

DECEMBER 2015

# ANPASSNING AV ELSYSTEMET MED EN STOR MÄNGD FÖRNYBAR ELPRODUKTION

En slutrapport från Svenska kraftnät



# SVENSKA KRAFTNÄT

---

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, miljövänlig och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

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

**Omslagsfoto**  
Tomas Årlemo

Org. Nr 202100-4284

**SVENSKA KRAFTNÄT**  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00  
Fax 010-475 89 50

[www.svk.se](http://www.svk.se)

# FÖRORD

I regleringsbrevet för 2015 gav regeringen i uppdrag till Svenska kraftnät att utreda hur elsystemet behöver anpassas för att hantera och skapa förutsättningar för ett elsystem med en ökande andel variabel elproduktion. Bakgrunden var att den årliga vindkraftsproduktionen snart utgör tio procent av elanvändningen och fortsätter att öka, vilket skapar flera utmaningar för den befintliga elmarknaden och nätinfrastrukturen.

I uppdraget har ingått att redovisa de viktigaste konsekvenserna för elnätet, elpriset och elmarknaden med fokus på effekt- och balansproblematik, i ett svenskt, nordiskt och europeiskt perspektiv. En delrapport (Svk 2015/929) med sammanställning av pågående insatser samt de viktigaste konsekvenserna lämnades till regeringen den 25 maj 2015.

Svenska kraftnäts arbete har letts av en arbetsgrupp under affärsverkets tekniske direktör Ulf Moberg. Arbetet har – i enlighet med direktiven – bedrivits i nära dialog med Statens energimyndighet och Energimarknadsinspektionen, som således står bakom slutrapporten.

Sundbyberg den 18 december 2015

**Mikael Odenberg**  
generaldirektör

# INNEHÅLL

<b>FÖRORD</b>	<b>3</b>	<b>5. UTVECKLINGEN I TYSKLAND OCH DANMARK</b>	<b>31</b>
<b>1. INLEDNING</b>	<b>5</b>	<b>6. TÄNKBARA LÖSNINGAR PÅ UTMANINGARNA</b>	<b>33</b>
<b>2. LEVERANSÄKERHET</b>	<b>7</b>	6.1 Effekt	33
2.1 Leveranssäkerhetsnivå för energi och effekt	8	6.2 Balansreglering	33
2.2 Risker för leveranssäkerheten under omställningen av kraftsystemet	9	6.2.1 Utvecklingen av behovet av flexibilitet	34
<b>3. MARKNADSVISIONEN</b>	<b>11</b>	6.2.2 Framtida nätkoder avseende balansering	34
3.1 EU:s tredje lagstiftningspaket om den inre marknaden för el	11	6.2.3 Tänkbara lösningar	36
3.2 Energiunionen	12	6.2.4 Samhällsekonomisk kostnad för flexibilitet	39
<b>4. SYSTEMETS BEHOV</b>	<b>13</b>	6.2.5 Slutsatser	39
4.1 Flexibilitet	13	6.3 Nätinvesteringar	40
4.1.1 Behov av flexibilitet	13	6.4 Spänningsreglering	41
4.1.2 Prognoser	18	6.4.1 Möjliga vägar	42
4.1.3 Mätning och styrning	18	6.5 Svängmassa	42
4.1.4 Flexibilitetsresurser	18	6.5.1 Möjliga vägar	45
4.1.5 Efterfrågefexibilitet	18	6.6 Stödsystem	46
4.1.6 Produktionsflexibilitet	23	6.7 Konsekvenser för elpris, elnät och elmarknad	46
4.1.7 Nätinfrastruktur	27	<b>7. SLUTSATSER</b>	<b>49</b>
4.1.8 Energilager	27	<b>BILAGA 1</b>	<b>51</b>
4.1.9 Andra energisystem	28		
4.1.10 Tjänstehubb för elmarknaden	28		
4.2 Begreppet Systemtjänster	29		

# 1. INLEDNING

Beroendet av el i samhället och elens andel av energianvändningen ökar stadigt både i Sverige och Norden och ännu mer i övriga Europa. Elen och elsystemet förväntas spela en allt större roll i omställningen av energisystemet genom övergång till el som energibärare. Det svenska och nordiska kraftsystemet genomgår samtidigt stora förändringar. Icke planerbar produktion som är beroende av rätta väderbetingelser för att kunna producera el och ett ökat beroende av grannländerna för elförsörjningen, ersätter planerbar elproduktion anpassad till förbrukningens storlek och lokaliserad inom landets gränser. Uppdraget behandlar framförallt en större andel variabel förnybar elproduktion i form av sol- och vindkraft.

Dessa förändringar kommer att innebära en stor påverkan på kraftsystemets utformning och egenskaper. Om inga åtgärder vidtas leder utvecklingen till försämrad robusthet i elsystemet i form av försämrad leveranssäkerhet och ökad känslighet för störningar. Det krävs därför en grundläggande förståelse för vad innebörden av dessa förändringar medför för kraftsystemets behov för att kunna hantera systemet på ett fortsatt säkert, tillförlitligt och effektivt sätt.

För att uppnå detta kommer förändringarna att kräva beslut och åtgärder i form av nya regelverk och incitament för olika aktörer. Det blir således viktigt att de beslut som fattas är baserade på kunskap och insikt om att de kan innebära konsekvenser för elsystemets drift- och leveranssäkerhet och att besluten därför är koordinerade med utgångspunkt i att stötta elsystemets robusthet.

Det är svårt att ange en tidpunkt för när anpassningen av elsystemet behöver vara genomförd eftersom förändringen pågår med en kontinuerligt ökande andel icke planerbar produktion. En tidigarelagd avveckling av kärnkraftsaggregat aktualiserar givetvis utmaningarna tidigare. Vissa av de angivna utmaningarna är dock redan idag en realitet i vissa driftsituationer.

I delrapporten som presenterades i maj 2015 beskrevs några av de större utmaningarna som den pågående utvecklingen för med sig. Det finns kända lösningar för alla de kraftsystemutmaningar som redovisades i delrapporten men det är inte självklart vilken lösningsstrategi som ska tillämpas, vem som har ansvar för att de genomförs och hur kostnaderna ska fördelas. I denna rapport redovisas därför förslag

på flera tänkbara lösningar och resonemang kring deras lämplighet ur ett tekniskt och ekonomiskt perspektiv.

Flexibilitet och möjligheten att tillföra flexibla resurser till kraftsystemet kommer att vara avgörande för att kunna hantera de utmaningar som kraftsystemet står inför. Begreppet flexibilitet och vad det inkluderar får därför ett stort utrymme i rapporten.

Osäkerheten om roller och ansvar beror delvis på det faktum att kraftsystemet vid tidpunkten för elmarknadsreformen bedömdes som färdigbyggt och att alla större investeringar var gjorda. Rollerna i den nya elmarknaden skapades således för ett färdigt kraftsystem som skulle drivas i en effektiv förvaltning och inte för den massiva omställning av kraftsystemet som vi nu ser framför oss.

En annan osäkerhetsfaktor är den faktiska komplexitet som är kopplad till begreppet leveranssäkerhet för kraftsystemet som helhet. Av den anledningen kommer rapporten i tillägg till resonemanget kring olika lösningar angående de utmaningar som togs upp i delrapporten även att utveckla resonemangen kring begreppet leveranssäkerhet. Därigenom önskar rapporten utgöra ett viktigt inspel i det fortsatta arbetet med integration av variabel förnybar elproduktion.



## 2. LEVERANSSÄKERHET

Begreppet leveranssäkerhet är i sig mycket komplext men inbegriper ändå bara en delmängd av de faktorer som inryms inom det ännu vidare begreppet försörjningstrygghet. Inom ramarna för uppdraget väljer vi av den anledningen att avgränsa oss till de faktorer inom området leveranssäkerhet som vi i dagsläget bedömer som viktigast att belysa för det fortsatta arbetet med att tillgodose tillräcklig leveranssäkerhetsförmåga i det framtida kraftsystemet. Vi kommer bland annat att beröra riskhantering, tillgång på energi över tid, kraftsystemets förmåga att momentant omvandla och överföra energi till slutkund (driftsäkerhet) och vissa marknadsaspekter kopplat till de utmaningar och lösningar som vi lyfter fram i rapporten.

Ur ett kundperspektiv är leveranssäkerheten beroende av att hela leveranskedjan mellan produktionen och kundens anslutningspunkt fungerar säkert på både kort och lång sikt. I denna rapport väljer vi att definiera en leveranskedja bestående av den nationella produktionsapparaten och överföringsnäten på olika spänningsnivåer, stam-, region- och lokalnät. Leveranskedjan är i praktiken längre och omfattar även grannländernas produktionsapparat och interna överföringsnät samt överföringsförbindelserna mellan länderna.

Avbrott eller störning i elleveranserna kan bero på tekniska problem i nät- eller produktionsanläggningar eller på grund av elransonering när elen inte räcker till. Eftersom det inte är ekonomiskt försvarbart att sträva mot ett kraftsystem som har 100 procent tillgänglighet i leveranskedjans alla delar är det naturligt att man istället arbetar med riskvärdering för att på så sätt försöka hitta en lämplig avvägning mellan kostnader för att minska risken för elavbrott och konsekvenserna av elavbrott.

De utmaningar som kraftsystemet står inför som redovisas i detta uppdrag kan på kort och lång sikt påverka risknivåerna i leveranskedjans olika delar negativt, det gäller både för produktionsapparaten och för överföringsnätet. Samtidigt skapar utvecklingen också nya möjligheter att motverka riskerna. De existerande riskvärderingsmetoderna behöver av den anledningen omvärderas och eventuellt uppdateras, samtidigt som nya riskvärderingsmetoder och index behöver utvecklas och implementeras.

Ovanstående uppgradering av riskstyrningen för kraftsystemet är nödvändig på såväl nationell som regional och

paneuropeisk nivå. Det innebär ett paradigmskifte i sig, eftersom större delen av ovanstående riskstyrning historiskt skett på nationell och regional nivå. Den nu påbörjade implementeringen av marknads- och driftkoder kan ses som ett första steg i en sådan riktning. Dessa koder ser ut att kunna skapa rätt förutsättningar för en positiv utveckling för många av de utmaningar och riskområden vi tar upp i rapporten. Det är dock viktigt att påpeka att det krävs ett heltäckande regelverk för säker kraftsystemdrift men att koder, kommissionsriktlinjer och nationell reglering, i sin nuvarande form, inte skapar ett sådant heltäckande regelverk.

Även om pågående initiativ med gemensamma europeiska drift- och marknadskoder bidrar positivt till riskhanteringen vid omställningen av kraftsystemet så saknas t.ex. idag ett harmoniserat europeiskt synsätt på definitioner, metoder, kriterier och åtgärder avseende leveranssäkerheten för effekt.

I de lösningsstrategier som diskuteras inom olika europeiska organ (EU-kommissionen, ACER, ENTSO-E m.fl.) ingår därför harmonisering av leveranssäkerhetsdefinitioner och framtagande av gemensamma metoder och kriterier för leveranssäkerhet som absoluta nyckelfrågor.

Ett eventuellt framtida gemensamt regelverk inom detta område behöver även ge visst utrymme för varje medlemsstat att ha nationella lösningar för att hantera lokala utmaningar. Ett sådant exempel kan vara det faktum att det kan råda sträng kyla på vintern i Sverige och att leveranssäkerheten påverkas av stora säsongsvariationer i förbruknings- och överföringsmönster.

Det är därför viktigt att bevaka att kommande överstatliga regelverk inte försämrar eller fördyrar för svenska eller nordiska förhållanden.

Harmoniserade kriterier för leveranssäkerhet avseende effekt anses alltså vara viktigt för att nå målet med en gemensam europeisk elmarknad och kan annars få som konsekvens att det inte går att hålla ihop den europeiska marknaden som en marknad. En nationell syn på kriterier för denna del av leveranssäkerheten kan bland annat leda till att nyttan av förbindelser till omvärlden inte kan tillgodogöras. Importmöjligheterna blir alltså en allt viktigare del i leveranssäkerheten och därmed givetvis även medlemsstaternas möjlighet att exportera el vid bristsituationer. Detta skapar

idag osäkerheter kring den nationella leveranssäkerheten i flera medlemsstater. Hur mycket import man på nationell nivå kan addera till inhemsk produktionskapacitet i den nationella effektbalansen kommer sannolikt att analyseras ingående framöver.

De nationella kriterier som tas fram måste alltså vara koordinerade och i möjligaste mån harmoniserade på regional nivå, vilket kommer att bli en utmaning eftersom det inte finns en metod för att räkna fram "rätt" leveranssäkerhetsnivå, inte ens på nationell nivå.

Det är också viktigt att förstå att metoderna för att fastställa dessa kriterier skiljer sig åt för de olika delarna i leveranskedjan. Leveranssäkerhet för energi och effekt fastställs vanligtvis genom probabilistiska metoder (baserat på sannolikhet) och kriterierna för transmissions- och distributionsnät fastställs enligt det deterministiska n-1-kriteriet (-1 avser att man kan upprätthålla elleveranserna efter fel på en godtycklig komponent i nätet).

På grund av dessa olikheter så delar vi upp leveranssäkerheten under två rubriker.

**Leveranssäkerhetsnivå** som inbegriper riskhantering avseende energi- och effekttillräcklighet.

**Risker för leveranssäkerheten under omställningen av kraftsystemet** som inbegriper ökade eller nya risker inom fler områden än tillgången till effekt.

Därtill kommer leveranssäkerhet att nämnas på fler ställen i rapporten.

## 2.1 Leveranssäkerhetsnivå för energi och effekt

I den första rapporten tog vi upp att ett fastställande av det svenska kraftsystemets leveranssäkerhetsnivå är en absolut nyckelfråga för att definiera hur robust kraftsystemet ska vara och för att i planerings- och driftskedet kunna säkerställa detta. Att fastlägga en sådan leveranssäkerhetsnivå är ett politiskt beslut där nationella överväganden måste göras.

För vissa delar av leveranskedjan finns idag regelverk avseende leveranssäkerhet. Begreppet leveranssäkerhet används t.ex. av Energimarknadsinspektionen och andra som ett mått på elnätets fysiska förmåga att leverera effekt och energi till kunderna. Lagstiftningen på det området är i nivå med andra europeiska länder och utöver dessa regler finns också en ekonomisk incitamentsreglering på plats som ger incitament att leverera el med en leveranssäkerhetsnivå som är samhällsekonomiskt optimal.

Denna nivå är dynamisk och anpassad för varje enskilt nätföretag. Den samhällsekonomiska bedömningen utgår från kundernas kostnader för en avbruten elleverans (icke levererad effekt samt icke levererad energi). Däremot saknas det krav om en fastställd leveranssäkerhetsnivå för effekt och energi och därigenom saknas en fastställd leveranssäkerhetsnivå för kraftsystemet som helhet.

En nivå på leveranssäkerheten för effekt och energi är en nygamal idé och inte okontroversiell eftersom den var den

bärande principen för kraftsystemdimensionering innan omregleringen av elmarknaden som skedde 1996.

Dävarande dimensioneringsregler fastställdes i det regelstyrda samarbete som då rådde mellan flera av kraftföretagen. För att få tillträde till samarbetet var varje kraftföretag tvungna att uppfylla vissa minimikrav när det gällde leveranssäkerhet. Leveranssäkerhetskraven på varje deltagare (del-systemansvarig) var dels ett krav avseende effekt, dels ett krav avseende energi.

Risken för energibrist fick inte överstiga tre procent och risken för effektbrist fick inte överstiga 0,1 procent. Detta kan beskrivas som att energibrist inte fick inträffa mer än en gång på ca 30 år och att effektbrist inte fick inträffa mer än nio timmar per år (en tusendel av tiden). Dessa krav ihop med konkurrenshämmande mekanismer ledde till ett mönster med överinvesteringar i produktionsanläggningar och det var bl.a. det mönstret man ville bryta när man reformerade elmarknaden.

Att fastställa kraftsystemets leveranssäkerhetsnivå var alltså något som man gjorde innan elmarknadsreformen genomfördes och reformen innebar att denna riskhantering avskaffades. Vid tiden för reformen fanns ett betydande kapacitetsöverskott i produktionsapparaten, vilket innebar att ovanstående risknivåer i praktiken var mycket lägre och att åtagandena aldrig riktigt sattes på prov. Någon effektbrist har inte inträffat i Sverige under de senaste 50 åren. En elenergi- brist har inte inträffat sedan 70-talet.

Det nuvarande kraftsystemets leveranssäkerhet avseende effekt bygger på en förhoppning om att det är marknaden som ska generera tillräckligt med kapacitet för att klara de högsta förbrukningstopparna. Det är således prissignalerna på de olika marknaderna (terminsmarknaden, elspot, elbas och reglerkraftmarknaden) som ska signalera brist på produktionskapacitet och verka för att det finns tillräcklig kapacitet för att täcka konsumenternas förväntade elanvändning.

Leveranssäkerheten avseende elenergi bygger i princip på samma teori om marknadens funktion. En elenergi- brist som marknaden inte förmår avstyra riskerar leda till återkommande effektbrist under lång tid (veckor – månader). Här förfogar dock staten över instrument i form av ransonering och annan reglering av energianvändning som kan tillgripas i en sådan extraordinär situation. Ett utvecklingsarbete pågår sedan ett flertal år för att bland annat ha fungerande regelverk och rutiner för att hantera en elransonering.

I snart 20 år har alltså kraftsystemdimensionering baserad på leveranssäkerhetsnivå varit ersatt med uppfattningen att prissignaler i elmarknaden ska bidra med nödvändiga incitament för att investeringar i ny produktionskapacitet ska ske. Som nämnts ovan finns inte längre något regelverk som tvingar producenterna att investera utan de investerar när de bedömer det vara lönsamt.

I dagsläget kan vi konstatera att det fungerat som planerat men ändå blivit annorlunda mot hur det var tänkt. Aktörerna agerar enligt marknadens logik, på prissignalen, och överinvesteringarna i produktionsanläggningarna är borta. Däremot tvingas aktörer på affärsmässig grund att lägga ner



produktionsanläggningar på grund av de låga elpriserna.

Produktionsanläggningar som bidragit till en hög leveranssäkerhet för effekt i Sverige. Utvecklingen innebär att det i samhället pågår två rörelser som inte är att betrakta som förenliga. Den ena är den ovan beskrivna negativa utvecklingen av leveranssäkerheten för effekt och den andra är att det moderna samhället samtidigt rusat och rusar vidare mot något som måste betraktas som ett nästan totalt elberoende.

Tillförlitligheten i ett kraftsystem kan mätas med olika index. Några vanliga index är följande.

LOLP (Loss Of Load Probability) avser risken för att minst någon kund måste kopplas bort p.g.a. effektbrist, dvs. när det inte finns tillräcklig produktionskapacitet. En LOLP om 0,1 procent innebär att samtliga kunder får den el de vill ha under 99,9 procent av tiden, dvs. minst en kund måste kopplas bort under 0,1 procent av tiden, motsvarande ca nio timmar/år. Observera att tillförlitligheten för varje enskild kund är betydligt högre än 99,9 procent eftersom endast ett mindre antal kunder kopplas bort vid effektbrist. Om t.ex. endast fem procent av efterfrågad elförbrukning kopplas bort vid effektbrist som uppstår 0,1 procent av året så är tillförlitligheten för varje enskild kund  $1 - 0,05 \cdot 0,001 = 99,995$  procent förutsatt att olika kunder kopplas bort vid olika effektbristsituationer. Den samhällsekonomiska kostnaden blir dock mycket hög. Bortkoppling av 1 000 MW under 10 timmar värderas till ca 690 mnkr vid en avbrottskostnad på 69 000 kr/MWh.

ENS (Energy Not Supplied) avser den mängd elförbrukning som måste kopplas bort p.g.a. effektbrist. Kopplar man bort 10 MW under 1 timme blir alltså  $ENS = 10$  MWh. ENS kan också uttryckas i procent av total elförbrukning, t.ex. 0,01 procent motsvarar en tillförlitlighet på 99,99 procent.

När man redovisar ett kraftsystems tillförlitlighet är det alltså centralt att man både nämner vilka faktorer som inkluderats, t.ex. nätfel i distributionsnätet, och att man beskriver vilket tillförlitlighetsindex som använts. Vid fastställande av en nationell leveranssäkerhetsnivå är det viktigt att göra en samlad bedömning av leveranskedjans delar för att inte få en suboptimering av delarnas leveranssäkerhet, dvs. leveranssäkerhetsnivån avser hela kraftsystemet och de olika delarna ska ha en koordinerad leveranssäkerhet.

Det index som för närvarande är mest aktuellt i Europa, och som även fanns innan elmarknadsreformen, är ovan nämnda LOLP. Detta användes då i planeringssammanhang. Det verkliga systemet hade dock en högre leveranssäkerhet (lägre LOLP) än planeringsmålet.

## 2.2 Risker för leveranssäkerheten under omställningen av kraftsystemet

Fel eller bristande tillräcklighet i någon av kraftsystemets delar (här produktionsapparaten och överföringsnäten) kan leda till att elkunder inte får sina elleveranser tillgodosedda. Fel i lokalnäten har historiskt varit den vanligaste orsaken till avbrott i elleveranserna. Med den omställning av kraftsystemet

som nu sker så ökar riskerna för att fel i andra delar av leveranskedjan leder till ofrivillig bortkoppling av elkunder. Orsakerna till detta är både en lägre tillgänglighet i produktionsapparaten och försämrad tillgång på systemtjänster. Systemtjänster från icke planerbara produktionsanläggningar blir icke planerbara på samma sätt som elproduktionen.

Vidtas rätt åtgärder kommer dessa "nya" risker med tiden att minska, men det är naturligt att riskerna ökar under en övergångsperiod när kraftsystemet befinner sig i en förändringsfas och ska anpassas och uppgraderas under skarp drift. Att risknivån kan hållas på en acceptabel nivå under och efter "uppgraderingsfasen" förutsätter emellertid att lösningar på flera av de utmaningar som tas upp i denna rapport snabbt kommer på plats (bland annat för svängmassa och reaktiva resurser).

Eftersom marginalerna till kritiska lägstanivåer för t.ex. svängmassa och effekt minskar ökar risken för oönskade konsekvenser som att krav på elkvaliteten inte kan uppfyllas, Svenska kraftnät tvingas ta till dyra och omfattande åtgärder i driftskedet eller att ofrivillig bortkoppling av elkunder sker av andra skäl än fel i distributionsnäten.

En aspekt som ytterligare ökar riskerna i det framtida kraftsystemet är alltså att vi går från en situation med ett överskott av vissa systemtjänster. Alltså, de stora marginaler som funnits för vissa systemtjänster kommer nu att reduceras och den totala mängden kommer i större utsträckning att optimeras mot en tillräcklig nivå och kostnaden för systemtjänsten.

Med en sådan utveckling minskar alltså marginalerna i systemet och sannolikheten för att större störningar inträffar ökar. Historiskt har en storstörning inträffat med en periodicitet på ca 20 år. Varje år inträffar ett stort antal fel i näten. Av dessa fel är det ett antal som är större än vad kraftsystemet är dimensionerat för att klara men har ändå inte lett till någon större störning eller avbrott i elleveranserna. En anledning till detta är att det vid dessa tillfällen funnits större marginaler för fel. Dessa marginaler har skapats genom att det funnits ett överskott i tillgången på systemtjänster.

På liknande sätt som beskrivits för leveranssäkerhetsnivån för effekt så är det fundamentalt att nya och korrigerade funktionsvärden för systemtjänsterna tas fram (både högsta och lägsta kritiska värden ihop med adekvata marginaler). Ett sådant arbete pågår dels internt inom Svenska kraftnät, dels också i samarbete med övriga nordiska systemoperatörer.

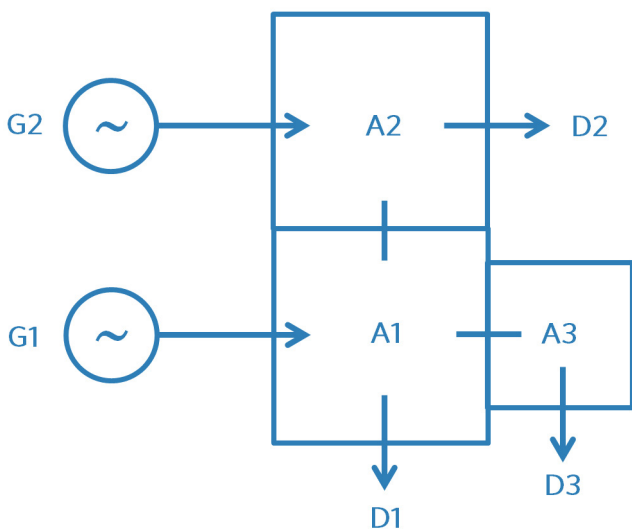
En annan utmaning för leveranssäkerheten som diskuteras i Europa är ansvarsfördelningen mellan systemoperatören (TSO, Transmission System Operator) och distributionsnätetsföretagen (DSO, Distribution System Operator). Utvecklingen går mot att distributionsnätetsföretagens roll i kraftsystemet behöver definieras om till en roll som delsystemansvarig. Anledningen är att förändringarna med mer distribuerad produktion skapar liknande systemutmaningar som för en systemoperatör fast på regional nivå, dvs. ökade krav på samarbete, koordinering och styrning. Rollen måste därför

anpassas för att säkerhetsställa en fortsatt god driftövervakning och styrning för att upprätthålla en hög leveranssäkerhet.

I sammanhanget är det viktigt att påminna om den stora omställning kraftsystemet är inne i och att det i driften av ett komplext system, oavsett vilket, är naturligt att löpande omvärdera och korrigera såväl kritiska gränsvärden som marginalvärden.

### Ett illustrerande exempel

Nedanstående exempel beskriver schematiskt ett kraftsystem och illustrerar vilka leveranssäkerhetsproblem som kan uppstå.



Figur 1. Ett förenklat kraftsystem.

Kraftsystemet består av ett transmissionssystem med utsträckning över områdena A1 och A2 och med begränsad kapacitet mellan de två områdena. I båda områdena finns produktionskapacitet (G1 och G2), importmöjligheter samt elförbrukning (D1 och D2). Det finns också ett distributionsystem (A3) med en total förbrukning inklusive distributionsförluster (D3). Distributionssystemet matas från transmissionssystemet.

För en konsument ansluten till distributionssystemet A3 finns då ett flertal orsaker till avbrott i elleveransen:

1. Nätfel i distributionssystemet A3. Detta är idag den vanligaste orsaken till att kunder blir utan el i Sverige.
2. Begränsning i kapaciteten i överföringen mellan transmissionssystemet och distributionssystemet, A1 och A3. Detta är i praktiken ett mycket ovanligt problem, men kan inträffa vid nätfel. Finns lokal produktion i A3 kan det vara en viss hjälp vid dessa situationer.
3. Begränsad produktionskapacitet i A1 inklusive begränsade importmöjligheter till A1, dvs. förbrukningen är större än

summan av den totala produktionskapaciteten i området och importkapaciteten till området:

$$D1+D3 > G1 + \text{kapacitet mellan A1 och A2}$$

4. Nätfel eller brist på systemtjänster inom A1 vilket gör att tillgänglig import- och/eller produktionskapacitet minskar.
5. Begränsad produktionskapacitet i hela kraftsystemet när överföringen mellan A1 och A2 inte är begränsad, dvs. den totala förbrukningen i kraftsystemet är större än den tillgängliga produktionskapaciteten:

$$D1+D2+D3 > G1+G2$$

”Risken för effektbrist” avser ofta effektbrist som kan uppkomma som en kombination av punkt 3 och 5 som förutsätter att transmissionssystemet fungerar. I mer detaljerade analyser brukar dock ibland även punkt 4 tas med, åtminstone för t.ex. sjökablar som kan ha en begränsad tillgänglighet. I framtiden kommer dock punkt 4 att behöva ges mer fokus. Minskad tillgänglighet i produktionsapparaten och minskad tillgång på systemtjänster ökar risken för lokal effektbrist.

För den enskilde kunden är samtliga orsaker relevanta där punkt 1 alltså är den typ av orsaker som är vanligast. På senare år har emellertid dessa fel minskat på grund av omfattande åtgärder i näten.

### Sammanfattning

Den utveckling som nu pågår kommer att innebära ett mindre robust elsystem och försämrad leveranssäkerhet om inga åtgärder vidtas. De nya riskerna genom minskade marginaler i hela leveranskedjan innebär en stor utmaning för de flesta länder och systemoperatörer (TSO resp. DSO).

För att hantera utvecklingen kommer rollen för de underliggande nätens (region- och lokalnät) ägare att behöva definieras om. De kommer att behöva ta ett större ansvar för sina respektive delsystem och bli delsystemoperatörer (DSO).

Mot bakgrund av ovanstående finns det starka incitament för att på nationell nivå ta initiativ till att se över vilka risknivåer och kostnader det svenska samhället är berett att acceptera avseende elleveranserna.

En fastställd leveranssäkerhetsnivå bör vara den gemensamma referenspunkt som styr de samverkande delarnas processer avseende planering, beslut, riskstyrning och förvaltning. Eftersom fastställandet av en nationell leveranssäkerhetsnivå är en politisk fråga förordas att regeringen ger Svenska kraftnät i uppdrag att tillsammans med Energimarknadsinspektionen och Statens energimyndighet utreda och föreslå leveranssäkerhetsnivån för kraftsystemet som helhet med dess ingående delar.

Den nationella leveranssäkerhetsnivån behöver koordineras regionalt med grannländerna i första hand.

## 3. MARKNADSVISIONEN

Marknadsutvecklingen i Europa har tidigare till största del drivits nationellt och i vissa områden regionalt. Ett exempel på en regional marknadsutveckling i Europa är den i Norden där en gemensam dagen-före-marknad, inom-dygnet-marknad och reglerkraftmarknad har utvecklats. För att möjliggöra denna utveckling har de nordiska systemoperatörerna genomfört en harmonisering av metoder och regelverk. Idag drivs marknadsutvecklingen från EU-kommissionen där nätkoderna kommer att skapa ramar och riktlinjer för en gemensam europeisk marknad. En fortsatt europeisk marknadsutveckling kommer att ställa krav på ytterligare harmonisering.

Kommissionen har tagit fram visioner där målsättningen är en hållbar och stabil energiunion med en framåtblickande klimatpolitik. Energiunionen ska skapa förutsättningar för en tillförlitlig och ekonomiskt rimlig energiförsörjning för alla och ge EU förutsättningarna att bli världsledande inom förnybar energi. För att uppnå detta krävs en grundläggande förändring av Europas energisystem och omstrukturering av den europeiska elmarknaden.

### 3.1 EU:s tredje lagstiftningspaket om den inre marknaden för el

EU:s tredje lagstiftningspaket om den inre marknaden för el som antogs den 25 juni 2009 är en central del i arbetet med att skapa en gemensam europeisk elmarknad. EU:s tredje lagstiftningspaket innehåller bland annat två förordningar där mandat ges till EU-kommissionen, ACER, ENTSO-E och medlemsstaterna att efter en gemensam procedur utveckla mer detaljerade regler för energimarknaderna i form av så kallade nätkoder.

Nätkoderna är uppdelade i anslutnings-, drift- och marknadskoder och syftar till att underlätta harmonisering, integration och effektivitet på den europeiska elmarknaden. Varje nätkod är en integrerad del i ambitionen att fullborda den inre marknaden för energi och uppnå EU:s 20-20-20-mål<sup>1</sup>.

En harmonisering underlättar och skapar förutsättningar för ökad integration av de nationella och regionala elsystemen och därmed ett bättre utnyttjande av produktionsresurserna. En harmonisering innebär också att utrymmet för

nationella lösningar minskar och behöver således inte nödvändigtvis innebära att den mest optimala lösningen för en specifik medlemstat tas fram, utan mervärdet finns i harmoniseringen för att uppnå en möjlighet till större integration.

Den nordiska elmarknadsmodellen har redan en struktur liknande den europeiska målmodellen. En marknadskopplad dagen-före-marknad, en inom-dygnet-marknad och en balanseringsmarknad. Den stora strukturella utmaningen mot den europeiska målmodellen är att inom-dygnet-marknaden och balanseringsmarknaden, som idag är nordisk, ska hanteras på europeisk nivå.

Även om strukturen i den nordiska elmarknaden påminner om den europeiska målbilden kommer förändringar att krävas för att uppfylla de kommande nätkoderna. En del av dessa förändringar kan komma att bidra till lösningen på de identifierade utmaningarna.

De marknadskoder som är i antagande är gemensamma kommissionsriktlinjer och nätkoder:

- > CACM – Capacity Allocation and Congestion Management med metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för dagen-före-handeln och intra-dag-handeln.
- > FCA – Forward Capacity Allocation med metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för marknaderna med längre tidshorisont än dagen-före.
- > EB – Electricity Balancing med regelverken för en väl fungerande marknad för balanskraft.

Kommissionsriktlinjerna och nätkoderna kommer att träda i kraft i form av förordningar och blir därmed direkt bindande i varje medlemsstat.

CACM trädde ikraft den 14 augusti 2015. Riktlinjerna bestämmer bl. a hur den gränsöverskridande handeln med el ska utformas för såväl dagen-före som inom-dygnet-marknaderna i Europa. CACM ska vara införd i medlemsstaterna senast i slutet av 2018.

Den 22 juli lämnade ACER sin kvalificerade rekommendation på EB till kommissionen för antagande. Riktlinjen fastställer gemensamma principer för "Electricity Balancing", däribland inrättandet av avräkning, anskaffande av reser-

1. Växthusgaserna ska minska med 20 procent till 2020, minst 20 procent av energin ska vara förnybar och energieffektiviteten öka med 20 procent.

verna Frequency Containment Reserves (FCR), Frequency Restoration Reserves (FRR) och Replacement Reserves (RR) samt gemensamma metoder för aktivering av FRR och RR. Vad som nu händer är oklart eftersom riktlinjens tidplan beror på utvecklingen av andra koder och riktlinjer i kommitologiprocessen, som antas börja under 2016.

Den 30 oktober 2015 beslutades FCA av Electricity Cross Border Committee. Innehållet i FCA syftar till att möjliggöra effektiva säkringsprodukter på lång sikt för producenter, konsumenter och elhandlare gällande prisrisken i det område de verkar. Riktlinjen ska närmast röstas igenom i rådet och Europaparlamentet innan den träder i kraft och blir lagstiftning i respektive medlemsstat.

## 3.2 Energiunionen

I kommissionens meddelande från februari 2015 om den s.k. energiunionen<sup>2</sup> beskrivs brister i rådande marknadsdesign. Kommissionen aviserar därför en ny lagstiftning på området. Den nya lagstiftningen syftar till att underlätta den pågående energiomställningen inom EU och kommer presenteras under 2016. Nedan beskrivs kortfattat i punktform de olika delarna i förslagen som nämns i kommissionens meddelande om en ny marknadsdesign<sup>3</sup>.

- > Standardiserad bedömning av behovet av kapacitetsmekanismer.
  - > Standard för kapacitetsmekanismer.
- Förslagen som nämns i energiunionen kommer att påverka det fortsatta europeiska arbetet med bland annat kommissionsriktlinjerna.
- > Elmarknaden måste till fullo integrera alla marknadsaktörer och innefatta flexibel efterfrågan, energitjänsteleverantörer och förnybar energi.
  - > Skapa välfungerande kortfristiga elmarknader:
    - > Särskilt inom-dygnet- och balansmarknader måste anpassas för ett system med storskaliga gränsöverskridande flöden och stora volymer förnybar icke planerbar produktion.
    - > Alla pristak bör undanröjas, ledtider för inom-dygnet-handel och handelsintervall bör förkortas och stängningstiderna bör närmas till realtid.
    - > EU-omfattande system för gränsöverskridande inom-dagen-handel bör införas.
    - > Balansmarknaderna måste omfatta större områden än de gör idag. Ett begränsat antal större balansregioner bör definieras i ett europeiskt perspektiv, utgående från nätens behov och inte från de nationella gränserna.
  - > Väl definierade elområden som visar flaskhalsar. Inte bara landsgränsen som är vanligt i Europa idag.
  - > Priserna måste avspegla bristen under effekttopparna och att investerarna har förtroende för dessa vilket leder till långsiktiga korrekta prissignaler.

2. KOM (2015) 50.

3. COM (2015) 340 final.

## 4. SYSTEMETS BEHOV

Det är viktigt att elmarknaden är utformad på ett sätt som gör att den stödjer elsystemets behov. Dagens energy-only-marknad har dock svårt att leverera allt det som behövs. Den prissätter energi men efterfrågar inte effekt och/eller flexibilitet. Det leder under gynnsamma väderförhållanden till ett energiöverskott som pressar elpriset till nivåer som konkurrerar ut den planerbara (icke väderberoende) produktion som levererar systemets behov av effekt. Ingen ny produktion kan heller byggas utan subventioner.

Diskussioner om att införa olika former av kapacitetsmekanismer pågår följaktligen i flera länder i Europa. Häri ligger en fara, eftersom nationella särlösningar riskerar att snedvrida konkurrensen och göra elmarknaden mindre effektiv.

För närvarande är detta inte någon kritisk fråga för Sveriges del men bedömningen är att det kommer att behöva tillföras planerbar (icke väderberoende) produktion när den kärnkraft som byggdes på 1980-talet ska fasa ut. I dag är det dock svårt att se att någon sådan produktion kommer att byggas. Att säkerställa behov som flexibilitet och/eller effekt som systemet behöver är också nödvändigt för att upprätthålla drift- och leveranssäkerheten.

### 4.1 Flexibilitet

Flexibilitet lyfts ofta fram som en av nyckelfaktorerna när det kommer till att integrera stora mängder variabel förnybar el i kraftsystemet. I detta avsnitt beskrivs behovet av flexibilitet som finns idag och i framtiden. Därefter beskrivs olika flexibla resurser och deras egenskaper. Flexibilitet och flexibla resurser utgör framför allt lösningar för utmaningarna balansreglering och effekt som presenterades i delrapporten i detta regeringsuppdrag.

#### 4.1.1 Behov av flexibilitet

I ett kraftsystem finns det alltid ett behov av flexibilitet för att kunna upprätthålla balans mellan elproduktion och elanvändning. Obalanser uppstår på olika tidshorisonter när elproduktion eller elanvändning av någon anledning avviker från vad som är planerat. Detta kan ske genom störningar eller på grund av felaktiga prognoser. Exempelvis varierar elanvändningen över tid, vilket medför prognososäkerheter som måste hanteras på alla tidshorisonter, från år till sekund. För att hantera detta krävs flexibla resurser som möjliggör att syste-

rets balans upprätthålls.

Hur systemet fungerar idag beskrivs mer ingående i kapitel 5 *Balansreglering* i delrapporten.

#### Hur flexibelt är systemet idag?

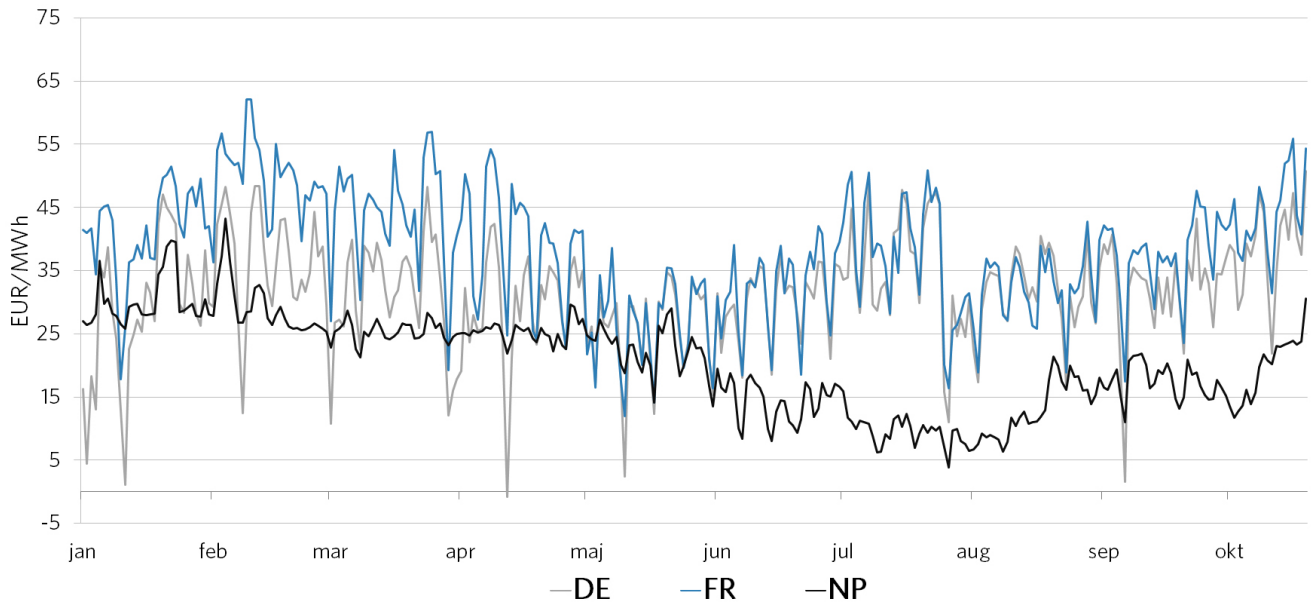
Det svenska kraftsystemet har idag ett stort utbud av flexibla resurser relativt kontinenten. Ett sätt att bedöma detta är genom att studera egenskaper som kännetecknar ett kraftsystem med låg grad av flexibilitet. Tre sådana egenskaper som visar på låg flexibilitet är<sup>4</sup>:

- > Negativa och/eller volatila elpriser.
- > Tvångsnedreglering av variabla förnybara energikällor.
- > Svårigheter att upprätthålla balansen och försämrad frekvenskvalitet.

Nedan följer ett resonemang där det svenska kraftsystemets flexibilitet bedöms utifrån dessa egenskaper.

*Negativa eller volatila elpriser:* Den nordiska elmarknaden har inom vissa elprisområden upplevt negativa priser, t.ex. DK2 där priset sjönk till det lägsta tillåtna på Nord Pool Spot. Fortfarande uppträder dock negativa priser i en begränsad omfattning. Utöver att skapa behov av flexibilitet genom sin variabilitet kommer den icke planerbara förnybara elproduktionen att fortsätta producera även om elpriset är väldigt lågt eller till och med negativt eftersom den erhåller subventioner, i Sverige i form av elcertifikat. I jämförelse med prissituationen i Tyskland och Frankrike är elpriserna i Norden inte lika volatila (se Figur 2, nästa sida). I dessa länder ser vi redan idag betydligt större variationer i priset mellan dag och natt samt vid perioder med mycket eller lite vind eller sol. Den stora andelen icke planerbar förnybar elproduktion behöver inte nödvändigtvis innebära en ökad volatilitet, exempelvis har solkraften i Tyskland minskat skillnaden mellan dag- och nattpriset. En fortsatt utbyggnad av förnybar variabel elproduktion i Norden kommer att ge liknande effekter på det nordiska elpriset framöver, men idag kan de flexibla resurserna anses tillräckliga för att dämpa variationer i elpriset på grund av den icke planerbara förnybara elproduktionen.

4. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61721.pdf>.



Figur 2. Prisvariationer på Nord Pool Spot (NP), i Tyskland (DE) samt i Frankrike (FR) under år 2015.

Källa: Energimarknadsinspektionen.

*Tvångsnedreglering av förnybart:* När det gäller spill med resurser gör marginalprissättningsmodellen att vind- och solkraftsproduktion alltid utnyttjas när den finns tillgänglig. Någon påtvingad nedreglering av dessa resurser för att hantera systembegränsningar görs inte i dagsläget. Att kraftsystemet klarar av att ta hand om all den produktion som idag görs tillgänglig visar på en god flexibilitet i kraftsystemet. I framtiden kan tvingande nedreglering komma att öka, speciellt på lokal och regional nivå som ett sätt att hantera begränsad nätkapacitet.

*Svårighet att balansera:* Som redovisades i delrapporten har frekvenskvaliteten försämrats de senaste åren. Frekvenskvaliteten, som anges som antalet minuter när frekvensen är utanför normaldriftsintervallet, visar att tiden när de automatiska reserverna utnyttjas har ökat. Detta innebär att mängden automatiska reserver som är tillgängliga för att hantera störningar är lägre vid dessa tillfällen.

Att fastställa orsakerna bakom frekvensavvikelserna är en komplex uppgift. Den ökande andelen icke planerbar produktion kan dock inte tydligt hållas som ensam bakomliggande orsak till den försämrade frekvenskvaliteten. De senaste åren har den negativa trenden för frekvensavvikelser planat ut medan den installerade mängden vindkraft har fortsatt öka. En orsak till detta är sannolikt introduktionen av FRR-A<sup>5</sup>, en form av automatisk reglering vars syfte är att minska frekvensavvikelserna. Vindkraftsprognoser och arbetet i kontrollrummet har också förbättrats med avseende på att hantera den ökande volymen vindkraft. Eftersom Sverige är ett avlångt land så kan sammanlagringseffekter uppstå som kan innebära att vindkraftens variationer delvis jämnas ut i det kortare tidsperspektivet från sekund till minut.

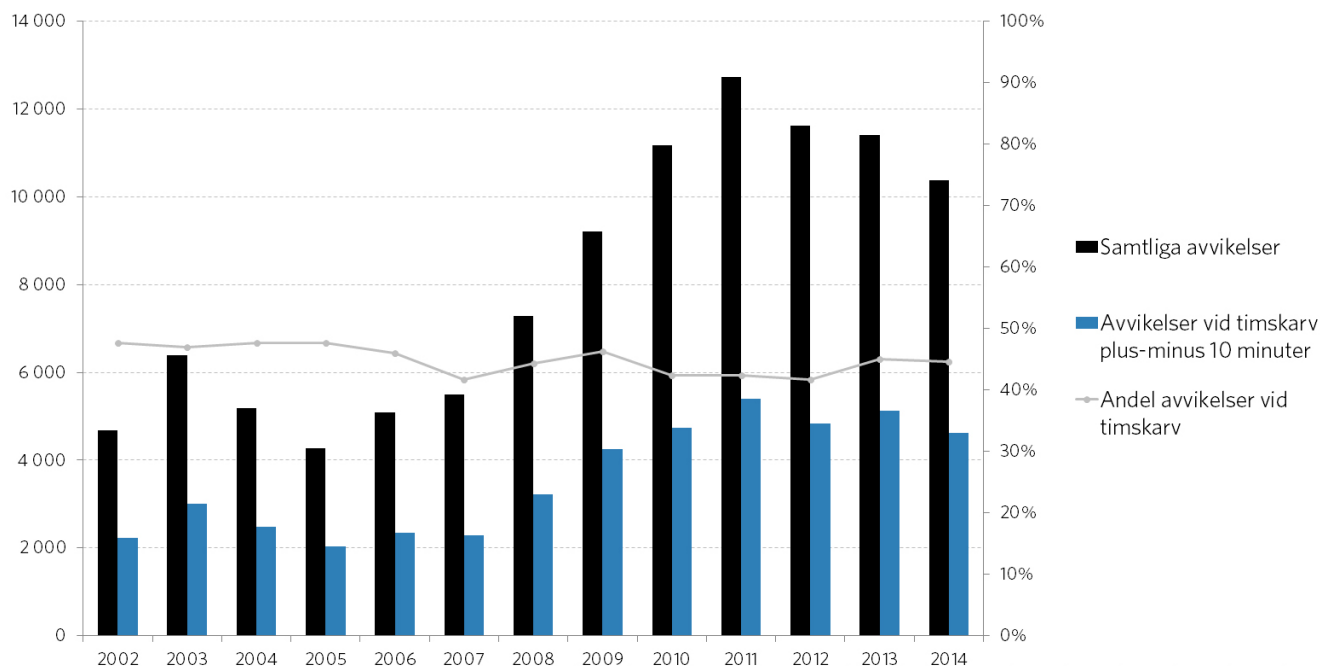
En starkt bidragande orsak till frekvensavvikelserna är istället den nuvarande marknadskonstruktionen där elpriset sätts per timme. Den planerbara elproduktionen genomför stora förändringar vid tidskiften medan elförbrukningen och vindkraften förändras mer långsamt och oberoende av specifika klockslag, vilket får som följd att stora obalanser uppstår. Detta förstärks ytterligare av de HVDC-överföringar som oberoende av aktuell frekvens förändrar flödena av stora volymer i samband med tidskiften.

Analyser av frekvensavvikelserna vid tidskiften visar att andelen av de totala avvikelserna som dessa har orsakat varit i stort sett konstant under perioden 2002 – 2014. Det är med andra ord inte tidskiftesproblematiken som orsakat ökningen av frekvensavvikelser. Avvikelserna vid tidskiften har dock under dessa år, med mindre variationer, stått för en stor del av frekvensavvikelserna, cirka 45 procent av de totala frekvensavvikelserna, vilket redovisas i Figur 3 (nästa sida). Detta tyder på att något annat bidragit till ökningen.

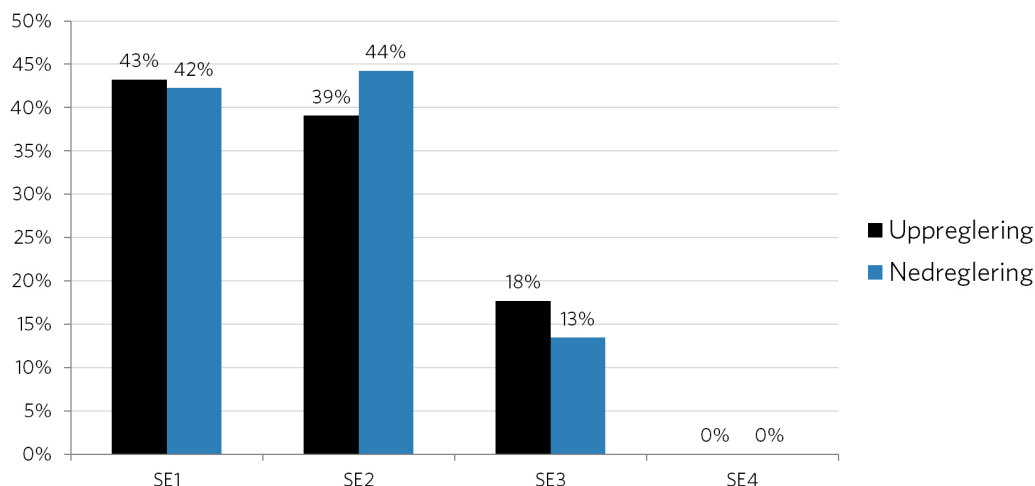
En sannolik förklaring till den försämrade frekvenskvaliteten är således en kombination av ökad mängd vindkraft och att den totala mängden automatiska reserver i systemet har minskat. Tillförseln av automatiska reserver genom introduktionen av FRR-A och ett större fokus på problemet i kontrollrummet har sannolikt avbrutit trenden. Avvikelserna ligger dock fortfarande på en hög nivå. Hur kritisk denna nivå är analyseras för närvarande av Svenska kraftnät.

De nordiska systemoperatörerna upphandlar mängden kapacitet för automatisk frekvensreglering enligt fastställda direktiv. Att delta i frekvensregleringen innebär att produktionen kontinuerligt regleras upp eller ned med ökat slitage och ökade driftskostnader som följd. Upphandlingen bygger inte på marginalprissättning vilket gör att de som sällan blir avropade på sikt väljer att ta bort den reglerande förmågan

5. FRR-A (Frequency Restoration Reserve) är en automatisk och frekvensstyrd sekundärreglering.



Figur 3. Frekvensavvikelser 2002 - 2014 och andel av dessa uppkomna vid timskiftet.



Figur 4. Vattenkraftens manuella balansreglering i Sverige 2007 - 2013.

från sina aggregat för att minska slitage och kunna optimera intäkterna.

För att komma tillrätta med frekvensavvikelserna skulle en elmarknadsförändring med högre tidsupplösning kunna implementeras som bättre återspeglar förbrukningens och vindkraftens variationer. Detta kan ske i kombination med en större tillgång på automatiska frekvensregleringsresurser. Dessa lösningar beskrivs senare i kapitlet.

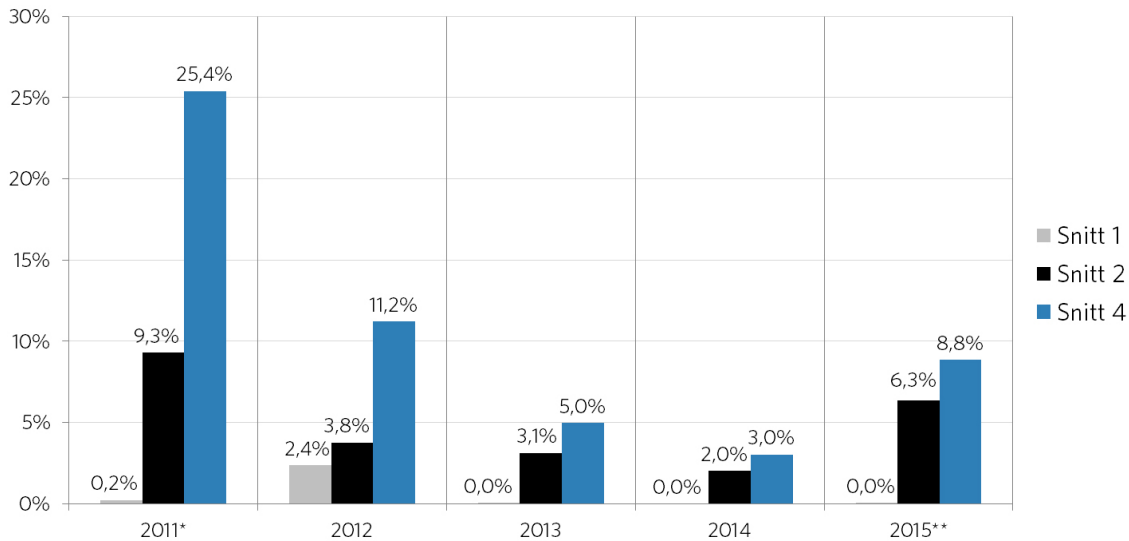
#### Regional effektbrist på reglerkraftmarknaden

Det nordiska kraftsystemet är sammankopplat vilket innebär att reglerresurserna i de olika länderna samverkar för att möta det totala behovet av flexibilitet. Detta kan ske så långt

överföringskapaciteterna på förbindelserna mellan länderna tillåter. Även inom länderna är överföringskapaciteten begränsad, vilket kan försäkra interna elprisområden när dessa utnyttjas maximalt, så även i Sverige. Det påverkar då också tillgången på reglerresurser i de olika elprisområdena.

Historiskt har vattenkraften stått för den största andelen av de manuella balansregleringarna och dessa resurser finns framförallt i de nordligaste elområdena SE1 och SE2. Mellan 2007 och 2013 stod den svenska vattenkraften för i medeltal 95 procent av den svenska andelen av omsättningen på reglerkraftmarknaden. I Figur 4 ovan visas hur vattenkraftens manuella balansreglering fördelas mellan elområdena i Sverige.

Eftersom Sverige är ett område med produktionsöverskott



Figur 5. Andel av tid med flaskhalsar SE1 -> SE2, SE2 -> SE3 samt SE3 -> SE4.

\* Fr.o.m. 1 november

\*\* T.o.m. 8 september

i norr och underskott i söder går kraftflödet i landet normalt i en sydlig riktning och det är också därför som överföringen oftast når den maximala kapaciteten i denna riktning.

Flaskhalsar kan uppstå antingen vid dagen-före-handeln på elbörsen Nord Pool Spot eller under driftdygn i samband med aktiveringar på reglerkraftmarknaden. Vid dessa tillfällen överstiger behovet av att överföra kraft de kapaciteter som systemoperatörerna fastställt. Om en flaskhalsituation uppstår hanteras detta genom indelning i så kallade prisområden, där elpriset stiger i det elområde inom vilket resurser med högre pris behöver aktiveras för att efterfrågan ska tillgodoses. Detta sker på motsvarande sätt på reglerkraftmarknaden genom att reglerkraftspriset höjs i underskottsområdena relativt övriga elområden. Om större obalanser uppstår ofta i de olika elprisområdena måste systemoperatören säkerställa att det finns tillgång till balansreglering om man inte är beredd att acceptera en ökad risk för frånkoppling av förbrukning. Det måste då antingen ske genom reservering av överföringskapacitet för att kunna överföra reserverna till området, vilket innebär en minskad elmarknadsnytta, eller genom att upphandla dyra reserver i området. I Figur 5 ovan visas hur ofta flaskhalsar uppstått mellan de olika prisområdena.

Som Figur 5 visar är det främst mellan SE3 och SE4 som flaskhalsar uppstår. När detta inträffar kan inte längre reglerresurser i SE1 eller SE2 bidra till att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning. Vid dessa tillfällen är det därmed inte den svenska vattenkraftens reglerförmåga som begränsar effektillgången på reglerkraftmarknaden, utan kombinationen av brist på överföringskapacitet och brist på reglerresurser i södra Sverige. När denna typ av regional effektbrist uppstår har Svenska kraftnät vid flera tillfällen tvingats till att aktivera gasturbiner i den snabba aktiva störningsreserven för att kunna återställa de automatiskt frekvensstyrda reserverna. Det finns därför idag ett behov av att

en större mängd reglerresurser tillförs i SE3 och SE4.

Sammanfattningsvis visar det nordiska kraftsystemet idag inga större tecken på begränsningar i flexibilitet och systemet kan för närvarande anses vara försett med tillräcklig volym flexibla resurser. Behovet av flexibilitet kommer emellertid att öka i framtiden i och med en större integration av variabel icke planerbar elproduktion. Behovet av flexibilitet kommer i en allt större omfattning uppstå mer lokalt i systemet.

#### Vindkraftens påverkan på behovet av flexibilitet

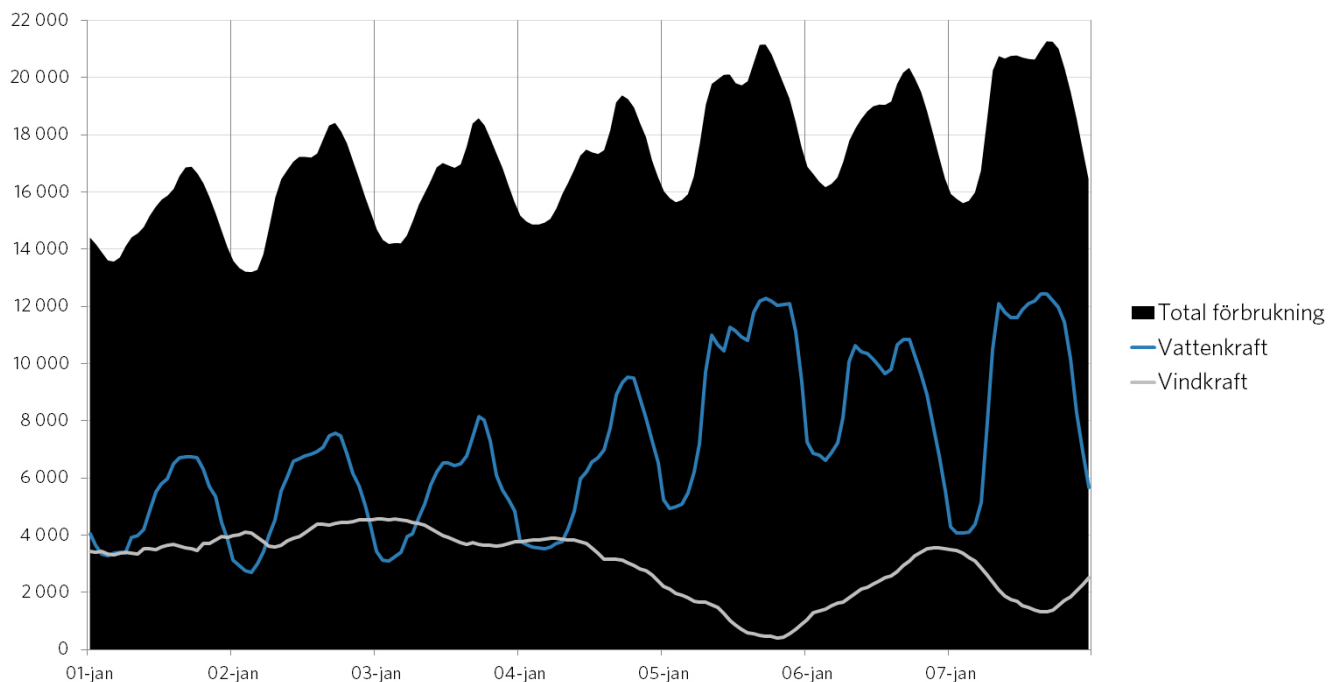
Den osäkerhet och variabilitet som hittills har behövt hanteras härrör framför allt från elanvändningen och följer kända mönster. Elanvändningen är lägre nattetid, helg och sommartid jämfört med dagtid, vardag och vintertid. Det är utifrån dessa osäkerheter och variationer som de reglerbara resursernas flexibilitet, främst vattenkraften, är dimensionerad.

Genom den pågående introduktionen av vindkraft tillförs en ny typ av osäkerhet och variabilitet. Utöver elanvändningens variationer kommer de flexibla resurserna i allt större omfattning att även behöva hantera att tillförseln av el förändras på ett sätt som inte tidigare förekommit. Vindkraft och annan väderberoende och icke planerbar elproduktion styrs inte av efterfrågan på el utan varierar stokastiskt och ställer därmed krav på att det finns flexibla resurser som kan anpassa sig så att balans uppnås.

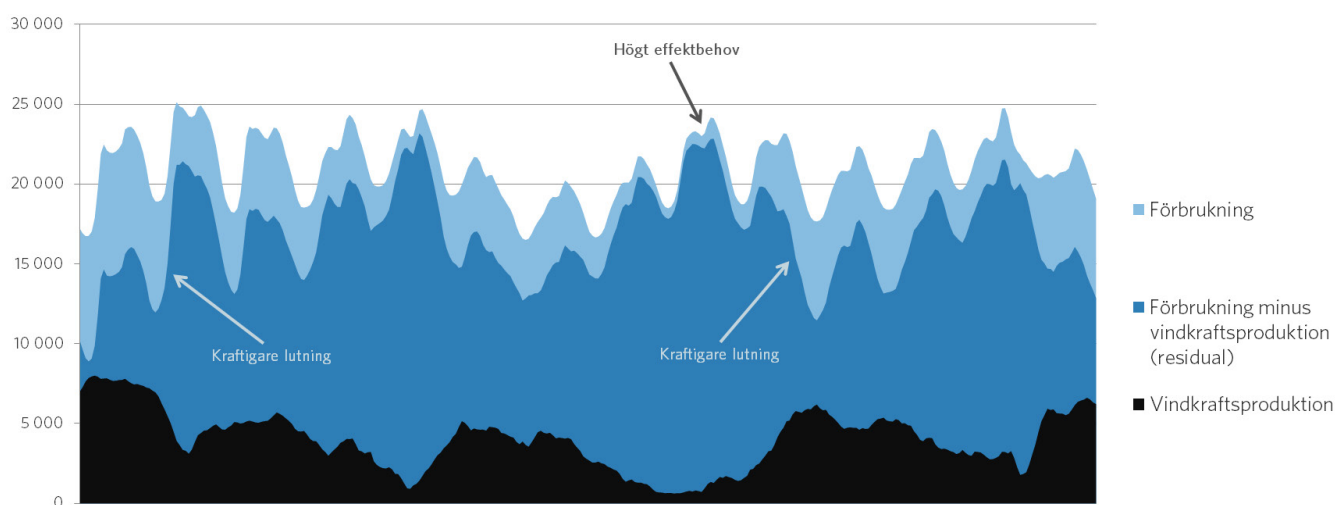
Ett exempel på en sådan situation kan ses i Figur 6 (nästa sida) som visar elanvändning, vindkraft och vattenkraft i Sverige under vecka 1, 2015. Under denna vecka var vindkraftens produktion inte i fas med elanvändningen och levererade som minst när behovet var som störst. Även det omvända inträffar, men i båda fallen måste flexibilitet finnas och se till att systemet är i balans.

I Sverige handlar det om att vattenkraften måste hinna ställa om och producera mer när den väderberoende och





Figur 6. Elanvändning, vattenkraft och vindkraft i Sverige vecka 1, 2015.



Figur 7. Vindkraftens påverkan på residualen. Förbrukningens variation under två veckor och den hypotetiska vindkraftsproduktionen om det i Sverige hade funnits vindkraft motsvarande 30 TWh.

icke planerbara produktionen inte levererar och kunna minska när den producerar mer än planerat. I takt med att mer vindkraft installeras i Sverige ökar den totala osäkerheten och därmed även behovet av flexibilitet. Detta illustreras genom exemplet i Figur 7 ovan som visar två exempelveckor med hög förbrukning.

Ett forskningsprojekt har analyserat vad vindproduktionen skulle ha varit dessa veckor om vi hade haft en årsproduktion på 30 TWh från en installerad effekt om 9 773 MW<sup>6</sup>. I figuren visas även residualen som är förbrukningen minus vind-

kraftsproduktionen. Residualen illustrerar den profil som övrig kraftproduktion samt nettoexport behöver anpassa sig efter för att upprätthålla balansen mellan elproduktion och elanvändning.

Variationen hos residualen ökar vilket ställer högre krav på flexibilitet. Speciellt kan förändringar i form av kraftigare lutningar noteras vid tillfällena när förbrukningen ökar samtidigt som vindkraften avtar, eller tvärtom när förbrukningen minskar samtidigt som vindkraftsproduktionen ökar (se Figur 7). Samtidigt medför vindkraften att andra lutningar minskar.

6. Vindkraftsproduktionen är hämtad ur ett forskningsprojekt vid Uppsala Universitet som gjorts inom ramen för Vindforsk: [http://www.elforsk.se/Global/Vindforsk/VFIV/Rapporter%20VF%20IV/2015\\_141%20-%20rapport\\_screen.pdf](http://www.elforsk.se/Global/Vindforsk/VFIV/Rapporter%20VF%20IV/2015_141%20-%20rapport_screen.pdf).

Sammanfattningsvis påverkar vindkraften behovet av flexibilitet genom att tillföra en ökad osäkerhet i prognoserna. De flexibla resurserna kommer därmed oftare att behöva kunna ställa om mellan ett högt och ett lågt effektbehov. Hög förbrukning kommer att sammanfalla med låg vindkraftsproduktion ett varierande antal timmar varje år och den stora utmaningen ligger i att ha flexibla resurser att ta till vid dessa situationer. Det gäller att hitta lönsamhet för dessa resurser för att kunna hantera sådana situationer som kommer att inträffa, men ha relativt kort varaktighet.

#### 4.1.2 Prognoser

Prognoser och tillgång till verktyg för att göra prognoser kommer att bli alltmer betydelsefullt i framtiden. Som beskrivits tidigare har variationerna i kraftsystemet ökat från att det tidigare enbart behövts ta hänsyn till förbrukningens variationer ökar nu variationerna även på produktionssidan, vilket innebär att osäkerheterna i prognoserna ökar.

Osäkerheten i den icke planerbara produktionen minskar ju närmare driftskedet man kommer. Vindkraftsprognoserna blir samtidigt bättre, vilket bidrar till att osäkerheterna successivt minskar även för längre tidshorisonter. Att fortsätta förbättra prognoserna och minska osäkerheterna i dessa är viktigt för planeringen av systemets balansreglering och för att kunna hantera regleringar under drifttimmen.

#### 4.1.3 Mätning och styrning

Funktioner i mätsystemet som främjar energitjänster ger förutsättningar för ett effektivt utnyttjande av elnätet. En gemensam miniminivå av funktionalitet i mätsystemet möjliggör utvecklingen av en väl fungerande energitjänstemarknad med förutsättningar för ökad efterfrågeflexibilitet.

Energimarknadsinspektionen (Ei) har föreslagit att elmätare ska utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt som ger kunden möjlighet att ta del av eller dela med sig av nära realtidsinformation om sin konsumtion. Detta innebär en fysisk port på mätaren genom vilken kunden kan ansluta extern utrustning för att utläsa mätdata.

Ett standardiserat kundgränssnitt på mätaren möjliggör också en marknad för olika typer av applikationer och produkter som baseras på mätdata via detta gränssnitt. En sådan funktion kan ge kunden (eller tredjepartsaktör) en direkt återkoppling på förbrukningen. Snabb återkoppling är en viktig funktion för att åstadkomma beteendeförändringar i form av energieffektivisering och efterfrågeflexibilitet.

Med tillgänglig realtidsinformation från mätaren, styrutrustning på kundens utrustning (t.ex. värmesystem), timavräkning och kommunikation via kundens internetuppkoppling skulle det vara möjligt att aktivt vara uppdaterad på aktuell användning hos kunderna och därmed också kunna erbjuda förbrukningsreduktion, dvs. frigöra effekt. Då skulle avstängning av kunders utrustning kunna avtalas med kunden istället för miljöstörande och dyrare produktionsalternativ.

#### 4.1.4 Flexibilitetsresurser

Det finns många olika resurser som kan bidra med flexibilitet i ett kraftsystem, t.ex. produktion, förbrukning, elnätsöverföring och lager. Dessutom kan man genom åtgärder i drift och marknadsdesign påverka hur mycket flexibilitet som finns tillgänglig. De olika resurserna varierar mycket i fråga om kapacitet, repeterbarhet, uthållighet och snabbhet och är därför lämpade för olika typer av balansering. Dessutom varierar kostnaden. Figur 8 (nästa sida) ger en grov uppskattning av olika tekniker och åtgärder. Det är emellertid viktigt att påpeka att kostnaden skiljer sig mellan olika elsystem.

#### 4.1.5 Efterfrågeflexibilitet

##### Hushållskunder

Hushållens möjlighet att flytta sin förbrukning över tid lyfts fram som en balans- och reglerresurs med en stor utvecklingspotential. I en rapport från Elforsk utförd av Sweco<sup>7</sup> anges potentialen för effektreduktioner från hushållen till minst 2 000 MW. Drivkrafterna att anpassa sin förbrukning kan vara baserad på elpriset eller andra signaler.

Timmar med höga spotpriser indikerar momentan knapphet i elsystemet och vice versa. En effektiv prissättning är en nödvändig förutsättning för att elanvändare ska ha incitament att anpassa sin förbrukning efter timvariationer i spotpriset. Samtidigt finns det studier<sup>8</sup> som visar att om för många elkonsumenter styr sin användning efter elpriset finns risk att det skapas nya störningar för elsystemet.

Under 2014 gjordes en studie på beställning av Energi-marknadsinspektionen om hushållskunders drivkrafter för att ändra sitt förbrukningsmönster (Broberg, Brännlund, Kazakauskas, Persson, & Vesterberg, 2014). Studien syftade till att bidra med ökad kunskap om elanvändarnas beteende och besvara frågorna hur och när elen förbrukas, vad det beror på och vilka möjligheter som finns att förändra förbrukningsmönster.

Rapporten drar slutsatsen att förflyttning av förbrukningen leder till relativt små kostnadsminskningar för kunderna. Tabell 1<sup>9</sup> visar en tänkt topplastförflyttning där det framgår att en flytt av förbrukning med sju timmar innebär en besparing på mellan 2,15 och 4,80 kr per dag. Det innebär låga ekonomiska incitament för hushållskunder att flytta sin förbrukning med dagens elpriser.

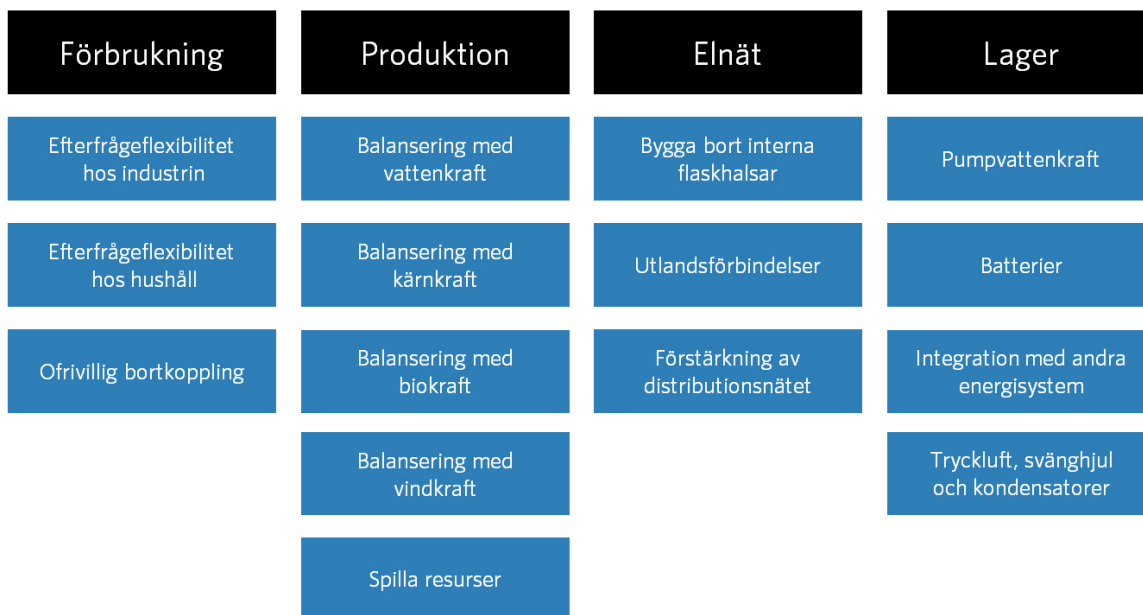
Om elpriset ska användas som styrsignal finns därför ett värde i att flexibilitet bjuds in till marknaden för att på så sätt påverka prisbildningen i stället för att enbart reagera i efterhand på ett fastställt pris. Det finns annars en risk att elprisets trovärdighet påverkas negativt. Om efterfrågan minskas efter avslutad handel på Nord Pool Spot har det uppnådda jämviktspriset uppenbarligen inte varit korrekt.

Den långsiktiga trenden är att fler och fler överger fasta avtalsformer och anvisade avtal till förmån för avtal med rörligt pris. I december 2014 hade 41,4 procent av de svenska hushållskunderna avtal med rörligt pris och 36,1 procent

7. Elforsk rapport 13:95 "Efterfrågeflexibilitet på en energy-only-marknad".

8. En Elmarknad i förändring, 2014, En sammanfattning av Market Design programmet inom Elforsk.

9. S.10, En elmarknad i förändring - Är kundernas flexibilitet till salu eller ens verklig?



Figur 8. En översikt över olika flexibilitetsresurser och -åtgärder.

hade fastprisavtal med en bindningstid på antingen ett, två eller tre år<sup>10</sup>. Idag har alltså fortfarande många elanvändare avtal med ett bundet elpris. Dessa elkunder saknar prisbase-  
rade incitament att flytta sin förbrukning över tid. Majorite-  
ten av alla rörliga elavtal har också en fast komponent,  
eftersom det schablonpris som de prissätts med går att  
betrakta som ett fast månadspris.

En bred övergång till timprissättning har därför pekats ut  
som en viktig reform<sup>11</sup>. Timmättningsreformen<sup>12</sup> 2012 möjlig-  
gjorde för elhandelsföretag att erbjuda timprisavtal. Intresset  
har dock hittills varit svalt och fram till våren 2014 hade  
endast 8 600 av Sveriges sammanlagt 5,3 miljoner hus-  
hållskunder<sup>13</sup> tecknat timprisavtal<sup>14</sup>.

En tolkning av det dåliga utfallet är att timmättningsrefor-  
men inte nämnvärt har förbättrat förutsättningarna för pris-  
baserad efterfrågeflexibilitet. Regeringen har därför bett  
Energimarknadsinspektionen att närmare analysera och  
föreslå åtgärder för att underlätta och påskynda utvecklingen  
för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet. Rap-  
porten kommer även att analysera den sammantagna effek-  
ten på elsystemet av att elanvändarna agerar på ett visst  
sätt.

Det är värt att notera att det totala elpriset som kunden  
möter består av fler delar än spotpriset, som reflekterar

utbud och efterfrågan på elmarknaden. Figur 9 (nästa sida)  
visar hur fördelningen mellan det totala elprisets olika delar  
har utvecklats under perioden 2008 - 2014<sup>15</sup>.

Tabell 1. Hushållskunders besparing genom att flytta sin  
förbrukning.

TIMMARINNAN	MEDIANFÖRB.	STORFÖRB.	LITEN FÖRBR.
1	0,00	-0,15	0,42
3	0,77	0,77	2,29
5	1,58	1,82	3,96
7	2,15	2,44	4,80

Källa: Energimarknadsinspektionen.

10. Ei R2015:13 Sveriges el- och naturgasmarknad 2014.

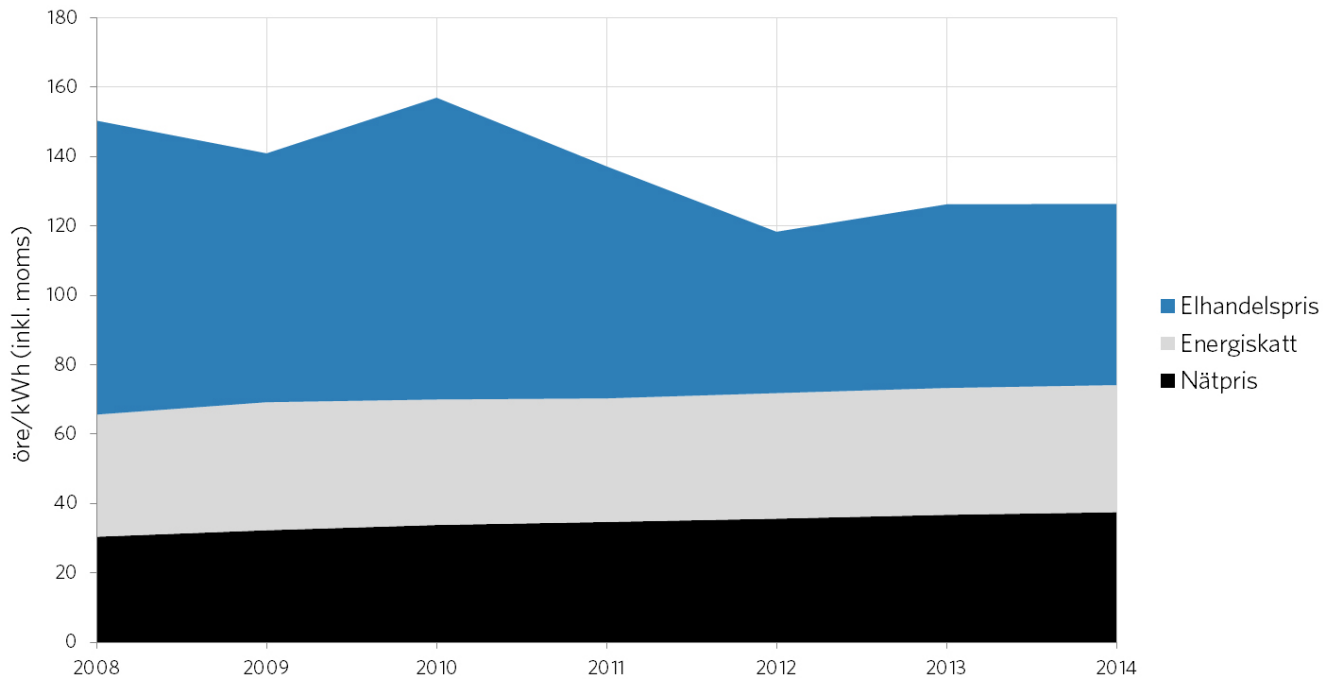
11. [http://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter\\_och\\_pm/Rapporter%202014/Rapport\\_en\\_elmarknad\\_i\\_forandring\\_Umea\\_universitet.pdf](http://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202014/Rapport_en_elmarknad_i_forandring_Umea_universitet.pdf).

12. Timmättningsreformen innebär att alla elanvändare med max 63 A huvudsäkring som har ett avtal som kräver timmätning har rätt att få sin el-  
förbrukning mätt per timme utan extra kostnad.

13. Uttagspunkter med max 63 ampere huvudsäkring.

14. [http://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter\\_och\\_pm/Rapporter%202014/Ei\\_R2014\\_05.pdf](http://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202014/Ei_R2014_05.pdf).

15. Fördelningen är beräknad på reala priser inkl. moms. Procentsatserna blir de  
samma exkl. moms eftersom den är lika många procent på alla delar av priset.  
Även elpriset på NPS som andel av elhandelspriset anges inkl. moms.



Figur 9. Fördelning av elprisets delar (totalt pris till slutkund) 2008 - 2014.

Under 2014 motsvarade elpriset på Nord Pool Spot 28 procent av det genomsnittliga totala elhandelspriset<sup>16</sup>. Detta innebär att trots att elpriset på Nord Pool Spot var 43 procent högre i september 2014 jämfört med mars samma år så var skillnaden i det totala elpriset bara 8,5 procent. Det beror på att de andra delarna av det totala elpriset inte är beroende av priset på Nord Pool Spot. Nätavgiften är en sådan del och en stor del av det totala priset utgörs idag av skatter och avgifter.

En utbyggnad av lokalnäten för att anpassas till en flexibel produktion och varierande elanvändning kan bli kostsam. En varierad nättariff kan möjliggöra besparingar för både nätägaren och kunden. En besparing i nättariffen kombinerat med elanvändning när elpriset är lägre kan ge en starkare prissignal till kunden. Detta skulle bl.a. kunna ge nya aktörer möjligheter att erbjuda en mäklartjänst i form av en aggregator, där kundens tillvaro förenklas samtidigt som systemet får nyttovärden.

#### Efterfrågeflexibilitet som frekvensreglering

Stora delar av efterfrågeflexibiliteten som härrör från enskilda mindre konsumenter i aggregerad form, servicesektor eller industri kan bidra genom automatiskt styrd reglering där frekvensen utgör styrsignalen. Fördelarna ur Svenska kraftnäts perspektiv är att man då skulle få möjligheten att erhålla automatiska reserver i områden där dessa inte finns idag, t.ex. i SE4.

16. Hur förändringar i spotpriset i förlängningen påverkar elhandelspriset för en enskild kund beror på flera faktorer, t.ex. avtalsvillkor och elhandlaren pris-sättningsmodell.

Tabell 2. Uppskattning av den automatiska normaldriftreservens elområdesfördelning år 2013.

SE1	SE2	SE3	SE4
35%	58%	7%	0%

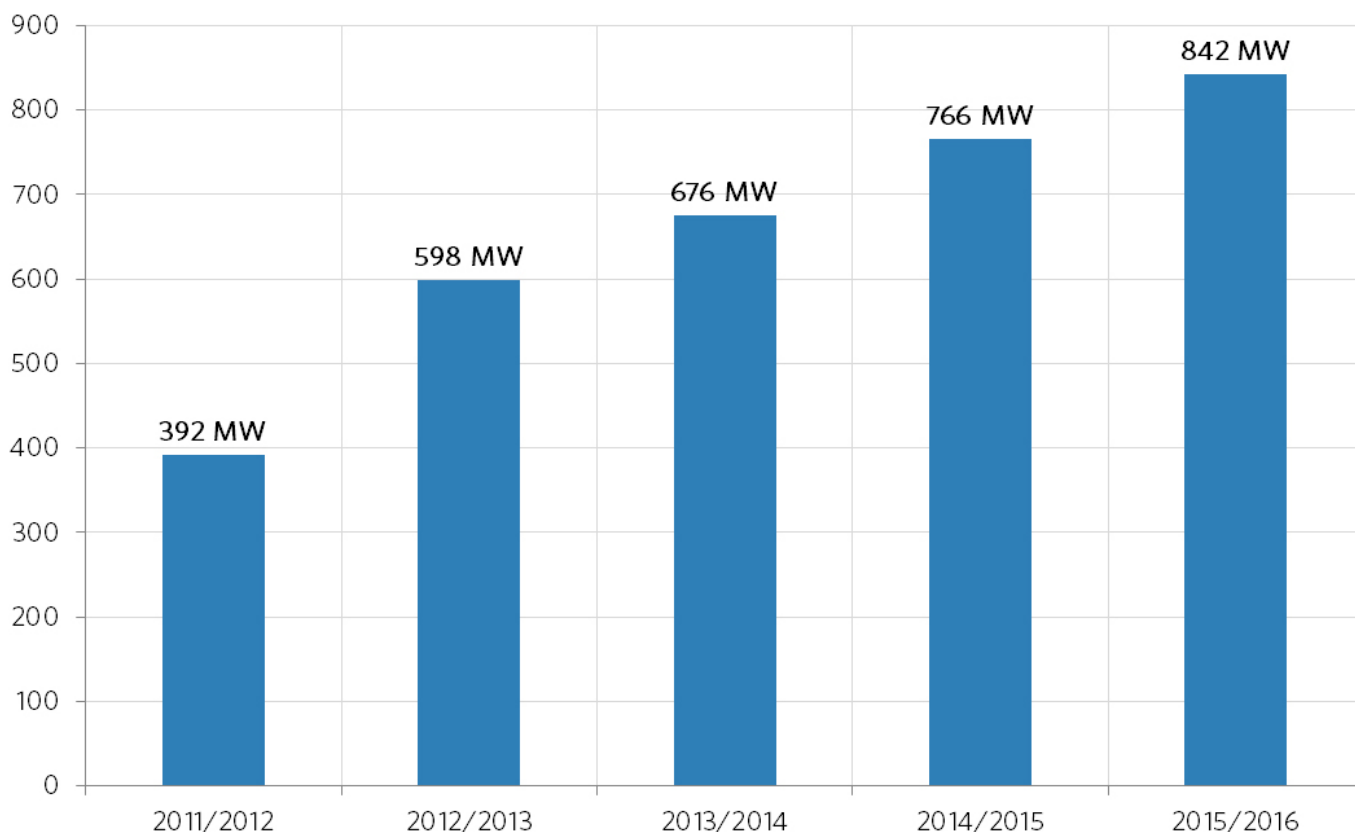
Källa: Nord Pool Spot.

I nuläget består de automatiska reserverna enbart av vattenkraft, främst i SE1 och SE2 (> 90 procent). Att förflytta delar av dessa söderut skulle sannolikt även få den fördelen att kapaciteten för kraftflöden i sydlig riktning skulle öka eftersom den idag i vissa fall begränsas för att säkerställa att de automatiska reserverna kan användas. Detta förutsätter dock att den frekvensreglerade förbrukningen kan konkurrera med vattenkraften i upphandlingen.

En annan fördel är att en introduktion av nya typer av reserver skulle öka antalet potentiella budgivare vid upphandling av automatiska reserver. Idag deltar endast ett fåtal budgivare i upphandlingen vilket återspeglas i det pris som Svenska kraftnät får betala.

#### Industrier

Den elintensiva industrin i Sverige utgör effektmässigt en stor andel av elförbrukningen och är ett viktigt alternativ till produktionsresurser för balanseringen. Det är mycket kostsamt att dimensionera den totala produktionskapaciteten



Figur 10. Sammanlagd effekt från anbud för förbrukningsreduktioner i effektreserven per vinter.

efter extremsituationer som uppstår mycket sällan och förbrukningsreduktion hos t.ex. elintensiv industri är därför lämpligt ur en samhällsekonomisk synvinkel.

Svenska kraftnät har på olika sätt bidragit till att försöka öka förståelsen för elmarknaden hos elintensiva industrier. Projektet *Industribud*,<sup>17</sup> som genomfördes i samarbete med Energimyndigheten under åren 2000 - 2002, syftade till att få industriföretag att utföra effektanpassningar på spotmarknaden. I projektets slutrapport noterades bland annat att många industrier ansåg att elpristopparnas amplitud så väl som frekvens var för låga för att det skulle anses lönsamt att utföra effektreduktioner. Samtidigt konstateras det i rapporten att avtal för förbrukningsreduktion i Svenska kraftnäts effektreserv ökade från 130 MW år 2002 till 370 MW vintern 2002/2003. Intresset för förbrukningsreduktion ökade alltså betydligt när fasta ersättningar erbjöds. Denna utveckling har hållit i sig och i samband med effektreservupphandlingen inför vintern 2015/2016 inkom anbud för förbrukningsreduktion om sammanlagt 842 MW (se Figur 10). Av dessa 842 MW ligger cirka 13 procent i SE4.

Genomförda utredningar har kommit fram till olika nivåer för den tekniska potentialen för efterfrågefleksibilitet från elintensiv industri. Effektmässigt rör det sig om nivåer mellan

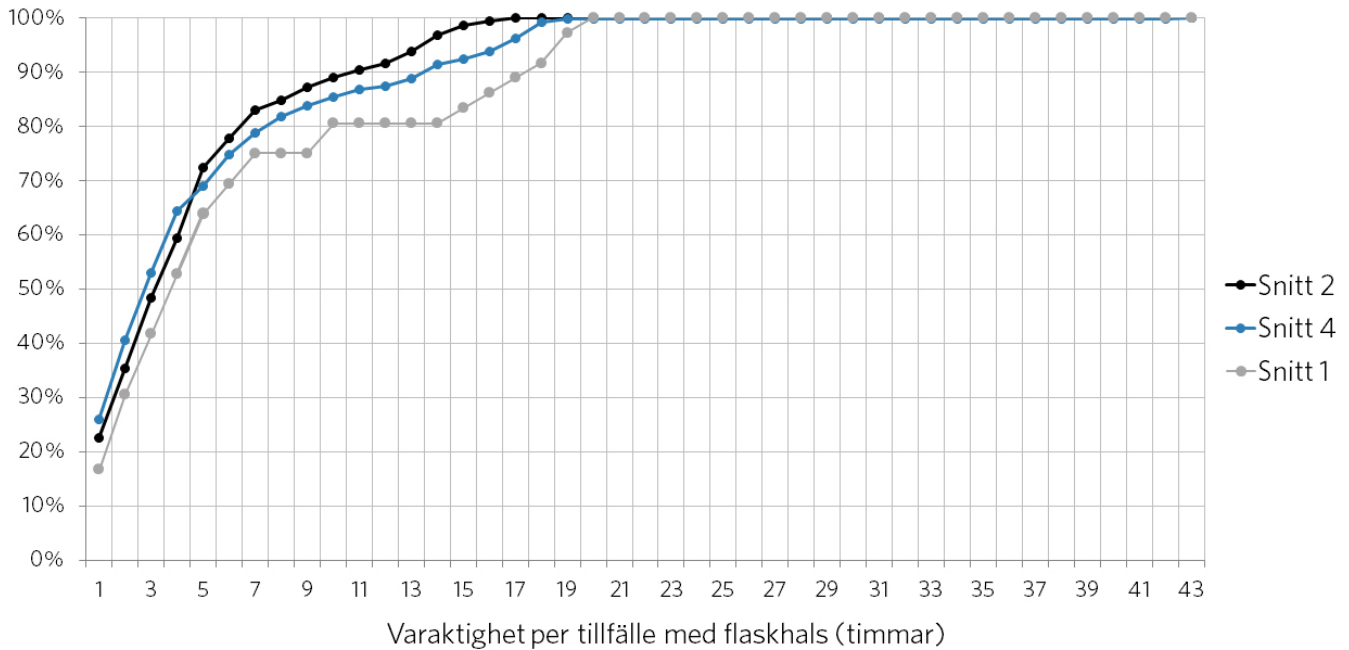
1 600 och 2 000 MW. Den totala potentialen för efterfrågefleksibilitet bedöms i olika studier till mellan 2 000 och 4 000 MW. För att kunna bedöma flexibilitetens potential ur ett systemperspektiv måste även faktorer såsom snabbhet, uthållighet och repeterbarhet analyseras.

För att delta i effektreserven ställs krav på att förbrukningsreduktionen ska kunna genomföras inom 15 minuter, att denna ska kunna pågå under två timmar och återigen vara tillgänglig efter sex timmar för ytterligare aktivering. I en utredning av Svenska kraftnät 2014, där avkopplingsbar förbrukning över fem MW och industriförbrukning över 50 MW undersöktes med avseende på möjligheten att reglera inom 15 minuter, fastställdes den tekniska potentialen till ca 750 MW i SE 3 och ca 100 MW i SE 4.

Större delen av denna avkopplingsbara förbrukning kan reglera ner under en period av cirka tre timmar innan behov kopplade till industrins primära produktion gör att man sedan återigen måste öka elanvändningen. Efter cirka åtta timmar kan ytterligare en nedreglering av förbrukningen genomföras.

Intresset för effektreserven indikerar en medvetenhet om elmarknaden och att elintensiv industri sannolikt under övrig tid till stor del även deltar i elbörsen Nord Pool Spots budgiv-

17. Svenska kraftnät (2002), [http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/industribud\\_okt\\_02.pdf](http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/industribud_okt_02.pdf).



Figur 11. Varaktighet av flaskhalsar på reglerkraftmarknaden.

ning. Flexibiliteten från användarsidan återspeglas därmed i prisbildningen eftersom industrins andel av efterfrågan reduceras om marginalkostnaden blir för hög.

Idag deltar inte svensk elintensiv industri i någon större omfattning på reglerkraftmarknaden. En skillnad mellan reglerkraftmarknaden och effektreserven är den fasta ersättning som erhålls i den senare, vilket har stor betydelse för viljan och intresset för att delta. En likhet mellan reglerkraftmarknaden och effektreserven är att de tillfällen när en förbrukningsresurs behöver aktiveras är väldigt få.

Under normala förhållanden finns stora volymer vattenkraft tillgänglig som kan erbjuda reglering på reglerkraftmarknaden till ett väsentligt mer konkurrenskraftigt pris än vad industrin kan erbjuda för att avvika från den planerade elanvändningen. Det är främst i flaskhalssituationer som industrin blir aktuell för reglerkraftmarknaden eftersom vattenkraften i norr då är instängd och inte kan bidra i regleringen.

I resonemanget om flaskhalsar beskrivs behovet av ytterligare reglerresurser i SE3 och SE4 och det är även i dessa områden som den elintensiva industrin till största delen finns. I Figur 11 illustreras varaktigheten av flaskhalssituationerna. För snitt 4 kan det exempelvis konstateras att cirka 80 procent av flaskhalssituationerna pågår under som mest sju timmar.

Detta beskriver vilka egenskaper som fordras hos reglerresurserna för att kunna bidra till en lösning av problemet som uppstår när överföringskapaciteten mellan elområdena utnyttjas maximalt. Den största andelen av situationerna kan hanteras med reglerresurser som har en uthållighet på ett

antal timmar men för att hantera helheten behövs även resurser som kan förändra sin planerade produktion under betydligt längre tid. Den elintensiva industrins egenskaper gällande förbrukningsflexibilitet visar att dessa skulle kunna bidra till att avhjälpa större delen av dessa situationer.

Utöver avsaknaden av ekonomiska incitament är bedömningen att det fortfarande finns ett behov av att informera och utbilda industrin om marknaderna för inom-dagen-handeln och möjligheterna att delta i dessa. Detta gäller framförallt för mindre aktörer som inte har personalresurser med huvudsaklig uppgift att fokusera på energiförbrukningsfrågor.

För de mindre aktörerna är det också ofta avgörande att den balansansvarige, som är mer insatt i marknadsfrågorna, är aktiv. Många industrier är heller inte bemannade dygnet runt, men det är fullt möjligt att skicka in bud till reglerkraftmarknaden för ett fåtal timmar, t.ex. under dagtid. Det är framförallt dagtid som behovet finns eftersom det är då som överföringskapaciteten normalt inte räcker till.

Det finns även ett antal områden där Svenska kraftnät måste arbeta för att undanröja hinder för ett ökat deltagande från förbrukningsreduktioner. Exempelvis finns idag systemmässiga utmaningar för att kunna hantera större mängder mindre bud på reglerkraftmarknaden. Balansregleringen har framförallt hanterats genom att producenter, som har möjlighet att skicka in större samlade bud, avropas för upp- eller nedreglering genom telefonkommunikation.

Aktiveringingen måste i framtiden kunna hanteras genom så kallade elektroniska avrop där en signal skickas till budgivaren från systemet hos Svenska kraftnäts balanstjänst. På så

vis utgör inte mängden bud något hinder och inte heller budens effektstorlek. För att balanstjänsten ska kunna bibehålla en helhetsyn över den pågående balansregleringen kommer detta dock att ställa krav på möjligheten att samla in realtidsdata från aktörerna.

För att industrin ska kunna delta i regleringsarbetet är en viktig förutsättning att marknadsdesignen och utformningen av produkter är kompatibla med förbrukningsreduktioner. De kravställningar som finns för deltagande på de olika marknaderna som hanteras av Svenska kraftnät är i första hand utformade och anpassade efter produktionsresurser.

### Prosumenter

En del av elsystemets pågående förändring innefattar att allt fler enskilda elkonsumenter gör investeringar i anläggningar för att kunna generera el. Man får därmed dubbla roller som både konsument och producent och denna nya roll har kommit att kallas (prosumenter).

Utvecklingen av mikroproduktion i Sverige har ännu inte tagit fart och solelens andel av den totala produktionen är fortfarande mycket liten. Oklara ekonomiska förutsättningar för mikroproduktion har funnits. T.ex. har det tidigare inte varit klart hur elproduktion som överstiger den egna konsumtionen ska hanteras. Ett förslag om skatteavdrag, som regeringen lade fram i januari 2014, har sedan godkänts av EU. Från och med den 1 januari 2015 är det nu möjligt att få skattereduktion för den överskottsdel som matas in på elnätet. Utöver detta kan en mikroproducent även erhålla solcellsstöd och elcertifikat. Förutsättningarna har därmed tydliggjorts samtidigt som kostnaden för solcellssystem konventionellt har sjunkit.

Drivkraften bakom investeringar i mikroproduktion är inte sammankopplad med någon systemnytta ur ett flexibilitetsperspektiv, utan huvudsyftet är framförallt ekonomiskt genom att den totala energiförbrukningskostnaden för elkonsumenterna reduceras över tid. Profilen för nettoelanvändningen hos konsumenten med mikroproduktion, om denna består av sol- eller vindkraft, förändras på samma sätt som den övriga väderberoende och icke planerbara elproduktionen och förstärker under- eller överskottssituationer och ökar därför behovet av flexibilitet.

I jämförelse med förbrukningsflexibilitet finns betydligt större ekonomiska incitament för exempelvis en villaägare att satsa på mikroproduktion. Framför allt gäller detta på dagens marknad där flexibiliteten inte premieras. Medan förbrukningsflexibilitet handlar om att skapa ett mervärde genom att reducera eller flytta sin elanvändning från timmar när priset på elmarknaden är högt kan mikroproducenten dra nytta av att minska sin exponering mot elkostnadens samtliga komponenter. För att bli en mikroproducent krävs dock investeringar i produktionsanläggningen, men här finns alltså etablerade stödsystem, möjligheter till skattereduktion för överskottsdel och att ansöka om elcertifikat.

För att uppnå största möjliga nytta ur ett flexibilitetsperspektiv bör mikroproduktion kompletteras med lagringsmög-

ligheter. Med någon form av lagring, t.ex. batterier, kan variationerna i elproduktionen utjämnas inom kortare tidsperspektiv såsom dygn. Detta är framförallt intressant vintertid när hushållens största elförbrukning inte sammanfaller med dygnets soltimmar. Då säkerställs att den mikroproducerade elen kan utnyttjas när hushållet behöver den. På samma sätt som för förbrukningsflexibilitet korrelerar dock incitamenten för detta med elpriset volatilitet. Som konstateras i avsnittet om hushållskunder är denna drivkraft begränsad idag.

En omfattande utveckling av mikroproduktion innebär att kraftsystemet går från att karaktäriseras av att ha stora centrala produktionsenheter till att bli mer och mer decentraliserat. Nätägarna kommer att ställas inför nya utmaningar i takt med att en ökad mikroproduktion bidrar till annorlunda nyttjandemönster av de lokala elnäten.

Det är sannolikt att nätägarna i allt större grad kommer att behöva fokusera på ett lokalt systemansvar och exempelvis hantera balanseringsproblematik i sina egna nät. Nätägarna kommer även att bli påverkade ekonomiskt. När en större andel av mikroproducentens elanvändning täcks av den egna elproduktionen minskar behovet av elenergitillförsel från elnätet och därmed även lönsamheten för nätägaren.

### 4.1.6 Produktionsflexibilitet

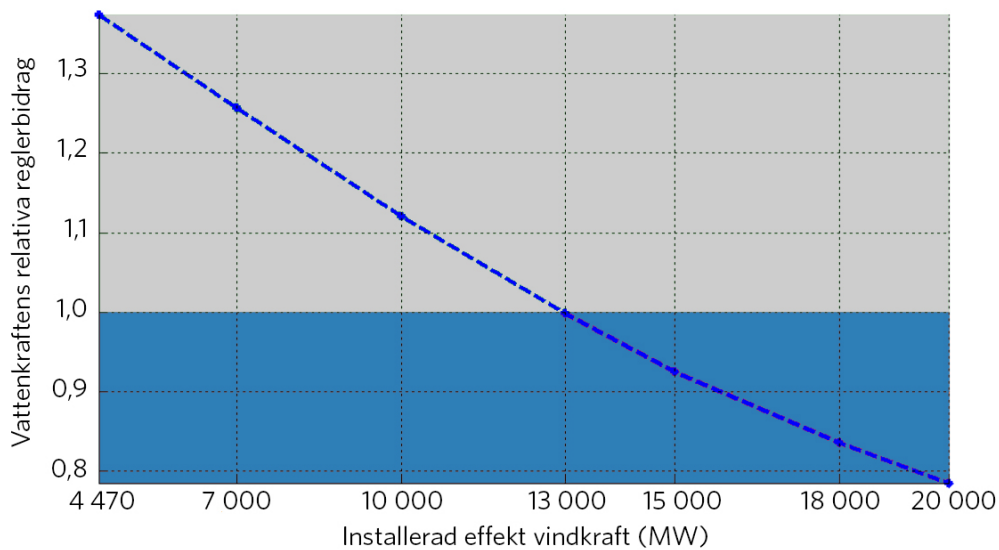
#### Vattenkraft

Genom sin unika förmåga att lagra vatten och därmed säkerställa att effekt finns tillgänglig när den behövs är vattenkraften mycket viktig för kraftsystemet. Vattenkraftens reglerförmåga säkerställer att möjligheten finns att balansera efterfrågans förändringar på alla tidshorisonter, mellan vinter och sommar, vardag och helg, natt och dag samt inom drifttimmen. Vattenkraften har under årtionden kontinuerligt optimerats för denna uppgift och är väl anpassad till de marknader där den bjuds in och är idag den mest dominerande och flexibla reglerresursen i kraftsystemet.

Som för annan elproduktion innebär det låga elpriset att vattenkraftens lönsamhet minskar. Detta kan innebära att långsiktiga investeringar genomförs i mindre omfattning, vilket får en negativ påverkan på vattenkraftens tillgänglighet på längre sikt. Om inga andra flexibla resurser tillkommer är det relevant att analysera hur långt vattenkraftens reglerförmåga räcker till vid en omfattande integration av väderberoende icke planerbar elproduktion.

I en analys som genomförts av Vattenfall undersöktes hur vattenkraften förmår balansera förändringar i den sammanlagda effekten av förbrukningen minus den variabla elproduktionen. Analysen fokuserar på den reglering som utförs genom den vattenkraft som planeras och säljs på Nord Pool Spot och innefattar inte den volymmässigt betydligt mindre balansreglering som Svenska kraftnät hanterar inom drifttimmen.

Något som är viktigt för denna typ av analyser är att de utgår från de verkliga förutsättningarna som en vattenkraftsproducent ställs inför. Hur vattenkraftens produktion ska



**Figur 12.** Grafen visar möjligheten för vattenkraften att uthålligt reglera ut vindkraft under tre veckor i november 2013. Tidserien är godtyckligt vald och resultatet säger därmed ingenting om vad vattenkraften förmår balansera generellt.

Källa: Vattenfall.

planläggas styrs via det fastställda elpriset på Nord Pool Spot och det finns därmed ingen bestämd plan längre fram än maximalt 36 timmar<sup>18</sup>. Vindkraftsprognoserna för längre tidshorisoner varierar än så länge snabbt både gällande volym och tidpunkt för toppar och dalar. För att vattenkraften ska kunna ställa om och allokera volymer till de tidpunkter den behövs krävs framförhållning genom ett omfattande prognostiseringsarbete som måste utföras av vattenkraftsproducenterna.

Den använda beräkningsmetodiken<sup>19</sup> i analysen fastställer ett värde som beskriver hur väl vattenkraftens reglering under en viss tidsperiod sammanfaller med variationen för residualen. I analysen tillförs sedan ökande mängd installerad effekt vindkraft samtidigt som andelen kärnkraft reduceras i motsvarande omfattning. Vidare förutsätts den nuvarande marknadsdesignen gälla och inga nya flexibla resurser tillkommer, vare sig från produktions- eller förbrukningssidan. Detta kan därför anses utgöra ett noll-alternativ där varken ny flexibilitet eller marknadsförändringar tillkommer. En ytterligare avgränsning i analysen är att hänsyn inte tas till nuvarande eller framtida överföringskapacitet inom eller till och från Sverige.

Vattenkraftens flexibilitet och reglerförmåga beror i stor utsträckning på hur mycket vatten som körs i älven och varierar därför under året. Resultaten som redovisas nedan avser en godtyckligt vald tidsperiod och kan enligt Vattenfall inte tolkas som ett allmängiltigt resultat. Reglerförmågan kan alltså vara både högre och lägre. Arbete med att generalisera resultaten pågår.

Slutsatsen i denna analys är att vattenkraften uthålligt kan balansera cirka 13 000 MW vindkraft, vilket redovisas i Figur 12 ovan. Det förutsätter dock att vattenkraften kan överföras till elanvändarna. 13 000 MW installerad effekt från vindkraft motsvarar en årsproduktion på cirka 30–40 TWh. Vid effektnivåer som överstiger 13 000 MW vindkraft kommer antalet tillfällen öka när andra flexibla resurser måste bidra med reglerförmåga för att effektbalansen ska upprätthållas.

### Kärnkraft

Den svenska kärnkraften står idag för en stor andel av den svenska elproduktionen, men har de senaste åren inte utnyttjats för att genom effektregering anpassa produktionen till efterfrågan på kortare tidshorisoner.

Det är fullt möjligt för kärnkraften att bidra till kortidsregleringen och så har även skett under 80- och 90-talet. I Svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar<sup>20</sup> ställs även krav på att effektregering ska vara möjlig i de svenska kärnkraftverken. Den genomförda kortidsregleringen har inneburit att kärnkraften minskat sin produktion nattetid och under helger. I ett längre tidsperspektiv bidrar idag kärnkraften till säsongregleringen genom att de årliga revisionerna normalt förläggs till sommarperioden när efterfrågan är som lägst. Den svenska kärnkraften har hittills inte deltagit i den automatiska frekvensregleringen eller på reglerkraftmarknaden, även om också detta i praktiken vore

18. Samtidigt påverkas prisbildning av vattenkraftens produktionsförutsättningar.  
19. Vattenfall, Relative balancing contribution of hydropower plants and rivers.

20. Svenska kraftnät, 2005, SvKFS 2005:2, Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar.



möjligt.

Effektreglering av kärnkraft förekommer internationellt, med Frankrike som ett europeiskt exempel. Här utgör kärnkraften den största andelen av landets elproduktion och att denna bidrar till regleringen är därför mer eller mindre nödvändigt.

I en rapport från Elforsk<sup>21</sup> konstateras att effektregleringar i den svenska kärnkraften är tekniskt möjliga utan behov av större förändringar i anläggningarna och att det inte heller finns några regelmässiga hinder för detta. Rapporten tydliggör dock att ett deltagande i primärregleringen är något som måste utredas och tillståndsprövas av Strålsäkerhetsmyndigheten.

Kärnkraftverk är tekniskt komplexa system som omgärdas av rigorösa säkerhetskontroller. Att effektreglera dessa är därför betydligt mer komplicerat i jämförelse med vattenkraft eller gasturbiner. Även om detta förekommer internationellt beror lönsamheten i att reglera kärnkraftverken på den övriga reglerförmågan i det system som kärnkraftverken finns.

Precis som för andra flexibla resurser ställs den nordiska kärnkraften mot konkurrensen som vattenkraften innebär, vilket har medfört att effektregleringar helt enkelt inte är lönsamma. I samband med de förändringar som kraftsystemet nu genomgår kan dock förutsättningarna förändras och det effektmässigt stora reglerbidrag som kärnkraften teoretiskt kan bidra med skulle avlasta vattenkraften på de tidshorisonter där reglering är möjligt.

### Biokraft

Kraftvärme är den förnybara elproduktionskälla som förutom vattenkraft idag har störst möjlighet att vara flexibel. Inte bara med avseende på produktion utan även på elanvändningen.

El från biobränslen produceras i huvudsak i kraftvärmeverk, där värmen används för fjärrvärme, och industriell mottryck där ånga används i de industriella processerna.

Ett fjärrvärmesystem kan ha flera kraftvärmeverk och dessutom andra värmekällor så som värmepannor, värmepumpar och restvärme från industrin. Förutom fjärrvärme och el kan även vissa anläggningar leverera fjärrkyla och ren ånga.

Det finns cirka 4 000 MW installerad kraftvärme i Sverige som årligen producerar cirka 9–10 TWh el. I industrin finns cirka 1 500 MW som årligen producerar ungefär sex TWh el.

#### Förutsättningar för flexibilitet

Kraftvärmens flexibilitet ligger i att den vid ett givet tillfälle kan välja mellan olika sätt att producera fjärrvärme, och ibland olika kraftvärmeverk. Dessutom så ger trögheten i värmesystemet och ackumulatortankar i vissa fjärrvärmesystem en möjlighet att inte vara direkt beroende av den momentana värmeförbrukningen för produktion av el. I ett elsystemsperspektiv är det ibland frågan om en dubbel flexibilitet när det finns ett val att producera el eller inte samt ett val om att använda el till att producera värme eller inte.

Flexibiliteten är dock i praktiken situationsberoende och påverkas samtidigt av skatter och styrmedel. Ett högt elpris behöver inte alltid innebära att kraftvärmeproduktion prioriteras och ett mycket lågt elpris behöver inte innebära att en värmepump startas. Flexibiliteten är också relativt liten under sommaren när de flesta anläggningar inte kör och under hög värmelast när fokus är på värmeproduktion och de flesta kraftvärmeverk producerar maximalt.

Förutom vid drift har elpriset och dess variationer en stor roll att spela vid investeringar. Elprisets långsiktiga nivå och variation kommer att påverka elutbytet för framtida anläggningar och hur de är konstruerade för att vara flexibla.

#### Kondenskraftvärme och teknikutveckling

Kraftvärme är beroende av värmeunderlaget men det finns ändå möjlighet att utöka elproduktionen. Det kan göras genom anläggningar som är mer optimerade för elproduktion. Det kan vara både förbättringar av befintlig kraftvärmeteknik med fastbränsle och en övergång till förgasningstekniker som mer eller mindre fördubblar verkningsgraden. Det sistnämnda är i dagsläget inte en kommersiell teknik.

Det går också att öka elproduktionen genom att som kondenskraften kyla bort värmen. Det finns redan idag kondensatorer i kraftvärmesystem och i vissa fall möjligheter att driva kraftvärmen i "kondensdrift". Det finns också möjligheter att kyla själva lasten genom att exempelvis låta fjärrvärmereturen passera värmeväxlare i något vattendrag.

I kombination med detta går det också att installera pannor med högre kapacitet än värmebehovet. På så sätt möjliggörs en flexibilitet som inte är direkt kopplat till värmeunderlaget. Ett kraftvärmeverk med kylning på fjärrvärmereturen kan också köras under en längre tid av året. Utan försäljning av värme blir dock produktionen av el dyrare.

I ett uppdrag för fjärrsyn<sup>22</sup> bedömdes potentialen för ny konventionell kraftvärme till fem TWh mer elproduktion till år 2020 jämfört med 2013 men därefter finns endast en marginell potential. Kraftvärmens framtid är dock starkt kopplad till dess värmeunderlag och det finns potential att i framtiden att både öka och att minska värmeunderlaget.

Med teknikutvecklingen inräknad är potentialen för kraftvärme många gånger högre än fem TWh. Det gäller särskilt om en övergång från direktverkande el för uppvärmning till fjärrvärme räknas in. Potentialen för kondenskraft är ännu större.

Inom forskningsprogrammet Fjärrsyn pågår för närvarande projektet "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna"<sup>23</sup>. Projektet undersöker bland annat kraftvärmens roll i elsystemet utifrån de utmaningar som presenterades i NEPP<sup>24</sup>-rapporten för "Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem".

Sammanfattningsvis har kraftvärmen en flexibilitet som framför allt kan användas inom det kortare tidsperspektivet.

21. Elforsk rapport 12:08, 2011, Lastföljning i kärnkraftverk - Möjliga effektregleringar för svenska kärnkraftverk utifrån ett europeiskt perspektiv.

22. Potentialen för kraftvärme fjärrvärme och fjärrkyla, Fjärrsyn rapport 2013:15.  
23. <http://www.svenskfjarrvarme.se/Fjarrsyn/Forskning--Resultat/Pagaende-projekt/Omvard/El-och-fjarrvarme---samverkan/>.

24. NEPP: North European Power Perspective, [www.nepp.se](http://www.nepp.se).

Det är dock oklart om det finns ekonomiska förutsättningar för att bidra med exempelvis primärreglering. Förutsättningar för fortsatt flexibilitet och utvidgning av kraftvärmen finns men är också starkt beroende av hur konkurrenskraftig fjärrvärmen är jämfört med andra alternativ samt hur styrmedel, skatter och avgifter är utformade.

### Vindkraft

Den installerade vindkraftseffekten i Sverige överstiger nu 5 700 MW och normalårsproduktionen är beräknad till 15 TWh. Vid goda vindar kan den aggregerade effekten vara uppemot 80–90 procent av den installerade effekten men i årsgenomsnitt är bidraget betydligt lägre, eftersom det ofta inte blåser mycket överallt samtidigt. Under senare år har vindkraftsproduktionen varierat mellan 0 och ca 85 procent och under vinterhalvåret bedömer Svenska kraftnät att elva procent av den installerade effekten finns tillgänglig. Värdet utgör medianen av vindkraftens producerade effekt under 90 procent av tiden de fem senaste vintersäsongerna.

Vindkraften är den främsta orsaken till det ökade behovet av flexibilitet i systemet. Om det blåser och vindkraften är i drift kan dock nyare vindkraftverk reducera behovet genom att själv utgöra en flexibel resurs. De kontrollsystem som finns i moderna vindkraftverk har mycket snabb svarstid och innebär att vindkraftverken skulle kunna erbjuda flexibilitet i form av olika reglerjästanter. En förutsättning för det är dock att det blåser och vindkraftverket är i drift. I nätkoderna ställs också samma krav på vindkraftverk som på andra produktionsanläggningar gällande reglerförmåga. Behovet av att vindkraftverk även ska delta i regleringen av systemet kommer att öka och bli nödvändigt i takt med att andelen vindkraft i systemet blir större.

Inom ramen för ett EU-projekt demonstrerades sekundärreglering med vindkraft där tre vindkraftsparker svarade mot styrsignaler som skickades var fjärde sekund från kraftnätets driftcentral<sup>25</sup>. Även andra reglerprodukter skulle vara möjliga att erbjuda rent tekniskt. Hindren utgörs av osäkerheten i tillgången (beroendet av att det blåser), marknadsmodellen och den ekonomiska lönsamheten.

Osäkerheten i tillgången på vindkraftsresursen utgör det största hindret för att vindkraften ska kunna utgöra en reglerresurs. Svenska kraftnät måste vara säkra på att reglerresurserna finns tillgängliga när de behövs, särskilt gäller det de reglerresurser som krävs för att hantera störningar i systemet. För andra typer av regleringar kan vindkraften utgöra en framtida resurs.

Vindkraften kommer att konkurrera med vattenkraften och i en framtid kanske förbrukningen som balansregleringsresurs. Eftersom vindresursen inte går att lagra till senare förlorar en vindkraftsproducent pengar när den är nedreglerad. Detta är en skillnad mot vattenkraften, som oftast har möjlighet att lagra vattnet i magasin till en senare timme och som genom nedreglering därmed köper tillbaka produktionen till ett lägre pris. En vindkraftsproducent erhåller också elcertifikat vilket gör att nedregleringspriset även måste

kompensera för detta.

I konkurrens med vattenkraft kommer en vindkraftsproducent att behöva begära ett lägre pris för att det ska vara affärsmässigt att vara nedreglerad, vilket medför att de säljan blir avropade från marknaden. Vid tillfällen när inga bud finns tillgängliga på marknaden, eller när det finns interna begränsningar skulle emellertid vindkraftsbud kunna bli aktuella. I likhet med övrig industri är emellertid intresset lågt hos vindkraftsproducenter att bjuda in på marknaden varje dag om de vet att de bara blir avropade några fåtal gånger om året.

För att erbjuda uppreglering är ekonomin ännu besvärligare eftersom vindkraftverket då hela tiden behöver spilla vind i väntan på att bli avropad. Något som skulle kunna underlätta vindkraftens medverkan är att ha en marknad med en upplösning på 15 minuter i stället för en timme eftersom det kan vara svårt att garantera en viss effekt under en hel timme. Även ett reducerat krav på storleken på buden skulle kunna underlätta medverkandet på marknaden eftersom det kan vara svårt för mindre aktörer att ta sig över gränsen om bud på 5 eller 10 MW.

Genom att minska sin egen variabilitet skulle också behovet av resurser för flexibilitet kunna reduceras. Det kan åstadkommas genom teknikutveckling mot högre och effektivare vindkraftverk och lokalisering på platser med bra vindlägen. Mot bakgrund av den utveckling som varit och som kan förutses kommer det dock inte att innebära någon större påverkan på behovet andra flexibilitetsresurser.

Sammanfattningsvis är vindkraften orsaken till det ökade flexibilitetsbehovet men kan i vissa fall och under vissa förutsättningar utgöra en flexibilitetsresurs i det korta perspektivet – sekund, minut eller timme. Vindkraften har inte möjlighet att lagra energi, utan är alltid beroende av den tillgängliga vindresursen. Det finns idag flera hinder för vindkraften att bidra med flexibilitet, framför allt osäkerheten på att den finns tillgänglig, vilket innebär att det sannolikt kommer att dröja innan vindkraften deltar aktivt i Sverige med reglerbud.

### Övrig kraft

Verksamheter och samhällsfunktioner som är sårbara för elavbrott utrustas ofta med reservkraft genom exempelvis dieselaggregat som kan ersätta elförsörjningen när inmatning från elnätet av någon anledning inte är möjlig. Dessa dieselaggregat skulle kunna bidra till en ökad flexibilitet om de görs tillgängliga för denna typ av systemtjänster eftersom aktiveringstiden är mycket kort och de är utrustade med bränslelager, vilket innebär en viss uthållighet. En del av de inkomna anbuden för förbrukningsreduktion till effektreserven bygger på principen att elanvändningen vid behov kan kopplas från det yttre elnätet och istället försörjas genom egna dieselaggregat. De uppfyller alltså kraven som ställs på effektreserven.

Hur den samlade effektmässiga potentialen ser ut nationellt för dieselaggregat är svårt att bedöma eftersom de pri-

25. TWENTIES Project, 2013, [http://www.twenties-project.eu/system/files/Twenties%20final%20report\\_web\\_v2.pdf](http://www.twenties-project.eu/system/files/Twenties%20final%20report_web_v2.pdf).

märt är avsedda att fungera som reservkraft och inte som kommersiell elproduktion. Idag rör detta sig oftast om små effektreduktioner eftersom ett dieselaggregat normalt sett inte är större än 2-3 MW. I de serverhallar som etableras diskuteras betydligt större effekter.

#### 4.1.7 Nätinfrastruktur

##### Flaskhalsar

Som det beskrivits tidigare i det här kapitlet kan interna begränsningar inom Sverige och Norden göra att flexibla resurser inte kan användas på grund av att de finns i ett annat elområde. Ett sätt att tillgängliggöra resurserna är då att öka överföringsförmågan mellan olika elområden. Med hjälp av nätinfrastruktur möjliggörs ett effektivt utnyttjande av produktions- och flexibilitetsresurser i ett system. Samtidigt måste dimensioneringen vara kostnadseffektiv. På samma sätt som för produktion går det inte att motivera investeringar i ny infrastruktur för att klara av ett effektbehov som bara uppstår ett fåtal gånger om året.

Syftet med att bygga förbindelser mellan elområden är att kunna överföra elenergi från elområden med överskott till sådana med underskott dvs. från områden med lågt pris till områden med högt. Konsekvensen blir att prisskillnaderna mellan elområdena utjämnas. Priserna i det importerande området sjunker när dyrare produktion konkurreras ut av billigare produktion i det exporterande området.

Eftersom det i Sverige oftast blir flaskhalsar mellan elprisområde SE3 och SE4 pågår nu en utbyggnad av överföringskapacitet i detta område. SydVästlänken som tas i drift 2016 kommer att öka överföringskapaciteten mellan områdena med 1 200 MW. Samtidigt tas en viss del av denna ökning i anspråk av den nya förbindelsen NordBalt (700 MW), som möjliggör kraftutbyte mellan SE4 och Litauen. Detta på grund av att den högre elprinsnivån i Litauen indikerar att kabeln inledningsvis främst kommer att användas för export från Sverige. SydVästlänken kommer dock att medföra att flaskhalsarna mellan SE 3 och 4 minskar.

##### Utlandsförbindelser

I ett internationellt perspektiv finns det möjlighet att på liknande sätt dra nytta av regioner med goda förutsättningar och resurser för att balansera områden med mindre goda förutsättningar. EU-kommissionen driver aktivt på för att öka utbytet mellan länder. Idag finns ett mål om att den samlade kapaciteten på utlandsförbindelserna ska utgöra 10 procent av landets installerade produktionskapacitet.

Sverige ligger väl till när det gäller sammanlänkning med grannländerna. Med NordBalt inräknad har Sverige omvärldsförbindelser med en kapacitet på 11 300 MW. I Sverige finns idag ca 39 500 MW installerad effekt i elproduktionsanläggningar, vilket innebär en sammanlänkingsgrad om 28,6 procent.

Idag är elmarknaden priskopplad med andra länder i Europa och det finns tankar om att även andra produkter än

dagen-före-handeln ska kunna handlas mellan länder, till exempel inom-dygnet-handeln. För närvarande pågår projekt för att fördjupa integrationen mellan inom-dygnet-marknaderna i Norden, centrala och västra Europa, Schweiz samt Storbritannien. I och med detta kommer marknadsaktörerna inom dessa områden ges möjligheten att bedriva inom-dygnet-handel där en större mängd reglerresurser ställs till förfogande för arbetet med att justera balansen inför drifttimmen.

En konsekvens av detta är att den överföringskapacitet som idag används för dagen-före-handeln påverkas. Exempel på nya frågeställningar som en gemensam inom-dygnet-handel kan medföra är därför hur behovet av reservering av överföringskapacitet för detta ska hanteras och vilka följder det kan tänkas få ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

I förhållandet mellan att bygga nya produktionsresurser på rätt plats och att bygga elnät för att möjliggöra överföring, är kostnaden för nät betydligt lägre. Med den nuvarande situationen i Europa, med allt större andel icke planerbar förnybar energi, måste dock en avvägning göras mellan att låta prissignalen stimulera till investeringar i ny planerbar elproduktion och ökad flexibilitet jämfört med att genom en ökad överföring reducera prisskillnaden mellan elområden. En grundförutsättning för att öka en överföringskapacitet är dock att det finns ett produktionsöverskott som kan överföras och att begränsningen är av sådan omfattning att en investering är motiverad.

#### 4.1.8 Energilager

Energilager används för att flytta produktionen av elenergi från en tidpunkt till en annan. Principen är att elenergin omvandlas till en annan energiform när elpriset är lågt och omvandlas tillbaka till elenergi när elpriset är högt. Energilager nämns ofta tillsammans med den förnybara icke planerbara produktionen. Skälet till det är att lager skulle kunna utnyttjas för att lagra det elenergiöverskott som kan uppstå periodvis för att slippa spilla bort det och producera vid tillfällena när produktionen är lägre.

Det finns olika typer av tekniker för elenergilager som mekaniska (pumpkraftverk (vatten), tryckluft, svänghjul), elektriska (SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage och kondensatorer), elektrokemiska (batterier av olika slag), kemiska (bl.a. vätgas, syntetisk naturgas). De lagringstekniker som kan ha relevans i detta sammanhang är pumpkraftverk, batterier, tryckluft och eventuellt svänghjul för vissa tillämpningar.

##### Pumpkraftverk

Den idag vanligaste elenergilagringstekniken är pumpkraft. I Sverige finns idag några få anläggningar i kommersiell drift. Globalt står pumpkraftverk för mer än 95 procent av den installerade lagringseffekten och det är framförallt i Kina, Europa, Japan och USA som majoriteten av alla anläggningarna finns.

Principen med pumpkraftverk är att vatten pumpas upp vid tillfällena med låga elpriser som sedan kan användas till att producera el när elpriserna är högre. Kapaciteten på denna typ av anläggningar varierar mycket och kan, som i Sverige, vara på runt 50 MW och upp till flera tusen megawatt. Eftersom det kräver mer energi att pumpa upp vatten än man får tillbaka när man producerar elenergi är pumpkraftverk en nettokonsument av el i de fall som ingen tillrinning tillkommer.

Uthålligheten på pumpkraftverk är beroende på vattenmagasinets storlek men är oftast från några timmar upp till ett dygn och lämpar sig därför väl för dygnsreglering. Förutsättningen för pumpkraftverk finns emellertid inte överallt, utan beror på de geografiska förhållandena.

För att en investering i ett pumpkraftverk ska vara lönsamt krävs en prisvolatilitet som består över en lång tidsperiod. Trots att icke planerbar förnybar elproduktion generellt medför ett ökat behov av flexibilitet finns internationella exempel som visar att detta inte nödvändigtvis ökar lönsamheten för pumpkraftverk. I Tyskland har den stora andelen solkraft reducerat prisskillnaden mellan natt och dag – och därmed även förutsättningen för att pumpvattenkraftverk ska vara lönsamt.

### Batterier

Batterier är en annan lagringsteknik som ökar i volym. Det finns ett stort antal olika batteritekniker som t.ex. litium-jon, blysyra, natrium-svavel, redox flödesbatterier med flera. Tack vare en ökad efterfrågan på batterier för olika applikationer har produktionsvolymerna ökat och priserna reducerats. Framförallt gäller det litium-jon-batterier. Kostnaderna är emellertid fortfarande så höga att batterier har svårt att konkurrera med andra flexibilitetsresurser, men på sikt förväntas batteritekniken kunna ta marknadsandelar.

På kort sikt är det hos hushållen som användningen av batterier kommer att öka. Det är en utveckling man sett i Tyskland där solceller på hustaken kombineras med batterilösningar. Utvecklingen mot en fordonsflotta med en större andel elbilar kommer också att öka mängden batterier hos hushållen. Batterier medför både möjligheter och utmaningar för elsystemet. Elbilar som laddas under höglasstimmarna skulle potentiellt kunna skapa överbelastning i systemet. Blir batterivolymen stor eller om batteriernas kapacitet ökar kan de utgöra en nytta för elsystemet genom att avlasta det.

Utvecklingen av lager i form av batterier kommer alltså troligtvis att ske genom privata investeringar i elbilar eller kombinerade solcells- och batterilösningar. Att skapa incitament eller styrmedel som gör att batterierna stödjer systemets funktion i sin helhet är därför viktigt.

### Tryckluft

Tillsammans med pumpkraftverk är tryckluft idag den enda storskaliga och samtidigt kommersiellt tänkbara lagringstekniken. Det finns i dagsläget en anläggning på 290 MW i Tyskland och en på 110 MW i USA. Principen är att komprimera luft vid tillfällena med god tillgång på el och låga priser och expandera den för att producera el vid tillfällena när priset

är högt. Luften lagras i grottor under mark eller i kärl ovan jord.

Tryckluftslagring kännetecknas av låg verkningsgrad och en användningstid på upp till 24 timmar. Det tar upp till 15 minuter för att komma upp i 100 procent av kapaciteten.

### Svänghjul

Svänghjul är mer att betrakta som ett effektlager än ett energilager och svarstiderna är mycket snabba och ligger på millisekunds nivå. Uthålligheten är upp till ca 15 minuter.

Huvudanvändning för ett svänghjul är i första hand som frekvensstöd och för spänningskvalitet.

## 4.1.9 Andra energisystem

Den flexibilitet som behandlas i denna rapport handlar i huvudsak om elproducenter och elanvändares möjlighet att vara flexibla inom ramen för kraftsystemet och dess marknader. Flexibilitet kan dock i vissa fall kopplas till andra delar av energisystemet där fjärrvärme redan idag är ett tydligt exempel som beskrevs tidigare i detta avsnitt.

Övergripande handlar kopplingen mellan elsystemet och andra energisystem om att utöka elsystemets flexibilitet genom att möjliggöra användning av el vid låga elpriser där el normalt inte är den huvudsakliga energibäraren eller tvärtom använda andra energibärare vid höga elpriser där el normalt är energibäraren.

Förutom fjärrvärme kan detta exempelvis användas i fordonssektorn med så kallad Power to Gas-teknik där el kan användas för att producera vätgas eller biogas som sedan kan användas inom transportsektorn.

En fördel med att koppla ihop energisystemen är att det finns lagringsmöjligheter. I fjärrvärmesektorn finns idag redan ett antal ackumulatortankar med lagringskapacitet för några timmars produktion som gör att det vid rätt elpris går att producera värme av el utan att det vid ögonblicket finns ett ökat behov. På samma sätt finns det möjligheter att under lång tid lagra bränsle för användning vid behov.

De skillnader som finns på skatter och avgifter mellan el, bränsle och värme kan dock försvåra möjligheten till denna flexibilitet varför det finns ett behov av översyn.

## 4.1.10 Tjänstehubb för elmarknaden

I juni 2015 fick Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen i uppdrag av regeringen att jobba vidare med frågan om att införa en central informationshanteringsmodell, en så kallad tjänstehubb. Utvecklingen och införandet av en tjänstehubb syftar till att ge en kundvänligare elmarknad med utvecklade energitjänster som stöttar ökad konkurrens, förbrukningsflexibilitet och en harmoniserad elhandlarcentrisk slutkundsmarknad.

Med en central tjänstehubb avses ett centralt IT-system för informationshantering till vilket aktörer rapporterar samt hänvisar relevant information. Det kommer att kunna skapa förutsättningar för nya tjänster och därmed underlätta utvecklingen av förbrukningsflexibilitet.

## 4.2 Begreppet Systemtjänster

Systemtjänster är ett samlingsbegrepp för funktioner som tillhandahålls för att stötta och stabilisera kraftsystemet. Dessa funktioner är fundamentala för kraftsystemet för att möjliggöra en driftsäker och stabil elkraftproduktion och effektöverföring. Systemtjänster är inte något nytt behov som integrationen av den förnybara icke planerbara elproduktionen har medfört. När kraftsystemet byggdes upp koordinerades utbyggnaden av produktionsanläggningarna med överförings-systemet och man utnyttjade funktionerna hos generatorerna för att på ett effektivt sätt stötta kraftsystemet.

Med elmarknadsreformen och separationen mellan elproduktion och nätägande var denna koordinering och samplanering inte längre lika självklar även om dessa funktioner är nödvändiga för att överföra elen från producent till konsument.

Systemtjänster kan alltså vara aktiva reglerfunktioner (automatiska regulatorer hos generatorerna) som utnyttjar förmågan hos synkront anslutna generatorer. Vissa av dessa systemtjänster kan även levereras av nätanslutna komponenter. Exempel på funktioner som benämns systemtjänster är spännings- och frekvensreglering.

Under de senaste åren har även roterande maskiners naturliga motstånd (tröghet) mot frekvensvariationer, svängmassan, blivit en egenskap som fått alltmer uppmärksamhet. Skälet till det är att kraftsystemets stabilitet förutsätter en viss mängd infasad svängmassa, något som kommer att minska när de synkront anslutna generatorerna ersätts med icke synkrona generatorer anslutna bakom omformare. Det kan dock diskuteras om svängmassa kan definieras som en systemtjänst, eftersom den inte är en produkt som kan slås på eller av utan en inneboende egenskap hos en synkrogenerator som finns tillgänglig så fort generatoren är inkopplad på nätet. Svängmassa blir dock en tydlig systemtjänst om generatorer kopplas in på nätet enbart för att leverera svängmassa.

Svenska kraftnät är beroende av tillgång till systemtjänster för att kunna driva systemet på ett stabilt och driftsäkert sätt. Det är avgörande för att säkerställa att kraftsystemet är tillräckligt robust för att motsvara de krav på leveranssäkerhet som samhället förväntar sig. Den ökande andelen variabel icke planerbar elproduktion medför ett ökat behov av systemtjänster och även en förändring av hur de behöver lokaliseras.

Nätkoderna ger systemoperatörerna ett större mandat när det gäller beslut om systemtjänsternas utformning och användning. För produktionsägare som levererar systemtjänster medför de ytterligare en nivå av komplexitet men också en potential för ytterligare intäkter. Leverans av systemtjänster behöver koordineras med elkraftproduktionen och en optimering av båda leveranserna kan leda till ökade intäkter. En utveckling med färre synkrogeneratorer i drift innebär i dagsläget en negativ inverkan på tillgången på systemtjänster. Därmed minskar också leveranssäkerheten både ur ett effektperspektiv och ur ett driftsäkerhets- och stabilitetsperspektiv.

För att motverka denna utveckling kan någon form av ersättningsmekanism för vissa systemtjänster behöva övervägas. Det skulle öka incitamenten för att bidra med systemtjänster och därigenom förbättra leveranssäkerheten i ett framtida elsystem med större andel variabel elproduktion.

Mot bakgrund av systemtjänsternas betydelse för systemets robusthet och förändringen i tillgången på systemtjänster som beskrivits ovan är det rimligt att Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet ges ansvaret att bestämma hur systemtjänsterna ska tillhandahållas och vilka aktörer som har ansvar för detta. Det stöds också av formuleringarna i nätkoderna.



## 5. UTVECKLINGEN I TYSKLAND OCH DANMARK

Trots att ingen idag kan överblicka effekterna av implementeringen av nya regelverk och visioner inom EU så pågår arbete med att utveckla nuvarande elmarknadsdesign i flera länder, bland annat i Tyskland<sup>26</sup> och Danmark.<sup>27</sup>

De utmaningar och lösningar som identifierats i de båda länderna stämmer väl överens med varandra men presenteras med lite olika skärningar. Några gemensamma punkter för Tysklands och Danmarks utvecklade elmarknader är:

- > Tillgången på **kapacitet** är en viktig fråga för att kunna ha en fortsatt hög försörjningstrygghet. Elpriset måste tillåtas bli riktigt högt för att investeringar ska ske och elpriset ska inte styras. Det tekniska pristak som finns idag behöver därför höjas alternativt tas bort.
- > En **strategisk reserv** är att föredra framför kapacitetsmarknadslösningar och arbete är redan påbörjat för att skapa en reserv i Tyskland. Danmark ser ett behov av reserv vid ett senare tillfälle och ska analyseras vidare. Reserven ska ha så liten marknadspåverkan som möjligt och aktiveras när utbud och efterfrågan inte möts trots fria elpriser. Båda länderna föreslår även att kostnaden för att använda reserven ska belasta de som orsakat obalansen.
- > **Flexibilitet** både på produktionssidan och på användarsidan ses som helt nödvändigt på en utvecklad elmarknad. I ett första skede behöver marknaden öppnas för nya aktörer genom regelförändringar m.m. Elpriset behöver också nå kunder för att skapa incitament för flexibilitet på användarsidan.
- > **Elhandeln behöver ske närmare drifttimmen** vilket är i linje med regelverk som utarbetas inom EU.
- > **Systemtjänster eller systemvänliga egenskaper** för att upprätthålla rätt spänning och frekvens i elnätet trycker Danmark mer uttalat på än Tyskland. Danmark ska fortsätta

analysera behovet av dessa egenskaper och Tyskland ser att en nivå på minimiproduktion från termisk produktion bidrar med dessa egenskaper.

Tyskland och Danmark är två länder som kommit längre i utvecklingen mot en stor andel icke planerbar elproduktion. Som framgår av punkterna ovan överensstämmer utmaningarna väl med de som identifierats för svensk del och som redovisas i detta uppdrag. I Bilaga 1 finns en mer detaljerad redovisning av de danska och tyska utmaningarna och föreslagna åtgärder. Det finns anledning att analysera dessa i det fortsatta arbetet med anpassningen av elsystemet.

26. Här finns mer information om arbetet med Tysklands elmarknad 2.0 <http://www.bmwi.de/EN/Topics/Energy/Electricity-Market-of-the-Future/electricity-market-2-0.html>, 2015-10-15.

27. Här finns mer information om arbetet med Danmarks elmarknad 2.0 <http://energinet.dk/DA/El/Engrosmarked/Ny%20markedsmodel/Sider/default.aspx>, 2015-10-15.





## 6. TÄNKBARA LÖSNINGAR PÅ UTMANINGARNA

I de tidigare kapitlen har beskrivits begrepp som kommer att rymma lösningar på de utmaningar som redovisades i delrapporten. I detta kapitel diskuteras tänkbara lösningar och deras lämplighet ur ett tekniskt och ekonomiskt perspektiv.

### 6.1 Effekt

Svenska kraftnät är, tillsammans med de övriga nordiska systemoperatörerna, ansvarigt för effektbalansen (frekvensreglering) i det nordiska synkronområdet. Tillräcklig produktionskapacitet måste alltid finnas tillgänglig för att täcka konsumtionen och för att kompensera för eventuella fel på produktionsanläggningar och länkar till grannländer. Före avregleringen av elmarknaden utfördes detta genom en långsiktig central planering men efter elmarknadsreformen förut-sattes marknaden hantera och lösa tillgången på effekt. Prissignalen skulle ge incitament för detta.

Effektbalans innebar tidigare att ett kontrollerbart produktionssystem i varje ögonblick försörjde ett till viss del stokastiskt förbrukningsmönster. Balans åstadkoms genom att produktionen anpassades till förbrukningen med en kombination av manuell förbrukningsprognostisering och automatisk frekvensreglering.

Med en utökad andel variabel icke planerbar produktion i systemet tenderar även produktionen att bli stokastisk, vilket försvårar möjligheten att alltid ha balans mellan produktion och konsumtion. De momentana och timvisa effektbalanserna kommer att bli svårare att innehålla med acceptabel frekvenskvalitet. Förbättring av den momentana balansen måste ske genom automatiska ingrepp men förbättring av balansen för nästkommande timme eller i ett längre tidsperspektiv kan ske genom manuella metoder. En förutsättning är att det finns åtgärder att ta till när prognosfel inträffar. Åtgärder kommer fortfarande att huvudsakligen baseras på förändringar i produktionsapparaten men en ökad flexibilitet i förbrukarledet kommer att bli alltmer viktigt.

#### Tänkbara åtgärder

Den utveckling som det svenska elkraftsystemet befinner sig i med signaler om förtida avveckling av kärnkraften och fortsatt utbyggnad av den icke planerbara elproduktionen innebär att åtgärder fordras för att alltid kunna säkerställa tillräckligt med effekt. Med dagens subventioner och mark-

nadsmodell kommer den kapaciteten sannolikt inte att byggas. Svenska kraftnät anser därför att det kan behöva sättas ett värde på eleffekten i systemet och/eller på resurser som skapar tillräcklig flexibilitet för att kunna hantera effektproblematiken.

Detta kan åstadkommas genom olika typer av åtgärder på tillförsel- och förbrukningssidan. Förbrukningssidan behöver ges incitament att delta och bidra till lösningen av effektproblematiken men detta kommer inte att vara tillräckligt på sikt. Det kommer även att behöva tillföras planerbar (dvs. icke väderberoende) elproduktion i någon form för att möta avvecklingen av kärnkraften.

De beskrivningar av tänkbara flexibla lösningar som redovisas i kapitel 5.2 Balansreglering är relevanta även för effektproblematiken.

Utöver ökad flexibilitet i produktionen eller användarledet - eller om denna flexibilitet inte skapas - kan olika ersättningsmekanismer för kapacitet införas för att påverka tillgången på effekt. Olika sådana kapacitetsmekanismer införs nu i många medlemsstater. Det som går under benämningen strategisk reserv, effektreserven i Sverige, är en annan form som innebär ersättning till produktionsanläggningar eller förbrukning för att finnas tillgängliga för att leverera effekt eller reducera sitt effektbehov när det behövs.

Sådana mekanismer innebär dock, som tidigare nämnts, en snedvridning av konkurrensen, en negativ inverkan på prissignalerna i marknaden och att i slutändan all produktion subventioneras.

### 6.2 Balansreglering

I detta kapitel kommer lösningar på utmaningen att säkerställa att balanseringen av kraftsystemet även i fortsättningen kan genomföras med bibehållen driftsäkerhet behandlas. Som tidigare nämnts kommer det att vara avhängigt av att det kan tillföras flexibla resurser till kraftsystemet. Inledningsvis beskrivs utvecklingen av det framtida behovet av flexibilitet och även hur nätkoderna kommer att påverka balansregleringen. Därefter beskrivs tänkbara lösningar för utmaningen och de samhällsekonomiska kostnaderna och avslutningsvis en sammanfattning.

### 6.2.1 Utvecklingen av behovet av flexibilitet

#### Flexibilitetsbehovets karaktär

Behovet av flexibilitet varierar i tid och volym och balansregleringen sker inom en tidsrymd som spänner över samtliga tidshorisonter – från sekund och minut till årsregleringen. Detta är viktigt vid bedömningen av vilka flexibla resurser som kan bidra och vilka balanseringsproblem de kan lösa. Detta ställer vitt skilda krav på de flexibla resursernas egenskaper. Exempelvis kan enskilda hushåll vara lämpliga för balansreglering inom aktuell timme, men av naturliga skäl kan de inte bidra till att flytta sitt energibehov från vinter till sommar. Detta oavsett eventuella introduktioner av lagringsmöjligheter såsom batterier.

Det nordiska kraftsystemet uppvisar idag inga större tecken på begränsningar i flexibilitet tack vare den roll som vattenkraften har i kraftsystemet.

#### Situationen i framtiden

Mängden icke planerbar elproduktion ökar kontinuerligt och därmed kommer behovet av flexibilitet i systemet också att öka på sikt. Analyser utförda av Vattenfall indikerar att vattenkraften skulle kunna hantera effektnivåer om cirka 13 000 MW vindkraft. Detta är dock baserat på analyser på nationell nivå som inte tar hänsyn till överföringsbegränsningar. Analysen signalerar dock att balanseringsproblemet som orsakas av en ökad variabilitet genom större mängder icke planerbar förnybar elproduktion inte är omedelbart överhängande.

Vindkraften bedöms inte påverka obalanserna på tidsskalan sekund till minut. På denna tidshorizont finns också stor potential för att öka den tillgängliga mängden flexibilitet genom förbrukningsreduktioner och andra resurser.

Utmaningarna ligger i att kunna hantera längre perioder med låg eller hög nivå av icke planerbar förnybar elproduktion. Flexibiliteten i detta fall handlar om att flytta betydligt större energivolymer över mycket längre tidsperioder. Förbrukningsflexibilitetens möjligheter för detta är begränsad. För denna typ av reglering krävs reglerbar elproduktion.

#### Regionalt behov

En reduktion av mängden kärnkraft kommer innebära att effektbalansen i SE3 kommer att försämrast. I SE3 och framförallt i SE4 är tillgången på reglerresurser mycket begränsad. Tillsammans med vindkraftsutbyggnaden i SE1 och SE2 blir en konsekvens av detta att utnyttjandegraden av överföringskapaciteten till SE3 och SE4 kommer att öka och att den tillgängliga reglerförmågan från vattenkraften i norr i allt större omfattning riskerar att bli instängd bakom flaskhalsar.

Vattenkraften som produktionsslag kommer också i allt högre grad få ersätta kärnkraftens energibidrag på bekostnad av den samlade reglerförmågan. Balansregleringsproblematiken kommer därför till stor del att uppstå som en regional problematik, främst i SE3 och SE4. Det leder till att antalet timmar blir fler när SE3 och SE4 utgör separata prisområden, antingen genom handeln på Nord Pool Spot eller reglerkraftmarknaden med högre priser än omkringliggande

elområden, vilket skapar prissignaler som på sikt ger incitament till en ökad produktionskapacitet och ökad flexibilitet.

Att åtgärda detta kan framför allt ske genom

- > ökad överföringskapacitet till området
- > ökad produktionskapacitet inom området
- > ökad efterfrågefexibilitet inom området.

Samtliga dessa åtgärder kräver mer eller mindre ekonomiskt omfattande investeringar som måste föregås av en längre period av tydliga prissignaler. När sedan investeringarna beslutats tar det ytterligare tid till drifttagning. Att lägga ner kärnkraft eller annan planerbar elproduktion som innebär en försämring av den lokala effektbalansen i SE3 går däremot fort. Det blir därmed en övergångsperiod med högre priser som måste accepteras.

Om inte någon av de tre ovanstående åtgärderna genomförs kan behov finnas att reservera överföringskapacitet för att säkerställa tillräckliga reserver i alla områden. Det innebär att dagen-före-handeln tilldelas en lägre överföringskapacitet för reglerkraftmarknadens behov.

### 6.2.2 Framtida nätkoder avseende balansering

Genom nätkoderna kommer det i framtiden att ställas krav som på olika sätt påverkar elmarknadens aktörer och skapa nya förutsättningar för att hantera balansregleringen. Syftet med införandet av nätkoder är att åstadkomma en ökad integration mellan de europeiska medlemstaterna. För att lyckas med detta krävs en harmonisering av regler och metoder, bland annat för balansering. Detta innebär att de kommande regelverken inte kommer att vara skraddarsyddade för det nordiska kraftsystemets behov, men öppnar upp för ett ökat utbyte av reglerresurser.

Nedan följer en sammanfattning av nätkodernas påverkan med avseende på balansering av kraftsystemet.

#### Anslutningskoderna

Efterfrågefexibilitet behandlas i nätkoden för anslutning av förbrukning (DCC) där utgångspunkten är att det är frivilligt att bidra med efterfrågefexibilitet. Vid anslutning av förbrukning som ska bidra med flexibilitet gäller de tekniska krav som är specificerade i DCC för ett antal systemtjänster där förbrukningsförändringar kan erbjudas för reglering av aktiv och reaktiv effekt, spänning och frekvens.

Produktionsresursers förmåga att bidra med frekvensreglering regleras i nätkoden för anslutning av generatorer (RfG) som nu är i sista fasen före beslut. I den definieras de krav som ställs på generatorernas robusthet samt deras frekvens- och spänningsregleringsförmåga.

#### Driftkoderna

Driftkoderna ställer krav på gemensamma driftsäkerhetsprinciper och koordinerad systemdrift med en tydligare

ansvarsfördelning mellan olika aktörer. Detta innefattar exempelvis krav på frekvenskvalitet och hur den nödvändiga mängden reserver säkerställs för detta ändamål.

En implementering av driftkoderna kommer också att medföra en omfattande ökning av rapporterade realtidsmätvärden samt rapportering av aktörernas reglermöjligheter till Svenska kraftnät. Driftkoderna stödjer även införandet av nya roller som exempelvis aggregatorer. Förutsättningar för Svenska kraftnät att övervaka och bedöma systemets totala flexibilitet kommer i och med implementering att öka.

Samtidigt ställs även utökade krav på reservhållningen för att upprätthålla frekvenskvaliteten eftersom den upphandlade mängden reserver inte enbart ska dimensioneras efter det största felfallet i systemet. Reserverna ska utöver störningar i nätet även kunna hantera obalans under normal drift. I praktiken innebär detta att Svenska kraftnät kommer att behöva handla upp mer reserver än idag.

### Marknadskoderna

Marknadskoderna ställer krav på de olika elmarknaderna för att skapa en integrerad elmarknad med harmoniserade regler. En mer integrerad elmarknad kommer att kunna möjliggöra bättre resursutnyttjande genom att produktionsanläggningarna används mer effektivt och ge möjlighet till starkare prissignaler till marknaden.

Nedan följer de viktigaste delarna som har störst påverkan för bidra till lösningen av utmaningen balansreglering.

#### Standardprodukter

Inom ENTSO-E diskuteras de standardprodukter som enligt balanskoden ska utbytas mellan systemoperatörerna. Syftet med standardprodukter är att de produkter som ska utbytas harmoniseras för att möjliggöra en gränsöverskridande balansering där dessa produkter kan konkurrera på samma villkor. Idag driver de europeiska systemoperatörerna sina system på olika sätt.

En harmonisering av produkter för balansering kommer att påverka systemoperatörerna att driva sina system på ett mer likartat sätt. Ur ett svenskt perspektiv kan detta exempelvis innebära nya budtyper på reglerkraftmarknaden. Den minsta tillåtna budstorleken kommer troligtvis att minska från dagens 10 MW (SE1, SE2 och SE3) samt 5 MW (SE4) till 1 MW. Detta möjliggör en introduktion av nya reglerresurser och därmed en totalt större mängd bud även om standardprodukterna inte direkt är skraddarsydda för det nordiska systemets behov.

En balansering som är mer marknadsintegrerad och som koordineras och harmoniseras över större områden kommer att bidra med en del av lösningen för utmaningen balansering. Med dagens marknadsdesign och en fortsatt ökning av den icke planerbara produktionen kommer förutsättningarna för att balansera systemet vid alla tillfällen försämrats.

#### Upphandling av kapacitet för balansering

Som tidigare nämnts kommer driftkoderna att ställa utökade

krav på reservhållningen för att upprätthålla frekvenskvaliteten. För att säkerställa att det finns tillräckliga reserver (FCR, FRR och RR) kan det finnas behov av att upphandla ytterligare kapacitet. I balanskoden regleras delvis hur en sådan upphandling ska ske. Bland annat nämns det att upphandlingen ska utföras med en marknadsbaserad metod och ske så nära som möjligt den tidpunkt de upphandlade resurserna avser att nyttjas. Kontraktperioden får inte överstiga en månad och upphandlingen borde inte ske tidigare än en månad innan tillhandahållandet av kapaciteten. Beroende på hur en eventuell upphandling kommer att se ut kommer det att påverka vilka resurser som kan delta i en sådan upphandling.

#### Avräkningsperiod

I Europa har man idag olika avräkningsperioder, dvs. den tidsperiod inom vilken de balansansvariga företagen är ekonomiskt ansvariga för att planera sig i balans. I Norden har vi idag en timmes avräkningsperiod, men i Europa förekommer även 15 och 30 minuter som avräkningsperiod. Enligt balanskoden ska avräkningsperioden harmoniseras och sannolikt kommer den perioden i framtiden att vara 15 minuter. En kortare avräkningsperiod kommer således att förflytta planeringsansvaret för balansering under timmen ned till 15 minuter från Svenska kraftnät till de balansansvariga företagen.

Inför en kortare avräkningsperiod kommer det att bidra till lösningar för både balansering och effektproblematiken när man redan i planeringsfasen måste planera sig i balans i en högre tidsupplösning. Behovet av effekt påverkas dock inte nämnvärt av entimmes- eller kvartsupplösning i avräkningsperioden.

En full potential av en kortare avräkningsperiod nås om börserna även erbjuder produkter med samma upplösning som avräkningsperioden. Det kommer att medföra en bättre möjlighet för produktion och handel att följa variationer i förbrukningen och den icke planerbara produktionen, vilket exempelvis skulle avhjälpa problematiken med frekvensavvikelser. En kortare avräkningsperiod och standardiserade produkter kommer att medföra förändringar i hur det nordiska systemet drivs idag.

#### BSP (Balance Service Provider)

I balanskoden anges det en ny roll i Sverige, Balance Service Provider (BSP). I Sverige är det idag de balansansvariga som lämnar reglerbalanseringsbud till systemoperatören. I vissa fall kan detta vara ett hinder för anläggningägaren, eftersom dennes balansansvariga kanske inte har utvecklat sin verksamhet för en sådan tjänst.

En BSP är en aktör som kan lämna reglerbud på balanseringstjänster, utan att behöva vara balansansvarig för anläggningen. En BSP kan även vara en aggregator som samlar fler mindre anläggningar för att på så sätt möta de krav som ställs på att lämna bud till systemoperatören. Det kan bidra till lösningar av utmaningarna balansering och effekt, efter-

som det kan skapa bättre möjligheter för att få in mer reglerbalanseringsbud till systemoperatörerna.

#### *Harmonisering av obalansprissättning*

Enligt balanskoden ska även de stora dragen i avräkningen harmoniseras för att skapa en marknad med likartade konkurrensförutsättningar. Avvikande avräkningsstrukturer mellan systemoperatörer kan skapa ett oönskat agerande för att minimera kostnader för obalanser. Harmoniseringen omfattar även prissättningen på obalanser där Norden idag har ett så kallat tvåprissystem för produktion.

I balanskoden förespråkas ett enprissystem där både negativa som positiva obalanser prisätts till samma obalanspris. En sådan filosofi främjar självreglering i syfte att möjliggöra för aktörer att balansera sin portfölj nära realtid. Beroende på hur den harmoniserade lösningen kommer att se ut kan den bidra till lösning för balansering och till viss del effekt.

### 6.2.3 Tänkbara lösningar

Det finns ett flertal alternativ för att öka den totala flexibiliteten i kraftsystemet med olika nyttor och kostnader och en kombination av dessa kommer att behövas för att kunna möta det framtida behovet. Det finns inte en enskild lösning som ensamt kan eller bör tillgodose det. Genom nätkoderna kommer det i framtiden också att ställas krav som på olika sätt påverkar elmarknadens aktörer och skapa nya förutsättningar för att hantera balansregleringen.

#### **Förbrukningsresurser**

##### *Hushåll*

Elanvändningen från hushåll har historiskt varit passiv och okänslig för variationer i elpriset. En ökad flexibilitet hos hushållens elanvändning skulle innebära en stor samhällsnytta om förutsättningarna för detta utformas på ett sådant sätt att den enskilda konsumentens nytta samverkar med kraftsystemets behov.

En nyckelfråga i detta sammanhang är vilken styrsignal som ska initiera en förändring av hushållens elanvändning. Nuvarande marknadsformer och roller kan inte på ett effektivt sätt hantera att elkonsumenter agerar på ett fastställt elpris i efterhand eftersom detta skulle öka den osäkerheten och därmed även de obalanser som balansansvariga och i slutändan Svenska kraftnät måste hantera.

Genom nätkoderna underlättas för nya roller på elmarknaden som kan hantera aggregerade volymer av hushållens elanvändning och förmedla dessa till exempelvis balansregleringsmarknaden.

Att införa frekvensreglering genom efterfrågeflexibilitet där flera mindre resurser aggregeras förutsätter automatiker som sköter reglerarbetet och kräver omfattande investeringar i administrativa- och kommunikationssystem. Nya roller som exempelvis aggregatorer behöver också utvecklas. Ställt mot dagens kostnader för primärreglering och om upphandlingen av reserver ska ske via en marknadslösning är det

dock svårt att se någon lönsamhet för slutkunden i sådana lösningar. Alternativet att införa krav på att exempelvis effektuttaget från kylskåp ska kunna styras via ett chip kommer inte heller att stödjas via anslutningskoden (DCC) eftersom den anger att effektstyrningen är frivillig.

##### *Industrier*

Den svenska elintensiva industrin utgör en stor potential för en utökad flexibilitet. Stora delar av denna elförbrukning är redan idag delaktig i prissättningen på Nord Pool Spot och bidrar på detta vis med flexibilitet på elmarknaden. Utöver detta finns potential framförallt i ett ökat deltagande på inom-dygnet-marknaden Elbas och reglerkraftmarknaden, dvs. delta i regleringen av obalanser i kraftsystemet som uppkommer efter avslutad handel på Nord Pool Spot.

Eftersom överföringskapaciteten i nord-sydlig riktning tidvis utgör en begränsning av tillgången på reglerbar vattenkraft som till största delen finns i norr är industriernas lokalisering i SE3 och SE4 en viktig förutsättning som sammanfaller med det regionala behovet av nya reglerresurser.

De inkomna anbudena för deltagande i den svenska effektreserven visar att mognadsgraden för dessa marknader hos industrierna har ökat och att en betydande effektmässig potential finns tillgänglig. Dock signalerar det begränsade deltagandet på reglerkraftmarknaden att de nödvändiga ekonomiska incitamenten inte finns utan indikerar att det krävs en fast ersättning för det ska vara intressant för industrier att reducera sin förbrukning. Den fasta ersättningen för effektreserven föranleder en fråga om den har en negativ påverkan på den elintensiva industrins vilja att delta på reglerkraftmarknaden.

Även om den elintensiva industrin både genom sin geografiska placering och effektmässiga potential skulle vara ett viktigt tillskott för flexibiliteten måste det betonas att denna resurs inte kan stå för en uthållig reglering. Den elintensiva industrin är därför en viktig flexibel resurs, men kommer inte att vara den enda lösningen.

##### *Prosumenter*

För stöd till mikroproduktion förs diskussioner om så kallad nettodebitering av el. I mindre skala skapar detta inga större problem men utbyggnad av exempelvis solceller i en rad länder, exempelvis Tyskland, visar att den totala utbyggnaden kan bli mycket omfattande (i detta fall med stöd av feed-in-tariffer). Om marknadssignaler då inte når fram kan det få stora konsekvenser för elsystemet. Sådana konstruktioner bör därför undvikas.

Stora mängder tillkommande solelproduktion kan förstärka de överskottssituationer som kan uppkomma sommardag när låg elförbrukning kombineras med stora mängder vindkraftsproduktion.

Mikroproduktion bör kombineras med någon form av lagringsmöjligheter för att bidra med systemnytta ur ett flexibilitetsperspektiv. Det är viktigt att poängtera att systemnyttan måste ligga i fokus när skatter, tariffer, avgifter

och stöd för mikroproduktion utformas. Annars finns risken att kraftsystemet tillförs stora mängder decentraliserad elproduktion som är frikopplad från elmarknadens signaler och påverkar elsystemets robusthet negativt.

### Produktionsresurser

#### Vattenkraft

Vattenkraftens flexibilitet och reglerförmåga är avgörande både i ett svenskt och ett nordiskt perspektiv och kommer att vara den resurs som kraftsystemet behöver förlita sig till under överskådlig tid för att kunna balansera systemet. I det framtida kraftsystemet, där andelen icke planerbar förnybar elproduktion blir allt större, kommer vattenkraften att behöva reglera mer än idag. Samtidigt kommer planeringen av vattenkraftsproduktionen att ställas inför alltmer svårförutsägbara förutsättningar.

Ur ett vattenkraftsperspektiv kommer även överföringskapaciteten inom Sverige att bli en utmaning eftersom den tillgängliga reglerförmågan riskerar att bli instängd bakom flaskhalsar i allt större omfattning. I dagsläget rör det sig om mindre volymer på reglerkraftmarknaden som inte motiverar förstärkningar genom ökad nätkapacitet. I framtiden kan situationen alltså förändras, vilket måste utredas närmare.

Mot bakgrund av dess betydelse för balansregleringen i ett nationellt, nordiskt och europeiskt perspektiv är det av största vikt att vattenkraftens reglerförmåga säkras. För att Sverige ska uppnå de mål som fastställts inom arbetet med EU:s ramdirektiv för vatten står det klart att omfattande miljöåtgärder krävs för att svenska vattenförekomster ska uppfylla direktivet.

Svenska kraftnät och Energimyndigheten arbetar med att ta fram en utvecklad metodik för att bedöma de enskilda vattenkraftverkens bidrag till reglerförmågan. De kraftverk som klassas som mest betydelsefulla för den samlade reglerförmågan bör sedan klassas som kraftigt modifierade vatten (KMOV). I samband med prövning av vattenkraftens tillstånd är det också viktigt att möjligheter till en ökad reglerförmåga utreds.

Den småskaliga vattenkraften spelar en viktig roll ur effektsynpunkt för södra Sverige. Det finns sannolikt även potential för den småskaliga vattenkraften att delta i den automatiska frekvensregleringen. På samma sätt som hushåll kan aggregeras för att erhålla en större mängd tillgänglig effekt bör detta kunna genomföras för den småskaliga vattenkraften.

#### Biokraft

Biokraftsproduktionen är beroende av värmeunderlag eller industrins produktion. Samtidigt finns en möjlighet till högre utnyttjande i befintliga anläggningar under kalla år och en ökad elverkningsgrad genom åtgärder. Till viss del finns även möjlighet att utöka biokraften i Sverige på sikt genom att t.ex. ersätta elvärme med fjärrvärme eller köra kondens vid höga elpriser. Att öka elproduktionen från biokraften samtidigt som uppvärmning med el minskar i bostadssektorn kan

också vara till stor hjälp för effektbalansen under vintern.

Det kan vara viktigt att värna biokraften vid perioder av låga elpriser om den ses som en viktig del i framtidens energisystem. Denna typ av produktionsanläggningar har traditionellt inte varit så aktiv med att erbjuda reglertjänster och det finns därför ett behov av informationsinsatser och kanske även styrning, liknande den som genomförts i Danmark, för att ge kraftvärmens incitament till att vara flexibel.

#### Vindkraft

Vindkraften kan reglera i de korta tidsperioderna sekund-minut och de moderna kontrollsystemen ger en snabb svarstid och styrförmåga. Vindkraften skulle därför kunna erbjuda flexibilitet i form av olika reglertjänster, men eftersom vindresursen inte går att lagra förlorar en vindkraftsproducent intäkter när den ligger nedreglerad och spiller energi. Eftersom vindkraften erhåller elcertifikat för den producerade energin måste prissättningen för en nedreglering kompensera även för detta.

Den största begränsningen ligger dock i att kunna garantera den tillgänglighet som krävs för att vindkraften ska vara en användbar reglerresurs eftersom dagens reglerprodukter inte är anpassade för icke planerbar elproduktion som bygger på väderprognoser utan är utformade för planerbar elproduktion.

### Energilager

För att energilager ska vara lönsamma krävs en relativt hög prisvolatilitet. Tekniken inom olika lagringstekniker utvecklas och kan på sikt kan vara en lösning som är möjlig för att hantera de framtida utmaningarna. Det pågår stora satsningar på energilager med olika drivkrafter bl.a. Japan, Sydkorea och USA.

Tolkningen av regelverket kring hur energilager ska betraktas i ett kraftsystem skiljer sig åt mellan olika länder och behöver harmoniseras. Energimarknadsinspektionen position innebär att nätföretag inte kan bedriva energilagring.

#### Pumpkraftverk

Den prisvolatilitet som krävs för att göra investeringar i pumpkraftverk lönsamma finns inte idag. Volatiliteten behöver även bestå över en lång tidsperiod för att säkerställa att den ofta kapitaltunga investering som ett pumpkraftverk innebär ska vara intressant. En omfattande introduktion av solelproduktion kan också medföra att skillnaden mellan elprisets nivåer under natt och dag reduceras. Även stamnätstariffens konstruktion utgör ett hinder eftersom den idag inte är anpassad för resurser av denna typ. Det gäller energilager generellt och kommer situationen att förändras behöver tariffen ses över.

Specifikt för pumpkraftverk är även att det kräver rätt förutsättningar för att kunna etableras och de omfattande miljötillstånd som krävs och osäkerheten kring möjligheten att få dessa.

### Batterier

Teknikutvecklingen för batterier går fort och i framtiden kommer lagringskapacitet och tillverkningskostnader bli mer konkurrenskraftiga. I dagsläget är dock batterier för dyra för att användas som en storskalig reglerresurs. För denna tillämpning gäller samma resonemang om elprisets volatilitet som ovan. Batterier kommer initialt att succesivt installeras hos enskilda elkonsumenter vilket med rätt utformning av incitament och stöd kan användas för att stötta systemets behov.

### Tariffer och skatter

Om energy only-marknaden tillsammans med krav på systemtjänster ska lösa de utmaningar som elsystemet står inför är det viktigt att se över alla regelverk som påverkar kraftsystemet. Inom elmarknadsområden handlar det främst om skatter och tariffer.

I tidigare kapitel har behovet av flexibilitet framförts som centralt i ett framtida elsystem och här spelar elmarknaden och dess prissignaler en stor roll. Men för att elmarknaden ska ge incitament för flexibilitet är det viktigt att inte andra styrmedel motverkar detta. Generellt så borde fler styrmedel och incitament anpassas så att de åtminstone inte missgynnar flexibilitet. Exempel på sådana är dagens fasta elskatt och nättariffer som oftast inte är tidsdifferentierade.

Syftet med dagens elskatt är att belasta elanvändningen med huvudsyftet att minska den. I ett framtida elsystem med mer variation i produktionen finns det tillfällen när det istället behöver användas mer el och tillfällen när det i ännu större utsträckning finns behov av att minska elanvändningen.

Priset på el ska på en energy-only marknad spegla detta men om det även skulle utökas med en skatt som i stället för att vara fast är kopplat till elpriset skulle incitamentet ökas ytterligare. Förutom att nettobesparingen för att flytta last och använda el mer flexibelt ökar skulle också incitamenten öka för vissa aktörer att vid mycket låga elpriser använda el där detta inte görs i dag. Ett exempel är att fjärrvärmeaktörerna kan använda värmepumpar och elpannor i stället för värmepannor.

Utöver elpriset kan också nättarifferna tidsdifferentieras för att bättre spegla knapphet i nätet. Det skulle då finnas mer incitament att dra ner på produktion eller konsumtion när nätet inte har tillräcklig kapacitet. Det skulle också innebära att egenproducenter inte alltid sparar in på samma tariff när de använder egenproducerad el.

För en elkund, industrier undantaget, utgör elskatt, tariffer och elpris större delen av kostnaden för elen. Möjligheten att utnyttja prisskillnaden mellan dess lägsta och högsta värde borde ge ett större incitament för flexibilitet än om enbart elpriset, som normalt utgör mindre än en tredjedel av kostnaden, kan användas.

För en resurs med möjlighet till både produktion och förbrukning som därmed både matar in och tar ut el från systemet innebär det att de måste betala både inmatnings- och uttagsabonnemang i sin anslutningspunkt. Detta kan vara ett

hinder för att investera i flexibla anläggningar (t.ex. energilager), eftersom detta medför en ökad kostnad. Även om energilager på stamnätets nivå inte ser ut att vara aktuellt de närmaste åren blir det nödvändigt att se över tariffsystemet, så att utformningen inte utgör ett hinder för flexibla resurser.

För att få en fullständig bild av hur alla skatter och avgifter påverkar prissignaler från elmarknaden och hur detta påverkar flexibiliteten behövs en grundlig genomgång som inte kan göras inom ramen för detta uppdrag.

### Svenska kraftnäts roll

Genom sin roll som systemansvarig myndighet för el spelar Svenska kraftnät en viktig roll för att marknader för balansreglering utformas i linje med de behov som uppkommer i samband med kraftsystemets pågående förändring.

### Informationsinsatser

För mindre aktörer som traditionellt inte varit aktiva på de marknader som hanteras av Svenska kraftnät är det ofta svårt att förstå sina möjligheter att genom flexibilitet bidra till den totala systemnyttan. Svenska kraftnät har här en viktig uppgift för att bedriva informationsinsatser och på så vis öka medvetandet om de nuvarande marknaderna och vilka krav som ställs för att delta. Lika viktigt är att Svenska kraftnät genom dialog med aktörer fångar in de inträdesbarriärer som kan finnas och i största möjliga mån reducerar dessa.

### Svenska kraftnäts balansregleringsarbete

Svenska kraftnäts operativa arbetsmetodik och hantering av balansregleringen måste kontinuerligt utvecklas för att följa den förändring som kraftsystemet genomgår. Balansregleringen måste i större utsträckning vara proaktiv för att på så vis redan i förhand åtgärda de obalanser som annars måste hanteras under drifttimmen.

Balansregleringen måste även vara kostnadseffektiv och prissättningen på reglerkraftmarknaden måste vara transparent. Svenska kraftnät och de övriga nordiska systemoperatörerna har ett stort ansvar för att säkerställa att reglerkraftmarknadens prissignaler verkligen återspeglar kraftsystemets balanseringsbehov. Även om inträdesbarriärer reduceras och andra hinder tas bort är det prissignalen som utgör det grundläggande incitamentet för nya reglerresursers vilja att delta på reglerkraftmarknaden.

Hur Svenska kraftnäts balansregleringsarbete kommer att utvecklas styrs till stor del av de kommande nätkoderna. Svenska kraftnät har deltagit i utformandet av koder och kommissionsriktlinjer och arbetar nu med de metoder och regelverk som ska tas fram enligt dessa.

En viktig förutsättning för att möjliggöra en mer proaktiv balansreglering är Svenska kraftnäts tillgång till realtidsinformation från kraftsystemet. En ökad observerbarhet och förmågan att övervaka och följa skeenden i kraftsystemet är ett grundläggande villkor för att Svenska kraftnät på ett kontrollerat, miljömässigt och ekonomiskt effektivt sätt ska kunna hantera större variationer i framtiden. Redan idag föreligger

en omfattande insamling av realtidsmätvärden från kraftsystemets olika komponenter, men den är långt ifrån heltäckande eller tillräcklig.

Parallellt med en förbättrad observerbarhet som en utökad insamling av realtidsmätvärden medger krävs även en kontinuerlig utveckling av system för prognostisering.

Svenska kraftnät arbetar även med att ta fram förbättrade system för att avropa bud på reglerkraftmarknaden. Idag är det minsta budet som får lämnas till reglerkraftmarknaden 10 MW i alla prisområden utom i SE4 där minsta budet är 5 MW. Anledningen till budstorleken är att det skulle vara praktiskt ohanterligt att aktivera många små bud, eftersom aktiveringen idag görs i realtid via telefon. Detta gör att marknaden främjar aktörer med stora anläggningar, eller aktörer med möjlighet att kunna hantera och styra fler sammanslagna anläggningar.

En övergång till manuella elektroniska avrop på reglerkraftmarknaden skulle kunna öppna upp marknaden för nya aktörer, som mindre producenter och aggregatorer. Detta även om datorsystemet för de elektroniska avropen i sig skulle kunna utgöra en tröskel för vissa aktörer.

#### 6.2.4 Samhällsekonomisk kostnad för flexibilitet

I rapporten tas en rad olika möjligheter till flexibilitet upp. Det är svårt att bedöma kostnaden för dessa åtgärder samt vilka intäkter som kan förväntas av dem. Det är inte heller de enda aspekterna som är viktiga att ta hänsyn till vid en bedömning av vilka flexibla åtgärder samhället bör prioritera.

Vid en samhällsekonomisk analys av flexibla åtgärder är det bland annat viktigt att identifiera var i systemet investeringen sker, vilken typ av investering som sker, vilken aktör som gör investeringen, vilken flexibilitet investeringen ger samt vilken eller vilka marknader och prisbildningar som påverkas. Åtgärder kan lösa flera problem, skapa nya problem och dessutom ge andra mervärden som inte är kopplade direkt till flexibilitet. Ett exempel är nätförstärkningar.

Inom ramen för den här rapporten görs ingen sådan analys men det bör ändå betonas att det finns en stor skillnad i kostnad och intäkter för olika flexibla lösningar som ger samma grad av flexibilitet. Aktörer som ska investera i nya utlandsförbindelser, batterier i ett hushåll, planerbar produktion eller bjuda in nedreglering på reglerkraftmarknaden har även mycket olika drivkrafter. Det är av största vikt att investeringar i sådana flexibla lösningar sammanfaller med kraftsystemets behov.

De som påverkas mest av förändringar i elsystemet är elanvändare och elproducenter, inte bara från prisbildningar på elmarknaden utan också från nättariffer. För en enskild elanvändare kan därför elpriset påverkas kraftigt på grund av marknadsaktörer, nätägare, staten och Svenska kraftnät beslut samtidigt som de själva har små möjligheter att påverka sin elanvändning. Denna kostnad kommer därför att vara särskilt viktigt att analysera vid åtgärder för flexibilitet.

En utmaning för investeringar i flexibilitet är också vems ansvar det är att flexibiliteten finns. I vissa fall kan ansvaret

för flexibilitet sägas ligga nära diskussionen om leveranssäkerhet (som förs i ett annat kapitel). Det är bara om flexibiliteten efterfrågas på elmarknaden som marknaden kan försöka tillgodose behovet.

Det finns också vissa delar av kraftsystemet där ansvaret eller möjligheterna att göra investeringar ligger på olika aktörer. Om det exempelvis på sikt bedöms finnas bristande kapacitet från norr till söder p.g.a. av fler planerade vindkraftverk i norr ska då prisskillnader i elmarknadens elområden se till att det byggs mer produktion i söder och konsumtion i norr eller ska en ny stamledning byggas? Dessa typer av utmaningar existerar därför att kraftsystemet är uppdelat i delar där inte alla aktörer är tillåtna att verka.

På en energy-only marknad bör dock investeringsbesluten i första hand tas av marknaden själv och staten bör i stället fokusera på att underlätta möjligheten för marknaden att vara flexibel och att göra kostnadseffektiva investeringar. De investeringar som idag ligger utanför energy-only-marknadens aktörer bör göras med en bred samhällsekonomisk analys där påverkan på elkunder och producenter tas särskild hänsyn till. Även här är det viktigt att kraftsystemets behov beaktas.

#### 6.2.5 Slutsatser

På en avreglerad marknad är det viktigt att marknadens aktörer med utgångspunkt i prissignalerna själva väljer vilka typer av investeringar eller åtgärder som krävs för en ökad flexibilitet. För att de ska kunna göra det på ett kostnadseffektivt sätt är det viktigt att de incitament och riktlinjer som staten förfogar över också möjliggör detta. Det kan vara allt från att skatter, avgifter och tariffer till rena styrmedel åtminstone inte motverkar flexibilitet till att fastställa långsiktiga spelregler för marknadens aktörer. Staten kan också påskynda processen genom att underlätta och minska trösklarna för aktörer att komma in på marknaden. Vissa delar av flexibiliteten ligger dock utanför marknaden t.ex. om hushållsapparater eller värmepumpar ska delta i frekvensregleringen eller om överföringssystemet behöver förstärkas.

Kraftsystemet står inför en förändring där behovet av flexibilitet ökar, andelen planerbar elproduktion minskar och incitament saknas för investeringar i nya flexibla resurser. Flexibiliteten ökar inte heller hos de nuvarande resurserna. Kraftsystemet kommer därför under en relativt lång tid framöver att behöva lösa balansregleringsutmaningen med de resurser som finns tillgängliga i systemet idag.

Behovet av flexibla resurser är inte akut idag genom de egenskaper som vattenkraften bidrar med i kraftsystemet. Behovet kommer dock att öka i takt med den ökande mängden icke planerbar elproduktion och när kärnkraften avvecklas. Om dessa resurser ska tillföras av marknaden krävs att prissignalerna skapar förutsättningar för detta.

Sådana prissignaler ges inte i dag, vilket också är logiskt när behovet inte föreligger. Frågan blir då om prissignalerna kommer att tolereras när de uppstår i framtiden när behovet ökar? De starka reaktionerna från såväl marknadsaktörer

som politiker, när prisspikar inträffat under gångna vintrar, indikerar inte detta. Flexibilitet och flexibla resurser behöver därför ges ett värde.

Utmaningen med att tillföra flexibla resurser ökar också på grund av den betydande reglerförmåga som vattenkraften står för och som genom sin konkurrenskraft gör det svårt för nya resurser att ta marknadsandelar. Balanseringsproblematiken kommer i allt större grad att bli regional när nedläggningen av ett antal kärnkraftsblock försämrar effektbalansen i SE3. Tillsammans med den ökande produktionen i norr kommer det att innebära att överföringskapaciteten till detta område används maximalt allt oftare. Det kommer därmed att periodvis begränsa möjligheterna att överföra vattenkraftens reglerförmåga till dessa områden. De flexibla resurserna behöver därför tillföras i SE3 och SE4, som redan idag har dålig tillgång på sådana.

Med reducerad kärnkraft kommer energiöverskottet att minska och därmed kommer elpriset sannolikt också att stiga men denna utveckling kommer inte per automatik att innebära en lösning på flexibilitetsproblemet. Även om marknadskrafternas vitalitet på detta sätt ökas finns subventionerna genom elcertifikatssystemet kvar. Den elproduktion som först och främst kommer att byggas är därför även fortsättningsvis den icke planerbara, som är den största bidragande orsaken till det ökade behovet av flexibilitet.

Även planerbara produktionsslag som exempelvis biokraft erhåller elcertifikat men eftersom den mest förekommande typen av denna baseras på en kombination av elproduktion och värmeproduktion krävs även ett värmeunderlag. Därmed är utbyggnadsmöjligheterna begränsade. Potentialen för biokraft genom industriellt mottryck är också begränsad, eftersom produktionen främst styrs av industrins huvudsakliga produktion.

Nätkoderna kommer att medföra nya produkter och regelverk för balansregleringen med syftet att skapa förutsättningar för att ge nya typer av resurser möjligheter att delta. Denna harmonisering öppnar också för att reglerresurser ska kunna användas över ett större område och mellan fler länder än idag. På detta sätt skapas nya verktyg och inträdesbarriärer reduceras, men detta skapar i sig inte ekonomiska incitament för investeringar i nya reglerbara resurser.

Potentialen för en ökad flexibilitet finns framförallt på användarsidan. Förbrukningsflexibilitet har dock inte en uthållighet som för enskilda objekt tillåter en reglering över längre tidsperioder. Den största utmaningen ur ett flexibilitetsperspektiv kommer att uppkomma i situationer när ihållande låg vindkraftsproduktion kombineras med hög elförbrukning. Det kommer därför även att behövas någon form av planerbar elproduktion för att hantera dessa situationer.

På motsvarande sätt som Energimarknadsinspektionen fått i uppdrag att utreda och analysera aktörers incitament för att öka efterfrågeflexibiliteten bör aktörers incitament för ökad flexibilitet även genomföras med fokus på produktions-

resurserna. Även förutsättningarna för andra flexibilitetsresurser såsom lagring bör utredas.

## 6.3 Nätinvesteringar

Det kommer att krävas investeringar i nätstrukturen på samtliga spänningsnivåer från stamnät till region- och lokalnät för att möjliggöra en ökad utbyggnad av den förnybara produktionen. Omfattningen kommer att avgöras av hur mycket förnybar elproduktion som ansluts och var den ansluts.

Det är viktigt att notera att investeringar i ökad överföringskapacitet på stamnätet görs för att bygga bort strukturella flaskhalsar utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv. Den samlade nyttan med investeringen ska överstiga den totala kostnaden. Att göra nätinvesteringar för att upprätthålla flexibiliteten i systemet har inte gått att motivera.

Den stora utmaningen för nätföretagen är tidsaspekten dvs. att hinna med att få anläggningarna i drift koordinerat med när produktionsanläggningen tas i drift. Det är en nästan omöjlig uppgift, eftersom ledtiderna för nätutbyggnad är betydligt längre än motsvarande tider för uppförande av produktionsanläggningen. Eftersom nätägarna inte heller kan bygga nät på spekulation utan inväntar tydliga signaler på att investeringen i produktionsanläggningen blir av så inleds dessutom arbetet senare än för denna.

Den stora mängden investeringsprojekt kommer att medföra att befintliga anläggningar behöver tas ur drift för anpassning och anslutning av de nya anläggningarna. För stamnätet kommer en stor utmaning då att vara att klara av den stora investeringsportföljen utan att marknaden påverkas i för stor omfattning.

Att kunna hantera dessa utmaningar förutsätter en god planering och åtgärder behöver vidtas både i relationen med externa parter och internt. Bl.a. behöver goda relationer och tidiga kontakter med vindkraftsföretag etableras för att upprätta ett gott samarbete kring de planer som finns för etablering av nya anläggningar. Även med de andra nätföretagen behöver samarbetet utvecklas för att möjliggöra koordinering och effektivt genomförande av åtgärder.

Internt på Svenska kraftnät kommer projekten att behöva prioriteras för att kunna genomföras på ett ordnat sätt med bibehållen kvalitet och säkerhet.

### Möjliga lösningar

För att hantera de utmaningar som kommer att uppstå med att få nätinvesteringarna på plats i tid kan investeringar i nya ledningar och stationer kompletteras med andra åtgärder för att inte bromsa anslutningen av den förnybara produktionen. Det kan t.ex. vara avtal om bortkoppling av produktionsanläggningar vid ansträngda driftsituationer i nätet till dess att nätutbyggnaden kommit i drift.

En annan lösning kan vara att justera nättarifferna så att produktion eller förbrukning anpassas bättre efter rådande driftsituation.



## 6.4 Spänningsreglering

En god spänningshållning i kraftsystemet är fundamentalt för att upprätthålla drift- och leveranssäkerheten. Svenska kraftnät har ansvaret för spänningsregleringen av stamnätet i Sverige och regionala nätägare ansvarar för spänningsregleringen av underliggande distributionsnät.

Hur spänningsregleringen utförs i respektive delsystem påverkar angränsande nätägares möjligheter till en god spänningshållning. En korrekt spänningsreglering av stamnätet ger således goda förutsättningar för en bra spänningsreglering av underliggande nät. Som framgått av resonemanget i kapitel 2 är detta viktigt, eftersom kraftsystemets leveranssäkerhet är beroende av att alla delsystem kan upprätthålla sin leveranssäkerhet.

Spänningen i kraftsystemet regleras genom tillförsel eller uttag av reaktiv effekt och är en storhet som påverkas främst av lokal reaktiv effektproduktion och konsumtion. Detta följer av att stamnätet har ett mycket högt induktivt motstånd som omöjliggör överföring av reaktiv effekt över större avstånd. Det är alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet för att säkerställa överföringskapacitet och driftsäkerhet. Spänningen i stamnätets 400 kV-system tillåts normalt variera mellan 395 och 415 kV. Intervallet är definierat med hänsyn till lokal driftsäkerhet och för att möjliggöra en hög överföringskapacitet med låga förluster i kraftsystemet.

Det svenska överföringssystemet är uppbyggt för att överföra stora effekter från vattenkraften i norr till konsumtionscentra i södra Sverige. En stor andel av den förnybara, icke planerbara, produktionen ansluts i större omfattning till de regionala och lokala näten och ersätter spänningsreglerande generatorer anslutna till stamnätet. Om inga åtgärder vidtas kommer spänningsregleringen i stamnätet att försämrars eftersom förmågan hos de anläggningar som är anslutna till underliggande nät inte når stamnätet.

Utbyggnaden av den variabla, icke planerbara produktionen har även förändrat det aktiva effektflödesmönstret. Ny produktion har installerats i mellersta och södra Sverige vilket har resulterat i att stamnätet tidvis avlastas betydligt, med ökade spänningar som följd. Sammantaget innebär det att behovet av spänningsreglerande åtgärder för stamnätet har ökat och kommer att öka ytterligare. Det gäller således åtgärder för att både kunna upp- och nedreglera spänningen.

### Spänningsreglering med produktionsanläggningar eller nätkomponenter?

Historiskt har spänningen i stamnätet reglerats av i första hand anslutna synkrongeneratorer i kombination med till nätet anslutna komponenter som brytarkopplade shuntkondensatorer och shuntreaktorer. På vissa platser och för vissa tillämpningar användes även anslutna roterande synkronkompensatorer för att reglera spänningen. Sedan 1990-talet har dessa dock mer och mer ersatts av komponenter uppbyggda av kraftelektronik.

De anslutna synkrongeneratorerna har en stor betydelse

för spänningsregleringen både i normal drift och vid störningar eftersom de bidrar till spänningshållningen genom inställda automatiker. Spänningsreglering med anslutna synkronmaskiner kommer även i framtiden att spela en stor roll i norra och mellersta Sverige där huvuddelen av vattenkraftgeneratorerna är belägna. Det förutsätter dock att de är anslutna till nätet när de behövs.

Förändras inte nuvarande marknadsmodell, där reaktiv effekt inte prissätts och avräknas, så kommer driftsituationer att uppstå när variabla, icke planerbara produktionsanläggningar prismässigt tränger ut delar av vattenkraftgeneratorernas aktiva produktion från marknaden och därmed även deras spänningsreglerande förmåga. I det läget finns det två vägar att gå. Antingen ges vattenkrafts-ägarna ekonomiska incitament att driva generatorerna i synkron drift, dvs. att producera eller konsumera enbart reaktiv effekt för att reglera spänningen, eller så måste spänningsregleringen ske genom utbyggnad av spänningsreglerande utrustning i näten. Vattenkraftaggregat som körs i synkron drift är tekniskt sett att föredra, eftersom spänningsregleringen sker dynamiskt, utan tidsfördröjning, och att de även tillför sin svängmassa till systemet, vilket diskuteras nedan.

I södra Sverige kommer spänningsregleringen med hjälp av synkronmaskiner sannolikt att ersättas av spänningsreglerande nätkomponenter om andelen variabla icke planerbara produktionsanläggningar fortsätter att öka och i stor utsträckning ansluts till underliggande nät. Detta för att kompensera för de minskade spänningsreglerande resurser på stamnätet som det medför. Den framtida spänningsregleringen av stamnätet är inte ett tekniskt komplicerat problem men ökar kostnaderna för stamnätsdriften.

### Kraftelektronik i nätet

Under 1980-talet blev ny teknik för spänningsreglering tillgänglig med ABB:s SVC<sup>28</sup>-koncept. En SVC reglerar spänningen kontinuerligt och fungerar i princip som en synkronmaskin trots att den är uppbyggd med kraftelektronik utan rörliga delar. I Sverige finns idag tre SVC som är på väg att fasas ut eller behöver ersättas. En utveckling av SVC-konceptet är STATCOM-enheter som liknar SVC men har en något mer utvecklad karaktäristik.

Genom att generatorerna har bidragit med den kontinuerliga och följsamma spänningsregleringen har de nätanslutna komponenterna som installerats varit brytarkopplade dvs. de kopplas in i steg utan kontinuerlig reglering. Det finns dock en teknisk gräns för hur många brytarkopplade komponenter man kan ha i systemet, varför prognosen är att dynamiska reglerenheter som SVC och STATCOM kommer att spela en större roll i spänningsregleringen av det framtida svenska kraftsystemet. Dessutom fungerar dynamiska enheter automatiskt utan operatörsingrepp vilket är viktigt vid störningar med snabba tidsförlopp.

En SVC-anläggning kostar ca 0,4 mnkr/Mvar och en brytarkopplad komponent ca 0,1 mnkr/Mvar. Automatiken i de dynamiska enheterna tillför dock ett mervärde för systemet. Ett normalstort kärnkraftblock kan leverera ca ± 350 Mvar,

28. Static Var Compensation.

vilket motsvarar en investering i SVC- utrustning på 280 mnkr.

### Nya produktionsanläggningar

Nya produktionsenheter som den förnybara elproduktionen både kan och ska användas för spänningsreglering enligt de möjligheter som den nya europeiska lagstiftningen ger. Är en ny produktionsanläggning direktansluten till stamnätet så är verkningsgraden för spänningsreglering av stamnätet närmast 100 procent om anslutningen sker i ett område som är i behov av spänningsreglering. Förnybar produktion är dock ofta ansluten till lägre spänningsnivåer, vilket innebär att deras spänningsreglerande kapabilitet för stamnätet är närmast försumbar.

Det måste också beaktas att förmågan att bidra med spänningsreglering är beroende av att produktionsanläggningen är i drift och kan leverera reaktiv effekt.

### HVDC-omformare

Med den nya spänningsstyva HVDC-tekniken VSC som kommer att introduceras i Sverige när SydVästlänken tas i drift erhålls ytterligare möjligheter till spänningsreglering. Varje 700 MW överföringskanal ger även möjlighet till en reaktiv produktionskapacitet på  $\pm 300$  Mvar i varje omformare, vilket ungefär motsvarar reglerförmågan i ett kärnkraftverk. Reglerkapaciteten kan tillgodogöras oberoende av den aktiva effekten genom HVDC-länken.

### Framtida nätkoder avseende spänningsreglering

Den kommande europeiska lagtexten ställer följande krav på generatorer, förbrukningsanläggningar och nät som ska anslutas till kraftsystemet. Kraven gäller både synkron och icke synkron elkraftproduktion.

Med generator menas en enskild generator eller en grupp av generatorer som är anslutna till samma punkt. Generatorer ska utrustas med mätutrustning för spänning samt aktiv och reaktiv effekt. Generatorns förmåga anges i relation till anslutningspunkten i nätet. Krav ska inte ställas på en generator om ett verkligt behov av reaktiv effekt inte finns.

För synkrona och icke synkrona generatorer med storleken 1,5-10 MW har systemoperatören rätt att specificera den förmåga som en generator ska ha för reaktiv effektproduktion. Hänsyn ska dock tas till generatorns tekniska begränsningar.

I tillägg kan systemoperatören för synkrona och icke synkrona generatorer större än 10 MW ytterligare specificera produktion av reaktiv effekt, utöver generatorns förmåga, för att kompensera för reaktiva förluster mellan generator och anslutningspunkt. Denna reaktiva effekt ska dock produceras av nätägaren och inte generatorägaren.

Förbrukningsanläggningar och regionala nät ska vara kapabla att upprätthålla en stabil drift vid sin anslutningspunkt inom ett område som specificeras av systemoperatören.

Ansvaret för spänningsregleringen ligger entydigt hos nätägaren, som innehar nätkoncessionen.

### 6.4.1 Möjliga vägar

Med det ansvar som uttalas i nätkoderna följer att varje nätägare måste säkerställa de reglerresurser som behövs i dennes delsystem. En nyckelfråga blir därför i hur stor utsträckning dessa reglerresurser ska ligga i och vara beroende av produktionsanläggningar.

Samtliga nätägare och anslutna generatorägare ska förhålla sig till och styra sin reaktiva export/import till det område som den kommande europeiska lagstiftningen och den nationella implementeringen av denna definierar. Det är sedan nätägarens uppgift att reglera spänningen i sitt nät efter de förutsättningarna. Ett förutsägbart beteende hos kraftsystemet är viktigt i både planerings- och driftfasen för en säker systemdrift.

Eftersom det inte finns någon garanti för att produktionsanläggningar är i drift när den reaktiva resursen behövs och man inte får förlita sig på anslutna nät, kommer utvecklingen sannolikt att gå mot att nätägarna i större utsträckning investerar i nätanslutna komponenter för att säkerställa reglerresurserna utan hänsyn till spänningsreglerande generatorer. Det kommer sannolikt att kombineras med avtal om leveranser av reaktiv effekt med lämpligt lokaliserade generatorer.

Mot bakgrund av detta och att reaktiv effekt är en lokal företeelse är förutsättningarna för en marknad för reaktiv effekt inte realistiska.

Sammanfattningsvis kan konstateras att en korrekt spänning i kraftsystemets alla punkter, under alla tidpunkter, är en fundamental drift-, leverans- och personsäkerhetsfråga. En för hög spänning kan förstöra komponenter i kraftsystemet och/eller ge upphov till personskador. En för låg spänning kan medföra att kraftsystemet blir instabilt och bryts upp.

Möjligheten till spänningsreglering på stamnätet kommer att försämrats när de anslutna synkrongeneratorerna ersätts av förnybar produktion på andra platser i nätet och på lägre spänningsnivåer. De pågående installationerna av överföringslänkar med VSC HVDC-teknik kommer att förbättra spänningsregleringen, framför allt i södra Sverige.

## 6.5 Svängmassa

En kropp i rörelse har ett naturligt motstånd till förändringar av rörelsen, både vad gäller hastighet och riktning. En generators motstånd benämns tröghet och anges med dess tröghetskonstant,  $H$ , vilken definierar generatorns svängmassa vilken uttrycks i MWs.

Det är helt enkelt inte fysikaliskt möjligt att momentant förändra rotationshastigheten för anslutna generatorer och motorer på grund av deras inneboende tröghet - svängmassa. Att kraftsystemet uppvisar en tröghet mot förändringar i generatorernas rotationshastighet utgör en första mycket viktig balansering av kraftsystemet och är fundamentalt för systemets frekvensstabilitet. Alla anslutna roterande synkrona maskiner tillför svängmassa till kraftsystemet enbart genom att vara inkopplade till nätet.

När variabel icke planerbar produktion ersätter synkron-

maskiner så minskar svängmassan i kraftsystemet eftersom dessa generatorer inte är synkront anslutna och därmed inte bidrar med svängmassa. Det finns en lägsta mängd svängmassa som det nordiska synkronsystemet i varje ögonblick kan drivas med och fortfarande vara stabilt efter en störning. Mot bakgrund av den pågående utvecklingen måste därför den aktuella svängmassan i varje driftsituation beräknas och övervakas så att åtgärder för att säkerställa kraftsystemets stabilitet ska kunna sättas in.

I detta sammanhang är det främst den svängmassa som generatorernas massa och rotationshastighet ger upphov till som är av intresse även om en del, ca fem procent, av systemets totala svängmassa kan tillräknas förbrukningen. Trenden är dock att även förbrukningens svängmassa minskar på grund av att en allt större andel av förbrukningen är belägen bakom omformare och att stora motorer används mer sällan i industrin. Det ska också påpekas att svängmassa är en gemensam storhet inom synkronområdena varför problematiken måste lösas gemensamt av alla de nordiska systemoperatörerna.

Behov av svängmassa är särskilt viktigt vid störningar i form av bortfall av produktionsanläggningar. Beräkningar av behovet av svängmassa måste därför sättas i relation till kraftsystemets största anslutna enhet. Ju större produktionsaggregat som är anslutna till kraftsystemet desto större svängmassa måste finnas i systemet för att initialt motverka ett för stort frekvensfall.

I ett system med för lite svängmassa faller frekvensen snabbare och risken finns att generatorernas reglersystem inte hinner agera och reglera upp uteffekten innan systemet når en kritiskt låg frekvens. Vid en frekvens under 49,5 Hz börjar automatisk fränkoppling av förbrukning som elpannor och värmepumpar för att balansera systemet. Vid frekvensen 48,8 Hz börjar mer prioriterad förbrukning att fränkopplas.

Systemets svängmassa varierar med hur många generatorer som är i drift och vilka de är, då olika generatorer och dess turbiner har olika egenskaper både vad gäller massa och rotationshastighet. Som tumregel kan man räkna med följande svängmassa för en eller flera generatorer med en installerad effekt på 1 000 MW.

Vattenkraft:  $H=3,4$  s ger en rörelseenergi på 3,4 GWs

Kärnkraft:  $H=6,4$  s ger en rörelseenergi på 6,4 GWs

Kraftvärmeverk:  $H=2,8$  s ger en rörelseenergi på 2,8 GWs

Vindkraft:  $H=0$  s ger en rörelseenergi på 0 GWs

Synkronkompensator  $H=5,0$  ger en rörelseenergi på 5,0 GWs,

där  $H$  är generatorns tröghetskonstant.

När förbrukningen är hög är många generatorer i drift och den totala svängmassan är därmed hög, vilket stabiliserar frekvensen. Situationen under t.ex. sommarnätter är annor-

lunda då endast 25 procent av generatorparken är i drift. Detta är också den period när många (men inte alla) stora produktionsanläggningar är under årligt underhåll, vilket gör sommarnätter och liknande driftförhållanden med få produktionsanläggningar i drift till de mest kritiska driftsituationerna med avseende på svängmassan.

Svängmassan i det nordiska kraftsystemet varierar med hur många generatorer som är i drift och därmed även med förbrukningsnivån och ligger för närvarande i intervallet 110–270 GWs. Den största produktionsenhet som för närvarande finns i kraftsystemet är block 3 i Oskarshamn (1 450 MW). Utgångspunkten i planeringen av kraftsystemets driftförutsättningar syftar till att ett bortfall av detta kärnkraftblock inte ska ge en lägre frekvens än 49,5 Hz, vilket är den lägsta frekvens som anses acceptabel i Norden efter ett produktionsbortfall. Trots detta har frekvensen fallit under 49,5 Hz ett antal gånger vid produktionsbortfall under ogynnsamma förhållanden.

Den kommande europeiska driftkoden sätter dock 49,0 Hz som den lägsta tillåtna frekvens efter dimensionerande felfall. Det kan komma att innebära en justering av den nordiska hållningen till lägsta acceptabla frekvens i systemet.

År 2025 har det dimensionerande felfallet i det nordiska synkronområdet ökat till 1 600 MW efter det att block 3 i Olkiluoto (Finland) har tagits i drift. Samtidigt prognostiseras svängmassan att sjunka, eftersom annan kärnkraft avvecklas och ytterligare vindkraft installeras. Beräkningar visar att svängmassan i Norden som lägst kan hamna på en nivå kring 80 GWs år 2025 med nuvarande planer för kärnkraftsavveckling och för ny vindkraft. Om det dimensionerande felfallet skulle inträffa när svängmassan är som lägst visar beräkningar att frekvensen kan sjunka så lågt som 48,3 Hz. Detta är en oacceptabel situation eftersom så låga frekvenser ger upphov till en stor mängd automatisk fränkoppling av förbrukning.

För att frekvensen inte ska sjunka för lågt måste åtgärder vidtas. Det finns tre typer av åtgärder som ger önskad verkan. De är att öka mängden svängmassa i systemet, minska det största felfallet eller utnyttja anläggningar som mycket snabbt kan öka den aktiva effektutmatningen vid kritiska felfall.

### Öka mängden svängmassa i systemet

En naturlig åtgärd för att råda bot på bristen av svängmassa är att tillföra svängmassa till systemet. Vissa synkrongeneratorer vars rörliga kostnad innebär att de under vissa timmar konkurreras ut från marknaden skulle efter ombyggnad kunna användas för så kallad synkron drift. De bidrar då med svängmassa till systemet utan att producera någon el. Det gäller både vatten- och värmekraftanläggningar. Det är i sammanhanget en relativt billig åtgärd eftersom maskinerna redan finns men ekonomiska incitament för producenterna att bygga om generatorerna för synkron drift måste skapas. Dessutom måste de ersättas för kostnaden att generera svängmassa, eftersom synkron drift innebär förluster och slitage. En maskin i synkron drift kan även användas för spänningsreglering (se 3.3.4 ovan).

Även produktionsanläggningar som mer permanent tagits ur drift skulle potentiellt åter kunna tas i drift och användas för synkron drift. Det gäller i första hand värmekraftanläggningar och kräver motsvarande ombyggnad av anläggningen. Generatorer i kärnkraftanläggningar som avvecklas kan i teorin byggas om och användas för synkron drift och generera svängmassa på motsvarande sätt som beskrivits ovan. En del av den ursprungliga svängmassan förloras dock när turbinaxeln kopplas bort från generatoren. Varje anläggning måste dessutom utredas och bedömas separat, eftersom de är unika enheter.

Ett tekniskt problem kan vara deras ålder i kombination med att det är turbogeneratorer med mycket hög rotationshastighet. Det kan även finnas problem med radioaktiv kontaminering som försvårar ombyggnad, övervakning och underhåll. Behovet av ekonomiska incitament är desamma som ovan.

Ett tredje alternativ är att installera särskilda anläggningar vars uppgift är att leverera svängmassa (och eventuellt spänningsreglering) till systemet, så kallade synkronkompensatorer.

Ett fjärde sätt att öka mängden svängmassa i systemet är att minska andelen produktion som inte tillför någon svängmassa till systemet, det vill säga den variabla icke planerbara produktionen. En sådan begränsning ger på samma sätt som beskrivits ovan upphov till start av synkron produktion som tillför svängmassa. Detta är inte önskvärt men kan vara den åtgärd som måste vidtas eller ställas i relation till bl.a. reduktion av det största felfallet.

Med förutsättningen att kraftsystemets svängmassa är 80 GWs och största felfallet är 1 600 MW behöver kraftsystemet tillföras en ytterligare svängmassa på 55 GWs för att frekvensen inte ska sjunka för lågt. Det motsvarar installation och drifttagning av 36 stycken (10 800 MVA) nya synkronkompensatorer eller genom ombyggnad och start av vattenkraftgeneratorer med en total kapacitet på 16 500 MVA. Det motsvarar ungefär den totalt installerade vattenkraftskapaciteten i Sverige.

I dag finns det bara tre vattenkraftstationer i Sverige som klarar synkron drift. Att tillföra svängmassa till systemet genom att t.ex. bygga om och ta vattenkraftsgeneratorer i drift och på kort tid bygga ett stort antal synkronkompensatorer är därför inte realistiskt i det korta perspektivet. Det kan dock vara en del av lösningen för att hantera utmaningen med svängmassa.

### Reduktion av det största felfallet

För att förhindra de konsekvenser som beskrivits ovan skulle det vara möjligt att vid kritiska tillfällen när svängmassan är låg begränsa den producerade effekten hos det eller de största produktionsanläggningarna. Därigenom begränsas det största felfallet i systemet och därmed konsekvenserna av ett bortfall av produktionsanläggningen. Beroende på att den aktuella svängmassan i systemet varierar så varierar följaktligen också storleken på den nödvändiga reduktionen. För

samma exempel som ovan med en svängmassa på 80 GWs och ett största felfall på 1 600 MW måste det största felfallet i Norden reduceras i storleksordningen 700 MW för att frekvensen inte ska understiga 49,0 Hz.

Detta innebär att inget enskilt aggregat i Norden får producera mer än 900 MW. Det skulle innebära ett betydande ingrepp i elmarknaden och produktionsoptimeringen och är därmed inte kostnadseffektivt som enda alternativ för att hantera utmaningen. Det kan dock bli nödvändigt att överväga i vissa fall eller i kombination med andra åtgärder.

Tilläggsas bör att en nedstyrning av stora produktionsaggregat även ger en ökning av systemets svängmassa, eftersom det nedstyrda aggregatet fortsatt bidrar med svängmassa och den effekt som styrs ned måste kompenseras med andra produktionskällor som tillför svängmassa till systemet.

### Mycket snabbt frekvenssvar eller syntetisk svängmassa

Produktionsanläggningar eller HVDC-kablar som är belägna bakom omformare tillför som tidigare nämnts ingen svängmassa till systemet. Däremot är det teoretiskt möjligt att erhålla vad som benämns syntetisk svängmassa, eller kanske bättre – mycket snabbt aktivt frekvenssvar, genom att tillgängliggöra den energi som finns bakom omformaren.

Om effektsvaret från en omformare på en systemfrekvensförändring är tillräckligt snabbt kan verkan jämföras med verklig svängmassa. Tekniken är under utveckling och förespås att i en nära framtid bli kommersiell. Vindkraftverk bakom omformare kan på detta sätt leverera ett frekvenssvar genom att vindkraftverket saktar in sin rotation och omvandlar rörelseenergin till aktiv effekt.

På samma sätt kan HVDC-länkar med omformare som är anslutna mellan olika synkrona system användas för att leverera ett mycket snabbt effektsvar och därigenom skapa och överföra syntetisk svängmassa. För detta krävs att en del av handelskapaciteten på förbindelsen måste reserveras för systemtjänster, i detta fall för systemtjänsten svängmassa.

### Framtida nätkoder

Den kommande europeiska lagtexten angående krav på generatorer som ska anslutas till kraftsystemet (RfG, Requirements for Generators) och den för förbrukningsanläggningar och underliggande nät (DCC, Demand Connection Code) innehåller skrivningar som kan hänföras till svängmassa. Lagtextens innehåll gällande svängmassa redovisas här i förkortad form.

#### *Requirements for Generators*

I texten konstateras att synkronmaskiner har en inneboende förmåga att motverka frekvensförändringar, en egenskap som produktionsanläggningar bakom omformare saknar. I takt med att perioder med en hög andel produktion bakom omformare ökar måste metoder utvecklas för att motverka en högre ROCOF (Rate Of Change Of Frequency). Syntetisk svängmassa skulle kunna medföra att en större andel pro-

duktion bakom omformare kan implementeras med ett fortsatt stabilt kraftsystem.

Syntetisk svängmassa innebär att en anläggning (produktionsanläggning eller ett HVDC-system) kan ersätta effekten av svängmassa som en synkrongenerator har genom att utmatad effekt automatiskt kan regleras mycket snabbt vid systemfrekvensvariationer.

För generatorer eller en grupp av generatorer där utmatad effekt är större än 10 MW ska gälla att den initiala aktiveringstiden av aktiv effektförändring inte ska bli onödigt fördröjd. Om aktiveringstiden är längre än två sekunder, måste anläggningsägaren demonstrera tekniska bevis varför en längre tid är nödvändig.

För anläggningar utan naturlig svängmassa kan systemoperatören specificera en aktiveringstid som är kortare än två sekunder. Om anläggningsägaren inte kan åstadkomma detta måste det motiveras tekniskt. En systemoperatör har rätt att begära ett mycket snabbt effektsvar från anläggningar utan naturlig svängmassa under situationer med snabba frekvensvariationer.

Svenska kraftnäts uppfattning är att aktiveringstiden kommer att behöva vara betydligt kortare än två sekunder i det nordiska systemet.

#### Demand Connection Code

Texten specificerar ett antal systemtjänster där förbrukningsförändringar kan erbjudas för aktiv/reaktiv effektregering, spännings- och frekvensreglering.

Ett avtal mellan systemoperatör och en förbrukningsanläggning som vill leverera mycket snabb frekvensreglering måste minst innehålla ett avtal som reglerar förbrukningsförändringen i förhållande till systemfrekvensförändringen och en svarstid för frekvensreglering som inte får vara längre än två sekunder.

Även i detta fall kommer aktiveringstiden att behöva vara betydligt kortare än två sekunder i det nordiska systemet.

### 6.5.1 Möjliga vägar

Svängmasseproblematiken är en gemensam nordisk fråga och kan inte lösas av Sverige isolerat. Beroende på olika produktionslag och olika typer av förbrukning i de nordiska län-

derna står länderna för olika stor andel av produktion och svängmassa (se Tabell 3). Ett annat sätt att beskriva förhållandet är att ge varje land ett nyckeltal uttryckt i svängmassa i MWs/producerad effekt.

Tabellen ovan, som är en förenkling, indikerar att en utbyggnad av svängmassa i Norden främst bör ske i Sverige, Norge och Danmark. I tabellen är ingen hänsyn tagen till eventuell etablering av syntetisk svängmassa, eftersom kraven på sådan och hur den ska definieras inte kan fastställas innan den nya lagstiftningen genom nätkoderna är på plats och har anpassats till det nordiska synkronområdet.

Följande åtgärder behöver vidtas för att få kontroll över problematiken med svängmassan i det nordiska systemet. Behovet av svängmassa i förhållande till det effektmässigt största aktuella felfallet i Norden behöver fastställas. Med felfall menas här bortfall av en generator, HVDC-länk eller intern ledning som innebär produktionsbortfall.

Ett verktyg behöver tas fram som kontinuerligt estimerar svängmassan och frekvensens lägsta värde vid ett dimensionerande fel i det nordiska synkronområdet och presenterar resultatet i de nordiska systemoperatörernas kontrollrum. Den samhällsekonomiskt optimala mixen av åtgärder för att nå erforderlig framtida svängmassa i Norden måste överenskommas mellan de nordiska systemoperatörerna. Systemoperatörerna ska alltså verka för att tillräcklig svängmassa skapas så att ett bortfall av största aggregat i drift inte ger ett frekvensfall under 49,0 Hz.

Som nämnts i delrapporten bedriver Svenska kraftnät för närvarande ett arbete med dessa analyser och framtagande av ett verktyg för övervakning av systemets svängmassa. Frågan finns även högt på dagordningen vid diskussionerna mellan de nordiska systemoperatörerna.

Det finns tre tänkbara vägar att skapa förutsättningar för att lösa utmaningen med att alltid ha tillräcklig mängd svängmassa i det synkrona systemet. De är lagstiftning, marknadsåtgärder eller en kombination av lagstiftning och marknadsåtgärder.

Att endast tillgripa lagstiftning när det gäller svängmassa är inte möjligt, eftersom man inte kan lagstifta om att generatorer ska vara i drift. De kan sakna primärenergi, vara i underhåll eller vara felbehäftade. Däremot är det genom lag-

Tabell 3. De nordiska ländernas andel av produktionen och svängmassan.

	ANDEL AV PRODUKTIONEN	ANDEL AV SVÄNGMASSAN	SVÄNGMASSA PER PRODUKTION**
Sverige	40%	47%	5,1*
Norge	37%	27%	4,3
Finland	19%	24%	7,7
Danmark	4%	2%	3,3

\* Efter utfasningen av 4 kärnkraftsreaktorer.

\*\* Nyckeltal uttryckt i svängmassa i MWs/producerad effekt.

stiftning möjligt att under vissa omständigheter begränsa uteffekten från stora produktionsanläggningar. En sådan lagstiftning måste harmoniseras i Norden.

Marknadsåtgärder dvs. att erbjuda ersättning till anläggningar som tillför svängmassa är inte heller en enda väg framåt, eftersom systemoperatörerna måste ha garanti för att tillräcklig mängd svängmassa finns på plats under alla tidpunkter. Således bör lagstiftning och marknadsåtgärder kombineras för att nå ett så bra resultat som möjligt.

Möjliga lagstiftningsåtgärder är att alla generatorer som kopplas till nätet ska leverera sin naturliga eller syntetiska svängmassa till systemet. Systemoperatörerna definierar hur snabbt frekvensväret ska vara för att kunna räknas som syntetisk inertia. Dessutom skulle alla icke synkrona generatorer som inte kan leverera syntetisk svängmassa betala en avgift som används för att skapa svängmassa.

För det tredje kan systemoperatörerna ges rätt att reglera ner generatorer som vid ett fel ger ett frekvensfall under 49,0 Hz och därmed begränsa det största felfallet.

Förutsättningar för att etablera en marknad för svängmassa bör undersökas.

Vikten av att vidta dessa åtgärder är stor, eftersom konsekvensen av att tillräcklig mängd svängmassa inte finns tillgänglig i systemet under alla tider är att stora förbrukningscentra kan komma att kopplas bort automatiskt vid bortfall av större produktionsanläggningar.

## 6.6 Stödsystem

Sedan år 2003 har vi i Sverige ett elcertifikatsystem som det huvudsakliga stödsystemet för förnybar el. Stödsystemet är teknikneutralt med avseende på nytillkommande förnybar elproduktion. Idag är solkraft, vindkraft, vattenkraft och biokraft de kraftslag som utgör den realistiska potentialen för förnybar elproduktion i Sverige.

### Elcertifikatsystemets påverkan på elmarknaden

Genom att elcertifikatsystemet enbart tilldelas till ny förnybar elproduktion skapar det en skevhet i elmarknaden. Certifikatsystemet påverkar även prissignalerna i marknaden. Det är i huvudsak två prissignaler som påverkas.

Den ena är signalen som låga priser under lång tid ska medföra, dvs. att det finns ett överskott av energi i systemet och inga ytterligare investeringar behövs. Oavsett elpris kommer elcertifikatpriset teoretiskt få en nivå så att det blir lönsamt att bygga ut den billigaste förnybara elproduktionen och energiöverskottet kommer att öka.

Den andra är signalen att elproduktionen ska reduceras på grund av låga elpriser på kort sikt. Elcertifikatberättigade anläggningar kommer att producera el trots att priset är negativt genom att elcertifikatet fortfarande ger en intäkt.

Det är också viktigt att poängtera att de elcertifikatberättigade anläggningarna konkurrerar mot varandra inom elcertifikatsystemet och här spelar elmarknadssignaler en stor roll. Det innebär exempelvis att planerbar biokraft får mer intäkter från elmarknaden än vindkraften. Mer vindkraft

innebär också en större påverkan på elpris vid hög produktion som minskar intäkterna ytterligare.

Även avseende teknikutveckling och lokalisering av produktionsanläggningar så spelar elpriset en viktig roll. Det kan exempelvis vara en utveckling mot att producera mer el vid låga vindar snarare än höga eller att det är mer konkurrenskraftigt att bygga i det elområde som påverkas minst av vindkraft. I slutändan har dock potentialen för olika kraftslag en avgörande roll för vad som byggs.

### Fortsatt utveckling av stödsystemen

Subventionerna till utbyggnad har varit framgångsrika och lett till en snabb utbyggnad. Samtidigt påverkar de prissignalerna i marknaden och ökar energiöverskottet. I delar av omvärlden som kommit längre i utvecklingen mot en större andel variabelt förnybart i systemet har det medfört att man nu även tvingas subventionera konventionell planerbar produktion för att denna inte ska tas ur drift. De flesta länder med stor andel variabel förnybar el har dock använt olika typer av feed-in-system som i princip tar bort alla elmarknadssignaler och i de flesta fall är tekniks specifika.

Subventionerna har även bidragit till en snabb teknikutveckling och sjunkande kostnader. När anläggningar för vindkraft och solkraft därmed blivit konkurrenskraftiga och kan leva på egna meriter är det angeläget att börja fasa ut subventionssystemen. Ett första steg i Sverige kan vara att inte betala ut stöd vid negativa priser.

## 6.7 Konsekvenser för elpris, elnät och elmarknad

Elmarknadens funktion påverkas i högsta grad av hur prisbildningen sker. Prisbildningen är inte bara beroende av elmarknadens utformning eller hur marknaden agerar. En rad faktorer styrs av andra marknader samt politiska beslut i både Sverige, EU och andra länder. Utöver det påverkas det även på lång sikt av elanvändningen som både är konjunkturberoende, väderberoende och påverkas av olika teknikutvecklingar som elbilar, energieffektiva lösningar och nya produkter.

Bortsett från elenergianvändningen och den väderberoende elproduktionen (exempelvis våt/torrår och vind) påverkas det genomsnittliga elpriset i framtiden av flera faktorer. Exempel på sådana faktorer är bränslepriser, mängden kärnkraft i systemet, mängden förnybart i grannländerna och nätutbyggnaden.

På kort sikt finns en rad faktorer som sannolikt påverkar elpriset nedåt medan det på lång sikt finns en rad faktorer som sannolikt påverkar det uppåt. Det är ändå mycket svårt att uppskatta något exakt elpris särskilt långt fram i tiden. Den marknadsdesign som väljs kommer dock att behöva hantera situationer med flerårigt lågt pris och flerårigt högt pris.

Som tidigare angivits kommer påverkan på elpris, elnät och marknad av de åtgärder som redovisats i detta doku-

ment att vara beroende av hur ansvaret för de olika åtgärderna fördelas. Nätkodernas slutliga utformning kommer att vara en avgörande faktor för denna fördelning av roller och ansvar.

Nätkoderna kommer att ge systemoperatörerna ett ökat mandat att ställa krav på aktörer och de anläggningar som ansluts till nätet. Kraven kommer i vissa fall att kombineras med ersättningsmekanismer eller marknadslösningar för att åstadkomma önskat syfte. Det är rimligt att anta att merparten av de flexibilitetshöjande åtgärder som beskrivs i kapitel 4.1 kommer att inkluderas i existerande eller justerade marknadslösningar.

Dessa åtgärder inkluderar lösningar för att ge incitament för ökad tillgång till flexibel produktion och förbrukning. En konsekvens av detta blir en ökad systemkostnad men lokaliserar dessa anläggningar på en för elsystemet gynnsam plats kan det även innebära reducerade systemkostnader i form av minskat regleringsbehov. Netto innebär det dock sannolikt en kostnadsökning och därmed ett ökat elpris.

Elmarknaden kommer att behöva anpassas till de förändringar som pågår. Tänkbara åtgärder är kortare tidsupplösning på bud och avräkning och stängning närmare leveranstidpunkten. En konsekvens av det är sannolikt lägre kostnader för de reserver som Svenska kraftnät handlar upp.

Som beskrivits i tidigare kapitel är spänningsreglering, dvs. produktion eller konsumtion av reaktiv effekt, en lokal företeelse som inte lämpar sig för en marknadslösning. I de kommande nätkoderna läggs ett tydligt ansvar på nätägarna att ha kontroll över spänningsregleringen i sina respektive delsystem.

Mot bakgrund av förändringarna i produktionsapparaten är det därför rimligt att anta att det kommer att leda till att spänningsregleringen i större utsträckning kommer att utföras med hjälp av komponenter installerade i nätet. Det innebär således en omfördelning till nätkomponenter som är lämpade för att ersätta den reglering som produktionsanläggningarna gör idag. Eventuellt kan det komma att kombineras med avtal om ersättningsmekanismer till kvarvarande produktionsanläggningar som är lokaliserade på fördelaktiga platser ur ett systemperspektiv. I dag prissätts inte reaktiv effekt, varför sådana avtal kommer att öka systemkostnaderna och därmed det pris som elkonsumenterna betalar. De nätinvesteringar som måste göras för att åstadkomma denna omfördelning innebär ökade kostnader för nätägarna och på sikt ökade elnätsavgifter.

Svängmassa är en "global" systemrelaterad egenskap som skulle kunna omfattas av en marknadslösning. Det är en mycket viktig parameter som de systemansvariga företagen måste ha kontroll och rådighet över för att säkerställa elsystemets stabilitet. Svängmassa är något som tidigare inte har prissatts som en systemtjänst eller behövt upphandlas av de systemansvariga företagen, varför varje förändring i den riktningen kommer att medföra ökade systemkostnader.

Sammantaget är bedömningen att de åtgärder som beskrivits i rapporten kommer att behöva införas med krav

och/eller någon form av ersättningsmekanism (marknad eller annat). Trots att vissa marknadslösningar och incitament leder till ökad tillgång på reglerande resurser för systemet så kommer både de nät- och systemrelaterade kostnaderna och därmed prisnivån att öka. Hur stor denna ökning blir är svårt till omöjligt att ange med den stora andel osäkerheter som fortfarande råder inom många områden.





## 7. SLUTSATSER

Elsystemets robusthet påverkas när produktionsapparaten och elmarknaden förändras. Ska elsystemet fortsatt vara lika robust krävs att åtgärder vidtas för att kompensera för de pågående förändringarna. Det krävs även att framtida beslut och åtgärder som vidtas måste utformas så att de tillgodoser kraftsystemets behov för att upprätthålla robustheten, dvs. drift- och leveranssäkerheten. Det gäller stödsystem, marknadslösningar, incitament, skatter, avgifter m.m.

Det finns lösningar och åtgärder att vidta för de utmaningar som identifierats i detta uppdrag men det är inte självklart vilken lösningsstrategi som ska tillämpas, vem som har ansvar för att de genomförs och hur kostnaderna ska fördelas. Roller och ansvar för att de åtgärder genomförs, som krävs för att elsystemet upprätthåller sin robusthet behöver därför tydliggöras.

### Leveranssäkerhet

Den omställning av elsystemet som pågår kommer att innebära en försämrad leveranssäkerhet både för produktionen och näten och därmed ett mindre robust elsystem om inga åtgärder vidtas.

Kraftsystemet har idag marginaler både i reglerresurser i form av vattenkraft och i ett överskott av systemtjänster. Denna situation håller dock på att ändras. För att hantera utvecklingen kommer de underliggande nätens (region- och lokalnät) ägare att behöva ta ett större ansvar för sina respektive delsystem och bli delsystemoperatörer (DSO, Distribution System Operators).

Samtidigt som samhället går mot ett nästan totalt elberoende minskar alltså elsystemets robusthet. Det finns därför starka skäl att på nationell nivå se över vilka risknivåer och kostnader det svenska samhället är berett att acceptera avseende elleveranserna. Regeringen bör ge Svenska kraftnät i uppdrag att tillsammans med Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten utreda och föreslå en leveranssäkerhetsnivå för det svenska kraftsystemet som helhet med dess ingående delar.

### Flexibilitet

Kraftsystemet står inför en situation där behovet av flexibilitet ökar, andelen planerbar elproduktion minskar och incitament saknas för investeringar i nya flexibla resurser.

Flexibiliteten ökar inte heller hos de nuvarande resurserna.

Kraftsystemet kommer därför under en relativt lång tid framöver att behöva lösa tillgången på effekt och balansregleringsutmaningen med de resurser som i dag finns tillgängliga i systemet.

Det kommer även att behöva tillföras ny planerbar (dvs. icke väderberende) elproduktion i någon form när kärnkraften fasas ut. Med nuvarande marknadsförutsättningar kommer den inte att byggas, varför det skulle behöva sättas ett värde på flexibilitet och/eller effekt för att systemets behov ska kunna uppfyllas. Behovet av ny planerbar produktion och reglerresurser kommer i första hand att gälla för SE3 och SE4.

Hög förbrukning kommer att sammanfalla med låg vindkraftsproduktion ett varierande antal timmar varje år och den stora utmaningen ligger i att ha flexibla resurser att ta till vid dessa situationer. Det gäller att hitta lönsamhet för dessa resurser för att kunna hantera sådana situationer. Det är mycket kostsamt att dimensionera produktions- och nätkapaciteten efter extremsituationer som uppstår mycket sällan och förbrukningsreduktion är därför lämpligt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

Om förbrukningen ska kunna utgöra en resurs i regleringsarbetet är det viktigt att marknadsformerna och utformningen av dess produkter är kompatibla med förbrukningsreduktioner. Till exempel skulle en övergång till manuella elektroniska avrop på reglerkraftmarknaden kunna öppna marknaden för nya aktörer som mindre producenter, förbrukare och aggregatorer. Det är fördelaktigt om de flexibla resurserna bjuds in på marknaden för att på så sätt påverka prisbildningen i stället för att i efterhand reagera på ett redan fastställt pris.

På motsvarande sätt som Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag att utreda och analysera aktörers incitament för att öka efterfrågeflexibiliteten bör aktörers incitament för ökad flexibilitet även genomföras med fokus på produktionsresurserna. Även förutsättningarna för andra flexibla resurser som lagring bör utredas.

Utvecklingen av flexibilitet i form av energilager kommer sannolikt att initialt ske genom privata investeringar i elbilar och kombinerade solcells- och batterilösningar. Att skapa incitament eller styrmedel som innebär att batterierna stöder systemets funktion kommer att vara viktigt.

Det finns ett behov av att arbeta vidare med informa-

tionsinsatser till aktörer om behovet av flexibilitet och vilka affärsmöjligheter som finns.

För att få en fullständig bild av hur alla skatter och avgifter påverkar prissignaler på elmarknaden och hur detta påverkar flexibiliteten behövs en grundlig genomgång som inte kan göras inom ramen för detta uppdrag.

### Systemtjänster

Fortsatt tillgång på systemtjänster är vitalt för elsystemets robusthet och för att kapacitet och driftsäkerhet ska kunna upprätthållas. Hanteringen av de nödvändiga systemtjänsterna behöver därför få ett ökat fokus. Svenska kraftnät bör ges ett större mandat att styra över tillgång och användning av systemtjänsterna.

Beroende på nätkodernas slutgiltiga utformning och hur tillgången på systemtjänster utvecklas behöver incitamenten för att bidra med systemtjänster utredas. Man kan överväga att ersättningsmekanism för aktörer som bidrar med systemnytta en motsvarande avgiftsmekanism för de aktörer som utgör en systemkostnad.

Flera aktiviteter pågår både internt på Svenska kraftnät och i det nordiska samarbetet för att klarlägga hur systemtjänsterna ska säkerställas i det framtida kraftsystemet.

### Spänningsreglering

Spänningsreglering av stamnätet kan inte överlåtas till en marknad, eftersom spänningsreglering är en lokal företeelse. I dagsläget är spänningsregleringen beroende av produktionsanläggningarna och deras förmåga att producera och konsumera reaktiv effekt.

Detta förhållande förändras när stora produktionsanläggningar läggs ned och nya ansluts, ofta på ogynnsamma platser i nätet. I södra Sverige kommer denna förändring till stor del att kompenseras av den förmåga som de VSC HVDC-anläggningar som nu byggs har. I framförallt mellersta Sverige kommer det att behöva vidtas åtgärder för att säkerställa spänningshållningen i stamnätet. Här är det sannolikt att ett ökat antal nätkomponenter med dynamiska egenskaper motsvarande produktionsanläggningarnas behöver installeras. I norra Sverige kommer vattenkraften fortsatt att kunna utgöra en resurs men en frågeställning som behöver besvaras är i hur stor grad spänningshållningen i framtiden ska vara beroende av produktionsanläggningarnas möjlighet att bidra.

Svenska kraftnät måste fortsatt följa utvecklingen noggrant och säkerställa att rätt åtgärder vidtas. I framtiden kan man alltså förutse en kombination av ett ökat antal nätan slutna komponenter i form av VSC HVDC-förbindelser och dynamiska komponenter och reglering från lämpliga generatörer. Ökade krav bör också ställas på den icke planerbara produktionen.

### Svängmassa

Den minskande svängmassan i systemet måste åtgärdas på något sätt om inte elsystemets störningskänslighet ska öka. Det finns olika sätt att lösa problemet. Det kan göras genom

att tillföra svängmassa till systemet, reducera det största potentiella produktionsbortfallet eller utnyttja anläggningar som mycket snabbt kan öka den aktiva effektutmatningen vid ett fel s.k. syntetiska svängmassa.

Att tillföra svängmassa till systemet kan göras på olika sätt men kräver i många fall omfattande investeringar. Reduktion av det största produktionsbortfallet innebär ett stort ingrepp i marknaden och är inte något som bör göras som första åtgärd. I dag finns ingen anläggning i drift som levererar syntetisk svängmassa och ett antal frågeställningar behöver besvaras innan det kan fastställas att detta kan utgöra en framtida lösning.

Problemet med minskad svängmassa i kraftsystemet är en nordisk angelägenhet och måste lösas i det nordiska samarbetet. Samsyn måste också nås om var ny svängmassa ska skapas och hur kostnaderna för detta ska fördelas. Arbete pågår både på Svenska kraftnät och i nordiska arbetsgrupper.

I och med att svängmassan är en parameter som är gemensam för hela det nordiska synkronområdet så skulle en marknadslösning vara möjlig. Förutsättningar för en sådan bör därför undersökas.

### Elmarknad

Även om elpriset förväntas ligga på låga nivåer under de närmaste åren så kommer det tidvis att uppstå höga priser under en period när kärnkraft läggs ned och ingen ny planerbar produktion finns på plats. Det kommer sannolikt inte att räcka för att kunna motivera investeringar i ny planerbar produktion men det är viktigt att prissignalen får genomslag så att incitament skapas för bl.a. flexibla resurser.

För att komma till rätta med det ökande antalet frekvensavvikelser skulle en elmarknadsförändring med högre tidsupplösning kunna införas som bättre återspeglar förbrukningens och vindkraftens variationer.

Tyskland och Danmark är två länder som kommit längre i utvecklingen mot en stor andel icke planerbar elproduktion. De utmaningar som dessa länder identifierat överensstämmer väl med de som tas upp i denna rapport. Det finns därför anledning att följa utvecklingen i dessa två länder för att få erfarenheter och koordinera åtgärder och lösningar.

### Ekonomiska konsekvenser

Vilken påverkan de redovisade lösningarna kommer att få på elpriset, elmarknaden och nätet är svårt att kvantifiera i dagsläget. Stor osäkerhet råder fortfarande inom flera områden, bl.a. om hur roller och ansvar kommer att se ut i det framtida kraftsystemet och hur marknadsmodellen kommer att förändras. Nätkoderna kommer att påverka det i stor utsträckning.

Att tillföra systemet flexibilitet, kompensera för reduktionen av systemtjänster och investera i ökad nätkapacitet kommer inte att kunna göras utan ökade kostnader. En anpassning av elsystemet för en stor mängd förnybar elproduktion kommer således att innebära ökade nät- och systemrelaterade kostnader och därmed en ökad prisnivå för elen. Hur stor denna ökning blir är dock mycket svårt att ange.

# BILAGA 1

I denna bilaga redovisas mer utförligt de områden och åtgärder som identifierats i Tyskland och Danmark för att förbättra marknadsmodellen.

## TYSKLANDS ELMARKNAD 2.0 I PUNKTFORM

DELOMRÅDEN	ÅTGÄRDER
<b>Starkare marknadsmekanismer</b>	Garantera fri elprisinformation på marknaden
	Ökad transparens på överträdelser av marknadsdominans/-makt
	Ökade krav på balansansvariga att upprätthålla överenskommelser
	Att fakturera balansansvariga per kvart
<b>Flexibel och effektiv elproduktion</b>	Förankra fortsatt utveckling av elmarknaden med ett europeiskt perspektiv
	Öppna upp balansmarknaden för nya aktörer
	Utveckla en "målmodell" för statligt tillkomna avgifter och nätavgifter
	Revidera vissa nätavgifter för att möjliggöra flexibel användning
	Utveckla systemet av nätavgifter vidare
	Klargöra regler för aggregat av flexibla elanvändare
	Stödja en bredare användning av elmobilitet/eltransporter
	Möjliggöra för back-up-system på marknaden
	En gradvis introduktion av smarta mätare
	Minska kostnaden för nätutveckling genom att förnybar produktion vid behov kan regleras ner/spillas, s.k. "peak shaving of renewable energy facility"
Utvärdera nivå för minimumproduktion av el från termiska anläggningar	
Integrera produktion i KVV (kraftvärmeverk) med elmarknaden	
Skapa en ökad transparens angående marknadsinformation	
<b>Ökad försörjningstrygghet</b>	Övervaka försörjningstryggheten
	Införa en strategisk kapacitetsreserv
	Fortsatt utveckling av nätreserv

## DANMARKS ELMARKNAD 2.0 I HUVUDDRAG

DELOMRÅDEN	REKOMMENDERADE ÅTGÄRDER
<b>Säkring av elkapacitet</b>	Utgår från att en strategisk reserv är den bästa lösningen men ska utvärderas vidare när behovet på längre sikt bedöms uppkomma i östra Danmark efter 2025. På kort sikt ska en mindre reserv på 200 MW finnas där. Övervaka försörjningstryggheten
<b>Flexibilitet hos elanvändare</b>	Skapa ramar och möjlighet för aggregering av flexibla elanvändare Öppna upp marknaden för nya flexibla aktörer Stödja initiativ i branschen som ger ökad flexibilitet Verka för att pristaket på marknaden höjs
<b>Flexibilitet på marknaden</b>	Verka för att handel på dagen-före-marknaden sker närmare drifttimmen Verka för att handel på inom-dagen-marknaden sker närmare drifttimmen Verka för att ta fram ett enhetligt sätt för systemoperatörerna att hantera avräkningen för obalanser hos den balansansvariga. Kostnaden för systemet att hantera en obalans bör som regel sättas i relation till storleken på obalans och konsekvenserna av obalansen.
<b>Kritiska egenskaper för systemstabilitet</b>	Genomföra analyser av vilka kritiska egenskaper, vilka funktioner och i vilken utsträckning de behövs i ett framtida system. På vilket sätt de ska säkras i systemet görs i ett senare skede.
<b>Olika regler på balansmarknaden</b>	Arbeta för att regler på balansmarknaden, som idag skiljer sig åt mellan västra och östra Danmark samt mellan kraftslag, förenklas och ändras så att de blir enhetliga för Danmark. Arbetet ska samordnas med det arbete som redan görs i Norden om utveckling av marknaden för automatiska reserver.
<b>Specialreglering</b>	Regler och metodik kring specialregleringar behöver göras mer transparenta för marknadsaktörer



---

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, miljövänlig och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

**SVENSKA KRAFTNÄT**

Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00  
Fax 010-475 89 50

[www.svk.se](http://www.svk.se)

