

north
european
power
perspectives



Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050

Slutrapport till IVA Vägval el

Profu

Sweco

Energiforsk

NEPP report

Oktober 2015

Rapport till IVA Vägval el, Användningsgruppen

Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050

Slutrapport, oktober 2015

Bo Rydén, Profu

Håkan Sköldberg, Profu

Thomas Unger, Profu

Anders Göransson, Profu

Johan Linnarsson, Sweco

Andrea Badano, Sweco

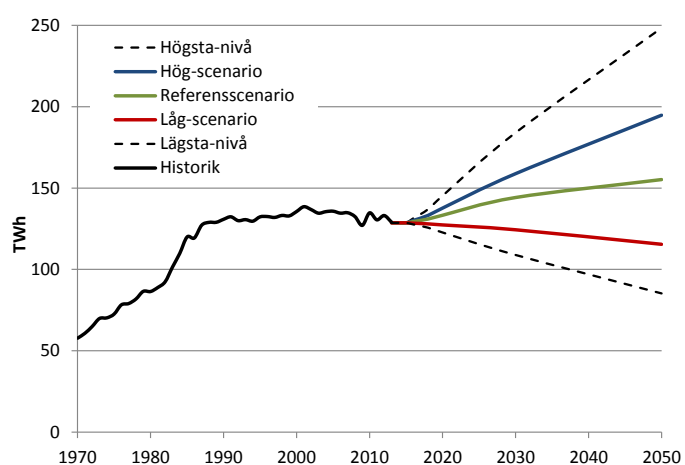
Stefan Montin, Energiforsk

Tjugo resultat och slutsatser om elanvändningen i Sverige

Elanvändningens utveckling

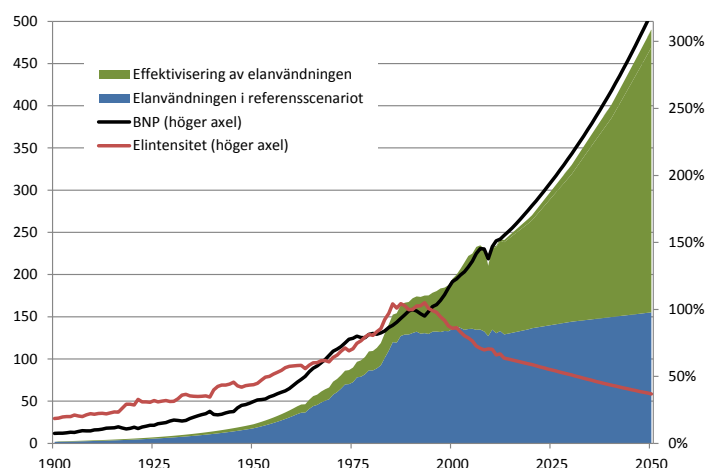
1. Vi presenterar tre olika scenarier i denna rapport, inom ett relativt brett utfallsrum, med såväl ökning som minskning av elanvändningen. Scenarierna baseras företrädesvis på officiella prognoser och antaganden om utvecklingen av ett tio totala faktorer som har påverkan på elanvändningens utveckling; faktorer som bidrar till såväl minskande som ökande elanvändning. Scenarierna är alltså inte formade utifrån enkla trendframskrivningar av den historiska elanvändningen, men vi har hämtat viktiga lärdomar från historien och de olika påverkansfaktorernas utveckling fram tills idag.

Vårt referensscenario baseras på de officiella referensprognoser och grundantaganden som finns tillgängliga för de olika faktorerna, och den resulterande utvecklingen i vårt referensscenario visar då på en ökande elanvändning till 2030 och 2050, medan lågsce-nariot visar på en minskning och högscenariot på en större ökning. Vi anger också (i figuren) en lägsta- och en högstanivå, baserad på de lägsta respektive högsta utvecklingstakterna för de tio totala påverkansfaktorerna.



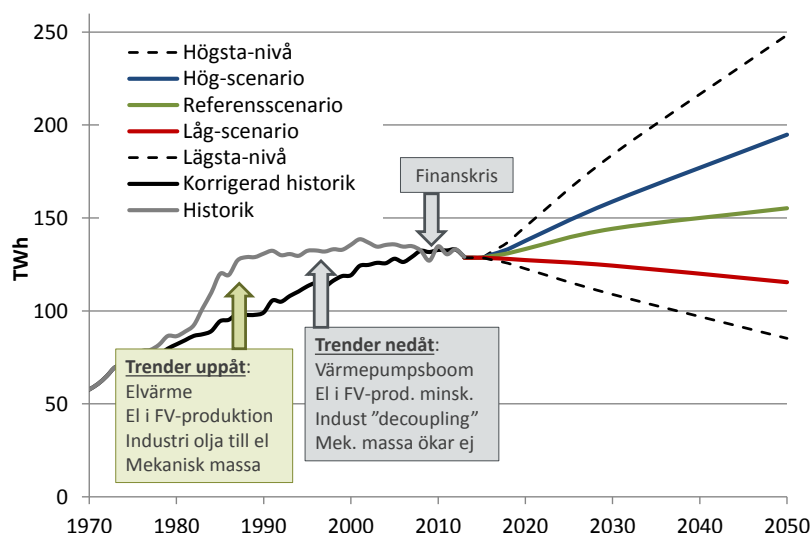
Figur: Elanvändningen i Sverige, dels den historiska utvecklingen sedan 1970, dels tre scenarier för den framtida utvecklingen till 2030 och 2050. Scenarierna baseras på officiella prognoser och antaganden om utvecklingen av ett tio totala faktorer som har påverkan på elanvändningens utveckling.

2. Energieffektiviseringen är den enskilt viktigaste påverkansfaktorn på elanvändningen, och den antas, i samtliga scenarier, successivt öka i omfattning jämfört med idag. Den antas bli i storleksordningen 3-4%/år under hela perioden från idag till 2050. Det är högre än vad den varit under de senaste decennierna, då den i genomsnitt legat på 2-3%/år. Figuren illustrerar hur summan av elanvändning och effektivisering korrelerar väl med BNP-utvecklingen. Elintensiteten visar på en fortsatt "decoupling", dvs en frikoppling mellan BNP och elanvändning, som en följd av den ökande effektiviseringen. Det går alltså åt allt mindre el för varje BNP-krona.



Figur: Den historiska och framtida (enligt referensscenario) elanvändningen och effektiviseringen (båda angivna i TWh – vänster axel), samt nivåerna på BNP och elintensitet (dvs. elanvändning per BNP-enhet) angivna relativt 1970 års nivåer (höger axel – 100% år 1970).

3. **Ytterligare tre-fyra påverkansfaktorer, utöver effektiviseringen, har stor betydelse för utvecklingen:** befolkningsökningen, den ekonomiska utvecklingen (BNP), strukturförändringar och teknikgenombrott. I allmänhet påverkar dessa faktorer elanvändningen uppåt.
4. **Elanvändningen har legat still på mellan 130-140 TWh/år sedan slutet av 1980-talet, och under de senaste åren har elanvändningen minskat till under 130 TWh/år. Trots det, innehåller inte våra referens- och högscenarier några egentliga trendbrott (uppåt).** Det är snarare den historiska utvecklingen som visat på tydliga trendbrott. Hade vi inte haft dessa trendbrott, hade elanvändningen istället visat på en relativt jämn årlig ökning från 1980-talet ända fram till finanskrisen (vilket illustreras av den svarta kurvan i figuren). Följande trendbrott har bidragit starkt till att elanvändningen legat still i 25-30 år: 1a) Under 1980- och 1990-talet ökade eluppvärmningen i bebyggelsen (direktel och elpannor) kraftigt, mycket snabbare än den gjort under tidigare år. Vi fick ett trendbrott uppåt i elanvändningen. 1b) Sedan sekelskiftet har värmepumpar installerats i stor skala, och mycket snabbt bidragit till att vända trenden nedåt istället (för el till uppvärmning i bebyggelsen). 2a) Under 1980-talet ökade man också snabbt elanvändningen i fjärrvärmeproduktionen; men 2b) under 1990-talets senare del minskade denna elanvändning igen. 3a) Industrin ökade sin elanvändning, både i totala siffror och specifikt (elanvändning per produktionsvärde/förädlingsvärde), som en följd av den stora konverteringen från olja till el under 1980-talet och fram till mitten av 1990-talet. 3b) Därefter har industrin genomfört en "decoupling" mellan elanvändningen och produktionen, som bromsat ökningen högst påtagligt. 4a) Vi hade dessutom en snabb ökning av den elintensiva mekaniska massaproduktionen i skogsindustrin under 1980-talet, 4b) en ökning som sedan avtog under 1990-talet och efter sekelskiftet har den mekaniska massan inte ökat alls.



Figur: Elanvändningen i Sverige, där den historiska utvecklingen korrigerats (svart kurva) genom att de i texten och figuren angivna trendbrotten under 1975-2008 ersatts med en jämnare utveckling, såväl uppåt som nedåt. Utvecklingen efter finanskrisen, under åren 2008-2014, har dock inte korrigerats alls. (Figuren anger också den faktiska historiska utvecklingen (grå kurva) samt våra tre scenarier.)

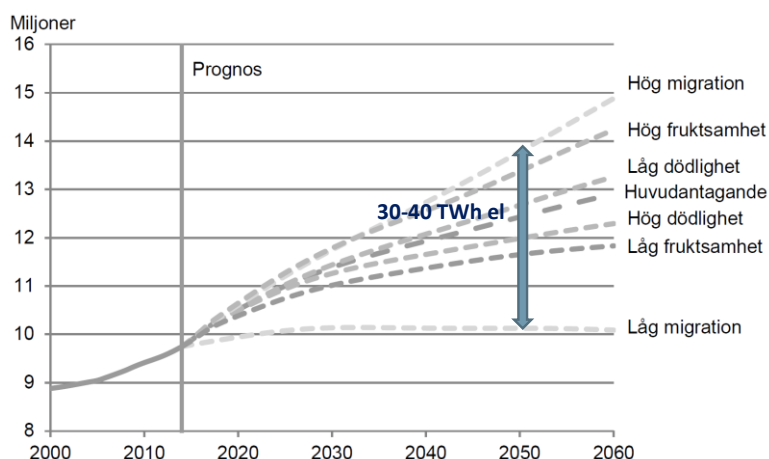
Sedan finanskrisen under 2008 har den globala ekonomin stagnerat, och påverkan på elanvändningen är tydlig: vi har haft en minskande elanvändning, främst inom industrin. I vårt referensscenario inkluderas – åtminstone till viss del - en (global) återhämtning i ekonomin under det kommande decenniet, och därmed också en drivkraft för en (viss) "återhämtning" av de senaste 5-7 årens nedgång i elanvändningen.

5. **Tidigare prognoser/scenarier för elanvändningens utveckling visar på 10-15 års god träffsakerhet**, men de har relativt begränsad träffsakerhet på 30-35 års sikt. Det gäller säkert också våra scenarier. **Osäkerheten i scenariernas utveckling bortom 2030 bör därför anses stor.**

Faktorer som påverkar elanvändningens utveckling

- Befolkningsprognoserna har under 2015 skrivits upp av SCB med 0,5 miljoner invånare för 2030 och 1 miljon för år 2050**, sedan föregående prognos (lagd år 2012). Bara denna uppskrivning ger en påverkan på elanvändningen uppåt med upp till 5 TWh för 2030 och 5-10 TWh 2050.

SCB anger nu i 2015 års huvudprognos en befolkning i Sverige på 11,4 miljoner invånare år 2030 och 12,4 miljoner år 2050, jämfört med dagens befolkning på 9,8 miljoner. Figuren till höger visar alla SCB:s prognosalternativ, där det högsta visar på nästa 14 miljoner år 2050. Ser vi till befolkningsutvecklingens betydelse för elanvändningens ökning jämfört med idag, svarar den för 10-15 TWh till 2030 och 20-25 TWh till 2050 (i SCB:s huvudalternativ och även vårt referensscenario). Jämför vi sedan SCB:s högsta och lägsta alternativ, är skillnaden i elanvändning mellan dem hela 30-40 TWh för år 2050¹.



Figur: SCB:s senaste befolkningsprognoser (publicerade i maj 2015) för utvecklingen till 2060, angivna för ett "huvudscenario" (huvudantaganden) och för sex alternativa scenarier/antaganden. Skillnaden i elanvändning mellan högsta och lägsta alternativen är hela 30-40 TWh för år 2050.

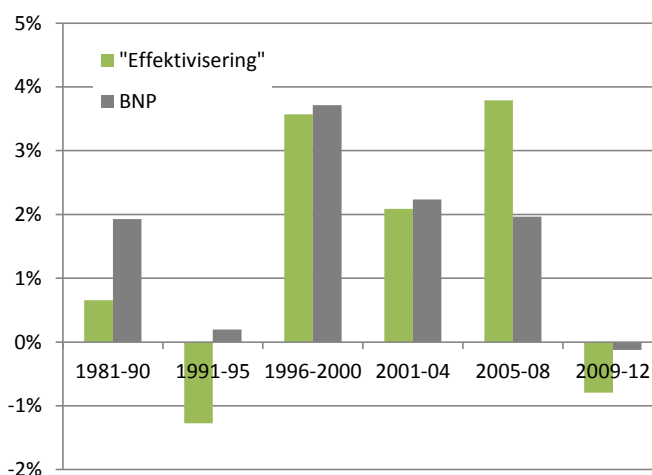
- Elanvändningens utveckling påverkas fortfarande starkt av den ekonomiska utvecklingen, men fortsatt "decoupling" innebär att påverkan långsamt blir mindre i framtiden.** Våra beräkningar visar dock att skillnaden mellan en låg tillväxt (mindre än 1,5% BNP-ökning per år) och en hög tillväxt (upp emot 2,5%/år) fortfarande kommer att kunna bli så stor som 15-20 TWh år 2030 och 25-35 TWh år 2050.
- Strukturförändringar och teknikskiften har påverkat historiskt, men är svåra att förutsäga.** Vi har under punkt 4 ovan, om trendbrotten under de senaste decennierna, redogjort för de viktigaste trendbrotten inom bostads- och servicesektorn, industrin och fjärrvärmeproduktionen. Flera av dessa är orsakade av strukturförändringar (exempelvis ökad andel mekanisk massa inom skogsindustrin) och teknikskiften (exempelvis "värmepumps-boomen" för uppvärmning av småhus), som tillsammans haft en stor påverkan på elanvändningens utveckling. Att vi kommer att få se strukturförändringar och teknikskiften även i framtiden är också högst sannolikt, men vilka de blir, när de kommer och hur stor påverkan på elanvändningen de har är dock mycket svårt att förutsäga. I vårt referensscenario har vi därför varit restriktiva med antaganden om nya strukturförändringar och teknikskiften, men har naturligtvis tagit hänsyn till den fortsatta utvecklingen av pågående strukturförändringar och teknikskiften. Under punkten om "några framtida jokrar" nedan, diskuteras några möjliga framtida strukturförändringar och teknikskiften.

¹ Förutom den direkta påverkan på elanvändningen av "antalet invånare i Sverige", har vi här också inkluderat den påverkan invånarantalet har på "antalet hushåll" och "lokalyta i servicesektorn". Invånarantalets påverkan på elanvändningen för uppvärmning, inom industrin och i transportsektorn har bedömts vara relativt måttlig.

Energieffektivisering

9. **Effektivisering sker i samtliga sektorer**, och är till allra största delen "autonom", dvs. inte driven av en uttalad effektiviseringspolitik (ej *direkt* policydrivna). Drivkrafterna för effektiviseringen är istället ekonomiska, tekniska och strukturella (även om dessa tre drivkrafter till viss del indirekt påverkas av politiska beslut, såsom skatter, normer och stöd till teknikutveckling och forskning). Våra scenarier bygger alltså på att de ekonomiska, tekniska och strukturella drivkrafterna för effektivisering kommer att vara fortsatt starka, och t.o.m. öka över tid, både inom industrin och inom bostads-, service- och transportsektorerna.
10. **Energieffektiviseringen är (mycket) större i högkonjunkturer än i lågkonjunkturer.** Korrelationen är tydlig, och i ekonomiskt svaga tider är effektiviseringen mycket måttlig.

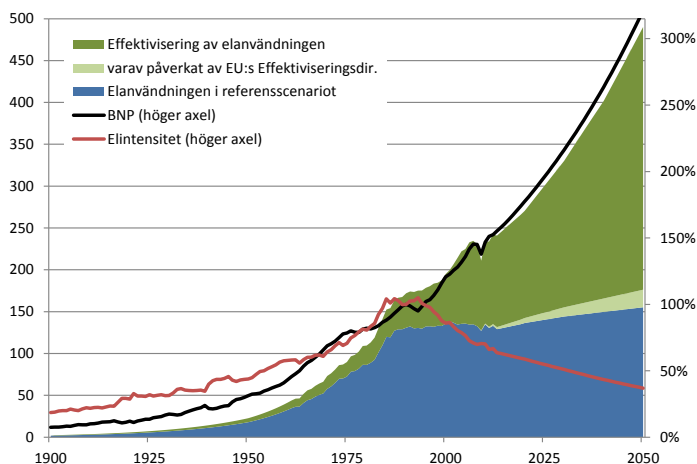
Figur: Årlig förändring av BNP och årlig effektivisering av hushållselen. (Källa: NEPP:s analyser. Jämförs effektiviseringen istället med det ekonomiska måttet "hushållens utgifter" blir utfallet fortfarande snarlikt det i figuren.)



Elanvändningen och den politiska rådigheten

11. **Möjligheter finns att politiskt påverka elanvändningens utveckling, även om de flesta är mer indirekta än direkta**, och det är förmodligen lättare att (genom politiska beslut) påverka elanvändningen uppåt än nedåt. En kraftig introduktion av elfordon skulle exempelvis öka elanvändningen. Med politiska stödåtgärder kan användningen av elfordon stimuleras. En ökad användning av elpannor i fjärrvärmeproduktionen under tider med mycket låga elpriser (även negativa priser) skulle bli attraktiv först om skattesatserna för denna elanvändning reduceras eller helt tas bort. En sådan skattereduktion är en enkel politisk åtgärd, som vi har erfarenheter av från lågprisperioden under 1980- och 1990-talen. Det här är två exempel på politiska åtgärder som skulle medverka till en ökad elanvändning, kanske så stor som i storleksordningen 5-10 TWh vardera. En generell politisk stimulans av ekonomin och konkurrenskraften ger också en resulterande påverkan uppåt för elanvändningen, även om den samtidigt ger ökad stimulans till effektivisering. Däremot är det mer osäkert om riktade policyinitierade åtgärder, program och direktiv för effektivisering kommer att ge en särskilt stor påverkan på elanvändningens utveckling, utöver den mycket stora "autonoma" effektivisering vi ändå har i elanvändningen.

12. **EU:s effektiviseringsdirektiv kommer att ha en relativt liten påverkan på elanvändningens utveckling. Mindre än en tiondel av effektiviseringen av elanvändningen i referensscenariot påverkas av direktivets åtgärder.** Effektiviseringsdirektivet syftar till att minska primärenergianvändningen i EU, relativt en referensutveckling (i vilken primärenergianvändningen ökar). Såväl våra analyser som EU-kommissionens visar dock att det mest kostnadseffektiva, när direktivet genomförs, är att effektivisera/reducera de olika energislagen olika mycket. Elanvändningen bör då inte effektiviseras/reduceras alls lika mycket som exempelvis bränsleanvändningen.

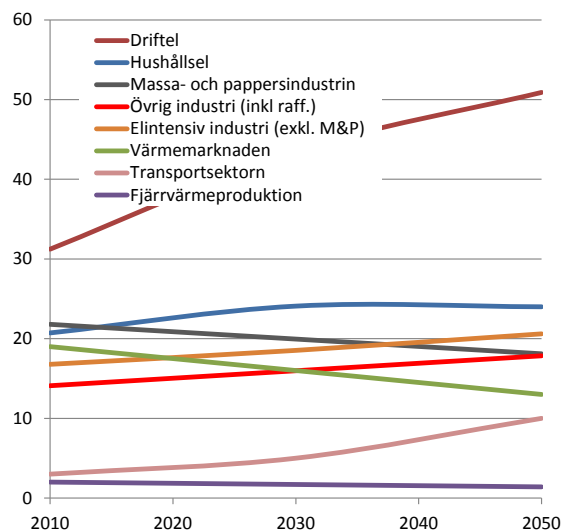


Figur: Mindre än en tiondel av effektiviseringen av elanvändningen i referensscenariot antas påverkas av direktivets åtgärder.

EU-kommissionens analyser visar t.o.m. på en fortsatt svag ökning av elanvändningen i EU, vid en implementering av effektiviseringsdirektivet (men en minskning av elanvändningen jämfört med referensutvecklingen). Dessutom visar EU-kommissionens analyser att elanvändningen i Sverige minskar mindre än i EU som helhet, jämfört med referensutvecklingen.

Två sektorer dominerar elanvändningen: bostäder/service och industri

13. **Driftelen fortsätter att öka, dock inte lika snabbt som tidigare. Hushållselens ökning avtar helt.** Driftelen har ökat med 3-4%/år sedan 1970, som en följd av befolkningsökningen, BNP-utvecklingen och standardhöjningen. Samtidigt har det skett en "decoupling" i takt med en allt större effektivisering, och i samtliga våra scenarier antas en fortsatt stor effektivisering. Utvecklingen i vårt referensscenario för driftelen (dvs. verksamhetsel i lokaler plus fastighetsel i lokaler och bostäder) visar därför bara på en genomsnittlig ökning på 1-2%/år under perioden 2015-2030 och mindre än 1%/år under perioden 2030-2050. Hushållselen har ökat med i genomsnitt drygt 2%/år från 1970 till idag. Liksom för driftelen har effektiviseringen av hushållselen ökat och vårt referensscenario visar därför bara på en genomsnittlig ökning på 0,5-1%/år under perioden 2015-2030 och 0-0,5%/år under perioden 2030-2050.



Figur: Elanvändningens utveckling i referensscenariot, sektor för sektor. (Enhet TWh/år)

14. **Industrins elanvändning antas vända uppåt igen i takt med den ekonomiska återhämtningen internationellt och nationellt, men antas öka i långsam takt. Elanvändningen i massa- och pappersindustrin ökar dock inte i vårt referensscenario.** Utvecklingsläget för industrin är dock fortfarande högst osäkert. Vi har, tillsammans med branschexperter/företrädare gått igenom de faktorer som påverkar elanvändningen inom respektive bransch, och funnet ett relativt brett utfallsrum för den framtida elanvändningen inom industrin. Vår gemensamma bild av utvecklingen i ett referensscenario grundas på en successiv återhämtning av ekonomin under de närmaste åren, och därefter en något långsammare utvecklingstakt. Samtidigt fortsätter effektiviseringen inom industrin att vara stark, varför den resulterande ökningstakten för elanvändningen blir relativt måttlig. (En fortsatt "decoupling" mellan elanvändningen och produktionen håller alltså tillbaka ökningen av elanvändningen, trots en påtaglig ökning av produktions-/förädlingsvärdet.) När det gäller den elintensiva industrin visar referensscenariot på en ökad användning i branscher som järn och stål, kemi och gruvor, medan skogsindustrins elanvändning minskar (främst som en följd av minskad efterfrågan på tidningspapper, och därmed minskad produktion av den elintensiva mekaniska pappersmassan). Inom verkstadsindustrin och andra mindre elintensiva branscher sker en ökning av elanvändningen i referensscenariot.
15. **Elanvändningen för uppvärmning minskar påtagligt i alla scenarier.** Bostads- och servicesektorns energianvändning för uppvärmning och tappvarmvattenberedning domineras av fjärrvärme, värmepumpar, elvärme samt bibränslen. Skatter och styrmedel har hittills haft stor betydelse för valet av uppvärmningsform liksom den relativa investeringskostnaden för ett nytt uppvärmningssystem. Även den tekniska utvecklingen har stor betydelse för valet av uppvärmningssystem och därmed energibärare, vilket värmepumpsökningen under 2000-talet är ett tydligt bevis på. Vidare har energieffektiviserande åtgärder en återhållande effekt på värmebehovet vilken dock delvis motverkas av exempelvis ökad efterfrågan på komfortvärme. Energianvändningen för uppvärmning påverkas även av nybyggnation samt befolkningsutvecklingen. I det pågående projektet Värmemarknad Sverige, har den svenska värmemarknadens framtida utveckling analyserats i fyra olika värmemarknadsscenarier. Utmärkande för samtliga dessa är en minskad elanvändning, trots att marknadsandelen för elbaserad uppvärmning ökar i flera av dem. Orsaken är en fortsatt värmepumpsutbyggnad, en fortsatt effektivisering i befintlig bebyggelse och en nybyggnad med låga värmebehov. Utvecklingen i scenarierna går från dagens elanvändning för uppvärmning och tappvarmvattenberedning på cirka 19 TWh till en elanvändning på 12-17 TWh år 2030 beroende på scenario och en elanvändning år 2050 som sannolikt hamnar ännu lägre, på 9-14 TWh.
16. **Några framtida "jokrar": transportsektorn, fjärrvärmen, IT.** Introduceras elfordon i stor skala, ökar elanvändningen inom transportsektorn högst påtagligt. Vårt referensscenario inkluderar en ökad elanvändning på cirka 2 TWh till år 2030 (vilket motsvarar 0,5-1 miljon fordon med möjlighet till eldrift år 2030) och 7 TWh till 2050. Idag diskuteras möjligheterna att utnyttja el under lågprisperioder för fjärrvärmeproduktion, men de höga elskattesatserna begränsar lönsamheten påtagligt. Skulle dessa skatter reduceras, eller helt tas bort, kan det finnas utrymme för en ökad elanvändning i fjärrvärmeproduktionen på flera TWh. I referensscenariot har vi dock inte inkluderat en ökad elanvändning i fjärrvärmeproduktionen. Inom IT-området planeras och byggs nu serverhallar på flera håll. Dessa serverhallar är elkrävande, och en stor utbyggnad av dessa skulle ge en ökad elanvändning på många TWh. I vårt referensscenario antar vi dock endast en måttlig utbyggnad i Sverige.

Eleffektbehovet idag och i framtiden

För att elsystemet ska fungera krävs att det i varje ögonblick tillförs lika mycket el som man tar ut ur systemet. Det är således väsentligt att även beräkna och ange det framtida effektbehovet. Nedan ges såväl kvalitativa som kvantitativa resultat och slutsatser om effektbehovet. De kvalitativa är väl förankrade i NEPP:s analyser och resultat, men de kvantitativa bygger ännu bara på de nyligen påbörjade och ännu ofullständiga analyser vi hittills gjort i NEPP. De kvantitativa resultaten nedan bör därför betraktas och hanteras som preliminära.

17. **Ellasten blir allt mindre "spetsig": Elvärmen och elfordonen avgör spetsigheten. I huvudsak kommer dock elanvändningens effektbehov att förändras proportionellt mot elenergiutvecklingen.** I samtliga scenarier kommer dock eleffektbehovet under vintern att minska något relativt sett (dvs. relativt utvecklingen av *elenergin*) genom att elanvändningen för uppvärmning minskar. Det gör att lasten jämnas ut och effekttoppen under vintern inte blir lika stor som idag.

	Hushållsel	Driftel	Värmemarknaden	Fjärrvärmeprod.	Industrin	Transporter
Utvecklingen av elanvändningens effektbehov	Som energin	Som energin	Minskad maxeffekt under vintern	Som energin	Som energin	Ökade dygnsvariationer

I de scenarier som innefattar en stor introduktion av elfordon, kan vi istället få en ökad variation av effektuttaget *över dygnet*, om inte "smarta laddstrategier" förmår att jämna ut lasten över dygnet för elfordonens effektbehov.

Även om dessa laddstrategier inte förmår jämna ut lasten särskilt mycket, blir påverkan på det totala effektbehovet relativt begränsad och vår slutsats om att det totala effektbehovet förändras proportionellt mot elenergiutvecklingen kvarstår. Våra preliminära resultat ger då nedanstående topplatusutveckling under ett normalår i de olika scenarierna. Effekttoppen hamnar då mellan cirka 21 000 och 33 000 MW (21-33 GW) exklusive distributionsförluster, i våra tre huvudscenarier år 2050, jämfört med en nivå på cirka 23 500 MW (23,5 GW) idag.

Tabell: Eleffektbehovets utveckling (effekttopparna) i våra tre huvudscenarier, samt för en "högsta- och lägstanivå". Tabellen anger eleffektbehovet i MW ett normalår, exklusive distributionsförluster.

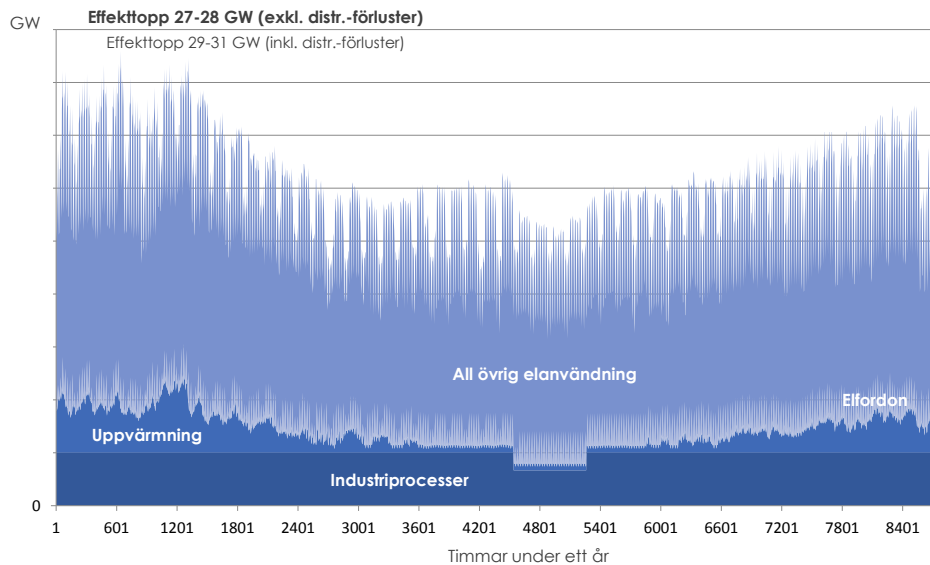
[MW]	Lägstanivå	Lågscenario	Referensscenario	Högscenario	Högstanivå
Idag	23 500	23 500	23 500	23 500	23 500
2030	21 000	22 600	25 600	28 300	31 200
2050	17 500	21 400	27 300	32 900	38 900

Olika förbrukningskategorier/sektorer har alltså olika effektbehovsprofil över året (olika "spetsig" förbrukningsprofil), där processindustrins behov är relativt jämt fördelat över året och elbehovet för uppvärmning är utetemperaturberoende. Den framtida effektprofilen kommer att bero på dels hur "spetsigheten" utvecklas hos de olika förbrukningsgrupperna, dels på deras inbördes storlek framöver. I våra analyser i NEPP har vi ännu inte underlag nog för att kunna pre-

cisera effektbehovet för alla sektorer, men vi kan göra två viktiga konstateranden om dagens och morgondagens effektbehovsprofil:

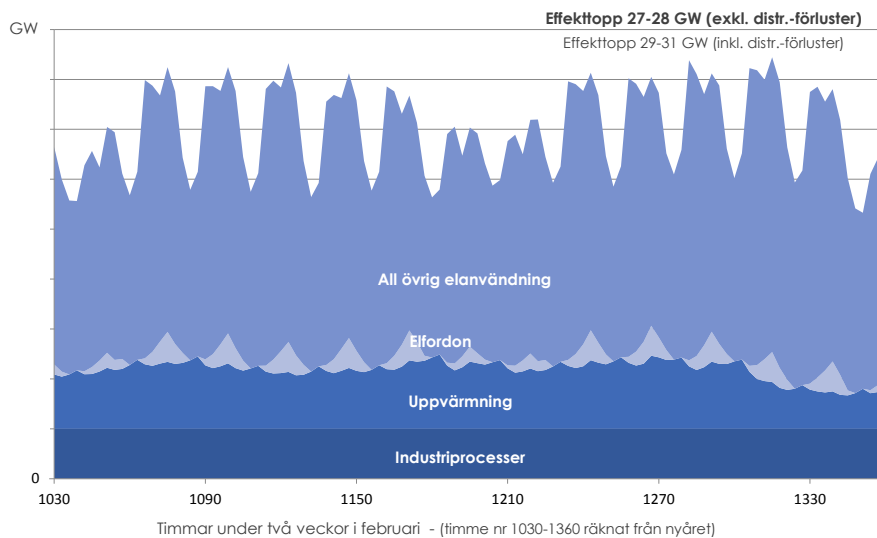
- Elanvändningens effektbehov för uppvärmning har en stor *säsongvariation*, med ett mycket större effektbehov under vintern än under sommaren.
- Effektbehovet för den övriga elanvändningen (exkl. processindustri och elfordon) varierar *lika mycket* som elvärmens effektbehov, men det är istället en variation *över dygnet*.

I figuren nedan illustreras detta. Figuren visar effektbehovet under år 2050 i referensfallet. Figuren ger effektbehovet från 1 januari (timme nummer 1) till 31 december (timme nummer 8760).



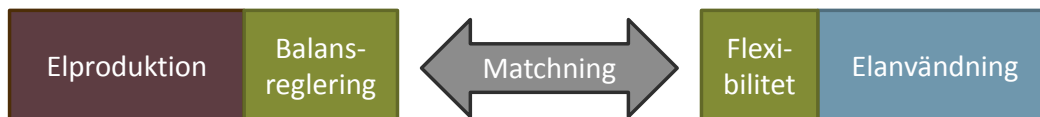
Figur: Eleffektbehovet i Sverige 2050, från 1 januari till 31 december i vårt referensfall. Observera att sektoruppdelningen av effektbehovet är preliminär.

Effektbehovet under de två veckor av året då vi har effekttoppen visas (schematiskt) i figuren nedan. Vi har valt att anta att effekttoppen år 2050 inträffar under februari (det är rimligt att anta att den inträffar under den kallaste vinterperioden även år 2050).

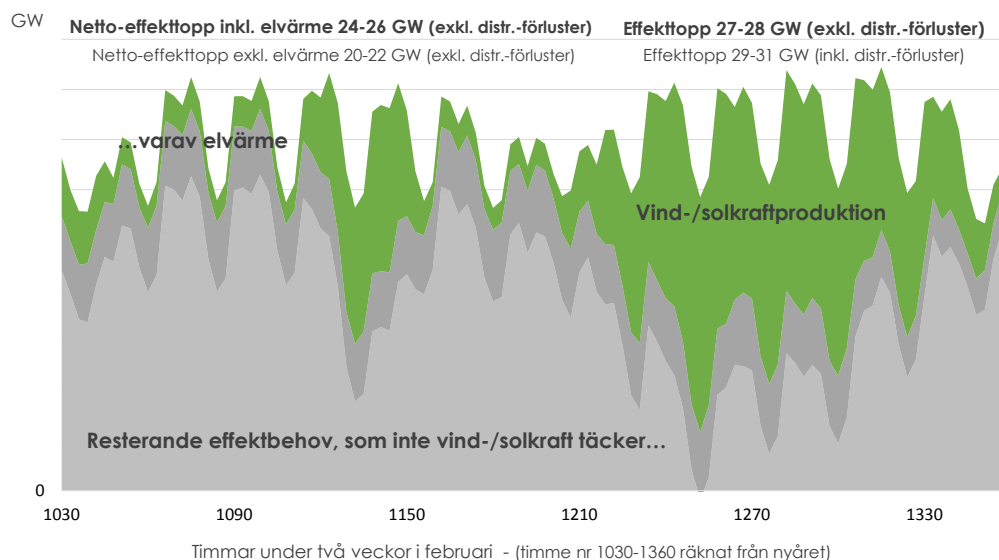


Figur: Eleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2050, då det årets effekttopp antas infalla. Observera att sektoruppdelningen av effektbehovet är preliminär.

18. **Effektutmaningen handlar om matchningen mellan elanvändning och elproduktion. Det är produktionsutvecklingen, inte användningen, som ger en ökad utmaning!** När balansen mellan användning och produktion är ansträngd får vi höga elpriser. Hittills har höga priser sammanfallit med att elanvändningen varit stor. I framtiden, med alltmer variabel kraft, kopplas de höga priserna *både* till en stor elanvändning och till en liten produktion. (Om exempelvis produktionen är stor i en situation med stor användning kan elpriset vara lågt. Omvänt kan elpriset bli högt i en situation med liten användning och liten produktion.) I framtiden blir det därför främst produktionen som skapar en ökad utmaning för elbalansen. Vad gäller utvecklingen av elanvändningens effektbehov förutses inga dramatiska förändringar jämfört med idag (se under 17 ovan).



Om vi utnyttjar de preliminära värden och diagram för effektbehovet som vi redovisat ovan, så kan vi få en uppfattning om vilken påverkan produktionsutvecklingen respektive utvecklingen av elanvändningen kan få till 2050 (referensfallet). Figuren nedan visar effektbehovet idag för den tvåveckorsperiod där effekttoppen infaller. I figuren visas också vind- och solkraftsproduktionen under denna period, och – som illustration – har vi antagit en stor vind-/solkraftsproduktion på cirka 50 TWh år 2050. För att också tydliggöra elvärmens betydelse för effekttoppen, har vi redovisat den separat i figuren nedan.



Figur: Eleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2050 (grått plus grönt), samt den del av effektbehovet som vind/solkraftsproduktionen täcker under dessa veckor (grönt). I figuren är det resterande effektbehovet som inte vind/solkraft täcker uppdelat i en elvärmedel (mörkgrått) och en övrigdel (ljusgrått).

Vi kan dra flera slutsatser, bl.a.:

- Behovet av reglerbar produktionskapacitet/effekt, det som i figuren anges som "netto-effekttoppen", är 24-26 GW år 2050. Det innebär, om dessa preliminära resultat är korrekta - att vårt behov av tillgänglig reglerbar produktionskapacitet/effekt (utöver vind- och solkraft) - blir minst lika stort i framtiden som idag.
- Samtidigt kommer ett framtida elsystem med mycket vind- och solkraft att ha ett behov av att kunna hantera snabba och stora variationer i produktionen, som tydligt framgår av figuren, vilket kräver mycket stor flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning.

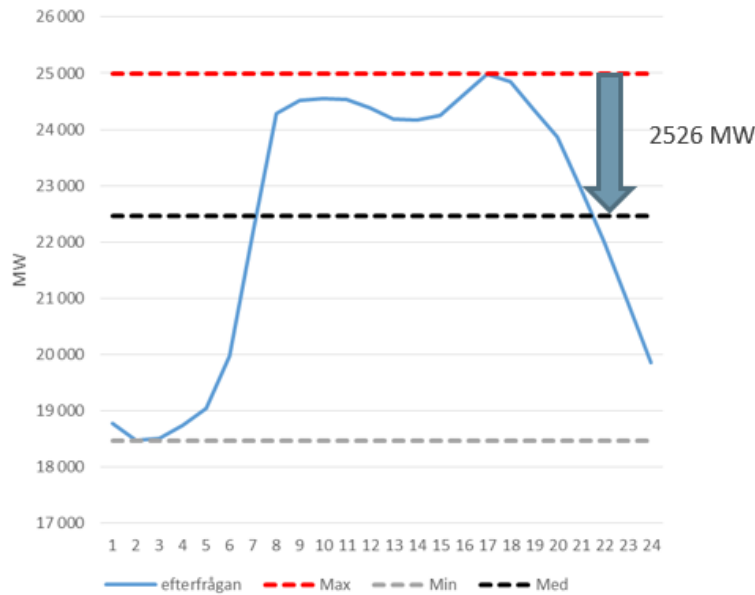
Denna nya utmaning för kraftsystemet, dvs. "ett större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning" är en av åtta stora utmaningar för det framtida kraftsystemet som NEPP identifierat (se faktaruta på sidan 54). Vi måste ägna dessa utmaningar alltmer uppmärksamhet i framtiden, och även om vi ännu kan hantera situationen utan större svårigheter, måste vi redan nu förbereda oss för de av utmaningarna som kommer redan inom 10-20 år. NEPP-projektet konstaterar samtidigt att det, för de åtta utmaningar, finns ett stort antal potentiella lösningar och att det går att få ett kraftsystem även med mycket stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl, **men det kräver alltså god insikt om utmaningarna och en förmåga att få lösningarna på plats.**

Endast en av utmaningarna (nr 8) har att göra med effekttoppens storlek. Lösningen är här att tillse att kraftsystemet har tillräckligt med reglerbar kapacitet för att möta effekttoppen. En del av denna effekt kan finnas på användningssidan, och elvärmen nämns som en del av lösningen. Men ofta rör det sig om effekttoppar som varar (minst) tioalet timmar – vilket figuren på nästa sida illustrerar väl – och hela eleffektbehovet för elvärmen är inte möjligt att reglera ner under så långa tider (se exempelvis nästa slutsats).

Inte heller skulle det minska de åtta utmaningarna särskilt mycket om man (politiskt) verkade för att reducera elvärmen ännu mer än vad våra scenarier visar, eller rent av förbjöd den. Det framgår också tydligt av figuren på föregående sida.

19. **Efterfrågefleksibilitet blir viktigare och får också "nya funktioner"**. Efterfrågeanpassningar drivs fram av höga priser, såväl idag som i framtiden, men efterfrågefleksibilitetens funktion blir i framtiden delvis annorlunda eftersom de höga priserna kan förutses uppträda vid fler tidpunkter och ha fler orsaker än idag. Det ger efterfrågefleksibiliteten nya funktioner. (Efterfrågefleksibiliteten sänker behovet under högst några timmar, och hälften av potentialen avser elanvändning, exempelvis elvärme, som flyttas några timmar i tiden och resten är elanvändning, exempelvis inom industrin, som regleras ner och som sedan inte återkommer).

Potentialen hos last som flyttas är begränsad i den meningen att den behöver spridas ut på flera timmar för att påverka topplasten i någon större utsträckning. Om hela potentialen används under endast en timme kommer den timme med näst högst last att vara endast något lägre. Om efterfrågepotentialen utnyttjas och/eller att energilager – som kan få en utjämnande effekt på efterfrågan på samma sätt som efterfrågefleksibilitet - laddas och laddas ur under samma dygn finns det ändå en teknisk begränsning i potentialen på (maximalt) cirka 2500 MW, trots att potentialen för efterfrågefleksibilitet enskilda timmar alltså är större.



Figur: Förbrukningen i Sverige den 13 januari 2014 (dagen med den högsta förbrukningen 2014). Om lasten jämnas ut helt blir den maximala reduktionen 2526 MW

20. **Matchningen av elproduktion och elanvändning förväras av vissa styrmedel.** Ett exempel är elskatten som även vid nollpris på el delvis förhindrar att el används. Omvänt är det ologiskt att elcertifikatsystemet kraftigt stimulerar elproduktion även under perioder då efterfrågan saknas.

Utformningen av elskatten och nättariffer ger dessutom incitament till "procumenter" att anpassa sin förbrukning så att den minimerar utmatning på nätet vilket inte nödvändigtvis är det agerande som gynnar systemet som helhet.

Denna rapport redovisar resultat för de 15 uppgifter som uppdraget omfattar:

- Utvecklingen av elanvändningen i Sverige sett i backspegeln
- EU:s effektiviseringsdirektiv och övriga politiska krav och mål
- Den ekonomiska utvecklingen
- Fossilbränsleoberoende fordonsflotta till 2030
- Industrins elanvändning
- Utvecklingen av elanvändningen inom värmemarknaden
- Elanvändning inom fjärrvärmeproduktionen
- Servicesektorns elanvändning
- Hushållens elanvändning
- Befolkningstillväxt
- Smarta elnät
- Efterfrågefleksibilitet och effekt
- Regelverken på elmarknaden:
 - Utvecklingen mot att elkonsumenterna blir sina egna producenter
 - Utbytet av kraft med länder i vår närhet

Observera dock att kapitelindelningen i denna rapport inte följer punktlistan ovan.

Innehåll

1. Inledning.....	17
<i>Eleffektbehovet – preliminära resultat.....</i>	<i>19</i>
2. Påverkansfaktorer	20
3. Hushållsel	21
<i>Referensscenariot.....</i>	<i>23</i>
<i>Låg- och högscenarierna</i>	<i>23</i>
4. Driftel	24
<i>Referensscenariot.....</i>	<i>25</i>
<i>Låg- och högscenarierna</i>	<i>26</i>
5. Transportsektorns elanvändning.....	26
<i>Viktiga omvärldsp parametrar/påverkansfaktorer i de olika scenarierna</i>	<i>27</i>
6. Utvecklingen av elanvändningen inom värmemarknaden	27
<i>Viktiga omvärldsp parametrar/påverkansfaktorer i de olika scenarierna</i>	<i>30</i>
7. Elanvändning inom fjärrvärmeproduktionen	30
8. Industrins elanvändning	31
<i>Påverkansfaktorer</i>	<i>34</i>
<i>Framtida utveckling.....</i>	<i>34</i>
<i>CCS inom industrin.....</i>	<i>36</i>
9. Om befolkning och urbanisering	37
<i>Befolkning.....</i>	<i>37</i>
<i>SCBs nya befolkningsprognos: Klart högre nivå än tidigare</i>	<i>38</i>
<i>Urbaniseringen</i>	<i>39</i>
<i>Areastandard.....</i>	<i>40</i>
10. Den ekonomiska utvecklingen.....	42
<i>Våra antaganden om BNP-utvecklingen</i>	<i>42</i>
<i>Kopplingen mellan den ekonomiska utvecklingen och elanvändningen är olika stark för olika "segment" i användningen.....</i>	<i>43</i>
<i>Analys och analysunderlag</i>	<i>43</i>
<i>Kopplingen mellan BNP och energi.....</i>	<i>43</i>
<i>Elens andel av den totala energianvändningen</i>	<i>44</i>
<i>Kopplingen mellan BNP och el.....</i>	<i>44</i>
<i>Om ekonomin återhämtar hela BNP-nedgången.....</i>	<i>45</i>

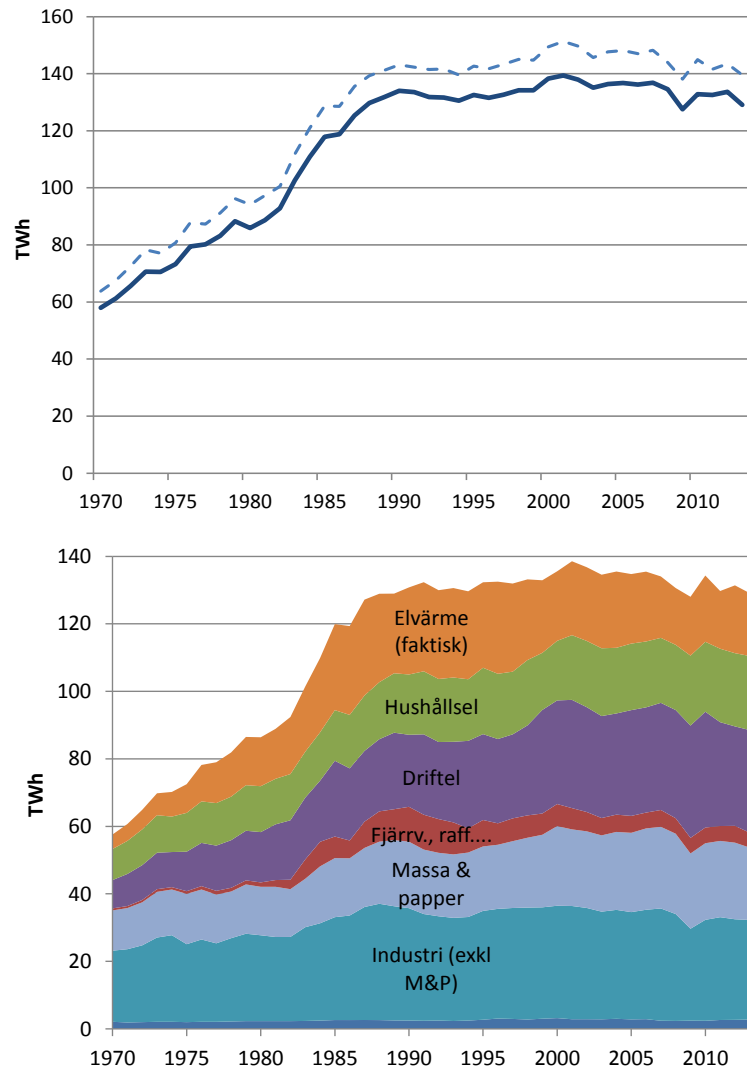
11. Eleffektbehovet – preliminära resultat	46
<i>Effektbehovet per sektor</i>	48
<i>Framtida effektutmaning: produktionsutvecklingen, inte användningen, ger ökad utmaning</i>	50
12. Efterfrågefleksibilitet	54
<i>Utmaningarna</i>	54
<i>Olika typer av efterfrågefleksibilitet</i>	55
<i>Prisvolatilitet den viktigaste drivkraften</i>	56
<i>Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland olika typer av elkunder</i>	58
<i>Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland industriföretag.....</i>	58
<i>Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland hushållskunder.....</i>	60
<i>Potentialen för efterfrågefleksibilitet hos övriga förbrukare</i>	63
<i>Nyttor från efterfrågefleksibilitet i stamnät och distributionsnät.....</i>	63
<i>Efterfrågefleksibilitetens påverkan på effekttoppen.....</i>	66
13. Utvecklingen mot att konsumenterna blir sina egna producenter	69
<i>Drivkrafter</i>	69
<i>Påverkan på elnätet</i>	69
<i>Potentialen 2030 och 2050.....</i>	70
<i>Egenproduktion i bostäder och lokaler.....</i>	71
14. Regelverken på elmarknaden	72
<i>Energy only marknader</i>	72
<i>Kapacitetsmarknader.</i>	72
<i>Nodprissättning:.....</i>	73
<i>Utökad reglering.....</i>	74
15. EU:s energieffektiviseringsdirektiv, och övriga energi- och klimatmål.....	75
<i>Effektivisering av elanvändningen i Sverige</i>	75
<i>Energieffektiviseringsdirektivets påverkan på elanvändningen i Sverige.....</i>	76
<i>Det är långt ifrån säkert att EU når sina energimål för 2020.....</i>	77
<i>Den svaga BNP:n ökar möjligheterna att nå effektiviserings- och växthusgasmålen</i>	77
<i>Utmaningen att nå målen för 2030 kan bli mycket stor.....</i>	78
<i>Dagens styrmedel och styrmedelsnivåer räcker inte för att klara omställningen</i>	79
16. Utbytet av kraft med länder i vår närhet	79
<i>Centrala drivkrafter för export och import.....</i>	80
<i>Överföringskapaciteten till våra grannländer, och transmissionskapaciteten inom länderna</i>	80
<i>Ökad elexport är ett trendbrott.....</i>	81
<i>Elmarknadens regelverk kan utvecklas i olika riktningar – vilket påverkar eleffektutbytet.....</i>	81

1. Inledning

Elanvändningen i Sverige har legat relativt konstant på 130-140 TWh/år i 25 år. Dessförinnan ökade elanvändningen med i genomsnitt 4-5 % per år (dock med variationer från år till år). Två sektorer står för merparten (cirka 95%) av elanvändningen: industrin och bostäder/service. Avgörande för den framtida utveckling är vad som händer inom dem.

I detta arbete om den framtida utvecklingen, har vi utgått såväl från den historiska utvecklingen, som från prognoser om utvecklingen för de faktorer och omvärldsparametrar som kommer att påverka elanvändningens utveckling (bl.a. ekonomi, befolkning, teknik-/standardutveckling, effektivisering).

Utvecklingen av elanvändningen i Sverige 1970-2013 (källa: Energiläget 2015). Figuren ovan anger elanvändningen exklusive distributionsförluster (heldragen linje) och med distributionsförluster (streckad linje). Figuren till höger anger den sektorvisa elanvändningens utveckling i Sverige under samma period.



Vi har i denna rapport delat in elanvändningen i följande sektorer/segment:

- Hushållsel i bostäder och driftel² i servicesektorn (företrädesvis)
- Värmemarknadens elanvändning och fjärrvärmeproduktionens elanvändning
- Industrins elanvändning (massa- och papper, övrig elintensiv industri, övrig industri)
- Transportsektorns elanvändning

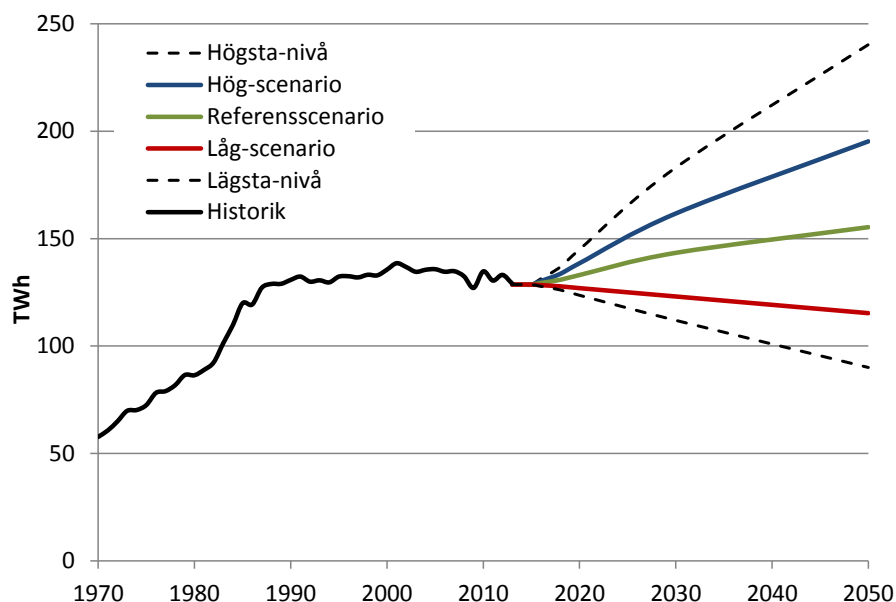
² Bostads- och servicesektorn består av bostäder och lokaler, areella näringar och övrig service. Areella näringar inkluderar jordbruk, skogsbruk, trädgårdsnäring och fiske. I övrig service ingår byggsektorn samt gatu- och vägbelysning. Även avlopps- och reningsverk liksom el- och vattenverk ingår här. Driftsel är en sammanslagning av fastighets- och verksamhetsel. Fastighetsel innebär elanvändning till fasta installationer i byggnader som till exempel ventilation, hissar, rulltrappor och allmän belysning. Med verksamhetsel menas elanvändning till den verksamhet som bedrivs i byggnader, till exempel datorer, apparater och belysning.

Vi har tagit fram tre huvudscenarier för den framtida utvecklingen av elanvändningen i Sverige:

- Högscenario
- Referensscenario
- Lågscenario

Den resulterande elanvändningsutvecklingen i dessa tre huvudscenarier redovisas i figuren och tabellen nedan.

Dessutom har vi angivit två ”ytterligheter”, som vi benämnt ”lägsta- och högstanivåer”. De visar utvecklingen om vi låter min- respektive maxvärden för alla de faktorer och omvärldsparametrar som kan påverka elanvändningens utveckling (t.ex. befolkningsutveckling, BNP- och elprisutveckling, styrmedel, teknikutveckling, effektivisering, men även bl.a. elkundernas preferenser och decouplingen mellan BNP-utveckling och elanvändning) samvariera så att de tillsammans ger en lägsta respektive en högsta nivå för elanvändningen. Det är dock högst osannolikt att alla dessa faktorer/parametrar kommer att samvariera på detta sätt, varför våra låg- respektive högscenarier hamnat en bra bit från dessa ytterlighetsnivåer, vilket figuren nedan tydligt illustrerar.



Den resulterande elanvändningsutvecklingen i våra tre huvudscenarier, samt för en ”högsta- och lägstanivå”. Figuren anger elanvändningen exklusive distributionsförluster. Figuren ger också den historiska utvecklingen för 1970-2013.

Tabell: Den resulterande elanvändningsutvecklingen i våra tre huvudscenarier, samt för en ”högsta- och lägstanivå”. Tabellen anger elanvändningen exklusive distributionsförluster.

[TWh]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	129	129	129	129	129
2030	112	123	143	162	183
2050	90	115	155	195	240

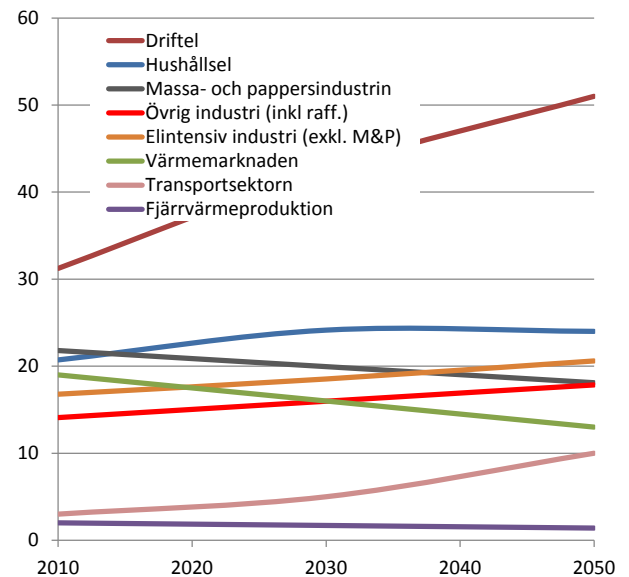
OBS: ”Idag” anger värden för år 2013, eller för ett medelvärde över 3-4 år med tyngdpunkt på 2013.

Uppdelat på olika sektorer är utvecklingen i referensscenariot enligt tabellen och figuren nedan.

Tabell och figur: Den resulterande elanvändningsutvecklingen uppdelat på olika sektorer i referensscenariot. Både tabellen och figuren anger elanvändningen exklusive distributionsförluster.

Referensscenariot [TWh]	Idag	2030	2050
Hushållsel	20,7	24,1	24,0
Driftel i servicesektorn	31,2	42,7	51,0
Värmemarknaden	19,0	16,0	13,0
Fjärrvärmeproduktion	2,0	1,7	1,4
Massa- och pappersindustrin	21,8	19,9	18,1
Elintensiv industri (exkl. M&P)	16,8	18,5	20,6
Övrig industri (inkl raff.)	14,1	16,0	17,8
Transportsektorn	3,0	5,0	10,0
Summa	129	143	155

OBS: "Idag" anger värden för år 2013, eller för ett medelvärde över 3-4 år med tyngdpunkt på 2013.



Eleffektbehovet – preliminära resultat

Ovan har vi redovisat elenergianvändningens utveckling i våra scenarier. Här redovisar vi *effektbehovets* utveckling i scenarierna (resultat som ännu är *preliminära* – se vidare härom i kapitel 11 nedan).

I samtliga scenarier kommer eleffektbehovet under vintern att minska relativt sett (dvs. relativt utvecklingen av *elenergin*) genom att elanvändningen för uppvärmning minskar. I de scenarier som innefattar en stor introduktion av elfordon, kan vi istället få en ökad variation av effektuttaget över dygnet, om inte "smarta laddstrategier" förmår att jämma ut lasten över dygnet. I huvudsak kommer dock elanvändningens effektbehov att förändras proportionellt mot elenergiutvecklingen.

Idag finns inte statistik om eleffektbehovet per sektor tillgängligt, på samma sätt som det finns för *elenergianvändningen*. Vi har därför utnyttjat två approximativa ansatser, för att hyggligt kunna "ringa in" effektbehovets utveckling i våra scenarier. Dels har vi gjort en ansats baserad på det historiska sambandet mellan energi och topp effekt, dels har vi "brutit ut" tre av sektorerna – uppvärmning, processindustri och elfordon - och gjort en analys av dem (och låtit effektbehovet för övrig elanvändning utvecklas proportionellt med elenergiutvecklingen).

Båda dessa ansatser ger ett liknande resultat. Det anges i tabellen nedan. Effekttoppen hamnar då mellan cirka 21 000 och 33 000 MW (21-33 GW) exklusive distributionsförluster, i våra tre huvudskenarier år 2050, jämfört med en nivå på cirka 23 500 MW (23,5 GW) idag.

Tabell: Eleffektbehovets utveckling (effekttopparna) i våra tre huvudscenarier, samt för en "högsta- och lägstanivå". Tabellen anger eleffektbehovet i MW ett normalår, exklusive distributionsförluster.

[MW]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	23 500	23 500	23 500	23 500	23 500
2030	21 000	22 600	25 600	28 300	31 200
2050	17 500	21 400	27 300	32 900	38 900

Vanligtvis anges effektbehovet och effekttopparna för elproduktionen och inte för elanvändningen, och då måste vi inkludera distributionsförlusterna. I tabellen nedan ger vi därför också effektbehovets utveckling inklusive distributionsförluster.

Tabell: Eleffektbehovets utveckling (effekttopparna) i våra tre huvudscenarier, samt för en "högsta- och lägstanivå". Tabellen anger eleffektbehovet i MW ett normalår, inklusive distributionsförluster.

[MW]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	25 100	25 100	25 100	25 100	25 100
2030	22 400	24 100	27 300	30 200	33 300
2050	18 700	22 800	29 100	35 100	41 500

2. Påverkansfaktorer

Vi identifierar minst ett tiotal faktorer och omvärldsp parametrar som påverkar elanvändningens utveckling. Tabellen nedan ger en sammanställning av de viktigaste påverkansfaktorerna för respektive sektor, och anger på ett kvalitativt sätt hur stor påverkan från respektive faktor är.

Tabell: En sammanställning av de viktigaste faktorerna och omvärldsp parametrarna som påverkar elanvändningens utveckling. Ett stort "kryss" anger en relativt stor påverkan, ett litet "kryss" anger en mer måttlig påverkan och saknas "kryss" är påverkan från den påverkansfaktorn ringa.

	Hushålls-el	Driftel	Värme-marknaden	Fjärr-värme	Industri	Trans-port
Befolkningsutveckling	X	X	X	x	x	x
Ekonomisk utveckling (BNP, förädlingsvärde, etc.)	X	X			X	x
Volymfaktorer (antal, area, produktionsvolym, etc.)	X	X	x	x	X	X
Politiska mål/styrmedel	x	x	x	X	x	X
Elprisutveckling (även relativpriset gentemot alternativ)			x	X	X	
Strukturförändringar (hos elanvändare eller i elproduktionen)	x	x	x	x	X	X
Teknikutveckling	x	x	x	x	x	X
Kunders preferenser (inkl. krav på standardökning)	x	x	X			X
Energieffektivisering	X	X	X	x	X	

I kapitel 3-8 nedan ger vi en mer *kvantitativ redovisning* av de olika faktorernas påverkan på elanvändningens utveckling, för de olika användarsektorerna. I kapitel 9-10 gör vi dessutom en grundlig genomgång av ett par av påverkansfaktorerna, och diskuterar hur de kan komma att utvecklas. Vi anger en referensutveckling, samt hög- och lågscenarier för påverkansfaktorerna.

Det kan dock vara intressant att, även så här inledningsvis, ange några av de kvantitativa antaganden vi gjort för ett par av påverkansfaktorerna. Befolkningsökningens utveckling anges av SCB:s senaste prognos, och vi har använt deras huvudalternativ som grund för de antaganden vi gjort i vårt referensscenario. År 2014 var vi cirka 9,7 miljoner invånare i vårt land. De senaste åren har befolkningsökningen varit snabb och enligt SCB-prognosen kommer 10-miljonersstrecket passerats under 2016. Nästa miljongräns, 11 miljoner, uppnås bara 9 år senare, år 2025. Sedan dröjer det ytterligare 17 år innan folkmängden år 2042 passerar 12 miljoner. År 2050 är befolkningen, enligt SCB:s huvudalternativ, cirka 12,5 miljoner. SCB anger en lång rad alternativa scenarier, och vi utnyttjar flera av dem för våra scenarier. I deras "lägsta-scenario", med bl.a. en mycket låg invandring, når befolkningen bara strax över 10 miljoner år 2030 och 2050. I SCB:s (och vårt) högstascenario, ökar befolkningen snabbt och vi når cirka 12 miljoner år 2030 och nästan 14 miljoner år 2050.

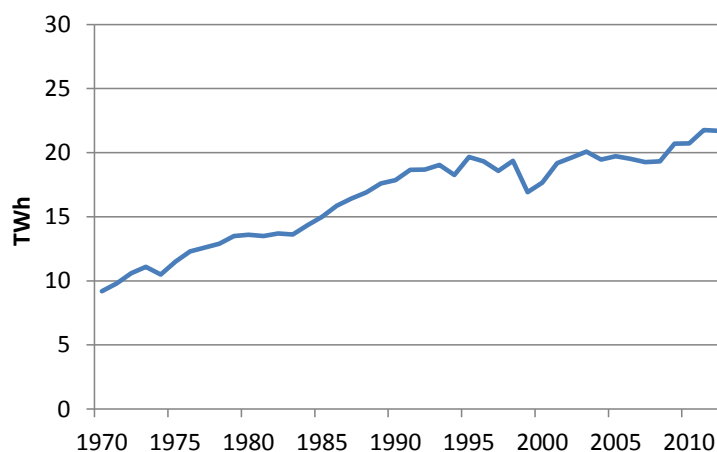
Prognoser och scenarier för den ekonomiska utvecklingen i Sverige och internationellt finns tillgängliga från en lång rad officiella organ, såväl på global, europeisk och svensk nivå. Vi har baserat våra antaganden för referensscenariot på en viss återhämtning av den globala ekonomin, och sedan en fortsatt utveckling i enlighet med en historisk medelutveckling för BNP, eller något svagare. Som ett genomsnitt under perioden 2015-2050 hamnar vi då på drygt 2%/år för BNP-utvecklingen i Sverige i vårt referensscenario. För våra "lågscenarier", hamnar vi på cirka 1,2-1,5%/år och för "högscenarierna" på över 2,5%/år.

För de påverkansfaktorer där vi måste komplettera de officiella källorna med egna avvägningar, har vi valt att lägga oss något under den historiska utvecklingstakten för faktorer som påverkar elanvändningen uppåt (t.ex. antal hushåll) och lägga oss något över den historiska utvecklingstakten för faktorer som påverkar elanvändningen nedåt (t.ex. effektivisering). De resulterar i en något försiktigare utvecklingstakt, än om vi valt de historiska värdena rakt av.

3. Hushållsel

Hushållselens utveckling drivs av en rad påverkansfaktorer, men primärt av utvecklingen av hushållens disponibla inkomster, antal hushåll, areastandarden, befolkningsförändringarna, nybyggnationen samt energieffektiviseringarna. Nya apparater tenderar att bli mer effektiva vilket samtidigt kan motverkas av inkomsteffekten, d v s en ökad inkomst tenderar att skapa större behov exempelvis genom att man väljer att löpa flera apparater till hemmet.

Sedan 1970 har hushållselen mer än fördubblats. Ökningstakten var i genomsnitt 3 %/år under perioden 1970-1995, för att sedan mattas av och har



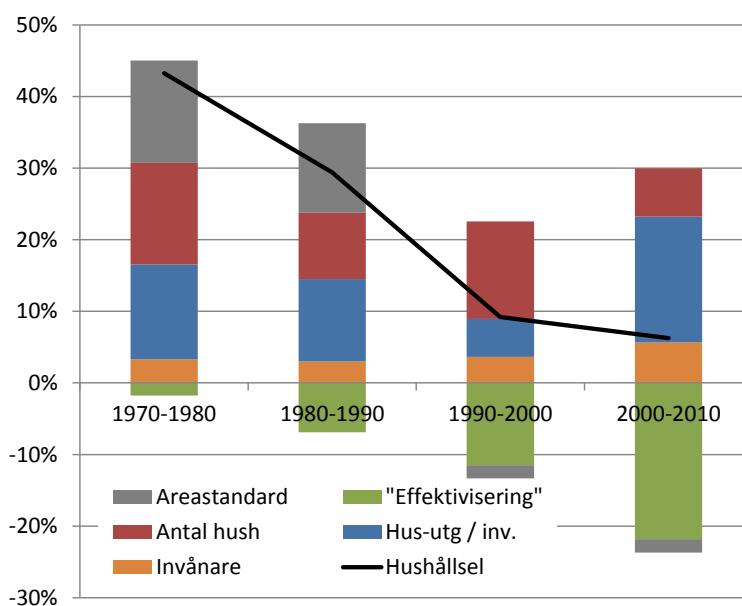
legat på i genomsnitt 1 %/år mellan 1995 och 2012. Under de senaste åren, efter 2008, har ökningen dock varit 2,5 %/år.

Utvecklingen av hushållselen påverkas alltså av en rad faktorer och/eller omvärldsparametrar, där (minst) en handfull har betydande påverkan på utvecklingen. I en historisk analys har vi särskilt studerat inverkan av dessa faktorer:

- Antalet hushåll
- Areastandard (m²/person)
- Hushållens ekonomi (eg. hushållens utgifter per capita)
- Befolkningsutvecklingen (antalet invånare)
- Energieffektiviseringen

Resultatet, som ges i figuren till höger, ges också i tabellen nedan. Vi kan konstatera att dessa faktorer haft olika stor betydelse under de fyra studerade årtiondena.

Figur: Identifiering av de faktorer som påverkat utvecklingen av hushållselen historiskt. (Enhet på y-axeln: "Procent per 10 år")



Våra scenarier för den framtida utvecklingen baseras alla på antaganden om hur dessa påverkansfaktorer utvecklas under perioden till 2030 och 2050. I tabellen nedan ges utvecklingen för dessa faktorer. I möjligaste mån har vi baserat antagandena på officiella källor, såsom SCB:s befolkningsprognoser, eller dokumenterade forskningsresultat, såsom utvecklingen för areastandard.

Tabell: Utvecklingen av faktorer som påverkar hushållselanvändningen, dels historiskt (uppdelat på perioden före resp. efter finanskrisen) och för våra fem scenarier (genomsnittsutvecklingen till 2050).

	1970-2007	2008-2013	Lägsta	Låg	Referens	Hög	Högsta
Invånare	0,3%/år	0,8%/år	0,1%/år (SCB-lägsta)	0,4%/år (SCB-låg)	0,7%/år (SCB-huvudalt)	0,9%/år (SCB-hög)	1,0%/år (SCB-högsta)
BNP	1,9%/år ^(*)	+/-0%/år	1,2%/år	1,7%/år	2,2%/år	2,6%/år	2,8%/år
BNP/cap	1,6%/år ^(*)	-0,8%/år	1,1%/år	1,3%/år	1,5%/år	1,7%/år	1,8%/år
Hush-utg/cap	1,2%/år	+0,8%/år	0,6%/år	0,8%/år	1,1%/år	1,4%/år	1,5%/år
Areastandard	-0,2%/år ^(**)		-0,5%/år	-0,4%/år	-0,2%/år	+/-0%/år	+0,2%/år
Antal hushåll	1,1%/år	1,1%/år	0,5%/år	0,8%/år	1,0%/år	1,0%/år	1,2%/år
Effektivisering	1,5%/år ^(**)		1,9%/år	2,0%/år	2,0%/år	2,0%/år	1,8%/år

(*) Om man exkluderar "devalveringsåren" i början av 1990-talet, blir genomsnittsökningen av BNP 2,3%/år och av BNP/cap 2,0%/år. (**) Här har vi angivit medelvärdet under perioden 1990-2010. Medelvärdet för 1970-2010 är drygt +0,5%/år för areastandard och cirka 1%/år för effektivisering.

Referensscenariot

För att även illustrera tabellens värden i diagramform, anges i figuren till höger utvecklingen i referensscenariot.

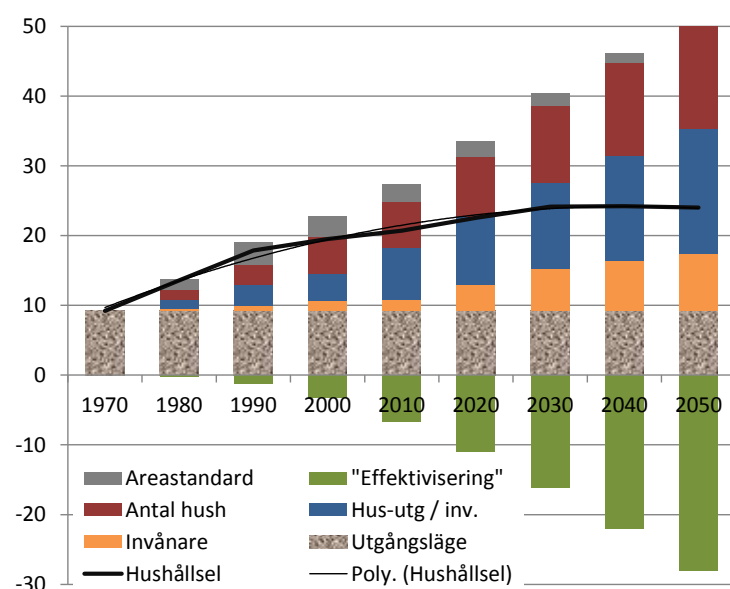
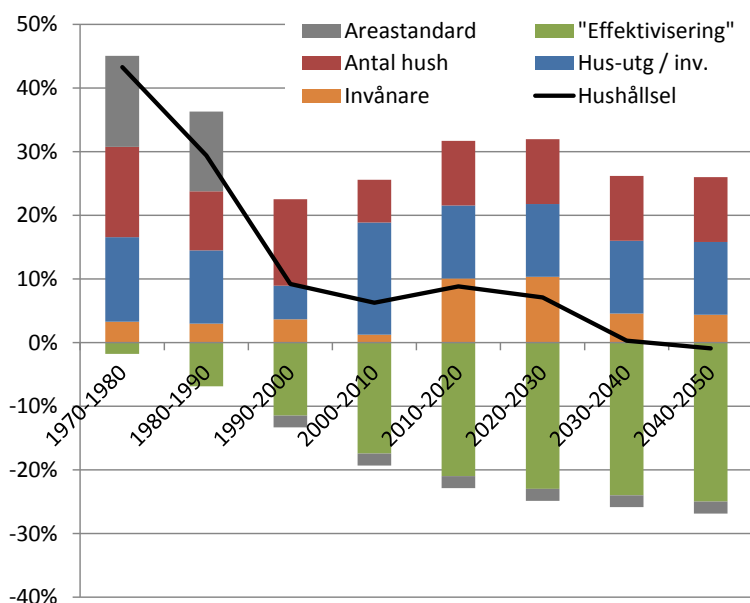
Den procentuella förändringen (under varje tioårsperiod) för faktorerna anges alltså i staplarna och den resulterande förändringen av hushållselen i den svarta linjen.

Figur: Utvecklingen av de faktorer som påverkar den framtida utvecklingen av hushållselen i referensscenariot. Även historisk utveckling. (Enhet på y-axeln: "Procent per 10 år")

I detta referensscenariot ser vi att den resulterande ökningen av hushållselen succesivt minskar och ligger nära noll de sista två årtiondena.

Om vi istället anger utvecklingen för referensscenariot i TWh (figuren till höger), ser vi ännu tydligare hur ökningen minskar och till sist stannar av kring 2040. Därefter vänder ökningen i en svag minskning av hushållselsanvändningen.

Figur: Utvecklingen av hushållselen i referensscenariot, samt utvecklingen av de faktorer som påverkar hushållsels utveckling. (Enhet på y-axeln: "TWh/år")



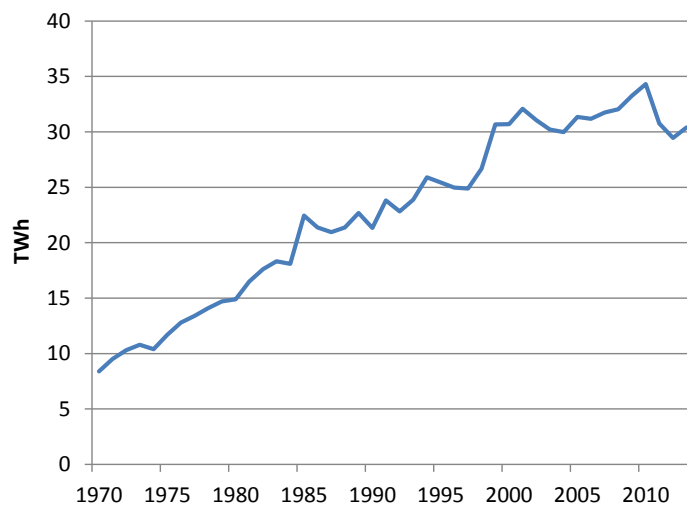
Låg- och högscenarierna

Med de antaganden, enligt tabellen på föregående sida, som vi gör om de olika påverkansfaktorernas utvecklingstakt i låg- och högscenarierna, kommer den resulterande utvecklingen för hushållselen att variera inom ett intervall. I tabellen nedan anger vi utvecklingen för hushållselen i samtliga scenarier. I högscenarierna antas en befolkningsökning enligt SCB:s hög-/högsta-prognoser (se också kapitel 9 nedan), samt en snabbare ökning av både hushållens ekonomi och areastandarden jämfört med referensscenariot. I låg-scenariot har vi gjort motsvarande antaganden, men då som antaganden om långsammare utveckling än i referensscenariot. Antagandena om utvecklingen för energieffektivisering skiljer dock relativt lite mellan scenarierna, och effektiviseringen antas genomgående vara högre än den varit historiskt.

[TWh]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
2030	17,5	18,5	24,1	27,6	31,5
2050	12,1	14,5	24,0	32,9	46,8

4. Driftel

Driftelanvändningen, dvs fastighetssel och verksamhetsel i servicesektorn, påverkas av den ekonomiska utvecklingen (BNP) vilket i sin tur kan antas öka behovet av lokalytor samt att antalet apparater m.m. ökar. Driftelanvändningen har ökat över tid då tjänstenäringarna har växt i betydelse. I vårt referensscenario förväntas den ekonomiska utvecklingen vara relativt god i Sverige fram till 2050 och därmed fortsatt driva på driftelanvändningen.



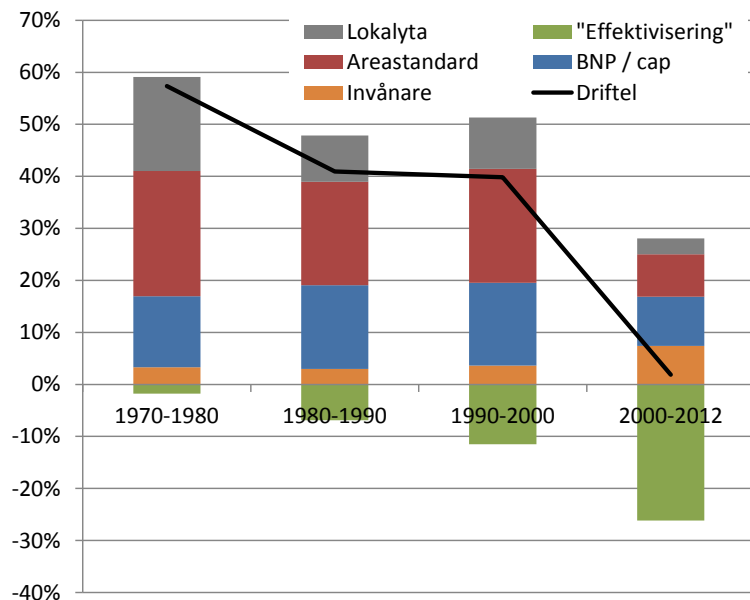
Sedan 1970 har driftelen mer än fördubblats. Ökningstakten var i genomsnitt 4-5 %/år under perioden 1970-1995, för att sedan mattas av och låg på i genomsnitt 2 %/år från 1995 fram till finanskrisen (2008). Under de senaste åren har vi dock haft en minskning av driftelanvändningen.

Utvecklingen av driftelen har påverkats av en rad faktorer och omvärldsparametrar, där (cirka) en handfull har betydande påverkan på utvecklingen. I en historisk analys har vi studerat inverkan av fem av dessa faktorer:

- Lokalyta
- Areastandard
- Sveriges ekonomi (BNP/capita)
- Befolkningsutvecklingen (antalet invånare)
- Energieffektiviseringen

Resultatet visar (se figuren till höger) att dessa faktorer haft olika stor betydelse under de fyra studerade årtiondena.

Identifiering av de faktorer som påverkat utvecklingen av driftelen historiskt. (Enhet på y-axeln: "Procent per 10 år")



Våra scenarier för den framtida utvecklingen baseras alla på antaganden om hur dessa påverkansfaktorer utvecklas under perioden till 2030 och 2050. I tabellen nedan ges utvecklingen för dessa faktorer. I möjligaste mån har vi – utöver den historiska analysens resultat – baserat antagandena på officiella källor eller dokumenterade forskningsresultat.

Tabell: Utvecklingen av faktorer som påverkar driftelanvändningen, dels historiskt (uppdelat på perioden före resp. efter finanskrisen) och för våra fem scenarier (genomsnittsutvecklingen till 2050).

	1970-2007	2008-2013	Lägsta	Låg	Referens	Hög	Högsta
Invånare	0,3%/år	0,8%/år	0,1%/år (SCB-lägsta)	0,4%/år (SCB-låg)	0,7%/år (SCB-huvudalt)	0,9%/år (SCB-hög)	1,0%/år (SCB-högsta)
BNP	1,9%/år ^(*)	+/-0%/år	1,2%/år	1,7%/år	2,2%/år	2,6%/år	2,8%/år
BNP/cap	1,6%/år ^(*)	-0,8%/år	1,1%/år	1,3%/år	1,5%/år	1,7%/år	1,8%/år
Hush-utg/cap	1,2%/år	+0,8%/år	0,6%/år	0,8%/år	1,1%/år	1,4%/år	1,5%/år
Areastandard	1,1%/år ^(**)		+0,7%/år	+0,8%/år	+1,0%/år	+1,2%/år	+1,3%/år
Lokalyta	0,6%/år	0,4%/år	0,3%/år	0,4%/år	0,6%/år	0,7%/år	0,9%/år
Effektivisering	1,6%/år ^(**)		2,1%/år	2,3%/år	2,5%/år	2,6%/år	2,75%/år

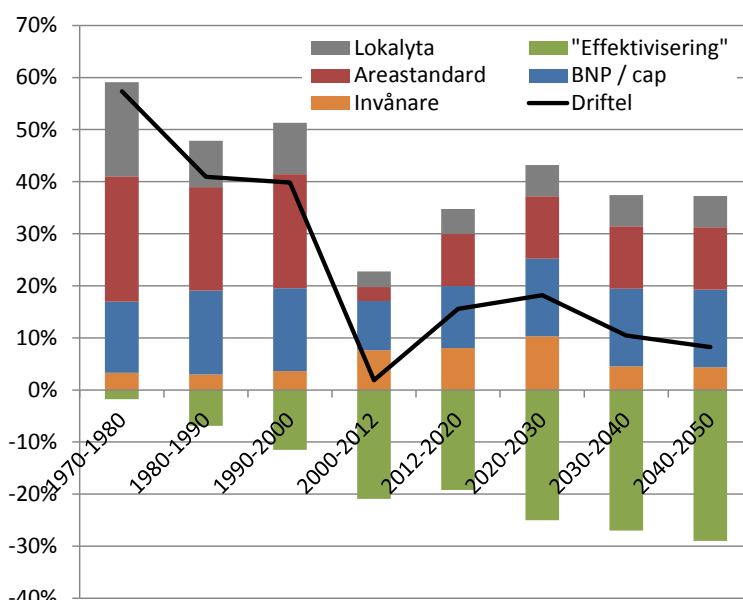
(*) Om man exkluderar "devalveringsåren" i början av 1990-talet, blir genomsnittsökningen av BNP 2,3%/år och av BNP/cap. 2,0%/år. (**) Här har vi angivit medelvärdet under perioden 1990-2010. Medelvärdet för 1970-2010 är drygt 1,6%/år för areastandard och cirka 1%/år för effektivisering.

Referensscenariot

För att även illustrera tabellens värden i diagramform, anges i figuren till höger utvecklingen i referensscenariot.

Den procentuella förändringen (under varje tioårsperiod) för faktorerna anges alltså i staplarna och den resulterande förändringen av driftelen i den svarta linjen.

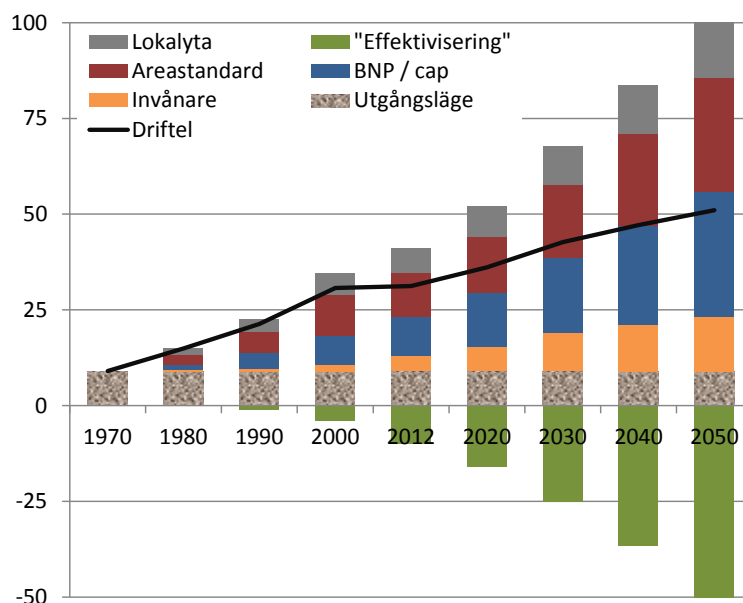
Figur: Utvecklingen av de faktorer som påverkar den framtida utvecklingen av hushållselen i referensscenariot. Även historisk utveckling. (Enhet på y-axeln: "Procent per 10 år")



I detta referensscenariot ser vi att den resulterande ökningen av driftelen fortsätter att stiga med 10-20% per årtionde ända fram till 2050. Det är dock mindre än hälften av den ökningstakt vi haft historiskt (före finanskrisen, 1970-2008).

Om vi istället anger utvecklingen för referensscenariot i TWh (figuren till höger), ser vi ännu tydligare hur den resulterande utvecklingen blir under hela perioden fram till 2050.

Figur: Utvecklingen av driftelen i referensscenariot, samt utvecklingen av de faktorer som påverkar driftelens utveckling. Även historisk utveckling. (Enhet på y-axeln: "TWh/år")



Låg- och högscenarierna

Med de antaganden, enligt tabellen ovan, som vi gör om de olika påverkansfaktorernas utvecklings-takt i låg- och högscenarierna, kommer den resulterande utvecklingen för driftelen att variera inom ett intervall. Inte i något scenario får vi dock en lägre driftelanvändning år 2050, än vi har idag. I ta-bellen nedan anger vi utvecklingen för driftelen i samtliga scenarier. I högscenarierna antas en be-folkningsökning enligt SCB:s hög-/högsta-prognoser (se kapitel 9 nedan), samt en snabbare ökning av både den ekonomiska utvecklingen och areastandarden jämfört med referensscenariot. I låg-scenariot har vi gjort motsvarande antaganden, men då som antaganden om långsammare utveckling än i referensscenariot. Antagandena om utvecklingen för energieffektivisering skiljer dock relativt lite mellan scenarierna, och antas genomgående vara betydligt högre än den varit historiskt.

[TWh]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2
2030	36,2	39,5	42,7	48,6	54,6
2050	33,8	42,4	51,0	64,1	77,1

5. Transportsektorns elanvändning

I nära anslutning till NEPP gjordes ett omfattande arbete om utvecklingen mot en fossilbränsle-oberoende fordonsflotta och elens betydelse i några olika scenarier för att uppnå visionen. Motsva-rande arbeten gjordes något år senare i FFF-utredningen. Resultaten från båda dessa arbeten är snar-lika. El kommer att vara en viktig faktor för omställningen av transportsektorn. Beroende på anta-ganden ökar elanvändningen inom transportsektorn. Dock är ökningen relativt måttligt även vid en mycket kraftfull introduktion av elfordon. Det finns flera skäl till det, främst att elfordonen har en mycket hög energieffektivitet. I vilken takt elfordon kommer att introduceras på den svenska mark-naden, beror av många faktorer, t.ex. politiska beslut om mål nationellt och på EU-nivå, val av styr-medel och inte minst utvecklingen på batterisidan.

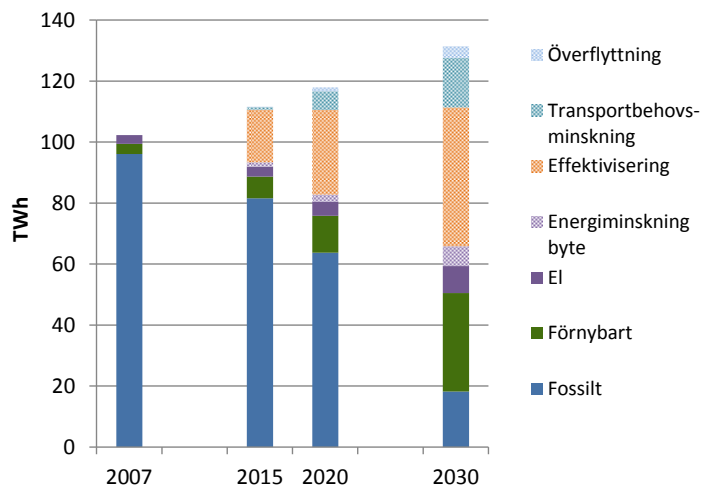
Elanvändningen inom transportsektorn uppgår idag (år 2013) till ca 3 TWh/år. Användningen domi-neras helt av järnvägstransporter.

Energimyndighetens referensscenario från Långsiktsprogno 2012 pekar på en elanvändning på 3,4 TWh år 2030. Man kan anta att den utvecklingen inte innehåller någon särskilt stor ökning av elbils-flottan, utan att den ökade elanvändningen främst är en följd av ökade järnvägstransporter. I denna referens finns ingen prognos för 2050, men om man tillåter sig en trendframskrivning med samma procentuella ökningstakt så ger det 3,9 TWh år 2050.

Detta kan betraktas som ett minimiscenario och med högre klimat- och förnybarambitioner så kan man förutse avsevärt större elanvändningsökning för transportsektorn i Norden. I Elforskrapporten 12:68, "Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030", identifierade Profu en utveckling där användningen av fossila drivmedel minskar med 80 % till år 2030. Detta arbete kan ses som ett högscenario för transportsektorns elanvändning. Omställningen åstadkoms genom ett stort antal åtgärder, varav en omfattande elektrifiering är en del (se figuren nedan). I det scenariot ökar el-användningen i den svenska transportsektorn till 8,8 TWh år 2030. För år 2050 görs grova överslag som innefattar en ytterligare elektrifiering och en fullständig fossilbränslefri transportsektor där elanvändningen uppgår till 16 TWh.

Man kan alltså konstatera att även vid en mycket stor elektrifiering av transportsektorn så kommer sektorns elanvändning fortfarande vara relativt måttlig i förhållande till andra användarsektorer.

Figur: Total drivmedelsanvändning i Roadmaps-scenariot. Scenariot ger en ökning av elanvändningen i den svenska transportsektorn till 8,8 TWh år 2030 (och cirka 16 TWh år 2050).



[TWh]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
2030	2,8	3,4	5,0	8,8	10,1
2050	2,6	3,9	10,0	16,0	20,8

Viktiga omvärldsp parametrar/påverkansfaktorer i de olika scenarierna

Transportsystemets utveckling, och därigenom elanvändningens utveckling inom sektorn, påverkas av utvecklingen inom fyra områden, som anges i figuren ovan: 1) transportbehovsminskning/ökning, 2) överflyttning mellan transportslagen, 3) energieffektivisering och 4) förändrade marknadsandelar mellan de olika drivmedlen. Högscenariot baseras på en utveckling av dessa fyra faktorer i enlighet med figuren ovan. Effektivisering och drivmedelsbyten är de faktorer som antas påverka utvecklingen mest, men även en betydande transportbehovsminskning (relativt en business-as-usual-utveckling som illustreras av stapelhöjden för 2030, relativt 2015 års). Elen används både till (miljontals) personbilar och (ett stort antal) tunga fordon. I referensscenariot sker motsvarande utveckling av de fyra faktorerna, men vi antar en mindre andel eldrivna fordon (men fortfarande både personbilar och tunga fordon, och fortfarande i stor skala). I lågscenariot antar vi däremot inget genombrott för elfordon alls.

De påverkansfaktorer som har stor (störst) betydelse för utvecklingen inom transportsektorn är a) de politiska målen inom EU och nationellt, samt politiska beslut, normer och andra styrmedel (vi identifierar upp till 50 olika styrmedel som påverkar sektorns utveckling), b) teknikutveckling och effektivisering, samt 3) preferenserna för de som köper fordonen och transporttjänsterna.

6. Utvecklingen av elanvändningen inom värmemarknaden

Byggnadssektorns energianvändning för uppvärmning domineras av fjärrvärme, värmepumpar, elvärme samt bibränslen. Skatter och styrmedel har en stor betydelse för valet av uppvärmningsform liksom den relativa investeringskostnaden för ett nytt uppvärmningssystem. Även teknikutvecklingen har en stor betydelse för valet av uppvärmningssystem och därmed energibärare. Vidare har energieffektiviserande åtgärder i nybyggnationer en återhållande effekt på värmebehovet vilket dock kan

motverkas av exempelvis ökad efterfrågan på komfortvärme. Energianvändningen för uppvärmning påverkas även av rådande normer och av storleken på nybyggnation samt befolkningsutvecklingen.

I det pågående projektet Värmemarknad Sverige, har den svenska värmemarknadens framtida utveckling analyserats i fyra olika scenarier. Dessa är kvantifierade, men skall nu – i en andra etapp av projektet (som pågår) – vidareutvecklas och kompletteras med ekonomiska kalkyler.

Till 2050 antas befolkningen öka med 25-30 % i SCB:s (och vårt) referensscenario. Med oförändrad areastandard ökar uppvärmd yta lika mycket. Trots det förväntas energieffektivisering i befintlig bebyggelse och låg energiförbrukning i nya fastigheter leda till minskande volymer på värmemarknaden. År 2030 och 2050 kan det totala uppvärmningsbehovet i bostäder och lokaler komma att ligga inom området 65 – 95 TWh i de olika scenarier som Värmemarknadsprojektet analyserat. Det skall jämföras med dagens behov i bostäder och lokaler på cirka 90 TWh/år.

Fjärrvärme, värmepumpar, elvärme och biobränslen fortsätter att dominera värmemarknaden i framtiden, och vi kan samtidigt se en ökande konkurrens mellan dessa. Värmepumparna utmanar elvärmerna, men även fjärrvärmerna, alltmer. Fjärrvärmens strategiska fördelar (kraftvärme, spillvärme, avfallsförbränning och oförädlade bränslen) tillsammans med hög värmetäthet ger dock fortsatt stark konkurrenskraft i tätorter.

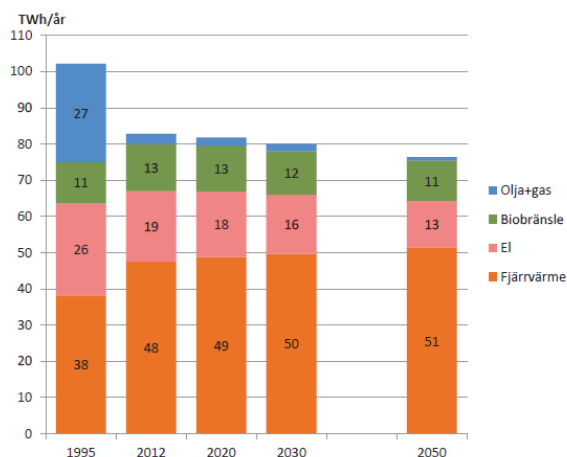
Projektet har analyserat värmemarknadens utveckling utifrån dessa fyra scenarier:

- Långsam utveckling ("det mesta fortsätter som hittills")
- Energisnålare hus ("karaktäriseras av kraftigt minskat uppvärmningsbehov")
- Mer individuellt ("betonar en förskjutning mot mer individuella och småskaliga lösningar")
- Kombinerade lösningar ("ökad samverkan producent/kund och mellan olika infrastrukturer")

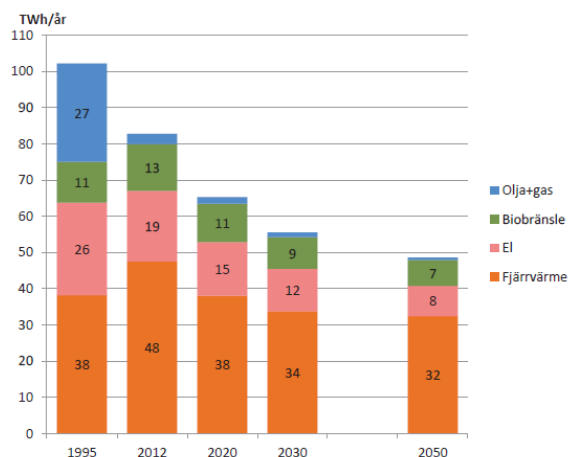
Scenarierna ger uttryck för olika möjliga utvecklingsvägar. För att göra resultaten tydliga har utvecklingsriktningarna renodlats. Inget av scenarierna skall betraktas som det mest sannolika scenariot. Istället spänner de fyra scenarierna upp ett möjligt "utfallsrum". Inom detta återfinns sannolikt den verkliga utvecklingen.

Analysen visar att levererad/köpt energi skiljer sig åt ordentligt mellan scenarierna, vilket framgår av figurerna ovan. Gemensamt är dock att mängden levererad energi för uppvärmning av bebyggelsen minskar i samtliga scenarier till följd av ökad verkningsgrad i energiomvandlingen, i kombination med minskad eller oförändrad efterfrågan på uppvärmningsenergi. Den ökade verkningsgraden märks framför allt i värmepumpar där tydliga förbättringar av värmefaktorn förutsätts. Ännu större påverkan på den totala verkningsgraden har dock konverteringarna från elvärme och oljevärme till värmepump, där verkningsgrader under 1 byts mot värmepumpens värmefaktor (verkningsgrad) på cirka 3 (och på sikt ännu mer).

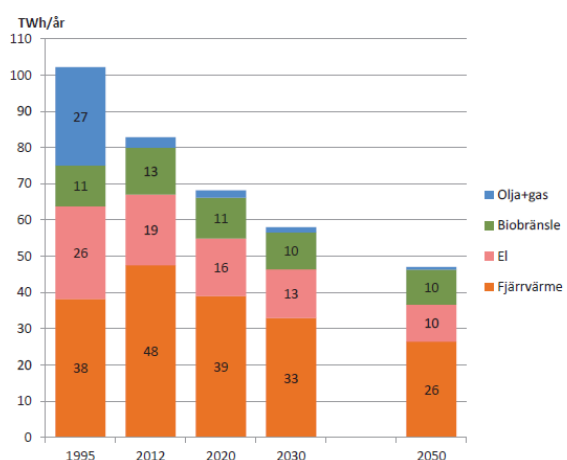
Scenariot "Mer individuellt" präglas av att framför allt värmepumpar ökar sin marknadsandel på uppvärmningsmarknaden från dagens drygt 20 % till 30 % år 2030 och 40 % år 2050. Trots detta minskar elanvändningen för uppvärmning av de skäl som diskuteras ovan. Allt talar alltså för att leveranserna av elenergi för uppvärmning kommer att minska i framtiden, även om eleffektbehovet kanske inte minskar lika mycket.



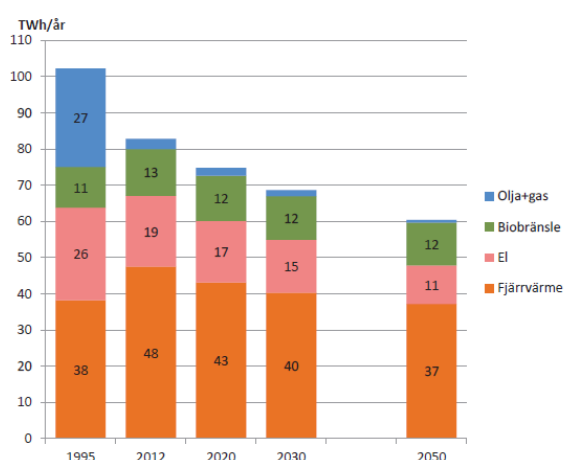
Långsam utveckling



Energisnåla hus



Mer individuellt



Kombinerade lösningar

Figur: Utvecklingen av levererad/köpt energi i de fyra scenarierna, från projektet Värmemarknad Sverige. (Diagrammen bygger på beräkningar med 2012 års befolkningsprognoser och visar därför på något lägre nivåer än de som våra uppdaterade beräkningar visar på.)

Från dagens elanvändning för byggnadsuppvärmning och tappvarmvattenberedning på cirka 19 TWh så minskar elanvändningen i samtliga scenarier. År 2030 pekar låg- respektive hög-scenarierna på en användning på 12-17 TWh, medan elanvändningen år 2050 sannolikt hamnar ännu lägre, 9-14 TWh. Nivåerna för lägsta- och högsta-scenarierna ligger ytterligare 2-4 TWh/år lägre respektive högre.

[TWh]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
2030	10,2	12,0	16,0	17,0	19,6
2050	6,3	9,0	13,0	14,0	18,2

Viktiga omvärldsp parametrar/påverkansfaktorer i de olika scenarierna

Trots att den elbaserade uppvärmningen antas ta marknadsandelar i flera av scenarierna, kommer mängden använd el för uppvärmning att minska i samtliga scenarier. Orsaken är främst en ökad användning av värmepumpar – som också blir allt effektivare, en fortsatt effektivisering av våra befintliga byggnader samt en nybyggnation med låg förbrukning. Därutöver påverkas värmemarknaden, och därmed även elanvändningen för uppvärmning, av befolkningsutvecklingen, nybyggnationens omfattning, de politiska målen och styrmedlen samt fastighetsägarnas preferenser. Referensscenariot bygger på en relativt långsam utveckling för samtliga dessa påverkansfaktorer. I hög- och högsta-scenarierna antas de elbaserade uppvärmningsteknikerna ta större marknadsandelar än i referensscenariot, samtidigt som såväl befolkningen som nybyggandet ökar snabbare. I låg- och lägsta-scenarierna får vi ”motsatt” utveckling för dessa faktorer.

7. Elanvändning inom fjärrvärmeproduktionen

För tio år sedan användes ca 4 TWh/år el i den svenska fjärrvärmeproduktionen. Sedan dess har dock användningen minskat. Orsaken till den minskade elanvändningen i Sverige är att stora mängder ny fjärrvärmeproduktion av baslastkaraktär introducerats, vilket fått till följd att driften av elpannor i fjärrvärmeproduktionen nästan upphört helt och att värmepumpar (i fjärrvärmeproduktionen) också fått kraftigt minskade drifttider. Idag (2013) används drygt 2 TWh el i fjärrvärmeproduktionen.

I Danmark har däremot elanvändningen under samma tid ökat från i princip 0 till 0,7 TWh år 2012. Den ökningen är anmärkningsvärd eftersom den förefaller ha inträffat från 2011 och framåt. Orsaken till detta kan vara att man i Danmark ser fjärrvärmesystemen som en lämplig avsättning för ”överskottsel”. När det blåser mycket samtidigt som efterfrågan är låg blir elpriset mycket lågt eller till och med negativt. Då ses elpannor och värmepumpar i fjärrvärmesystemen som ett sätt att utnyttja billig el. Vissa menar att detta är en utveckling vi kommer att få även i Sverige.

Vad kan man då förvänta sig av den framtida elanvändningen i svensk fjärrvärmeproduktionen? Denna påverkas av en mängd faktorer. Här lyfter vi fram följande:

- Fjärrvärmeanvändningen
- Utbyggnad av andra produktionsresurser
- Elpriset

Fjärrvärmeanvändningen kan förväntas utvecklas långsamt. För Sverige förutses en långsam minskning av leveranserna som en följd av minskande anslutningspotential och effektiviseringsåtgärder hos användarna. Till år 2030 kan användningen komma att minska med ca 5 % enligt projektet Fjärrvärmesystem i framtiden - behovet. Till år 2050 är förutsägelser mycket vanskliga, men genomsnittet av fyra scenarier i projektet Värmemarknad Sverige antyder en minskning med ca 20 %. Detta skulle då svagt minska utrymmet för elbaserad fjärrvärmeproduktion.

Utbyggnad av andra produktionsresurser påverkar också elanvändningen. Främst påverkar utbyggnad av baslastproduktion, eftersom elanvändningen i huvudsak kan antas ske under sommarhalvåret, då elbehovet är lågt. Exempel på sådan baslast kan vara biobränslekraftvärme, industriell spillvärme och avfallsförbränning.

Elpriset kan under de närmaste tio åren ligga kvar på en relativt låg nivå. Vad som händer därefter beror i hög grad på den framtida energi- och klimatpolitiken. Mycket talar dock för ett ökande inslag

av variabel elproduktion (vind- och solkraft). Det leder, i sin tur, till ökande prisspridning, med perioder av riktigt låga respektive höga priser. De allt längre perioderna med riktigt låga elpriser kan ge incitament för ett ökat utnyttjande av el för fjärrvärmeproduktion.

Energimyndighetens Långsiktsprogno 2012 antyder en elanvändning inom fjärrvärmeproduktionen på 1,7 TWh år 2030. Om man tillåter sig att extrapolera detta till 2050 så skulle man landa på 1,4 TWh. Denna utveckling utgör vårt referensscenario.

Ett lågsenario skulle kunna utgöras av en situation där klimat- och förnybarmål genomdrivs med hjälp av utsläppsrättshandel där CO₂-priset stiger kraftigt på sikt. Det leder till höga elpriser, vilket dämpar efterfrågan på el för användning i fjärrvärmeproduktionen. Minskningen sker både direkt genom att elen blir dyrare, men också indirekt genom att kraftvärme, via det höga elpriset, får ökad konkurrenskraft. Ett lågsenario skulle trots detta endast hamna marginellt lägre än referensscenariots volymer.

Högprognosen utgörs av ett fall med kraftiga stöd till förnybar, variabel, elproduktion. Det ger ett fortsatt lågt systempris på el och stora elprisvariationer över året. Därmed uppstår perioder med mycket låga elpriser, då elanvändning, främst i värmepump blir attraktiv. Här antar vi att detta förstärks av att man under dessa perioder inte belastas med elskatt. En grov uppskattning är att elanvändningen år 2030 ökar till 3,5 TWh (1 TWh elpanna och 8 TWh värmepump) och år 2050 hela 6 TWh (2 TWh elpanna och 12 TWh värmepump).

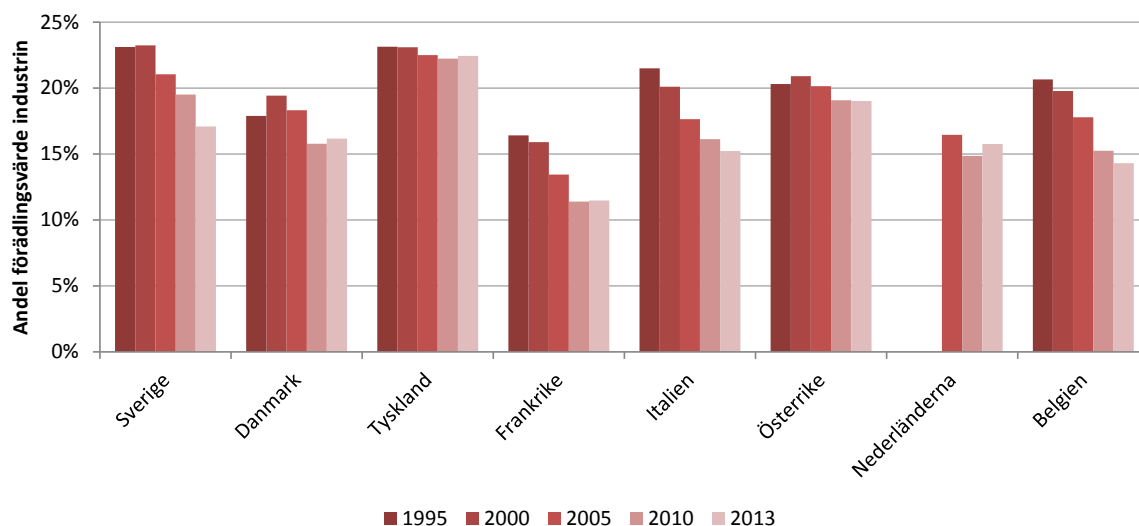
[TWh]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2030	0,9	1,0	1,7	3,5	4,0
2050	0,4	0,5	1,4	6,0	7,8

Viktiga omvärldsp parametrar/påverkansfaktorer:

- Elprisutvecklingen (både genomsnittsnivå och ökade variationer till följd av ökad andel variabel elproduktion)
- Styrmedel (förnybarstöd, utsläppsrättshandel, elskatt, m.m.)
- Fjärrvärmeanvändningens utveckling
- Utbyggnad av annan fjärrvärmeproduktion, främst baslast

8. Industrins elanvändning

Sverige är en liten och öppen ekonomi med många exportinriktade företag. Industrisektorn i Sverige utgör en relativt stor andel av den totala ekonomin när man jämför med länder med liknande ekonomisk levnadsstandard. De sista åren har dock industrins andel av det totala förädlingsvärdet minskat, se figuren nedan. I detta sammanhang har det diskuterats huruvida det sker en avindustrialisering och att detta kan påverka den framtida elanvändningen inom sektorn.



Figur: Industrins andel av det totala förädlingsvärdet, Källa: Eurostat

Not1: Med industrin avses mineralutvinning (gruvor) samt tillverkningsindustrin. Not 2: Industrins förädlingsvärde har jämförts med det totala förädlingsvärdet för alla SNI-aktiviteter vilket understiger förädlingsvärdet av BNP.

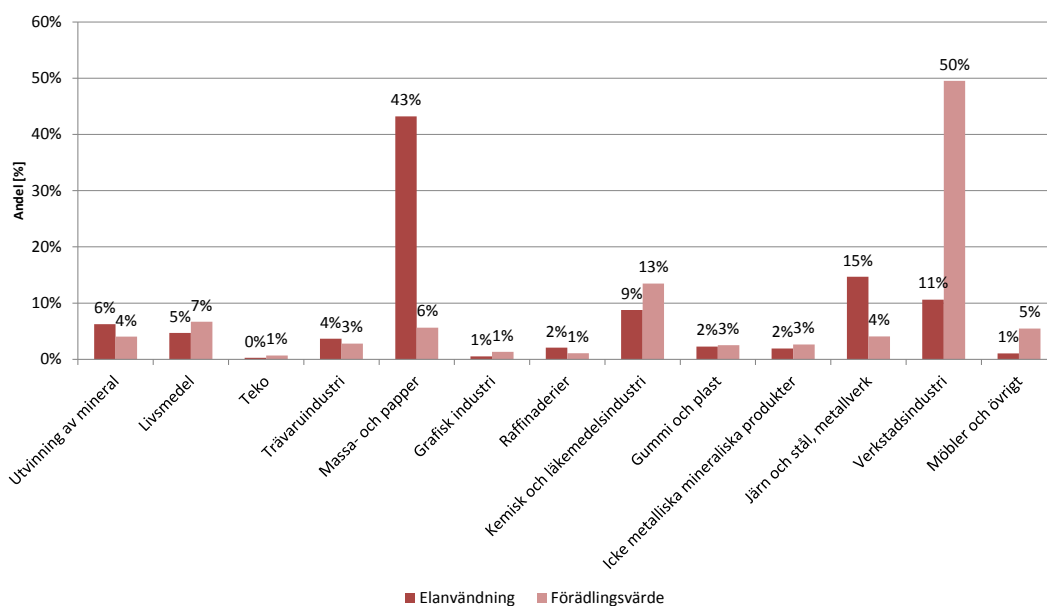
Samtidigt bör det påpekas att outsourcing, d v s att industriföretag köper in tjänster från andra företag och/eller hyr in personal från bemanningsföretag har blivit mer vanligt än tidigare. Därmed finns en risk för att man underskattar industrins betydelse för svensk ekonomi. Detta får konsekvenser för såväl den redovisade elanvändningen liksom för det branschfördelade förädlingsvärdet. Detta beror på att dessa poster redovisas som tillhörande tjänstesektorn snarare än industrisektorn³.

Sveriges goda tillgång på råvaror i form av t.ex. järnmalm, skog och relativt konkurrenskraftiga elpriser har medverkat till en förhållandevis stor elintensiv industri. Detta kan ses som ett resultat av att svenska företag i dessa branscher har haft en komparativ fördel i den internationella arbets-specialiseringen. Sett till värdet av industriproduktionen är dock verkstadsindustrin väsentligt större.

Industrin indelas i enlighet med Svensk Näringsindelning (SNI 2007) där varje delbransch klassificeras utifrån dess huvudsakliga ekonomiska aktivitet. De ingående delbranscherna uppvisar en hög grad av heterogenitet i form av förädlingsvärde, elanvändning, elintensitet samt i vilken mån delbranschen är utsatt för internationell konkurrens. I figuren nedan redovisas varje branschs andel av industrins totala elanvändning respektive förädlingsvärde. Som kan ses från nedanstående figur står den elintensiva industrin, grovt definierat som utvinning av mineral (gruvor), massa och papper, kemisk och läkemedelsindustri samt järn och stål, metallverk, för 73 % av elanvändningen men endast för 27 % av förädlingsvärdet inom industrin⁴. Verkstadsindustrin, där bl.a. datorer, elektronik, telekom, maskinindustri samt fordonsindustri ingår, står för nästan 50 % av industrins förädlingsvärde men endast för 11 % av elanvändningen.

³ Se Strukturförändringar under finanskrisen kartläggning, Working paper/PM 2013:07, Tillväxtanalys

⁴ Då SCB inte publicerar finare branschindelning (SNI-kod) ingår i ovanstående beräkning läkemedelsindustrin som en del av den elintensiva industrin trots att denna bransch egentligen inte är elintensiv.



Figur: Branschfördelad elanvändning och förädlingsvärde 2012 i Sverige som andel av industrins total. Källa: SCB årsvisa nationalräkenskaper samt SCB EN11, El-gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2013.

Sett till hur olika sektors andelar av industrins totala förädlingsvärde och elanvändning har utvecklats sedan 1990 har inga drastiska förändringar skett. Detta kan utläsas i tabellen nedan. Det kan dock sägas att andelen förädlingsvärde från massa- och pappersindustrin har minskat vilket kan härledas till den strukturomvandlingen som branschen har genomgått de senaste åren. Vidare har verkstadsindustrins andel av industrins förädlingsvärde ökat.

Tabell: Strukturförändringar inom industrin 1990-2012

	Andel av förädlingsvärde			Andel av elanvändning		
	1990	2000	2012	1990	2000	2012
Utvinning av mineral (gruvor)	2%	1%	4%	5%	4%	6%
Massa och papper	9%	9%	6%	39%	41%	43%
Kemisk industri mm	9%	12%	13%	11%	9%	9%
Järn och stål, metallverk	6%	4%	4%	13%	14%	15%
Verkstad	45%	50%	50%	14%	13%	11%
Övrigt	28%	24%	23%	18%	18%	16%
<i>Varav elintensiv</i>	26%	27%	27%	68%	69%	73%
Totalt	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Källa: SCB årsvisa nationalräkenskaper, SCB industristatistik samt SCB EN11

Sett ur ett längre perspektiv är det intressant att notera två saker inom industrin: Verkstadsindustrins ökade betydelse för industrins samlade förädlingsvärde. År 1970 uppgick dess andel endast till 34 %⁵. Vidare har det skett en substituering från oljor till el. Därmed har omvandlingsförlusterna förflyttats från industrisektorn till elsektorn.

Påverkansfaktorer

Utvecklingen av industrins elanvändning påverkas av:

- den branschvisa produktionsutvecklingen,
- förändringar av relativpriser mellan energibärare inklusive skatter och,
- på längre sikt, teknisk förändring,
- energieffektiviseringar, som sker kontinuerligt, konkurrerar dock också med andra investeringar som exempelvis kapacitetsökningar och produktutveckling etc.

I de elintensiva branscherna finns typiskt sett även en relativt stark korrelation mellan produktionsutvecklingen och elanvändningen. För den övriga industrin är dock detta samband väsentligt svagare.

Framtida utveckling

Industrins elanvändning bedöms, genom en återhämtning av ekonomin, öka till 2020 i referensfallet, och därefter fortsätta att öka men i en något långsammare takt. Finanskrisens inverkan på ekonomin innebär att det finns ledig kapacitet inom industrin. Därför ska den ökande elanvändningen fram till 2020 ses som en konsekvens av att kapacitetsutnyttjandet successivt höjs inom industrin. Nedan följer en kort beskrivning av utvecklingen av de viktigaste branscherna för industrins elanvändning.

Massa- och pappersindustrin är den enskilt största elanvändaren inom industrin. Branschen har under de senaste åren genomgått en strukturomvandling med minskad elanvändning som följd. Bakgrunden är att efterfrågan på tidningspapper minskar i Europa vilket har inneburit en försämrad lönsamhet. Detta har inneburit att flera pappersmaskiner har lagts ned med en minskad elanvändning som följd. Förändringen innebär totalt sett ca 2 TWh/år lägre elförbrukning för den svenska skogsindustrin som helhet jämfört med för fem år sedan. Förpackningsmaterial och hygienprodukter uppvisar globalt sett en tillväxt. Sågverken ligger på en hög men inte maximal produktionstakt. I vårt referensscenario har det antagits att elanvändningen inom branschen fortsätter att minska, om än i långsam takt. Detta bygger på antagandet att vissa produktsortiment som kartong expanderar och delvis kompenserar den minskande elanvändningen av en fortsatt strukturell nedgång av tidningspappersproduktionen. I dialog med Skogsindustrierna har vi analyserat alternativa utvecklingslinjer. De anger en utveckling för hög-/högsta-scenarier på upp till 24-25 TWh/år, eller högre, och en utveckling för låg-/lägsta-scenarier på ner emot 12-13 TWh/år, eller lägre.

Elanvändningen inom gruvindustrin har under senare år uppgått till 3-4 TWh/år. Det är dock en bransch som kännetecknas av stora investeringar för att öka produktionskapaciteten. Man kan därför förvänta sig att branschen kommer att öka sin elanvändning något över tid.

På medellång sikt bedöms järn- och stålindustrin öka elanvändningen i takt med att konjunkturen förbättras och att branschen fortsatt har ledig kapacitet. Elanvändningen har minskat under senare år men väntas återhämta den minskningen till 2020. Därefter väntas endast en mindre ökning ske i

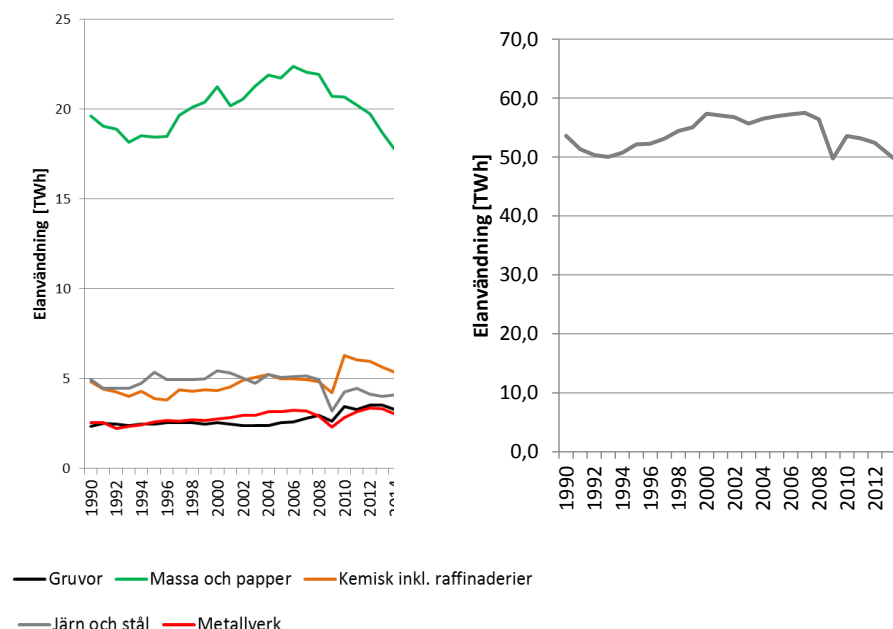
⁵ Effektiv energianvändning – En analys av utvecklingen 1970-1998, ER 22:2000, sidan 25, Statens Energimyndighet

referensfallet. Svensk stålindustri kännetecknas av en stark specialisering på specialstål med relativt högt förädlingsvärde. Flera av de svenska stålföretagen är världsledande i sina respektive stålsortiment. I bedömningen antas branschens fokus på specialstål fortsätta till fördel för bulkstål. Efterfrågan på specialstål bedöms öka i framtiden. Elanvändningen i järn- och stålindustrin kan även öka som en följd av fortsatt konvertering från bränslen till el. Här är potentialen i storleksordningen 3 TWh/år. (Om man också skall ersätta kolen i processen med el via elektrolys – en teknik som ännu inte är kommersiell – skulle elbehovet öka med ytterligare upp till 15 TWh/år. Inget av våra scenarier inkluderar dock ett sådant processkifte.)

Elanvändningen inom branschen metallverk domineras främst av smältverkens elanvändning (primäraluminium samt koppar). Låga aluminiumpriser har drabbat produktionen av primäraluminium. I takt med att världsekonomin förbättras väntas dock branschens elanvändning öka när kapacitetsutnyttjandet förbättras. År 2014 hade branschens elanvändning sjunkit ner emot 3 TWh. År 2020 bedöms elanvändningen ha ökat med cirka 20% för att därefter öka i en svagare takt.

Kemisk industri är en mycket heterogen bransch som inkluderar både elintensiv industri i form av baskemi samt läkemedel. I vår prognos för referensscenariot bedöms elanvändningen öka något i takt med att världsekonomin förbättras.

Utvecklingen för europeisk kemiindustri, medräknat svensk kemiindustri, är i stor utsträckning beroende på i vilken mån Europa som region kan uppvisa ramvillkor för industriell verksamhet som ger förutsättning för konkurrenskraftiga aktiviteter i Europa jämfört med andra regioner i världen. I fallet då Europa går sin egen väg, t.ex. på klimat och miljösidan, utan hänsyn till effekten på konkurrenskraften kan inte annat än blygsam tillväxt förväntas som bäst. I fallet då Europa är attraktivt för investeringar och utveckling av produktion här, finns mycket stora möjligheter till tillväxt. Det kan i det fallet förväntas att även Svenska anläggningar får sin del av en sådan tillväxt.



Elanvändningen inom industrin i Sverige, 1990-2014. Figuren till vänster anger elanvändningen för de elintensiva industribranscherna och figuren till höger anger elanvändningen för industrin totalt. Källa: SCB månatlig elanvändning samt bedömningar av Sweco Energy Markets

I tabellen nedan redovisas den framtida utvecklingen av elanvändningen i industrin. I referensfallet, som diskuterats ovan, bedöms elanvändningen alltså öka i långsam takt, efter en viss återhämtning till 2020. Sett över hela perioden bedöms såväl den elintensiva som den icke-elintensiva industrin att öka sin elanvändning, bl.a. drivet av en positiv ekonomisk tillväxt i branscherna. Undantaget är massa- och pappersindustrin, som antas minska sin elanvändning i referens- och låg-scenarierna (men öka i hög-scenarierna.)

Låg- och högscenarierna representerar utvecklingsvägar där flera av de påverkansfaktorer som angivits ovan utvecklas kraftigare än i referensfallet, och åt samma håll (dvs. högre respektive lägre utvecklingstakt).

[TWh]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7
2030	44,3	50,0	54,5	59,5	63,3
2050	35,0	47,3	56,6	66,3	73,5

CCS inom industrin

Infångning och lagring av koldioxid, Carbon Capture and Storage, CCS, är en teknik som kan få genomslag på sikt. Idag är inte CCS kommersiellt tillgänglig, men skulle den bli det är den ett alternativ för svensk industri i syfte att minska koldioxidutsläppen från industriprocesserna.

I sin avhandling "Pathways to deep decarbonisation of carbon-intensive industry in the European Union - Techno-economic assessments of key technologies and measures" visar Johan Rootzén från Energiteknik, Chalmers, att tre nordiska industribranscher kan komma att utnyttja CCS för en utsläppsreduktion på i storleksordningen 10 Mton koldioxid till 2040/2050 (dvs. cirka 50% av dagens utsläpp). Han visar samtidigt på en ökad åtgång av energi för denna process, på i storleksordningen 20 TWh (termiskt). Det är alltså uppenbart att CCS är en teknik som kan komma att förbruka mycket energi. Hur stor andel av denna energi som utgörs av el, är dock helt beroende av vilken CCS-teknik som väljs, och vilken riktning som teknikutvecklingen under de närmaste 10-20 åren kommer att ta.

Elenergiåtgången för de olika teknikerna anges av CCS-forskare inom ett intervall från relativt små värden upp till omkring 0,5 MWh/ton CO₂ (infångad). Ett möjligt värde för elbehovet kan hamna på mellan 0,2-0,3 MWh el/ton CO₂ (infångad).

Med hänvisning till Rootzens avhandling, som alltså anger att upp till 50% av industrins CO₂-utsläpp kan bli aktuellt att använda CCS för, och de ungefärliga elåtgångstalen ovan, kan vi göra en överslagsberäkning. Hälften av den svenska industrins CO₂-utsläpp (på cirka 20 Mton) är 10 Mton. Med en elåtgång på cirka 0,25 MWh el/ton CO₂, motsvarar den ett samlat elbehov på 2,5 TWh. Om inte CCS blir kommersiellt tillgänglig, eller endast kommer att utnyttjas i mycket begränsad utsträckning, hamnar vi på elbehov som ligger nära noll (0 MWh el/ton CO₂). Om istället CCS får fullt genomslag enligt Rootzens beräkning, och en CCS-teknik med hög elförbrukning väljs, kan elbehovet för CCS i den svenska industrin landa på i storleksordningen 5 TWh el/ton CO₂, fram emot år 2040/2050.

I inget av våra scenarier - referens, låg eller hög - har vi dock inkluderat något större genomslag av CCS-tekniken, och därmed inte heller något elbehov för den. Däremot har vi räknat med ett införande av CCS i högsta-scenariot.

9. Om befolkning och urbanisering

Befolkning

SCB gör årligen en prognos för totalbefolkningens utveckling. Den näst senaste är från maj 2014 (till höger), och anger att vi blir 11,77 miljoner invånare år 2060.

Fler siffror:

2015 (feb)	9,76 miljoner
2030:	10,79 miljoner
2050:	11,44 miljoner

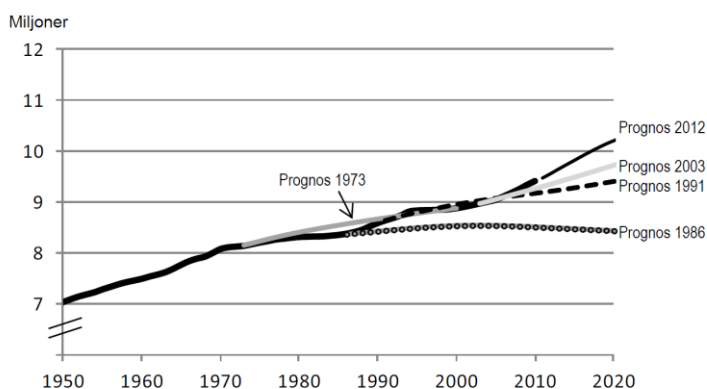
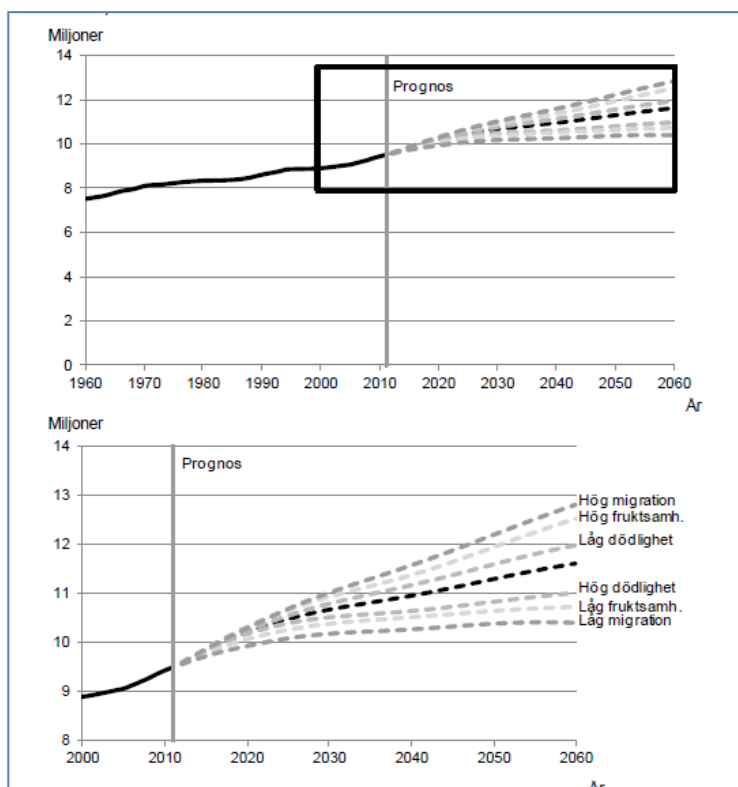
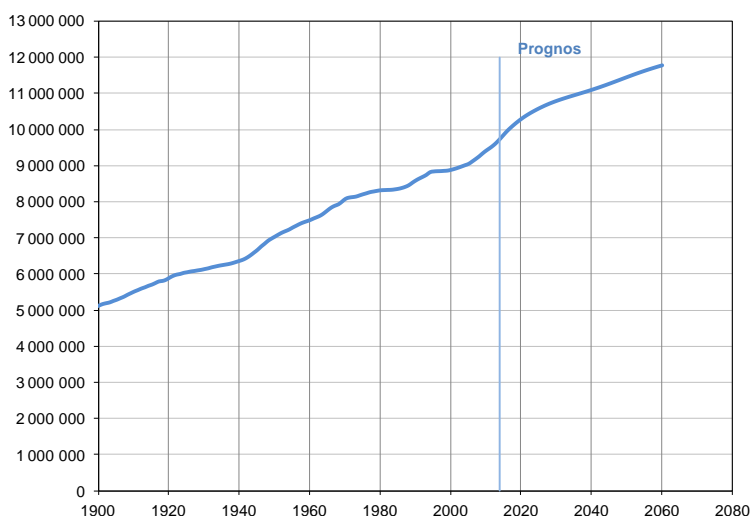
Vart tredje år görs en mer djupgående analys, med alternativa utfall. Den näst senaste gjordes år 2012 (till höger). Det största utslaget ges av alternativa antaganden om migrationen:

År	Låg migration	Hög migration
2030	10,16	11,00
2050	10,36	12,18
2060	10,38	12,80

En ny fördjupad prognos har publicerats under 2015 (se nästa sida). Den visar en befolkningsutveckling på en högre nivå än den från 2012, genom ökade antaganden för migrationen.

Till höger ser man prognoser gjorda tidigare, från 1986 och framåt. 1986 års prognos trodde på en minskande folkmängd, men prognoserna därefter har spått ökning. Den verkliga utvecklingen har i stort sett alltid överträffat prognoserna, eftersom migrationen underskattats.

Antal invånare

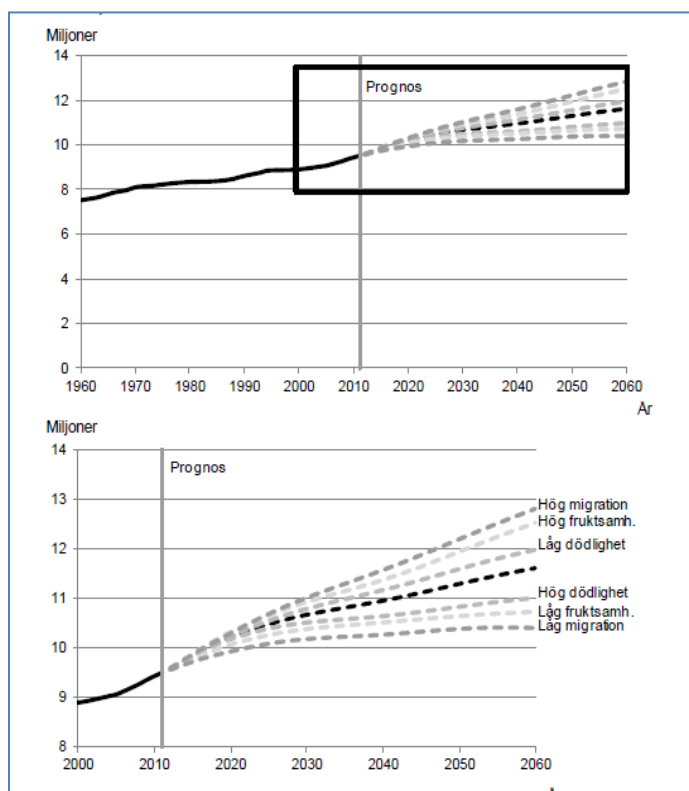


SCBs nya befolkningsprognos: Klart högre nivå än tidigare

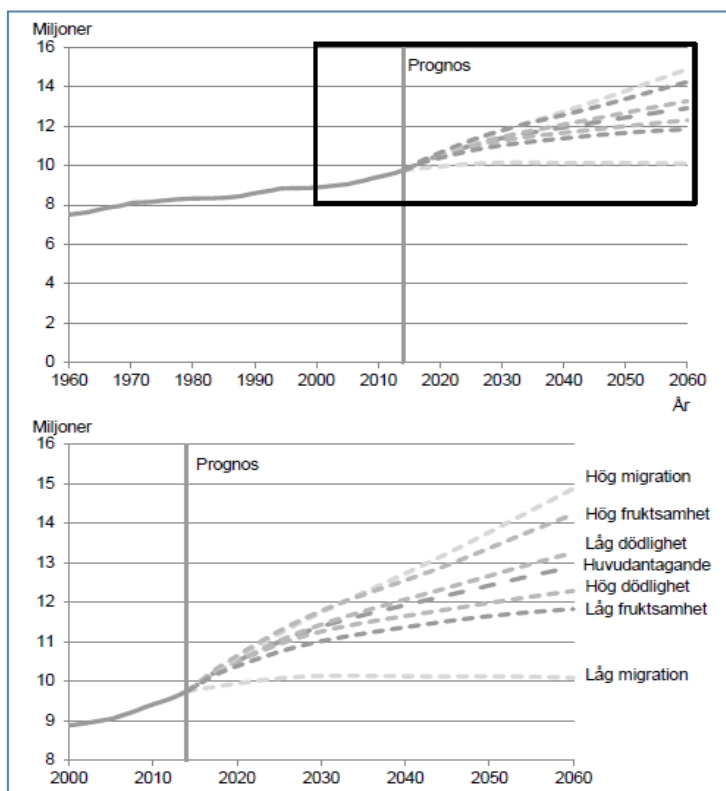
SCB publicerade nu i maj 2015 sin allra senaste fördjupade befolkningsprognos. Den visade på en betydligt högre nivå än motsvarande prognos gjord 2012 (se föregående sida). Förändringen hänförs till ökad migration (se figuren längst ner till höger). Man har också gjort ändrade antaganden om fruktsamhet (lägre än förut) och dödlighet (lägre dödlighet än förut), men dessa skillnader är små jämfört med migrationens ökning.

Huvudalternativet anger en folkmängd av 12,90 miljoner år 2060, mot 11,77 miljoner i den föregående prognosen. Diagrammen nedan visar också alternativa utfall med olika antaganden för de tre nämnda parametrarna, och hur dessa ändrats jämfört med föregående prognos.

Prognos från maj 2012



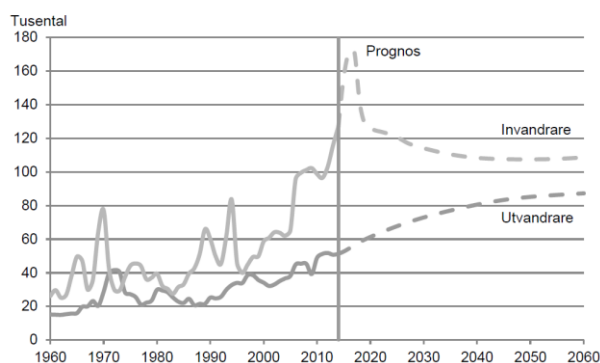
Nya prognosen från maj 2015



Prognos 2012	Låg migration	Huvudalternativ	Hög migration
2030	10,16	10,79	11,00
2050	10,36	11,44	12,18
2060	10,38	11,77	12,80

Prognos 2015	Låg migration	Huvudalternativ	Hög migration
2030	10,14	11,39	11,75
2050	10,13	12,43	13,78
2060	10,09	12,90	14,88

Invandrare och utvandrare 1960–2014 samt prognos 2015–2060
Immigrants and emigrants 1960–2014 and forecast 2015–2060.
Thousands



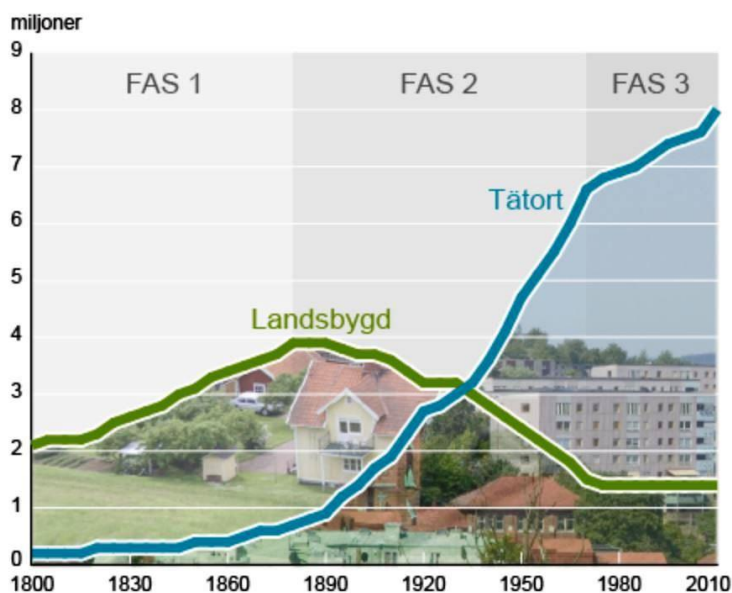
Figur: Underlag för SCB:s prognos från 2015.

Urbaniseringen⁶

Urbaniseringen som huvudtrend är mer än 100 år gammal. Det har skett en flyttning från landsbygd mot allt större orter. Befolkningen har flyttat uppåt i ortshierarkin, dvs större orter har haft en starkare befolkningsutveckling än vad de mindre har haft. Landsbygdsregionerna, inklusive deras tätorter har haft en vikande befolkning, medan storstadsområdena har vuxit. En allt skevare ålderfördelning gör att glesbygd och små orter kommer att minska, även om flyttningarna skulle upphöra.

Figuren till höger är framställd av SCB. Den visar från 1800 till idag antalet invånare som bost på landsbygd respektive i tätorter.

FAS 1 utgör den tidiga urbaniseringen med start i det förindustriella samhället. Då var Sverige ett utpräglat bondesamhälle och 90% av befolkningen bodde på landsbygden. FAS 2, tillväxtfasen, kommer med industrialiseringen och specialiseringen av tillverkning och service. Inflyttningen till städerna är snabb och urbaniseringsgraden i Sverige ökade från 15 till 80% på mindre än 100 år. Runt 1930 nåddes den demografiska brytpunkten, då lika många bodde på landsbygd och i städer. FAS 3, stabiliseringsfasen, innebär att ökningen av den urbana befolkningen har mattats av. Den svenska urbaniseringen som folkomflyttning från land till stad är i stort avslutad. Landsbygdsbefolkningen räknat i absoluta tal minskar inte längre. Men notera att det inom tätortsbefolkningen alltså fortgår en förskjutning från de mindre till de större orterna.



Mer om urbaniseringen

I SCBs tidskrift "Välfärd" (nr 2/2015) skrevs ytterligare om urbaniseringen. Det ligger i linje med vad vi redovisar, men är ändå intressant att notera.

Man framhåller, att ökningen av tätorternas befolkning inte sker på bekostnad av landsbygdens folkmängd. Den senare minskar i och för sig, men mycket marginellt. Ökningen av tätortsbefolkningen drivs främst av nativiteten och migrationen. Det finns också, som vi framhållit förut, ett grundmönster av att man flyttar "uppåt" i hierarkin – från landsbygd till medelstora orter, från medelstora till storstäder. Mönstret är dock inte entydigt – det flyttar också rätt många från tätorter till landsbygd. Tabellen nedan visar, att det faktiskt är fler som flyttar från storstad till landsbygd (85.000 personer under åren 2000-2010) än åt motsatta hållet (72.000 personer).

Vad gäller migration ska man förresten rent allmänt notera, att det utöver invandring finns en stor utvandring (bland annat av invandrare som flyttar vidare till annat land). Detta illustreras av tabellens nedre del.

⁶ Inledningen bygger på text av professor Erik Westholm; se också längre text av honom i faktarutan nedan.

LANDSBYGDSBOR FLYTTAR TILL "ÖVRIGA TÄTORTER"

Inrikes flyttningar mellan större städer, övriga tätorter och landsbygd, år 2000–2010. Antal personer som flyttat

FRÅN	TILL	Större stad	Övriga tätorter	Landsbygd
Större stad (täort >100 000 inv)		76 000	373 000	85 000
Övriga tätorter		391 000	978 000	310 000
Landsbygd		72 000	381 000	94 000

Antalet flyttningar är rensade från omflyttning inom samma tätort och samma typ av landsbygd inom en kommun.

MÅNGA FÖDDA I FÖRHÅLLANDE TILL DÖDA I STÖRRE STÄDER

Antal födda och döda i större städer, övriga tätorter och på landsbygd, år 2000–2010

	Födda	Döda	Naturlig befolkningsförändring
Större stad (täort >100 000 inv)	369 000	231 000	139 000
Övriga tätorter	600 000	572 000	28 000
Landsbygd	153 000	116 000	37 000

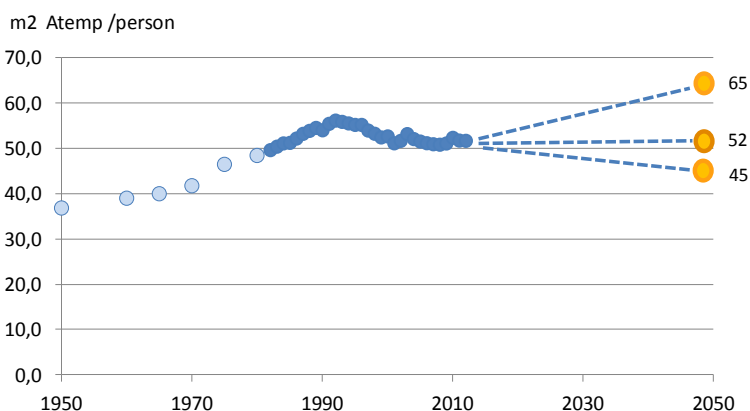
TÄTORTERNA VÄXER GENOM INVANDRING

Antal invandrade och utvandrade för större städer, övriga tätorter och landsbygd, år 2000–2010. Bostadsort 2010 för personer som invandrat

	Invandrat	Utvandrat	Nettomigration
Större stad (täort >100 000 inv)	374 000	182 000	193 000
Övriga tätorter	411 000	164 000	247 000
Landsbygd	59 000	31 000	28 000

Areastandard

Ett rimligt sätt att bedöma framtida bebyggelses omfattning i area, särskilt för bostäderna, är att se på areastandarden, alltså hur många m2 per invånare man har. Det är ett direktare sätt att hantera frågan än att gå via prognoser om nybyggande och rivning, vilka ju dock i grunden drivs av vilken areastandard vi har och får. Lokalernas framtida area är svårare att hantera på detta sätt. Kanske borde man se på kopplingen mot BNP-utveckling, vilket Energimyndigheten har brukat göra i sina prognoser/scenarier.



I Värmemarknad Sverige gjorde vi en beräkning av area-standard från 1950, baserat på statistikkällor som Folk- och Bostadsräkningarna. Från 1950 till början på 90-talet ökade areastandarden stadigt (från 37 till 56 m² Atemp/person), men därefter har den fallit tillbaka något till nivån 52 m²/person.

Area-standarderna påverkas av en lång rad politiska och andra faktorer. Något direkt samband med BNP-utveckling är inte självklart, men ser man bakåt finns ändå en samvariation. För framtiden ställdes tre alternativ upp:

- Högalternativ: En framtida ökning av BNP per capita med bortåt 2,5 % per år ligger bakom antagandet att areastandarden ökar från 52 till 65 m²/invånare.
- Basalternativ: Areastandarden ligger kvar ungefär på dagens 52 m²/invånare.
- Lågalternativ: En successiv minskning till 45 m²/invånare återspeglar tuffare tider, och en nivå som liknar andra nordeuropeiska länders areastandard.

För våra beräkningar av hushållselens utveckling i våra olika scenarier (se kapitel 3 ovan) har vi utnyttjat dessa olika alternativ.

För areastandarden kopplad till driftelanvändningen i servicesektorn har vi utnyttjat en helt annan definition av areastandarden, som istället relaterar till utvecklingen av apparat- och utrustningsuppsättningen i sektorn.

Det framtida bosättningsmönstret

De demografiska förhållandena förändras relativt långsamt och på ett jämförelsevis förutsägbart sätt. Urbaniseringen som huvudtrend är t ex mer än 100 år gammal och har i stort förlöpits ganska regelbundet. Idag kan vi, med hjälp av detaljerade befolkningsdata studera åldersfördelningen på olika geografiska nivåer och flyttningarna i detalj under olika tidsperioder.

Under de senaste decennierna har huvudtrenden varit att befolkningen har flyttat uppåt i ortshierarkin, dvs större orter har haft en starkare befolkningsutveckling än vad de mindre har haft. Landsbygdsregionerna, inklusive tätorterna har haft en vikande befolkning medan storstadsområdena har vuxit både i antal invånare och ytmässigt. Inom pendlingsområdena till storstäderna har orter i alla storlekar kunnat växa och det har också landsbygdsbefolkningen i dessa storregioner.

Mellan 1995 och 2008 har Sveriges befolkning ökat med närmare 400 000 personer och i stort hela den ökningen ligger i tätorter större än 10 000 invånare. Ser man till förändringarna i olika åldrar så framgår det att detta är en stabil och självförstärkande trend. I åldrarna 20-34 minskade befolkningen i mindre tätorter och glesbygd med 3-4% per år 2000-2004. Därefter har det gått något långsammare, ca 1,5-2% per år.

En viktig del av de här förändringarna kan förklaras av utbildningsprånget i samhället. Ungdomar har, efter avslutad skolgång, i ökande grad flyttat till universitets- och högskoleorter. Det har dragit med sig också andra ungdomar till de växande städerna.

En viktig del av de här förändringarna kan förklaras av utbildningssprånget i samhället. Ungdomar har, efter avslutad skolgång, i ökande grad flyttat till universitets- och högskoleorter. Det har dragit med sig också andra ungdomar till de växande städerna. Efter att detta har pågått i årtionden så har nu många landsbygdsregioner, inklusive ganska stora tätorter, en skev åldersfördelning. Det innebär att det, relativt sett, finns få kvinnor i fertil ålder, vilket gör att en fortsatt befolkningsminskning är demografiskt inbyggd. Även om flyttningarna upphör så kommer dessa delar av landet och dessa ortstyper att fortsätta att minska sin befolkning. Omvänt så gäller för de växande storstadsregionerna, och de flesta högskoleorter, att de har en ung befolkning och på så vis bär sin egen framtida befolkningstillväxt. Deras befolkning skulle fortsätta att öka även utan inflyttning.

Om vi ser på dessa förhållanden i en vanlig befolkningspyramid så blir de skeva åldersbalanserna nästan övertydliga. De kommuner eller lokala arbetsmarknader som har haft långvarig utflyttning av ungdomar har befolkningspyramider som är smala i botten, ofta ännu smala på mitten där vi finner de arbetsföra åldrarna och tenderar att svälla ut i toppen. Med några enkla antaganden om att de åldersspecifika flyttmönster som har dominerat de senaste åren står sig så kan vi se att framtiden rymmer stora åldersbalanser inom landet och mellan olika ortstyper. Även om flyttmönstren skulle ändras kraftigt, t ex med en ny "grön våg" så ligger grundmönstren ganska stabilt.

Det som brukar kallas "det åldrande Sverige" och som innebär att många äldre i framtiden ska försörjas av allt färre i arbetsför ålder är till stor del också en fråga om regionala obalanser. Demografin är verkligen en ledstång in i framtiden därför att grundmönstren är så stabila.

Utdrag ur text i Fjärrsynrapport 2009:21 "Fjärrvärmens i framtiden – behovet"

Av Erik Westholm, professor i kulturgeografi och knuten till Institutet för Framtidsstudier

10. Den ekonomiska utvecklingen

EU spår nu en lägre BNP-utveckling än man gjorde i de prognoser som daterades före finanskrisen. En svag ekonomisk utveckling ger en lägre elförbrukning (såväl i Sverige som i EU som helhet), även om påverkan inte är direkt proportionell p.g.a. den decoupling vi haft/har. En snabbare ekonomisk utveckling, t.ex. sådan att ekonomin återhämtar hela BNP-tappet efter finanskrisen, skulle ge en klart större elanvändning än den som EU nu anger i sina scenarier.

Våra antaganden om BNP-utvecklingen

Vi har gjort följande antaganden i våra scenarier om BNP-utvecklingen per capita respektive den totala BNP-utvecklingen:

Vi har antagit följande för BNP/capita (i fasta priser)

- Högscenariot: 1,8%/år
- Referensscenariot: 1,5%/år
- Lågscenariot: 1,1%/år

Vi har antagit följande för totala BNP (i fasta priser)

- Högsceariot: drygt 2,5%/år
- Referenssceariot: drygt 2%/år
- Lågsceariot: cirka 1,3%/år

Kopplingen mellan den ekonomiska utvecklingen och elanvändningen är olika stark för olika "segment" i användningen

Som vi redan konstaterat ovan, är det (naturligtvis) också en lång rad andra faktorer än den ekonomiska utvecklingen som påverkar elanvändningens utveckling. Det innebär att den ekonomiska utvecklingens koppling till elanvändningen är olika stark i de olika segmenten:

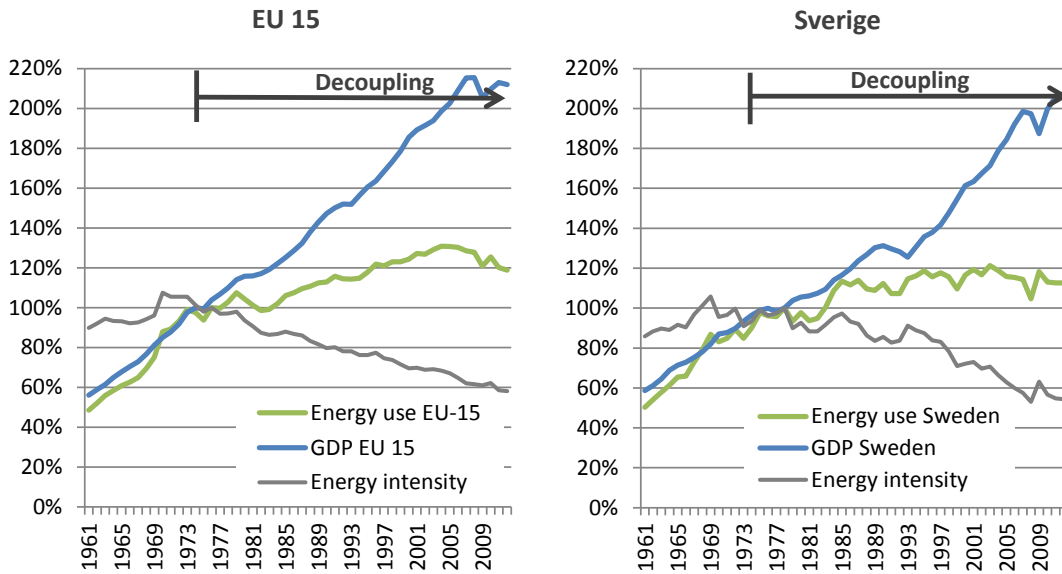
- Industrin – generellt relativt stark koppling mellan den ekonomiska utvecklingen (dvs. förädlingsvärdet) och elanvändningen, men stora branschvisa skillnader i kopplingen, såväl för de elintensiva branscherna som för de övriga.
- Transporter – kopplingen mellan elanvändningen och den ekonomiska utvecklingen är svag.
- Hushållsel – en tydlig koppling mellan hushållens ekonomiska utveckling och elanvändningen, men andra faktorer har också betydelse.
- Driftel – en tydlig koppling mellan den ekonomiska utvecklingen och elanvändningen, men andra faktorer har också betydelse.
- Värmemarknaden - kopplingen mellan elanvändningen och den ekonomiska utvecklingen är svag.
- Fjärrvärmeproduktionen - kopplingen mellan elanvändningen och den ekonomiska utvecklingen är svag.

Analys och analysunderlag

När vi skall analysera ekonomins påverkan på elanvändningens utveckling, räcker det inte med att se till den svenska ekonomin. Den ekonomiska utvecklingen i EU är också intressant, dels för att EU är en stor exportmarknad för svensk industri, men också för att utvecklingen i EU påverkar den politik EU kommer att föra – och de energi- och klimatmål man sätter i framtiden. Inte minst gäller det energieffektiviseringen och de (politiska) krav EU kommer att ställa på den. I detta avsnitt går vi därför igenom såväl Sveriges som EU:s ekonomiska utveckling, och gör kopplingar till såväl elanvändningen som till energianvändningen i stort.

Kopplingen mellan BNP och energi

Energianvändningen har ökat i takt med BNP-utvecklingen i såväl Sverige och Norden som i EU, sedan mycket lång tid tillbaka. Det var inte förrän under 1970-talets oljekriser som vi fick en "decoupling". Utvecklingen efter decouplingen är likartad i Sverige och EU, med en fortsatt BNP-ökning i samma takt som tidigare men endast med en svagt ökande energiförbrukningsnivå. Energiintensiteten har därigenom successivt sjunkit till en nivå idag på runt 60% av nivån på 1970-talet. Ekonomin har alltså blivit betydligt energieffektivare.



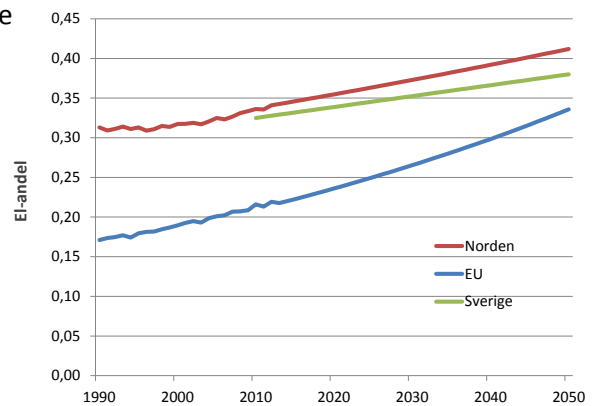
Utvecklingen av BNP och energianvändning, samt energiintensiteten i EU 15 (vänstra figuren) och Sverige (högra figuren) under perioden 1961-2012. Från 1970-talet är energianvändningen alltmer "frikopplad" från den ekonomiska utvecklingen.

Elens andel av den totala energianvändningen

Elens andel av den totala energianvändningen ökar. I Sverige och Norden har elandelen ökat från drygt 30 % år 1990 till 33-34 % år 2012. I EU har ökningen av elandelen varit ännu större, från cirka 17 % år 1990 till 22 % år 2012. Elandelen har ökat stadigt från år till år, med få undantag, såväl i hög- som i lågkonjunktur.

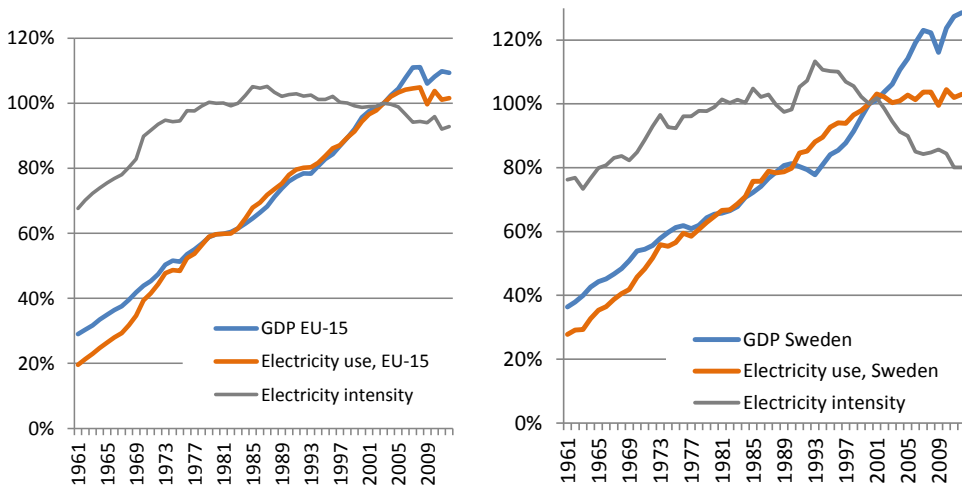
Elens andel av energianvändningen förväntas också fortsätta att öka, och såväl NEPP:s analyser som EU:s energiscenarier, anger en fördubbling av elandelen i EU från 1990 till 2050, till en nivå på omkring 27% år 2030 och nära nog 35% år 2050. I Sverige och Norden fortsätter också ökningen och förväntas nå en andel på 35-37% år 2030 och omkring 40 % år 2050.

Elens andel av den totala energianvändningen ("final energy demand") i Sverige, Norden och i EU som helhet. Figuren visar den historiska utvecklingen för 1990-2012 och utvecklingen enligt en syntes av flera olika energiscenarier för perioden fram till 2050.



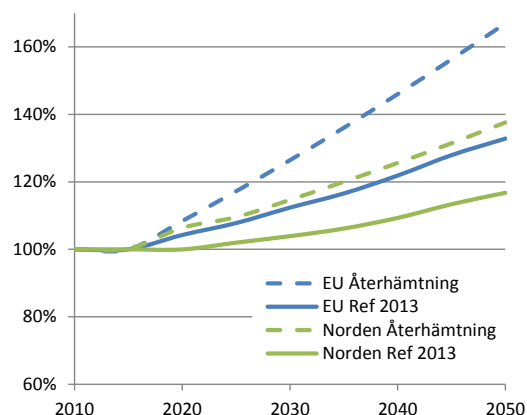
Kopplingen mellan BNP och el

Elanvändningen har också ökat i takt med BNP-utvecklingen. Det är inte förrän under 1990-talet som vi fick en "decoupling" i Sverige och under 2000-talets början i EU. Utvecklingen efter decouplingen är likartad i Sverige och EU, med en relativt konstant elförbrukningsnivå. Elintensiteten har dock sjunkit till en klart lägre nivå i Sverige än i EU; vi har idag en elintensitet runt 70 % och i EU runt 90 %.



Utvecklingen av BNP och elanvändning, samt energiintensiteten i EU 15 (vänstra figuren) och Sverige (högra figuren) under perioden 1961-2012.

Det är rimligt att anta att decouplingen mellan elanvändningen och BNP fortsätter, men vi kommer ändå att ha ett starkt BNP-beroende i utvecklingen av elanvändningen även i framtiden. I EU:s senaste referensscenari (EC 2013) antas en genomsnittlig BNP-utveckling i EU på 1,5 %/år ända fram till 2050. De nordiska länderna antas ha en nivå på cirka 2 %/år eller drygt det. Elanvändningens utveckling i detta referensscenari framgår av figuren till höger (de heldragna linjerna). Givet den lägre elintensiteten (se ovan) i Sverige och Norden, jämfört med EU som helhet, visar följaktligen detta referensscenari på en större ökning av elanvändningen i EU än i Norden, under perioden fram till 2050.



Om ekonomin återhämtar hela BNP-nedgången

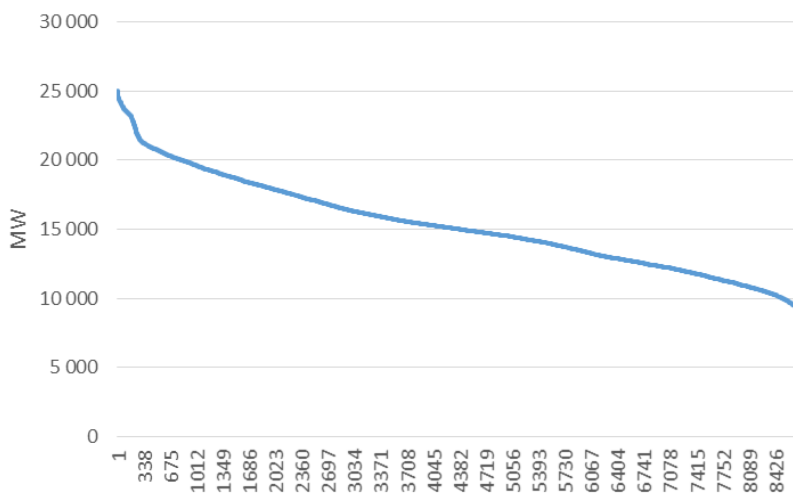
De antaganden som EU gör om BNP-utvecklingen i detta referensscenari (och i alla andra energiscenarier från 2013 och 2014) är dock mycket försiktiga, sett till den historiska utvecklingen. Den genomsnittliga BNP-utvecklingen i EU:s länder har varit 2,2-2,3 %/år i genomsnitt ända från mitten av 1800-talet. Historien visar också att ekonomin återhämtat sig helt efter varje ekonomisk kris/nedgång, efter en period på 10-20 år. Under den senaste (riktigt stora) återhämtningen, den efter andra världskriget, var BNP-uppgången i genomsnitt 5,2 %/år ända fram till runt 1970. Det är därför inte orimligt att vi kan få en återhämtning även efter denna finanskris; det finns i alla fall goda (historiska) argument för att åtminstone räkna på vad en BNP-återhämtning (inom cirka 20 år) skulle få för konsekvenser. Det som krävs för en fullständig återhämtning nu, är en BNP-utveckling på i genomsnitt 2,6 %/år i cirka 20 år, dvs. "bara" halva styrkan i återhämtning jämfört med den efter andra världskriget (och sedan en fortsatt utveckling på det historiska genomsnittet (2,2-2,3 %/år).

Vid en återhämtning skulle elanvändningen öka dubbelt så snabbt, såväl i Norden som i EU. Vi skulle nå nivåer i Sverige och Norden som är cirka 20% över dagens runt år 2030 och runt 40% över år 2050. I EU når vi nivåer 30% över dagens år 2030 och drygt 60% över år 2050. Detta samtidigt som elintensiteten sjunker.

11. Eleffektbehovet – preliminära resultat

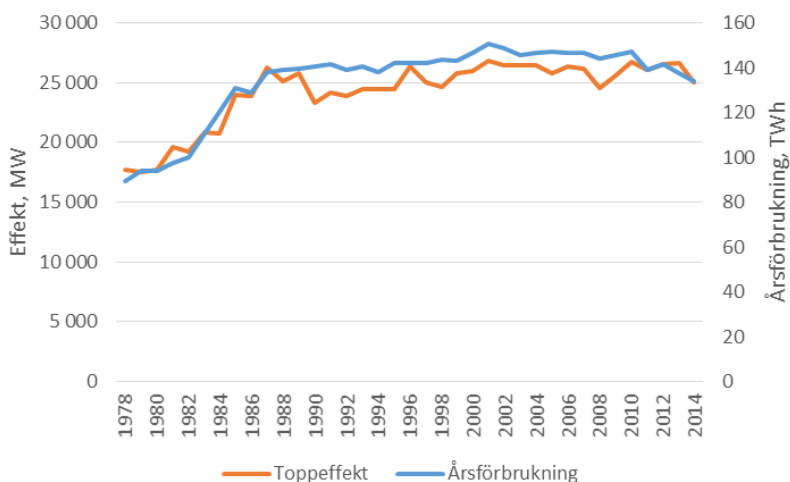
För att elsystemet ska fungera krävs att det i varje ögonblick tillförs lika mycket el som man tar ut ur systemet. Det är således väsentligt att även beräkna och ange det framtida effektbehovet. I kapitel 3-8 ovan har vi redovisat elenergianvändningens utveckling i våra scenarier. Här redovisar vi de översiktliga analyser och beräkningar vi gjort om *effektbehovets* utveckling i scenarierna. De bygger på de nyligen påbörjade och ännu ofullständiga analyser vi hittills gjort i NEPP, och bör därför betraktas och hanteras som preliminära.

Effektbehovet (inklusive distributionsförluster) i Sverige varierade under 2014 mellan ca 8 500 MW och 25 000 MW. Det var endast under cirka 200 timmar som behovet översteg 22 000 MW.

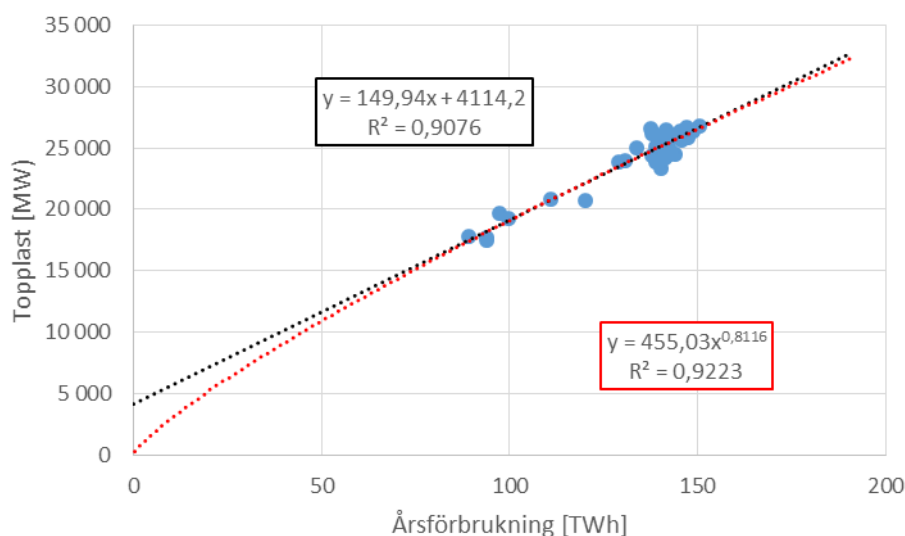


Figur: Elanvändningen (inkl. distributionsförluster) per timme i Sverige 2014 i form av ett varaktighetsdiagram.

För att uppskatta det framtida effektbehovet kan man ta hjälp av det historiska sambandet mellan topp effekt och elanvändningen (årsförbrukning), och sedan applicera det på våra olika användnings-scenarier. Analysen nedan är gjord på ett begränsat datamaterial, men bör ge en bild av sambandet mellan topp effekt och årsförbrukning.



Figur: Historisk utveckling av årsförbrukning och topplast



Figur: Korrelation mellan årsförbrukning och topplasteffekt. En exponentiell kurva passar bäst och antyder ett svagt avtagande samband mellan topplasteffekt och årsförbrukning.

Baserat på detta historiska samband (exponentiellt samband) kommer man fram till nedanstående topplastsutveckling under ett normalår i de olika scenarierna.

Tabell: Eleffektbehovets utveckling (effekttopparna) i våra tre huvudscenarier, samt för en "högsta- och lägstanivå". Tabellen anger eleffektbehovet i MW ett normalår, inklusive distributionsförluster.

[MW]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	25 100	25 100	25 100	25 100	25 100
2030	22 400	24 100	27 300	30 200	33 300
2050	18 700	22 800	29 100	35 100	41 500

Notera att den dimensionerande lasten brukar vara en så kallad 10-års vinter som är något högre än vad som anges i tabellen nedan. Som referens uppskattar Svenska kraftnät att den högsta förbrukningen inför vintern 2015/2016 till 25 600 MW under ett normalår och 27 100 under en så kallad 10-årsvinter.

I tabellen och figurerna ovan anges effektbehovet och effekttopparna för elproduktionen och inte för elanvändningen (som är fokus för denna rapport), och för att få effekttopparna för elanvändningen måste vi exkludera distributionsförlusterna. I tabellen nedan ger vi därför också effektbehovets utveckling exklusive distributionsförluster.

Tabell: Eleffektbehovets utveckling (effekttopparna) i våra tre huvudscenarier, samt för en "högsta- och lägstanivå". Tabellen anger eleffektbehovet i MW ett normalår, exklusive distributionsförluster.

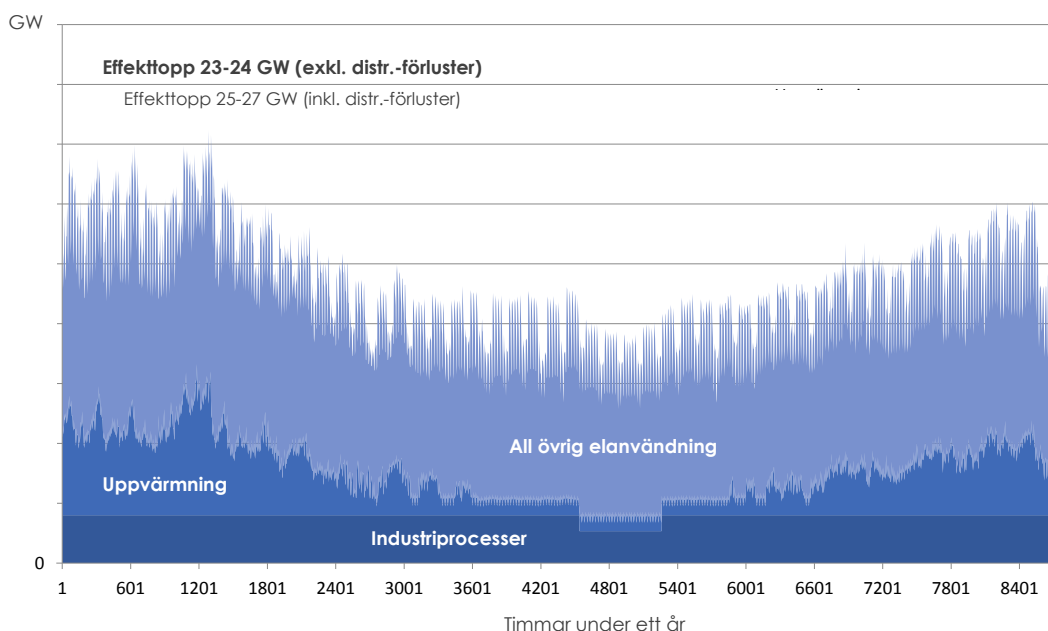
[MW]	Lägsta-nivå	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario	Högsta-nivå
Idag	23 500	23 500	23 500	23 500	23 500
2030	21 000	22 600	25 600	28 300	31 200
2050	17 500	21 400	27 300	32 900	38 900

Effektbehovet per sektor

Olika förbrukningskategorier/sektorer har olika effektbehovsprofil över året (olika "spetsig" förbrukningsprofil), där processindustrins behov är relativt jämt fördelat över året och elbehovet för uppvärmning är utetemperaturberoende. Den framtida effektprofilen kommer att bero på dels hur "spetsigheten" utvecklas hos de olika förbrukningsgrupperna, dels på deras inbördes storlek framöver. I våra analyser i NEPP har vi ännu inte underlag nog för att kunna precisera effektbehovet för alla sektorer, men vi kan göra två viktiga konstateranden om dagens effektbehovsprofil:

- Elanvändningens effektbehov för uppvärmning har en stor *säsongsvariation*, med ett mycket större effektbehov under vintern än under sommaren.
- Effektbehovet för den övriga elanvändningen (exkl. processindustrin) varierar *lika mycket* som elvärmens effektbehov, men det är istället en variation *över dygnet*.

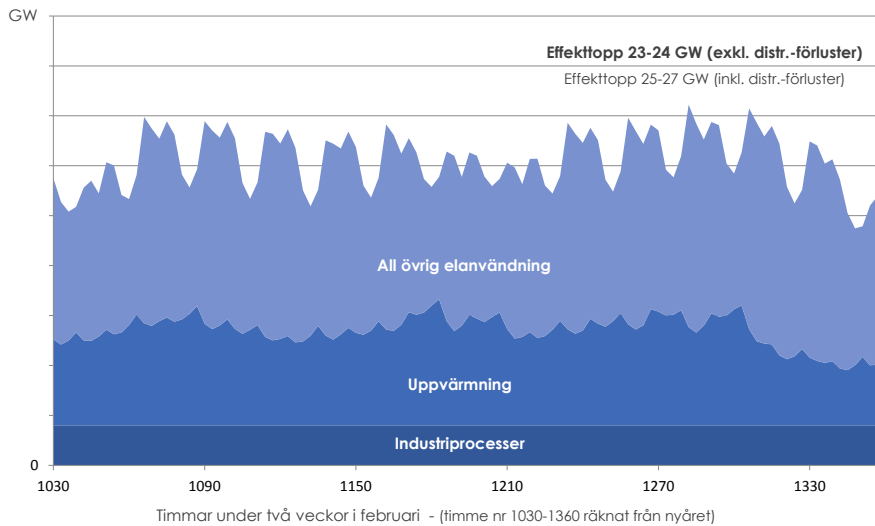
I figuren nedan, och figuren överst på nästa sida, illustreras detta. Figuren nedan visar effektbehovet under 2011⁷, som var på ungefär samma nivå som det under 2014. Figuren ger effektbehovet från 1 januari till 31 december, dvs. *inte* som ett varaktighetsdiagram (vilket figuren ovan ger).



Figur: Eleffektbehovet i Sverige 2011, från 1 januari (timme nr 1) till 31 december (timme nr 8760). Observera att sektoruppdelningen av effektbehovet är preliminär medan det totala effektbehovet är faktiska värden.

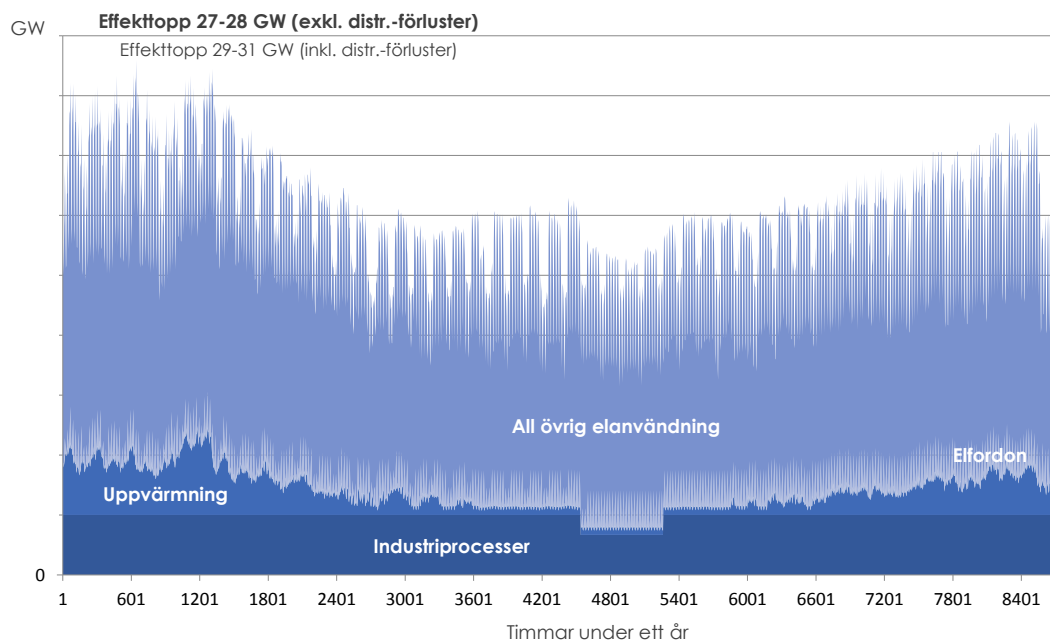
Än mer intressant är att se till effektbehovet under de två veckor av året då vi har effekttoppen. Under 2011 var det under februari, och figuren nedan visar effektbehovet under två veckors tid runt denna tidpunkt.

⁷ Att vi här valt år 2011 istället för 2014, beror på att vår nuvarande tillgång på validerade data för eluppvärmningen var tillförlitligast för det året.



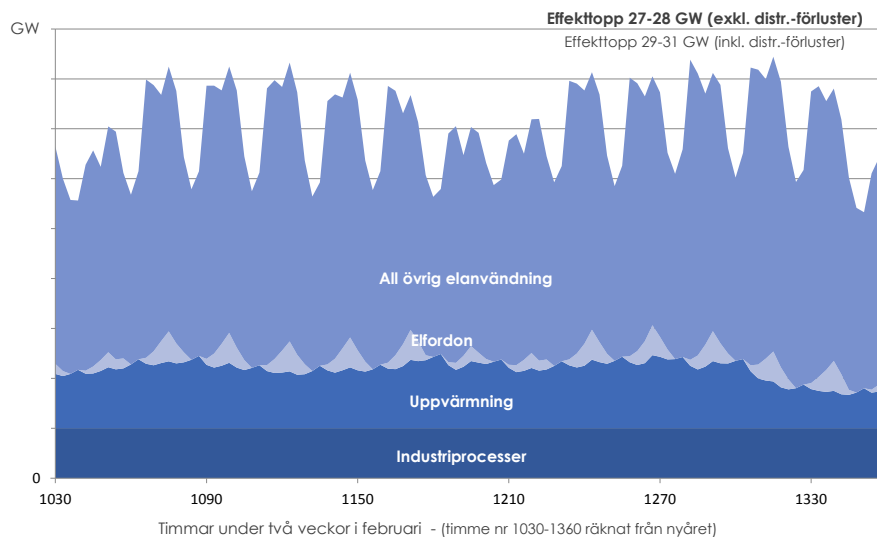
Figur: Eleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2011, då årets effekttopp inföll. Observera att sektoruppdelningen av effektbehovet är preliminär medan det totala effektbehovet är faktiska värden.

Om vi ser till den framtida utvecklingen kan vi konstatera att eleffektbehovet under vintern kommer att minska något relativt sett (dvs. relativt utvecklingen av elenergin) i samtliga scenarier, genom att elanvändningen för uppvärmning minskar. I de scenarier som innefattar en stor introduktion av elfordon (t.ex. referensscenariot), kan vi istället få en ökad variation av effektuttaget *över dygnet*, om inte "smarta laddstrategier" förmår att jämna ut lasten över dygnet. Men även om dessa laddstrategier inte förmår jämna ut lasten särskilt mycket, blir påverkan på det totala effektbehovet relativt begränsad. I huvudsak kommer därför elanvändningens effektbehov att förändras i stor utsträckning proportionellt mot utvecklingen av elenergianvändningen.



Figur: Eleffektbehovet i Sverige 2050, från 1 januari till 31 december i vårt referensfall. Observera att sektoruppdelningen av effektbehovet är preliminär.

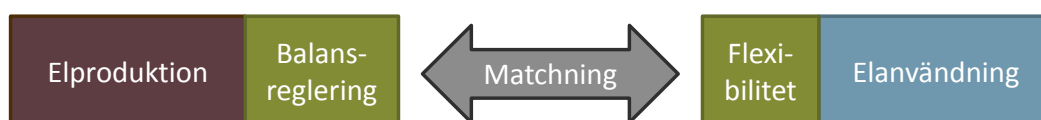
Effektbehovet under de två veckor av året då vi har effekttoppen visas (schematiskt) i figuren nedan. Vi har valt att anta att effekttoppen år 2050 också inträffar under februari (det är rimligt att anta att den inträffar under den kallaste vinterperioden även år 2050).



Figur: Eleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2050, då årets effekttopp antas infalla. Observera att sektoruppdelningen av effektbehovet är preliminär.

Framtida effektutmaning: produktionsutvecklingen, inte användningen, ger ökad utmaning

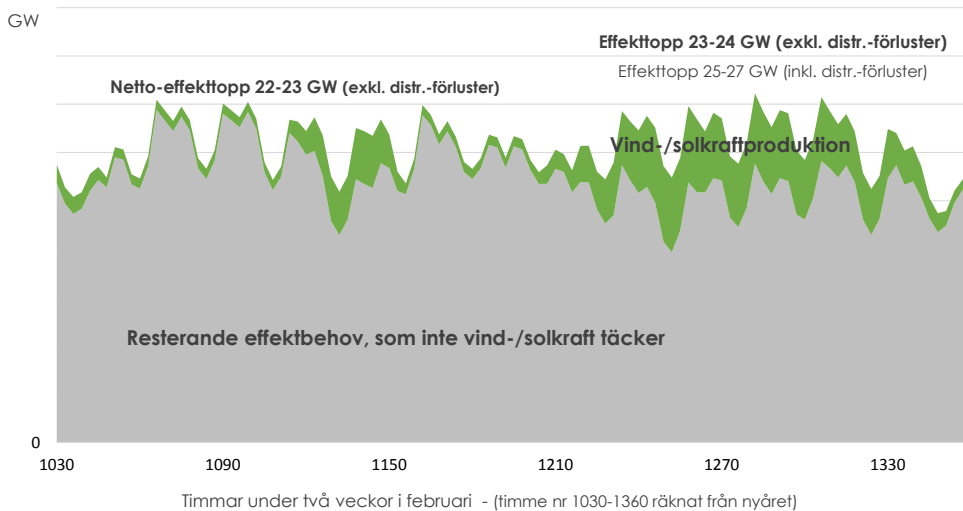
Effektutmaningen handlar om matchningen mellan elanvändning och elproduktion. **Det är produktionsutvecklingen, inte användningen, som ger en ökad utmaning!** När balansen mellan användning och produktion är ansträngd får vi höga elpriser. Hittills har höga priser sammanfallit med att elanvändningen varit stor. I framtiden, med alltmer variabel kraft, kopplas de höga priserna *både* till en stor elanvändning och till en liten produktion.



Om exempelvis produktionen är stor i en situation med stor användning kan elpriset vara lågt. Omvänt kan elpriset bli högt i en situation med liten användning och liten produktion. I framtiden blir det därför främst produktionen som skapar en ökad utmaning för elbalansen. Vad gäller elanvändningens effektbehov förutses, som vi visat ovan, inga dramatiska förändringar jämfört med idag.

Om vi utnyttjar de preliminära värden och diagram för effektbehovet som vi redovisat ovan, dels för dagsläget (här representerat av år 2011), dels för år 2050 (referensfallet), kan vi få en uppfattning om vilken påverkan produktionsutvecklingen respektive utvecklingen av elanvändningen kan få till 2050.

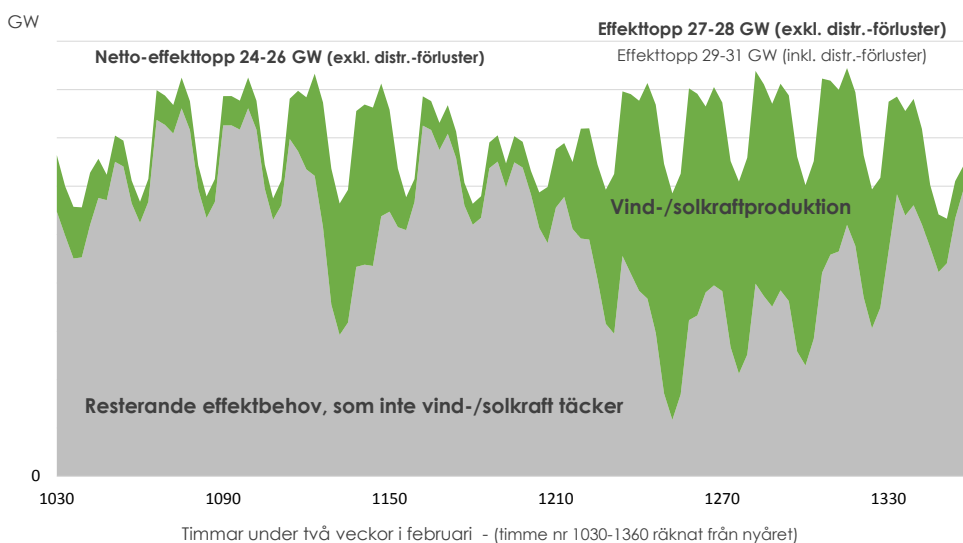
Figuren nedan visar effektbehovet idag för den tvåveckorsperiod där effekttoppen infaller. I figuren visas också vind- och solkraftsproduktionen under denna period (givet att vi har en årsproduktion på cirka 15 TWh vind-/solkraft).



Figur: Eleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2011 (grått plus grönt), samt den del av effektbehovet som vind/solkraftsproduktionen täcker under dessa veckor (grönt). Det resterande effektbehovet (i grått, netto-effektbehovet), som inte vind/solkraft täcker, är idag ungefär lika stort som totala effekttoppen.

Om vi tar fram motsvarande bild för 2050, och antar en vind-/solkraftsproduktion på 50 TWh/år, får vi en situation motsvarande den i figuren nedan. För att tydliggöra elvärmens betydelse för effekttoppen, har vi även redovisat den separat i figuren på nästa sida. Vi kan dra flera slutsatser, bl.a.:

- Behovet av reglerbar produktionskapacitet/effekt, det som i figuren anges som "nettoeffekttoppen", är 24-26 GW år 2050. Det innebär, om dessa preliminära resultat är korrekta - att vårt behov av tillgänglig reglerbar produktionskapacitet/effekt (utöver vind- och solkraft) - blir minst lika stort i framtiden som idag.
- Samtidigt kommer ett framtida elsystem med mycket vind- och solkraft att ha ett behov av att kunna hantera snabba och stora variationer i produktionen, som tydligt framgår av figuren, vilket kräver mycket stor flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning.



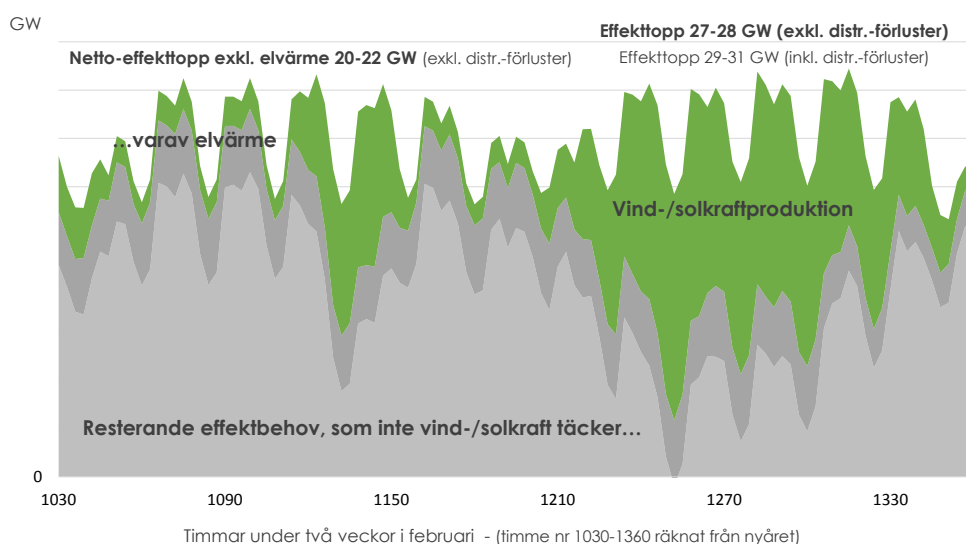
Figur: Eleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2050 (grått plus grönt), samt den del av effektbehovet som vind/solkraftsproduktionen täcker under dessa veckor (grönt). Det resterande effektbehovet (i grått, netto-effektbehovet), som inte vind/solkraft täcker, blir även 2050 nästan lika stort som totala effekttoppen.

Denna nya utmaning för kraftsystemet, dvs. ”ett större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning” är en av åtta stora utmaningar för det framtida kraftsystemet som NEPP identifierat (se faktaruta nedan). Den innebär bl.a. att elanvändningen varierar regelbundet och på ett förutsägbart sätt medan (särskilt) vindkraften varierar med ett stokastiskt mönster. Detta innebär en utmaning för planering av vattenkraftproduktion med ett mönster och volym som avviker från vad dagens älvs-träckor har designats för. En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar också vattenkraftplaneringen längs en älvsträcka och för användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt med större marginaler.

Det är alltså mycket viktigt att vi ägnar alltmer uppmärksamhet åt denna problematik, och dessa åtta utmaningar i framtiden, och även om vi ännu kan hantera situationen utan större utmaningar, måste vi redan nu förbereda oss för de svårigheter som kommer om 10-20 år. NEPP-projektet konstaterar samtidigt att det, för de åtta utmaningar, finns ett stort antal potentiella lösningar och att det går att få ett kraftsystem även med mycket stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl, **men det kräver alltså god insikt om utmaningarna och en förmåga att få lösningarna på plats.**

Endast en av utmaningarna (nr 8) har att göra med effekttoppens storlek. Lösningen är här, som nämnts ovan, att tillse att kraftsystemet har tillräckligt med reglerbar kapacitet för att möta effekttoppen. En del av denna effekt kan finnas på användningssidan, och elvärmen nämns som en del av lösningen (se exempelvis nästa kapitel i denna rapport). Men ofta rör det sig om effekttoppar som varar (minst) tiotalet timmar – vilket figuren nedan illustrerar väl – och hela effektbehovet för elvärmen är inte möjligt att reglera ner under så långa tider.

Inte heller skulle det minska de åtta utmaningarna särskilt mycket om man (politiskt) verkade för att reducera elvärmen ännu mer än vad våra scenarier visar, eller rent av förbjöd den.



Figur: Eleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2050 (grått plus grönt), samt den del av effektbehovet som vind/solkraftsproduktionen täcker under dessa veckor (grönt). I figuren är det resterande effektbehovet som inte vind/solkraft täcker uppdelat i en elvärmedel (mörkgrått) och en övrigdel (ljusgrått).

Åtta utmaningar för att hantera den framtida effektsituationen (utdrag ur NEPP-rapport)

Generella utmaningar för att upprätthålla balans

1. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning:

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

2. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer: Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer för 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 innebära en ineffektiv reglerprocess. Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska hanteras av marknadsaktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln ska kunna ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandlingen av reglertjänster utvidgas.

3. Årsreglering: Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den skapa ytterligare behov till säsongslagring, eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.

Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion

4. Mekanisk svängmassa: Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller vindkraft kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet att minska eftersom sol- och vindkraftverk vanligtvis inte använder synkronmaskiner direktkopplade till elsystemet. Mekanisk svängmassa behövs för att parera störningar som uppkommer i elsystemet.

5. 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 blir det oftare färre konventionella kraftverk i systemet, vilket kan innebära att dessa färre kraftverk måste ta på sig en större del av balansreglering och hålla tillräckliga marginaler för detta.

6. Överskottssituationer: Soliga och blåsigas dagar med liten förbrukning kan en överskottssituation uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.

7. 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.

Utmaningar vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion

8. Tillgång till topplastkapacitet: Med en stor mängd vind- och solkraft kommer det finnas situationer med hög elförbrukning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.

12. Efterfrågeflexibilitet

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

Att de tekniska potentialerna bland hushållskunder och industrikunder har olika karaktär påverkar även de ekonomiska incitamenten som krävs för efterfrågeflexibilitet. Industrikunder reagerar på prisnivåer, hushållskunder på relativa prisskillnader mellan de perioder lasten förflyttas från och till. Det är viktigt att tariffstrukturer är utformade på ett sätt som ger tillräckliga incitament för effektreduktioner, men som också är utformade på ett sätt som möjliggör att de ekonomiska incitamenten för de olika kundkategorierna sammanfaller. Slutligen kan det konstateras att efterfrågeflexibiliteten kan ha en viktig roll i balansering av framtidens kraftsystem med stor andel förnybar, distribuerad elproduktion, minskad mängd styrbar termisk kraft och ökad marknadsintegration till kontinenten. Även om påverkan på årsmedelpriset bedöms som måttlig, kommer prisvolatiliteten att minska genom att både pristoppar och prisbottnar kapas. Detta gynnar investeringsklimatet och kraftsystemet i sin helhet och samtliga marknadsaktörer.

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

Utmaningarna

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

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

Hur långt den nuvarande reglerförmågan räcker kommer att ha stor betydelse för prisutvecklingen i framtiden. I och med att reglering med vattenkraft förknippas med relativt låga kostnader kan prisvariationer förväntas förbli små inom det nordiska marknadsområdet så länge reglerförmågan i vattenkraften är tillräcklig för att balansera kraftsystemet. När detta inte längre är fallet kommer andra

dyrare balanseringsresurser krävas. Principiellt kan det ökade regleringsbehovet som ökad andel intermittent kraftproduktion innebär hanteras genom att värmekraft används för reglering, utrikes-handeln förändras eller genom att efterfrågan bidrar till kraftsystemets reglering. Här fokuseras på det sistnämnda, dvs. potentialen för efterfrågefleksibilitet som medel för kraftsystemets balansering i framtiden, förutsättningar för detta, samt konsekvenser som efterfrågefleksibiliteten kan få för kraftsystemet och prisbildningen.

Olika typer av efterfrågefleksibilitet

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

Potentialen för en annan typ av efterfrågefleksibilitet är dock lika stor, nämligen förflyttande av värmelasten i eluppvärmda småhus under några timmar. Sådan last kan kallas för återvändande last i och med att effektbehovet som följer efter effektreduktionen är högre än den genomsnittliga efterfrågan. Man måste alltså "ta igen" den effektreduktion som gjorts. I och med att elvärmekunderna flyttar sin värmelast mellan näraliggande tidsperioder är det den relativa prisskillnaden, inte den absoluta prisnivån, som skapar det ekonomiska incitamentet för laststyrningen. Förutsättningen för elvärmekundernas efterfrågefleksibilitet är smarta elnät, som här definieras som en utökad användning av IT i kraftsystemet så att infrastrukturen kan användas närmare sin tekniska förmåga. Idag kan av olika skäl inte den tekniska och ekonomiska potentialen för hushållens efterfrågefleksibilitet realiseras fullt ut, men i längre tidsperspektiv är denna potential högst relevant som en del av lösningen för att möta kraftsystemets balanseringsbehov.

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

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

Nyttan från efterfrågefleksibilitet är svår att kvantifiera, men resultat från olika studier kan användas för att uppskatta storleksordningen. I resultaten som presenteras nedan, har nyttan från styrande efter elpriset uppskattats till 150 – 550 kr per eluppvärmt småhus och år, beroende på volatiliteten i elpriset. Besparingar i distributionsnäten har uppskattats till ca 200 kr per hushåll och år, vilket till

stor del baseras på minskat investeringsbehov i nätförstärkningar. Om efterfrågefleksibilitet kan ersätta effektreserven, kommer även dessa kostnader att besparas. Enligt information från Svenska Kraftnät kan den genomsnittliga årliga upphandlingskostnaden för effektreserven uppskattas till 70 000 kr/MW. För 2000 MW innebär detta en total kostnad på 140 miljoner kr. Om de 1 miljoner eluppvärmda småhus kan genom efterfrågefleksibilitet ersätta behovet av denna effektreserv kan en besparing på 140 kr per eluppvärmt småhus och år realiseras. Totalt kan kostnadsbesparingen för efterfrågefleksibilitet därmed uppskattas till 490 kr – 890 kr per eluppvärmt småhus och år.

Tabell: Potentiella nyttor från efterfrågefleksibilitet, kundkategorin eluppvärmda småhus

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

Källa: Se referenslista

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

Prisvolatilitet den viktigaste drivkraften

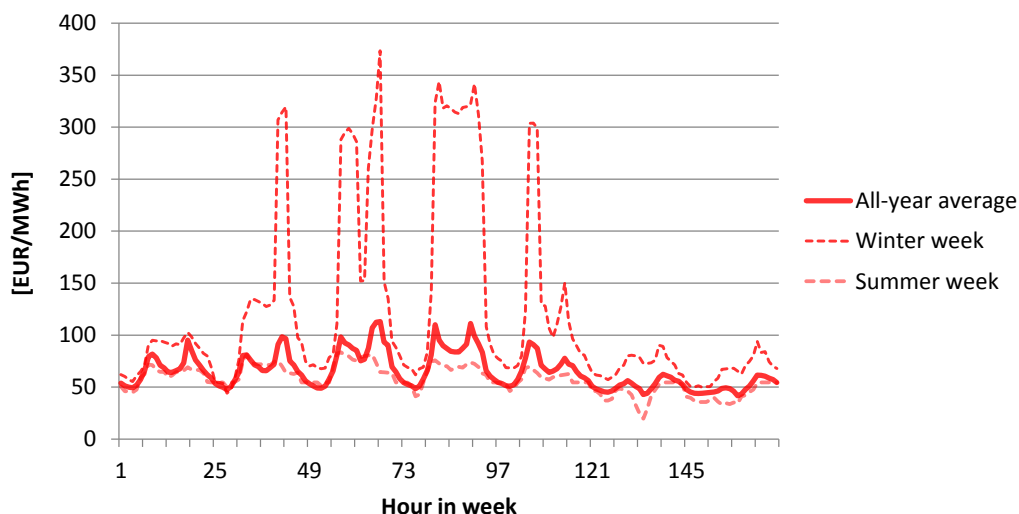
För att det ska finnas ekonomiska incitament för investeringar i flexibilitet, antingen på efterfrågesidan (efterfrågefleksibilitet) eller i produktionsanläggningar (spetslastkapacitet), behövs större pris skillnader inom dygnet än de som för närvarande observeras på elmarknaden.

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

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

I bilden nedan illustreras den prisvolatilitet som i prisområdet SE4 förväntas år 2030 som följd av utökad intermitterant kraftproduktion. Redan under en genomsnittlig vecka kommer prisfluktuationerna att vara relativt höga i jämförelse med dagens nivåer. Under en vintervecka kommer extrema pristopp att uppstå, även relativt frekvent, på grund av produktionsunderskott som sammanfaller med hög efterfrågan. På sommartiden förväntas situationen vara den motsatta, dvs. prisfluktuationerna kommer att vara lägre och stundvis mycket låga prisnivåer uppstå som följd av produktionsöverskott som sammanfaller med låg efterfrågan.

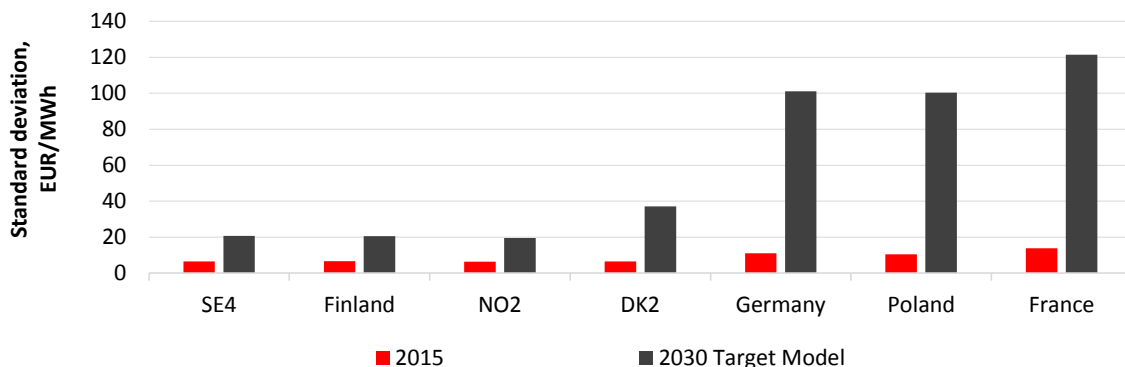
Figur: Timpriser i prisområdet SE4 under representativa veckor under 2030: En genomsnittlig årlig vecka, en genomsnittlig vintervecka och en genomsnittlig sommarvecka.



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

Även marknadsintegrationen och överföringsförbindelserna till marknadsområden i kontinentala Europa kommer att bidra till denna utveckling. Dessa länder saknar den reglerbarheten i kraftsystemet som finns i Norden, och möter därmed redan idag större prisvolatilitet. Med den utökade andelen intermittent kraftproduktion kommer volatiliteten att ytterligare öka i framtiden. Detta illustreras i figuren nedan där standardavvikelser i prisnivåer är modellerade för 2015 respektive 2030.

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



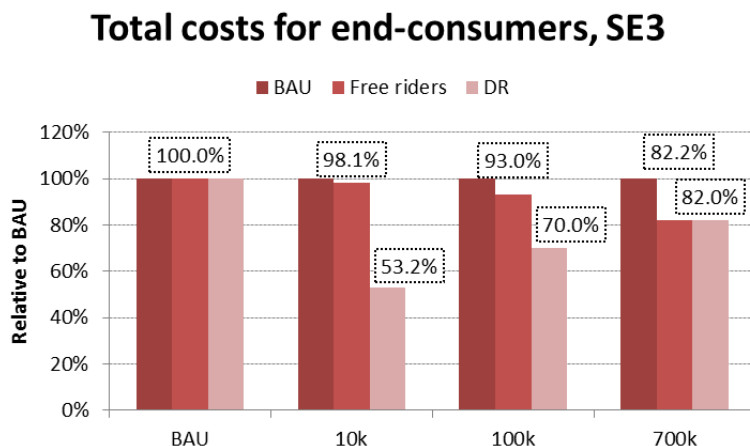
Källa: North European Power Perspectives: "Four market design scenarios for Europe", mars 2015.

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

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

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

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



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

Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland olika typer av elkunder

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

Tabell: Potentialer för olika typer av efterfrågeflexibilitet i Sverige

Sektor	Potential per objekt	Total potential [MW]
Industri		2000 MW ⁸
Hushåll med elvärme	2 kW, ca 1 000 000 små hus	2000 MW ⁹
Köpcentrum	140 kW, ca 320 st.	45 MW
Kontor	0,004 kW/m ² , ca 35 milj. m ²	140 MW
Skolor	0,0004 kW/m ² , ca 37 milj. m ²	15 MW
TOTAL POTENTIAL		4200 MW

Källa: Se referenslista

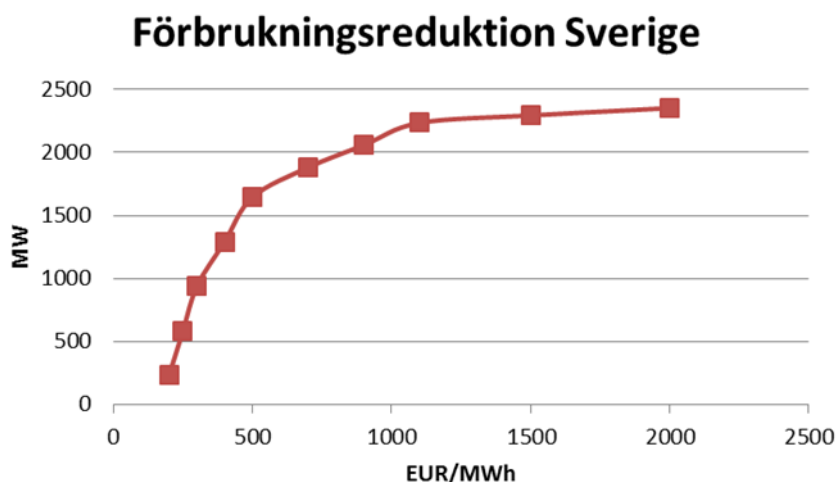
Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland industriföretag

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

⁸ Uppskattningarna varierar i olika studier mellan 1900 – 2300 MW

⁹ Uppskattningarna varierar i olika studier mellan 2000 – 2400 MW

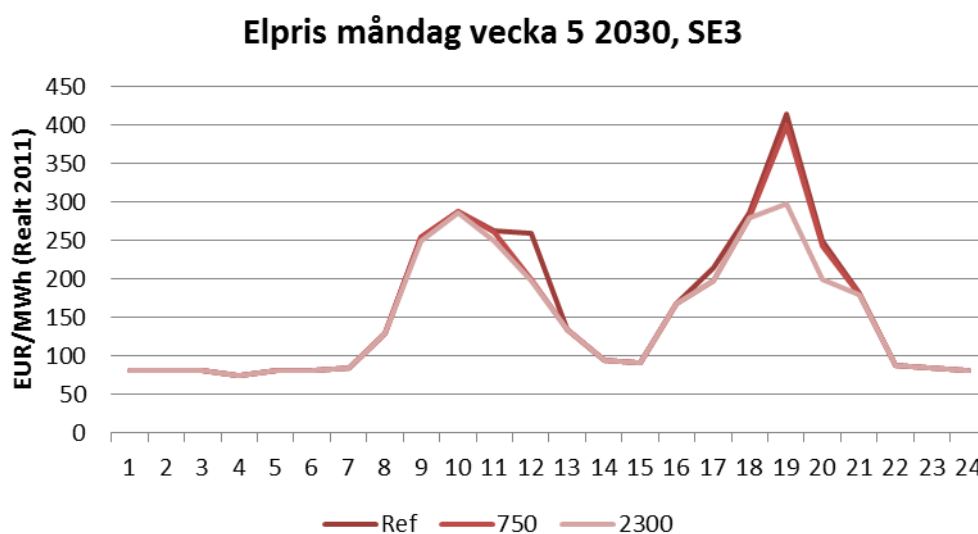
Figur: Förbrukningsreduktion vid prisspikar i Sverige (industri). Ett scenario har simulerats, antaget en maximal lastreduktion av 2 300 MWh/h.



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

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

Figur: Simulerad effekt av industriell efterfrågefleksibilitet år 2030 med 0 MW, 750 MW och 2300 MW efterfrågefleksibilitet i Sverige.



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

Som nämnt ovan, är det den elintensiva industrin som står för största delen av potentialen. Genom att stänga av elkrävande produktionsprocesser kan effektuttaget reduceras under vissa timmar. För att effektreduktionerna ska påverka spotpriserna måste företaget ha informerat sin balansansvarige elleverantör om reducerat effektuttag och vid vilket minsta elpris som detta genomförs innan elleverantören lämnar sina bud till spotmarknaden kl 12 dagen innan. Möjligheten finns även att delta i balanshandeln utan påverkan på spotpriserna. Att spotpriserna påverkas anses dock önskvärt för att förtroendet för spotmarknaden, och därmed spotpriset som referenspriset för de finansiella marknaderna, ska kunna upprätthållas.

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

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

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

Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder

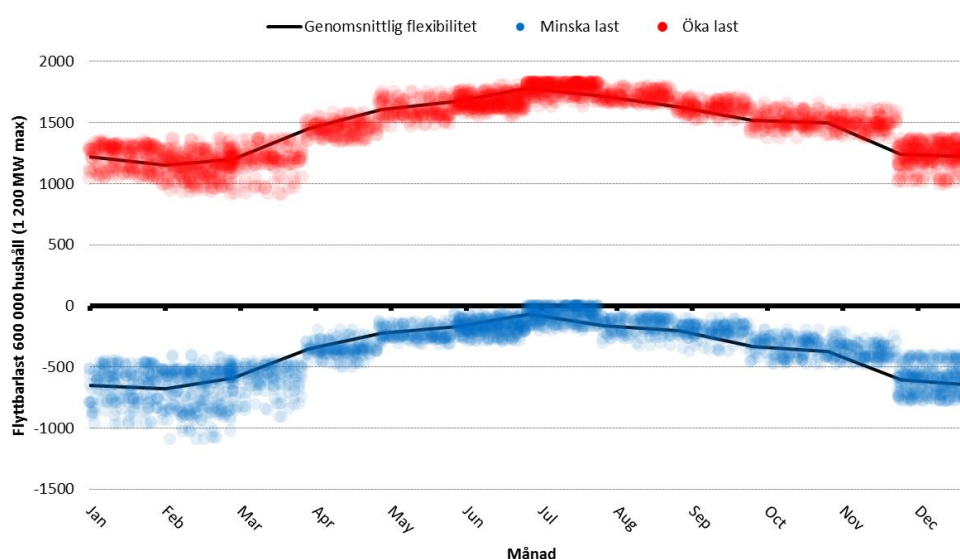
Eluppvärmningen i Sverige bidrar med en topplasteffekt på ca 7 000 MW (normalår)- 8 000 MW (20-årsvinter). En ansevärd andel av denna kan styras utan någon märkbar komfortpåverkan.

Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder med eluppvärmning har även den uppskattats till ca 2000 MW, motsvarande 2 kW i ca 1 000 000 småhus. Att potentialen är stor inom just detta kundsegment beror på möjligheten att utnyttja husets värmetröghet för att flytta lasten några timmar utan att påverka komforten. Den maximala potentialen för efterfrågeflexibilitet är dock högst temperaturkänslig. Värmeförbrukningen kan inte minskas utan att värmebehovet finns och på

samma sätt kan inte förbrukningen ökas om man redan använder full effekt. Potentialen är därmed störst på vintern, men minskar under längre perioder med mycket kallt väder då värmesystemet troligtvis går för fullt.

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

Figur: Säsongsvariation för efterfrågefleksibilitet m.a.p. värmebehov / återvändande last



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

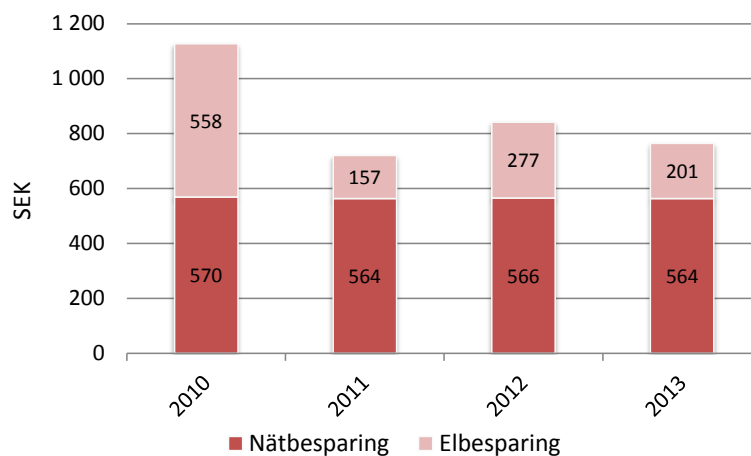
Att utveckla ekonomiska incitament i form av affärsmodeller som är anpassade till hushållskundernas behov är centralt för att säkerställa att detta förblir en drivkraft och inte istället utgör ett hinder för implementering av efterfrågefleksibilitet. Det är en utmaning av kommunicera prisinformation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

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

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

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

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



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

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

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

De ekonomiska incitamenten är dock inte tillräckliga för hushållssegmentet, utan affärsmodellerna som utformar de ekonomiska incitamenten måste, förutom ekonomiskt fördelaktiga, även vara enkla, förståeliga och till en viss grad också förutsägbara för kunderna. Om dessa krav kan uppfyllas för laststyrning finns det ytterligare nyttor som kan realiseras. Vid ett flertal fältförsök har det visat sig att hushållen minskar sin elförbrukning med mellan 10 och 15% genom automatiserad styrning

och inläring från informationsåterkoppling, övervakning av drift genom datainsamling och behandling samt resulterande potential till jämnare elanvändning. Att förutsättningarna för efterfrågeflexibilitet och energieffektivisering på detta sätt är sammankopplade kan vara en viktig drivkraft i utvecklingen.

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

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

Potentialen för efterfrågeflexibilitet hos övriga förbrukare

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

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

Nyttor från efterfrågeflexibilitet i stamnät och distributionsnät

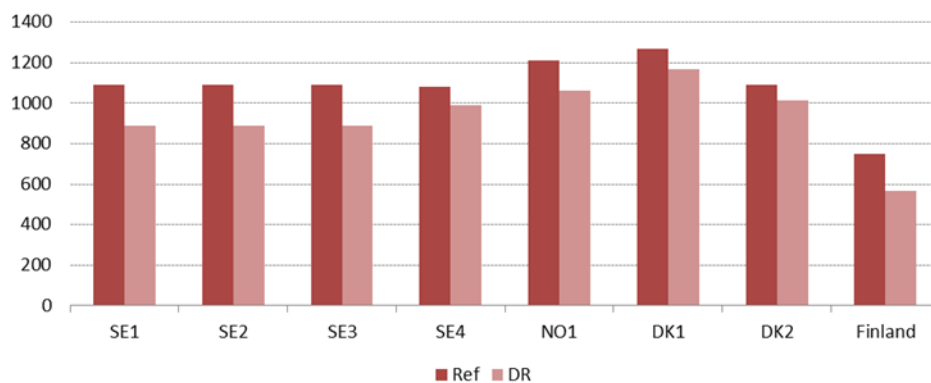
Det finns utmaningar kopplade till såväl distributionsnäten som för stamnätet till följd av kraftsystemets omställning till en stor andel intermitterant, distribuerad elproduktion samt till introduktion av elbilar som kan förväntas ske i ett längre tidsperspektiv. Kraftnäten är utbyggda för att möta variationer i förbrukning, inte i produktion, och är inte anpassade till de ändringar i kraftflöden som förväntas. Efterfrågeflexibilitet kan göra nytta både genom att minska efterfrågan vid hög last och genom

att öka användningen vid låg last och på så sätt undvika att produktion spills. Genom att bidra till reduktion av lasttoppar, kan efterfrågeflexibiliteten minska investeringsbehovet i nätförstärkningar och därmed kostnader relaterade till balansering av kraftsystemet. Till vilken grad efterfrågeflexibiliteten kan minska investeringsbehovet i stamnätet beror på vilken prisdifferens ska byggas bort, dvs. vilken nätprestanda efterfrågas.

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

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

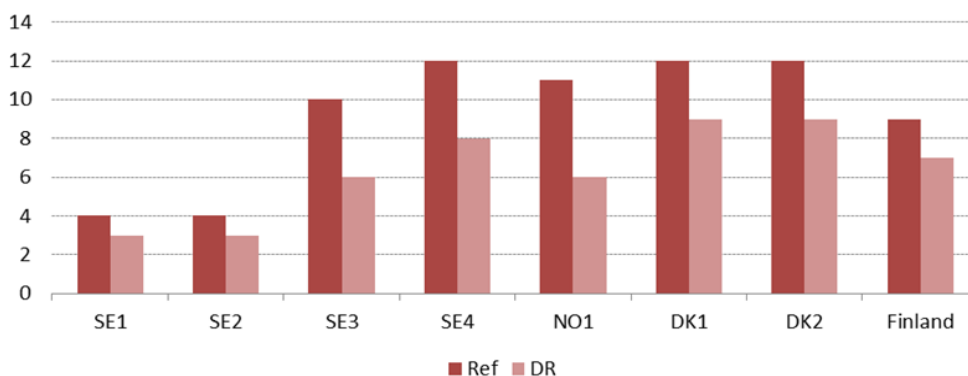
Figur: Antal timmar med nollpriser



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

På samma sätt har simuleringar för prisspikar genomförts för NEPP gröna scenariot år 2038 med efterfrågeflexibilitet (DR) och utan efterfrågeflexibilitet (Ref). Prisspikar definierats som prisnivåer överstigande 200 EUR/MWh. Resultaten visar att med efterfrågeflexibilitet minskar antalet timmar med prisspikar för samtliga elområden i Norden. Även dessa resultat avser systempriset och inte priset som elkonsumenter möter.

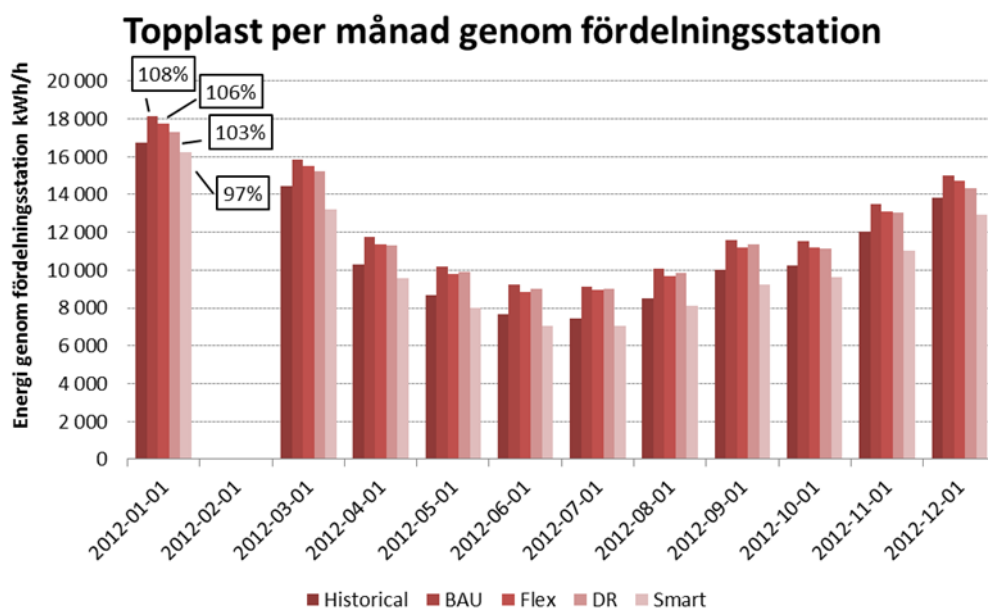
Figur: Antal timmar med priser överstigande 200 EUR/MWh



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

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

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



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

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

Nyttorna från efterfrågeflexibilitet på distributionsnätsnivå är potentiellt fler. Genom att minska konsumtionen under de timmarna då maximal årseffekt nås kan efterfrågeflexibilitet även bidra till minskad effektkostnadskomponent för en lokalnätsägare, dvs. minimera kostnaden mot överliggande nät. En studie på området uppskattat kostnadsminskningen mot överliggande nät till 4-5% under antagandet att 10% av topplasten kan förflyttas vilket motsvarar 30 kr per hushåll och år. Denna kostnadsbesparing kan komma till hela kundkollektivet tillgodo genom minskade nättariffer. Genom att efterfrågeflexibiliteten kan bidra till att undvika överbelastning vid spetslast på olika nivåer i distributionsnät, och därmed strömavbrott, kan även leveranssäkerheten förbättras. Därmed kan värdet av efterfrågeflexibilitet även jämföras som ett alternativ till traditionell förstärkning av distributionsnät. Potentialen till kostnadsbesparingar i minskat investeringsbehov i distributionsnäten är uppskattad till 154 kr per hushåll och år. Detta innebär att ca 75 % av den totala besparingen i nätkostnad per kund genereras av det minskade investeringsbehovet. Även om uppskattningarna är gjorda på ett begränsat dataunderlag och kan inte generaliseras till samtliga distributionsnät ger kalkylerna en bra indikation på de förväntade besparingarnas storleksordning.

Efterfrågeflexibilitetens påverkan på effekttoppen

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

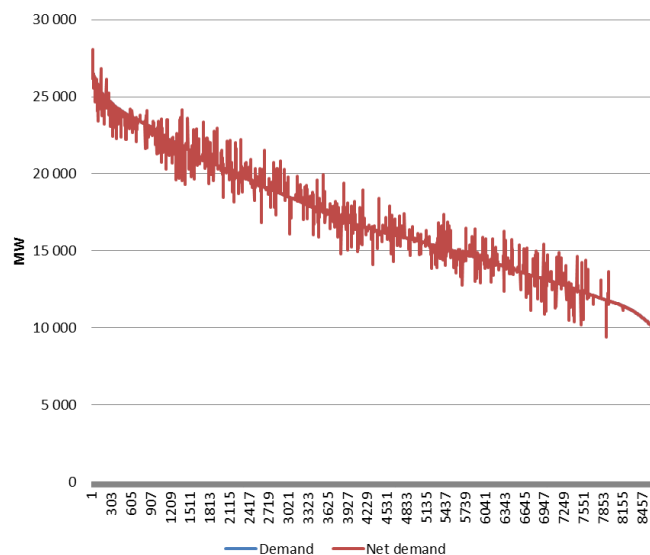
- Den uppskattade effekttoppen är baserad på historiska värden och innehåller troligtvis redan en viss mängd efterfrågeflexibilitet.
- Samanlagringseffekter gör att summan av de enskilda förbrukningsreduktionerna inte motsvarar hela potentialen (all efterfrågeflexibilitet är inte tillgänglig 100 % av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

I figuren nedan visas ett varaktighetsdiagram där ett scenario med och utan efterfrågeflexibilitet lagts på varandra. I figuren framgår det att det vid låg förbrukning inte är någon nämnvärd efterfrågeflexibilitet. Detta beror på att det vid dessa tillfällen inte finns någon värmelast som kan flytta

sin last då detta troligtvis är under sommartid. Som förväntat sker också mestadels nedreglering vid hög förbrukning. Dock sker det en del uppreglering under de timmar med den högsta lasten och topplasten är faktiskt högre i ett scenario med efterfrågeflexibilitet. Förklaringen ligger i att efterfrågeflexibiliteten reagerar på prissignaler och att elprisets topp inte nödvändigtvis sammanfaller med det högsta elpriset. Detta är särskilt tydligt i ett system med stora mängder vindkraft. Om vindkraftsproduktionen är hög vid det tillfälle som efterfrågan är som högst kommer det att ha en inverkan på priserna vid detta tillfälle. I ett system med stora mängder vindkraft är det snarare nettoförbrukningen som är dimensionerande snarare än topplasten. Förutsatt att prissignalerna är riktiga, dvs. högst priser då det råder knapphet, kommer efterfrågeflexibiliteten att hjälpa systemet även om topplasten inte nödvändigtvis minskar.

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

Källa: Sweco



Referenser för detta kapitel

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

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

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

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

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

North European Power Perspectives: "Utmaningar som det svenska elnätet står inför", Underlagsrapport till samordningsrådet för smarta elnät, december 2013.

Elforsk: "Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek" Elforsk rapport 06:62

Svk: Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2014/2015 och 2015/2016, Juni 2015

Smarta elnät

Vi har också haft som uppgift att i denna rapport göra en sammanfattning - av de underlagsrapporter som NEPP producerade för Samordningsrådet för smarta elnät - med avseende på hur den framtida elanvändningen kan komma att påverkas av utvecklingen inom området smarta nät. Denna sammanfattning har vi valt att dela upp och inkludera/integrera i de kapitel i denna rapport som beskriver det aktuella området. Fyra av rapporterna refereras till i detta kapitel om efterfrågefleksibilitet. Andra rapporters resultat och slutsatser är inkluderade i andra kapitel.

Samordningsrådet för smarta elnät överlämnade sitt slutbetänkande med titeln "Planera för effekt!" till energiministern i december 2014. I rapporten presenteras en utförlig "handlingsplan för smarta elnät". NEPP bidrog under 2013 och 2014 med 10 av de 26 underlagsrapporter, som utgjort en faktabas för rådets arbete, och man refererar också till samtliga NEPP-rapporter i slutbetänkandet. De tio underlagsrapporterna är:

NEPP, 2013, Beskrivning av de konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet.

NEPP har studerat vilka konkreta utmaningar som det svenska elsystemet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet med bl.a. en hög andel intermitterent elproduktion.

NEPP, 2013, Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning i dag och i framtiden. Rapporten tydliggör vilken roll efterfrågefleksibiliteten kan spela på den framtida elmarknaden. Fokus är på den kortsiktiga efterfrågefleksibiliteten med en varaktighet från 1 till 3 timmar.

NEPP, 2013, Hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sveriges gränser påverkar behovet av smarta elnät i Sverige. I rapporten analyseras hur kraftsystemet utanför Sveriges gränser påverkar det svenska elsystemet (handelsutbyte, priser etc.) och behovet av smarta elnät.

NEPP, 2013, Översiktlig bedömning av teknikutveckling och tillämpning inom nyckelområden som ställer nya krav på att elnäten utvecklas – elfordon, vindkraft, solceller och energilagring. Rapporten ger en översikt över tekniker som påverkar framtidens elsystem och beskriver marknadsutveckling, kostnader och utvecklingspotential.

NEPP, 2014, Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibiliteten bättre. Rapporten undersöker hur förändringar i regelverk, rollfördelningar och marknadsmodeller kan bidra till att utnyttja efterfrågefleksibilitet bättre.

NEPP, 2014, Analys av vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta nät.

Analysen beskriver vilka faktorer som bidrar till utvecklingen av smarta elnät inom olika samhällssektorer. Studien beskriver kortfattat de viktigaste drivkrafterna för utvecklingen av smarta elnät och föreslår hur man skulle kunna genomföra en analys och utvärdering av dessa drivkrafters betydelse för utvecklingen av smarta elnät.

NEPP, 2014, Bedömning av det bidrag som smarta elnät kan ge för att uppfylla energi- och klimatmål.

Rapport försöker ange hur stort bidrag de smarta elnäten ger till måluppfyllelsen för energi- och klimatmålen både i de fall då teknikvalen är "maximalt smarta elnätsberoende" och där vägvalen är mindre beroende av smarta elnät.

NEPP, 2014, Fördjupad scenarioanalys och kvantifiering av rådets fyra scenarier.

Studien belyser effekterna på el- och energisystems nivå för de framtidsscenarier som samordningsrådet har tagit fram och inkluderar kvantitativa bedömningar utifrån NEPPs egna scenarier.

NEPP 2014, Krav på framtidens elnät – smarta nät. Om hur smarta nätapplikationer kan bidra till att minska investeringsbehovet i elnäten vid en stor introduktion av elbilar och distribuerad produktion (vind- samt solkraft).

NEPP, 2014, Teknik för smarta elnät för själva elnäten. Kartläggning och behovsanalys. Rapporten är en sammanställning över konkreta tekniska lösningar som är aktuella för att byggas in i det framtidens smarta elnät.

13. Utvecklingen mot att konsumenterna blir sina egna producenter

Priset på solceller har de senaste åren sjunkit dramatiskt. I länder som Tyskland och Italien har många elanvändare investerat i egen elproduktion, och inte minst i Tyskland har småskaliga solcellsanläggningar fått en allt större betydelse för kraftförsörjningen. Den installerade kapaciteten solkraft uppgick i Tyskland i början av 2015 till närmare 38 GW.

En ökad andel småskalig produktion kommer dock inte ha någon direkt inverkan på elanvändningen i stort inom överskådlig tid, varken på Kontinenten eller i Sverige. Däremot kommer nettoförbrukningen för de hushåll som har egenproduktion att ändras drastiskt, vilket främst får en påverkan på distributionsnäten. Ett ökat incitament att minimera utmatning på nätet kan få en inverkan på förbrukningsmönster där t.ex. elbilsladdning eller uppvärmning av varmvatten styrs till tider med hög solinstrålning.

En ökad andel egenproducerad solkraft förväntas också endast få en måttlig påverkan på effektbehovet. Solelsproduktionen är låg på vintern då behoven normalt är som störst. Effekttoppar uppstår normalt vintertid - på morgonen och på eftermiddagen - och då är solinstrålningen alltså låg.

En lärdom från Tyskland är däremot att solceller, när de når tillräckligt stor volym, kan få en betydande inverkan på kraftbalansen *under enskilda timmar*, och under dessa timmar då också påverka prissättningen på spotmarknaden. Genom den allt större tyska och italienska solelsproduktionen pressas nu spotpriserna nedåt under soliga dagar, och särskilt under helger då efterfrågan är begränsad.

Drivkrafter

Drivkraften för att bli egen producent kan dels vara ekonomiska, men kan också drivas av en minskad miljöpåverkan och en vilja att vara självförsörjande. Den ekonomiska drivkraften att producera sin egen el kommer idag från att minska den egna nettoförbrukningen. Värdet av den produktion som konsumeras inom hushållet blir summan av elpriset, nätavgifter och skatter. Detta värde är betydligt högre än det värde elen har om den skulle säljas ut på nätet. Den elproduktion som konsumeras inom hushållet har därför ett betydligt högre värde än den el som sälj ut på nätet.

Ett sätt att främja egenproduktion av el är nettodebitering. Nettodebitering får betydelse under de timmar en elanvändare är nettoproducent, och således matar ut el på elnätet. Under dessa timmar erhåller elanvändaren med nettodebitering en de facto-ersättning som, förutom ersättning för såld el, utgörs av elnättariffen, elskatt och moms. Kritiker menar att nettodebitering leder till att de abonnenter som inte har egen produktion kommer att subventionera de som har. I de fall man inte tillämpar nettodebitering kan det löna sig att kombinera småskalig solelsproduktion med ett batterilagert. Då kan överskottet lagras till ett senare tillfälle, för egen användning, och utmatning på nätet minimeras.

Påverkan på elnätet

Så länge som egenproduktionen används för att minska konsumtionen kommer belastningen på elnätet att minska i samma utsträckning. I det fall stora mängder egenproduktion matas ut på nätet kan det innebära distributionsnätet belastas på ett sätt som det inte är konstruerat och leda till omfattande investeringsbehov. Det kan också krävas en mer aktiv balansering av distributionsnätet med ökad småskalig produktion.

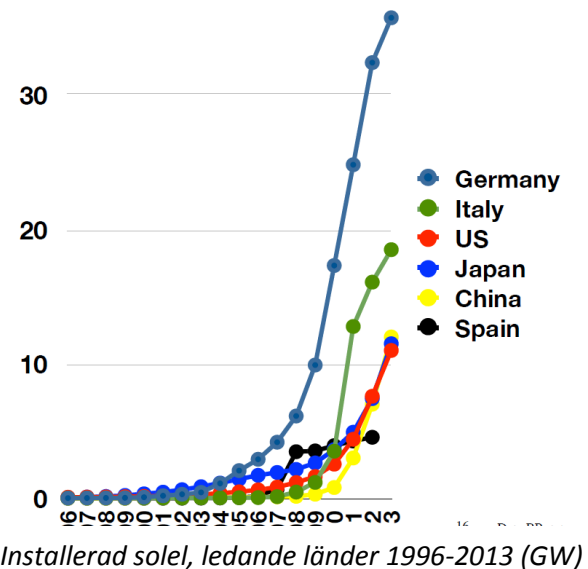
Med en ökad andel småskalig produktion kommer den konsumerade energin att minska och kostnaden ska fördelas på en mindre energimängd. Med dagens i huvudsak energiberoende nättariff kommer de som inte har egen produktion att få ökade nätkostnader. Om småskalig produktion blir mer vanlig bör nättariffen baseras på effekt snarare än energi för att inte de abonnenter som inte har egen produktion ska drabbas allt för hårt. På sikt kan en utveckling tänkas där kombinationen av småskalig elproduktion och batterier kan leda till att fler hushåll och applikationer inte längre är kopplade till elnätet. På de breddgrader som Sverige ligger på kan det vara svårt att göra sig helt oberoende av elnätet då produktionen är störst sommartid medan behovet är störst vintertid. Längre söderut är solinstrålningen jämnare fördelad över året och efterfrågan i form av luftkonditionering bättre matchad med produktionen från solceller.

Potentialen 2030 och 2050

Utvecklingen mot att elkonsumenterna blir sina egna producenter har alltså börjat och styrs idag i hög grad av prisutvecklingen på solceller. En grov uppskattning av potentialen för byggnadsanknutna solcellsininstallationer ges av den totala svenska takytan på byggnader. Den uppgår till cirka 320 km². Om dessa helt beläggs med solceller så anses detta teoretiskt motsvara 48 GW och en årlig elproduktion på 49 TWh¹⁰.

Detta är dock en helt orealistisk kvantitet, eftersom Sveriges maximala effektbehov uppgår till ca 25 GW en riktigt kall vinterdag. Den maximala effekten från solcellerna uppträder snarare en varm somardag då effekten sannolikt uppgår till mindre än hälften av det maximala behovet, säg 12 GW. Om man räknar bort minimiproduktionen från vattenkraft (och inte tar hänsyn till exportmöjligheter) så återstår då max 10 GW, dvs. ca 20 % av teoretisk mängd. Energiproduktionen skulle då maximalt kunna uppgå till 10 TWh/år. Om man som en praktisk övre potential antar hälften av detta så landar man på 5 GW och 5 TWh/år. Det betyder i så fall att 10 % av hustaken är täckta med solceller. För att producera klart mer än detta kan man anta att det kommer att krävas energilagring, t.ex. batterier. Då ökar elproduktionspotentialen från solceller rejält.

Ekonomi är fortfarande ett hinder för fortsatt utbyggnad i större skala eftersom elproduktionskostnaden inte är konkurrenskraftig (utan nettodebitering – se ovan). Man kan dock anta att elproduktionskostnaderna för solcellssystem fortsätter att sjunka och det är dessutom fullt möjligt att solcellsel även fortsättningsvis kommer att erhålla stöd av olika slag. En nackdel med solcellerna är att de förmår producera så lite under de tider då elpriset är högt. I framtiden förväntas elprisvariationerna bli allt större och om man inte kan ta del av intäkter då elpriset är högst så riskerar elintäkten på årsbasis att bli liten.



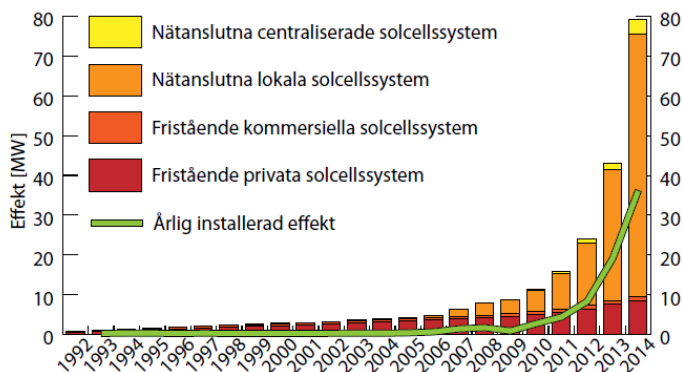
Installerad sol, ledande länder 1996-2013 (GW)
Källa: Tomas Kåberger, Chalmers

¹⁰ Källa: Sigröd Kamp, Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller - teoretisk, teknisk och ekonomisk analys, examensarbete Uppsala universitet 2013

Att ekonomin kan vara tveksam är inte detsamma som att den aktuella utbyggnaden av egen elproduktion hos kunderna inte skulle kunna uppstå. Det kan finnas helt rimliga skäl till att ändå göra sådana satsningar, t.ex. att framstå som "miljövänlig", att falla väl ut i utvärderingar för certifieringar, för att möta regler och politiska mål av olika slag, för att frigöra sig från producenter man inte tycker om eller för att man tycker att det är spännande att producera el själv.

Egenproduktion i bostäder och lokaler

Den totala elanvändningen i sektorn bostäder och service uppgår till 75 TWh/år. Denna elanvändning utgörs av hushållsel, driftel och el till uppvärmning. Med den praktiska potentialuppskattningen ovan, 5 TWh/år, som ju motsvarar 10 % av taken, så kan man grovt anta att dessa 10 % av bebyggelsen använder $0,1 \times 75 = 7,5$ TWh/år el. På årsbasis skulle man alltså i genomsnitt fortfarande använda mer el än man producerar. Tidvis t.ex. en solig sommardag kommer det dock att innebära elöverskott för byggnaden. Dessutom finns det stor spridning vad gäller elanvändning mellan byggnaderna, t.ex. huruvida man har eluppvärmning eller ej, vilket medför att vissa byggnader ofta har elöverskott medan andra sällan har det.



Installerad solel, Sverige 1992-2014 (MW). Källa: Johan Lindahl, Svensk sammanfattning av IEA-PVPS National Survey Report of PV power applications in Sweden 2014

Det är svårt att ange tidsperspektiven för de potentialer som lyfts fram. Det kommer sannolikt att vara faktorer som ligger utanför själva systempriset på el som avgör, t.ex. stödsystem och kundernas preferenser. En optimistisk (och grov) skattning skulle kunna landa på 4 TWh år 2030 och 10 TWh år 2050. I ett sådant högscenario förutsätts då sannolikt att solcellerna kombineras med energilagring. Om man ska ta fram en utpräglad lågprognos så skulle den kunna stanna vid att solelproduktionen under hela perioden till och med 2050 stannar vid mycket små mängder. Exempelvis pekar Energimyndighetens Långsiktsprogno 2012 på att den totala elproduktionen från solceller år 2030 uppgår till 0,01 TWh. Detta är sannolikt lågt eftersom elproduktionen i solceller år 2014 uppskattas till ca 0,075 TWh. I vårt lågscenario anger vi därför 0,1 TWh/år.

Att mellan dessa ytterligheter identifiera en referensscenarioutveckling är heller inte enkelt. En möjlig/rimlig avvägning kan vara 1 TWh år 2030 och 3 TWh år 2050.

[TWh] (Produktion)	Låg-scenario	Referensscenario	Hög-scenario
Idag	0,1	0,1	0,1
2030	0,1	1,0	4,0
2050	0,1	3,0	10,0

Viktiga omvärldsp parametrar/påverkansfaktorer:

- Politiska mål inom EU och nationellt
- Styrmedel (förnybarstöd, byggregler, m.m.)
- Teknikutveckling
- Frivillig certifiering av byggnader
- Kundernas preferenser

14. Regelverken på elmarknaden

Energy only marknader

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

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

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

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

Kapacitetsmarknader.

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

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

marknaden, i synnerhet avseende kontroll av statligt stöd¹¹ vilket betyder att kapacitetsmekanismerna måste meddelas till Kommissionen eller EFTA Surveillance Authority som måste godkänna mekanismerna före implementering.

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

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

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

Nodprissättning:

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

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

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

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

¹¹ Riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi för 2014–2020

Priser i nodala marknader har tre komponenter:

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

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

Utökad reglering

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

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

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

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

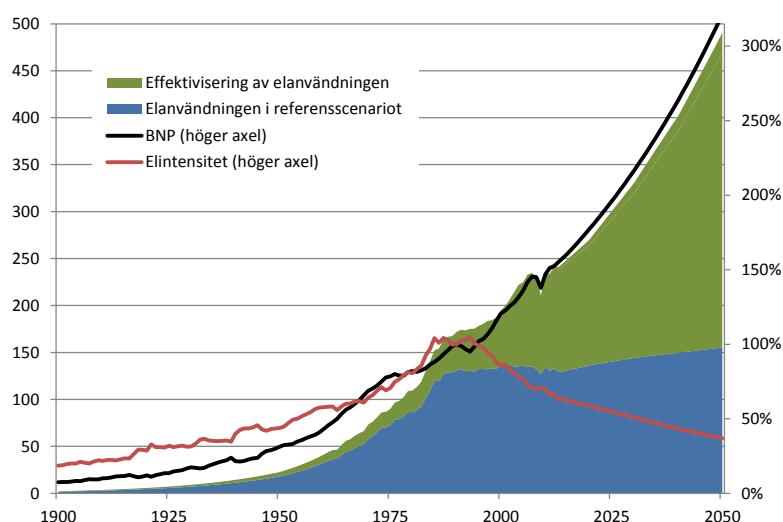
15. EU:s energieffektiviseringsdirektiv, och övriga energi- och klimatmål

För de flesta länders el- och energisystem är de EU-gemensamma målen och direktiven för växthusgasreduktion, förnybar energi och energieffektivisering den stora utmaningen. Ett antal länder, däribland Sverige, Danmark, Norge och Tyskland har därutöver formulerat egna och strängare mål.

NEPP gör en löpande analys av den energi- och klimat-/miljöpolitik som påverkar energisystemet och energianvändningen. För den svenska elanvändningen är EU:s och Sveriges effektiviseringspolitik central och det är viktigt att förstå hur effektiviseringspolitiken kan påverka elanvändningens framtida utveckling. Det är också viktigt att studera hur övriga politiska mål påverkar utvecklingen.

Effektivisering av elanvändningen i Sverige

Energieffektiviseringen är den enskilt viktigaste påverkansfaktorn på elanvändningen, och den antas, i samtliga våra scenarier i denna rapport, successivt öka i omfattning jämfört med idag. Den antas vara i storleksordningen 3-4%/år under hela perioden från idag till 2050, i alla scenarier. Det är högre än vad den varit under de senaste decennierna, då den i genomsnitt legat på 2-3%/år. Figuren illustrerar hur summan av elanvändning och effektivisering korrelerar väl med BNP-utvecklingen. Elintensiteten visar på en fortsatt "decoupling"; det går alltså åt allt mindre el för varje BNP-krona.



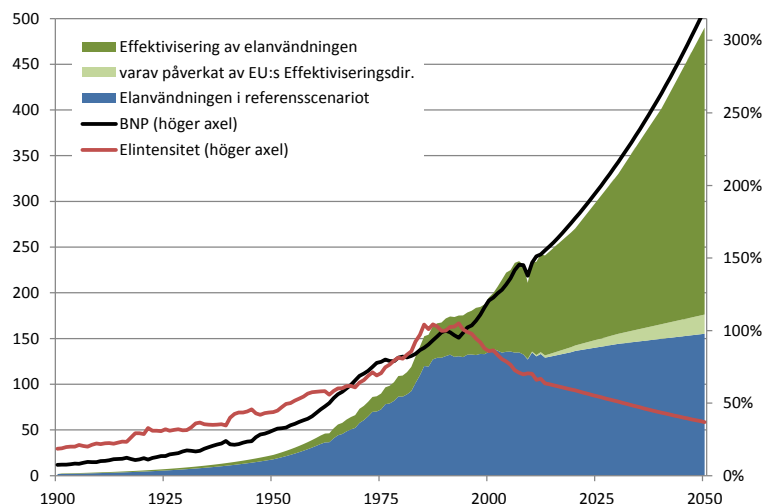
Figur: Den historiska och framtida (enligt referensscenariot) elanvändningen och effektiviseringen (båda angivna i TWh – vänster axel), samt nivåerna på BNP och elintensitet (dvs. elanvändning per BNP-enhet) angivna relativt 1970 års nivåer (höger axel – 100% år 1970).

Energieffektivisering sker i samtliga sektorer, och är till allra största delen "autonom", dvs. inte driven av en uttalad effektiviseringspolitik (ej direkt policydrivna). Drivkrafterna för effektiviseringen är istället ekonomiska, tekniska och strukturella (även om dessa tre drivkrafter till viss del indirekt påverkas av politiska beslut, såsom skatter, normer och stöd till teknikutveckling och forskning). Våra scenarier bygger alltså på att de ekonomiska, tekniska och strukturella drivkrafterna för effektivisering kommer att vara fortsatt starka, och t.o.m. öka över tid, både inom industrin och inom bostads-, service- och transportsektorerna.

Energieffektiviseringsdirektivets påverkan på elanvändningen i Sverige

NEPP:s analyser visar att EU:s effektiviseringsdirektiv kommer att ha en relativt liten påverkan på elanvändningens utveckling, både i Sverige och EU, jämfört med den påverkan som övrig energieffektivisering har. Mindre än en tiondel av effektiviseringen av elanvändningen i referensscenariot beräknas vara påverkad av direktivets åtgärder.

Effektiviseringsdirektivet syftar till att minska primärenergianvändningen i EU, relativt en referensutveckling (i vilken primärenergianvändningen ökar). Såväl våra analyser som EU-kommissionens visar dock att det mest kostnadseffektiva, när direktivet genomförs, är att effektivisera/reducera de olika energislagen olika mycket. Elanvändningen bör då inte effektiviseras/reduceras alls lika mycket som exempelvis bränsleanvändningen.



Figur: Mindre än en tiondel av effektiviseringen av elanvändningen i Sverige i referensscenariot antas påverkas av effektiviseringsdirektivets åtgärder. Figuren anger den historiska och framtida (enligt referensscenariot) elanvändningen och eleffektiviseringen (i TWh – vänster axel), samt nivån på BNP och elintensitet (dvs. elanvändning per BNP-enhet) angiven relativt 1970 års nivåer (höger axel – 100% år 1970).

Kort om beräkningen av effektiviseringsdirektivets betydelse

Effektiviseringsdirektivet syftar alltså till att minska primärenergianvändningen i EU, relativt en referensutveckling (i vilken såväl primärenergianvändningen som elanvändningen ökar). Denna referensutveckling utgörs av primärenergiutvecklingen i det referensscenario som beräknades med PRIMES-modellen under 2007.

Under arbetet med att fastställa målen för 2030, gjorde EU-kommissionen särskilda PRIMES-beräkningar med olika nivåer på effektiviseringsmålet, bl.a. en beräkning med en primärenergianvändning som är cirka 27 % lägre än referensnivån år 2030. Detta blev också sedan fastlagd som mål för år 2030. I resultatet för denna PRIMES-beräkning kan man också utläsa hur stor elanvändningen är, och hur mycket lägre den är jämfört med elanvändningen i referensberäkningen från 2007. Man kan då konstatera att elanvändningen (bara) ligger 20 % lägre för EU som helhet, och cirka 14 % lägre för Sverige. Minskningen av elanvändningen är alltså inte lika stor som den för primärenergianvändningen som helhet.

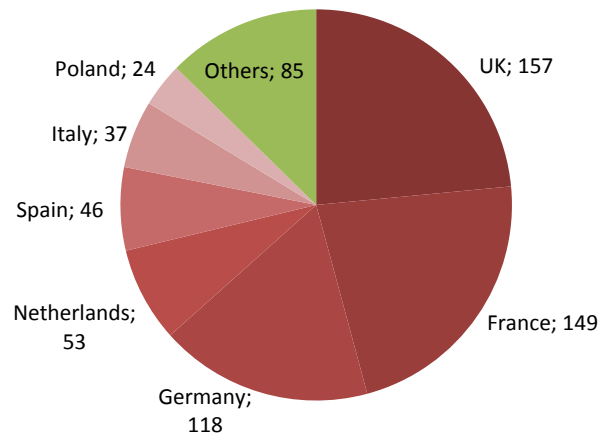
Samtidigt visar analyser i NEPP att en andel av den minskade elanvändningen beror på andra orsaker än effektiviseringsdirektivet. Endast cirka hälften av minskningen för 2030 kan hänföras till direktivets åtgärder. Omräknat till energitermer, betyder det att cirka 10 TWh år 2030 och cirka 20 TWh år 2050 kan förklaras av de policyinitierade åtgärder som effektiviseringsdirektivet initierar (fr.o.m. 2005). Det skall jämföras med den totala effektiviseringen – inklusive de autonoma åtgärderna - som ligger på 100-120 TWh för perioden 2005-2030 och cirka 250 TWh för perioden 2005-2050. Det innebär att effektiviseringsdirektivets åtgärder utgör mindre än en tiondel av den samlade effektiviseringen.

EU-kommissionens analyser visar t.o.m. på en fortsatt svag *ökning* av elanvändningen i EU, vid en implementering av effektiviseringsdirektivet, men alltså en minskning av elanvändningen jämfört med referensutvecklingen. Dessutom visar EU-kommissionens analyser att elanvändningen i Sverige inte minskar lika mycket, jämfört med referensutvecklingen, som i EU som helhet.

Det är långt ifrån säkert att EU når sina energimål för 2020

EU fastställde under 2014 sina mål för 2030, men EU:s tre 20 %:s mål för 2020 är fortfarande en utmaning, även om man redan nått målet för en 20%ig reduktion av växthusgaser i EU 28. *För elsystemet kommer särskilt det bindande målet för förnybar energi till 2020 att ha fortsatt stor påverkan*, men även det (icke bindande) målet för energieffektivisering kan bli en utmaning (se nedan).

Alla länder i EU har ökat sin förnybara andel, och elsystemet har bidragit med cirka två femtedelar av den ökningen. Sverige, och ytterligare några länder, har redan nått sina mål för 2020, och ytterligare ett antal länder – bl.a. de övriga nordiska – är på god väg att nå sina mål i god tid före 2020. Men för att EU som helhet skall nå målet till 2020, måste de allra flesta länder – och särskilt de stora – också nå sina mål. Avgörande blir därför om länder som Storbritannien, Frankrike och Holland klarar sina mål. De har inte klarat av mer än en fjärdedel av sina åtaganden mellan 2005 och 2012, dvs. halva tiden för åtagandet. Tyskland och Spanien, som ofta framhållits som föregångsländer, har trots sina ansträngningar bara kommit halvvägs till 2012. Tillsammans måste dessa fem länder åstadkomma ytterligare 500 TWh förnybar energi till 2020 - varav en betydande andel i elsystemet - för att uppfylla sina åtaganden, så att 20%-s-målet i EU skall kunna nås. Mellan 2005 och 2012 åstadkom de 300 TWh.

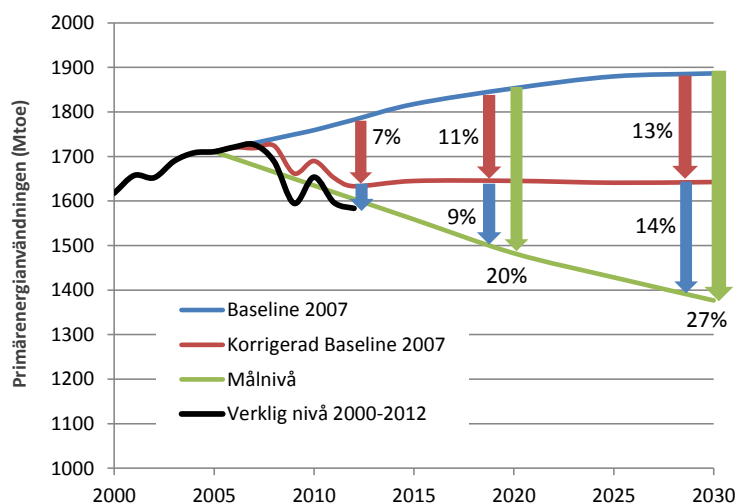


Återstående mängd förnybar energi till 2020 enligt EU:s bördefördelning

Den svaga BNP:n ökar möjligheterna att nå effektiviserings- och växthusgasmålen

Till år 2012 har EU effektiviserat 11 % (dvs. primärenergianvändningen är 11 % lägre än den referensnivå som bestäms av ett Primes-scenariot från 2007). Cirka 7-8 % av dessa 11 % beror dock på den ekonomiska nedgången efter finanskrisen, och bara 3-4 % på en ökad insats av policyinitierade effektiviseringsåtgärder.

EU har samtidigt skrivit ner sina BNP-prognoser för den framtida utvecklingen, jämfört med scenariot från 2007, från 2,2 %/år till 1,5 %/år (och man förväntar sig heller inte att vi återhämtar BNP-tappet från finanskrisen). Egentligen borde ju EU då justera sin referensnivå (som alltså är från scenariot från 2007) för effektiviseringsmålet i enlighet med denna lägre BNP-utveckling. Referensnivån skulle då hamna mycket lägre än vid den nuvarande nivån (se figuren nedan) och målen i sig skulle därmed bli mycket lättare att nå. Målet för 2030 blir i stort sett halverat, och kraven på policyinitierade åtgärder blir därmed mycket mindre. Målet till 2020 kräver heller inte alls samma ansträngningar som man tidigare angivet.



EU-kommissionen kan ju dock besluta om att också justera effektiviseringsmålet, som en följd av den långsammare ekonomiska utvecklingen. I nuläget har kommissionen dock inga intentioner att göra det, men anger en ny kontrollstation till 2017, då måluppfyllelsen skall granskas på nytt. Det avgörande skälet till att EU-kommissionen inte agerar redan nu, är att man säger sig vara övertygade om att det är den genomförda effektiviseringspolitiken som är huvudorsaken till att energianvändningen minskat, inte den ekonomiska nedgången. Denna övertygelse grundar man på ett analysunderlag, som visar det motsatta, nämligen att den ekonomiska nedgången är huvudorsaken.

Till år 2012 har EU minskat växthusgasutsläppen med drygt 19 % (och – visar inofficiell statistik - till 2013 med över 20 %). EU:s miljöorgan (EEA) anger att cirka en tredjedel (cirka 6-7 %) av denna minskning beror på den ekonomiska nedgången. I våra analyser kommer vi fram till ett resultat i samma storleksordning. Fortsätter den långsammare ekonomiska utvecklingen till 2030 i enlighet med EU:s nuvarande lägre BNP-prognoser, innebär det att cirka 13 % av målet på 40 % växthusgasreduktion till 2030 kan hänföras till den svagare ekonomin.

Utmaningen att nå målen för 2030 kan bli mycket stor

EU har satt målet för växthusgasreduktion till 40% för år 2030. Mellan 1990 och 2013, dvs. under 23 år, har EU minskat utsläppen med cirka 20%. Nu skall man åstadkomma samma reduktion på 17 år. Samtidigt kan kravet på reduktion av koldioxidutsläppen bli ännu större, eftersom koldioxidutsläppen historiskt minskat mycket mindre än de två andra stora växthusgaserna metan och dikväveoxid. Ett större krav på koldioxidreduktion, ställer samtidigt ett större krav på omställningen av elsystemet, och vi har redan konstaterat att EU själva också understrukt betydelsen av elsystemets fortsatta omställning i sina energiscenarier.

Mellan 2020 och 2030 skall också - beroende på hur mycket man klarar av att minska energianvändningen - ytterligare 600-800 TWh förnybar energi åstadkommas i EU för att klara målet på 27 % förnybar energi till 2030. Det kommer att bli en minst lika stor utmaning som att nå 2020-målet för förnybart.

Även energieffektiviseringsmålet på 27 % till år 2030 är utmanande, trots att man redan nått ungefär halvvägs (sedan 2005). Den viktigaste orsaken till den åstadkomna energiminskningen är nämligen finanskrisen och den svaga ekonomiska utvecklingen i EU därefter. Fortsätter ekonomin att vara svag till 2030, är möjligheterna att nå målet relativt goda. Om ekonomin däremot återhämtar sig till 2030,

och vi får en stark BNP-tillväxt, kommer efterfrågan på energi att öka och effektiviseringsmålet för 2030 blir riktigt utmanande att nå. Elanvändningen kan dock komma att utvecklas relativt starkt i EU jämfört med de andra energislagen, oavsett konjunkturvå, eftersom elens andel av energianvändningen förväntas fortsätta att öka i många användarsektorer.

Dagens styrmedel och styrmedelsnivåer räcker inte för att klara omställningen

Vi konstaterar också att dagens styrmedel och styrmedelsnivåer inte räcker för att klara omställningen och nå målen för 2030 och senare även 2050. Det gäller särskilt länderna på Kontinenten och i UK, men även i Norden. Nya och mer kraftfulla styrmedel kommer att krävas för alla de tre energi- och klimatmålen. EU har redan aviserat en skärpning inom EU ETS, och även stödsystemen för förnybar energi kommer att behöva utökas. Dessutom kräver effektiviseringskraven att nya styrmedel införs. De energiprisökningar som vissa styrmedel för andra mål medför, t.ex. CO₂-priset, hjälper dock också till för att dämpa energianvändningen.

Även marknadsreglerna för elmarknaderna kommer att behöva utvecklas, bl.a. för att säkra tillgången på kapacitet i systemen. Denna utveckling beskrivs kortfattat i kapitel 13 ovan. I en särskild temabok i NEPP beskrivs den framtida utvecklingen av elmarknaderna mer ingående.

16. Utbytet av kraft med länder i vår närhet

Utvecklingen av kraftsystemet utanför Sverige, och vårt utbyte med det genom export och import, kommer naturligtvis också att ha påverkan på utvecklingen av det svenska kraftsystemet. NEPP:s analyser pekar ut ett flertal viktiga faktorer och områden av betydelse. Flera av dem har en tydlig koppling till elanvändningens utveckling (som är fokus för denna rapport), medan andra inte har det. I avsnitten nedan går vi kortfattat igenom faktorer och områden som har koppling till elanvändningens utveckling. I NEPP:s böcker och rapporter finns utförligare beskrivningar och analyser.

Sammanfattningsvis kan vi dock konstatera att utbytet av kraft med våra grannländer har en relativt liten påverkan på utvecklingen av *elenergianvändningen* i Sverige. Däremot kan påverkan på, och möjligheterna för, att hantera *effektsituationen* påverkas mer framöver. Det är också en central slutsats från NEPP att det är utvecklingen av *elproduktionen* i våra grannländer (och i Sverige), och inte utvecklingen av elanvändningen i våra grannländer, som har allra störst påverkan på hur elutbytet mellan länderna utvecklas. Även vid en minskning av elanvändningen i våra grannländer, kan exporten från Sverige öka rejält, eftersom produktionssystemen på Kontinenten fortfarande har långt kvar innan de är omställda.

Allra störst påverkan på *elenergianvändningen* i Sverige av handeln över gränserna, torde den prispåverkan ha som vi har via utbytet med Kontinenten, även om endast en begränsad del av vår elanvändning är (direkt) priskänslig. Om de drivkrafter som verkar för en ökad handel mellan Sverige/Norden och Kontinenten förstärks (se nedan), kan denna prispåverkan komma att öka. Generellt har vi ett högre elpris på Kontinenten än i Sverige/Norden, vilket – vid handel – ökar priset i Sverige och därmed reducerar elanvändningen.

Vi bedömer dock att denna eventuella ökande prispåverkan, eller andra faktorer som är förknippade med elhandeln, har mycket begränsad påverkan på den svenska elanvändningens utveckling, och inkluderar den därför inte i våra huvudscenarier i denna rapport. (Däremot hanterar vi den i de NEPP-analyser som omfattar hela det europeiska elsystemet, i NEPP:s övriga delprojekt.)

Centrala drivkrafter för export och import

I NEPP har vi gjort en grundlig analys av drivkrafterna för elhandel, och dragit slutsatsen att *det krävs en stark all-europeisk drivkraft och en tillräckligt stor elprisdifferens för en stor elexport och en stor utbyggnad av överföringskapacitet.*

Sverige och Norden har goda förutsättningar för en långtgående omställning av energiförsörjningen till en hög andel koldioxidmager och/eller förnybar energi; förutsättningar som är långt bättre än de för länderna på Kontinenten. Inom elsektorn ger det oss möjligheter till ökad export, för att bistå Kontinentens länder i deras omställning.

NEPP:s analyser visar dock på två helt olika utvecklingsvägar, när det gäller hur stor *elenergiexport* vi kommer att kunna få från Sverige/Norden till Kontinenten i framtiden:

- **Exporten bibehålls på ungefär dagens nivå**, och kravet på en ytterligare utbyggnad av överföringskablar utöver de planerade blir relativt litet (av energi-skäl).
- **Exporten ökar rejält**, och nya överföringsledningar, utöver de idag planerade, byggs. År 2030 kan vi då ha en fördubblad överföringskapacitet och år 2050 är den tre gånger dagens.

Det gemensamma för de analyser som visar på en *rejält ökad export* är att de innehåller en stark all-europeisk drivkraft (CO₂-pris, eller förnybarstöd) och en tillräckligt stor elprisdifferens för att en stor elexport skall bli lönsam.

Våra analyser visar på tre olika skeenden, som alla (var och en eller tillsammans) på lite längre sikt kan komma att leda till en stor elexport till Kontinenten - klart större än idag - från Sverige och Norden:

- Ett högt CO₂-pris i EU
- Ett Europagemensamt stödsystem för förnybart, som är högt och som uppmuntrar att de kostnadseffektivaste åtgärderna i EU väljs, oavsett i vilket land de genomförs
- Att vi reinvesterar i vår svenska kärnkraft

Utvecklingen på den kortare sikten, och för scenarierna med måttliga nivåer på CO₂-pris eller förnybarstöd på längre sikt, ger däremot inte tillräckliga förutsättningar för någon riktigt stor export. Med dagens EU-politik till 2030 ser det därför inte ut att bli någon stor ökning av den nordiska elexporten, om inte BNP-utvecklingen tar fart och driver upp de kontinentala elpriserna, eller att vi får ett ökat fokus på "security of supply" och/eller får gemensamma förnybarstödsystem inom EU.

Överföringskapaciteten till våra grannländer, och transmissionskapaciteten inom länderna

Expansionen av förnybar kraft kräver, om den skall realiseras, en omfattande och snabb utbyggnad av transmissionsnätet inom och mellan de europeiska länderna, eftersom elnätet redan på många håll är överbelastat. De scenarier som visar på kraftig utbyggnad av förnybar kraft i Europa och Norden visar därför samtidigt på en stor utbyggnad av transmissionskapaciteten, inom och mellan länderna, en flerdubbling jämfört med dagsläget.

Utbyggnaden av elnätet – inom och mellan länder – förutsätts alltså för att utnyttjandet av den nya förnybara kraften skall bli effektiv. Samtidigt är nätutbyggnaden värdefull för *kapacitetshållningen* i det Europeiska systemet. En eventuell elnätsutbyggnad är dock förknippad med stora osäkerheter (lönsamhet, opinion, politik, etc.). Det finns också redan idag betydande flaskhalsar *inom* länderna,

exempelvis från norra Tyskland - med stor andel variabel elproduktion - till södra Tyskland, där stora delar av den avvecklade kärnkraften var belägen.

Ökad elexport är ett trendbrott

Idag har vi en elexport från Sverige på 10-20 TWh/år. Detta är nivåer som vi endast haft under några år i Sverige och Norden. De senaste åren utgör alltså ett trendbrott, då Norden under lång tid varit nettoimportör av el. Hur stor elexporten blir i framtiden är, som anges ovan, beroende på de drivkrafter som påverkar den. Efter 2030 kan den nordiska elexporten bli 20 TWh/år i ett fall med måttliga klimatambitioner, medan exporten kan nå 50 – 70 TWh/år i ett fall med mycket kraftiga klimatambitioner och stor andel förnybar kraftproduktion i Europa. Om den svenska kärnkraften bibehålls så blir Sverige den dominerande elexportören i Norden, medan en utfasning av kärnkraften får till följd att Sverige endast exporterar små mängder el, eller blir nettoimportör.

Elmarknadens regelverk kan utvecklas i olika riktningar – vilket påverkar eleffektutbytet

Nationella kapacitetsmarknader och stödsystem till förnybar kraftproduktion verkar idag för ökad planering och nationalisering av marknaden. Vi ser en tydlig sådan trend i många av EU:s medlemsländer, dock ännu inte i Norden. Samtidigt verkar EU enträget för en integrerad europeisk elmarknad med införandet av nätkoder (network codes) och en europeisk marknadsmodell (target model) som nu implementeras (2014/15).

Reformeringen av den europeiska elmarknaden befinner sig alltså därmed vid ett vägskäl – mer marknad eller mer (nationell) planering. Det slutliga vägvalet, eller kombinationen av vägval, kommer att påverka möjligheterna för utbytet av eleffekt mellan länderna. Idag vet vi inte vilka vägval som kommer att tas för elmarknadens regelverk under de närmaste årtiondena.