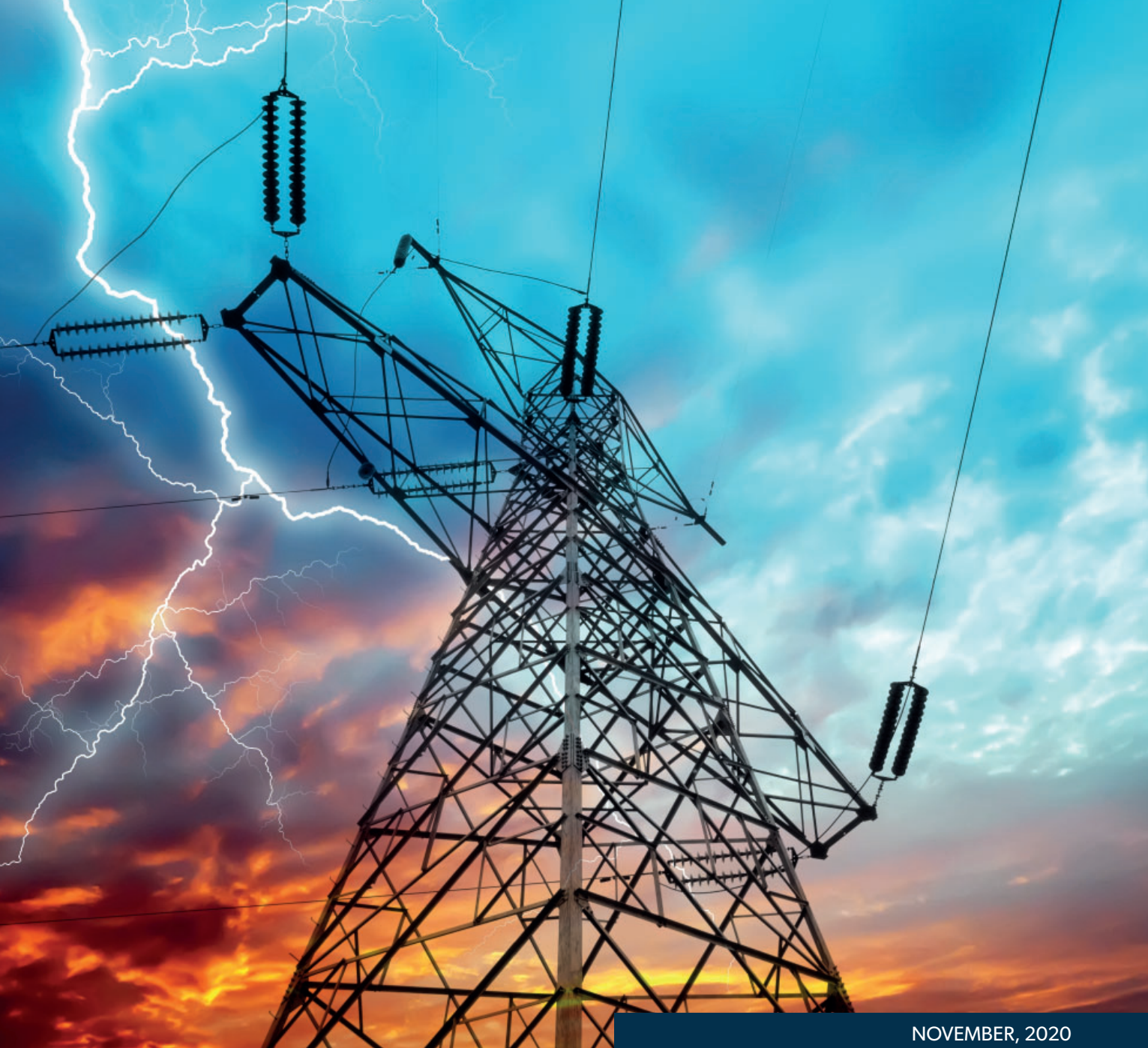




NOVEMBER, 2020

Eleffektfrågan

- utmaningar och lösningar

nepp

Eleffektfrågan

– utmaningar och lösningar

November 2020

Huvudförfattare till denna skrift är:

Håkan Sköldberg (ed.) och Thomas Unger på Profu, Magnus Lindén och Linda Dyab på Sweco, Lennart Söder på KTH och Lars Bergman på Handelshögskolan

Följande forskare och branschexperter har också bidragit med texter och underlag:

Bo Rydén, Peter Blomqvist, John Johnsson, Ebba Löfblad, Martyna Solis, Johan Holm och Erik Axelsson på Profu

Johan Bruce, Frank Krönert, Fredrik Obel, Linda Schumacher, Katarina Yuen, Emma Wiesner, Kajsa Greger, Erica Lidström, Rachel Walsh och Tatiana Iuvchik på Sweco

Lisa Göransson och Maria Taljegård, på Chalmers

Innehåll

SAMMANFATTNING	4
1 INLEDNING	20
Hur ska vi egentligen definiera denna effektbrist	22
Denna syntesbok	22
Effekt kopplar till leveranssäkerhet och kostnadseffektivitet men knappast till miljö	25
Läsanvisning	25
2 EFFEKTFRÅGAN - EN ÖVERSIKT	26
Ökad variabel elproduktion i framtiden	28
Hur utvecklas effektbehovet i framtiden – elektrifieringens inverkan	30
Variationshantering – en viktig del av flexibiliteten och en nyckel till omställningen	35
Balanseringen av elsystemet blir alltmer komplex	36
Olika sätt att bedöma effekttillräcklighet – statiskt eller dynamiskt	37
3 ELPRODUKTIONENS FÖRÄNDRADE KARAKTÄR	40
De olika kraftslagens effektegenskaper	41
Den viktiga vattenkraften	43
Vindkraft: teknikutveckling och geografisk spridning förbättrar vindkraftens systemprestanda	48
Kraftvärmens roll	54
Toppeffekt i form av gasturbiner	59
Stödtjänster - produktion och användning	61
4 EFFEKT I EFTERFRÅGELEDET	68
Elanvändningens sammansättning, olika effektprofiler för olika användarkategorier	69
Allmänt om efterfrågeflexibilitet (och smart styrning)	73
Uppvärmningens eleffektbehov minskar i framtiden och erbjuder möjligheter till laststyrning	75
Industrin kan bidra med efterfrågeanpassning men fokus på leverans av produkter till kunder	82
Transportsektorn och elfordon – påverkan på eleffektbalansen	83
Principiellt om lagring för utjämning av nettolast	85

5	ELNÄTET OCH DEN LOKALA EFFEKTUTMANINGEN	90
	Behov av nätutbyggnad vid olika elproduktionsscenarier	91
	Kapacitetssituationen i Stockholm	92
	Prissignaler och pågående projekt för effektivt nätutnyttjande	95
	Solel och det lokala elnätet	96
6	SVERIGE OCH DEN NORDEUROPEISKA ELMARKNADEN	100
	Elöverföring mellan Sverige och övriga länder	101
	Sverige fortsätter vara en stor nettoexportör av el	102
	Hur mycket ska vi lita till omvärlden för vår eleffektbalans?	103
7	ANSVARSRÅGAN OCH VÄGEN FRAMÅT	105
	Intervjuer om ansvar och aktörers olika roller i elsystemet	106
	Två världsbilder: "Traditionellt" (tillförsel och nät) vs "nytt" (efterfrågefleksibilitet och lagring)	108
	Hur bidrar olika alternativ till olika aspekter av flexibilitet?	108
	Stor framtida elanvändning kan klaras på olika sätt beroende på utvecklingsväg – "det går att lösa"	110
	Ett antal experters syn på effektfrågan	113
8	FRÅN ENERGI TILL EFFEKT – MOT FRAMTIDENS ELMARKNAD	120
	Bakgrund och syfte	120
	Vad menas med "elmarknaden"?	121
	Nya förhållanden och nya utmaningar	123
	Energy-Only modellen och framtidens elmarknad	126
	Metoder för prissättning av effekt	128
	Elnäten och den framtida elmarknaden	130
	Framtidens elmarknad - några avslutande reflexioner	131

Sammanfattning

Ökad elanvändning och mer variabel elproduktion, tillsammans med mindre planerbar elproduktion, ändrar förutsättningarna för eleffektbalansen. I denna skrift har vi samlat analyser, resultat och slutsatser från NEPP-projektet som behandlar "eleffektfrågan" i vid mening. Vi inleder sammanfattningen med de viktigaste slutsatserna i punktform. Därefter redovisar vi olika aspekter av eleffektfrågan, vilka utmaningar som de ändrade förutsättningarna leder till och hur dessa utmaningar kan hanteras.

De viktigaste slutsatserna

1. Ökad elanvändning och mer variabel elproduktion, tillsammans med mindre planerbar elproduktion, skapar effektutmaningar - toppeffektbehovet och balanseringen av elsystemet samt lokal nätkapacitetsbrist.
2. Vi har den paradoxala situationen att vi har allt mindre marginaler effektmässigt i elsystemet samtidigt som exporten av elenergi ökar och når historiskt höga nivåer.
3. Underlångtid behövs elsystemet balansering uteslutande utifrån varierande användning, vilken var förhållandevis lätt att förutse. Idag tillkommer också balansering till följd av variabel svårprognoserad elproduktion från vind och sol vilket på 20 års sikt leder till dubbelt så stor ändring av det maximala nettoelbehovet per timme och per vecka jämfört med idag.
4. Ingen enskild aktör har idag det långsiktiga ansvaret för att tillräcklig produktionskapacitet finns i framtiden. Det väcker frågor om vem som ska bygga planerbar elproduktion och om det kommer att finnas effekt att importera när systemet är som mest ansträngt.

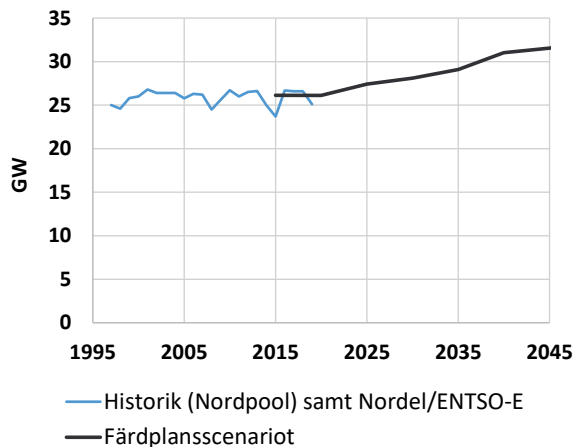
5. På kort sikt är lokal nätkapacitetsbrist den mest akuta effektutmaningen. Om den inte åtgärdas så kan den försvåra städernas tillväxt. Begreppet "lokal nätkapacitetsbrist" kan dock vara missvisande eftersom lösningen inte endast utgörs av nätutbyggnad, utan även av åtgärder i produktions- och användarleden.
6. Det blir allt omständigare och mer tidskrävande att bygga elnät, exempelvis till följd av utdragna tillståndsproucesser. Om detta inte ändras kan energiomställningen hotas.
7. "Effektbrist" kan ges olika innebörd – t.ex. bortkoppling, ej tillåta nyanslutning, importberoende, extrema elpriser och leveransosäkerhet – och effekt-tillräcklighet utvärderas med olika metoder – statiskt eller dynamiskt.
8. Effekt- och flexibilitetsbehoven löses inte bara med produktion och nät, utan energieffektivisering, efterfrågeflexibilitet och lagring växer i betydelse och avvägningen mellan alla dessa åtgärdsstyper blir allt viktigare.
9. Tilliten till "nya" metoder för att möta utmaningarna, t.ex. efterfrågeflexibilitet och lagring, varierar bland aktörerna inom elsystemet och avgör också hur argumentationen ser ut när den framtida eleffektbalansen diskuteras.
10. Effektutmaningarna är inte oöverstiglika. Elsektorn kan möta en kraftig ökning av efterfrågan på ett långsiktigt hållbart sätt. Åtgärderna och kostnaderna skiljer sig åt beroende på vilka val man gör i elsystemutbyggnaden. Systemkostnaden för el ökar, men inte drastiskt.



Elanvändningen ökar – men hur mycket?

Under lång tid, 25 - 30 år, har den svenska elanvändningen legat stilla på ungefär 140 TWh per år, inklusive förluster. För några år sedan, runt 2015, var de allmänna förväntningarna att elanvändningen på sikt endast skulle öka måttligt, till ca 150 TWh år 2045. De senaste åren har dock förväntningarna skruvats upp rejält, exempelvis som en följd av förväntningar på elektrifiering av transportsektorn, datahallar samt de användningsnivåer som olika industribranschens färdplaner för fossilfrihet har indikerat. Det har inneburit att det nu också finns scenarier som pekar på en kraftigt ökande elanvändning, med 50 TWh eller mer på 25 års sikt, till kanske 190 TWh år 2045. Ökad elanvändning skulle samtidigt ge ökat behov av maxeffektproduktion. I NEPP-underlaget till Energiföretagen Sveriges Färdplan El – som bygger på ett scenario med kraftigt ökad elanvändning – beräknas maxeffektbehovet under ett normalår öka från dagens 26 GW till 32 GW år 2045. Denna siffra förtutsätter en viss grad av flexibilitet i den tillkommande elanvändningen. Osäkerheten är dock stor om den framtida elanvändningen. Olika scenarier för år 2045 uppvisar en skillnad i elanvändning på hela 100 TWh, från 145 – 245 TWh.

”... det finns scenarier som pekar på en **kraftigt ökad elanvändning, med 50 TWh eller mer** på 25 års sikt”



Elanvändningens topp effekt, inkl. uppskattade förluster, i färdplansscenariot tillsammans med historisk utveckling (GW).



Mycket variabel produktion skapar flera typer av effektutmaningar

På produktionssidan har vi redan idag, och även på sikt i scenarierna med kraftigt ökad elanvändning en mycket kraftig utbyggnad av variabel elproduktion, främst vindkraft men också solceller. Det leder till förändrade förutsättningar för att kunna möta det ökande effektbehovet. De framtida effektutmaningarna utgörs inte "bara" av att tillförsäkra effekttillräcklighet vid den mest ansträngda driftsituationen, under exempelvis en tioårs- eller tjugoårsvinter, utan en effekt- och flexibilitetsutmaning i vidare mening. Vi tar därför i denna skrift istället vår utgångspunkt i de samlade kraftsystemutmaningar som vi upplever redan idag eller förutser på sikt. Det handlar då främst om två olika huvudtyper av utmaningar:

- Toppeffektbehov och balansering vid ökande elbehov tillsammans med mer variabel elproduktion och utfasning av planerbar kraft.
- Lokal nätkapacitetsbrist

Den första av dessa två huvudtyper relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Det är flera driftsfall som skapar utmaningar vid en sådan elproduktionsmix: 1) mycket variabel produktion och låg användning och 2) lite variabel produktion och hög användning. Dessutom uppstår 3) generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet. Det krävs ökande flexibilitet i elsystemet för att klara dessa utmaningar. Vid alla dessa tre driftsfall kan det uppstå brist på effekt och/eller flexibilitet i elsystemet. Den andra huvudtypen av utmaningar är att kapacitetsbegränsningar i elnäten tidvis gör det svårt att försörja vissa städer och regioner med el.

Toppeffektbehovet kan mötas på flera olika sätt

Flera frågor aktualiseras av toppeffektsutmaningen. En sådan fråga är i vilken utsträckning topp-effektbalansen behöver täckas med inhemsk produktionskapacitet, med hänsyn till de olika tillgänglighetsfaktorer som man kan räkna med för olika produktionsalternativ. Produktion är ju inte det enda sättet att klara balansen. Genom laststyrning och annan efterfrågeflexibilitet samt med lagring, exempelvis batterier, kan toppeffektbehovet minskas genom att ellasten förflyttas i tid eller reduceras. Det är inte heller självklart att det uteslutande är inhemsk produktion (eller åtgärder på

användarsidan) som ska klara balansen, vi kan också välja att delvis lita till import.

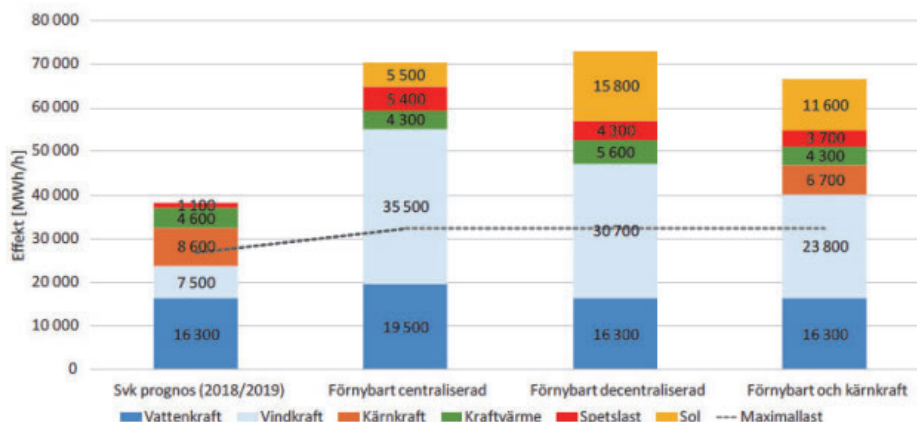
Den installerade effekten är den maximala effekten som ett kraftverk kan producera med. Beroende på vilket kraftverk det handlar om är den installerade effekten tillgänglig i olika stor utsträckning under årets timmar, vilket naturligtvis är av stort värde att veta vid planering i olika tidsskalor. För att identifiera hur stor andel av den installerade effekten som antas vara tillgänglig under topplasttimmen använder sig Svenska kraftnät

av en så kallad tillgänglighetsfaktor för respektive kraftslag. Det kan beskrivas som en metodik för att bedöma den aktuella produktionskapacitetens storlek i förhållande till det maximala effektbehovet (det vill säga bedömt effektproduktionsbehov) samt att uppskatta det eventuella behovet av import.

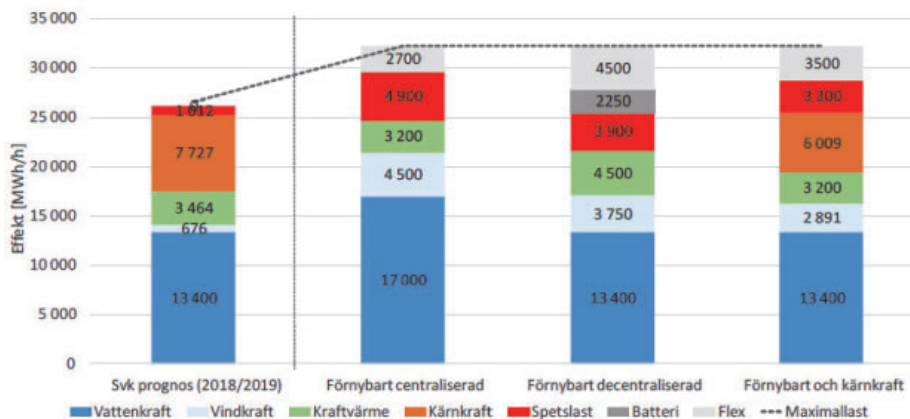
Inom "Färdplan el-projektet" utvecklades tre produktionsscenarier för att möta den ökade efterfrågan som – i dessa scenarier – väntas uppgå till

190 TWh till år 2045. Scenarierna präglades av olika inriktning på elproduktionssystemets utveckling. År 2045 erhöles då installerad kapacitet enligt figuren nedan.

Med hänsyn tagen till tillgänglighetsfaktorerna blir intrycket ett annat. Där minskar effekttillgången, särskilt för de variabla kraftslagen vind och sol. (Observera att skalorna på y-axeln är olika i de två figurerna.)



Installerad effekt och toppeffektbehov i respektive "färdplansscenario"



Tillgänglig effekt och toppeffektbehov i "färdplansscenarierna" enligt Svenska kraftnäts statistiska metodologi

Balanseringen av elsystemet blir alltmer komplex

Vid sidan av toppeffektbehovet utgör balansering av elsystemet vid mer, och större andel, variabel elproduktion också en stor utmaning. Balanseringen förhåller sig i framtiden inte bara till varierande användning, vilken är relativt lätt att förutsäga, utan också till snabba och svårprognoserade svängningar i vindkrafts- och solelproduktionen. I framtiden kan man förvänta sig dubbelt så stor maximal ändring av nettoelproduktionsbehovet per timme/vecka. Med nettoelproduktionsbehov menar vi elanvändning minus variabel elproduktion, det vill säga behovet av elproduktion från planerbar elproduktion, exempelvis vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme, industriellt mottryck och annan termisk kraft. Till den ökade balanseringsproblematiken kan man också räkna de utmaningar som uppstår vid stor variabel elproduktion då elbehovet samtidigt är lågt, exempelvis i form av frekvenshållning (inklusive mekanisk svängmassa), överföringsförmåga och överskottssituationer.

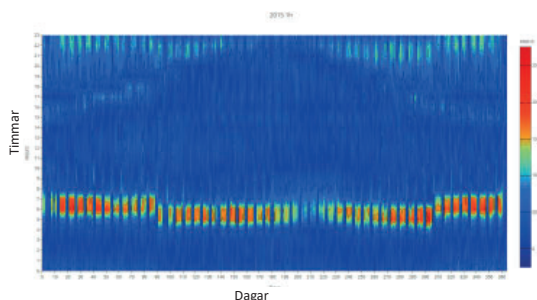
Den maximala fluktuationen från en timme till en annan som observeras under ett år förväntas öka från dagens ca 2 500 MW per timme till ca 4 400 MW per timme år 2040, det vill säga nästan en fördubbling av behovet. Nettolastens maximala variation under veckan förväntas öka från ca 7 500 MW till ca

14 200 MW, det vill säga även här en fördubbling jämfört med idag.

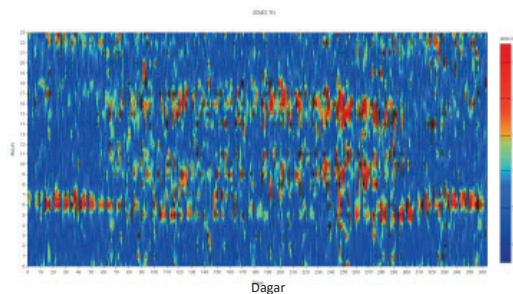
Fluktuationerna blir i framtiden inte bara större utan också mer svårprognoserade. I figurerna nedan visas förändringen i nettolasten från en timme till nästa. (Blå färg motsvarar en liten förändring från en timme till nästa och röd färg motsvarar en stor förändring.) 2015 syns ett tydligt mönster där "morgonrampen" står för den stora förändringen i nettolasten från en timme till en annan. Det syns tydligt att förändringen är mindre på helger samt under semestern. Övriga tider är förändringen liten i jämförelse med morgonrampen.

När samma sak plottas för modellår 2040 är mönstret med en morgonramp inte fullt lika tydlig, utan förändringarna är mycket mer slumpmässigt fördelade över dygnet och över året, främst på grund av vindkraftens variationer. Dessutom tillkommer en förmiddagsramp och en eftermiddagsramp under sommarhalvåret. Dessa beror på den ökade mängden solkraft. Modellåret 2040 är alltså bilden inte alls lika tydlig utan framstår som suddig. Det innebär att förändringar i nettolasten kommer att uppträda mindre förutsägbart och vid fler tidpunkter.

Förändring i nettolast, 1 h, 2015 verklig



Förändring i nettolast, 1 h, 2040 simulerad



Förändring i nettolast från en timme till en annan. På y-axeln visas tid på dygnet från 0–24h. På x-axeln visas dagar på året från 1 – 365 dagar, dvs. från 1 januari till 31 december.

Många sätt att möta effekt- och flexibilitetsutmaningarna – avvägningen allt viktigare

Inom NEPP har minst fem ”åtgärdsområden/ dimensioner” för att möta ett ökat och mer variabelt behov av effekt och flexibilitet identifierats och diskuterats:

- Elnätsutbyggnad (både inom landet och mellan länder)
- Ökad produktionskapacitet (både lokalt och nationellt)
- Energi- och effekteffektivisering i användarledet
- Efterfrågefleksibilitet
- Lagring

Det finns en stor samsyn om att det inte endast är produktion och nät som kommer att lösa de framtida effektutmaningarna. Åtgärder i elanvändningen samt lagring förväntas i framtiden

bidra mer till effektbalanseringen. Avvägningen mellan de olika åtgärdsområdena blir därför av stor betydelse.

När man diskuterar flexibilitet är tidsperspektivet avgörande. Batterier fungerar som korttidslager och efterfrågefleksibilitet kopplad till uppvärmning har också begränsad uthållighet (annars blir det kallt i huset). Variabilitet i vindkraft kan dock avse längre perioder (flera dygn). Då måste man förli- ta sig på andra variabilitetshanteringsalternativ. I figuren nedan redovisas förenklat några olika åtgärders olika användbarhet för olika situationer.

”Nät man diskuterar flexibilitet är **tidsperspektivet avgörande**”

		Balansreglering timme	Balansreglering vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast dygn	Årsreglering
Typ av fleksibilitet	Energilager (batteri)						
	Efterfråge fleksibilitet						
	Utbyggnad av stamnät						
	Utbyggd kraftvärme						
	Gasturbin						
	Ökad flexibilitet vattenkraften						

Schematisk, och delvis subjektiv, bedömning av olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitets- utmaningar

VAD MENAR VI MED...

...brist på effekt och flexibilitet och hur utvärderas den?

Effektbrist kan ges olika innebörd – exempelvis bortkoppling av kunder, ej tillåta nyanslutning, importberoende, extrema elpriser och leveransosäkerhet. När man diskuterar brist är det därför viktigt att vara överens om vad man menar. När man betraktar de senaste årens eleffektbalans kan vi påminna om att vi under många år eleffektmässigt har räddats av milda vintrar. Det är dock viktigt att vi verkligen har resurser så att vi klarar tioårsvintern (och till och med tjugoårsvintern). Även om det är länge sedan vi hade någon riktigt sträng vinter så kan vi vara tämligen övertygade om att en sådan kommer någon gång.

Det finns också olika metoder för att utvärdera effekttillräcklighet – statiskt eller dynamiskt. Svenska kraftnät beskriver den statiska metoden på följande sätt: Genom att jämföra förväntat tillgänglig inhemsk produktion med förväntad elanvändning under vintertimmen med högst elanvändning erhålls en så kallad effektbalans. Denna uppställning kan göras för både en normalvinter och exempelvis en 20-årsvinter. Om effektbalansen är negativ behöver återstående effektbehov täckas med import från andra länder alternativt förbrukningsfrånkoppling. Effektbalansen är därför en indikator på landets marginaler i höglastsituationer.

Den dynamiska metoden ska svara på frågan om hur stor risken är för ofrivillig bortkoppling/otillräcklig effekt. Svenska kraftnät har, sedan några år, även börjat göra beräkningar

enligt denna metod. Genom att simulera många år och för varje timme jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med användningen kan risken för effektbrist utvärderas. Ett stort antal väderår simuleras med olika slumpmässiga avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser enligt inmatade avbrottstal för respektive kraftslag och förbindelse. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist vilket uttrycks i loss of load expectation, LOLE och expected energy not served, EENS. LOLE mäts i antal timmar per år då elanvändningen inte kan tillfredsställas. I regel leder detta till lastfrånkoppling. EENS mäts i antal MWh som inte kan tillfredsställas per år. Beräkningarna omfattar inte bara Sverige utan också våra grannländer eftersom el ju i stor utsträckning flödar över landsgränserna. Även med denna metod syns på sikt viss ökad risk för effektbrist, men den är liten under ett genomsnittligt år.



Hur stor tillit har marknadens aktörer till olika åtgärder?

Om vi i Sverige, liksom hittills, delvis förlitar oss på import för Sveriges effektbalans, finns det då, och kommer det att finnas, effekt att exportera från grannländerna? Det är svårt att bedöma hur stora möjligheterna till import är redan idag och naturligtvis ännu svårare på sikt. I takt med att variabel elproduktion blir allt billigare trängs viss planerbar elproduktion ut, inte bara i Sverige utan också i omvärlden. Det är därför viktigt att det finns en god bild av effekttillgångarna inte bara i det egna landet utan också i de grannländer som vi delvis förlitar oss på. Annars finns en påtaglig risk att alla länder utgår från att man kan lösa effektfrågan genom import, utan att tillräckligt många länder tar på sig "exportrollen". Tilliten till att några länder verkligen kan och vill exportera måste alltså finnas om vi ska kunna förlita oss på import för Sveriges eleffektbalans även i framtiden.

På samma sätt finns en tillitsfråga kring de "nya" åtgärderna för effekthantering. När man diskuterar avvägningen mellan olika effekthanteringsåtgärder så visar våra kontakter med svenska branschföreträdare nämligen att tilliten till "nya" alternativ varierar. Lite förenklat kan man identifiera två grupper. Den ena gruppen förlitar sig främst på produktions- och elnätscapacitet för att klara effektutmaningarna, såväl idag som i framtiden. De är

oroliga för att det kommer att saknas planerbar elproduktion för att klara effektbalansen när elsystemet är som mest ansträngt. Flera av dessa upplever sig ha ett ansvar för att eleffektbalansen går ihop och vill känna sig trygga i att det som behövs, också kommer att finnas på plats. På motsvarande sätt finns industriaktörer som vill känna sig säkra på att eleffekt alltid finns tillgänglig. Att räkna med att höga elpriser och andra incitament driver fram "nya" åtgärder såsom efterfrågefleksibilitet och lagring känns därför för dessa aktörer inte tillräckligt tryggt.

Den andra gruppen har betydligt större tillit även till dessa "nya" åtgärdsgrupper, exempelvis efterfrågefleksibilitet och lagring. De litar också på att IT-lösningar och nya aktörer och affärsmodeller kommer att hjälpa till att hitta lösningar. De är övertygade om att effektfrågan kommer att kunna hanteras av en kombination av traditionella och nya åtgärder och lösningar. De är snarare oroliga för att förstärkta incitament för produktion och nät "slår undan benen" för alternativa lösningar.

” **Tilliten** till att några länder verkligen kan och vill exportera **måste alltså finnas** om vi ska kunna förlita oss på import för Sveriges eleffektbalans även i framtiden”



Vem kommer att investera i planerbar elproduktion i framtiden?

Kopplat till inhemsk planerbar elproduktion finns också frågan om vem som kommer att finna det naturligt att investera i den topplastproduktion som sannolikt ändå kommer att behövas. Som många inom branschen har konstaterat, och NEPP lyft fram vid flera tillfällen, så finns det ingen enskild aktör som har det långsiktiga ansvaret för att det ska finnas tillräcklig produktionseffekt i framtiden. Svenska kraftnät har det kortsiktiga ansvaret för effektbalansen. Det ansvaret har de både idag och i framtiden. De har dock inget an-

svar för att bygga elproduktion och en del av de verktyg de kan använda för att upprätthålla balans, exempelvis bortkoppling av last, är sådana som i normalfallet knappast upplevs som acceptabla. Det långsiktiga effektansvaret vilar istället på "marknaden". Mycket talar för att en stor del av den framtida planerbara elproduktionens intäkter kommer att uppstå under relativt korta tider med mycket höga elpriser. Många känner en oro för att detta utgör alltför osäkra incitament för så pass kapitalkrävande investeringar.

Det tar lång tid att bygga elnät

Den omställning som elsystemet står inför kommer att innebära en betydande inverkan på elnätets framtid och utbyggnadsbehov. Elnätet kommer i framtiden behöva förstärkas och byggas ut på olika sätt för att kunna tillgodose behovet av elöverföring inom Sverige samt till och från grannländerna. Elnätet behöver vara anpassat efter hur både elanvändningen och elproduktionen kommer att se ut.

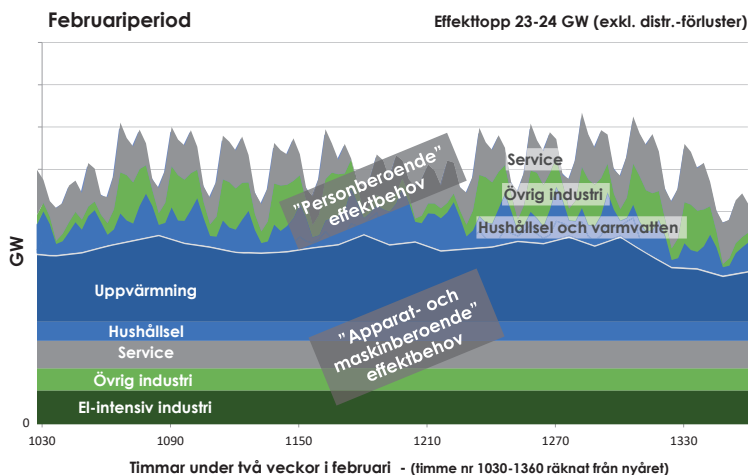
Beroende på hur elproduktionssystemet byggs ut (typ av elproduktion, lokalisering, m.m.) ställs olika krav på elnätsutbyggnaden. Viktigt att komma ihåg, vilket bland annat betonas i NEPPs underlag till Energiföretagen Sveriges Färdplan EI, är dock att cirka 70 % av investeringarna i elnätet utgörs av reinvesteringar för att upprätthålla det nuvarande elnätet. Nyinvesteringsbehovet uppstår främst i stamnätet.

I samtal med branschens experter lyfter många fram att det blir allt omständigare att bygga elnät och att det idag tar mycket lång tid, 10 – 15 år inte är ovanligt, exempelvis till följd av utdragna tillståndsprocesser. En annan synpunkt är att det behövs ett nytt "samhällskontrakt" som exempelvis möjliggör att bygga ut elnät även för en planerad efterfrågan, trots att det finns viss osäkerhet om, och när, denna efterfrågan är på plats. Det är inte tillåtet enligt dagens reglering. Om man ska bygga först då behovet uppstått, exempelvis när ny produktion eller användning är på plats så kan det mycket väl vara för sent. Om detta inte ändras menar flera av branschexperterna att såväl energiomställningen som samhällsutvecklingen kan hotas.

Elanvändningens sammansättning – olika effektprofiler för olika användarkategorier

Mycket kunskap om hur vårt eleffektbehov är uppbyggt saknas ännu. Vi känner väl till det totala effektbehovet, timme för timme, såväl nationellt (stamnätsnivå) som regionalt/lokalt (regionnäts- och lokalnätetsnivå). Men vi kan egentligen mycket lite om vad som i detalj bygger upp det. Det är olyckligt; inte minst nu när efterfråge- och förbrukarflexibilitet blir alltmer aktuellt. För att fullt ut kunna förstå och utnyttja denna flexibilitet/respons hos oss kunder, måste vi först förstå vårt effektbehov mycket mer i detalj. I NEPP har vi gjort inledande analyser med preliminära resultat.

En intressant dimension är att dela in effektbehovet i det som relaterar till våra direkta personliga aktiviteter, "personberoende effektbehov", medan det effektbehov som är oberoende av vår aktiva närvaro i hushållet benämner vi "apparat- och maskinberoende effektbehov" (eller "ej personberoende effektbehov", om man så vill). I figuren nedan har vi gjort ett försök att sektor för sektor göra denna indelning.



Det totala eleffektbehovet i Sverige idag under två februariveckor, uppdelat på förbrukarsektorer och på en "personberoende" och en "apparat- och maskinberoende" del. Figuren bygger ännu på statistik från olika år, och ska därför betraktas som mycket preliminär.

VI KAN DÅ DRA (MINST) TVÅ SLUTSATSER:

- Den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet är större än den personberoende. Det är också denna del av effektbehovet som är lättast att ”styra” ner/upp vid behov.
- Det är den personberoende delen av effektbehovet som står för – i stort sett – hela dygnsvariationen av effektbehovet. Denna del är svårstyrd, eftersom den kräver förändringar av våra personliga vanor och beteenden.



Efterfrågesidan kan bidra till flexibilitet

Efterfrågefleksibilitet är ett relativt vitt begrepp och rymmer en omfattande palett av åtgärder på användarsidan i syfte att bättre anpassa energianvändningen till den aktuella situationen i elsystemet. Efterfrågefleksibiliteten kan alltså komma att få en viktig roll i balanseringen av framtidens elsystem med stor andel förnybar, variabel och distribuerad elproduktion, minskad mängd planerbar termisk kraft och ökad marknadsintegration till Kontinentaleuropa. Framförallt är det vid situationer då nettolasten är stor eller då den förändras snabbt (rampeffekter som vi nämnt tidigare) som efterfrågefleksibiliteten är värdefull. Men som vi också antytt, så kan efterfrågefleksibilitet även vara viktig i situationer med kraftöverskott, det vill säga då nettolasten är låg eller till och med negativ. Exempel på sådan ökad användning kan vara elbaserad fjärrvärmeproduktion eller, på lång sikt, vätgasproduktion. Man ska dock komma ihåg att efterfrågefleksibilitet inte ”rakt av” kan jämföras

med produktion. Efterfrågeresurser är typiskt tillgängliga i några timmar och saknar den uthållighet som produktionsresurser har.

I föregående etapp av NEPP redovisades en uppskattning av potentialen för efterfrågefleksibilitet kopplad till el för uppvärmning inom hushållssektorn. I det arbetet anger man en potential på 2 000 MW vilket motsvarar 2 kW i cirka en miljon småhus. Potentialen för efterfrågefleksibilitet är starkt kopplad till priselasticitet, det vill säga sambandet mellan användning och elpris. Potentialen inom industrin har uppskattats till ca 2 000 MW när elpriset överstiger 200 EUR per MWh.

En generell invändning som ofta nämns när konsekvenserna av efterfrågefleksibilitet hos det stora antalet privatkunder diskuteras är att det krävs medverkan av riktigt många användare för att påverkan ska bli märkbar. För att den småskaliga

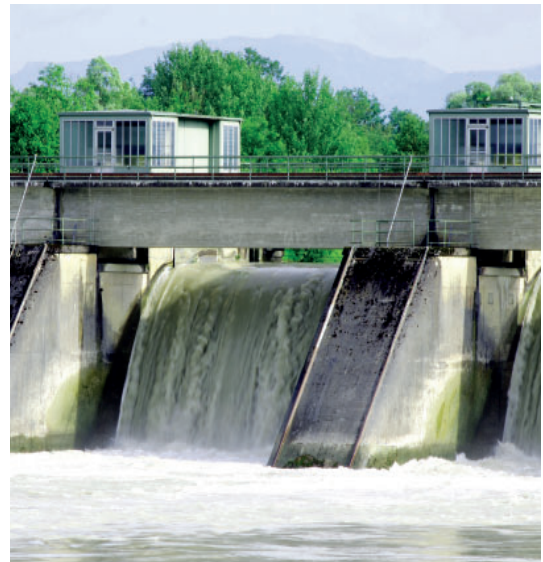
efterfrågefleksibiliteten ska få signifikant omfattning krävs sannolikt någon aktör som underlättar laststyrningen genom informationsteknik (ofta en så kallad aggregator) så att anpassningen inte varje gång kräver aktiva val av den enskilde.

Förutom för byggnadsuppvärmning och industrin kan man förutse att även laddning av elfordon kan bli en viktig flexibilitetsmöjlighet i framtiden. Utan "smart laddning" av elbilarna så skulle det tillkommande eleffektbehovet vid en omfattande elektrifiering av transportsektorn annars kunna bli tiotals GW.

Stödtjänster behövs för elsystembalanseringen

Den balansering som sker mellan användning och produktion inom timmen, företrädesvis på sekundnivå, kallas "stödtjänster" eller "systemtjänster". Stödtjänster är ett samlingsnamn på funk-

tioner som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Exempel på sådana stödtjänster är frekvensreglering, inklusive rotationsenergi (svängmassa) och spänningsreglering.



ROTATIONSENERGINS FUNKTION

Rotationsenergi (svängmassa) uppfyller en viktig funktion i elsystemet och är central för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Om en situation skulle uppstå med en plötslig bortkoppling av, exempelvis, ett stort kärnkraftverk måste detta ersättas momentant (millisekunder) med annan produktion. Det finns ingen egentlig upplagrad energi i själva elnätet (ledning- ar, transformatorer), men den energi som finns tillgänglig är rotationsenergi i roterande synkrongeneratorer (starkt kopplade till elnätet) med kopplade axlar och turbiner (dvs svängmassa). När denna

plötsliga bortkoppling uppstår ersätts därmed, i praktiken, elproduktionen från ett kärnkraftverk med extra bidrag från samtliga roterande synkrongeneratorer i Sverige, Norge, Finland och Danmark (i detta fall specifikt Sjöland). En viktig poäng är att det inte är rotationsenergin i sig som är behovet, utan systemets förmåga att hålla frekvensen stabil. Och ju mindre rotationsenergi som finns tillgänglig i våra kraftverk, desto mer välutvecklade tjänster och andra åtgärder behövs för frekvenshållning.

FREKVENNS

Stödtjänster för att upprätthålla rätt frekvens, 50,0 Hz, erhålles på balanskraftsmarknaderna. Dagens utformning av reserver består av FCR (Frequency Containment Reserves) och FRR (Frequency Restoration Reserves). FCR är frekvenshållningsreserver och levereras av anläggningar som själva känner av frekvensavvikelser och ändrar sin uteffekt därefter. FRR-reserver är frekvensåterställande produkter vars uppgift är att

återställa frekvensen till 50,0 Hz efter en störning. En ny reserv, FFR (Fast Frequency Reserves), implementerades för första gången i maj 2020. Syftet med den nya reserven är att kompensera för timmar med låg rotationsenergi, vilket normalt brukar inträffa under perioder med låg elanvändning, exempelvis sommarkvällar och -nätter på vardagarna samt alla timmar på helgerna.

SPÄNNING

Förutom frekvenshållning är även spänningshållning en viktig systemtjänst för ett drift- och leveranssäkert elsystem. Spänningen i kraftsystemet regleras genom tillförsel eller uttag av reaktiv effekt. Genom att öka eller minska den reaktiva effekten upprätthåller man således rätt spänning

i elnätet. Idag är det framför allt vattenkraften och kärnkraften som bidrar med reaktiv effekt på stamnätsnivå vilket också kommer spänningshållningen i de underliggande region- och lokalelnäten till godo. I framtiden kan sannolikt även andra kraftslag bidra.

Utmaningar i framtiden med mer variabel och mindre planerbar elproduktion

Det finns flera systemtjänstutmaningar med ett elsystem som till stor del består av väderberoende kraft, så som sol- och vindkraft. Gemensamt för dessa är att kunna upprätthålla den kontinuerliga balansen på ett ekonomiskt och tillförlitligt sätt. Ett exempel på en sådan utmaning är att i en framtid med färre kärnkraftsreaktorer i Sverige så minskar mängden rotationsenergi. Det innebär att frekvensen, i jämförelse med idag och utan andra vidtagna åtgärder, snabbt kan komma att sjunka vid stora bortfall. Det finns i princip tre olika sätt att klara denna typ av händelser med mindre mängd kärnkraft:

1. Man minskar det dimensionerande felet, dvs inget bortfall tillåts vara stort (exempelvis nedreglering av ett stort kraftverk på 1 400 MW)
2. Man tillför mer svängmassa i form av roterande maskiner kopplade till systemet
3. Man inför en snabbare styrning, motsvarande den nya reserven på balanskraftsmarknaden FFR.

FFR:s funktion är att balansera ut problemet inom enstaka sekunder istället för inom 2 - 5 sekunder. FFR kan bestå av exempelvis batterier, snabb reglering i vindkraftverk (kallas ibland "syntetisk svängmassa") eller snabb bortkoppling av användning (exempelvis elbilsladdning och värmeanvändare). Efterfrågesidan har alltså på sikt betydande möjligheter att bidra.

Lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten — en utmaning redan på kort sikt

På kort sikt utgörs den stora effektutmaningen av det som benämns lokal nätkapacitetsbrist. På flera platser har det uppstått lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten (exempelvis i Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter. Detta är en annan effektutmaning än den vi diskuterat ovan och som relaterar till ökande elanvändning, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Den utmaningen är, som vi konstaterat ovan, framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen redan nu. De kan dessutom bli långvariga eftersom nätutbyggnad tar lång tid. Eleffektbristen kan hämma städernas utveckling och därmed lokalt få stora konsekvenser.

Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa återfinns nätutbyggnad och lokal planerbar elproduktion inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är ett typiskt exempel på sådan produktion. Incitamenten för kraftvärme är dock för närvarande dåliga och studier som NEPP redovisat pekar på oförändrad eller svagt minskande installerad effekt i kraftvärmeverk på tio års sikt. Andra anpassningsåtgärder för den lokala eleffektutmaningen kan istället fokusera på användningen, exempelvis laststyrning och annan efterfrågefleksibilitet, lagring, generell effektivisering och konvertering från elbaserad uppvärmning till fjärrvärme eller biobränsle. Ett exempel på ett sådant initiativ är sthlmflex, ett forskningsprojekt som ska skapa

och pröva en lokal flexibilitetsmarknad i Storstockholm som även inkluderar elanvändning.

Ett problem med åtgärder i produktions- eller användarleden som genomförs för att lösa problemen med lokala "flaskhalsar" i elnäten är att de blir avsevärt mindre värdefulla om och när de aktuella nätbegränsningarna har byggts bort. Om åtgärderna är förknippade med (stora) investeringar är det alltså risk för att dessa endast kan ge ekonomisk avkastning under kort tid. Och omvänt, investeringar i elnäten kan i framtiden visa sig vara onödigt stora och kostsamma om efterfrågeflexibilitet får ett större genomslag än vad man förutsett.

På ett principiellt plan kan man också ifrågasätta själva problemformuleringen – nätkapacitetsbrist. Den antyder att det är elnätet, och bara elnätet, som bör vara den åtgärd som på sikt löser frågan om el(effekt)försörjningen. I princip kan – och bör – man även se lokal planerbar elproduktion och/eller åtgärder för elefterfrågeflexibilitet som långsiktiga lösningar på den lokala eleffektfrågan. Det är alltså inte alltid elnätsutbyggnad som bör vara svaret.

Elsektorn klarar av att möta en stor ökning av elanvändningen

Osäkerheten om den framtida elanvändningen är stor, men även om elanvändningen skulle öka kraftigt, med säg + 50 TWh på 25 års sikt, så talar allt för att elsektorn kan klara av en sådan utveckling, även ur ett effektperspektiv. Det har bland annat NEPPs underlagsrapport för elbranschens Färdplan El visat. Det blir visserligen olika stora utmaningar och olika stora kostnader beroende på hur utbyggnaden sker, men utvecklingen står inte och faller med något enskilt kraftslag. De totala kostnaderna för elförsörjningen, i kr per MWh, förväntas öka – men inte dramatiskt. Man kan förutse ett stort investeringsbehov i både produktion och nät, men liknande nivåer har förekommit tidigare.

Framtiden är oviss och som ett perspektiv på resultaten ovan kan sammanfattningen avslutas med det som William Hogan, professor vid Harvard University, sade vid en konferens i Sverige i början av 1990-talet. Frågan gällde hur framtidens elsystem

och elmarknad skulle se ut och fungera efter avregleringen. Hogans svar var: *"The lights will stay on. Everything else will change"*. Och i det hade han ju rätt.



1. Inledning

UNDER LÅNG TID, 25 - 30 år, har den svenska elanvändningen legat stilla på ungefär 140 TWh per år, inklusive förluster. För några år sedan, runt 2015, var de allmänna förväntningarna att elanvändningen på sikt endast skulle öka måttligt, till ca 150 TWh år 2045. De senaste åren har dock förväntningarna skruvats upp rejält, exempelvis som en följd av förväntningar på elektrifiering av transportsektorn, datahallar samt de användningsnivåer som olika industribranschens färdplaner för fossilfrihet har indikerat. Det har inneburit att det nu också finns scenarier som pekar på en kraftigt ökande elanvändning, med 50 TWh eller mer på 25 års sikt, till kanske 190 TWh år 2045. Ökad elanvändning skulle samtidigt ge ökat behov av maxeffektproduktion. I NEPP-underlaget till Energiföretagen Sveriges Färdplan El – som bygger på ett scenario med kraftigt ökad elanvändning – beräknas maxeffektbehovet under ett normalår öka från dagens 26 GW till 32 GW år 2045. Osäkerheten är dock stor om den framtida elanvändningen. Olika scenarier för år 2045 uppvisar en skillnad i elanvändning på hela 100 TWh, från 145 – 245 TWh.

Mycket variabel produktion skapar flera typer av effektutmaningar

Parallellt med detta sker en kraftig utbyggnad av variabel elproduktion, främst vindkraft men också solceller. Det ger allt större utmaningar för möjligheten att kunna möta det ökande effektbehovet. Man kan urskilja några huvudtyper av effektutmaningar:

- *Toppeffektbehov* vid ökande elbehov tillsammans med mer variabelt och utfasning av planerbar kraft
- Lokal och regional *nätkapacitetsbrist*

Toppeffektbehovet kan mötas på flera olika sätt

Flera frågor aktualiseras av toppeffektsutmaningen. En sådan fråga är i vilken utsträckning toppeffektbalansen behöver täckas med inhemsk produktion, med hänsyn till de olika tillgänglighetsfaktorer som man kan räkna med för olika produktionsalternativ. Produktion är inte det enda sättet att klara balansen. Genom laststyrning och annan efterfrågefleksibilitet samt med lagring, exempelvis batterier, kan topp-effekten minskas genom att ellasten förflyttas i tid eller reduceras. Det är inte heller självklart att det uteslutande är inhemsk produktion som ska klara balansen, vi kan också välja att lita till import.

Balanseringen av elsystemet blir alltmer komplex

En tredje utmaning kan vara balansering av elsystemet vid mer, och större andel, variabel elproduktion. Balanseringen förhåller sig i framtiden inte bara till varierande användning, vilken är relativt lätt att förutsäga, utan också till snabba och svårprognoserade svängningar i vindkrafts- och solcellselproduktion. Till den ökade balanseringsproblematiken kan man också räkna de utmaningar som uppstår vid stor variabel elproduktion då elbehovet samtidigt är lågt, exempelvis i form av frekvenshållning (inklusive rotationsenergi), överföringsförmåga och överskottssituationer.

Vem kommer att investera i produktion i framtiden?

Kopplat till inhemsk planerbar elproduktion finns också frågan om vem som kommer att finna det naturligt att investera i den topplastproduktion som sannolikt kommer att behövas. Som många har konstaterat så finns det ingen som har det långsiktiga ansvaret för att det ska finnas tillräcklig produktionseffekt i framtiden. Svenska kraftnät har det kortsiktiga ansvaret för effektbalansen. Det ansvaret har de både idag och i framtiden. De har dock inget ansvar för att bygga elproduktion och en del av de verktyg de kan använda för att upprätthålla balans, exempelvis bortkoppling av last, är sådana som i normalfallet knappast upplevs som acceptabla. Det långsiktiga effektansvaret vilar på "marknaden". Mycket talar för att en stor del av den framtida planerbara elproduktionens intäkter kommer att uppstå under relativt korta tider med mycket höga elpriser. Många känner en oro för att detta utgör alltför osäkra incitament för så pass kapitalkrävande investeringar.

Hur stor tillit har marknaden till olika åtgärder?

Under NEPP-projektet har det blivit tydligt att man på marknaden har olika stor tillit till "ny" toppeffekthantering (efterfrågefleksibilitet, batterier, vätgaslager, ökad import, m.m.). Analyser har visat att åtgärder som fokuserar på efterfrågeanpassning och lagring kan ha en betydande potential, men i stor utsträckning är metoderna oprövade i stor skala.

Import kan vara ett sätt att klara effektbalansen på nettoelbehovet är som störst. I samband med detta ställs dock allt oftare frågan om i vilken utsträckning vi i framtiden kan förlita oss på att kapacitet finns i omvärlden när vårt importbehov är störst? Detta är en frågeställning med stora osäkerheter eftersom man även i omvärlden kan se en förskjutning mot mer variabel elproduktion och mindre planerbar kraft. EU ställer dock krav på att resurstillräckligheten ska bedömas på regional nivå, det vill säga i samverkan mellan grannländer.

Elsektorn klarar av att möta en stor ökning av elanvändningen

Osäkerheten om den framtida elanvändningen är stor, men även om elanvändningen skulle öka kraftigt, säg + 50 TWh större om 25 år, så talar allt för att elsektorn kan klara en sådan utveckling. Det har bland annat NEPPs underlagsrapport för elbranschens Färdplan El visat. Det blir olika stora utmaningar och kostnader beroende på hur utbyggnaden sker. Utvecklingen står och faller dock inte med något enskilt kraftslag.

Lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten – en utmaning på kort sikt

På kort sikt utgörs den stora effektutmaningen av lokal nätkapacitetsbrist. På flera platser har det uppstått lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten (exempelvis i Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter. Detta är en annan effektutmaning än den vi diskuterat ovan och som relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Den utmaningen är, som vi konstaterat ovan, framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen redan nu. De kan bli långvariga eftersom nätutbyggnad tar lång tid.

Många möjliga åtgärder för att hantera kapacitetsbegränsningarna

Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa återfinns nätutbyggnad och lokal elproduktion inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är typiskt exempel på sådan produktion. Andra anpassningsåtgärder för den lokala eleffektutmaningen kan istället fokusera på användningen, exempelvis laststyrning och annan efterfrågefleksibilitet, lagring, generell effektivisering och konvertering från elbaserad uppvärmning till fjärrvärme eller biobränsle.

"Lokal nätkapacitetsbrist"

– en komplex utmaning på flera sätt

Ett problem med åtgärder som genomförs för att lösa problemen med lokala "flaskhalsar" i elnäten är att de blir avsevärt mindre värdefulla om och när de aktuella nätbegränsningarna har byggts bort. Om åtgärderna är förknippade med (stora) investeringar är det alltså risk för att dessa endast kan ge ekonomisk avkastning under kort tid.

På ett principiellt plan kan man också ifrågasätta själva problemformuleringen – nätkapacitetsbrist. Det antyder att det elnät som bör vara den åtgärd som på lång sikt löser frågan om el(effekt)försörjningen. I princip kan man se lokal elproduktion, lagring och/eller åtgärder för elefterfrågeanpassning även som långsiktiga lösningar på den lokala elleffektfrågan. Det är inte alltid elnätsutbyggnad som borde vara svaret.

Hur ska vi egentligen definiera effektbrist?

Det finns olika sätt att betrakta effekttillräcklighet och effektbrist. Med det traditionella statistiska synsättet jämför man ett maximalt effektbehov, exempelvis under en 10-årsvinter och jämför det med den tillgängliga produktionen och eventuellt importbehov.

Med den dynamiska metoden simuleras istället många år med olika temperatur, tillrinning, vind samt slumpmässiga avbrott i produktion och distribution och för varje timme jämförs tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med användningen. Därigenom kan risken för effektbrist utvärderas.

Denna syntesbok

I denna syntesskrift försöker vi ta upp de frågeställningar och utmaningar som redovisas ovan. Vi ger fördjupningar och lyfter fram resultat från de många

och grundliga NEPP-studier som vi genomfört under de senaste åren. Elleffektfrågan tas upp i ett tiotal NEPP-rapporter och i ett tjugotal resultatblad som finns tillgängliga på NEPPs hemsida för den som vill fördjupa sig ytterligare i specifika ämnen.

Avgränsningar och definitioner

När man diskuterar effektfrågan menar man ibland endast effekttillräckligheten vid den mest ansträngda driftsituationen, under exempelvis en tioårs- eller tjugoårsvinter. Då intresserar man sig uteslutande för toppeffekttimmen, eller möjligen den timme som uppvisar de största nettoelbehovet.

I denna skrift väljer vi dock en betydligt bredare utgångspunkt. Vi tar då vår utgångspunkt i de samlade kraftsystemutmaningar som vi upplever redan idag eller förutser på sikt. Det handlar egentligen främst om två olika typer av elleffektutmaningar:

- Toppeffektbehov och balansering vid ökande elbehov tillsammans med mer variabel elproduktion och utfasning av planerbar kraft.
- Lokal nätkapacitetsbrist.

Den första av dessa är den generella utmaning som relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Det är flera driftsfall som skapar utmaningar vid en sådan elproduktionsmix. Inom ramen för forskningsprojektet *"North European Power Perspectives"* (NEPP) har åtta utmaningar i samband med en ökad andel variabel elproduktion, främst vind- och solkraft, identifierats¹. Dessa uppstår vid främst två driftsituationer: 1) mycket variabel produktion och låg elanvändning och 2) lite variabel produktion och hög elanvändning. Dessutom uppstår 3) generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet. De åtta utmaningarna framgår av genomgången nedan.

1) NEPP, *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion, mars 2026*.

8 kraftsystemutmaningar

VID STORA MÄNGDER VARIABLEL ELPRODUKTION:

UTMANINGAR VID MYCKET VIND- OCH SOLKRAFT OCH LÅG KONSUMTION

1. Mekanisk svängmassa
2. Balansreglering
3. Överskottssituationer
4. Överföringsförmåga



UTMANINGAR VID FÖR LITE VIND- OCH SOLKRAFT OCH HÖG KONSUMTION

5. Tillgång till topplastkapacitet



GENERELLA UTMANINGAR FÖR ATT UPPRÄTTHÅLLA BALANS

6. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning
7. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer
8. Årsreglering



Den beskrivna eleffektutmaningen är framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna, den andra av de två orsakerna till eleffektutmaningar, påverkar situationen redan nu.

På flera platser har det uppstått lokala nätkapacitetsbegränsningar i stamnät och regionnät (exempelvis i Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter och i fler regioner. Detta är en annan effektutmaning än den generella utmaning som man ofta diskuterar och som relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol)

och utfasning av planerbar kraft. Den utmaningen är, som redan nämnts, framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen här och nu.

I de efterföljande kapitlen tar vi inte upp elmarknadsfrågor utan koncentrerar oss på de tekniska förhållandena kring eleffektsituationen. I ett avslutande kapitel redovisar vi dock en fristående genomgång av elmarknadsfrågor med utgångspunkt från den förflyttning av fokus, från energi till effekt som vi nu förutser. Texten är skriven av professor Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm.

VAD MENAR VI MED EFFEKTBRIST?

Nära kopplat till all diskussion om elleffektutmaningar finns risken för elbrist. Ordet "elbrist" eller "effektbrist" används i många sammanhang och kan ges olika innebörd, exempelvis:

- a) **Beroende av import:** När man blir tvungen att importera, dvs det finns inte tillräckligt med kapacitet inom det område man studerar. Frågan är vilket område man tittar på - EU, Norden, hela Sverige, delar av Sverige, enskilda städer etc. Vissa områden, t ex Stockholm, är helt beroende av import eftersom det inte finns så många kraftverk i Stockholm. Om detta ses som ett problem eller inte är en avvägning mellan risk att man inte kan importera när det behövs, och kostnaden för att ha reserver som nästan aldrig utnyttjas. På samma sätt kan vi för Sverige ha ett effektunderskott om man ställer tillgänglig produktionskapacitet i förhållande till elbehovet vid maximalt effektbehov. För att få elbalansen att gå ihop förutsätts import.
- b) **Brist på kapacitet till nya kunder:** När man måste säga nej till nya kunder på grund av brist i elnätets kapacitet. Denna situation har alltid funnits på så sätt att det alltid tar en viss tid från ansökan till anslutning till elnätet. För närvarande (2020) är denna tid ganska lång (år) i vissa delar i Sverige.
- c) **Bortkoppling av kund:** Här avses att någon elanvändare blir bortkopplad i ett område, utan att ha accepterat detta på förhand. Bortkoppling av kunder tillgrips i ett läge då elbehovet i ett område överstiger det som för stunden är möjligt att leverera. Detta skulle kunna bero på problem i överföringsystemet till detta område, och/eller på att det inte finns tillräckligt med produktion (inklusive import) för att täcka all användning inom detta område. Det senare har inte inträffat i modern tid för hela Sverige, eller för något elområde, men det är ofta denna fråga som diskuteras för framtiden gällande elbrist.
- d) **Brist på el till acceptabla priser:** När det inte finns tillräckligt med el till acceptabla priser kan vissa uppfatta det som en brist-situation. I detta fall förmår man alltså leverera el till alla kunder, men vissa kunder kan uppfatta det som att man tar ut orimliga priser på el under den aktuella perioden.
- e) **Systemhaveri:** Detta kallas även "störning" och har inträffat några gånger i Sverige: Ett exempel är 2003: *"Omkring klockan 12:36 den 23 september 2003 inträffade ett omfattande strömbrott som drabbade stora delar av södra Sverige.... I Sverige berördes ett mycket stort geografiskt område med mellan 2,6 och 2,7 miljoner invånare i 96 kommuner med 857 000 elabonnenter och nära 90 000 företag/verksamheter"*. Orsakerna till denna typ av problem är ofta komplicerade kedjor av händelser som man inte är beredd på kopplade till hela kraftsystemets dynamik.
- f) **"Strömbrott":** Den normala orsaken till att elleveransen till kunder upphör är avbrott i ledningsnätet till följd av väderfenomen som stormar eller liknande. Detta diskuteras sällan i termer av effektbrist utan utgör en lokal störning som drabbar kunder inom ett geografiskt område. Denna typ av avbrott tar vi inte upp inom ramen för denna rapport.

Effekt kopplar till leveranssäkerhet och kostnadseffektivitet men knappast till miljö

Under lång tid har vi haft fokus på energiotmaning- en i det nordiska elsystemet, och många av de åtgär- der som är planerade för framtiden är också energi- relaterade. Valet av de energirelaterade åtgärderna har då i stor utsträckning också tydliga kopplingar till utsläppsminskning och resurshushållning. Ny förnybar elproduktion blir då central. Elcertifikat- systemet för att ge incitament för mer förnybar el-

produktion är ett exempel på ett styrmedel för att åstadkomma detta. Den tillkommande förnybara elproduktionen har samtidigt oftast ett stort inslag av variabel elproduktion, vilket ställer krav på ökad tillgång till planerbar elproduktion och flexibel elan- vändning i elsystemet. Dessa krav leder i sin tur till ett ökat fokus på effekt och även på systemtjänster. Då blir leveranssäkerhetskrav och kostnadseffekti- vitet avgörande för de val som görs, istället för ut- släppsminskning och resurshushållning.

LÄSANVISNING

Denna skrift inleds med en översikt av effekt- frågan. Därefter tar vi upp olika aspekter av effektfrågan utifrån de olika delarna av det tekniska energisystemet – produktion, an- vändning och nät. Efter det beskrivs effekt- frågan i ett internationellt perspektiv där Sveri- ges roll i det nordeuropeiska elsystemet utgör utgångspunkten. Sedan diskuteras ansvarsfrå- gor i vid mening samt några olika framtidsbil- der. Avslutningsvis redovisar vi, i en fristående del, upp elmarknadens uppbyggnad och hur den kan komma att påverkas av en förflyttning av fokus från energi till effekt.

Vår strävan har varit att på ett så sammanhäng- ande sätt som möjligt redovisa olika aspekter av eleffektutmaningarna utifrån de analyser som genomförts inom NEPP-projektet. Ef- tersom de genomförda arbetena är av olika karaktär och skrivna av olika personer så kan det uppfattas som att avsnitten varierar med avseende på detaljeringsgrad och omfattning. Det kan också vara så att vissa delar behandlas mycket översiktligt. Vi ber om överseende med detta och hoppas att läsningen ändå kommer att ge viktiga insikter och påminna om viktiga frågeställningar som är viktiga att beakta, både idag och i framtiden.

2. Effektfrågan – en översikt

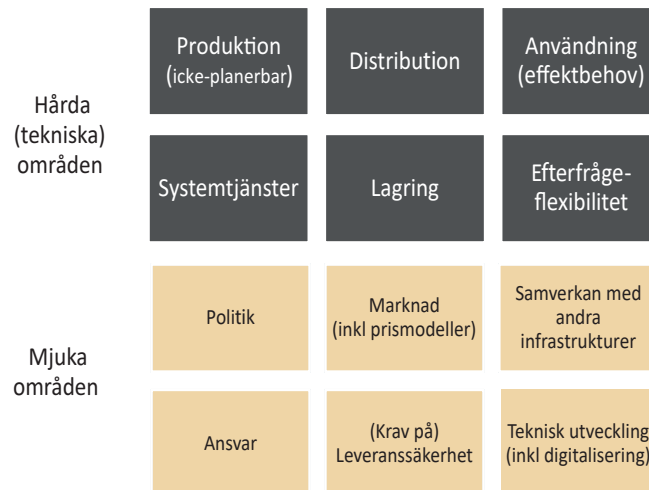
De viktigaste slutsatserna

1. Effektfrågan handlar om att leverera el till efterfrågad mängd och vid varje tidpunkt.
2. Effektfrågan är mycket komplex och omfattar samtliga led i produktionsanvändningskedjan samt inbegriper även element som har med politik, ansvar och marknad att göra.
3. Den ökande mängden variabel elproduktion sätter ett förstärkt fokus på effektdimensionen.
4. Utfasning av termisk styrbar effekt leder till att positiva egenskaper för effekthållningen försvinner och måste ersättas.
5. Att elsystemet förskjuts mot mer variabel förnybar elproduktion innebär inte att effekthållningen per definition försämrats men det innebär nytänkade, planering, delvis nya åtgärder och förändrat regelverk så att elsystemet även i framtiden kan erbjuda samma höga leveranssäkerhet som idag.
6. Användarsidan kommer i framtiden att spela en större roll än idag för att säkerställa effekttillräcklighet.
7. Effekttillräcklighet kan mätas på olika sätt, dels i en statisk ansats som utgår från bedömd tillgänglig produktionskapacitet, dels i en dynamisk ansats som utgår från beräknad risk för brist för många möjliga driftfall. Ansatserna kan leda till delvis olika slutsatser om effekttillräcklighet.

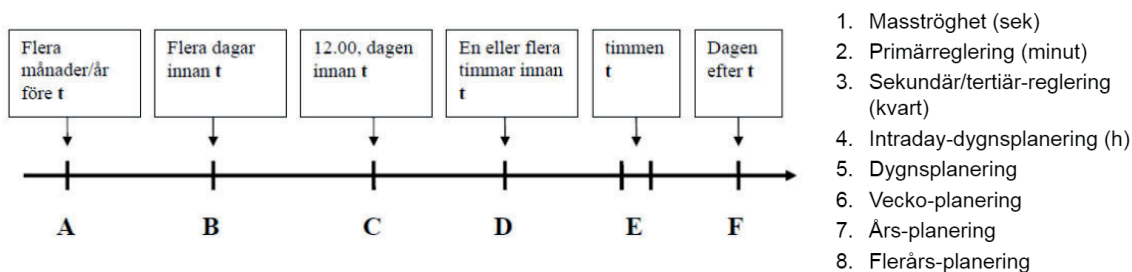
SOM ETT MEDEL för att strukturera effektutmaningen och för att illustrera de berörda områdenas del i helheten har vi satt samman en bild över effektutmaningen. Vi har delat in områdena i "hårda" (tekniska) och "mjuka". Vi inser att områdena går i varandra, men har ändå kommit fram till slutsatsen att en helhetsbild av delarna av effektutmaningen har ett värde. Dels kan bilden fungera som ett underlag för att diskutera hur olika områden/faktorer förhåller sig till varandra, dels kan bilden fungera som en checklista för att tillförsäkra att viktiga områden inte glöms bort i analysen. I denna bok kommer vi att i olika omfattning beröra samtliga delar i vår översiktsbild. Vissa delar mer än andra.

Effektfrågan rymmer inte bara olika delar och olika aspekter utan har även en tidsmässig dimension. Tidsdimensionen avgör när olika fenomen uppträder och när de når en viss omfattning beroende

på hur systemet utvecklas. Det kan handla om momentana skeenden till förlopp som sträcker sig över flera år och som på olika sätt har med effektfrågan att göra. Dessutom påverkas effektförhållandena av elsystemets långsiktiga utveckling i form av elanvändning, elproduktionens sammansättning, elnätsutbyggnad, m.m. Basen för analyserna av eleffektfrågans olika aspekter på lång sikt utgörs av modellberäkningar som visar kraftsystemets långsiktiga utveckling. Av dessa framgår när olika produktions-, nät- och användningsrelaterade fenomen når en viss nivå och vi kan då markera att en viss utmaning kan förväntas bli viktig vid en viss tidpunkt, säg 2030. Med tidsskalan som bas kan man också identifiera vilken utmaning som kommer att dominera vid olika tidpunkter samt när utmaningarna kan förväntas vara störst. Man kan också förutse att förändringar i omvärldsfaktorerna påverkar tidsskalan för utmaningarna.



Figur 1: Olika delar av effektutmaningen



Figur 2: Effektfrågans tidsdimension

Ytterligare en aspekt på tidsdimensionen har med själva driften och hanteringen av systemet att göra där olika komponenter och olika planeringsinsatser måste finnas på plats för att elsystemet ska fungera (se Figur 2). Detta gäller såväl idag som i framtiden och är sannolikt relativt oberoende av hur systemet i stort utvecklas.

Effektutmaningar uppträder inte bara inom elsystemet utan återfinns även i andra infrastruktur-system. Ett exempel på detta är fjärrvärmen. Där kan man urskilja två olika grupper av utmaningar, dels de som helt har sina ursprung i fjärrvärmen (t.ex. nätbegränsningar eller strävan mot fossilfri topplast), dels de som på olika sätt kopplar till elsystemets effektutmaningar (t.ex. kraftvärme och konkurrensen med värmepumpar). I denna bok kommer vi att begränsa oss till effektfrågan kopplad till elsystemet.

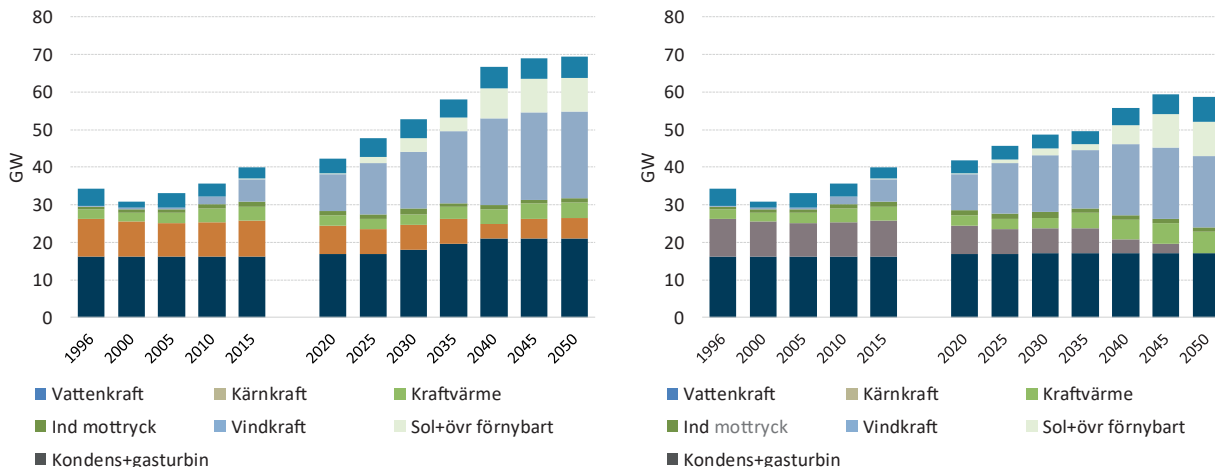
Ökad variabel elproduktion i framtiden

Genomgående under NEPP-projektet så har vi studerat olika scenarier för den framtida utvecklingen på energimarknaderna och i energisystemet. Två av de mer tongivande scenarierna utgörs av vårt Basscenario och vårt Klimatscenario. Det som framförallt skiljer dem åt är klimatpolitikens ambitionsnivå (vi förutsätter i princip målfyllelse i Klimatscenarioet men inte i Basscenarioet

även om också det scenariot leder till omfattande utsläppsminskningar av växthusgaser) och graden av elektrifiering (som ytterligare en åtgärd för att minska utsläppen av växthusgaser). Basscenarioet följer i mångt och mycket den utveckling som ligger till grund för Energimyndighetens referensscenario i de återkommande arbetena med att ta fram långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem (senaste utgåvan från 2018/2019) medan vårt Klimatscenario ligger mycket nära den utveckling som analyseras i elbranschens färdplansunderlag.

Baserat på våra scenarioanalyser så kan vi konstatera att den variabla förnybara elproduktionen, framförallt vindkraft, fortsätter att byggas ut i snabb takt i såväl Sverige som i vår omvärld. Det gäller inte minst i Klimatscenarioet där vindkraften i Sverige antas stå för över 90 TWh år 2045 om kärnkraften avvecklas (drygt 70 TWh vindkraft om kärnkraften finns kvar antingen genom livstidsförlängningar eller genom nyinvesteringar). Även solelproduktionen växer i Sverige och hamnar på nivån 5-10 TWh runt 2040. I Basscenarioet producerar vindkraften istället omkring 60 TWh runt 2040.

Effektmässigt innebär den här beskrivna utvecklingen att den installerade kapaciteten i Sverige kommer att växa rejält framöver (se Figur 3), i synnerhet i Klimatscenarioet. Runt 2035 kan den totala installerade kapaciteten uppgå till knappt 60 GW



Figur 3: Den installerade kapaciteten i Sverige i ett scenario med omfattande elektrifiering, klimatomåsuppfyllelse och utan ny kärnkraft eller livstidsförlängningar samt effekthöjning i vattenkraften, till vänster, respektive i Basscenariot, till höger. I denna variant av Klimatscenariot förutsätter vi en något kortare livslängd för den befintliga kärnkraften än i Basscenariot²

varav vindkraften står för ungefär en tredjedel. Vi påminner om att den installerade kapaciteten inte är detsamma som tillgänglig effekt när man behöver den som bäst. Vi återkommer till det längre fram i boken.

I våra modellberäkningar av det framtida elproduktionssystemet i Sverige så finns i modellverket möjligheten att både förlita sig till import i viss utsträckning och att investera i reservproduktionskapacitet (utöver den "normalt" tillgängliga produktionskapaciteten) för att säkerställa effektbalansen även under kalla vinterdagar med mycket hög elanvändning. Överföringskapaciteten mellan länderna antas öka, framförallt mellan Norden och Tyskland, men det tillkommer också investeringar i reservkapacitet baserat på våra modellberäkningar. Reserv-/spetskapaciteten uppgår till ca 5 GW runt 2040-2045 i Bas-

scenariot och utgörs av gasturbiner. I Klimatscenariot med kärnkraften utfasad uppgår den till mer än 7 GW (även i Basscenariot fasas kärnkraften ut men då till följd av bristande lönsamhet för ny kärnkraft i beräkningarna). En sådan reservkapacitet tillgänglig för effekttoppar är därmed avsevärt större än vad som finns tillgängligt idag. Även om våra modellberäkningar visar att en sådan utbyggnad av reserveffekt är effektiv och lönsam så finns tveksamhet när det gäller "investeringsbarheten" för sådan kapacitet. Kommer man trots kombinationen av osäkerhet om elpriser och drifttider finna incitamenten tillräckliga för att bygga sådan kapacitet? Dessutom kan mer omfattande anpassningar på användarsidan, utöver de som ingår i dessa beräkningar, också minska behovet av reserv- och spetslastkapacitet. Vi återkommer till dessa frågor längre fram i boken.

2) TIMES-NORDIC-beräkningar, nov. 2019

Ytterligare två faktorer som utvecklas i positiv riktning när det gäller eleffektbalansen är vårt antagande om det förbättrade effektvärdet hos ny vindkraft i framtiden och det minskade eleffektbehovet inom uppvärmningen av bostäder och lokaler. Vindkraften fortsätter i alla scenarier att byggas ut i stor skala fram till 2030 och antas i viss utsträckning bidra till den tillgängliga effekten även under årets kallaste timmar (i ett normalfall). Vi räknar dessutom med att den installerade kapaciteten för kraftvärme inom fjärrvärme och industri år 2030 är ungefär lika stor som idag samt med en mindre effekthöjning i vattenkraftverken (en mer signifikant effekthöjning i Klimatscenariot). Även ökad efterfrågeflexibilitet i framtiden, exempelvis smart laddning av elbilar, och förhoppningarna även på effektinmatning från elbilar bidrar till möjligheterna att säkerställa den framtida eleffektbalansen. Dessa åtgärder kan i viss utsträckning komma att frikoppla frågan om effekt-tillräcklighet från att uteslutande handla om effekt på produktionssidan och tillräcklig nätkapacitet för att elen ska nå användarna. Å andra sidan ökar elanvändningen inom andra tillämpningsområden, speciellt i Klimatscenariot. Vi vet också att de ekonomiska incitamenten för kraftvärme i nuläget är svaga samtidigt som viss kapacitet avvecklas av miljö- och klimatskäl och att kapacitetsutvecklingen därför i själva verket kan gå i negativ riktning. Detta tillsammans med de mer långsiktiga osäkerheterna kring svensk kärnkraft gör att den långsiktiga eleffektbalansen är föremål för stora osäkerheter och utmaningar. Och man får inte glömma bort att modellverktyget trots antaganden kring en gynnsam utveckling för flera kraftslag och elöverföringen mellan länderna samtidigt väljer att investera i flera GW reservkapacitet för att säkerställa den framtida eleffektbalansen. Hur ser vi till att det sker på den verkliga elmarknaden? Redan i dagsläget förlitar vi oss till viss del på import för att klara den svenska eleffektbalansen under den mest ansträngda timmen. Överföringskapacitet finns, men i takt med omställningen av elsystemen

även i omvärlden ökar osäkerheten om vem som ska tillhandahålla den produktionskapacitet som behövs.

Hur utvecklas effektbehovet i framtiden - elektrifieringens inverkan

För närvarande är den dominerande bilden att vi under de kommande 25 åren kommer att se en kraftig ökning av elanvändningen i Sverige. Därmed förutses också en tydlig ökning av toppeffektbehovet. Det finns flera orsaker till en sådan elanvändningsökning. Elektrifiering av transportsektorn, ytterligare utbyggnad av datahallar med stora elbehov och industrins ambition att bli fossilfri, där elektrifiering är en viktig åtgärd. Dessutom har vi en befolkningstillväxt i Sverige som, i sig, driver elanvändningen. I motsatt riktning har vi en ständigt pågående energieffektivisering som kraftigt dämpar elanvändningsökningen genom att elen utnyttjas allt effektivare.

Spridningen i elanvändningsprognoserna är dock stor, större än på länge. Några exempel på scenarioarbeten som gör förutsägelser för år 2045 och vilken nivå på elanvändningen, inklusive förluster, vi kan komma att ha då:

- Energimyndighetens *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*, scenario referens EU: 146 TWh
- NEPPs *Färdplan fossilfri el – analysunderlag* (2019): 190 TWh
- Svenskt Näringslivs *Högre elanvändning år 2045* (2020): basfallet 215 TWh, i ett högsenario till och med 245 TWh.

Som synes är spridningen mycket stor och det kan sägas vara en indikation på osäkerheten. Osäkerheten om den framtida elanvändningen kan också antas gälla det framtida effektbehovet.

Om vi tar vår utgångspunkt i NEPPs *Färdplan fossilfri el – analysunderlag* från 2019 så förutses där alltså en ökning av elanvändningen från dagens ca 140 TWh/år till 190 TWh år 2045. Där redovisades

också bedömningar av det framtida effektbehovet. För de olika användarsektorerna och användningsområdena behöver man också ha en uppfattning om hur elbehovet varierar i olika tidsperspektiv. Det behövs med andra ord en effektprofil för det aktuella elbehovet.

I analyserna i detta projekt har vi tillämpat typiska effektprofiler för de olika elanvändningsområdena. El till uppvärmning har exempelvis en nära koppling till utomhustemperatur och har därmed störst effektbehov vintertid. El till energiintensiv processindustri har istället en mycket jämn användningsprofil, både över året och över dygnet.

Effektprofilen för elbilsladdning varierar mycket beroende på hur bilarna förutsätts bli laddade. Om alla bilar laddar samtidig, exempelvis när bilarna parkeras på kvällen, blir effektbehovet stort. Om det dessutom sker med snabbladdning så blir det samlade effektuttaget ännu större. I det projektet utgick man dock från att elbilsladdningen sker på ett "smart sätt", det vill säga på ett sätt som ger så liten påverkan på effektbalansen som möjligt. I tabellen nedan redovisas det resulterande topp effektbehovet för färdplansscenariot under ett normalår.

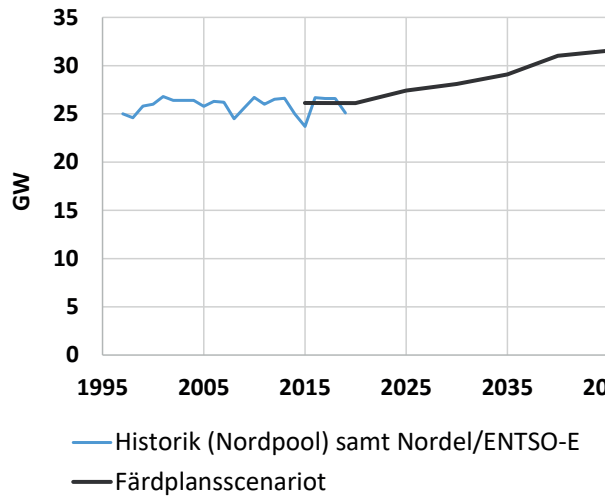
Tabell 1: Elanvändningens topp effekt, inkl. förluster, i färdplansscenariot (GW)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Elanvändning topp effekt	26,1	27,4	28,1	29,1	31,0	31,6

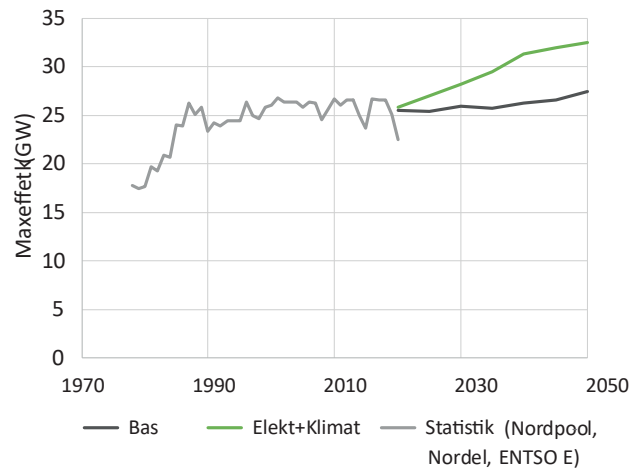
Eftersom den omfattande elektrifieringen inom vårt Elektrifieringsscenario leder till de största utmaningarna för den framtida effektbalansen så är detta scenario också i någon mån det mest intressanta i det här sammanhanget. Men för att göra bilden något mer nyanserad och komplett kan det vara på sin plats att även visa den beräknade utvecklingen för effektbehovet för Basscenariot. Som nämnts tidigare utgår Basscenariot från en betydligt försik-

tigare utveckling med avseende på elbehovet och därmed också med avseende på effektbehovet. Det syns tydligt Figur 5 nedan där effektbehovet i Basscenariot ligger ungefär på de senaste årens nivå fram till 2035 för att därefter stiga något. Fram till 2050 så ligger effektbehovet i Basscenariot lite drygt 5 GW under effektbehovet i Elektrifieringsscenariot.

EFFEKTFRÅGAN - EN ÖVERSIKT



Figur 4: Elanvändningens topeffekt, inkl. uppskattade förluster, i färdplansscenariot tillsammans med historisk utveckling (GW)



Figur 5: Eleffektbehovet i Basscenariot och i Elektrifierings-scenariot (Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar, Nordpool och egna antaganden)

Åtta kraftsystemutmaningar

En ny "spelplan" för eleffekten ritas nu upp, som en följd av alltmer variabel kraft. Utmaningarna med vintertoppen och våt/torrårsvariationerna får sällskap av nya utmaningar med variabla och svår-prognostiserade svängningar under hela året. Det är förändringarna i produktionen som skapar dessa nya utmaningar för elsystemet, inte användningen. Snabba förändringar av vind- och solkraftproduktionen skapar stora utmaningar för kraftsystemstabiliteten.

I förra etappen av NEPP-projektet gjordes en grundlig analys av de påfrestningar på elsystemet som detta leder till. Resultaten redovisade i skriften *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*. Åtta olika utmaningar identifierades:

Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg elanvändning

- 1) **Mekanisk rotationsenergi:** Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller klassisk vindkraft kommer mängden mekanisk rotationsenergi (svängmassa) i systemet att minska eftersom sol- och vindkraftverk vanligtvis inte använder synkronmaskiner direktkopplade till elsystemet. Denna rotationsenergi behövs för att parera störningar som uppkommer i elsystemet.
- 2) **Balansreglering:** Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta tidsperspektivet (sekunder - timmar) vilket ökar behovet av reglerförmåga. Med en större mängd vind- och solkraft händer det också oftare att färre konventionella kraftverk är aktiva i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste dela på balansregleringen och hålla tillräckliga marginaler för detta.
- 3) **Överskottssituationer:** Soliga och blåsiga dagar med liten användning kan en överskottssituation uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.
- 4) **Överföringsförmåga:** Om stora mängder vindkraft ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det närmaste still måste det finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet.

Utmaning vid lite vind- och solkraft och hög användning

- 5) **Tillgång till topplastkapacitet:** Med en stor mängd vind- och solkraftkapacitet kommer det att finnas situationer med hög elanvändning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.

Generella utmaningar för att upprätthålla balans

6) Större behov av flexibilitet i planerbar produktion och användning

- Vindkraftsproduktionen kan förväntas ha lika stora variationer som elanvändningen har idag. Elanvändningen varierar regelbundet och på ett förutsägbart sätt medan vindkraften varierar med ett stokastiskt mönster. Detta innebär en utmaning i planeringen av vattenkraftproduktion med ett mönster och volym som avviker från vad dagens älvsträckor har designats för.
- Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna användningsvariationer.
- Hydrologiska samband och vattenekologiska hänsyn i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.
- En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar planeringen av vattenkraft längs en älvsträcka och av användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt och med större marginaler.

7) Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer:

Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer med syfte att upprätthålla den fysiska balansen samt de marknadsmekanismer som står till buds för detta är utformade för att klara de hittillsvarande behoven. De ökade och förändrade reglerbehoven kan innebära att den nuvarande samverkans- och marknadsmodellen inte kommer att vara ändamålsenlig utan snarare utgöra en ineffektiv reglerprocess. Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska axlas av marknadsaktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln kan ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandlingen av reglertjänster utvidgas.

- 8) **Årsreglering:** Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den att skapa ytterligare behov av säsongslagring, eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för användning.

.....

Det är dessutom en extra utmaning att vi måste hantera många av dessa utmaningar samtidigt. Hur stora de åtta utmaningarna kommer att bli, avgör också den samlade utmaningens storlek. Samtidigt finns det, i och med ny teknik, mycket stora möjligheter att hantera dessa utmaningar på ett rationellt sätt. Ny intressant teknik inkluderar ICT-teknik som underlättar utnyttjande av flexibilitet i elvärme, elbilars laddning, elanvändning i industrin, sol- och vindkraftverkens omriktare samt användande av vätgaslager.

Variationshantering – en viktig del av flexibiliteten och en nyckel till omställningen

Variationshantering, eller konsten att anpassa ökad variabilitet på elproduktionssidan till efterfrågan på el – och vice versa, är ett samlingsbegrepp för en rad olika åtgärder som sannolikt kommer spela en avgörande roll för en storskalig integration av förnybar och variabel elproduktion i framtidens elsystem. Variabiliteten i dagens elsystem hanteras framförallt på produktionssidan. Ökande andel variabel elproduktion i form av vind- och solkraft innebär att produktionssidans flexibilitet i framtiden behöver kompletteras med annan typ av variationshantering.

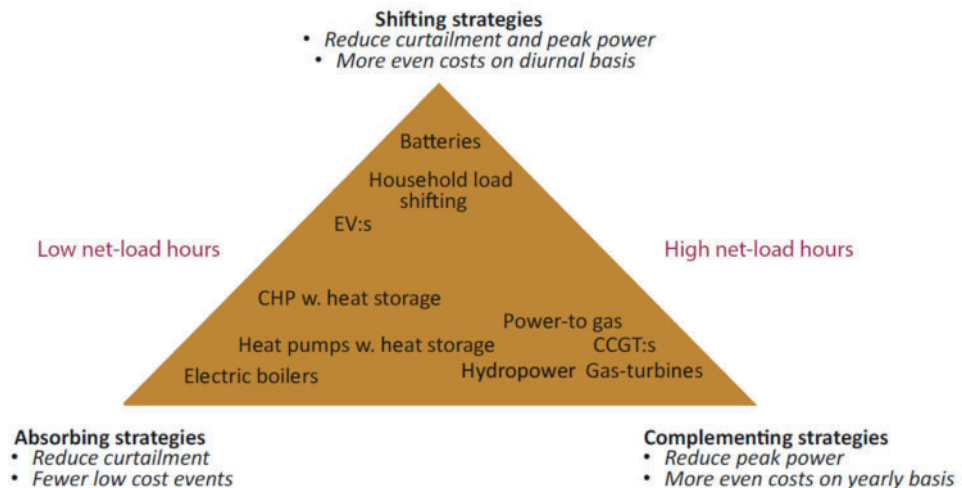
Variationshantering (eng. "variation management") omfattar en lång rad strategier, inom såväl produktion, överföring och distribution som användning. Däremellan finns lagringstekniker som också erbjuder en rad lösningar på variabi-

litetsutmaningen i elsystemet. Syftet med variationshantering är att få en bättre matchning mellan elproduktion och elanvändning. Ibland används begreppet balansering för att beskriva samma fenomen. I denna skrift används båda begreppen utan att det syftar på någon distinkt skillnad i innebörd.

Forskare på Energiteknik, Chalmers, har i samverkan med NEPP utvecklat en princip för att klassificera och beskriva de olika variationshanteringsstrategierna som bygger på deras funktionalitet fördelade på tre huvudgrupper (se Figur 6):

1. Förflyttande strategier (shifting strategies) som jämnar ut variationer främst inom dygnet
2. Kompletterade strategier som hanterar perioder med hög nettolast
3. Absorberande strategier som hanterar variationer med låg eller negativ nettolast.

Vilken kategori en viss strategi tillhör avgörs av



Figur 6: Funktionsbaserad kategorisering av variationshanteringsstrategier. Vidareutvecklad från ursprungsversionen av Lisa Göransson och Viktor Johansson^{3 4}

3) Göransson L., Johansson F., A comparison of variation management strategies for wind power integration in different electricity system contexts Wind Energy (2018), 21 (10).

4) Göransson L., Johansson V., Lehtveer M., Johansson F., Från timmar till årtionden -hur påverkar variationer i last och produktion sammansättningen av Sveriges och Europas framtida elsystem? Slutrapport för Energimyndigheten 2018.

dess kostnadsstruktur, om det finns andra värden av investeringen ("double-use") och om strategin innebär produktion eller användning av el. Absorberade strategier baseras på tekniker med låg investeringskostnad som konsumerar el (exempelvis elpannor) eller tekniker med hög investeringskostnad som normalt producerar el (exempelvis kraftvärmeverk) tillsammans med energilager. Dessa tekniker börjar konsumera el, alternativt slutar att producera el, vid låga elpriser och ökar därmed värdet av el under timmar med hög sol- eller vindelproduktion. Kompletterande strategier baseras omvänt på tekniker med låg investeringskostnad som producerar el (exempelvis gasturbiner) eller tekniker hög investeringskostnad som normalt konsumerar el (exempelvis elektrolys) tillsammans med energilager. Dessa tekniker börjar producera, alternativt slutar konsumera el vid höga elpriser och sänker därmed värdet av tekniker som konkurrerar med den variabla produktionen. Som Figur 6 illustrerar finns det inga skarpa gränser mellan de olika kategorierna.

Förflyttande strategier (exempelvis batterier och lastflyttning i hushåll) stimulerar investeringar i solceller i regioner med goda förhållanden för solelproduktion medan absorberande strategier (exempelvis elpannor och kraftvärme med värmelager) effektivt ökar värdet av vindkraft i regioner med goda vindförhållanden. Kompletterande strategier (exempelvis gasturbiner och vätgasproduktion med vätgaslagring) ökar också värdet av vindkraft, men då särskilt i regioner med sämre vindförhållanden.

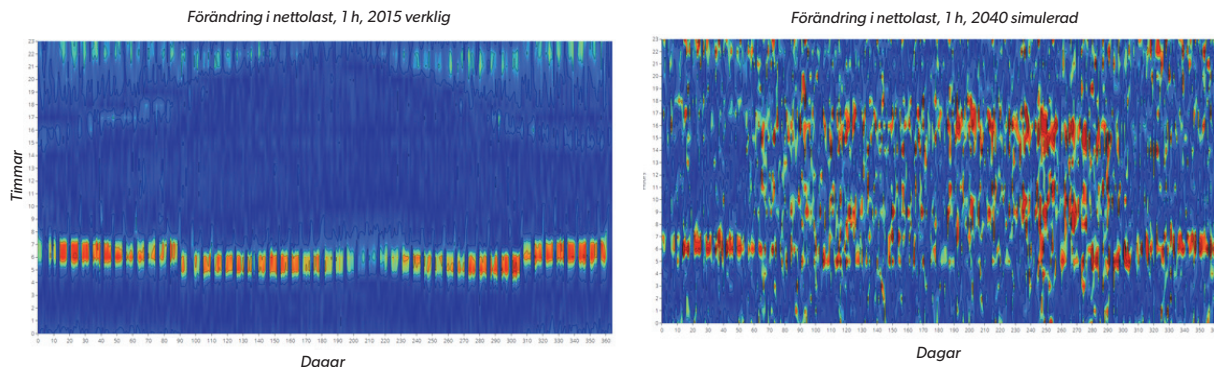
Forskning om variationshantering på Energiteknik, Chalmers, i samverkan med NEPP visar att för regioner med goda förutsättningar för solelproduktion är batterier och strategiska kopplingar till transportsektorn lämpliga lösningar (variationshantering inom dygnet) medan regioner med goda förutsättningar för vindkraft finner variationshantering i strategiska kopplingar till industri- och värmesek-

torn (variationshantering under perioder längre än dygn).

Balanseringen av elsystemet blir alltmer komplex

I NEPPs rapport till Rådet för smarta elnät, *Flexibilitet – i en ny tid* (2018), redovisas olika typer av flexibilitetsbehov för elsystemet. Bland dessa finns behovet av balansreglering, eller reglerkraft. Behovet av reglerkraft studerades för en timme respektive en vecka. Med behovet av reglerkraft på en timme avses hur mycket nettolasten varierar som mest från en timme till en annan, alltså hur mycket flexibilitet som behövs för att hantera timvariationen. Den maximala fluktuationen från en timme till en annan som observeras under ett år förväntas öka från dagens ca 2 500 MW/h till ca 4 400 MW/h år 2040, det vill säga nästan en fördubbling av behovet. Med balanseringsbehovet inom en vecka menas hur mycket nettolasten maximalt varierar inom en vecka. Nettolastens variation under veckan förväntas öka från ca 7 500 MW till ca 14 200 MW, det vill säga även här en fördubbling jämfört med idag. I den aktuella studien utgick man från en förhållandevis låg elanvändningsökning där man år 2040 nådde en elanvändning, inklusive förluster, på ca 155 TWh och ett effektbehov på 29 GW. Med ett antagande om kraftigare elanvändningsökning så kan man anta att balansregleringsbehovet på sikt skulle bli ännu större än det som redovisas ovan.

Ett sätt att kvantifiera behovet av flexibilitet i form av balansreglering är alltså att se på hur nettolasten ändras över tid. Nettolasten definieras som el-efterfrågan minus produktion från vind- och solkraft och är den efterfrågan som det resterande kraftsystemet ska hantera. I figurerna nedan visas förändringen i nettolasten från en timme till nästa. (Blå färg motsvarar en liten förändring från en timme till nästa och röd färg motsvarar en stor förändring.) 2015 syns ett tydligt mönster där "morgonrampen" står för den stora förändringen i nettolasten från en timme till en annan. Det syns



Figur 7: Förändring i nettolast från en timme till en annan. På y-axeln visas tid på dygnet från 0-24h. På x-axeln visas dagar på året från 1-365 dagar, dvs. från 1 januari till 31 december (blå = liten förändring, röd = stor förändring).

tydligt att förändringen är mindre på helger samt på semestern. Övriga tider är förändringen liten i jämförelse med morgonrampen. Omställningen mellan vinter- och sommartid syns tydligt, då figuren visar all data i normaltids.

När samma sak plottas för modellår 2040 är mönstret med en morgonramp inte fullt lika tydlig, utan förändringarna är mycket mer slumpmässigt fördelade över dygnet och över året, främst på grund av vindkraftens variationer. Dessutom tillkommer en förmiddagsramp och en eftermiddagsramp under sommarhalvåret. Dessa beror på den ökade mängden solkraft. Modellåret 2040 är alltså bilden inte alls lika tydlig utan framstår som suddig. Det innebär att förändringar i nettolasten kommer att uppträda mindre förutsägbart och vid fler tidpunkter. Vindkraften kan förvisso prognoseras med en relativt god säkerhet på kort sikt, men går inte att prognostisera med precision på flera dagars sikt. Förändringarna i elanvändning är avsevärt mer förutsägbara. Det är alltså dessa variationer som i dagsläget definierar balansregleringsbehovet, medan variationerna i vind- och solkraft på sikt kraftigt minskar förutsägbarheten i balansregleringen. De ökar också omfattningen av balanseringsbehovet.

Olika sätt att bedöma effekttillräcklighet – statistiskt eller dynamiskt

Svenska Kraftnät gör kontinuerligt uppskattningar av "effektbalansen" för Sverige inklusive för de olika elområdena. Dessa uppskattningar görs alltid för framtiden. Det är därmed en fråga om prognoser (uppskattningar för framtiden) och inte statistik (beskrivning av existerande data). Historiskt har man bara gjort dessa balanser på ett sätt, men numer gör man det på två olika sätt; med statistisk respektive dynamisk metod.

Effekttillgänglighet enligt Svenska Kraftnätets statistiska metod

Med en statistisk metod gör man prognoser över maximal efterfrågan och tillgänglig inhemsk elproduktionskapacitet. Denna metod finns beskriven i Svenska Kraftnätets *Långsiktiga Marknadsanalys 2018*, LMA-18: *Genom att jämföra förväntad tillgänglig inhemsk produktion med förväntad elanvändning under vintertimmen med högst elförbrukning erhålls en så kallad effektbilans. Denna uppställning görs för både en normalvinter och en 20-årsvinter (en extra kall vinter som återkommer i genomsnitt en gång per tjugo år). Om effektbalansen är negativ behöver återstående effektbehov täckas med import från andra elområden alternativt förbrukningsfrånkoppling. Effektbalan-*

sen är därför en indikator på landets marginaler i höglastsituationer.”

Vissa detaljer är centrala för det resultat man får fram: I beräkningarna antar man, för varje kraftslag, en given mängd tillgänglig effekt. *”För vattenkraft, kärnkraft och vindkraft är tillgänglighetstalen 82,2 %, 90 % och 9 %”*. I verkligheten varierar tillgången. Nivån 9% för vindkraft är den nivå som, baserad på tidigare års statistik, kan förväntas överskridas under 90% av tiden. Det innebär att denna ”effektbalans” därmed egentligen svarar på frågan: *”Hur mycket effekt måste importeras från andra områden om maxeffektbehovet inträffar samtidigt som vindkraften enbart producerar på en nivå som normalt överskrids under 90% av tiden”*. Detta är ett intressant mått, men man ska då också enbart dra slutsatser rörande att det är just denna fråga som besvaras. I praktiken kommer flödet av el styras av var det är billigast att producera elen. Att utesluta import strider, t ex, mot EUs principer. Inom EU har man kommit överens om bland annat *”We stress that we will not restrict cross-border trade of electricity including in times of high prices reflecting market scarcity and we will follow EU-regulations on cross-border trade also with respect to ensuring secure system operation”*. Samtidigt finns en växande oro om tillgången till produktionskapacitet i omvärlden under de aktuella tidpunkterna då detta mått anger ett svenskt importbehov.

När den statiska metoden utnyttjas gör man ofta analysen dels för ett normalår, för en 10-årsvinter och en 20-årsvinter. Den 20-års-vinter som Svenska Kraftnät använder tas fram på följande sätt: Genom att titta på temperaturerna 1983 - 2016 och med hjälp av standardavvikelse tar man fram temperaturer som motsvarar 10perc (10års-vinter) och 5perc (20 års-vinter). I praktiken väljer man sedan ett enda specifikt år som representerar 20-årsvinter. Utifrån den historiska datan får man sedan de väntade temperaturerna vid olika

vintertyper. Sedan uppskattas prognosen för max-användningen utifrån ett temperaturberoende där varje elområde påverkar sitt topplastbehov per grad skillnad i temperaturen. SE3 påverkas mest och SE1 minst (i antal MWh/h per grad skillnad i temperatur). Temperaturberoendet kommer också från historiska data.

Detta sätt att beräkna effektbalansen kan bland annat användas till att se om olika åtgärder förbättrar eller försämrar effektbalansen. Det finns flera utmaningar med detta, exempelvis hur man får in effekten av efterfrågeflexibilitet. I metoden studeras enbart en specifik situation, medan flexibilitet, till exempel flexibel elvärme, ju har en koppling mellan olika timmar på så sätt att man kan minska användningen varje specifik timme, men inte många timmar i rad. Man beaktar inte heller att elanvändningen är beroende av elpriset, på så sätt att vid riktigt höga elpriser så minskar elanvändningen.

Effekttillgänglighet enligt Svenska Kraftnätets dynamiska metod

Den dynamiska metoden ska svara på frågan hur stor är risken för ofrivillig bortkoppling/otillräcklig effekt. Svenska kraftnät har, sedan några år, börjat göra beräkningar enligt denna metod. Enligt LMA-18: *”För den dynamiska metoden används elmarknadsmodellen BID3. Genom att simulera många år och för varje timme jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen kan risken för effektbrist utvärderas. De 31 olika väderåren har simulerats åtta gånger med slumpmässiga avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser enligt inmatade avbrottstal för respektive kraftslag och förbindelse. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist vilket uttrycks i loss of load expectation, LOLE och expected energy not served, EENS. LOLE mäts i antal timmar per år då elanvändningen inte kan tillfredsställas. I regel leder detta till lastfrånkoppling. EENS mäts i antal MWh som inte kan*

tillfredsställas per år.” Denna metod bygger alltså på modellberäkningar av elförsörjningen under ett stort antal år med olika väderförutsättningar, exempelvis med avseende på temperatur och vind, och med olika slumpmässiga avbrottsfall, exempelvis haverier på kraftledningar och i kraftverk. Beräkningarna omfattar inte bara Sverige utan också våra grannländer eftersom el i stor utsträckning flödar över landsgränserna.

Eftersom man studerar många olika kombinationer så kan man få fram en risk för effektbrist. Detta skiljer sig från den statiska metoden där man får fram ett visst importbehov i MW (antaget vissa tillgänglighetsnivåer för de olika kraftslagen). Den dynamiska metoden beaktar all samvariation m.m., och kan därför sägas ge en mer realistisk bild av det möjliga/sannolika utfallet. Därmed inte sagt att den beskriver en ”sanning”. Oavsett metod är ju framtiden alltid osäker. I den dynamiska metoden måste man, exempelvis, anta något om hur tillgängliga ledningar och kraftverk är i framtiden, exempelvis 97% av tiden eller 92% av tiden. Vilken nivå som är ”korrekt” beror ju i sin tur på teknikens funktion i denna framtid. Dessutom bygger beräkningarna på en stor mängd antaganden om vilka kraftverk (samt elanvändning) som finns i omvärlden, och även dessa nivåer är förstås enbart uppskattningar. En fördel med den statiska metoden är att den är klart mer transparent.

En uppskattning av risk för effektbrist i Sverige i framtiden

Vad blir konsekvensen av en framtida kombination av kraftigt ökad användning, nedläggning av kärnkraft och ökning av vindkraft + solkraft? Svenska Kraftnät har i LMA-18 räknat på detta i Scenario ”2040 hög” och lägger då in 106 TWh vindkraft och 7 TWh solkraft, samtidigt som annan produktion, exempelvis kraftvärme, minskar med 1000 MW. Man antar också att man bygger ut de ledningar som är samhällsekonomiskt motiverade.

Den statiska effektbalansen visar då ett importbehov på 13,5 GW under för en normalvinter. Resultatet, med den dynamiska metoden, för detta scenario blir att systemets leveranssäkerhet (hur stor andel av efterfrågad energi som kan levereras) som genomsnitt blir 99.9998%. Den genomsnittliga tiden med effektbrist stannar vid mindre än en timme. Båda måtten indikerar dock en sämre effekttillgång än dagens. Under mer extrema år blir utfallet dessutom sämre. I ett läge där samhället blir alltmer elberoende är det osäkert om vi accepterar en sådan utveckling.

Självklart är detta ingen entydig sanning om utvecklingen eftersom allt som har med framtiden att göra innehåller stora osäkerheter, men beräkningarna antyder storleksordning på utmaningen.

3. Elproduktionens förändrade karaktär

De viktigaste slutsatserna

1. Det finns potential att utvinna mer effekt från vattenkraften, dels genom förbättrad underhållsplanering, dels genom att effekten avsatt på balanskraftsmarknaden kan komma ersättas av annan teknologi och på så vis frigöra effekt. Man kan också genom olika ombyggnationsåtgärder höja effekten hos vattenkraften.
2. Teknikutvecklingen går snabbt och de förnybara kraftslagen, framförallt vind, har en stor potential att bidra med mer effekt om rätt åtgärder införs inom en snar framtid.
3. Kraftvärme spelar en viktig roll i elsystemet. Den är planerbar, flexibel och bidrar med lokal eleffekt. Kraftvärmens framtid är dock utmanad av flera skäl.
4. Gasturbiner är rent teknologisk passande som spetsförsörjning under timmar med hög efterfrågan men är idag ekonomiskt utmanade. Deras fossilfrihet behöver även säkerställas.
5. I takt med att elsystemet snabbt förändras, krävs också att dagens systemtjänster som tillhandahålles även ändras och anpassas. Det finns en mängd olika lösningar för att upprätthålla balansen. Dessa passar olika bra i olika tidsskalor och kan på så sätt komplettera varandra.

DET SVENSKA ELSYSTEMET, där elförsörjningen idag huvudsakligen utgörs av vattenkraft, vindkraft och kärnkraft (ca 90 % tillsammans), genomgår stora förändringar i omställningen till ett mer hållbart samhälle. En viktig del i den omställningen utgörs av elektrifiering som en möjliggörare för andra sektorer fossilfrihetssträvanden. Förnybara produktionsteknologier, som primärt utgörs av vindkraft men också solkraft, introduceras i hög takt på marknaden. Dessa är oändliga källor vars elproduktion inte ger upphov till växthusgaser och därmed inte heller klimatförändringar. De skiljer sig på flera sätt från den traditionella elproduktionen vilket kommer innebära nya utmaningar för kraftsystemet. Det nya elsystemet kräver att vi tänker nytt samt finner nya åtgärder och lösningar för att möta efterfrågan kontinuerligt under året.

Det här kapitlet beskriver de olika elproduktionsteknikerna och deras roll i elsystemet ur ett effektperspektiv. Vidare beskrivs också vilka stödtjänster som är viktiga för att upprätthålla balansen i elsystemet, samt vilka nya lösningar som kan ligga i framtiden för att möjliggöra det förnybara elsystemet.

De olika kraftslagens effektegenskaper

Effektegenskaperna hos ett kraftslag kan beskrivas utifrån olika perspektiv. I det här avsnittet beskrivs dem utifrån deras installerade och tillgängliga effekt. I avsnittet *Fler perspektiv på eleffektutmaningarna* nedan diskuteras dessutom inom vilka tidsskalor olika kraftslag och andra flexibilitetsåtgärder har störst möjlighet att bidra med flexibilitet till elsystemet.

Installerad effekt är den maximala effekten som ett kraftverk kan producera el med. Beroende på vilken typ av kraftverk det handlar om, är den installerade effekten mer eller mindre tillgänglig, vilket är av värde att veta vid planering i olika tidsskalor. För att identifiera hur stor andel av den installerade effekten som antas vara tillgänglig

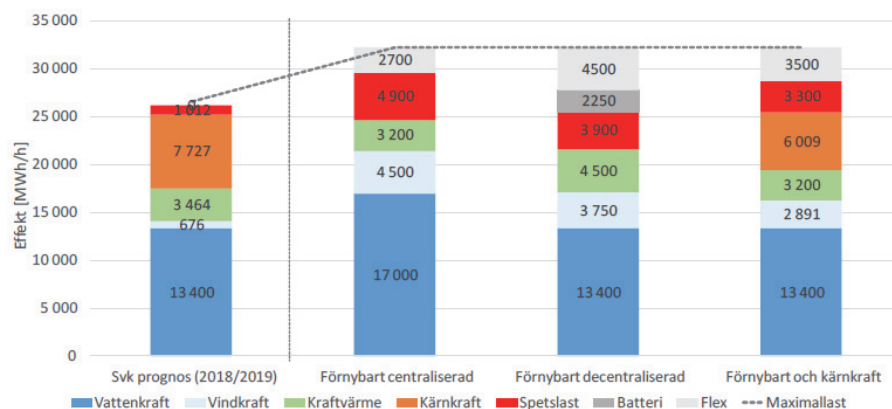
under topplasttimmen använder sig Svenska kraftnät (Svk) av en så kallad tillgänglighetsfaktor för respektive kraftslag. Det kan beskrivas som en metodik för att bedöma den tillgängliga produktionskapaciteten i förhållande till bedömd efterfrågan samt att uppskatta behovet av import. Kärnkraft och kondenskraft antas ha en tillgänglighet på 90 %, kraftvärme 76,5 %, vattenkraft 82 %, vindkraft 9 % och solkraft 0 %. Vindkraftens tillgänglighetsfaktor kommer på sikt att öka då större geografisk spridning och vindturbiner med fler fullasttimmar förväntas. I resultaten nedan antas därför 13 % tillgänglighet för vindkraft.

Inom NEPPs arbete med underlaget till Energiföretagen Sveriges Färdplan El utvecklades tre produktionsscenarier för att möta den ökade efterfrågan som uppskattades uppgå till 190 TWh år 2045. Dessa var:

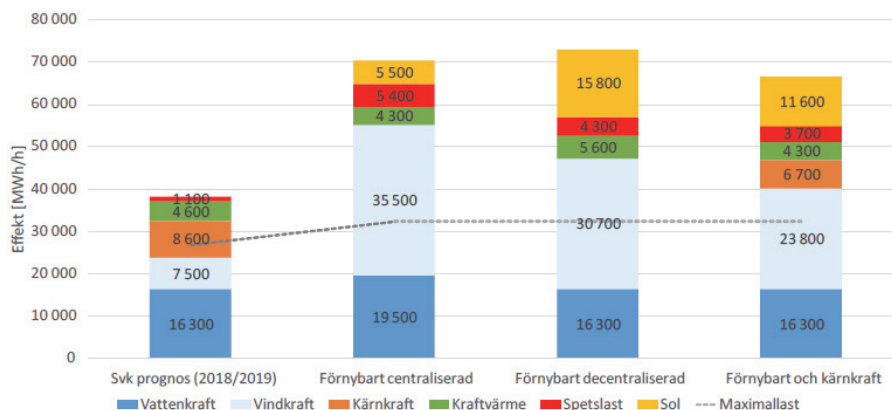
1. Förnybart centraliserad: 100 % fossilfri och förnybar elproduktion, med företrädesvis central produktion
2. Förnybart decentraliserad: 100 % fossilfri och förnybar elproduktion, med större andel decentral produktion
3. Förnybart och kärnkraft: 100 % fossilfri elproduktion med både förnybart och kärnkraft

Vidare antogs inom projektet att batterier har en tillgänglighet på 90 % medan efterfrågefleksibilitet antas ha 100 % tillgänglighet då tillgängligheten är inräknad i antagandet om tillgänglig efterfrågefleksibilitet.

Vid tillämpning av tillgänglighetsfaktorer på kraftslagets installerade effekt i de tre produktionsscenariona fås tillgänglig effekt för respektive kraftslag inom varje scenario enligt Figur 8. Skillnaden mellan topplast ett normalår och tillgänglig effekt har fyllts upp med spetslastproduktion, så att Sverige kan möta effekten ett normalår utan att vara beroende av import (vilket var ett önskemål från projektets styrgrupp). I praktiken kommer



Figur 8: Tillgänglig effekt och topplast enligt Svks metodologi



Figur 9: Installerad effekt och topplast i respektive scenario

naturligtvis export och import att ske för att kostnadsoptimera systemet på en europeisk nivå när så är möjligt. Det bör noteras att energilager i form av batterier och efterfrågeflexibilitet inte har samma uthållighet som produktion när det kommer till att lösa effektfrågan. I Figur 9 visas den installerade effekten för respektive scenario. (Observera att skalorna på y-axeln är olika i de två figurerna.)

För vintern 2018/2019 uppskattade Svenska kraftnät att det förelåg ett underskott på inhemsk tillgänglig produktionskapacitet på ca 400 MW under en normalårsvinter, 1 500 MW en 10-årsvinter och 2 000 MW en 20-årsvinter. Vårt antagande om att fullt ut täcka effektbehovet nationellt under ett normalår är alltså mer ambitiöst än dagens situation.

Den installerade produktionskapaciteten 2045 kommer i samtliga scenarier att i det närmaste fördubblas jämfört med idag, se Figur 9. Skälet är kombinationen av ökande elenergibehov och att en stor del av den tillkommande produktionen karaktäriseras av kort utnyttjningstid (vilket ger mycket effekt i förhållande till energi).

De planerbara produktionsresurserna; kärnkraft, kraftvärme, vattenkraft och gasturbiner, har goda egenskaper i form av uthållighet, och kan drivas större delen av året. Kraftvärmeverk har förmåga att bidra med effekttreglering inom timmars marginal, och kan modifieras på flera olika sätt för att öka den lokala elproduktionen. Nämnas ska dock att kraftvärmen är beroende av avsättning av värmen. Vattenkraften bidrar till effekttreglering med snabb respons och har möjlighet till upprepade svar inom korta tidperioder. Vattenkraften är i regel kopplade till stamnät och regionnät, och avhjälpes på så vis effektkris på nationell nivå. Gasturbiner är snabbstartade, kan bidra med toppeffekttreglering och hjälper att avvärja flaskhalsar lokalt i elnätet. Längre fram i kapitlet beskrivs de olika kraftslagen närmare och var för sig.

Den viktiga vattenkraften

Det här avsnittet avser att beskriva vattenkraftens viktiga roll i elsystemet, hur den fungerar och vilka skäl det finns till att inte all installerad effekt utnyttjas. Vidare beskrivs hur man kan bygga om dagens vattenkraftsstationer för att utvinna mer effekt, vilket kan vara värdefullt i ett elsystem med alltmer variabel elproduktion.

Vattenkraften är en av flera tekniker som har potential att bidra med produktionsflexibilitet, då den som energislag och med Sveriges förutsättningar har förmågan att både producera stora energimängder samt snabbt kunna reglera effekten. Vattenkraften refereras ofta till som det "gröna batteriet" då elproduktionen är flexibel med väldigt låga utsläpp. Utöver detta är produktionskostnaderna låga jämfört med andra flexibla produktionsslag.

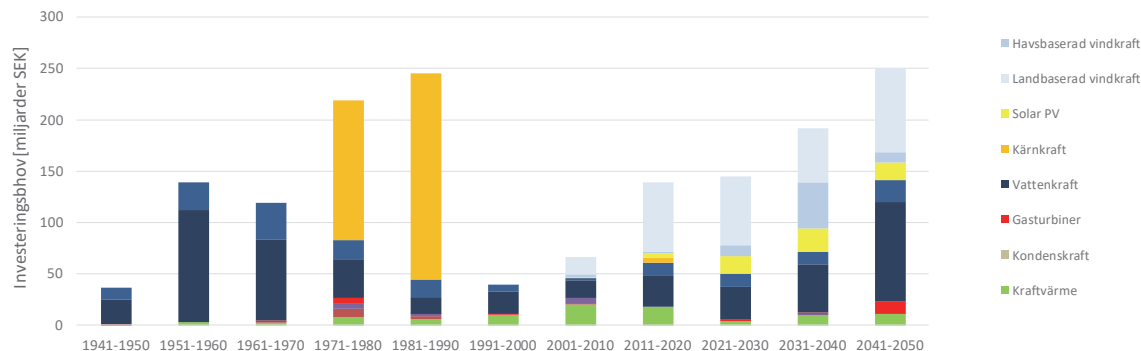
Vattenkraften spelar redan idag en avgörande roll för det svenska elsystemet, och dess förmåga att tillgodose både toppeffektbehovet och behovet av reglering gör att den som energislag förväntas spela en ännu viktigare roll i framtiden. Idag är de svenska kraftproducerande älvarna utbyggda primärt utifrån ett energiperspektiv, medan det i framtiden med sannolikhet kommer att vara större fokus på effekt och flexibilitet.

Historiskt sett har investeringarna i svensk kraftproduktion skett i perioder: vattenkraften är huvudsakligen utbyggd under 1900-talet, primärt under 50–60-talen, kärnkraften under 1970- och 1980-talet, som följdes av en lugnare period med utbyggnad av framförallt kraftvärme och reinvesteringar i vattenkraft. Sedan omkring 10 år tillbaka har investeringar i landbaserad vindkraft tagit fart. Reinvesteringsbehovet i vattenkraften är ganska stort de kommande 30 åren, även ur ett historiskt perspektiv, se Figur 10.

Varför utnyttjas inte all vattenkraft under ansträngda tidsperioder på elmarknaden?

Den installerade effekten i vattenkraft i Sverige uppgår idag till 16 300 MW enligt Energiföretagen Sverige. Samtidigt kan noteras att den historiska maxproduktionen för hela Sverige är 13 694 MW (inföll den 3 februari 2012), se Figur 11. Inom NEPP har man studerat varför vattenkraften inte producerar på maximal installerad effekt då effektsituationen är ansträngd.

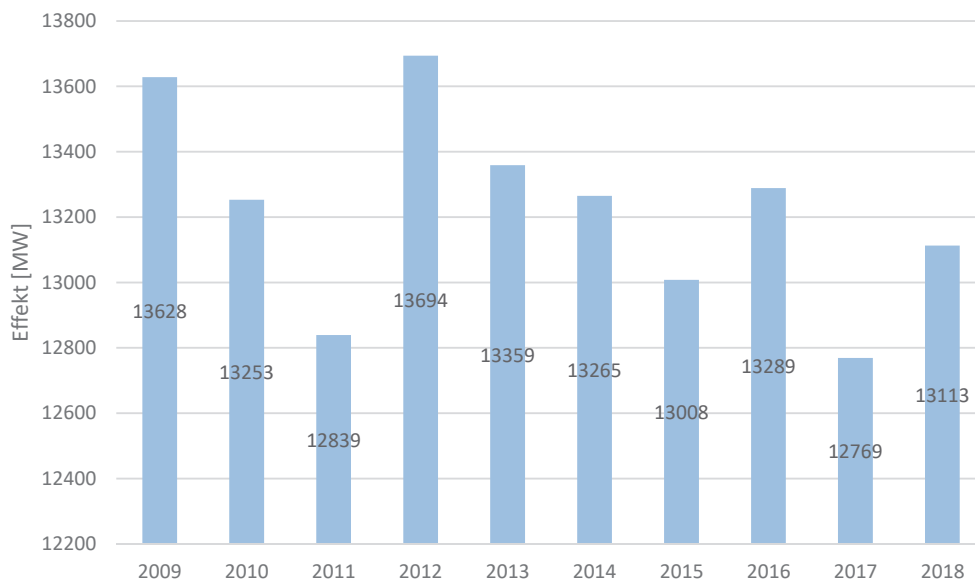
För att studera vad otillgängligheten på ca 3 GW består av, har NEPP-projektet fått tillgång till detaljerad produktionsdata från de fem största vattenkraftsproducenterna (Vattenfall, Fortum, Uniper genom Sydkraft Hydropower, Statkraft Sverige och Skellefteå kraft) under 1/3 2018 mellan kl 7:00 och kl 13:00 samt orsaken till att deras vattenkraftverk inte producerade för fullt. De fem största producenterna står tillsammans för ca 14,8 GW av den totala installerade kapaciteten vilket motsvarar drygt 90%. Vattenkraftsproduk-



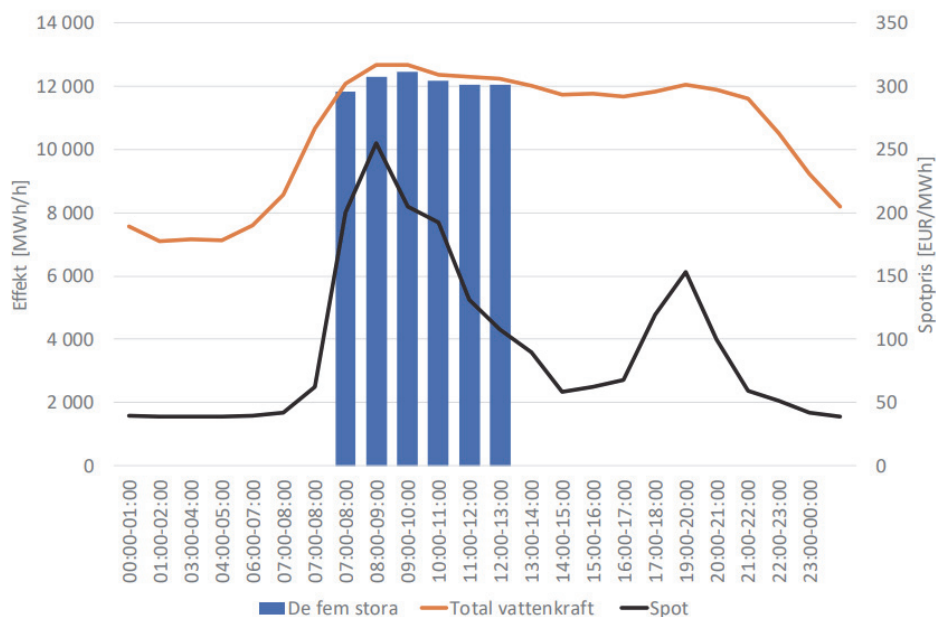
Figur 10: *Investeringar i kraftproduktion i scenariot "Förnybart centraliserad"*

tionen, såväl den totala i Sverige som den från de fem största producenterna, och spotpriset på el under det aktuella dygnet redovisas i Figur 12 nedan. Spotpriset nådde under dygnet mycket höga nivåer och var detsamma i alla fyra elområ-

den. Det sistnämnda utesluter därmed att flaskhalsar i överföringen på stamnätet skulle ha påverkat vattenkraftens drift. Den maximala vattenkraftsproduktionen låg på knappt 13 GW som mest under det aktuella dygnet.



Figur 11: *Historisk maxproduktion i den svenska vattenkraften*



Figur 12: Vattenkraftsproduktionen i Sverige som helhet och från de fem största producenterna samt spotpriset på el i Sverige under 1 mars 2018

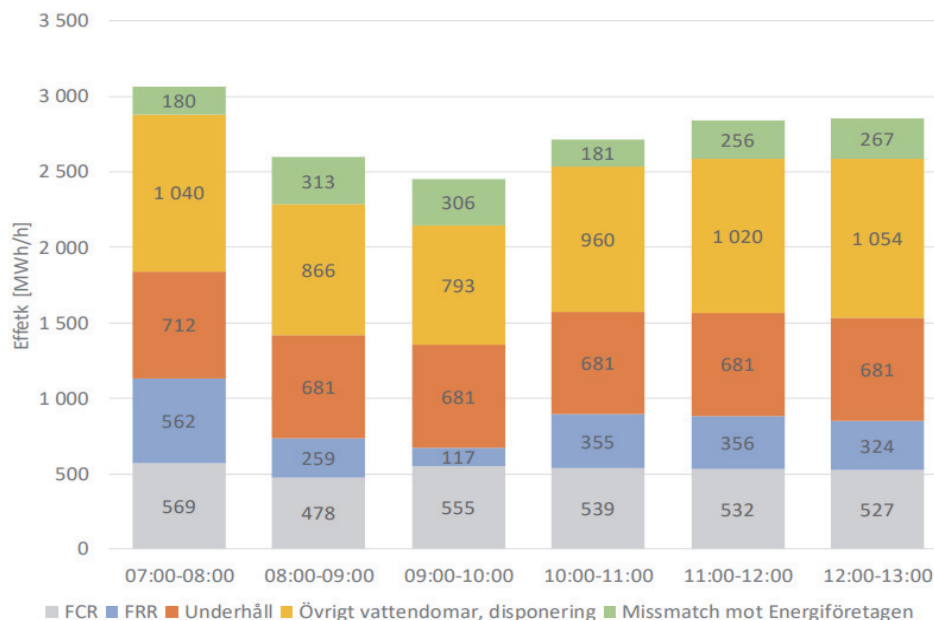
Olika skäl till otillgängligheten

En närmare titt på dataunderlaget från de fem största vattenkraftsproducenterna under de sex timmarna den 1 mars 2018 ger flera förklaringar till varför man inte producerat för fullt, det vill säga motsvarande den installerade kapaciteten, trots att elpriserna var mycket höga och borde ha motiverat ett fullt utnyttjande. Den icke-tillgängliga effekten uppgick till mellan knappt 2,5 GW till som mest lite drygt 3 GW under de sex timmarna (se Figur 13). Den icke tillgängliga effekten var i princip som lägst då elpriserna var som allra högst (jämför de bägge figurerna 11 och 12).

Följande skäl angavs av de fem vattenkraftsproducenterna som förklaring till den icke-tillgängliga effekten under den aktuella tidsperioden:

Frekvenshållning: Reserverad effekt för frekvenshållning består av flera delar och angavs som skäl

till typiskt 700–1000 MWh/h icke-tillgänglig effekt under de studerade sex timmarna. Primärregleringen som i sin tur består av FCR-D (Frequency Containment Reserve – Disturbance) och FCR-N (Frequency Containment Reserve – Normal) stod för i genomsnitt knappt 500 MWh/h medan resten består av återställningsreserver (FRR; Frequency Restoration Reserve) som i sin tur kan vara både automatisk (aFRR) och manuell (mFRR). Under timmarna med högst spotpriser är volymen uppregleringsbud (inom FRR) i de vattenkraftsdominerade områdena SE1 och SE2 mycket liten. Enligt en producent är det vanligt med nedreglering när efterfrågan på el och priserna är höga då aktörer vill undvika att köpa el till uppregleringspris. Genom att man i förväg bjuder in en viss ”överkapacitet” i sin planerade balans så försäkras man sig därmed mot potentiellt mycket höga priser på uppreglering inom reglerkraftsmarknaden.



Figur 13: Sammansättningen av orsakerna till den icke-utnyttjade vattenkraftseffekten i Sverige under en förmiddag (1 mars 2018) med höga elpriser

I framtiden är det troligt att andra aktörer kommer att konkurrera med vattenkraften om att leverera frekvensstyrda reserver. Det finns alltså möjligheter att frigöra effekt i vattenkraften som i framtiden kan komma att användas annorlunda.

Underhåll: Underhållsarbete angavs som skäl till ca 680–700 MWh/h icke-tillgänglig effekt under de studerade sex timmarna. Detta motsvarar ca 5% av den installerade effekten hos de fem största producenterna vilket kan anses vara en relativt hög siffra givet att detta sammanfaller med en mycket hög betalningsvilja hos elmarknaden. Underhållet omfattar både oplanerat underhåll och planerat underhåll som inte går att avbryta för stunden. Sannolikt kan denna siffra minska i framtiden genom förbättrad planering och ny teknik genom exempelvis prediktivt underhåll. Å andra sidan kan planeringen i framtiden komma att försvåras av det faktum att ansträngda situationer inte längre

enbart kopplar till perioder med hög användning utan troligen i ännu större utsträckning kopplar till perioder med mycket låg (eller mycket hög) produktion av icke planerbar förnybar elproduktion.

Övrigt, vattendor, disponering mm: I kategorin övrigt inkluderas flera olika orsaker såsom fysiska förutsättningar i älvsträckan (exempelvis gångtider för vattnet och isproblematik), tekniska begränsningar och legala aspekter såsom vattendor och annat som alla på olika sätt kan begränsa den faktiska tillgängligheten till den maximala produktionsförmågan i ett vattenkraftverk. Ett exempel på en teknisk begränsning som angavs som skäl till viss otillgänglighet är önskan om att minimera slitage genom att undvika alltför många start- och stoppcykler samt slitage i samband med maximerad produktion i vissa turbiner. Även det faktum att en viss älvsträcka kan omfatta olika vattenkraftsägare är en försvårande omständighet vilket exem-



pelvis kan begränsa möjligheten att snabbt reglera upp en specifik station till dess maximala uteffekt.

”Mismatch” mot Energiföretagen: Vattenkraftsproducenterna redovisar inte alltid installerad effekt på samma sätt som Energiföretagen Sverige. Beroende på hur man väljer att se på ”installerad effekt” så kan den installerade effekten därmed vara både dynamisk och något lägre än Energiföretagen Sveriges angivna siffra.

Sammanfattningsvis kan vi alltså konstatera att det finns ett antal faktorer som förklarar varför vattenkraftsproducenterna inte kör sina anläggningar på maximal effekt även om elmarknadens prissignaler skulle motivera detta. En del av dessa faktorer kan sannolikt komma att ändras i framtiden och därigenom potentiellt frigöra viss kapacitet medan andra faktorer lär vara svårare att påverka. Det förra kan exempelvis röra sig om förbättrad under-

hållsplanering och det faktum att andra åtgärder i framtiden troligen kommer att få ökad betydelse för frekvenshållningen såsom efterfrågefleksibilitet och möjligen batterilager. Faktorer som är svårare att påverka har bland annat med älvsträckornas fysiska beskaffenhet att göra, liksom med vattendomarna.

Effektutbyggnad av dagens vattenkraft

Utöver det som lyfts fram ovan kan en möjlig lösning för att utvinna mer effekt från den svenska vattenkraften vara att vidta effektutbyggnadsåtgärder på befintliga fallsträckor och vattenkraftstationer. Genom att optimera utbyggnaden i älvarna med hänsyn tagen till hela älvsträckningen så kan effekten, och flexibiliteten, ökas utan att göra anspråk på nya fallsträckor.

Effektutbyggnad kan erhållas genom att man effektiviserar befintliga vattenkraftstationer och/eller

genom att bygga nya kompletterande vattenkraftsaggregat. Utbyggnaden kan sannolikt genomföras inom ramen för redan planerade reinvesteringstätigheter. Utbyggnad av kapacitet i befintligt aggregat innebär att man byter till en modern turbin som ökar maxeffekten och det maximala vattenflödet. Ett sätt är att byta ut turbiner och generatorer, som nått sin tekniska livslängd (vilken för turbiner typiskt är omkring 40 år), och på så vis reducera de tillkommande kostnaderna. Nya aggregat innebär en större investering. Vid behov av större ökningar kan även vattenvägar och tunnlar behöva förstöras. I detta fall blir det en avvägning om det är mer effektivt att bygga ett nytt aggregat i anslutning till befintligt eller att bygga ut kapaciteten i det befintliga.

Den totala potentialen för effektutbyggnad har i en studie⁵ uppskattas till 3 400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras för att inkludera de kraftproducerande älvarna som inte inkluderats i analysen uppgår potentialen till 3 900 MW. Den absoluta och relativa potentialen för effektutbyggnad skiljer sig åt mellan de olika älvarna. I genomsnitt kan den installerade kapacitet för samtliga av de analyserade älvarna öka med 24 % jämfört med dagens kapacitet.

En utbyggd effekt i befintliga vattendrag leder till ett ökat effektuttag under ett stort antal timmar, men kompenseras av ett minskat uttag under reserande timmar. En utökad flexibilitet i vattenkraften hjälper till att parera fluktuationerna i förnybar elproduktion på timmes-, vecko- och säsongsnivå. Den kan även bidra till att hantera produktionsöverskottet genom en lägre minimumproduktion då vind och sol producerar som mest och vattnet sparas till perioder med mindre förnybar produktion.

Med ett flexiblere vattenkraftssystem kommer även magasinen att kunna utnyttjas mer optimalt. Även om lagringskapaciteten i befintliga magasin inte ökar leder den ökade flexibiliteten i vattenkraften till att magasinen kan utnyttjas mer optimalt då risken för spill minskar.

Det är samtidigt viktigt att nämna att det idag även finns en del hinder för att en sådan effektutbyggnad ska ske. Omprövning av vattendomar och miljötillstånd är ett av de största hindren, men även ersättning (marknadspriser på el), skatter (fastighetsskatten) och avgifter (nätavgifter) utgör betydande hinder för att vattenkraftens fulla effektpotential ska realiseras. Utöver dessa är implementeringen av ramvattendirektivet idag osäkert, och äventyrar redan dagens flexibilitet och vattenkraftproduktion som är av största vikt för det svenska elsystemet.

Vindkraft: teknikutveckling och geografisk spridning förbättrar vindkraftens systemprestanda

Av alla kraftslag så förväntas vindkraften stå för den i särklass största utbyggnaden under de kommande åren på den nordeuropeiska elmarknaden. Fram till 2040 kan vindkraft komma att stå för, beroende på scenario, upp till 40 % av den totala elproduktionen i Nordeuropa baserat på modellberäkningar inom NEPP. Idag är den siffran runt 15 %. Tack vare teknikutveckling med stadigt ökande utnyttjningstider för moderna vindkraftverk kommer flertalet av de utmaningar som förknippas med ökande variabilitet på elmarknaden till följd av vindkraftutbyggnaden att kunna dämpas. En omfattande utbyggnad i hela Nordeuropa kommer att fordra goda kunskaper om vindmönster i hela regionen för att, om möjligt, identifiera och planera för perioder med både mycket god tillgång till vind och perioder med extremt liten tillgång till vind samtidigt i stora delar av regionen. Båda dessa

5) Sweco: Rapport effektutbyggnad vattenkraft, 2016

situationer kommer sannolikt att på olika sätt ställa höga krav på elsystemet för att säkerställa leveranssäkerhet. Det är inte längre bara vindkraftens andel av användningen inom ett specifikt elområde som kommer att få betydelse för elbalansen och elprisbilden i just det elområdet utan det kommer snarare att handla om hur vindkraftssituationen ser ut i ett avsevärt större geografiskt område, inte minst då överföringsförbindelserna mellan elområden och mellan regioner förväntas byggas ut under kommande år.

Effektvärdet förbättras och produktionskostnader minskar genom teknisk utveckling

Utvecklingen inom vindturbinteknik har gått från att fokusera på större generatoreffekt, till att istället fokusera på högre tornhöjd och större rotordiameter. Den högre tornhöjden förbättrar vindutbytet eftersom det blåser mer ju högre upp man kommer, medan den större rotordiametern i förhållande till generatoreffekt leder till att elproduktionen, vid lägre vindhastigheter för en given generatoreffekt, kan förbättras avsevärt. Denna utveckling har väsentligt ökat antalet drifttimmar per år, en utveckling som antagligen kommer att fortsätta. Detta påverkar i sin tur vindkraftens produktionsprofil i Sverige (och världen), särskilt då äldre vindkraftverk monteras ned och i någon utsträckning ersätts av nya, samt då helt nya vindkraftsparker tillkommer. Eftersom denna utveck-

ling inte inneburit ökade kostnader per installerad effekt i någon större utsträckning, så har istället vindkraftens produktionskostnader per MWh minskat kraftigt. Det gör att landbaserad vindkraft idag är ett av de allra kostnadseffektivaste alternativen för ny elproduktion.

Två beräkningsfall

Inom NEPP har vi studerat vilken påverkan vindkraftens förändrade egenskaper kan komma att få. I denna analys har vi utgått från att vindkraftverk i den befintliga svenska vindkraftsflottan har en livslängd på 20 år. Detta betyder att hela dagens vindkraftsflotta är helt utbytt till modern teknik till år 2040 och dessutom har en stor mängd ny vindkraft tillkommit, motsvarande ungefär en fördubbling i installerad effekt och därmed betydligt mer i elproduktion. I modellering av hur framtidens elproduktion med vindkraft kommer att se ut har vi analyserat två olika beräkningsfall, se Tabell 2.

I första fallet har vi utgått från att dagens bästa teknik är det som kommer att användas vid nybyggnation och för att ersätta befintliga vindkraftverk allteftersom de faller för åldersstrecket. I det andra fallet har vi utgått från att teknikutvecklingen fortsätter snabbt framåt, med större rotor och högre torn, så att nybyggnation och ersättning av befintlig flotta sker med betydligt förbättrad teknik. Troligen ligger sanningen någonstans mellan dessa fallen, men tillsammans ger de ett

Tabell 2: Turbintyper för befintlig flotta och simulerade fall

Beräkningsfall	Effekt (MW)	Rotordiameter (m)	Navhöjd (m)
Befintlig flotta	850	52	60
	2000	90	105
	3075	112	109
Fall 1: Dagens bästa teknik	2000	110	120
	3450	136	149
Fall 2: Framtida teknik	2000	140	140
	3450	180	180

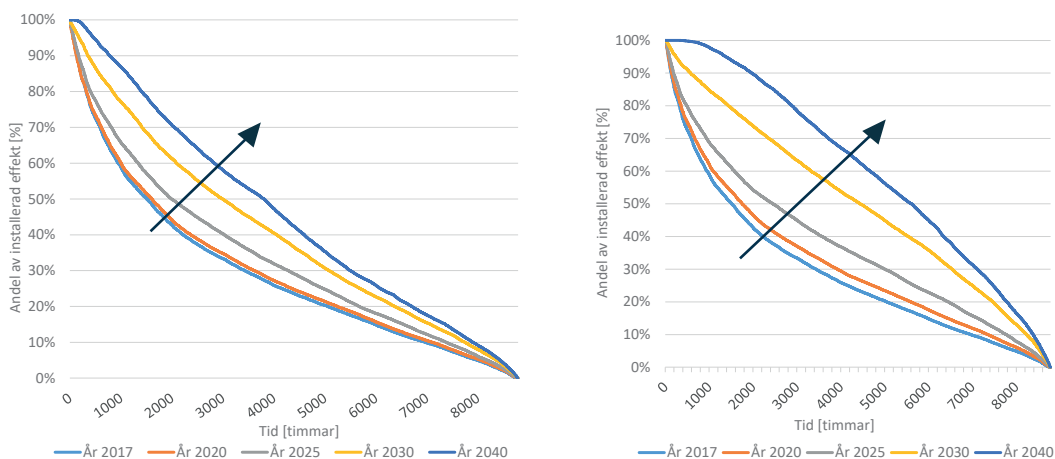
möjligt utfallsrum för framtidens vindkraftsproduktion. Simuleringar av de beskrivna fallen har genomförts baserat på verkliga vinddata under åren 2013–2016 för 10 vindkraftparker i södra Sverige (elområde SE3 och SE4).

Utnyttjningstiden och effektvärdet ökar till följd av teknikutveckling

Resultaten visar att redan vid en utveckling av vindkraftsflottan från dagens flotta (2017) till en helt ny flotta 2040 motsvarande dagens bästa teknik leder till ett väsentligt högre antal fullasttimmar för vindkraftsproduktionen. Ökningen är mellan 50 och 60% baserat på vindåren 2013–2016, där utfallet för vindåret 2016 visas till vänster i Figur 14. Utöver detta tillkommer också att variationen i fullasttimmar mellan olika år minskar jämfört med idag. Huvudskälet till detta är att nya

turbiner har en lägre specifik effekt (W/m^2), vilket innebär att de producerar mer el än äldre turbiner särskilt vid lägre vindhastigheter. Om man utgår ifrån det andra fallet, det vill säga med väsentligt förbättrad framtida teknik, så blir ökningen av fullasttimmar 92 – 112 % då hela dagens flotta är utbytt. Utfallet för vindåret 2016 visas till höger i Figur 14. I båda fallen minskar antalet timmar med låg produktion (exempelvis <10% av installerad effekt) avsevärt.

I och med att kapacitetsutnyttjandet förbättras kraftigt med modern teknik, särskilt vid lägre vindhastighet, så innebär det att effektvärdet för vindkraften ungefär dubblas mot dagens värde.⁶ I Tabell 3 visas utvecklingen av effektvärdet för simuleringar från 2017 till 2040 då hela dagens vindkraftsflotta är utbytt (baserat på beräk-



Figur 14: Kapacitetsutnyttjande för vindkraft för ett fall med dagens bästa teknik (till vänster) och ett fall med väsentligt förbättrad teknik (till höger)

6) Effektvärdet är här definierat som den lägsta andel producerad effekt i relation till installerad effekt som inträffar under 90% av tiden för vintermånaderna (december, januari, februari). Svenska Kraftnät använde tidigare en liknande definition (fyra vintermånader) och angav då effektvärdet (eller tillgänglighetsfaktorn) till 11% för vindkraften som helhet i Sverige. På senare tid har dock SvK ändrat sin metodik och uppskattar numera vindkraftens (eller andra kraftslags) bidrag till effektbalansen under höglasttimmarna, det vill säga under en delmängd av vinterperioden i den tidigare utnyttjade metodiken. Därmed bedöms effektvärdet för vindkraft numera till 9% av Svenska Kraftnät. Våra bedömningar i denna analys ska därmed närmast jämföras med Svks tidigare metodik, det vill säga en betraktelse över en något längre tidsperiod (vintermånaderna).

Tabell 3: Effektivärdets utveckling för olika simulerade vindår

	2017	2020	2030	2040
Vinddata från 2013	10%	11%	16%	19%
Vinddata från 2014	13%	14%	20%	22%
Vinddata från 2015	13%	14%	26%	30%
Vinddata från 2016	11%	12%	19%	21%

ningsfall 1, det vill säga dagens bästa teknik). Det skiljer en hel del mellan de vindår som simuleringarna baseras på, men även ett vindår med riktigt låg medelvind (som vi hade 2013) så blir effektivvärdet närmare 19%. Anledningen till att effektivvärdet kan starta på samma värde men sedan växa i olika takt (jämför exempelvis utvecklingen för vinddataåret 2014 med vinddataåret 2015) är att vi gör antaganden om helt nya vindkraftlokaliseringar, det vill säga den slutliga lokaliseringsen för vindkraftflottan år 2040 ser annorlunda ut än dagens. Vi byter med andra ord ut dagens flotta mot ny teknik och installerar nya turbiner på helt nya platser löpande under tidsperioden ända fram till 2040.

Vindkraft i Nordeuropa – kan det vara vind– stilla i hela regionen samtidigt?

Som vi nämnde inledningsvis i detta kapitel så kommer vindkraft sannolikt att stå för en betydande del av elproduktionen på den integrerade nordeuropeiska elmarknaden inom ett till två decennier. Utbyggnaden av vindkraft sker i oförminskad takt i så gott som alla länder runt Östersjön och Nord-sjön. Men vad händer om produktionssystemen i länderna i Nordeuropa blir mer och mer lika varandra, samt mer och mer väderberoende? Kommer vi då kunna dra fördel av olikheter i de olika

ländernas produktionssystem som vi gjort tidigare (till exempel import av termisk elproduktion under torrår i Sverige eller Norge)? Om vi i Sverige i framtiden ska kunna förlita oss på import av el under perioder när vindkraften inom landet ger ett litet bidrag till elproduktionen, så förutsätter det nästan att det blåser någonstans i våra grannländer. I annat fall måste vi själva ha tillgång till en termisk energi- och effektreserv såvida inte något av våra grannländer har det i en omfattning som även möjliggör export till Sverige. Ett tredje alternativ skulle vara en omfattande efterfrågeanpassning i Sverige. Oavsett vilket, finns det goda skäl att närmare undersöka i vilken utsträckning vindresursen i de nordeuropeiska länderna samvarierar och/eller kompletterar varandra. Det senare skulle i så fall leda till en utjämnade effekt på den samlade vindkraftsproduktionen.

Hur har vi räknat?

För att i detalj studera vindmönster och huruvida perioder med mycket eller lite vind sammanfaller i olika regioner i Nordeuropa har vi tittat på vindtillgången, timme för timme, mellan 2010 och 2018.⁷ Vi har gjort detta för ett antal representativa lokaliseringar inom varje land i Nordeuropa (se kartan i Figur 15). Totalt har vi studerat 53 lokaliseringar varav huvuddelen på land. Dataunderlaget har vi hämtat från www.renewables.ninja som använder

7) Vi har testat den data för några specifika platser mot vindkraftparker där vi utgått från medianvärdet för anemometrarna i parken vilket visat på en god korrelation på timvis basis, 81-89% för perioden 2012–2016 (vilken var perioden som vi hade parkspecifika data) och 90-96% för dygnvis data.

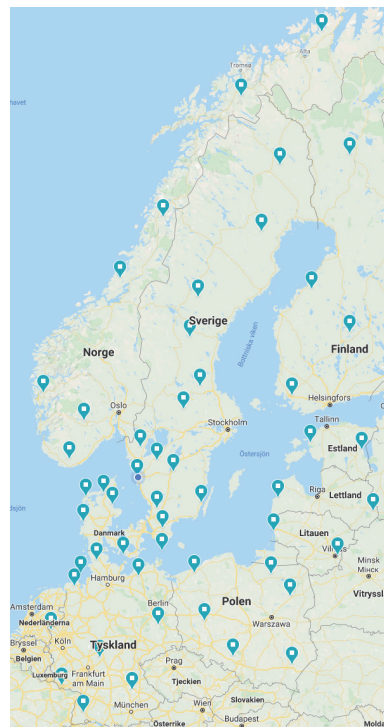
sig av NASA MERRA reanalysis det vill säga beräknade värden och inte uppmätta värden.⁸

Vinddataunderlaget uttryckt i vindhastighet (m/s) per timme har applicerats på en turbin med en effektkurva som är representativ för vindkraftparker som byggs idag.⁹ Fördelningen inom varje land, det vill säga på varje enskild lokalisering, har vi gjort med utgångspunkt från den verkliga regionala fördelningen av dagens vindkraftflotta i respektive land.

Metodmässigt kombinerar vi alltså (beräknade) vinddata under en historisk period (2010–2018) med den tekniska prestandan för en modern vindturbin med dagens mått applicerat på den befintliga kapaciteten i de nordeuropeiska länderna.

Den viktiga utjämnningseffekten

I Figur 16 nedan redovisar vi den timvisa totala produktionen av vindkraft i hela Nordeuropa, baserat på dagens flotta (men med modern prestanda), som procent av den installerade kapaciteten. Utfallet omfattar tidsspannet 2010–2018. Vi kan se att vindtillgången är sådan att vi aldrig hamnar på en produktion som motsvarar den samlade kapaciteten utan som mest ligger produktionen på ca 92%. Men den totala produktionen ligger heller inte på noll under någon av timmarna utan som minst på ca 3% av den totala installerade kapaciteten. Det är med andra ord inte vindstilla i hela regionen samtidigt någon gång under tidsperioden



Figur 15: De ingående nordeuropeiska länderna i studien och tillhörande lokaliseringar inom respektive land

2010–2018, däremot onekligen ganska nära en sådan situation.

Nästa steg i vår betraktelse är att se hur ofta pe-

8) <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>

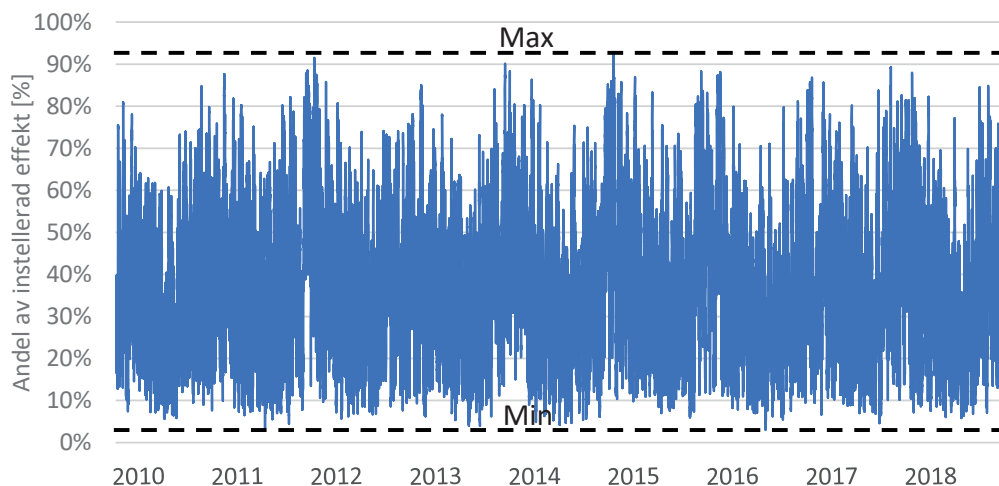
9) Specifik har vi använt en Siemens SWT 4.0 med 130 meters rotor med en navhöjd om 120 meter.

rioderna med (extremt) låg eller (extremt) hög tillgång till vind infaller under den samlade tidsperioden 2010–2018. I Figur 17 redovisar vi varaktigheten, timme för timme och under hela perioden 2010–2018, för samtliga lokaliseringar som illustreras med de svagt ritade kurvorna där man kan se att det är väldigt stora skillnader mellan lokaliseringar. Lokaliseringar med störst produktion ligger till havs och lokaliseringar med lägst produktion ligger typiskt i södra Tyskland. De tydligt markerade kurvorna i rött och svart visar den samlade produktionen i hela Nordeuropa, där den röda kurvan illustrerat hur det ser ut om det skulle vara lika stor installerad effekt i alla områden ("oviktad") och den svarta kurvan visar hur det ser ut baserat på den verkliga fördelningen av installerade effekt ("viktad").

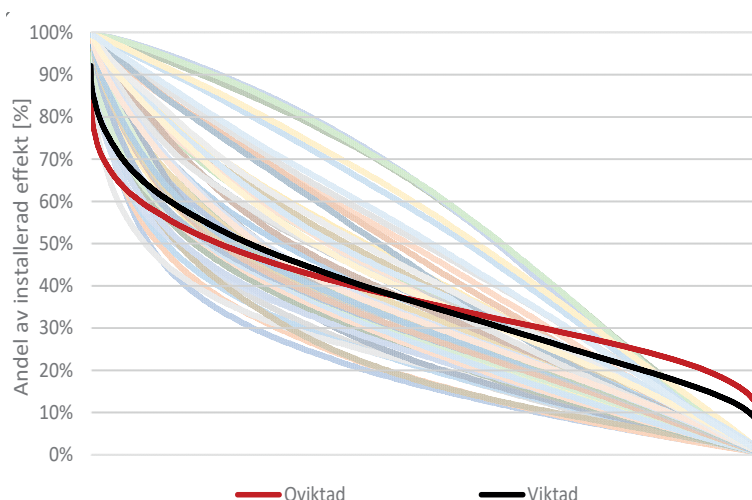
I figuren kan man tydligt se att den samlade nordeuropeiska vindkraftsproduktionen uppvisar en betydligt flackare kurva än de enskilda lokaliseringarnas motsvarande kurvor. Det finns alltså en tydlig utjämnningseffekt av att sprida ut turbinerna

över ett stort område som Nordeuropa. Med andra ord, om vindtillgången är låg på vissa ställen så är den istället betydligt högre på andra ställen. Den samlade nordeuropeiska produktionen har genomgående ett högre effektutnyttjande under de timmar då utnyttjningsgraden är låg (längst till höger i figuren) än samtliga enskilda lokaliseringar, alltså även de bästa havsbaserade. Och omvänt under perioder med mycket god tillgång till vindkraft så producerar den samlade nordeuropeiska kapaciteten på en nivå som ligger längre ifrån det maximala värdet än om man tittar på varje enskild lokalisering för sig. Noterbart är också att den oviktade kurvan (i rött) är ännu flackare även om den inte ger mer energi. Genom att samordna den framtida utbygganden och lokaliseringen av vindkraft i ett stort område som norra Europa skulle man alltså i teorin kunna nå en ännu högre grad av utjämning. Flaskhalsar i elöverföring mellan regioner och länder gör naturligtvis bilden mer komplicerad.

Utgjämningseffekten till trots kommer vi ändå, på



Figur 16: Den timvisa produktionen från den samlade befintliga nordeuropeiska vindkraftflottan uttryckt som procent av den installerade kapaciteten.



Figur 17: Varaktighet i vindkraftsproduktion för varje analyserad lokalisering, i procent av den totala installerade kapaciteten, sett över hela tidsperioden 2010–2018 samt motsvarande varaktighet för hela den nordeuropeiska produktionen.

den nordeuropeiska elmarknaden, att få uppleva perioder då det blåser mycket på samma gång i hela regionen och perioder då vindtillgången är (mycket) låg i hela regionen samtidigt. Baserat på resultatet i Figur 17 kan vi dock konstatera att den nordeuropeiska vindkraftsflottan producerar mindre än 10 % av dess kapacitet endast under en mycket liten del, några enstaka procent, räknat på vinddata från hela perioden 2010–2018. Men icke desto mindre måste ett framtida nordeuropeiskt elsystem, där vindkraften sannolikt kommer att vara mycket tongivande, ha beredskap även för sådana perioder även om de är sällsynta.

Kraftvärmens roll

Effekten i svenska kraftvärmeverk inom fjärrvärmesektorn uppgår idag (2018) till omkring 3000 MW el medan elproduktionen från kraftvärmeverken har legat på ca 8 - 9 TWh/år under de senaste åren. Trots att kraftvärme i grund och botten är ett resurs- och klimateffektivt sätt att

producera el och fjärrvärme på så är kraftvärmens satt under press. Det beror delvis på utvecklingen på elmarknaden i stort med en kraftig utbyggnad av variabel elproduktion med låga rörliga kostnader som bitvis lett till ett tryck nedåt på elpriset, men också på andra faktorer såsom politiska skatte- och styrmedelsinitiativ som lett till en ökad osäkerhet inför inte minst nyinvesteringar men också till förtida avveckling av viss befintlig kapacitet. På längre sikt kan detta förstärka utmaningarna för det framtida elsystemet, eftersom efterfrågan på planerbar elproduktion med högt eleffektivvärde sannolikt kommer att öka men där tillgången i viss mån avgörs av de beslut som fattas idag. Modellstudier indikerar att elproduktionen i de svenska kraftvärmeverken i ett grundscenario fram till 2030 endast kommer att ligga någon enstaka TWh över dagens produktion, medan den installerade effekten till och med kan komma att minska.

Vad säger fjärrvärmeföretagen om framtiden?

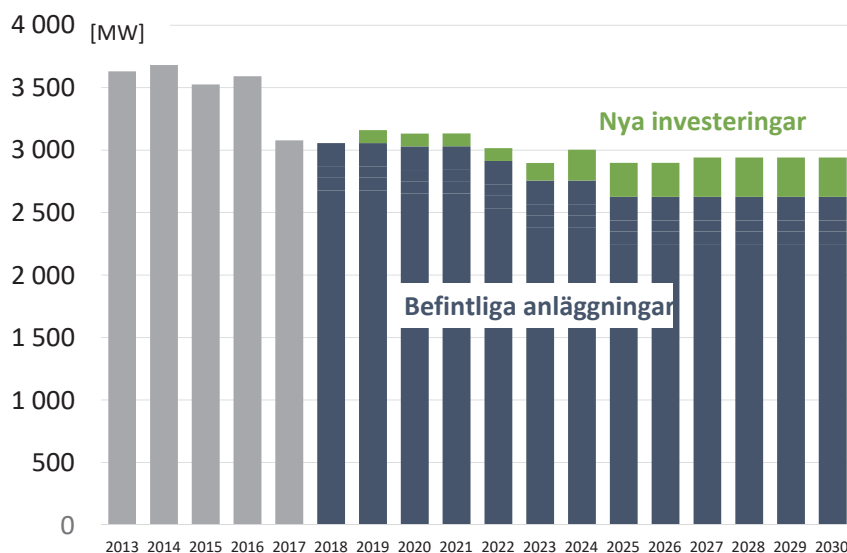
Sveriges fjärrvärmeföretag har via en omfattande enkät hösten 2018 fått ge sin bild av hur kraftvärmekapaciteten planeras att förändras under de kommande åren. Det gäller såväl befintlig kapacitet som investeringar i ny kapacitet. Idag ligger alltså den installerade eleffekten på omkring 3 GW. Ålder och andra skäl medför att ca 200 - 400 MW av den kapaciteten fasas ut till 2030. Samtidigt så ersätts dessa anläggningar nästan i samma omfattning av nyinvesteringar enligt fjärrvärmeföretagen. År 2030 ligger kraftvärmekapaciteten därmed på en något lägre nivå än idag. Det finns alltså ingenting som hos energiföretagen pekar på

ett signifikant större produktionsbidrag från kraftvärmen år 2030. Sedan enkäten gjordes har beslut fattats om höjd kraftvärmebeskattning för fossila bränslen, införandet av en avfallsförbränningsskatt och Energimyndigheten har dessutom föreslagit ett införande av en tidsbegränsad stoppregel för elcertifikatsystemet. Dessa förändringar medför i huvudsak försämrade villkor för kraftvärmen, med risk för tidigarelagda utfasningar och ytterligare minskat intresse för nyinvesteringar.

El från kraftvärme i ett 2030-perspektiv

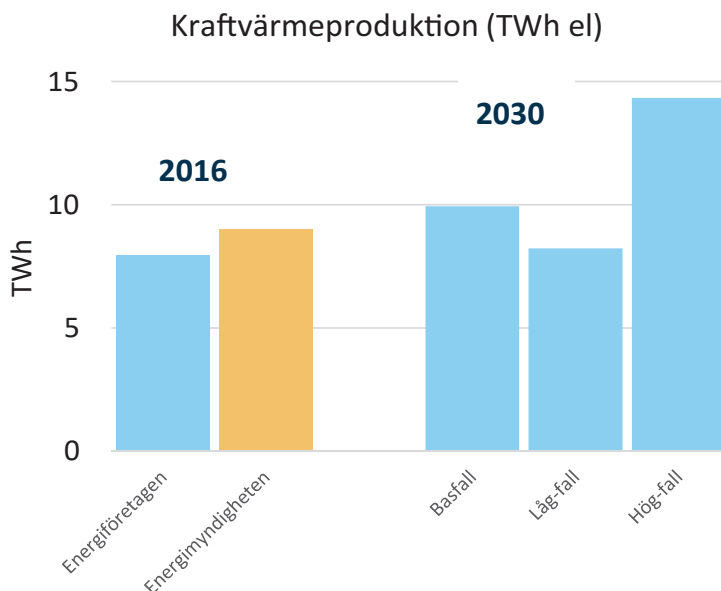
– Modellberäkningar

Baserat på detaljerade modellberäkningar pekar det mesta på att elproduktionen från kraftvärme i ett 2030-perspektiv uppgår till omkring 10 TWh per år under normala förhållanden. Det är 1 - 2



Figur 18: Utvecklingen för den installerade eleffekten i de svenska kraftvärmeverken (inom fjärrvärmesystemen) baserat på en omfattande enkätstudie bland fjärrvärmeföretagen

10) En liten andel av det som Energiföretagen klassar som industriellt mottryck, och därmed utelämnar i sin statistik, klassar Energimyndigheten istället som kraftvärme inom fjärrvärmeproduktionen. Det berör sådana anläggningar som ägs av industriföretag (och inte energiföretag) men som ändå mer eller mindre direkt producerar fjärrvärme (och el).

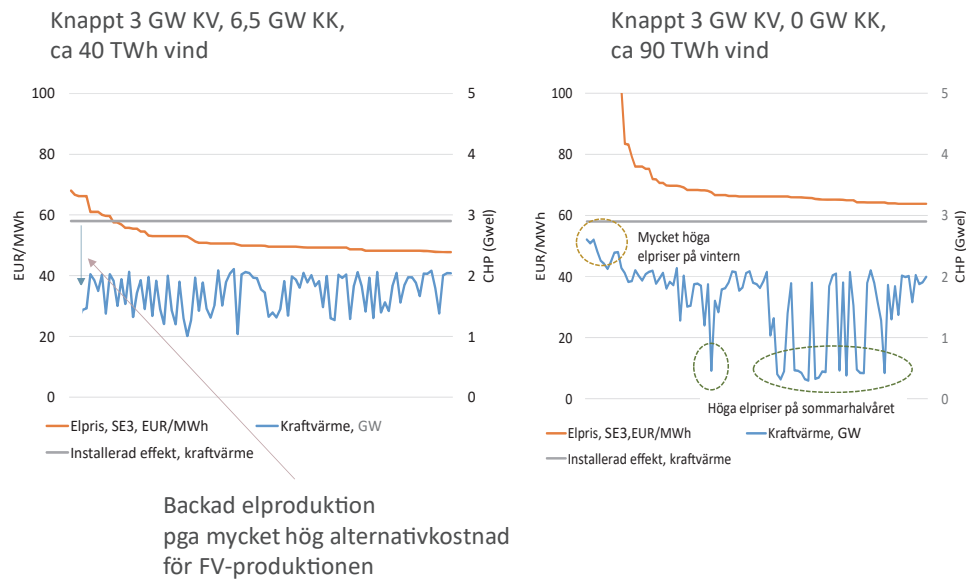


Figur 19: Modellberäkningar av elproduktionen från kraftvärme år 2030 samt statistik för 2016

TWh mer än idag beroende på om man utgår från Energimyndighetens eller från Energiföretagen Sveriges statistik.¹⁰ Beräkningen för 2030 grundar sig på fjärrvärmeföretagens egna uppgifter på utbyggnad respektive utfasning av kapacitet (se föregående avsnitt). Givet att inga av de från fjärrvärmeföretagens aviserade nyinvesteringar blir av kommer elproduktionen istället att stanna på dagens nivå. Under särskilt gynnsamma förhållanden med avseende på kraftvärme indikerar modellberäkningarna att elproduktionen istället kan närma sig 15 TWh på årsbasis. Gynnsamma faktorer som verkar i den riktningen inkluderar bland annat ett väsentligt högre elbehov via ökad elektrifiering, en ökning i fjärrvärmeunderlag och en kraftfullare klimatpolitik som leder till höga priser på CO₂ och därmed också på el. Detta förutsätter också att styrmedel inte motverkar kraftvärme eller ett ökat fjärrvärmeunderlag.

Kraftvärmens bidrag till den nationella elbalansen

I modellanalyserna pekar det mesta på att den svenska och nordiska elbalanssituationen är relativt god, åtminstone fram till 2030 och kanske ytterligare några år. Ett viktigt skäl är förutom utbyggnad av ny elproduktion, framförallt vindkraft, överföring av el mellan länderna. Om ansträngda situationer på den svenska elmarknaden däremot skulle sammanfalla med kraftigt begränsad elimport, av någon anledning, kan läget bli bekymmersamt. Det som också kan utmana bilden av den relativt goda elbalanssituationen är en mer omfattande elektrifiering av framförallt transport- och industrisektorn och/eller en avveckling av den svenska kärnkraften då de återstående reaktorerna nått sin förväntade livslängd på 60 år. Om och när det sker så kommer behovet av planerbar elproduktion med högt effektivvärde att vara stort, i



Figur 20: De 100 timmarna med högst elpris (SE3; rangordnat efter fallande storlek) samt resulterande elproduktion från de svenska kraftvärmeverken i två beräkningsfall för modellår 2030: ett fall med 3 GW kraftvärme, alla sex återstående reaktorer i drift och drygt 40 TWh vindkraft (till vänster) samt ett fall med 3 GW kraftvärme, helt utan kärnkraft och med omkring 90 TWh vindkraft (till höger). Bägge beräkningsfallen förutsätter en relativt blygsam elanvändningsökning fram till 2030, det vill säga ingen omfattande elektrifiering

synnerhet då en stor del av den övriga nordeuropeiska elproduktionen också kommer att kännetecknas av en hög grad av variabilitet. Ett sådant elsystem är sannolikt mer utsatt för variationer i väder dels inom ett (framtida) år men också mellan olika år, jämfört med dagens elsystem. Under sådana betingelser bidrar kraftvärmen till stor systemnytta. Men fram till dess och under normala betingelser är behovet av ny kraftvärme utifrån ett nationellt elsystemperspektiv relativt begränsat.

I Figur 20 redovisar vi två beräkningsresultat (från det detaljerade produktionssimuleringsverktyget EPOD) för att illustrera och kvantifiera kraftvärmens betydelse under ansträngda perioder. Modellanalysen har gjorts för år 2030 vilket alltså innebär att den förnybar variabel elproduktion står för en klart större andel av elproduktionen än idag i såväl Sverige som omkringliggande länder. Vad

som avses med "ansträngda" perioder är naturligtvis en definitionsfråga men vi har valt att betrakta perioder då elpriset är som allra högst (de 100 timmarna med högst elpris i elområde SE3). Beräkningsutfallet omfattar två beräkningsfall för modellår 2030, ett fall med de återstående sex reaktorerna i drift, ca 40 TWh vindkraft och ungefär 3 GW kraftvärme (baserat på basfallet enligt ovan) och ett fall helt utan kärnkraft men istället med ca 90 TWh vindkraft (summan vindkraft plus kärnkraft är med andra ord ungefär lika stor i de bägge fallen). Eftersom den årliga elproduktionen i Sverige är lika stor i bägge fallen så det årliga elexportöverskott lika stort, drygt 20 TWh per år. Däremot är variabiliteten under året klart högre i fallet med mer vindkraft och ingen kärnkraft, varför exporten och importen till, respektive från, Sveriges grannländer får ökad betydelse och kan variera avsevärt mellan olika timmar.

Vi kan ur Figur 20 utläsa att variationen i kraftvärmeproduktionen är klart störst i fallet utan kärnkraft (och med mer vindkraft). Även elpriset är klart högre i det fallet då de högre elpriserna sammanfaller med låg tillgång till vindkraft (och då det saknas kärnkraft i just det fallet). Vi kan också se att "backningen" av elproduktionen i kraftvärmeverken (det vill säga att man avstår elproduktion och istället ökar fjärrvärmeproduktionen vid given pannlast – detta görs vanligen vid mycket kalla dagar då alternativproduktionen för fjärrvärme är mycket dyr) är minimal under timmarna med allra högst elpris i fallet utan kärnkraft. Samtidigt kan man se timmar där elproduktionen från kraftvärmerna är mycket låg. Detta är framförallt en effekt av höga elpriser utanför vintern. De uppkommer då elanvändningen är relativt hög (typ senvår/tidig höst) i kombination med låg tillgång till vind samtidigt som kärnkraften är utfasad. Eftersom fjärrvärmeunderlaget under sådana perioder är begränsat producerar kraftvärmeverken el vid dellast. Kondensdrift eller "nära-kondensdrift" erfordrar ännu högre elpriser. Hade inte kraftvärmeverken producerat nära max under timmarna med högst elpris så hade elpriset legat ännu högre och elbalansen varit ännu mer ansträngd. I det andra fallet, där kärnkraften fortfarande antas vara i drift, når inte elpriserna den höga nivå där det blir lönsamt att köra elproduktionen i kraftvärmeverken på max. Istället backar man elproduktionen till förmån för en ökad fjärrvärmeproduktion för att slippa minimera användningen av dyr alternativ fjärrvärmeproduktion under kalla dagar.

Dessa bägge beräkningsexempel pekar med andra ord på den flexibilitet och ofta "vilande" elleffektreserv som finns hos kraftvärmeverken. Den resulterande elproduktionen bestäms heller inte uteslutande av situationen på elmarknaden utan i hög grad även av driftsituationen i det lokala fjärrvärmesystemet.

Kraftvärmens roll i det lokala elnätet

På vissa håll i landet, företrädesvis i storstadsregioner som exempelvis Stockholm, Malmö och Uppsala, är den lokala elleffektbalansen redan idag ansträngd dels beroende på stigande efterfrågan på el, dels på långa ledtider för att förstärka elöverföringen på stamnätsnivå, men också beroende på planer att stänga kraftvärmeverk på plats till följd av ålder, höjd kraftvärmebeskattning på fossila bränslen eller bristande lönsamhet av andra skäl. Det finns alltså ett lokalt elleffektproblem på sina håll som idag saknar motsvarighet på det nationella planet. På dessa platser kan elproduktionskapaciteten i kraftvärmeverken ha en avgörande roll för den lokala elbalansen.

Samverkan och konkurrens med fjärrvärmeproduktionen

Vi kunde i det tidigare beräkningsexemplet se att ett kraftvärmeverk inte bara har att förhålla sig till elmarknaden utan, i ännu större utsträckning, det lokala fjärrvärmesystemet. El produceras i ett kraftvärmeverk så länge som elpriset överstiger bränslekostnaden eller så länge som alternativkostnaden för fjärrvärmeproduktionen inte blir alltför hög. Det sistnämnda infaller typiskt under kalla vinterperioder då dyr spetslastproduktion körs på marginalen, vilket kan leda till att man, i ett kraftvärmeverk, styr över från elproduktion till mer fjärrvärmeproduktion. Om detta sammanfaller med ansträngda situationer på elmarknaden, vilket inte är helt ovanligt, så kan minskningen i elproduktion förstärka problembilden ur ett elsystemperspektiv. Om incitamenten för backning av elproduktion ska begränsas ytterligare måste den alternativa spetslastproduktionen av fjärrvärme bli billigare, antingen genom investeringar i nya pannor och/eller konvertering till billigare bränslen i befintliga pannor. Under sådana perioder skulle även förändrade styrmedel kunna bidra till att förskjuta balansen mellan elproduktion och fjärrvärmeproduktion i en systemmässigt önskvärd riktning.

Tidsperspektivet: Nu eller senare?

Även om lönsamheten för ny kraftvärme är relativt svag under de närmaste åren bör man ha i åtanke att när väl behovet av planerbar eleffekt ökar oräntligt i framtiden så kan det delvis vara för sent att räkna med kraftvärmen. Redan idag måste ett flertal fjärrvärmeföretag fatta beslut om investeringar i ny fjärrvärmeproduktion för att främst ersätta äldre anläggningar. Om man då till följd av rådande omständigheter beslutar sig för annan fjärrvärmeproduktion än kraftvärme, exempelvis hetvattenpannor, så lär incitamenten att bygga kraftvärme om tio år vara begränsade eftersom det man väljer idag har en ekonomisk livslängd på åtminstone två decennier och en teknisk livslängd på ännu mer. Problemet är att det idag saknas någon form av incitament för att fatta ett beslut som i ett längre tidsperspektiv elsystemmässigt kanske hade varit att föredra. Osäkerheten om de framtida förutsättningarna, inklusive styrmedelsutvecklingen, förstärker problembilden.

Toppeffekt i form av gasturbiner

Under de timmar på året då det råder extra hög efterfrågan kan en snabb elproduktionsenhet vara till hjälp för att möta behovet. Gasturbiner används som spetsförsörjning i elsystemet idag. I enkelt utförande kan en gasturbin starta på mellan 2–30 minuter beroende på storlek, och tillför därför effekt på kort tid under ansträngda situationer.

Gasturbiner är vidare uthålliga elproduktionsenheter och kan teoretiskt drivas i kontinuerlig drift under lång tid. De tar liten plats och har låga emissioner, varför de kan placeras i nära anslutning till bebyggelse. På både kort och lång sikt kan gasturbiner tänkas bidra med lokal elproduktion för att lösa flaskhalsar som uppstår i elsystemet

vid exempelvis utfasning av viss kraftproduktion eller anslutning av nya anläggningar (som till exempel industri, bostäder, sjukvård). På lång sikt kan gasturbiner bidra med effekt på elsystemnivå, förutsatt att ekonomiska incitament finns.

Det svenska stamnätet för gas sträcker sig längs Västsverige och kan betraktas som ett lager som, vid effektbrist, kan försörja gasturbiner för att möta effekttoppar. I en NEPP-studie¹¹ redovisades att gasnätets högsta uttag under vintertid för närvarande är runt 2200 MW_{gas}. Enkelt beräknat betyder det att 880 MW_{el} från gasturbiner (vars verkningsgrad antas vara 40 %) kan genereras om gasnätets samlade kapacitet skulle utnyttjas till det ändamålet. Gasturbinerna kan också drivas med andra energislag, exempelvis fossila eller förnybara oljor.

Spetslastproduktion vid olika elproduktionsscenarier

Ur en teknisk synvinkel har gasturbiner alltså god potential att bidra med spetsförsörjning. Ur en ekonomisk synvinkel är de dock utmanade, vilket påvisades närmare i underlagsrapporten för Färdplan el där spetslastproduktion modellerades i form av gasturbiner för att säkerställa att Sverige kan klara effekthållningen med inhemska resurser under ett normalår. I Tabell 4 visas den resulterande produktionen från spetslasten för de tre scenarierna för en vanlig vinter samt en 20-års vinter. Även om en ansevärd mängd spetslast aktiveras under de mest ansträngda timmarna handlar det om relativt små energimängder. Den timmen gasturbinerna producerar som mest är det på grund av en ansträngd effektsituation i Danmark som medför höga elpriser snarare än en ansträngd elleffektsituation i Sverige.

11) NEPP: Gas för effektflexibilitet i kraftsystemet, 2019

Tabell 4: Produktion Vanlig vinter och 20-års vinter

	Vanlig vinter	20-års vinter
"Förnybart centraliserad"	0,3 GWh	20 GWh
"Förnybart decentraliserad"	0,1 GWh	155 GWh
"Förnybart och kärnkraft"	0,01 GWh	4 GWh

Skillnaderna i resultat mellan en vanlig vinter och en kall vinter visades vara stora. Under en vanlig vinter är det ofta möjligt att möta toppeffektbehovet utan att använda gasturbiner då det är möjligt att importera el från grannländer. Vid en riktigt kall vinterdag är Sverige mer importberoende jämfört med en vanlig vinterdag eftersom efterfrågan på el är högre. Antalet GWh som produceras av gasturbiner ökar då i alla scenarier. Precis som vid en vanlig vinter producerar gasturbinerna som mest när Sverige har gemensamt pris några timmar med Danmark och det blåser väldigt lite.

I fallwt med 20-årsvintern används i scenariot "Förnybart centraliserad" används spetslasten endast vid ett fåtal tillfällen. Det första tillfället som spetslasten används är vid en ansträngd situation i Sverige som beskrivits ovan. När hela reserven aktiveras är det en brist i Danmark som skapar höga priser som alltså resulterar till att en betydligt större andel av spetslastproduktionen aktiveras.

I "Förnybart decentraliserad" aktiveras betydligt mer spetslast under den ansträngda perioden i

januari. Spetslasten aktiveras även under i stort sett hela dygnet.

I "Förnybart och kärnkraft" aktiveras endast ca 60 MW spetslastproduktion i januari då situationen är ansträngd i Sverige. En något mindre andel aktiveras under de timmar senare på året då det uppstår en bristsituation i Danmark, knappt 4 000 MW jämfört med ca 4600 MW i de scenarier som inte har tillgång till kärnkraft.

Den slutsats som kan dras angående gasturbiner är att de har god teknisk förmåga att bidra med toppeffekt och är lämpliga om det efterfrågas att inhemskt säkra elbehovet alla timmar på året. Idag är de dock ekonomiskt utmanade eftersom deras användning i framtida scenarier beräknas vara låg. De rörliga elproduktionskostnaderna är höga, samtidigt som investeringskostnaderna ska fördelas ut på få drifttimmar. Den växande frågan kring tillräcklig nätkapacitet kan dock innebära att gasturbiner i framtiden blir mer lönsamma genom olika flexibilitetstjänster.

Stödtjänster – produktion och användning

Det här avsnittet avser att beskriva de stödtjänster som är nödvändiga för att upprätthålla ett tillförlitligt och driftsäkert elsystem. Det beskriver hur stödtjänsterna ser ut idag, vilka utmaningar som bedöms komma i framtiden samt vilka lösningar som förutses. Avsnittet relaterar till det som både tillhör produktionsledet och användarledet.

Systembalansering

El transporteras genom elnätet med nära ljushastigheten och det finns ingen lagring av betydelse i själva elnätet. Detta innebär att exakt när man tänder en lampa så måste denna el komma från något/några kraftverk. Det är därmed fysiskt omöjligt att "konsumera el", exempelvis använda en lampa, utan att det exakt samtidigt tillförs samma mängd produktion på något sätt. Av samma anledning är det fysiskt omöjligt att "låna" energi. På samma sätt är det fysiskt omöjligt att producera el utan att denna exakt samtidigt konsumeras. Detta innebär därmed att i samtliga elsystem så gäller alltid att:

Total elproduktion = total elanvändning (inklusive förluster i ledningar)

Detta är något som alltid gäller, och ur denna fysiska synvinkel är därmed "elbrist" eller "elöver-skott" en fysisk omöjlighet. Att systemet fungerar även vid ändring i produktion och användning beror på att det finns komponenter i systemet som styrs kontinuerligt. Det kan vara batterier där lagrad energi automatiskt matas ut så fort spänning eller frekvens avviker från normen. Traditionellt sätt har elsystemen stabiliserats av rörelseenergin i generatorer och turbiner. Denna energi, som i sin mekaniska form kallas "rotationsenergi", är liten i förhållande till hela systemets effekt, men viktig för att hålla en stabil spänning och frekvens i växelströmsnäten.

En elleverantör är enligt ellagen skyldig att leverera lika mycket el som elleverantörens kunder, elanvändarna, förbrukar. Oftast lyckas elleverantörer inte planera så bra att den optimala balansen upprätthålls, varpå Svenska kraftnät måste gripa in för att säkerställa balansen. Detta sker på balanskraftsmarknaden. Den aktör som orsakat obalansen får betala för detta till Svenska kraftnät efter den aktuella drifttimmen. I verkligheten transfereras betalningen från den aktör som orsakat obalansen till den aktör som avhjälpt obalansen, via Svenska kraftnät. Denna transferering uppgår till omkring 4 miljarder kr per år. Frånsett från det, tar Svenska kraftnät ut en avgift för användning och produktion från samtliga balansansvariga motsvarande omkring 1,5-2 miljarder kr per år. Detta är en fast kostnad per MW som betalas oavsett om man får en obalans eller inte. De här intäkterna täcker Svenska kraftsnäts kostnader för tjänsterna på balanskraftsmarknaden, och betalas främst av konsumenterna.

Vilka stödtjänster finns idag?

Den balansering som sker mellan användning och produktion inom timmen, på sekundnivå, kallas "stödtjänster". Stödtjänster är ett samlingsnamn på funktioner som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Exempel på sådana stödtjänster är frekvensreglering, spänningsreglering och i takt med dess ökande betydelse, även rotationsenergi (svängmassa).

Här beskrivs de stödtjänster som finns idag. Avsnittet bör läsas som en ögonblicksbild av nuläget eftersom elmarknaden förändras snabbt och nya utformningar av stödtjänsterna arbetas på kontinuerligt.

Frekvens

Stödtjänster för att upprätthålla rätt frekvens, 50,0 Hz, erhålles på balanskraftsmarknaderna. Dagens utformning av reserver består av FCR (Frequency

Tabell 5: Specifikationer för de olika reserverna

Reserv	FCR-N	FCR-D	aFRR	mFRR
Volymkrav i Sverige	ca 200 MW	Ca 400 MW	Ca 150 MW	Ingen definierad volym
Upp/ned	Symmetrisk produkt	Uppreglering vid låg frekvens	Behov av reglering uppåt och nedåt men separata bud	Historiskt sett inte problematiskt med nedregleringsbud (hög frekvens)
Aktivering	Aktiv +/- 0,1 Hz Inom 180 sekunder	Aktiv under 49,9 Hz Inom 30 sekunder	Återställer FCR-N Inom 120 sekunder	Köps efter behov Inom 15 minuter

Containment Reserves) och FRR (Frequency Restoration Reserves). FCR är frekvenshållningsreserver och levereras av anläggningar som själva känner av frekvensavvikelser och ändrar sin uteffekt därefter. De delas in i FCR-N (Normal) som aktiveras inom frekvensbandet 49,9-50,1 Hz, och FCR-D (Disturbance) som aktiveras vid en frekvens under 49,9 Hz. FCR-N är en symmetrisk produkt vilket innebär att den ska kunna reglera både upp och ned. FCR-D finns idag endast för uppreglering, dvs vid behov då en större produktionsenhet eller import faller bort.

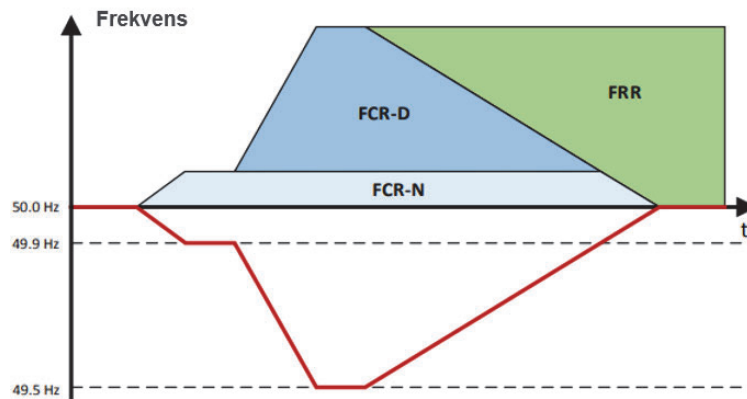
FRR-produkten är en frekvensåterställande produkt vars uppgift är att återställa frekvensen till 50,0 Hz efter en störning. Den delas in i automatisk FRR (aFRR) som aktiveras via en central styrsignal, och manuell FRR (mFRR) aktiveras efter begäran från Svenska kraftnät. För fler specifikationer se Tabell 5. Idag är det huvudsakligen vattenkraft som levererar tjänsterna på FCR- och FRR-marknaderna.

För att förklara hur de olika reserverna samverkar med varandra, illustreras ett exempel på en situation där frekvensen sjunker från 50,0 Hz till 49,5 Hz i Figur 21. Inledningsvis orsakas avvikelsen av normala fluktuationer i utbud och efterfrågan, vilket leder till aktivering av FCR-N. FCR-N balanserar avvikelser mellan 49,9 och 50,1 Hz. Vidare sjun-

ker frekvensen ytterligare och mer kraftigt, vilket kan vara fallet om till exempel ett stort kraftverk kopplas bort, exempelvis till följd av ett haveri. Vid denna tidpunkt aktiveras FCR-D, vilken är helt aktiverat vid 49,5 Hz. Syftet med FCR är att begränsa och kontrollera frekvensfallet. När FCR-D är helt aktiverat börjar FRR att återställa frekvensen tillbaka till 50,0 Hz. När frekvensen är tillbaka på 50,0 Hz är systemet redo för en ny störning igen.

En ny reserv, FFR (Fast Frequency Reserves), implementerades för första gången i maj 2020. Syftet med den nya reserven är att kompensera för timmar med låg rotationsenergi, vilket normalt brukar vara kvällar och nätter på vardagarna samt alla timmar på helgerna. Detta gäller för närvarande endast under sommarmånaderna. Den här reserven kännetecknas framförallt av dess snabba aktiveringstid som ska ske på omkring en sekund. De tekniker som upphandlats i år består av batterier och elpannor.

Ett reglerbehov finns vid såväl för höga som för låga frekvenser, men historiskt sett har underfrekvenser varit mer utmanande. Utöver dessa produkter finns den så kallade störningsreserven som ska kunna användas vid störningar för att snabbt (inom 15 minuter) återställa elsystemet, även vid det största (dimensionerande) felfallet. Idag utgörs störningsreserven av en installerad effekt på ca 1350 MW.



Figur 21: Samverkan mellan FCR och FRR vid ett frekvensfall ned till 49,5 Hz ¹²

Rotationsenergens funktion

Rotationsenergi (svängmassa) uppfyller en viktig funktion i elsystemet och är central för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Om en situation skulle uppstå där en plötslig bortkoppling av exempelvis ett stort kärnkraftverk, vars produktion motsvarar hela Stockholms elanvändning en kall vinterdag, måste detta ersättas momentant (millisekunder) med annan produktion. Det finns ingen egentlig upplagrad energi i själva elnätet (ledning, transformatorer), men den energi som finns tillgänglig är rotationsenergi i roterande synkrongeneratorer (starkt kopplade till elnätet) med kopplade axlar och turbiner. När denna plötsliga bortkoppling uppstår ersätts därmed, i praktiken, elproduktionen från ett kärnkraftverk med extra bidrag från samtliga roterande synkrongeneratorer i Sverige, Norge, Finland och Sjöland. Själva elen kan snabbt transporteras i elnätet och avståndet har på det viset ingen praktisk betydelse, dock måste det hållas marginaler på elledningarna, bland annat till grannländer, för att allt ska fungera väl.

En viktig poäng är att det inte är rotationsenergin i sig som är behovet, utan systemets förmåga till att hålla frekvensen stabil. Men ju mindre rotationsenergi, desto mer välutvecklade tjänster och andra åtgärder behövs för frekvenshållningen.

Spänning

Förutom frekvenshållning är även spänningshållning en viktig systemtjänst för ett drift- och leveranssäkert elsystem. Spänningen i kraftsystemet regleras genom tillförsel eller uttag av reaktiv effekt. Genom att öka eller minska den reaktiva effekten upprätthåller man således rätt spänning i elnätet. Idag är det vattenkraften och kärnkraften som bidrar med reaktiv effekt.

Själva behovet av spänningsreglering beror på kraftsystemets utformning och de aktuella driftförhållandena, och är en parameter med lokal prägel. Idag ges ersättning i vissa fall till anläggningar som levererar stöd i spänningshållningen utöver det som normalt krävs av dem. I och med att spänning-

¹²⁾ ENTSO-E: *Supporting Document on Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area*, 2017

en är en parameter som regleras lokalt är antalet aktörer i en given punkt mycket få (ofta en). Att kvantifiera vilken förmåga till spänningsreglering som behövs för att uppnå en tillräcklig spänningsstabilitet är mycket svårt.

Vilka möjliga utmaningar ses framåt med tanke på den förändrade elmarknaden

Ett delvis förändrat elsystem förväntas på sikt, där elanvändningen i många framtidsscenarier ¹³ väntas öka samtidigt som mycket av den elproduktion vi idag har kommer nå sin tekniska livslängd och behöva bytas ut. Vidare kommer de förnybara energikällorna, sol och vind, att fortsätta byggas ut i hög takt och bidra till en variabel elproduktion som behöver balanseras ut.

Sol och vind

Det finns några utmaningar med ett elsystem som till stor del består av väderberoende kraft så som sol- och vindkraft. Den övergripande generella ut-

maningen är att upprätthålla den kontinuerliga balansen på ett ekonomiskt och tillförlitligt sätt.

För att kunna upprätthålla en kontinuerlig balanshållning behövs planerbar produktion och användning som kan balansera i alla tidsskalor. Med större mängder sol- och vindkraft blir det större osäkerheter eftersom sol- och vindkraftsprognoser har sämre noggrannhet än motsvarande elanvändningsprognoser. En viktig fråga för ekonomisk drift är också vilken verkningsgrad som erhålls hos kraftverken om de måste hållas beredda för ändringar i produktionsnivån. Den kontinuerliga balanshållningen gäller såväl teknisk kapacitet att öka annan produktion när sol/ vindkraften minskar, som att minska annan produktion på ett kostnadseffektivt sätt när sol/vindkraften ökar.

I det fall det råder låg sol- och vindkraftsproduktion och hög elanvändning är utmaningen att tillföra el/minska elanvändningen för att upprätthålla



¹³) NEPP, Färdplan fossilfri el - analysunderlag, augusti 2019

balansen så kallad uppreglering. De här situationerna är dimensionerande för hur mycket kapacitet som behöver installeras. Situationen kan vara sådan att det råder mycket hög efterfrågan på el i såväl Sverige som i grannländerna, vilket minskar möjligheten till import. Med mycket sol- och vindkraft kommer utmaningen fortsätta att existera och bli större eftersom obalansen kommer uppstå till följd av såväl användningsmönster som en större andel variabel elproduktion. Om man studerar historiska situationer i Sverige med hög elanvändning så finns det såväl situationer med hög produktion i vindkraften som situationer med lite vindkraft. Vid dimensioneringen av elsystemet måste därmed den möjligt låga vindkraftsproduktionen i såväl Sverige som i grannländerna vid hög elanvändning beaktas.

I det fall det råder hög sol- och vindkraftsproduktion och låg elanvändning är utmaningen att minska elproduktionen/öka elanvändningen sk nedreglering. Om man tillför stora mängder sol- och vindkraft till ett område utan att ändra på någonting annat så kan konsekvenserna exempelvis bli mycket låga elpriser, att vatten måste spillas förbi turbinerna eller att all producerad sol- och vindkraft inte kan användas. Blir dessa situationer vanliga kommer det bli ekonomiskt att investera i ökad elanvändning, exempelvis i elpannor i fjärrvärmen eller elpannor i mindre biobränslevärmeanläggningar. Det gäller därmed att man uppskattar hur vanlig denna typ av situationer kan förväntas bli och anpassar sina planer efter detta.

Mindre rotationsenergi i elsystemet

I en framtid med färre kärnkraftsreaktorer i Sverige, minskar mängden rotationsenergi. Det innebär att frekvensen, i jämförelse med idag och utan andra vidtagna åtgärder, snabbt kan komma sjunka vid stora bortfall. Rotationsenergens viktigaste bidrag är att dess tröghet ger tid för annan produktion att starta igång, till exempel vattenkraften som kräver ett par sekunder. Den bidrar alltså till

att kontrollera frekvensen så att den inte sjunker i den snabba takt den annars skulle ha gjort om denna tröghet inte fanns i systemet. Problem med att hålla frekvensen inom det tillåtna spannet kan orsakas av plötsliga bortfall av stora likströmsledningarna såväl som bortfall av en stor elproduktionsenhet, exempelvis ett kärnkraftverk. Till exempel bygger Norge nu en ny sjökabel till Storbritannien, och om det antas att man importerar 1400 MW på denna, och ett plötsligt stopp uppstår på denna import, så ger det samma utmaning för Norden som om ett kärnkraftverk plötsligt kopplas bort och snabbstoppas.

Lösningarna är många

Marknadsutformning vi har innebär att el köps och säljs per timme på Nordpools spotmarknad. Stödtjänsterna upphandlas av Svenska kraftnät och avser att balansera inom den aktuella drifttimmen. Inom en snar framtid kommer den nordiska elhandeln gå över till 15-minuters avräkning istället för den per timme som finns idag. Samtidigt kommer el handlas närmare det aktuella drifttillfället. På så vis blir det enklare att hantera det ökade balanseringsbehovet som kommer av att det finns mer variabel elproduktion.

Som tidigare nämnts är balanskraftsmarknaden också under utveckling. Dagens utformning av reserver är inte given i en framtid, snarare kan man tvärtom förvänta sig en viss utveckling för att möta kraftsystemets förändrade behov. Bortsett från den nya FFR-reserven, kommer även specifikationerna för FCR-N att ändras, och vissa av dagens leverantörer av FCR-N kan komma att vara mer lämpade att leverera aFRR. aFRR ska utvecklas till en kapacitetsmarknad, och volymen aFRR och antalet timmar som den kontrakteras ska ökas. Vattenkraften med Kaplan-turbiner kan vara en teknologi som då inte längre kvalificerar sig till FCR (men till aFRR) eftersom den inte är snabb nog. De frekvensbaserade stödtjänsterna behöver också kunna reagera på både låga och höga frekven-

ser, det vill säga både kunna öka och minska sin produktion. 2021 planerar Svenska kraftnät (med grund i de europeiska nätkoderna) att införa en FCR-D för nedreglering, separat från dagens FCR-D som endast aktiveras vid underfrekvenser. Vindkraft är en sannolik resurs som kan verka på FCR-D nedreglering.

Hantering av mindre mängd rotationsenergi respektive reaktiv effekt

En minskad mängd rotationsenergi innebär alltså att elsystemet på annat vis måste vara förberett för att reagera tillräckligt snabbt vid bortkoppling av en stor elproduktionsenhet/import, för att förhindra att frekvensen sjunker okontrollerat. Det finns i princip tre olika sätt att klara denna typ av händelser med mindre mängd kärnkraft: 1) Man minskar det dimensionerande felet, dvs inget bortfall tillåts vara stort (t ex 1400 MW); 2) Man tillför mer svängmassa i form av roterande maskiner kopplade till systemet; 3) Man inför en snabbare styrning, motsvarande den nya reserven på balanskraftsmarknaden Fast Frequency Reserve – FFR. FFR:s funktion är att balansera ut problemet inom enstaka sekunder istället för inom 2 - 5 sekunder. FFR kan bestå av, t ex, batterier, snabb reglering i vindkraftverk (kallas ibland "syntetisk svängmassa") eller snabb bortkoppling av användning (exempelvis elbilsladdning och el till värmeproduktion). Teknikerna som upphandlats av Svenska kraftnät i år (2020) är batterier och elpannor.

Gällande reaktiv effekt finns tekniska lösningar förutom kärnkraft som kan bidra med detta, så kallad reaktiv effektstyrning. Det går även att er-hålla reaktiv effektstyrning från vind- och solkraftverk vilket kan komma bli aktuellt när det sänker totalkostnaden för spänningshållningen.

Olika flexibilitetstjänster hos efterfrågeledet har god potential att balansera

För att upprätthålla balansen i elsystemet kan man antingen öka elproduktionen eller minska elan-

vändningen. Det här avsnittet avser att ge exempel på olika flexibilitetstjänster som användarsidan kan bidra med gällande balansering och systemtjänster:

- På sikt kan stålindustrin komma att börja producera fossilfritt stål genom att reducera järnmalmens vätgas från elkraft istället för med hjälp av kol. Detta studeras i projektet HYBRIT och just nu byggs en pilotanläggning utanför Luleå där målsättningen är en kommersiell lösning för fossilfri stålproduktion år 2035. Produktion av vätgas kräver stora mängder el (uppskattningsvis 15 TWh¹⁴ per år på lång sikt). Det antas innebära att vätgasproduktionen blir en form av baslast med jämn hög elanvändning. Elektrolysörer (som producerar vätgas från vatten med hjälp av el) kan snabbt reglera och med ett vätgaslager som kan användas om eltillförseln tillfälligt stoppas, kan det tänkas att Hybrit blir en aktör som levererar reglertjänster och andra balanseringstjänster.
- Transportsektorns framtida omställning till fossilfrihet väntas ske genom att fordonsflottan successivt ersätter bränslemotorerna med elbilar. Mängden elbilar som kommer att introduceras på marknaden kommer innebära en signifikant inverkan på elnätets funktion. Så kallad smart laddning kommer därför vara en förutsättning för att minimera den negativa påverkan på elsystemet. Smart laddning innebär att man styr laddning mot tidpunkter då annan belastning i elnätet är lägre, generellt sett nattetid, eller då produktionen av förnybart är hög. Om man inte har någon styrning kan påverkan på lokala elnät och systemet bli mycket stor, om exempelvis alla elbilar vill laddas en kall vinterdag när många kommer hem mellan kl. 17 - 18. Eftersom denna styrning kommer bli ekonomiskt viktig (troligen via aggregatorer/elsäljare/nätägare), så blir det i praktiken också en möjlighet till att delta i olika reglertjänster. Batterilager i allmänhet är, med sin korta responstid, mycket lämplig för reglertjänster. I Finland

planeras i nuläget att installera en 30 MW batterianläggning som ska anslutas till elnätet och kompensera för frekvensvariationer.¹⁵ Ytterligare en möjlighet med att ha en stor andel elbilsbatterier kopplade till elnätet är att man kan använda dem för att mata ut el på elnätet vid höglastsituationer, så kallad Vehicle-to-grid.

- Många industrier har en hög elanvändning, vilket innebär att det kan räcka med att användningen hos en eller ett par industrier styrs upp eller ned för att bidra med flexibilitet. Industrin är känslig för förändringar i elpriset och när elpriset blir för högt kan elintensiva företag i vissa fall stänga av elkrävande produktionsprocesser under en tid, och på det sättet dra ner på elanvändningen. Inom till exempel pappersbruk, finns elpannor och annan elförbrukande utrustning för olika processer, som har möjlighet att användas för olika reglertjänster.
- Elanvändningen i bostäder och servicesektorn står för drygt 50 % av den totala elanvändningen i Sverige¹⁶. Hushåll använder framförallt el till olika hushållsapparater och i vissa fall till uppvärmning. Hushållsapparaterna kan antingen vara igång konstant som till exempel kylskåp eller frys, eller startas och stängas av vid behov som exempelvis TV eller diskmaskin. I nuläget är det dock framförallt hushållens elbaserade uppvärmningssystem som ses som den stora potentialen för efterfrågefleksibilitet bland hushåll. Det finns i nuläget flera företag, exempelvis Tib-



ber, Power2U och ngenic, som säljer produkter där man håller en inomhustemperatur, men styr själva elanvändningen efter elpris. Dessa företag håller även på och studerar möjligheten att sälja reglertjänster till systemet.

- Med större mängd vindkraft och ibland mycket låga elpriser, kan det komma att vara rationellt att använda mer elpannor i fjärrvärmesystem. Dessa har stor potential att delta i olika reglertjänster då de är mycket snabba på att reglera. Dessutom finns en "termisk tröghet" i ett fjärrvärmesystem vilket gör systemet tåligt för snabba ändringar i elanvändning i elpannor. Man måste dock vara medveten om att fjärrvärmesystem under perioder med låga elpriser ofta försörjs med mycket billig värme, exempelvis energiåtervinning från avfall och industriell restvärme. Det medför att det ekonomiska värdet av värmen från sådana elpannor ofta är litet.

14) HYBRIT

15) Neoen pressmeddelande 2020-06-09

16) Energimyndigheten: *Energiläget 2019 – en översikt*, 2019

4. Effekt i efterfrågeledet – ökat behov och flexibilitet viktig

De viktigaste slutsatserna

1. Stor osäkerhet om framtida elanvändning och maxeffektbehov. Prognoser för 2045 uppvisar ett spann på 100 TWh.
2. Olika elanvändarkategorier har olika effektprofil. Småhus med elvärme är ett exempel på en kategori med spetsig effektprofil.
3. Det personberoende eleffektbehovet orsakar dygnsvariationerna.
4. Hushållsel kan delas upp i två grupper med ungefär lika stor elanvändning, personberoende och apparatberoende. Den senare gruppen är lättast att laststyra.
5. Efterfrågefleksibilitet kommer att få ökad betydelse i framtiden, men uthålligheten är viktig att beakta.
6. Elbaserad uppvärmning står för 6 - 9 GW av dagens eleffektbehov, beroende på väderförhållanden. Denna användning bedöms minska i framtiden.
7. Laddning av elbilar förutsätts ske "smart", annars tiotals GW tillkommande effektbehov. På lång sikt kan elfordonens batterier tidvis erbjuda effekt till elnätet.
8. Lagring kan ske på flera sätt i elsystemet, olika metoder lämpliga för olika tidsskalor.

SOM VI REDAN har diskuterat så råder det för närvarande stor osäkerhet om den framtida elanvändningens utveckling. Av de studier vi tagit del av så skiljer sig elanvändningsnivån år 2045

med hela 100 TWh, från 145 TWh (Energimyndigheten¹⁷⁾ till 245 TWh (Svenskt näringsliv¹⁸⁾). Kopplat till detta kan man förutse stor variation även med avseende på det framtida toppeffektbehovet.

17) Energimyndigheten, *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*, ER 2019:07

18) Svenskt Näringsliv, *Högre elanvändning år 2045, samhällsutvecklingen och klimatomställningen kräver mer el, samt egna överslag*

Vi har dock indikationer på att effektutvecklingen i procent räknat är mindre än för energin. Orsaken till detta är att delar av den tillkommande lasten, exempelvis inom industrin och för drift av datahalar, är jämförelsevis jämn till sin karaktär. Det förutsätts dessutom ofta att elektrifieringen av transportsektorn genomförs med "smart laddning" av fordonen. Det innebär att fordonen så långt möjligt laddas på ett sätt som ger minsta möjliga belastning för elsystemet.

När vi i detta kapitel diskuterar elefterfrågans profil och möjligheterna att påverka denna med laststyrning och lagring så bör man vara medveten om att flera av analyserna gjorts utifrån en specifik bild av storleken på den framtida elefterfrågan. Kvantifieringarna blir därmed en konsekvens av detta och de skulle alltså kunna bli både större och mindre givet andra efterfrågeutvecklingar.

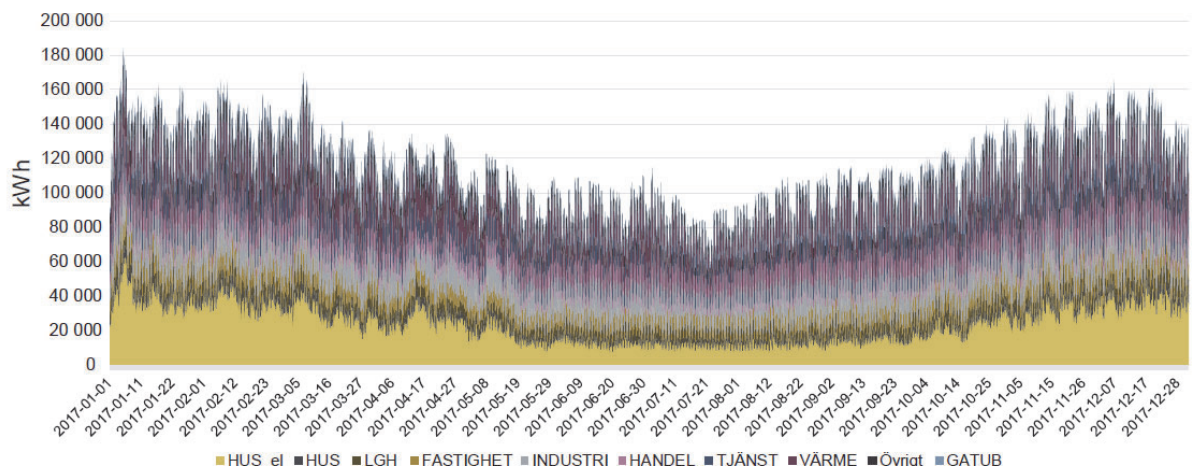
Elanvändningens sammansättning, olika effektprofiler för olika användarkategorier

För att göra realistiska scenarier över hur efterfrågan på el kommer att förändras i Sverige i fram-

tiden så är det väsentligt att ha kunskap om hur efterfrågan idag ser ut på timnivå i Sverige, samt vilka typer av förbrukare som driver nätets effekttoppar. Detta är viktig information även för bedömningar av vad efterfrågefleksibilitet och laststyrning kan åstadkomma i form av effektminskning. Information om olika kundtypers användarprofil finns idag, i form av mätvärden, hos alla de nätbolag som samlar in timvärden av sina kunder. För att öka kunskapen om hur efterfrågan ser ut per timme i Sverige har en pilotstudie utförts på ett nätbolag i Mälardalsområdet.

Elvärmda villor har en betydligt spetsigare användarprofil än den totala lasten

Användningen i nätet uppdelat på de olika kundgrupperna visas i Figur 22 nedan. I det här nätet står eluppvärmda villor ("HUS el") för den största andelen av förbrukningen med 23 % av årets totala energianvändning. Det går även att se att vissa av topparna i nätet, som exempelvis årets första effekttopp, återfinns hos dessa kunder. Under den absoluta topplasttimmen står villakunder med eluppvärmning för 33% av lasten. Detta kan jämföras med industrikunder som står för 14% av den tota-



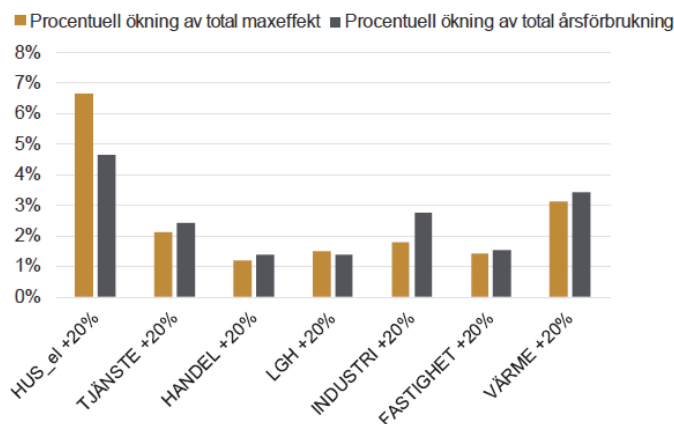
Figur 22: Användningskurva uppdelad per kategori under 2017 (Källa: Sweco)

HUS_el: småhus med elvärme ; HUS: övriga småhus ; LGH: lägenheter i flerbostadshus

la förbrukningen under året men bara 9% av förbrukningen under den absoluta topplasttimmen. Eluppvärmda villor ser alltså ut att driva effekttopparna i detta nät.

För att närmare studera vilka kundkategorier som driver effekttoppar i detta nät simulerades nätets profil vid en ökad användning med 20 % i respektive kategori. Resultatet av simuleringarna återfinns i Figur 23. Figuren visar den procentuella ökningen av nätets maxeffekt och ökningen i den totala

användningen under året vid en ökning av energianvändningen med 20% i respektive kategori. För lägenhetskunder (LGH) och framför allt kunder med eluppvärmda villor så påverkar en ökning i användning maxeffekten i nätet mer än den totala årsenergianvändningen. De har alltså en spetsigare profil än den totala lasten i det aktuella nätet. Övriga kundkategorier uppvisar ett motsatt mönster: den totala årsenergianvändningen påverkas mer än maxeffekten i nätet. De har därmed en jämnare last än den totala lasten.

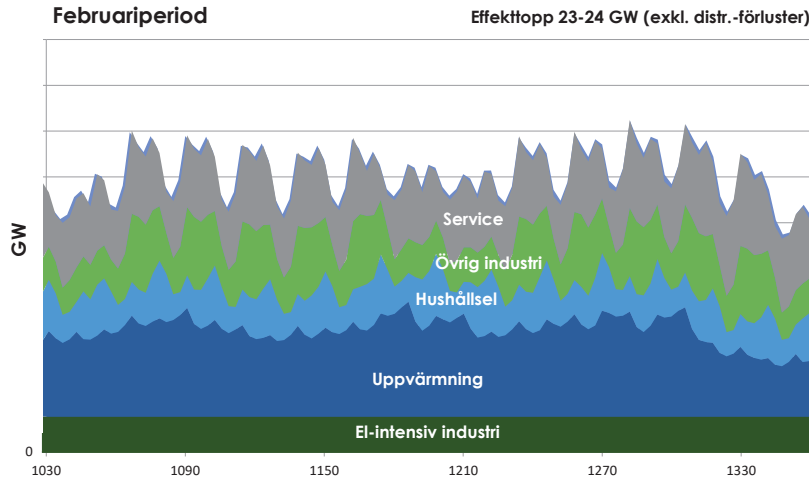


Figur 23: Procentuell ökning av nätets totala maxeffekt och totala elanvändning
 HUS_el: småhus med elvärme ; LGH: lägenheter i flerbostadshus; VÄRME: Fjärrvärme

Det personberoende eleffektbehovet orsakar dygnsvariationerna

Mycket kunskap saknas ännu om hur vårt eleffektbehov är uppbyggt. Vi känner väl till det totala effektbehovet, timme för timme, såväl nationellt (stamnätsnivå) som regionalt/lokalt (regionnäts- och lokalnätsnivå). Men vi kan egentligen mycket lite om vad som i detalj bygger upp det. Det är olyckligt; inte minst nu när efterfråge- och förbrukarflexibilitet blir alltmer aktuellt. För att fullt ut kunna förstå och utnyttja denna flexibilitet/respons hos oss kunder, måste vi först förstå vårt effektbehov mycket mer i detalj.

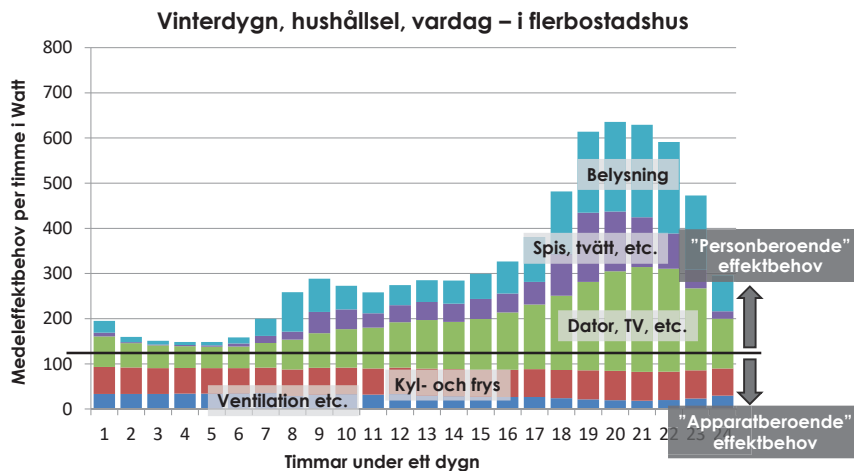
Redan i NEPP:s föregående etapp började vi forskningsarbetet med att bryta ner eleffektbehovet i dess delar. I denna andra etapp av projektet har vi fortsatt det arbetet. I figuren nedan ges en mycket preliminär fördelning på förbrukarsektorer, såsom vi är vana att dela upp användningen i vår statistikredovisning. Denna traditionella uppdelning av effektbehovet – enligt förbrukarsektorerna – ger oss dock inte någon särskilt bra grund för förståelsen av effektbehovets uppbyggnad. Till det behöver vi en djupare förståelse.



Figur 24: Det totala eleffektbehovet i Sverige idag under två februariveckor, uppdelat på förbrukarsektorer. Figuren bygger ännu på statistik från olika år, och ska därför betraktas som mycket preliminär.

För att fördjupa analysen något har vi valt att studera vad som bygger upp hushållselanvändningen. I figuren nedan, som är hämtad från en Energimyndighetsundersökning från 2007 av 400 hushåll ¹⁹,

kan vi se vad som bygger upp effektbehovet för hushållselen. Den aktuella figuren visar hushållselen i ett medelhushåll i flerbostadshus.



Figur 25: Medeleffektbehovet för hushållsel under ett vinterdygn i ett genomsnittsflerbostadshus i Mellansverige. Figuren är (ungefärligt) uppdaterad utifrån statistik från 2007, och ska därför betraktas som mycket preliminär ¹⁹.

19) Swedish Energy Agency and Enertech, End-use metering campaign in 400 households in Sweden, dec. 2008 (and final report sept. 2009)

Vi kan, av figuren, dels utläsa vilka elapparater som ger effektbehovet, dels konstatera – det alldeles självklara – att vi förbrukar mer el i våra hushåll under de timmar vi är hemma och är vakna. Schematiskt har vi i figuren benämnt detta effektbehov ”personberoende effektbehov”, medan det effektbehov som är oberoende av vår aktiva närvaro i hushållet benämner vi ”apparatberoende effektbehov” (eller ”ej personberoende effektbehov”, om man så vill).

Om vi på motsvarande sätt delar upp eleffektbehovet för alla de olika förbrukarsektorerna i Sverige, får vi nedanstående preliminära figur. Vi kan då dra (minst) två slutsatser:

- Den apparat- och maskinberoende delen av effektbehovet är större än den personberoende. Det är också denna del av effektbehovet som är lättast att ”styra” ner/upp vid behov.
- Det är den personberoende delen av effektbehovet som står för – i stort sett – hela dygnsvariationen av effektbehovet. Denna del är svår-

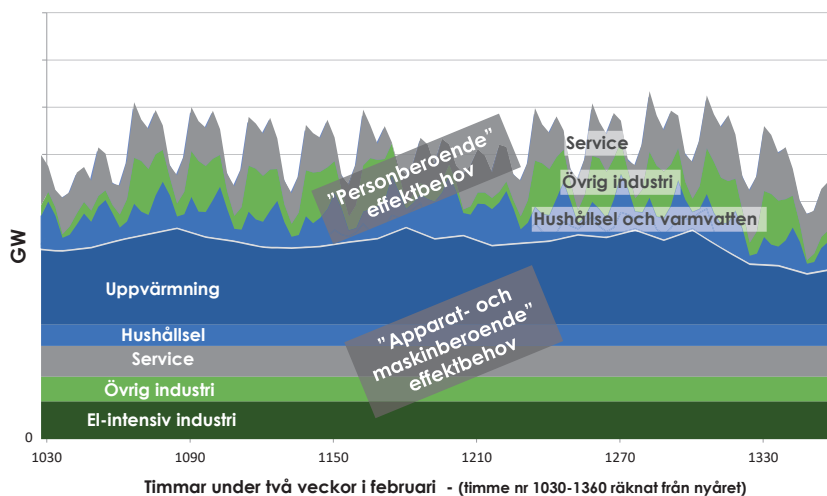
styrd, eftersom den kräver förändringar av våra personliga vanor och beteenden.

Båda dessa slutsatser är mycket värdefulla insikter, när vi ska jobba vidare med analyserna av förbrukarflexibilitet och efterfrågerespons.

Den personberoende delen av eleffektbehovet ökar i framtiden?

Det är alltså den personberoende delen som står för – i stort sett – hela dygnsvariationen av effektbehovet. Idag utgör den personberoende delen som mest 45% av effektbehovet under de kallaste vinterveckorna.

Preliminära analyser antyder att den personberoende andelen kommer att öka i framtiden, och i ett läge efter 2040 skulle den personberoende delen mycket väl kunna vara över 50% av det totala effektbehovet. Detta påverkas dock markant av vad man tror om elanvändningsutvecklingens storlek och hur denna fördelas på olika användarkategorier.



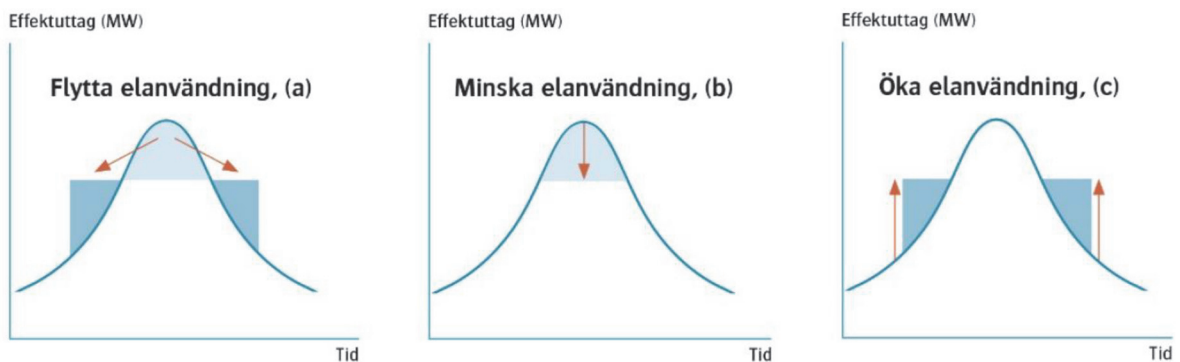
Figur 26: Det totala eleffektbehovet i Sverige idag under två februariveckor, uppdelat på förbrukarsektorer och på en "personberoende" och en "apparat- och maskinberoende" del. Figuren bygger ännu på statistik från olika år, och ska därför betraktas som mycket preliminär.

Allmänt om efterfrågefleksibilitet (och smart styrning)

Efterfrågefleksibilitet är ett relativt vitt begrepp och rymmer en omfattande palett av åtgärder på användarsidan i syfte att bättre anpassa användningen till den aktuella situationen i elsystemet. Energimarknadsinspektionen definierar efterfrågefleksibilitet som en frivillig ändring av efterfrågad elektricitet från elnätet under kortare eller längre perioder till följd av någon typ av incitament. Efterfrågefleksibiliteten kan bestå i att exempelvis flytta elanvändningen i tiden eller att reducera elanvändningen. Detta kan ske genom att elkunder erbjuder sin flexibilitet på marknader för handel med el (elspot, reglerkraftmarknaden eller som en del av effektreserven), eller genom att de anpassar sin elanvändning efter prissignaler i elhandels- eller nättariffer. Smart styrning, i sin tur, beskriver olika sätt att styra olika typer av elberoende apparatur så att den momentana elanvändningen blir mer systemanpassad. Styrningen kan även vara mer individanpassad, det vill säga vara "smart" eller "god" med avseende på ett enskilt hushåll, utifrån aktuella prismodeller. När vi här talar om smart

styrning så avser vi dock i första hand en styrning (hos exempelvis ett eller många hushåll) som leder till ökad effektivitet på systemnivå. Det kan antas ge annat upplägg på styrningen eftersom prismodellerna inte fullt ut förmedlar information om läget på systemnivån. På samma sätt som begreppet efterfrågefleksibilitet så rymmer begreppet smart styrning en lång rad olika tekniker och lösningar. Enligt vårt sätt att se det är efterfrågefleksibilitet själva åtgärden medan smart styrning är verktyget.

Efterfrågefleksibilitet på elsidan kan förenklat delas in i tre huvudgrupper: lastförskjutning (det vill säga flytta elanvändningen i tid), minska elanvändningen eller rent av öka elanvändningen (se Figur 27). I den fortsatta diskussionen avser lastförskjutning, det vill säga nettoförändringen i elanvändning under den tidsperiod då lastförskjutningen sker är noll. Detta kan typiskt ske genom att förskjuta starttiden för en tvättmaskin eller genom att minska alternativt öka effektuttaget för elbase-rad uppvärmning för att någon timme eller några timmar senare göra det omvända (och därigenom



Figur 27: Olika typer av efterfrågefleksibilitet ²⁰.

20) Energimarknadsinspektionen, Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet, Ei R2016:15

förhindra märkbar temperaturminskning eller temperaturökning i huset). De två andra typerna av efterfrågeflexibilitet leder till en nettoförändring i elanvändning. Att i en ansträngd situation på elmarknaden avstå från att förbruka el och istället använda alternativa energislag är typiskt för vissa industriella processer. Det kan också handla om att man helt enkelt avstår från att producera sina produkter under tider då elpriset når över en viss nivå. Därmed kan man heller inte "ta igen" minskningen i elanvändning, om man inte av något skäl har överkapacitet i tillverkningsprocessen. En nettoökning i elanvändning kan exempelvis röra sig om en elkund med en kombipanna där man vid låga elpriser använder el istället för annat energislag. Eller i ett fjärrvärmenät där man under några timmar producerar fjärrvärme i en elpanna istället för i en bränslebaserad produktionsanläggning. I framtiden kan elanvändning vid sådana överskottssituationer få ökad betydelse. Möjligheterna till ökad elanvändning i fjärrvärmeproduktionen kan öka om (säsong-)värmelager införs.

Efterfrågeflexibiliteten kan alltså komma att få en viktig roll i balanseringen av framtidens elsystem med stor andel förnybar, variabel och distribuerad elproduktion, minskad mängd planerbar termisk kraft och ökad marknadsintegration till Kontinentaleuropa. Framförallt är det vid situationer då nettolasten är stor eller då den förändras snabbt (rampeffekter som vi nämnt tidigare) som efterfrågeflexibiliteten är värdefull. Men som vi också antytt, så kan efterfrågeflexibilitet också vara viktig i situationer med kraftöverskott, det vill säga då nettolasten är låg eller till och med negativ.

Ytterligare ett skäl för efterfrågeflexibilitet och smart styrning är att detta kan förenkla integrationen av variabel förnybar elproduktion genom att en del av nätinvesteringar för förstärkning av nät skulle kunna ersättas med implementering av efterfrågeflexibilitet. Genom att efterfrågeflexibiliteten kan bidra till ökad användning under de

timmar då den lokala produktionen är hög samt till minskad användning under de timmarna då den lokala produktionen är låg, kan den överförda effekten i distributionsnätet minskas både vid inmatning och vid uttag, vilket avlastar elnäten och reducerar nätförlusterna.

Nyttorna från efterfrågeflexibilitet på distributionsnätets nivå är potentiellt flera. Genom att minska användningen under de timmarna då maximal åreffeekt nås kan efterfrågeflexibilitet även bidra till minskad effektkostnadskomponent för en lokala nätsägare, det vill säga minimera kostnaden mot överliggande nät. (Detta är ju ett resonemang som tar sin utgångspunkt i den enskilda nätägaren och inte på systemnivå. Indirekt avspeglar dock effektkostnadskomponenten förhållanden på systemnivån.)

Man ska dock komma ihåg att efterfrågeflexibilitet inte "rakt av" kan jämföras med produktion. Efterfrågeresurser är typiskt tillgängliga i några timmar och saknar den uthållighet som produktionsresurser har. Efterfrågeresurser är även beroende av att det finns en elanvändning som kan minskas då de ska användas. Efterfrågeresurser kan därför inte direkt jämföras med produktionsresurser ur varken ett uthållighets- eller tillgänglighetsperspektiv. Här skiljer sig efterfrågeflexibilitet även från energilagring som är oberoende av lasten och kan användas över längre tidsperioder. Dessutom har lastförskjutning, det vill säga efterfrågeflexibilitet med återvändande last, en begränsad potential att minska effektoppar på grund av att den initiala förändringen i elanvändningen ("flexibilitetsåtgärden") måste kompenseras inom en begränsad tid samtidigt som effektoppar kan ha en relativt lång utsträckning i tid, typiskt flera timmar.

Sweco har i en serie fältförsök uppskattat potentialen för efterfrågeflexibilitet kopplad till el för uppvärmning inom hushållssektorn. I det arbetet anger man en potential på 2000 MW vilket mot-

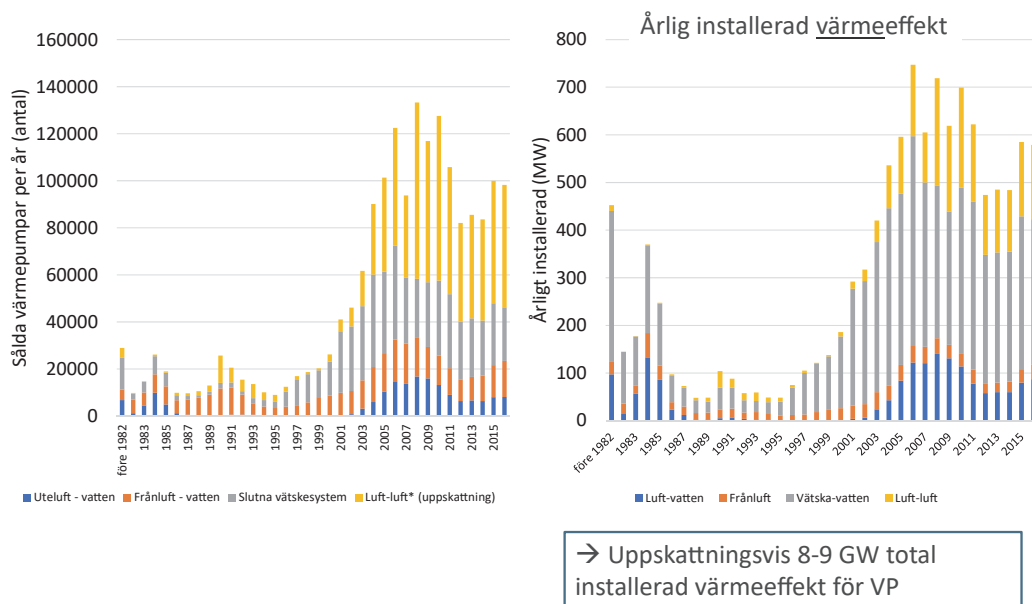
svarar 2 kW i ca 1 000 000 småhus (NEPP, 2016). Ytterligare en observation man gjorde där var att lastförskjutningen framförallt kommer till sin rätt i hus med vattenburen värme. I hus med direktel påverkas komforten betydligt snabbare om man drar ner effekten. Potentialen för efterfrågefleksibilitet är starkt kopplad till priselasticitet, det vill säga sambandet mellan användning och elpris. Potentialen inom industrin har uppskattats till ca 2000 MW när elpriset överstiger 200 EUR/MWh ²¹.

En generell invändning som ofta nämns när konsekvenserna av efterfrågefleksibilitet hos privatkunder diskuteras är att det krävs medverkan av riktigt många användare för att påverkan ska bli märkbar. För att den småskaliga efterfrågefleksibiliteten ska få signifikant omfattning krävs sannolikt någon aktör som underlättar laststyrningen genom infor-

mationsteknik så att anpassningen inte varje gång kräver aktiva val av den enskilde.

Uppvärmningens eleffektbehov minskar i framtiden och erbjuder möjligheter till laststyrning

En betydande andel av vår uppvärmning av hus i Sverige sker idag med värmepumpar. Det förklaras av en närmast formidabel försäljning och installation av under de senaste 20 åren (se Figur 28). Uppskattningsvis uppgår den samlade installerade värmeeffekten hos Sveriges värmepumpar till 8 - 9 GW. I denna siffra ingår inte stora värmepumpar i fjärrvärmesystemen, något som vi genomgående exkluderar i denna studie. Det mesta pekar på att värmepumparnas andel av värmemarknaden kommer att fortsätta växa under de kommande åren.



Källa: SKVP och egna antaganden

Figur 28: Statistik över sålda värmepumpar samt uppskattad årlig installation med avseende på värmeeffekt (eventuell elspets ingår *inte* i den skattade värmeeffekten)

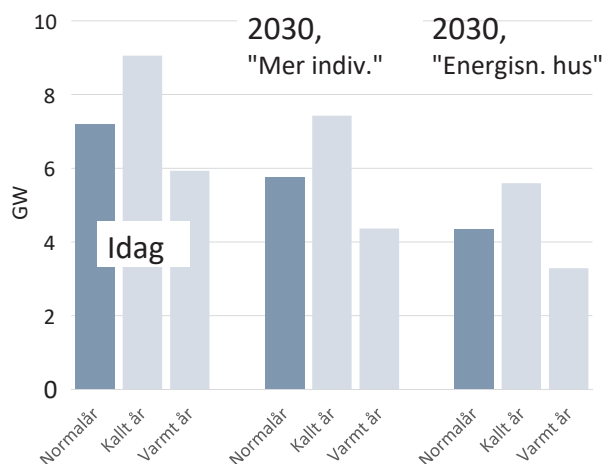
21) NEPP, 88 guldorn, en sammanfattning av resultat och slutsatser från NEPP:s första etapp, februari 2016

Med en ökande andel värmepumpar inställer sig frågan hur denna utveckling påverkar det framtida effektbehovet för el, särskilt i perspektiv av att vi ser en framtid med större andel icke planerbar elproduktion – i form av främst vindkraft – i kombination med en ökad elektrifiering av övriga delar av samhället. För att svara på den frågan har vi i denna analys, utifrån en inventering av det befintliga värmepumpsbeståndet och möjliga utvecklingsvägar, dels för värmepumpars andel av värmemarknaden, dels för prestandan (såväl verkningsgrad som effekttäckning), beräknat effektbehovet av el för uppvärmning (värmepumpar och elvärme) idag och i framtiden. Det resulterande eleffektbehovet har därefter relaterats till det övriga eleffektbehovet och till eleffektillgång, såväl för dagens situation som för ett framtida scenario (ca år 2030). Vi har också undersökt, mer kvalitativt, i vilken utsträckning smart styrning och lastförskjutning av elanvändningen för uppvärmning kan bidra till att reducera effektbehovet i ansträngda situationer med avseende på den framtida elbalansen i Sverige.

Elbaserad uppvärmning står för 6 – 9 GW av dagens eleffektbehov

Baserat på vår metod och våra antaganden har vi beräknat dagens eleffektbehov för värmepumpar och elvärme inom småhus, flerbostadshus och lokaler till 6 – 9 GW beroende på hur kall vintern är, se Figur 29.

På grund av ökade marknadsandelar (på bland annat elvärmens bekostnad) och prestandaförbättringar för värmepumpar, tillsammans med minskande uppvärmningsbehov till följd av effektiviseringsåtgärder i bebyggelsen, så kommer eleffektbehovet för uppvärmning sannolikt att minska avsevärt fram mot år 2030, i storleksordningen 20 – 40 % beroende på scenario. I ett scenario där bidraget från värmepumpars marknadsandel av uppvärmningsbehovet ökar tydligt kan eleffektbehovet sjunka med ca 1,5 GW, se scenariot "Mer individuellt" i figuren. I scenariot "Energisnålare hus" där hela uppvärmningsbehovet antas minska markant över tid och där marknadsandelen för värmepumpar förblir ungefär konstant kan eleffektbehovet bli ännu lägre och då istället sjunka med ca 3 GW.



Figur 29: Eleffektbehov för värmepumpar och elvärme idag och 2030 för olika scenarier och temperaturförhållanden

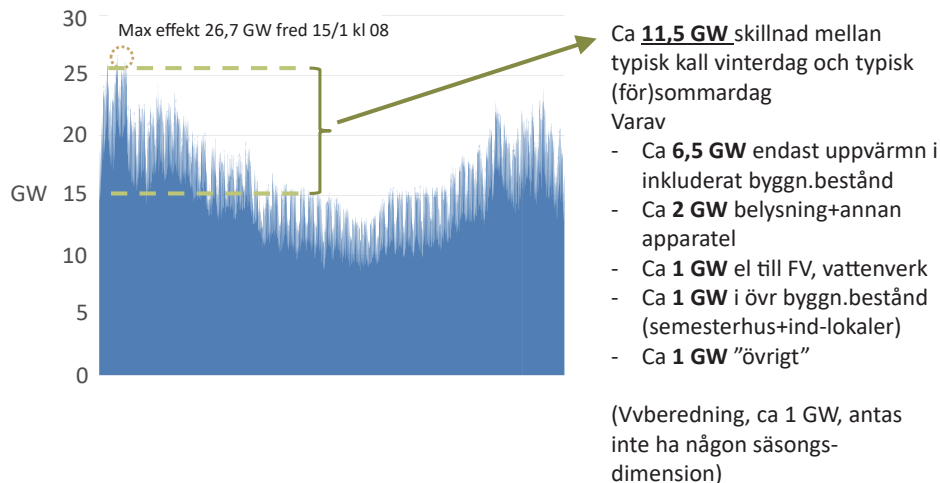
Som Figur 29 visar så varierar eleffektbehovet beroende på hur kall vintern är. Valet av "medelår", "varmår" och "kallår" har gjorts utifrån en lång serie av verkliga väderår. Som grund för medelåret har vi utnyttjat data för vintern 2015/16, medan varmåret baseras på vintern 2007/08 och kallåret på vintern 2002/03.

Effektbehovet av el för uppvärmning utgör en relativt stor andel av det totala eleffektbehovet som varierar mellan ca 10 och 25 GW beroende på säsong (se Figur 30). El för uppvärmning utgör en betydande del av skillnaden mellan vinter- och sommarlast. Men det finns även annan elanvändning som har en tydlig säsongsdimension, till exempel belysning och annan apparatel (vi sitter mer inomhus framför TVn och datorn på vinterhalvåret).

I dagsläget gör Svenska kraftnät bedömningen att det under ett normalår finns ett inhemskt produktionsunderskott 1 000 MW under den mest ansträngda timmen under ett normalår²². Detta underskott förutsätts täckas av import. Under en så kallad 20-årsvinter uppgår motsvarande underskott till 2 600 MW. Underskottet förväntas öka under kommande år. Produktionens utveckling diskuteras i andra avsnitt. Utvecklingen pekar på värdet av att också utnyttja efterfrågefleksibilitet för att lösa effektutmaningarna då elsystemet är ansträngt.

Systemsmart styrning av värmepumpar

Vi kunde tidigare konstatera att den nationella produktionskapaciteten under normala betingelser bör täcka så gott hela det nationella eleffektbehovet åtminstone i Basscenariot (se kapitel 3



Figur 30: Timvis elanvändning (brutto) i Sverige år 2016 och en skattning av de olika användningsområdenas bidrag till effektbehovet. Posten "övrigt" är en restpost som utgörs av skillnaden 11,5 GW (som är vår skattade skillnad mellan en typisk vinterdag och en typisk sommardag som är jämförbara) och vår bottom-up-skattning av den elbaserade uppvärmningens andel (detaljerade beräkningar i denna studie) samt en enkel skattning av belysningens andel, eleffekt till fjärrvärmeproduktionen och eleffekt i övriga byggnadsbestånd. Källa: egna antaganden och Nordpools statistik över elanvändningen.

22) Svenska kraftnät, Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2019

Elproduktionens förändrade karaktär). Osäkerheterna är dock stora och avvikelser från det som bedöms som normala förhållanden på elmarknaden kan leda till problem för elbalansen. Detta i sig ger anledning till att titta närmare på olika former av laststyrning, exempelvis styrning av värmepumpar och elvärme, som en möjlighet bland flera, för att klara av ansträngda situationer.

Styrning av värmepumpar (eller annan eldriven utrustning) i syfte att erhålla systemnytta förutsätter någon form av incitament som exempelvis en prissignal, eller en frekvenssignal, och att det finns aktörer som i tillräcklig utsträckning är intresserade av att tillhandahålla smart styrning (antingen direkt från exempelvis husägare eller via en aggregator eller ett elnätsföretag). Huruvida den erforderliga prissignalen kan komma från den befintliga spotmarknaden eller reglerkraftmarknaden, eller om incitamenten rent av måste kompletteras med andra signaler från exempelvis elnätssidan ("dynamiska elnätsspriser"), framförallt för att hantera lokala eller regionala elbalanssituationer, låter vi vara osagt. Det är emellertid inte säkert att en ansträngd situation med avseende på nettolasten i Sverige sammanfaller med låg tillgång till importkapacitet (om tillgången till importkapacitet är god så är situationen mindre ansträngd). Eller omvänt, en ansträngd situation för hela den nordiska eller nordeuropeiska elmarknaden kan öka efterfrågan på svensk elexport och generera andra problematiska effektsituationer som vi inte berör här.

Även om de befintliga incitamenten för efterfrågeflexibilitet hos elkonsumenterna idag är små så erbjuder smart styrning av värmepumpar och elvärme, tillsammans med annan flexibel elanvändning, ett viktigt komplement för att hantera variabilitetsutmaningen på framtidens elmarknad. Utmaningen med den icke-värmerelaterade el-

användningen är att den ofta är person- och beteendeberoende, exempelvis hushållsel i form av matlagning, TV-tittande och belysning. Här finns naturligtvis en rad inneboende svårigheter att göra denna elanvändning mer flexibel. El för uppvärmning är inte förknippad med samma problematik.

Vi har i vår studie kunnat konstatera att smart styrning av värmepumpar kan kapa toppar i den framtida nettolasten, om än inom vissa gränser. En sådan gräns bestäms av hur långt man tillåter inomhustemperaturen att avvika från det som de boende önskar (såväl avkylning som uppvärmning; se mer om viktiga begränsningar i kommande stycke).

Vi har också i våra studier sett att ramperna i den framtida nettolasten kan bli avsevärda under vissa tidsperioder. Även här kan smart styrning bli ett viktigt komplement till andra reglerresurser som exempelvis snabbreglerade termiska kraftverk och vattenkraft.

Även om vi framförallt uppehållit oss vid den nationella effekthalansen i denna studie så vet vi att effektsituationen i vissa snabbväxande regioner (exempelvis Stockholm, Malmö och Uppsala) redan idag är ansträngd, sannolikt i större utsträckning än på det nationella planet. Här erbjuder efterfrågeflexibilitet och smart styrning en möjlighet att relativt snabbt bidra till förbättringar. Tekniken finns och implementeringen är sannolikt inte särskilt komplicerad. Detta i motsats till alternativen nätförstärkningar och nya produktionsanläggningar där ledtiderna är långa, framförallt när det gäller nätförstärkningar. I exempelvis Stockholm så kommer Svenska Kraftnäs förstärkningar i elöverföringen inte vara genomförda förrän närmare 2030²³. Även regionnätägarna i Stockholmsområdet (Ellevio och Vattenfall Eldistribution) samt flera

23) Svenska Kraftnät, 2017, *Systemutvecklingsplan 2018-2027*

av lokalnätägarna står inför nätinvesteringar vars ledtider är relativt långa. Samtidigt är effektsituationen problematisk redan idag. Smart styrning och efterfrågefleksibilitet kommer inte att vara det enda svaret på denna situation. Men som komplement, och som en lösning med relativt kort ledtid, så bör det vara mycket intressant.

FoU-projekt för att testa möjligheterna avssende efterfrågeflexibilitet genomförs på flera platser i Sverige. CoordiNet ²⁴ projektet testar flexibilitet i Malmö och Uppsala, sthlmflex ²⁵ i Stockholmsregionen.

Viktiga begränsningar

Vi har i vår analys också kunnat konstatera att det finns ett antal begränsande faktorer med avseende på potentialen för smart styrning av värmepumpar och elvärme. En viktig sådan är ju att det finns en underliggande efterfrågan på el för uppvärmningsändamål. Varmvattenberedning sker under hela året medan rumsuppvärmning sker under vinterhalvåret. Om smart styrning av värmepumpar och elvärme exempelvis ska kunna leverera en betydande nedreglering så innebär det sannolikt att det sker under en tidpunkt med kall väderlek. Det innebär också att minskningen i last måste återföras inom en begränsad tid för att undvika nedkylning. För hus med "tyngre stomme", typiskt flerbostadshus och lokaler, är värmetrögheten större och där kan man följaktligen vänta längre med återföringen. Den klart största delen av elanvändningen för uppvärmning återfinns dock inom småhussektorn och där dominerar trähus med, relativt sett, mindre värmetröghet. Det finns också en begränsning uppåt i effektuttag som bestäms av den maximalt installerade kapaciteten för elbaserad uppvärmning. Under ett kallår ligger vi sannolikt ganska nära den gränsen under en

längre tid vilket i sin tur begränsar möjligheten för att snabbt återföra effekt om man dragit ned på densamma under föregående timmar. Dessutom är det rimligt att utgå från en nedre gräns för flexibiliteten. Samtliga värmepumpar och elvärmeinstallationer låter sig sannolikt inte styras av olika skäl ens i framtiden. De perioder då effektbalansen är ansträngd (hög nettolast) kan ha relativt lång utsträckning i tiden, typiskt flera timmar, kanske närmare ett halvt dygn. Perioder med liten tillgång till vind kan ha en utsträckning över flera dygn vilket naturligtvis begränsar bidraget från smart styrning av uppvärmning. Och sist men inte minst, våra beräkningar visar att såväl elenergianvändningen som eleffektuttaget från värmepumpar och elvärme sannolikt kommer att minska rejält fram mot 2030. I vårt huvudscenari "Mer individuellt" sjunker det maximala effektuttaget från 7,2 GW till 5,7 GW (i scenariot "Energisnåla hus" ännu lägre, knappt 4,5 GW). Denna utveckling innebär naturligtvis att den teoretiska potentialen för smart styrning av värmepumpar och elvärme sannolikt kommer att vara lägre i framtiden än idag. Å andra sidan är användningen av smart styrning idag mycket liten, men förmodas växa i framtiden. Värdet av smart styrning kan också förväntas bli högre på sikt i takt med att variabiliteten ökar.

Möjligheter

På samma sätt som det finns viktiga begränsningar att ta hänsyn till så finns ett antal möjligheter som ytterligare kan stärka bidraget från smart styrning av värmepumpar och elvärme. Ett sådant sätt är att samordna styrningen, via exempelvis elnätsföretaget, elhandelsbolaget eller en aggregator, för ett större kollektiv av värmepumpar och elvärme. Utvecklingen inom digitaliseringen och förbättrade väderprognoser kommer sannolikt i framtiden erbjuda möjligheter att i förväg bjuda in efterfråge-

24) <https://www.coordinet-project.eu/pilots/sweden>

25) www.svk.se/sthlmflex

flexibilitet på elmarknaden. Även de diskuterade förändringarna av elmarknadsdesignen med kortare framförhållning på spotmarknaden (kortare tider mellan bud och leverans jämfört med dagens "dagen-före"-marknad) kommer troligen öka möjligheterna för att utnyttja efterfrågefleksibilitet och smart styrning i mer betydande skala. Ackumulatorer kan ytterligare öka frihetsgraderna genom att förlänga tiderna för lastförskjutning och genom att erbjuda ökat effektuttag respektive ökad värmeffektåterföring. Vi har också tidigare berört möjligheten att acceptera, exempelvis mot en viss ersättning, (kännbart) förändrade inomhustemperaturer under vissa perioder. Ju större acceptans för sådana avvikelser från det man upplever som önskvärt desto större flexibilitet kan uppvärmningen leverera. Husens värmetröghet kommer sannolikt också medföra att hushållen kan avstå relativt mycket effekt under korta tidsperioder, kortare än en timme, för att strax därpå återgå till normalt effektbehov. Effektåterföringen, det vill säga att den föregående effektminskningen kompenseras i ett senare skede med ett effektuttag över det "normala" kan på grund av den korta tidsperioden och husens värmetröghet hållas på en låg nivå utan att det leder till märkbara effekter på inomhustemperaturen. Rent generellt torde en ökad implementering av smart styrning leda till ökad systemeffektivitet och bättre utnyttjande av värmesystemen enbart genom att styrningen av dessa förbättras eller trimmas. De framtida möjligheterna till mycket snabb styrning av ellasten för uppvärmning kan också öppna upp för rena systemtjänster på elmarknaden, framför allt frekvenshållning. Reserver för frekvenshållning sköts idag uteslutande med produktionskapacitet. Problemet är dock att större frekvensavvikelser orsakas av störningar i elsystemet som inte går att planera för i förväg.



Det innebär i sin tur att man heller inte kan exempelvis "förvärma" i förväg för att på värmesidan göra en planerad effektminskning i syfte att upprätthålla systemfrekvensen (mer om detta diskuteras i Nyholm et al, 2016) ²⁶.

Ett räkneexempel: Laststyrning av bergvärmepumpar i Stockholms län

Under 2019 – 2020 har Energikontoret Storsthlm, med finansiering från Energimyndigheten, genomfört projektet Eleffektiva kommuner. Inom ramen för det projektet har NEPP bidragit med analyser och tagit fram rapporten Regional samverkan mot kapacitetsbrist²⁷. Bakgrunden är att i Stockholmsregionen är situationen gällande överföring av el tidvis ansträngd under kalla perioder. Lokal elproduktion i regionen har avvecklats. Då Stockholm dessutom är en tillväxtregion förväntas situationen förvärras, särskilt som det finns flera tillkom-

19) Nyholm E., Puranik S., Mata É, Odenberger M och Johnsson F., 2016, Demand response potential of electrical space heating in Swedish single-family dwellings, *Building and Environment* 96, pp 270 - 282

20) Regional samverkan mot kapacitetsbrist, underlagsrapport från NEPP till Energikontoret Storsthlm projekt Eleffektiva kommuner, 2020

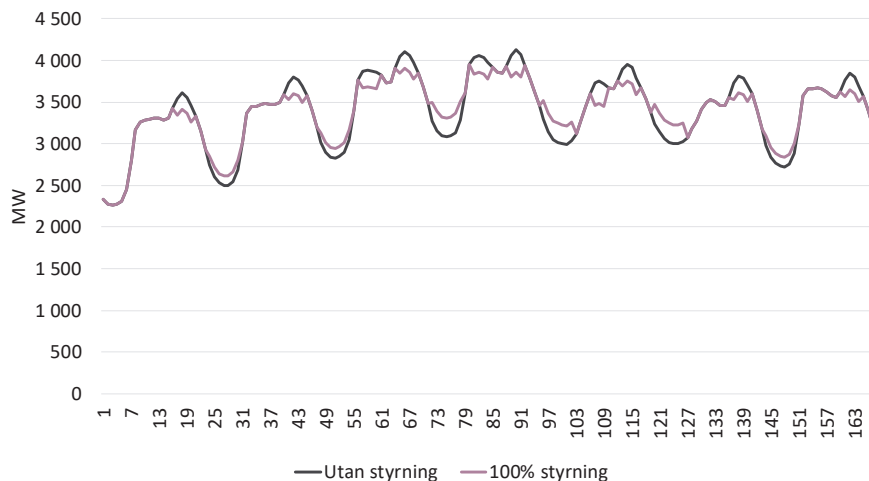
mande elbehov som till exempel elektrifiering av transporter, ett ökande antal värmepumpar samt ett ökat behov av elkrävande datahallar som en följd av den ökande digitaliseringen.

Inom projektet utfördes en analys avseende om, och i så fall hur mycket flexibilitet som värmepumpar skulle kunna bidra med. Utgångspunkten togs i en enkät som skickades ut till samtliga kommuner i regionen. 19 av 26 komuner svarade och det sammande värmepumpsbeståndet summerade till nästa 49 000 st värmepumpar för de komuner som svarade. Här ingår endast värmepumpar som kommunerna känner till genom anmälningar för bergborrning etc.

Här har vi utnyttjat en förenklad styralgoritm som togs fram i diskussion med deltagare i det Energi-myndighetsfinansierade projektet KlokEl²⁸ för att kunna utreda hur stor sänkning av lasten som de nära 50 000 värmepumparna i region Stockholm kan bidra med. I projektet antas att varje värme-

pump för småhus kan, under kalla vinterdagar, styras ned med 5 kW, medan en stor värmepump antas kunna styras ned med 50 kW. Det antas vidare att varje värmepump kan styras ned under två timmar. Eftersom det finns ett stort antal värmepumpar i regionen kan dessa två timmar spridas ut, så att den totala sänkningen sker under det antal timmar som elnätet har behov av. I beräkningarna nedan har värmepumparna tagit hand om effekttoppar under fyra timmar åt gången. Med denna typ av styrning kommer elanvändarna inte att känna av en komfortsänkning, vilket är vidimerat i projektet KlokEl/StyrEl²⁹.

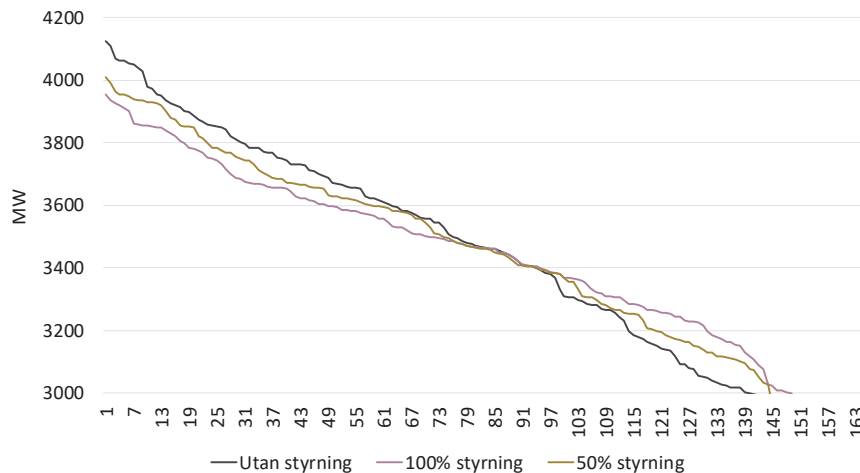
Om alla berg-värmepumpar inom region Stockholm skulle styras skulle det vara möjligt att få en markant minskning av toppeffekt. Figur 31 visar lastkurvan för Stockholmsregionen under en kall vintervecka. Effekttopparna har sedan styrts ned med hjälp av algoritmen ovan. Figuren visar att topparna under dygnet har minskat och att det har blivit en jämnare profil över dygnet.



Figur 31: Elanvändningen under en kall vintervecka, med och utan laststyrning.

21) https://sustainableinnovation.se/projekt/nya-samverkansmodeller-pa-energimarknaden-klok_el/

22) Muntlig uppgift



Figur 32: Varaktighetsdiagram under en kall vintervecka som visar effektbehovet med och utan styrning av värmepumpar

I praktiken kanske det är svårt att nå upp till 100% av värmepumpsanvändarna. Men även då 50% av pumparna styrs blir skillnaden påtaglig utifrån ett efterfrågeflexibilitetsperspektiv. Figur 32 visar samma vecka sorterad från den timmen då förbrukningen i nätet är som högst, till då den är som lägst, både i ursprungsläge samt vid styrning av 50% respektive 100% av värmepumparna. Figuren visar att redan vid styrning av 50% av värmepumparna så är det möjligt att få en markant sänkning av elanvändningen.

Industrin kan bidra med efterfrågeanpassning men fokus på leverans av produkter till kunder

För industriföretag handlar efterfrågeanpassningen oftast om situationer när man anser att elpriset orsakar för höga rörliga kostnader i produktionen. Vid dessa tillfällen finns inom vissa industrier och industriprocesser möjligheten att dra ner på lasten, oftast genom att stänga av elkrävande produktionsprocesser under en viss tid.

Som redovisats ovan har NEPP i tidigare etapp uppskattat potentialen till ca 2000 MW. Förvånansvärt få andra studier har gjorts under senare år och de som gjorts pekar på liknande potentialer. Potentialuppskattningen bedöms från industrins håll som rimlig. Det bekräftades vid det NEPP-seminarium om efterfrågeflexibilitet inom den svensk industrin som genomfördes i maj 2020. Förutom diskussionen om potentialen för efterfrågeflexibilitet redovisades ett antal intressanta synpunkter relaterade till ämnet. Här sammanfattar vi ett urval av dessa.

Viktigt att komma ihåg är att industrins första fokus är att leverera produkter till sina kunder. Flexibilitetsmöjligheten sammanhänger ofta med överkapacitet i maskiner och lager som inte tillkommit medvetet, som ett sätt att skapa flexibilitet. Kostnadseffektivitet är viktigt att beakta. Det framfördes att man kan fundera på om det är samhällsekonomiskt klokt att avstå industriproduktion istället för att bygga elnät eller kraftverk. Det är, åtminstone i dagsläget, oftast enklare att styra indu-

strins processer än ett stort antal små förbrukare i hushåll – ett beslut med stor effekt kontra många beslut med liten effekt. Från industrins sida upplevs en del av de frekvenshållningsmarknader som Svenska kraftnät tillhandahåller passa dåligt för industrins möjligheter att bidra. Det finns därför en önskan om ändrade regelverk för dessa produkter. Från Svenska kraftnäts sida menar man dock att marknadsuppbyggnaden utgår, och bör utgå, från marknadens behov och inte olika eventuella deltagares förutsättningar.

Från forskarhåll poängterades att ytterligare alternativ kan komma att finnas för de efterfrågeflexibilitetsbehov som elsystemet har och kommer att få. Med en storskalig introduktion av elbilar så erbjuder de teoretiskt mycket stora flexibilitetsmöjligheter, både vid laddning och på sikt genom att mata ut effekt ur batterierna till elnätet. Studier har visat att minst 30 % av bilarna vid varje tidpunkt är parkerade hemma. På sikt, med växande flexibilitetsbehov inom elsystemet, kan kanske större hänsyn tas till industrins efterfrågeflexibilitetsmöjligheter genom att från början anpassa processer för detta, snarare än att i efterhand anpassa befintliga processer.

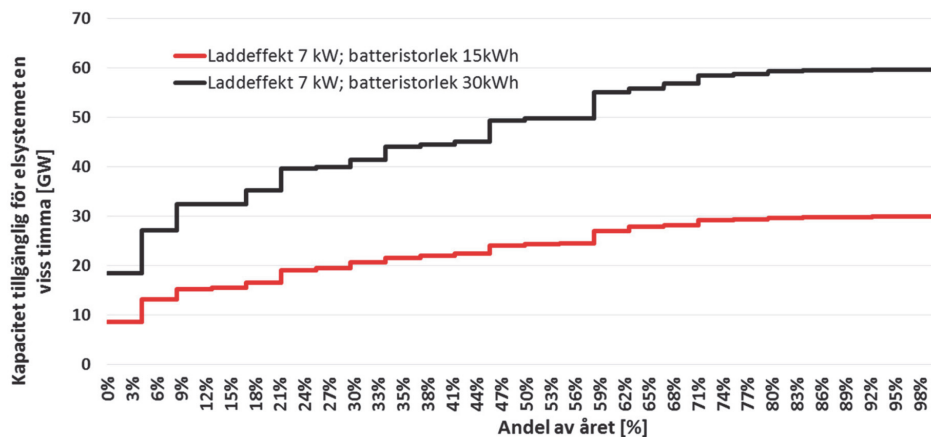
Transportsektorn och elfordon – påverkan på eleffektbalansen

Sedan 2017 har vi en klimatlag i Sverige med ett mål om att utsläppen från inrikes transporter ska minska med 70 % till år 2030 jämfört med 2010. En viktig del i detta mål är att andelen elbilar ökar i den svenska fordonsflottan. Antalet elfordon utgör idag en mycket liten andel av den svenska fordonsflottan, men i takt med att antalet elfordon ökar, om än från en mycket låg nivå, uppkommer frågor om hur en ökad andel elfordon på sikt kommer att påverka elsystemet, både på lokal, regional, nationell och internationell nivå.

Ett ökat antal elfordon ökar det totala elbehovet, men problemet med en elektrifiering av transport-

sektorn ligger främst i att elsystemets toppbelastning kan komma att öka eller att nya effekttoppar i elsystemet skapas, beroende på när på dygnet elen används och hur mycket el som då används. Å andra sidan kan elfordonens batterier på sikt också utnyttjas för lagring av el genom att batterierna laddas vid tillfällen av låg nettolast i elsystemet och sedan, med så kallad vehicle-to-grid-teknik (V2G), återmatas tillbaka till nätet vid hög nettolast. En elektrifiering av transportsektorn kan därmed påverka elsystemet både med avseende på energi och effekt samt på ett sätt som antingen leder till en stor eller en liten påverkan på effektbehovet.

Tidskalan som elbilar kan bidra med flexibilitet är relativt omfattande inom dygnet där elbilen skulle kunna "låna ut" batteriet till elsystemet under den tid när den befinner sig parkerad mellan två körningar. Statistik visar att med dagens körmönster så är bilar parkerade mer än 95 % av tiden. Chalmers har modellerat effekten av en stor andel elbilar i det svenska elsystemet (3,8 miljoner elbilar, det vill säga 60 % av dagens personbilsflotta). Studien har tillämpat en kostnadsminimerande investeringsmodell och en kraftförsörjningsmodell av elsystemet genom vilka det visas hur laddning av elfordon och lagring av el i elbilars batterier kan minska effekttopparna i elsystemet. I studien har körmönster från ca 430 bilar i Västra Götaland använts för att representera individuella körprofiler i modellerna (enligt dagens körmönster, utan hänsyn till eventuella autonoma fordon som kan komma på längre sikt). Givet vissa antaganden så visar studien att 3,8 miljoner elbilar i Sverige ger en ökning av elbehovet med ungefär 11 TWh och en batterikapacitet som uppgår till ca 114 GWh (givet ett antagande om 30 kWh per batteri). Om inte smarta laddstrategier utnyttjas i stor utsträckning, och många av dessa fordonsägare laddar sina batterier vid samma tidpunkt på dygnet, kan det innebära att effektbehovet i elsystemet ökar med flera tiotals GW.



Figur 33: Aggregerad kapacitet tillgänglig i batterierna för fordonsflottan vid 60% elbilar i SE3 (dvs. 2 miljoner elbilar) en specifik timma. Sorterad från timmen med lägst till högst kapacitet tillgänglig. (Källa: Maria Taljegård för NEPP 2019)

Samtidigt kan vi konstatera att alla dessa elbilsbatterier har en stor inneboende potential att bidra till effektreserven, om elsystemet får tillgång till fordonens batterikapacitet. Detta är ett faktum oavsett om de laddats med eller utan smarta laddstrategier.

Figuren ovan visar den maximala kapaciteten som finns tillgänglig i batterierna under årets alla timmar i prisområde SE3, enligt Chalmers modellering. Även i ett fall med en batteristorlek på 15 kWh (motsvarar ungefär dagens plugin hybrider) finns en tillgänglig effekt på 9 - 30 GW och med ett 30 kWh-batteri hela 18 - 60 GW. Detta är en mycket stor kapacitet (även under de timmar då flest bilar är ute och kör) med tanke på att nettolasten i prisområde SE3 maximalt ligger på cirka 18 GW. Den maximala, tillgängliga kapaciteten beror naturligtvis på gjorda antaganden om antalet elbilar i fordonsflottan, laddningseffekt och batterikapacitet, men även – och det är en mycket stor osäkerhet för dessa resultat – i vilken utsträckning som fordonsägare är villiga att delta i elsystemets effekthantering.

I vilken utsträckning som dessa bilar blir tillgängliga för elsystemet beror dessutom på utbyggnaden av laddinfrastruktur i exempelvis parkeringshus och på allmänna parkeringsplatser. Höga elpriser eller automatisk laststyrning kan vara två sätt att påverka laddningsbeteende hos elbilsägare för att undvika laddning under timmar med hög nettolast, samt göra fordonets batteri tillgängligt under höglasttider.

En optimerad laddning av elbilar (det vill säga styra laddning mot timmar med låg belastning) kan hjälpa till att minska behovet av topp effekt i elsystemet och V2G skulle därmed kunna bidra med systemnyttor till elsystemet i form av:

- Leverera el från elbilsbatterier vid effekttoppar i elsystemet
- Reducera behovet av snabb upp- och nedreglering av termisk kraftproduktion
- Bidra till effektreserven genom att avstå laddning när systemet kräver det.



NEPP:s högelscenarier visar att det ökade elbehovet från bland annat elfordon i Sverige huvudsakligen möts av en ökad investering i sol- och vindkraft, men också av investeringar i reglerbar kraft, bland annat gasturbiner som typiskt körs under få timmar per år, men med stora variationer mellan olika år. Om elfordonen kan utnyttjas för att bidra till effekthållning kan de minska behovet av termiska kraftverk i det nordeuropeiska elsystemet genom optimerad laddning av elbilar och möjligheten till V2G. Teoretiskt skulle elfordonen kunna minska behovet av reglerbar kraftproduktion avsevärt. Därmed minskas också den totala investeringskostnaden per producerad energi- och effektenhet i elsystemet. Modelleringar inom elprisområde SE3 visar också på att en optimerad laddstrategi minskar toppeffekten i prisområdet jämfört med ett scenario utan elbilar. Det kan vara värt att notera att det under vissa dagar kan vara optimalt att ladda elfordon även dagtid på grund av stor elproduktion från vind- och solkraft och därmed låg nettolast. Potentialen för i vilken omfattning fordonsflottan kommer att kunna bidra med flexibilitet över tid, ett eller ett par dygn be-

roende på körmonster och batteristorlek, beror i framtiden på dimensioneringen av batteristorlek i förhållande till det dagliga körbehovet, utbyggnad av laddinfrastruktur på offentliga platser och bilägarnas intresse av att delta i elsystemets effekthantering.

Principiellt om lagring för utjämning av nettolast

Som vi tidigare diskuterat så finns flera åtgärdstyper för att klara eleffektutmaningen. Utöver produktion, nät, effektivisering och efterfrågefleksibilitet finns också lagring. Lagring av el har länge betraktats som dyr och med begränsad kapacitet. Nu sker dock snabb batteriutveckling med minskande priser som följd. Samtidigt diskuteras elfordons batterier som en potentiell möjlighet för utjämning av nettolast. Det gäller dels det mest uppenbara, nämligen att ladda batterierna på ett sätt som skapar så små påfrestningar för elsystemet som möjligt, men också, som beskrivs ovan, möjligheten att tillföra el till elsystemet från fordonens batterier då de står parkerade. På det sättet tillförs en eleffektresurs till elsystemet.

När man diskuterar lagring med koppling till elförsörjningen så är det dock inte bara lagring av el som är betydelsefull. Den största lagringsresursen i det svenska elsystemet är i dagsläget lagring av vatten till vattenkraftverken. Den ger mycket stora möjligheter att flytta elproduktion från tider när tillrinningen är störst till tider då elproduktionen är som mest värd. Pumpkraftverk är ett specialfall av vattenkraft där man har ett vattenkraftverk, som även kan fungera som pump, beläget mellan en övre och en nedre vattenreservoar. Vid låga elpriser kan vatten pumpas till den övre reservoaren och höga elpriser körs anläggningen som vattenkraftverk genom att vattnet driver vattenturbinen på sin väg mot den nedre reservoaren. Sådan lagring har använts i Sverige, men utnyttjas inte längre till följd av dålig lönsamhet.

Ett annat exempel på lagring med koppling till elsystemet är så kallad "power to gas" där man vid låga elpriser tillverkar exempelvis vätgas via elektrolys. Vätgasen lagras sedan och användas antingen i industriella processer då vätgasproduktionen kan avbrytas vid höga elpriser eller som bränsle för elproduktion i exempelvis gasturbiner då elpriset är högt. Detta är i dagsläget relativt långt från förverkligande men det utgör en intressant möjlighet för framtiden. Möjligheten har på senare tid aktualiserats av planerna på vätgasbaserad reduktion av järnmalm vid ståltillverkning, HYBRIT. Där förväntas stora mängder el användas för produktion av vätgas till ståltillverkningen. Genom att tillföra viss överkapacitet i vätgastillverkningen och ta hänsyn till elsystembalansering vid dimensionering av vätgaslagret kan kanske "power to gas"-alternativet genomföras på ett mer kostnads-effektivt sätt än annars.

Ytterligare exempel på lagring med indirekt koppling till elsystemet är värmelager. Sådana kan utnyttja billig el för inlagring av värme där den lagrade värmen sedan används för att ersätta annan dyrare värmeproduktion, ibland elbaserad. Värme-

lagren kan vara av olika typ, exempelvis ackumulatorer för korttidslagring, både kopplad till individuell värmeproduktion i enskilda byggnader och i fjärrvärmesystem för lagring mellan dag och natt och inom veckan. Dessutom kan man på sikt tänka sig säsongslager (ovanligt idag) för att spara överskott på billig värme från sommaren till vintern då behovet är stort och dyr produktion kan undvikas.

Som vi redan diskuterat så ger olika tekniker och elanvändningsområden olika variabilitetsutmaningar. Exempelvis uppvisar de variabilitet i olika tidsskalor. Det innebär att de olika lagringsalternativen passar olika bra till olika utmaningar. För variationer i solcellernas elproduktion kan batterier vara en effektiv variationshantering, medan vindkraften med längre tidsskala för utjämning kan fungera väl tillsammans med exempelvis "power to gas".

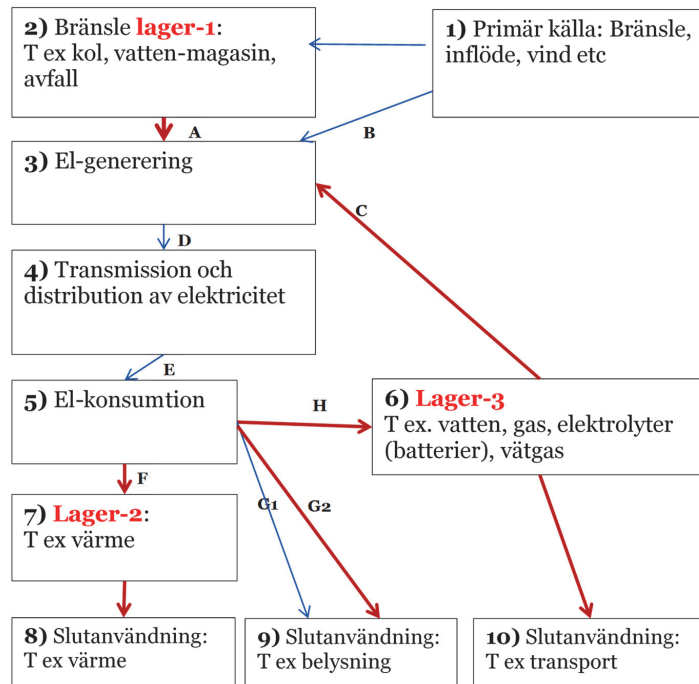
Figuren på nästa sida är ett försök att strukturera olika lagers plats i elförsörjningskedjan.

Grundvillkoret för balans ska uppfyllas i alla lägen; dvs $(A+B+C) = D = E = (F+G1+G2+H)$

De röda linjerna är de som har möjlighet att regleras ($G2$ = efterfrågefleksibilitet). Det är alltså genom dessa som flexibilitet kan skapas. Behovet av flexibilitet skapas via variationer i B och G1 samt störningar i överföringskedjan.

Kommentarer till punkterna i figuren:

1. De primära energiresurserna är solen, vinden, nederbörden eller bränslet, inklusive exempelvis avfall som levereras till energiåtervinning
2. De primära resurserna kan eventuellt lagras i form av bränslelager eller vattenmagasin. Möjligheten till detta är intressant vid mycket låga elpriser orsakat av exempelvis hög sol- och/eller vindkraft
3. I olika kraftverk kan sedan el genereras
4. Den genererade elen ska sedan överföras till kunder



Figur 34: Principiellt om lagring i elsystem Källa: Lennart Söder 2015, med modifieringar/tillägg av Niklas Dahlbäck och Håkan Sköldberg

5. Den konsumerade elen kan sedan antingen användas direkt eller till något som kan användas senare. Punkt 3 - 5 är momentan, dvs utan lager
6. Ett sätt är att använda elen till att ladda batterier, pumpa upp vatten till ett högre magasin, tillverka gas eller något syntetiskt bränsle "electro-fuels", det vill säga för lagring av energi. Det man producerar kan antingen användas för elproduktion, eller användas till annat, exempelvis för drift av fordon (gasbilar, elbilar). Vatten som pumpats upp till en högre nivå eller om man använt trycklager, kan dock enbart användas till just elproduktion. För producerad gas/bränsle/bil-batterier, så kan det, beroende på situation användas antingen till direkt användning eller för elproduktion. Det finns därmed en stark koppling mellan lager och användning. Ett exempel är power-to-gas, där man gör en gas, exempelvis vätgas, av el
7. När man har behov av värme eller kyla, så behövs inte en momentan "produktion" av kyla/värme som svar på behovet eftersom det normalt finns en "termisk tröghet" i byggnader, frysar etc. Detta innebär i praktiken ett lager mellan tillförsel (av värme/kyla) och faktiskt behov. Dessutom finns olika typer av värmelager, både i individuella värmesystem och i fjärrvärmesystemen
8. Slutanvändning av värme i form av efterfrågad temperatur. En ytterligare flexibilitet kan vara att det finns en annan energikälla i form av exempelvis solvärme och/eller en bränsleeldad

panna som gör att elanvändningen för uppvärmning kan bli flexibel.

9. En stor del av elanvändningen är dock direkt, exempelvis drift av tunnelbana, hissar, belysning, där det inte finns något lager mellan tillförsel och användning.
10. För fordonsdrift (elbilar eller electro-fuels) finns ett lager mellan elanvändning och faktiskt slutanvändningsbehov. Det gäller även lap-top/laddbara ficklampor etc där det finns ett batteri inbyggt.

Det finns säkert fler aspekter och exempel, men detta kan ses som en första strukturering.

Om man vill studera "lager" så är det därmed viktigt att studera hela systemet där det finns lager på flera olika ställen. En möjlighet är, till exempel, att pumpa upp vatten till högre magasin i utbyggda älvar. Detta kan troligen enbart ses som lösning av "överskotts-problemet" genom att man kan få en extra användning vid mycket låga elpriser. För att få mer effekt vid stort behov behövs mer installerad effekt. Detta kan ses som ett exempel på att användningssidan och produktionssidan av ett lager kan vara olika. En annan dimension är tidsperspektivet för lagringen och hur många lageromställningar man kan förvänta sig under ett år. Man kan inte bara se på ett lager utifrån MW och MWh.

Fjärrvärmen har en marknadsandel på ca 50 % i den svenska byggnadsuppvärmningen. Fjärrvärmen erbjuder flera former av lagring och lastutjämningsfunktioner, både relaterat till el och värme. Här lyfter vi fram några sådana egenskaper.

I figuren ovan inkluderas fjärrvärme i ruta 7: "Lager 2". Fjärrvärmen möjliggör lagring av uppvärmningsenergi från el (och från andra energibärare) på några olika sätt:

- Fjärrvärmedistributionssystemets vattenmängd innebär en tröghet som möjliggör viss korttids-

lagring av värme genom att värmen inte måste tas ut i samma ögonblick som den produceras

- Många fjärrvärmesystem innehåller värmeackumulering för tidsperspektiven natt till dag och/eller helgdag till veckodag
- Man kan också tänka sig säsongslagring av värme för att ersätta dyr vinterproduktion med billig sommarproduktion. Detta är dock i dagsläget mycket ovanligt.

Fjärrvärme tillför dock mer än funktionen lagring för att åstadkomma lastutjämning. Fjärrvärmesystem innehåller typiskt ett antal olika värmeproduktionsanläggningar. Dessa utnyttjas utifrån lägsta rörliga produktionskostnad. Det betyder att för en given mängd efterfrågad uppvärmningsenergi så kan elanvändningen i fjärrvärmesystemets elpannor och/eller värmepumpar varieras med målet att minimera kostnaderna. El utnyttjas alltså när priset är lågt medan andra produktionsalternativ träder in när elpriset är högt. Här handlar det alltså inte om lagring, utan att anpassa elbehovet efter de förutsättningar som gäller (en form av användarflexibilitet).

Den el som utnyttjas direkt för värmeproduktion i byggnaden, utan att gå via fjärrvärme, har en fastare koppling mellan värmebehov och elbehov. Som nämns under punkt 8 kan det dock ibland finnas andra värmealternativ tillgängliga lokalt som ökar flexibiliteten. Flexibilitet kan också, som diskuterts ovan, skapas genom laststyrning där elanvändningen flyttas i tid.

Fjärrvärmen påverkar också elproduktionen genom att fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk bidrar med el då de ekonomiska förutsättningarna för detta föreligger. Även detta kan ses som en typ av lastutjämning i relation till andra elproduktionsalternativ.

Enkelt uttryckt bidrar fjärrvärmen till lastutjämning i elsystemet genom att använda el då behovet är lågt och tillföra el då efterfrågan är stor. Genom värmelagring kan dessa egenskaper förstärkas.

Under punkt 2 diskuteras lagring av avfall. För att få perspektiv på denna möjlighet bör man beakta följande: Den rörliga kostnaden för att elda avfall är negativ. Det betyder att man får betalt för varje ton avfall man tar emot. För en given avfallsförbränningsanläggning betyder det att man för-

lorar pengar under de perioder anläggningen inte går på fullast (även om värdet av den producerade energin är noll). Därför är de enda skälen för att lagra avfall att man inte får kyla bort energi, att man måste stoppa anläggningen för t.ex. revision eller vid driftstörning eller att det finns brist på avfall (och man därför vill elda den begränsade mängden avfall då värdet av energin är högst). I många fall finns alltså inget skäl att avstå från att köra avfallsförbränning för att ge plats för annan värme- och elproduktion.

5. Elnätet och den lokala effektutmaningen

De viktigaste slutsatserna

1. Elnätets reinvesteringsbehov och delvis nyinvesteringsbehov ger möjlighet till anpassning med den gröna omställningen genom att välja nyare tekniska lösningar, exempelvis DLR (Dynamic Line Rating).
2. Utbyggnad av elnät är samtidigt en förutsättning för att åstadkomma den omställning av samhället som klimatmål och annat förutsätter.
3. Ca 70 % av investeringarna i elnäten förväntas utgöras av reinvesteringar.
4. Det pågår just nu ett stort arbete för att hitta nya metoder och lösningar att använda elnätet på ett mer effektivt sätt, exempelvis genom att:
 - Arbeta med att olika prissignaler
 - Skapa flexibilitetsmarknader
5. Solelsutbyggnaden accelererar. Idag finns inte så mycket inhemsk kunskap om hur det påverkar elmarknaden att förlita sig på men intresset är starkt att lära sig mer.

ELNÄTET ÄR DEN infrastruktur som levererar el från platsen där den produceras till elanvändaren. Elnätet i Sverige består av 564 000 km ledning, varav cirka 70 % är jordkabel och cirka 30 % är luftledning³⁰. Stamnätet utgörs av ledningar på de högsta spänningsnivåerna som binder samman landet och transporterar el i huvudsak från produktion i norr till elanvändning i söder. Sveriges regionnät är kopplade mot stamnätet och transporterar el till

lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Även inmatning av elproduktion sker oftast till dessa nät. Lokalnäten är i sin tur kopplade till regionnäten och levererar el från regionnäten till de flesta elanvändare, exempelvis hushåll och företag. Stamnätet har spänningsnivåerna 220 och 400 kV, regionnäten i huvudsak lägre spänningsnivåer mellan 30 – 130 kV och lokalnäten vanligtvis upp till 20 kV³¹.

30) SOU 2019:30

31) SOU 2019:30

En grundförutsättning för att elnätet ska kunna leverera elen är att det finns tillräcklig överföringskapacitet utbyggd. Överföringskapaciteten bestämmer hur mycket el som kan transporteras från ett ställe till ett annat, och ska tillhandahållas i såväl stamnätet, regionnäten och lokalnäten för att allt ska fungera väl.

Det här avsnittet avser att beskriva vilket behov framtidens elnät har i form av nätutbyggnad vid olika elproduktionsscenarier, hur kapacitetsfrågan ser ut i specifikt Stockholmsregionen, hur prissignaler och nya marknadslösningar kan bidra till ett mer effektivt nätutnyttjande, och hur solelsproduktion påverkar elnätet.

Behov av nätutbyggnad vid olika elproduktionsscenarier

Den omställning som elsystemet står inför kommer innebära en betydande inverkan på elnätets framtid och utbyggnadsbehov. Elnätet kommer i framtiden behöva förstärkas och byggas ut på olika sätt för att kunna tillgodose behovet av elöverföring inom Sverige samt till grannländerna. Elnätet behöver vara anpassat efter hur både elanvändningen och elproduktionen kommer se ut.

För att ge en uppfattning om behovet av att bygga ut elnätet i framtiden tar vi vår utgångspunkt i de tre elproduktionsscenarierna som utvecklades inom NEPPs underlag till Energiföretagen Sveriges Färdplan El:

1. Förnybart centraliserad: 100% fossilfri och förnybar elproduktion, med företrädesvis central produktion
2. Förnybart decentraliserad: 100% fossilfri och förnybar elproduktion, med större andel decentral produktion
3. Förnybart och kärnkraft: 100% fossilfri elproduktion med både förnybart och kärnkraft

Elanvändningen inom projektet bedöms öka till 190 TWh till 2045. Det som skiljer scenarierna åt

avseende behov av nätinvesteringar är skillnader i produktionssammansättning, behov av nyanslutning för elproduktion och lokalisering av denna. Nätutbyggnad, både i form av reinvesteringar och investeringar, utgörs också av marknadsintegration med kringliggande länder och mellan elområden, samt systemförstärkningar inom elområden.

Reinvesteringsbehov i transmission och distribution

Reinvesteringsbehovet kan bedömas utifrån åldersstrukturen i befintliga stam-, region- och lokalnät. Åldersstrukturen på befintliga ledningar, transformatorer och andra komponenter kan användas för att bedöma storleken av det framtida reinvesteringsbehovet. Stora investeringar gjordes i det svenska stamnätet under 1980-talet. Under 1990 och början av 2000-talet så sjönk dock investeringstakten och var på låga nivåer, omkring 0,5 miljarder kronor per år. Stamnätet har därför åldrats kraftigt och Svenska Kraftnät bedömer att mellan 8 000–9 000 km ledningar är över 59 år gamla. Under den kommande 10-årsperioden så räknar Svenska kraftnät att man behöver byta ut över 800 km ledning, 30 stamnätsstationer, 15 kontrollanläggningar samt tio reaktorer och transformatorer. Reinvesteringsbehovet antas inte förändras mellan scenarierna. Ca 70 % av de totala investeringarna i elnäten under perioden fram till år 2045 beräknas i studien utgöras av reinvesteringar.

Behov av nyinvesteringar i produktions-scenarierna

Behovet av nyinvesteringar uppkommer primärt av fyra drivkrafter; nyanslutning av ny elproduktion, nyanslutning av ny elanvändning, marknadsintegration och systemförstärkning. Scenariernas antaganden belastar stam-, region- och lokalnät på olika sätt.

Olika produktionsslag ansluts på olika spänningsnivåer, framförallt på grund av ansluten effekt och påverkar därmed olika delar av elnätet. Småskalig produktion som solkraft ansluts huvudsakligen till

lokalnäten, medan storskalig elproduktion som havsbaserad vindkraft och landbaserad vindkraft med mer än 300 MW ansluts till stamnätet. Medelstor produktion ansluts till regionnätet. De tre produktionsscenarierna innebär att olika mycket ny produktionskapacitet måste anslutas till olika delar av nätet och på olika spänningsnivåer. Vidare har det i samtliga scenarier tillkommit ökat behov av datahallar, elektrifiering av industrin, anslutning av elbilsladdning samt anslutningar av bostäder.

Överföringskapaciteten mellan länderna antas vara lika i alla scenarier. Behovet för marknadsintegration mellan elområden har beräknats genom simuleringar i Swecos elmarknadsmodell Apollo, där en maximal tolererad prisskillnad mellan angränsade elprisområden har satts till 1,5 EUR/MWh i årsgenomsnitt. Överskrider denna skillnad så förutsätts förstärkningar i snitten tillkomma för att minska skillnaderna.

Systemförstärkningar är investeringar i stamnätet som görs för att stärka eller upprätthålla driftsäkerhet och därmed långsiktig leveranssäkerhet i kraftsystemet, även om investeringarna inte kan relateras till någon specifik anslutning eller marknadsbehov. Behovet av dessa investeringar uppstår till följd av fortgående förändringar i exempelvis produktionsmix, uttagsmönster, elsystem-stabilitet och effektlöden. Detta förstärkningsbehov är mycket svårt att uppskatta på grund av komplexiteten i nätet. I studien gjordes en förenkling att de följer investeringar för marknadsintegration. Systemförstärkningsbehovet inom elområden uppskattas vara direkt relaterad till marknadsintegrationen.

Resultat från NEPPs underlag till "Färdplan fossilfri el" visar framförallt på dessa skillnader mellan de tre scenarierna:

- I "Förnybart centraliserad" finns ett stort överföringsbehov genom Sverige från norr till söder, som beror på att mycket centraliserad elpro-

duktion är förlagd i de norra delarna av landet medan elanvändningen är som störst i SE3.

- I "Förnybart decentraliserad" dämpas behovet av transmissionskapacitet något tack vare minskat överskott i SE1 och SE2. Lokala energilager och lokal elproduktion gör att mindre el behöver överföras i transmissionsnätet.
- I "Förnybart och kärnkraft" påverkas inte transmissionsmönstren i lika hög utsträckning och behovet av marknadsintegration mellan elområden minskar i förhållande till de andra scenarierna.

Kapacitetssituationen i Stockholm

Det har under de senaste åren funnits en diskussion om tillräcklighet i näteffektkapacitet i det svenska elsystemet. Svenska kraftnät meddelade för ett par år sedan att en del storstadsregioner hade ansökt om ökat effektuttag där kapaciteten varit begränsad i stamnätet. Sedan dess har det funnits fall där ett efterfrågat ökat effektuttag till region- och lokalnät inte kunnat tillgodoses på grund av nätkapacitetsbrist. Kapacitetsbrist uppstår när elnätets fysikaliska egenskaper begränsar dess efterfrågade överföringsförmåga. Det kan då finnas begränsningar i ledningarna, transformatorer, stationer eller annan teknisk utrustning.

Kapacitetsbrist i Stockholm

I Stockholmsregionen är situationen gällande överföring av el ansträngd, något som har studerats i rapporten "*Eleffektiva kommuner, Regional samverkan mot kapacitetsbrist*", som utförts inom NEPP på uppdrag av Energikontoret Storsthlm. Den senaste tiden har olika elnätsbolags abonnemang mot överliggande nät flera gånger överskridits samtidigt som lokal elproduktion i regionen avvecklats. Då Stockholm dessutom är en tillväxtregion förväntas situationen förvärras, särskilt eftersom det finns flera tillkommande elbehov som till exempel elektrifiering av transporter och ett ökande antal värmepumpar. Utbyggnad av överföringskapacitet från stamnätet pågår, men kommer

vara färdigt tidigast år 2026. Dessa faktorer leder till att det under vissa perioder kan bli brist på elnätseffekt i regionen. Risken uppstår främst under kalla vinterdagar när effektbehovet normalt sett är som högst.

I Stockholms län har befolkningen ökat från 2 054 000 personer år 2010 till 2 377 000 personer år 2019 (SCB); en ökning med 16 % på 10 år. Detta utgör naturligtvis en viktig faktor för elanvändningens utveckling i länet. Elanvändningen i Stockholm var, för de nätområden som inkluderats i studien, 17,7 TWh år 2010 och 16,3 TWh år 2019. Den lägre elanvändningen under 2019 kan dock förklaras av att det var ett betydligt varmare år 2019. Efter en korrigering utifrån temperaturen, så kallad graddagsjustering, blir användningen 16,8 TWh år 2010 och 17,0 TWh år 2019. Den jämförbara elanvändningen har alltså endast ökat marginellt i de nätområden som inkluderas trots en ganska rejäl befolkningsökning. Förklaringen till detta torde främst vara en hög grad av energieffektivisering.

Effekttoppar, bidragande faktorer

Det är framförallt tre faktorer som samvarierar med höga effekttoppar. Den absolut viktigaste parametern är utomhustemperatur, men även veckodag och tid på dygnet är viktiga faktorer. I Figur 35 visas timvis medeleffekt för nätområde Huddinge (ett utvalt nätområde inom Stockholmsregionen) som funktion av utomhustemperaturen år 2019. Som figuren visar är det ett mycket tydligt linjärt samband mellan effekt och utomhustemperatur, vilket till stor del beror på att elvärme utgör en stor andel av den totala elanvändningen. Som också framgår av figuren så beror spridningen vid en given temperatur främst på skillnaden i användning mellan natt och dag.

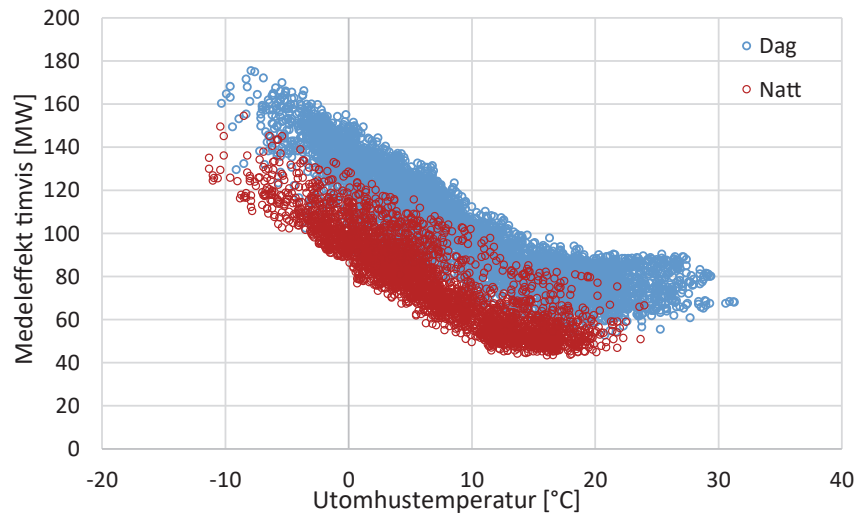
Värt att notera kan också vara att hur långvarig kylan är påverkar effektbehovet i viss utsträckning, dvs effektbehovet är högre om det är -10°C i 3 dygn i sträck jämfört med om det bara är kallt i ett

fåtal timmar. Som också ses i figuren så minskar inte elanvändningen då temperaturen överstiger ca 15°C eftersom behovet för uppvärmning upphör ungefär då. Om temperaturen stiger över 20°C kan man istället skönja att elanvändningen ökar något, vilket torde bero på ökat kylbehov. Det finns också en elanvändning som inte underskrids, en så kallad grundlast, vilket utgörs av exempelvis användning i kyl och frys, pumpar, fläktar som man i viss utsträckning använder el dygnet runt.

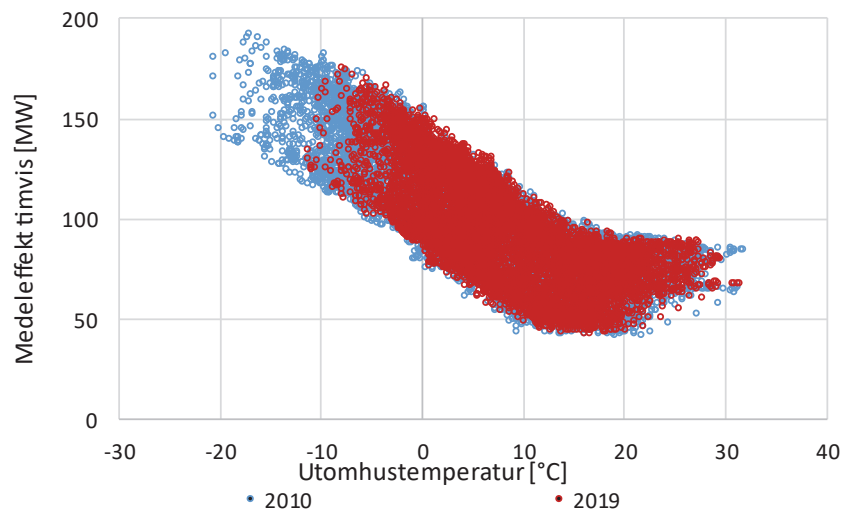
Som tidigare nämnts var 2019 en mild vinter, och på grund av det var det inga direkta kritiska perioder i elnätet i Stockholm. Det är dock viktigt att vara medveten om att det i framtiden mycket väl kan bli en kall vinter som innebär ett betydligt högre effektbehov. I Figur 36 visas skillnaden mellan år 2010 och år 2019 för Huddinge, där man ser att profilen är ungefär den samma för 2010 och 2019, men att det är ett betydligt färre antal timmar då elanvändningen är riktigt hög år 2019. Eftersom det under denna period bland annat har tillkommit ett antal värmepumpar som under riktigt kalla perioder använder sig av direktverkande el för spetslast är det svårt att säga hur profilen kommer att bete sig när temperaturerna sjunker under -10°C under en längre period.

Blandade åtgärder bidrar till att lösa kapacitetsutmaningen

Som beskrivningen i detta kapitel har påvisat är kapacitetsfrågan en komplex fråga, där det är ett stort antal olika parametrar som man behöver ta hänsyn till. Även om energieffektiviseringar i mångt och mycket har kompenserat för de stora befolkningsökningar som Stockholm har haft under den senaste tio-årsperioden så kommer troligen andra faktorer, som exempelvis elbilsaddning, att leda till ett ökat effektuttag i framtiden. Dessutom har bristen på kalla vintrar lett till att det är svårt att prognostisera hur elbehovet i Stockholm faktiskt ser ut under en sådan. Givet begränsad lokal elproduktion i Stockholmsområdet och långa



Figur 35: Timvis medeleffekt för Huddinge år 2019 som funktion av utomhustemperaturen



Figur 36: Timvis medeleffekt för Huddinge år 2010 respektive 2019 som funktion av utomhustemperaturen

ledtider för utbyggnad på stam- och regionnätetsnivå så kommer nätkapacitet fortsatt att vara en viktig fråga under en lång tid framöver.

I Stockholm pågår dock arbetet med att förbättra situationen på flera nätnivåer. Utöver nämnda ombyggnationer i stamnätet så pågår arbete på

regionnätssnivå bland annat med att skapa en lokal marknadsplats för flexibilitet, se avsnittet *Prissignaler och pågående projekt för effektivt nätutnyttjande* nedan, och genom att säkra mer lokal elproduktion. Även på regionnätssnivå pågår arbete med att förstärka elnätet. Dessutom arbetar regionnäten med olika tekniska lösningar, bland annat så kallad Dynamic Line Rating som bidrar till att frigöra effekt.

Prissignaler och pågående projekt för effektivt nätutnyttjande

I samband med avregleringen av elmarknaden diskuterades timmätning av elanvändningen. Argumenten för timmätning var att det med timmätning skulle vara möjligt att ge kunderna en prissignal via elhandelspriset. Argumentet mot timmätning var att det skulle bli väldigt mycket data att hantera samt dyrt. Beslutet i samband med avregleringen blev månadsmätning. Diskussionerna avseende timmätning eller inte fortsatte under följande år och med tiden ändrades regelverket så att man som kund hade rätt till timmätning utan kostnad om elhandelsavtalet krävde det. Inget bestämdes dock om avräkning så nätbolag kunde fortsätta skicka avräkning månadsvis (dock timvärden). Osäkerheten för elhandlarna blev dock stor och väldigt få elhandlare valde att marknadsföra timavtal.

2016 konstaterade Energimarknadsinspektionen (Ei) i rapport Ei2016:15 (*Åtgärder för ökad flexibilitet i det Svenska elsystemet*) att prissignaler via elnätstariffen skulle kunna vara en effektivitetshöjande åtgärd. Ei bad om bemyndigande att få ge direktiv avseende elnätstariffers utformande vilket Regeringen bemyndigade dem i oktober 2018. Ei påbörjade arbetet och arbetar än i dag (september 2020) med frågan.

I samband med presentationer av arbetets fortgående har Ei ³² berättat om tidsdifferentiering likväl som effektagifter. I maj 2020 föreslog Ei att ett undantag skulle införas i ellagen vilket möjliggör så kallad lokaliseringssignaler, dvs olika elnätspriser inom olika delar av ett nätområde. Detta för att skapa en möjlighet att "styra" elanvändning (jämna ut) och på så sätt skjuta investeringar på framtiden.

Parallellt med Ei's arbete pågår flera projekt avseende efterfrågeflexibilitet. Ett är Växel/KlokEI ³³, i Upplands Energis elnätsområde norr om Uppsala. Projektet arbetar främst med värmepumpsstyrning och har tydligt påvisat möjligheterna med styrning av eldrivna värmepumpar för att skapa flexibilitet och på så sätt nå bättre effektivitet i ett lokalnät.

På Sverigenivå driver E.ON och Vattenfall Eldistribution tillsammans med Svenska kraftnät den svenska delen av Coordinet ³⁴. Det är ett FoU-projekt som syftar till att lära och utveckla lokala flexibilitetsmarknader med olika förutsättningar.

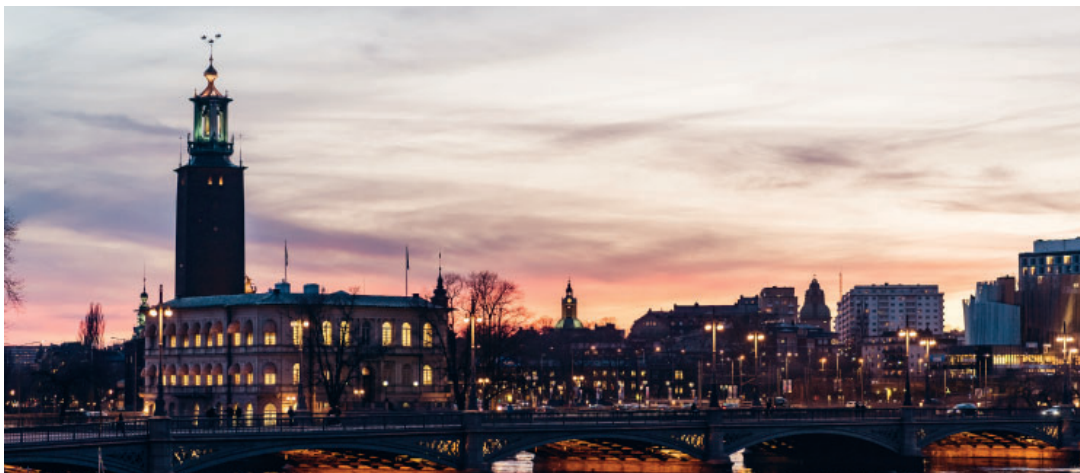
Inför vintern 2020/21 arbetar Ellevio, Svenska kraftnät och Vattenfall Eldistribution med ett FoU-projekt som heter sthlmflex ³⁵ som ska skapa och pröva en flexibilitetsmarknad i Storstockholm. Enkelt beskrivet innebär det att elanvändare och elproducenter som är kopplade till elnätet bidrar till att motverka så att kapacitetsbrist uppstår i elnäten. För elanvändaren handlar det om att avstå eller minska elanvändningen och för elproducenten att starta elproduktion. Flexibilitetsmarknaden är den första av sitt slag att testas i Storstockholm. Projektet mål är alltså att skapa en marknad för effektflexibilitet. Syftet med marknad för effektflex-

32) <https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2020/ei-foreslar-en-andring-i-ellagen-gallande-lokaliseringsprinciper-i-tariffer/>

33) https://www.upplandsenergi.se/omoss/39897.sveriges_smartaste_elnat.html

34) <https://www.coordinet-project.eu/pilots/sweden>

35) www.svk.se/sthlmflex



ibilitet är att elnätsbolag ska kunna köpa flexibilitetstjänster av flexibilitetsleverantörer. Avsikten är att underlätta för flexibilitetsleverantörer att delta på samtliga marknader genom koordinering av marknadsdesign och produktkrav samt standard för kommunikation.

I sthlmflex kommer den första flexibilitetstjänsten vara uppreglering (ökning av elproduktion eller minskning av elanvändning) då det är det elnätsbehov som finns idag. Denna marknad kompletterar övriga marknader såsom spotmarknad för elhandel och balansmarknaderna, samtidigt som den är koordinerad med dessa.

Solel och det lokala elnätet

En annan aspekt av den lokala elnätsutmaningen är att elnätet, främst lågspänningsnätet, bedöms bli den tekniska faktor som först begränsar en utbyggnad av solel i framtiden. Detta på grund av att lokalnäten är byggda för att transportera el till kunderna och att solelproduktionen är som högst när elanvändningen är som lägst. Hur problemsitua-

tionen ser ut, vilka åtgärder som kan vidtas och elnätbolagens syn på frågan är viktiga frågeställningar som behöver utredas närmare. En första inblick ur elnätsföretagens perspektiv gavs under en serie intervjuer med elnätsföretag som gjordes av Profu under 2016 ³⁶.

Det visade sig att elnätsföretagen vid intervju-tillfället generellt var positivt inställda till anslutning av solcellsanläggningar (själva anslutningen är man dessutom skyldig att göra enligt ellagen). När det gäller att genomföra anslutningar, ansåg företagen att man börjat få fungerande rutiner för anslutningsprocessen. De främsta lärdomarna som nämndes var hur en fungerande dialog med kunder och elinstallatörer bör se ut. Vi tar i den följande texten upp ett antal av de problemställningar som finns i det lokala elnätet i samband med solelinstallationer, hur man kan åtgärda problemen och vilka erfarenheter ur elnätsföretagens perspektiv som framkom vid det aktuella intervju-tillfället.

36) Energiforsk/Profu, 2016, "Utbyggnad av solel i Sverige – möjligheter, utmaningar och systemeffekter", Rapport 2017:376

Solel är ännu inget problem för det lokala elnätet i Sverige

Elnät och elkvalitet nämns ofta som en begränsande faktor för en utbyggnad av solel, men inte lika ofta anges några gränser för när problem kan börja uppstå. Det är inte heller så att det finns en tydlig gräns för detta då de problem som uppstår initialt i elnätet främst är lokala, och det är också i lokalnätet som solel främst ansluts idag. Att hantera de problem som kan uppstå är också främst en kostnadsfråga då elnätet kan förstärkas, med nya transformatorstationer och kablar, för att bättre kunna hantera problem som överspänning och höga strömstyrkor. Utöver detta finns också åtgärder som kan införas, vilka mer handlar om att utnyttja befintligt nät på ett effektivare sätt.

Även om (det lokala) elnätet anses vara den tekniska faktor som först kommer att begränsa en utbyggnad av solel, så är bedömningen att potentialen för att hantera solelsinmatning är stor. De svenska näten anses generellt sett vara väl dimen-

sionerade men det är inte detsamma som att det är helt oproblematiskt på sikt. Simuleringar i Sverige och erfarenheter från andra länder indikerar att det är överspänning (i svaga landsbygdsnät) och för höga strömstyrkor (i tätorter) som kommer att utgöra de främsta begränsande faktorerna för en omfattande utbyggnad. När mängden ansluten solkraft orsakar en spänningsökning som överstiger överspänningsgränsen har man nått den så kallade acceptansgränsen³⁷. Överspänningar förekommer redan och det är något som åtgärdas genom att ändra omsättningen i transformatorstationer. Men det finns också andra åtgärder att ta till som exempelvis att uppgradera serviskablar. Spänningsökningen är större för enfasanslutningar av solceller, varför trefasanslutning är att föredra ur detta perspektiv.

Simuleringar som genomförts visar att distributionsnät i tätbebyggda områden har betydligt större kapacitet att ta emot solel jämfört med landsbygdsnät. Det är dock först vid relativt hög



37) Energiforsk/Luleå Tekniska Universitet, 2018, "Överspänning från enfasanslutna solpaneler", Rapport 2018:506

penetration av solel som problem med överspänning uppstår i ett landsbygdsnät, men då ökar å andra sidan problematiken snabbt.

Även osymmetri och övertoner nämns, både i litteratur och i intervjuer, som potentiella problem om anslutning sker som enfas istället för trefas. De flesta installationer sker dock med trefas-växleriktare idag, vilket i stor utsträckning undanröjer de problemen. Simuleringar av lokalnät visar också att det ryms betydligt mer producerad soleffekt om man gör trefasanslutning istället för enfas. De fåtal problem som uppstått hittills är snarare av praktisk art, som att vissa anläggningsinnehavare, sannolikt till följd av okunskap, underlåtit att anmäla sin anläggning eller att anslutningen inte är korrekt utförd. Det finns en viss oro för att detta kan leda till personfara genom bakspänning i elnät som i övrigt är spänningslösa (exempelvis till följd av avbrott eller underhåll). Men då dagens växelriktare normalt har skydd för detta, så betraktas risken som låg.

Kunskap om kostnader och problembild är fortfarande relativt låg

Samtliga intervjuade elnätsbolag begär in data för de anläggningar som ansluts, såsom effekt och skyddsinställningar. Skyddsinställningarna kan justeras för att undvika att alla anläggningar styr på samma sätt, vilket annars kan leda till oönskade effekter. Idag består anslutningskostnaderna för solel för elnätsbolag, som har enklare mätning, av att byta till timvis mätning med två serier (användning och produktion). Kostnaden drabbar kundkollektivet, men man menar att alla kunder har rätt

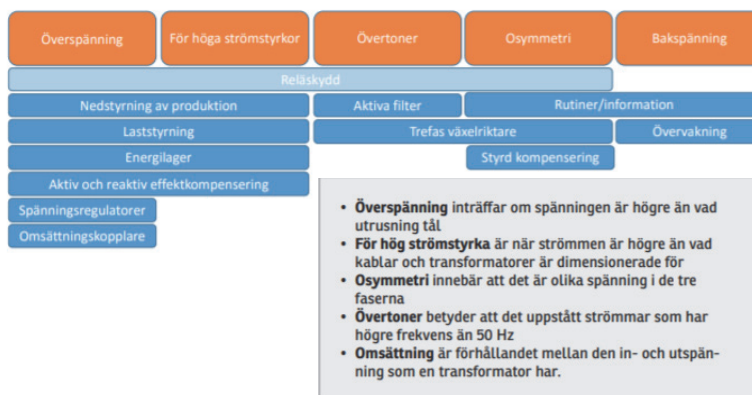
att kräva detta och att det kanske blir ett generellt krav på sikt. Vad gäller uppfattningen om vid vilken penetrationsgrad av solel som problem kan uppstå, samt lösningar och kostnader för att hantera detta, så är kunskapsnivån hos nätbolagen fortfarande relativt låg. Då begränsningar för nettoproduktion varierar från nät till nät, menar man att det är svårt att göra generella uttalanden om möjligheterna att hantera en signifikant inmatning i de lokala näten. Nätbolagen konstaterar dock att man kan se kluster av anslutningar när det gäller privatpersoner, vilket bekräftar resultaten i litteraturen om spridningseffekter, det vill säga att om en privatperson investerar så sprids informationen till grannar som inspireras till att också investera i solceller. Detta fenomen bidrar till att öka risken för både överspänning och överlast eftersom detta främst är lokala problem som kan uppstå om solel kommer in på "fel" ställe i nätet. Problembilden är möjligen större för små elnätsbolag då de har mindre resurser och då solelanslutningar främst sker i anslutning till lågspänningsnätet. Man konstaterar också att inga större resurser kommer att läggas på detta förrän man ser att en expansion faktiskt blir så stor att problem kan uppstå.

Flera av de intervjuade elnätsföretagen nämnde att man bör lära av andra länder i Europa som har kommit längre (Tyskland, Italien och Spanien) där en hel del fallstudier av lokala elnät i kombination med omfattande solesinmatning finns tillgängliga, samt utbyta erfarenheter mellan elnätsföretag i Sverige. Branschorganen anses också ha en roll i att tillföra kunskap inom ämnet.

En palett av åtgärder

Då elsystemet förändras i allt snabbare takt, med exempelvis mikroproduktion och laddning av elbilar, bör metoden för att dimensionera elnät förnyas och utvecklas. Det finns dock ett flertal åtgärder, av varierande kostnad, som kan genomföras för att öka potentialen för solcell i befintliga nät. Vi har i Figur 37 gjort en sammanställning över de potentiella problem som kan uppstå i det lokala elnätet vid en signifikant expansion av solcell, baserat på litteraturen och de intervjuer som genomförts. I figuren visas ett antal möjliga åtgärder som kan vidtas för att hantera de eventuella problemen, utöver förstärkningar i elnätet.

I intervjuerna nämndes övervakning, nedstyrning av produktion samt omsättningskopplare (lindningskopplare) som potentiella åtgärder för att hantera eventuella framtida problem relaterade till solcell. Till sammanhanget hör också att kraftelektronik ständigt utvecklas och ny funktionalitet tillkommer som potentiellt kan hjälpa till att adressera de identifierade problemområdena. Exempelvis har växelriktare utvecklats under de senaste åren och blivit en allt viktigare del i att göra solcellsinstallationer systemanpassade. Notera att reläskydd endast identifierar och kopplar bort utrustning för att skydda den från att förstöras.



Figur 37: Översikt över potentiella problem i det lokala elnätet och möjliga åtgärder för att hantera dessa

6. Sverige och den nordeuropeiska elmarknaden

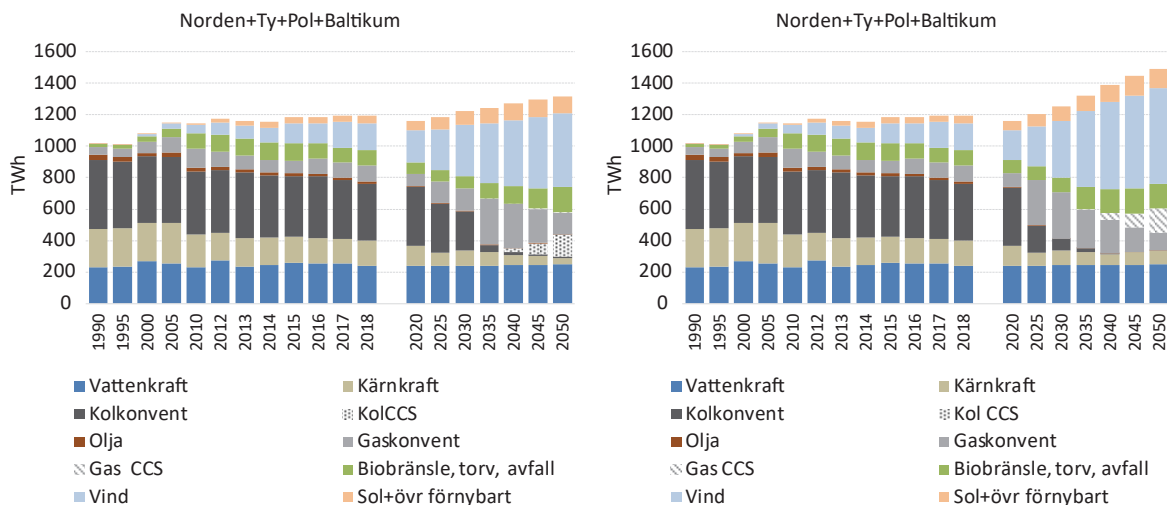
De viktigaste slutsatserna

1. Sveriges elbalans kommer att påverkas mer och mer av vår omvärld i takt med att elöverföringskapaciteterna mellan länder ökar och marknader knyts samman
2. Det mesta pekar på att Sverige under lång tid kommer fortsätta att vara en stor årlig nettoexportör av elenergi. Export- och importflödena (effekt) inom ett år kommer sannolikt att öka i storlek och delvis styras av tillgången till förnybar elproduktion i Sverige och i våra grannländer
3. Perioder då tillgången till variabel elproduktion är liten samtidigt i hela regionen kan bli kritiska i framtiden. Frågan är då varifrån den nödvändiga produktionseffekten kan hämtas. Kan vi sätta vår tillit till import om varken våra egna produktionsresurser eller efterfrågefleksibilitet räcker till?

UTVECKLINGEN OCH FÖRUTSÄTTNINGARNA för det svenska elsystemet påverkas även av det som sker utanför landets gränser, och vice versa, då de olika ländernas elsystem är sammankopplade mer eller mindre som en gemensam elmarknad. I takt med att överföringskapaciteterna byggs ut mellan länderna kommer denna ömsesidiga påverkan sannolikt att växa ytterligare.

I Figur 38 nedan visas den långsiktiga utvecklingen för det nordeuropeiska elsystemet i NEPPs två

huvudscenarier. I bägge scenarierna, i synnerhet i Klimatscenarioet, medför de stigande priserna på CO₂ att konventionell kolkraft på sikt mer eller mindre fasas ut till 2040. Kol-CCS ger dock ett visst bidrag mot slutet av beräkningsperioden i Basscenarioet. Istället fortsätter förnybar elproduktion att byggas ut med oförminskad styrka samtidigt som gaskraft väsentligt ökar sin andel av produktionsmixen. Speciellt i Klimatscenarioet ökar produktionen från naturgaseldade kraftverk snabbt till följd av snabbt stigande priser på CO₂. På längre sikt,



Figur 38: Elproduktionen i Nordeuropa (Norden, Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna) i Basscenariot (till vänster) och i Klimatscenariot (till höger)

efter 2035, när dock CO₂-priset sådana nivåer att konventionell gaskraft får problem med lönsamheten. I det tidsperspektivet omfattar lönsamma investeringar i ett nordeuropeiskt sammanhang förnybart, kärnkraft och gaskraft i kombination med CCS. I bägge scenarierna utgör vindkraften det enskilt största kraftslaget med en andel på närmare 40 % av den årliga elenergiproduktionen i Klimatscenariot. Den siffran är ännu högre om man istället relaterar den till installerad effekt.

Elöverföring mellan Sverige och övriga länder

Sveriges import- och exportkapacitet av el ligger idag på omkring 10 GW³⁸. I modellanalysen av

NEPPs två huvudscenarier så byggs den kapaciteten ut ytterligare av ekonomiska skäl, med ca 2 GW till 2030 och med ca 5 GW till 2050 i Klimatscenariot (i Basscenariot blir utbyggnaden något lägre). I modellberäkningarna är det framförallt mellan Sverige och Kontinentaleuropa (Tyskland och Polen) som elöverföringen förstärks. De planer som finns i nuläget på ny elöverföring mellan Sverige och Kontinentaleuropa avser den så kallade Hansa Powerbridge mellan Sverige och Tyskland på 700 MW. Den är planerad att tas i bruk 2026³⁹. Elprisskillnaden mellan Sverige och de nordiska grannländerna är inte tillräckligt stor i modellberäkningarna för att motivera mer signifikanta investeringar i elöverföring.

38) Svenska Kraftnät, 2020, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020".

39) Svenska Kraftnät 2020, "HANSA POWERBRIDGE - Underlag för kompletterande samråd enligt 6 kapitlet 29–31 §§ miljöbalken", <https://www.svk.se/contentassets/9aa99f9a2df64cd69b7b86be2134006a/kompletterande-samrads-underlag-ystad.pdf>

Sverige fortsätter vara en stor nettoexportör av el

På årsbasis är Sverige en betydande nettoexportör av el i båda NEPPs huvudscenarier, se Figur 39. I Basscenariot uppgår nettoexporten till runt 40 TWh per år kring 2030 för att sedan avta markant i takt med att kärnkraften fasas ut. I Klimatscenariot ligger nettoexporten något lägre, typiskt mellan 20-30 TWh bland annat till följd av den högre elanvändningen i Sverige.

Även om Sverige nettoexporterar stora volymer av el, så förekommer perioder med ett stort importbehov, företrädesvis under perioder med kall väderlek (relativt sett stor elanvändning) eller under perioder då vindtillgången är låg i Sverige. I vissa fall är nettoimporten helt enkelt ett resultat av att marginalkostnaden är lägre i omvärlden, till exempel på grund av mycket god tillgång till vindkraft, utan att elbalansen är särskilt ansträngd och i andra fall kan det röra sig om situationer där elbalansen är ansträngd i såväl Sverige som i omvärlden och där den tillgängliga (termiska) kapaciteten för ansträngda situationer dessutom nått kapacitetstaket i Sverige.

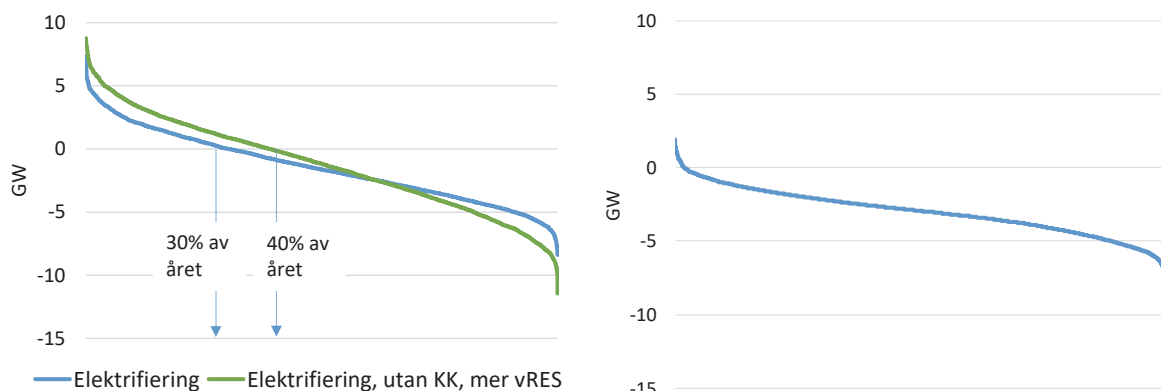
Vi har i detalj, med modellverktyget EPOD, studerat hur den svenska nettoimporten ser ut under ett år, runt 2035, i vårt Klimatscenario, se Figur 40⁴⁰. Där kan man se att importen under året är klart lägre än exporten (arean under kurvan för positiva värden är klart mindre än arean över kurvan för negativa värden), precis som vi visade i stycket ovan. Vi har undersökt den timvisa nettoimporten för två olika scenariovarianter av Klimatscenariot, ett fall med kärnkraft (vårt huvudfall när det gäller Klimatscenariot) och ett fall där vi fasat ut all kärnkraft och ersatt den med vindkraft och solceller som på



Figur 39: Nettoexport från Sverige sedan 1990 och modellberäkningar för 2020-2050 för Basscenariot och Klimatscenariot (modellberäkningarna förutsätter normalår)

årsbasis levererar lika mycket el som motsvaras av bortfallet av kärnkraft. I det senare fallet är Sverige en lika stor årlig nettoexportör av el men andelen av året då Sverige nettoimporterar från utlandet är klart större än i det förra fallet (40 % av året jämfört med 30 % av året). På så sätt kan man säga att Sveriges beroende av import ökar. Den maximala nettoimporten är knappt 9 GW i fallet utan kärnkraft och drygt 7 GW i fallet med kärnkraft. Det är viktigt att understryka att dessa siffror är ett utfall för en kostnadseffektiv handel mellan länderna. Den säger inget om Sveriges egentliga (netto)importbehov. Det beror helt och hållet på i vilken utsträckning vi har tillgång till reservkraft eller flexibla resurser på användarsidan. Resultatet i Figur 40 är istället ett beräkningsutfall och beror även på vilken typ av produktion som finns tillgänglig i våra grannländer. I denna analys har vi inte inkluderat efterfrågefleksibilitet som en möjlighet att dämpa importen under exempelvis ansträngda perioder. Resultatet visar att den gränsöverskridande han-

40) Nettoimporten definieras av elhandelsnettot mellan Sverige och de omgivande länderna under en timme. Det innebär att Sverige samtidigt kan importera från ett land och exportera till ett annat land. Om nettoimporten är positiv under en timme så innebär det att Sverige importerar mer än landet exporterar.



Figur 40: Nettoimporten till Sverige beräknat på två scenariovarianter av Klimatscenarioet ("Elektrifiering" i diagrammet): en variant med kärnkraft i drift och en utan kärnkraft men med ca 50 TWh ytterligare vind- och solkraft (modellår 2035); figuren till vänster. Nettoimport till Sverige under 2019 (Källa: Nordpool); figuren till höger

deln varierar mindre med kärnkraft (eller sannolikt även annan planerbar termisk elproduktion än utan densamma för en given produktionsvolym i Sverige). Det periodvisa kraftunderskottet eller kraftöverskottet blir alltså mer omfattande i det fall kärnkraften ersätts med lika mycket variabel förnybar elproduktion även om skillnaden inte är anmärkningsvärt stor.

Om vi jämför våra beräkningar för modellår 2035 med det faktiska utfallet för 2019 (Figur 40, till höger) så kan vi konstatera att importen bedöms bli klart större än under 2019 då Sverige var nettoimportör endast under mycket liten del av året och då den maximala nettoimporten understeg 4 GW.

Hur mycket ska vi lita till omvärlden för vår eleffektbalans?

Sedan lång tid har vi i Norden ett omfattande utbyte av el över landsgränserna. Gradvis har detta utvidgats med överföringsförbindelser till Tyskland, Nederländerna (från Norge), Polen och till de baltiska länderna. Planer finns också på en förbin-

delse från Norge till Storbritannien. Energimässigt har Sverige under lång tid varit nettoexportör av el. Det är ett förhållande som sannolikt kommer att bestå under åtskilliga år. Med avseende på effekt blir dock bilden delvis en annan.

För Sverige har självförsörjning för el inte varit något självändamål. Vi har exempelvis i viss utsträckning förlitat oss på import för att upprätthålla effektbalansen under den mest ansträngda timmen. Enligt Svenska kraftnät uppgår med den statiska metoden (se kapitel 2) importbehovet år 2020 under den mest ansträngda timmen till 2 100 MW förutsatt en normalårsvinter och 3 700 MW under en 20-årsvinter³⁴. Importbehovet förväntas öka på sikt. Att delvis förlita oss på import av effekt är alltså inget ovanligt eller nytt. Den dynamiska metoden, som simulerar risk för effektbrist med importmöjligheter inkluderade, visar dock enligt Svenska kraftnät en delvis annan och ljusare bild och pekar ytterligare på vikten av marknadsintegration i kraftsystemet.

41) Svenska kraftnät, Långsiktig marknadsanalys 2018, Långsiktsscenarioer för elsystemets utveckling fram till år 2040

I samband med ökande elanvändning, större andel variabel elproduktion och utfasning av planerbar produktion så finns bland vissa marknadsaktörer en oro att det inte kommer att finnas tillräckligt med planerbar effekt i omvärlden för att vi ska kunna importera den el vi behöver när elsystemet är som mest ansträngt. Om alla länder förlitar sig på import från grannländerna så kommer det inte att fungera. För att klara effektförsörjningen så finns, eller övervägs införande av, nationella kapacitetsmarknader. Utgångspunkten för EU-kommissionen är att kapacitetsmarknader endast bör införas om det är absolut nödvändigt⁴⁵. För att få införa kapacitetsmekanismer måste man kunna påvisa risk för effektbrist. Om nationella kapacitetsmekanismer införs kan det ifrågasättas om den kapacitet som skapas via ett sådant system fullt ut kommer att bli tillgängligt även för andra länders elmarknader.

Denna oro kom också till uttryck när NEPP tog fram ett analysunderlag till elbranschens färdplan för fossilfri el. Där valdes efter önskemål från referensgruppen en utgångspunkt som innebar att Sverige under ett normalår ska ha tillräcklig inhemsk produktionskapacitet för att kunna täcka det maximala effektbehovet utan import. Det är inte detsamma som att vi inte ska ha någon import under den topplasttimmen. Om det av ekonomiska skäl är mer förmånligt att importera så är det både tillåtet och önskvärt – den inhemska kapaciteten ska dock finnas tillgänglig.

Det blir alltså i framtiden av största vikt att ha en god uppfattning om kapacitetssläget för elproduktion, inte bara i det egna landet utan också i grannländerna.

42) EU-kommissionen gör följande uttalande om kapacitetsmarknader: "Capacity payments can however be an issue in the EU's internal electricity market where systems with capacity mechanisms coexist with systems where generators can only rely on their earnings from sales on power markets, so called 'energy-only markets'. It is therefore of paramount importance that capacity mechanisms are only introduced if it is necessary" (https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en)

7. Fler perspektiv på eleffekt-utmaningarna

De viktigaste slutsatserna

1. Ingen enskild aktör har det långsiktiga ansvaret för att elförsörjningen går ihop
2. Två världsbilder: "Traditionellt" (tillförsel och nät) vs "nytt" (efterfrågefleksibilitet och lagring). Olika stor tillit till "nya" åtgärder
3. Nätutbyggnad tar mycket lång tid. "Är den omfattande omställningen av energisystemet möjlig att genomföra med nuvarande tillståndprocesser?"
4. Behov av flexibilitet i olika tidsskalor och flexibilitetsbehovet ökar
5. Flexibilitet: Alla åtgärder är inte bra på att lösa alla utmaningar och alla utmaningar kan inte lösas av en åtgärd
6. Stor framtida elanvändning kan klaras på olika sätt beroende på "utvecklingsväg" – "det går att lösa"

I **DETTA AVSNITT** tar vi upp några ytterligare aspekter av eleffektutmaningen. Den första delen handlar om hur olika personer inom NEPP-nätverket ser på ansvarsfrågan för effektförsörjningen och olika aktörers olika roller. Nästa del är en genomgång av flexibilitetsbehov och hur olika åtgärdsgrupper kan bidra till att lösa olika dimensioner av flexibilitet.

Därefter lyfter vi fram resultat från NEPPs underlagsmaterial till elbranschens Färdplan el där olika produktionsscenarier redovisas och diskuteras. Avslutningsvis redovisar vi ett antal experters syn på effektfrågan och aspekter av denna som de särskilt vill poängtera.

Intervjuer om ansvar och aktörers olika roller i elsystemet

En serie intervjuer om energisystemets utveckling genomfördes under 2018 med personer som är verksamma inom NEPP-nätverket. Fokus har legat på ansvar, aktörernas roller och nya aktörer. Den övergripande bakgrunden till diskussionen utgörs av eleffektutmaningen. Denna kan, som diskuterats tidigare, sägas bestå av två olika utmaningar som kan sammanfattas i följande punkter:

- Nationellt
 - Förväntningar på tydligt ökad elanvändning
 - Planerbar kraft fasas ut då stora mängder förnybar, variabel produktion med låga rörliga kostnader tillkommer
 - Effektsituationen är inte ansträngd idag, men kan bli det på lång sikt
 - Utvecklingen i omvärlden påverkar starkt (överföringsförbindelser och produktionssystem i grannländerna)
- Lokalt/regionalt
 - Det finns redan lokala nätbegränsningar i storstadsregionerna
 - Situationen kan fortsätta att förvärras eftersom nätutbyggnad tar lång tid och nya elbehov tillkommer.

En återkommande oro som flera av de intervjuade ger uttryck för är att "Ingen har det långsiktiga ansvaret för att elförsörjningen går ihop". Diskussionerna om effektutmaningen på nationell nivå, och med särskilt fokus på ansvarsfrågor, kan sammanfattas i följande punkter:

- Man förutser generellt minskande tillgång på planerbar kraft. Ett sätt att minska utmaningarna är att öka kapaciteten i förbindelserna till grannländerna och därigenom ta del av effekter resurser utanför landets gränser. Man konstaterar också att effektsituationen är särskilt ansträngd i elområde 4.
- Det konstateras också att elnätutbyggnad tar tid vilket kan öka risken för elbrist i delar av lan-

det, eller åtminstone till stora elprisskillnader mellan elområden. "Är den omfattande omställningen av energisystemet möjlig att genomföra med nuvarande tillståndsprocesser?" var en oro som framfördes, särskilt med avseende på nätutbyggnad. Man lyfte fram att staten ger bidrag till olika sorters produktion (elcertifikat, stöd till solceller, m.m.). Till stor del är det variabel elproduktion som erhåller stöden. Då är det kanske rimligt att det också ges bidrag till planerbar produktion där den behövs?

- Industrin skulle kunna hjälpa till mer på reglermarknaden, men för det behövs anpassade "reglermarknadsprodukter" som tar sin utgångspunkt i industrins förutsättningar.
- Efterfrågeanpassning nämns ofta som ett sätt att minska effektutmaningarna och öka kostnadseffektivitet men incitamenten bedömdes för närvarande vara svaga för att möjligheterna skulle utnyttjas. I samband med detta konstaterades också att stora delar av elanvändningen kan delas in i personberoende användning eller apparatberoende användning. Dessa har olika förutsättningar att tas i anspråk för efterfrågeflexibilitet. Digitalisering och smarta nät förväntas kunna underlätta och effektivisera efterfrågeanpassningen. I samband med detta gjordes förtydligandet att det är styrningen som är smart, inte näten. På sikt förutser man att så kallade aggregatorer kan bli intressanta.
- Det finns förväntningar om att så kallad blockkedjeteknik kan skapa förutsättningar för att aktörer sluter sig samman och eliminerar mellanhänder. Detta skulle kunna driva på efterfrågeanpassningsinitiativ. Osäkerheterna om detta är dock för närvarande stora.
- Som ett medel för att undvika problem med effektförsörjningen nämns ibland införande av en kapacitetsmarknad. Det framfördes tveksamhet till nyttan med en sådan. Behövs mer kapacitet så kanske nuvarande upphandlade effektreservistället kan utökas?



- Ansvarsfrågan diskuterades och oklarheten om det långsiktiga ansvaret har redan nämnts. Andra områden som diskuterades i det sammanhanget var att det vore önskvärt att tydliggöra förväntningarna på elsystemet genom att leveranssäkerhetsmål sätts upp. Det konstaterades också att omställningen av elmarknaden med alltmer distribuerad elproduktion kan komma att skapa ett behov av lokalt systemansvar.

De lokala utmaningarna lyftes fram som både viktiga och avsevärt mer näraliggande i tid. Under diskussionerna hänvisades i många fall till situationen i Stockholm. Läget kan sammanfattas med att elanvändningen har redan "slagit i taket" effektmässigt. Större elinmatningskapacitet till staden kommer inte att finnas på plats förrän efter år 2026. Det finns ett antal orsaker till fortsatt elanvändningsökning: inflyttning, elbilsladdning, datahallar, lokala värmepumpar, m.m. Elproduktionskapaciteten inom staden kan samtidigt komma att minska (oljeeldad kraftvärme, gasturbiner, m.m.) – få drifttimmar för att täcka fasta kostnader.

Under hösten 2019 presenterade Stockholm Exergi, Ellevio och regeringen en lösning som gör det möjligt för Stockholm Exergi att även på lång sikt ställa upp med en produktionsgaranti på drygt 300 MW. Därigenom försämras inte eleffektsituationen ytterligare i Stockholm. Den lokala lösningen i Stockholm innebär att Stockholm Exergi investerar i storleksordningen 2 miljarder kronor i anläggningar (biooljeeldad kraftvärmeverk ("kv1") samt två gasturbiner) för att kunna garantera 320 MW produktionskapacitet. Investeringen ska kunna "räknas hem" genom att Ellevio betalar långsiktigt för denna garanti.

Med avseende på de platser där lokal nätkapacitetsbrist förekommer så lyftes följande punkter i diskussionen:

- Efterfrågeanpassning är en åtgärd för att underlätta effektproblematiken
 - Effektprissättning kan ge tydligare prissignal om värdet av anpassning
 - Mycket behöver finnas på plats för att realisera möjligheterna: mätare, timpris, teknik i apparater, volatila elpriser, affärsprocesser, vilja att delta, m.m.

- Samverkan för att lösa den lokala effektutmaningen diskuterades:
 - Samverkan finns redan, t.ex. vid planering av nätutbyggnad
 - Det förefaller i huvudsak föreligga samsyn om problembilden
 - Vad kan man åstadkomma inom nuvarande regelverk?
 - Identifiera (teoretiskt) lösningar genom samverkan
 - Prova i praktiken (efter tillstånd från övervakande myndighet).

Här pågår mycket aktivitet som tagit fart efter att intervjustudien genomfördes. Sådana aktiviteter tas upp i avsnittet *Elnäten och den lokala effektutmaningen* ovan.

Två världsbilder: "Traditionellt" (tillförsel och nät) vs "nytt" (efterfrågefleksibilitet och lagring)

Olika åtgärder kan bidra med olika stor leveranssäkerhet, eller tillskrivas olika stor tillit om man så vill. Tilliten till en viss typ av flexibilitetsåtgärder kan variera beroende på både vilken typ av flexibilitet det är och vad det är som aktiverar flexibiliteten. Till exempel kan efterfrågefleksibilitet endast aktiveras om det finns en elanvändning. En gasturbin kan däremot vara tillgänglig med en mycket hög tillgänglighet. Man kan också dela in flexibilitet i implicit (prisstyrd) och explicit (manuellt styrd) flexibilitet. Flexibilitet som aktiveras baserat på prissignaler ska troligen tillskrivas en lägre sannolikhet att den aktiveras till fullo i en ansträngd situation jämfört med flexibilitet som kan styras centralt. Implicit flexibilitet kan växa fram så länge det finns tillräckliga prissignaler. Explicit flexibilitet kan däremot kräva en central upphandling, exempelvis inom effektreserven.

Det finns samtidigt en förväntan om att variabilitetshanteringen till viss del kommer att kunna täckas av "nya" alternativ som efterfrågeanpass-

ning och lagring av el (eller energibärare framställda med hjälp av el) och ökat elutbyte med grannländerna. Tilliten till sådana alternativa metoder för att möta variabilitet i produktion och användning påverkar hur man bygger upp elmarknadens regelverk och indirekt också hur oroliga olika aktörer är över den elförsörjningssituation som vi är på väg emot.

I de samtal vi fört med olika deltagare i NEPP-nätverket framgår det att man är tydligt olika orolig för den framtida effektsituationen. Lite förenklat kan man identifiera två grupper. Den ena gruppen förlitar sig främst på produktion och nät för att klara effektutmaningarna. De är oroliga för att det kommer att saknas planerbar elproduktion för att klara effektbalansen när systemet är som mest ansträngt. Den andra gruppen har betydligt större tillit till även andra åtgärdsgrupper, exempelvis efterfrågefleksibilitet och lagring. De litar också på att IT-lösningar och nya aktörer och affärsmodeller kommer att hjälpa till att hitta lösningar. De är övertygade om att effektfrågan kommer att kunna hanteras. De är snarare oroliga för att förstärkta incitament för produktion och nät "slår undan benen" för alternativa lösningar.

Hur bidrar olika alternativ till olika aspekter av flexibilitet?

Flexibilitet, och behovet av flexibilitet i vårt elsystem, är ett allmänt samlingsbegrepp för en lång rad situationer, behov och åtgärder som krävs för att kunna reglera vårt elsystem. Flexibilitet är således inget entydigt definierat begrepp. Den är dessutom av olika slag, varierar från en tidpunkt till en annan och varierar om vi ser till landet som helhet eller bara till försörjningen inom ett regionnäts- eller lokalnätsområde. Begreppet flexibilitet handlar inte bara om kraftbalansen utan också om att klara belastningen på elnäten. Det går heller inte att på ett entydigt sätt ange hur mycket flexibilitet som finns idag och i vilken mån den räcker till för att hantera ett framtida behov. Det är i det-

ta perspektiv man ska se det forskningsuppdrag⁴³ som NEPP fick av Forum för smarta elnät, att ge svar på frågan: Hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden samt att förstå hur behovet ser ut över ett år, med utgångspunkt i Energiöverenskommelsens betänkande om utvecklingen fram till, och förbi, år 2040. Överenskommelsen ger dock inte – vilket är av stor betydelse för uppdraget – något direkt besked om hur vi ska hantera effektbalansen i framtiden. Här redovisar vi uppdragets resultat där den samlade slutsatsen är att utmaningen att hantera flexibilitetsbehovet kommer att öka i framtiden, jämfört med idag. Men även om flexibilitetsbehovet ökar, så är vår uppfattning att elmarknadens aktörer kommer att kunna hantera det, både på kort och på lång sikt. Det kräver dock att vi agerar, och att vi gör det i tid.

I utredningen för Forum för smarta elnät studerades flexibilitet i olika avseenden och i olika tidskalor.

- Topplast (timme): En timme med stor elefterfrågan, kombinerat med liten elproduktion från vind- och solkraft. Här behövs flexibilitet i form av planerbar kraft, importkapacitet, tillräckligt med nät för att transportera kraften och flexibel efterfrågan där last flyttas från denna timme till en annan.
- Topplast (dygn): Ett eller flera dygn i rad med stor elefterfrågan och liten elproduktion från vind- och solkraft. Även här behövs flexibilitet i form av flera av de resurser som anges för timmen ovan.
- Överskott: Period med liten elefterfrågan, kombinerat med stor elproduktion från vind- och solkraft. I denna situation behövs flexibilitet i form av exportkapacitet och efterfrågeanpassning genom ökad användning. Delar av den öka-

de användningen kan via lagring användas vid tider då energin är värdefullare.

- Ökat behov av balansreglering: Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta perspektivet, vilket ställer ökade krav på reglerförmåga i det övriga kraftsystemet.
- Årsreglering: En allt större elproduktion från sol- och vindkraft under sommarhalvåret.
- Generellt behov av flexibilitet: Vattenkraften, med dess flexibilitetsegenskaper, har hittills byggts för att möta relativt förutsägbara variationer i efterfrågan på el. På sikt tillkommer behovet att möta mindre förutsägbara variationer i den variabla elproduktionen från vind och sol. Det ställer nya och mer omfattande krav på det generella behovet av flexibilitet.

Indelningen bygger delvis på NEPP:s Temabok om Reglering av kraftsystemet, avsnitt om ”åtta utmaningar” (www.nepp.se). Där finns fullständigare redovisningar av de olika utmaningarna.

I utredningen konstateras att flexibilitetsbehovet ökar rejält i framtiden. År 2040 har effektunderskottet vid topp effekt både tim- och dygnsvärden) ökat markant samtidigt som balanseringsbehovet (både tim- och veckovärden) ungefär fördubblats jämfört med dagens situation. Utredningen svarar inte på frågan hur flexibilitetsbehovet ska lösas, men pekar på att det finns ett antal olika åtgärdsgrupper till förfogande. Dessa passar olika bra för olika ändamål och kompletterar därför varandra. Det finns alltså inte, varken idag eller i framtiden, en enda åtgärd eller en enda resurs inom landets gränser som kan möta hela denna utmaning och täcka samtliga behov (om vi inte helt och hållet litar till import), utan olika resurser är olika bra för olika behov. I figuren nedan har vi schematiskt försökt illustrera det. Det framgår också av figuren att det

43) NEPP, *Flexibilitet – i en ny tid, hur mycket ny flexibilitet behövs det i svenska elsystemet i framtiden?*, slutrapport, maj 2018

		Balansreglering	Balansreglering	Överskott	Topplast	Topplast	Årsreglering
		timme	vecka		1h	dygn	
Typ av flexibilitet	Energilager (batteri)	😊	😞	😊	😊	😞	😞
	Efterfrågeflexibilitet	😊	😞	😊	😊	😞	😞
	Utbyggnad av stamnät	😊	😊	😊	😊	😊	😊
	Utbyggd kraftvärme	😊	😊	😊	😊	😊	😊
	Gasturbin	😊	😊	😞	😊	😊	😊
	Ökad flexibilitet i vattenkraften	😊	😊	😊	😊	😊	😊

Figur 41: Schematisk, och delvis subjektiv, bedömning av olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitetsutmaningar

finns bra lösningar för att möta alla typer av flexibilitetsbehov i framtiden. Exempelvis är gasturbiner mycket väl lämpade för att hantera enstaka topplasttimmar, medan de inte är så väl lämpade – eller i alla fall mycket dyra – för att möta andra flexibilitetsbehov. Ökad flexibilitet i vattenkraften är däremot bra för i princip samtliga behov utom just topplasttimmar. Energilager och efterfrågeflexibilitet fungerar väl för att möta topplast och balansreglering, men är sämre på att hantera oförutsägbara laständringar och årsreglering. Med energilager i figuren nedan menas batterier. Andra typer av energilager kan ha andra egenskaper.

Vi har hämtat resultaten i figuren ovan från våra olika NEPP-arbeten och försökt omsätta dem i olika "valörer", dels för att visa att det finns åtgärder för att hantera det ökade behovet av flexibilitet dels för att tydliggöra att ingen åtgärd ensamt är lösningen. Bedömningarna baseras till stor del på tidigare resultat från NEPP som bland annat redovisas i rapporten *"Reglering av kraftsystemet – med ett stort inslag av variabel produktion"* från 2016 (www.nepp.se). I rapporten belyses specifikt reglerbidragen från vattenkraft, kraftvärme och efterfrågeflexibilitet i separata kapitel. Bedömning-

arna är delvis även "subjektiva" och tar inte hänsyn till den tekniska eller ekonomiska potentialen för respektive typ av flexibilitet.

Stor framtida elanvändning kan klaras på olika sätt beroende på utvecklingsväg – "det går att lösa"

Många branscher har under de senaste åren tagit fram färdplaner för fossilfri konkurrenskraft inom ramen för regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige. Flera av dessa branscher lyfter fram elektrifiering som en viktig del för att bli fossilfria. Det pågår dessutom en elektrifiering av fordonsflottan och en etablering av nya elintensiva verksamheter, exempelvis datahallar, vilket tyder på att elanvändningen kommer öka i framtiden trots kontinuerlig eleffektivisering. En ökad elanvändning tillsammans med en ökad andel väderberoende elproduktion och samtidig utfasning av de sista fossila bränslena ställer stora krav på elsystemet, inte minst avseende effektbalanseringen och kapaciteten i elnäten.

I samverkan med Energiföretagen Sverige har NEPP, med bakgrund i ovan, genomfört ett grundligt analysarbete som har legat till grund för en

färdplan för fossilfri el inom ramen för Fossilfritt Sverige⁴⁴. Huvuduppgiften har varit att – i en scenario- och modellstudie – analysera hur elsektorn kan producera och distribuera den ökade mängd fossilfri el som efterfrågas i framtiden, hur leveranssäkerhet och effekttillgänglighet kan säkras på kort och lång sikt samt hur stora systemkostnaderna är för detta. Här redovisar vi kortfattat ett antal resultat, med tyngdpunkt på eleffektförsörjningen.

Elsektorn kan möta en kraftig ökning av efterfrågan på ett långsiktigt hållbart sätt

Studiens huvudslutsats är att elsektorn **kan** möta den kraftigt ökade efterfrågan på el som kan bli följden av andra branschers allt större elektrifiering. Studien visar också att detta kan göras på ett långsiktigt hållbart sätt, både sett till kostnad, leveranssäkerhet och elkvalitet samt klimat och miljö.

Efterfrågan på el kan öka med över 50 TWh till år 2045, vid en accelererad elektrifiering

Vårt efterfrågescenario för detta färdplansunderlag visar på en kraftigt ökad elanvändning, såväl i Sverige som i övriga länder i Nordeuropa. Scenariot baseras i stor utsträckning på långtidsscenarioer från Energimyndigheten, Svenska kraftnät samt industrins klimatfärdplaner. I Sverige bedöms elanvändningen i färdplansscenariot öka från dagens 140 TWh/år till 190 TWh år 2045. Här kan vi konstatera att användningsprognoserna är mycket osäkra och varierande på lång sikt. Det finns, i andra studier, exempel på både betydligt lägre och högre användningsnivåer. För år 2045 är spannet mellan de lägsta och de högsta scenarierna som vi tagit del av hela 100 TWh.

När det gäller effektbehovets utveckling visar beräkningarna att detta också växer rejält, men i något långsammare takt än energibehovet. För elfordon antas då exempelvis en hög grad av "smart"

laddning, det vill säga att laddning i stor utsträckning sker under låglasttimmar, samtidigt som tillkommande elanvändning inom industrin har en relativt jämn profil.

Flera olika utvecklingsvägar för den svenska elproduktionen är möjliga

– alla är fossilfria

Studien visar att elsektorn kan klara av att möta denna kraftigt ökande efterfrågan på flera olika sätt, beroende på vilka produktionsalternativ som står till buds. Tre olika scenarier med sinsemellan olika förutsättningar och produktionsalternativ har analyserats.

De tre produktionsscenarioer är:

1. **Förnybart centraliserad:** 100% fossilfri och förnybar elproduktion, företrädesvis central produktion
2. **Förnybart decentraliserad:** 100% fossilfri och förnybar elproduktion, större andel decentraliserad produktion
3. **Förnybart och kärnkraft:** 100% fossilfri elproduktion med både förnybart och kärnkraft

Alla tre scenarierna svarar mot bibehållen eller förbättrad leveranssäkerhet. Fokus ligger på det svenska energisystemet men i alla dessa scenarier hanteras även utvecklingen i Norden och övriga Nordeuropa.

Stora satsningar krävs för att säkra effektbalans, leveranssäkerhet och systemtjänster

För att säkra effektbalansen, bibehålla dagens höga leveranssäkerhet och hantera systemtjänsterna måste stora och särskilda satsningar ske med avseende på regler- och flexibilitetsresurser. Det gäller både i produktionsledet (bland annat fler gasturbiner), transmissions-/distributionsledet (utbyggt elnät) och användarledet (exempelvis

44) NEPP, Färdplan fossilfri el – analysunderlag, en analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning, augusti 2019

efterfrågefleksibilitet). Detta är särskilt tydligt i ett scenario utan varken livstidsförlängning av kärnkraft eller stor effekthöjning i vattenkraften.

Den totala systemkostnaden ökar i samtliga scenarier

I den totala systemkostnaden inkluderas kapitalkostnader, rörliga och fasta underhållskostnader, bränslekostnader, systemtjänster samt skatter och avgifter i produktionsledet som ämnar motsvara negativa externa effekter. Kapitalkostnaderna består av räntekostnader och avskrivningar för investeringar i produktion och elnät. För alla investeringar har en real ränta på 5 % använts. Kostnader för systemtjänster innebär få nya investeringar och är i första hand en rörlig kostnad.

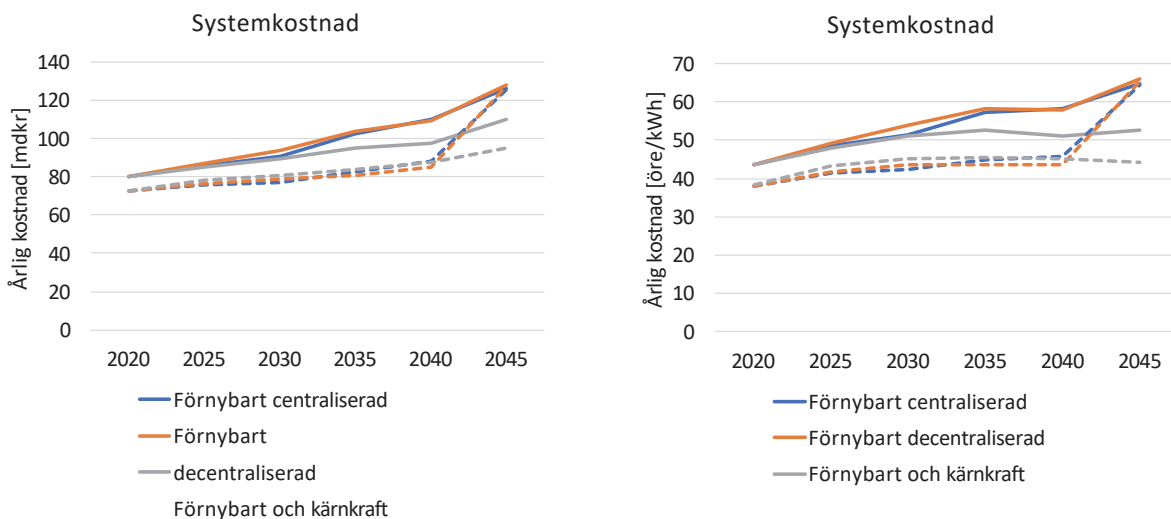
Analysen visar att de årliga systemkostnaderna kommer att öka successivt fram till år 2045 i alla scenarier. Ökningen förklaras genom det stora reinvesteringsbehovet som finns i alla scenarier samt investeringar i ny förnybar kraftproduktion. Scenariot "Förnybart och kärnkraft" uppvisar de

lägsta systemkostnaderna, både total över hela perioden och för 2045, på grund av lägre kostnader i alla led. I scenariot "Förnybart och kärnkraft" är Sverige en nettoexportör av el till grannländerna år 2045. Fram till år 2045 är exporten större i de övriga scenarierna för att bli nära noll 2045. Den totala systemkostnaden reducerad med värdet av nettoexporten visas som streckade linjer i figuren nedan.

Elförsörjningens kostnader ökar alltså, men räknat per kWh är kostnadsökningen förhållandevis liten.

Sveriges elsystem är en integrerad del i Nordens och Europas elsystem

Utbytet av energi, effekt och systemtjänster mellan länderna i Norden och Europa är fortsatt stort i alla scenarier, inte minst på grund av (antagandet om) den ökande efterfrågan i samtliga länder. Utbytet är också av stort värde eftersom de nationella elproduktionssystemen är olika till sin sammansättning och de kompletterar därmed varandra i olika driftsituationer. Utgångspunkten i



Figur 42: Systemkostnad för de olika scenarierna (streckade linjer med värdet av export medräknat)



våra analyser är dock att varje land – under hela den studerade perioden – har tillräcklig kapacitet för att under ett normalår klara effektbehov och systemtjänster. Detta gäller både i produktionsledet (bland annat med fler gasturbiner), transmissions-/distributionsledet (utbyggt elnät mellan och inom länderna) och användarledet (exempelvis efterfrågefleksibilitet). Däremot är det inte säkert att all nationell kapacitet utnyttjas, om annan- och billigare kapacitet kan importeras från grannländerna.

Efterfrågefleksibilitet blir allt viktigare i det framtida elsystemet

Vår studie visar på värdet av ökad efterfrågefleksibilitet i det framtida elsystemet. Redan idag utnyttjas efterfrågefleksibilitet i viss utsträckning som reglerresurs, dels som en följd av höga priser, dels genom direkta bud. I framtiden kommer efterfrågefleksibiliteten att bli en allt viktigare reglerresurs för vårt elsystem, inte minst för reglering under enstaka timmar. För regleringen över dygn, och längre perioder än så, har inte efterfrågefleksibiliteten samma möjligheter att bidra, om man inte

helt enkelt kopplar bort last. I de längre tidsskalorna kan andra lastutjämnningstekniker komma att bli intressanta, exempelvis lagring i form av ”power to gas” med vätgaslager.

Ett antal experters syn på effektfrågan

För att ge ytterligare perspektiv på eleffektfrågan har vi genomfört intervjuer under 2020 med sex experter på området. De ingår samtliga i NEPPs styrgrupp och är väl insatta i de effektutmaningar som vi står inför och har också god kunskap om de arbeten kring eleffekt som genomförts inom NEPP-projektet. I huvudsak bekräftar de den bild som presenterats ovan, men det är ändå intressant att redovisa de förhållanden som personerna särskilt valt att lyfta fram. Vi har samlat experternas kommentarer under några delrubriker, men är medvetna om att indelningen är långt ifrån självklar och entydig. Vi kompletterar också kommentarerna med resultat från NEPP-projektet som relaterar till dessa. Inledningsvis tar vi upp kommentarer som på olika sätt tar upp innebörden av några viktiga begrepp.

Vad menar vi med brist på effekt och flexibilitet?

Som vi redan i inledningen av denna skrift konstaterat så gäller de framtida effekttutmaningarna inte "bara" att tillförsäkra effekttillräcklighet vid den mest ansträngda driftsituationen, under exempelvis en tioårs- eller tjugoårsvinter, utan en effekt- och flexibilitetsutmaning i vidare mening. Vi tar därför istället vår utgångspunkt i de samlade kraftsystemutmaningar som vi upplever redan idag eller förutser på sikt. Det handlar då främst om två olika huvudtyper av utmaningar:

- Toppeffektbehov och balansering vid ökande elbehov tillsammans med mer variabel elproduktion och utfasning av planerbar kraft.
- Lokal nätkapacitetsbrist

Den första av dessa två huvudtyper relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Det är flera driftsfall som skapar utmaningar vid en sådan elproduktionsmix: 1) mycket variabel produktion och låg elanvändning och 2) lite variabel produktion och hög elanvändning. Dessutom uppstår 3) generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet. Det krävs ökande flexibilitet i elsystemet för att klara dessa utmaningar. Vid alla dessa tre driftsfall kan det uppstå brist på effekt och/eller flexibilitet i elsystemet.

Som vi redan har konstaterat så kan – och bör – man lägga in olika betydelse i bristbegreppet. Här har experterna betonat vissa aspekter och lyft fram kompletterande dimensioner. En sak som betonas är att vi under många år eleffektligt har räddats av milda vintrar. Det är viktigt att vi klarar tioårsvintern (och till och med tjugoårsvintern). Även om det är länge sedan vi hade någon riktigt sträng vinter så kan vi vara övertygade om att en sådan någon gång kommer.

Ytterligare en dimension av brist-begreppet är beredskapsfrågan, det vill säga hur beroende vi ska vara av att vi, vid behov, kan importera eleffekt. Corona-pandemin har riktat fokus på beredskapsfrågan, även om det då inte är med avseende på eleffekt utan snarare sjukvårdens och äldreomsorgens tillgång till skyddsutrustning som uppmärksammas. Det sägs finnas en totalförsvarstanke om tre månaders nationell självförsörjning – hur förhåller sig elsystemet till det? Finns det anledning att beredskapsfrågan ändrar vår syn på import för att tillgodose eleffektbehovet?

Det är också viktigt att konstatera att effekt- och flexibilitetsutmaningarna finns både i planeringsläget och i driftsituationen. Det innebär olika tidsperspektiv och olika "verktyglådor" för att klara alla dessa utmaningar.

Många sätt att möta bristen på effekt och flexibilitet – avvägningen allt viktigare

I intervjuerna har minst fem "åtgärdsområden/dimensioner" för att möta ett ökat och mer variabelt behov av effekt och flexibilitet identifierats och diskuterats:

- Elnätsutbyggnad (både inom landet och mellan länder)
- Ökad produktionskapacitet (både lokalt och nationellt)
- Energi- och effekteffektivisering i användarledet
- Efterfrågefexibilitet
- Lagring

Det finns alltså en stor samsyn om att det inte endast är produktion och nät som kommer att lösa de framtida effekttutmaningarna. Åtgärder i elanvändningen samt lagring förväntas i framtiden bidra mer till effektbalanseringen. Avvägningen mellan de olika åtgärdsområdena blir därför av stor betydelse.

Om vi, liksom hittills, delvis förlitar oss på import för Sveriges effektbalans – finns det då, och kommer det att finnas, effekt att exportera från grannländerna? Det är, konstaterar flera, svårt att bedöma hur stora möjligheterna till import är redan idag och naturligtvis ännu svårare på sikt. I takt med att variabel elproduktion blir billigare trängs viss planerbar elproduktion ut, inte bara i Sverige utan också i omvärlden. Det är därför viktigt att det finns en god bild av effekttillgångarna inte bara i det egna landet utan också för de grannländer som man delvis förlitar sig på. Annars, menar man, finns risken att alla utgår från att lösa effektfrågan genom import, utan att tillräckligt många tar på sig "exportrollen". När man diskuterar avvägningen mellan olika effekthanteringsmetoder så visar våra kontakter med branschföreträdare att tilliten till "nya" alternativ varierar. Lite förenklat kan man identifiera två grupper. Den ena gruppen förlitar sig främst på produktion och nät för att klara effekttutmaningarna, såväl idag som i framtiden. De är oroliga för att det kommer att saknas planerbar elproduktion för att klara effektbalansen när elsystemet är som mest ansträngt. Flera av dessa upplever sig ha ett ansvar för att eleffektbalansen går ihop, exempelvis Svenska kraftnät, och vill känna sig trygga i att det som behövs, också kommer att finnas på plats. Att räkna med att höga elpriser och andra incitament driver fram efterfrågefleksibilitet och lagring känns därför för dessa aktörer inte tillräckligt tryggt.

Den andra gruppen har betydligt större tillit även till andra åtgärdsgrupper, exempelvis efterfrågefleksibilitet och lagring. De litar också på att IT-lösningar och nya aktörer och affärsmodeller kommer att hjälpa till att hitta lösningar. De är övertygade om att effektfrågan kommer att kunna hanteras av en *kombination* av traditionella och nya åtgärder och lösningar. De är snarare oroliga för att förstärkta incitament för produktion och nät minskar drivkrafterna för utnyttjande av alternativa lösningar.

När man diskuterar flexibilitet är tidsperspektivet avgörande. Batterier fungerar som korttidslager och efterfrågefleksibilitet kopplad till uppvärmning har också begränsad uthållighet (annars blir det kallt i huset). Variabilitet i vindkraft kan dock avse längre perioder (flera dygn). Då måste man förlita sig på andra variabilitetshanteringsalternativ.

En annan tidsdimension som är viktig, och som understryks av de intervjuade experterna, är hur snabbt det – i realiteten – går att bygga ut ny kapacitet, både för nät och produktion. Ett intryck som experterna lyft fram är att elnät ska lösa alltmer av effekt- och flexibilitetshanteringen. Samtidigt blir det allt svårare att bygga. Exempel på sådant som lyfts fram är tillståndsfrågan i samband med nätutbyggnad och den interna processen inom exempelvis Svenska kraftnät där alltmer av samhällsekonomiska analyser sägs (av personer utanför organisationen) behövas för att få igenom utbyggnad. Det poängteras att elnät inte kan och bör vara lösningen på allt. Återigen, avvägningen mellan olika "åtgärdsområden" är viktig och vilken balans som bedöms vara optimal påverkas starkt av tilliten till olika alternativ.

För lager och efterfrågefleksibilitet saknas idag i stor utsträckning etablerade marknadsplatser, och omfattningen är i nuläget liten. Olika initiativ växer dock fram, exempelvis Coordinet och sthlmflex. Även de ekonomiska incitamenten för efterfrågefleksibilitet är typiskt små idag. För att få stort genomslag krävs i dagsläget dessutom väldigt många enskilda beslut. Bygger man exempelvis ett kraftverk behövs endast ett beslut. Det påverkar hur lätt det blir att realisera de potentialer som olika alternativ erbjuder.

Digitalisering lyfts av flera av de intervjuade fram som ett viktigt medel för att hantera balanseringen av elsystemet. Företrädare för "nätsidan" pekar också på att digitaliseringen redan används för ex-



empelvis felavhjälpning och för att åstadkomma ökad utnyttjningsgrad av befintlig nätinfrastuktur.

En av de intervjuade experterna pekade på att efterfrågefleksibiliteten är olika viktig och olika värdefull i olika situationer. Erfarenheten är att efterfrågefleksibilitet är ett viktigt instrument för att klara sig i en ansträngd situation med en befintlig elnätscapacitet. Där kan marknadsplatser som exempelvis ”sthlmflex” och Coordinet underlätta för att nyttiggöra denna resurs. Dock poängterades att man inte ska överskatta värdet av efterfrågefleksibilitet i samband med nyinvestering i elnät. Om ledningar och kablar byggs ut är merkostnaden för dubbla kapaciteten nästan försumbar. I det läget kan alltså ökad kapacitet i nät vara ett mycket kostnadseffektivt alternativ. Detta är ett fenomen som uppmärksammats i NEPP i samband med lokal effektbrist (eller lokal nätkapacitetsbrist som det ofta benämns). Olika åtgärder för att minska effektproblematiken kan ha ett högt värde så länge

som nätkapacitetsbristen är ett faktum. Om eller när den kapaciteten byggs ut och brist inte längre kvarstår så minskar värdet av effekthanteringsåtgärderna.

I intervjuerna lyftes det också fram farhågor om huruvida ”energy only”-marknaden kommer att kunna ge oss investeringar i den planerbara kraft som man i olika omfattning bedömer kommer att behövas. Här är det intressant att notera att åsikterna bland experterna skiljer sig åt: vissa ser behov av kapacitetsmekanismer, andra inte. Beträffande kapacitetsmekanismer så pekade man också på att EU generellt är negativa till sådana lösningar och för att få införa kapacitetsmarknader så kräver EU att man kan påvisa risk för brist.

Det nämndes också att växande mängder elleveranser kommer att gå vid sidan av ”ordinarie elmarknad” i form av ppa⁴⁵-avtal. Där kan exempelvis vindkraftsproducenter sälja el till en speci-

45) Ppa = power purchase agreement (ett elköpsavtal som ingås mellan en elproducent och en elanvändare)

fik kund till ett givet pris och därmed med större trygghet än via elmarknaden. Kanske kan överenskommer av "ppa-avtalstyp" ge förutsägbara intäkter även för planerbar kraftproduktion med korta utnyttningstider?

Elmarknadsmodellen anses också ha tillkortakommanden som gör att Svenska kraftnät måste arrangera speciallösningar på sådant som elmarknaden borde klara själv. Det betonas därför att när elsystemets sammansättning ändras måste elmarknadsuppbyggnaden följa med.

I NEPP-projektet har vi inte specifikt behandlat elmarknadsfrågor utan koncentrerat oss på de tekniska och systemmässiga förhållandena kring eleffektsituationen. I ett avslutande kapitel i denna bok redovisar vi dock en fristående genomgång av elmarknadsfrågor med utgångspunkt från den förflyttning av fokus, från energi till effekt, som vi nu förutser.

Robusta slutsatser och kompletterande kommentarer

Under lång tid, 25 - 30 år, har den svenska elanvändningen legat stilla på ungefär 140 TWh per år, inklusive förluster. Om man backar ett par år från nu, var de allmänna förväntningarna att elanvändningen på sikt endast skulle öka måttligt, till ca 150 TWh år 2050. De senaste åren har dock förväntningarna skruvats upp rejält, exempelvis som en följd av förväntningar på elektrifiering av transportsektorn, datahallar samt de användningsnivåer som olika branschens färdplaner för fossilfrihet har indikerat. Elanvändningen förväntas nu snarare öka med 50 TWh eller mer på 25 års sikt, till kanske 190 TWh år 2050. Ökad elefterfrågan ger samtidigt ökat maxeffektbehov. I NEPP-underlaget till Energiförbundet Sveriges Färdplan El beräknas maxeffektbehovet under ett normalår öka från dagens 26 GW till 32 GW år 2045. Samtidigt finns det scenarier som pekar på både klart mindre och klart större elanvändning på sikt. Det finns också, även i olika

NEPP-scenarier, olika tänkbara sammansättningar av den framtida elproduktionen och rollen för sådant som efterfrågefleksibilitet och lagring. Vad kan man i denna osäkra situation anse vara robusta resultat och slutsatser? Några synpunkter på detta tema lyftes fram av experterna i intervjuerna.

Vi har, var en av synpunkterna, den paradoxala situationen att vi har allt mindre marginaler effektmässigt i elsystemet samtidigt som elexporten ökar och når historiskt höga nivåer. Samtidigt som vi exporterar alltmer elenergi så visar Svenska kraftnäts statistiska effektbalans att vi i allt högre grad måste förlita oss på elimport under den mest ansträngda timmen. Förändringarna kan kopplas till kraftig utbyggnad av variabel elproduktion, främst vindkraft, samtidigt som planerbar elproduktion delvis fasas ut. Det kan, som nämnts ett flertal gånger, ge en ansträng effektbalans. En reflektion som en av experterna gjorde var att i Tyskland måste kraftverksägare fråga den systemansvariga om det är möjligt att stänga ett kraftverk som man av något skäl vill ta ur drift. Svaret kan bli nej av elsystemskäl och då bibehålls kraftverket, men finansieras "utifrån".

En annan synpunkt rörde Sveriges möjligheter att klara en kraftig elektrifiering. Då behövs enligt en av experterna ett nytt "samhällskontrakt", exempelvis att bygga ut nät för en planerad efterfrågan. Om man ska bygga först då behovet uppstått så är det för sent. Det finns därför en risk att omställningen av energisystemet inte kan genomföras eftersom nätutbyggnad tar lång tid. Planeringen måste också innehålla en strategi för hur vi ur elsystemperspektiv ska klara en fortsatt snabb urbanisering.

Det är samtidigt orimligt att det överallt ska vara möjligt att utan förvarning snabbt etablera mycket stor elanvändning. Det skulle kräva en mycket stor överkapacitet. Kanske ska man istället, var en synpunkt, erbjuda "korridorer" med extra god eltillgång?

Hur duktiga kommer vi kunna bli på att göra efterfrågeprognoser? Svaret avgör hur ofta vi kommer att hamna i lägen med lokal effektbrist.

När man diskuterar variabel elproduktion, exempelvis vind och sol, är det viktigt – betonade flera av de intervjuade – att inse att de orsakar delvis olika utmaningar. Det är därför vanskligt att generellt tala om variabel elproduktion. Det är också viktigt att peka på storleksordningarna, där vind med stor sannolikhet kommer att vara störst/viktigast i Sverige.

Många har förväntningar på stor ökning av elanvändningen i Sverige. Här är det viktigt – det var också en viktig synpunkt – att peka på orsaken till detta. Tidigare har man ofta talat om betydelsen av att energiproduktionen, inklusive elproduktionen, är miljömässigt bra, exempelvis fri från utsläpp av koldioxid från fossila bränslen. Det har vi lyckats väl med. Nu ligger fokus på att hjälpa andra sektorer att bli fossilbränsle fria. En viktig metod för detta är elektrifiering. Det medför stor elanvändningsökning inom exempelvis industrin, transportsektorn och för datahallar.

Effektfrågan lokalt – delvis andra utmaningar

På kort sikt utgörs den stora effektutmaningen av lokal nätkapacitetsbrist. På flera platser har det uppstått lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten (exempelvis i Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter. Detta är en annan effektutmaning än den vi diskuterat ovan och som relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och utfasning av planerbar kraft. Den utmaningen är, som vi konstaterat ovan, framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen redan nu. De kan också bli långvariga eftersom nätutbyggnad tar lång tid. Eleffektbristen kan då mycket väl hämma städernas utveckling och därmed lokalt få stora konsekvenser.

Den lokala effektfrågan bör därför på ett bättre sätt hanteras i elmarknadsuppbyggnaden och i nätregleringen, menade de intervjuade experterna. De pekade då bland annat på att nätregleringen i normalfallet bara möjliggör just nätutbyggnad, inte att exempelvis ge ekonomiska förutsättningar för att bibehålla eller etablera lokal planerbar produktion för att lösa lokala effektutmaningar.

Vissa, dock inte bland de intervjuade, lyfter fram lokal utbyggnad av solceller som ett sätt att minska de lokala eleffektutmaningarna. När man diskuterar utbyggd/bibehållen produktion i samband med lokal nätkapacitetsbrist är det dock viktigt – betonade intervjupersoner – att inse att produktionen behöver vara planerbar och ge hjälp när elsystemet är mest ansträngt. Det gör inte exempelvis solceller.

Om det uppstår lokal nätkapacitetsbrist är det inte självklart nät som ska lösa utmaningen och det är inte heller självklart nätsidan som är orsak till bristen, framhåller en av experterna. Ett exempel kan vara snabba beslut om att avveckla lokal elproduktion, exempelvis kraftvärme. Det är ju inte nätet fel. Ett annat exempel, som inte avser just lokal effektbrist, kan vara om exempelvis all kärnkraft stängs. Är det då ett nätkapacitetsproblem att vi inte klarar att försörja alla delar av landet med el?

”Lokal nätkapacitetsbrist” är ett begrepp som används för lokala effektförsörjningsproblem. Redan namnet antyder att det långsiktiga svaret alltid måste vara nätutbyggnad. Det är fel problemformulering, det understryks även i intervjuerna, och antyder en alltför begränsad ”åtgärds katalog.” I princip kan man se lokal elproduktion, lagring och/eller åtgärder för efterfrågeanpassning även som långsiktiga lösningar på den lokala eleffektfrågan. Det är inte alltid elnätsutbyggnad som borde vara svaret. Det gäller alltså att använda begreppet ”lokal nätkapacitetsbrist” med förnuft, så att svaret på utmaningarna inte blir alltför ensidigt.

En av experterna menade vidare att man borde införa flexibla nättariffer där man får en premie för att dra ner på användningen när den som ansvarar för nätdriften genom en specifik signal meddelar särskilt ansträngd situation. Kanske ska man tydligt meddela ”grön/gul/röd situation” där olika särskilda regelverk och avtalsförhållanden relateras till läget. Signalen blir också en typ av vädjan till elanvändarna om att anpassa sin användning till situationen.

Bekräftar den bild som NEPP redovisar

Sammanfattningsvis kan man konstatera att de experter som vi intervjuat i stor utsträckning har samma bild av eleffektsituationen idag och i fram-

tiden som den som NEPP redovisar. De har dock lyft fram och tydliggjort sådant som de bedömt vara särskilt viktigt och sådant som i andra sammanhang kanske inte lyfts fram tillräckligt tydligt.

Det har därmed återigen visat sig att samverkan med styrgruppen är av stort värde för projektet. Det kontinuerliga utbytet av resultat, slutsatser och erfarenheter mellan forskare och branschens experter, som alltid varit NEPPs signum, är en förutsättning för att få fram välgrundade och användbara forskningsresultat. Vi passar därför på att från projektets sida tacka för styrgruppens värdefulla medverkan.

8. Från energi till effekt – mot framtidens elmarknad

Av Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm

I NEPP har vi valt att inte i någon större utsträckning ta upp elmarknadsfrågor utan koncentrerat oss på de tekniska förhållandena kring eleffektsituationen. I detta avslutande kapitel redovisar vi dock en fristående genomgång av elmarknadsfrågor med utgångspunkt från den förflyttning av fokus, från energi till effekt som vi nu förutser. Texten är skriven av professor Lars Bergman, Handelshögskolan i Stockholm.

Bakgrund och syfte

I en marknadsekonomi informerar priserna om den relativa knappheten på olika varor och tjänster. Elmarknadens uppgift är därför att generera transparenta priser på el som reflekterar den relevanta kostnaden för att producera och transportera el liksom de slutliga användarnas värdering av denna el. Med kort- och långsiktiga bedömningar av dessa priser som grund fattar marknadens aktörer beslut om produktion och användning av el på kort sikt, liksom om långsiktiga investeringar i anläggningar för produktion, lagring och användning av el.

Hur väl prisbildningen fungerar beror i hög grad på konkurrensen mellan de olika aktörerna på utbuds- respektive efterfrågesidan. Men det beror också på hur marknaden är organiserad och påverkas av olika regelverk. När det gäller elmarknaden beror dess effektivitet också på det underliggande elsystemet, d.v.s. det sammanhängande tekniska system som via elnätet länkar samman kraftverk som producerar el med konsumenter, stora som

små, som använder el. Hur elmarknaden bäst kan organiseras beror alltså på hur elsystemet ser ut och utvecklas över tid. Samtidigt beror elsystemets utveckling på hur elmarknaden är organiserad. Det svenska och nordiska elsystemet, liksom elsystemen i resten av Europa och stora delar av övriga världen, är under omvandling. Utvecklingen skiljer sig mellan länder och regioner, men ett gemensamt drag är att ”planerbar” vatten- och kärnkraft samt annan termisk kraft i varierande utsträckning ersätts av ”icke-planerbar” vind- och solkraft. Med detta följer en viss förskjutning av fokus från energi (MWh) till effekt (MW), d.v.s. från elsystemets förmåga att leverera den totala mängd elenergi som efterfrågas till dess förmåga att leverera den elenergi som efterfrågas vid givna tidpunkter.

Frågan är då vad denna förändring av elsystemet betyder för elmarknadens organisation. Kommer dagens uppsättning av produkter, marknadsplatser och handelsregler att fungera lika bra som tidigare? Eller behövs det mer eller mindre långt-

gående förändringar för att få till stånd en välfungerande elmarknad när intermittenta kraftslag som vind- och solkraft svarar för en allt större del av elproduktionen?

Syftet med detta kapitel är att belysa dessa frågor. Närmare bestämt att belysa hur en hög andel intermittent kraft påverkar den nordiska elmarknaden och dess förmåga att generera priser som främjar effektiv produktion och användning av el. Syftet är också att peka på de reformer av elmarknaden som inför framtiden ter sig angelägna eller till och med nödvändiga. Till detta hör frågan om vem som skall genomföra dessa reformer och när detta bör ske.

Vad menas med "elmarknaden"?

Liksom för andra produkter kan man dela in handeln med el i två övergripande kategorier, grosshandel ("wholesale") och detaljhandel ("retail"). Det finns numera en stor litteratur om elmarknadens organisation, på engelska under rubriken "electricity market design". En del har också skrivits om detaljhandeln med el, men det allra mesta handlar om grosshandeln. Skälet är att det främst är grosshandelsmarknaden som har betydelse för prisbildningen på el, liksom för kraftproducenternas kortsiktiga produktionsbeslut och långsiktiga investeringsplanering. Det är därför naturligt att det är grosshandelsmarknaden som är i fokus i den följande framställningen. Men inledningsvis ändå några ord om detaljhandelsmarknaden för el.

Detaljhandelsmarknaden

Detaljhandel med el är ganska enkel historia. Den fysiska leveransen sköts av det lokala nätföretaget, som i sin tur har avtal med anslutande regionnätsföretag. Kundens kontrakt med ett valfritt elhandelsföretag är finansiellt och definierar vad kunden skall betala per kWh och hur prISRISKEN fördelas mellan elhandelsföretaget och kunden. Det finns fastpriskontrakt som innebär att elhandelsföretaget bär hela prISRISKEN. Men finns också kontrakt

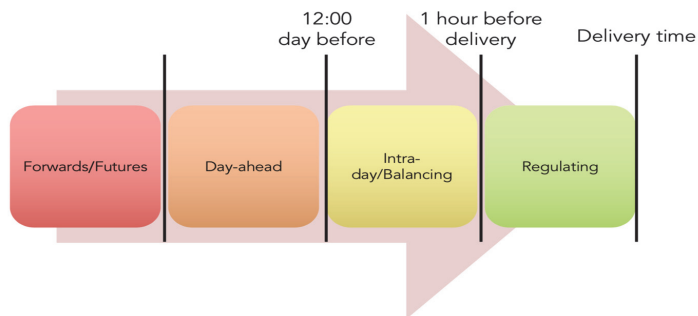
med helt rörligt pris där kunden bär hela prISRISKEN. Därutöver finns det ett antal mellanformer.

Gemensamt för alla kontraktstyperna är de kan liknas vid optioner. Inom vida ramar kan kunden således använda den el som han önskar, alltså inte en viss förutbestämd kvantitet, till det pris som kontraktet stipulerar. Detta innebär att elhandelsföretaget bär en kvantitetsrisk; företaget kan i förväg bedöma hur mycket el som dess kunder kommer att använda under en viss tidsperiod, men det som elhandlaren slutligen måste betala producenterna för är det som kunderna faktiskt använder under perioden i fråga.

Detta kan också beskrivas som att elkonsumenterna själva inte deltar i den kortsiktiga handeln med el. Bland mycket annat innebär detta att den kortsiktiga efterfrågan på el har en mycket låg priskänslighet. Elpriset på grosshandelsmarknaden kan ju vara mycket högt utan att påverka kunder med fastpriskontrakt. Men modern digital teknik i förening med "smarta" elnät kan komma att i grunden förändra detta. Med lämplig teknik och därtill anpassade elhandelskontrakt kan elkonsumenterna komma att löpande informeras om elpriset i (nära) realtid och kunna reagera på denna information. Naturligtvis inte genom att ständigt hänga över elmätaren, utan genom att programmera sin tekniska utrustning så att elanvändningen begränsas när priset går över en viss nivå, medan den ökas (t.ex. för att lagra el) när priset går under en viss nivå. Konsekvensen blir att efterfrågans kortsiktiga priskänslighet blir större. Mer om detta längre fram i kapitlet.

Grosshandelsmarknaden

Grosshandelsmarknaden består av en sekvens av timvisa marknader, vilket illustreras av nedanstående Figur 43. Den "produkt" som handlas är MWh/h, d.v.s. genomsnittlig effekt under en timme. Det som sker på grosshandelsmarknaden är att priset på denna produkt anpassas så att utbud och efter-



Figur 43. Elmarknaden – en sekvens av marknader. Källa: Bergman och Le Coq, "Blowing in the wind? On the future design of the Nordic electricity markets", Energiforsk, 2019

frågan, timme för timme, är i balans. Men för att elsystemet skall vara i balans måste produktion och användning, mätt i MW, kontinuerligt vara lika stora. Detta är den fundamentala skillnaden mellan elsystemet som ett effektbaserat tekniskt system och elmarknaden som ett kommersiellt system för handel med produkten MWh/h. Det är också skälet till att en aldrig så väl fungerande elmarknad inte kan ersätta den kontinuerliga balansering av systemet som systemoperatören ytterst ansvarar för.

Den sekvens av timvisa marknader som Diagram 1 illustrerar är i praktiken ett instrument för planering av timvis produktion och användning av el i realtid. Upp till flera år innan en viss timme kan säljare och köpare av el, via handel med finansiella instrument, försäkra sig mot ogynnsamma prisutfall under en viss timme. I denna handel deltar även finansiella aktörer utan någon koppling till elmarknaden.

Det som lockar de finansiella aktörerna att delta i handeln med finansiella elmarknadskontrakt är att de bedömer att variationerna i elpriserna kommer att vara negativt korrelerade med variationerna i priserna på vissa typer av finansiella tillgångar (aktier, obligationer, m.m.). Detta gör att de finansiella elmarknadskontrakten kan minska volatiliteten i värdet på portföljer som innehåller dessa finansiella tillgångar. Samtidigt bidrar aktö-

erna i fråga med likviditet på den finansiella elmarknaden, vilket gör det lättare, och billigare, för elproducenter och elhandlare att försäkra sig mot prisrisker.

En mycket stor del av den fysiska handeln med el sker på "dagen-före" marknaden. Att handeln är "fysisk" innebär att de handlade kontrakten leder till fysisk leverans av el, vilket inte är fallet med de finansiella kontrakten. Som den nordiska elmarknaden har utvecklats handlas i stort sett all producerad el på dagen-före marknaden. De priser som bildas på denna marknad används som referenspriser i de finansiella kontrakten och de har en avgörande betydelse i all fysisk handel med el.

De avslut som görs på dagen-före marknaden kan således ses som en plan för produktion och användning av el, timme för timme, kommande dygn. Men eftersom dagen-före marknaden stänger 12-36 timmar innan den faktiska drifttimmen kan en hel del av de förhållanden som påverkade handeln förändras. Detta är grunden för intra-dag marknaden, där aktörerna kontinuerligt kan anpassa sina positioner till ändrade förhållanden. I egenskap av s.k. balansansvariga parter har aktörerna starka ekonomiska incitament att handla sig i balans, d.v.s. satt säkerställa att ingångna leveransåtaganden fullt ut motsvaras av egenproducerad eller inköpt el. I volym är dock handeln på

intra-dag marknaden bara en bråkdel av handeln på dagen-före marknaden.

En timme innan drifttimmen stänger intra-dag marknaden och systemoperatören tar över driften av systemet. Detta kallas för "gate closure" och är den tidpunkt när de balansansvariga måste vara i balans. Om så inte är fallet tvingas de att köpa el eller sälja s.k. reglerkraft för att vara i balans under drifttimmen. Men detta gäller bara timvis balans, d.v.s. att alla timvisa åtaganden om produktion och användning är i balans. Den kontinuerliga balansen under drifttimmen säkerställer systemoperatören med hjälp av särskilda resurser och system för momentan upp- eller nedreglering.

Den väntade ökningen av vind- och solkraft i det svenska och nordiska elsystemet kommer att påverka förutsättningarna för systemoperatörens styrning av elsystemet i realtid. Den problematik som hänger samman med detta behandlas dock inte i detta kapitel. I stället är fokus på det som händer innan "gate closure".

Nya förhållanden och nya utmaningar

Elsystemets pågående omvandling rör såväl produktion som lagring och användning av el. Ny teknologi inom industrin och transportsektorn öppnar vägen för en ny våg av elektrifiering av samhället, med betydande konsekvenser för den samlade elanvändningens utveckling och utnyttjandet av elnäten. Teknisk utveckling skapar också nya möjligheter för lagring av el. Samtidigt ökar digital teknik och "smarta elnät" elkonsumenternas möjligheter att delta i handeln med el i (nära) realtid. Allt detta kommer att påverka elmarknaden, men den största utmaningen från elmarknadssynpunkt hänger samman med omvandlingen av elproduktionen. Med andra ord utfasningen av den planerbara kärnkraften och den samtidiga utbyggnaden av icke planerbar vind- och solkraft. Det sistnämnda är en utveckling som hittills drivits av styrmedel, t.ex. elcertifikatsystemet och

solcellsstödet, men som i ökande utsträckning är beroende av marknadspriset på el.

För att belysa vad denna utmaning innebär för elmarknadens organisation kan man jämföra elsystemet omkring 2010 med det som förväntas vara framtidens elsystem, i det följande konkretiserat med det elsystem som i denna skrift bedöms vara på plats omkring 2045. Speciellt är det belysande att studera den timvisa elproduktionen under en vintermånad, t.ex. januari.

Den idylliska nordiska elmarknaden

Omkring 2010 dominerade det svenska elsystemet, liksom det nordiska, av vattenkraft och kärnkraft. Utbyggnaden av vindkraft var i sin linda och någon betydande utbyggnad av solkraft hade inte ägt rum. Bidragen från fossilkraft och kraftvärme vara relativt små. Under dessa betingelser svarade kärnkraften för större delen av den s.k. baskraften, medan vattenkraften, med sin stora flexibilitet, balanserade variationerna i efterfrågan. Dessa variationer, mellan dag och natt, mellan vardag och helgdag och mellan olika årstider och år, kunde vara stora. Samtidigt var de huvudsakligen systematiska och förhållandevis lätta att förutse.

Elmarknadsreformerna i de nordiska länderna under 1990-talets senare hälft hade skapat en integrerad nordisk marknad för grosshandel med el, baserad på ett koncept som kallas "Energy-Only". Det betyder att producenterna får betalt för den energi (MWh) som de levererar men inte för den kapacitet (MW) som de håller tillgänglig. Med det elsystem som fanns i Norden omkring 2010 var detta emellertid en modell som hade mycket goda förutsättningar att fungera väl, vilket den också gjorde. Det var tre väsentliga skäl till detta.

Det första var att den samlade effekten i vattenkraftverk och termiska kraftverk var stor nog att med god marginal täcka efterfrågan på effekt (MW) även under de perioder då denna var som

högst. Det andra var att den marknadsmakt som de stora nationella kraftföretagen hade haft på de nationella marknaderna begränsades väsentligt när elmarknaden blev en nordisk marknad. Integrationen av de nationella elmarknaderna skapade med andra ord en regional elmarknad med en på det stora hela effektiv konkurrens.

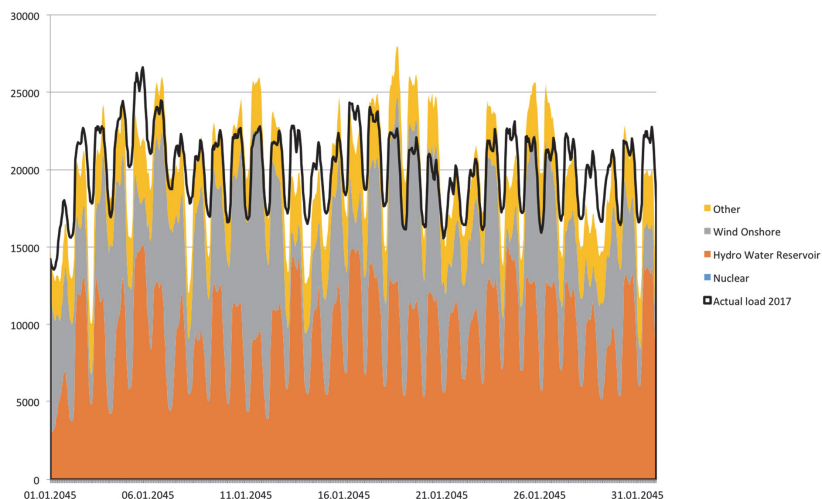
Det tredje skälet var att den goda tillgången på vattenkraft gjorde att elprisernas volatilitet var förhållandevis låg samtidigt som en likvid marknad för finansiell handel med el snabbt etablerades. Därmed kunde producenter, större konsumenter och elhandlare utan större kostnader prissäkra sina positioner, vilket stabiliserade producenternas intäkter och gjorde konsumenterna kostnader mer förutsebara.

Framtidens elmarknad

När man nu ”ser i backspeglarna” ter sig den nordiska elmarknaden för ett eller ett par decennier se-

dan ganska idyllisk och problemfri. Men när man vänder blicken mot framtiden blir intrycket ett annat. Grunden för detta kan belysas av Figur 44, som avser timvis produktion och användning av el i Sverige under januari månad 2045. Diagrammet bygger på en prognos som givetvis är osäker. Bland annat förutsätts att kärnkraften är helt avvecklad, att vind- och solkraft svarar för ca. 40 procent av årsproduktionen av el, att elanvändningen är något större än i dag och har samma timvisa mönster som under januari månad 2017. De exakta siffrorna är dock inte avgörande för den problematik som diagrammet avser att belysa. Denna skulle för övrigt kunna belysas även med motsvarande data för andra månader.

Den avgörande skillnaden mot situationen i början av 2000-talet är att det 2045 finns en betydande installerad effekt i framför allt vindkraftverk men även en del solkraftverk. De sistnämnda bidrar dock inte nämnvärt till elproduktionen under vin-



Figur 44. Produktion och användning av el i Sverige under januari 2045 (prognos). Data från ENTSOE och TYNDP 2018

46) Bergman & Le Coq (2019). *Blowing in the wind? On the future design of the Nordic electricity markets*, Energiforsk report 2019:587

termånaderna, men kan svara för en ganska stor elproduktion under sommardagar. Produktionen i vindkraftverken är helt bestämd av vindförhållandena och därför varierande i en utsträckning som kan bedömas med någorlunda stor säkerhet först några få timmar i förväg. Som framgår av diagrammet kan vindkraftsproduktionen vara hög, eller låg, inte bara några timmar utan ibland flera dygn i sträck. Men det är alltså naturen och inte vindkraftsproducenterna som bestämmer hur mycket vindkraftsel som skall produceras.

Elprisernas volatilitet

Vindkraftens variationer måste balanseras av andra kraftslag, framför allt av den flexibla vattenkraften. Dock behövs vattenkraften i kärnkraftens frånvaro även för att producera baskraft, vilket sätter en gräns för hur mycket intermittent vindkraft som de befintliga vattenkraftverken har kapacitet att balansera. Givet elmarknadens organisation förutsätter variationerna i vattenkraftsproduktionen variationer i elpriset. När vindkraftsproduktionen är låg driver den tilltagande knappheten på el upp elpriset, vilket ger producenterna av vattenkraft incitament att öka sin produktion, medan det omvända gäller vid hög vindkraftsproduktion.

Ju större andel av den samlade elproduktionen som är intermittent, desto mer kommer elpriserna således att variera. Med andra ord ökar elprisernas volatilitet när andelen intermittent kraft ökar. Det som är viktigt är emellertid inte frekvensen utan amplituden i elprisvariationerna. Från den synpunkten kan man notera att det redan nu har varit perioder under vintertid med negativa priser på el (i grosshandeln), medan priserna under andra perioder varit mycket höga. Prisvariationer med stor ampli-

tud är således något som kan komma att känneteckna framtidens elmarknad.

Mot denna bakgrund kan man ställa sig två frågor. Den första är om det finns tillkommande faktorer som i framtiden kan väntas dämpa elprisernas variationer. En sådan faktor är den tidigare nämnda teknologi som gör att en betydande andel av elkonsumenterna skulle kunna delta i handeln med el i (nära) realtid. Detta skulle öka efterfrågans kortsiktiga priskänslighet vilket skulle dämpa efterfrågetopparna. En annan faktor är ellager, d.v.s. en form av batterier, som kan köpa el när tillgången är god och priset lågt för att kunna sälja el när priset är högt. Därmed skulle topparna i prisutvecklingen bli lägre och bottenarna grundare. Både efterfrågeflexibilitet och lagring förutsätter dock ett visst mått av variationer i elpriserna.

Den andra frågan är om den finansiella elhandeln kan erbjuda lika effektiv, och billig, prissäkring som hittills om amplituden i elprisernas variationer blir större. Ett problem i sammanhanget är att ökad amplitud i elprisvariationerna gör det mer riskfyllt att ställa ut instrument som optioner och futures. Den som säljer ett sådant instrument löper ju risken att få betala skillnaden mellan ett mycket högt marknadspris och "strike price". För en aktör som äger t.ex. vattenkraft kompenseras emellertid denna kostnad av en hög intäkt i försäljningen av fysisk el under timmar med ett mycket högt elpris. Men för övriga aktörer kan det te sig alltför riskfyllt att ställa ut optioner eller futures⁴⁷ om amplituden i elprisvariationerna blir mycket höga.

Samtidigt gör en större amplitud i elprisvariationerna att elprisrelaterade finansiella instrument

47) "Futures" och "forwards" är finansiella terminskontrakt som används för att prissäkra en position, t.ex. ett köp eller en försäljning av en viss kvantitet el. Skillnaden mellan de båda kontraktstyperna är att futures avräknas löpande, medan forwards avräknas vid förfallotidpunkten. En option ger innehavaren rätt att, om han så önskar, köpa eller sälja en tillgång till ett visst pris vid en viss framtida tidpunkt. En innehavare av en future, liksom av en forward, måste däremot fullfölja kontraktet.

kan bli mer attraktiva för vissa finansiella placera-re. Hur betydelsefull denna möjlighet är beror på i vilken utsträckning som elprisernas variationer är negativt korrelerade med variationerna i priserna på andra produkter eller olika typer av finansiella instrument. Utan mer ingående studier är det emellertid svårt att bedöma vilken betydelse som detta kan ha för utbudet av lämpliga prissäkringsinstrument på framtidens elmarknad.

Energy-Only modellen och framtidens elmarknad

De hittills diskuterade effekterna av en ökad andel intermittent kraft skulle sannolikt uppstå även om elmarknaden vore organiserad på ett annat sätt än dagens "Energy-Only" marknad. Däremot finns det två problem, ingående behandlade i den energiekonomiska litteraturen, som definitivt hänger samman just med "Energy-Only" modellens särdrag. Det ena problemet brukar kallas "Missing Money" och det andra "Cannibalization". Det första rör "konventionella" kraftslag, medan det andra rör vind- och solkraft. Det gemensamma är att båda problemen hänger samman med frånvaron av prissättning på effekt (MW) på en Energy-Only marknad.

"Missing Money"

Att det saknas explicit prissättning på effekt (MW) på en Energy-Only marknad som den nordiska betyder dock inte att producenterna saknar incitament att hålla tillräckligt mycket effekt tillgänglig. Men detta bygger inte på någon reglering utan på ekonomiska incitament som skapas av priserna på elenergi (MWh). För att belysa detta är det nödvändigt att kort beskriva prisbildningen på dagen-före marknaden ("Elspot"), d.v.s. bestämning-

en av de priser som, direkt eller indirekt ⁴⁸, styr konsumentpriserna (före skatt) på el.

De timvisa priserna på Elspot bestäms av utbudet av och efterfrågan på el under respektive timme. Processen är att marknadens aktörer lämnar timvisa köp- eller säljbud, definierade i Euro per MWh/h. Aktörerna är fria att lämna de bud de önskar, men normalt speglar säljbuden producenternas rörliga kostnader för att, anläggning för anläggning, producera el. För vattenkraften speglar buden det s.k. vattenvärdet, d.v.s. värdet av att producera och leverera el vid en annan tidpunkt. Men producenterna kan också vara köpare och då speglar buden alternativkostnaden för egen produktion. Andra köpare är elhandelsföretag och elintensiva industriföretag.

Ju högre priset är, desto fler säljbud är aktiva, medan motsatsen gäller för köpbuden. Marknadspriset är det pris som gör att köp- och säljbud är i balans. Detta pris är allmänhet lika med rörliga kostnaden i den marginella anläggningen. Alla "vinnande" bud ersätts med detta pris som grund. Det betyder att alla "intramarginella" anläggningar ⁴⁹ får ett bidrag till sina kapital- och underhållskostnader som är lika med skillnaden mellan marknadspriset och den rörliga kostnaden.

Men det kan också hända att det inte finns tillräckligt med säljbud för att tillgodose efterfrågan vid ett pris som är lika med den rörliga kostnaden i den marginella anläggningen. Då höjs priset så att tillräckligt mycket efterfrågan faller bort och jämvikt mellan utbud och efterfrågan etableras ⁵⁰. Detta brukar kallas för "knapphetsprissättning"

48) Priserna i fastpriskontrakt är baserade på terminspriser som speglar marknadens förväntningar på dagen-före prisernas utveckling.

49) Det finns situationer då detta inte är fallet, men det har ingen större praktisk betydelse.

50) Det kan också hända att det inte finns ett pris som skapar jämvikt, vilket innebär att systemoperatören måste träda in för att säkerställa balans mellan produktion och användning.

och innebär att även den marginella anläggningen får ett bidrag till sina kapital- och underhållskostnader. Ett visst mått av knapphetsprissättning gör att producenterna har incitament att hålla kapacitet tillgänglig för drift även under det fåtal timmar då efterfrågan är mycket hög. Knapphetspriser på elenergi (MWh) kan således ses som en form av prissättning på effekt (MW).

I det elsystem som dominerades av vattenkraft och kärnkraft var den här beskrivna mekanismen tillräcklig för att säkerställa att det fanns tillräckligt med effekt för att tillgodose efterfrågan även under de kallaste vinterperioderna. Med ökande andelar vind- och solkraft blir dock situationen efter hand en annan. Skälet är att vind- och solkraft i stort sett saknar rörliga kostnader och därför kan bjudas in på marknaden till nollpris, d.v.s. ett pris som är lägre än den rörliga kostnaden i alla "konventionella" kraftslag ⁵¹.

Det betyder, allt annat lika, att de konventionella kraftverken kommer att vara i drift ett mindre antal timmar per år. För att de skall kunna få lika stora bidrag till sina kapital- och underhållskostnader som tidigare, måste elpriserna under de timmar då kraftverken är i drift vara högre. Ju större den installerade effekten i vind- och solkraft är desto högre måste elpriserna vara under dessa timmar. Speciellt måste priserna vara höga under de efter hand allt färre timmar då de anläggningar som är avsedda för att tillgodose efterfrågetoppar måste vara i drift.

Detta är inte nödvändigtvis ett problem. Men många menar att så höga priser som kan bli nöd-

vändiga under vissa, låt vara korta, perioder inte är "politiskt acceptabla". Alternativt kan potentiella investerare i anläggningar för toppeffekt bedöma att osäkerheten om och när de nödvändiga priserna realiseras är alltför stor. Därmed kommer det att saknas intäkter för att täcka nödvändiga kapital- och underhållskostnader i vissa konventionella kraftverk ("missing money"). Detta leder i sin tur till ökad risk för brist på toppeffekt och en lägre grad av leveranssäkerhet.

Den gängse uppfattningen är att "missing money" är ett reellt problem, även om problemet är mindre i länder och regioner med god tillgång på vattenkraft. Det är också en vanlig uppfattning att lösningen till detta problem är att införa explicit prissättning på effekt. Med andra ord en mekanism för ersättning (Euro/MW) till den som håller effekt tillgänglig. Hur detta kan gå till och vilka konsekvenser som de olika alternativen kan ha diskuteras längre fram i kapitlet. Men gemensamt för de olika alternativen är att det planerbar och flexibel effekt, d.v.s. effekt som med hög sannolikhet kan göras tillgänglig på kort varsel, som kan få ersättning.

"Cannibalization"

Eftersom vindförhållandena tenderar att vara likartade över ganska stora geografiska områden är det en relativt hög grad av korrelation mellan produktionen i olika vindkraftverk. Ett likartat förhållande gäller för solkraftverk. Med en stor installerad effekt i vind- respektive solkraftverk kan produktionen i dessa anläggningar därför ha stor eller helt avgörande inverkan på elpriset inom ett visst elområde ⁵².

51) I kärn- och fossilkraftverk är den rörliga kostnaden i huvudsak en bränslekostnad och eventuella produktionsskatter. För vattenkraftverken utgörs den rörliga kostnaden främst av alternativkostnaden för lagrat vatten, d.v.s. värdet av el producerad vid en annan tidpunkt.

52) På grund av kapacitetsbegränsningar i transmissionsnätet är Sverige indelat i fyra elområden, "Luleå", "Sundsvall", "Stockholm" och "Malmö". Även om priserna en stor del av tiden är detsamma i alla prisområden, kan det emellanåt vara betydande skillnader som hänger samman med stora avvikelser mellan produktion och användning inom respektive prisområde.

Om produktionen i vind- eller solkraftverk är mycket låg så är elpriserna höga, men eftersom produktionen är mycket låg så blir producenter-
nas intäkter låga. Men om produktionen i stället är mycket stor så blir priserna låga, vilket innebär att producenternas intäkter också är låga. Man säger att anläggningarna "kannibaliserar" på varandras intäkter. En konsekvens av "Cannibalization" är att en investerare i vind- eller solkraft inte kan räkna med intäkter baserade på de förväntade tids- eller produktionsvägda marknadspriserna ⁵³ på el. I stället måste dessa priser, på ett eller annat sätt, justeras för kannibaliseringseffekten ⁵⁴.

Ett sätt att kompensera för kannibaliseringseffekten, som ju kan hota den fortsatta utbyggnaden av vind- och solkraft, är att införa en mekanism för ersättning per enhet installerad effekt av vind- och solkraft ⁵⁵. Befintliga stödsystem innebär emellertid att vind- och solkraften får bidrag per producerad enhet (MWh). Frågan är då om det finns goda alternativ till dessa stödformer, närmare bestämt om vind- och solkraften skulle kunna dra nytta av de mekanismer för prissättning av effekt (MW) som kan lösa problemet med "missing money".

Metoder för prissättning av effekt

Det finns i grunden två sätt att få till stånd prissättning av effekt (utöver det som systemoperatören gör efter "gate closure"). Det ena är att man via lagstiftning inför en s.k. kapacitetsmekanism. Det andra är att det genom marknadsaktörernas försorg

etableras en marknad för effekt. I det följande diskuteras de två alternativen och deras konsekvenser.

Kapacitetsmekanismer

En kapacitetsmekanism kan utformas på många olika sätt, men alla alternativ har två gemensamma inslag. Det ena är en reglering av hur mycket effekt (MW) som under kritiska perioder totalt skall vara tillgänglig. Det andra är en mekanism för ekonomisk ersättning till de aktörer som håller effekt tillgänglig. Bland dessa aktörer finns alltid producenter, men i vissa fall även större konsumenter. Den effekt som avses skall emellertid vara "firm and flexible", d.v.s. med hög sannolikhet vara tillgänglig på kort varsel. Vad detta exakt innebär skiljer sig mellan de länder som infört kapacitetsmekanismer, men vind- och solkraft uppfyller i inget fall de krav som ställs.

En typ av kapacitetsmekanism är den "effektreserv" på ca. 750 MW som Svenska Kraftnät (Svk) handlat upp och som kan aktiveras vid hotande effektbrist. Effektreserven är i praktiken en viss mängd överkapacitet som finansieras av Svk. Systemet, som är ett exempel på det som i litteraturen kallas "strategisk reserv", är temporärt men har vid flera tillfällen förlängts, senast till 2025. Ytterligare förlängningar kan inte uteslutas.

En annan typ av kapacitetsmekanism är den typ av kapacitetsauktion som man har i Storbritannien. Systemet innebär att systemoperatören bestäm-

53) Det tidsvägda medelpriset på el är medelvärdet av de timvisa elpriserna under en viss period, medan det produktionsvägda medelvärdet viktat de timvisa priserna med den totala produktionen under respektive timme.

54) Både vind- och solkraftens kostnader har fallit markant sedan dessa kraftslag introducerades. Detta beror på teknisk utveckling men till en betydande del också på skalfördelar i alla led i byggandet av vind- och solkraftverk. De lägre kostnaderna har uppmärksammats i den allmänna debatten om elsystemet och i allmänhet tolkats som tecken på ökad lönsamhet för vind- och solkraftverk. Men den utbyggnad som bidragit till lägre kostnader har också ökat risken för "kannibalisering" och därav följande risk för lönsamhetsproblem i vind- och solkraftverk.

55) Det stöd till vind- och solkraft, liksom till andra former av "grön" el som finns på plats, är ett stöd per producerad enhet el (MWh). Det bygger på en marknad för s.k. elcertifikat och ett krav på att en viss andel av den konsumerade elen måste utgöras av "grön" el. Systemet innebär att en producent av "grön" el dels får en försäljningsintäkt för den producerade elen baserat på marknadspriset på el, dels ett bidrag per MWh som beror på marknadspriset på elcertifikat.

mer hur mycket kapacitet som skall finnas i systemet vid olika framtida tidpunkter och erbjuder producenter, större konsumenter och operatörer av anläggningar för lagring att lämna bud. Ett bud innebär ett erbjudande att mot en viss ekonomisk ersättning (£/MW) hålla kapacitet med "rätt" kvalitet tillgänglig. Auktionen börjar på en prisnivå som är så hög att de samlade buden överstiger den önskade mängden effekt. Därefter sänks priset stegvis tills de kvarvarande buden tillsammans erbjuder den önskade totala tillgängliga effekten. Alla accepterade bud ersätts med priset i det marginella "vinnande" budet. Alla som får denna ersättning är förpliktade att hålla den erbjudna effekten tillgänglig vid den tidpunkt som auktionen avsåg.

Utöver dessa två typer av kapacitetsmekanismer finns det en uppsjö andra, t.ex. de som på engelska kallas "Capacity Obligation" som finns i Frankrike, "Reliability Option" som finns i Irland och "Capacity Payment" som finns i Italien, Spanien och Portugal ⁵⁶. Emellertid motsätter sig EU-kommissionen införandet av kapacitetsmekanismer i fler EU-länder och har därför ställt upp ett antal villkor som måste vara uppfyllda innan en kapacitetsmekanism införs. Det grundläggande är att det dels måste finnas ett uppenbart problem med leveranssäkerhet, dels att andra alternativ för att lösa detta problem har prövats och misslyckats.

Det är troligt att en rimligt utformad kapacitetsmekanism kan lösa "missing money" problemet och således säkerställa leveranssäkerheten i ett nationellt eller regionalt elsystem. Frågan är då varför EU-kommissionen, liksom många elmarknadsforskare, är tveksamma eller definitivt negativa till kapacitetsmekanismer. Ett skäl är att riskaversion hos politiker och eventuellt systemoperatören i

förening med underskattning av möjligheten att importera el leder till att man bygger upp en dyr överkapacitet i elsystemet. Ett annat skäl är att en kapacitetsmekanism kan göra att elprisernas volatilitet minskar "för" mycket, vilket gör att sådana investeringar i flexibilitet i elanvändningen eller anläggningar för lagring av el som annars vore lönsamma inte kommer till stånd. Till detta kommer att olika typer av kapacitetsmekanismer i skilda länder kan bli ett hinder för handel med el över nationsgränserna.

En marknadslösning

EU-kommissionen anser alltså att ett land som överväger att införa en kapacitetsmekanism först skall pröva "andra alternativ". Vad detta exakt skulle vara framgår inte, men en möjlighet är det som kan kallas för en "marknadslösning". Det innebär helt enkelt att marknadens aktörer skapar produkter och kontraktsformer som innebär att den aktör som håller effekt tillgänglig får en intäkt för detta. Med andra ord att marknadens aktörer skapar ett system som innebär prissättning av effekt.

Det som kan förväntas driva en sådan utveckling är de kvantitetsrisker som uppstår i ett elsystem med mycket intermittent kraft. Exempelvis löper en vindkraftsproducent risken att inte kunna uppfylla sina leveransåtaganden och är därför beredd att betala för en försäkring mot denna risk. Men detta skapar en affärsmöjlighet för den som förfogar över, eller kan investera i, "firm and flexible" effekt. Denne kan ju mot ersättning erbjuda sig att producera den el som vindkraftsproducenten inte kan leverera. Därmed undanröjs vindkraftsproducentens kvantitetsrisk, samtidigt som den som håller effekt tillgänglig får en intäkt för detta.

56) Hur dessa mekanismer fungerar beskrivs bl.a. i Bergman och Le Coq, "Blowing in the wind? On the future design of the Nordic electricity markets", Energiforsk, 2019.

Den skisserade typen av avtal kan vara bilaterala, men de kan också vara standardiserade och handlas på en organiserad marknad. Hur det faktiskt blir beror på vad marknadens aktörer finner ändamålsenligt och effektivt. Men sedan är frågan om detta räcker för att säkerställa elsystemets leveranssäkerhet. Problemet med en "marknadslösning" är att man inte med säkerhet vet om och hur det kommer att fungera. Historien lär oss att marknader är mycket effektiva när det gäller att lösa upp bristsituationer, om än inte alltid med socialt acceptabla priser. Det bör dock framhållas att de produkter och marknadsplatser som för närvarande finns på den nordiska elmarknaden har skapats av marknadens aktörer, d.v.s. är ett resultat av en "marknadslösning".

Vind- och solkraftens problem

Den prissättning av "firm and flexible" effekt som en kapacitetsmekanism eller en av marknadsaktörerna skapad marknad ger emellertid inte några intäkter till vind- och solkraftverk. Frågan är då om vind- och solkraften kan generera intäkter på annat sätt. Hittills har detta skett genom olika typer av stöd, men vind- och solkraftens långsiktiga utveckling kan knappast bygga på direkt eller indirekt statligt stöd.

En alternativ möjlighet som, tillämpas på den del håll i världen, är s.k. Power Purchase Agreements, eller PPA:s. Dessa kan utformas på olika sätt, men innebär i allmänhet att en köpare av vind- eller solkraftsel via ett kontrakt säkerställer finansieringen av ett eller flera vind- eller solkraftverk. Motivet är att köparen av ett eller annat skäl vill att den el som han använder skall vara miljövänlig. Dock ter det sig inte sannolikt att PPA:s kan ge säker finansiering av en storskalig utbyggnad av vind- och solkraft.

En väl fungerande elmarknad kan generera priser på elenergi (MWh) och effekt (MW). Om dessa priser inte kan ge tillräckliga intäkter för att upp-

nå lönsamhet måste vind- och solkraften finna intäkter "off market". Detta är dock inte primärt en fråga om elmarknadens organisation, men väl en fråga av stor betydelse för vind- och solkraftens fortsatta utbyggnad och därmed för det svenska och nordiska elsystemet långsiktiga utveckling. Och hur elsystemet på sikt kommer att se ut har stor betydelse för hur elmarknaden bäst kan organiseras.

Elnäten och den framtida elmarknaden

De senaste decenniernas utveckling av elsystemet och elmarknadens organisation har skett utan att någon egentlig diskussion om elnätets kapacitet och elnätsverksamhetens organisation ägt rum. Åren närmast efter elmarknadsreformen i mitten av 1990-talet behandlades således Sverige som ett enda elområde, d.v.s. som om elnätet hade en i praktiken oändlig kapacitet. De flaskhalsar i transmissionsnätet som fanns hanterades med s.k. motköp. Avsikten var att främja konkurrens på elmarknaden; det skulle inte gå att utnyttja lokala monopol som skapats av nätbegränsningar.

Med tiden framstod det emellertid som nödvändigt att anpassa elmarknaden till de underliggande fysiska realiteterna i form av begränsningar i transmissionsnätets kapacitet. Således delades landet upp i fyra elområden, "Luleå", "Sundsvall", "Stockholm" och "Malmö". Några problem med kapaciteten i de regionala och lokala elnäten fanns dock inte. De lokala nätföretagens roll var att transportera elen från de regionala elnäten fram till de slutliga konsumenterna och det var en uppgift som de skötte utan större problem.

På kort tid har dock situationen förändrats. Växande lokal efterfrågan och minskande lokal elproduktion i några större städer har gjort att elnätsbolagen i flera uppmärksammade fall nekat nya industriella kunder anslutning till det lokala elnätet. Hur denna situation bäst skall lösas ligger utanför ramen för detta kapitel. Men det är mycket sannolikt att

kapacitetsproblemen i de lokala elnäten kommer att finnas under en lång tid. Det är också sannolikt att hanteringen av de lokala kapacitetsproblemen kommer att göra styrningen av hela elsystemet mer komplext, vilket i sin tur kommer att ha betydelse för hur elmarknaden bör organiseras.

Framtidens elmarknad – några avslutande reflexioner

Från samhällsekonomisk synpunkt är det utomordentligt värdefullt med ett kostnadseffektivt och väl dimensionerat elsystem. Ett sådant elsystem kan knappast åstadkommas med central planering och styrning. Däremot via en organisation av elmarknaden som främjar effektiv konkurrens och hantering av ekonomiska risker. Men det kommersiella system som elmarknaden utgör måste med nödvändighet vara en förenkling av det underliggande elsystemet.

”Konsten” att utforma en effektiv elmarknad, med avseende på produkter, marknadsplatser och handelsregler, är att finna en lämplig balans mellan ”plan och marknad”. Med andra ord en balans mellan det som systemoperatören måste ansvara för, det som är och förblir ”naturliga monopol” och det som bäst lämpar sig för decentraliserade beslut om priser och kvantiteter på en marknad med konkurrens. Man kan säga att elmarknadens organisation så långt möjligt skall främja ekonomisk effektivitet utan att göra alltför mycket våld på fysikens lagar.

Den väsentliga observation som förmedlats i detta kapitel är att det finns ett ömsesidigt samband mellan elsystemets struktur och elmarknadens organisation och att detta inte är ett statiskt samband. De krafter som driver omvandlingen av elsystemet driver i praktiken också en omvandling av elmarknadens organisation. Som i sin tur påverkar förutsättningarna för elsystemets omvandling. En hel del av denna process kommer att styras av politiska beslut, på nationell nivå och på EU-nivå. Men

mycket kommer att drivas av marknadens aktörer och deras intresse av produkter, marknadsplatser och handelsregler som ger låga transaktions- och informationskostnader. Liksom av de nya affärsmöjligheter som säkert kommer att uppstå.

Vad denna process till slut leder till i form av en framtida nordisk elmarknad är det förstås inte så lätt att sja om. Dock finns det en faktor som har haft och under överskådlig tid kommer att ha en avgörande betydelse för elsystemet och elmarknaden: Vattenkraften. Även om efterfrågan på el skulle växa mycket snabbt så kommer vattenkraften att svara för en mycket betydande andel av elproduktionen i Norden. Därmed finns det goda förutsättningar för en nordisk elmarknad som till stora delar liknar dagens Energy Only marknad.

Samtidigt kommer nog framtidens nordiska elmarknad att på många sätt skilja sig från dagens. Ett är att det troligen kommer att finnas en hel del småskalig lokal elproduktion. Ett annat är att betydligt fler konsumenter än i dag kommer att, via s.k. aggregatorer eller med hjälp av digital teknik, delta i den kortsiktiga handeln med el. Ett tredje är att de lokala elnätsföretagen, exempelvis via s.k. flexibilitetsmarknader, kommer att ha en mer aktiv roll i styrningen av elanvändningen. Ett fjärde är att det förmodligen kommer att ske handel med och finnas marknadsplatser för effektprodukter (MW). Frågan är om det därutöver kommer att finnas någon kapacitetsmekanism. Antingen i form av den i princip tillfälliga effektreserv som nu finns eller kapacitetsmekanism som är utformad på något annat sätt. I debatten om den framtida elförsörjningen har det ofta föreslagits att statsmakterna skall sätta ett mål för vilken effekt som måste finnas tillgänglig under höglasttid. Men om ett sådant mål formuleras måste det också finnas en plan, eller mekanism, som gör att målet kan nås. Med andra ord någon form av kapacitetsmekanism. Det som i Sverige skulle driva fram införandet av en permanent kapacitetsmekanism är en fullständig

och relativt tidig avveckling av kärnkraften. Å andra sidan är det just risken för bristande leveranssäkerhet som kan göra att en betydande kapacitet i svensk kärnkraft kommer att finnas kvar under överskådlig tid.

Framtiden är dock oviss och i stället för mer specifika prognoser kan kapitlet avslutas med det som

William Hogan, professor vid Harvard University, sade vid en konferens i Sverige i början av 1990-talet. Frågan gällde hur framtidens elsystem och elmarknad skulle se ut och fungera. Hogans svar var: *“The lights will stay on. Everything else will change”*. Och i det hade han ju rätt.