



nepp

SAMMANFATTNING AV RAPPORTEN:

Eleffektfrågan
- utmaningar och lösningar

November 2020



Eleffektfrågan

– utmaningar och lösningar

November 2020

nepp (*North European Energy Perspectives Project*) är ett multidisciplinärt forskningsprojekt om utvecklingen av energisystemen och energimarknaderna i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. NEPP har samlat de allra flesta av energisystemets centrala aktörer. Över 100 beslutsfattare och experter från myndigheter, departement, branscher, industrier, energiföretag och kunder har deltagit – tillsammans med forskarna – i projektets olika forskar- och expertgrupper, seminarier och workshops.

NEPP:s forskargrupp har bestått av följande forskningsföretag, institut, högskolor och universitet:

- Profu
- Energiforsk
- Sweco
- KTH
- Chalmers
- IVL Svenska Miljöinstitutet
- Handelshögskolan vid Göteborgs Universitet

På NEPP:s hemsida (www.nepp.se) hittar du både denna sammanfattning och den fullständiga rapporten "*Eleffektfrågan - utmaningen och lösningar*". Du hittar också resultatblad, PM och rapporter, som alla ger fördjupning till de resultat och slutsatser du hittar i denna skrift. På hemsidan kan du ladda ner alla dokument som pdf-filer.

Här redovisar vi en sammanfattning av NEPP-rapporten "Eleffektfrågan - utmaningar och lösningar" (november 2020).

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 behövde 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.

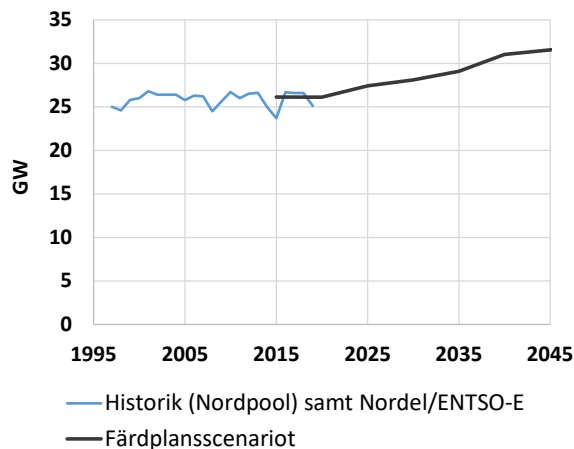
5. På kort sikt är lokal nätkapacitetsbrist den mest akuta effektutmaningen. Om den inte åtgärdas så kan den försvåra städernas tillväxt. Begreppet "lokal nätkapacitetsbrist" kan dock vara missvisande eftersom lösningen inte endast utgörs av nätutbyggnad, utan även av åtgärder i produktions- och användarleden.
6. Det blir allt omständigare och mer tidskrävande att bygga elnät, exempelvis till följd av utdragna tillståndsproucer. 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 energi-effektivisering, efterfrågeflexibilitet och lagring växer i betydelse och avvägningen mellan alla dessa åtgärdstyper 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 oöverstiglga. 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 industribranschernas 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 effektillräcklighet 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 elasten 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.

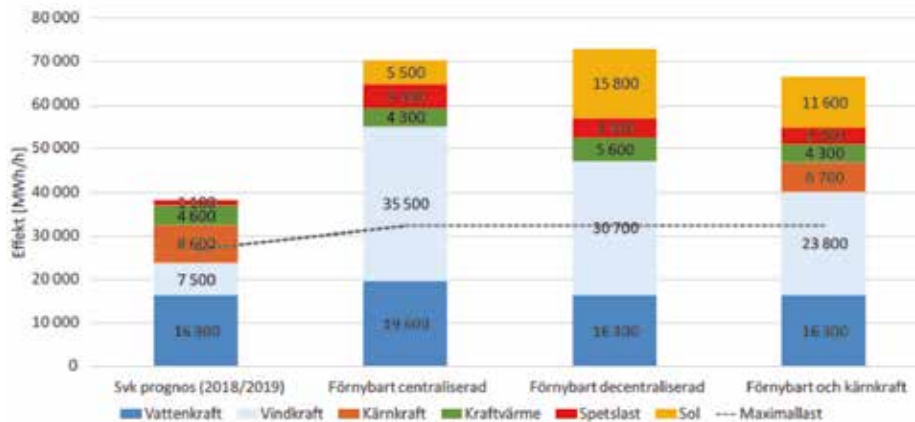
Den installerade effekten är den maximala effekten som ett kraftverk kan producera med. Beror på vilket kraftverk det handlar om är den installerade effekten tillgänglig i olika stor utsträckning under årets timmar, vilket naturligtvis är av stort värde att veta vid planering i olika tidskalor. För att 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.

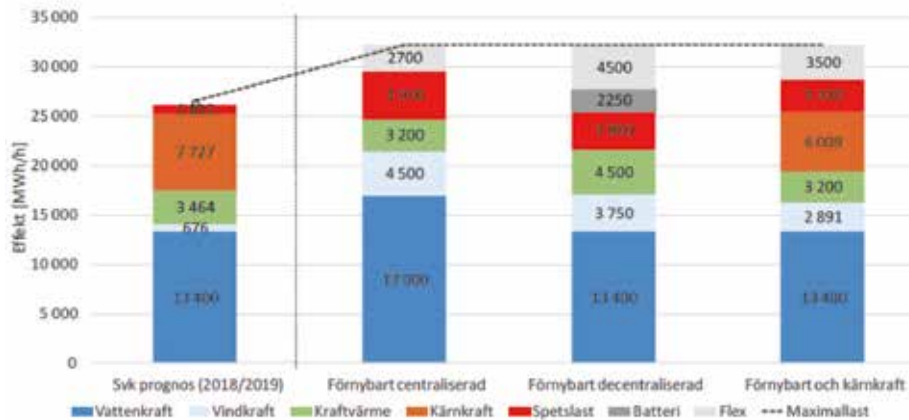
Inom "Färdplan el-projektet" utvecklades tre produktionsscenarioer för att möta den ökade elefterfrågan som – i dessa scenarioer – väntas uppgå till

190 TWh till år 2045. Scenarioerna 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 effektutgången, 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 "färdplansscenarioerna" enligt Svenska kraftnäts statistiska metodologi

Balanseringen av elsystemet blir alltmer komplex

Vid sidan av topeffektbehovet 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.

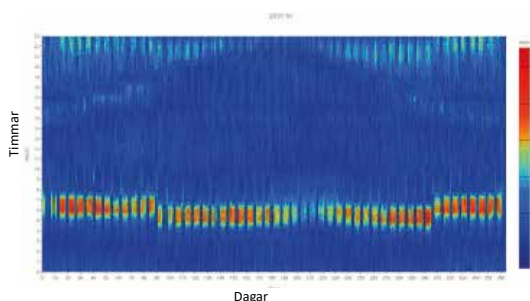
Den maximala fluktuationen från en timme till en annan som observeras under ett år förväntas öka från dagens ca 2 500 MW per timme till ca 4 400 MW per timme år 2040, det vill säga nästan en fördubbling av behovet. Nettolastens maximala variation under veckan förväntas öka från ca 7 500 MW till ca

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

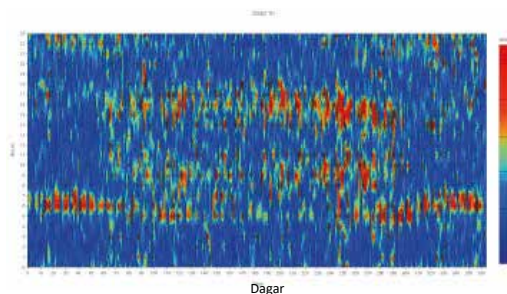
Fluktuationerna blir i framtiden inte bara större utan också mer svårprognoserade. I figurerna nedan visas förändringen i nettolasten från en timme till nästa. (Blå färg motsvarar en liten förändring från en timme till nästa och röd färg motsvarar en stor förändring.) 2015 syns ett tydligt mönster där "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 åtgärds olika användbarhet för olika situationer.

”Nät man diskuterar flexibilitet är tidsperspektivet avgörande”

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

Schematisk, och delvis subjektiv, bedömning av olika åtgärds 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 eleffektligt 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 avbrottsstäl 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.

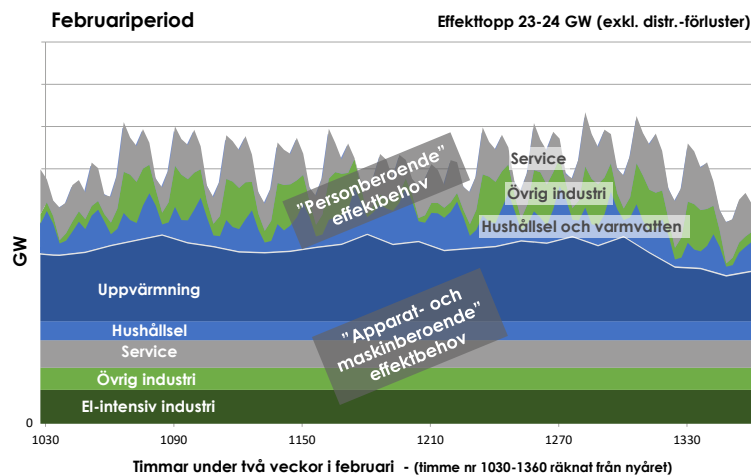
Beroende på hur elproduktionssystemet byggs ut (typ av elproduktion, lokalisering, m.m.) ställs olika krav på elnätsutbyggnaden. Viktigt att komma ihåg, vilket bland annat betonas i NEPPs underlag till Energiföretagen Sveriges Färdplan El, är dock att cirka 70 % av investeringarna i elnätet utgörs av 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 tillståndprocesser. 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 branscheexperterna 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 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. 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

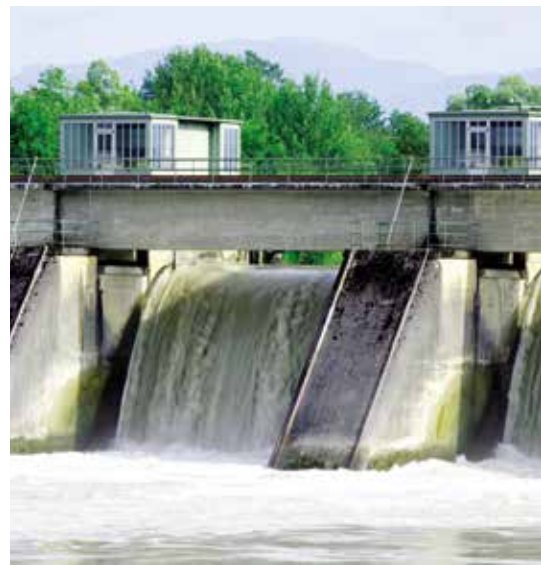
efterfrågeflexibiliteten ska få signifikant omfattning krävs sannolikt någon aktör som underlättar laststyrningen genom informationsteknik (ofta en så kallad aggregator) så att anpassningen inte varje gång kräver aktiva val av den enskilde.

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 synkrogeneratorer (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 synkrogeneratorer i Sverige, Norge, Finland och Danmark (i detta fall specifikt Själland). En viktig poäng är att det inte är rotationsenergi 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 frekvensavvikelse 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 stamnätets nivå vilket också kommer spänningshållningen i de underliggande region- och lokalenäten 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.





nepp
www.nepp.se