

# Flexibilitet – i en ny tid

## Hur mycket (ny) flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?

Flexibilitet, och behovet av flexibilitet i vårt elsystem, är ett allmänt och lite diffust samlingsbegrepp för en lång rad situationer, behov och åtgärder som krävs för att kunna reglera vårt elsystem. Flexibilitet är således inget entydigt definierat begrepp. Vi har heller inget exakt mått på hur mycket flexibilitet vi har i elsystemet idag. Vi kan därför inte säga hur mycket flexibilitet vi behöver, dels för att vi då först måste bli överens om vad som ligger i begreppet, dels måste enas kring vilken leveranssakerhet vi vill ha och vad det får kosta att klara av denna leverans. Icke desto mindre har vi ständigt ett behov av flexibilitet i vårt elsystem för att klara av att upprätthålla effektbalansen. Denna flexibilitet är 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 regionnäs- eller lokalnätsområde. Begreppet flexibilitet handlar dessutom inte bara om kraftbalansen utan också om att klara belastningen på elnäten.

Svenska kraftnät anger i sin *Prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018* ett underskott på cirka 850 MW för "tioårsvintern". Det är första gången man anger ett så högt underskottsvärde och därmed tydligt indikerar utifrån sin analys att vi inte har tillräckligt med effektresurser i vårt land, utan måste lita till import (eller efterfrågefleksibilitet) om denna situation inträffar. **Det är därför**, på sätt och vis, **en ny tid vi står inför!** Samtidigt betonar Svk i sin *Systemutvecklingsplan* att vi går en utveckling till mötes där vi successivt, med början redan om ett par år, kommer att stänga flera av de kraftverk som varit centrala effektresurser i vårt elsystem. Det är en utmaning, som man måste uppmärksamma. Denna blir dessutom särskilt stor i södra Sverige, betonar man. Energimyndigheten beskriver också den rådande effektbalansen, bl.a. i sin rapport *Energiindikatorer 2017*, men anger inte lika tydligt som Svk att underskotten i effektbalansen är en utmaning. Man har bl.a. större tillit till import under topplastsituationer. Vår uppfattning är att även Energimarknadsinspektionen har en liknande uppfattning som myndigheten.

Det är i detta perspektiv man ska se den forskningsuppgift som NEPP fått av Forumet för smarta elnät, att ge svar på frågan: *Hur mycket (ny) flexibilitet som behövs i det svenska elsystemet i framtiden?*<sup>1</sup> Och det korta och enkla svaret är ju alltså: **Det vet vi inte** (och det vet ingen annan heller), och även om flexibilitetsbehovet nu ökar, så är vår uppfattning att elmarknadens aktörer kommer att kunna hantera det, både på kort och på lång sikt. Men det kräver att vi agerar, och att vi gör det i tid.

Men vi nöjer oss inte med det, utan vårt svar är längre, eftersom vi tagit på oss uppgiften att – trots allt – kvalitativt försöka beskriva och delvis kvantifiera den utmaning som elsystemet nu ställs inför när ett antal av de befintliga reglerresurserna avvecklas på sikt och nya måste till. Vi har därför haft ambitionen att ge en uppfattning och uppskattning (kvalitativt och kvantitativt) av hur stor denna utmaning är. Vi vill samtidigt framhålla att vi också är av den uppfattningen att vi kommer att klara av att upprätthålla den framtida effektbalansen. Det är snarare en fråga om hur vi kan göra det så kostnadseffektivt som möjligt. Samtidigt har vi varit ödmjuka inför vår uppgift, då vi i detta relativt korta

<sup>1</sup> Såväl vi som den referensgrupp vi haft tillgänglig för uppdraget vill betona att vår analys är förenklat bl.a. genom att vi inte haft resurser att göra en ordentlig genomlysning av vilken mängd flexibilitet som samhället verkligen vill betala för, eftersom vi inte har en fastställd/beslutad nivå för leveranssakerheten. Vi har därför valt att utgå från det allmänna antagandet att "dagens leveranssakerhet inte skall försämrats i framtiden", men är naturligtvis samtidigt medvetna om att även detta antagande haltar, då vi idag alltså inte vet exakt vilken leveranssakerhet vi verkligen är beredda att betala för idag.

uppdrag varit tvungna att göra betydande begränsningar och förenklingar i analyserna. Men vi har samtidigt haft en löpande dialog med många av de centrala aktörerna i elsystemet och därigenom – förhoppningsvis – kunnat hålla en tillräckligt bra balans mellan det förenklade och det komplexa för att kunna ge ett hyggligt bra svar på frågan om *hur mycket (ny) flexibilitet som behövs i det svenska elsystemet i framtiden*. Nedan ger vi ett tiotal slutsatser och resultat som sammanfattar vårt arbete.

## En ny tid – en allt större utmaning

Under lång tid har vi haft fokus på *energiutmaningen* i elsystemet. Vi har haft en politik med siktet inställt på energiomställning, utsläppsminskning och resurshushållning. Ny förnybar elproduktion har då varit i fokus, med ett stort inslag av variabel elproduktion, exempelvis vind- och solkraft. En sådan utveckling leder obönhörligen till ett läge där vi åter måste inrikta vårt fokus på *effekt och flexibilitet*. **Där är vi nu!** Då blir istället planerbar produktion och flexibel användning allt viktigare, samtidigt som kostnaden för att uppnå olika nivåer av leveranssäkerhet – och inte bara utsläppsminskning och resurshushållning – blir avgörande för de val och de investeringar vi måste göra. I sig är detta skifte av fokus en övergång till en *ny situation och ett nytt läge*. Men samtidigt planerar vi alltså att successivt stänga befintliga kraftverk, redan med start inom några år. Det accelererar behovet – och utmaningen – av att få nya resurser operativa för effekt och flexibilitet. Det understryker också påståendet att **vi nu går in i en ny tid** när det gäller flexibilitet i elsystemet.

Forum för smarta elnät har därför givit forskningsprojektet NEPP i uppdrag att bistå forumet med analyser av hur mycket (ny) flexibilitet som kommer att behövas 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 detta uppdrag – något direkt besked om hur vi skall hantera effektbalansen i framtiden. Vid en direkt förfrågan till Energikommisionens politiker, våren 2016, fick dock NEPP svaret att vi även fortsättningsvis skall kunna hantera effektbalansens ökade utmaningar inom Sverige.

### Detta har vi analyserat när det gäller behovet av flexibilitet:

- **Topplast (timme):** En timme med stor efterfrågan, 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 efterfrågan 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 efterfrågan, 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 ökade 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.

För utförligare beskrivning hänvisas till NEPP:s Temabok om *Reglering av kraftsystemet*, avsnitt om ”åtta utmaningar” ([www.nepp.se](http://www.nepp.se)).

## Kvantifiering av flexibilitetsutmaningen

I tabellen på nästa sida sammanfattas, i siffror, den utmaning vi står inför. Tabellen anger hur stort behovet av olika slag av flexibilitet kan bli i framtiden, givet vårt referensscenario (beskrivs nedan).

För att kvantifiera behovet av reglerkraft har behovet angetts för en timme respektive en vecka (angivet som "balansreglering" i tabellen). 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 variationen från en timme till en annan. Den maximala fluktuationen från en timme till en annan förväntas öka från ca 2 500 MW/h till ca 4 400 MW/h, det vill säga nästan en fördubbling av behovet. Med balanseringsbehovet inom en vecka menas hur mycket nettolasten varierar inom en vecka. Nettolastens variation inom en vecka förväntas öka från ca 7 500 MW till ca 15 000 MW, det vill säga en fördubbling jämfört med idag.

Överskottet, dvs den producerade elenergin från vind- och solkraft som överstiger efterfrågan och exportkapacitet. För att ta hand om denna produktion krävs antingen ett förstärkt stamnät, flexibel användning eller någon typ av energilagring.

Behovet av topplast har delats in i behovet av flexibilitet för den mest ansträngda timmen under en 10-årsvinter och som snitt under det mest ansträngda dygnet under en 10-årsvinter. Det skiljer ca 2 500 MW mellan den maximala förbrukningen ett sådant dygn och snittförbrukningen. För behovet av årsreglering har vi dock inte lyckats ta fram ett bra kvantitativt mått inom ramen för detta arbete.

		Balansreglering timme	Balansreglering vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast dygn
Storleksordning	2018	2 500 MW/h	7 500 MW/v	0 TWh	- 850 MW	+1 650 MW
	ca 2025	2 700 MW/h	9 400 MW/v	0 TWh	- 3 000 MW	- 500 MW
	ca 2035	3 600 MW/h	12 700 MW/v	1 TWh	- 5 000 MW	- 2500 MW
	2040	4 400 MW/h	15 200 MW/v	3 TWh	- 8 000 MW	- 5500 MW

*Observera att tabellen ger resultaten från vårt referensscenario. De känslighetsanalyser vi gjort visar i vissa fall på högre eller lägre värden, beroende på antaganden, men ändrar inte tabellens bild av storleksordningarna.*

#### **Kort beskrivning av vårt referensscenario och vår känslighetsanalys**

Vårt referensscenario i detta uppdrag har Energiöverenskommelsens besked som utgångspunkt och har ett långt tidsperspektiv, förbi 2040. Överenskommelsen har angivit som mål en 100% förnybar elproduktion år 2040, men denna utesluter inte kärnkraft. Utbyggnaden av vind- och solkraft är därmed betydande i vårt referensscenario. Men det är alltså inte uttalat i Energiöverenskommelsen om kärnkraften antas finnas kvar år 2040 eller inte. Vi har därför analyserat båda alternativen, genom att låta referensscenariots "modellår 2040", representera en tidpunkt efter 2040, när kärnkraften är avvecklad. För modellåren före 2040 finns fortfarande kärnkraft kvar.

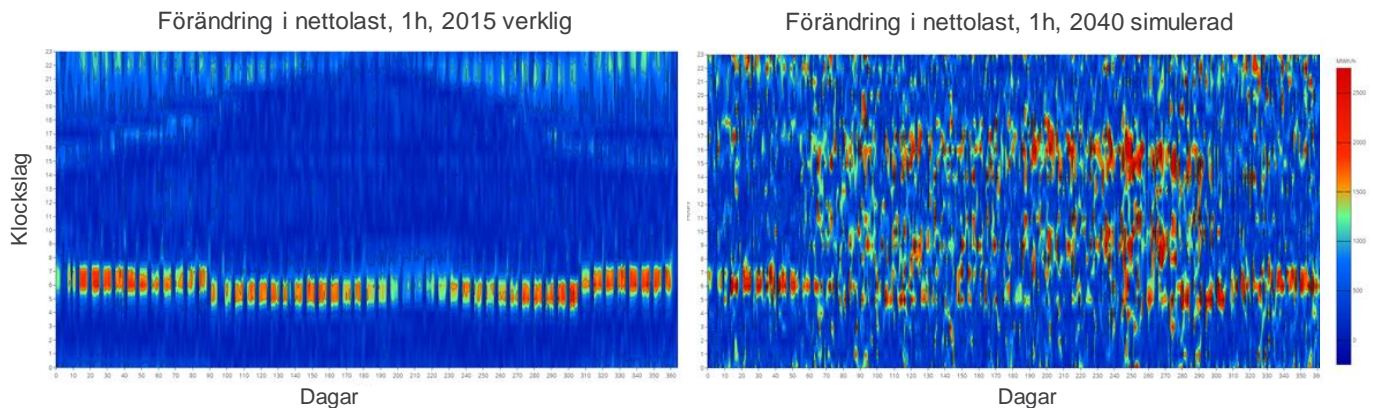
Vårt referensscenario omfattar en (viss) ökning av elenergianvändningen (TWh) och eleffektbehovet (GW), även om såväl energieffektivisering som – i viss utsträckning – även smartare effekthantering i användarledet, dämpar öknings-takten. I vår känslighetsanalys har vi – främst kvalitativt, men även kvantitativt - analyserat alternativa utvecklingsvägar för bl.a. energi- och effektanvändningen, investerings- och avvecklingstakten för de olika planerbara kraftslagen samt ytterligare ett antal parametrar. (Vi hänvisar till särskilda avsnitt i slutrapporten, för utförligare scenariobeskrivningar.)

#### **Balansreglering – förmågan att hantera snabba förändringar i nettolasten samt prognos-osäkerhet**

Ett sätt att kvantifiera behovet av flexibilitet är att se på hur nettolasten ändras över tid. Nettolasten definieras som 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. 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 på semestern. Övriga tider är förändringen liten i jämförelse med morgonrampen. Omställningen mellan vinter och sommartid syns tydligt, då figuren visar all data i normaltid.

#### Förändring i nettolast från en timme till en annan.



När samma sak plottas för modellår 2040 är mönstret med en morgonramp inte fullt lika tydlig. Där emot tillkommer en förmiddagsramp och en eftermiddagsramp under sommarhalvåret. Denna 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 något mindre förutsägbart och vid fler tidpunkter.** Vindkraften kan förvisso prognosticeras med en relativt god säkerhet på kort sikt, men går inte att prognostisera med precision på flera dagars sikt till skillnad från efterfrågan som följer ett mycket förutsägbart mönster.

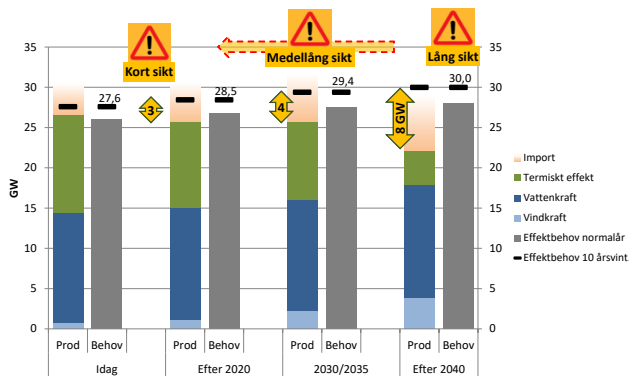
#### Överskott

Modellåret 2040 är nettolasten negativ under 750-800 timmar. Det innebär att vind- och solproduktion överstiger efterfrågan. I våra antaganden har överföringskapaciteten byggts ut kraftigt, men trots det kommer ca 3 TWh vind- och solkraft att behöva spillas. Detta är dessutom troligen en underskattning då våra modeller inte fullt ut tar hänsyn till interna flaskhalsar. Tekniskt sett är det inget problem att spilla vind och sol, men av flera andra skäl är det naturligtvis önskvärt att kunna ta tillvara all produktion.

#### Topplast – timnivå

Svenska kraftnät anger i sin prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018 ett underskott på cirka 850 MW för "tioårsvintern". När vi om ett par år avvecklar ytterligare kärnkraft, så att vi endast har sex reaktorer i drift, ökar detta underskott. I figuren nedan redovisar vi bedömd tillgänglig reglerbar produktion mot toppeffektbehovet för tioårsvintern för ett antal modellår. Figuren baseras på vårt referensscenario.

På lång sikt, dvs. när kärnkraften i scenariot är helt avvecklad (modellåret 2040 i figuren) och ytterligare ett antal termiska verk stängts (kraftvärme/kondens) har vi alltså ett "toppeffektbehov för en tioårsvinter, exklusive importkapacitet" på omkring 8 GW. Men redan på kort sikt, modellåren 2020-2030, har vi ett toppeffektbehov på upp emot 3 GW.

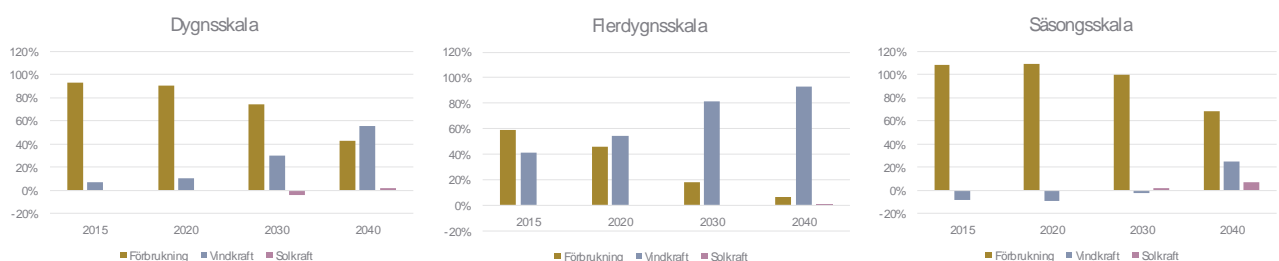


Idag är det maximala entimmeseffektbehovet för "tioårsvintern" 27,6 GW enligt Svk:s analyser, det vill säga drygt 6 % högre än normalvinterns drygt 26 GW. Vi har alltså redan idag ett "toppeffektbehov för en tioårsvinter, exklusive importkapacitet" på knappt 1 GW. I vårt referensscenario stiger detta toppeffektbehov för tioårsvintern till cirka 3 GW för modellåret 2025, drygt 4 GW för 2035 och 8 GW för modellåren efter 2040.

## Årsreglering

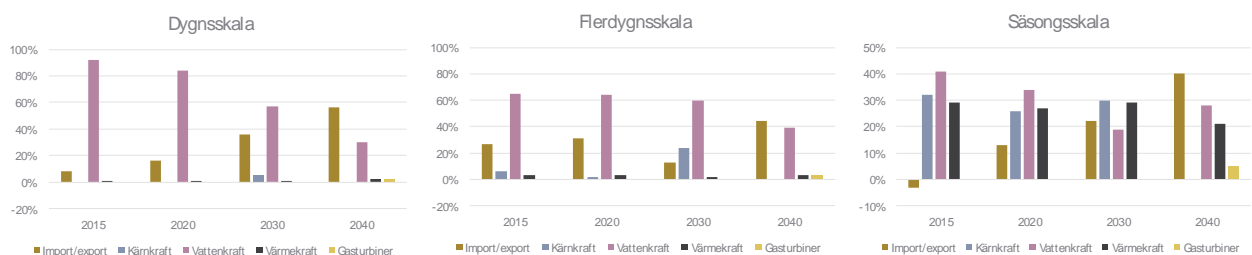
**Olika drivkrafter till reglerbehovet i olika tidsskalor:** Behovet av reglering på olika tidsskalor har olika drivkrafter. Idag är det främst variationen i efterfrågan som är drivande för behovet av reglerarbete på dygns och säsongsskalan. Vindkraften bidrar redan idag till ungefär halva behovet på flerdygnskalan. I framtiden kommer vindkraften att stå för en ökande andel av behovet i alla tidsskalor. Det är endast på säsongsnivå som efterfrågan kommer att vara den fortsatt dominerande drivkraften för reglerbehovet.

### Olika drivkrafter till reglerbehovet i olika tidsskalor



**Olika kraftslags bidrag till reglerarbetet i olika tidsskalor:** I figurerna nedan visas olika kraftslags bidrag till reglerarbetet i olika tidshorisonter. På dygnskalan minskar vattenkraftens relativa reglerbidrag medan reglerbidraget från import och export ökar. Det är inte troligt att vattenkraftens absoluta reglerbidrag minskar, utan det är snarare så att *import och export får stå för en del av det ökade reglerbehovet*.

### Olika kraftslags bidrag till reglerarbetet i olika tidsskalor.



Flerdygsskalan visar upp ett liknande mönster. På säsongskalan minskar även här vattenkraftens reglerbidrag till förmån för import och export. Kärnkraftens bidrag minskar i takt med att den avvecklas, varför vattenkraftens bidrag ökar igen för modellåret 2040 för att täcka upp för bortfallen av kärnkraft. Värme kraftens, vilket främst består av kraftvärme, bidrag till reglerarbetet på säsongsskala minskar från ca 30% till ca 20%. Då denna produktion går med en profil styrd av värmelasten ger det en ytterligare indikation på att det totala reglerbehovet ökar under perioden.

## Vi klarar utmaningen, men det är ändå av stor vikt att uppmärksamma den

Våra analyser visar på betydande utmaningar, inte minst på kort sikt. Samtidigt vill vi framhålla att det finns många olika vägar, och många olika åtgärder, för att hantera den framtida flexibilitetsutmaningen och effektbalansen. Men det är ändå av största vikt att uppmärksamma utmaningen, och inse att vi måste välja väg och vidta åtgärder i god tid, inte minst för att det kan vara långa ledder för flera av de åtgärder som måste till. Det är också viktigt att skapa ekonomiska och reglermässiga förutsättningar för dessa åtgärder. En central fråga handlar därmed om de framtida regelverken på elmarknaden. Det är i sig ett viktigt resultat av detta uppdrag!

## Lösningar – olika sätt att möta flexibilitetsutmaningen

Det finns dock inte en enda resurs (om vi inte helt och hållet lutar till import) som kan möta hela denna utmaning och täcka samtliga behov, utan olika resurser är olika bra för olika behov. I tabellen nedan har vi schematiskt försökt illustrera det. Det framgår också av tabellen att det finns bra lösningar för att möta alla typer av flexibilitetsbehov i framtiden.

Exempelvis är gasturbiner mycket bra för att hantera enstaka topplasttimmar, men de är inte så bra – eller i alla fall mycket dyrt – för att möta andra flexibilitetsbehov. Ökad flexibilitet i vattenkraften är däremot bra för i princip samtliga behov utom just topplasttimmarna. Energilager och efterfrågefleksibilitet fungerar bra 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.

Typ av flexibilitet	Balansreglering	Balansreglering	Överskott	Topplast	Topplast	Årsreglering
	timme	vecka		1h	dygn	
Energilager	😊	😞	😊	😊	😐	😞
Efterfrågefleksibilitet	😊	😞	😐	😊	😞	😞
Utbyggnad av stamnät	😐	😐	😊	😊	😊	😊
Utbyggd kraftvärme	😐	😊	😐	😊	😊	😊
Gasturbin	😊	😐	😞	😊	😊	😊
Ökad flexibilitet i vattenkraften	😊	😊	😊	😐	😐	😊

*Vi har hämtat resultaten från våra modellanalyser och försökt omsätta dem i olika "valörer", dels för att visa att det finns åtgärder för att hantera det ökade behovet av flexibilitet dels att ingen åtgärd ensam är lösningen. Bedömningarna är subjektiva och tar inte hänsyn till den tekniska eller ekonomiska potentialen för respektive typ av flexibilitet.*

## Tilliten till de nya åtgärderna

Olika åtgärder kan bidra med olika stor leveranssäkerhet, eller tillskrivas olika stor tillit om man så vill. Tilliten till en viss typ av flexibilitet kan variera beroende på både vilken typ av flexibilitet det är och vad det är som aktiverar flexibiliteten. Till exempel kan ett energilager endast aktiveras om det är

laddat och efterfrågeflexibilitet kan endast aktiveras om det finns en förbrukning. 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 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, t.ex. inom effektreserven. Vi kommer kanske därför behöva möta reglerings- och flexibilitetskravet med nya, delvis oprövade, åtgärder och med en blandning av implicit och explicit aktivering av flexibilitet.

### Efterfrågeflexibilitet – en del av lösningen

Efterfrågeflexibilitet är naturligtvis en central åtgärd för att kunna reglera vårt elsystem. Redan idag utnyttjas efterfrågeflexibilitet i viss utsträckning som reglerresurs, dels som en följd av höga priser, dels genom direkta bud. I framtiden kommer efterfrågeflexibiliteten 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 efterfrågeflexibiliteten samma möjligheter att bidra, om man inte helt enkelt kopplar bort last. I vårt referensscenario har vi, för att ”renodla” analysen, inkluderat en ”rimligt stor” ökning av efterfrågeflexibilitet, både som en följd av att ökad intelligens i apparater och maskiner automatiskt kommer att leda till ett utbud av flexibilitet i viss utsträckning, dels som en följd av mer ”aktiva” ageranden för exempelvis smart laddning av elfordon och smart hantering av elanvändningen för uppvärmning, exempelvis via aggregatorer. På samma sätt som vi i referensscenariot antagit en viss, men begränsad, investering i produktions- och nätresurser, kan man alltså se de ovan angivna åtgärderna på efterfrågesidan som en del i ”referensutvecklingen”. Den stora potentialen av regler- och flexibilitetsresurser som efterfrågeflexibiliteten kan ge, har vi dock inte inkluderat i referensscenariot och därmed inte heller i våra analyser och resultat, eftersom den – liksom bl.a. byggandet av reglerresurser i form av produktion och nät – är en del av lösningen på den flexibilitetsutmaning som detta uppdrag är satt att beräkna.

### Utmaningar redan på kort sikt – vilket även kan vara en möjlighet

Vi anger, redan inledningsvis, att vi har en flexibilitetsutmaning *redan på kort sikt*. Egentligen har den flera dimensioner och perspektiv, och man bör uppmärksamma dem alla:

- Sett i ett *nationellt perspektiv* kommer underskottet av effektresurser för att klara topplasten att vara upp emot 3 GW redan 2020, när ytterligare kärnkraft stängs. Underskottet i södra Sverige blir mycket större än så, runt 10 GW, anger Svk.
- Sett i ett *regionalt och lokalt perspektiv* har vi redan idag begränsningar i näten som ger utmaningar, inte minst i storstadsregionerna. Här bidrar även dagens regelverk till utmaningar.
- Många nya anläggningar, såväl nät som kraftverk, tar *lång tid att få på plats* p.g.a. långa planerings- och tillståndsprocesser. De måste därför planeras för redan nu. Det gäller naturligtvis de anläggningar som behövs på kort sikt, men gäller även de som behövs på längre sikt.

Denna relativt stora utmaning redan på kort sikt, gör att vi redan nu blir tvungna att intensifiera arbetet med att planera för, och hantera utmaningarna. Därigenom får vi snabbt erfarenheter, dels om hur lätt- eller svårhanterade utmaningarna egentligen är, dels vilka åtgärder som är bäst lämpade att utnyttja. Det är lärdomar som är viktiga för hanteringen av utmaningarna på längre sikt, och kan därför ses som en möjlighet – och en bra förberedelse – för de större utmaningarna i perspektivet 2040.