

EN SAMMANFATTNING AV RESULTAT OCH SLUTSATSER
FRÅN NEPP:s FÖRSTA ETAPP



88

guldkorn

Denna skrift kan beställas från:
www.nepp.se

Där finner du också information om projektet
NEPP - North European Power Perspectives

88 guldkorn: en sammanfattning av
resultat och slutsatser från NEPP:s första etapp
Layout: Profu
Copyright: Författarna
Tryckeri: PR-Offset, Mölndal, 2016

88 guldkorn

En sammanfattning av resultat och slutsatser
från NEPP:s första etapp

Februari 2016

Huvudförfattare till denna skrift är:
Bo Rydén (ed.) och Håkan Sköldberg på Profu samt
Johan Bruce på Sweco.

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

Thomas Unger, Ebba Löfblad, Erik Axelsson, Mattias Bisailon på Profu;
Andrea Badano, Magnus Lindén, Rachel Walsh, Saara Hollmén, Daniel
Pogosian, Jakob Helbrink, Peter Fritz och Per-Erik Springfeldt på Sweco;
Stefan Montin på Energiforsk; Lennart Söder och Mikael Amelin på KTH;
Filip Johnsson, Mikael Odenberger och Lisa Göransson på Chalmers;
Jenny Gode, Lars Zetterberg, Julia Hansson och Ida Adolfsson på IVL
Svenska Miljöinstitutet, Sture Larsson, f.d. Svensk kraftnät samt Johan
Bladh och Niklas Dahlbäck på Vattenfall.



NEPP (North European Power Perspectives) är ett sammanhållet multidisciplinärt forskningsprojekt om utvecklingen av elsystemen och elmarknaden i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. Verksamheten genomförs av välmeriterade forskare och analytiker.

Projektet startade under våren 2011 och pågår i nuvarande etapp till mars 2016. Denna skrift sammanfattar de viktigaste slutsatserna och resultaten från de femtiotal temaböcker, rapporter och övriga resultatredovisningar som publicerats under projektiden. En lista på dessa publikationer ges sist i denna skrift.

NEPP:s verksamhet leds av en styrgrupp bestående av representanter från projektets finansörer och med Energimyndighetens generaldirektör

som ordförande. Energiforsk är projektvärd för NEPP. Forsknings- och syntesarbetet genomförs av en tvärvetenskaplig forskargrupp. Profu är projektledare för NEPP och Sweco är biträdande projektledare.

De resultat som tagits fram inom forskningsgruppen har granskats och kvalitetssäkrats, dels av forskningsledarna ur ett vetenskapligt perspektiv, dels vid ett flertal möten, seminarier och workshops med bransch- och sakterter som deltagare. Styrgruppen har varit mån om att inte begränsa den "vetenskapliga friheten". Det är därför för forskarna, och inte projektet som sådant, som svarar för innehållet i denna rapport.

För frågor om skriftens innehåll, kontakta gärna författarna. Mer information om NEPP-projektet finns på www.nepp.se.

Finansierarna

NEPP finansieras av elföretagen, Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Svenskt Näringsliv.

Nordisk Energiforskning, Samordningsrådet för Smarta elnät och IVA (Kungliga Ingenjörsvetenskapssakademien) har bidragit till finansieringen av vissa delprojekt.

Forskarna

Forsknings- och syntesarbetet i NEPP genomförs av fem forskargrupper vid Chalmers tekniska högskola, KTH (Kungliga tekniska högskolan), Profu, Sweco och IVL Svenska Miljöinstitutet.

Innehåll

1. Elsystemet spelar en alltmer central roll i omställningen av energisystemet	5
2. Elanvändningen i Sverige – hur utvecklas den i framtiden?	12
3. Eleffekten i nytt fokus när spelplanen ritas om	19
4. Kraftsystemets reglerförmåga står inför nya och stora utmaningar	25
5. Efterfrågefleksibiliteten blir viktigare och får nya funktioner	35
6. Smarta elnät – en utveckling som pågått under en längre tid	39
7. Elmarknaden står vid ett vägskäl	44
8. Politiken och den ekonomiska utvecklingen påverkar elsystemets utveckling mest	47
9. Utmaningarna att nå klimatmålen till 2030 och 2050 är mycket stora	52
10. Vidgad klimatanalys ger nya insikter, och stärker samtidigt NEPP:s resultat och slutsatser	55



NEPP:s mål och uppgifter

NEPP har som *mål* att fördjupa insikten om hur de nordiska länderna och aktörerna på de svenska, nordiska och nordeuropeiska energimarknaderna kan agera för att på ett kostnadseffektivt sätt, och med tillväxtperspektivet i fokus, kunna möta de krav som ställs av energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsländerna samt den påverkan som övrig omvärldsutveckling ger.

Forskningens övergripande uppgift är att visa hur *en balanserad och effektiv utveckling* av Nordens och Europas elsystem kan åstadkommas och hur de politiska målen kan realiseras till gagn för samhälle kunderna på elmarknaden, elföretagen och näringslivet i sin helhet. Forskningen skall sträva efter att ange *framgångsfaktorer* som ger denna balanserade utveckling. Det kan gälla vägvalen vid utvecklingen och driften av el- och energisystemen, nya marknadsregler, valet och utformningen av politiska styrmedel, etc. Ökad förståelse skall också skapas för *vilka krav som ställs* på energiaktörer, politiker och samhället i stort för att realisera olika mål och utvecklingsvägar. NEPP har också en ambition att kunna bidra till att bättre underbygga de energi- och miljöpolitiska besluten, nationellt och internationellt.

Ett syfte med NEPP är också att vara en mötesplats – ett forum – för faktagrundad diskussion och dialog mellan beslutsfattare och andra energiaktörer från olika discipliner och olika länder. Projektet skall härigenom också stimulera till en konstruktiv dialog mellan forskare, politiker, myndigheter och aktörer på energimarknaderna. Idag är detta forum i full verksamhet. Vi ser mycket gärna att detta forum fortlever och att diskussionen kring de teman som NEPP behandlar kommer att fortsätta. Projektets ledning har också fått i uppgift av finansierarna att planera för en fortsättning av projektet.

Tvårvetenskaplig forskning och analys

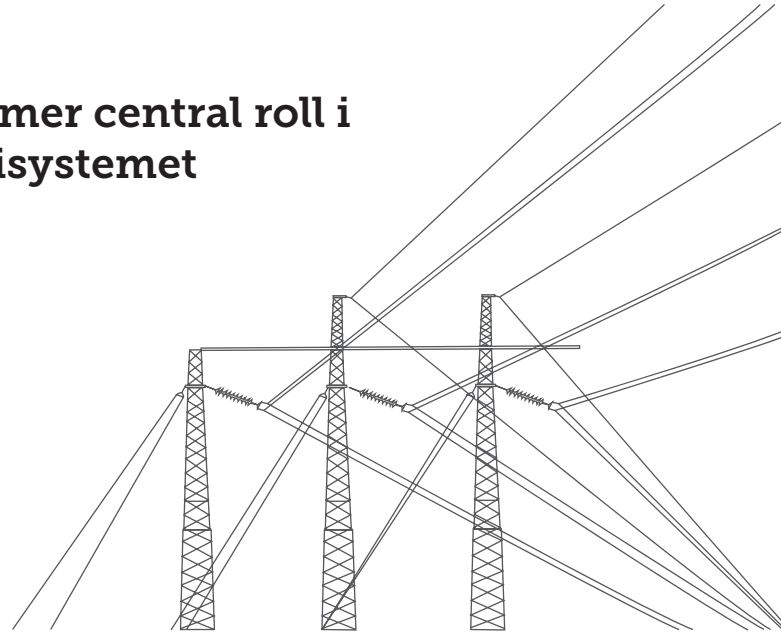
Energi- och miljösystemanalys görs bäst i en tvårvetenskaplig kontext. Att analysera energi- och miljösystem är en grannliga uppgift som kräver samverkan mellan olika vetenskapliga discipliner. I synnerhet som frågeställningarna generellt involverar teknik, miljö, ekonomi och, inte minst, samhällsbyggnad och mänsklig interaktion. I NEPP har vi haft en bred förankring i olika vetenskapliga discipliner såväl direkt i projektet som genom det kluster av samverkande projekt som NEPP utgör.

Etablerat forum med lång historia – från Nordleden till Nya NEPP

NEPP (North European Power Perspectives) och dess föregångare, NEP (Nordic Energy Perspectives) och Nordleden har utgjort en central och policynära forskningsplattform ända sedan mitten av 1990-talet, i vilken energibranschen och dess företag, departementen och myndigheterna, samt akademien och forskningsföretagen samverkat under ledning av Elforsk/Energiforsk och Energimyndigheten. Forskningsprojektet har hela tiden haft fokus på aktuella – men ändå långsiktiga – forskningsteman, varit tvårvetenskapliga och neutrala samt haft en nära dialog med politiker och övriga centrala beslutsfattare inom energisystemen. Projektet har verkat internationellt och nationellt, både i forskningen och vad det gäller intressenterna. NEPP:s föregångare har omfattat hela energisystemet (och haft ett tillförselperspektiv) medan NEPP hittills haft ett snävare elfokus, samtidigt som forskningen breddats till att omfatta helheten (från tillförsel till användning; från elsystem till elmarknad). I det planerade Nya NEPP kommer vi både att hantera denna helhet och hela energisystemet.

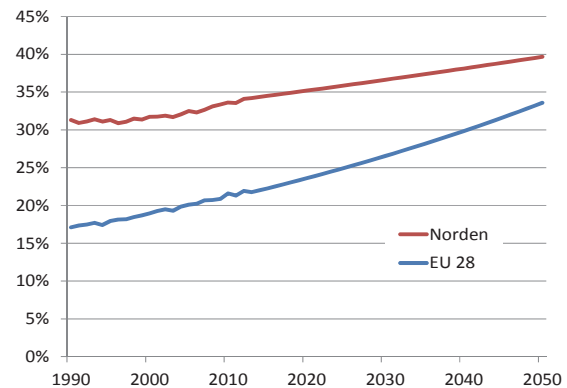
1 Elsystemet spelar en alltmer central roll i omställningen av energisystemet

Elen och elsystemet spelar - och förväntas spela - en allt mer central roll i omställningen av energisystemen i Sverige, Norden och Europa. Elen andel av den totala energianvändningen ("final energy demand") ökar. I Norden har elandelen ökat från drygt 30% år 1990 till knappt 35% 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.



Elen andel av energianvändningen förväntas 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 Norden fortsätter också ökningen och elen förväntas nå en andel på 37% år 2030 och omkring 40% år 2050.

Elen andel av den totala energianvändningen ("final energy demand") i 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.



Det nordiska elsystemet är väl rustat för att möta framtida osäkerheter och utmaningar (på de olika utvecklingsvägar som NEPP:s energisystemscenarier omfattar). Elsystemet i Sverige och Norden präglas, till skillnad från EU som helhet, av en produktion med små växthusgasutsläpp och en stor andel förnybar kraftproduktion. Elkonsumtionen har tidigare ökat stadigt i alla nordiska länder, men under senare år har den stagnerat (elandelen ökar dock, se ovan). Detta har, tillsammans med ökat stöd till förnybar kraftutbyggnad, bidragit till ett kraftöverskott som gör att vi under de senaste tre-fyra åren haft en betydande nettoexport av el till våra grannländer.

Det är med utgångspunkt i denna historiska utveckling och den situation som nu råder, som de olika energisystemscenarierna skall ses. Därför kan vårt elsystem bidra till lösningar i andra länder genom ökad elexport och inom andra sektorer genom ökad elanvändning. Det förutsätter dock att inte en större andel av den nuvarande kärnkraften avvecklas före sin tekniska livslängd.



Utmaningarna och osäkerheterna för elsystemen i övriga Europa är mycket större och många länder har stora åtaganden i omställningen redan under de närmaste åren, som kan bli svåra att uppfylla. Jämför vi de utmaningar och osäkerheter som EU:s energi- och klimatmål för

2030 ställer på elsystemet på kontinenten och i UK med motsvarande utmaningar för det nordiska elsystemet, blir skillnaden stor. Även på längre sikt (2050) är utmaningarna mycket stora, visar NEPP:s analyser, oavsett vilka kraftslag som kommer att dominera produktionen på sikt.

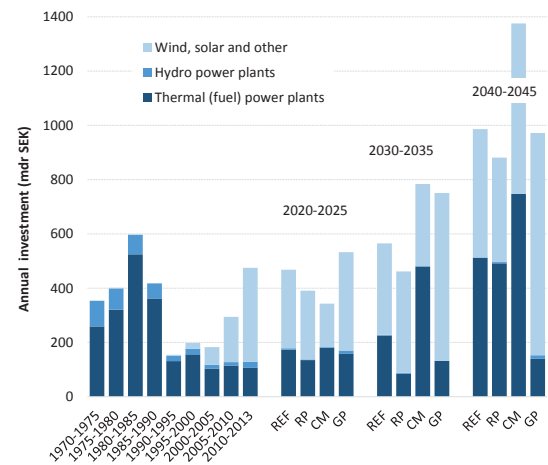
Utmaningar/osäkerheter 2030	Kontinenten och UK	Sverige och Norden		
Förnybar energi (ökad andel)	MYCKET STOR utmaning	Ingen/viss utmaning		
Reduktion av koldioxid	MYCKET STOR utmaning	Ingen/viss utmaning		
Effekthantering	STOR utmaning	Viss utmaning		
Transmissions- & distributionsnät	STOR utmaning	Viss utmaning		
Lösamhet för termisk kraft	STOR utmaning	STOR utmaning		
Elmarknadsutveckling	STOR utmaning	Viss utmaning		
Kärnkraften (landspecifikt)	STOR utmaning	Viss utmaning	STOR utmaning	Viss utmaning
CCS (teknik och acceptans)	MYCKET STOR utmaning	Ingen/viss utmaning		
Elanvändningens utveckling	Viss utmaning	Viss utmaning		
"Kablar" Norden – Kontinenten/UK	STOR utmaning	STOR utmaning		

Energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsstaterna har stor påverkan på kraftsystemets utveckling. Växthusgasmålet för 2020 i EU är redan nått, men att nå de förnybara åtagandena till 2020 är fortfarande en stor utmaning för många (stora) europeiska länder; dock inte för Sverige och Norden. Energi- och klimatmålen för 2030 ger sedan en ännu större påverkan på elsystemen, även för Norden.

Hur mycket förnybart det blir i Sverige och Norden under de närmaste 10-15 åren avgörs uteslutande av vår egen politik. På lång sikt, efter 2030, visar NEPP:s scenarier på ett behov av relativt stora volymer ny vindkraft (och även solkraft), men på kort sikt är behovet avsevärt mindre. Varken EU-krav eller elbrist motiverar mer förnybart på den korta sikten; det gör bara de nationella politiska kraven.

Omställningen av det europeiska elsystemet kräver stora årliga investeringar ända fram till 2050, i samma nivå som de historiska rekord-åren. Alla NEPP:s scenarier visar att elsystemen på kontinenten når årliga investeringar i elsystemet under de närmaste 10-20 åren, som är i nivå med de historiskt årshögsta, och efter 2030 blir investeringarna ännu större, i ett par av scenarierna.

Årliga investeringar i elproduktionskapacitet inom EU, historiskt och i framtiden (fyra NEPP-scenarier: Referensscenariot, Regional Policy, Climate Market, Green Policy). (Miljarder SEK/år)





För att nå EU:s förnybarhetsmål för 2030 behöver Sverige inte mer förnybar energi än vad vi redan har.

Vi uppfyllde våra åtaganden för 2020 inom EU:s förnybarhetsdirektiv redan för flera år sedan, och skulle EU:s förnybarhetsmål på 27 % för 2030 komma att bördefördelas mellan medlemsstaterna (på liknande sätt som 2020-målet), så har vi inom några år nått det målet också.

Krav på en mycket stor andel ny förnybar kraftproduktion pressar ner systempriset till låga nivåer, vilket innebär att:

- **Investeringar i vind- och solkraft kan komma att kräva stöd under lång tid framöver**, även vid en fortsatt stark teknikutveckling av vind- och solkraften som pressar ner investeringskostnaderna.
- **Elpriserna förblir låga på kort sikt, 5-10 år**, oberoende av NEPP:s olika scenarier (se rutan nedan). Det gäller både systempriserna och konsumentpriserna (energidelen av priset).
- **Elpriset stiger på lång sikt åtminstone för konsumenter**. I scenarier med höga klimatambitioner stiger både konsumentpriset och systempriset på längre sikt. I scenarier med höga förnybarambitioner kan systempriset minska ytterligare, men totalpriset för konsumenterna inklusive stödkostnader stiger.

Fyra plus fyra plus tre scenarier

Fyra huvudscenarier har formulerats för NEPP:s analyser av elsystemens utveckling, med olika antaganden om den framtida energi- och klimatpolitiken och utvecklingen i elsystemens omvärld. En omfattande känslighetsanalys har också genomförts.

Följande huvudscenarier har analyserats:

- **Referensscenario:** Ett scenario med en trendframskrivning av dagens ambitioner.
- **Green Policy:** Ett övergripande mål: förnybart – En mycket stor och snabb (och ensidig) satsning på förnybart i alla sektorer.
- **Climate Market:** Ett övergripande mål: klimatet – Ett ensidigt fokus på klimatmålet, med ett relativt tufft klimatmål.
- **Regional Policy:** Tre likvärdiga mål – En satsning på tre bindande mål: effektivisering, förnybart och klimat/växthusgaser.

Fyra scenarier har även analyserats för elmarknadens utveckling:

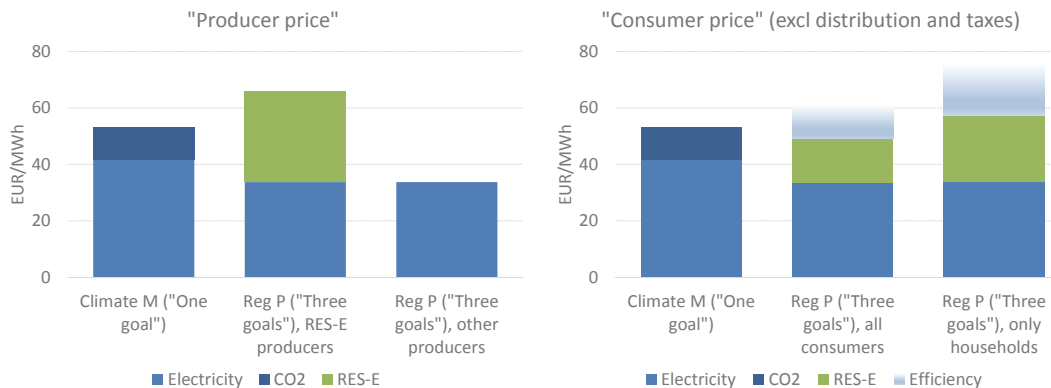
- **Energy only:** En fortsatt utveckling av den elmarknad vi har idag.
- **Kapacitetsmarknader:** Komplettering av dagens energy-only-marknad med en kapacitetsmarknad.
- **Nodprissättning:** En uppdelning av elmarknaden i mindre regionala marknader.
- **Ökad reglering:** En kraftig ökning av den politiska styrningen av elmarknaden.

Tre scenarier har formulerats för den svenska elanvändningens utveckling.

- **Högscenario**
- **Referensscenario**
- **Lågscenario**

Prisbildningen på elmarknaden påverkas väsentligt av hur politiken utformas.

Balansen mellan de tre övergripande europeiska energipolitiska målen, minska växthusgasutsläppen, öka andelen förnybart och minska energianvändningen, styr i hög grad prisbildningen på elmarknaden. Om CO₂-målet är styrande och överordnat så kommer priserna på EU ETS att ligga klart högre än de gör idag, givet att målen är tillräckligt ambitiösa. Producentpriserna på el ökar då i motsvarande utsträckning. Om förnybarhetsmålet och/eller effektiviseringsmålet istället är styrande talar mycket för att efterfrågan på utsläppsrätter blir relativt liten med lägre producentpriser på el som följd. Stödet till förnybart och effektivisering täcker då istället en stor del av nyinvesteringarna i tillförset- och användarledet. Detta kan i sin tur överföras till elkonsumenterna i form av exempelvis elcertifikat och vita certifikat. I ett sådant fall kan skillnaden i slutkundspris (energidelen) bli stor mellan de konsumenter som är med och finansierar stödet och de som inte är det (till exempel konkurrensutsatt industri).

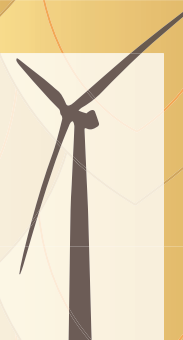


En stor del av de befintliga termiska kraftverken i Europa kan komma att stängas under det kommande decenniet.

På grund av åldersskäl kan grovt räknat hälften av Europas termiska kraftverk komma att fasas ut till 2030. Läger vi till yngre anläggningar, exempelvis gaskraftverk, som idag brottas med lönsamhetsproblem kan de kommande 10-15 åren innebära en omfattande nedläggning av termiska kraftverk runt om i Europa. I takt med att den förnybara elproduktionen snabbt byggs ut medför detta stora utmaningar avseende reglerkraft och effektreserv. Den prissänkande effekten som utbyggnaden av förnybart haft på elmarknaden kan alltså komma att ställas mot en prisdrivande effekt, med mycket höga priser under korta tider, som ett resultat av utfasning av termisk kapacitet.

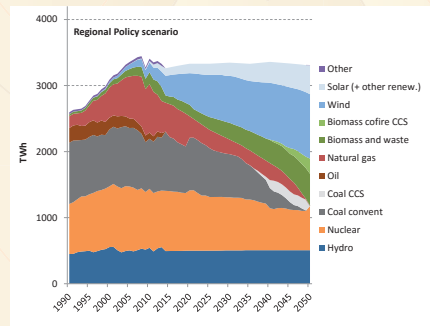
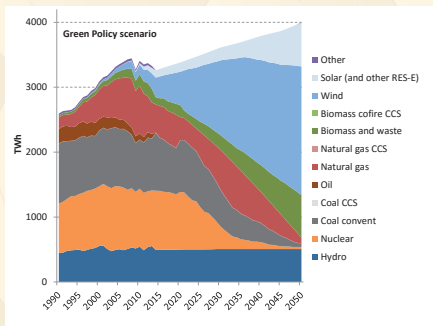
Expansionen av förnybar elproduktion i Europa

I så gott som samtliga av NEPP:s scenarier expanderar den förnybara elproduktionen i Europa kraftigt. Skillnaden mellan scenarierna består främst i nivå och utbyggnadstakt. Mellan olika regioner kan det dock vara stora skillnader i andel förnybart. Det kommer att kräva stora förstärkningar av överföringskapaciteten mellan länder och regioner. Utbyggnaden drivs främst av den europeiska och nationella energi- och klimatpolitiken samt den tekniska utvecklingen.



I scenarier med mycket förnybar elproduktion i EU är det framförallt vindkraft som står för den stora expansionen. När det gäller nyinvesteringar så dominerar landbaserad vindkraft. I Europa finns idag en mycket stor potential för fortsatt utbyggnad även om man tar hänsyn till alternativ markanvändning. Den stora utmaningen ligger istället i att på bästa sätt integrera den variabla elproduktionen i elsystemet.

Till följd av de stora utmaningarna associerade med variabiliteten kan det finnas ett värde i att om möjligt förskjuta balansen mot mer reglerbar förnybar elproduktion såsom biobränslebase-rad kraft och vattenkraft, förutsatt att den tillåts byggas ut.



I scenarier med en mycket expansiv gemensam europeisk utbyggnad av förnybar kraftproduktion kommer vissa regioner att tidvis få ett betydande kraftöverskott och vid andra tidpunkter ett stort importbehov. På grund av goda vindtillgångar kommer länderna runt Nordsjön och delvis Östersjön av kostnadseffektivitetsskäl sannolikt utgöra en framtida "elöverskottsregion" givet att en stor del av den befintliga produktionskapaciteten fortfarande är tillgänglig.

Eleffekten byggs ut snabbare än energiproduktion och energibehov Det europeiska elenergiebehovet bedöms öka med 0-50% till och med 2050 jämfört med idag, beroende på scenario. Samtidigt bedöms den installerade effekten öka med mellan 50% och 100%. Detta kommer att ställa stora krav på nätutbyggnad.

Expansionen av variabel förnybar elproduktion kommer att öka behovet av ny reglerbar back-up-kapacitet. Med tanke på den korta utnyttningstiden talar mycket för att en väsentlig del av sådan kapacitet utgörs av gasturbiner. En fördel är att gasturbiner har liten "visual impact" då de relativt enkelt kan integreras i befintlig infrastruktur. De låga utnyttningstiderna kan dock avskräcka många potentiella investerare. Att de sannolikt försörjs med fossila bränslen kan också uppfattas som negativt.

Det krävs en stark all-europeisk drivkraft och ett tillräckligt högt elpris (-differens) för en stor exexport och en stor utbyggnad av överföringskapacitet. Den nordiska exexportens storlek beror främst på: 1) styrkan i den gemensamma europeiska energi- och klimatpolitiken, 2) elanvändningens utveckling och 3) den svenska kärnkraftens framtid.

Investeringar i ny kärnkraft och CCS kommer, utan annat stöd, att kräva avsevärt högre elpriser än de vi har i Europa idag och under den närmaste tiden. En sådan utveckling kommer framförallt att kräva ett klart högre CO₂-pris än idag. En ändrad balans i klimatpolitiken med större tyngd i utsläpps- rättssystemet och mindre fokus på stödsystem till förnybar elproduktion skulle kunna verka i den riktningen.

Utvecklingspotentialen för CCS är (troligtvis) under överskådlig tid kopplad till basindustrin. Vissa delsektorer inom den energiintensiva industrin saknar reella alternativ till väsentliga utsläppsminskningar medan kraftproduktionen i större utsträckning kan ställa om från kol och naturgas till förnybart (och kärnkraft) som alternativ till CCS.

För mer information:

Thomas Unger, Profu;
Filip Johnsson, Chalmers

Läs vidare:

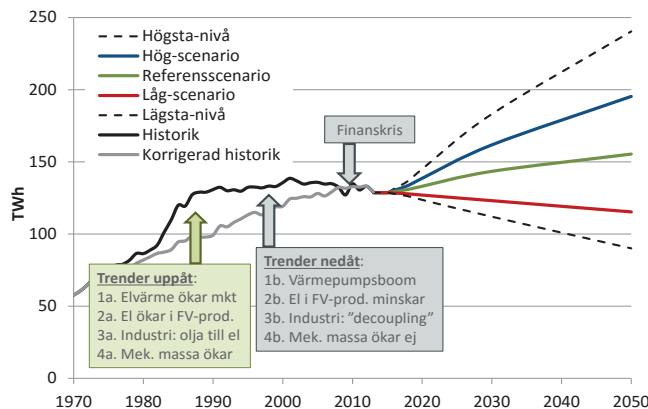
- *Femton slutsatser om Elsystemets utveckling i Norden och Europa* (www.nepp.se)
- *European Energy Pathways – Towards a Sustainable European Electricity System* (www.energy-pathways.org)

Elanvändningen i Sverige – hur utvecklas den i framtiden?

Elanvändningen i Sverige har legat still på omkring 130-140 TWh/år sedan slutet av 1980-talet. Dessförinnan ökade elanvändningen med i genomsnitt 4-5 % per år.

Fyra samtidiga skeenden ger förklaringen till att ökningen av elanvändningen stannat av. Utan dessa skeenden hade elanvändningen istället visat på en relativt jämn årlig ökning från 1980-talet ända fram till finanskrisen 2008. Följande skeenden 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 under tidigare år. Vi fick en snabb ökning uppåt i elanvändningen. **1b)** Sedan sekelskiftet har värmepumpar installerats i stor skala vilket snabbt bidragit till att vända trenden nedåt istället (för el till uppvärmning i bebyggelsen). **2a)** Under 1980-talet ökade också elanvändningen snabbt i fjärrvärmeproduktionen; men **2b)** under 1990-talets senare del minskade denna elanvändning igen. **3a)** Industrins elanvändning ökade, 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



Elanvändningen i Sverige. För den historiska utvecklingen sedan 1970 anges två kurvor, dels den faktiska utvecklingen (svart kurva), dels en alternativ utveckling (grå kurva) som korrigerats genom att de i texten ovan beskrivna skeendena under de senaste 25-30 åren ersatts med en jämnare utveckling, såväl uppåt som nedåt. Figuren anger också NEPP:s tre utvecklings-scenarier (färgade kurvor) för den framtida utvecklingen till 2030 och 2050. Scenarierna baseras på officiella prognoser och antaganden om utvecklingen av ett tiotal faktorer som har påverkan på elanvändningens utveckling. Vi har även angivit "lägsta- och högstanivåer" som visar utvecklingen om alla påverkansfaktorer samvarierar.

en "decoupling" mellan elanvändningen och produktionen, som bromsat ökningen högst påtagligt. **4a)** Vi hade 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, och under de senaste åren har den t.o.m. minskat.

I NEPP har tre olika utvecklingsscenarier formulerats, inom ett relativt brett utfallsrum, med såväl ökning som minskning av elanvändningen. Scenarierna baseras företrädesvis på officiella prognoser och antaganden om utvecklingen av **ett tiotal 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.

Sedan finanskrisen 2008 har den globala ekonomin stagnerat och påverkan på elanvändningen är tydlig. Vi har haft en minskande elanvändning, främst inom industrin. I NEPP:s hög- och 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.



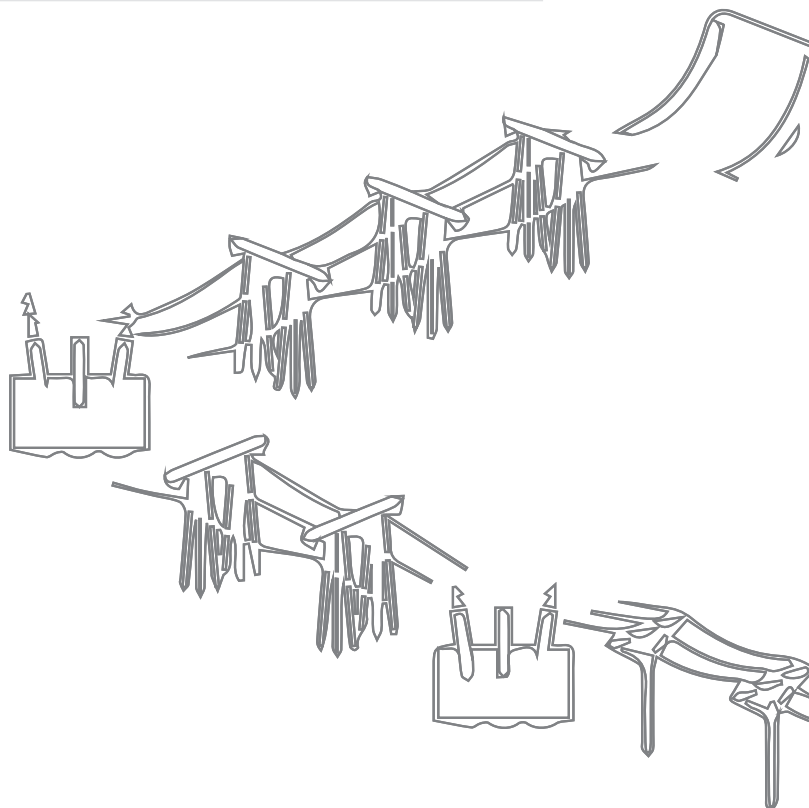
Energieffektiviseringen är den enskilt viktigaste påverkansfaktorn på elanvändningen och den antas, i samtliga scenarier, successivt öka i omfattning jämfört med idag. Effektiviseringen antas bli i storleksordningen 3-4% per år under hela perioden från idag till 2050. Det är högre än vad den varit under de senaste decennierna, då den i genomsnitt legat på 2-3% per år.

Elanvändningens utveckling påverkas fortfarande starkt av den ekonomiska utvecklingen, men fortsatt "decoupling" innebär att påverkan långsamt blir mindre i framtiden. NEPP:s 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% per 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, kommer att påverka i framtiden, men är svåra att förutsäga. Att vi kommer att få se strukturförändringar och teknikskiften även i framtiden är högst sannolikt, men vilka de blir, när de kommer och hur stor påverkan på elanvändningen de har är dock mycket svårt att förutsäga.

Osäkerhet i prognoser

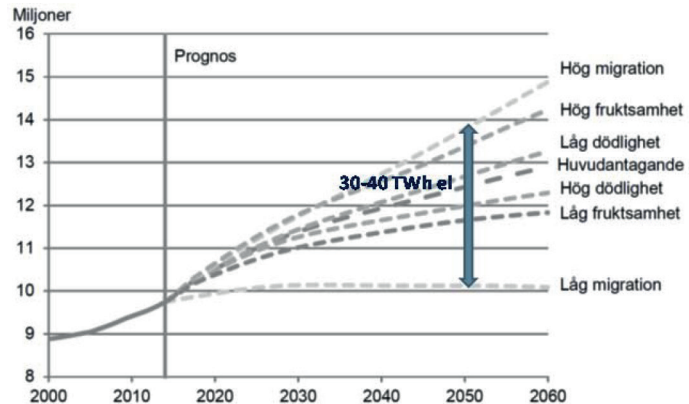
Tidigare prognoser/scenarier för elanvändningens utveckling visar på god träffsäkerhet på 10-15 års sikt men de har relativt begränsad träffsäkerhet på 30-35 års sikt. Det gäller säkert också våra scenarier. Osäkerheten i scenariernas utveckling bortom 2030 bör därför anses stor.



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 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 2050.

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.



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). NEPP:s scenarier bygger alltså på att de drivkrafterna kommer att vara fortsatt starka, och t.o.m. öka över tid, både inom industrin och inom bostads-, service- och transportsektorerna.

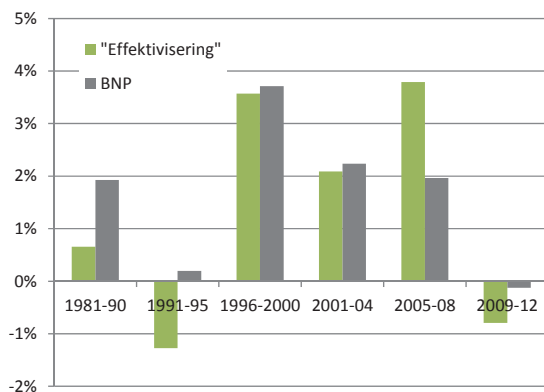
Driftelen fortsätter att öka, dock inte lika snabbt som tidigare. Hushålls- elens ökning avtar helt. Driftelen har ökat med 3-4%/år sedan 1970, som en följd av befolkningsökningen, BNP-utvecklingen och standardhöjningen. Samtidigt har det skett en "decoupling" i takt med en allt större effektivisering, och i samtliga våra scenarier antas en fortsatt stor effektivisering.

Resultat

Energieffektiviseringen är (mycket) större i högkonjunkturer än i lågkonjunkturer. Korrelationen är tydlig, och i ekonomiskt svaga tider är effektiviseringen mycket måttlig.

Effektiviseringen av elanvändningen, såväl hushållselen och driftelen som en stor del av industrins elanvändning, sker nämligen främst i samband med apparat- och utrustningsbyten. De nya apparaterna, t.ex. vitvaror, är då effektivare än de gamla. Företrädesvis sker dessa apparatbyten i högkonjunkturer när ekonomin är god. I perioder av lågkonjunktur sker mycket färre apparat- och utrustningsbyten, varför också effektiviseringstakten är låg.

Härigenom skiljer sig effektiviseringen av elanvändningen gentemot effektiviseringen av exempelvis uppvärmningen, vilken är inte alls lika konjunkturberoende.



Årlig förändring av BNP och årlig effektivisering av hushållselen. (Jämförs effektiviseringen istället med det ekonomiska måttet "hushållens utgifter" blir utfallet snarlikt det i figuren.)

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 däremot inte i vårt referensscenario. Utvecklingsläget för industrin är dock fortfarande högst osäkert. NEPP 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.

Elanvändningen för uppvärmning minskar påtagligt i alla scenarier.

I det pågående projektet Värmemarknad Sverige (se nästa sida), 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 fortsatt värmepumpsutbyggnad, ett minskande uppvärmningsbehov (till följd av effektivisering av existerande bebyggelse och låga energibehov i ny bebyggelse), att elvärme ersätts av värmepump och att nya effektivare värmepumpar ersätter gamla och mindre effektiva.



Några framtida "jokrar": transportsektorn, fjärrvärmerna och IT.

Introduceras elfordon i stor skala, ökar elanvändningen inom transportsektorn påtagligt. Idag diskuteras också möjligheterna att utnyttja el under lågprisperioder för fjärrvärmeproduktion, men de höga elskattesatserna begränsar lönsamheten påtagligt. Inom IT-området planeras och byggs nu serverhallar på flera håll. Dessa serverhallar är mycket elkrävande.



Möjligheterna finns att politiskt påverka elanvändningens utveckling,

även om de flesta av dem är mer indirekta än direkta, och det är förmodligen lättare att (genom politiska beslut) påverka elanvändningen uppåt än nedåt.

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.

För mer information:

Bo Rydén, Håkan Sköldberg, Profu ; Johan Bruce, Sweco

Läs vidare:

- *Tjugo resultat och slutsatser om elanvändningen i Sverige* (www.nepp.se)
- *Scenarier för den framtida elanvändningen* (www.iva.se/ publicerat)

NEPP har haft en nära samverkan med projektet **Värmemarknad Sverige**, som är ett tvärvetenskapligt forskningsprojekt om den svenska värmemarknaden.

- **Värmemarknaden omsätter 100 miljarder kronor och 100 TWh per år.**

Kostnaden för den inköpta energin utgör 75 % av omsättningen och kostnaderna för uppvärmningsanläggningarna svarar för 20 %. Skatter utgör drygt en fjärdedel av den totala omsättningen, och moms och elskatt är störst bland skatterna.

- **Småhusen är den största delmarknaden, både räknat i kronor och i TWh.**

De står för ungefär 40 % av energibehovet och mer än hälften av omsättningen i kronor. Flerbostadshusen svarar för 30 % av energibehovet och drygt en femtedel av omsättningen, medan lokalerna svarar för 25 % av behovet och cirka en sjättedel av omsättningen.

- **Fjärrvärme dominerar räknat i TWh och de eldrivna teknikerna – elvärme och värmepumpar - räknat i kronor.**

Fjärrvärme svarar för drygt hälften av det totala uppvärmningsbehovet, medan elvärme och värmepumpar tillsammans svarar för en tredjedel. Fjärrvärmen är största uppvärmningsslaget i flerbostadshus och lokaler, medan de eldrivna teknikerna är störst i småhusen. Elvärme och värmepumpar står för 45 % av den totala omsättningen räknat i kronor, medan fjärrvärme står för 40 %.

- **Man kan förutse ökande konkurrens på värmemarknaden.** Fjärrvärme, värmepumpar, elvärme och biobränslen dominerar marknaden idag. Värmepumparna utmanar elvärmen, men även fjärrvärmen, alltmer. Fjärrvärmens strategiska fördelar (kraftvärme, spillvärme, avfallsförbränning och oförädlade bränslen) tillsammans med hög värmeförbrukning och en etablerad infrastruktur ger den dock fortsatt stark konkurrenskraft i tätorter. Projektets scenarioanalys uppvisar, för år 2030, marknadsandelar för fjärrvärme i intervallet 45–55% och för värmepumpar på 25–35% (att jämföra med dagens drygt 50% för fjärrvärme respektive drygt 20% för värmepumpar). Även i scenarierna med ökad marknadsandel för elbaserad uppvärmning, t.ex. värmepump så minskar elanvändningen för uppvärmning.

- **Mycket talar för fortsatt minskande uppvärmningsbehov.** Till 2050 antas befolkningen öka med nästan 20 %. Med oförändrad areastandard (m² per person) ökar uppvärmd yta lika mycket. Energieffektivisering och låg förbrukning i nya fastigheter antas trots det leda till minskande volymer på värmemarknaden. År 2050 kan det totala uppvärmningsbehovet i bostäder och lokaler komma att ligga inom området 60-90 TWh (70-90 TWh år 2030), vilket kan jämföras med dagens behov på cirka 90 TWh/år.

3 Eleffekten i nytt fokus när spelplanen ritas om

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

I Sverige och i många andra länder sker nu en kraftig utbyggnad av förnybar el. Med betydande inslag av vindkraft och solet uppstår särskilda utmaningar. Eftersom varken sol- eller vindkraft kan styras och dessutom varierar kraftigt, uppstår frågan om hur elsystemet ska balanseras. I Norden har vi en stor fördel jämfört med övriga Europa eftersom vi har relativt stora volymer reglerbar vattenkraft. Hur långt vattenkraften (och transmissionsnätet) räcker för att reglera ut variationer i efterfrågan och i annan produktion är oerhört viktig eftersom det får en stor påverkan på priset och därmed alla andra investeringar på elmarknaden, både i Norden och hos våra handelspartners.

Grovt förenklat kan man säga att de timmar reglerförmågan i vattenkraften räcker kommer prisvariationerna bli små. Lönsamheten att investera i flexibilitet på efterfrågesidan och i annan produktion blir liten, medan lönsamheten i nät och utlandsförbindelser blir god. De timmar reglerförmågan i vattenkraft inte räcker blir i stället prisvolatiliteten hög och det kommer att krävas att andra, dyrare resurser, hjälper till att reglera systemet. Under dessa timmar kan inte våra grannländer räkna med att kunna importera från Norden.

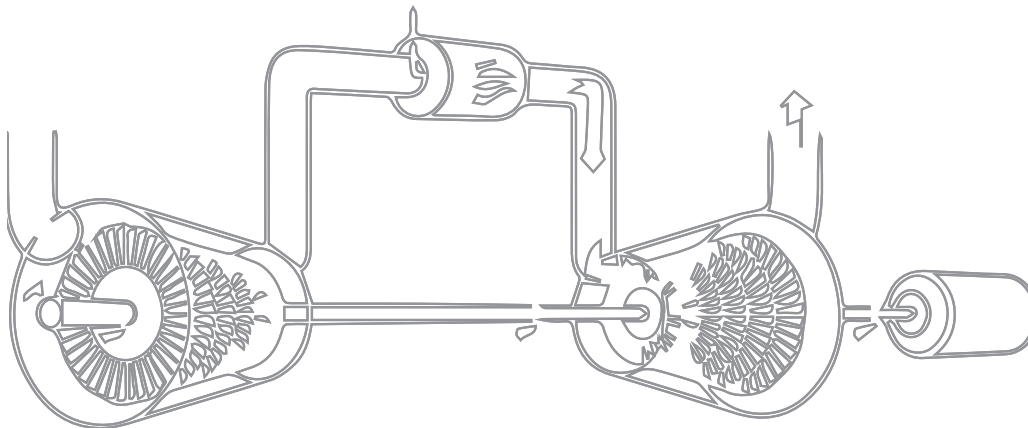


Balanseringen av produktion och förbrukning blir en större utmaning än i dag. Variationerna i den framtida nettoförbrukningen (förbrukning minus variabel kraft) kommer att vara betydligt större än de förbrukningsvariationer som systemet är dimensionerat för i dag. Timmar med mycket gott om kraft kommer snabbt att förbytas till timmar med ont om kraft. Systemet måste således dimensioneras korrekt och ha en beredskap att snabbt ställa om. Prognososäkerhet i vindkraften gör dessutom att planeringshorisonten blir kortare.

Den största utmaningen står sannolikt producenterna inför. Introduktionen av förnybar kraft med särskilda stöd, som till stor del är intermittent till sin karaktär, tränger undan annan produktion och skapar åtminstone inledningsvis en prispress på marknaden. Detta undergräver ekonomin i de befintliga planerbara kraftverken och innebär dessutom att det tar längre tid innan de förnybara teknikerna kan finansieras utan statligt stöd. För stamnätsoperatörerna ligger den största utmaningen i att hinna bygga ut näten i den takt som krävs. Det finns en betydande risk att förnybar kraft kommer att bli instängd i vissa regioner.

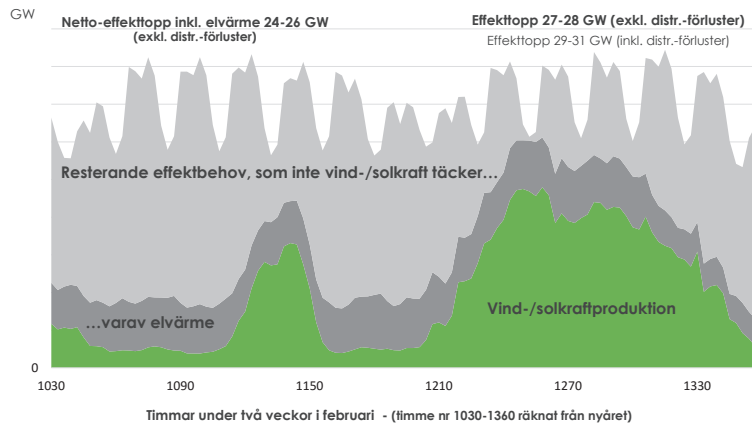
Utifrån ett regleringsperspektiv finns det tre övergripande utmaningar:

- Den första är att skapa **ekonomiska förutsättningar för att den planerbara produktion som faktiskt behövs** får de ekonomiska förutsättningar som krävs.
- Den andra är att **skapa incitament som leder till effektiva investeringar i näten.**
- Den tredje är att skapa de **incitament som krävs för att den potential till efterfrågefleksibilitet som finns ska kunna utnyttjas.** Smarta nät handlar bland annat om att låta kunderna bidra positivt till balanseringen av elsystemet och således minska behoven av reglerbar produktion och nätutbyggnad.



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 från vind- och solkraft.



En schematisk bild av 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).

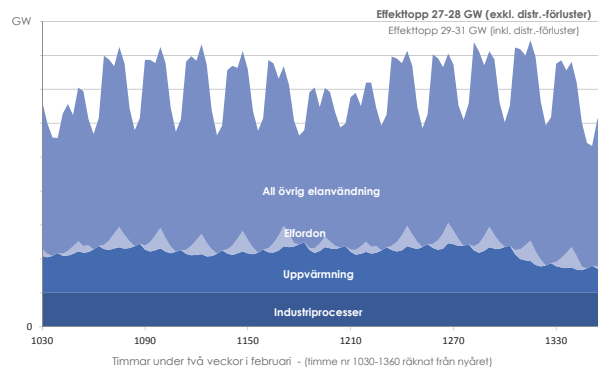
Behovet av reglerbar produktionskapacitet/effekt, det som i figuren anges som "nettoeffekttoppen", är 24-26 GW år 2050. Det innebär, om dessa preliminära resultat är korrekta - att **vårt behov av tillgänglig reglerbar produktionskapacitet/effekt** (utöver vind- och solkraft) - **blir minst lika stort 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, vilket kräver mycket stor flexibilitet i styrbar produktion och i förbrukning.

Resultat

Ellasten blir allt mindre "spetsig": Elvärmen och elfordonen avgör spetsigheten. I huvudsak kommer dock elanvändningens effektbehov att förändras proportionellt mot elenergiutvecklingen. I NEPP:s elanvändningsscenarier kommer elleffektbehovet 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. 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 jämma ut lasten över dygnet för elfordonens effektbehov.

Även om dessa laddstrategier inte skulle förmå jämma ut lasten särskilt mycket, blir påverkan på det totala effektbehovet relativt begränsad och slutsatsen om att det totala effektbehovet förändras proportionellt mot elenergiutvecklingen kvarstår. NEPP:s preliminära resultat ger då nedanstående topplatsutveckling under ett normalår i de olika scenarierna. Effekttoppen hamnar mellan cirka 21 000 och 33 000 MW (21-33 GW) exklusive distributionsförluster, i de tre huvudscenarierna år 2050, jämfört med en nivå på cirka 23 500 MW (23,5 GW) idag.



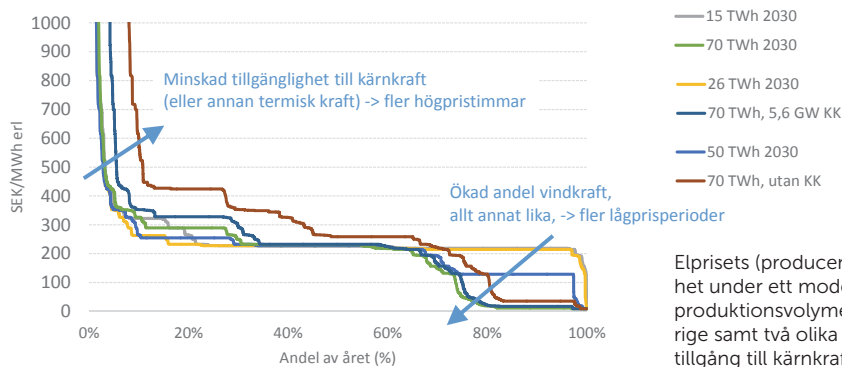
En schematisk bild av elleffektbehovet i Sverige under två veckor i februari 2050, då det årets effekttopp antas infalla. Observera att sektoruppdelningen av effektbehovet är preliminär.

Tabell: Elleffektbehovets utveckling (effekttopparna) i NEPP:s tre huvudscenarier för elanvändningen. Tabellen anger elleffektbehovet i MW ett normalår, exklusive distributionsförluster.

[TWh]	Låg-scenario	Referens-scenario	Hög-scenario
Idag	23 500	23 500	23 500
2030	22 600	25 600	28 300
2050	21 400	27 300	32 900

[TWh]	Hushålls-el	Driftel	Värme-marknaden	Fjärrvärme-produktion	Industrin	Transporter
Utvecklingen av elanvändningens effektbehov	Som energin	Som energin	Minskad maxeffekt under vintern	Som energin	Som energin	Ökade dygnsvariationer

Ju mer vindkraft och ju mindre styrbar termisk kraftproduktion desto större elprisvariationer. Ju mer vind- och solkraft som byggs ut i systemet, allt annat lika, desto fler och längre perioder med låga eller mycket låga elpriser kommer vi att se. Samtidigt uppträder dessa lågprisperioder under årets alla säsonger, även vintertid. Detta är en tydlig förändring gentemot den historiska situationen där lågprisperioderna framförallt återfunnits under sommaren. Om en stor andel vindkraft samtidigt kombineras med ett scenario där stora delar av den svenska kärnkraften samtidigt kombineras med ett scenario där stora delar av den svenska kärnkraften fasats ut så ökar andelen perioder med höga eller mycket höga elpriser. Det gör att "prisvaraktighetskurvan" över året blir brantare än den är idag (se figur nedan). Variabiliteten i produktionen, och därmed elpriset, ökar över året.



Elprisets (producentprisets) varaktighet under ett modellår (2030) för olika produktionsvolymerna av vindkraft i Sverige samt två olika fall med reducerad tillgång till kärnkraft.



I en situation med mycket variabel elproduktion kommer elpriset inte längre att enbart styras av efterfrågan på el utan i minst lika hög grad av tillgången till vind (och sol). Vindkraftverken kommer att producera som mest när det blåser som mest och inte när betalningsviljan för el är som störst."

Matchningen av elproduktion och elanvändning försvåras 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 "prosumenterna" att anpassa sin förbrukning så att den minimerar utmatning på nätet vilket inte nödvändigtvis är det agerande som gynnar systemet som helhet.

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

För att få tillräckligt med effekt för att klara hög elförbrukning samtidigt som det kan vara låg tillgänglighet i såväl vindkraftverk som i andra kraftverk behövs ett marknadssystem som ger tillräckliga incitament. Det finns många väl fungerande lösningar för att klara detta, men flera är oprövade och därför uttrycks osäkerheter om dess konsekvenser. Många beslutsfattare, från såväl näringsliv som politiska partier, vill därför försäkra sig om att:

- vi skall värna vår energy-only-marknad och inte införa ett system med ersättning för effekten
- vi inte bör permanenta vår effektreserv utan avveckla den på sikt
- vi inte bör få extrema priser
- vi inte skall få effektbrist

Det är tyvärr inte möjligt att uppnå alla dessa önskemål samtidigt. Det måste istället till ett val mellan de marknadssystem som finns till buds, vilket i sin tur innebär ett balanserat val mellan de angivna önskemålen. (Se vidare om elmarknadens utveckling i kapitel 7.)

Komplexa frågeställningar kräver kvalificerade och komplementära modellverktyg.

NEPP-projektet har fokuserat på utvecklingen i det nordeuropeiska elsystemet. Systemet och de relaterade frågeställningarna är mycket komplexa och kräver följaktligen detaljerade och kvalificerade modellverktyg i analysarbetet. I NEPP-projektet har vi utnyttjat såväl modeller som analysera den långsiktiga utvecklingen till 2050 (ELIN och TIMES-NORDIC) som modeller som i detalj studerar elsystemet under enstaka år och ner på timnivå (EPOD och APOLLO). NEPP har också haft stor bredd i den geografiska systemgränsen med verktyg som omfattar hela det europeiska elsystemet (APOLLO, ELIN och EPOD) samt verktyg som mer i detalj fokuserar på elsystemet och andra delar av energisystemet i Nordeuropa (TIMES-NORDIC) eller Sverige. Projektet har dessutom haft tillgång till ett antal mer sektors specifika och specialiserade modellverktyg med avseende på exempelvis egenproduktion av solceller och regionala elnät.

För mer information:

Johan Bruce, Sweco ;
Håkan Sköldberg,
Thomas Unger Profu

Läs vidare:

- *Beskrivning av konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet (www.nepp.se)*
- *NEPP:s resultatblad bl.a. Vindkraften kommer att öka - men hur mycket? (www.nepp.se)*

4 Kraftsystemets reglerförmåga står inför nya och stora utmaningar

Av de framtida förändringar som kan förutses för det svenska kraftsystemet är det en ökad andel av vind- och solkraft som skapar de största utmaningarna för det svenska kraftsystemet. Vind- och solkraft har ett antal egenskaper som skapar dessa utmaningar:

- De har begränsad styrbarhet och är beroende av att solen skiner eller vinden blåser.
- Vindprognoser är osäkra och når en hög noggrannhet först några timmar innan drifttimmen. Solkraften är delvis lättare att förutse, men molntäckets tjocklek är svårprognoserad och skapar stora svängningar.
- Vind- och solkraft använder inte synkronmaskiner som är direktkopplade till elsystemet och bidrar därför inte utan speciella lösningar med mekanisk svängmassa och spänningsreglering till systemet.

NEPP har identifierat åtta utmaningar för framtida kraftsystemstabilitet. Dessa uppträder vid främst två driftsituationer: Mycket variabel produktion och låg konsumtion eller lite variabel produktion och hög konsumtion. En ökad andel variabel produktion leder också till generella utmaningar i alla driftsituationer för att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet. Utmaningarna är olika svårbemästrade vid olika utvecklingsalternativ och de är också ömsesidigt beroende. Utmaningarna är inte olösliga, men det kan i vissa fall behövas kostsamma åtgärder.



Utmaningar för framtida kraftsystemstabilitet

Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion

1. Mekanisk svängmassa

Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller klassisk 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.

2. Balansreglering

Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta tidsperspektivet (sekunder-timmar) vilket ökar behovet av reglerförmåga. Med en större mängd vind- och solkraft händer det också oftare att färre konventionella kraftverk är aktiva i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste dela på balansregleringen och hålla tillräckliga marginaler för detta.

3. Överskottssituationer

Soliga och blåsig dag med liten förbrukning kan en överskottssituation uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.

4. Överföringsförmåga

Om stora mängder vindkraft ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och ut på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det närmaste still måste det finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet.

Utmaning vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion

5. Tillgång till topplastkapacitet

Med en stor mängd vind- och solkraftkapacitet kommer det att finnas situationer med hög elförbrukning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.

Generella utmaningar för att upprätthålla balans

6. Större behov av flexibilitet i 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 i planeringen av vattenkraftproduktion med ett mönster och volym som avviker från vad dagens älvsträckor har designats för.
- Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna förbrukningsvariationer.
- Hydrologiska samband och vattnekologiska hänsyn i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.
- En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar planeringen av vattenkraft längs en älvsträcka och av användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt och med större marginaler.

7. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer

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

8. Årsreglering

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

För dessa åtta utmaningar finns ett stort antal potentiella (del-)lösningar. Allt talar för att det går att få ett kraftsystem även med mycket stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl, men det kräver insikt om utmaningarna och en förmåga att få lösningarna på plats.

Det är dessutom en extra utmaning att vi måste hantera många (eller alla) av dessa utmaningar samtidigt. Hur stora de åtta utmaningarna kommer att bli, avgör också den samlade utmaningens storlek.

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

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



Vi kommer att kunna hantera alla åtta utmaningarna, men det är en utmaning i sig att få lösningarna på plats.

Det finns ett stort antal potentiella lösningar för att hantera de åtta utmaningarna och det går utmärkt att få ett kraftsystem med stora inslag av variabel elproduktion att fungera väl. Det krävs dock en god insikt om utmaningarna och en förmåga att få lösningarna på plats. I tabellen nedan listar vi ett tiotal exempel på sådana lösningar som krävs. Flera av dem kan utnyttjas för att hantera fler än en utmaning. Samtidigt är vissa av lösningarna ömsesidigt beroende av varandra. På sikt kommer säkerligen de allra flesta lösningar att behövas, men det avgörs av omfattningen och takten i omställningen av elsystemet.

Tabell: Exempel på lösningar och vilka utmaningar de berör.

Utmaningar / Potentiella lösningar	1	2	3	4	5	6	7	8
	Mekanisk svängmassa	Balansreglering	Överskottssituationer	Överföringsförmåga	Topplastkapacitet	Större behov av flexibilitet	Ansvarsfördelning	Årsreglering
Kraftelektronik hos vindkraft samt snabb reglering av HVDC-förbindelser	■	■		■				
Utökad reglering med kärnkraft och annan termisk produktion samt reglering av användning		■			■			
Spilla vind- och sol-el då efterfrågan saknas	■	■	■	■				
Förstärka transmissionsnätet internt och till omkringliggande elsystem			■	■	■			■
Utveckla efterfrågeflexibilitet och energilagrar samt ge incitament för fjärrvärmens värmepumpar och elpannor			■		■	■	■	■
Investera i ökad shunt- eller seriekompensering samt teknik för att kunna driva stamnätet med mindre marginaler				■				
Ge incitament för styrbar elproduktion, t.ex. kraftvärme, samt investera i ny reservkapacitet, t.ex. gasturbiner					■			
Förbättrade prognoser samt anpassning av reglerförmåga, regelverk och miljöåtgärder för hela älvsträckor						■		
Översyn av ansvarsfördelningen mellan de systemansvariga, balansansvariga samt övriga aktörer							■	
Upprätthålla eller öka årsregleringsförmågan i vattenkraften samt utveckling av nya former av säsongslager								■
Minskad mängd elbaserad uppvärmning (om istället fjärrvärme, fås samtidigt ökat underlag för kraftvärme)								■

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

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



Mer om vattenkraften

Vattenkraften ger det överlägset största bidraget till kraftsystemets balansering på alla tidsskalor, från sekund till säsong. Det relativa balanseringsbidraget mäter samvariationen mellan elproduktionen från ett eller flera kraftverk och nettoförbrukningen. Åren 2012 till 2014 balanserade svensk vattenkraft i genomsnitt 102 procent av den svenska nettoförbrukningens variationer inom dygnet (kallad dygnskalen), 69 procent av variationerna mellan dygnet (flerdygnskalen) och 46 procent av variationerna under året (säsongsskalen). Att siffran på dygnsbasis är större än 100 betyder att Sverige också exporterar balansreglering. På flerdygnskalen står import/export för 25 procent av balanseringen och på säsongsskalen står kärnkraft och kraftvärme för 35 respektive 20 procent av balanseringen. Inom timmen och ända ner på sekundskalen är det nästan uteslutande vattenkraft som används för manuell upp- och nedreglering, likaså för de automatiska reglertjänster som behövs för att hålla nätfrekvensen.

De 13 700 MW som brukar anges som maximal tillgänglig kapacitet i vattenkraften kan inte utnyttjas under längre perioder. Installerad märkeffekt summerad för alla vattenkrafttaggregat i Sverige är ca 16 200 MW varav ca 13 700 MW brukar anses som tillgänglig. Vattenkraftsaggregaten har normalt sett mycket hög tillgänglighet, högre än 95 procent, men möjligheten att utnyttja hela den installerade kapaciteten begränsas av en rad orsaker som till exempel, driftssituation vid ej högsta fallhöjd, vattenhushållningsbestämmelser, transmissionsbegränsningar, stationsinterna driftbegränsningar och isförhållanden.

Vattenkraftens möjligheter att balansera felprognostiserad vindkraftsproduktion bedöms som god, givet att den planeras med marginal för oförutsedd uppreglering när mycket vattenkraft är igång. De största prognosfelen hos vindkraften, från en till ett par timmar, kan redan idag jämföras med ett oförutsett bortfall av ett kärnkraftsblock och de kan antas växa i proportion till den installerade vindkraftseffekten. Även om de största felen inträffar sällan så måste det förstås finnas en beredskap för att balansera dem. Det som är kritiskt är om det inte finns tillräckligt med ledig kapacitet (på systemnivå) när mycket vattenkraft redan är igång, alltså effektfrågan. Prognososäkerheten måste alltså beaktas redan i planeringsstadiet så att det finns tillräckligt med marginal för uppreglering. Att inte utnyttja hela sin förmåga kostar förstås pengar. Ytterst är det en fråga om leveranssäkerhet och dimensionering av reserver.

Arton kraftverk står idag för hälften av den genomsnittliga disponibla effekten hos svensk vattenkraft. För att ge ett väsentligt bidrag till kraftsystemets balansering räcker det inte med hög produktionsflexibilitet. Kraftverket måste naturligtvis också ha stor installerad effekt. I Sverige finns det ca 1800 vattenkraftverk varav drygt 200 brukar räknas som stora (>10 MW). Av dessa står endast 18 stycken för hälften av den genomsnittliga disponibla effekten beräknad på årsbasis. Vattenkraftens totala genomsnittliga disponibla effekt i Sverige varierar över året mellan 4000 och 8000 MW, och är i genomsnitt lägre under våtår. Vid en ökad användning av vattenkraft för kraftsystembalansering är det inte givet att ökningen sker i de kraftverk som producerar mest idag, utan ökningen sker troligen i andra kraftverk.

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

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

Energiproduktion kan minska vattenkraftens balanseringsförmåga under vintern.

En anledning till att vattenkraften idag har god balanseringsförmåga året runt är att kärnkraften har tagit över en stor del av "basproduktionen" och därmed frigjort vattenkraftskapacitet. När kärnkraften avvecklas kommer vattenkraften sannolikt, åtminstone initialt, att delvis återgå till sin gamla roll som leverantör av baskraft. Ett troligt scenario är då att mer vatten kommer att sparas från sommar till vinter. NEPP:s analyser visar att vattenkraftens balanseringsbidrag minskar när det går mycket vatten i älvarna och produktionen är stor. Kärnkraftsavvecklingen kan alltså innebära att vattenkraftens balanseringsförmåga kommer att minska vintertid, men öka sommartid.

Det saknas ett lagreglerat ansvar för enskilda aktörer och myndigheter

att upprätthålla tillräcklig kapacitet för att klara de samlade behoven av elleveranser. Dagens elmarknad baseras på ett distribuerat ansvar mellan elmarknadens aktörer. Svenska kraftnät är systemansvarig med ansvar för att det kortsiktigt är balans mellan produktion och förbrukning. På lång sikt saknas dock ett tydligt ansvar, utan det delas idag mellan producenter, beslutsfattare och myndigheter. Regeringen har dock delvis tagit på sig ett ansvar genom att införa en lag om effektreserv. Om regeringen vill ta ett utökat ansvar kan det exempelvis ske genom införandet av kapacitetsmarknader, genom ökad reglering på annat sätt och/eller genom ökat myndighetsansvar.



Fjärrvärmeproduktionen är på marginalen sannolikt mycket dyr vid topplastsituationer.

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

Potentialen för kraftvärme att bidra med frekvensreglering är begränsad.

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

Fjärrvärmesystemens potential att ta hand om "överskottsel" begränsas av ett antal nyckelfaktorer.

Om "överskottssituationer" på elmarknaden är ett resultat av lågt elbehov kan man anta att även uppvärmningsbehovet ofta är litet. Många fjärrvärmesystem försörjs då av mycket billig värmeproduktion, t.ex. industriell spillvärme eller avfallsförbränning. Det betyder att värmen från elpannor och värmepumpar ofta konkurrerar med mycket billig värme och för att elanvändningen skall öka så måste fjärrvärmeproducenterna kompenseras för de merkostnader detta medför. I synnerhet elpannor har relativt höga värmeproduktionskostnader även om elpriset skulle vara noll. Skälet är energiskatt på el, elcertifikatpåslaget samt rörlig drift- och underhållskostnad. Om "överskottssituationer" istället är ett resultat av en mycket stor produktion (t ex situationer med mycket vindkraft) så är det möjligt att de kan inträffa samtidigt som värmebehovet är stort, till exempel vintertid. I sådana fall används ofta befintliga värmepumpar i fjärrvärmesystemen redan fullt ut till följd av låga elpriser och/eller höga alternativkostnader för att producera fjärrvärme. Potentialen att ytterligare absorbera billig el är därmed begränsad åtminstone för befintliga värmepumpar. Däremot kan elpannorna bidra till att öka elanvändningen i sådana lågprissituationer då dessa mer sällan utnyttjas fullt ut. Men då krävs rejält låga elpriser med tanke på de övriga kostnadspåslagen som tillkommer.

Fjärrvärmens bidrag till elsystemstabilitet

I projektet, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna", som NEPP samverkat med har man studerat hur den svenska fjärrvärmerna kan bidra till att klara av de åtta utmaningarna. Analysen kan sammanfattas i form av ett enkelt "score-card" (se tabell nedan). Bedömningarna i tabellerna visar alltså det samlade värdet av den påverkan som den nuvarande fjärrvärmerna, samt ytterligare utbyggd och utvecklad fjärrvärme ger på framtida elsystemstabilitet.

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

+++ : Stort bidrag; ++ : Tydligt bidrag; + : Visst bidrag; 0 : Inget eller mycket litet bidrag
Under rubriken "övrigt" återfinns exempelvis ökad fjärrvärmeanvändning och värmelagring

För mer information:

Lenhart Söder, KTH; Sture Larsson, f.d. Svenska Kraftnät ;
Johan Bladh, Vattenfall

Läs vidare:

• *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem (www.nep.se)*

Ett tiotal energimodeller i nära samverkan

Var och en av de forskargrupper som är representerade i NEPP utnyttjar energimodeller för sina analyser. Det är professionella modeller som dagligen utnyttjas i utredningsverksamhet och vetenskapliga arbeten. I NEPP har vi använd modellerna i samverkan och därigenom kunnat analysera frågeställningarna ur flera olika perspektiv, samtidigt som vi fått nya insikter utifrån det helhetsperspektiv som själva modellsamverkan inneburit. Det har också bidragit till kvalitetssäkringen av projektets resultat och slutsatser och därigenom stärkt projekt.

Strävan i NEPP har samtidigt varit att låta analyser med och utan modeller pågå parallellt och på så sätt öka kvaliteten i forskningsarbetet. Exempelvis kan ett resultat av en serie djupintervjuer, av en workshop eller av en omfattande statistikanalys, användas som underlag för att definiera olika beräkningsförutsättningar och randvillkor för modellverktygen. Och omvänt, ett intressant modellresultat kan användas som ingång eller "test" i sådan forskning som är mer inriktad på att förstå och beskriva olika aktörers val och beslut idag.

Modellering är en sak. Förståelse är en annan! Komplexa modeller ger allt som oftast komplexa resultat och svar. Användbarheten i dessa resultat mäts lämpligen i graden av förståelse och insikt. Det krävs alltså inte bara professionella modellörer utan även duktiga analytiker som vet och förstår hur verkligheten ser ut idag och kan tänkas se ut i framtiden. Därför har NEPP-projektet bedrivit sin forskning utifrån en tvärvetenskaplig ansats där modellresultaten kunnat analyseras, diskuteras och förstås. Det ger samtidigt ökad trovärdighet för NEPP:s modellanalyser. På samma sätt har projektet kunnat kvalitetssäkra forskningsresultaten i dialog med branschens aktörer vid styrgruppsmöten, workshops och seminarier. Härigenom har forskarna också fått värdefull feedback på modellresultaten. För det är först när man nått insikter och förståelse som modellresultaten blir användbara på allvar!

Forskningsområdet variabel elproduktion måste hanteras med utvecklad

modellmetodik. Ett viktigt fokusområde i NEPP-projektet har varit storskalig integration av variabel förnybar elproduktion såsom vind och sol. Att bättre förstå hur en kraftig expansion av variabel förnybar elproduktion påverkar resten av elsystem, inte minst de övriga styrbara kraftslagen som termiska kraftverk, kräver en del nytänkande i modellmetodik. För att fånga de ibland mycket snabba variationerna krävs modellering ner på timnivå. Dessutom måste olika kraftverkstypers drift- och flexibilitetsegenskaper beskrivas i detalj. Startkostnader, dellast- och lastföljningsegenskaper hos enstaka kraftverk har varit nödvändigt att inkludera i vissa modellsteg och för att generera nödvändig kunskap. Modellmässigt är detta mycket komplext.

5 Efterfrågeflexibiliteten blir viktigare och får nya funktioner

Efterfrågeanpassningar drivs fram av höga priser, såväl idag som i framtiden, men efterfrågeflexibilitetens funktion blir i framtiden delvis annorlunda eftersom de höga priserna kan förutses uppträda vid fler tidpunkter under året och ha fler orsaker än idag. Det ger efterfrågeflexibiliteten nya funktioner.

Potentialen för efterfrågeflexibilitet är minst 4000 MW i Sverige

NEPP:s bedömning är att efterfrågeflexibiliteten erbjuder en teknisk potential för minskning av effekt på minst 4000 MW i Sverige. Detta är en betydande potential och motsvarar nästan 15 % av den maximala nationella effekttoppen.

Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland industriföretag är starkt kopplad till priselasticitet, dvs. sambandet mellan förbrukning och elpris. Den har uppskattats till cirka 2000 MW när elpriset överstiger 200 EUR/MWh. Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder med eluppvärmning har uppskattats till drygt 2000 MW, motsvarande 2 kW i cirka 1 000 000 småhus, vilket beror på möjligheten att utnyttja husets värmetröghet för att flytta lasten några timmar utan att påverka komforten. Om man accepterar en komfortsänkning är potentialen större.



Tabell: Potentialer för olika typer av efterfrågeflexibilitet i Sverige

Sektor	Total potential
Industri	1900-2300 MW
Småhus med elvärme	2000-2400 MW
Köpcentrum	40-50 MW
Kontor	140 MW
Skolor	10-20 MW
Total potential	Cirka 4000-4500 MW

Prisvolatiliteten är den starkaste drivkraften för efterfrågefleksibilitet

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.

Efterfrågefleksibilitet har samtidigt en utjämnande effekt på elpriset

Efterfrågefleksibilitet kommer att leda till en utjämnning av elpriset genom att kapa toppar, men även genom att höja priserna under låglastperioder. En ökad efterfrågefleksibilitet kommer därmed att minska prisvolatiliteten. På så sätt kommer en satsning på efterfrågefleksibilitet – paradoxalt nog – samtidigt att motverka incitamenten för en ytterligare ökning av efterfrågefleksibiliteten. Det kan alltså finnas en jämvikt som begränsar hur mycket efterfrågefleksibilitet som är lönsam.

Efterfrågefleksibilitet ger även en lägre energiförbrukning

En ökad efterfrågefleksibilitet kommer även att leda till en ökad energieffektivisering. De fältförsök som gjorts visar på energibesparingar på 10-15 % i samband med att kunder börjar uppmärksamma sin förbrukning och optimerar sin värmeförsörjning. Den minskade förbrukningen kan vara den främsta incitamentet för att investera i efterfrågefleksibilitet.



Potentialen kan öka i framtiden

I ett längre tidsperspektiv kan även andra typer av efterfrågefleksibilitet bli aktuella, exempelvis en förflyttning av last genom att anpassa tiden för elbilsladdning eller för att anpassa användningen av hushållsapparater utifrån prisskillnader mellan olika tidpunkter.

Tidsdifferentierade nättariffer kan vara en effektiv styrsignal för efterfrågefleksibilitet hos hushåll

Dagens elpriser varierar inte tillräckligt mycket för att ge tillräckliga incitament till efterfrågefleksibilitet för ett eluppvärmt småhus. Med tidsdifferentierade nättariffer kan man dock idag spara över 500 kr/år. Denna besparing är dessutom förutsägbar, vilket underlättar investeringsbeslut.

Efterfrågefleksibilitet ska inte jämföras med produktion

Efterfrågeresurser är typisk tillgängliga i "ett antal timmar" och saknar den uthållighet som produktionsresurser har. Efterfrågeresurser är även beroende av att det finns en förbrukning som kan minskas då de ska användas. Efterfrågeresurser kan därför inte direkt jämföras med produktionsresurser.

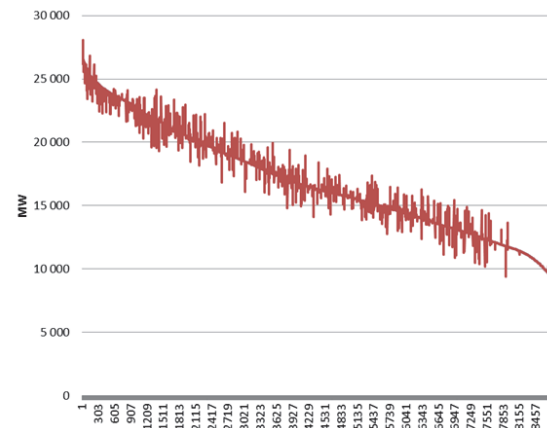
Tidsdifferentierade nättariffer

Idag erbjuder ett flertal nätägare tidsdifferentierade nättariffer som gör det lönsamt att flytta last från höglastperioder till låglastperioder. Dessa ger idag starkare ekonomiska incitament än variationerna i elpriset ger, en förutsägbarhet som underlättar för konsumenter att investera i styrutrustning. Samtidigt öppnar man upp för en marknad för energitjänsteföretag. Det finns sedan inget som hindrar att aktörer börjar styra efter elpriserna också när – och om – de blir mer volatila. Tidsdifferentierade nättariffer ger troligvis också rätt signaler för systemet och kan skapa beteendeförändringar som är gynnsamma både för lokalnätet och för systemet som helhet.



Efterfrågeflexibiliteten bör anpassas till nettoförbrukningen

I figuren visas ett varaktighetsdiagram där ett modellscenario med och utan efterfrågeflexibilitet lagts på varandra. Vid låg förbrukning finns inte någon värmelast som flyttas varför det inte är någon nämnvärd efterfrågeflexibilitet. Men under i stort sett hela det övriga året sker såväl ner- som uppreglering, och topplasten är faktiskt högre i scenariot med efterfrågeflexibilitet än i det utan. Förklaringen ligger i att efterfrågeflexibiliteten reagerar på prissignaler och att elprisets topp inte nödvändigtvis sammanfaller med den högsta elförbrukningen. Detta är särskilt tydligt i ett system med stora mängder vindkraft. Om vindkraftsproduktionen är hög vid det tillfälle som förbrukningen är som högst, kan vi mycket väl ha låga priser då (och inte höga som idag). Då är det nettoförbrukningen som är dimensionerande och inte topplasten.



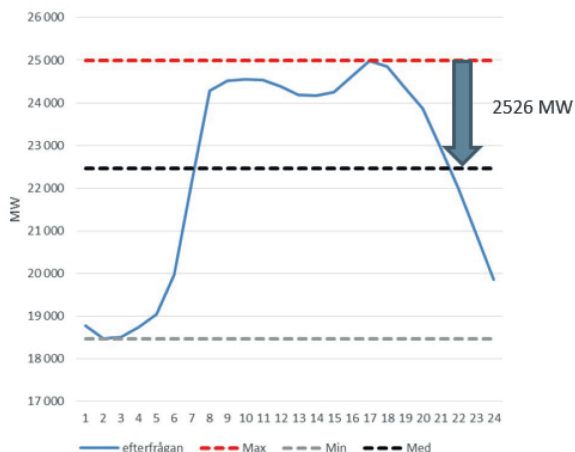
Efterfrågeflexibilitetens påverkan på lasten i ett modellscenario med mycket vindkraft



Efterfrågeflexibilitet med återvändande last har en begränsad potential att minska effekttoppar

Om efterfrågeflexibilitet bara används för förflyttning av lasten inom dygnet begränsas potentialen av skillnaden mellan topplasten och dygnsmedelasten (vid maximal efterfrågeflexibilitet blir lasten helt jämn och lika med dygnsmedelasten). För dygnet med den högsta förbrukningen under året innebär det en potential idag på cirka 2500 MW, trots att potentialen för efterfrågeflexibilitet under enskilda timmar alltså är större.

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



Det är önskvärt att få med efterfrågeflexibilitet redan på spotmarknaden

Man kan skilja på två typer av efterfrågeflexibilitet beroende på den prissignal som konsumenten reagerar på. Den ena kallas för reaktiv efterfrågeflexibilitet eller Demand Respons (DR) och innebär att konsumenten helt enkelt reagera på de spotpriser som publiceras kl. 13 dagen innan och sedan anpassar sin förbrukning därefter. Fördelen med denna typ av prisstyrning är att den kan automatiseras med enkel och relativt billig teknik. Nackdelen är att den, vid stort genomslag, kan leda till att prisvariationerna flyttas istället för att jämnas ut.

Den andra typen kallas explicit efterfrågeflexibilitet eller Demand Side Management (DSM) och innebär att efterfrågeflexibiliteten bjuds in redan på spotmarknaden dagen innan, utifrån den uppskattade flexibilitet som konsumenten kan bidra med på marknaden. Prispåverkan av efterfrågeflexibilitet är därmed explicit inkluderad i marknadsklaringen på day-ahead-marknaden. Detta alternativ leder till jämviktspriser och ökande samhälls-ekonomiska vinster och är därför önskvärt ur ett systemperspektiv. Nackdelen är att detta förfarande är mer komplicerat och kräver troligtvis att en aggregator, t.ex. en elhandlare, tillåts styra lasten åt kunderna.

För mer information:

Saara Hollmén, Magnus Lindén,
Johan Bruce, Sweco

Läs vidare:

- *Planera för effekt! Slutbetänkande från Samordningsrådet för smarta elnät* (www.swedishsmartgrid.se)
- *NEPP:s underlagsrapporter* (www.nepp.se), varav tio utgjort underlag

Smarta elnät – en utveckling som pågått under en längre tid

För att ett elsystem över huvud taget ska fungera krävs att det är en kontinuerlig balans mellan utbud och efterfrågan. För att elapparater ska fungera tillfredsställande krävs utöver kravet på kontinuerlig balans att spänningen i nätet hålls inom rimliga gränser. Med dessa krav som utgångspunkt har det elsystem som vi har i dag byggts upp under mer än 60 år. Förutsättningarna har hela tiden varit att skapa ett så ekonomiskt effektivt system som möjligt utifrån de tekniska och legala förutsättningar som har gällt.

Balanseringen av systemet och spänningshållningen kan ske på många olika sätt och systemlösningar inkluderar:

- Flexibla kraftverk (kraftverk som har förmåga att följa efterfrågevariationer och (icke önskvärda) variationer i andra kraftverk)
- Kraftverk som producerar mest när efterfrågan är hög, såsom vattenkraft med stora dammar och kraftvärmeverk
- Transmission till andra områden, vilket utjämnar totala behovet av reglering och ökar antalet kraftverk som kan delta
- Flexibel elförbrukning
- Ett starkt distributionsnät (låga impedanser, hög spänning, grövre areor på ledningar)
- Spänningsreglering i reglerbara transformatorer
- Spänningsreglering i solceller och vindkraftverk
- Extra utrustning (SVC, Static Var Compensation) som installeras och styr spänningen.



Det inte är styråtgärden i sig som är "smart" utan konsekvensen av styråtgärden"

I kraftsystemet kan man kontinuerligt mäta flera storheter, t ex spänningar, överföring, produktion och konsumtion. Denna information kan sedan användas för olika typer av beslut. Besluten syftar till att på ett så effektivt (smart) sätt som möjligt styra produktion, konsumtion och överföring så att driften av elsystemet uppfyller de krav man ställt gällande ekonomisk effektivitet och tillförlitlighet. Styrning innebär tillslag/frånslag av brytare, reglering i olika komponenter etc. Det viktiga är att det inte är styråtgärden i sig som är "smart" utan konsekvensen av styråtgärden.

Utvecklingen mot ett "smartare nät" sker således kontinuerligt och drivs idag i första hand av den tekniska utvecklingen på elektronikområdet. Till detta kommer ökade krav på samhället av en säker och kostnadseffektiv elförsörjning. Ökade inslag av intermittent produktion innebär ökade påfrestningar på distributionssystemet och ställer nya krav på reglering vilket ger ytterligare incitament för att hitta de mest kostnadseffektiva lösningarna.

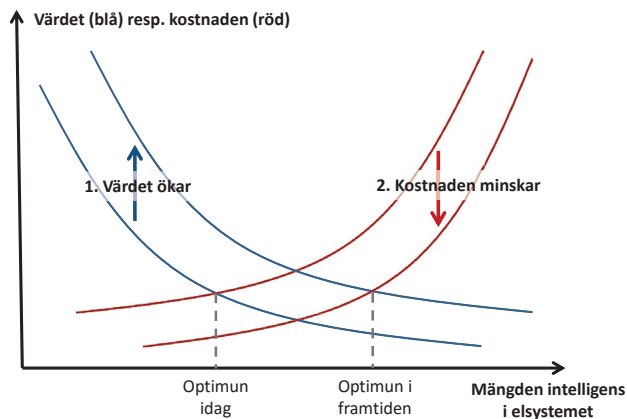


"Smarta nät" handlar om att använda mer IT i kraftsystemet så att infrastrukturen kan användas närmare sin tekniska förmåga. Tekniskt sett kan man överallt i systemet mäta allting på sekundbasis och styra varenda hushållsapparat, men det blir dyrt vilket illustreras av att kostnaden ökar. Det är också tveksamt hur stort värde det ger med en extrem mängd mätning och styrbarhet, vilket illustreras av att värdet minskar ju mer man har. Men allt tyder på att det kommer bli fler intelligenta lösningar i framtiden eftersom:

1. *Värdet ökar*: I framtiden kommer man få mer variabel elproduktion, såsom vindkraft och solkraft vilket kräver mer styrning. Med den avreglerade marknaden finns en ökad kostnadspress.
2. *Kostnaden minskar*: Detta gäller kostnad för att mäta, styra, överföra information samt för att processa informationen.

Dessutom ökar samhällets beroende av ett fungerande elsystem, vilket i sin tur gör att man vill minska risken för fel, minska konsekvenserna av de fel som ändå inträffar samt snabbt åtgärda felen.

Smarta nät är ingen revolution utan en evolution



Samverkan med Samordningsrådet för smarta elnät

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.

Nedan redovisas dessa rapporter. Resultat och slutsatser från rapporterna redovisas i flera olika kapitel i denna skrift (se hänvisningar nedan).

"Beskrivning av de konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet". NEPP analyserade tidigt i rådets arbete de utmaningar som det svenska elsystemet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet med bl.a. en hög andel intermittent elproduktion (se kapitel 3 och 4 i denna skrift).

"Analys av effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågeflexibiliteten bättre".

Se härom i kapitel 4, 5 och 7.

"Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning".

Rapporten tydliggör vilken roll efterfrågeflexibiliteten kan spela på den framtida elmarknaden. Fokus är på den kortsiktiga efterfrågeflexibiliteten med en varaktighet från 1 till 3 timmar. Se kapitel 5.

"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.

"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 NEPP:s egna scenarier (resultat från NEPP:s scenarier ges i kapitel 1.)

"Bedömning av det bidrag som smarta elnät kan ge för att uppfylla energi- och klimatmål"

"Hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sveriges gränser påverkar behovet av smarta elnät i Sverige".

Utvecklingen av kraftsystemet utanför Sverige kommer att ha stor påverkan på hur stort vårt eget behov av smarta elnät kommer att bli. Vår analys pekar ut ett tiotal viktiga faktorer och områden som påverkar den framtida utvecklingen.

"Översiktlig bedömning av teknikutveckling och tillämpning inom nyckelområden som ställer nya krav på att elnäten utvecklas – elfordon, vindkraft, solceller och energilagring".

"Teknik för smarta elnät för själva elnäten".

Kartläggning och behovsanalys. En sammanställning över tekniska lösningar som kan byggas in i framtidens smarta elnät.

"Analys av vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta nät".

Se nästa uppslag.

Analys av vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta nät

En del i arbetet för Samordningsrådet för smarta elnät var en analys av vilka faktorer som bidrar till utvecklingen av smarta elnät inom olika samhällssektorer. En viktig del i arbetet var det ett expertseminarium. Syftet med seminariet var tvådelat, nämligen att:

- Identifiera vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta elnät
- Förstå hur dessa samhällsförändringar påverkar behovet av, och nyttan med, smarta elnät

Här redovisas ett urval av de ämnen som diskuterades på seminariet:

"Internet of things", som sammanlänkar maskiner, människor och nät i större system, kräver nya förklaringsmodeller gentemot konsumenter/användare av tekniken, men skapar på samma gång nya affärsmöjligheter. Hindret är inte tekniken i sig, utan hur fort vi kan utveckla praktiker för att interagera med omvärlden genom IKT (Informations- och kommunikationsteknik).

Samhället av idag är mer uppkopplat och ihopkopplat, dessutom med en större komplexitet och med fler aktörer än tidigare, vilket är något som kan bidra till att öka resiliensförmågan, men som på samma gång kan göra samhället känsligare och därmed samtidigt mindre resiliert än tidigare. "Resiliens" i sammanhanget samhället och samhällets infrastruktur kan förklaras som en motståndskraft mot en förändring/störning/ytt-

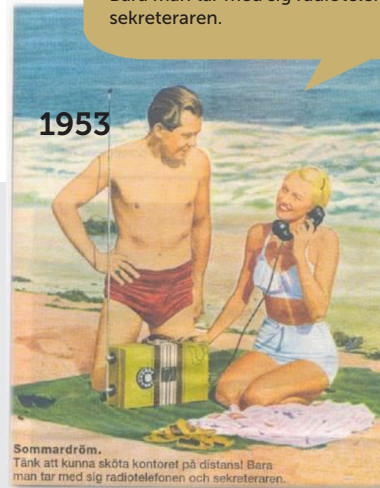
re påverkan, men också kopplas till förmågan att återhämta sig och sedan vidareutvecklas. Resilient infrastruktur skapas av robusthet i systemen, liksom av redundans och flexibilitet

Framtidens hälsovård, där patienter kan vårdas/övervakas hemifrån med hjälp av e-hälsolösningar, kommer att ställa stora och högre krav på robusta elsystem och tillgänglighet i både it- och elsystem. Vården av idag är mer komplex än vad den varit tidigare, inte minst genom mängden av aktörer som verkar under ett och samma "tak". Begreppet e-health, som grovt kan definieras som "IT i vården", ska vara delaktigt i att forma denna verklighet där en rad olika aktörer ska samverka med varandra. På samma sätt som den konsumentdrivna IT-teknologin, ser vi en mer patientstyrd vård än tidigare. Patienten som har egen

utrustning för att mäta t.ex. sitt blodtryck eller EKG under en längre tid ställer vården inför nya frågeställningar att hantera. Hur ska man möta dessa förväntningar och efterfrågan från allt mer kunskapsinhämtande patienter? Både kravställare och patienter efterfrågar andra saker idag än tidigare.

Morgondagens konsumenter är uppvuxna med IT, digitala medier och prylar på ett helt annat sätt än tidigare generationer och detta kan påverka vad de i framtiden kommer att efterfråga av t.ex. elbolagen. Den ålder då svenska ungdomar/barn börjar utnyttja IT sjunker snabbt och nu har hälften av 2,3 år gamla barn haft kontakt med Internet. Vilka tjänster kommer den generationen att efterfråga när de är vuxna?

Sommardröm.
Tänk att kunna sköta kontoret på distans!
Bara man tar med sig radiotelefonen och
sekreteraren.



1953
Sommardröm.
Tänk att kunna sköta kontoret på distans! Bara
man tar med sig radiotelefonen och sekreteraren.

Vi kan inte veta vad som skapar nästa tekniskifte ("något som likt Spotify revolutionerade musikvärlden på ett sätt som ingen förutspått och som sänkte en hel bransch"). En fråga kan vara hur utvecklingen av energilagring kommer att bli - kan detta komma att påverka elbolagens framtid?

Många delar av smarta elnät förutsätter att data kan utbytas mellan olika intressenter. Detta försvåras av att det saknas standarder och principer för sådan samverkan. En relaterad svårighet är lagring och hantering av de extremt stora datamängder som blir resultatet av insamling av allt fler mätvärden.

En utveckling som idag inte känns särskilt sannolik, men som skulle få dramatisk påverkan på elsystemet och elbolagen är om kunderna frigör sig helt, eller till stor del, från det normala elnätet. Det kanske blir 12 V elsystem med egen elproduktion i solceller och lagring av el i batterier?

Har vi en för hög "kvalitet" på vår el, eller finns det möjlighet att som konsument kunna välja vad som passar ens behov (och därmed få en annan prisbild)? En möjlig utveckling skulle kunna vara en differentiering av elleveranserna där man köper en viss del av elen som helt prima, medan en andel köps som delvis sekunda, exempelvis med förbehållet att leverantören får avbryta leveranserna under (korta) specificerade tider. Leverantörerna skulle då kunna undvika att köpa in el de timmar då priserna är extremt höga och därigenom ha möjlighet att sälja elen något billigare. Kunderna skulle å andra sidan kunna acceptera att avstå från tvätt och minska uppvärmningen under korta perioder utan alltför stora oppoffringar.

För mer information:

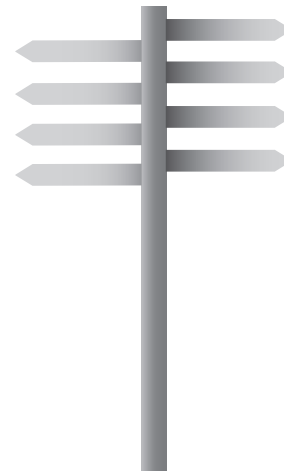
Håkan Sköldberg, Profu ;
Lennart Söder, KTH

Läs vidare:

- *Planera för effekt! Slutbetänkande från Samordningsrådet för smarta elnät* (www.swedishsmartgrid.se)
- *NEPP:s underlagsrapporter* (www.nepp.se), varav tio utgjort underlag till Samordningsrådet, bl.a. Analys av vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta nät. Fördjupad scenarioanalys och kvantifiering av rådets fyra scenarier

7 Elmarknaden står vid ett vägskäl

Den europeiska elmarknaden utvärderar och förändrar nu sin marknadsdesign. Dagens marknadsdesign, som är baserad på en energy-only-marknad, klarar inte av att hantera stora mängder variabel produktion. Den förnybara produktionens låga marginalkostnader sänker priset på elmarknaden så att konventionell produktion blir olönsam. Det finns farhågor om att detta kan leda till underinvesteringar i konventionell produktion om inte några åtgärder sätts in.



Energy-only marknaden har svårt att leverera nödvändiga investeringar i ny produktion. Det finns vissa nackdelar med energy-only marknader. Till exempel förväntas producenterna täcka sina fasta kostnader under ett fåtal timmar när produktionsresurserna är knappa. För att detta ska ske måste höga elpriser tillåtas under ett fåtal timmar när kapaciteten är knapp. Detta är dock inte alltid politiskt genomförbart. Kapacitetsmekanismer kan vara en lösning på problemet. Ökad efterfrågefleksibilitet lyfts också fram som en möjlig lösning.

Europas elmarknad är på väg tillbaka mot centralplanering. En klar majoritet av all ny kapacitet som tillkommit de senaste åren har baserats på subventioner snarare än marknadspriser. Hittills har detta framförallt varit för förnybar produktion, men det har också börjat bli aktuellt för konventionella kraftverk och kärnkraftverk. Storbritannien är ett exempel på en marknad som blir allt mer centralplanerad med långa kontrakt för både förnybart och kärnkraft och med en kapacitetsmarknad för konventionell produktion. Ett annat exempel är Frankrike där en andel av kärnkraftsproduktionen säljs till reglerade priser.

Införandet av kapacitetsmarknader kommer att leda till ökade investeringar i ny produktion.

Införandet av en kapacitetsmarknad innebär ytterligare en intäktsström för producenterna utöver de intäkter de får från energibetalningarna. Osäkerheten för producenterna att täcka sina kostnader – och minska riskerna – minskar och det bör även leda till lägre kapitalkostnader. Om kapacitetsmarknader införs i ett land kan det leda till att investeringssignaler i närliggande länder störs så att investeringar flyttas till området med en kapacitetsmarknad. Vilket i sin tur kan leda till en minskad leveranssäkerhet i grannlandet.

Införandet av kapacitetsmarknader kommer att leda till lägre priser på grossistmarknaden.

Den ökade kapacitet som en kapacitetsmarknad leder till kommer att leda till minskade energipriser på grossistmarknaden. Om de införs okoordinerat kommer priseffekten att spilla över till grannländerna. För slutkunderna uppvägs det lägre energipriset av kostnaden för kapacitetsbetalningen.

Kostnaden för en kapacitetsmarknad kommer att öka när nya investeringar krävs.

Kapacitetspriset på en kapacitetsmarknad förväntas täcka de fasta kostnader som inte täcks av intäkter från energimarknaden. I en kapacitetsmarknad där behovet kan täckas av befintlig kapacitet förväntas kapacitetspriset begränsas av de fasta drift- och underhållskostnaderna. Om ny kapacitet behövs måste även kapitalkostnaderna inkluderas, vilket leder till betydligt högre kapacitetspriser. Den reglerande myndigheten avgör hur mycket kapacitet som behövs och inte, som nu, marknaden.

Valet mellan en strategisk reserv och en kapacitetsmarknad beror på hur ofta den förväntas användas.

Kapacitetsmekanismer kan antingen vara riktade eller omfatta hela marknaden. Riktade kapacitetsmekanismer, t.ex. den svenska effektreserven, passar för topplastanläggningar som bara behövs ett fåtal timmar per år för att klara tillfälliga lasttoppar. Dessa mekanismer har en begränsad påverkan på elmarknaden och är relativt kostnadseffektiva. Marknadsomfattande kapacitetsmekanismer, t.ex. de kapacitetsmarknader som implementeras på kontinenten, passar för kapacitet som behövs ofta, t.ex. för att hantera variationer i vindkraften. Dessa system får en betydande påverkan på elmarknaden och kan bli mycket kostsamma.



Att inkludera utlandsförbindelser i kapacitetsmarknader är långt ifrån enkelt.

Implementeringen av nationella kapacitetsmarknader i Europa riskerar att leda till snedvriden konkurrens över gränserna. Därför diskuteras det om det är möjligt att förlita sig på import i knapphetssituationer och hur nationella kapacitetsmekanismer kan inkludera bidraget från producenter utanför nationsgränserna. Ett flertal modeller har föreslagits där det antingen är producenterna i närliggande områden eller om överföringsförbindelserna som deltar i kapacitetsmarknaden. I båda fallen utgör den främsta diskussionen vem som bär ansvaret vid utebliven leverans.

Nodprissättning skulle medföra ett mer effektivt utnyttjande av elsystemet, men till minskad likviditet på elmarknaden.

I en marknad med nodprissättning används en fullständig elnätmodell för att simultant beräkna både volymer och priser i varje enskild in- och utmatningspunkt. På en sådan marknad tas hänsyn både till marknadsaktörernas bud och de resulterande flödena. Priserna i varje enskild nod kommer inte bara att reflektera produktionskostnaderna, utan även kostnaderna för överföringsbegränsningar och överföringsförluster. Nodprissättning anses leda till ett effektivare utnyttjande av elnätet. På grund av den ökade komplexiteten med många noder blir den finansiella marknaden mindre likvid. I USA har detta lösts genom att aggregera noder till så kallade hubbar.

För mer information:

Johan Bruce, Andrea Badano, Sweco

Läs vidare:

- *Ten statements about The future Power Market Design* (www.nepp.se)
- *NEPP:s resultatblad, bl.a. Kapacitetsmekanismer - stora volymer av intermittent produktion leder till ökat europeiskt intresse för kapacitetsmekanismer* (www.nepp.se)

Politiken och den ekonomiska utvecklingen påverkar elsystemets utveckling mest

Den framtida energi- och klimatpolitiken i EU och medlemsstaterna och den ekonomiska utveckling (BNP-utvecklingen) är de omvärldsfaktor som har störst påverkan på elsystemets utveckling, såväl på kort som på lång sikt.

För de flesta länder utgör de EU-gemensamma målen för växthusgasreduktion, förnybar energi och energieffektivisering de största utmaningarna. Ett antal länder, däribland Sverige, Danmark, Norge och Tyskland har därutöver formulerat egna och strängare mål. I Tyskland har man också beslutat att stänga all kärnkraft (år 2022) och kärnkraftsavvecklingsfrågan är ständigt på den politiska agendan även i vårt land, särskilt nu när flera kraftföretag beslutat om en förtida stängning av flera reaktorer.

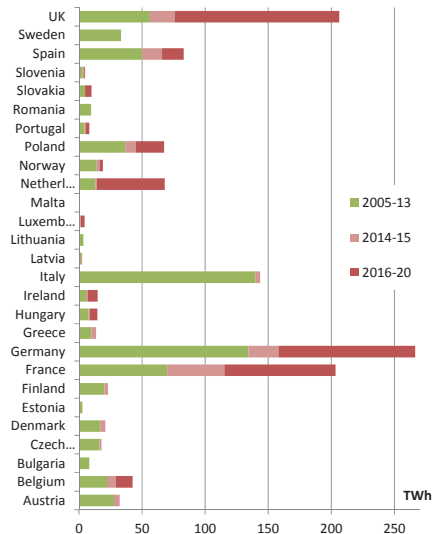
Finanskrisen 2008 och den fortsatt svaga ekonomiska utvecklingen i EU därefter har påverkat energianvändningen kraftigt. Den årliga ökning av den totala energianvändningen vi hade före 2008 har förbytts i en årlig minskning efter finanskrisen. Även elanvändningen har minskat.

EU är på god väg att nå sina 20%-mål för 2020, men det finns fortfarande osäkerheter. Klimatmålet för EU-28 för 2020 är redan nått genom att växthusgasutsläppen minskat med drygt 20% (till 2013) jämfört med 1990 års nivå. Målet om en förnybar andel på 20% är inom räckhåll och den nuvarande andelen på 15% (år 2013) är väl i nivå med de uppställda

delmålen. Ett antal stora EU-länder släpar dock efter och kan äventyra måluppfyllelsen till 2020 (se nedan). Även målet om en energieffektivisering på 20% från 2005 till 2020 är nåbart och man har hittills nått drygt halvvägs (12% till 2013). Skulle vi få en snabb ekonomisk återhämtning inom EU, skulle det dock försvåra möjligheterna att nå målet för 2020.

Flera av EU:s stora länder måste kraftigt öka takten i sina förnybara satsningar, för att EU:s mål om en 20 %-ig andel förnybar energi till 2020 skall kunna nås. Andelen förnybar energi har stadigt ökat i EU sedan lång tid. 1990 var andelen 6 %, 2005 var den 8-9 % och 2013 var den 15 %. Möjligheten att nå målet för 2020 ser därför relativt god ut.

Avgörande blir om stora länder som Storbritannien, Frankrike och Holland klarar sina mål. De har inte klarat av mer än en tredjedel av sina åtaganden mellan 2005 och 2013, dvs. under drygt halva tiden för åtagandet. Tyskland, som ofta framhållits som ett föregångsland, har bara kommit halvvägs till 2013.



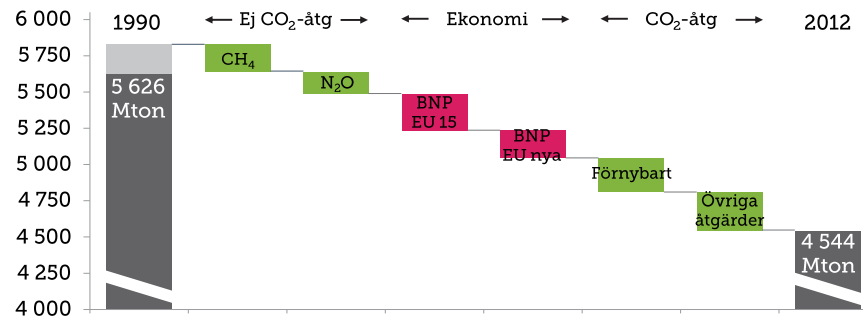
De förnybara åtagandena till 2020 för EU:s länder. Flera stora länder har ännu långt kvar till måluppfyllelse.

Den svaga BNP-utvecklingen i EU efter finanskrisen bidrar starkt till att målen kan nås. Den förklarar minst två tredjedelar av minskningen av primärenergianvändningen, som inneburit att vi nått en "energieffektivisering" i EU på 12 % (till 2013). Tillsammans med den ekonomiska nedgången i Östeuropa efter Sovjetunionens fall på 90-talet förklarar finanskrisen också cirka en tredjedel av reduktionen av växthusgasutsläppen.

BNP och det förnybara målet

Det förnybara målet påverkas mycket lite av den ekonomiska utvecklingen. Det förnybara målet är ett andelsmål med en stor nämnare (energianvändningen) och en cirka 10 gånger mindre täljare (mängden förnybart). Om nämnaren, som den gjort sedan 2005, minskar med 10% till följd av en avmattning i ekonomin ger det då bara en ökning på cirka 1% för den förnybara andelen. Ökningen i förnybar andel från 8-9% år 2005 till 15% år 2013 beror därför till helt övervägande del istället på de stora förnybara satsningar som gjorts.

Tre huvudåtgärder förklarar minst tre fjärdedelar av växthusgasreduktionen i EU mellan 1990 och 2013. Tillsammans förklarar tre huvudåtgärder, nämligen BNP-förändringarna, de förnybara satsningarna och åtgärderna för metan- och dikväveoxidreduktion, en mycket stor del av växthusgasreduktionen mellan 1990 och 2013.



En schematisk bild av orsakerna till reduktionen av växthusgaser i EU 28. Reduktionen anges i relation till en trendframskriven business-as-usual-nivå av 1990 års växthusgasutsläpp.

Elsektorn har bidragit till omställningen av energisystemet i EU-28, och man har även minskat koldioxidutsläppen från själva elproduktionen rejält. Hela den minskningen har dock skett i Östeuropa; i Västeuropas elproduktion är utsläppsminskningen liten. Sverige har dock haft låga utsläpp under hela perioden 1990-2013.

Utsläppen av CH₄ och N₂O i EU har minskat dubbelt så snabbt som CO₂-utsläppen, men dagens scenarier anger en långsammare minskningstakt till 2030 och 2050, vilket ställer allt större krav på CO₂-reduktionen i framtiden. Procentuellt sett har både metan- och dikväveoxidutsläppen minskat cirka 35 %, vilket är mer än dubbelt så mycket som de cirka 17 % som koldioxidutsläppen har minskat. Utsläppsminskningen har skett inom jordbrukssektorn, avfallshanteringen, bränsleutvinningen/bränslehanteringen och inom industrin. I Sverige har utvecklingen för utsläppen av metan och dikväveoxid varit likartad den i EU som helhet.

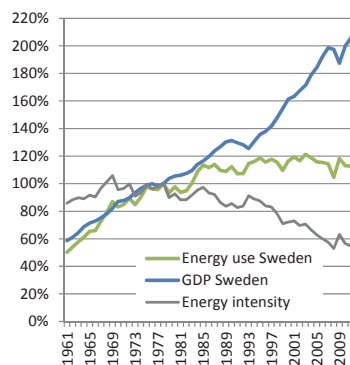
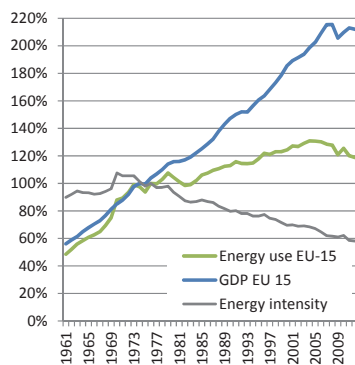
Sverige har lägst nivåer på växthusgasutsläppen per BNP i EU och det har vi haft under hela perioden 1990-2012.

Det gäller både för CO₂-utsläppen, för "icke-CO₂-gaserna" (samtat) och för de totala växthusgasutsläppen. Varje år sedan 1990 har vi haft (överlägset) lägst nivå på de totala växthusgasutsläppen, räknat per BNP. I genomsnitt har vi legat 25 % lägre än de "näst bästa" EU-länderna, Danmark och Frankrike, under alla åren sedan 1990, och 35 % lägre än EU-genomsnittet. Siffrorna för koldioxidutsläppen är snarlika, vilket är logiskt eftersom CO₂ är den dominerande växthusgasen. Mer överraskande är det då att vi också har lägst utsläpp per BNP när vi ser till (summan av) utsläppen av de övriga fem växthusgaserna, där metan och dikväveoxid dominerar. För "icke-CO₂-gaserna" har vi haft en utsläppsnivå per BNP som ligger 45 % lägre än EU 28 (i genomsnitt) sedan 1990 och 15 % lägre än "näst bästa" EU-land, som här är Österrike.

Decouplingen mellan energi och BNP är en relativt modern företeelse

och perioden med "coupling" var inte heller evighetslång. Dessförinnan rådde något vi kan kalla "pre-coupling", med energiintensiteter på nivåer flera gånger högre än dagens.

Energianvändningen har ökat i takt med BNP-utvecklingen i såväl Sverige som i EU (Västeuropa), sedan slutet av 1800-talet. Det var inte förrän under 1970-talets oljekriser som vi fick en "decoupling". Utvecklingen efter decouplingen har varit likartad i Sverige och i EU, med en fortsatt BNP-ökning i samma takt som tidigare (fram till finanskrisen) 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.



EU-kommissionen överdriver politikens betydelse för effektiviseringen

EU Commission:

"After a hesitant start, Europe's energy efficiency policy is now delivering. Framed by the 20% savings target for 2020, there is steady momentum at European and at national level... The Commission considers that it is appropriate to maintain the existing momentum and propose an ambitious efficiency target of 30% (2030)."

Källa: EU Commission Document SWD(2014) 255 final

EU-kommissionen anger, i dokument som ligger till grund för 2030-målen, att de är 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 omfattande analysunderlag, som – vilket är det anmärkningsvärda – visar det rakt motsatta: nämligen att den ekonomiska nedgången är huvudorsaken. NEPP:s analyser visar också att det är den ekonomiska nedgången som är huvudorsak.

Den rådande lågkonjunkturen kan ge falska förhoppningar om snabb måluppfyllelse.

I EU-parlamentet pågår en diskussion om att höja målnivån för energieffektivisering i EU för 2030 från 27 % till 40 %. Sveriges regering vill samtidigt öka ambitionen i EU ETS och höja klimatmålet i EU till en nivå över de 40 % minskning av växthusgasutsläppen till 2030 som EU beslutat om. Man argumenterar för att vi måste gå snabbare fram för att klara klimatomställningen och man hänvisar till att vi redan minskat såväl utsläpp som energianvändning i EU i en större omfattning och i en snabbare takt än förväntat. Man anger dock inte att en betydande del av förklaringen till att vi nått längre än förväntat ligger i finanskris och lågkonjunktur och man tar därför heller inte höjd för en allt bättre konjunktur i sin argumentation för att skärpa målen. Det kan ge falska förhoppningar om en snabb måluppfyllelse även framgent; en måluppfyllelse som kan bli mycket svår att nå om Europas ekonomi återhämtar sig och vi får en uthållig högkonjunktur.

För mer information:

Bo Rydén, Profu; Filip Johnsson, Chalmers

Läs vidare:

- NEPP:s serie av "Visste du att-blad" (www.nepp.se)
- Fem myter om energin och klimatet och tio utmaningar för Sveriges, Nordens och Europas el- och energisystem (www.nepp.se)

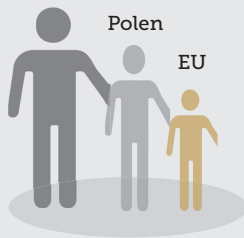
Utmaningarna att nå klimatmålen till 2030 och 2050 är mycket stora

Utmaningarna i omställningen till ett klimatneutralt energisystem i Sverige, Norden och EU är mycket stora, så stora att man kan argumentera för att möjligheten att man skall lyckas fullt ut i omställningen till 2050 är begränsad. Även en mer måttlig omställningstakt och omfattning innebär en stor utmaning. Industri och transporter är de sektorer som förväntas ställas om mest i Sverige. Här är också utmaningarna som störst.

Utmaningarna är ungefär lika stora oavsett scenario. Utmaningarna att nå klimatmålet på 40 % till 2030 och på 80-90 % till 2050 är ungefär lika stora oavsett vilken väg (scenario) man väljer och utmaningarna i Sverige och Norden är av samma storleksordning som i EU som

helhet. De största utmaningarna i omställningen är nämligen den stora omfattningen (80-90%) och den snabba takten (på 35 år till 2050). För att klara dem krävs att *alla tillgängliga åtgärder* utnyttjas, varför scenariovalet – dvs. vägen dit – blir av underordnad betydelse.

Tyskland



Tyskland har störst koldioxidutsläpp per invånare. Tyskland är det land av de sex stora länderna i EU 28, som har störst utsläpp av koldioxid per invånare. Utsläppen är 30 % högre per invånare i Tyskland jämfört med genomsnittet för de sex stora EU-länderna. Utsläppen av koldioxid i EU är idag (2012) drygt 7 ton per invånare. Det gäller såväl för hela EU 28 som för genomsnittet för de sex stora EU-länderna (Tyskland, Frankrike, Storbritannien, Italien, Spanien och Polen). Koldioxidutsläppen i Tyskland är 10 ton/invånare. I Polen, som är det land av de sex stora som har näst högst utsläppsnivå, är utsläppen 8,5 ton CO₂ per invånare.

CO₂-utsläppen måste minska mycket mer än de hittills gjort i samtliga sektorer. Hittills har en stor del av växthusgasreduktionen skett genom "icke-CO₂-åtgärder" samt som en följd av nedgångar i ekonomin. Under perioden fram till 2030 är det rimligt att anta att CH₄/N₂O-reduktionen inte blir lika stor och att ekonomin inte fortsätter att vara svag, utan istället börjar återhämta sig. Det innebär att kravet på reduktion av CO₂-utsläppen ökar kraftigt i såväl den handlande som i den icke-handlande sektorn. Vi måste – om 2030-målet skall kunna nås – säkerligen åstadkomma en CO₂-reduktion under de kommande 15 åren i EU som är minst dubbelt så stor som den vi haft under de gångna 25 åren, från 1990 fram tills idag. Och vi måste fortsätta i den takten ytterligare 20 år om vi också skall nå målet för 2050.

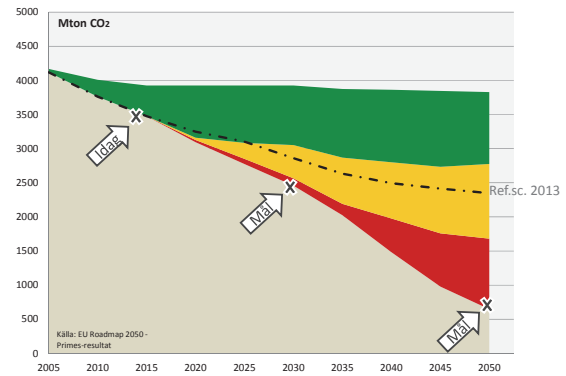
Utmaningarna i omställningen av industrin är mycket stora. En branschvis analys för svensk industri visar att man – med konventionella åtgärder – endast kan minska dagens utsläpp av koldioxid med 5-10 % i branscher som raffinaderi/kemi- och cementindustrin. Skall man komma längre krävs helt nya åtgärder, t.ex. CCS och råvarubyten. Det kan innebära en radikal strukturomläggning med mycket osäker lönsamhet som följd. Även inom järn- och stålindustrin och gruvindustrin är utmaningarna mycket stora, medan papper- och massaindustrins omställning innebär måttligare utmaningar.

För mer information:

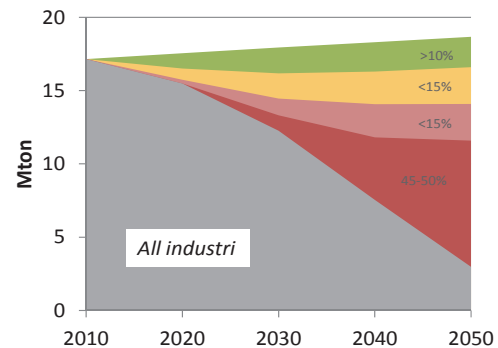
Bo Rydén, Håkan Sköldbberg, Profu

Läs vidare:

- NEPP mid-term report (www.nepp.se)
- NEPP Progress Report, Part 2 (www.nepp.se)



Utmaningarna för reduktionen av koldioxidutsläpp i EU-28 för 2030 och 2050. Utmaningarna har värderats med NEPP-projektets scorecardmetod. Grönt anger "måttlig utmaning" och rött anger "mycket stor utmaning". (EU:s referensscenario angivet som en jämförelse.)



Utmaningarna för reduktionen av koldioxidutsläpp i svensk industri som helhet.

ÅTGÄRDER FÖR UTSLÄPPSMINSKNING

- Grön:** Befintlig teknik & åtgärder, med måttliga kostnader
- Gul:** Befintlig teknik och åtgärder (BAT), med relativt stora kostnader och/eller processförändringar
- Ljusröd:** Befintliga eller nya åtgärder och teknik nära kommersialisering, som medför omfattande investeringar och/eller processändringar
- Röd:** Nya åtgärder och ny teknik, som idag delvis är på FoU-stadiet

Utmaningarna i omställningen av transportsektorn är mycket stora. Det svenska målet om en fossilbränsleoberoende fordonsflotta år 2030 är också mycket ambitiöst. Målet kan inte uppnås utan kraftfulla åtgärder och omställningen måste påbörjas nu. Samtidigt kan vi konstatera att vår svenska ambition om en snabb omställning av

transportssystemet inte alls överensstämmer med EU:s. EU Roadmap anger en mycket blygsam omställning till 2030, cirka 20% koldioxidreduktion, och anger istället perioden 2030-2050 som den huvudsakliga omställningsperioden för transportsektorn i EU.

Ett fossilbränsleoberoende transportsystem

På uppdrag av Elforsk och Svensk Energi utarbetades under 2012, i ett parallellprojekt som NEPP samverkade med, en Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem i Sverige år 2030. Syftet med arbetet, som bedrevs i en bred samverkan med ett fyrtiotal organisationer, var att visa på vilka åtgärder, vägval, beslut och styrmedel som kommer att krävas för omställningen. Här redovisas några utvalda resultat från arbetet:

- **Det går att minska användningen av fossila drivmedel med upp till 80 % jämfört med idag,** förutsatt att omställningen startar omedelbart och att mycket kraftiga styrmedel införs. Utmaningen i att lyckas är dock mycket stor. Den statliga "FFF-utredningen" och Trafikverket kommer i sina utredningar kring "fossilbränsleoberoendemålet" till liknade ett resultat.

- **Alla åtgärdstyper behövs.** För att klara en så stor och snabb omställning av transportsystemet krävs det att alla typer av åtgärder övervägs och används. Det räcker inte med att endast effektivisera fordon och byta drivmedel. Även transportbehovsminskningar, som kan åstadkommas genom att t.ex.

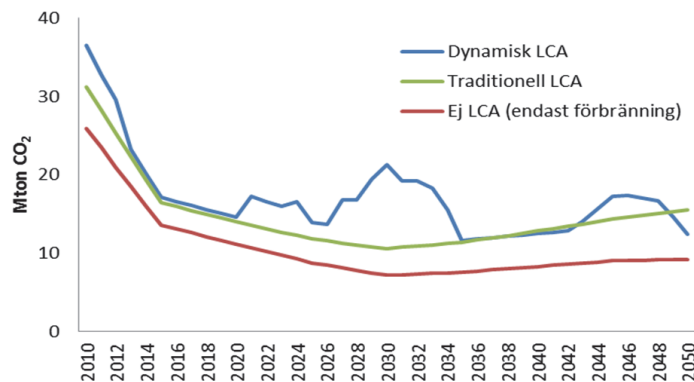
planera samhället mer transporteffektivt, och överflyttning till mer energieffektiva trafikslag kommer att krävas.

- **Eldrift av både personbilar och tunga fordon är av stor betydelse för omställningen av transportsystemet.** Tack vare sin energieffektivitet som drivmedel och möjligheten att även inom elproduktionen radikalt minska användningen av fossila bränslen bedöms el vara av stor betydelse för omställningen av transportsystemet i hela EU. I Roadmapen för Sverige antas det användas 2,5 TWh el för personbilsflottan år 2030, motsvarande ca 1 miljon elfordon. Både "rena" elfordon och elhybrider utnyttjas. Eldrift införs i Roadmapen även i tunga fordon och år 2030 har transportsektorns totala elanvändning ökat från dagens 3 TWh till nästan 9 TWh. De största hindren för en stor introduktion av elfordon idag utgörs av priset på fordonen, dagens tekniska begränsningar vad gäller batteridrift och en avsaknad av laddinfrastruktur. Om man fortsätter elfordonsutvecklingen till år 2050 anger Roadmapen en volym på ytterligare 7 TWh el till såväl lätta som tunga fordon. Den totala elanvändningen skulle då vara i storleksordningen 15 TWh/år.

10 Vidgad klimatanalys ger nya insikter, och stärker samtidigt NEPP:s resultat och slutsatser

Klimatpåverkan domineras av utsläpp från förbränning

I ett livscykelperspektiv domineras klimatpåverkan från det nordiska elsystemet av växthusgasutsläpp från förbränning i kondens- och kraftvärmeverk. I samtliga scenarier minskar dessa utsläpp, från en redan låg nivå (sett i ett internationellt perspektiv). Utsläpp från exempelvis hjälpenergi, utvinning och transport av bränslen utgör idag cirka 20% av de totala utsläppen – och på sikt upp till 40% – beroende på scenario, teknikutveckling och tidsperiod (se figur). För klimatet har det även betydelse när i tiden utsläppen sker. Traditionell livscykelanalys tar inte hänsyn till detta och klimatpåverkan underskattas således i närtid, vilket framgår av figuren nedan.



Figuren visar resultat från beräkningar av koldioxidutsläpp från NEPP-scenariot Green Policy på tre olika sätt:

- 1) livscykelperspektiv med hänsyn tagen till när i tiden utsläppen sker (blå linje = dynamisk LCA-beräkning).
- 2) livscykelperspektiv på traditionellt sätt (grön linje = traditionell LCA) samt
- 3) utan livscykelperspektiv (röd linje = endast utsläpp från förbränning).

Dubbel nytta att ta tillvara på metan från deponier

Koldioxid utgör den dominerande källan till växthusgasutsläpp från energisektorn. Små mängder metan, lustgas och fluorerade gaser bidrar också. Metanutsläpp kommer till exempel från avfallsdeponier och insamling av deponigas kan således både minska utsläpp av en kraftfull växthusgas och ersätta användning av fossila bränslen för energiändamål.

Den stora metanreduktionen vid energiåtervinning från avfall står dock avfallsförbränningen för, genom att avfallet förbränns istället för att deponeras.

Tidsaspekten är viktig för hur bibränslets klimatprestanda bedöms

Idag värderas bibränslen ofta som klimatneutrala eftersom den koldioxid som släpps ut vid förbränning en gång tagits upp av växande biomassa. Användning av bibränslen påverkar dock klimatet exempelvis genom förändring av biogena kollager och utsläpp från hjälpenergi. Dessutom tidigare lägs utsläpp av biogen koldioxid när biomassan förbränns istället för att brytas ned i naturen. Denna tidsaspekt påverkar starkt klimatprestanda för bibränslen. NEPP-resultat visar att oavsett tidshorisont är GROT bättre än stubbar som i sin tur är bättre än kol. Ju längre tidshorisont som antas desto större blir skillnaden mellan bibränslen och kol.

Biobränslenas klimatneutralitet är idag ifrågasatt på flera håll, men förnybara styrmedel kan ändå göra dem konkurrenskraftiga.

I NEPP har vi, i en särskild modellstudie, analyserat vad som skulle ske om även biobränslenas koldioxidutsläpp inkluderades i utsläppsprätts-handels-systemet. Modellresultaten visar, föga överraskande, att vi då får (något) svårare att nå våra klimatmål i Sverige och Norden. Vi får också en påverkan på energisystemets utveckling, men denna blir relativt måttligt eftersom elcertifikatsystem och förnybardirektiv fortfarande ger en betydande stimulans till användningen av biobränslen. Användningen blir dock inte lika stor i dessa scenarier som i grundscenarierna (där biobränslena antas vara klimatneutrala). Istället ökar användningen av exempelvis vindkraft och värmepumpar. Både elpriset, CO₂-priset och certifikatpriset stiger, vilket också stimulerar energieffektivisering något mer.



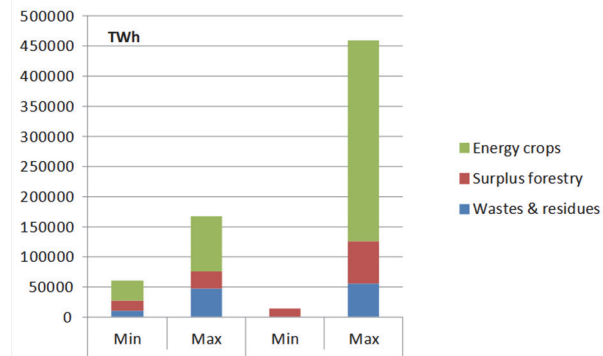
Den globala bioenergipotentialen är stor

Den globala biobränsletillgången kan – på lång sikt - bli mycket stor, och utgör egentligen inget hinder för ökad andel biobränslen. Den framtida miljövärderingen av biobränslen och dess "utrymme" i energisystemet utgör mer potentiella/påtagliga begränsningar.

Sammanställningar av bedömningar av den globala potentialen för biomassa uppvisar mycket stor spridning, 0 – 1600 EJ år 2050 (0-450 000 TWh), beroende på vilka antaganden som görs. Markyta för energigrödor, befolkning, vegetarisk eller animalisk kost, avkastningen per hektar, utnyttjande av jordbruksavfall och skogsbrukets intensitet är sådant som påverkar potentialen. Den globala biomassapotentialen kan jämföras med 2008 års totala globala primärenergiltillförsel som uppgick till 550 EJ. År 2050 uppskattas den ha ökat till 600-1040 EJ.

I de bedömningar som uppvisar störst potential så utgörs den största andelen av "odlad" biobränsle, energigrödor, medan potentialen för skogsbränslen är begränsad.

Den globala biomassapotentialen kan också jämföras med dagens (2012) globala användning av biomassa för energiändamål som uppgår till 53 EJ. Av detta utgör 34 EJ traditionell bränsleved eldad med primitiv utrustning. 6 EJ används för elproduktion.



På global nivå finns därmed av allt att döma tillräckliga mängder biomassa för att stabilisera CO₂-utsläppen. Det framgår om man ställer biomassapotentialberäkningar mot användningsscenarioer med stabiliserade CO₂-utsläpp som mål. Sammanställningar av scenarioarbeten där målet är att stabilisera CO₂-halten i atmosfären inom intervallet 440-600 ppm år 2100, uppvisar en global biomassaanvändning för energiändamål på drygt 100 EJ.

Det finns egentligen ännu inte någon etablerad internationell marknad för biobränslen. År 2010 uppgick den totala internationella biobränslehandeln till 0,3 EJ, varav 2/3 utgjordes av handel inom Europa.

För mer information:

Jenny Gode, Lars Zetterberg, IVL; Mattias Bisaillon, Profu

Läs vidare:

- *Climate impact of long-term energy scenarios - Dynamic calculations* (www.nepp.se)
- *Progress Report, Part 2* (www.nepp.se)

Litteraturlista över NEPP:s publikationer

Temaböcker:

- "15 slutsatser om Elsystemets utveckling i Norden och Europa". (2015)
- "Ten statements about The future Power Market Design". (2015)
- "20 resultat och slutsatser om Elanvändningen i Sverige". (2015)
- "Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem" (2016)
- "Elsystemets utveckling i Norden och Europa". (2016)
- "The future Power Market Design". (2016)

Syntesrapporter:

- "NEPP mid-term report" (2012) *(innehåller fem delrapporter)*
- "Executive summary of NEPP mid-term report" (2012)
- "Tolv påståenden i halvtid" (2012)
- "Progress Report, Part 1". (2013) *(innehåller 10 delrapporter)*
- "Progress Report, Part 2". (2013) *(innehåller 15 delrapporter)*
- "20 findings : summary reports" / 20 påståenden och slutsatser : resultatsammanfattning" (2013)

NEPP-rapporter:

- "Beskrivning av de konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet" (2013)
- "Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning i dag och i framtiden" (2013)
- " Utmaningarna i klimatomställningen inom industrin och transportsektorn" (2013)
- "Hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sveriges gränser påverkar behovet av smarta elnät i Sverige (2013)

"Översiktlig bedömning av teknikutveckling och tillämpning inom nyckelområden som ställer nya krav på att elnäten utvecklas – elfordon, vindkraft, solceller och energilagring" (2013)

"Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågeflexibiliteten bättre" (2014)

"Analys av vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta nät" (2014)

"Bedömning av det bidrag som smarta elnät kan ge för att uppfylla energi- och klimatmål" (2014)

"Fördjupad scenarioanalys och kvantifiering av rådets fyra scenarier (2014)

"Krav på framtidens elnät – smarta nät. (2014)

"Teknik för smarta elnät för själva elnäten. Kartläggning och behovsanalys" (2014)

"Climate impact of long-term energy scenarios – Dynamic calculations" (2014)

"På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige. En studie om behov av reglerkraft och överföringskapacitet" (2014)

"Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem, del 1" (2014)

"5 myter om energin och klimatet och 10 utmaningar för Sveriges, Nordens och Europas el- och energisystem". (2014)

"Studie av sannolikhet för hög elförbrukning, effektbrist, effektvärden och höga elpriser " (2015)

"Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050" (2015)

"Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem, del 2" (2016)

Resultatblad:

"Nordic Energy Technology Perspectives (Nordic ETP)

"Evaluating the Customer's Benefits of Hourly Pricing based on Day- Ahead Spot Market Optimization

"Stochastic Model of Electricity Retailer Incorporating Aggregated Electric Vehicle Charging Uncertainty"

"An Extended OPF Incorporating Multi-Terminal VSC-HVDV and Its Application on Transmission Loss Evaluation"

"Wind Power Capacity Credit optimization"

"Model Analysis of Alternative CO₂ Emission Coefficients of Solid Biomass "

"Increased power export from Sweden to Germany due to nuclear phase out policy - transmission network considerations"

"Linking techno-economic modeling of Europe's electricity sector to large-scale CCS infrastructure optimization "

"Abundance of natural gas - increased supply of shale gas"

"Four main scenarios - a proposal"

"Prospects for radical reductions of CO₂ emissions from large industrial emission sources in the EU"

"Capacity mechanisms : revived interest in capacity mechanisms throughout Europe in the face of high volumes of intermittent generation"

"Different time scales for studies of power system performance"

"Wind power in Ireland and USA - workshop report"

"Impact of the German nuclear phase-out - models results"

"Wind energy will grow - but how much?"

"The development of European electricity supply under climate-policy constraints"

"Market rules for electricity trade between Nordic countries and the continent, including legal preconditions for Merchant links"

"The role of electricity transmission and interconnectors"

"Increase in Nordic electricity export towards 2030 – selected results from recent studies"

"Hydro power as a balance resource - for increasing amounts of wind power: possibilities and limitations"

"Betydelsen av elöverföring mellan och inom länder"

"Kapacitetsmekanismer - stora volymer av intermittent produktion leder till ökat europeiskt intresse för kapacitetsmekanismer"

"Hur utvecklingen av kraftsystemet utanför Sverige påverkar vårt behov av smarta elnät"

"Ökad nordisk elexport till 2030 : - en syntes av resultat från genomförda studier"

"Marknadsregler för elhandel mellan de nordiska länderna och kontinenten, inklusive lagstiftning och för privatägda transmissions-ledningar"

"Vindkraften kommer att öka - men hur mycket?"

Visste du att?

Faktablad om resultat från NEPP:s statistikanalys av den historiska utvecklingen, bl.a. om:

- Tre huvudåtgärder förklarar minst tre fjärdedelar av växthusgasreduktionen i EU mellan 1990 och 2013.
- Utsläppen av CH₄ och N₂O har minskat dubbelt så snabbt som CO₂-utsläppen.
- Elsektorn har bidragit till omställningen av energisystemet i EU, och även minskat koldioxidutsläppen från elproduktionen rejält. Hela den minskningen har skett i Östeuropa.
- Flera av EU:s stora länder måste kraftigt öka takten i sina förnybara satsningar, för att EU:s mål om en 20 %-ig andel förnybar energi skall kunna nås.
- För att nå EU:s förnybarhetsmål för 2030 behöver Sverige inte mycket mer förnybar energi än vad vi redan har, om målet skulle bördefördelas som 2020-målet.
- Tyskland är det land av de sex stora länderna i EU 28, som har störst utsläpp av koldioxid per invånare.
- Sverige är det land i EU som har lägst nivåer på växt-husgasutsläppen per BNP, och det har vi haft under hela perioden 1990-2012.
- Europas ekonomi har återhämtat sig från alla BNP-nedgångar de senaste 150 åren.
- Decouplingen mellan energi och BNP är en relativt modern företeelse.

NEPP – ett forskningskluster i bred samverkan

NEPP:s forskning bedrivs i nära samverkan med ett flertal internationella och nationella forskningsprojekt som är verksamma inom NEPP:s fokusområden. Projektet utgör också en forskningsresurs för statliga utredningar, råd och kommissioner. Nedan anges verksamheter och projekt som NEPP samverkat med under sin första etapp:

- Samordningsrådet för smarta elnät (tillsatt av regeringen)
- Nordisk ETP 2013 och 2016 (under ledning av IEA och Nordisk Energiforskning)
- IEA Wind – Task 25 (en samverkan mellan 25 länder och organisationer under IEA:s ledning)
- The Nordic Wind Integration Research Network – NWIN (med bidrag från Nordisk Energiforskning)
- Vägval el (under ledning av IVA, Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien)
- Market Design och EFORIS (elmarknadsprogram under Elforsks resp. Energiforsks ledning)
- Pathways to Sustainable European Energy Systems (internationellt projekt under ledning av Chalmers)
- Capacity Markets in Europe: Impacts on Trade and Investments (samverkansprojekt under ledning av Sweco)
- El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna (Fjärrsynprojekt under ledning av Profu)
- Värmemarknad Sverige (samverkansprojekt under ledning av Profu)
- Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem (samverkansprojekt under ledning av Svensk Energi och Elforsk)

För mer information om innehållet i de olika kapitlen i denna skrift

Bo Rydén, bo.ryden@profu.se

Håkan Sköldberg, hakan.skoldberg@profu.se

Thomas Unger, thomas.unger@profu.se

Mattias Bisailon, mattias.bisailon@profu.se

Filip Johnsson, filip.johnsson@chalmers.se

Jenny Gode, jenny.gode@ivl.se

Lars Zetterberg, lars.zetterberg@ivl.se

Johan Bruce, johan.bruce@sweco.se

Sara Hollmén, saara.hollmen@sweco.se

Magnus Lindén, magnus.linden@sweco.se

Andrea Badano, andrea.badano@sweco.se

Lennart Söder, lennart.soder@ee.kth.se

Sture Larsson, sture.harald.larsson@gmail.com

Johan Bladh, johan.bladh@vattenfall.com

88 guldkorn – en sammanfattning av resultat och slutsatser från NEPP:s första etapp

NEPP (North European Power Perspectives) är ett sammanhållet multidisciplinärt forskningsprojekt om utvecklingen av elsystemen och elmarknaden i Sverige, Norden och Europa i tidsperspektiven 2020, 2030 och 2050. Verksamheten genomförs av välmeriterade forskare och analytiker.

Projektet startade under våren 2011 och pågår i nuvarande etapp till mars 2016. Denna skrift sammanfattar de viktigaste slutsatserna och resultaten från de femtiotal temaböcker, rapporter och övriga resultatredovisningar som publicerats under projektiden, under följande rubriker:

- Elsystemets spelar en alltmer central roll i omställningen av energisystemen.
- Elanvändningen i Sverige – hur utvecklas den i framtiden?
- Eleffekten i nytt fokus när spelplanen ritas om.
- Kraftsystemets reglerförmåga står inför nya och stora utmaningar.
- Efterfrågefleksibiliteten blir viktigare och får nya funktioner.
- Smarta elnät – en utveckling som pågått längre.
- Elmarknaden står vid ett vägskäl.
- Politiken och den ekonomiska utvecklingen påverkar elsystemets utveckling mest.
- Utmaningarna att nå klimatmålen till 2030 och 2050 är mycket stora.
- Vidgad klimatanalys ger nya insikter, och stärker samtidigt NEPP:s resultat och slutsatser

