

north  
european  
power  
perspectives



Fortsättning - Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem

NEPP rapport

Februari 2016

# Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem

Februari 2016

Johan Bruce, Sweco

Lennart Söder, KTH

Johan Bladh, Vattenfall

Thomas Unger, Profu

Saara Holmer, Sweco

Andrea Badano, Sweco

Joakim Lönnberg, Vattenfall

Lisa Göransson, Chalmers

Bo Rydén, Profu

Håkan Sköldberg, Profu

Sture Larsson, f.d. Svenska Kraftnät

Stefan Montin, Energiforsk

## Sammanfattning

Denna rapport består av sju separata delrapporter. De 16 slutsatserna eller påståenden nedan utgör en sammanfattning av dessa rapporter.

**1. Då kärnkraft ersätts med vindkraft kommer svängmassan i systemet att påverkas negativt, om inga andra åtgärder görs**

Mekanisk svängmassa behövs för systemets stabilitet. Det kommer primärt från den roterande massan i turbiner och generatorer i kraftverken. Vindkraft bidrar inte med mekanisk svängmassa utan särskild utrustning. Kärnkraft bidrar mer till svängmassa per installerad effekt än andra kraftslag, varför en ersättning av kärnkraften innebär minskad svängmassa i systemet oavsett vad det ersätts med. Syntetisk svängmassa från vindkraft kan potentiellt vara en effektiv lösning på denna utmaning. Dess potential behöver dock utredas vidare.

**2. Det måste till ett val mellan olika marknadssystem för att hantera effektfrågan i framtiden.**

För att få tillräckligt med effekt för att klara hög elförbrukning samtidigt som det kan vara låg tillgänglighet i såväl vindkraft som i andra kraftverk behövs ett marknadssystem som ger tillräckliga incitament. Rent fysiskt finns det många väl fungerande lösningar till att klara detta. Idag finns dock en osäkerhet om vart vi är på väg. Många beslutsfattare, från såväl näringsliv som politiska partier har delvis motstridiga önskemål att:

- 1) Vi ska inte ha effektersättning,
- 2) Vi ska inte få effektbrist,
- 3) Vi ska inte ha extrema priser.

Om inget ändras, så kommer dagens effektreserv att avvecklas år 2025. Det betyder att vi går mot en energy-only-marknad. Det måste till ett val mellan marknadssystem, vilket i sin tur innebär ett balanserat val mellan dessa 3 önskemålen. Det är, tyvärr, inte möjligt att uppnå alla dessa samtidigt."

**3. Nordisk vattenkraft är som gjord för att balansera ett elsystem med stor andel vindkraft**

Vindkraftens variationer är stora både sett till effekt och energi. Elproduktionen från vindkraft varierar mellan nästan noll och installerad kapacitet och svängningarna har varierande varaktighet, ofta flera dygn i följd. Därtill kommer prognososäkerheten. För att balansera dessa krävs planerbar produktion med tillräcklig effekt, tillräckligt stora energilager och tillräcklig flexibilitet. De reglerade älvsystemen i framförallt Sverige och Norge erbjuder precis detta: kraftverk med varierande grad av överkapacitet, anslutna till enorma energilager i form av vattenmagasin som laddas upp genom återhållen elproduktion. Överkapaciteten och de stora lagringsvolymerna, tillsammans med vattenkraftens naturligt goda förutsättningar att snabbt ändra sin produktion ger stor flexibilitet på de tidsskalor som balansering av stora mängder vindkraft kräver.

**4. Vattenkraften ger det överlägset största bidraget till kraftsystemets balansering på alla tidsskalor, från sekund till säsong**

Det relativa balanseringsbidraget mäter samvariationen mellan elproduktionen från ett eller flera kraftverk och nettoförbrukningen. Åren 2012 till 2014 balanserade svensk vattenkraft i genomsnitt 102 procent av den svenska nettoförbrukningens variationer inom dygnet (kallad dygnskalen), 69 procent av variationerna mellan dygnet (flerdygnskalen) och 46 procent av variationerna under året (säsongsskalen). Att siffran på dygnsbasis är större än 100 betyder att Sverige också exporterar balansreglering. På flerdygnskalen står import/export för 25

procent av balanseringen och på säsongsskalan står kärnkraft och kraftvärme för 35 respektive 20 procent av balanseringen. Inom timmen och ända ner på sekundskalan är det nästan uteslutande vattenkraft som används för manuell upp- och nedreglering, samt för de automatiska regljänster som behövs för att hålla nätfrekvensen.

**5. Arton (18) kraftverk står idag för hälften av den genomsnittliga disponibla effekten hos svensk vattenkraft**

För att ge ett väsentligt bidrag till kraftsystemets balansering räcker det inte med hög produktionsflexibilitet. Kraftverket måste förstås också ha stor installerad effekt. *Genomsnittlig disponibel effekt* beräknas som installerad effekt multiplicerat med den kapacitet som i genomsnitt inte används över en viss period. Det finns tydliga samband mellan hög genomsnittlig disponibel effekt och bidrag till kraftsystemets balansering. I Sverige finns det ca 1800 vattenkraftverk varav drygt 200 brukar räknas som stora (>10 MW). Av dessa står endast 18 stycken för hälften av den genomsnittliga disponibla effekten beräknad på årsbasis. Vattenkraftens totala genomsnittliga disponibla effekt i Sverige varierar över året mellan, säg, 4000 och 8000 MW, och är i genomsnitt lägre under våår. Vid en ökad användning av vattenkraft för kraftsystembalansering är det inte givet att ökningen sker i de som kraftverk som arbetar mest idag, utan ökningen sker troligen i andra kraftverk.

**6. De 13700 MW som brukar anges som maximal tillgänglig kapacitet i vattenkraften kan inte utnyttjas under längre perioder utan att acceptera stora mängder spill**

Installerad märkeffekt summerad för alla vattenkraftaggregat i Sverige är ca 16200 MW varav ca 13700 MW brukar anses som tillgänglig. I själva verket är denna siffra ett historiskt maxvärde och det är inte säkert att den gäller året om. Vattenkraftsaggregaten har normalt mycket hög tillgänglighet, större än 95 procent, men möjligheten att utnyttja hela den installerade kapaciteten kan också begränsas av en rad andra orsaker som till exempel, driftssituation vid ej högsta fallhöjd, vattenhushållningsbestämmelser, transmissionsbegränsningar, stationsinterna driftbegränsningar och isförhållanden. Ett par hundra megawatt allokeras också för att täcka oförutsedda obalanser. Vattenkraftens maximalt tillgängliga kapacitet kan inte heller användas uthålligt utan att efter ett tag börja spilla vatten.

**7. Vattenhushållningsbestämmelserna kommer allt oftare att begränsa vattenkraftens balanseringsförmåga**

Vattenhushållningsbestämmelserna utgör många gånger hårdare begränsningar för vattenkraftens balanseringsförmåga än naturliga och tekniska begränsningar. Detta kommer att bli mer och mer tydligt allteftersom vindkraften byggs ut och kärnkraften avvecklas. På grund av hydrologiska kopplingar kan åtgärder som begränsar en station påverka balanseringsförmågan i hela älven och ett förlorat balanseringsbidrag från vattenkraft kommer att innebära ett ökat balanseringsbidrag från något annat planerbart produktionsslag. Det är viktigt att effekterna av de åtgärder som föreslås i den nationella strategin för implementering av ramdirektivet för vatten analyseras med hänsyn till detta. Miljökonsekvenserna av en åtgärd lokalt i älven ska vägas mot miljökonsekvenserna av potentiellt försämrade balanseringsförmåga nationellt och globalt.

#### **8. Energiproduktion kan minska vattenkraftens balanseringsförmåga**

En anledning till att vattenkraften idag har god balanseringsförmåga året runt är för att kärnkraften har tagit över en stor del av "basproduktionen" och därmed frigjort vattenkraftskapacitet. När kärnkraften avvecklas uppstår omedelbart motsvarande behov av planerbar elproduktion i systemet och det är idag upp till marknaden att avgöra vad som ska köras i stället. Sannolikt kommer vattenkraften att fylla en del av tomrummet, åtminstone initialt, och alltså delvis återgå till sin gamla roll som leverantör av baseffekt. Eftersom vattenkraftsproduktionen på årsbasis i stort sett ges av tillrinningen handlar det om en omdisponering av vattnet över året. Ett troligt scenario är att prisdifferensen stiger mellan vinter och sommar, vilket i sin tur innebär att mer vatten kommer att sparas från sommar till vinter. I rapporten visas att vattenkraftens balanseringsbidrag minskar när det går mycket vatten i älvarna, t.ex. under våttår och vårflood. Kärnkraftsavvecklingen kan alltså innebära att vattenkraftens balanseringsförmåga kommer att öka sommartid och minska vintertid.

#### **9. Vattenkraftens möjligheter att balansera felprognostiserad vindkraftsproduktion bedöms som god givet att den planeras med marginal för oförutsedd uppreglering när mycket vattenkraft är igång**

Väderberoende elproduktion är naturligt behäftad med prognosfel, avvikelser mellan prognos och utfall, som också måste balanseras av styrbara produktionsslag. De största prognosfelen hos vindkraften från en till ett par timmar kan redan idag jämföras med ett oförutsett bortfall av ett kärnkraftsblock och de kan grovt antas växa i proportion till installerad effekt om man bortser från möjliga förbättringar av prognosmetoder och geografiska utjämningsfakter. Även om de största felen inträffar sällan så måste det förstås finnas en beredskap för att balansera dem. Ur ett vattenkraftperspektiv bedöms de felprognostiserade energimängderna vara små i relation till de enorma lager som vattenmagasinen utgör. Oftast kommer det också att finnas tillräckligt med ledig kapacitet att reglera både uppåt och nedåt. Det som kan vara kritiskt är om det inte finns tillräckligt med ledig kapacitet (på systemnivå) när mycket vattenkraft redan är igång, alltså effektfrågan. Prognososäkerheten måste alltså beaktas redan i planeringsstadiet så att det finns tillräckligt med marginal för uppreglering. Att inte utnyttja hela sin förmåga kostar förstås pengar. Ytterst är det en fråga om leveranssäkerhet och dimensionering av reserver.

#### **10. Svensk vattenkraft kan byggas ut för mer effekt om legala, miljömässiga och ekonomiska hinder kan övervinnas**

Det finns liten potential att utvinna mer energi ur svenska älvar utan att ta de fyra orörda älvarna i anspråk. Bygga ut för effekt kan man dock göra genom att öka kapaciteten i befintliga stationer och då leverera mer effekt under kortare tid. Ekonomiskt handlar det om betydande investeringar som för närvarande är svåra att räkna hem. Ett annat hinder är vattendomar som delvis skulle behöva omprövas för att tillåta hårdare reglering. En effektutbyggnad av vattenkraften bör göras strategiskt så att vattenkraftsystemet som helhet når maximal förmåga att balansera ett elsystem med stora mängder vindkraft utan att försämra miljön i berörda vattendrag. Preliminära resultat indikerar att det framförallt är balanseringsförmågan på flerdygnshorisont som ska höjas för att uthålligt kunna balansera vädersystem utan att behöva spilla vatten.

**11. Fjärrvärmerna har en mycket begränsad potential att ta hand om "överskottsel".**

Under de tider då elbehovet är litet kan man anta att även uppvärmningsbehovet ofta är litet. Många fjärrvärmesystem försörjs då av mycket billig värmeproduktion, t.ex. industriell spillvärme eller avfallsförbränning. Det betyder att värmen från elpannor och värmepumpar ofta konkurrerar med mycket billig värme och för att elanvändningen skall öka så måste fjärrvärmeproducenterna kompenseras för de merkostnader detta medför. I synnerhet elpannor har relativt höga värme-produktionskostnader även om elpriset skulle vara 0. Skälet är energiskatt på el, elcertifikatpåslaget, rörlig drift- och underhållskostnad.

**12. Fjärrvärmeproduktionen är på marginalen sannolikt mycket dyr vid topplastsituationer.**

Värmebehovet är stort och elpriset högt vid bristsituationer. Det medför att fjärrvärmesystems kraftvärmeverk "spontant" utnyttjas fullt. Det finns därmed ingen ytterligare eleffekt att tillföra när elbalansen blir ansträngd. Om kraftvärmeverken skulle vara utrustade med kondenssvans så skulle man kunna få ut något mer elproduktion, men på bekostnad av 100 % av kraftvärmeverkets möjliga värmeproduktion. Det betyder att den värmeproduktionen måste ersättas med annan produktion, vilket skulle bli mycket dyrt. Detta är därmed knappast något rimligt driftfall. Det har tvärt om periodvis funnits en drivkraft att "backa" elproduktionen i kraftvärmeverk för att därigenom öka värmeproduktionen baserad på biobränsle istället för att köra oljehetvattenpannor.

**13. Potentialen för kraftvärme att bidra med frekvensreglering är begränsad.**

Sannolikt blir bidraget från kraftvärme vid det driftläge då detta framför allt blir aktuellt, mycket vind- och solkraft och låg elkonsumention, litet då kraftvärmeverken i stor utsträckning kan antas stå stilla. Behovet av ytterligare frekvensreglering kan dock uppträda även vid andra tidpunkter. Då är förutsättningarna större för att fjärrvärmesystemen genom kraftvärmerna, ska kunna bidra.

**14. Potentialen för efterfrågeflexibilitet är ca 4000 MW i Sverige**

Vår bedömning är att efterfrågeflexibiliteten erbjuder en teknisk potential för minskning av effekt med upp till 4000 MW enbart i Sverige. Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland industriföretag är starkt kopplad till priselasticitet, dvs. sambandet mellan förbrukning och elpris. Potentialen för lastreduktion i Sverige har uppskattats till ca 2000 MW när elpriset överstiger 200 EUR/MWh. Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder med eluppvärmning har uppskattats till ca 2000 MW, motsvarande 2 kW i ca 1 000 000 småhus. Att potentialen är stor inom just detta kundsegment beror på möjligheten att utnyttja husets värmetröghet för att flytta lasten några timmar utan att påverka komforten. Om man accepterar en komfortsänkning är potentialen större.

**15. Det saknas ett lagreglerat ansvar för enskilda aktörer och myndigheter att upprätthålla tillräcklig kapacitet för att klara de samlade behoven av elleveranser på lång sikt.**

Dagens elmarknad baseras på ett distribuerat ansvar mellan elmarknadens aktörer. Svenska kraftnät är systemansvarig med ansvar för att det kortsiktigt är balans mellan produktion och förbrukning. På lång sikt saknas dock ett tydligt ansvar, utan det delas mellan producenter, beslutsfattare och myndigheter. Regeringen har dock delvis tagit på sig ett ansvar genom att införa en lag om effektreserv. Om regeringen vill ta ett utökat ansvar kan det ske genom införandet av kapacitetsmarknader.

**16. Den europeiska elmarknaden kommer att behöva en ny marknadsdesign**

Dagens marknadsdesign, som är baserad på en energy-only-marknad, klarar inte nödvändigtvis av att hantera stora mängder variabel, ej planerbar produktion. Den förnybara produktionens låga marginalkostnader sänker priset på elmarknaden så att konventionell produktion blir olönsam. Det finns farhågor om att detta kan leda till underinvesteringar i konventionell produktion om inte några åtgärder sätts in. Kapacitetsmekanismer föreslås som en lösning på problemet.

## Innehåll

1	Inledning.....	11
2	Påverkan på den mekaniska svängmassan vid en ökad andel vindkraft.....	14
2.1	Inledning.....	14
2.2	Resultat.....	14
2.2.1	Scenariobeskrivning.....	14
2.2.2	Övergripande.....	15
2.2.3	Svängmassa och synkroniserad produktion.....	16
2.3	Potentiella lösningar.....	18
3	Sannolikhet för hög elförbrukning, effektbrist, effektvärden och höga elpriser.....	20
3.1	Bakgrund.....	20
3.2	Studie av perioden 1996-2013.....	22
3.2.1	Elförbrukning.....	22
3.2.2	Behov av elproduktion för att klara hög elförbrukning.....	24
3.2.3	Enkelt exempel för att illustrera ekonomi för sällan använda kraftverk.....	25
3.2.4	Kommentarer till exemplets antaganden.....	27
4	Vattenkraftens förmåga att balansera stora mängder vindkraft.....	30
4.1	Introduktion.....	30
4.2	Reglerade älvsystem och hur de kan balansera kraftsystemet.....	31
4.2.1	Energilager i form av vattenmagasin.....	31
4.2.2	Utbyggnad för effekt.....	35
4.2.3	Vattenhushållningsbestämmelser.....	37
4.2.4	Praktiska begränsningar.....	38
4.2.5	Verkningsgrad och drift.....	38
4.2.6	Produktionsplanering.....	39
4.2.7	Hydrauliska kopplingar och spill.....	39
4.3	Kvantifiering av bidrag till kraftsystemets balansering.....	40
4.3.1	Beräkning av relativt balanseringsbidrag.....	41
4.3.2	Balanseringsbidraget för olika tidshorisonter åren 2012-2014.....	43
4.3.3	Energiproduktion kan minska vattenkraftens balanseringsförmåga.....	45
4.4	Balansering av vindkraftens prognosfel.....	47
4.4.1	Vattenkraftens möjligheter att balansera vindkraftens prognosfel.....	48
4.4.2	Sammanfattning.....	49
4.5	Studier av framtida kraftsystem med mycket variabel produktion.....	50



4.5.1	Framtidsstudier vid KTH .....	50
4.5.2	Framtidsstudier vid Vattenfall .....	50
4.5.3	Behov av ytterligare studier .....	52
5	Fjärrvärmesystemen och ökad variabilitet på elmarknaden.....	53
5.1	Situationer med stort utbud av el ("elöverskott") .....	53
5.2	Situationer med ansträngd elbalans ("elunderskott") .....	54
5.3	Analys av olika fjärrvärmesystem.....	56
5.4	Elprisscenarier .....	56
5.4.1	Fjärrvärmesimuleringar – avgränsningar.....	57
5.4.2	Resultatexempel – Förändring i produktionsmix .....	58
5.4.3	Resultatexempel – Kraftvärme och påverkan på elintäkten .....	59
5.4.4	Resultatexempel – energiskatten på el och dess inverkan på elanvändningen inom fjärrvärmeproduktionen.....	60
5.4.5	Sammanfattning – Analys av fjärrvärmesystemen.....	61
5.5	Fjärrvärmesystemen och elsystemstabilitet – en kvalitativ analys av balansreglering .....	62
5.6	Sammanfattning – Fjärrvärmens roll.....	65
6	Möjligheten att använda efterfrågefleksibilitet.....	66
6.1	Utmaningarna.....	67
6.2	Olika typer av efterfrågefleksibilitet .....	67
6.3	Prisvolatilitet den viktigaste drivkraften .....	69
6.4	Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland olika typer av elkunder .....	71
6.5	Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland industriföretag .....	71
6.6	Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland hushållskunder.....	73
6.7	Potentialen för efterfrågefleksibilitet hos övriga förbrukare .....	76
6.8	Nyttor från efterfrågefleksibilitet i stamnät och distributionsnät.....	77
6.9	Efterfrågefleksibilitetens påverkan på effekttoppen.....	81
7	Ansvarsfördelning.....	83
7.1	Sammanfattning.....	83
7.2	Inledning.....	84
7.3	Balansreglering.....	84
7.4	Mekanisk svängmassa .....	85
7.5	Överföringsförmåga .....	86
7.5.1	Utbyggnad av kraftnätet.....	86
7.5.2	Reaktiv effekt/spänninghållning.....	86

7.6	Överskottssituationer.....	86
7.7	Topplastkapacitet.....	86
8	Market design.....	88
8.1	Energy-only marknader.....	88
8.2	Kapacitetsmarknader.....	88
8.3	Nodprissättng:.....	89
8.4	Utökad reglering.....	90

## 1 Inledning

Under 2014 bedrevs det inom NEPP ett arbete med att beskriva de fysikaliska utmaningarna med en ökad mängd vind- och solkraft i det svenska elsystemet. Rapporten gjorde inte anspråk på att kvantifiera de framtida utmaningarna eller vad det skulle kosta att hantera dessa, utan syftade till att belysa vilka utmaningar och inbördes beroenden som i första hand kräver ingående analyser av systemets förmåga att hantera en omfattande utbyggnad av förnybar elproduktion. I det fortsatta arbetet kommer det att krävas en utveckling av nya materiella och metodmässiga förutsättningar för att klara den omfattande förändring som elsystemet står inför.

Det fortsatta arbetet baseras på det förslag som lades fram under seminariet i november 2014, se Figur 1 nedan. En av grundfrågorna som kom fram vid seminariet är behovet av att utreda vilka åtgärder måste göras idag och vilka som kan vänta till senare.



**Figur 1: Förslag på hur ett fortsatt arbete med att kvantifiera utvecklingsbehov för en framtida elmarknad kan gå till. Källa: Sture Larsson**

Denna rapport består av sju separata delrapporter som var och en hanterar en eller fler av de åtta utmaningarna. I

Tabell 1 nedan illustreras vilka områden de olika delrapporterna berör. Mörkblå färg indikerar att det är en huvudfrågeställning medan ljusblå färg indikerar utmaningen hanteras ytligt. Från tabellen kan det konstateras att bara en av utmaningarna endast hanteras ytligt. Det är frågan om överföringsförmågan. En av orsakerna till att överföringsförmågan inte hanterats i större utsträckning i denna rapport är att även om det kan få effekt för hela systemet så måste lösningen hanteras regionalt/lokalt. Detta kräver mycket detaljerade modeller och antaganden för att kvantifieras. Det är i princip bara Svenska Kraftnät som kan kvantifiera denna utmaning på ett tillfredställande sätt. Det är av stor vikt att sådana analyser kommer till stånd m.h.t. de starka inbördes beroenden som finns mellan överföringsförmågan och de produktionsfördelningar som förutsätts i olika balansreglerings- och effektscenarier.

**Tabell 1 Översikt av kapitel och vilka utmaningar de berör. Ljus blå innebär att frågan endast hanteras ytligt.**

	1	2	3	4	5	6	7	8
	Mekanisk svängmassa	Balansreglering	Överskottssituationer	Överföringsförmåga	Topplastkapacitet	Större behov av flexibilitet	Ansvarsfördelning	Årsreglering
Andel synkron produktion								
Sannolikhet för hög elförbrukning, effektbrist, effektvärden och höga elpriser								
Vattenkraftens förmåga att balansera stora mängder vindkraft								
Fjärrvärmesystemen och ökad variabilitet på elmarknaden								
Möjligheten att använda efterfrågefleksibilitet								
Ansvarsfördelning								
Market design								

Projektet har haft en styrgrupp som utöver författarna bestod av:

Stefan Montin, Energiforsk

Lars Joelsson, Vattenfall

Niklas Dalbäck, Vattenfall

Sture Larsson, f.d. Svenska kraftnät

Per Wikström, Svenska Kraftnät

Ulf Moberg, Svenska kraftnät

Maria Westin, Energimyndigheten

Gunnar Fredriksson, Svensk Energi

Jan Strömbergsson, Skellefteå Kraft

## 2 Påverkan på den mekaniska svängmassan vid en ökad andel vindkraft

### 2.1 Inledning

I rapporten *Reglering av ett framtida svensk kraftsystem* beskrevs 8 utmaningar. En av dessa var att säkerställa att det finns tillräcklig mekanisk svängmasa i systemet i situationer med mycket vind- och solkraft och låg konsumtion.

Med undantag för vindkraft och solkraft sker i det närmaste all elproduktion i roterande synkrongeneratorer. Dessa bidrar med sin upplagrade rörelseenergi med vad som brukar kallas mekanisk svängmassa eller masströghet. Vilken masströghet man får beror på rotationshastighet, diameter på det som roterar samt vikten på denna. Ett vattenkraftaggregat, t.ex., roterar relativt långsamt men har stor diameter på generatortorn, medan generatortorn i ett ångdrivet kraftverk, t.ex. ett kärnkraftblock, har mindre diameter men roterar snabbare. Sedan beror storleken på masströgheten också på vikten och utformningen av turbinen och axeln mellan turbin och generator.

Aktiveringen av masströgheten från roterande synkronmaskiner sker genom de mekaniska och elektriska grundlagarna och är momentan, men ska man t.ex. öka produktionen i ett vattenkraftverk så tar det ett par sekunder att ändra på vattenföringen så att produktionen därifrån ökar. Och då gäller det att inte frekvensen har sjunkit för fort till ohållbara nivåer, varför masströgheten måste vara tillräckligt stor. Nödvändig storlek på behov av svängmassa beror därmed på

- Hur snabb är primärregleringen
- Hur stora effektändringar kan inträffa
- Vid vilka frekvensnivåer aktiveras skyddsfunktioner som kan utlösa skadliga kedjereaktioner

Observera att liten mängd svängmassa också gör kraftsystemet "nervösare", dvs. behöver regleras mer för att stanna inom normalfrekvensbandet vid mer normala last/produktionssituationer.

Denna rapport ger inte anspråk på att ange hur mycket svängmassa som behövs i systemet, utan beskriver endast förändringen jämfört med dagens läge. Behovet av svängmassa kan förändras över tid och är beroende av bland annat största dimensionerande fel.

### 2.2 Resultat

#### 2.2.1 Scenariobeskrivning

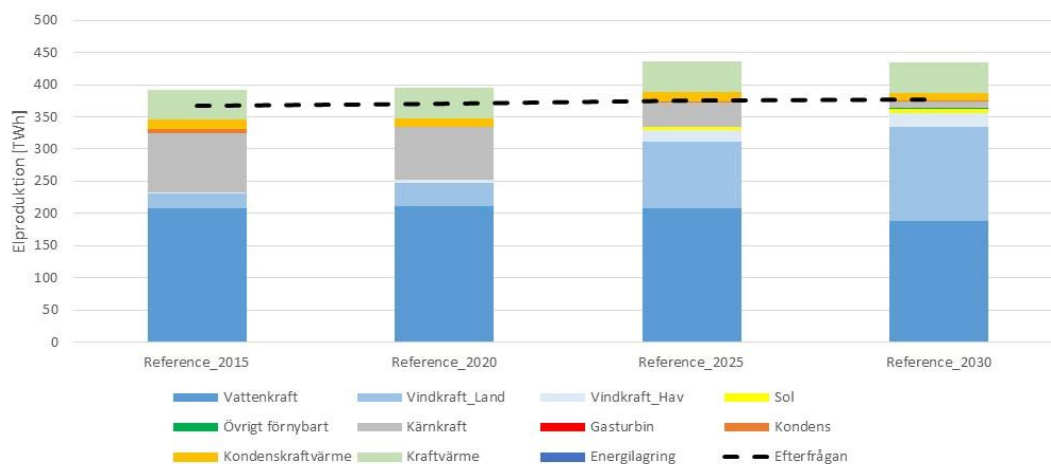
Det scenario som använts nedan bygger på simuleringarna över det europeiska elsystemet, NEPPs s.k. "Green Policy"-scenario. Green Policy-scenariot karaktäriseras av en mycket hög andel förnybart och är inspirerat av EC Energy Roadmap-scenariot "High RES". Den viktigaste drivkraften för Green Policy-scenariot är ett mycket högt mål för förnybart, stött av en gemensam europeisk politisk ambition. Mer specifikt innebär detta en mycket stor satsning på förnybart i alla sektorer där vindkraft och solkraft expanderar kraftigt. Samtidigt som förnybar elproduktion ökar antas att elproduktionen från kärnkraft minskar drastiskt. I Sverige antas exempelvis en fullständig avveckling fram till 2030.

Simuleringarna är gjorda för 2015, 2020, 2025, samt 2030

## 2.2.2 Övergripande

I Figur 2 nedan redovisas den simulerade elproduktionen samt den antagna elanvändningen i Norden exklusive DK1 för 2015, 2020, 2025 samt 2030. I figuren kan det bl.a. utläsas att elproduktionen ökar över tid och att den antagna nedläggningen av svensk kärnkraft fram till år 2030 kompenseras, i energitermer, av en stor ökning av primärt landbaserad vindkraft

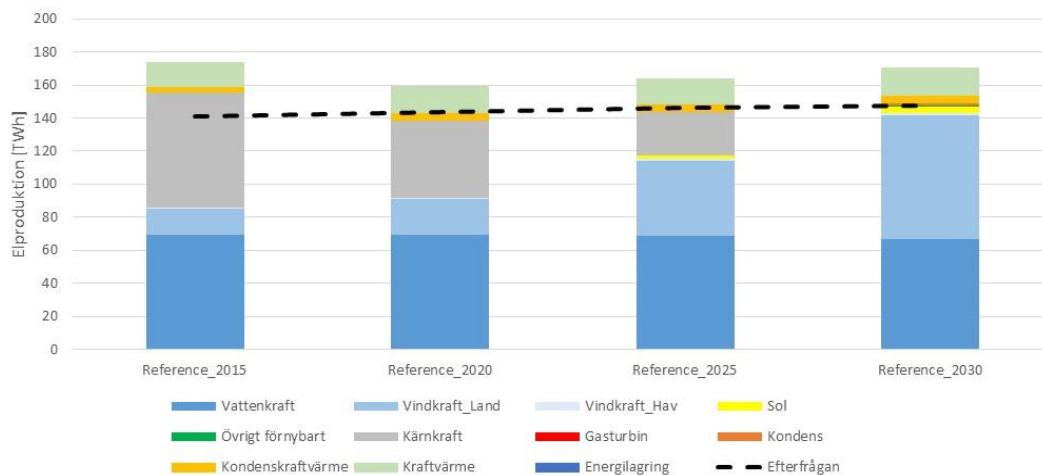
**Figur 2 Elproduktion per teknologi samt efterfrågan i Norden exklusive DK1, TWh**



*Källa: Resultat från simuleringar i Sweco Energy Markets Apollo-modell*

Sveriges simulerade elproduktion samt den antagna elanvändningen under perioden 2015-2030 redovisas i Figur 3. Som kan ses expanderar vindkraftsproduktionen kraftigt och utgör 45% av den totala elproduktionen år 2030.

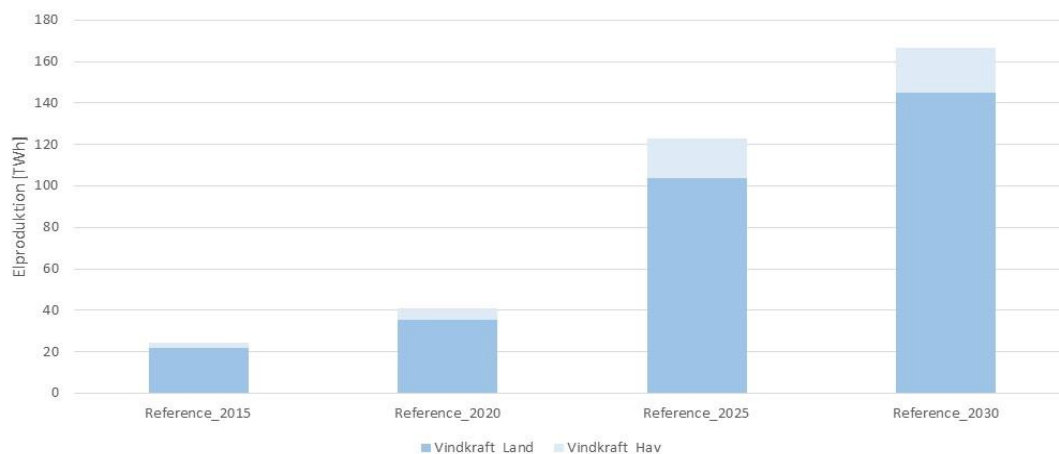
**Figur 3 Elproduktion per teknologi samt efterfrågan i Sverige, TWh**



*Källa: Resultat från simuleringar i Sweco Energy Markets Apollo-modell*

I Figur 4 nedan redovisas vindkraftsproduktionen i Norden exklusive DK1 för åren 2015, 2020, 2025 samt 2030. Ökningen av produktionen är speciellt stor efter 2020 och år 2030 utgör den samlade vindkraftsproduktionen 44% av brutto elanvändningen.

**Figur 4 Vindkraftsproduktion i Norden exklusive DK1, TWh**



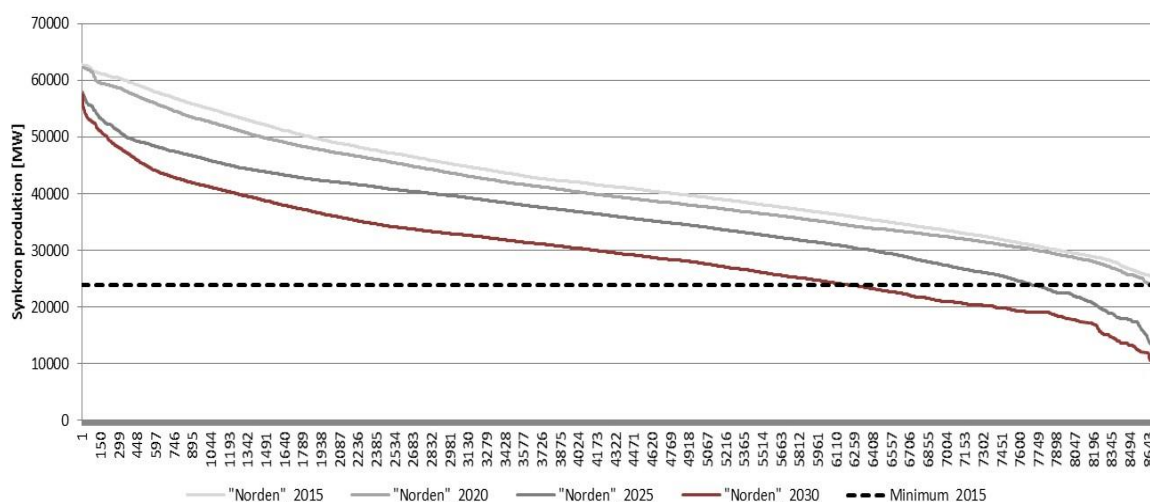
Källa: Resultat från simuleringar i Sweco Energy Markets Apollo-modell

### 2.2.3 Svängmassa och synkroniserad produktion

Syftet med modellsimuleringarna har varit att undersöka hur svängmassan i elsystemet förändras över tid i takt med att en allt större andel av produktionen utgörs av intermittent förnybar elproduktion. Som en approximation till svängmassa har andel synkron produktion (MW) använts. Med synkron produktion menas all elproduktion exklusive vind- och solkraft.

I Figur 5 nedan redovisas en varaktighetskurva över den synkrona produktionen i Norden exklusive DK1 för årets alla timmar för respektive scenarioår. Eftersom det inte finns någon vedertagen metod för att uppskatta när elsystemet destabiliseras av en låg nivå på den synkrona produktionen kommer endast en jämförelse att göras med den minimala synkrona produktionen för modellår 2015. Det kan konstateras att den minimala simulerade synkrona produktionen år 2015 uppgick till 23 800 MW. Baserat på ovan nämnda antaganden om en stark ökning av förnybart samt en minskning av primärt kärnkraft visar resultaten på att den minimala synkrona produktionen minskar över tid. År 2020, då systemet inte har förändrats så mycket, är det endast under 30 timmar som den minimala produktionen för år 2015 underskrids. För år 2025 underskrids denna gräns under 999 timmar medan motsvarande siffra för år 2030 är 2502 timmar.

Figur 5 Synkron produktion i Norden exklusive DK1, MW



Källa: Resultat från simuleringar i Sweco Energy Markets Apollo-modell



Nivån på svängmassan i elsystemet är beroende av sammansättningen av elproduktionen. Exempelvis tillför kärnkraft mer svängmassa till systemet räknat per installerad MW än vattenkraft. I syfte att förfinas bilden av hur svängmassan kan utveckla sig över tid i "Green Scenario" har därför olika produktionslag ansatts olika tröghetskonstanter, H, som reflekterar hur mycket svängmassa som kan tillföras systemet [1]. Dessa värden redovisas i Tabell 2 nedan.

**Tabell 2 Antagna värden för tröghetskonstanten fördelat per produktionslag**

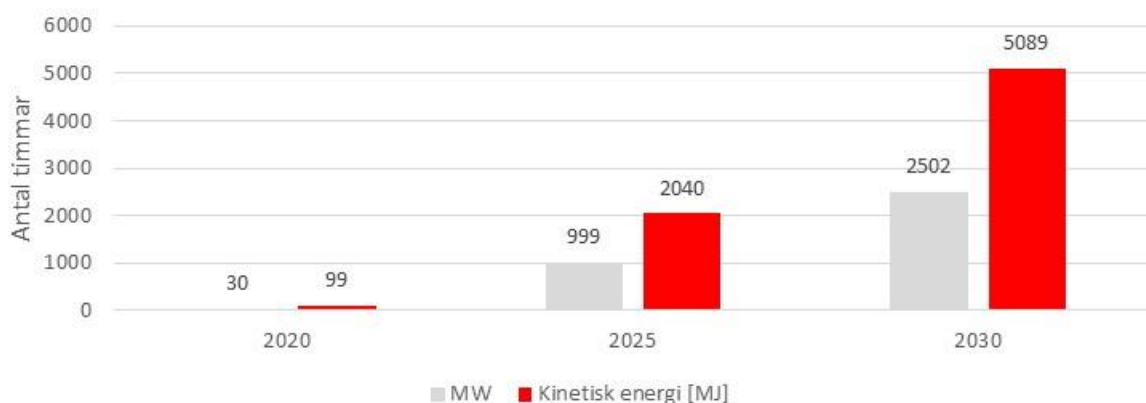
Kraftslag	H(S)
Vattenkraft	3
Vindkraft	0 (?)
Solkraft	0
Kärnkraft	6,3
Värmekraft övr.	4

*Källa: ENTSO-E rapport, Future system inertia*

I sammanhanget bör det nämnas att ovanstående beräkningar troligen underskattar svängmassan i systemet. Det beror på att vattenkraft som går på deffekt i realiteten tillför lika mycket svängmassa som vid full effekt. I beräkningarna däremot, utgås endast från den simulerade tillförda effekten i varje timma.

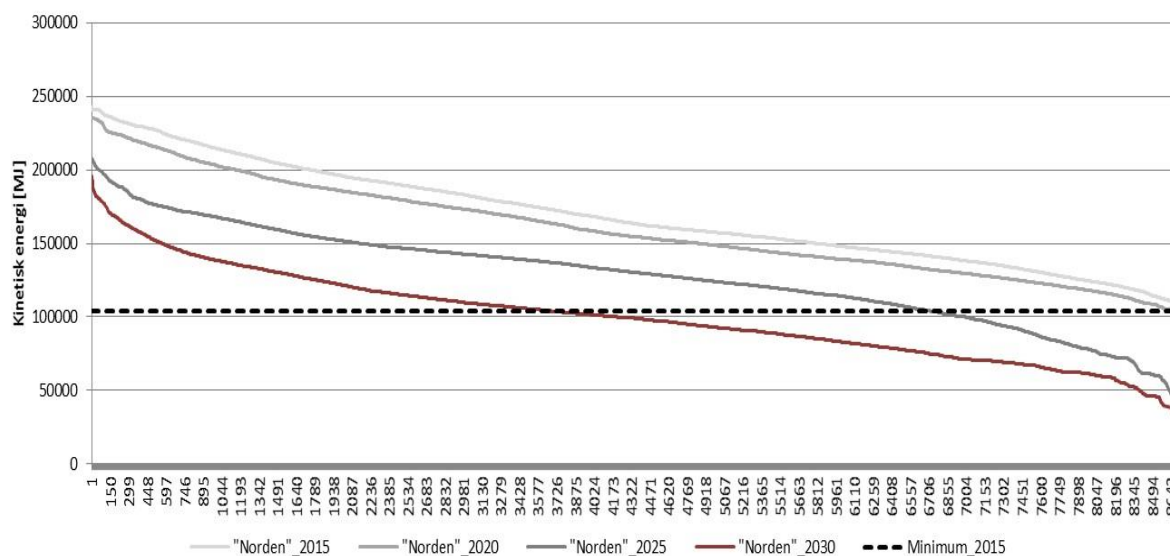
Som nämnts ovan bidrar olika teknologier i olika hög grad till svängmassa i systemet. Om man multiplicerar tröghetskonstanten med märkeffekten får man kinetisk energi. En varaktighetskurva för den kinetiska energin baserat på de antagna värdena för tröghetskonstanten H i Tabell 2 redovisas i Figur 7 nedan. Den kinetiska energin kan sägas mäta den totala svängmassan i systemet. Eftersom diagrammet viktat systemets totala svängmassa utifrån produktionens sammansättning är det särskilt intressant att jämföra med den "oviktade" varaktighetskurvan för den synkrona produktionen i Norden exklusive DK1 vilken redovisas i Figur 5 ovan. Sammantaget kan det sägas att den viktade svängmassan (kinetisk energi) relativt sett faller mer jämfört med minimumnivån för år 2015 än vad det oviktade värdet för den synkrona produktionen gör. År 2030 underskrids minimumvärdet för år 2015 för kinetisk energi under nästan 5100 timmar medan motsvarande "oviktade" siffra, d v s synkron produktion är strax över 2500 timmar.

**Figur 6 Antal timmar då minimumvärdet för år 2015 underskrids i Norden exklusive DK1**



Källa: Resultat från simuleringar i Sweco Energy Markets Apollo-modell

**Figur 7 Kinetisk energi i Norden exklusive DK1**



Källa: Resultat från simuleringar i Sweco Energy Markets Apollo-modell

Observera att om frekvensen minskar med 1% (dvs. 0,5Hz) så minskar kinetiska energin med 2%, dvs. 2000 MWs vid mininivån ovan. Detta skall jämföras med behovet att kompensera för s.k. N-1 händelse, t.ex. 1000MW kärnkraftsblock faller bort. Då det tar 3-5 sekunder innan frekvensregleringsfunktioner bidrar väsentligt med kompenserande effekt kommer 2000MWs vara i knappaste laget för att inte hamna för lågt i frekvens.

### 2.3 Potentiella lösningar

Det finns ett antal tekniska lösningar för att säkerställa tillräcklig synkron produktion i ett system med stora andelar vind- och solkraft. Nedan är ett antal alternativ, hämtat från rapporten *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*:

- Vindkraftverk kan förses med kraftelektronik som gör att de kan leverera "syntetisk svängmassa". Studier har visat att syntetisk svängmassa inte helt kan ersätta mekanisk svängmassa

och att det alltså finns ett behov av momentan frekvensreglering i form av mekanisk svängmassa [2]. Tekniken för syntetisk svängmassa finns redan idag. Det som saknas är regelverk eller andra incitament att förse vindkraftverken med denna teknik.

- HVDC-förbindelser mellan det nordiska elsystemet och omvärlden kan styras snabbt. Detta betyder att man kan genom snabba aktiveringar i rätt riktning kompensera för bristande masströghet och/eller primärreglering. Det måste dock i så fall, hållas marginaler så att effekttöverföringen kan ändras. Dessutom måste det finnas masströghet och/eller primärregleringskapacitet tillgänglig i andra änden av ledningen.
- Idag kan ett begränsat antal vattenkraftaggregat köras i synkron drift, dvs. generatoren är infasad på nätet och roterar, men kraftverket producerar ingen el. Detta "kostar" i form av mekaniska och elektriska förluster i generatoren och turbinen i storleksordningen 5 % av märkeffekten. Detta körsätt gör dock att det tillförs såväl masströghet som möjlighet att hålla spänning samt en snabb effektreserv.
- Om pumpkraftverk används vid hög vind- och solproduktion kommer dessa att bidra med svängmassa.
- Ett sätt att få masströghet är speciella synkronkompensatorer. Det är synkrongeneratorer som är i drift (dvs. roterar) och är anslutna till elnätet. Det gör att de kan bidra till masströghet och spänningsreglering (men inte primärreglering). Dessa anläggningar finns idag på Gotland och nya installeras för närvarande i Danmark. Vid nybyggnad kan konstruktionen anpassas för att förse med en extra stor svängmassa. En tänkbar variant är att utgå från kommande stängda kärnkraftsanläggningars generatorer som synkrongeneratorer.
- Med stor mängd vind- och solkraft kan det vara rationellt att använda gasturbiner vid hög elförbrukning och låg sol- vind-produktion. Om man i detta system har gasturbiner med en möjlighet att koppla bort generatoren från turbinaxeln, så kan dessa generatorer fungera som synkronkompensatorer då mer masströghet och spänningsreglering behövs. Någon gasturbinkapacitet som är tillgänglig för sådana behov finns emellertid inte idag. De gasturbiner som idag ingår i störningsreserven är inte byggda för att kunna drivas enbart i synkron drift.

Det finns således gott om tekniska lösningar och troligtvis måste flera av dessa användas för att säkerställa ett stabilt system om kärnkraften helt eller delvis ersätts med vind- och solkraft. Att generera syntetisk svängmassa från vindkraft ser ut att vara en lovande lösning. Det behöver dock studeras vidare i vilken mån syntetisk svängmassa helt eller delvis kan ersätta den mekaniska svängmassan från dagens kärnkraftverk. En utmaning ligger i att ge incitament, antingen genom regelverk eller ekonomiska signaler, som möter efterfrågan på mekanisk svängmassa på ett rationellt sätt vid rätt tidpunkt. Observera att det idag inte ges någon ersättning i sig för att ha tillgång till kinetiska energin.

### 3 Sannolikhet för hög elförbrukning, effektbrist, effektvärden och höga elpriser

Effektfrågan har återigen kommit upp som en viktig frågeställning. Bakgrunden är en kombination av att det finns ett riksdagsbeslut om avveckla effektreserven år 2025 samt att det finns beslut om att några äldre kärnkraftsreaktorer kommer stängas av. Nedan görs en statistisk bearbetning av elförbrukning, vindkraft och kärnkraft under perioden 1996-2013. Syftet är att man ska få ett grepp för hur vanligt det är med höga elförbrukningssituationer samt vilka elpriser som är nödvändiga om man förväntar sig att elmarknaden ska finansiera effektreserven utan en speciell lagstiftning om upphandling. Resultaten kan sammanfattas enligt:

- Höga elförbrukningssituationer är ovanliga. Endast under fyra år i perioden 1996-2013 var elförbrukningen över 26 000 MW: 2001, 2004, 2010 och 2013. Den totala tiden var 20 timmar som elförbrukningen var över 26 000 MW, dvs. i genomsnitt 1.1 timme/år. Som högst var elförbrukningen 26 663 MW, dvs. de sista 663 MW användes endast ca 1.1 timme/år.
- Det billigaste sättet att erhålla produktion som enbart används ett fåtal timmar per år är gasturbiner. Om marknaden skall finansiera dessa krävs dock ett tillräckligt högt pris. Om priset inte blir tillräckligt högt så är kraftverken inte lönsamma. Till detta tillkommer att hög elförbrukning inte är så vanligt, vilket gör att det blir riskfyllt att göra dessa investeringar. Under perioden 2005-2009 (5 år) var, t ex, elförbrukningen aldrig högre än 26 000 MW.
- Risken för effektbrist måste hållas låg, men den kan aldrig bli noll! Om man, t ex, har en bristrisk om en timme på 10 år och man tycker att denna risk är för hög, så måste man införa ett system som bara behövs en timme på 10 år!
- I ett exempel har vi utgått från ett maximalt acceptabelt elpris om 14-30 kr/kWh, ett isolerat Sverige, att marknaden finansierar kraftverk som kräver elpris lägre än det maximala under tillräckligt lång tid, en tillförd mängd vind- eller kärnkraft om 9 TWh/år samt en acceptabel bristrisk om 1 timme vart 5:e-10:e år. Med dessa förutsättningar blir vindkraftens effektvärde 443-513 MW och kärnkraftens effektvärde 781-1330 MW om man använder den internationellt använda metoden för effektvärde.
- Med samma antaganden kan behovet av effektreserv beräknas, dvs. den mängd som inte finansieras av enbart elpriser. Resultatet blir 1400-1900 MW (ej kärnkraft/vindkraft), 1700-2000 MW (med 9 TWh vindkraft), 1700-1900 MW (med 9 TWh kärnkraft).
- Resultaten ska inte ses som exakta uppskattningar utan snarare indikera storleksordningen på vad som behövs, samt vilka kopplingar som finns mellan kraftslag, elförbrukning, risk för effektbrist och accepterade elpriser. Det finns mycket som inte beaktats, t ex haverier i övriga kraftverk, tillgång till import eller flexibel elförbrukning.

#### 3.1 Bakgrund

I Sverige måste vi ha ett elsystem med en mycket hög leveranssäkerhet och detta oavsett vilken typ av kraftverk vi har i framtiden. Denna fråga kom upp redan efter avregleringen i slutet av 90-talet och resultatet blev en lagstiftning som gav Svenska Kraftnät rätt att upphandla upp till 2000 MW effektreserv inför varje vinter.

För närvarande får upp till 1500 MW upphandlas vilket till 50% ska bestå av förbrukningsreduktioner. Genom ett riksdagsbeslut 2016 etablerades den ordning som nu gäller dvs. en successiv utfasning av den centralt upphandlade effektreserven till år 2025.

Svenska Kraftnät har i en remiss på regeringens punktskatterförslag om höjd skatt på kärnkraft bland annat skrivit att *"en enkel analys ... indikerar att en stängning av O1, O2, R1 och R2 markant skulle öka risken för effektbrist i södra Sverige"*. Uppenbarligen verkar inte Svenska Kraftnät lita på att marknaden själv snabbt nog löser frågan om att det ska finnas tillräckligt med kapacitet. Det finns en risk för att de har rätt, men å andra sidan måste det finnas ett regelverk som gör att elmarknaden löser denna fråga oavsett om olika producenter motiverar stängning av sina anläggningar med politiska beslut, åldrande anläggningar eller prisläget. Exempel på prispåverkande beslut är såväl tillstånd till ledningar till utlandet, utökning av certifikatsystemet eller ändring av skatter.

Det finns i princip tre olika sätt att se till att det blir tillräckligt med effekt:

- 1) En så kallad energy-only-marknad, där man har ett elpris som kan bli mycket högt och där detta höga pris motiverar investeringar i nya produktionsanläggningar eller flexibel elförbrukning. Man måste då acceptera att det blir effektbrist ibland och att priset då sätts av kostnaden för tvångsbortkoppling av kunder. I en energy-only-marknad får man ju bara betalt om resursen används och det som aldrig används får heller aldrig betalt! Och vem vill göra en sådan investering, oavsett om det är ett kraftverk eller en investering för flexibel konsumtion?
- 2) Upphandlade "strategiska reserver", vilket är den metod som för närvarande används, dvs.
- 3) Man betalar vissa producenter och konsumenter en fix summa per vinter för att de ska finnas tillgängliga. Även i detta system uppstår en viss risk för effektbrist, men hur mycket den begränsas beror på mängden upphandlad effekt. Man måste också acceptera att priset ibland blir riktigt högt för att det ska bli lönsamt att bygga kommersiella kraftverk som nu används mer sällan eftersom det finns vissa kraftverk som får en effektersättning.
- 4) En kapacitetsmarknad, där man inför effektbidrag. I system där detta införts blir effektersättning en mycket stor del av betalningen.

I praktiken är förstås metod 2 ett mellanting mellan 1 och 3 där man kan välja hur mycket effekt som ska få en kapacitetsersättning, prissättning av effektreserven till marknad etc.. En utmaning med metod 1 är att man ibland kan få mycket höga elpriser eftersom detta är nödvändigt för att få till investeringar. Som exempel kan nämnas att under perioden 1992-2011 (20 år) var den högsta elförbrukningen 26 663 MW (2004), och den näst högsta 26 323 MW (2001) enligt Svenska Kraftnäts tidsserier [3]. Detta innebär att under ett år av tjugo behövdes 310 MW extra under högst ett par timmar. Det är tveksamt om "marknaden" är beredd att ta den risk som det innebär att tillföra 500 MW (produktion eller flexibel konsumtion) om man bara får betalt några timmar vart 20:e år. Dessutom är det än mer komplicerat då det kan hända att det blåser eller inte blåser, import är möjligt eller inte. Alla dessa osäkerheter ökar risken för investerare.

**Man ska därmed inte tro att det är möjligt att både ha låga elpriser, ingen effektersättning och att det samtidigt finns producenter/konsumenter som ser till att det finns tillräckligt med effekt vid sällan förekommande effekttoppar!**

För att välja vilken metod man tycker är bäst, så måste man principiellt ta ställning till A) Vilken effektbrist kan vi acceptera, samt B) Vilket är det högsta pris vi kan acceptera. Om man både vill ha en mycket liten risk för effektbrist (någon timme vart 20:e år) och samtidigt aldrig höga priser (typ 3-10 kr/kWh) så måste man förespråka någon form av effektersättning.

Det finns absolut ingen automatik i att stängning av kärnkraft leder till effektbrist. Men det förutsätter ett robust system för hantering av frågan enligt någon av ovanstående metoder. Och utan detta system finns en risk för effektbrist, oavsett typ av framtida kraftverk.

### **3.2 Studie av perioden 1996-2013.**

I det följande kommer först data från perioden 1996-2013 att studeras. Utgångspunkten är konsumtionsdata per timme vilka erhållits från Svenska Kraftnät. På deras hemsida finns data för 2001-2013. Äldre data har erhållits efter direktkontakter. Av intresse är också inverkan av vindkraft och kärnkraft och dessa kraftkällors samspel med den metod som används för att hantera risken för effektbrist. Perioderna 1996-2001, 2007-2013 och 2001-2013 är valda i den analysen eftersom det för dessa perioder finns en bra databas för vindkraft (eller kärnkraft) med data per timme, så man kan studera samma mängd vindkraft för flera år. Dessutom finns elförbrukningsdata per timme.

#### **3.2.1 Elförbrukning**

Data för perioden 1996-2013 har erhållits från Svenska Kraftnät. Dessa data är de data som rapporteras in till Svenska Kraftnät [3]. Dessa data är inte exakt samma som "total konsumtion/produktion". Skillnaden beror bland annat på viss typ av lokal produktion, t ex industriellt mottryck där det finns intern produktion i vissa industrier. Detta medför, t ex, att rapporterad max-konsumtion per år, vilka t ex finns i Svensk Energis årsrapporter [4], inte är exakt desamma som de konsumtionsdata som finns i Svenska Kraftnäts data. Tabell 3 visar på skillnaden.

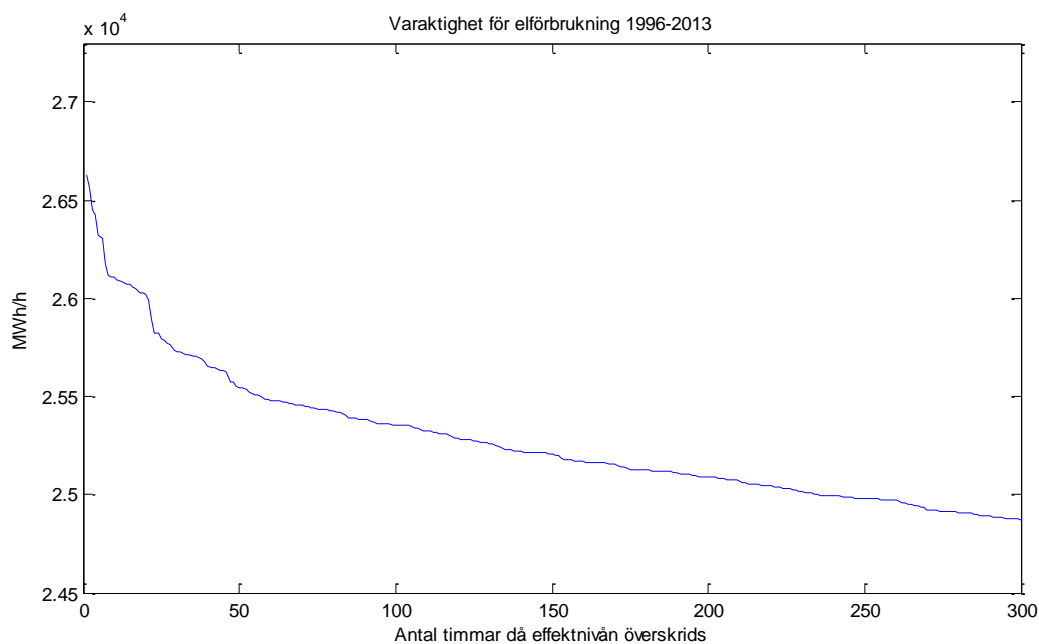
Som framgår av Tabell 3 så ligger Svensk Energis nivå alltid högre vilket beror på att man även beaktar sådan produktion/konsumtion som inte finns med i Svenska Kraftnäts statistik, t ex intern produktion i industriellt mottryck. Under 3 år (1999, 2005 och 2012) är dessutom vald tidpunkt olika, men skillnaden i nivå mellan de olika datumen är liten.

I fortsättningen kommer tidserierna från Svenska Kraftnät att användas. Ur effektbalanssynpunkt är den viktigaste frågan hur "resterande" produktion (dvs. den som inte är intern i t ex industriellt mottryck) ska kunna täckas.

Datum	tid	Max förbrukning [MW] [4]	Max förbrukning [MW] [3]	Extra effekt
1996-02-07	08-09	26300	25647	653
1997-02-17	08-09	25500	24287	1213
1998-12-07	16-17	24600	24016	584
1999-01-29	08-09	25800	25220	580
1999-12-16	08-09	-	25625	-
2000-01-24	08-09	26000	25383	617
2001-02-05	17-18	26800	26323	477
2002-01-02	16-17	25800	25354	446
2003-01-31	08-09	26400	25730	670
2004-01-22	08-09	27300	26633	667
2005-03-03	08-09	25800	25121	679
2005-12-19	16-17	-	25212	-
2006-01-19	17-18	26300	25518	782
2007-02-21	18-19	26200	25418	782
2008-01-23	17-18	24500	23588	912
2009-12-21	16-17	24800	24470	330
2010-12-22	16-17	26700	26179	521
2011-02-23	08-09	26000	25363	637
2012-02-03	09-10	-	25366	-
2012-12-13	16-17	26200	25276	924
2013-01-25	08-09	26750	26072	678

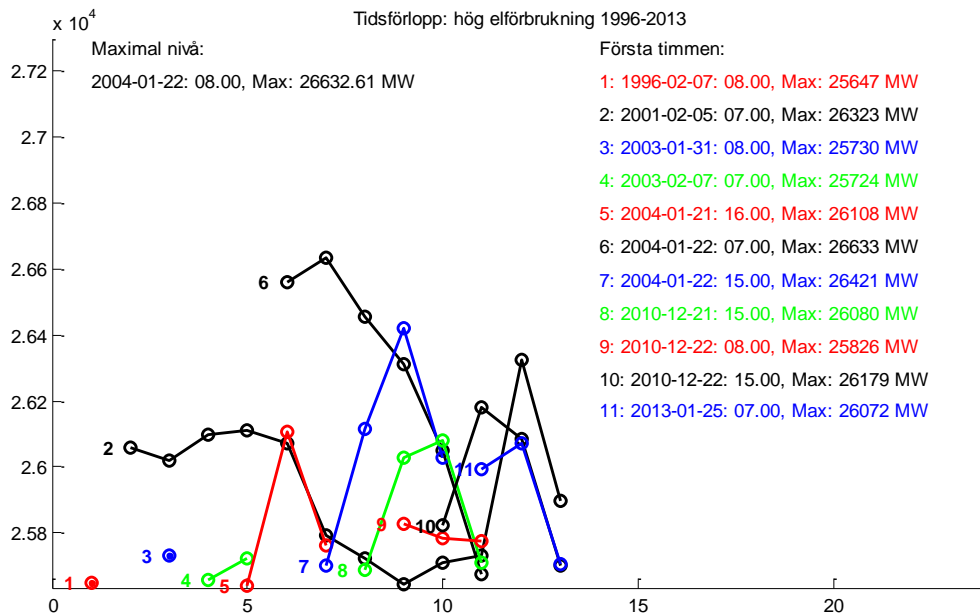
**Tabell 3 Eلفörbruknings-max per år från 2 olika källor.**

Om man nu tar alla data från Svenska Kraftnät (1996-2013) och sorterar de högsta värdena i fallande ordning så erhålls Figur 8.



**Figur 8 Varaktighetskurva för de 300 högsta timmarnas förbrukning i Sverige 1996-2013.**

Det högsta av de 300 värdena är 26 633 MW och det lägsta är 24 672 MW. Det innebär att de sista 1961 MW används under 300 timmar under 18 år, dvs. i genomsnitt 17 timmar per år. De olika nivåerna har inträffat vid olika tider. Om man enbart studerar de nivåer som ligger över 25 633 MW, dvs. de högsta 1000 MW konsumtion, så erhålls Figur 9.



**Figur 9 tidsförlopp för de 11 högsta elförbrukningsförloppen 1996-2013.**

Figur 9 visar att de sista 1000 MW behövdes under 11 tillfällena under 18 år. Ibland endast enstaka timmar men vid ett tillfälle, nr 2 - 2001, under 12 timmar i sträck. Högst elförbrukning var det under 2004. Under åren 2005-2009 (5 år) var inte elförbrukningen tillräckligt hög någon gång för att komma med i figuren.

### 3.2.2 Behov av elproduktion för att klara hög elförbrukning

Som framgår av ovanstående är riktigt hög elförbrukning relativt sällan förekommande. Det innebär att de kraftverk som används för extrema situationer kommer att användas relativt sällan. Verkligheten är (som vanligt) något mer komplicerad än att bara studera elförbrukningsnivåer. Tillgängligheten varierar för samtliga kraftslag och importmöjligheten kan också vara olika vid olika tillfällen beroende på såväl elförbrukning i grannländer, tillgänglighet i deras kraftverk, samt tillgängligheten på själva förbindelsen till grannlandet. För en mer noggrann analys måste man därmed ta hänsyn till alla dessa faktorer för att kunna uppskatta hur ofta toppkraftverk kommer användas. Om man beaktar såväl import som begränsad tillgänglighet kan detta a) medföra att man har högre tillgång till effekt då det är hög tillgänglighet och importmöjlighet eller b) medföra att man får lägre tillgång till effekt då det är låg tillgänglighet och begränsade importmöjligheter.

Men slutsatsen är ändå densamma: de kraftverk (eller flexibel elförbrukning) som behövs för att klara elförbrukningstoppar kommer ha ett mycket lågt utnyttjande, och det kan ibland gå år mellan de tillfällena då de verkligen behövs. Det kan förstås påpekas att kraftverk/flexibel förbrukning som används vid "hög elförbrukning" även kan användas vid andra tillfällen. Detta förbättrar i så fall utnyttjandet av dessa. Men å andra sidan medför detta att andra kraftverk används mindre vilket kan minska de ekonomiska förutsättningarna för att dessa ska finansieras av marknaden.



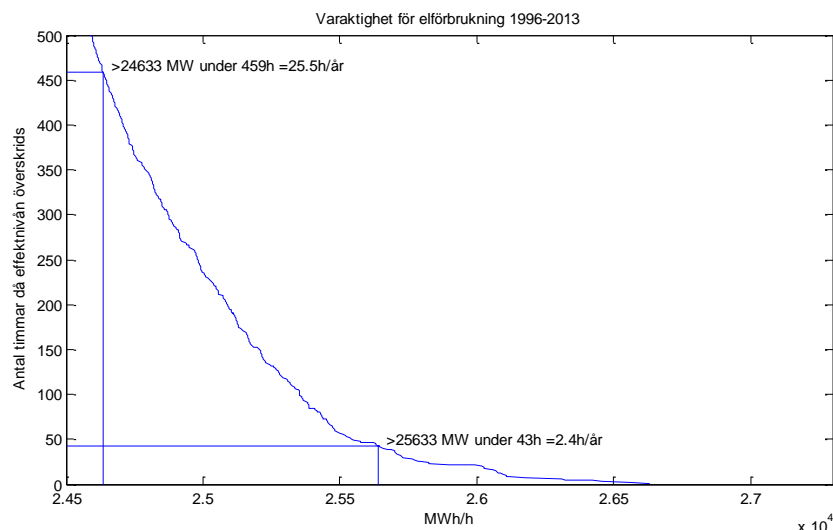
### 3.2.3 Enkelt exempel för att illustrera ekonomi för sällan använda kraftverk

I det följande görs följande antaganden:

- 1) För kort utnyttning under året används gasturbiner. Kostnaden för dessa är 360 kr/kW per år samt 1200 kr/MWh. Tillgängligheten antas vara 95 procent. Dessa data har hämtats från en rapport från 2014, [5], med en kalkylränta på 6 %.
- 2) För övriga, marknadsfinansierade, kraftverk med låg driftkostnad antas en 100-procentig tillgänglighet. På marginalen antas marknadsfinansierade gasturbiner med data enligt ovan.
- 3) Det maximalt tillåtna elpriset är 14 kr/kWh. Det innebär att marknaden kan förväntas bygga kraftverk som är lönsamma om elpriset är högst 14 kr/kWh under tillräckligt lång tid.
- 4) Investerarna ser enbart på förväntad användning under ett "normalår" vilket är genomsnittet av de studerade åren.
- 5) Det finns ingen möjlighet till import vid hög elförbrukning.
- 6) Elförbrukningen varierar som den gjort i Svenska Kraftnäs data för den studerade perioden.
- 7) En risk för effektbrist ("Loss of Load Probability"=LOLP), dvs. kapaciteten räcker inte, om 1 timme vart femte år (LOLP=0,2 h/år) antas acceptabelt.
- 8) Då 14 kr/kWh inte räcker så antas att man måste ha ett speciellt system ("effektreserv" eller "strategisk reserv") för den resterande effekten som marknaden inte kommer betala, men som behövs för att få ner LOLP till en acceptabel nivå.

Om en gasturbin skall användas 29.6 timmar per år, och denna skall finansieras av elpriset, så måste elpriset därmed vara  $1200+360000/29.6/0,95 = 1200+12802 = 14002$  kr/MWh = 14 kr/kWh. Detta innebär att en elförbrukningsnivå som enbart existerar mindre än 29,6 h/år kommer inte kunna täckas av kraftverk som finansieras av elmarknaden då denna kräver ett elpris om 14 kr/kWh under minst 29.6 timmar.

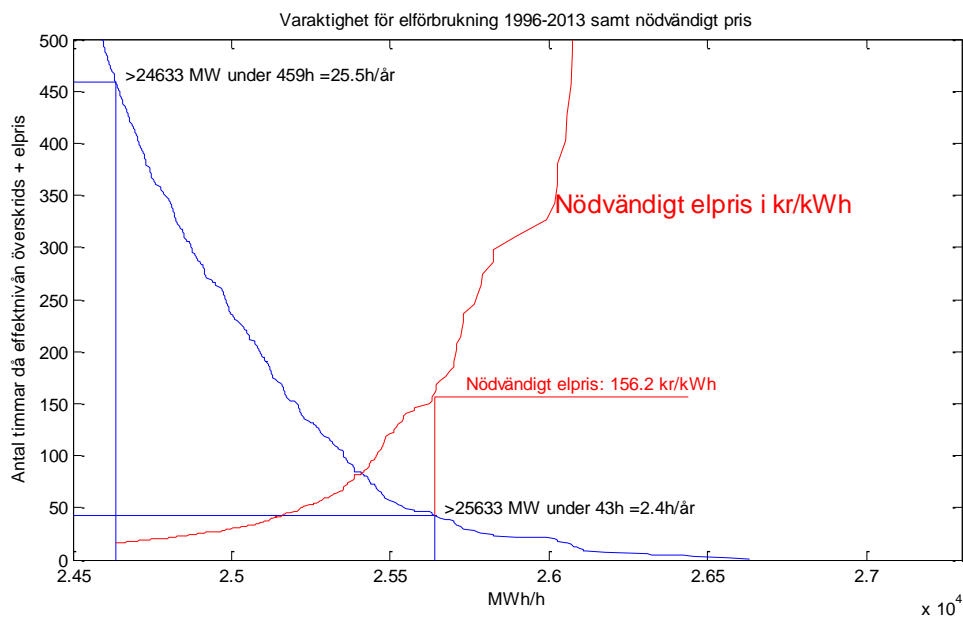
Om man nu studerar de högsta elförbrukningarna så kan man istället byta plats på axlarna i Figur 8. Man erhåller då Figur 10.



**Figur 10** Varaktighetskurva för de 500 timmarna med högst elförbrukning under perioden 1996-2013. Max förbrukning 26633 MW, 2004.

I Figur 10 har även varaktigheten för de sista 1000 (elförbrukning > 25 633 MW) respektive 2000 MW (elförbrukning > 24 633 MW) lagts in. De sista 2000 MW behövs därmed under i genomsnitt 25,5 timmar per år. Om en gasturbin används 25,5 timmar per år så måste elpriset därmed i genomsnitt vara  $1200 + 360\,000 / 25,5 / 0,95 = 1200 + 37\,895 = 16\,060$  kr/MWh = 16 kr/kWh under dessa 25,5 timmar för att denna gasturbin ska få kostnadstäckning om det inte finns någon effektersättning.

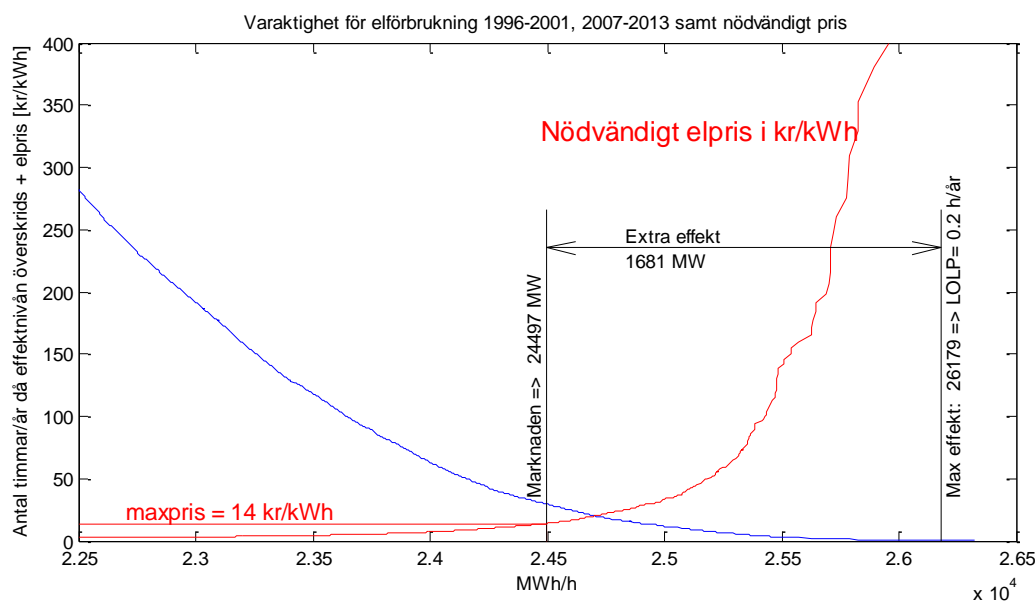
Men detta förutsätter just att gasturbinen får priset 16 kr/kWh under i genomsnitt 25,5 timmar varje år. Detta gäller ju just vid nivån 24 633 MW elförbrukning. Vid högre elförbrukning blir utnyttjningstiden lägre och därmed måste priset vara högre. Priskurvan tillsammans med varaktighetskurvan i Figur 11.



**Figur 11 Varaktighetskurva för hög elförbrukning samt nödvändigt elpris vid hög elförbrukning för att gasturbin ska få kostnadstäckning.**

Figur 11 visar att, med de förutsättningar som givits, så är det nödvändigt att ha ett elpris om 156,2 kr/kWh för att en gasturbin ska få kostnadstäckning om den enbart används under 2,4 timmar per år.

Vi gör nu antagandena enligt ovan, dvs. punkt 1-8 och studerar perioden 1996-2001 samt 2007-2013. Val av tidsperiod är att det är denna period som kommer studeras senare, då vinddata funnits tillgängligt. Resultatet visas i Figur 12.



**Figur 12** Varaktighet/år för hög elförbrukning samt behov av effektreserv vid ett antaget maxpris om 14 kr/kWh och en accepterad effektbrist om 1h vart 5:e år.

### 3.2.4 Kommentarer till exemplets antaganden

I exemplet i avsnitt 3.2.3 gjordes en hel del förenklingar som här ska kommenteras samt hur dessa kan tänkas slå på resultatet:

*1) För kort utnyttjning under året används gasturbiner. Kostnaden för dessa är 360 kr/kWh per år samt 1200 kr/MWh. Tillgängligheten antas vara 95 procent.*

Gasturbinkostnaden i sig är inte så osäker. Däremot minskar säkert investeringsviljan vid osäker användning, osäkra elpriser och osäker politik. Det är ganska osäkert om det politiska systemet och regelverket kommer acceptera elpriser om 16 kr/kWh i det långa loppet. Och om inte dessa priser finns i verkligheten så kommer heller inte gasturbinägarna att få betalt. De kostnader som använts har byggt på "perfekt information" om utnyttjandet och kostnadstäckning samt given realränta, 6 %.

*2) För övriga, marknadsfinansierade, kraftverk med låg driftkostnad antas en 100-procentig tillgänglighet. På marginalen antas marknadsfinansierade gasturbiner med data enligt ovan.*

I verkligheten är förstas inte den installerade kapaciteten tillgänglig hela tiden. Vattenkraften har, t.ex., en installerad effekt om ca 16 000 MW men historiskt maximum är ca 13 800 MW. Kärnkraften (idag) kan ge ca 9531 MW, men under elförbrukningstoppen 2009 (2009-12-21, 16-17) erhålls enbart 57 procent (5330 MW) från dessa verk. Vindkraftens produktion varierar också och kan vara under 15 procent av installerad effekt under elförbrukningstoppar. Det kan alltså finnas tillfällen med hög produktionskapacitet och låg kapacitet. Det principiella resonemanget är dock detsamma: extra behov av toppkapacitet behövs och utnyttjningstiderna kan bli mycket låga vilket förutsätter mycket höga elpriser om de ska finansieras av elmarknaden.

*3) Det maximalt tillåtna elpriset är 14 kr/kWh. Det innebär att marknaden kan förväntas bygga kraftverk som är lönsamma om elpriset är högst 14 kr/kWh under tillräckligt lång tid.*

Denna prisnivå har här bara antagits. Senare antas även nivån 30 kr/kWh. Ju högre pris som antas, desto mer effekt kan man förvänta sig att marknaden kan stå för utan någon effektreserv. Det är dock centralt att det finns ett stöd för att acceptera en viss nivå, för att investerarna skall kunna lita på detta. Om det finns en tro att reglerare/politiker inte accepterar en viss nivå utan kommer att ändra reglerna om priset blir "för högt" så minskar detta investerarnas vilja att investera

**4) *Investerarna ser enbart på förväntad användning under ett "normalår" vilket är genomsnittet av de studerade åren.***

Har kommenterats ovan under punkt 1).

**5) *Det finns ingen möjlighet till import vid hög elförbrukning.***

Det kan förstås finnas denna möjlighet och bland annat beror importmöjligheten på elpriset. Om elpriset hamnar på de mycket höga nivåer som nämns i exemplet ovan, 16-156 kr/kWh eller mer, så kommer det förstås att finnas ett mycket stort intresse att exportera till Sverige!

**6) *Elförbrukningen varierar som den gjort i Svenska Kraftnäts data för den studerade perioden.***

Detta resonemang utgår bland annat från att elförbrukningen är okänslig för priset. Detta är förstås fel. Om priset skulle vara 156 kr/kWh skulle förstås många konsumenter vara beredda att stänga av sin konsumtion. Däremot är kanske inte viljan lika stor vid 16 kr/kWh för enstaka timmar. Detta är förstås en outnyttjad resurs. Däremot måste man även här beakta utnyttjningstid och hur ofta olika nivåer förekommer. Antag, t ex, att man istället för gasturbiner ska ha flexibel konsumtion för de sista 1000 MW:en. Utseendet på dessa under de 18 åren från 1996-2013 framgår av Figur 9. Om man antar att hela elsektorn ska finansieras av elpriset (ingen kapacitetsmarknad eller strategisk reserv) så innebär det att även utrustningen för flexibel elanvändning (totalt 1000 MW kapacitet, dvs. ca Stockholms elförbrukning) med brytare, informations-system, ekonomisk hantering etc., ska finansieras och utnyttjandet är endast 11 gånger under 18 år, flera år i rad utan något behov, vissa år många timmars behov, andra år endast enstaka timmar. Självfallet en stor potential och möjlighet, men att räkna med detta innan det implementerats medför förstås osäkerheter. Ett nystartat projekt vid KTH ska närmare studera detta.

En annan osäkerhet är just elförbrukningsnivån i sig. Den varierar mycket mellan olika år och osäkerheter för framtiden inkluderar varmare väder (?), övergång från elvärme till värmepump (?), mängd mekanisk massa i pappersindustrin (?), elbilar (?).

**7) *En risk för effektbrist ("Loss of Load Probability"=LOLP), dvs. kapaciteten räcker inte, om 1 timme vart femte år (LOLP=0.2 h/år) antas acceptabelt.***

Även nivån 0.1 h/år studeras. I verkligheten är denna analys betydligt svårare eftersom det finns en risk med bortfall i många kraftverk samtidigt med låg vind och låg import. I det fall som studeras här kan man ansätta LOLP=0 h/år, men inte i ett verkligt system.

**8) *Då 14 kr/kWh inte räcker så antas att man måste ha ett speciellt system ("effektreserv" eller "strategisk reserv") för den resterande effekten som marknaden inte kommer betala, men som behövs för att få ner LOLP till en acceptabel nivå.***

***Skillnaden mot dagens system är att här antas att det ska ske investeringar i nya kraftverk baserat på detta system. Det måste då, förmodligen, ha mer fasta ramar än det system som finns för närvarande med årliga upphandlingar, för att investerarna ska investera.***

Som framgår av ovanstående resonemang är det svårt att se att det blir just gasturbiner som täcker hela behovet om upp till 2000 MW. Såväl import som flexibel förbrukning kommer troligen att vara mer konkurrenskraftigt och även detta är sådant som potentiella gasturbinägare måste beakta.

## 4 Vattenkraftens förmåga att balansera stora mängder vindkraft

### 4.1 Introduktion

Vattenkraftens unika förmåga att balansera kraftsystemet på alla tidsskalor från sekund till år kommer att spela en central roll i ett framtida kraftsystem med stor andel förnyelsebar elproduktion [6]. Majoriteten av den nordiska vattenkraften finns i Sverige och Norge medan vindkraft finns i samtliga nordiska länder och även i andra grannländer som Baltikum eller Tyskland. Från Norge finns även elkablar till Nederländernas och till Storbritannien (på gång).

För att få storleksordningen klar så har vattenkraften en installerad effekt om 16 200 MW, varav 13 700 MW betraktas som tillgänglig [7]. Sveriges handelskapacitet med grannländerna är ca 10 000 MW och vindkraften har för närvarande en installerad effekt om ca 5600 MW [8]. I praktiken sker en kontinuerlig samordning av produktion i olika grannländer genom elhandel över gränserna och genom nära samverkan mellan de systemansvariga i främst Sverige och Norge. I denna beskrivning tar vi dock ett nationellt perspektiv, dvs. vi diskuterar svensk vattenkraft i förhållande till svensk vindkraft och går inte in på vilka behov och förmågor som finns bortom utlandsförbindelserna.

När vi talar om balansering av kraftsystemet är det viktigt att skilja på behov, bidrag och förmåga. Behovet av balansering sätts av icke-planerbar produktion, risk för haverier i planerbar produktion samt konsumtion. Behovet möts av det sammanlagda bidraget från planerbara källor. Jämför engelskans (non-) dispatchable. Historiska behov och bidrag kan analyseras genom att analysera historiska data. Det många undrar över nu är framtida behov och förmåga, vilket inte utan vidare kan uppskattas genom att titta bakåt. Här krävs analytiskt arbete och simuleringsstudier vilket också pågår på flera håll. De resultat som publicerats hittills, t.ex. i [9] [10] [11] [12], ger ledtrådar, men är inte tillräckligt omfattande för att kunna dra definitiva slutsatser.

Denna delrapport ger p.g.a. komplexiteten i frågan inte några exakta svar avseende framtida behov och vattenkraftens reglerförmåga. Syftet med rapporten är att ge läsaren en känsla för vad vattenkraftsystemet bidrar med idag och vad som gör detta möjligt. I Avsnitt 4.2 ges en kvalitativ beskrivning av vattenkraftsystemet med fokus på de egenskaper som möjliggör och begränsar balansering av kraftsystemet. I Avsnitt 4.3 presenteras en metod för att mäta nuvarande behov och bidrag till kraftsystemets balansering, vilken lägger en grund för kommande kvantitativa analyser. I Avsnitt 4.4 görs en enkel analys av vindkraftens prognosfel och vattenkraftens möjligheter att balansera dem. Avsnitt 4.5 sammanfattar nuvarande kunskapsläge, samt pågående och planerade arbeten.

## 4.2 Reglerade älvsystem och hur de kan balansera kraftsystemet

Grundläggande förutsättningar för vattenkraftproduktion är att det finns vatten och fallhöjd, dvs. en nivåskillnad mellan två vattenytor. Därtill behövs ett vattenkraftverk som omvandlar vattnets lägesenergi till elektrisk energi. I vattenkraftverket leds vattnet förbi en turbin som i sin tur driver en generator. Turbin och generator tillsammans brukar kallas för aggregat. Den elektriska effekten (energi per sekund) som generatören matar in i kraftnätet är proportionell mot fallhöjd och vattenflöde.

Sveriges (och Norges) topografi är mycket gynnsam för vattenkraftproduktion på grund av att det finns stora arealer på relativt hög höjd. Nederbörden som faller över dessa höglänta arealer samlas upp i bäckar, älvar och sjöar alldeles av sig själv – energin koncentreras naturligt. Därtill har vi med hjälp av dammar, tunnar och kanaler samlat fallhöjden på lämpliga ställen och där byggt vattenkraftverk. De stora älvar som används för vattenkraftproduktion är idag i princip helt utbyggda, dvs. det finns inte mycket fallhöjd kvar att ta till vara för ökad energiproduktion. Fyra stora svenska älvar är fortfarande helt orörda. Det är dock tekniskt möjligt att få mer effekt genom att bygga fler parallella aggregat i samma station, vilket ger mer effekt men däremot inte ger mer energi över året eftersom den beror på tillrinning och fallhöjd.

Figur 13 visar schematiskt hur ett reglerat älvsystem kan se ut. Magasinvolymer och fallhöjder ges av dammarnas placering, vilken i sin tur ges mycket av naturliga förutsättningar (var det är ekonomiskt att bygga). Vattenmagasinen skapar möjlighet att lagra vatten och omfördela energiuttaget i tiden. En viktig funktion är till exempel att samla upp vatten från snösmältning (vårflod) och höstregn och portionera ut detta mer jämnt över året, i synnerhet under nästkommande vinter när förbrukningen är högre. I Sverige, Norge och Finland har vi dock gjort mycket mer än så; vattenkraften är byggd för att kunna balansera variationer i produktion och förbrukning på alla förekommande tidsskalor från säsong till sekund. I det följande ska vi titta närmare på de egenskaper hos reglerade älvsystem som möjliggör och begränsar balansering kraftsystemet.

### 4.2.1 Energilager i form av vattenmagasin

Vattenmagasinen är det som skapar förutsättning att lagra vatten och omdisponera det i tiden. De fungerar i praktiken som energilager som laddas genom återhållen produktion, alltså när inflödet är större än tappningen. Den totala lagringskapaciteten i Nordiska vattenmagasin uppgår till 121 TWh [13] varav ca 33 TWh finns i Sverige. Detta kan jämföras med den genomsnittliga svenska vattenkraftproduktionen på 65 TWh/år. En annan relevant jämförelse är lagringskapaciteten tillgänglig för pumpad vattenkraft inom EU vilken totalt uppgår till 2.5 TWh [14]. Som övning åt läsaren lämnas att räkna ut hur många batterier<sup>1</sup> om vardera 10 kWh som behövs för att få ihop 1 TWh.

Hur stora energilager behövs då i ett framtida kraftsystem med stora mängder vind- och solkraft? Forskare från Vattenfall R&D och Uppsala universitet har studerat detta och bland annat visat att balansering av 100 GW vindkraft<sup>2</sup> fordrar ett energilager på ca 2.2 TWh för att klara 90 procent av alla variationer över 14 dagar [15]. Sett till detta har vi alltså enorma energilager att tillgå i Norden som kan laddas upp och laddas ur genom att variera vattenkraftproduktionen. Det som sätter begränsningen för hur mycket vindkraft som kan integreras är alltså sannolikt inte lagrens storlek utan

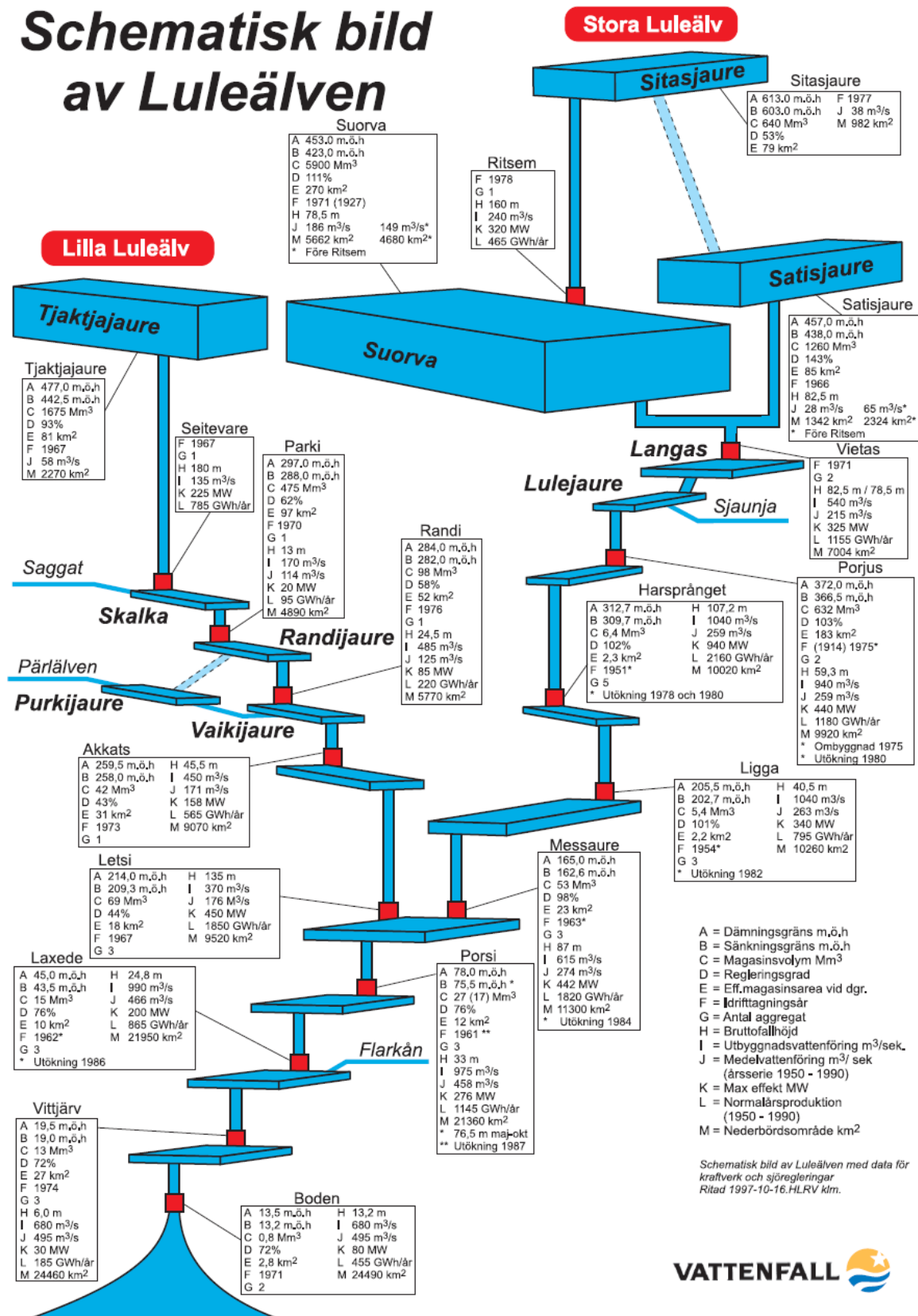
<sup>1</sup> Batteriers lagringskapacitet är liten jämfört med vattenkraftmagasin, men det möjliga effektuttaget i relation till lagrad energi är desto större. För ett Tesla-batteri är effektuttaget per lagrad energienhet ca 700 gånger större än för svensk vattenkraft. Detta säger någonting om både vattenkraftens och batteriers användbarhet.

<sup>2</sup> 100 GW vindkraft i Nordsjöområdet är ingen orimlig tanke om EU ska klara klimatmålen.

produktionsenheternas disponibla kapacitet, älvsystemens flexibilitet, samt transmissionskapacitet från berörda produktionsområden.



# Schematisk bild av Luleälven



Figur 13. Schematisk bild av Lule älv. De stora energilagringmagasinen, Sourva, Sitasjaure, Satisjaure och Tjaktajaure, ligger längst upp i älven. Ritsem, samt sträckan mellan Porjus och Messaure är kraftigt effektutbygda och kan balansera mycket stora variationer hos nettoförbrukningen.

Magasinen har olika funktion beroende på hur stora de är och var i älvsystemet de ligger. Som energilager betraktade måste magasinens storlek ses i relation till inflöden och utflöden, samt till en tidskala. Magasin kan betraktas som stora på dygnsskalan, men vara i princip obefintliga på säsongsskalan beroende på hur lång tid de tar att fylla respektive tömma. Ett magasin är att betrakta som stort på en given tidskala om det väsentligt minskar den hydrauliska kopplingen mellan älvssträckan uppströms och älvssträckan nedströms så att dessa kan köras mera fritt i förhållande till varandra. Grovt kan man dela in magasinen i tre kategorier med avseende på storlek och funktion.

#### 4.2.1.1 Stora magasin / säsongsmagasin

De största magasinen utgörs vanligen av en större sjö som regleras mellan en övre tillåten vattennivå (dämningsgräns) och undre tillåten vattennivå (sänkningsgräns). Sveriges största vattenmagasin är Väneren som rymmer 9400 Mm<sup>3</sup> mellan dämnings- och sänkningsgräns. Stora magasin högt upp i älvsystemet kallas för säsongsmagasin eftersom deras funktion är att samla upp och lagra de stora vattenmängder som rinner till under snösmältning och höstregn. Det sätt på vilket vatten portioneras ut från säsongsmagasinen har stor inverkan på produktionen i hela den nedanför liggande älvssträckan. Varje vattenmagasin har också lokal tillrinning från mindre oreglerade vattendrag, men dessa flöden är små jämfört med de reglerade flödena i huvudälven.

#### 4.2.1.2 Mellanstora magasin / veckomagasin / buffertmagasin / återregleringsmagasin

Som nämnts ovan kan mindre magasin också betraktas som stora på kortare tidsskalor. Som exempel från Figur 14 kan vi ta magasinen direkt uppströms Porjus eller Messaure, vilka är att betrakta som små på säsongsskalan, men stora på dygnsskalan. Magasin som kan lagra skillnaden mellan in- och utflöde under ett par dygn kallas ibland veckomagasin eller återregleringsmagasin. Med ett mellanliggande återregleringsmagasin kan till exempel flödesvariationerna från en kraftigt effektutbyggd älvsträcka återregleras till ett mindre varierat produktionsmönster nedströms detta magasin.

Ur flexibilitetssynpunkt är värdet av mellanstora magasinen stort. En älv med några mellanstora magasin längs vägen är mer lättplanerad eftersom den naturliga tidfördröjningen av flödesändringar till nedströms delar av älvens får mindre betydelse. De gör att mer vatten finns att tillgå med kortare framförhållning. De gör också älven mer förlåtande genom att erbjuda viss ångerrätt på det vatten som släpps från toppmagasinen om förutsättningarna ändras längs vägen. Mellanstora magasin tros bli extra värdefulla när det gäller att balansera stora mängder vindkraft eftersom vädersystem typiskt sträcker sig över ett par dygn.

#### 4.2.1.3 Små magasin / dygnsmagasin

Små magasin är sådana som endast kan lagra skillnaden mellan in- och utflöde under någon eller ett par timmar. Dessa bidrar förstås också till flexibiliteten, men då främst på tidskalan. Denna lagringskapacitet kanske inte bidrar med så mycket när det gäller att reglera vädersystem, men väl för att hantera prognososäkerheter.

Det är viktigt att inte bara se till kraftverket vid aktuellt magasin. Som åskådningsexempel kan nämnas Sveriges största effektutbyggda vattenkraftverk, Harsprånget, med ovanstående resonemang har ett litet magasin. Men samkörning med uppströmsliggande kraftstationer med större magasin gör att denna stora effekt kan realiseras i både dygns och veckoskala.

#### 4.2.2 Utbyggnad för effekt

Ett vattenkraftverk som är avsett att generera ”baskraft”, alltså konstant inmatning av effekt till elnätet dygnet runt, året runt, skulle kunna dimensioneras efter medelårsvattenföringen; detta givet att det finns ett magasin uppströms som kan lagra variationerna i inflödet. Ett sådant energidimensionerat kraftverk skulle inte kunna stängas av någonsin utan att vatten behövde spillas. Balansering av kraftsystemet handlar om att kunna välja när elektriciteten ska genereras och då behövs en möjlighet att kunna köra mer under kortare tid, helst utan att behöva spilla.

Eftersom effekten från ett vattenkraftverk är fallhöjd gånger vattenflöde så kan man välja att öka effekten genom att öka dess slukförmåga, alltså hur stort vattenflöde som kan gå genom turbinerna. Den årliga vattenmängden ökar förstås inte av att vi gör detta och därför minskar aggregatens utnyttjandetid när vi bygger ut för effekt. Om slukförmågan dubblas kan vi alltså generera dubbelt så hög effekt, men under hälften så lång tid.

När kärnkraften byggdes i Sverige på 70- och 80-talet tillkom stora mängder basproduktion och vattenkraften kom då att användas mer för att balansera lastens dygns- och veckovariationer. Vissa älvssträckor effektutbyggdes kraftigt för att kunna balansera stora variationer och för att kompensera plötsliga bortfall av flera stora produktionsenheter. Denna effektutbyggnad har vi stor nytta av nu när vindkraften byggs ut.

Ibland hör man att vattenkraften är fullt utbyggd, och det är i stort sett sant om man avser energi, alltså utnyttjade fallhöjder, och inte vill exploatera de fyra orörda älvarna. Bygga ut för effekt kan man dock göra nästan hur mycket som helst, så länge man håller sig till vattenhushållningsbestämmelserna. Detta kommenteras vidare i Avsnitt 4.2.3. Med högre installerad effekt går det ofta också att fånga lite mer energi vid höga flöden, men som regel innebär utbyggnad för effekt att antalet drifttimmar minskar, eftersom man under vissa timmar har en mycket högre tappning och totala mängden vatten är ungefär densamma. Med nuvarande marknadsmodell ska alltså en investering i ökad produktionskapacitet betalas av skillnaden mellan höga och låga priser, vilket för närvarande<sup>3</sup> är svårt att räkna hem ekonomiskt.

##### 4.2.2.1 Utbyggnadsgrad

Kvoten mellan maximal stationsvattenföring  $Q_{inst}$  och medelårsvattenföringen  $Q_{ave}$  kallar vi utbyggnadsgrad,

$$F_D = \frac{Q_{inst}}{Q_{ave}}. \quad (1)$$

Om man antar att fallhöjden är konstant kan man lika gärna ta kvoten mellan installerad effekt och medeleffekt. Måttet blir då inversen av det som ofta kallas kapacitetsfaktor,  $c_f$ . För andra kraftslag indikerar en låg kapacitetsfaktor ofta låg tillgänglighet, men för vattenkraft indikerar en låg kapacitetsfaktor istället hög utbyggnadsgrad, dvs. att kraftverket är utbyggt för effekt. Vattenkraftverkens tillgänglighet är ofta mycket stor, över 90 procent. Låg kapacitetsfaktor är alltså något positivt i bemärkelsen disponibel effekt (se nedan). I ett arbete från Vattenfall R&D påvisas ett starkt samband

---

<sup>3</sup> Möjligen kommer skillnaderna mellan höga och låga priser att vara tillräckligt stor i ett framtida kraftsystem med mer vindkraft och mindre kärnkraft, men när marknaden väl signalerar detta kan det redan vara för sent att börja bygga med tanke på de långa ledtider som sådana processer kräver.

mellan utbyggnadsgrad och ett kraftverks produktionsflexibilitet mätt som förmåga att följa variationerna i en given insignal, vilken avspeglar ett varierande behov [11].

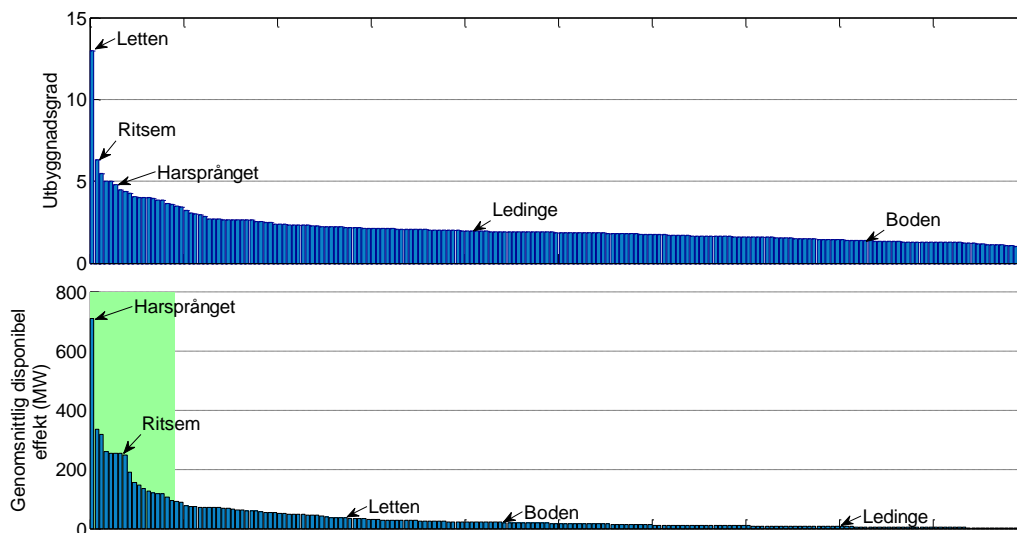
#### 4.2.2.2 Genomsnittlig disponibel effekt

För att ge ett väsentligt bidrag till kraftsystemets balansering räcker det inte med hög produktionsflexibilitet. Kraftverket måste förstås också ha stor installerad effekt. Multiplicerar vi installerad<sup>4</sup> effekt  $P_{inst}$  med den kapacitet som i genomsnitt är ledig över  $n$  element i en tidsserie erhålls ett mått vi kallar *genomsnittlig disponibel effekt* (eng. *average unutilized power* eller *average disposable power*<sup>5</sup>).

$$P_{disp}\{n\} = P_{inst} \cdot (1 - c_f\{n\}) = P_{inst} \cdot \left(1 - \frac{1}{F_D\{n\}}\right), \quad (2)$$

Ungefär samma siffra kan beräknas som  $P_{disp}\{n\} = P_{inst} - P_{ave}\{n\}$ , där  $P_{ave}\{n\}$  är genomsnittsproduktion över  $n$  sampel. Den siffra som erhålls kan inte likställas med reglerförmåga, vilken tillfälligtvis kan vara högre, men den säger något om vilken kapacitet som kan disponeras för balansreglering över tid, samt hur denna kapacitet är fördelad. Det kan påpekas att genomsnittligt utnyttjad effekt,  $P_{ave}\{n\}$ , primärt styrs av vattentillgången – vattnet ska ju ut någon gång. Genomsnittlig disponibel effekt ger viss information om förmågan att omfördela uttaget i tiden. Ordet genomsnittlig kommer inte alltid att skrivas ut i den text som följer.

Figur 15 visar fördelningen av utbyggnadsgrad och genomsnittlig disponibel effekt på årsbasis för Sveriges 200 största vattenkraftverk. Notera att 18 kraftverk står för hälften av den disponibla effekten på årsbasis. Pumpkraftverket Letten har extremt hög utbyggnadsgrad men blott 36 MW installerad effekt vilket gör dess disponibla effekt relativt liten.

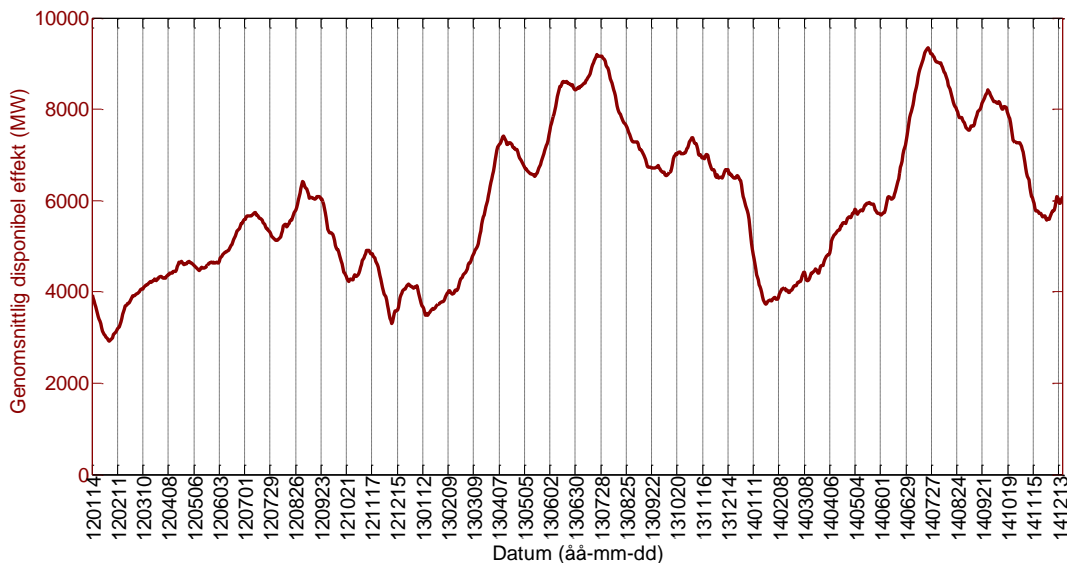


<sup>4</sup> Installerad effekt används här för att dessa siffror kan fås på aggregatnivå. För den samlade vattenkraften kan det vara mer korrekt att använda maximalt tillgänglig effekt (13700 MW) istället för installerad effekt (16200 MW).

<sup>5</sup> Introducerades först i [11] men kallades då *available regulating power*.

**Figur 15. Utbyggnadsgrad (överst) och genomsnittlig disponibel effekt (nederst) beräknade på årsbasis för Sveriges 200 största vattenkraftverk. Det gröna området avser de kraftverk som utgör 50 % av den totalt disponibla effekten.**

Figur 16 visar den sammanlagda genomsnittliga disponibla effekten för svensk vattenkraft beräknad på månadsbasis (28 dygn med dygnsupplöst data). Värdet kan ses variera i intervallet 4000-8000 MW och är generellt högre på sommaren och lägre på vintern då vattenkraftproduktionen är högre i genomsnitt. År 2012 brukar betecknas som våtår vilket visar sig som något lägre disponibel effekt i grafen. Anledningen är att när det går mer vatten i älvarna i genomsnitt så minskar mängden disponibel effekt, vilket är självklart utifrån begreppets definition.



**Figur 16. Sammanlagd genomsnittlig disponibel effekt för svensk vattenkraft åren 2012-2014 med data från SvK. Beräkningen är gjord dygn för dygn med dygnsupplöst data och fönster som sträcker sig 28 dygn (14 dygn bakåt och 14 dygn framåt). Året 2012 brukar betecknas som våtår vilket mycket riktigt visar sig i grafen.**

#### 4.2.3 Vattenhushållningsbestämmelser

Vattenkraftproduktionen regleras av vattenhushållningsbestämmelser som fastställs av miljödomstolar med stöd av miljöbalken. Bestämmelserna reglerar till exempel maximal och minimal tappning, tvångs-spill, maximal förändringshastighet av magasinytorna etc. Ofta utgör vattenhushållningsbestämmelserna hårdare begränsningar för vattenkraftens flexibilitet än naturliga och tekniska omständigheter som vattentillgång, magasinstorlek och slukförmåga.

Vattenhushållningsbestämmelserna är anpassade för vattenkraftsystemet som det ser ut och används idag – för att balansera förbrukningsvariationer året runt samt att bidra med extra baskraft under vintern. Bestämmelserna är också utformade med hänsyn till ekologi i vattendragen. Många kraftverk är begränsade under delar av året vilket kan sänka deras förmåga att bidra med balansreglering just då. Ett exempel är Porjus som under perioden 15 juli – 15 oktober endast får nyttja ca 20 procent av reglerhöjden i sitt magasin. Detta kan begränsa reglerförmågan på hela den viktiga reglersträckan ner mot Messaure.

Som nämnts ovan skulle det vara möjligt att bygga ut vattenkraften för mer effekt, men troligen inte utan att genomgå nya miljöprövningsprocesser och få tillstånden ändrade. Då alla tillstånd ändå ska

förnyas med hänsyn till ramdirektivet för vatten [16] borde man samtidigt undersöka om det finns begränsningar som har stor negativ inverkan på reglerförmågan utan att ge några direkta miljövinsterna. Att i så fall ta bort dem skulle kunna förbättra vattenkraftens reglerförmåga utan några investeringar alls.

#### 4.2.4 Praktiska begränsningar

Förutom legala begränsningar måste hänsyn också tas till praktiska begränsningar så som sjöfartstrafik och isförhållanden. Under isläggningen är det, till exempel, viktigt att köra lugnt och försiktigt så att isen inte spricker upp och driver med vattnet ner mot dammar och kraftverk. Kall väderlek och vatten i rörelse innebär också risk för iskravning vilket kan göra att turbiner fryser ihop och blir obrukbara under lång tid. Iskravning vid utskov kan också göra det problematiskt att spilla vid kallt väder.

Lagstadgad mintappning i vissa älvsträckor och kraftsystemets behov av systemtjänster så som automatisk frekvensreglering, störningsreserv och spänningsreglering gör att vattenkraften har en inte helt obetydlig lägsta produktion. Mintappning skulle kunna ordnas genom att spilla vatten förbi berörda aggregat, men så länge som intäkten från systemtjänsterna överstiger förmodad slitagekostnad så kommer det vara ekonomiskt rationellt att låta dessa aggregat producera, till och med vid nollpris. Vad som är vattenkraftens absoluta minimala produktion har inte studerats här. Lägsta produktionen mellan år 2008 och 2014 var 1682 MW.

Interna förhållanden i kraftstationerna kan också begränsa hur de får köras. Pådragsändringar leder exempelvis alltid till vattensvällning i tunnlar, kanaler och schakt som inte får bli för stora. Svällning sätter gränser för hur aggregat får startas och stoppas, hur de kan regleras, och ibland hur många aggregat som får köras samtidigt.

#### 4.2.5 Verkningsgrad och drift

Verkningsgraden hos ett vattenkraftaggregat är hög, normalt över 90 procent. Förhållandet mellan verkningsgrad och pådrag kallas verkningsgradskurva och dess utseende beror mest på turbinens typ och utformning. Bästa verkningsgrad nås inte vid maximalt pådrag utan en bit under detta, säg runt 80 procent. Körning på ett annat pådrag än det som motsvarar bästa verkningsgrad kostar vatten (energi) och sliter mer på aggregatet. I vissa pådragsintervall kan slitaget vara mycket stort<sup>6</sup> och därför kör man inte där alls. Många stationer har flera aggregat, alla med sin specifika verkningsgradskurva. Dessa kan kombineras på olika sätt för olika flöden.

Av ovanstående kan man förstå att effekten från ett vattenkraftverk kan regleras steglöst, men inte i ett obegränsat driftområde<sup>7</sup>. Förmågan till snabb och steglös reglering utnyttjas vid automatisk frekvensreglering där aggregatets turbinregulator reglerar pådraget för att hålla nätfrekvensen stabil. Balansreglering, som skall kompensera för mer bestående differenser mellan inställd produktion och konsumtion, görs genom att välja en helt annan driftpunkt vilket ofta sker genom att starta och stoppa aggregat. Detta kan göras relativt snabbt – inom ett par minuter – men varje start-/stopp-cykel förorsakar extra slitage på aggregaten. Simuleringar gjorda på Vattenfall har visat att antalet

---

<sup>6</sup> En timme på en ogynnsam driftpunkt kan motsvara flera tusen timmar på bästa verkningsgrad i fråga om slitage.

<sup>7</sup> Normalt pådragsintervall kan anses vara 40-100% för Kaplanaggregat och 60-100% för Francisaggregat, men detta kan variera från maskin till maskin.

start-/stopp-cykler ökar för de flesta maskiner allteftersom vindkraften byggs ut, vilket väntas leda till högre reinvesteringstakt och ökade underhållskostnader.

Synkron drift i vattenkraftaggregat har angivits som en möjlig lösning på utmaningar relaterade till spänningshållning/överföringsförmåga och minskande mekanisk svängmassa [6]. Vid synkron drift startas aggregatet och fasas in på kraftnätet som vanligt, men istället för att öka pådraget och börja leverera aktiv effekt till nätet så stängs turbinkammaren och vattnet därinne avlägsnas. Turbinhjulet spinner då i luft och maskinen drivs av kraftnätet som en motor med relativt små förluster som enda last. Aggregatet bidrar då med sin masströghet och kan spänningsreglera som vanligt utan att leverera aktiv effekt och utan att det kostar något vatten. Dessutom kan aggregatet under tiden tjäntgöra som snabb störningsreserv. Det som behövs för att kunna köra synkron drift är utrustning som kan torrlägga turbinkammaren under drift. Synkron drift handlas idag upp som systemtjänst.

#### **4.2.6 Produktionsplanering**

För att älven ska utnyttjas optimalt måste produktionen i samtliga kraftverk koordineras vilket sker genom datorstödd optimering i flera steg. Något förenklat kan planeringen delas upp i två huvudsteg: långtidsplanering och korttidsplanering. Långtidsplaneringen går ut på att beräkna ett vattenvärde utifrån prognoser av exempelvis tillrinning och förväntat produktionsbehov. Målet är att utnyttja vattnet när det är som mest värt, att minimera spill, samt att se till att magasinerna är tömda inför nästkommande vårflod. Långtidsplaneringen uppdateras veckovis och det beräknade vattenvärdet används sedan vid korttidsplaneringen.

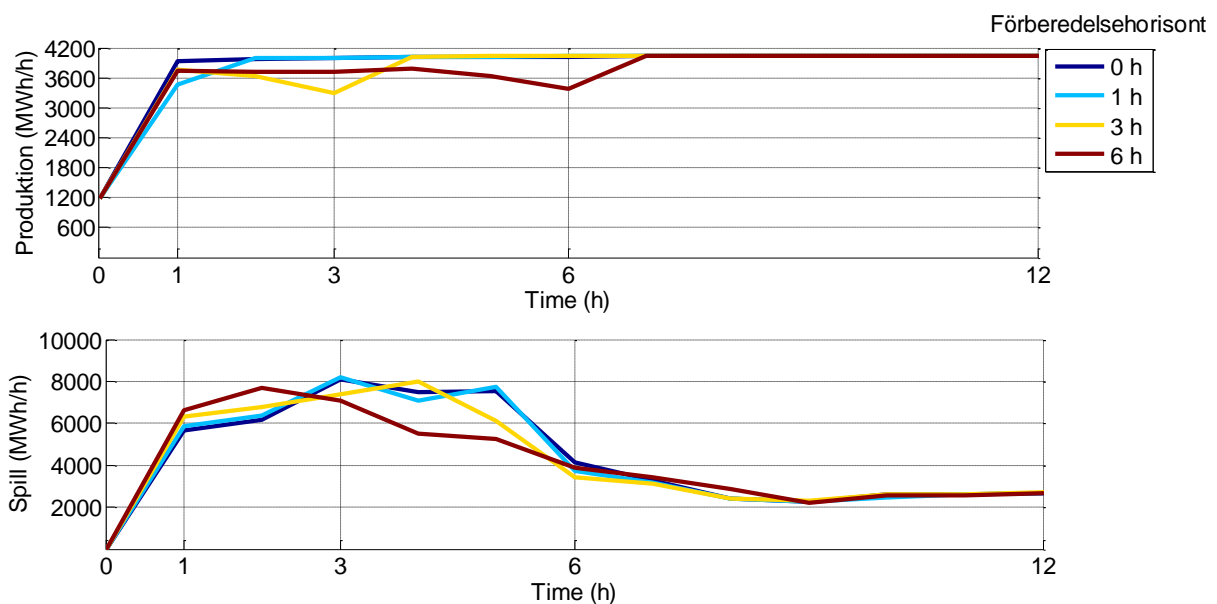
Korttidsplanering görs dagligen och syftar till att planera hela älvens produktion timme för timme under nästkommande dygn. Resultatet från korttidsplaneringen är bud som skickas in till Nordpool spot. Målet med korttidsplaneringen är att maximera den sammanlagda ekonomiska vinsten från samtliga kraftverk givet elprisprognoser, vattenvärden, verkningsgradskurvor, start-/stoppkostnader etc. Detta förfarande är rationellt eftersom elprisets variationer avspeglar behovet av elektricitet. Ingående elprisprognoser sträcker sig någon vecka framåt i tiden. I de samägda älvarna, dvs. där olika kraftverk har olika ägare, samordnas driften av särskilda vattenregleringsföretag.

#### **4.2.7 Hydrauliska kopplingar och spill**

Utifrån Figur 13 kan man förstå att det finns en hydraulisk koppling mellan kraftverken som gör att produktionen i varje kraftverk i någon mån påverkar alla andra kraftverk i älven. Som nämnts tidigare så är denna koppling starkare där mellanliggande magasin är små i relation till flöden och aktuell tidsskala. Man kan också förstå utifrån Figur 13 att det tar olika lång tid för vattnet att färdas mellan olika kraftstationer. Den totala gångtiden i våra stora älvar ligger någonstans mellan ett och två dygn.

Om de hydrauliska kopplingarna mellan kraftverken är begränsande för reglerförmågan eller inte beror på hur vi ser på spill. I princip kan alla lediga aggregat startas direkt med följden att magasin där utbyggnadsvattenföringen nedströms är större än utbyggnadsvattenföringen uppströms börjar tömmas och tvärt om. För att hålla magasinivåerna inom tillåtna gränser skulle man då behöva spilla vatten fram till magasin där nivån sjunker eller vidare från magasin där ytan stiger. Hur länge det dröjer innan vatten behöver spillas beror på magasinens initiala ytnivåer. Det bör påpekas igen att det vintertid är mer komplicerat att spilla vatten på grund av risken för iskravning (isbildning) vid utskoven.

Figur 17 visar elproduktion och spill (omräknat till energi) under ett hypotetiskt scenario där elpriset plötsligt stiger till mycket höga nivåer som motiverar kontinuerlig maxproduktion i alla kraftverk. Simuleringarna är gjorda med samma modell som Vattenfall använder för att korttidsplanera Lule älv i verkligheten (se [10] för mer information). Figuren visar fyra fall där prissteget syns i prognosen med olika fördröjning från noll till sex timmar. Som synes startar alla eller nästan alla lediga aggregat direkt. I de kraftverk som har relativt låg utbyggnadsgrad öppnas utskovsluckor så att vatten spills förbi. Under de första sex timmarna är spillet mycket högt för att vatten spills fram till magasin där nivån sjunker mot sänkingsgränsen och där den kanske varit låg initialt. Efter sex timmar närmar sig spillet en jämn nivå där flödet i hela älven motsvarar utbyggnadsvattenföringen i de mest utbyggda stationerna (Harsprånget och Ligga i Stora Lule älv och Randi i Lilla Lule älv).



**Figur 17. Simulering av produktionen i Lule älv i ett hypotetiskt scenario där elprisprognosen innehåller ett prissteg till nivåer som vida överstiger vattenvärdet. Resultaten blir maxproduktion i alla kraftstationer och ingen hänsyn till spill. Prissteget syns i prognosen med olika lång framförhållning från noll till sex timmar.**

Figur 17 visar ett extremt scenario där vattnet i magasinerna blivit värdelöst i relation till det hypotetiskt höga elpriset. I verkligheten kan spill vara motiverat någon enstaka gång på grund av höga elpriser, men det hör i dagsläget till undantagen. Av detta kan man förstå att de 13 700 MW som brukar anges som maximal tillgänglig kapacitet i vattenkraften bara kan användas under begränsade perioder.

### 4.3 Kvantifiering av bidrag till kraftsystemets balansering

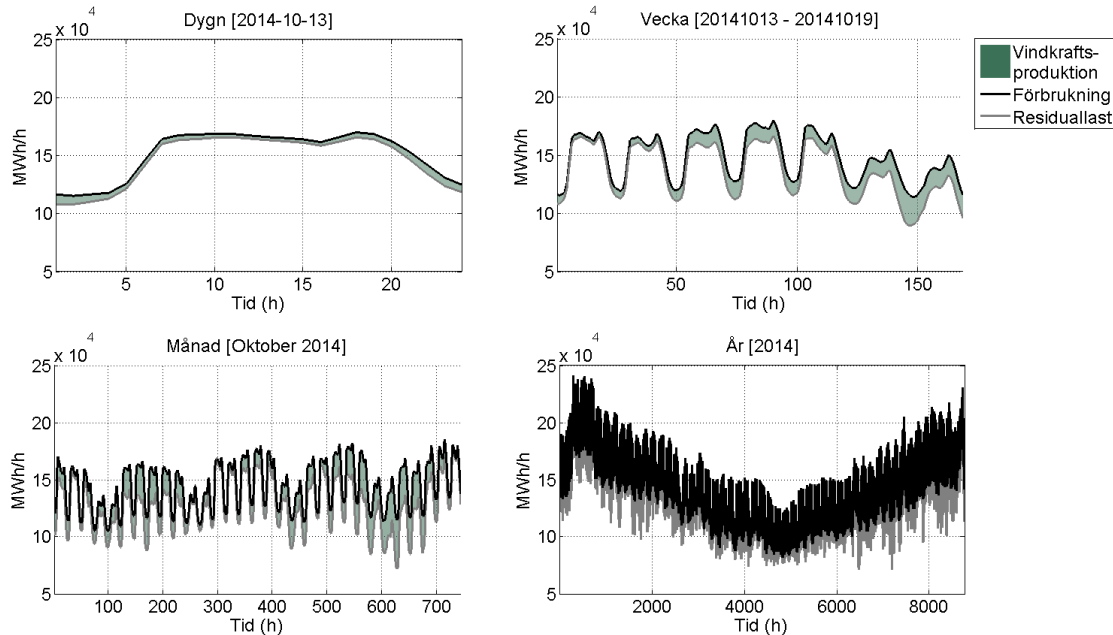
Kraftsystemet kräver balans mellan produktion och förbrukning, såväl momentant som över tid. Icke-planerbar konsumtion och icke-planerbar produktion måste balanseras av planerbar konsumtion och planerbar produktion. Den effekt som ska tillföras systemet från planerbara källor ges av nettoförbrukningen (också kallad residuallast)

$$P_{Res} = P_{Load} - P_{Wind} - P_{Solar}, \quad (3)$$

där  $P_{Load}$  är förbrukningen,  $P_{Wind}$  är vindkraftsproduktionen and  $P_{Solar}$  är solkraftsproduktionen.



Figur 18 visar förbrukning, vindkraftsproduktion och resulterande nettoförbrukning i några typiska tidsfönster. Förbrukningsmönstret är någorlunda regelbundet och förutsägbart i samtliga fönster. Vindkraftsproduktionen följer inga tydliga mönster annat än att vindhastigheterna generellt är något högre på vintern.



**Figur 18. Förbrukningsmönster, vindkraftsproduktion och nettoförbrukning (residuallast) för en typisk dag, vecka, månad och år. Dygnsmönstret hos förbrukningen definieras främst av en morgon- och kvällstopp som i veckomönstret kombineras med en vecka/helg variation. Årsmönstret följer temperaturen i så måtto att förbrukningen ökar när temperaturen faller.**

Nedan presenteras en metod för att kvantifiera och visualisera olika källors relativa bidrag till kraftsystemets balansering. Måttet kallas relativt balanseringsbidrag (eng. relative balancing contribution) och introducerades först i [11] där endast korttidsreglering avhandlades. Metoden generaliserades sedan i [17] och [18] så att balanseringsbidraget kunde användas för alla tidsskalor. De resultat som presenteras här bygger på metoden i [18].

#### 4.3.1 Beräkning av relativt balanseringsbidrag

Det relativa balanseringsbidraget från ett enskilt kraftverk eller från en grupp av kraftverk  $k$  beräknas som

$$C_{R,k}\{n\} = \frac{\text{cov}[P_{Res}\{n\}, P_k\{n\}]}{\text{var}[P_{Res}\{n\}]}, \quad (4)$$

där  $P_k$  är en tidsserie med  $n$  element av elproduktionen från  $k$  och  $P_{Res}$  är nettoförbrukningen under samma tid. En samling kraftverk som tillsammans balanserar hela nettoförbrukningen, dvs. all planerbar produktion, får värdet *ett*. Ett kraftverk vars produktion är helt okorrelerad med nettoförbrukningen får värdet *noll*. Kraftverk kan också få negativa värden om de motbalanserar nettoförbrukningen.

Det ska påpekas att balanseringsbidraget endast mäter hur ett kraftslag producerar i förhållande till nettoförbrukningens variation. Ett kraftverk som levererar konstant effekt får värdet *noll* vilket inte

ska tolkas som att detta kraftverk inte balanserar nettoförbrukningen. Per definition gäller att all effektinmatning balanserar lasten, och all effektinmatning från planerbara kraftverk balanserar nettoförbrukningen. Ett värde mindre än eller lika med *noll* ska således tolkas som att kraftverket i fråga levererar energi snarare än balansreglering.

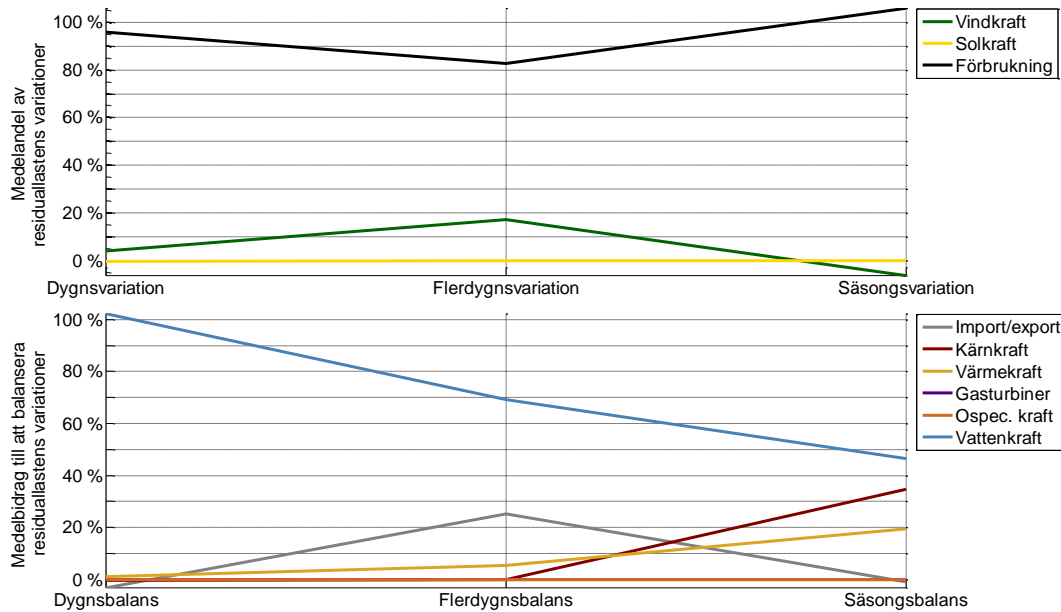
Om data med samma upplösning används för alla horisonter, som i [17], så kommer alla variationer på korta horisonter att finnas med i beräkningen på längre horisonter. Dygnsvariationen kommer t.ex. att finnas med i balanseringsbidraget beräknat för flera dygn och säsong, vilket inte är riktigt rättvisande. En mer korrekt beskrivning kan fås genom att data filtreras före beräkningen. I Tabell 4 föreslås en typ av enkel filtrering där timupplösta data ersätts av sina dygns- och veckomedelvärden på flerdygns-skalan och säsongsskalan.

**Tabell 4. Förslag till uppdelning av data för beräkning av relativt balanseringsbidrag på olika tidshorisonter. En lång tidsserie går förslagsvis igenom dygn för dygn oavsett upplösning och fönsterbredd.**

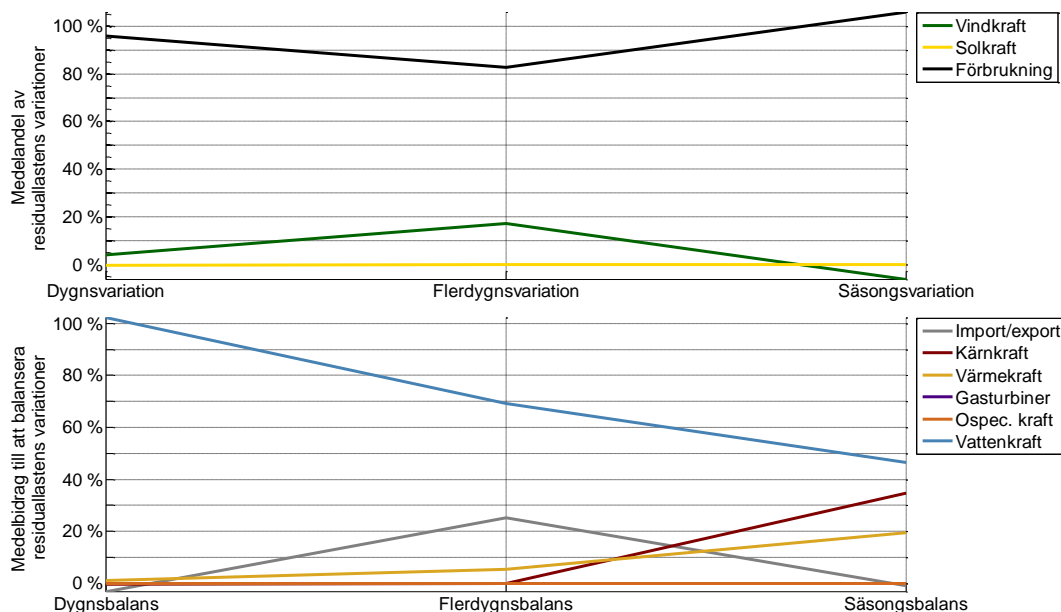
Tidshorizont	Upplösning	Fönsterbredd	Kommentar
Dygnskala	Timme	24 timmar	Värdet avser balansering inom dygnet. Spridningen av alla dygnsvärden säger något om behovets variabilitet och om inverkan av längre variationer.
Flerdygnskala	Dygn	28 dygn	Värdet visar bl.a. bidrag till balansering av lastens vecka-/helgvariation, samt variationer orsakade av vädersystem (hög/lågtryck). Spridningen över året fångar bl.a. inverkan av hydraulik.
Säsongsskala	Vecka	52 veckor	Värdet avser balansering av nettoförbrukningens säsongsvariation.

En trevlig egenskap med balanseringsbidraget är att det är linjärt vilket gör att de enskilda bidragen från olika kraftverk kan beräknas separat och sedan summeras. Summan av de enskilda bidragen från alla planerbara kraftverk kommer alltid att summera till *ett*. Balanseringsbidraget kan också användas för att visa hur stor andel av nettoförbrukningens variationer som kommer från förbrukning respektive vindkraft och solkraft vilket demonstreras nedan.

### 4.3.2 Balanseringsbidraget för olika tidshorisonter åren 2012-2014



Figur 19 visar det genomsnittliga relativa balanseringsbidraget på tre tidshorisonter (dygn, 28 dygn och säsong) för förbrukning och icke-planerbar produktion i den övre grafen, och för planerbar produktion i den nedre grafen. Resultatet visas även i Tabell 5.



**Figur 19. Överst: Genomsnittlig andel av nettoförbrukningens variationer från förbrukning och icke-planerbar produktion på tre tidshorisonter. Nederst: Genomsnittligt bidrag till balansering av nettoförbrukningens variationer från planerbara källor. Resultaten redovisas även i Tabell 5.**

Den största andelen av nettoförbrukningens variationer kan hänföras till förbrukningen. Vindkraftens andel av nettoförbrukningens variationer är tydligen störst på vecko- och månadsbasis, vilket delvis

beror på att vädersystemen typiskt varar ett par dagar, men också på att förbrukningens veckovariation har lägre amplitud än dygns- och säsongsvariationen (Se Figur 18). Vindkraftens produktion är i allmänhet något högre på vintern än på sommaren och hjälper alltså till att balansera lasten på säsongsskalan. Vindkraftens andel av nettoförbrukningens variationer är därför negativ på säsongsskalan.

Som synes i den nedre grafen ger vattenkraften det överlägset största bidraget till balanseringen av nettoförbrukningen på alla tidsskalor. Åren 2012 till 2014 balanserade vattenkraften i genomsnitt 46 procent av säsongsvariationerna. Knappt 20 procent balanserades av kraftvärme som ju producerar mer el på vintern när värmebehovet är stort och drygt 35 procent balanserades av kärnkraft som ju minskar sin produktion på sommaren då kraftverken genomgår revision. Export/import står för nästan 25 procent av flerdygnsbidraget vilket förklaras av att Sverige har exporterat relativt mycket under perioder när det Svenska behovet varit lågt<sup>8</sup>. I och med exporten får också vattenkraften ett lägre bidrag på flerdygnsbasis än vad den skulle ha kunnat få om den inte hade körts när det svenska behovet var lågt.

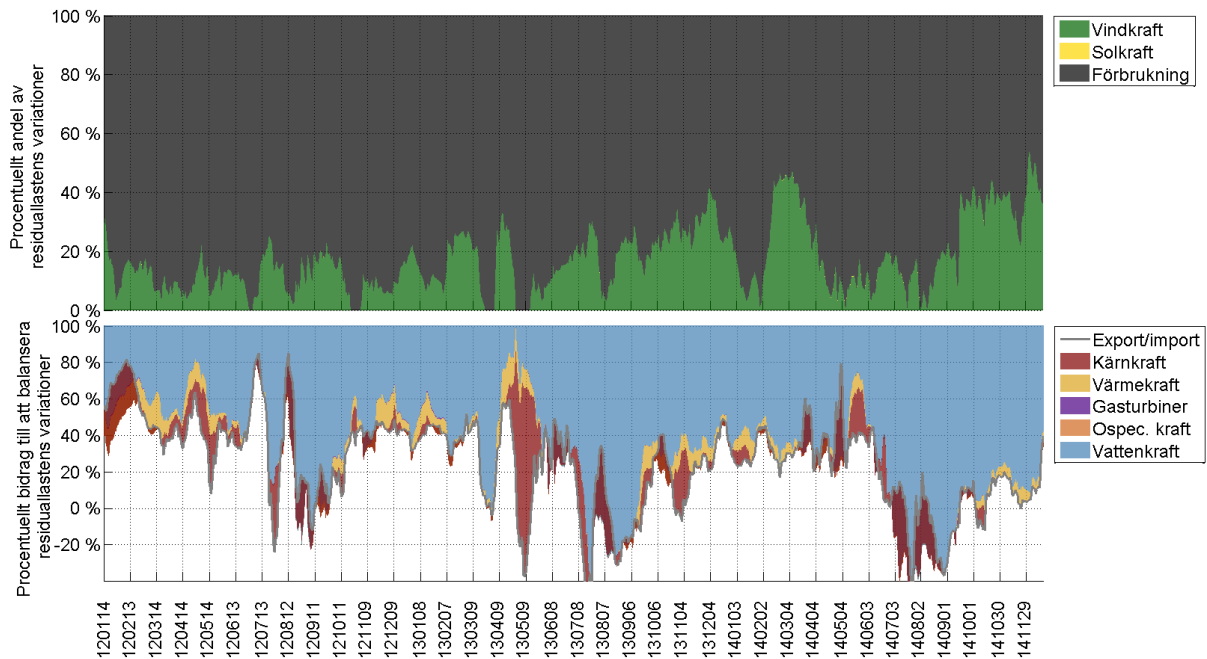
På dygnskalan stod vattenkraften för drygt 102 procent av balanseringen medan importen stod för minus 3 procent. Detta kan tolkas som att vi har exporterat balanskraft på dygnsbasis, dvs. exporterat dagtid och/eller importerat nattetid.

**Tabell 5. Förbrukningen och icke-planerbar produktions andel av nettoförbrukningens variationer på dygns-, flerdygns- och säsongsskala, samt planerbara produktionskällors genomsnittliga bidrag till balansering av dessa variationer.**

	Dygnskala		Flerdygnskala		Säsongsskala	
<b>Förbrukning</b>	96 %	-	83 %	-	106 %	-
<b>Vindkraft</b>	4 %	-	17 %	-	-6 %	-
<b>Solkraft</b>	0 %	-	0 %	-	0 %	-
Import/export	-	-3 %	-	25 %	-	-1 %
<b>Kärnkraft</b>	-	0 %	-	-0 %	-	35 %
<b>Vattenkraft</b>	-	102 %	-	69 %	-	46 %
<b>Värmekraft</b>	-	1 %	-	6 %	-	20 %
<b>Gasturbiner</b>	-	0 %	-	0 %	-	0 %
<b>Ospec. Kraft</b>	-	0 %	-	0 %	-	0 %
<b>Σ</b>	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Medelvärden är bra, men säger inte allt. Kraftsystemet ska ju balanseras kontinuerligt, inte bara i genomsnitt över någon tidsperiod. För att få en uppfattning om hur mycket balanseringsbidraget varierar visas även i Figur 20 balanseringsbidraget på flerdygnskala dygn för dygn. Balanseringsbidraget från vattenkraften tycks vara som högst i augusti-september, lägre under vintern och som lägst under tiden runt vårfloden. Detta diskuteras vidare i Avsnitt 4.3.3. Att vindkraftens andel av variationerna ökar från 2012 till 2014 tros bero på att antalet vindkraftverk har ökat under perioden.

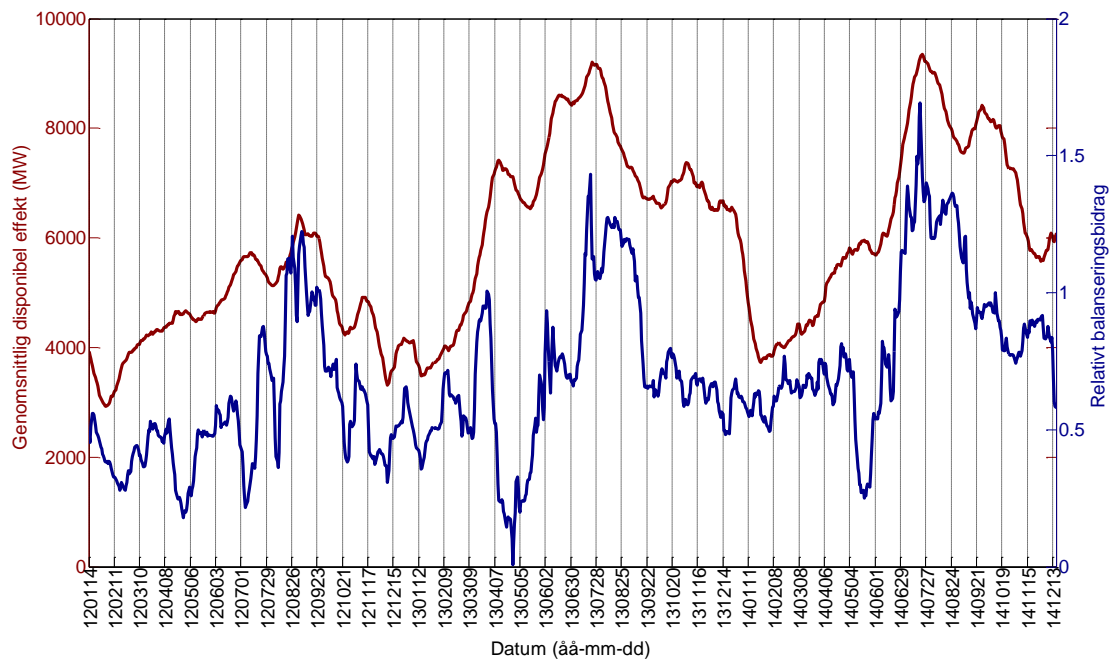
<sup>8</sup> Under åren 2012-2014 har Sverige i genomsnitt exporterat ca 15 TWh årligen och endast importerat 0.6 TWh.



**Figur 20. Överst: Konsumtionens och vindkraftens respektive andelar av nettoförbrukningens variationer åren 2012-2014. Nederst: Planerbara produktionsapparaters bidrag till balansering av nettoförbrukningen. Datumaxeln given som åå-mm-dd. Datapunkterna är egentligen det relativa balanseringsbidraget beräknat på flerdygnsbasis med dygnsupplöst data. Ett negativt bidrag till balanseringen av nettoförbrukningens variationer innebär att behovet av balanskraft ökar. Att vindkraftens andel av variationerna ökar från 2012 till 2014 tros bero på att antalet kraftverk har ökat under perioden.**

#### 4.3.3 Energiproduktion kan minska vattenkraftens balanseringsförmåga

Som nämnts ovan så är vattenkraftens balanseringsbidrag på flerdygns horisont högst på sensommaren, lägre på vintern och som lägst tiden runt vårfloden. En del av detta mönster kunde också ses i Figur 16 som visar genomsnittlig disponibel effekt. Figur 21 visar genomsnittlig disponibel effekt från Figur 16 och vattenkraftens relativa balanseringsbidrag från Figur 20 i samma graf. Förutom variationerna mellan sommar och vinter, så syns även vååret 2012 i båda kurvorna. Att det finns ett samband mellan de två storheterna betyder inte med automatik att det ena ger det andra (korrelation säger inget om kausalitet). Man kan därför inte utan vidare dra slutsatsen att det är brist på disponibel effekt som ger ett lågt balanseringsbidrag. I själva verket är båda resultatet av produktionsoptimering mot det förväntade systempriset på el och därmed både direkt och indirekt mot vattentillgång. Högt genomsnittligt systempris och/eller god vattentillgång under en tid ger högre genomsnittsproduktion, vilket per definition gör genomsnittlig disponibel effekt lägre. Lågt genomsnittspris och dålig vattentillgång gör att högpristimmar prioriteras i större utsträckningen, vilket ger ett högre relativt balanseringsbidrag. Simuleringar av korttidsregleringen i Ume och Lule älv [11] har visat att de flesta kraftverk uppnår ett lägre relativt balanseringsbidrag när den genomsnittliga vattenföringen ökar. Bara de kraftverk med allra högst utbyggnadsgrad, Ritsem och Harsprånget, kan öka sitt balanseringsbidrag vid flöden som kännetecknar ett våår.



**Figur 21. Genomsnittlig disponibel effekt från Figur 16 och relativt balanseringsbidrag från Figur 20 visade i samma graf. Det enkla måttet genomsnittlig disponibel effekt uppvisar ungefär samma mönster som balanseringsbidraget. Nivåerna är högre på sommaren än på vintern. Lägst balanseringsbidrag fås runt vårfloden när de reglerade flödena är låga (toppstationerna står) och de oregerade flödena är höga.**

Det kan dock inses att energiproduktion i vissa fall kan utgöra en direkt begränsning för balanseringsförmågan. När genomsnittsflödet i älven är stort så måste alla kraftverk med relativt låg utbyggnadsgrad (den långa svansen överst i Figur 15) gå mest hela tiden för att hinna mata ut vattnet. Dessa kan då inte användas varken för upp- eller nedreglering utan att spilla vatten. Uppreglering för att tillgodose ett långvarigt effektbehov (alltså ett energibehov) kan alltså reducera förmågan att balansera variationer med kortare varaktighet, både uppåt och nedåt. Att nyttja vattenkraften för att balansera kortvariga variationer behöver dock inte inkräkta på förmågan att balansera mer långvariga.

Detta är bland annat viktigt om man tänker sig att den kärnkraft som ska avvecklas succesivt ersätts med vindkraft, vilken balanseras med vattenkraft. Om vi nu stänger fyra kärnkraftsreaktorer motsvarande 2880 MW baseffekt så uppstår initialt antaget bortfall hos någon annan planerbar<sup>9</sup> produktionsapparat. Vattenkraftens årsproduktion av energi är given av tillrinningen och kommer inte att ändras. Däremot kan vattenanvändningen under året komma att omfördelas. Det är troligt att en avveckling av kärnkraften leder till att elpriset stiger i genomsnitt och att prisdifferensen mellan vinter och sommar ökar. Det senare leder i sin tur till att mer vatten kommer att sparas i vattenkraftmagasinen över sommaren för att kunna köras ut nästkommande vinter. I ljuset av resonemanget ovan skulle då vattenkraftens förmåga att balansera variationer på kortare tidsskalor (dygn upp till ett par veckor) öka på sommaren och minska på vintern. Vilken betydelse detta har i praktiken är ännu inte

<sup>9</sup> Vindkraften, som har lägre rörlig kostnad än både kärnkraft och vattenkraft, kommer i det korta perspektivet att producera lika mycket oavsett vad vi gör med kärnkraften. På sikt kan avvecklingen leda till att vi bygger mer vindkraft än vi skulle ha gjort annars, men detta ökar också behovet av balansering på dygn- och flerdygns-kalan.

utrett i detalj. För stunden nöjer vi oss med att konstatera att ett sådant beroende finns och att det behöver utredas vidare.

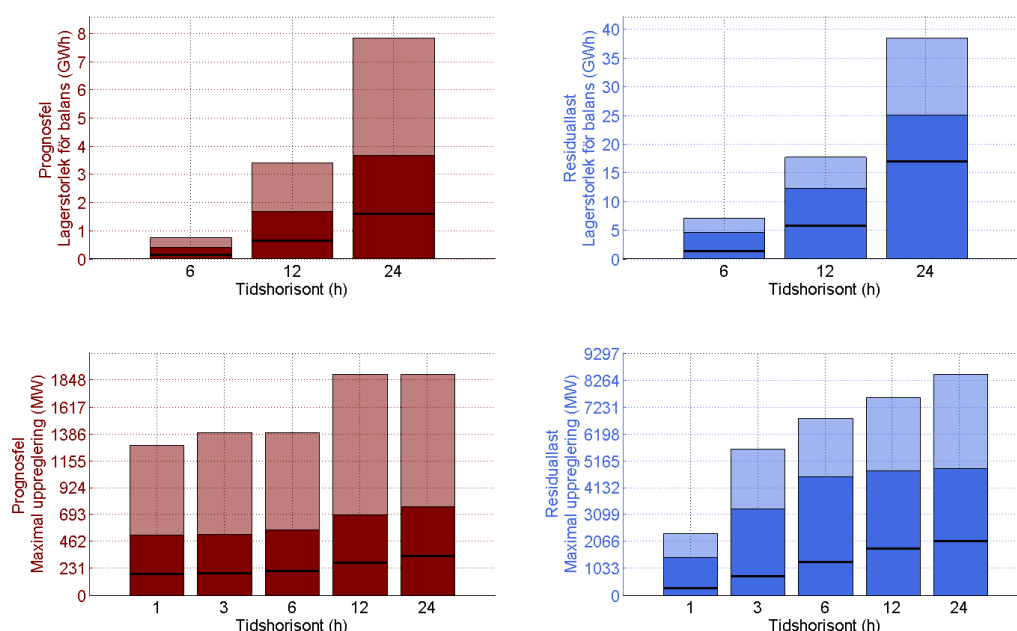
#### 4.4 Balansering av vindkraftens prognosfel

Vind- och solkraftsproduktion är behäftad med samma osäkerhet som väderprognosen, men det sker en viss utjämning över större områden förutsatt att det finns tillräcklig överföringskapacitet. Det kommer alltid att uppstå avvikelser mellan prognos och utfall, och avvikelsen växer med prognoshorisonten. I princip kan dessa prognosfel<sup>10</sup> hanteras av alla planerbara produktionsslag som är tillräckligt flexibla, men här kommer vi bara att diskutera prognosfel ur ett vattenkraftsperspektiv.

Till att börja med kan vi konstatera att det i stunden bara kan vara fel på ett av två sätt; antingen behövs det mer effekt eller också behövs det mindre. Över tid blir detta en energimängd som måste tillföras, sparas eller spillas. Hur mycket effekt och energi är det då frågan om?

Överst till vänster i Figur 22 och till vänster i Tabell 6 visas den ackumulerade skillnaden mellan prognos och utfall över 6, 12 och 24 timmar för de fall utfallet varit lägre än prognosen. Värdena kan tolkas som den energimängd som måste tas ur ett lager. Den ackumulerade skillnaden över 6 timmar är mindre än 0.4 GWh i 95 procent av fallen. Över 24 timmar uppgår samma värde till 3.7 GWh. Notera dock att maxvärdet är mycket större: 7.8 GWh.

Överst till höger i Figur 22 och till höger i Tabell 6 visas som jämförelse den energimängd som nettoförbrukningens variationer tvingar oss att hantera under samma tidsperioder.



**Figur 22. Ackumulerad skillnad mellan prognos och utfall (överst t.v.) och maximal uppreglering (nederst t.v.). Till höger visas den energimängd (överst) och effekt (nederst) som måste tillföras, sparas eller spillas för att balansera nettoförbrukningens variationer**

<sup>10</sup> Med prognosfel avses skillnaden mellan utfall och prognos.

under samma tid. Staplarna går upp till maximalt värde under respektive period. Den mörka delen av stapeln markerar 95:e percentilen ( $P_{95}$ ) och den heldragna linjen markerar medianvärdet ( $P_{50}$ ). Data avser all svensk vindkraft och täcker in merparten av alla timmar från 2013-03 till 2015-07.

**Tabell 6. Ackumulerad skillnad mellan prognos och utfall (t.v.) och energimängd i nettoförbrukningens variationer (t.h.)**

Horisont	Prognosfel (GWh)			Nettoförbrukning (GWh)		
	Max	$P_{95}$	Median	Max	$P_{95}$	Median
6 h	0.8	0.4	0.2	7.1	4.7	1.4
12 h	3.4	1.7	0.7	17.7	12.3	5.8
24 h	7.8	3.7	1.6	38.4	25.1	16.9

**Tabell 7. Maximal uppreglering orsakad av felprognostiserad vindkraft (t.v.) samt, som jämförelse, variationerna hos nettoförbrukningen själv (t.h.).**

Horisont	Prognosfel (MW)			Nettoförbrukning (MW)		
	Max	$P_{95}$	Median	Max	$P_{95}$	Median
1 h	1290	703	187	2390	1770	307
3 h	1390	711	197	5590	3940	748
6 h	1390	718	210	6780	4980	1296
12 h	1890	873	283	7580	5220	1805
24 h	1890	1000	342	8450	5440	2091

#### 4.4.1 Vattenkraftens möjligheter att balansera vindkraftens prognosfel

För korttidsplanering av vattenkraften används väderprognoser för sju dagar och omplanering sker varje dygn. Detta gäller alltså de volymer som säljs på dagen-före-marknaden (Nordpool spot). Avvikelser från plan hanteras sedan på intra-dag-marknaden eller reglerkraftmarknaden. För ett dygn framåt är prognoserna ganska bra. För två dagar framåt är de lite sämre, men de uppdateras å andra sidan en gång till innan produktionsplanen fastställs.

I de flesta fall har vattenkraften goda möjligheter att reglera både uppåt och nedåt. Problem kan uppstå om vattenkraften ligger nära maxproduktion och det oväntat behövs ännu mer, eller nära minproduktion och det plötsligt behövs ännu mindre. Det kan tilläggas att vid hög vindkraft (lägre vattenkraftsproduktion), så kan vindkraftens huvudsakligen minska, dvs. vattenkraften ska öka för att balansera. På motsvarande sätt så kan vindkraften vid låg produktion (högre vattenkraftsproduktion) framför allt öka, vilket därmed innebär minskad vattenkraftsproduktion. Några omfattande kvantitativa studier av dessa situationer har ännu inte gjorts. Den diskussion som följer är ett försök att betrakta prognosfelen ovan ur ett vattenkraftperspektiv och ge läsaren en känsla för problemets storleksordning.

##### 4.4.1.1 Oförutsedd uppreglering

Om det behövs mer effekt erfordras tillräckligt med ledig kapacitet i kraftverken, dvs. aggregat som inte redan går. Dessutom behövs tillräckligt med vatten i tillhörande magasin. Därtill måste legala och praktiska begränsningar respekteras.

Låt oss börja med ett tankeexperiment för att få en känsla för energimängderna. För att tillföra 1 GWh extra under 24 timmar behöver vi starta upp i genomsnitt 42 MW. Om detta tas ut vid 100 meters fallhöjd<sup>11</sup> så krävs ett flöde på ca 45 m<sup>3</sup>/s, vilket motsvarar ca 20% av medelårsvattenföringen i

<sup>11</sup> Fallhöjden kan vara summan av fallhöjderna i flera kraftverk.



Umeälven eller 10% i Luleälven. Den totala volymen vatten över 24 timmar uppgår alltså till knappt 4 Mm<sup>3</sup> vilket kan jämföras med de volymer som anges för magasinerna i Figur 13. Dubblas fallhöjden halveras vattenvolymen. Förmodligen är 1 GWh över 24 timmar inte något större bekymmer. Också 10 GWh borde gå att hantera. Om mängden vindkraft trefaldigas skulle den maximala avvikelsen över 24 timmar kunna vara i närheten av 24 GWh, vilket uttaget vid 100 m fallhöjd motsvarar en vattenvolym på 96 Mm<sup>3</sup> vilket också är en liten volym i relation till den totala vattenvolymen i svenska vattenkraftmagasin. Om det inte finns vatten där det finns lediga aggregat går det till nöds att spilla fram vatten om behovet är stort nog.

Låt oss istället fundera över kapacitetsbehovet. I den nedre grafen i Figur 22 visas maximal förändring av prognosfelet under 1, 3, 6, 12 och 24 timmar, alltså den effekt som oplanerat måste tillföras ytterligare inom respektive tidsperiod. I 95% av fallen måste vi tillföra mindre än 711 MW extra inom 3 timmar, 718 MW extra inom 6 timmar o.s.v. Den 8:e april 2015 behövde vi oplanerat tillföra så mycket som 1890 MW extra inom 12 timmar. Maximalt värde på 3 och 6 timmars horisont är lika stora, 1390 MW, vilket är ca 10 procent av vattenkraftens tillgängliga kapacitet. Allteftersom mängden vindkraft ökar kommer oförutsedda underskott av denna storleksordning att bli allt vanligare vilket ökar sannolikheten att de inträffar när vattenkraften redan går för fullt. Dessutom kommer felens storlek att öka. Med dubbelt så mycket vindkraft installerad kan vi någon gång per år behöva tillföra mer än 3 GW extra oförutsedd effekt inom 6 timmar. För att kunna göra detta krävs marginaler i vattenkraftplaneringen. På systemnivå är det centralt att det finns tillräckligt med kapacitet (dvs. "effektfrågan") så att systemet klarar en situation med lite vindkraft och hög last, med beaktande av vattenkraftens maximala produktion.

Behovet som orsakas av felprognostiserad vindkraft kan jämföras med behovet som orsakas av variationerna hos nettoförbrukningen själv, dvs. summan av dess förutsedda och oförutsedda variationer. Maximala värden under 6 och 12 timmar i den datamängd som studerats är 6780 respektive 7580 MW, alltså omkring hälften av vattenkraftens produktionskapacitet redan idag. Skillnaden här är att en stor del av detta behov går att förutse och därmed att förbereda sig för.

#### 4.4.1.2 Oförutsedd nedreglering

Om vattenkraften producerar nära sin minimala nivå är det sannolikt för att det blåser mycket. Behov av ytterligare nedreglering skulle då kunna uppstå till följd av underskattade vindprognoser eller plötsliga förbrukningsreduktioner. Som beskrivits i Avsnitt 4.2.3 har vattenkraftsproduktionen en lägstanivå. Om inte vattenkraften kan gå ned ytterligare återstår att öka förbrukningen i den mån det går eller att begränsa produktionen någon annanstans.

#### 4.4.2 Sammanfattning

Vattenkraftens möjligheter att balansera felprognostiserad vindkraftsproduktion bedöms som god givet att den planeras med marginal för oförutsedd uppreglering när mycket vattenkraft är igång. Det är sannolikt inte tillgången på vatten i magasinerna som kommer att vara begränsande utan mängden ledig produktionskapacitet. Vad som är tillräcklig marginal avgörs av lastläge, prognosernas relativa osäkerhet, ledig kapacitet på utlandslänkar, driftsituationen i våra grannländer, tillgång till annan snabb planerbar produktion etc. Många gånger kommer det sannolikt att finnas tillräckligt med ledig kapacitet av sig själv. Det som är slående i Figur 22 är att det är stor skillnad på att klara sig i 95 procent av fallen mot att klara sig alltid. Att lämna marginal för den där enda gången är förstås dyrt. Sannolikt behövs det något ekonomiskt incitament för att någon ska åta sig att hålla reserver för dessa situationer. Av stor vikt är också att man inte bara använder prognoser, utan att det också

finns kunskap om vilken kvalitet det är på prognoserna. Det finns vissa metoder utvecklade för dessa, t ex ensemble-prognoser, där man ändrar vissa parametrar i sin meteorologiska modell och ser hur det slår på faktisk prognos.

#### 4.5 Studier av framtida kraftsystem med mycket variabel produktion

Det finns utmaningar med en allt större mängd vind- och solkraft, för vattenkraften på så sätt att det kommer vara rationellt att genomföra regleringsbehovet i just vattenkraften. Det är, tekniskt sett, inte nödvändigt att ha vattenkraft för att balansera vindkraft, men man kan anta att i det nordiska kraftsystemet är detta den möjlighet som används i första hand eftersom det är det mest rationella sättet. Alternativa metoder är, t ex, gasturbiner, flexibel kraftvärme eller flexibel elkonsumtion.

För att kunna uppskatta möjligheten för vattenkraften att balansera vindkraften måste man därmed göra datorsimuleringar av framtida system med större mängd vindkraft. Såväl kraftsystemet, meteorologin (styr tillrinning och vindar), elmarknad/prisbildning, överföringsförbindelser som hydraulisk koppling mellan vattenkraftverk, miljöhänsyn och juridik (vattendomar) ger tillsammans ett mycket komplext system. Till detta kommer att framtiden alltid är osäker.

Detta komplexa system kan dock simuleras, men det är omöjligt (som i alla framtidsstudier) att simulera alla upptänkliga kombinationer samt ange hur vanliga de kommer vara. Nedan sammanfattas kunskapsläget, vad som har antagits samt vilka ytterligare studier som behöver göras för att studera vad vattenkraften kan balansera och på vilket sätt alternativa metoder även behövs.

##### 4.5.1 Framtidsstudier vid KTH

Vid KTH har studier gjorts för ett framtida svenskt kraftsystem där kärnkraften ersatts med vind- sol- och biokraft, samt extra behov – t ex gasturbiner [12]. I systemet blir mängden vindkraft ca 46 TWh och solkraften ca 12 TWh. Med utredningens antaganden så ska samtliga variationer hanteras i Sverige, vilket i praktiken innebär huvudsakligen vattenkraft. I bakgrunds-rapporter till denna har vattenkraften detaljstuderats för situation med såväl mycket vindkraft, vilket kräver låg vattenkraftsproduktion, som vid låg vindkraft, vilket kräver att vattenkraften under relativt många timmar körs på en så hög produktion som möjligt. Datormodellen innehöll en detaljerad beskrivning av svensk vattenkraft med dagens vattendomar. I båda dessa studerade fall klarade vattenkraften av att följa vindkraftens och elförbrukningen variationer. En slutsats är att med mer vindkraft kommer vattenkraften allt oftare, jämfört med idag, att köra på såväl hög produktionsnivå som på låg produktionsnivå, samt snabbt varieras däremellan.

**Kommentar om KTH-studien:** Endast 2 situationer har hittills specialstuderats med detaljmodeller av vattenkraften, men det var två extrema scenarier som studerades.

##### 4.5.2 Framtidsstudier vid Vattenfall

Hos Vattenfall finns sedan 2006 forskningsprogrammet Flexibel kraft som har till uppgift att klarlägga hur vattenkraften ska anpassas för att möta framtidens krav. Inom programmet samverkar experter från olika delar av Vattenfall med kompetens inom t.ex. turbin- och generatorteknik, reglersteknik, kraftsystemanalys, hydraulik, produktionsoptimering och asset management. Ett område som studeras flitigt inom Flexibel kraft är vattenkraftens förväntade körmönster under olika framtidsscenarier. I dessa studier används samma modeller som Vattenfall använder i den operativa produktionsplaneringen, se [10] för detaljer. Ansträngningar har också gjorts för att ta fram kvantitativa mått på balan-

seringsbehov, balanseringsbidrag och balanseringsförmåga [11] [17] [18], vilka delvis har redovisats i avsnitten ovan. Några slutsatser från Vattenfalls studier sammanfattas nedan:

1. Elsystemet måste balanseras kontinuerligt. Icke-planerbara källor måste balanseras av planerbara källor, antingen på produktions- eller förbrukarsidan. Om inte vattenkraften kan tillgodose behovet måste det tillgodoses av någon annan.
2. Det finns ingen skarp gräns för när reglerförmågan tar slut. Det som händer är att sannolikheten ökar för att vi hamnar i ett läge när vattenkraften inte kan tillgodose hela behovet. Detta kan ske redan idag. Hur mycket vindkraft som dagens vattenkraftssystem kan balansera blir alltså bland annat en fråga om vilka krav vi har på leveranssäkerhet.
3. Tidsaspekten är mycket viktig. Det går inte att bygga sin uppfattning bara på timvärden och årsmedelvärden. Energi- och effektproblemet hänger ihop. Vindkraftens variationer är stora både sett till effekt och energi. Produktionen varierar mellan nästan noll och installerad kapacitet och svängningarna har varierande varaktighet. Därtill kommer prognososäkerheten. Sammantaget ställer detta krav på flexibilitet och planering med marginaler för det oförutsedda. Den stora styrkan med vattenkraft är att den kan bidra på alla tidsskalor samtidigt från sekund till säsong, men som beskrivits i kapitlet ovan så kan balansering av längre variationer minska förmågan att hantera mer kortvariga.
4. För att balansera kortvariga behov (mycket effekt, få timmar) kan man tänka sig många andra lösningar, t.ex. gasturbiner, flexibel konsumtion och batterier. Likaså torde det vara relativt lätt (billigt) att tillgodose långvariga variationer (låg effekt, många timmar) vilket ställer lägre krav på flexibilitet. Det svåra (dyra) är allt det där i mitten, dvs. stora effektsvängningar med relativt lång varaktighet (flera dygn/veckor), vilket kräver både hög kapacitet, stor flexibilitet och stora energilager. Vattenkraften är som klippt och skuren för detta ändamål och det är så den borde användas.
5. Vattenhushållningsbestämmelserna kommer allt oftare att vara en begränsande faktor för balanseringsförmågan. På grund av hydrauliska kopplingar kan åtgärder som begränsar en station påverka balanseringsförmågan i hela älven. Det är viktigt att effekterna av de åtgärder som föreslås i den nationella strategin för implementering ramdirektivet för vatten [16] analyseras med hänsyn till detta.
6. Den slutsats som KTH drar om fler timmar på hög och låg produktion finns också i [10]. Hur det slår på enskilda stationer beror på deras utbyggnadsgrad, antal parallella maskiner, plats i älven, genomsnittligt vattenflöde etc.
7. Det driftberoende slitaget förväntas öka vilket leder till högre underhållskostnader och högre reinvesteringstakt. Genom att simulera körmönstren i älvarna för olika framtidsscenarioer kan maskinparken diversifieras strategiskt och reinvesteringarna anpassas därefter.
8. Det finns stor potential att bygga ut effekten i vattenkraften så att den blir ännu mer kapabel att balansera stora mängder vindkraft. Effekttutbyggnaden kan göras strategiskt för att effektivast möjligt kunna balansera en viss typ av variationer. Dock saknas idag ekonomiska incitament för att en sådan effekttutbyggnad ska kunna komma till stånd.

#### **Kommentar om Vattenfalls-studien:**

Arbetet inom Flexibel kraft kommer att fortsätta med oförändrad takt framöver. Under 2016 kommer fokus att ligga på punkterna 5, 7 och 8 ovan. I punkt 8 ingår att kvantifiera förväntat framtida

behov och dagens faktiska förmåga i olika scenarier och olika tidsperspektiv. Med strategisk effektutbyggnad menas att på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt, minimera gapet däremellan.

#### **4.5.3 Behov av ytterligare studier**

Som framgår av ovan är ett kraftsystem och dess kopplingar till meteorologi, ekonomi och juridik ett mycket komplicerat system där många utmaningar finns. För att kunna dra bättre slutsatser om vad vattenkraften klarar av och i vilka fall andra lösningar (t ex flexibel elförbrukning) är mer rationella så behövs mer studier som, t ex, beaktar

- Detaljerade modeller för grannländers vattenkraft, i synnerhet Norge.
- Simuleringar av hur förändrade vattendomar i viktiga reglerstationer påverkar balanseringsförmågan.
- Elmarknadens betydelse. Hur stor betydelse har nuvarande handelsförfarande för balanseringsförmågan? Finns det t.ex. något att vinna på mer frekvent omplanering?
- Utveckling av metoder för riskhantering i produktionsplaneringen.
- Konsekvenser av ej perfekta prognoser för, t ex, vindkraft och elförbrukning
- Olika situationer gällande elförbrukning, tillrinning, vindkraft, solkraft, prognossäkerhet etc.
- Identifiering och analys av extrema scenarier, t.ex., två kalla och vindstilla vinterveckor i Skandinavien och norra Tyskland. Balansering under vårfloeden är också extra intressant.
- Analys av vad kärnkraftsavvecklingen får för konsekvenser för balanseringsförmågan.
- Framtagande av en strategisk plan för effektutbyggnad. Var finns det lågt hängande frukter?
- Studier av driftberoende slitage och strategisk diversifiering av maskinparken.

## 5 Fjärrvärmesystemen och ökad variabilitet på elmarknaden

I detta kapitel beskriver vi den svenska fjärrvärmens roll i en framtid med ökad variabilitet på elmarknaden. Vi fokuserar framförallt på hur produktionen av fjärrvärme kan komma att påverkas men berör även användarsidan. Analysen bygger såväl på ett kvalitativt resonemang om effekterna av olika driftsituationer som på modellberäkningar av ett antal typiska fjärrvärmesystem. Utgångspunkten är en serie modellberäkningar för elsystemet och hur en expansion av vindkraft samt en utfasning av styrbar termisk kraft (här kärnkraft) kan komma att påverka prisbilden på el i ett "2030"-perspektiv. Texten i detta kapitel är i allt väsentligt en sammanställning av en pågående Fjärrsynstudie, " "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna" som kommer att avrapporteras under årsskiftet 2015-2016.

### 5.1 Situationer med stort utbud av el ("elöverskott")

Ett elöverskott kan översättas till att man skulle vilja tillföra elanvändning vid dessa tidpunkter och på det sättet förvandla överskottet till nyttig användning. Fjärrvärmesystemen har möjlighet att göra detta på olika sätt. En metod kan vara att minska elproduktionen i kraftvärmeverk, och därmed ge mer plats för vindkraften. Under de aktuella tiderna kan systempriset på el antas vara mycket lågt och om kraftvärmen körs så är det av andra skäl än elens värde. Ett sådant skäl kan vara att man tilldelas elcertifikat för produktionen. Det innebär att trots nollpris på el så kan det vara lönsamt att producera el från biobränslekraftvärme. Avfallskraftvärme kan också vara lönsam att köra för att skapa utrymme för att fortsätta ta emot och elda avfall, vilket i sig ger intäkter. I dessa fall måste kraftvärmeproducenterna på något sätt kompenseras för att avstå från elproduktion.

Det mest uppenbara sättet är kanske istället att öka elanvändningen. Det kan i fjärrvärmesystemen göras via elpannor och värmepumpar. Under de tider då elbehovet är litet kan man anta att även uppvärmningsbehovet ofta är litet. Många fjärrvärmesystem försörjs då av mycket billig värmeproduktion, t.ex. industriell spillvärme eller avfallsförbränning. Det betyder att värmen från elpannor och värmepumpar ofta konkurrerar med mycket billig värme och för att elanvändningen skall öka så måste fjärrvärmeproducenterna kompenseras för de merkostnader detta medför. I synnerhet elpannor har relativt höga värmeproduktionskostnader även om elpriset skulle vara 0. Skälet är energiskatt på el, elcertifikatpåslaget, rörlig drift- och underhållskostnad. Värmeproduktionskostnaden uppgår därför till ca 400 SEK/MWh för elpannan och ca 130 SEK/MWh för värmepumpen. Är elpriset högre så ökar värmeproduktionskostnaden med ungefär det beloppet för elpannan medan endast en tredjedel av elpriset slår igenom i värmepriset från värmepumpen. Ett incitament för att underlätta drift av elpannor och värmepumpar vid extremt låga elpriser skulle kunna vara att undanta dessa från energiskatt på el vid de aktuella tidpunkterna. I våra fjärrvärmesimuleringar (se kommande avsnitt) har vi kunnat konstatera att detta i så fall skulle komma att få en relativt stor effekt på driften av framförallt elpannor.

Ett indirekt sätt att ge utrymme för ökad elanvändning i fjärrvärmeproduktionen vid låga elpriser (typiskt sommartid) är att stimulera efterfrågan på fjärrvärme. Detta är något som många fjärrvärmeföretag redan arbetar med eftersom man, även oberoende av lågt elpris, har tillgång till mycket billig värmeproduktion under sommaren. En metod är att erbjuda säsongsuppdelade fjärrvärmepriser, där energipriset är mycket lågt under sommarmånaderna. En annan metod, på samma tema, är att erbjuda särskilda avtal med låga priser för den typen av sommarleveranser, exempelvis poolvärme. Man kan också tänka sig att utnyttja fjärrvärme för att producera kyla, exempelvis via absorpt-

ionskylmaskiner. Problemet är dock att hitta ytterligare värmeefterfrågan under dessa tider där betalningsviljan är tillräckligt hög för att täcka kostnaderna.

Värmelagring är en annan principiell möjlighet. Här handlar det i så fall ofta om ganska långsiktig lagring, till och med från en säsong till en annan. Dygnslagring, som är relativt väl spridd i fjärrvärmesystemen, kan dock också ha visst värde för att underlätta sådana driftfall. Korttidslagring kan också ske genom att värme ackumuleras i byggnaders stomme.

Drivkrafterna för säsongslagring av värme är dock inte nya. Trots gratis värme sommartid har det dock i de flesta fall inte visat sig vara ekonomiskt lönsamt med säsongslagring. Ett skäl till detta är att varmt vatten inte är särskilt "energiintensivt" och att det krävs mycket stora vattenmängder för att lagra relevanta energimängder. Det är alltså osäkert om värmelagring kommer att bli en användbar metod för lastutjämning. I enstaka fall skulle det dock kunna bli intressant, t.ex. vid en kombination av mycket dyr värmeproduktion vintertid, och mycket goda förutsättningar för lagring. Det finns också utredningar som pekar på att säsongslagring kan vara lönsam (Zinko 2008) och (Håkansson 2013).

## 5.2 Situationer med ansträngd elbalans ("elunderskott")

Den första delen av åtgärdsbatteriet i en situation med ansträngd elbalans, minskad elanvändning, sker delvis spontant till följd av att man kan förutse mycket höga elpriser under de aktuella episoderna. En försvårande omständighet är dock att även fjärrvärmeproduktionen på marginalen sannolikt är mycket dyr vid dessa tidpunkter. Om man utgår av att det är oljeeldning som sätter priset så kan det uppgå till 1 000 SEK/MWh. Det innebär att en elpanna tappar sin konkurrenskraft redan vid ett elpris på 600 SEK/MWh (till följd av övriga driftkostnader, t.ex. elskatt). Det innebär att de sannolikt inte är i drift vid de aktuella bristsituationerna då elpriserna av allt att döma är betydligt högre. Där emot kommer en existerande värmepump att vara konkurrenskraftig ända upp till ett elpris på nästan 3 000 SEK/MWh! Detta förhållande påverkas både av värmepumpens höga effektivitet och av den mycket kraftiga beskattningen av fossil värmeproduktion (i oljepannan). En tanke skulle kunna vara att det totalt sett skulle vara en fördel om fjärrvärmeföretagen gavs incitament att inte använda el vid de aktuella tidpunkterna. Det skulle i så fall, utifrån nuvarande förhållanden och om värmepumpsdrift fortfarande skulle vara lönsam, kunna avlasta efterfrågan med 500 MW, genom att avstå från drift av värmepumpar. Detta borde vara värdefullt ur kraftbalanssynpunkt. För att åstadkomma detta skulle exempelvis fjärrvärmeföretag som potentiellt vill använda el i elpannor eller i värmepumpar vid tidpunkter då svensk fossilbränsleeldad kondenskraft tas i anspråk kunna slippa betala energi- och koldioxidskatt på olja som används i hetvattenpannor.

En sådan åtgärd skulle också få effekter på användningen av fossil energi. Å ena sidan skulle det då medföra mer värmeproduktion från olja, men å andra sidan kanske drift av oljeeldade kraftverk eller gasturbiner kan undvikas. Det blir dock knappast någon nettopåverkan av detta eftersom värmepumpens effektivitet i princip balanserar effektiviteten i de aktuella kondensproduktionsalternativen.

Omvänt kan man anföra att det endast är prisförhållandena som bör styra huruvida värmepumparna körs eller ej och att det inte finns några anledningar till att i dessa situationer förändra styrmedelsförhållandena.

Som redan konstaterats är både värmebehovet stort och elpriset högt vid dessa bristsituationer. Det medför att fjärrvärmesystems kraftvärmeverk "spontant" utnyttjas fullt. Det finns därmed ingen yt-

terligare eleffekt att tillföra när elbalansen blir ansträngd. Om kraftvärmeverken skulle vara utrustade med kondenssvans så skulle man kunna få ut något mer elproduktion, men på bekostnad av 100 % av kraftvärmeverkets möjliga värmeproduktion. Det betyder att den värmeproduktionen måste ersättas med annan produktion, vilket skulle bli mycket dyrt. Detta är därmed knappast något rimligt driftfall.

Det har tvärt om periodvis funnits en drivkraft att "backa" elproduktionen i kraftvärmeverk för att därigenom öka värmeproduktionen baserad på biobränsle istället för att köra oljehetvattenpannor. Om man lite förenklat antar att värmeproduktionen baserad på biobränsle kostar 200 SEK/MWh och att den kan ersätta oljebaserad värmeproduktion som kostar 1000 SEK/MWh så tjänar man alltså 800 SEK/MWh genom att direktkondensera den ånga som annars skulle ha gått till kraftvärmeverkets turbin. Å andra sidan går man miste om motsvarande elproduktion med dess intäkter. Det betyder alltså att elen måste vara värd minst 800 SEK/MWh om det skall vara lönsamt att köra kraftvärmedrift om den alternativa värmeproduktionen kommer från oljehetvattenpanna. Om kraftvärmens är biobränslebaserad bidrar elcertifikatintäkten och elpriset behöver då inte vara riktigt så högt. Om man antar ett elcertifikatpris på 200 SEK/MWh så räcker det med ett elpris på  $800 - 200 = 600$  SEK/MWh för att elproduktionen skall vara mer lönsam än direktkondensering till värme. Fenomenet att "backa" elproduktion skulle kunna undvikas genom den styrmedelsidé som nämns ovan (slippa skatter på olja för fjärrvärmeproduktion under tider då fossilbränsleeldade kondenskraftverk används i elsystemet). I samtal med personer med omfattande driftserfarenhet konstaterar vi dock att kraftvärmens typiskt inte backas i dessa situationer. Det finns dock undantag, t.ex. om det finns kapacitetsbrist i värmeproduktionen och man helt enkelt behöver direkt-kondenseringen av kapacitets-skäl.

Ett sätt att minska behovet av topplasteffekt i elsystemet är att generellt minska användningen av el för uppvärmning. Här kan fjärrvärmens spela viss roll genom att fjärrvärme väljs istället för elbaserad uppvärmning (t.ex. direktel, elpanna eller värmepump). Genom detta minskar behovet av el under perioderna med störst totalt elbehov. Dessutom ökar värmeunderlaget för kraftvärme och det blir utrymme för något mer kraftvärme, vilket i sin tur tillför elproduktionskapacitet vid de aktuella tidpunkterna. Självklart finns gränser för hur långt en sådan strategi kan drivas, eftersom uppvärmningen i de mest värmeglesa områdena aldrig kan bli aktuell för fjärrvärme. Även andra uppvärmningslag än fjärrvärme kan bidra till att ersätta elbaserad uppvärmning. Ett exempel är pelletseldning.

Ytterligare ett sätt för fjärrvärmens att bidra till tillgången på topplastkapacitet är om kraftvärmens skulle tillämpa teknik med avsevärt större elutbyte. Genom att använda kombicykel (gasturbin och ångcykel kombinerat) så kan elproduktionen från ett givet värmeunderlag fördubblas. Detta försvåras dock av att det mest attraktiva bränslet, fast biobränsle, först måste förgasas för att möjliggöra detta. Det ökar komplexitet och kostnader. Ett alternativ till detta är naturgasbaserad kraftvärme. Sådana kombicykelanläggningar kan betraktas som helt konventionell teknik redan idag. Vilket som blir mest konkurrenskraftigt – förgasad biomassa eller naturgas – kommer i hög grad att bli en konsekvens av de klimatmål som tillämpas i framtiden, och de styrmedel som då kommer till användning. Självklart påverkar också priserna på biobränslen och naturgas. Om teknik med mycket högre elutbyte skulle börja införas på lång sikt, i takt med att gamla kraftvärmeverk måste ersättas av åldersskäl, så skulle dock elproduktionskapaciteten i de svenska kraftvärmeverken kunna öka rejält. Om de teknisk/ekonomiska förutsättningarna för detta kommer att finnas är idag osäkert.

### 5.3 Analys av olika fjärrvärmesystem

I detta avsnitt redovisas resultat kring hur olika elsystemscenarier (det vill säga olika prisbilder på el) påverkar fjärrvärmeproduktionen i fyra svenska fjärrvärmesystem. Typsystemen har valts för att åskådliggöra inverkan av olika produktionsuppbyggnad med avseende på exempelvis:

- Avfallsförbränning
- Industriell spillvärme
- Storlek
- Kraftvärme
- Värmepump / elpanna
- Återkylare

Beräkningarna har gjorts med fjärrvärmesimuleringsprogrammet Martes och avspeglar ett tänkt läge år 2030. Beräkningarna görs timme för timme och årets produktionsutfall utgörs därmed av summan av 8760 timmars produktionsmix. Vi har valt denna detaljerade tidsupplösning för att få med elprisvariationerna från elsystemscenarierna.

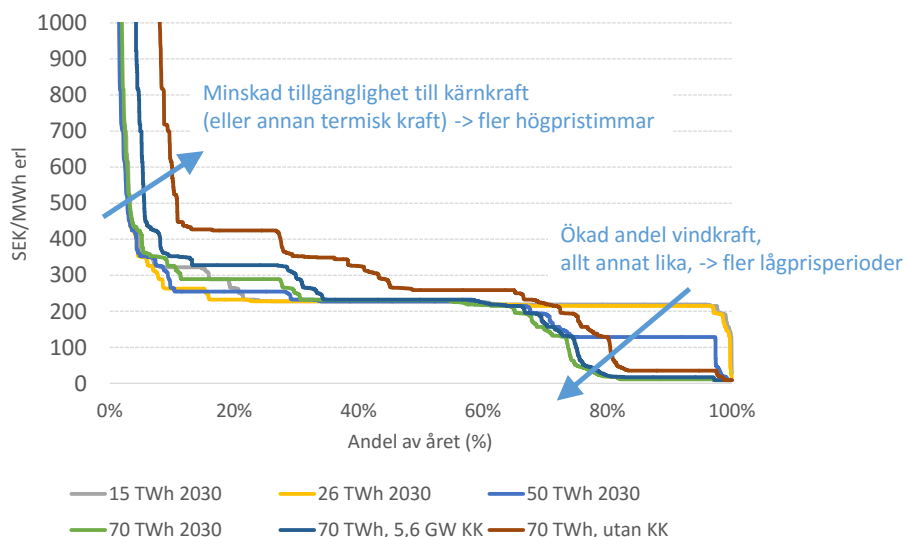
### 5.4 Elprisscenarier

Det enda som skiljer sig åt mellan de olika beräkningsfallen för vart och ett av typsystemen är elpriset (producentpriset) och i förekommande fall elcertifikatpris. Det är alltså uteslutande effekterna av detta som vi studerar med typsystemberäkningarna för de olika scenarierna. Elpriserna är beräknade med ett modellverktyg, EPOD12, som på timbasis beskriver elproduktionen i det europeiska kraftsystemet för modellåret 2030. Detta gör att en hel del av den existerande kapaciteten fortfarande finns tillgänglig samtidigt som ny kapacitet tillkommit främst genom olika stödsystem. Andelen variabel förnybar elproduktion är hög i detta scenario samtidigt som överföringskapaciteter mellan länder och inom länder förstärkts. Baserat på detta basscenario, skiljer sig de olika elprisscenarierna åt endast med avseende på produktionsvolymen vindkraft i Sverige, 15 TWh, 26 TWh, 50 TWh och hela 70 TWh. Det sistnämnda fallet kombineras även med tre olika tillgängligheter till svensk kärnkraft: hela kapaciteten tillgänglig, endast de fyra yngsta reaktorerna tillgängliga (ca 5,6 GW) respektive all kärnkraft utfasad. De resulterande producentpriserna på el i prisområde SE3 ("Stockholm") redovisas i Figur 23 nedan (efter fallande storlek).

---

<sup>12</sup> EPOD är en kraftproduktionsmodell, en sk "dispatchmodell", som beskriver hela det europeiska kraftsystemet (i denna analys har vi dock begränsat oss till Nordeuropa). Modellen är utvecklad i ett forskningssamarbete mellan Chalmers och Profu och används kontinuerligt även i det Chalmersledda forskningsprogrammet Pathways. Mer om modellen finns att läsa i Johnsson F. et. al. 2014, "European Energy Pathways – Towards a Sustainable European Electricity System", ISBN: 978-91-978585-6-4.





**Figur 23: Varaktighetskurvor för elpriset (SE3) i de olika beräkningsfallen**

Baserat på Figur 23 ovan kan vi konstatera att vi under en relativt liten del av året (typiskt 5-15% beroende på beräkningsfall) har mycket höga priser och under 20-25% har relativt låga eller mycket låga priser, återigen beroende på scenario. De priser som vi ser på marknaden idag följer också detta mönster. Om vi ökar andelen tillgänglig vindkraftkapacitet i våra modellberäkningar så ökar andelen lågpristimmar. De perioder under året som elpriset är mycket lågt blir fler och längre. Man kan säga att den högra fjärdedelen av kurvan skiftar nedåt. Men det är inte förrän vi når mycket höga volymer vindkraft, 50 TWh och mer som detta blir riktigt tydligt. Den svenska och nordiska vattenkraften samt förstärkt överföringskapacitet inom Sverige respektive mellan Sverige och dess grannländer har en stor utjämnande förmåga på ökande volymer av vindkraft. Om vi kombinerar fallet med mycket vindkraft, 70 TWh, med en utfasning av kärnkraften så ökar istället perioderna med höga elpriser. Man kan säga att den vänstra högprisdelen i priskurvan skiftar uppåt. Med andra ord: ett framtida elsystem med mycket variabel icke-styrbar elproduktion med låga rörliga kostnader och en mindre andel styrbar termisk kraft än vad vi har idag kommer generellt sett att ha en brantare priskurva enligt Figur 23 än vad fallet är på dagens marknad.

Det är elpriserna som redovisas i Figur 23 som går in som ingångsvärden i våra fjärrvärmesimuleringar som redovisas i nästa avsnitt.

#### 5.4.1 Fjärrvärmesimuleringar – avgränsningar

De olika fjärrvärmetyper systemen tar sin utgångspunkt från verkliga fjärrvärmesystem, men vi gör inte anspråk på att perfekt efterlikna driften av de verkliga systemen. Det viktiga är att de illustrerar olika produktionsuppbyggnad, inte att de i minsta detalj överensstämmer med verkliga system. Vi har därför inte heller stämt av utfallen med respektive företag. Våra resultat ska därmed inte heller ses som de aktuella företagens bild av den framtida fjärrvärmeproduktionen. De investeringsbedömningar som vi gör behöver alltså inte heller sammanfalla med motsvarande bedömningar som företagen gör.

I modellberäkningarna finns ingen beskrivning av start/stopp-kostnader, vilket innebär att beräkningarna kan innehålla perioder då anläggningar går i och ur drift på ett "överdrivet" sätt. I verklig-

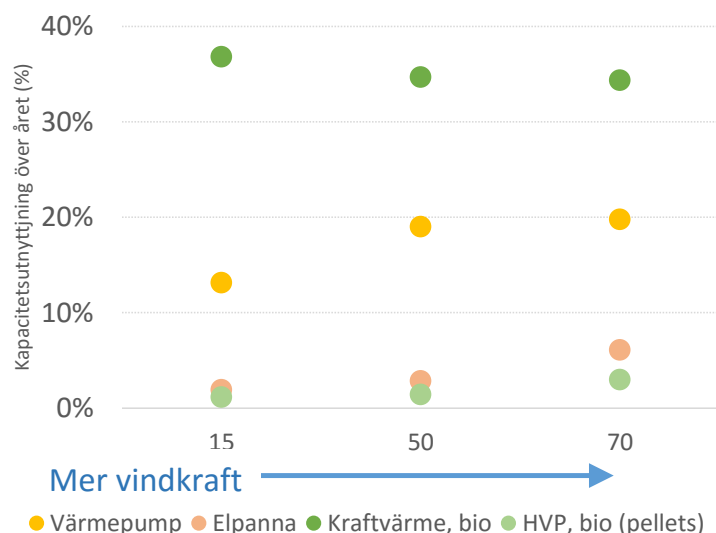
heten krävs typiskt en viss drifttid för att anläggningen ska startas och omvänt en viss avställningstid för att den ska stängas av.

Med få undantag har kraftvärmeverk av beräkningsresursskäl beskrivits med en relativt "stel" drift. Kraftvärmeverket körs i kraftvärmedrift eller också körs det inte alls. I verkligheten "backas" ju ibland elproduktionen då det är mer lönsamt att bara köra värmeproduktion. Vi har dock i ett av typfallen gjort grundliga analyser där vi tagit hänsyn till just detta. Det är dessutom så att kraftvärmeverket i beräkningarna endast körs då det finns värmeunderlag tillgängligt. I vissa system finns möjlighet att köra kraftvärmeverket i återkylar- eller kondensdrift. Man kyler då bort den producerade värmen som inte efterfrågas i fjärrvärmesystemet (vi går inte in närmare på återkylardrift och andra flexibilitetshöjande åtgärder i fjärrvärmesystemen i denna rapportering).

Fjärrvärmeberäkningarna innehåller inte lagring av värme, vare sig korttidslagring inom och mellan enstaka dygn eller säsongslagring. Om man kan finna lönsamhet i sådan lagring kan sannolikt drift av både kraftvärmeverk och värmepumpar/elpannor effektiviseras och utökas. Lagring kan också delvis minska start/stopp-problematiken som är kopplad till en relativt cyklisk drift av till exempel kraftvärmeverken.

#### **5.4.2 Resultatexempel – Förändring i produktionsmix**

I vilken utsträckning fjärrvärmeproduktionen förändras när vi går från ett läge med relativt lite vindkraft (15 TWh) till ett läge med mycket vindkraft (70 TWh) med befintlig kärnkraft redovisas i Figur 24 nedan. Resultaten är hämtade från ett medelstort fjärrvärmesystem med mycket kraftvärme. Figuren visar kapacitetsutnyttjandet, det vill säga hur stor del av den tillgängliga kapaciteten som utnyttjas över året i procent, för några utvalda anläggningar i systemet. Medelpriset sjunker kraftigt när man går till höger på x-axeln. Fjärrvärmeproduktionen från kraftvärmeverket minskar till följd av minskande elintäkter. I detta fall antas kraftvärmeverket inte erhålla elcertifikat, till exempel på grund av åldersskäl. Hade så varit fallet hade minskningen dämpats eftersom sjunkande elpris kan antas kompenseras med ökande elcertifikatintäkt, allt annat lika. Å andra sidan medför minskande elpris (till höger på x-axeln i figuren) att fjärrvärmeproduktionen i elpanna och värmepumpar ökar. Men ökningen är begränsad. Det beror på konkurrenskraften från andra produktionsanläggningar trots att elpriset periodvis är mycket lågt. Perioder med låga elpriser kan nämligen sammanfalla (inte alltid) med perioder med låga alternativkostnader för fjärrvärmeproduktion.

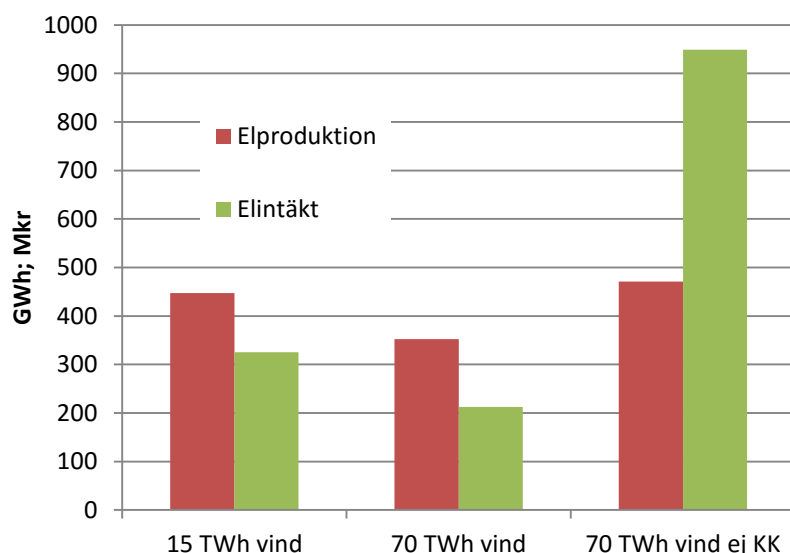


**Figur 24: Kapacitetsutnyttjande över året i några utvalda anläggningar i ett medelstort typsystem med mycket kraftvärme i tre fall med olika produktionsvolym av vindkraft**

Om vi istället tittar närmare på ett fall där vi kombinerar extrema mängder vindkraft (70 TWh) med en fullständig utfasning av kärnkraften så får vi ett fall med mycket höga årsmedelpriser på el. Variabiliteten under året är dock mycket stor vilket innebär att perioderna med mycket låga elpriser är signifikanta. Den sammantagna effekten är dock att elanvändningen i fjärrvärmeproduktionen är tydligt lägre i detta fall än i det fall (70 TWh) där kärnkraften antas vara tillgänglig. Ett väsentligt högre elpris inverkar emellertid positivt på kraftvärmeverkets ekonomi vilket vi redogör för i nästa resultatexempel.

### 5.4.3 Resultatexempel – Kraftvärme och påverkan på elintäkten

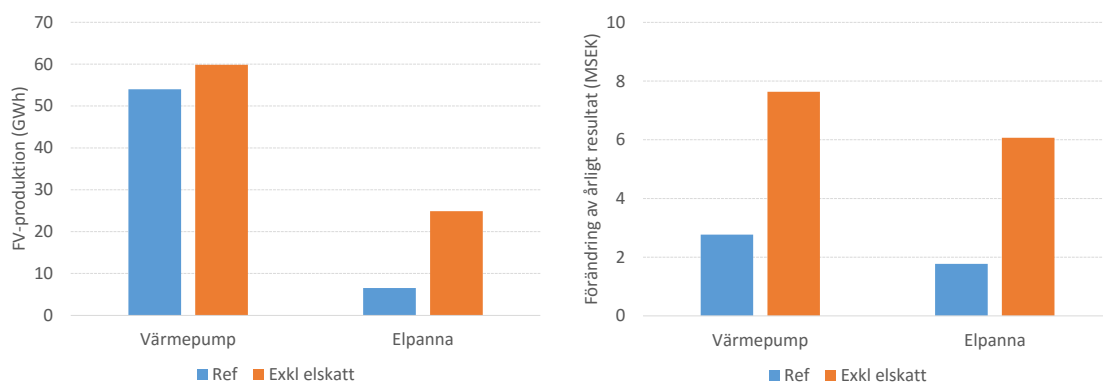
Elproduktionen och intäkterna därav i ett fjärrvärmesystem med kraftvärme påverkas i olika grad av den ökande variabiliteten i elpris. I Figur 25 redovisar vi elproduktionen i, respektive elintäkten för, ett stort fjärrvärmesystem med fossil kraftvärme och industriell spillvärme. Vi gör det för tre olika elprisscenarier. Man kan se att elproduktionen ökar måttligt när man går från "15 TWh" till "70 TWh vind utan kärnkraft" trots avsevärt högre elpris (räknat som årsmedel). Skälet till att elproduktionsökningen inte är större är bland annat att variabiliteten i elpriset är så stor i det senare fallet, vilket leder till att det tidvis istället är lägre elpriser. När det gäller elintäkten så är emellertid variationen avsevärt större. I fallet "70 TWh vind utan kärnkraft" så ökar alltså elproduktionen från kraftvärme med 5 % jämfört "15 TWh vind" samtidigt som värdet av elproduktionen nästan tredubblas. Slutsatsen förefaller alltså vara att elprisutvecklingen som ökad variabilitet och utfasning av styrbar elproduktion leder till inte i första hand påverkar hur mycket el som produceras av kraftvärmeverken, utan snarare värdet av elproduktionen.



**Figur 25: Årlig elproduktion och elintäkt i ett stort fjärrvärmesystem med kraftvärme och spillvärme**

#### 5.4.4 Resultatexempel – energiskatten på el och dess inverkan på elanvändningen inom fjärrvärmeproduktionen

Som vi nämnt tidigare så är fjärrvärmeproduktionskostnaden i elpannor och värmepumpar långt ifrån noll även om elpriset skulle ligga på den nivån. Så som det är nu är användningen av el i framförallt elpannor kostsam (ca 30 öre/kWh i energiskatt på el) även om det ur systemsynpunkt vore gynnsamt med elanvändning vid situationer med exempelvis stort "överskott" av el och, därmed, låga elpriser. Vi har därför analyserat ett fall där vi i ett litet typs-system som domineras av biobränslehetvatten helt plockat bort elskatten för att se hur driften av en värmepump eller en elpanna förändras. Resultatet visar att detta i synnerhet inverkar på driften av elpannan (se Figur 26, orange stapel). Elförbrukningen i systemet stiger från ca 7 GWh per år i referensfallet till 25 GWh. Elpannan på 10 MW värmeeffekt får alltså en utnyttjningstid på hela 2500 timmar. Detta kan ses som ett övre värde då vi helt tagit bort skatten. En dynamisk elskatt (hög när värdet av el är högt och låg när värdet av el är lågt), som kanske är det rimligaste alternativet, skulle ju innebära att den periodvis blir väldigt hög vilket dämpar elanvändningen. Även värmepumpen gynnas i det fall vi exkluderar elskatten men inte alls i samma utsträckning eftersom varken elpris eller elskatt har samma inverkan på den rörliga kostnaden som på elpannan. På motsvarande vis blir det ekonomiska utfallet (gentemot ett basfall utan vare sig elpanna eller värmepump) kraftigt förbättrat för bägge alternativen om elskatten tas bort, i synnerhet för investeringsalternativet med elpanna (Figur 26 till höger).



**Figur 26: Fjärrvärmeproduktion från värmepumpen respektive elpannan (till vänster) och förändring av årligt resultat (till höger) för de bägge investeringsalternativen i referensfallet och i en känslighetsanalys av elskatten (bägge fallen bygger på scenariot "70 TWh vindkraft utan kärnkraft")**

#### 5.4.5 Sammanfattning – Analys av fjärrvärmesystemen

Stora mängder variabel elproduktion, allt annat lika, sänker det genomsnittliga elpriserna och ger perioder med mycket låga priser. I kombination med utvecklade styrbara kraft, här kärnkraft, leder stora mängder variabel elproduktion till ett högt genomsnittligt elpris med mycket stora prissvängningar, från längre perioder med mycket höga elpriser till perioder med mycket låga priser. Detta leder till fjärrvärmeproduktionens del till konsekvenser både på elproduktion i kraftvärme och på elanvändning i värmepumpar/elpannor.

Kraftvärmeproduktionen minskar något då allt mer variabel elproduktion tillförs. Samtidigt minskar elintäkterna något från kraftvärmeproduktionen. Detta orsakas av att de lägre elpriserna sänker elintäkterna och därmed fördröjer anläggningarnas värmeproduktionskostnad. Det leder i sin tur till kortare drifttider i och med att andra värmeproduktionsanläggningar går före i driftordningen.

Kraftvärmeproduktionen ökar något då kärnkraften samtidigt utvecklades. Framför allt ökar elintäkterna från kraftvärmeproduktionen kraftigt, en fördubbling eller ännu mer. Det är alltså inte framför allt kraftvärmeproduktionen som ökar utan intäkterna från denna. Här är det viktigt att komma ihåg att elsystemberäkningarna endast varierats på det sätt som vi beskrivit. Det betyder att inga andra förändringar av elproduktionen gjorts. I ett fall då kärnkraften utvecklades skulle det kunna uppstå incitament för att tillföra annan eleffekt, vilket därmed skulle sänka elpriset under "bristperioder". Det skulle i så fall dämpa den intäktsökning för kraftvärme som vi identifierat i detta elsystemscenario.

Driften av värmepumpar och elpannor ökar marginellt då mer variabel elproduktion tillförs. Orsaken till att ökningen inte blir större när elpriset sjunker är typiskt att annan mycket billig värmeproduktion går före, t.ex. avfallsförbränning och industriell spillvärme. Elanvändningen fördröjas också av elskatten som gör att kostnaderna för värmeproduktionen blir relativt höga även vid nollpris på el.

Som förväntat minskar elanvändningen för värmepumpar och elpannor vid de högre elpriser som blir följden av utvecklade kärnkraft. Minskningen är dock måttlig eftersom elpriserna periodvis är mycket låga även i det fallet, till följd av stora mängder vindkraft i systemet.

Som redan nämnts så kan energibeskattningen på el leda till ett "underutnyttjande" av billig el i fjärrvärmesystemens värmepumpar och elpannor. När vi gjort beräkningar av driftutfallet utan elskatt så

ger det viss ökning av elanvändningen och därmed värmeproduktionen från värmepumpar/elpannor. Ökningen är dock begränsad så man ska inte förvänta sig att en sådan styrmedelsförändring skulle ändra förhållandena dramatiskt.

Intrycket från fallstudierna är att fjärrvärmens har en viktig roll att spela i framtidsscenarioer med stort inslag av variabel elproduktion. Det är både i form av att utnyttja elprisförhållandena, vilket vi testat i typsytberäkningarna, och genom att bidra till elsystemstabilitet, vilket vi diskuterar närmare i nästa avsnitt. Typsytberäkningarna visar att det framför allt är kraftvärmens som är av stor betydelse för de aktuella elsystemsituationerna, medan elanvändningen i värmepumpar och elpannor är av mindre betydelse.

## 5.5 Fjärrvärmesystemen och elsystemstabilitet – en kvalitativ analys av balansreglering

I Sverige sköts frekvensregleringen typiskt av vattenkraft. Om det på sikt inte räcker så skulle fjärrvärme också kunna bidra till detta. Fjärrvärmens skulle kunna bidra på två principiellt olika sätt. Till elproduktionens frekvensregleringsförmåga kan kraftvärmens bidra, medan elpannor och värmepumpar kan bidra genom elanvändningsanpassning. Typiska laständringshastigheter kan vara 30 % laständring på en halvtimme för fastbränslebaserad kraftvärme och värmepump, medan gaseldade kraftvärmeverk kan ändra lasten ännu snabbare. För fastbränsleeldade kraftvärmeverk tar det dock lång tid att komma från kall anläggning till fullast, ungefär två dygn. För gaseldade kraftvärmeverk kan det gå så fort som två timmar.

Sannolikt blir bidraget från kraftvärme vid det driftläge då detta framför allt blir aktuellt, mycket vind- och solkraft och låg elkonsumention, litet då kraftvärmeverken i stor utsträckning kan antas stå stilla. Behovet av ytterligare frekvensreglering kan dock uppträda även vid andra tidpunkter. Då är förutsättningarna större för att fjärrvärmesystemen genom kraftvärmens, ska kunna bidra.

Frekvensregleringen kan behöva ske både uppåt och nedåt. Det handlar ofta om korta tidsperspektiv. Primärregleringen i kraftverk som automatiskt styrs för att hålla frekvensen inom givna gränser reagerar mer eller mindre momentant, medan manuellt styrd sekundär- och tertiärreglering används för att inom 15 minuter återställa frekvenshållningen så att ytterligare störningar kan hanteras av primärregleringen. För att ett kraftverk skall kunna bidra till att öka frekvensen krävs att det inte redan går på fullast. Man måste alltså i normalfallet begränsa driften så att sådan marginal finns att tillgå. Om man istället vill bidra till att sänka effekten måste effekten snabbt sänkas. För att detta skall vara möjligt så måste anläggningen vara i drift och med viss marginal köras över minlasten. I samband med sådan nedreglering av eleffekten måste ändå värmeproduktionen upprätthållas. Det kan ske genom direktdumpning av ånga till kraftvärmeverkets varmkondensator eller genom att annan värmeproduktion regleras upp. Trögheten i värmeproduktionen är dock avsevärt större än i elproduktionen och det är inte nödvändigt att momentant återställa värmeproduktionen.

Kostnaden för att låta kraftvärme sköta frekvensreglering blir dock sannolikt hög. För att kunna bidra till frekvensreglering både uppåt och nedåt krävs alltså att man inte utnyttjar full kapacitet i kraftvärmeverket. Det bör också finnas ett värmebehov som kan svälja den eventuella uppregleringen. Detta medför att dyrare värmeproduktion måste ersätta den värmeproduktion i kraftvärmeverket som undanhålls. Samtidigt medför det att man löpande går miste om elproduktion som den ”ordina-

rie” driften skulle möjliggjort. Dessa merkostnader måste alltså minst uppvägas av de merintäkter som frekvensregleringstjänsten skapar.

Om kraftvärmen är utrustad med kondenssvans eller återkylare kan man frigöra sig från beroendet av fjärrvärmeefterfrågan. Det påverkar dock samtidigt drift-kostnaderna kraftigt eftersom man får ett minskat bidrag från värmeintäkter.

Ett alternativ till att använda kraftvärmen för frekvensreglering är att låta vindkraften ta denna roll. Det skulle kräva att de utvalda vindkraftverken vid normala förhållanden skulle behöva köra på delast för att möjliggöra uppreglering. Situationen där nedreglering efterfrågas sker genom att spilla ännu mer vind än vid normala förhållanden. En förutsättning är dock naturligtvis att det blåser, så att det finns någon drift att reglera ned. Vilket som blir billigast, kraftvärme eller vindkraft för frekvenshållningstjänsten, beror på beräkningsförutsättningarna.

Under perioder med mycket låga fjärrvärmeproduktionspriser blir frekvensregleringstjänsten med kraftvärme mycket dyr. Om värme värderas till 0 SEK/MWh (kan vara fallet om den annars kommer från avfallsförbränning eller viss spillvärme) så kostar elproduktionen baserad på biobränsle rörligt typiskt 750 SEK/MWh. Kostnaden sjunker något tack vare elcertifikatintäkten, säg ned till 550 SEK/MWh. Motsvarande för vindkraft utgörs av de rörliga drifts- och underhållskostnaderna, som inte är särskilt höga, säg 50 SEK/MWh. Med certifikatintäkt (med samma antagande som ovan) blir det en negativ elproduktionskostnad på 150 SEK/MWh. Om man som ett tankeexperiment antar att kraftvärmeverket eller vindkraftverket körs på 70 % last för att möjliggöra både upp- och nedreglering för att möta frekvenssvängningarna (lika mycket åt båda håll) så avgör rådande elprisonivå vem som gör frekvensregleringen billigast. För kraftvärme består kostnaden av att producera el till högre kostnad än marknadspriset medan kostnaden för vindkraften utgörs av den uteblivna lönsamma produktionen (över 70 % driftläget). I detta läge blir det billigare att använda kraftvärmen för frekvensreglering om elpriset är högre än 340 SEK/MWh, medan vindkraften kan erbjuda tjänsten till lägre kostnad under den elprisonivån. (Anledningen till att man inte hamnar på ett elpris mitt emellan de båda alternativens elproduktionskostnader är att kraftvärmen måste öka sin produktion med 70 %, medan vindkraftverket minskar sin produktion med 30 % för att kunna fullgöra frekvensregleringstjänsten.)

Under perioder med högre fjärrvärmepris blir utfallet ett annat. Om man antar att fjärrvärmeproduktionskostnaden sätts av den rörliga kostnaden för biobränsleeldade hetvattenpannor blir kraftvärmeverkets elproduktionskostnad i storleksordningen 235 SEK/MWh och därmed endast 35 SEK/MWh efter elcertifikatintäkt. Därmed kommer drift av kraftvärmeverket nästan alltid vara lönsam. Samtidigt kommer elproduktionen att vara något billigare i vindkraftverket och det blir därmed marginellt billigare att utnyttja kraftvärmeverket för frekvensregleringstjänsten. Frekvensregleringstjänsten blir dock relativt dyr både för vindkraft och för kraftvärme eftersom man måste avstå från att köra på fullast och därmed går miste om lönsam elproduktion (och för kraftvärmeverket krävs också att annan värmeproduktion med rimliga kostnader finns till förfogande).

Räkneexemplen ovan innehåller långtgående förenklingar, bland annat eftersom vi inte beaktar vindkraftens låga tillgänglighet jämfört med kraftvärmen, men det kan ändå fungera som ”tankemodell”.

Som nämnts ovan kan även fjärrvärmesystemens elanvändning användas för frekvensreglering. Det kräver då att elpannor och/eller värmepumpar är i drift, men inte körs på fullast. Om det uppstår ett

behov av att höja frekvensen så bidrar elpannor och värmepumpar till detta genom att minska elanvändningen, och därmed värmeproduktionen. För att möjliggöra detta så måste det finnas möjlighet att ersätta värmeproduktionsbortfallet med annan värmeproduktion. Om man, på samma sätt som ovan ser på exemplet då värdet av värmen är mycket lågt, säg 0 SEK/MWh, så måste alltså frekvensregleringstjänsten betala den merkostnad som driften av de aktuella elpannorna och värmepumparna medför. Dessa har relativt höga värmeproduktionskostnader även om elpriset skulle vara 0. Elskatt, elcertifikatpåslaget, rörlig drift- och underhållskostnad gör att värmeproduktionskostnaden uppgår till ca 400 SEK/MWh för elpannan och ca 130 SEK/MWh för värmepumpen då elpriset är noll.

Vid högre värde på värmen så minskar kostnaden för att hålla anläggningarna i drift på dellast, men å andra sidan kan det istället uppstå en kostnad genom att exempelvis värmepumpen producerar värme till ett så lågt pris så att den av kostnadsskäl redan utnyttjas i värmeproduktionen. Eftersom anläggningen måste gå på dellast för att möjliggöra frekvensreglering så uppstår en kostnad då dyrare värmeproduktion istället måste träda in.

Om det uppstår ett behov av att sänka frekvensen så måste elanvändningen i elpannan eller värmepumpen öka. Effekterna av detta kan analyseras på motsvarande sätt.

Ökning och minskning av elanvändning i värmepumpar och elpannor underlättas om systemet innehåller möjlighet till värmeackumulering, eftersom man då till viss del kan frikoppla sig från värmebehovet vid den aktuella tidpunkten.

Hur stora effekter är det då som kan uppregleras respektive nedregleras? Den totala installerade effekten i kraftvärmeverk uppgår idag till ca 3 600 MW. År 2030 bedöms den uppgå till 4 700 MW. Den uppskattningen bygger på tidigare genomförda analyser av potentialen för kraftvärme där elproduktionen antas öka till 15 TWh år 2030 (Sköldberg 2013). Om man, hypotetiskt, antar att all denna kapacitet är tillgänglig för frekvensreglering och att uppreglering respektive nedreglering uppgår till max 30 % av kapaciteten så blir reglereffekten 1 100 MW (idag) respektive 1 400 MW (2030).

På användarsidan är eleffekten i elpannor idag uppskattningsvis 500 MW och ungefär lika stor i värmepumpar. Om vi på samma sätt som ovan antar att uppreglering respektive nedreglering max uppgår till 30 % av kapaciteten och att hela effekten är tillgänglig för frekvensreglering så blir den samlade reglereffekten i fjärrvärmesystemens elanvändning 300 MW.

Det betyder att den totala frekvensregleringskapaciteten som fjärrvärmen totalt kan ställa upp med idag, 1 400 MW, är av samma storleksordning som den lägsta möjliga driften av vattenkraften, 1 900 MW. Vattenkraftproduktionen, som idag står för huvuddelen av balansregleringen, är som ett årsgenomsnitt av storleksordningen 7 500 MW. Om man som ett tankeexperiment antar att den största störningen skulle vara att kärnkraftreaktorn O3 faller bort så skulle den samlade frekvensregleringskapaciteten i fjärrvärmesystemen teoretiskt räcka för att täcka det bortfallet (förutsatt att alla anläggningar finns till förfogande för frekvensreglering enligt ovan).



## 5.6 Sammanfattning – Fjärrvärmens roll

Nedan gör vi ett försök att i form av ett enkelt "scorecard" sammanfatta i vilken utsträckning fjärrvärmens kan bidra till att underlätta för kraftsystemen vid de identifierade utmaningarna. Bedömningarna i tabellen visar alltså det samlade värdet av den påverkan som den nuvarande fjärrvärmens, samt ytterligare utbyggd och utvecklad fjärrvärme ger på framtida elsystemstabilitet.

**Tabell 8: Fjärrvärmens möjliga bidrag till kraftsystemet vid ansträngda driftfall**

	Kraftvärme	Elpanna / värmepump	Övrigt
<i>Mycket vind- och solkraft och låg konsumtion</i>			
- Mekanisk svängmassa	+	0	0
- Balansreglering	++	+	0
- Överskottssituationer	+	++	+
- Överföringsförmåga	+	+	0
<i>Lite vind- och solkraft och hög konsumtion</i>			
- Tillgång till toppplastkapacitet	+++	+	+++
<i>Generella utmaningar för att upprätthålla balans</i>			
- Flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning	+	+	+
- Ansvarsfördelning och marknadsmekanismer	0	0	0
- Årsreglering	0	0	+

+++ : Stort bidrag; ++ : Tydligt bidrag; + : Visst bidrag; 0 : Inget eller mycket litet bidrag

Under rubriken "övrigt" återfinns exempelvis ökad fjärrvärmeanvändning och värmelagring

I samband med analysen har ett antal hinder för rationellt agerande identifierats. I några fall skulle dessa kunna minskas genom nya eller modifierade styrmedel. Här lyfter vi fram några sådana idéer. Vi vill dock betona att de just skall ses som idéer och inte färdiga förslag. Det krävs kompletterande analyser för att klarlägga de totala effekterna av styrmedelsidéerna.

- Att elcertifikatintäkten är oberoende av värdet på den producerade elen ger alltså konstiga konsekvenser. Certifikatberättigade produktionsanläggningar ges därmed kraftiga incitament att producera el, trots att det inte finns någon betalningsvilja från användarna. En möjlig styrmedelsmodifiering skall kunna vara att inte tilldela certifikat till elproduktion som infaller då elpriset faller under en viss nivå.
- Ett incitament för att underlätta drift av elpannor och värmepumpar i fjärrvärmesystemen vid extremt låga elpriser skulle kunna vara att undanta dessa från elskatt vid de aktuella tidpunkterna. Skälet skulle vara att det då inte finns något egentligt behov av att hushålla med el. Det skulle underlätta för ökad elanvändning vid överskottssituationer, och därmed undvika att el i onödan "går till spillo". (Skälet till att begränsa skatteundantaget till elanvändning inom fjärrvärmesystemen är att man annars skulle ge incitament för användning av elbase-rad uppvärmning som anstränger elbalansen vid höglastsituationer.)
- Att köra värmepumpar i fjärrvärmesystemen vid ansträngd elbalans skulle kunna undvikas genom att fjärrvärmeföretag som avstår från att köra elpannor eller värmepumpar vid tidpunkter då svensk fossilbränsleeldad kondenskraft tas i anspråk slipper energi- och koldioxidskatt på olja som används i hetvattenpannor.

## 6 Möjligheten att använda efterfrågefleksibilitet

Efterfrågefleksibiliteten kan ha en viktig roll i balansering av framtidens kraftsystem med stor andel förnybar, distribuerad elproduktion, minskad mängd styrbar termisk kraft och ökad marknadsintegration till kontinenten.

Utökning av intermitterent kraftproduktion, framför allt vindkraft och solkraft, kommer att bidra till ett kraftsystem med flera anstränga situationer där balanseringen mellan produktionen och efterfrågan försvåras. Detta gäller såväl det scenariot då låg produktion från intermittenta källor sammanfaller med hög efterfrågan men även det motsatta då hög produktion sammanfaller med låg efterfrågan. Efterfrågefleksibilitet kan då användas för att minska elanvändningen i en underskottssituation och öka elanvändningen i en överskottssituation.

En viktig utgångspunkt för implementering av efterfrågefleksibiliteten är tillräckliga ekonomiska incitament. Åtgärderna som tas av elanvändare för att minska eller öka konsumtionen ska vara marknadsmässiga och därmed lönsamma för de inblandade marknadsaktörerna. För detta krävs en högre prisvolatilitet än den som observeras på dagens elmarknader, vilket den utökade intermittenta kraftproduktionen och utbyggnaden av överföringsförbindelser till andra marknadsområden också förväntas generera. Det är både prisnivån och de relativa prisskillnaderna mellan hög- och låglasttimmarna som är av betydelse för incitamenten.

Vår bedömning är att efterfrågefleksibiliteten erbjuder en teknisk potential för minskning av effekt med upp till 4000 MW enbart i Sverige. Denna är en betydande potential och motsvarar nästan 15 % av den maximala nationella effekttoppen som kan uppskattas till ca 28 000 MW. Dock är det viktigt att notera att den totala potentialen endast kan realiseras under korta perioder (1-3 timmar) i och med att hälften av potentialen erhålls från eluppvärmda småhus som enbart kan förflyttar last under få timmar utan komfortpåverkan. Denna last är också återvändande till skillnad från effektreduktioner som realiseras av industriföretag. Industriföretagens efterfrågefleksibilitet som innebär en bestående reduktion av last är i sin tur beroende av produktions- och leveransförhållandena som påverkar priselasticiteten. Det är sannolikt att den fulla efterfrågepotentialen från industrin kan därmed enbart realiseras ett par gånger per år och lämpar sig inte för kontinuerlig balansering av kraftsystemet.

Att de tekniska potentialerna bland hushållskunder och industrikunder har olika karaktär påverkar även de ekonomiska incitamenten som krävs för efterfrågefleksibilitet. Industrikunder reagerar på prisnivåer, hushållskunder på relativa prisskillnader mellan de perioder lasten förflyttas från och till. Det är viktigt att tariffstrukturer är utformade på ett sätt som ger tillräckliga incitament för effektreduktioner, men som också är utformade på ett sätt som möjliggör att de ekonomiska incitamenten för de olika kundkategorierna sammanfaller.

Efterfrågefleksibiliteten förväntas också dämpa prisvolatiliteten något i sig. Även om påverkan på årsmedelpriset förväntas vara enbart måttlig, kommer både pristoppar och prisbottnar att kapas genom att de extrema underskotts- och överskottssituationerna undviks. Detta gynnar investeringsklimatet och kraftsystemet i sin helhet och samtliga marknadsaktörer.

De tekniska möjligheterna finns alltså för att genom efterfrågefleksibilitet kraftigt påverka eleffektbehoven. Utmaningen är att hitta metoder och affärsmodeller för att realisera möjligheterna eftersom de ekonomiska incitamenten för de enskilda kunderna i många fall är jämförelsevis små.

## 6.1 Utmaningarna

Det svenska kraftsystemet står inför utmaningar med anledning av den pågående omställningen av energisystemet till en stor andel förnybar, distribuerad elproduktion, framför allt i form av vindkraft men även solkraft. Det krävs flexibilitet i kraftsystemet både för att möta variationer i efterfrågan och för att hantera den icke-reglerbara produktionen som intermitterant kraftproduktion innebär. Dessutom krävs tillräckliga produktionsresurser för att möta den maximala efterfrågan [19].

Förutsättningarna för integration av intermitterant kraftproduktion inom det nordiska kraftsystemet är relativt bra tack vare tillgången till reglerbar vattenkraft. Dock är vattenkraftens reglerförmåga begränsad i volym och präglas av viss tröghet. Dessutom är den främst utbyggd för att möta variationer i förbrukning, inte i produktion. Detta gäller även transmissions- och distributionsnäten som idag inte är anpassade till de ändringar i kraftflöden som förväntas. Näten byggdes ursprungligen för centraliserad produktion (stora kraftproducerande anläggningar) och decentraliserad last (konsumtion sker primärt distribuerat i elnäten).

Hur långt den nuvarande balanseringsförmågan räcker kommer att ha stor betydelse för prisutvecklingen i framtiden. I och med att balansering med vattenkraft förknippas med relativt låga kostnader kan prisvariationer förväntas förbli små inom det nordiska marknadsområdet så länge balanseringsförmågan i vattenkraften är tillräcklig för att balansera kraftsystemet. När detta inte längre är fallet kommer andra dyrare balanseringsresurser krävas. Principiellt kan det ökade balanseringsbehovet som ökad andel intermitterant kraftproduktion innebär hanteras genom att värmekraft används för reglering, utrikeshandeln förändras eller genom att efterfrågan bidrar till kraftsystemets reglering. Här fokuseras på det sistnämnda, dvs. potentialen för efterfrågefleksibilitet som medel för kraftsystemets balansering i framtiden, förutsättningar för detta, samt konsekvenser som efterfrågefleksibiliteten kan få för kraftsystemet och prisbildningen.

Det finns framför allt två scenarier då intermitterant kraftproduktion riskerar anstränga kraftsystemet maximalt. Det ena scenariot är en underskottssituation då låg produktion från intermitteranta källor sammanfaller med hög efterfrågan. Det andra scenariot är det motsatta, dvs. en överskottssituation då hög produktion från intermitteranta källor sammanfaller med låg efterfrågan. Dessa extrema situationer utmanar inte bara elnätets tekniska förmåga men även marknadens funktionssätt. Efterfrågefleksibilitet kan då användas för att balansera kraftsystemet genom att minska elanvändningen i en underskottssituation och öka elanvändningen vid en överskottssituation.

## 6.2 Olika typer av efterfrågefleksibilitet

Det finns olika typer av efterfrågefleksibilitet som är viktiga att skilja mellan. En är industrins effektreduktioner som sker som en följd av industrins elpriskänslighet. När industriföretag anser att elpriset orsakar för höga rörliga kostnader i produktionen drar de ner på lasten, oftast genom att stänga av elkrävande produktionsprocesser under en viss tid. En del av både den tekniska och ekonomiska potentialen för denna typ av efterfrågefleksibilitet utnyttjas redan idag som en del av effektreserven, vilket har bidragit till att den ofta hamnar i fokus när efterfrågefleksibilitet mer generellt diskuteras.

Potentialen för en annan typ av efterfrågefleksibilitet är dock lika stor, nämligen förflyttande av värmelasten i eluppvärmda småhus under några timmar. Sådan last kan kallas för återvändande last i och med att effektbehovet som följer efter effektreduktionen är högre än den genomsnittliga efterfrågan. Man måste alltså "ta igen" den effektreduktion som gjorts. I och med att elvärmekunderna

flyttar sin värmelast mellan näraliggande tidsperioder är det den relativa prisskillnaden, inte den absoluta prisnivån, som skapar det ekonomiska incitamentet för laststyrningen. Förutsättningen för elvärmekundernas efterfrågefleksibilitet är smarta elnät, som här definieras som en utökad användning av IT i kraftsystemet så att infrastrukturen kan användas närmare sin tekniska förmåga. Idag kan av olika skäl inte den tekniska och ekonomiska potentialen för hushållens efterfrågefleksibilitet realiseras fullt ut, men i längre tidsperspektiv är denna potential högst relevant som en del av lösningen för att möta kraftsystemets balanseringsbehov.

I ett längre tidsperspektiv kan även en tredje typ av efterfrågefleksibilitet bli aktuell, nämligen förflyttning av last genom att exempelvis anpassa tiden för elbilsladdning eller för användningen av hushållsapparater utifrån prisskillnader mellan olika tidpunkter. Denna potential kräver sannolikt en utökad användning av IT i kraftsystemet liksom automatiserade lösningar för att realiseras. Denna förflyttning av last är också möjlig under enbart några timmar, men till skillnad från värmelasten är den inte återvändande. Det handlar dock endast om att flytta lasten i tiden, från tider med högre pris till tider med lägre pris. Energibehovet sett över en längre period är alltså oförändrat.

Som det påpekas ovan, kan de olika typerna av efterfrågefleksibilitet användas för att utjämna efterfrågan över kortare tidsperioder och därmed bidra till balansering av kraftsystemet. Eftersom efterfrågefleksibiliteten inte är uthållig under längre tidsperioder kan den inte jämföras med produktionsresurser. Här skiljer sig efterfrågefleksibilitet även från energilagring som är oberoende av lasten och kan användas över längre tidsperioder. Fortfarande idag är olika lagringsteknologier under utveckling både gällande dess tekniska och ekonomiska prestanda och konkurrerar inte med efterfrågefleksibilitet i ekonomiska termer.

Nyttan från efterfrågefleksibilitet är svår att kvantifiera, men resultat från olika studier kan användas för att uppskatta storleksordningen. I resultaten som presenteras nedan, har nyttan från styrande efter elpriset uppskattats till 150 – 550 kr per eluppvärmt småhus och år, beroende på volatiliteten i elpriset [20]. Besparingar i distributionsnäten har uppskattats till ca 200 kr per hushåll och år, vilket till stor del baseras på minskat investeringsbehov i nätförstärkningar. Om efterfrågefleksibilitet kan ersätta effektreserven, kommer även dessa kostnader att besparas. Enligt information från Svenska Kraftnät kan den genomsnittliga årliga upphandlingskostnaden för effektreserven uppskattas till 70 000 kr/MW. För 2000 MW innebär detta en total kostnad på 140 miljoner kr. Om de 1 miljoner eluppvärmda småhus kan genom efterfrågefleksibilitet ersätta behovet av denna effektreserv kan en besparing på 140 kr per eluppvärmt småhus och år realiseras. Totalt kan kostnadsbesparingen för efterfrågefleksibilitet därmed uppskattas till 490 kr – 890 kr per eluppvärmt småhus och år.

**Tabell 9: Potentiella nyttor från efterfrågefleksibilitet, kundkategorin eluppvärmda småhus**

Potentiella nyttan	Årlig kostnadsbesparing [kr]
Styrande efter elpriset (systempriset)	150 – 550 kr
Besparingar i distributionsnäten	200 kr
Ersättning av effektreserven	140 kr
Besparingar i region- och stamnät	–
<b>TOTAL POTENTIAL</b>	<b>490 – 890 kr</b>

Källa: Se referenslista

Utöver dessa nyttor tillkommer även besparingar från regionnät och stamnät, t.ex. i form av minskat investeringsbehov. Eftersom behovet av effektreserv och prisvolatilitet kan förväntas öka i framtiden kan även nyttan antas öka. Som nämnt ovan, ska denna uppskattning enbart ses som en indikation på storleksordningen på den potentiella nyttan från efterfrågefleksibilitet.

### 6.3 Prisvolatilitet den viktigaste drivkraften

För att det ska finnas ekonomiska incitament för investeringar i flexibilitet, antingen på efterfrågesidan (efterfrågefleksibilitet) eller i produktionsanläggningar (topplastkapacitet), behövs större prisskillnader inom dygnet än de som för närvarande observeras på elmarknaden. [21]

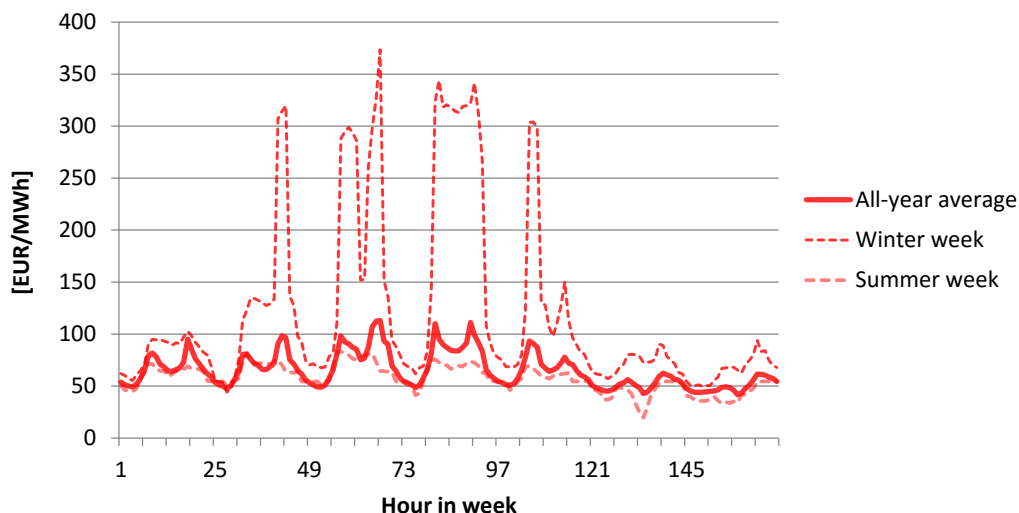
En viktig utgångspunkt för implementering av efterfrågefleksibilitet är att åtgärderna ska vara marknadsmässiga och därmed lönsamma för de inblandade parterna. För att elpriset ska kunna användas som styrsignal för anpassning av efterfrågan, krävs en prisvolatilitet som gör det lönsamt att flytta last från höglastperioder till låglastperioder.

Två faktorer är avgörande för den framtida prisvolatiliteten. Den ena är utbyggnadsgraden av intermitterant kraftproduktion inom det nordiska marknadsområdet, i kombination med utfasning av styrbar termisk produktion, och den andra utbyggnaden av överföringsförbindelser till marknadsområdet med större prisvolatilitet, såsom Tyskland.

Under den nuvarande marknadsmodellen, "energy-only", med marginalprissättningsprincipen får de förnybara kraftslagen med lägsta marginalkostnader prioritet på utbudskurvan vilket resulterar i ett högt antal drifttimmar för dessa teknologier och ett lägre antal drifttimmar för andra teknologier. För att täcka kostnaderna för de teknologier som används framför allt som spetslast, krävs höga pristopp. På samma sätt vid överskottssituationer kommer låga, även negativa priser att uppstå. Prisvolatiliteten förväntas därmed öka vid ökad andel intermitterant kraftproduktion [22].

Detta illustreras i modelleringsresultaten för prisområdet SE4 i Figur 27. Om man utgår ifrån ett scenario lik NEPPs gröna scenario, kan den intermitteranta kraftproduktionen förväntas öka till en grad som bidrar till en utökad prisvolatilitet. Redan under en genomsnittlig vecka kommer prisfluktuationerna att vara relativt höga i jämförelse med dagens nivåer. Under en vintervecka kommer extrema pristopp att uppstå, även relativt frekvent, på grund av produktionsunderskott som sammanfaller med hög efterfrågan. På sommartiden förväntas situationen vara den motsatta, dvs. prisfluktuationerna kommer att vara lägre och stundvis mycket låga prisnivåer uppstå som följd av produktionsöverskott som sammanfaller med låg efterfrågan.

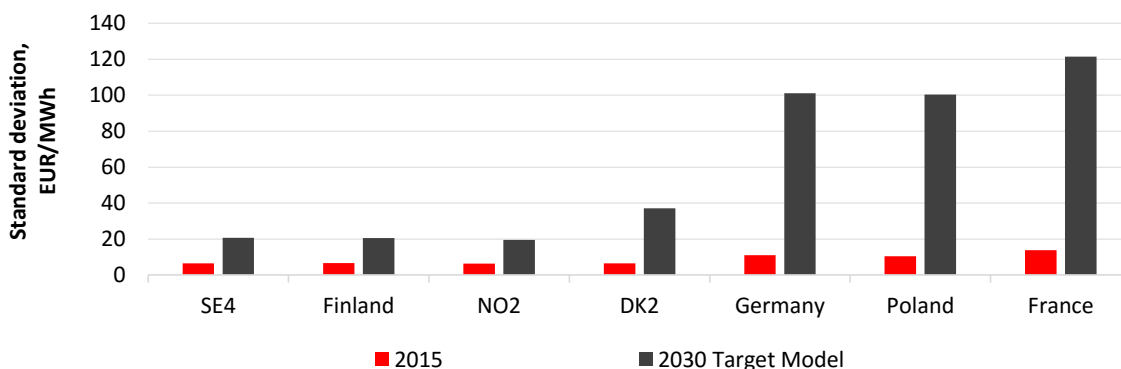
**Figur 27 Timpriser i prisområdet SE4 under representativa veckor under 2030: En genomsnittlig årlig vecka, en genomsnittlig vintervecka och en genomsnittlig sommarvecka.**



Källa: North European Power Perspectives: "Four market design scenarios for Europe", mars 2015.

Som nämnt ovan har marknadsintegrationen och överföringsförbindelserna till marknadsområden i kontinentala Europa av stor betydelse för den förväntade prisvolatiliteten. Dessa länder saknar den reglerbarheten i kraftsystemet som finns i Norden, och möter därmed redan idag större prisvolatilitet. Med den utökade andelen intermittent kraftproduktion kommer volatiliteten att ytterligare öka i framtiden. Detta illustreras i Figur 28 där standardavvikelser i prisnivåer är modellerade för 2015 respektive 2030. Prisvolatiliteten som uppstår på marknaden idag är låg i jämförelse med den förväntade utvecklingen, framför allt i länder såsom Tyskland, Polen och Frankrike. Med en utökad grad av marknadsintegration och förstärkta överföringsförbindelser kommer denna prisvolatilitet även att påverka det nordiska marknadsområdet i framtiden.

**Figur 28: Prisvolatilitet 2015 och 2030 i Norden och i kontinentala Europa**



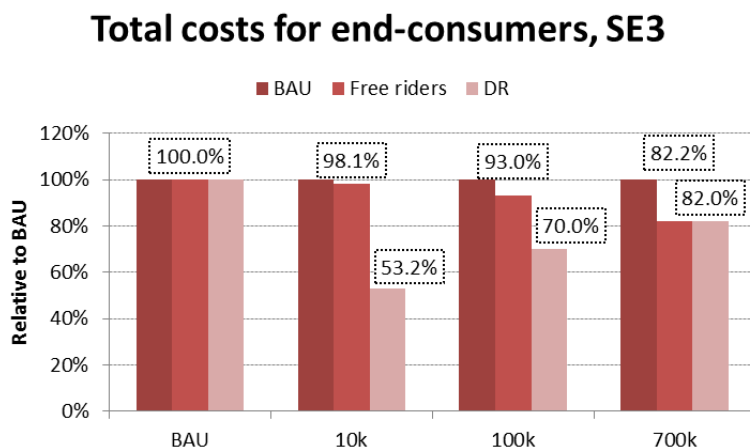
Källa: North European Power Perspectives: "Four market design scenarios for Europe", mars 2015.

Utifrån denna prisbild finns det goda förutsättningar för de incitament att uppstå som skapar lönsamhet i efterfrågefleksibilitet på framtidens elmarknader.

En ökad efterfrågefleksibilitet kommer att minska prisvolatiliteten genom att kapa både toppar och dalar [23]. På så sätt kommer en ökad mängd efterfrågefleksibilitet att motverka incitamenten för efterfrågefleksibilitet. Det kan alltså finnas en jämvikt som begränsar hur mycket efterfrågefleksibilitet som är lönsam. Även de som inte flyttar sin last kan ha en fördel av att andra gör det, så kallade free riders. I Figur 29 ser man att det är mest lönsamt att flytta sin last då få andra gör det och hur en

ökad mängd efterfrågeflexibilitet minskar lönsamheten att flytta sin last. De som inte är aktiva får också nytta av att andra flyttar sin last genom att pristoppar kapas.

**Figur 29 Totalkostnad för elkunder vid olika penetration av efterfrågeflexibilitet, 0 - 700 000 hushåll i Sverige.**



Källa: Elforsk: "Efterfrågeflexibilitet på en energy only-marknad, Budgivning, nättariffer och avtal" Elforsk rapport 13:95

## 6.4 Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland olika typer av elkunder

Som nämnt ovan finns det olika typer av elkunder som har potential för efterfrågeflexibilitet i Sverige. Dessa är framför allt industriföretag och hushållskunder, främst småhus med eluppvärmning, men i mindre grad även kommersiella lokaler.

**Tabell 10 Potentialer för olika typer av efterfrågeflexibilitet i Sverige**

Sektor	Potential per objekt	Total potential [MW]
Industri		2000 MW <sup>13</sup>
Hushåll med elvärme	2 kW, ca 1 000 000 små hus	2000 MW <sup>14</sup>
Köpcentrum	140 kW, ca 320 st.	45 MW
Kontor	0,004 kW/m <sup>2</sup> , ca 35 milj. m <sup>2</sup>	140 MW
Skolor	0,0004 kW/m <sup>2</sup> , ca 37 milj. m <sup>2</sup>	15 MW
<b>TOTAL POTENTIAL</b>		4200 MW

Källa: Se referenslista

## 6.5 Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland industriföretag

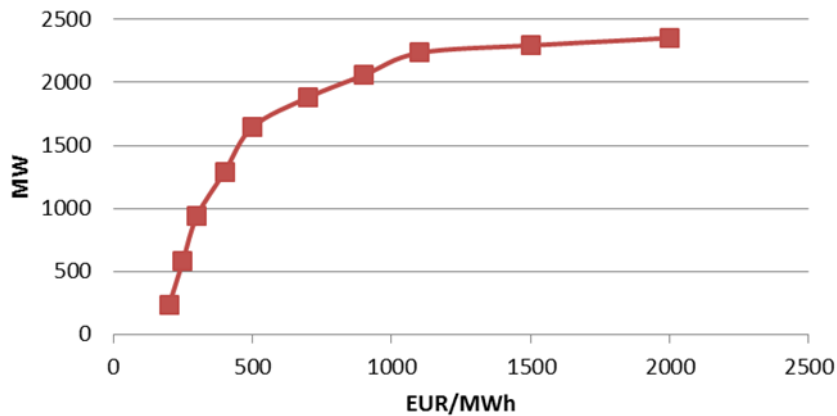
Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland industriföretag är starkt kopplad till priselasticitet, dvs. sambandet mellan förbrukning och elpris. Potentialen för lastreduktion i Sverige har uppskattats till ca 2000 MW när elpriset överstiger 200 EUR/MWh.

**Figur 30 Förbrukningsreduktion vid prisspikar i Sverige (industri). Ett scenario har simulerats, antaget en maximal lastreduktion av 2 300 MWh/h.**

<sup>13</sup> Uppskattningarna varierar i olika studier mellan 1900 – 2300 MW

<sup>14</sup> Uppskattningarna varierar i olika studier mellan 2000 – 2400 MW

## Förbrukningsreduktion Sverige

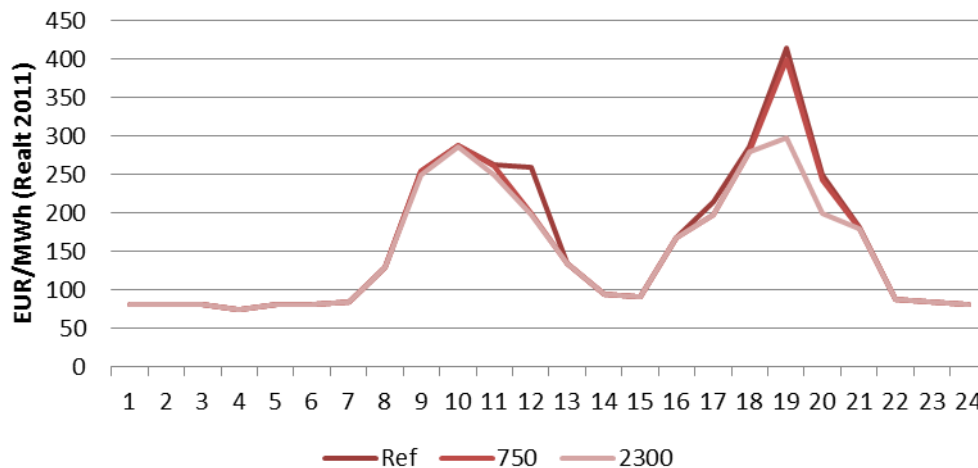


Källa: North European Power Perspectives: "Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden", Underlagsrapport till samordningsrådet för smarta elnät, december 2013.

Ca 85% av denna potential genereras från elintensiv industri, resterande 15% från lätt industri, som omfattar bl.a. livsmedelsindustrin, verkstadsindustrin och sågverk. Simuleringar av prispåverkan antaget denna potential i Sverige och motsvarande potential i övriga nordiska länderna visar att industrins förbrukningsreduktioner vid prisspikar kan kapa eftermiddagens pristoppar på ett betydande sätt. Det gäller även i ett framtida scenario med ökad andel intermittent kraftproduktion, kombinerat med minskning av termisk produktion, och kraftig ökning av transmissionskapacitet till kontinenten. Påverkan på årsmedelpriset blir dock måttlig, om inte liknande efterfrågeflexibilitet antas på kontinenten.

**Figur 31 Simulerad effekt av industriell efterfrågeflexibilitet år 2030 med 0 MW, 750 MW och 2300 MW efterfrågeflexibilitet i Sverige.**

## Elpris måndag vecka 5 2030, SE3



Källa: North European Power Perspectives: "Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden", Underlagsrapport till samordningsrådet för smarta elnät, december 2013.

Som nämnt ovan, är det den elintensiva industrin som står för största delen av potentialen. Genom att stänga av elkävande produktionsprocesser kan effektuttaget reduceras under vissa timmar. För



att effektreduktionerna ska påverka spotpriserna måste företaget ha informerat sin balansansvarige elleverantör om reducerat effektuttag och vid vilket minsta elpris som detta genomförs innan elleverantören lämnar sina bud till spotmarknaden kl 12 dagen innan. Möjligheten finns även att delta i balanshandeln utan påverkan på spotpriserna. Att spotpriserna påverkas anses dock önskvärt för att förtroendet för spotmarknaden, och därmed spotpriset som referenspriset för de finansiella marknaderna, ska kunna upprätthållas.

Det lägsta elpris som krävs för att nyttan från effektreduktionen ska överstiga kostnaden beror på en rad parametrar såsom beläggningsgrad, orderingång, lagernivå och konjunkurläge. Det är viktigt att notera att industriföretagen bedömer potentialen för effektreduktioner genom produktionsneddragningar inte enbart utifrån potential för kostnadsbesparingar utan även utifrån påverkan på exempelvis ingångna avtal, ekonomiska konsekvenser vid leveransförseningar eller risk för förlorade marknadsandelar.

Även om industriföretagen är den kundkategori som redan idag har förutsättningar till betydande efterfrågeflexibilitet i form av effektreduktioner, består denna kundkategori av en heterogen grupp marknadsaktörer med skilda förutsättningar för effektstyrning beroende av olika produktionsprocesser och marknadsläge. Effektstyrning är i första hand lämplig i industriella processer som har värmetröga laster eller mellanlager i produktionen. Dessa laster är inte återvändande på kort sikt, även om på längre sikt är industriföretagens energibehov oförändrat. Om inte effektstyrning kan tillämpas för denna typ av produktionsprocesser kan den potentiellt leda till produktionsbortfall eller omplacering av personella resurser. Dessa förknippas ofta med höga kostnader, vilket betyder att effektreduktionerna kan genomföras enbart vid mycket höga prisspikar. Som nämnts ovan, påverkar också konjunkurläget orderingången och kapacitetsutnyttjandet. Generellt sätt kan man säga att potentialen för effektreduktioner är lägre under hög- än under lågkonjunktur. Det behövs även en beredskapstid för att realisera effektreduktioner som kan begränsa de praktiska möjligheterna. Produktionsprocessen sätter därmed de tekniska förutsättningarna både för reaktionstid och för neddragningsvolym.

Det finns dock indikationer på ökat intresse för, och medvetenhet om, efterfrågeflexibilitet bland industriföretag. I många fall krävs en utveckling av interna processer för att löpande kunna bedöma priselasticiteten och potentialen för efterfrågeflexibilitet. Det krävs även en höjd kunskapsnivå kring frågorna relaterade till avtalsutformning för elleverans och balansansvar. Praktiskt sett är potentialen för efterfrågeflexibilitet från industriföretag i huvudsak dock tillgänglig bara ett par gånger per år och tillämpar sig inte för kontinuerlig användning.

## 6.6 Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder

Eluppvärmningen i Sverige bidrar med en topplasteffekt på ca 7 000 MW (normalår)- 8 000 MW (20-årsvinter). En ansevärd andel av denna kan styras utan någon märkbar komfortpåverkan [24].

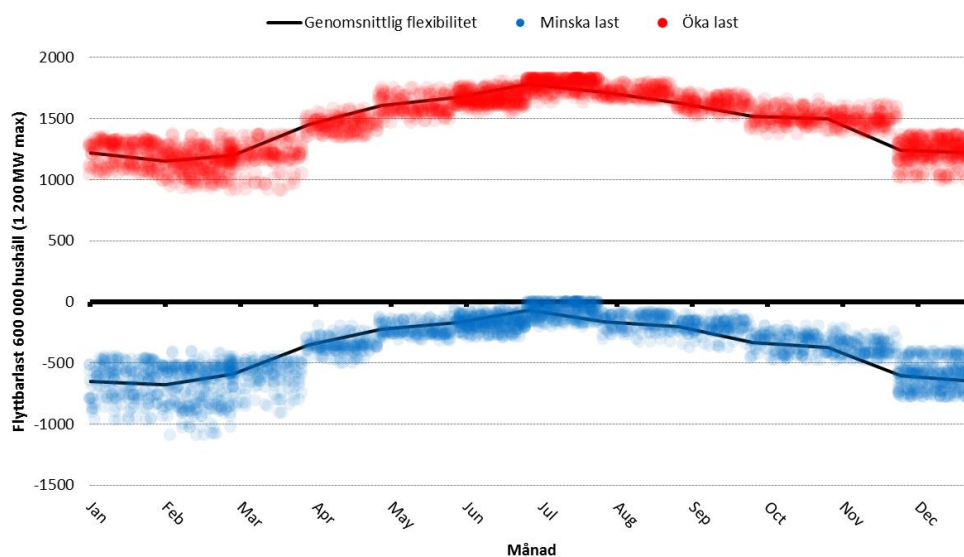
Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder med eluppvärmning har i fältförsök uppskattats till ca 2000 MW, motsvarande 2 kW i ca 1 000 000 småhus [25]. Detta är ett medelvärde och representerar en potential som finns tillgänglig under större delen av uppvärmningssäsongen. Simuleringar har dock visat att det under korta perioder kan finnas en potential på upp till 5 500 MW [26].

Att potentialen är stor inom just detta kundsegment beror på möjligheten att utnyttja husets värmetröghet för att flytta lasten några timmar utan att påverka komforten. Detta gäller främst hushåll med vattenburen värme. I hushåll med direktverkande el påverkas komforten betydligt snabbare om

man drar ner effekten. Den maximala potentialen för efterfrågefleksibilitet är dock högst temperaturkänslig. Värmeförbrukningen kan inte minskas utan att värmebehovet finns och på samma sätt kan inte förbrukningen ökas om man redan använder full effekt. Potentialen är därmed störst på vintern, men minskar under längre perioder med mycket kallt väder då värmesystemet troligtvis går för fullt.

Detta illustreras i Figur 32 med potentialen för minskning respektive ökning av den återvändande lasten för 600 000 hushåll (ca 600 MWh/h vintertid minskning av förbrukningen) samt säsongsvariationen över året [27]. De röda markeringarna representerar ökning av last (MWh/h), och de blåa markeringarna representerar minskning av last (MWh/h). De svarta heldragna linjerna representerar medelvärdet per månad. Även om möjligheten att öka lasten är stor sommartid är potentialen att sedan minska lasten i motsvarande grad liten, varför potentialen för efterfrågefleksibilitet för den återvändande lasten under sommarhalvåret är liten, uppskattningsvis mindre än 10 % av motsvarande potential vintertid.

**Figur 32 Säsongsvariation för efterfrågefleksibilitet map värmebehov / återvändande last**



Källa: North European Power Perspectives: "Krav på framtidens elnät – smarta nät" Rapport till samordningsrådet för smarta elnät, oktober 2014.

Att utveckla ekonomiska incitament i form av affärsmodeller som är anpassade till hushållskundernas behov är centralt för att säkerställa att detta förblir en drivkraft och inte istället utgör ett hinder för implementering av efterfrågefleksibilitet. Det är en utmaning att kommunicera prisinformation till kunderna och påverkan av flera olika tariffstrukturer har undersökts.

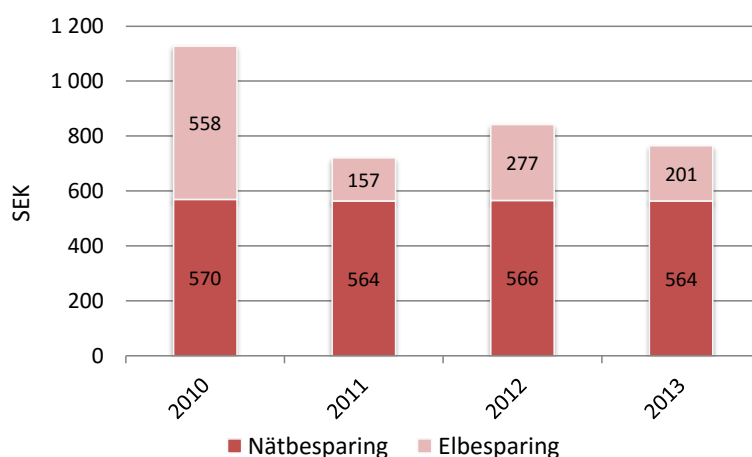
I Figur 33 illustreras resultat från en studie som undersökt besparingspotentialen genom att styra efter både nättariff och elpris samtidigt för ett eluppvärmt småhus [20]. Beräkningarna genomfördes i två delar, en del med varierande och historiska elpriser per timme från 2010 till 2013, och en del med en utvald tidsberoende nättariff. Under månaderna december till februari flyttades 15 kWh/dygn, på våren och på hösten 10 kWh, under maj och september 5 kWh och under sommarmånaderna juni till och med augusti flyttades enbart 2 kWh/dygn. Fem höglasstimmor respektive låglasstimmor identifierades för lastflyttning. Besparingspotentialen räknades fram genom att multiplicera effektflytten med differensen mellan medelpriset för de fem höglasstimmorna och de

fem låglasttimmarna för varje dygn. Denna besparingspotential kallades för "elbesparing" (se Figur 33).

På nätsidan har beräkningarna utgått ifrån den tidsberoende nättariffen med en fördefinierad hög- och låglasttid. Höglasttiden ansågs vara timmarna alla vardagar mellan 6:00-22:00 från november till mars. Besparingspotentialen från den tidsdifferentierade nättariffen kallades för "nätbesparing".

Resultaten från studien visar att elbesparingen varierade mycket beroende på elpriset och är enbart signifikant under 2010 då Sverige hade höga elpriser och stora prisskillnader mellan höglasttimmar och låglasttimmar. Det är i nätkostnaden som den stora besparingspotentialen finns. Under perioden 2010-2013 stod nätbesparingen för i genomsnitt 67 % av den totala besparingen.

**Figur 33 Besparingspotentialen för ett eluppvärmt småhus under 2010-2013 där lasten anpassats till elpriset [SEK/år]**



Källa: North European Power Perspectives: "Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågeflexibilitet bättre." Rapport till samordningsrådet för smarta elnät, juni 2014.

Idag erbjuder ett flertal nätägare tidsdifferentierade nättariffer som gör det lönsamt att flytta last från höglastperioder till låglastperioder. Förutom att dessa idag ger starkare ekonomiska incitament än vad variationerna i elpriset ger, är de dessutom mer förutsägbara vilket underlättar för konsumenter att investera i styrutrustning. En lokal tidsdifferentierad effekttariff är den modell som sannolikt skulle ge bäst effekt då den ger incitament till att jämna ut lasten och undvika topplaster under traditionella höglasttimmar. Den skulle därmed troligtvis också ge rätta signaler för beteendeändringar som är gynnsamma för både lokalnätet och utifrån ett systemperspektiv.

Simuleringar av prispåverkan genom efterfrågeflexibilitet från eluppvärmda småhus visar att priset blir mindre volatilt genom att pristopporna minskar, men också genom att de lägsta priserna höjs. I vissa scenarier höjs de lägsta priserna i större utsträckning än pristopporna minskar. Återigen är påverkan på årsmedelpriset relativt liten i och med att det minskade priset vid höglast kompenseras av det ökade priset vid låglast.

De ekonomiska incitamenten är dock inte tillräckliga för hushållssegmentet, utan affärsmodellerna som utformar de ekonomiska incitamenten måste, förutom ekonomiskt fördelaktiga, även vara

enkla, förståeliga och till en viss grad också förutsägbara för kunderna. Om dessa krav kan uppfyllas för laststyrning finns det ytterligare nyttor som kan realiseras. Vid ett flertal fältförsök har det visat sig att hushållen minskar sin elförbrukning med mellan 10 och 15% genom automatiserad styrning [25] och inläring från informationsåterkoppling, övervakning av drift genom datainsamling och behandling samt resulterande potential till jämnare elanvändning. Att förutsättningarna för efterfrågeflexibilitet och energieffektivisering på detta sätt är sammankopplade kan vara en viktig drivkraft i utvecklingen.

Det kan skiljas mellan två typer av efterfrågeflexibilitet beroende på prissignalen som hushållen reagerar på. Den ena kallas för reaktiv efterfrågeflexibilitet och utgår ifrån att hushållen agerar utifrån spotpriserna från dagen-före-marknaden. Dessa publiceras kl. 13 dagen innan förbrukningsdygnet och hushållen väljer sedan hur de vill anpassa sin förbrukning utifrån prisinformationen. Fördelen med denna typ av prisstyrning är att den kan automatiseras med enkel och relativt billig teknik. Nackdelen är att vid höga penetrationsnivåer, t.ex. 700 000 hushåll, visar studier att den samhällsekonomiska välfärden minskar markant, primärt till följd av att lastförflyttning orsakar fler nya, högre prisspikar [23].

Det andra alternativet är så kallad explicit efterfrågeflexibilitet där hushållens efterfrågeflexibilitet bjuds in redan på spotmarknaden dagen innan utifrån den uppskattade flexibiliteten som hushållen kan bidra med på marknaden utan att ge avkall på komforten. Prispåverkan av efterfrågeflexibilitet är därmed explicit inkluderad i marknadsklareringen på dagen-före-marknaden. Detta alternativ leder till jämviktspriser och ökande samhällsekonomiska vinster vid ökande penetrationsnivåer. Ur ett systemperspektiv anses det därför önskvärt att efterfrågeflexibiliteten bjuds in redan i prisbildningen dagen innan. Nackdelen är att detta förfarande är mer komplicerat och kräver troligtvis att en aggregator, t.ex. en elhandlare, tillåts styra lasten åt kunderna. Det är också sannolikt att vid höga penetrationsnivåer, t.ex. 700 000 hushåll, kommer prisvariationen att minska till en grad som eliminerar incitamenten för hushåll att tillämpa efterfrågeflexibilitet när ersättningen baseras på prisdifferenser mellan hög- och lågpristimmar.

## 6.7 Potentialen för efterfrågeflexibilitet hos övriga förbrukare

Utöver hushållen med eluppvärmning och industriföretag, har potential för efterfrågeflexibilitet även identifierats bland kommersiella lokaler. Denna potential är dock betydligt lägre och uppskattad till ca 200 MW. Som nämnts ovan, finns det även i ett längre tidsperspektiv möjlighet till förflyttning av last genom att exempelvis anpassa tiden för elbilsladdning eller för användning av hushållsapparater. Dock kräver realisering av denna potential en utökad användning av IT i kraftsystemet och ofta automatiserade lösningar som inte finns tillgängliga än.

Hur potentialen för efterfrågeflexibilitet kan förväntas utvecklas i framtiden är därmed svårt att bedöma. Utvecklingen för industrin kommer att drivas på kortare sikt av konjunkturlägen och på längre sikt av industrins eventuella strukturomvandling. Utvecklingen för hushållssegmentet kommer att drivas framför allt av elanvändningen för uppvärmning. Den stora potentialen är utökad användning av elbilar. Resultaten från en studie där efterfrågeflexibiliteten från det framtida elbilsbeståndet av 1 miljon elbilar uppskattats påpekar på en ytterligare efterfrågepotential på ca 500 MW under antagandet att 4,8 % av elbilarna är tillgängliga som en flexibel resurs under en viss tidpunkt [27].

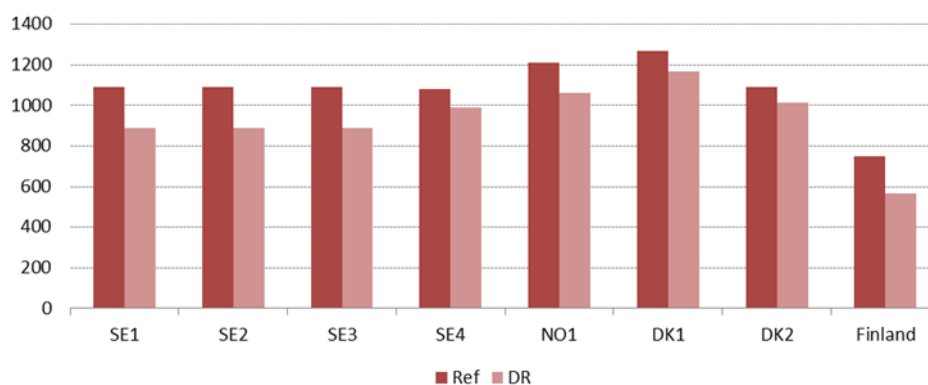
## 6.8 Nyttor från efterfrågefleksibilitet i stamnät och distributionsnät

Det finns utmaningar kopplade till såväl distributionsnäten som till stamnätet till följd av kraftsystemets omställning till en stor andel intermitterent, distribuerad elproduktion samt till introduktion av elbilar som kan förväntas ske i ett längre tidsperspektiv. Kraftnäten är utbyggda för att möta variationer i förbrukning, inte i produktion, och är inte anpassade till de ändringar i kraftflöden som förväntas. Efterfrågefleksibilitet kan göra nytta både genom att minska efterfrågan vid hög last och genom att öka användningen vid låg last och på så sätt undvika att produktion spills. Genom att bidra till reducering av lasttoppar, kan efterfrågefleksibiliteten minska investeringsbehovet i nätförstärkningar och därmed kostnader relaterade till balansering av kraftsystemet. Till vilken grad efterfrågefleksibiliteten kan minska investeringsbehovet i stamnätet beror på vilken prisdifferens ska byggas bort, dvs. vilken nätprestanda efterfrågas.

På systemnivå bedöms prisspikar och prisbottnar vara två av flera utmaningar, till följd av stort respektive litet produktionstillskott från intermitterent kraftproduktion kombinerat med hög eller låg efterfrågan. Dessa utmaningar kan hanteras genom efterfrågefleksibilitet som kan härstamma från olika aktörer på marknaden. Som nämnts ovan, kan antalet timmar med prisspikar reduceras något, men även antalet timmar med prisbottnar (nollpriser) minska med hjälp av efterfrågefleksibilitet. Ur ett systemperspektiv är detta gynnsamt i och med att reduktion av nollpristimmar skapar ett bättre investeringsklimat för vindkraft och solkraft. Samtidigt anses det positivt att efterfrågefleksibilitet kan användas för att minska belastningen på stamnätet under en övergångsperiod då nätförstärkningar genomförs.

I Figur 34 visas resultaten från simuleringar för prisbottnar, dvs. antalet timmar med nollpriser för NEPPs gröna scenario år 2038 med efterfrågefleksibilitet (DR) och utan efterfrågefleksibilitet. I NEPPs gröna scenario år 2038 antas en hög andel förnybar intermitterent kraftproduktion och en stegvis avveckling av kärnkraften i Europa. Simuleringarna visar att med efterfrågefleksibilitet minskar antalet timmar med nollpriser för samtliga elområden i Norden. På grund av elskatten möter dock kunderna ett positivt pris även i dessa timmar.

**Figur 34 Antal timmar med nollpriser**

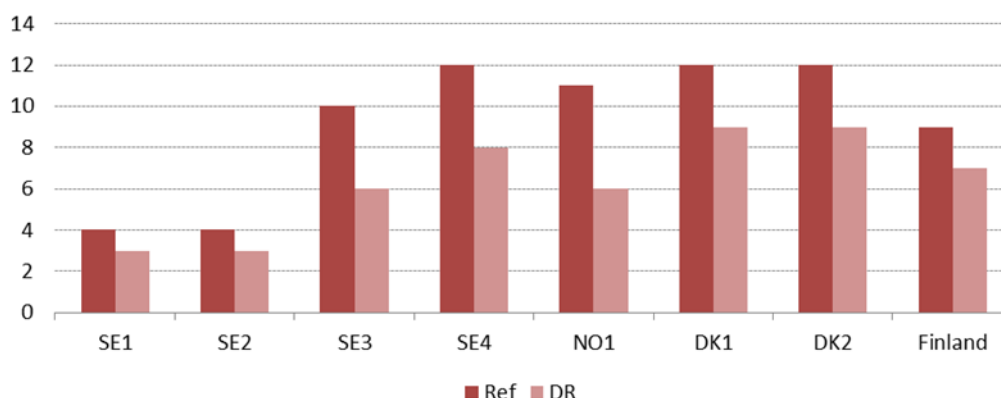


Källa: North European Power Perspectives: "Krav på framtidens elnät – smarta nät" Rapport till samordningsrådet för smarta elnät, oktober 2014.

På samma sätt har simuleringar för prisspikar genomförts för NEPPs gröna scenario år 2038 med efterfrågefleksibilitet (DR) och utan efterfrågefleksibilitet. Prisspikar definierats som prisnivåer överstigande 200 EUR/MWh. Resultaten visar att med efterfrågefleksibilitet minskar antalet timmar med

prisspikar för samtliga elområden i Norden. Även dessa resultat avser systempriset och inte priset som elkonsumenter möter.

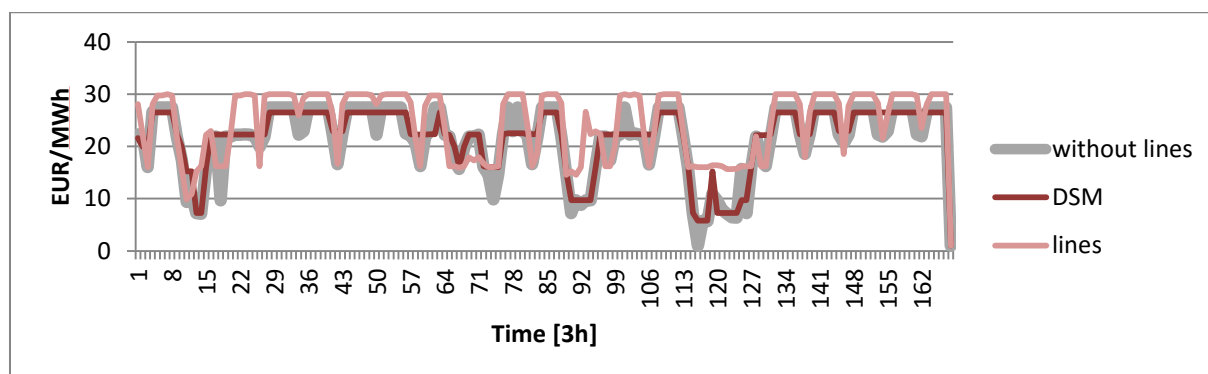
**Figur 35 Antal timmar med priser överstigande 200 EUR/MWh**



Källa: North European Power Perspectives: "Krav på framtidens elnät – smarta nät" Rapport till samordningsrådet för smarta elnät, oktober 2014.

Som nämnts ovan är tidsspannet hushållens efterfrågeflexibilitet begränsad. En eluppvärmd villa kan övervärmas under en period för att sedan stänga ned uppvärmningssystemet och utnyttja temperaturtrögheten i byggnadsskalet för att hålla komforttemperatur [28]. Under vintern, då hushållens variationshanteringspotential är som störst, kan värmesystemet hållas avstängt i 1-3 timmar beroende på utetemperatur. Vid högre temperaturer kan tidsspannet utökas något. Tidsspannet för efterfrågeflexibilitet är begränsade för i vilken utsträckning det kan reducera flaskhalsproblematik och ersätta nätutbyggnad. Detta illustreras i två exempel nedan. Figur 36 illustrerar modellerad (EPOD) marginalkostnad för el i Danmark runt 2020 a) utan variationshantering b) med efterfrågeflexibilitet och c) med förstärkt kabel till Norge. Som figuren illustrerar reducerar efterfrågeflexibiliteten dygnsvariationerna i elpriset men kan inte höja de långa dalarna i elpriset, vilka å andra sidan effektivt hanteras av kabelförstärkningen till Norge.

**Figur 36 modellerad (EPOD) marginalkostnad för el i Danmark runt 2020 a) utan variationshantering b) med efterfrågeflexibilitet och c) med förstärkt kabel till Norge.**

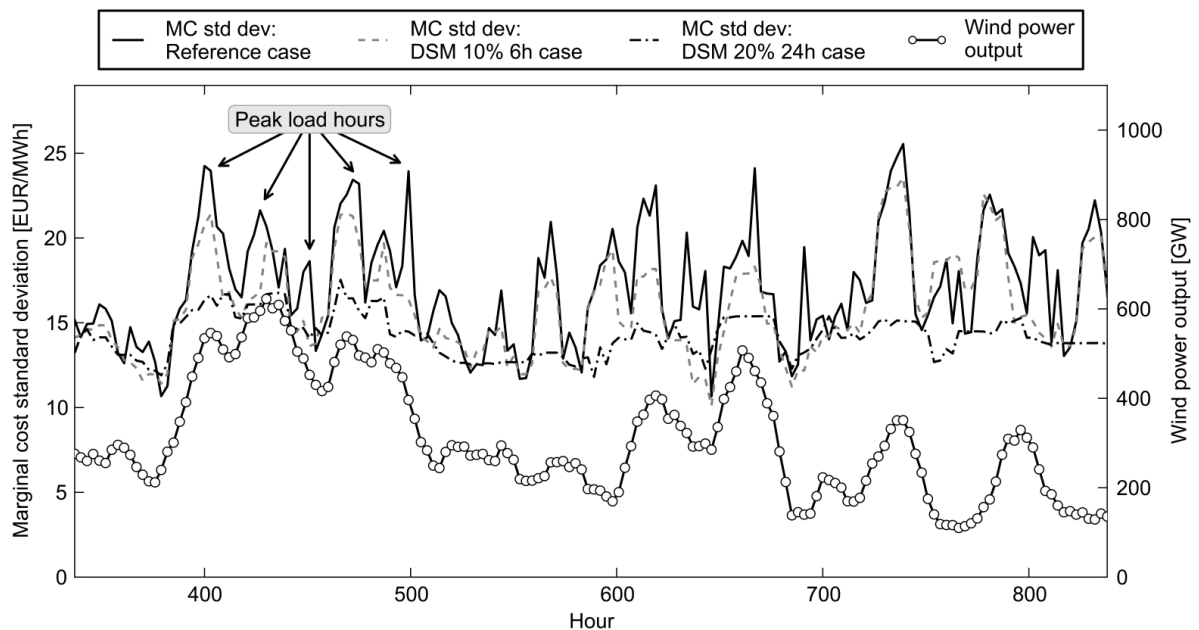


Källa: Chalmers Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system

Figur 26 illustrerar förhållandet mellan flaskhalsproblematik i Europa (mätt som standardavvikelsen i marginalkostnad på el i Europa uppdelat på 53 regioner) och aggregerad Europeisk vindelproduktion med och utan efterfrågeflexibilitet. Utan efterfrågeflexibilitet finns tydliga perioder av hög flaskhals-

problematik under topplasttimmarna. Dessa reduceras kraftigt med efterfrågefleksibilitet. Förhöjd flaskhalsproblematik kvarstår under perioder med hög vindelproduktion. Att efterfrågefleksibiliteten inte kan reducera den vindrelaterade flaskhalsproblematiken beror på två saker: 1) vindelproduktionen är förlagd till regioner med relativt låg efterfrågan på el och 2) perioderna med hög vindelproduktion varar längre än efterfrågefleksibilitetens tidsspann.

**Figur 37 förhållandet mellan flaskhalsproblematik i Europa (och aggregerad Europeisk vindelproduktion med och utan efterfrågefleksibilitet.**

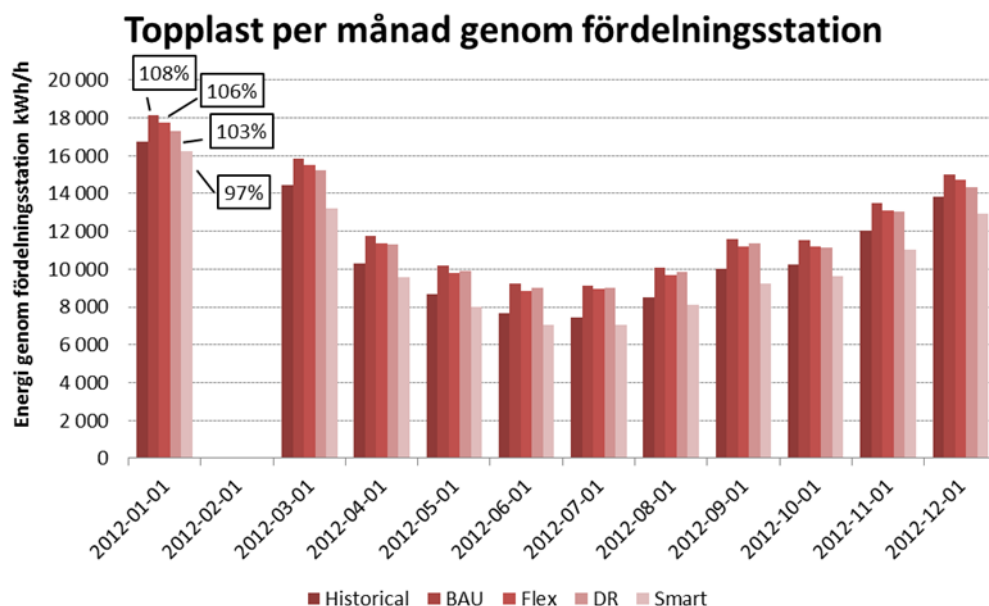


Källa: Chalmes Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system

På distributionsnätets nivå så bedöms primärt ökade lasttoppar från elbilsaddning utgöra en utmaning vintertid då toppbelastningen på nätet ökas. Ca 30 % av distributionsnät i Sverige har uppskattats stå inför ett investeringsbehov till följd av detta. Förstärkningsbehovet, och därmed investeringar i distributionsnäten, bedöms kunna begränsas med hjälp av smarta lösningar från flera olika applikationer, såsom inmatning och koordinerad laddning från elbilar eller efterfrågefleksibilitet från hushållskunder. I en simulering med 1 miljon elbilar i Sverige gav en koordinerad laddning av 25 % av elbilsbeståndet att effekttoppen i distributionsnätet t o m skulle kunna minska i jämförelse med ett scenario utan elbilar förutsatt att utmatning på nätet från bilens batteri tilläts.



**Figur 38 Maximalt energiflöde genom fördelningsstation per månad och scenario. Det historiska värdet motsvarar den historiska lasten utan varken elbilar eller solcellsproduktion. Procentvärdena vid respektive stapel för januari månad illustrerar maxlasten relativt det historiska utfallet. Det kan ses att BAU, Flex och DR har en ökad topplast (108, 106 samt 103 %) som resultat av att elbilsladdning sker samtidigt som topplast för övrig elanvändning. I scenario Smart så reduceras effekttoppen med 3 % relativt historiskt utfall för januari månad**



Källa: North European Power Perspectives: "Krav på framtidens elnät – smarta nät" Rapport till samordningsrådet för smarta elnät, oktober 2014.

Efterfrågefleksibiliteten kan därmed förenkla integrering av intermittent kraftproduktion genom att en del av nätinvesteringar för förstärkning av nät skulle kunna ersättas med implementering av efterfrågefleksibilitet. Genom att efterfrågefleksibiliteten kan bidra till ökad konsumtion under de timmar då den lokala produktionen är hög samt till minskad konsumtion under de timmarna då den lokala produktionen är låg, kan den överförda effekten i distributionsnätet minskas både vid inmatning och vid uttag vilket avlastar nätet. Samtidigt minskar även distributionsförlusterna eftersom den totala överförda energin minskar samt transmitteras kortare avstånd till följd av minskat nettoutbyte av egenproducenterna. Efterfrågefleksibiliteten kan även bidra till minimering av tekniska distributionsförluster av el genom optimal last i transformatorstationer och ledningar. Den potentiella kostnadsbesparingen från minskade distributionsförluster under antagandet att 10 % av topplasten kan förflyttas har uppskattats till 19 kr per hushåll och år.

Nyttorna från efterfrågefleksibilitet på distributionsnätsnivå är potentiellt fler. Genom att minska konsumtionen under de timmarna då maximal årseffekt nås kan efterfrågefleksibilitet även bidra till minskad effektkostnadskomponent för en lokalnätsägare, dvs. minimera kostnaden mot överliggande nät. En studie på området uppskattat kostnadsminskningen mot överliggande nät till 4-5% under antagandet att 10% av topplasten kan förflyttas vilket motsvarar 30 kr per hushåll och år. Denna kostnadsbesparing kan komma till hela kundkollektivet tillgodo genom minskade nättariffer. Genom att efterfrågefleksibiliteten kan bidra till att undvika överbelastning vid spetslast på olika nivåer i distributionsnät, och därmed strömavbrott, kan även leveranssäkerheten förbättras. Därmed kan värdet av efterfrågefleksibilitet även jämföras som ett alternativ till traditionell förstärkning av



distributionsnät. Potentialen till kostnadsbesparingar i minskat investeringsbehov i distributionsnätet är uppskattad till 154 kr per hushåll och år. Detta innebär att ca 75 % av den totala besparingen i nätkostnad per kund genereras av det minskade investeringsbehovet. Även om uppskattningarna är gjorda på ett begränsat dataunderlag och kan inte generaliseras till samtliga distributionsnät ger kalkylerna en bra indikation på de förväntade besparingarnas storleksordning.

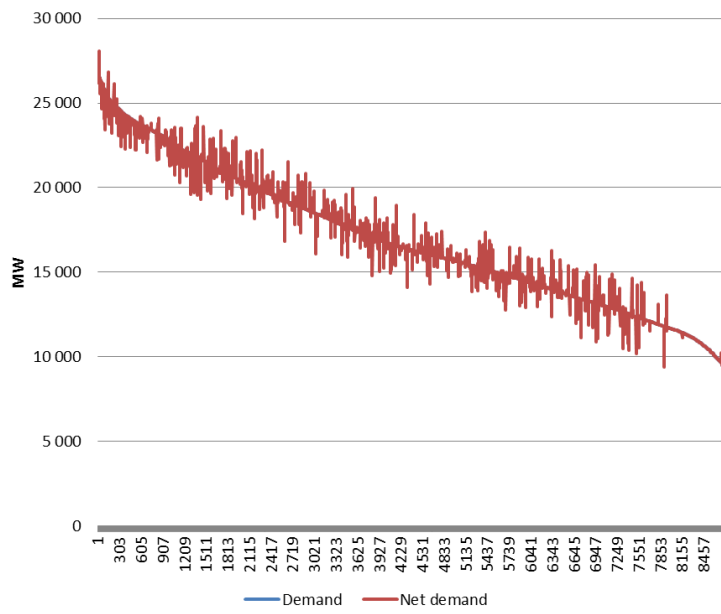
## 6.9 Efterfrågefleksibilitetens påverkan på effekttoppen

Som beskrivits ovan finns det en potentiell efterfrågefleksibilitet på ca 4000 MW i Sverige. Enligt Svenska kraftnät förväntas den högsta förbrukningen inför vintern 2015/2016 att vara 25 600 MW under ett normalår och 27 100 under en så kallad 10-årsvinter [7]. I teorin skulle efterfrågefleksibiliteten kunna sänka efterfrågan med upp till 4000 MW, eller med ca 15 %. I realiteten kan man dock inte räkna med att hela potentialen finns tillgänglig vid en effekttopp av flera olika anledningar:

- Den uppskattade effekttoppen är baserad på historiska värden och innehåller troligtvis redan en viss mängd efterfrågefleksibilitet.
- Samanlagringseffekter gör att summan av de enskilda förbrukningsreduktionerna inte motsvarar hela potentialen (all efterfrågefleksibilitet är inte tillgänglig 100 % av tiden).
- Efterfrågefleksibilitet är inte uthållig och är tillgänglig typiskt ett par timmar.
- Efterfrågefleksibiliteten förväntas vara priskänslig. De högsta priserna sammanfaller inte nödvändigtvis med den högsta förbrukningen. Detta gäller särskilt i ett system med stora mängder vindkraft, mer om det nedan.

Figur 39 visas ett varaktighetsdiagram där ett scenario med och utan efterfrågefleksibilitet lagts på varandra. I figuren framgår det att det vid låg förbrukning inte är någon nämnvärd efterfrågefleksibilitet. Detta beror på att det vid dessa tillfällen inte finns någon värmelast som kan flytta sin last då detta troligtvis är under sommartid. Som förväntat sker också mestadels nedreglering vid hög förbrukning. Dock sker det en del uppreglering under de timmar med den högsta lasten och topplasten är faktiskt högre i ett scenario med efterfrågefleksibilitet. Förklaringen ligger i att efterfrågefleksibiliteten reagerar på prissignaler och att elprisets topp inte nödvändigtvis sammanfaller med det högsta elpriset. Detta är särskilt tydligt i ett system med stora mängder vindkraft. Om vindkraftsproduktionen är hög vid det tillfälle som efterfrågan är som högst kommer det att ha en inverkan på priserna vid detta tillfälle. I ett system med stora mängder vindkraft är det snarare nettoförbrukningen som är dimensionerande snarare än topplasten. Förutsatt att prissignalerna är riktiga, dvs. högst priser då det råder knapphet, kommer efterfrågefleksibiliteten att hjälpa systemet även om topplasten inte nödvändigtvis minskar.

**Figur 39** Efterfrågeflexibilitetens påverkan på topplasten i ett scenario med mycket vindkraft.



Källa: Sweco

## 7 Ansvarsfördelning

### 7.1 Sammanfattning

Dagens elmarknad baseras på ett distribuerat ansvar mellan elmarknadens aktörer. Svenska kraftnät är systemansvarig med ansvar för att det kortsiktigt är balans mellan produktion och förbrukning.

I förordningen<sup>15</sup> står det att:

*Regeringen skall utse en myndighet som har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el (systemansvarig myndighet).<sup>16</sup>*

I förordningen är Svenska kraftnät utsedd att vara den systemansvariga myndigheten i Sverige.

Under våren 2015 har det hållits seminarier med representanter för bland annat kraftproducenterna, Svenska kraftnät, KTH och Näringsdepartementet för att diskutera hur ansvaret för den framtida marknaden ser ut. Sammanfattningsvis kan ansvarsfrågan mellan de olika aktörerna sammanfattas genom:

- Den **systemansvariga myndigheten** har det yttersta ansvaret för att kraftsystemet är välfungerande och ständigt i balans.
- Den systemansvariga myndigheten kan delegera uppgifter inom systemansvaret till andra parter såsom elanvändare, elnätsägare och producenter. Delegeringen kan regleras i avtal eller genom föreskrifter.
- Ett exempel på avtalsreglerad delegering är att de balansansvariga företagen genom balansansvarsavtalet är ålagda att sköta delar av balansregleringen genom att se till att de balanserar sin egen tillförsel och avsättning timme för timme. I balansansvarsavtalet regleras också de ekonomiska incitamenten för att inte avvika från att uppnå balans.
- Den resterande balansreglering som krävs under löpande drifttimme sköts av den systemansvariga myndigheten. De fysiska resurserna för detta upphandlas som systemtjänster från företag som har lämplig kapacitet tillgänglig. Upphandlingarna sker dels genom periodvisa avtal för automatiska frekvensreglerings- och störningsreserver, dels genom att avropa anbud på regleringstjänster på reglerkraftmarknaden.
- Särskilda tjänster eller krav på anläggningars tekniska egenskaper som inte är lämpliga eller möjliga att sköta genom avtal kan regleras genom att den systemansvariga myndigheten utfärdar tvingande föreskrifter. Det ställs emellertid krav på att myndigheten i en konsekvensanalys kan visa att det är ändamålsenligt och nödvändigt att reglera den aktuella frågan i föreskriftform. Exempel på områden som reglerats genom föreskrifter är manuell fränkoppling av förbrukning och krav på systemteknisk utformning av produktionsanläggningar.
- Regeringen kan vid sidan av systemansvaret ge särskilda uppdrag till Svenska kraftnät. Ett exempel är uppgiften att upphandla en särskild effektreserv.

---

<sup>15</sup> Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

<sup>16</sup> 8 kap. 1 § ellagen (1997:857)

- **Energimyndigheten** har ett övergripande ansvar för Sveriges energiförsörjning. De har till exempel ett indirekt ansvar då de ansvarar för att göra prognoser samt främja forskning som i sin tur kan påverka hur det framtida systemet kan komma att se ut.
- **Energimarknadsinspektionen** bedriver tillsyn över energimarknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. De lämnar också förslag på hur energimarknaderna kan utvecklas. Därigenom har de ett indirekt ansvar. De ger exempelvis förslag på hur lagstiftning ska utformas, t.ex. hur nätkoder implementeras i svensk lagstiftning och vilka effekter det får för svenska aktörer.

Man kan konstatera att dagens decentraliserade modell har fungerat fram till nu och att försörjningstryggheten har varit god. Regelverket är dock anpassat för ett färdigbyggt system. Det saknas ett lagreglerat ansvar för enskilda aktörer och myndigheter att upprätthålla tillräcklig kapacitet för att klara de samlade behoven av elleveranser.

## 7.2 Inledning

Ett framtida kraftsystem med betydande andel icke reglerbar kraftproduktion, främst vind- och solkraft, innebär ett stort antal utmaningar. I rapporten "Reglering av ett framtida Svenskt kraftsystem" listades ett antal utmaningar och möjliga lösningar på dessa, se nedan.

### Utmaningar vid mycket vind och liten konsumtion

- Balansreglering
- Mekanisk svängmassa
- Överföringsförmåga (spänningshållning samt kortslutningseffekt)
- Överskottssituationer

### Utmaningar vid lite vind och hög konsumtion

- Topplastkapacitet

### Generella utmaningar

- Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning
- Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer
- Årsreglering

Dessa utmaningar var till största delen av teknisk natur, men det identifierades också att ansvarsfördelningen mellan marknadens parter skulle kunna behöva ses över.

Ansvarsfrågan har utretts dels i arbetsgruppen inom NEPP och dels på en workshop där representanter från myndigheter, producenter, Svenska kraftnät, Svensk Energi och Högskolan deltog. Preliminära resultat har även diskuterats med representanter för Näringsdepartementet i ett seminarium.

Nedan beskrivs ansvarsfördelningen för några av de utmaningar som identifierades i rapporten "Reglering av ett framtida Svenskt kraftsystem"

## 7.3 Balansreglering

Med balansreglering menas ändring i produktion eller förbrukning för att se till att systemet vid varje tidpunkt är i balans. Detta sker på flera tidshorisonter från sekunder till år. De stora volymerna står de balansansvariga för då de planerar sin produktion på års-, månads-, vecko-, dygns- och timbasis.

De balansansvariga företagen har genom avtal med den systemansvarige förbundit sig att se till att deras avsättning timme för timme balanseras av lika stor tillförsel genom produktion eller inköp. Det pågår dock en diskussion om att minska tiden till 15 minuter.

Företagen har ett ekonomiskt incitament för att minimera sina balansavvikelser genom att de i efterhand avräknas med priser som avspeglar vad det har kostat för den systemansvarige att beordra utreglering av nettoavvikelserna. I praktiken sker planeringen genom handel på Nordpool Spot på timbasis dygnet innan och sedan på Elbas fram till en timme innan. Den återstående obalansen hanteras av en systemansvarige i realtid. Detta sker till största del genom att handla upp primär-, sekundär- och tertiärreglering av de balansansvariga.

På kort sikt är ansvaret för balansregleringen tydligt. Systemoperatören säkerställer även att det finns tillgängliga resurser genom att handla upp kapacitet för automatiska resurser (FCR-N, FCR-D och FRR-A) samt att tillhandahålla en marknad för manuella reserver (FRR-M). Genom effektreserven säkerställs även att det finns manuella reserver att tillgå vintertid.

Dock finns det inget tydligt ansvar för att det på lång sikt finns resurser för balansregering. Så länge systemoperatören handlar upp kapacitet för reserver kommer de troligtvis finnas tillgängliga. Dessa reserver kan dock tidvis bli kostsamma att handla upp.

Regeringen kan ta på sig ansvaret för att set finns resurser på lång sikt genom att införa kapacitetsmekanismer, t.ex. förlänga effektreserven eller införa kapacitetsmarknader.

## 7.4 Mekanisk svängmassa

Den mekaniska svängmassan är en angelägenhet för hela det nordiska synkrona systemet (Sverige, Finland, Norge och Själland). Ansvaret delas således av de fyra nordiska systemoperatörerna (Svenska kraftnät, Statnett, Fingrid och Energinet.dk). Hittills har det inte varit ett större problem och har därför inte ägnats stor uppmärksamhet. I det fall det krävs (kostsamma) åtgärder bör ansvaret fördelas mellan systemoperatörerna. Detta kan ske med någon typ av nyckel, där varje systemoperatör ansvarar för att det finns ett minimum av svängmassa i det egna kontrollområdet. Ett exempel kan vara att använda samma nyckel som man använder till att dimensionera störningsreserverna (FCR-D), dvs.. baserat på största fel (N-1). När det gäller den geografiska placeringen av svängmassa är det fördelaktigt om den finns nära bortfallet, vilket talar för en nyckel baserad på största dimensionerande fel.

Tekniskt kan frågan hanteras med att vindkraftverk förses med utrustning för att leverera syntetisk svängmassa. Denna utrustning finns tillgänglig på marknaden idag och ska enligt uppgift inte öka kostnaden nämnvärt vid nybyggnation [2].

En annan teknisk lösning är synkronkompensatorer, dvs. svänghjul som snurrar med "på tomgång"

Administrativt kan man ändra körordningen så att produktion som bidrar med svängmassa prioriteras framför annan produktion. Rent praktiskt skulle det kunna ske genom att en viss mängd roterande synkronproduktion säkerställs genom upphandling på ett liknande sätt som reglerresurser upphandlas.

Den systemansvarige kan se till att ny (storskalig?) produktion som ansluts till elsystemet har krav på sig att leverera svängmassa (antingen riktig eller syntetisk) genom föreskrifter.

## 7.5 Överföringsförmåga

### 7.5.1 Utbyggnad av kraftnätet

Ansvaret för utbyggnaden av stamnätet ligger på den systemansvarige/Svenska kraftnät. Utbyggnadsplaner för kraftnätet ska samordnas med decentraliserade investeringsbeslut för ny produktion fattade av ett stort antal producenter. Ledtiden för investeringar i kraftnätet är många gånger betydligt längre än för produktion. Det gör det utmanande för Svenska kraftnät att bygga ut kraftnätet i den takt som skulle vara optimalt.

### 7.5.2 Reaktiv effekt/spänninghållning

Reaktiv effekt behövs för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan i transmissionsnätet. Denna kommer idag främst från synkron produktion, men även från statiska anläggningar som serie- och shuntkondensatorer. Spänninghållning är något som måste ske lokalt i nätet varför det finns geografiska begränsningar till var den kan placeras.

Svenska kraftnät är ansvarig för att spänningen kan upprätthållas i stamnätet. Även regional- och distributionsnätoperatörer har dock ett ansvar att bidra till spänninghållningen genom att svara för den reaktiva balanseringen på sina nät.

Tekniskt kan vindkraftverk förses med utrustning för att leverera reaktiv effekt. Reaktiv kompensering genom serie- eller shuntkondensatorer kan till en viss gräns användas för att öka överföringsförmågan.

Reaktiv effekt löses tekniskt relativt enkelt, men det kan vara svårare att hitta lämpliga marknadsmodeller. eftersom lösningen måste ske lokalt. En aspekt är att det är svårt att knyta konsekvenserna av begränsad överföringsförmåga eller nyttan av kompensering åtgärder till enskilda marknadsaktörer.

## 7.6 Överskottssituationer

Överskottssituationer uppstår då förnybar produktion, med en marginalkostnad som i princip är negativ då man får elcertifikat, är större än efterfrågan plus export. Kortsiktigt löses problemet rent tekniskt genom att produktion kopplas bort, dvs.. att man spillar vind och/eller sol. Kortsiktigt är ansvaret tydligt och ansvaret ligger på den balansansvarige att hålla sig i balans.

Teknisk är det möjligt att spilla produktion, det är däremot inte säkert att det är ekonomiskt rationellt att dimensionera ett system där stora mängder energi spillas. Ansvar för att utforma mål och stödsystem som inte leder till resursslöseri ligger på regeringen. Energimyndigheten har här en viktig rådgivande roll.

Regering och Energimarknadsinspektionen har ett ansvar att inte skatter och regelverk förhindrar att tekniska lösningar växer fram som t.ex. energilagring och efterfrågeflexibilitet.

## 7.7 Topplastkapacitet

En välfungerande marknad ska ge tillräckliga incitament till marknadens aktörer att investera i tillräcklig produktionskapacitet alternativt att efterfrågan anpassar sig. Dock finns det många imperfektioner i marknaden som bidrar till att tillräcklig kapacitet inte kan tillhandahållas av marknadens aktörer i tid.

Regeringen har ett snavar att skapa förutsättningar för en välfungerande marknad som ger incitament till investeringar. Ramverket för elmarknaden sätts i stor utsträckning på EU-nivå, varför EU kommissionen även de har ett visst ansvar för att medlemsländerna har välfungerande marknader.

Regeringen kan ta på sig ansvaret för att topplast kapacitet finns genom att införa kapacitetsmekanismer, t.ex. förlänga effektreserven eller införa kapacitetsmarknader. Regering och Energimarknadsinspektionen har ett ansvar att inte skatter och regelverk förhindrar investeringar i nödvändig produktion, energilager eller efterfrågefleksibilitet.



## 8 Market design

### 8.1 Energy-only marknader

I skrivande stund granskar Europaparlamentet och Ministerrådet Kommissionens förslag till riktlinjer för införandet av den europeiska målmodellen för dagen-före- och intradagshandeln för att möjliggöra integrationen av de europeiska nationella grossistmarknaderna för el.

Målmodellen är starkt inspirerad av den nordiska marknadsdesignen som av många ses som basen för den första framgångsrika multinationella elmarknaden i världen. Andra aktörer menar dock att denna design är föråldrad – den togs fram för att med hjälp av konkurrensutsättning pressa elpriserna i en elsektor som präglades av relativt blygsam teknisk utveckling. Idag ligger dock fokus inte längre på prispress med hjälp av befintlig teknik utan på en omfattande omställning av hela energisystemet med storskaliga satsningar på förnybar energi. Målmodellens kritiker menar att denna inte lämpar sig för denna omställning.

Det huvudsakliga problemet med målmodellen är att producenter ersätts uteslutande baserat på den energi de levererar. Under goda väderförhållanden kommer billig vindkraft och annan förnybar produktion att kunna tillgodose det mesta av efterfrågan på el och dyrare kraftverk kommer inte att kunna producera. Endast under perioder med mycket hög efterfrågan kommer dessa kraftverk att behövas. För att täcka fasta kostnader för dessa kraftverk krävs mycket höga priser under de perioder de kör. Utan dessa höga priser kommer sådana kraftverk att bli olönsamma och gradvis försvinna från marknaden vilket kan leda till svårigheter att i framtiden hantera perioder då efterfrågan överstiger vad den förnybara elproduktionen kan leverera. I många länder är det osannolikt att samhället kommer att acceptera de extremt höga priser som krävs för att dyra reservkraftverk inte skall försvinna från marknaden. Detta gäller främst länder med begränsad överföringskapacitet och utan toppkraft i form av vattenkraft.

För att hantera denna utmaning har NEPP tagit fram tre alternativa marknadsmodeller [22]: kapacitetsmekanismer, nodprissättning samt utökad reglering.

### 8.2 Kapacitetsmarknader.

Med kapacitetsmekanismer får producenter betalt inte enbart för den energi de levererar, utan även för att hålla produktionskapacitet tillgänglig. En ägare till ett dyrt reservkraftverk kan alltså få betalt även om kraftverket levererar energi väldigt sällan. Kapacitetsbetalningen gör det mer lönsamt att äga sådana kraftverk även utan extrema pristopp under de perioder när dessa kraftverk körs. Detta minskar risken för att dyr reservkraft gradvis tas ur bruk även om man inför pristak för att undvika kraftiga prisvariationer på elmarknaden. Kapacitetsmekanismer kan även användas för att upphandla flexibel kraft som behövs för att integrera stora andelar variabel produktion. Kapacitetsmarknader kan också vara zonala: kapacitet upphandlas per zon snarare än per land.

Flera europeiska länder däribland Storbritannien, Frankrike och Italien har påbörjat implementering av omfattande kapacitetsmekanismer av varierande design anpassad till ländernas unika förhållanden. I Frankrike blir elleverantörerna förpliktade att upphandla reservkapacitet för att täcka sitt behov, Italien är på väg att införa ett centraliserat system baserat på en-vägs CfDs som kommer att skilja mellan toppkraft och baskraft, medan systemoperatören i Storbritannien redan har börjar upphandla reservkraft. Det bör påpekas att kapacitetsmekanismer omfattas av EES-regler för den inre

marknaden, i synnerhet avseende kontroll av statligt stöd<sup>17</sup> vilket betyder att kapacitetsmekanismerna måste meddelas till Kommissionen eller EFTA Surveillance Authority som måste godkänna mekanismerna före implementering.

Ägare av dyra kraftverk är den främsta målgruppen för kapacitetsmarknader men även elkonsumenter skulle kunna delta i kapacitetsmarknader. Ett löfte att sänka efterfrågan under perioder med akut brist på el kan vara lika mycket värt som ett löfte att producera mer el under sådana perioder. Notera dock att den jämnare prisutveckling som kan förutses med kapacitetsmarknader ironiskt nog minskar incitamenten för flexibilitet på efterfrågesidan.

Kapacitetsmarknader är marknader där systemoperatörer eller stater står som köpare av kapacitet. Den mängd kapacitet som inhandlas via dessa marknader kommer att bero på skattningar av framtida kapacitetsbehov samt på priser för kapacitet som producenter och konsumenter kommer att kräva. Det kommer sannolikt vara mycket svårt att uppskatta det verkliga behovet, och det finns en uppenbar risk att man väljer att inhandla för mycket kapacitet vilket kommer att leda till överinvesteringar i produktionskapacitet.

Då nationella kapacitetsmarknader kan påverka elmarknaderna i närliggande länder finns det ett behov av harmonisering av regelverken kring kapacitetsmarknader.

### 8.3 Nodprissättning:

I den europeiska målmodellen får alla producenter inom en zon samma marknadspris för sin produktion. Detta kallas för zonprissättning. Alla EES-länder tillämpar för tillfället zonprissättning. I Europa idag sammanfaller de flesta zongränser med nationella gränser vilket betyder att marknadspriset för el är samma i hela landet. Att producenter och konsumenter ska möta samma pris oavsett vart i landet de befinner sig är ofta ett politiskt krav. Zonprissättning fungerar väl så länge det inte finns strukturella begränsningar av överföringskapaciteten inom landet. Men om detta inte är fallet krävs differentierade priser för att uppnå en välfungerande marknad med korrekta prissignaler.

Dessutom måste systemoperatören mothandla, det vill säga upphandla flexibel produktion med responstider på upp till 15 minuter för att undvika att interna flaskhalsar uppträder vid leveranstimmerna. Kostnaden för mothandlen socialiseras. I nodala marknader socialiseras däremot inte kostnaderna för begränsningar i transmissionsnäten.

Kostnaderna som uppstår pga. begränsningarna bärs istället helt och hållet av enskilda producenter och konsumenter. Detta betyder att enskilda producenter och konsumenter belastas med den verkliga kostnaden att leverera energi från producent till konsument via ett transmissionssystem med begränsningar.

Syftet med nodala marknader är att ge både producenter och konsumenter starka incitament för optimal geografisk placering – producenter att placera sig nära konsumenterna, och konsumenter att flytta till områden med god tillgång till billig el. För tillfället är det endast Nya Zeeland som har en renodlad nodal marknad där både producenter och konsumenter utsätts för nodprissättning. I amerikanska marknader tillämpas nodprissättning endast för produktion medan konsumenter utsätts för zonprissättning.

---

<sup>17</sup> Riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014–2020

Priser i nodala marknader har tre komponenter:

- *Ett systempris för energi.* Detta är det optimala priset givet tillgång och efterfrågan men utan hänsyn tagen till överföringsförluster eller flaskhalsar i transmissionsystemet.
- *En kostnad för flaskhalsar i transmissionsystemet.* Detta kommer att variera från nod till nod beroende på förekomsten av flaskhalsar. Om en nod är isolerad pga begränsningar i transmissionsnätet och det finns ett överskott av produktion i noden kommer priset i noden att falla. Om det däremot råder ett underskott i en isolerad nod kommer priset i denna nod att stiga. Dessa prisskillnader representerar den extra kostnad som uppstår vid leverans av energi till noder som isolerats av flaskhalsar i transmissionsnätet.
- *En kostnad för överföringsförluster.* Denna kommer att variera från plats till plats, och representerar de förluster som uppstår vid leverans av energi från en nod till en annan. Varje producent kommer att se en kostnad för förluster som avspeglar dennes bidrag till de totala överföringsförlusterna i transmissionsnätet. Generellt sett ökar förluster vid längre avstånd, vid högre volymer, samt lägre spänningsnivåer. I marknader med stora geografiska avstånd mellan produktion och konsumtion kommer överföringsförluster och därmed prisskillnader mellan noder att vara höga även utan begränsningar och flaskhalsar i transmissionsnätet.

I framtiden med större mängder variabel förnybar produktion ökar sannolikheten för att flaskhalsar uppträder i transmissionsnätet vilket leder till ökad användning av dyr mothandel med nuvarande marknadsmodell. Nodprissättning kan vara ett mer effektivt och konkurrenskraftigt alternativ till zonprissättning med stora mängder variabel produktion.

## 8.4 Utökad reglering

Nätbolagen kommer att spela en central roll i styrning av elkonsumenternas förbrukning eftersom de äger den infrastruktur som används för att leverera el samt mäta de volymer som levereras. På senare år har den tekniska utvecklingen drivit ner kostnaderna för styrning och öppnat upp möjligheten att styra stora grupper av elkonsumenter. Samtidigt har utvecklingen mot småskalig distribuerad elproduktion gjort styrning mer intressant.

Vertikalt integrerade elbolag har traditionellt erbjudit styrningstjänster till enskilda elkonsumenter, framförallt sådana med en relativt hög elkonsumtion. Dessa tjänster försvann i samband med avregleringen och att nät och elhandel blev olika bolag. Med en leverantörscentrerad modell försvaras dessutom att nätbolagen själva styr sina kunder.

Idag har framväxten av s.k. aggregatorer gjort det möjligt att styra fler elkonsumenter och utnyttja den flexibilitet som så uppstår. Aggregatorer är fristående bolag som slår ihop enskilda kunders flexibilitet till större volymer och handla med dessa på elmarknaderna. I Frankrike debatterades frågan om vem som ersätter den balansansvarige för effektreduktionerna om konsumenterna som aggregeras tillhör olika balansansvariga under flera år. Samtidigt slutade man erbjuda tariffer med en eller två extra höga prisnivåer som elbolaget hade rätt att införa med kort varsel då man ser att en allvarlig effekttopp närmade sig. En återreglering skulle underlätta återinförandet av styrningstjänster och införandet av innovativa tariffer. Dock bör det noteras att med stora andelar variabel produktion fungerar inte längre de traditionella tidsdifferentierade tarifferna. Exempelvis kan höglasttimmar som infaller under dagen få mycket låga priser i ett land med mycket sol och hög solproduktion.

Också för konsumenter med egen produktion kan utökad reglering innebära fördelar. Idag kan italienska småproducenter välja att sälja sin produktion till en statlig myndighet som sedan säljer denna vidare på elbörsen. Myndigheten sköter även om betalningar av nätanslutningsavgifter till nätbolagen samt systemoperatören. Producenter får marknadspriset i den zonen de matar in elen eller ett garanterat avräkningspris.

## 9 Litteraturförteckning

- [1] ENTSO-E, "Future system inertia," ENTSO-E, 2015.
- [2] Energiforsk, "Seminarium om syntetisk svängmassa 13 april 2015," Stockholm, 2015.
- [3] Svenska Kraftnät, "Elstatistik för hela Sverige".
- [4] Svensk Energi, "Elåret 2001-2013".
- [5] I. Nohlgren, S. Herstad Svärd, M. Jansson och J. Rodin, "El från nya och framtida anläggningar 2014, Elforsk rapport 14:40," Oktober 2014.
- [6] North European Power Perspectives (NEPP), "Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem," 2014.
- [7] Svenska kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2014/2015 och 2015/2016 (In Swedish)," Svenska kraftnät, Stockholm, 2015.
- [8] Svensk vindenergi, "Vindkraftstatistik och prognos - kvartal 2 2015," Svensk vindenergi, 2015.
- [9] Svenska kraftnät, "Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion," Sundbyberg, 2015.
- [10] J. Lönnberg, "Short-term regulating capacity and operational patterns of the Lule River with large wind power penetration," Vattenfall R&D / Uppsala Universitet, Uppsala, 2014.
- [11] J. Lönnberg och J. Bladh, "Flexibility and regulation capability of hydropower systems to balance large amounts of wind power: Influence of plant properties and hydrological conditions," i *13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*, Berlin, Germany, 2014.
- [12] L. Söder, "På väg mot en elförsörjningbaserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om behov av reglerkraft och överföringskapacitet. Version 4.0," KTH, Stockholm, 2014.
- [13] Nord pool spot, "Market data - hydro reservoir," 19 03 2015. [Online]. Available: <http://nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/hydro-reservoir1/ALL/Hourly/?view=table>. [Använd 19 03 2015].
- [14] Eurelectric, "Hydro in Europe: Powering Renewables," Bryssel, 2011.
- [15] L. Saarinen, N. Dahlbäck och U. Lundin, "Power system flexibility need induced by wind and solar power intermittency on time scales of 1-14 days," *Renewable energy*, vol. 83, pp. 339-344, 2015.
- [16] Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten, "Strategi för åtgärder i vattenkraften: Avvägning mellan energimål och miljö kvalitetsmålet Levande sjöar och vattendrag," Havs- och

- vattenmyndigheten, Göteborg, 2014:14.
- [17] J. Lönnberg och J. Bladh, "Relative balancing contribution of hydropower plants and rivers. VRD-19:2015-Rev1," Vattenfall R&D, Solna, 2015.
- [18] J. Lönnberg och J. Bladh, "Relative balancing contribution of hydropower plants and rivers - Revision 2. VRD-19:2015-Rev2.," Vattenfall R&D, Solna, 2016.
- [19] P.-E. Springfeldt och J. Bruce, "Utmaningar som det svenska elnätet står inför," NEPP, Stockholm, 2013.
- [20] J. Bruce, D. Pogolian, M. Lindén och T. Wall, "Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre," NEPP, Stockholm, 2014.
- [21] P.-E. Springfeldt och J. Bruce, "Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden," NEPP, Stockholm, 2013.
- [22] J. Bruce, R. Walsh och A. Bandano, "Fyra Market Design Scenarier," North European Power Perspectives, Stockholm, 2016.
- [23] P. Fritz, M. Lindén, J. Helbrink, C. Holz, B. Berg och F. Fernlund, "Efterfrågefleksibilitet på en energy only-marknad, Budgivning, nättariffer och avtal," Elforsk, Stockholm, 2013.
- [24] L. Larsson, S. Lindsoug och M. Lindén, "Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek," Elforsk, Stockholm, 2006.
- [25] E. Persson, B. Berg, F. Fernlund och O. Lindbom, "Pilotstudie i Vallentuna - Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarfleksibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effekttreglering," Elforsk, Stockholm, 2012.
- [26] E. Nyholm, "Demand response and distributed solar generation in the Swedish residential sector - A techno-economic evaluation," Chalmers University of Technology, Göteborg, 2015.
- [27] J. Helbrink och M. Lindén, "Krav på framtidens elnät – smarta nät," NEPP, Stockholm, 2014.
- [28] L. Göransson, J. Goop, T. Unger, M. Odenberger och F. Johnsson, "Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system," Chalmers University of Technology, Göteborg, 2014.