion på 1,5 terawattimmar (TWh), vilket motsvarar 2,3 procent av den nuvarande normalårsproduktionen för vattenkraften.

De indikatorer som Energimyndigheten har valt för värdera Sveriges vattenkraftsanläggningar ur energisynpunkt är effekt, produktion och reglerförmåga. Det är en mycket komplex uppgift att definiera vad reglerförmåga är och en ännu större utmaning att beräkna och tilldela varje enskilt vattenkraftverk korrekt betydelse utifrån sin delaktighet i regleringsarbetet. För att lyckas med detta, finns ett utvecklingsbehov av den föreslagna metodiken för att strategin ska kunna tillämpas på anläggningsnivå.

Svenska kraftnät är mycket angeläget om att reglerförmågan beskrivs på ett riktigt sätt, så att dess betydelse för kraftsystemet tydligt framgår när beslut om miljöåtgärder ska fattas. I perspektivet av utfasning av kärnkraftsproduktion är heller inte bara reglerförmågan viktig. Också den potential för elproduktion i södra Sverige som den småskaliga vattenkraften där representerar är i sammanhanget viktig för att bemästra framtiden.

Svenska kraftnät deltar i ett arbete med Energimyndigheten och representanter från vattenkraftsbranschen för att vidareutveckla strategin och ta fram definitioner och beräkningsmetodiker som kan användas för att fastställa enskilda vattenkraftverks bidrag till den totala reglerförmågan. Syftet är att åstadkomma en nationell prioriteringsordning till stöd för länsstyrelser och vattenmyndigheter i deras arbete med att bedöma vilka miljöåtgärder som är lämpliga att genomföra.

För att få en allmän acceptans för beräkningsmetodiken som ett sätt att bestämma reglerförmågan i den nationella strategin är det viktigt att denna förankras hos berörda intressenter. Arbetet kommer att pågå under våren och sommaren 2015 och delredovisas under Dialog Vattenkraft som arrangeras av Havs- och vattenmyndigheten.

5.3.4 Utökad insamling av realtidsmätvärden

Svenska kraftnäts operativa verksamhet ansvarar för driften av stamnätet och säkerställandet av att den mängd el som i varje ögonblick matas in i det svenska kraftsystemet motsvarar den mängd el som samtidigt förbrukas. Något förenklat kan den opera-

tiva verksamheten sägas gå ut på att säkerställa att kraftsystemets momentana tillstånd i driftskedet inte äventyrar driftsäkerheten, även om tillståndet avviker från den situation som det antagits i planeringsskedet.

Det är lätt att inse vikten av att Svenska kraftnäts kontrollrumspersonal kan övervaka och följa skeenden i det svenska kraftsystemet. Till grund för kraftsystemets observerbarhet ligger en, redan idag, mycket omfattande insamling av realtidsmätvärden från kraftsystemets många olika komponenter. Insamlingen omfattar inte endast mätvärden från Svenska kraftnäts egna anläggningar, utan även mätvärden från produktionsanläggningar, underliggande regionnät och övriga nordiska stamnätsoperatörer.

I takt med att utmaningen att upprätthålla driftsäkerheten under krav på ekonomisk och miljömässig effektivitet har vuxit, har behovet av att förbättra kraftsystemets observerbarhet blivit allt mer tydligt. En strukturerad och utökad insamling av realtidsmätvärden bedöms därför vara absolut nödvändig. Svenska kraftnät har därför inlett ett projekt för att klarlägga dessa behov.

5.3.5 Stop-ramping

Förändringar i kraftflödet över HVDC-överföringar sker idag utan att hänsyn tas till den aktuella frekvensen i de system som förbindelserna sammanbinder. Om det förändrade kraftflödet går i motsatt riktning mot någon av systemens aktuella obalanser förvärras under- eller överskottssituationen och de automatiska reserverna utnyttjas då på ett olämpligt sätt. Svenska kraftnät deltar därför i ett projekt för att utveckla en teknisk lösning som möjliggör att styra hur kraftflödet på HVDC-överföringar kan begränsas beroende på den aktuella frekvensen.

5.3.6 Möjligheter och hinder för en aggregerad förbrukningsflexibilitet som en produkt på reglerkraftmarknaden

I smarta elnät skapas möjligheter att styra elanvändningen i enskilda hushåll. Genom att slå samman många små apparater erhålls större volymer tillgänglig energi som kan förflyttas, s.k. aggregerad förbrukningsflexibilitet. Under våren 2014 gjordes en utredning för att undersöka möjligheter och hinder med att använda aggregerad förbrukningsflexibilitet som en produkt på reglerkraftmarknaden.

En intervjustudie har gjorts där respondenter från olika delar av elmarknaden fått framföra sina åsikter om aggregerad förbrukningsflexibilitet kan bli en del av reglerkraftmarknaden och vilka barriärer som finns för detta. Resultatet visar att det finns en hög grad av komplexitet i kraftsystemet som utgörs av befintliga avtal, arbetssätt, otydlig rollfördelning och svårigheter att skapa lönsamhet.

Studien lägger fram ett antal rekommendationer för att underlätta introduktionen av en ny produkt på reglerkraftmarknaden och föreslår en djupare utredning av roll- och ansvarsfördelningen för aggregatorer och balansvariga och för hur incitamenten kan ökas för dessa att vara i balans.

5.3.7 Förbrukningsreduktion – ett alternativ till gasturbiner som snabb aktiv störningsreserv?

Svenska kraftnät är ansvarigt för att kraftsystemet har tillräckliga reserver för att kunna hantera bortfall av en enskild huvudkomponent (produktionsenhet, ledning, transformator, samlingsskena etc.). Kravet är att efter 15 min vara i återställt läge, normaldrift, och därmed kunna hantera en ny störning.

För detta syfte har Svenska kraftnät olika typer av reserver, automatiska och manuellt startade. Snabb aktiv störningsreserv är en manuell reserv som ska vara fullt tillgänglig inom 15 minuter och syftet med denna reserv är bl.a. att återställa den frekvensstyrda störningsreserven. Den snabba aktiva störningsreserven i Sverige utgörs idag av produktionsresurser i gasturbiner. Medelåldern för dessa gasturbiner är cirka 40 år och en långtidsplan för hur de ska ersättas är nu föremål för utredning.

Ett alternativ för att ersätta gasturbiner som snabb aktiv störningsreserv är efterfrågefleksibilitet i form av laststyrning och förbrukningsreduktion. Redan i dag är det möjligt att avtala med större förbrukare om att de ska reducera sin förbrukning vid en större störning, s.k. förbrukningsreduktion. Detta görs också av Svenska kraftnät inom ramen för den upphandlade effektreserven.

Förutsättningarna för att kunna använda förbrukningsreduktion som snabb aktiv störningsreserv är goda, eftersom det är ett miljövänligt alternativ till gasturbiner. Det kräver heller inte något underhåll för drift, inget bränslelager och går snabbt att aktivera.

Intervjuer med industrin visar att tillgängligheten för förbrukningsreduktion 2012 i medeltal var 750 MW i elområde 3 och 98 MW i elområde 4. Den effektmässiga storleken av förbrukningsreduktionen motsvarar därmed precis dagens gasturbiner i elområde 3, medan nivån i elområde 4 ligger långt under kapaciteten i gasturbinerna.

Studien visar att förbrukningsreduktion kan utgöra ett komplement för störningsreserven men inte ersätta dagens lösning med gasturbiner. Att ersätta delar av gasturbinerna med förbrukningsreduktion innebär också inskränkningar i beredskapsnyttan. Funktioner som dödnätsstart och ö-drift skulle förloras i de fall gasturbiner ersätts med förbrukningsreduktion.

Även om kraven för att delta som snabb aktiv störningsreserv uppfylls av all förbrukningsreduktion har två hinder mot en övergång till förbrukningsreduktion identifierats. Det ena är elpriset och det andra låg likviditet på förbrukningsreduktionsmarknaden.

Industrins känslighet för höga elpriser är ett hinder mot tillgängligheten för förbrukningsreduktion vid höga elpriser. Den låga likviditeten gör att förbrukade reduktionsbud inte kan ersättas, vilket i förlängningen påverkar uthålligheten i reserven. Trots dessa hinder bedöms förbrukningsreduktion vara ett fungerande komplement till den snabba aktiva störningsreserven, som dessutom är billigare och miljövänligare än gasturbiner.

För att kunna introducera förbrukningsreduktion som en snabb aktiv störningsreserv behöver en marknadslösning utformas, som tar hänsyn till de hinder och möjligheter som identifierats. Som ett vidare arbete rekommenderar studien även en utökad omvärldsanalys för att inkludera fler potentiella leverantörer för att få en mer utförlig analys av den totala potentialen.

5.4 Energimyndighetens pågående åtgärder

Energimyndigheten finansierar projekt om balansreglering inom flera av de forskningsprogram som myndigheten ansvarar för. Inom Svenskt Vattenkrafttekniskt Centrum (SVC) finns det ett stort pågående projekt, som nu är inne på sin tredje etapp, gällande utveckling av verktyg och metoder för nybyggnation, förnyelse, drift och underhåll av vattenturbiner och generatorer. Syftet är att säkerställa vattenkraftsproduktion och dess flexibilitet i kraftsystemet. Det finns även ett utvecklingsprojekt inom SweGRIDS som undersöker möjligheten att med hjälp av elektromagnetiska lager bättre kontrollera vattenkraftens reglerförmåga.

Inom forskningsprogrammen Elektra och Vindforsk studeras reglerstrategier för ett framtida energisystem. Ett projekt ska utveckla ett planeringsverktyg som kan användas för att optimera driften av vattenkraft i system med stora mängder vindkraft på en avreglerad elmarknad. Ett annat har som mål att utveckla och verifiera en metod för att kunna beakta osäkerheter i driften av system med stora mängder (25 – 50 procent) vindkraft samt bestämma produktionsomfördelning via tertiärreglering.

Osäkerhet i driften beaktas inte i dag. Det medför ett behov av att sätta marginaler, vilket betyder att de tillgängliga resurserna inte används på ett optimalt sätt. Forskning pågår även när det gäller att utnyttja andra resurser än vattenkraft för reglering. Både fjärrvärmenätet och tekniker som Power-to-Gas skulle kunna användas för att skapa balans mellan över- och underskottssituationer på el.

Inom SweGRIDS och Samverkansprogrammet inom bränslebaserad el- och värme-
produktion pågår projekt i syfte att undersöka vilken investeringspotential som finns
för värmekraftverk att särkoppla elproduktionen och tillhandahålla reglertjänster i ett
system med mer vindkraft. Inom Samverkansprogrammet inom energigasteknik pågår
en förstudie för att hitta en lämplig placering för ett demonstrationsprojekt av Power-
to-Gas i Sverige. Tidigare har även batterilösningar i elnät med mycket vindkraft de-
monstrerats. Sådana lösningar i dagsläget inte är lönsamma då prisvariationen är låg,
eftersom vi har tillräckligt med flexibilitet.

Efterfrågefleksibilitet kommer att vara en viktig resurs när det kommer till att balansera
och möta behovet av effekt i ett framtida elsystem med mer variabel elproduktion.
Energimyndigheten stödjer Sveriges medverkan i ett internationellt forskarsamarbete
om utveckling av efterfrågefleksibilitet inom IEA. Energimyndigheten finansierar även
flera större demonstrationsprojekt där efterfrågefleksibilitet ingår. Hit hör Smart Grid
Gotland tillsammans med Svenska kraftnät men även stadsdelen Hyllie i Malmö och
Norra Djurgårdsstaden i Stockholm. Ett mindre demonstrationsprojekt avser att ta
fram en prototyp för en handelsplats där teknikleverantörer och elhandelsbolag kan
handla med användarfleksibilitet.

Det pågår även forskning gällande beteende och kunders vilja att anpassa sin förbrukning
inom ramen för programmet IT- och Design samt Samverkansprogrammet för forsk-
ning och innovation för energieffektivt byggande och boende. Genom att ge 500 villa-
kunder i ett lokalt elnät en kostnadsfri energitjänst för styrning av värmepumpar mot
att de i gengäld ger nätbolaget tillgång till tjänsten, vill ett av projekten undersöka
villkor och konsekvenser av den här sortens nya samverkansformer på energimark-
naden. Ett annat projekt syftar till att undersöka effektiviserings- och besparingspot-
ential avseende elanvändning i villor och flerfamiljshus genom användning av affärs-
modeller för ökad förbrukningsfleksibilitet och individuell feedback.

5.5 Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder

Ei har sedan våren 2014 arbetat tillsammans med Umeå universitet för att se närmare
på vad som påverkar kunders beteende och hur val av energiavtal påverkas av detta.
Syftet med uppdraget är att se hur man bäst kan möjliggöra en flexibilitet i slutkunds-
ledet.

Fas ett redovisades i december 2014 och behandlade frågan om det finns flexibla kun-
der på den svenska elmarknaden och vad denna flexibilitet kostar. Studien visade att
det dels finns ett informationsunderskott rörande priset på el, dels att det kostar
mycket att för att kunden ska acceptera en förändrad elförbrukning efter arbetstid.

Studien visade också att knappt hälften av kunderna vill ha information om sin förbrukning och att färre än så vill ha information om andras förbrukning. Studien visade dock att det finns stort utrymme för flexibilitet under morgonen vad gäller värmeförbrukning.

Den andra delen i kundforskningsprojektet tittade närmare på vem den flexibla kunden är. Studien visade att ju större boendeyta, desto större sannolikhet för att kunden väljer ett fastprisavtal. Det fanns ingen skillnad i inkomst- eller utbildningsnivå. Vidare visade studien att det finns en viss inkomstelasticitet som innebär att en högre inkomst tenderar att ge en ökad förbrukning under topplast-timmarna.

I augusti 2014 fick Ei i uppdrag av regeringen att utreda om, och i så fall vilka, funktionskrav som bör ställas på elnätsföretagens mätsystem i framtiden. I analysen, som lämnades till regeringen i maj 2015, föreslog Ei att det bör ställas krav på vilken minifunktionalitet som elmätare och relaterade system ska ha från och med 2016.

De föreslagna kraven syftar till att ge kunderna mer information om sin elförbrukning via ett öppet standardiserat gränssnitt i varje elmätare. Ett sådant gränssnitt gör att kunderna på ett enkelt sätt kan svara på marknadens prissignaler, antingen genom att agera själva eller via en flexibilitetstjänst som erbjuds av en energitjänsteleverantör. Ei presenterade i rapporten även en rad andra förslag på mätarfunktionalitet som syftar till att främja ökad integration av lokal produktion, säkerställa en effektivare och mer tillförlitlig nät drift och minska energianvändningen.

Ei har vintern 2014/15 gjort en undersökning där alla svenska nätföretag tillfrågades om vilka tekniska krav eller andra villkor man ställer på leverantörer av tjänster för efterfrågefleksibilitet. För att ge en mer komplett bild av vilka krav och villkor som finns, samt eventuellt upplevda hinder, tillfrågar Ei nu dem som levererar dessa tjänster. De leverantörer som avses är energitjänsteföretag och elhandelsföretag som erbjuder tjänster för ändrad elförbrukning. En leverantör kan i det här avseendet även vara en kund med hög elförbrukning t.ex. elintensiv industri som erbjuder ett flexibelt effektuttag.

Ei deltar även i utredningar om efterfrågefleksibilitet inom både de europeiska tillsynsmyndigheternas frivilliga organisation (CEER) och de nordiska tillsynsmyndigheternas organisation (NordReg).

6 Investeringar

Svenska kraftnät har i mitten av 2015 aktiva ansökningar om anslutning av vindkraft som uppgår till drygt 15 000MW. Det är dubbelt så mycket som all svensk kärnkraft och motsvarar nästan 75 procent av landets maximala effektbehov. Till detta ska läggas de ansökningar som finns hos landets tre största nätbolag och den småskaliga etableringen som sker i lokalnäten.

Av olika skäl är det uppenbart att alla dessa projekt inte kommer att realiseras. Hur mycket som kommer att byggas avgörs ytterst av elcertifikatsystemets utformning, eftersom vindkraften under de närmaste åren inte ser ut att klara sig utan ekonomiska subventioner. När i tiden utbyggnaden kan ske påverkas också i hög grad av de tröga tillståndsprocesserna för vindkraften men framförallt för de nödvändiga elnätsåtgärderna.

Var utbyggnaden görs är mycket viktigt ur nätsynpunkt. Givet att de ekonomiska incitamenten finns för att etablera vindkraft, så står det klart att det finns potentiella projekt som med stor marginal överstiger de nationella mål som är satta för förnybar elproduktion. Det finns ett särskilt stort intresse för att bygga ny vindkraft i norra Sverige. Goda vindförhållandena i kombination med förhållandevis låg befolkningstäthet underlättar möjligheterna att få både ekonomisk lönsamhet och erforderliga tillstånd till att bygga större vindkraftsparker.

I södra Sverige finns en potential för stora mängder vindkraft, främst i form av havsbaserade anläggningar. Svenska kraftnät har haft kontakt med flera stora projekt och studerat förutsättningarna för hur dessa ska kunna anslutas. Hittills har det dock visat sig svårt att få bärkraftig ekonomi i havsbaserade projekt till följd av de höga anläggningskostnaderna.

Generellt är det samhällsekonomiskt betydligt bättre att etablera ny produktion i södra Sverige. En etablering med tyngdpunkt i norr leder till krav på ökad överföringskapacitet i stamnätet men medför också större överföringsförluster i nätet, vilket innebär ökade kostnader för elkunderna. En utveckling mot mer vindkraft i söder minskar i någon grad förstärkningsbehovet i nätet, eftersom inmatningen sker närmare konsumenter och handelsförbindelser. Även utbyggnad i söder påverkar dock stamnätet, eftersom vattenkraften i norra Sverige, Norge och Finland i ökad utsträckning måste användas som reglerresurs för att hantera variationerna i vindkraften.

En svagt styrande faktor mot etablering av produktion i södra Sverige är stamnätstarifens utformning. Den gynnar anslutning av produktion i södra Sverige. Elområdes-

reformen verkar i samma riktning. Den medför att överskottsområden som SE1 och SE2 under perioder med överföringsbegränsningar i stamnätet får ett lägre elpris än SE3 och SE4. Detta försämrar marginellt investeringskalkylen för ny vindkraft i norr jämfört med ny vindkraft i söder.

Slutligen beror utformningen av nätförstärkningarna i Sverige även på hur och var ny vindkraft byggs i norra Norge och Finland. Ett större överskott i dessa områden kommer att i hög grad transporteras genom Sverige till förbrukning och exportförbindelser.

Sammantaget medför den omfattande vindkraftsutbyggnaden en betydande osäkerhet för nätplaneringen hos Svenska kraftnät. Den stora utmaningen ligger i att bedöma vilka av de många utbyggnadsprojekten som kommer att realiseras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade investeringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir. Detta förhållande understryks ytterligare av att tillståndsprocesserna för att bygga ut stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för att ge tillstånd till själva vindkraftanläggningarna.

Eftersom mycket av vindkrafts- och solcellsanslutningarna görs i lokal- och regionnäten är en utveckling nödvändig även på dessa nätnivåer. Det handlar både om nätutveckling för att ansluta ny produktion men också om att få en överblick över vad som händer i näten ur ett systemmässigt perspektiv. Det kommer att medföra ett ökat behov av samarbete mellan nätägarna i systemrelaterade frågor.

Svenska kraftnäts omfattande investeringsplaner för att förnya och förstärka stamnätet har redan lett till stora konsekvenser när det gäller Svenska kraftnäts arbetssätt och kostnader. I allt högre grad ökar nu också konsekvenserna när det gäller nätdriften och elmarknaden.

Genomförandet av de planerade nätåtgärderna medför ett ökat behov av avbrott på ledningar och i stationer. Om det samlade avbrottsbehovet kan spridas ut över en längre tidsperiod uppstår inga större problem. I en situation med ett åldrande stamnät, där många stationer och ledningar snart uppnår sin tekniska livslängd, högt tryck på snabb anslutning av ny produktion och ytterligare integration med Europa finns emellertid inte det alternativet. Det är med andra ord nödvändigt att genomföra investeringarna i hög takt för att leveranssäkerheten inte långsiktigt ska minska och för att stamnätet inte ska bli en begränsande faktor i utvecklingen mot ett klimatmässigt mer hållbart energisystem.

Den höga förnyelse- och utbyggnadstakten kan innebära att kombinationer av avbrott som tillsammans ger avsevärda sänkningar i överföringskapaciteten måste accepteras. I sådana situationer är det av yttersta vikt att alla avbrott sker på kortast möjlig tid och att vissa ombyggnationer t.ex. kan behöva göras under spänning. Den långsiktiga samhällsnyttan av åtgärderna kommer att vara mycket stor men kostnaderna för att genomföra dem kommer att öka.

I många situationer kommer Svenska kraftnät att ställas inför en konflikt mellan stamnätets överföringsförmåga och driftsäkerhetskriterierna. Att upprätthålla kapaciteten till marknaden och samtidigt upprätthålla en driftsäkerhet enligt uppställda kriterier kommer inte att vara möjligt med de omfattande investeringar som planeras.

6.1 Svenska kraftnäts pågående åtgärder

Flera större nätförstärkningsåtgärder planeras för närvarande för att öka kapaciteten i stamnätet mellan norra och södra Sverige. Längst i norr finns långt framskridna planer på att seriekompensera ledningarna i snitt 1, det överföringssnitt som styr kapaciteten mellan elområdena SE1 och SE2.

Längre söderut finns behov att förnya den befintliga seriekompenseringen av ledningarna i snitt 2 som är beläget mellan elområde SE2 och SE3. I samband med förnyelsen ses kompenseringsgraden över och den termiska kapaciteten höjs så att utrustningen inte ska begränsa överföringen. Det planeras också för ett antal ytterligare shuntkompenseringsutrustningar i stationer i mellersta Sverige i samband med andra åtgärder. Sammantaget medför dessa åtgärder att den möjliga överföringen mellan både SE1 – SE2 och mellan SE2 – SE3 kan höjas betydligt under den närmaste femårsperioden.

Det utreds f.n. hur kapaciteten mellan norra och mellersta Sverige behöver utvecklas på längre sikt. En möjlig åtgärd är att bygga ytterligare en förbindelse i det nord-sydliga nätet. Det finns flera drivkrafter för en sådan förbindelse. En är naturligtvis det långsiktiga överföringsbehovet men en annan är reinvesteringsbehovet på det nuvarande ledningsnätet.

De första ledningarna som byggdes från Norrland börjar nu närma sig slutet på sin livslängd och i praktiken innebär en förnyelse av ledningarna att en helt ny ledning behöver byggas. Om den behöver utnyttja precis samma ledningsgata som den ledning som ersätts innebär det att långa avbrott behövs, vilket kan vara påfrestande för elmarknaden.

Stora delar av nätet i Norrland har också mer lokalt nått sin kapacitetsgräns för hur mycket produktion som kan matas in. Svenska kraftnät har därför startat en utredning

om vilka åtgärder som är nödvändiga för att kunna ta emot mer ny produktion i dessa områden. Nödvändiga åtgärder kan komma att innefatta allt från mindre stationsåtgärder till helt nya ledningar.

Etableringen av stora mängder förnybar elproduktion leder också till utredning av behovet av ytterligare utlandsförbindelser. Det finns två tydliga drivkrafter bakom detta. Den ena är att det fortfarande förväntas ett stort nordiskt energiöverskott som till allra största del består av utsläppsfri elproduktion från vattenkraft, kärnkraft och vindkraft. För att denna ska bidra till att ersätta produktion från fossila bränslen i övriga Europa behövs ytterligare handelsförbindelser. Den andra är att den variabla icke planerbara elproduktionen i form av vind och solkraft leder till ett ökat handelsbehov mellan olika delar av Sverige och Europa, oavsett om det sker ett energiutbyte eller ej.

Om det finns tillräckligt med handelskapacitet mellan områden med stora mängder varierande elproduktion kan de tillfälliga över- och underskotten mötas med export/import, vilket är gynnsamt ur många aspekter. Handelskapaciteten möjliggör en effektiv delning på effektreserver. Varje område eller land behöver inte nödvändigtvis ha tillgång till alternativa elproduktionskällor för att hantera situationer med låg produktion från vindkraften, utan kan importera från andra områden.

Svenska kraftnät utreder tillsammans med den tyska stamnätsoperatören 50 Hertz möjligheten att bygga ytterligare handelskapacitet mellan Sverige och Tyskland, ett projekt kallat Hansa PowerBridge.

Svenska kraftnät finansierar forskning inom bl.a. Svenskt VattenkraftCentrum, SweGRIDS, Elektra och Vindforsk.

6.2 Energimyndighetens pågående åtgärder

Nya investeringar i förnybar elproduktion är det övergripande målet för elcertifikatsystemet. För att stödja planeringen av vindkraftsutbyggnaden arbetar Energimyndigheten tillsammans med länsstyrelserna med e-tjänsten Vindbrukskollen, som finns på Vindlovs hemsida. Just nu pågår ett utvecklingsarbete av tjänsten där Energimyndigheten på uppdrag av regeringen ser över möjligheten att göra Vindbrukskollen obligatorisk för att öka tillförlitligheten och nyttan med e-tjänsten. Via denna e-tjänst är det möjligt att se hur långt i tillståndsprocessen olika vindkraftsprojekt har kommit samt var i landet de kommer att vara lokaliserade.

Energimyndigheten ansvarar även för utpekandet av riksintressen när det gäller energiproduktion och energidistribution. Ett arbete pågår med att se över de riksintressen

som myndigheten ansvarar för. Under 2014 slutfördes den uppdatering av riksintressen för vindbruk som pågått i två år. I dessa utpekanden har Energimyndigheten tagit hänsyn till det faktum att det är energiunderskott i elområde 3 och 4 och har därför utvecklat kriterierna på ett sätt som möjliggör mer framtida elproduktion i södra Sverige. Även i pågående arbete med ett stödsystem för havsbaserad vindkraft ses möjligheten för systemet att styra mot produktion i södra Sverige över.

I en studie som Energimyndigheten finansierade förra året gjordes en uppskattning av ledig kapacitet i lokalnäten i södra Sverige. Den totalt lediga kapaciteten uppskattades till minst 875 MW. Samtidigt konstaterades att nätägarna hade låga kunskaper om smarta nättekniker och ett pågående uppföljningsprojekt är därför inriktat på kunskapshöjande aktiviteter för nätägare när det gäller smart teknik i koppling till den nya intäktsram som Ei har tagit fram. Energimyndighetens vinderhet bevakar även frågor som berör regional kapacitets brist och effektivare utnyttjande av befintlig infrastruktur.

6.3 Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder

Ei har på uppdrag av regeringen tagit fram rapporten Tröskeeffekter och förnybar energi – förslag till permanent lösning. Rapportens syfte är att presentera förslag på hur stora produktionsanläggningar för förnybar energi enklare ska kunna anslutas till elnätet.

För att kunna ansluta stora produktionsanläggningar till elnätet måste nätet ofta förstärkas. Förstärkningen möjliggör i många fall att mer än en anläggning kan anslutas till nätet men i dagsläget får ofta den första anslutande producenten betala hela förstärkningskostnaden. Det innebär att det kan bli så dyrt att vara den första elproducenten att ingen förstärkning görs. För att undvika denna tröskeeffekt har Ei lämnat två alternativa förslag till lösningar.

7 Spänningsreglering

Spänningshållningen i kraftsystemet är viktig för både kapaciteten i överförings-systemet vid normal drift och driftsäkerheten vid störningar. På stamnätet är spänningsregleringen starkt beroende av hur mycket nätet är belastat och av produktionsanläggningarnas förmåga att producera eller konsumera reaktiv effekt. Vid ostörd drift är det stor skillnad på den reaktiva effektbalansen vid ett lågt lastat nät (låg överföring av aktiv effekt) och ett nät som har hög belastning (hög överföring av aktiv effekt).

I nätet finns shuntreaktorer och shuntkondensatorer installerade för att hantera dessa variationer i den reaktiva effektbalansen. Lika viktiga är produktionsanläggningarnas möjligheter att konsumera reaktiv effekt vid överskottssituationer, som att producera vid underskott, för att spänningen ska hållas inom tillåtna gränser. Överföringsförmågan i ett växelströmsnät är beroende av att spänningsnivåerna i nätets olika delar kan hållas tillräckligt höga.

Spänningshållningen vid hög överföring är beroende av en tillräcklig förmåga att upprätthålla den reaktiva effektbalansen i samtliga punkter i såväl den sändande delen av elsystemet som i mottagarändan. Kraftsystemets uppbyggnad och utbyggnad av produktion och nät har därför historiskt koordinerats så att anslutna generatorer utgör en viktig del i att upprätthålla den reaktiva balansen och därigenom kunna reglera spänningen i systemet.

Vid störningar i kraftsystemet är generatorernas förmåga att leverera reaktiv effekt ännu mer betydelsefull. Om de inte gör det kan en spänningskollaps inträffa i den ände av överföringssystemet som är svagast kompenserad. I de flesta av stamnätets överföringssnitt är också spänningskollaps dimensionerande för överföringskapaciteten. För att inte riskera en sådan spänningskollaps och för att hålla upp spänningen är de anslutna generatorerna inställda för att automatiskt stötta spänningen vid fel som uppträder i systemet.

I södra Sverige råder ett starkt samband mellan kärnkraftverkens förmåga att leverera reaktiv effekt och överföringskapaciteten i stamnätet.

Anläggningar för förnybar elproduktion bidrar i dagsläget i regel inte till att automatiskt stötta spänningen i systemet. De tidigare anslutna vindkraftverken hade inte den förmågan men de flesta större vindkraftanläggningar som nu installeras har den möjligheten. Det huvudsakliga skälet till att de ändå inte gör detta är att inga formella krav finns på att så ska ske men Svenska kraftnät har börjat ställa krav på de anläggningar som nu ansluts mot stamnätet.

Om inga åtgärder vidtas kommer en ökande andel produktionsslag utan automatiskt stöd till spänningsregleringen kombinerat med en minskande andel kärnkraft att innebära en försämrad driftsäkerhet och minskad överföringskapacitet i stamnätet.

En stor del av vindkraften kommer också att anslutas till nät på lägre spänningsnivåer. Det innebär på sikt att stora mängder produktion flyttas från stamnätet till underliggande nät. Detta minskar det reaktiva stödet på stamnätet, vilket förstärker problemet.

7.1 Svenska kraftnäts pågående åtgärder

Som nämnts ovan har Svenska kraftnät initierat ett projekt som syftar till att öka förståelsen och utreda konsekvenserna av de förändringar i kraftsystemet som nu pågår. Det omfattar en analys av vilka konsekvenser de förändrade produktionsanläggningarna får på driftsäkerheten och överföringskapaciteten i stamnätet.

Ett pågående samarbetsprojekt mellan Svenska kraftnät och regionnätsföretagen arbetar med att ta fram en handbok för spänningsregleringen mellan nätföretagen.

7.2 Energimyndighetens pågående åtgärder

Våra transmissionsnät sammankopplas allt mer med HVDC-teknik. Inom forskningsprogrammet Elektra pågår flera studier som behandlar överföringsförmåga och spänningskvalitet, när det gäller bl.a. Multi-Terminal HVDC. I ett av projekten ska inverkan av system med likströmsnät på den totala effektförlusten samt överföringsförmågan av transmissionssystemet undersökas. Projektet ska även undersöka tekniska lösningar för förbättring av spänningsstabiliteten och studera handelsmekanismer för reaktiv effekt i systemet.

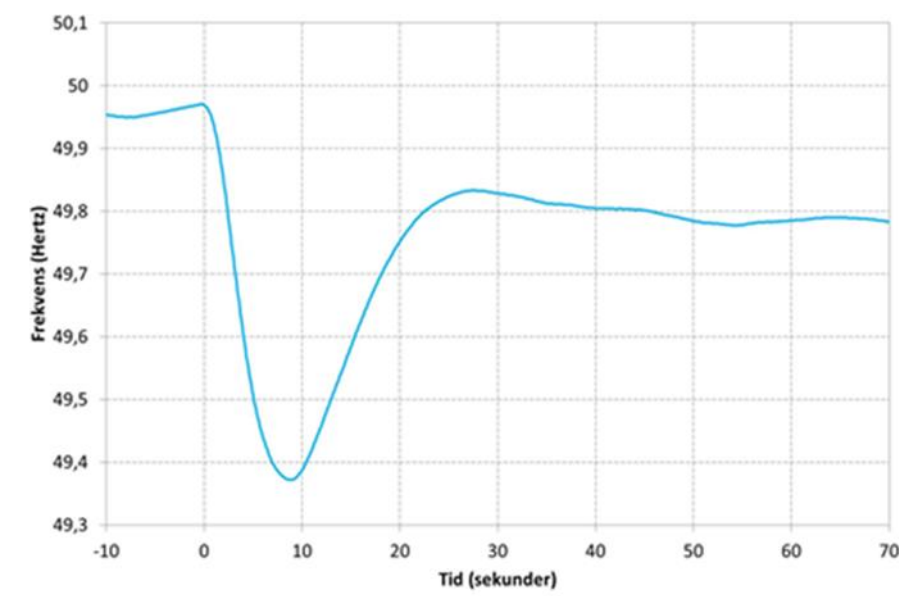
Flera projekt inom Elektra och SweGRIDS behandlar även elkvalitets- och driftsäkerhetsfrågor. Några projekt undersöker användningen av fasvektorsenheter (PMU) som finns i kraftsystemet och hur data från dessa enheter kan användas för att öka driftsäkerheten. Ett projekt ser över kontrollstrategier för att genom användning av distribuerad kraftelektronik förbättra stabiliteten i nätet. Ett annat projekt ska öka kunskapen om spänningsdippar och om den information som finns i mätningar av spänningsdippar. En ökad kunskap kring spänningsdippar bidrar till att öka leveranskvaliteten av el samtidigt som det kan underlätta anslutningen av energisnål utrustning och förnybar elproduktion.

Energimyndigheten finansierar även projekt som studerar solkraftens inverkan på spänningsregleringen på lokal nivå i elnäten.

8 Svängmassa

Konventionell elproduktion sker med synkrogeneratorer som är direkt kopplade till elnätet och sammankopplade via elnätet. Synkrogeneratorernas roterande massa utgör en upplagrad rörelseenergi. Den starka kopplingen mellan maskinerna innebär att de kan ses som en stor synkronmaskin vars rörelseenergi är en tröghet mot förändringar i balansen mellan det drivande vridmomentet från turbinerna och det bromsande vridmomentet från den elektriska belastningen.

Stor rörelseenergi kan fås antingen genom att generatoren har en hög rotationshastighet eller en stor massa, mekanisk svängmassa. Denna rörelseenergi utgör en första och mycket viktig del i en enkel och robust balansreglering av sammankopplade växelströmssystem. Om en produktionsanläggning fränkopplas ökar uteffekten på de övriga, som då bromsas något. Frekvensen sjunker vilket får de automatiskt frekvensreglerande kraftverken att öka sin produktion. Om man har en stor mekanisk svängmassa i systemet bromsas maskinerna mindre och frekvensfallet blir mindre. Omvänt gäller att om man har liten svängmassa i systemet så blir bromsningen och frekvensfallet större och det går dessutom snabbare.



Figur 3. Bortkoppling av Oskarshamn 3, 1400 MW.

Figur 3 visar frekvensfallet vid fränkoppling av Oskarshamn 3, som vid tillfället producerade 1 400 MW. Frekvensen blev så låg som 49,36 Hz, vilket är det lägsta värde som

hittills uppmätts vid ett produktionsbortfall. Om denna fränkoppling hade skett under sommartid skulle konsekvenserna ha blivit ännu större. Frekvensen hade då fallit ännu lägre och frekvensfallet hade gått ännu fortare. När kärnkraft ersätts med sol- och vindkraft kommer denna kurva att bli ännu mer dramatisk om inga åtgärder vidtas för att motverka detta. Mer dramatisk innebär ett större och snabbare frekvensfall som oftare riskerar att leda till en störning.

I Sverige sker idag bortkoppling av förbrukning, som elpannor och värmepumpar, om frekvensen underskrider 49,5 Hz i mer än 0,15 sekunder. Det kopplades alltså bort sådan förbrukning vid detta tillfälle. Denna typ av automatisk förbrukningsfränkoppling finns i fler nordiska länder men görs idag först (vid högst frekvens) i Sverige. Sverige har även, som enda nordiska land, automatisk underfrekvensstart på gasturbinerna i störningsreserven.

I de nätkoder som nu tas fram i Europa och som inom kort blir bindande anges motsvarande värde för maximalt tillåtet frekvensfall till 1 000 mHz dvs. ner till 49,0 Hz.

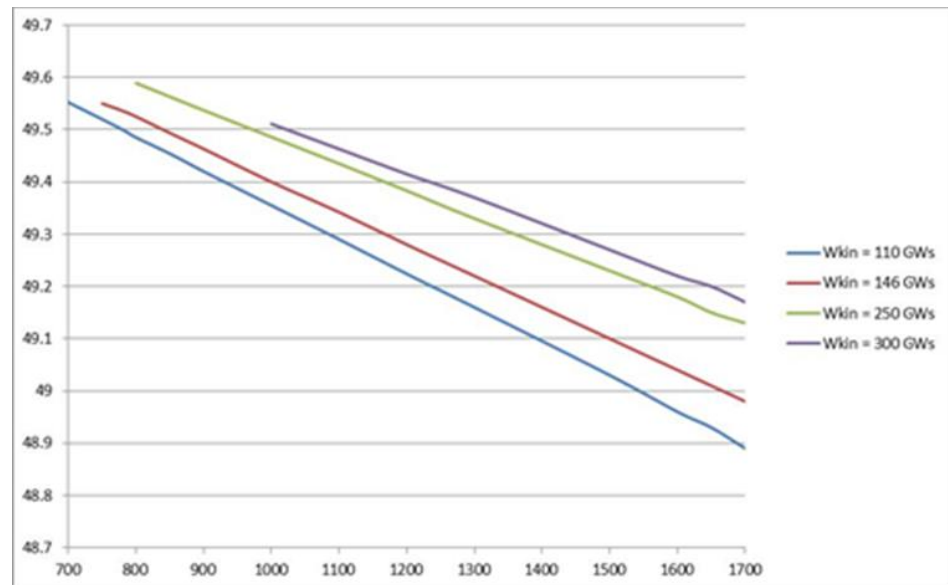
När konventionell elproduktion ersätts med stora mängder icke planerbar produktion kommer med dagens egenskaper mängden mekanisk svängmassa att minska ytterligare. Det beror på att de nya produktionsslagen inte använder synkronmaskiner som är direktkopplade till elnätet. Detta utgör en framtida driftsäkerhetsrisk, eftersom störningar kan få betydligt större konsekvenser än tidigare. Systemet blir alltså känsligare för störningar. Den minskande mängden svängmassa medför att trögheten och den första balansregleringen av systemet försvinner, vilket gör att hastigheten på frekvensförändringen vid en störning ökar.

Den mekaniska svängmassan är således en parameter som blir mer betydelsefull att ha kontroll på i framtiden, när andelen sol- och vindkraft ökar i kraftsystemet. Hur den mekaniska svängmassan ska säkerställas i det framtida kraftsystemet måste därför analyseras noga.

8.1 Svenska kraftnäts pågående aktiviteter

För närvarande pågår ett antal aktiviteter för att kartlägga nuläget i det nordiska systemet.

I Norden pågår ett gemensamt TSO-projekt för att bestämma vilken lägsta frekvens som fås vid bortfall av olika generatorer i olika driftsituationer.



Figur 4 ovan visar hur låg frekvensen (y-axeln) blir vid olika mängd svängmassa (W_{kin}) i systemet vid fränkoppling av olika stora generatorer (x-axeln). T.ex. vid fränkoppling av ett aggregat på 1 400 MW då den mekaniska svängmassan i systemet är 110 GWs kommer frekvensen att sjunka till ca 49,1 Hz.

En retroaktiv estimering av svängmassan har genomförts i det svenska nätet, baserat på händelseristor för generatorbrytare.

Målet med arbetet är att, baserat på given svängmassa och förbrukning i systemet, med tillfredsställande noggrannhet kunna uppskatta frekvensavvikelsen vid en effektförändring t.ex. ett bortfall av en produktionsanläggning. På det viset uppnås förståelse för vilka driftsituationer som är kritiska för systemet med avseende på frekvensstabiliteten.

Det här arbetet kommer att lyftas in och fortsätta att drivas inom ramen för Svenska kraftnäts tidigare nämnda projekt Driftsäkerhet som syftar till att analysera och klarlägga de åtgärder som krävs för att hantera kraftsystemets systemmässiga utmaningar.

8.2 Energimyndighetens pågående åtgärder

Forskning om mekanisk och syntetisk svängmassa pågår inom ramen för flera av de program som Energimyndigheten medfinansierar. Inom SweGRIDS pågår ett projekt som handlar om system med låg mekanisk svängmassa. Projektet försöker svara på frågor om hur låg den mekaniska svängmassan kan tillåtas bli och vad som är det bästa sättet för att öka den mekaniska svängmassan.

Två projekt inom programmet Vindforsk studerar nyttan med att använda syntetisk svängmassa hos vindkraft. Det ena projektet studerar även syntetisk svängmassa i kombination med lager, medan det andra projektet är mer inriktat på att även stötta systemets vinkelstabilitet.

9 Elmarknadens funktionssätt idag och i framtiden

Ett stabilt kraftsystem är en förutsättning för en effektiv och transparent elmarknad. Samtidigt är det en förutsättning för ett stabilt kraftsystem att marknadsmekanismerna stödjer driftsäkerheten (systemstabiliteten). Den svenska elmarknaden är en väl integrerad del av den nordiska elmarknaden. Den nordiska elbörsen Nord Pool Spot är en hörnsten i denna nordiska marknadsmodell. Nord Pool Spot möjliggör handel med el genom dels en dagen-före-handel på handelsplatsen Elspot, dels en inom-dygnet-handel på handelsplatsen Elbas.

Huvuddelen av handeln sker på Elspot som stänger 12 – 36 timmar före leveranstimmerna. I Europa har man börjat koppla ihop dagen-före-marknaderna. Det innebär att elbörserna, samtidigt och med samma beräkningsmetoder, beräknar marknadspriser och handelsvolymerna mellan områdena för kommande leveransdygn med en gemensam beräkningsalgoritm. Detta ska säkra korrekta priser och flöden mellan börsområdena i regionen.

Genom en priskopplad dagen-före-marknad kan de samlade produktionsresurserna utnyttjas bättre. I dagsläget är de nordiska och baltiska länderna, Österrike, Belgien, Frankrike, Tyskland, Storbritannien, Italien, Luxemburg, Nederländerna, Polen, Portugal, Slovenien och Spanien hopkopplade.

Utöver marknadskopplingen av dagen-före-marknaden pågår ett arbete att skapa en gemensam inom-dygnet-marknad i Norden, centrala, södra och västra Europa inkl. Storbritannien och Schweiz. Projektet är ett pilotprojekt för ENTSO och följs noga av kommissionen och ACER. Syftet är att möjliggöra en effektivare inom-dygnet-handel mellan Europas länder och underlätta integrationen av en större volym förnybar el genom en integrerad kapacitetstilldelning och en gemensam orderbok.

Projektet beräknas medföra sänkta kostnader för balansering och reserver. Tanken är att den inom-dygnet-lösning som tas fram med tiden ska kunna vidgas till att omfatta även övriga regioner i Europa. Målsättningen är att den nya plattformen för en gemensam inom-dygnet-marknad ska kunna implementeras under 2017.

Även för gränsöverskridande balansering har förberedande arbeten startats inom ENTSO. De gränsöverskridande balanseringsprojekten syftar till att testa möjligheter för den europeiska målmodellen, värdera påverkan och rapportera erhållna erfarenheter. Alla dessa förberedande arbeten syftar till att bl.a. i tid uppfylla kommande krav

i nätkoderna och med målet att uppnå en effektivare handel mellan Europas länder och underlätta integrationen av en större volym förnybar el.

De ovan redovisade arbetena har i första hand ambitionen att utöka den gemensamma inre marknaden för el till att omfatta större delar av Europa. Det är dock högst sannolikt att utformningen av marknadsmodellen behöver förändras för att möta de förändringar som elsystemet står inför.

En mer integrerad elmarknad kommer att ge ökad försörjningstrygghet, bättre resursutnyttjande och mer korrekta prissignaler. För marknaden kan en större och mer integrerad marknad lättare hantera en ökad andel variabel elproduktion. Utmaningen med en mer integrerad elmarknad är att den svenska modellen måste anpassas till ett europeiskt regelverk, som inte nödvändigtvis alltid passar nordiska eller svenska förhållanden.

9.1 Svenska kraftnäts pågående åtgärder

Svenska kraftnät har i uppdrag att arbeta för en ökad integration och harmonisering av de nordiska och baltiska ländernas elmarknader och elnät samt för vidareutveckling av elmarknadssamarbetet inom Europa för att främja en inre marknad för el.

För att kunna påverka vidareutvecklingen av elmarknadssamarbetet deltar Svenska kraftnät i ENTSO:s arbete med att ta fram förslag på nätkoder och bistår ENTSO inför diskussioner med Kommissionen och den europeiska reglermyndigheten ACER. Svenska kraftnät stöttar även Regeringskansliet i arbetet i EU-kommissionens kommittéer om nätkoderna. Utöver det så deltar Svenska kraftnät i det europeiska arbetet med att skapa en gemensam inom-dygnet-marknad.

Inom ramen för ENTSO:s gränsöverskridande balanseringsprojekt har Svenska kraftnät tillsammans med de andra nordiska systemoperatörerna ett pilotprojekt som har till uppgift att utveckla den nordiska reglerkraftmarknaden för att förbättra likviditeten och effektiviteten på reglerkraftmarknaden och se över möjligheten att utöka den nordiska reglerkraftmarknaden till att inkludera fler av våra grannländer. Arbetet har resulterat i förslag till förbättringar som rör lägre krav på budvolym, elektroniska avrop, harmonisering av aktivitetstider som är prissättande och tillåtelse av så kallade återhämtande bud.

Åtgärderna syftar till att skapa en ökad effektivitet och en mer likvid reglerkraftmarknad med ett ökat utbyte med grannländer utanför Norden som följd. De syftar också till att anpassa reglerkraftmarknaden till den kommande balanskoden. För närvarande

pågår tre projekt för att se över och utveckla möjligheten att utbyta balanseringsprodukter med grannländer utanför Norden – Tyskland, Baltikum och Polen.

Det nordisk-baltiska projektet är en fortsättning på ett arbete som har bestämts inom ramen för Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP). Syftet är att klarlägga hur de baltiska systemoperatörerna kan utveckla den baltiska reglerkraftmarknaden så att den blir fullt kompatibel med den nordiska. Arbetet är ett led i implementeringen av EU:s regler.

Svenska kraftnät arbetar både internt och externt med att anpassa Svenska kraftnäts verksamhet för att säkerställa att de kommande nätkoderna och riktlinjerna följs.

9.2 Energimyndighetens pågående åtgärder

Inom ramen för Strategisk energisystemforskning pågår ett projekt som utifrån indelningen i elområden undersöker marknadens likviditet och prisbildning. Ett annat projekt inom samma program studerar marknadens förutsättningar för långsiktiga investeringar i produktion och överföring.

Inom programmet Elektra pågår ett projekt som ska undersöka vilka konsekvenser elmarknadens utformning kan få på systemets förmåga att effektivt balansera stora volymer vindkraft. Projektet syftar till att utvärdera samspelet mellan elmarknaden och driften av kraftsystemet.

9.3 Energimarknadsinspektionens pågående åtgärder

Ei deltar i utvecklingen av elmarknaderna inom Norden och EU genom att samarbeta med europeiska tillsynsmyndigheter och med byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter. En viktig del av utvecklingsarbetet är att verka för en harmonisering av regelverken, så att likvärdiga förutsättningar skapas. Ei deltar aktivt i dialogen om utformningen av nätkoder och riktlinjer och andra initiativ såsom Energiunionen och Bridge 2025. Utöver detta bereder Ei underlag till regeringskansliet och deltar i förhandlingsmöten i Bryssel samt har löpande dialog med Svenska kraftnät och övriga marknadsaktörer om reglernas utformning.