



# LUND UNIVERSITY

## Elmarknadens omvandling

### Reglering, vägval och drivkrafter för elsystemets utveckling till 2050

Åhman, Max

2016

*Document Version:*  
Förlagets slutgiltiga version

[Link to publication](#)

*Citation for published version (APA):*

Åhman, M. (2016). *Elmarknadens omvandling: Reglering, vägval och drivkrafter för elsystemets utveckling till 2050*. Lund University.

*Total number of authors:*

1

#### General rights

Unless other specific re-use rights are stated the following general rights apply:

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

Read more about Creative commons licenses: <https://creativecommons.org/licenses/>

#### Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

LUND UNIVERSITY

PO Box 117  
221 00 Lund  
+46 46-222 00 00



LUND  
UNIVERSITY

Department of Technology and Society

*Environmental and Energy Systems Studies*

# Elmarknadens omvandling

---

*Reglering, vägval och drivkrafter för elsystemets utveckling till 2050*

Max Åhman

*Avd. miljö- och energisystem, Lunds tekniska högskola*

Rapport nr 96

Mars 2016



**LUNDS**  
UNIVERSITET

Copyright © Max Åhman, 2016

Miljö och energisystem, Lunds universitet  
ISSN 1102-3651  
ISRN LUTFD2/TFEM--16/3087--SE + (1-60)  
ISBN 978-91-86961-22-0

Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från	Dokumentnamn
Lunds tekniska högskola vid Lunds universitet	Rapport 96
Institutionen för teknik och samhälle	Utgivningsdatum
Miljö- och energisystem	Mars 2016
Box 118	Författare
221 00 Lund	Max Åhman
Telefon: 046-222 00 00	

Dokumenttitel och undertitel
Elmarknadens omvandling – reglering, vägval och drivkrafter för elsystemets utveckling bortom 2050

Sammandrag

Elsystemet står inför en stor förändring som kommer av omställningen till ett utsläppsfritt samhälle. Elsystemet är en central del av vår samhällsliga infrastruktur och dess utveckling har till stor del styrts av politiska beslut även om marknaden fått allt större utrymme sedan 1990-talet. Stora tekniska system utvecklas alltid i samklang med samhällets institutioner där samhällets ramar och regleringar både anpassas efter tekniken och påverkar vilken teknik som utvecklas. Dagens omställning är ett tydligt exempel på detta.

Rapporten tar som utgångspunkt att vi 2050 ska ha ett *utsläppsfritt* energisystem och analyserar från det hur elsystemet kan förändras och vilka krav detta ställer dels på samhällets institutioner i form av stöd till utveckling, reglering av marknadsregimer m.m. och dels på nya affärsmodeller hos marknadens aktörer såsom elbolag, energitjänsteföretag m.fl.

Ett framtida elsystem utan CO<sub>2</sub> utsläpp kan utvecklas efter tre principiellt olika (men inte uteslutande) spår; (i) centraliserat, storskaligt med fossil energi med CCS eller kärnkraft; (ii) centraliserat, storskaligt förnybart med vind- och solkraftparker; eller ett (iii) decentraliserat förnybart system med kraftverk i mindre skala. Dessa tre spår kommer att kräva olika marknadslösningar och regleringar. Graden av centralisering/decentralisering och skalan på produktionsanläggningarna är de viktigaste parametrarna. I dagsläget styr klimat- och energipolitiken inom EU mot ett system byggt på förnybar variabel el som har helt annan karaktär jämfört med det system som byggdes upp under 1900-talet baserat på stora reglerbara och centrala kraftverk.

Ett förnybart elsystem ställer stora krav på både elbolag och regleringar som behöver anpassas efter den nya tekniken. Utvecklingen av elsystemet hittills har formats av den övergripande klimat- och energipolitiken och valet står nu mellan att bejaka en fortsatt förändring mot ett mer decentraliserat elsystem eller att bevara den existerande strukturen med stora centrala kraftverk. Samhället kan inte vara teknikneutralt i den här utvecklingsprocessen. Det framtida elsystemets tekniska utformning kommer att definieras av de strategiska val samhället gör i utformning av regler och styrmedel. Att det är mer än bara klimatmål som styr politiskt märks tydligt inom EU om man jämför medlemsländernas och EU-kommissionens respons på utmaningarna hittills. Oavsett vilka val som görs står det dock klart att elsystemets i framtiden kommer ha betydligt större fokus på distributionsdelen och på användarna jämfört med idag.

Nyckelord

Elsystemet, förnybar el, institutioner, omvandling, reglering, elmarknad

Sidomfång 60	Språk Svenska	ISRN LUTFD2/TFEM--16/3087--SE + (1-60)
ISSN 1102-3651	ISBN 978-91-86961-22-0	

Intern institutionsbeteckning: IMES/DESSS Rapport nr 96

## Förord

Rapporten ingår i projektet ”energisystem under omvandling” finansierat av Göteborgs energi´s forskningsstiftelse som en av tre delar. De andra delarna är en studie om teoretisk utveckling av ”transition teorier” och genomförs av Oscar Svensson och en studie om visionerna roll vid demonstrationsprojekt som genomförs av Alexandra Nikoleris. Dessa tre delar disparata delar ingår projektet att försöka greppa och förstå de förändringar som sker just nu i hela energisystemet.

Rapporten är ett första steg i att förstå hur styrmedel och bredare institutioner påverkar och påverkas av teknikförändring. Elsystemet är förnärvarande i en omvandlingsfas med stor risk att denna rapport kommer redan om något år vara föråldrad, men detta är inte säkert.

Rapporten har skrivits av Max Åhman och kritiska kommentarer har lämnats av Per Svenningsson, bägge på miljö- och energisystem, LTH

Lund, Mars 2016

Finansierat av:



**Ordlista:**

**ESCOs:** eng. "Energy Services COmpanies"; energitjänsteföretag

**CCS;** eng. "Carbon Capture and Storage"; Koldioxidinfångning och lagring

**DSO;** Distribution System Operator; den driftansvarige för distributionsnätet (mellan- och lågspänning)

**EU ETS;** eng. European Union Emission Trading System; EUs utsläppshandelssystem

**HVDC;** High Volatage Direct Current; Högspänningsnät med likström

**HVAC;** High Voltage Alternate Current; Högspänningsnät med växelström

**Micro-nät:** mindre elnät som knyter samman flera små producenter eller endast t.ex. en större anläggning.

**Prosumenter.** Sammanfogning av orden producent och konsument, enskilda elkunder som både konsumerar el och som producerar egen el

**TSO:** Transmission System Operator; den driftansvarige för transmissionsnätet (högspänning)

**Vehicle-to-Grid (V2G);** Elfordon som kan agera elbuffert för elnätsystemet. Vehicle tog rid anses på att elfordonet batteri och elmotor kan användas för att leverera el *ut* till nätet också

**Power-To-Gas;** att omvandla elkraft till metan eller väte via antingen en Sabatierprocess eller via elektrolys

**Power-To-Heat;** att omvandla elkraft till värme

## SAMMANFATTNING

Dramatiska förändringar sveper in över elsystemen i Europa. För några år sedan gjorde flertalet av de stora traditionella elbolagen mångmiljardvinster men idag har dessa vinster förvandlats till röda siffror i boksluten. Förändringarna kan tyckas plötsliga men effekterna är resultatet av en ganska långsam process som pågått i flera år och drivits av både politiken (medvetet och omedvetet) samt av externa faktorer som tillsammans förändrat förutsättningarna på elmarknaderna. Det elsystem med dess institutionella ramverk som EU och Sverige har idag är uppbyggt kring de stora centrala och planerbara kraftverk som byggdes från 1945 och framåt men som nu utmanas av en snabb introduktion av många små, decentraliserade och icke planerbara kraftverk. Det som drivit förändringen de senaste 20 åren är främst den förda klimat – och energipolitiken. Klimatproblemet har en unikt långsiktig planeringshorisont som sträcker sig bortom 2050.

Rapporten analyserar samspelet mellan institutioner och teknikutvecklingen inom EUs nya elsystem och diskuterar vägval för Sverige. Syftet med rapporten är att beskriva förändringarna och diskutera framtida utvecklingsvägar och analysera hur utformning av institutioner (styrmedel och marknadsreglering) och teknisk utveckling samverkar och påverkar vilka valmöjligheter vi kommer att ha efter 2030.

Ett framtida elsystem utan CO<sub>2</sub>-utsläpp kan utvecklas efter tre principiellt olika (men inte uteslutande) spår; (i) centraliserat, storskaligt med fossil energi med CCS eller kärnkraft; (ii) centraliserat storskaligt med t.ex. vindkraftparker; eller (iii) decentraliserat med kraftverk i mindre skala. Dessa tre principiellt olika utvecklingsspår är fortfarande alla möjliga till 2050 och påverkar elsystemets struktur och olika.

För att hantera förnybar el behöver elsystemet utvecklas mot ökad flexibilitet i samtliga delar (produktion, överföring, konsumtion) och inte som idag där endast de planerbara stora kraftverken står för flexibiliteten i system. Systemet behöver tidsflexibilitet på kort och på lång sikt, geografisk flexibilitet via bättre transmission och distributionsnät, samt användarflexibilitet via efterfrågerespons och utveckling av lokala lösningar (inklusive t.ex. små batterier). Det är tekniskt inga större problem integrera stora mängder förnybar icke-planerbar energi på längre sikt. Det handlar om att hinna anpassa systemet och att utveckla de lösningar som idag är inom räckhåll men för detta krävs både teknikutveckling och utveckling av det institutionella ramverket i form av regelverk för elmarknaden och stödformer för t.ex. förnybar energi, energilager m.m. Lagringsteknik (batterier, power-to-gas m.m.) och efterfrågerespons är områden som utvecklas mycket snabbt idag. Det finns även redan idag många lösningar för att öka flexibiliteten i systemet men dessa är under rådande förutsättningar olönsamma i Sverige. I länder med mer akuta problem som Danmark och Tyskland pågår utvecklingen för fullt.

Den övergripande klimat- och energipolitiken kan inte vara teknikneutral och utformningen av stödssystem och regelverk för marknader kommer att påverka elsystemets tekniska utveckling i framtiden. Mycket av förändringarna de senaste 20 åren har varit en medveten effekt av politiska val men mycket har också ”bara hänt” eller inte kunnat förutses. Idag står många länder inom EU inför ett strategiskt val mellan att värna den existerande strukturen på elsystemet med kapacitetsmekanismer eller att satsa på förnyelse (inkl. nya stödformer) för att ge starkare incitament till t.ex. aggregatorer och nya tekniska lösningar såsom energilager. Norden har särskilda förutsättningar med stor andel planerbar vattenkraft i systemet vilket ger oss tid samtidigt som lösningar främst utvecklas i länder med mer akuta problem.

# Innehåll

<b>Förord</b> .....	4
<b>SAMMANFATTNING</b> .....	6
Innehåll.....	7
1 Inledning.....	9
2 Teknikutveckling och institutionell förändring.....	10
3 Elsystemets framväxt och framtid.....	12
3.1 En kort historik.....	12
3.2 Elmarknaden sedan avregleringen.....	14
3.2.1 Olika politiska mål för elsystemets utveckling.....	16
3.2.2 Utsläppsfri elproduktion.....	16
3.2.3 Teknikutvecklingen generellt.....	18
4 Utmaningar med variabel el – effekt och energi.....	20
4.1 Ett framtida flexibelt elsystem?.....	23
5 Teknik för att skapa ett flexibelt elsystem.....	25
5.1 Tidsflexibilitet (energilager).....	25
5.1.1 Mekaniska lager (pumpkraftverk och tryckluft).....	26
5.1.2 Elektriska lager (kapacitorer, elektromagneter etc.).....	26
5.1.3 Gaslager (metan, väte power-to-gas).....	26
5.2 Geografisk flexibilitet (ledning).....	27
5.2.1 Transmissionsnätet ger ökad geografisk flexibilitet.....	27
5.2.2 Flexibilitet i distributionssystemet – integrera mot användarna med smarta nät.....	28
5.3 Användarflexibilitet (styra efterfrågan efter produktionen).....	29
5.3.1 Hushåll:.....	29
5.3.2 Värmesektorn:.....	30
5.3.3 Transport:.....	30
5.3.4 Industri:.....	31
5.4 Utvecklingen av teknik för flexibilitet inom elsystemet.....	32
6 Marknader för att hantera variabilitet.....	33
6.1 Påverkan på elbörsen.....	33
6.2 Påverkan på kapacitetsbehovet.....	35
6.3 Påverkan på värdekedjor och affärsmodeller.....	37
6.3.1 Dagens reglerade värdekedja och nya behov.....	38
6.3.2 Framväxt av en ny värdekedja ?.....	38
7 Utsläppsfritt eller förnybart – effekter på elsystemets struktur.....	40
8 Mot noll-utsläpp 2050 inom EU: olika sätt att hantera förändringen.....	43



8.1	EU - koordinerar och håller i takt-pinnen ? .....	43
8.2	Tyskland - Energiewende och Energy-only market 2.0 .....	44
8.3	Storbritannien – Marknadsambivalens och kapacitetsmarknader .....	45
8.4	Frankrike – Centralt, kärnkraft och kapacitetsmarknader.....	45
8.5	Danmark – Mot 100 % förnybart med ökad integration.....	46
8.6	Sverige- ”Vänta och se” och smarta nät .....	47
8.7	Olika förutsättningar och visioner ger olika nationella strategier .....	48
9	Diskussion – strategiska val i energi- och klimatpolitiken.....	50
9.1	Generella styrmedel eller riktade mål mot förnybart ? .....	50
9.2	Ny elmarknadsmodell – Energy-only 2.0 eller kapacitetsmarknad ?.....	51
9.3	Sverige och Norden 2020 till 2050 .....	52
9.3.1	Integration med övriga EU eller ”nordisk ö”.....	52
9.3.2	Sverige till 2050 ? .....	52
10	Slutsatser.....	55
11	Referenser.....	56

# 1 Inledning

Dramatiska förändringar sveper in över elsystemen i Europa. För några år sedan gjorde flertalet av de stora traditionella elbolagen mångmiljardvinster men idag har dessa vinster förvandlats till röda siffror i bokslutet. En omstrukturering inom branschen har börjat med bl.a. EON som delats i två bolag och Vattenfall som meddelat att man byter strategisk inriktning och har för avsikt att i förtid avveckla sina äldre kärnkraftverk på grund av bristande lönsamhet samt att sälja sitt innehav av brunkol. Bägge dessa förändringar innebär avskrivningar på flera miljarder<sup>1</sup>. Förändringarna kan tyckas plötsliga men effekterna är resultatet av en ganska långsam process som pågått i flera år och drivits av både politiken (medvetet och omedvetet) samt av externa faktorer som tillsammans förändrat förutsättningarna på elmarknaderna.

De idag stora framtidsfrågorna som har drivit på omställningen och som kan förväntas fortsätta driva omställningen i många år till är framförallt klimatfrågan och den starkt sammankopplade (men inte helt samma) energifrågan. Frågan om vilken energimix vi behöver ha i Sverige och Norden har alltid funnits med på den politiska dagordningen med sedan frågan om kärnkraften och oljekriserna på 1970-talet har den Svenska energipolitiken främst drivits av att vi behöver mer inhemsk och förnybar energi. Sedan slutet på 1980-talet har energipolitiken kompletterats av klimatfrågan som drivit i samma riktning.

Klimatproblemet har en unikt långsiktig planeringshorisont som sträcker sig bortom år 2050. Trots att elsystemen är tekniskt sett ”tröga” och förändras sakta så kommer stora delar av vår elproduktionskapacitet i Sverige att vara utbytt till 2050. Detta ger oss en unik möjlighet att diskutera vilket typ av elsystem som är rimligt och som krävs för att klara klimatfrågan. Förutsättningarna till vad som kommer att utvecklas och slutligen investeras i sätts till en del av de politiska ramverk som finns och hur detta utvecklas de kommande 20 åren.

Rapporten analyserar samspelet mellan institutioner och teknikutvecklingen inom EUs nya elsystem och diskuterar vägval för Sverige. Syftet med rapporten är att beskriva förändringarna och diskutera framtida utvecklingsvägar och analysera hur utformning av institutioner (styrmedel och marknadsreglering) och teknisk utveckling samverkar och påverkar vilka valmöjligheter vi kommer att ha efter 2030. Rapporten utgår från de långsiktiga klimatambitionerna om netto-noll utsläpp och 2-graders målet vilket implicit kräver att Sverige och EU når nollutsläpp strax efter 2050 för hela sin ekonomi. Detta ställer större krav och kommer att leda till större förändringar inom hela energisystemet till 2050 vilket måste tas hänsyn till. Rapporten är således ett komplement till bl.a. SOU (2014) som främst analyserar problem fram till 2030 och Nordic Energy Pathways Project (NEPP, 2015) som analyserar elsystem från ett modelleringsperspektiv där den grundläggande infrastrukturen (inklusive kraftverk) är relativt oförändrad.

---

<sup>1</sup> Vattenfall har gjort avskrivningar på 99 miljarder sedan 2012 (Energi&Ekonomi 4/2015)

## 2 Teknikutveckling och institutionell förändring

Samspelet mellan samhällets institutioner och teknikutveckling är känt sedan länge. Samspelet består både av att nuvarande institutioner utgör ett hinder för teknikutveckling, s.k. inlåsningseffekt (Unruh, 2000) och av att ny teknik i sig skapar ett behov av nya eller förändrade institutioner för att möjliggöra vidare utveckling (Unruh, 2002).

De senaste årens satsningar på sol och vindkraft, som tekniskt sett fungerar helt annorlunda än traditionella elkraftverk, har tvingat fram en diskussion om att ”omreglera” elmarknaden, d.v.s. ändra det institutionella ramverk bestående av de marknadsregler som styr bl.a. ansvarsfördelningen mellan systemets olika aktörer. Den variabla förnybara elen (sol och vind) gör att det gamla systemet och dess marknadslösningar inte fungerar som förut.

Vid förändringar är första reaktionen oftast att motstå och förhindra förändringen. På senare år har ett antal artiklar och rapporter analyserat energipolitiken föreslagit politiska åtgärder för att motverka förändringens effekter, se t.ex. Bergman (2014) och Euroelectric (2014) som föreslog att stödet till förnybar energi skulle ändras. Att ändra styrmedel och regleringar som blivit omoderna kan vara välmotiverat för att undvika onödiga kortsiktiga flaskhalsar men alla förändringarna måste ses både i ett större perspektiv och även ta hänsyn till de långsiktiga effekterna. Elsystemet har alltid förändrats, även om det inte alltid har märkts så dramatiskt som de senaste åren, och detta skapar kortsiktiga problem med anpassning.

I inledningen till denna rapport diskuteras ”institutioner” vilket är ett begrepp som inte alltid är lätt att förstå. En grundläggande definition av institutioner är ”*spelets regler som gör all mänsklig interaction möjlig*” (North, 1991). Scott (2008) pratar om tre pelare som tillsammans utgör samhällets institutioner; regulativa institutioner (vad vi reglerar/styrmedel), normativa institutioner (vad vi anser rätt) och kognitiva institutioner (vad vi begriper/förstår). Vad som är viktigt för denna rapport är att förstå institutioner som främst de formella men även de informella regler och ”*sätt att göra saker på*” som styr vårt handlande. Till exempel, vad vi anser vara ett ”rationellt” elsystem utgår från våra erfarenheter vilket i sin tur formar vår tro på framtiden och vilka visioner vi anser attraktiva och realistiska<sup>2</sup>.

Utvecklingen av stora tekniska infrasytem i samhället såsom elsystemet, vatten- och avlopp, fjärrvärme, transportinfrastruktur m.m. har studerats från ett teknikhistoriskt perspektiv med den s.k. STS-ansatsen<sup>3</sup>. Elsystemet är ett klassiskt exempel i dessa studier med Thomas P Hughes bok ”*Networks of Power*” från 1983 (Hughes, 1983) som riktmärke. STS-ansatsen fokuserar på den historiska beskrivningen och på hur entreprenörer (”*systembyggare*”) i både offentlig och privat regi arbetar med att undvika och hantera kritiska problem (”*reverse salients*”). Synen på teknikutveckling är systeminriktad och termen ”reverse salients” är hämtad från militärspråk som syftar på svagheter i fronten som behöver förstärkas/förbättras. I STS-litteraturen utgår man från att systembyggaren medvetet ändrar existerande institutioner av för att främja ”sitt” systemval. I STS-litteraturen analyseras främst hårda och regulativa institutioner. För svensk räkning har bl.a. Kaijser och Högselius (2007) och Kaijser (1994) gjort studier om utvecklingen av Sveriges stora tekniska system såsom el-, transport- och vägsystemet.

Teoretisk hävdas att institutioner ska vara ”*koberenta med de tekniska systemen*” och Finger och Kunneke (2010) visar på hur reglering av infrastruktur behöver anpassas till dels den teknik som finns och även de övergripande politiska ”teorier” eller principer som gäller. Grundtanken här i rapporten är att

---

<sup>2</sup> I detta finns det också med ett stort mått av historia, d.v.s företagsstrukturer, ägande och institutioner i form av kognitiva och normativa beteenden sitter kvar i väggarna under lång tid (oftast en hel generation) och ändras sakt. Institutionella förändringar är således oftast starkt stigit beroende, d.v.s historien är alltid med oss (vare sig vi vill det eller ej).

<sup>3</sup> STS står för ”Stora Tekniska System”

institutionerna påverkar teknikutvecklingen i lika stor grad som att institutioner behöver ”*anpassa sig efter tekniken*” (Kunneke, 2008). Alltså, beroende på vilka tekniska system som samhället eftersträvar, behövs olika institutionella uppsättningar (Kajiser, 1994).

De regulativa institutioner som sätter ramarna för elmarknaden innefattar alla regler som påverkar elsystemets utveckling, framförallt den övergripande klimat- och energipolitiken, former och regler för stöd till förnybart, reglerna för EU ETS, regler för infrastruktur, skatter och marknadsregler för överföringssystemet såsom nätreglering, ansvarsfördelning av balansansvar, uppdelning och organisation av elbörsen m.m.

Det finns även en geografisk dimension på institutionell förändring då samhällets befogenheter är uppdelade mellan olika nivåer (EU, nationellt, kommunalt/lokalt) som har olika roller i utvecklingen och som delvis konkurrerar med varandra. Elsystemets utveckling påverkar alla geografiska nivåer och vilken nivå som påverkas mest ändras över tiden.

Denna rapport är inte en studie i den ”djupa strukturen”, inbäddat i sociala regler, som institutioner utgör i samhället utan är en mer tillämpad studie som analyserar behovet av de regulativa institutioner och hur dessa påverkar utvecklingen vi ser framåt. Styrmedel och enskilda regler kommer aldrig enskilt utan ingår alltid i ett sammanhang av flera stödjande regler och styrmedel, s.k. styrmedelskombinationer. Styrmedelskombinationer är oftast utformade efter en, eller flera, övergripande styrningsfilosofier. I denna rapport adderar vi en dimension genom att diskutera hur dessa olika övergripande styrningsfilosofier för att nå långsiktiga klimatmål påverkar vilken teknik/system vi får och då även indirekt vilka institutioner som behövs.

## 3 Elsystemets framväxt och framtid

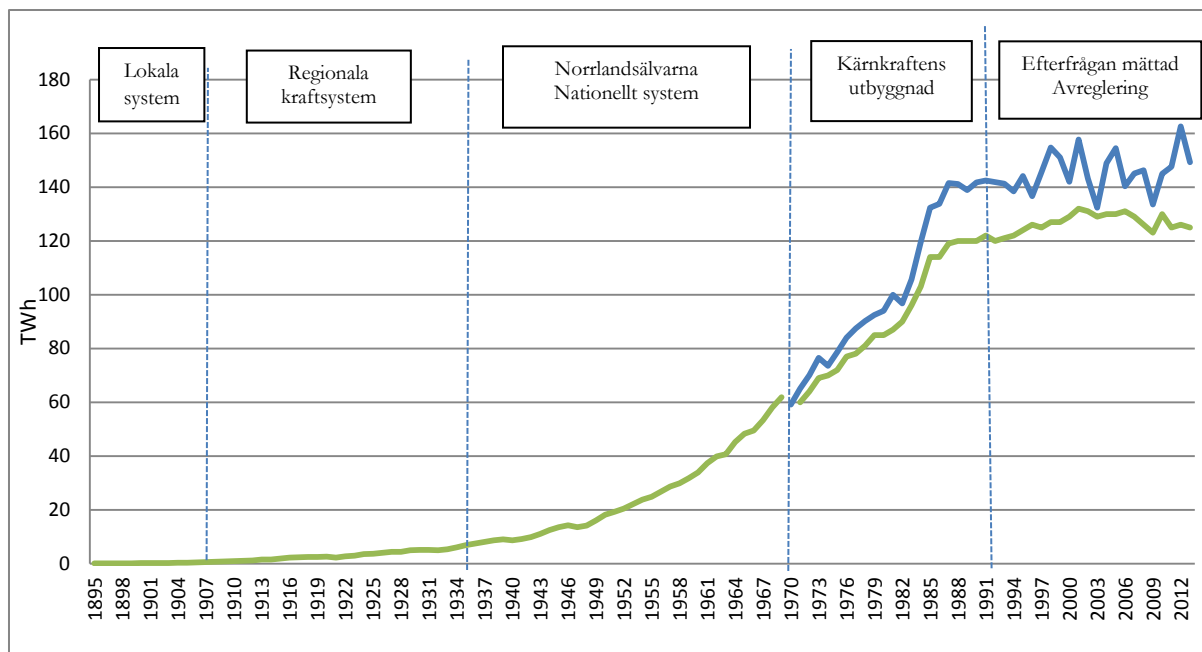
### 3.1 En kort historik

Utvecklingen av det svenska elsystemet kan dela sin i fyra faser fram till avregleringen (Högselius och Kaijser, 2007). I den första fasen (1885 till 1905) började elsystemet växa fram som små lokala öar i ett antal städer. Vid denna tid konkurrerade de lokala elverken med befintliga gasverk och därför byggdes elverken främst ut i städer som saknade gasverk.

Den andra fasen (1905 till 1936) innebar ett skifte till mer regionala kraftnät och möjliggjordes av den 1902 stiftade ”ellagen”. Ellagen gjorde det lättare att exploatera större regionala vattenkrafttillgångar och expropriera mark för elledning. Tillsammans med utvecklingen av växelström för överföring av el övergick den hittills lokala elförsörjningen till regionala elsystem och större elverk. Vattenkraften som utnyttjades under denna tid låg främst i södra och mellersta Sverige nära konsumtionscentra under denna tid. Det var i denna fas som många av de större svenska kraftbolagen (bl.a. Sydkraft) bildades.

Efter 1935 inleddes den 3:e fasen (1936 till 1960) som innebar att Norrlands stora vattenkraftresurser exploaterades och byggdes samman med elsystemet i Sverige. Det s.k. ”stamnätet” med högspänningsledningarna byggdes som, efter en lång strid, kom att ägas och förvaltas av staten (efter 1946). Efter 1960-talet var alla tillgängliga större älvar exploaterade (ett antal älvar sparades). Istället inleddes en ny fas i utvecklingen (ca: 1972 till 1987) då kärnkraften introducerades i stor skala. Kärnkraft hade utvecklats i Sverige sedan slutet på 2:a världskriget. Expansionsfasen av ny produktionskapacitet skedde efter 1972 och fram till 1985 nästan uteslutande av kärnkraft. Detta resulterade i ett elöverskott i Sverige vid början av 1980-talet vilket ledde till att vi började satsa på bl.a. direktverkande elvärme för uppvärmning för att öka efterfrågan.

Efter 1990 började elmarknaderna avregleras i Europa (1996 i Sverige) och med den ekonomiska strukturomvandlingen, som egentligen börjat redan 1975 inom industrin, så mättades elbehovet och utbyggnaden av elkraftskapacitet avtog efter 1990. I Figur 1 visas utvecklingen av elkraftproduktionen i det Svenska elsystemet från 1895 till 2011 indelat schematiskt efter olika utvecklingsfaser.



**Figur 1. Elanvändning och produktion i Sverige 1895 till 2012.** Grön-serie avser *elanvändning* inom Sverige; Blå-serie avser *total produktion* inom Sverige (användning och import/export). Källor: 1895 till 1970; Gentvilaite et al (2014). Mellan 1970 till 2013; Energiläget i Sverige 2015 (Energimyndigheten 2015)

Det nationella elsystemet som fick sin form i början av 1930-talet och expanderade framförallt efter 1946 byggde på centraliserad statlig styrning och engagemang med bl.a. statligt eller kommunalt ägande av stora delar av systemen. Detta storskaliga system hade möjliggjorts genom utveckling av högspänningsteknik utvecklad i Sverige (Asea) som gjorde det möjligt att överföra stora mängder energi långa distanser med rimliga förluster. Det svenska elsystemet byggdes upp kring stora centrala kraftverk (vattenkraften och senare kärnkraften) med effektiv transmissionskapacitet som byggdes ihop med distributionsnäten. De flesta distributionsnät var lokalägda från början och har fortsatt idag mycket lokalt ägande (totalt ca: 170 olika ägare av nät i Sverige) även om en del blivit uppköpta och integrerade med de stora centrala aktörerna. Under hela utvecklingen anpassades det institutionella systemet efter nya behov. Elbolagen fick koncession inom var sitt område och prissättningen var reglerad. Vattenkraften varierade från år till år, vilket gjorde att termisk kontrollerbar kraft behövdes på marknaden för att kompensera fluktuationer. Detta löstes marknadsmässigt genom institutionell innovation, ”kraftklubben”, som bytte el med förutbestämda priser samt tekniskt genom utbyggnad av högspänningsledningar vilket nu var möjligt och som byggde ihop Sverige till ett fungerande elområde (Högselius och Kaijser, 2007). Flera nya institutioner utvecklades mellan aktörerna och staten för att hantera utvecklingen, bl.a. idén om ”mittprissättning”<sup>4</sup> och det första fröet till en elbörs (kraftklubben)<sup>5</sup>. De flesta kraftbolag var ägda av kommuner, staten eller av företagen själva med syftet att förse industrin med billig elkraft (Högselius och Kaijser, 2007). Efter 2:a världskriget gick systemutvecklingen från att vara dominerat av de stora regionala elbolagen till att alltmer centraliseras kring Vattenfall.

Oljekriserna i början av 1970-talet påbörjade processer och tekniksatsningar som sakta men säkert skulle ändra hela energi- och elsystemet. Sökandet efter ersättningsalternativ till olja och ett kraftigt ökat fokus på energieffektivitet ledde bl.a. till omreglering och att tidigare helt monopolbaserade system blev tvungen att tillåta ”oberoende små elproducenter” som oftast t.ex. hade industriellt mottryck att erbjuda men krav på

<sup>4</sup> ”Mittprissättning” – d.v.s. genomsnittlig kostnadstäckning, inte marginalkostnadsprissättning. Idén var att leverera billig el till industrin och inte att maximera elbolagens företagsekonomiska vinster.

<sup>5</sup> ”Samkörningsidén” utvecklades inom kraftklubben för att använda vattenkraft och värmeverk som buffrar för varandra, se (Högselius och Kaijser, 2007).

institutionella reformer och omreglering ställdes vilket resulterade i att oberoende kraftproducenter fick en större roll. Kärnkraftfrågan växte men i och med att man lyckades starta 12 reaktorer innan det blev stopp så fanns det mycket kapacitet i det svenska elsystemet lång tid framåt vilket ledde till låga elpriser (relativt) och säker leverans (systemet var delvis överdimensionerat), vilket bl.a. ledde till att man genom energipolitiken uppmuntrade till eluppvärmda hus, ökad elektrifiering i industrin och bättre utnyttjande av fiberresurser med en övergång till den el-intensiva mekanisk massa produktion

De europeiska elsystemen genomgick stora institutionella förändringar på 1990-talet när man inledde en våg av avregleringar. Detta ingick i en politisk trend som startade efter de stora strukturkriserna på 1970-talet (Hall, 2012). I Sverige avreglerades elmarknaden 1996 vilket bl.a. ledde till konsolidering inom kraftbranschen med färre stora aktörer som köpte upp flera kommunala och regionala kraftverk. Flera kommunala bolag gjorde strategiska val där de större (de flesta) satsade progressivt på att klara sig själv medan flertalet uppgick i de stora elbolagen. Vattenfall och Sydkraft fick nya roller, skar ner på forskning och utveckling och fokuserade på sin kärnverksamhet. Industrin sålde även av stora delar av sitt innehav av kraftverk (Ericsson et al, 2015). Utbyggnaden av elkraftsystem stannade av helt, dels som en följd av en vikande efterfrågan (elanvändningen ökade inte längre efter strukturkriserna) och del på grund av de nya marknadsvillkoren. På den tidigare ”marknaden” togs nyinvesteringsbeslut baserade på prognoser, s.k. ”predict and provide” (Peake, 1994)<sup>6</sup> vilket ledde till ett delvis överdimensionerat svenskt och nordiskt elsystem på 1980-talet. Tanken med avregleringarna på 1990-talet var att utbyggnadstakten nu istället skulle styras av elpriserna på en fri elmarknad och inte genom planerade beslut.

De elsystem som växte fram efter 1:a och 2:a världskriget byggde på den teknik som fanns då och på viljan att industrialisera Europa och USA. I både USA och i EU växte tanken om ”naturliga monopol” fram, d.v.s. att elförsörjning inte skulle konkurrera på en fri marknad utan behövde regleras som ett naturligt monopol (Sine and David, 2003). Regleringen av elsystemet som ett naturligt monopol låste in utveckling kring de stora elbolagen och påverkade innovation inom USAs elsystem fram tills 1973 till 1979 då oljekrisen krävde förändringar med bl.a. tillåtelse av oberoende små elbolag (t.ex. industrier med egen kraftkapacitet) att sälja på elnätet, s.k. ”Independent Power Producers (IPP)” (Sine och David, 2003). Den institutionella ram som omgav elsystemen och reglerade marknaden formade elkunderna till ”passiva kunder styrda av ett expertsystem i stor skala” (VanVliet, 2002). Teknik (likström, överföring, kärnkraft med stöd, vattenkraft som nationaliserades, stora elslukande industrier, elvärme i hus) gick hand i hand med institutioner i form av stora ”naturliga monopol”, reglerad prissättning, integrerade värdekedjor för att effektivt lösa tekniska problem och en stark tro på planering för samhället, ”predict-and-provide” filosofi med planerad utbyggnad av kapacitet (Peake, 1994). Industrikunder var med och byggde upp en del av elsystemet, framförallt pappers-massa bruken, medan hushållskunder var passiva under senare delen. I början av elsystemets tillväxt byggdes dock en stor del av distributionsnätet på landsbygden av lokala kooperativ. I Sverige fortsatte utbyggnaden av elsystemet fram till ungefär 1985-1987 när de sista reaktorerna var uppe i full drift. Efter 1996 inleddes en ny fas på elmarknaden av stagnation och fokus på konstadseffektivisering.

### 3.2 Elmarknaden sedan avregleringen

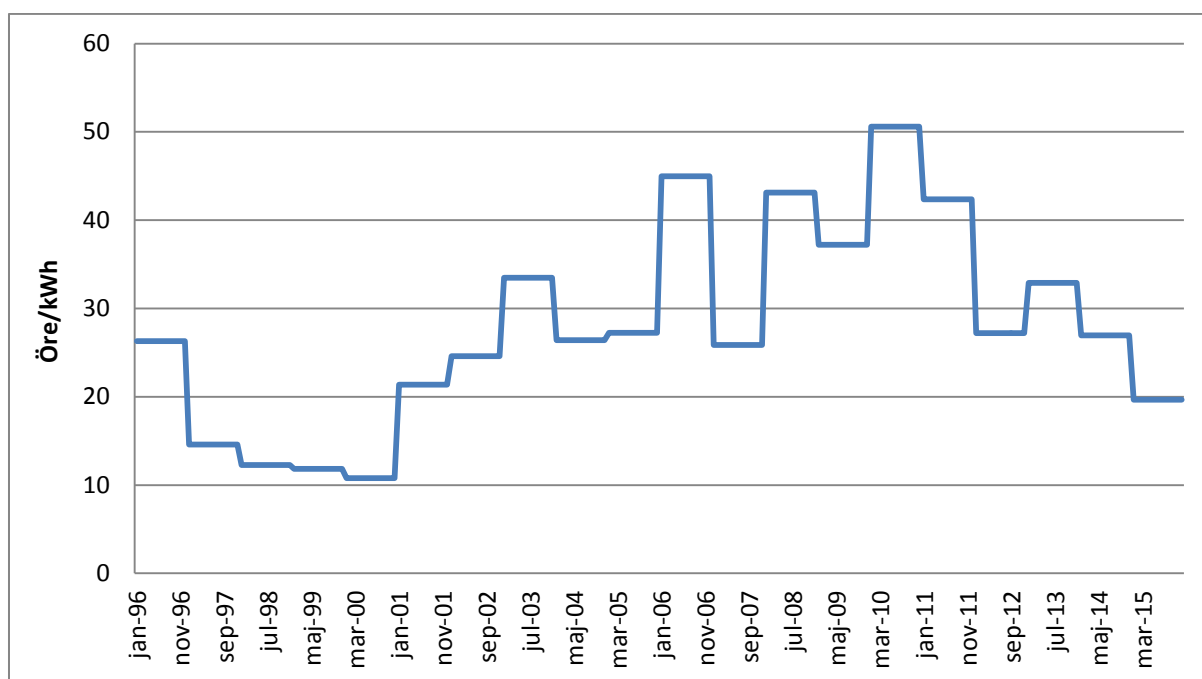
Sedan avregleringen 1996 kan el handlas på den nordiska elbörsen Nordpool. Avregleringen innebar också att de tidigare integrerade elbolagen som hade områdeskoncession tvingades att dela upp i separat bolag (unbundling) mellan produktion, distribution och försäljning. Transmissions- och distributionsnätet fortsatte att regleras som ett naturligt monopol medan produktion och återförsäljning konkurrerades ut.

---

<sup>6</sup> Tanken med ”predict and provide” var att man förutsåg en ökning och planerade utbyggnaden så att den prognosticerade ökningen kunde mötas

El-priset bestäms på en ”energy-only” marknad, d.v.s. det som prissätts på marknaden är endast den försålda elen mätt i kWh. Elkonsumenterna betalar således även för överföring, distribution och balansering av elnätet m.m.(systemtjänster) som prissätts av en reglerad tariff. Systemtjänsterna prissätts utanför marknaden av den systemansvarige (i Sverige är det Svenska Kraftnät). Tariffen bestäms idag av företagets behov för att upprätthålla en acceptabel och fördefinierad kvalitet på elförsörjning via en s.k. ”intäktsram” (andra system har prövats tidigare men misslyckats).

I Figur 2 visas elpriserna på den Nordiska elbörsen (årsmedelvärde). Elpriset sjönk snabbt direkt efter avregleringen 1996 för att sedan börja stiga och nå höga nivåer under den s.k. ”kreditexpansionen 2006 till 2009” ändå fram till finanskrisen. Sedan 2010 har elpriserna på den Nordiska elbörsen sjunkit kraftigt från toppen på 50 öre/kWh 2010 ner till dagens nivåer runt 20 till 25 öre/kWh. Elprisfallet beror på den kombinerade effekten av produktionssubventioner (stödet till förnybart), en svag utveckling av elbehovet (bl.a. en effekt av strukturomvandling och då främst nedläggning av mekanisk massa), och låga priser inom EU ETS.



**Figur 2. Prisutveckling Årsmedelvärde Nordiska elmarknaden (systempris).** Källa: Energiläget 2016/Nord Pool

Förutom intäkter från elmarknaden har Sverige också sedan länge ett antal separata stödsystem för att stödja förnybar el. Sedan 2003 stödjer Sverige förnybar el genom det s.k. el-certifikatsystemet som i början gynnade framförallt biokraftvärme men nu dominerar vindkraft. Före elcertifikatet gavs investerings- och produktionsstöd direkt till ny kraftproduktion (främst vindkraft) i större omfattning än idag. Med den för närvarande mättade el-efterfrågan på marknaden idag sker nyinvesteringar i el-produktion främst på grund av de riktade stöden till t.ex. vindkraft, kraftvärme och solkraft. En ”investeringsmarknad” som växer separat utanför den ordinarie elbörsen har vuxit fram. Detta är särskilt tydligt i t.ex. Tyskland med stora inmatningstariffer men även i Sverige med elcertifikatsystemet. Den ordinarie elmarknaden och investeringsmarknaden påverkar varandra så till vida att med mer investeringar så sjunker priset på elmarknaden vilket i sin tur reducerar investerings-incitamenten ännu mer på den ordinarie marknaden.



### 3.2.1 Olika politiska mål för elsystemets utveckling

Elsystemet står inför stora utvecklingsbehov igen efter en period av relativt stabil el-efterfrågan sedan avregleringen 1996. Den dominerande utmaningen som formar vår syn om framtidens el- och energisystem idag är den politiska viljan att sänka utsläppen till noll till år 2050. Det finns dock även andra ambitioner om det framtida el- och energisystem som påverkar i vilken riktning samhället vill utveckla energisystemet. Framförallt frågan om energisäkerhet och energi till rimliga priser har både en lång historia och är även idag framträdande mål för energipolitiken. Energisäkerhet och klimatambitioner anses generellt gå hand i hand med förnybar energi som produceras lokalt, även om de facto mycket förnybar energi i de skalor vi pratar om till 2050 måste importeras (Jewell et al, 2014). Energi till rimliga kostnader har varit en viktig del av industripolitiken och har hittills ansetts stå i motsats till långsiktigt höga klimatambitioner då låga utsläpp anses förenat med högre el-kostnader<sup>7</sup>. Detta synsätt håller sakta på att ändras med sjunkande kostnader för bl.a. vindkraft och solkraft.

### 3.2.2 Utsläppsfri elproduktion

De koldioxidfria alternativ som står till buds för framtida elproduktion är:

- (i) Bränslebaserade termiska kraftverk som kärnkraft, kolkondens eller gaskraft (bägge med CCS för att vara utsläppsfria), biokraft och kraftvärme, eller geotermi
- (ii) Primärel där energiresursen omsätts direkt till el som t.ex. vindkraft, solkraft och vattenkraft.

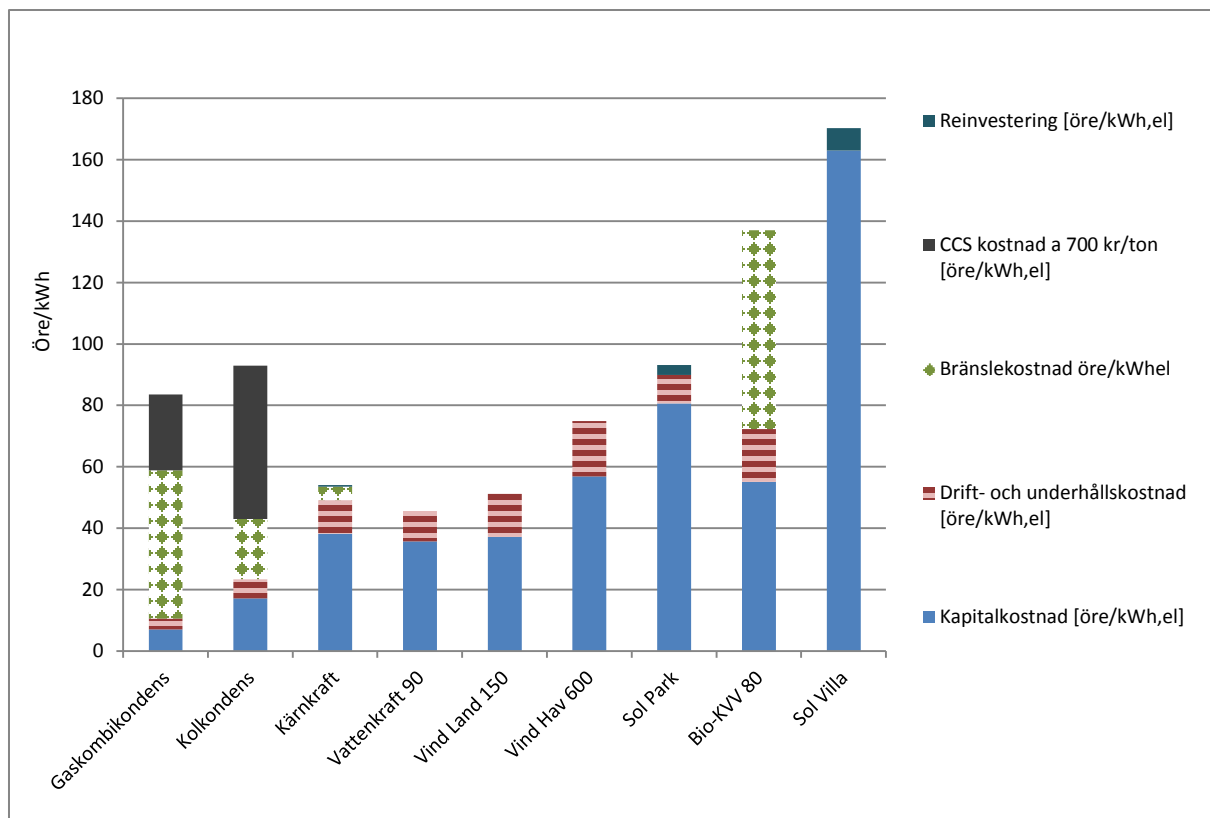
Bränslebaserade måste använda antingen icke-fossil energi (biomassa eller uran) eller CCS för att nå ”nära nollutsläpp” (CCS når inte riktigt nollutsläpp med dagens teknik). Från ett livscykelperspektiv har energislag även uppströms utsläpp vid t.ex. tillverkning av biopellets eller solceller, men i en framtid med ”netto-noll utsläpp” som krav bör man anta att även dessa uppströmsutsläpp reduceras. Energieffektivisering är en strategi som finns med i alla scenarier och som blir allt viktigare inte minst för att reducera samhällets totala kostnader för energiomställningen.

Figur 3 visar uppskattade livscykelkostnaden (d.v.s. den långsiktiga marginalkostnaden) för ett antal elproduktionstekniker idag. Som synes i Figur 3, är fortfarande förnybar energi i behov av styrmedel (subventioner eller CO<sub>2</sub>-prissättning) jämfört med fossila alternativ. Med tanke på det svenska netto-nollutsläppsmålet är det för vår del är det intressanta hur fossil energianvändning utan utsläpp kan konkurrera med förnybar el på långsikt. Detta betyder i princip att vi studera gas, kol, oljekraft med CCS och jämför detta med förnybar energi. CCS är en storskalig teknik som kräver mycket infrastruktur, dels i form av rör men även i form av lagstiftning, övervakning m.m. som inte finns idag och vilket adderar till kostnaderna.

Det som inte syns i dessa livscykelkostnader är kostnaden för infrastrukturen och systemtjänster, den s.k. balansen som normalt hänförs till hela systemet. Hela systemet kan förväntas få ökade kostnader för att upprätthålla en ”balans” mellan effekt och energi som i dagens system delas av alla som utnyttjar systemet.

---

<sup>7</sup> På kort sikt har dock medvetna detaljutformningarna i styrmedlen gjort att industrin hittills fått *lägre elpriser* tack vare den förda klimat- och energipolitiken med undantag från elcertifikat, fri tilldelningen av utsläppsrätter och minimiskatter, se Åhman och Nilsson (2015).



**Figur 3: Dagens produktionskostnader för ett urval av elproduktionstekniker för netto-nollutsläpp och framtida antagna kostnader för CCS på 700kr/tonCO<sub>2</sub>.** Siffror: Elproduktionskostnader *utan skatter* baserad på Elforsk kompletterat med eget antagande om CCS kostnader. Siffror avser storlek, t.ex. Bio-KVV 80 avser ”Biotkraftvärme 80MW”.

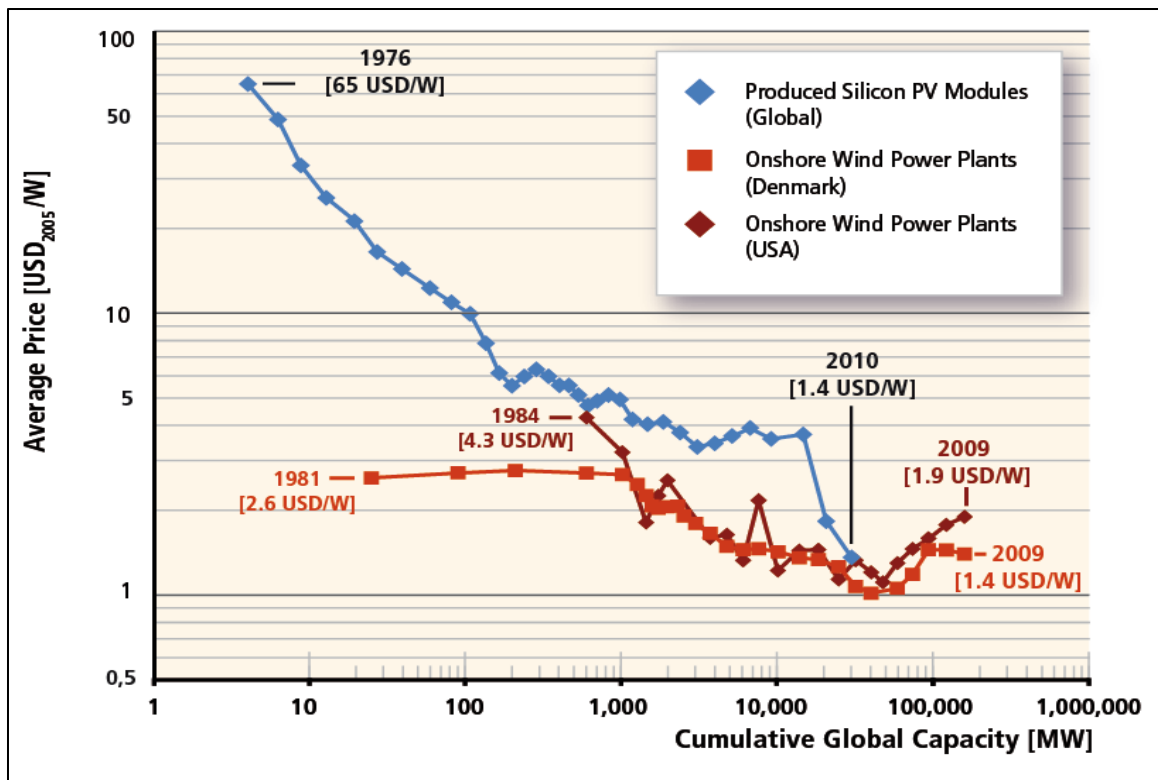
Nya elproduktionstekniker har ekonomiskt även andra effekter. Fördelningen mellan vad som är fast investeringskostnad och rörlig kostnad skiljer sig kraftigt mellan alternativen. Fossil elkraft med CCS har relativt låga investeringskostnader men höga rörliga kostnader (bränsle + ”extrabränsle” för infångning) jämfört med sol- och vindkraft där nästan hela kostnaden ligger på investeringen med låga rörliga kostnader. Detta påverkar elmarknadens funktion (se kapitel 5) och gör även att lönsamheten mellan olika energislag beror mycket på räntor och kapitalkostnader. Vad som också bör noteras är att samtliga kostnader i Figur 3 (från 45 öre/kWh och uppåt) ligger över dagens elpris i Figur 2 (runt 20 till 25 öre/kWh), d.v.s. idag kan inte elmarknaden motivera nyinvesteringar utan de stödsystem som vi använder<sup>8</sup>.

I Figur 3 visas dagens situation men verkligheten håller på att ändras radikalt. Den långsiktiga marginalkostnaden ändras hela tiden i takt med marknads- och teknikutveckling. Framförallt har solceller och vindkraft utvecklats kraftigt de senaste 7 till 10 åren med stora sänkningar av kostnaden, se Figur 4. Kostnadsreduktion beror på en blandning av teknisk utveckling, erfarenhet och marknadsutveckling (s.k. lär-effekter eller ”learning by doing”). De senaste årens dramatiska nedgång kan dock delvis även förklaras av industripolitik och produktionssubventioner i bl.a. Kina (Voituriez and Wang, 2015)<sup>9</sup>.

Flertalet prognoser pekar på att solceller kan bli konkurrenskraftiga med priset på elmarknaden (s.k. grid-parity) i breda marknadssegment inom 5 till 10 år. Solceller och vindkraft är redan konkurrenskraftiga i mindre marknadssegment, t.ex. vid bra lägen, se t.ex. UBS (2014), Deutsche Bank (2015), Ecofys (2015).

<sup>8</sup> Prognoserna är att priset ska stanna på denna nivå tills Vattenfall och Uniper börjar lägga ner sin kärnkraft efter 2020.

<sup>9</sup> Det är bl.a. av detta skäl som EU-kommissionen hotade med handelsåtgärder mot Kina vilket slutade i en ”frivillig överenskommelse” med Kina om exportbegränsningar



Figur 4. Kostnadsreduktion för förnybar el. Källa IPCC (2011)

Konkurrenskraften för förnybar energi/el gentemot fossila alternativ utan CCS är dock inte helt lätt att avgöra i förväg då skillnaden mellan t.ex. sol-el och kol-el bestäms till stor del av *priset* på kol (inte kostnaden för sol-celler). Priset på fossila energiråvaror bestäms idag av efterfrågan och det är rimligt att förvänta sig att kvarvarande fossila råvaror kommer att vara ganska billiga runt 2050. Å andra sidan kommer de att ha politiska kostnader på sig i form av t.ex. CO<sub>2</sub>-avgift eller begränsningar (förbud, kvoter m.m.), vilka gör fossil energi mindre attraktivt.

Deutsches bank´s ”Solar grid parity report” (Deutsche Bank, 2015) förväntar sig att solceller blir konkurrenskraftiga utan subventioner innan 2020, även med ett lågt fossilpris. Skulle kostnaderna för att installera sol-celler sjunka så pass mycket att varken specifika investeringsstöd eller höga CO<sub>2</sub>-avgifter på fossil-el inte längre behövs står elsystemet inför en stor omvälvning. Framförallt eftersom det blir möjligt och ekonomiskt rimligt för vanliga konsumenter att själva investera i småskalig sol-el vilket i sin tur kommer att drastiskt påverka nätet och strukturen på hela elmarknaden, se kapitel 6.

### 3.2.3 Teknikutvecklingen generell

Det är inte bara utvecklingen av energiteknik som förändrar energisystemen. Framtidens energisystem anpassar sig även till den generella teknikutveckling som sker inom andra teknikområden och som drivs av andra skäl men som skapar möjligheter till nya lösningar i elsystemet. Det är framförallt den snabba utvecklingen av IT som möjliggör ett annat elsystem än det centralplanerade. ”Internet of Things” möjliggör smarta produkter (= energikonsumerande produkter) som kan styras och kommunicera med andra delar av energisystemet. Detta möjliggör en ökad energieffektivitet, ökad effektivitet i nyttjande av resurser samt ökad möjlighet att styra ett decentraliserat elsystem inkluderande även konsumenterna. Ett ökat intresse för att utveckla ett distribuerat elsystem har också märkts av, drivet b.l.a. av möjligheter till lokalt producerad förnybar el (Yalcin-Riollet et al, 2014; Rae and Bradley, 2012)

En annan generell utveckling är att sektorer som tidigare inte använt sig av el utvecklas idag mot allt större andel eldrift, som t.ex. transportsektorn med introduktionen av elfordon men även industrin. Här är det elens goda kvalité som energibärare (flexibel, effektiv och inga lokala utsläpp) som är en stor drivkraft. IT sektorns egen el-användning förväntas också öka kraftigt i framtiden men medför också nya möjligheter till att reglera effekt jämfört med t.ex. stora processindustrier, se kapitel 4.3.3.

## 4 Utmaningar med variabel el – effekt och energi

I ett elsystem konsumeras all el per definition omedelbart, systemet är då i balans. Vid för stora obalanser så kollapsar systemet och stängs ner. Att elsystemet har tillräcklig kapacitet (tillgänglig effekt) för att möta efterfrågan i varje sekund har alltid varit en huvudfråga för elsystemet. Med den nuvarande strukturen på elsystemet handlar effekt och balansfrågorna om att:

- (i) Upprätthålla den kortsiktiga balansen i systemet (frekvens och spänning)
- (ii) Tillhandahålla tillräckligt med effekt vid topplaster så att man inte tvingas stänga av elkonsumenter.

Det är systemoperatören som har ansvaret för att balansen upprätthålls och i Sverige är det Svenska Kraftnät som är systemoperatör, se Box 1. Det nuvarande centraliserade elsystemet med stora bränslebaserade kraftverk är designade för att kraftproduktionen ska följa och anpassa sig efter den varierande elkonsumtionen. Detta förutsätter att en stor del av kraften är planerbar. Elsystemet är därför utrustat med en stor arsenal olika kraftkällor med olika ansvar och responstider för att anpassa sig efter efterfrågan.

***Box 1: Dagens ansvar för frekvens, balans och tillräcklighet:***

Balansen och frekvensen i system upprätthålls idag av Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät upprätthåller att systemets frekvens är rätt (50Hz +/- 0,1 Hz) via primär- och sekundärregleringen, ansvarar för att balansmarknaden fungerar (intradagshandeln), tillhandahåller en störningsreserv (snabbstartad effektreserv), ansvarar för tillräcklighet via den upphandlade strategiska reserven och för långsiktig planering och utbyggnad av transmissions- och distributionskapacitet. Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk och äger transmissionsnätet (högspänningsnätet)

Grunden i nuvarande system är ”baskraft”, d.v.s. större kraftverk som går kontinuerligt med samma effekt som dessutom går att planera. Dessa kraftverk (kärnkraft och större delen av vattenkraften i Sverige, kolkondens och gaskombikraftverk i stora delar av Europa) kompletteras sedan med ett antal planerbara kraftverk i mindre skala som har högre rörliga kostnader och lägre kapitalkostnader, t.ex. reservkraftverk som gammal kolkraft, gaskraftverk, gasturbiner m.m. Elmarknaden är uppbyggd efter denna struktur för att kostnadseffektivt ge rätt incitament och styra vilka och i vilken ordning kraftverken används via den s.k. rangordningen (”merit order”), d.v.s. att kraftverken körs i rangordning efter den kortsiktiga marginalkostnaden.

Det andra problemet är att kapaciteten även ska räcka till när alla kraftverk går för fullt men behovet är stort, t.ex. vid kallt väder och högkonjunktur. Den s.k. kapacitetsmarginalen är den marginal i kapacitet som ett elsystem besitter och som kan sättas in vid extrema situationer. För närvarande har Sverige ungefär 33 GW installerad effekt, det mesta (>90%) planerbar och vi har normalt en topplast på 27 GW som brukar inträffa vid lucia och den 1 februari. Svenska kraftnät har upphandlat en ”strategisk reserv” på

1500 MW som kan gå in och täcka ett ökat behov/bortfall vid krissituationer. Reserven består av gamla kraftverk som kan sättas igång vid kris samt efterfrågereduktion hos några av de större industrierna/elkonsumenterna.

Ett system som i ökande grad förlitar sig på variabel förnybar el står inför ett antal grundläggande nya utmaningar från ett systemperspektiv. Då förnybar, variabel effekt inte kan utnyttjas fullt ut hela tiden (lägre utnyttjandegrad) måste även den installerade effekten bli betydligt högre för att få samma mängd energi jämfört med ett termiskt kraftverk som kan gå på nära full-last nästan hela tiden, se box 2.

**Box 2 Skillnad på installerad effekt och energi  
(ungefärliga siffror för Sverige)**

1 GW installerad termisk kraft ger ca: 7,5 TWh el/år

1 GW installerad vindkraft ger ca: 3 TWh el/år

1 GW installerad solcell ger ca: 1,5 TWh el/år

Som ett exempel, ska vi ersätta dagens kärnkraft på ca 60TWh (eller täcka ett liknande framtida svenskt tillkommande el-behov) med variabel förnybar el så behöver vi installera ungefär 20 GW vindkraft medan vi endast hade behövt installera ca 8 GW termisk planerbar kraft för samma mängd energi. Den installerade effekten för ett vind- eller solkraftverk är inte heller planerbar på samma sätt som termisk effekt där energin är lagrad i bränslet. Ett förnybart system kommer att ha betydligt högre potentiell topp-effekt men även en betydligt lägre botten-effekt givet samma levererade energimängd.

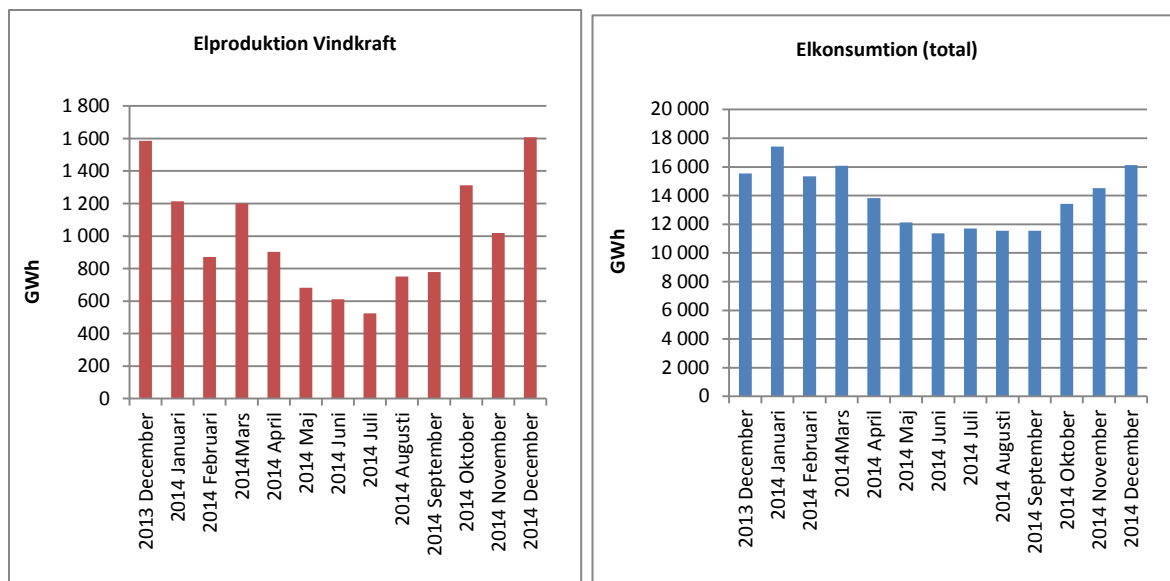
En grundläggande utmaning inför framtiden med stora mängder variabel elproduktion är att kunna hantera effektbehovet samtidigt som energibehovet. Effekten i systemet kommer att variera betydligt mer med perioder av mycket effekt i systemet (jämför 20 GW med 8 GW potentiellt effekt för samma energimängd) följt av perioder med mycket lite effekt. Tidsaspekten i effektvariationerna är också viktig att förstå.

El-effekt som varierar kortsiktigt, d.v.s. per minut/sekund påverkar framförallt frekvensen och den kortsiktiga balansen i systemet. Denna variation liknar den variation som redan finns från konsumtionen med utvecklade marknader. Effekten kan dock förutsägas med hyfsad noggrannhet tack vare utvecklade och mer avancerade väderprognoser. Detta är ett område som växer snabbt bl.a. tack vare IT-utvecklingen. Frekvensen i systemet upprätthålls till övervägande del idag av vattenkraften i Sverige (men kärnkraft och andra termiska kraft kan tekniskt också delta här). Vindkraft och solkraft har idag inte de tekniska möjligheterna att hjälpa elsystemet med s.k. trög svängmassa men kommer troligtvis få detta ansvar i framtiden med syntetisk svängmassa, se NEPP (2014a) för ett antal rekommendationer.

Variationerna i effekt skiljer sig dock även över dagen och över hela säsonger jämfört med planerbara termiska kraftverk. För vindkraft i Norden finns dock fördelen att variationerna över säsongerna sammanfaller väl med säsongsvariationerna i konsumtion, se figur 5 nedan. För sol-el följer variationer bra över dagen (med produktionstopp när det är ljus)<sup>10</sup> men följer dåligt över säsongen där produktionstoppen ligger på sommaren när elkonsumenterna är låga.

---

<sup>10</sup> Vind varierar mer slumpmässigt över dagen.



Figur 5: Säsongsvariationer vindkraft 2013-2014 och elkonsumtion. Källa: SCB, se även Energimyndigheten (2013)

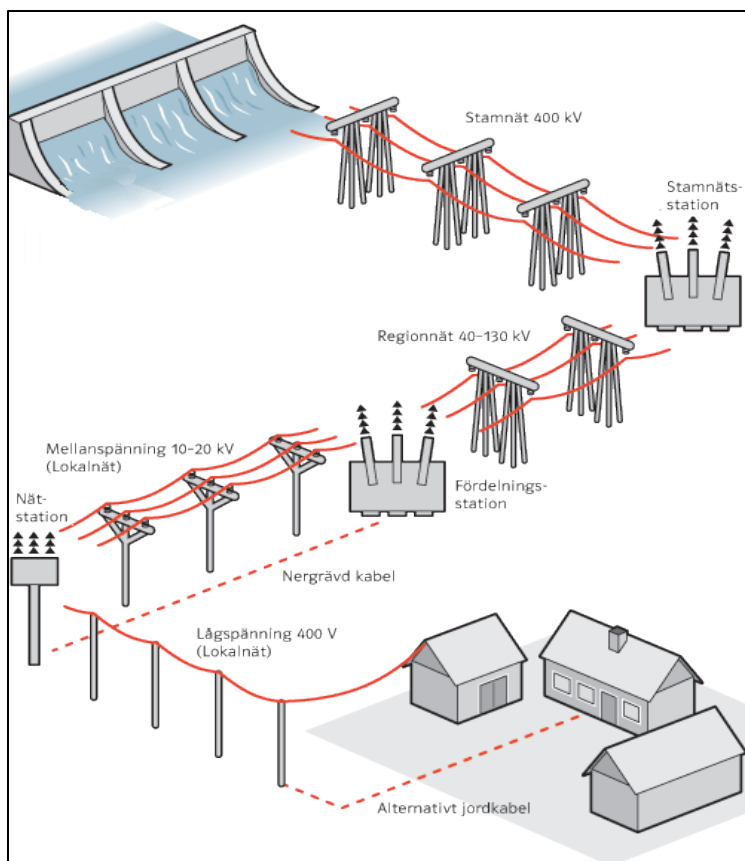
Att även de mer långsiktiga variationerna ändrats med ökad andel förnybar el har bl.a. märkts redan i Tyskland där effektkurvorna på solceller som matchar den dagliga konsumtionskurvan bra har minskat skillnaderna i elpris mellan dag och natt (Haas, 2015). Det har bl.a. fått till följd att befintliga pumpkraftverk, som tidigare utjämnade skillnaderna i elkonsumtion och elpriser mellan dag och natt, nu har fått försämrad lönsamhet och måste ändra sin affärsmodell. Istället för att få intäkter från s.k. arbitrage (skillnaden mellan dag och nattpriser) går vattenpumpverk mot att lagra under längre tidshorisonter och deltar mer aktivt på balansmarknaden (ibid).

Ett förnybart elsystem kommer att se geografiskt annorlunda ut jämfört med dagens elsystem av flera skäl.

- (i) *Nya produktionsställen:* Ny och *storskalig* förnybar elproduktion som är beroende av t.ex. goda vindförhållanden, acceptabla platser för solenergi m.m. kommer att byggas långt ifrån både dagens tillgängliga kraftverk/infrastruktur och långt ifrån konsumtionscentra (t.ex. till havs eller i fjällen för vindparker eller ute i distributionsnätet för t.ex. solceller)<sup>11</sup>.
- (ii) *Variabla flöden geografiskt:* Större stokastiska variationer geografiskt i elproduktion vilket betyder att elnäten behöver hantera större flöden för att hålla balansen.
- (iii) *Mindre skala:* Mycket (inte all) av den förnybara energin byggs i *mindre skala* och är geografiskt utspritt som ansluts direkt till mellan- och lågspänningsnätet nära konsumtionen (s.k. distribuerad generering).

Elöverföringssystemet förflyttar elkraft geografiskt och binder samman produktion med konsumtion och består av transmissionsnätet (högspänning) och distributionsnätet (mellan och lågspänning), se figur 6.

<sup>11</sup> En del av potentialen för förnybar energi blir dessutom större desto längre ifrån befolkningscentra de ligger på grund av markkonflikter



**Figur 6. Uppbyggnad av Sveriges elnät:** Bild från EON.

Dagens system binder ihop dels de stora centrala bränslebaserade kraftverk som är relativt oberoende av geografien och, via längre transmissionslinjer, den geografiskt mer avlägsna vattenkraften med konsumtionscentra i södra Sverige. I framtiden kommer elkraften troligtvis att konsumeras på samma ställen som idag med viss reservation för ny industriell aktivitet som kan läggas nära bra energi som t.ex. Apple datacenter i Danmark eller Facebooks serverhallar i Luleå.

Anpassning till framtidens elsystem innebär således dels att nya transmissionslinjer behöver byggas för att binda ihop det nya produktionssystemet och för att hantera större flöden och geografiska förflyttningar av kraft men också att den ny geografisk elproduktionsstruktur växer fram som levererar i mindre skala direkt ut till mellan- och lågspänningsnätet nära kunderna. Bägge dessa trender kommer att förstärka och delvis ersätta dagens geografiska struktur som bygger på enkelriktade flöden från ett fåtal centralt placerade stora kraftverk ut till passiva kunder.

#### 4.1 Ett framtida flexibelt elsystem?

Utmaningarna i framtiden ses som stora idag med tanke på hur dagens elsystem fungerar. Dagens elsystem är ”stelt” i den mening att det enda som vi kan planera och styra är i princip elproduktionen (den termiska). Den gamla ”bas-elen” får idag ta ett allt större ansvar för att upprätthålla balansen i systemet samtidigt som den trängs alltmer undan av förnybar, variabel el. Att planera för effekt istället för energi kommer att öka i betydelse vilket också avspeglas i titeln ”Planera för effekt” på den utredning som tillsattes av regeringen år 2012 (SOU, 2014).

Men i de tidsramar vi diskuterar måste vi anta att hela elsystemet kommer att ändras och anpassas efter de krav som ett alltmer nytt förnybart elsystem ställer. Introduktionen av variabla energikällor i systemet kommer att öka behovet av flexibilitet i systemet. Tidsmässigt kommer effekten variera kraftigare både på



kort tid (frekvenskontroll - sekunder, minuter, timmar) och på längre tid (över säsonger). Geografiskt kommer också skillnader att uppstå i var kraften produceras och sedan behövs som skiljer sig från dagens system.

Exakt hur planerna ska se ut och när de behövs beror på den tekniska utvecklingen på marknaden och på hur man tekniskt sett väljer att reducera växthusgasutsläppen ner till noll (balansen mellan förnybart och kärnkraft/fossilt med CCS). Säkert är dock att ”flexibilitet” är nyckelordet i framtiden, både tidsmässig-, geografisk- och framförallt användarmässig flexibilitet. Med ett system som är flexibelt och ”andas” (d.v.s. där både produktion och konsumtion kan följa varandra ömsesidigt) är det tekniskt möjligt att ha ett 100 % förnybart och variabelt system långsiktigt. Begreppet bas-el är fött ur nutidens system och kommer kanske att försvinna i framtiden (Haas et al, 2013).

Både ny teknik och nya former för reglering kommer att krävas för att hålla ihop ett förnybart elsystem. Mycket av dagens problem i elsystemen kan sägas bero lika mycket på att elsystemet inte har lyckats förändras efter en ny verklighet ännu som att påstå att det är för mycket förnybar energi som är problemet. I nästa kapitel ges exempel på vilken teknik som skulle kunna hjälpa till att göra elsystemet mer flexibelt.

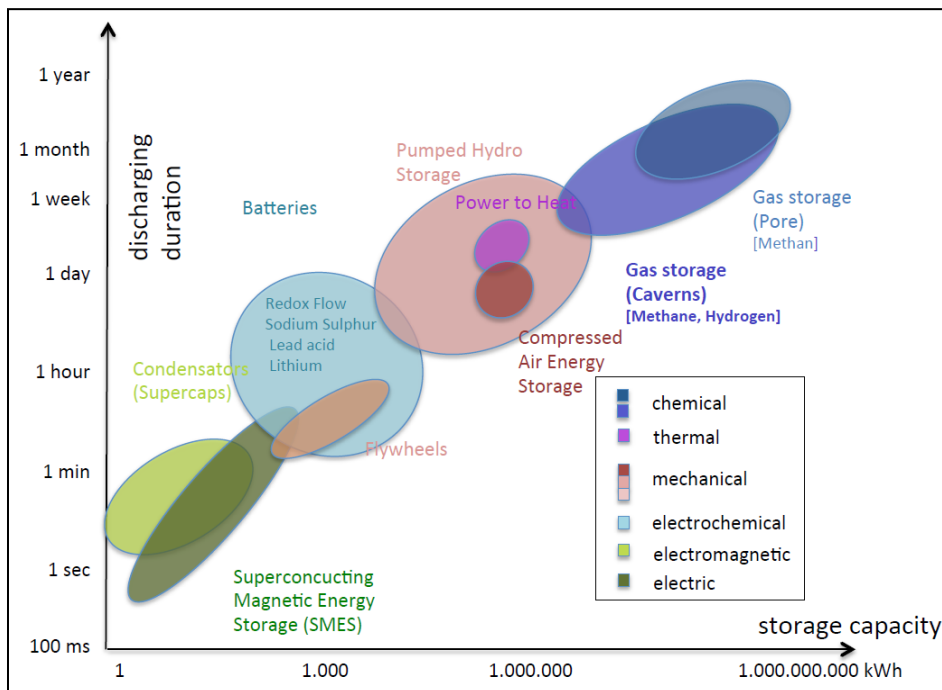
# 5 Teknik för att skapa ett flexibelt elsystem

Det finns redan mycket teknik som kan skapa den *tidsmässiga, geografiska* och *användarmässiga flexibilitet* som behövs i ett förnybart elsystem och fler tekniska lösningar håller på att utvecklas. Behovet av att hantera flexibilitet bättre inom elsystemet har de senaste 5 åren motiverat en stor mängd rapporter och forsknings- och utvecklingsinsatser inom området, främst för energilagring men även inom användarflexibilitet och utveckling av nät för geografisk flexibilitet. Området håller för närvarande på att explodera av nya idéer, se (IEA 2014, Ecofys 2015), men det krävs både teknikutveckling och nya marknadslösningar för att dessa lösningar ska få genomslag på marknaden.

## 5.1 Tidsflexibilitet (energilager)

Att lagra el innefattar flera olika teknologier, allt från kapacitorer, batterier, tryckluft, eller t.ex. gas, se Figur 7 nedan. Viktiga parametrar för den tekniska funktionen i systemet är tiden (urladdningseffekt och responstid), kapaciteten (storleken på hur mycket man kan lagra) samt hur länge energin kan lagras med acceptabla förluster. Vissa energilagrar passar för kortsiktig frekvenslagring medan andra passar bättre för arbitrage och säsongslagring.

Idag är behovet störst för kortsiktiga energilagrar (en dag eller två) men i framtiden kan det finnas behov av säsongslager för att utnyttja att t.ex. solkraft har större effekt på sommaren när behovet oftast är lägre.



Figur 7. Teknologier för lagring av el. Källa: Kruger (2015); EPRI (2010)

Det finns idag en mindre andel energilagrar installerade i elsystem runt om i världen. Den största delen av dessa energilagrar (>90%) är mekaniska pumpkraftverk men det finns även en mindre andel tryckluft, värmelager, batterier som t.ex. ZEBRA, litium och även svänghjul. Nedan ges korta beskrivningar av teknik för ”flexibilitet” och utvecklingsbehov.

### 5.1.1 Mekaniska lager (pumpkraftverk och tryckluft)

Mekaniska energilager innefattar t.ex. pumpkraftverk, svänghjul och tryckluftsverk. Tekniken för pumpkraftverk är enkel och utgår från att pumpa upp vatten till en reservoar för att sedan släppa vattnet genom en turbin vid behov. Effektiviteten el till el är ungefär 80-85%. Pumpkraftverk har snabb uppstarttid och passar både för frekvensreglering och för arbitrage, d.v.s. tjäna pengar på att lagra el vid lågt pris och sedan sälja vid hög pris under en dag. Pumpkraftverk finns i Sverige även om flera har lagts i malpåse de senare åren på grund av minskat behov/lönsamhet.

Ett alternativt till pumpkraftverk är att trycksätta luft som sedan expanderar genom en förbränningsturbin och genererar el s.k. tryckluftsverk eller "compressed air energy storage, CAES". Det finns i världen två stycken system som fungerar på detta vis, ett i Tyskland och ett i USA på 321 MW och 110 MW uteffekt vardera. Effektiviteten el till el hamnar på runt 40 till 65 % då en trycksättning av luft leder till en del värmeförluster. Nya system utvecklas som bättre ska ta till vara på värmeförlusterna och höja effektiviteten. CAES har en viss uppstarttid (ca 15 minuter) vilket begränsar dess användning för frekvensreglering.

Svänghjul är mekaniska energilager som lagrar effekt länge och med hög effektivitet men kan inte lagra stora mängder energi. Effektivitet är runt >90% och svänghjul kan främst användas till frekvensreglering i framtiden.

### 5.1.2 Elektriska lager (kapacitorer, elektromagneter etc.)

Kapacitorer och elektromagneter är elektriska energilager med relativt kort lagringstid som kan ladda ur stora mängder effekt på kort tid med hög effektivitet. Mängden energi som kan lagras är dock liten. Capacitorer och elektromagneter används idag i liten skala för frekvensreglering och för UPS (Uninterruptable Power Supply) funktioner i elsystemet. I framtiden kan behovet öka med distribuerad generering i mindre skala.

Batterier lagrar elektrisk energi i kemisk form och namnges oftast efter sin elektrolyt. Det finns olika typer av batterier, s.k. konventionella batterier, hög temperaturlagerbatterier och "Flow" batterier. Det vanligast konventionella batteriet är bly-syra (lead acid) och nickel-kadmium som bägge är tekniskt beprövade och relativt billiga. Nackdelarna är låg effektivitet och det faktum att man använder flera giftiga metaller (bly eller kadmium). De batterier som anses höra till framtiden är litium-jon batterier som används inom hem-elektronikindustrin på grund av sin höga energilagringsskapacitet och höga effektivitet. Priset är fortfarande högt men ett genombrott håller på att ske genom introduktionen av el och hybridbilar. Med sjunkande priser för produktion (Nyqvist och Nilsson, 2015) bör priserna för litium jon batterier kunna bli låga framöver då de innehåller endast relativt enkla metaller (Åhman, 2003). Flera entreprenörer har gett sig in på marknaden, bl.a. den medialt uppmärksammade Elon Musk som säljer hemmabatteripaket med en elbil. För kraftsektorn används också s.k. högttemperaturlagerbatterier (natrium-svavel och natrium-nickelklorid) och "Flow" batterier, s.k. Redox som använder en extern elektrolyt (ZEBRA-batterier). Högttemperatur batterier behöver höga laddas/urladdas (runt 300 till 360 C) och lagrar energi med en effektivitet runt 80 till 90 % och utvecklas specifikt för kraftsektorn i större storlekar, bl.a. i Japan.

### 5.1.3 Gaslager (metan, väte power-to-gas)

Att omvandla el till gas för att sedan omvandla gasen till el i en turbin är ett långtidsalternativ. Fördelen är att lagringsutrymmet (gasnätet) kan ta emot stora mängder energi och att energin kan lagras över en hel

säsong utan större förluster. Förlusterna uppstår i överföringen av el till gas vilket sker i elektrolyser med där man med el spjälkar vatten till syre och väte. Antingen lagrar man vätet eller så adderar man CO<sub>2</sub> och lagrar metan (vilket är lättare att lagra). I ett el-till-el lager så omvandlas gasen till el men detta behöver naturligtvis aldrig ske. Den totala effektiviteten från el till el är ca 35 till 45 % men frågan är om man återför gas till el eller ”överproducerar el” och använder gasen till transport, värme- eller industrisektorn istället. Kostnaderna idag är höga för framförallt elektrolysören och ekonomin ifrågasatt men i ett längre perspektiv diskuteras framförallt Power-To-Gas lösningar (Lechtenböhrer et al, 2015). Idag utvecklas Power-To-Gas framförallt i Tyskland och i Danmark.

## 5.2 Geografisk flexibilitet (ledningar)

### 5.2.1 Transmissionsnätet ger ökad geografisk flexibilitet

På grund av att de geografiska skillnaderna i produktion av förnybar el finns behov av att flytta elenergi längre sträckor som t.ex. när det blåser mycket på Nordsjön men är sämre vind på tyska fastlandet. Ett stort geografiskt sammanbyggt elsystem har bättre möjligheter att balansera ut geografiskt varierande effekt och konsumtion mot varandra. Större sammanbyggda synkrona elsystem<sup>12</sup> har dessutom lättare att hantera kortsiktiga variationer i effektproduktion och frekvens på grund av en större roterande tröghet. Att överföra stora mängder variabel förnybar elproduktion över långa avstånd kräver en viss teknisk utveckling av systemen för att hantera t.ex. reaktiv effekt (NEPP, 2014a).

Det finns också visioner om att bygga samman flera nät över stora geografiska områden för att fullt ut utnyttja den stora globala potential som finns för förnybar elproduktion samt att kunna balansera produktionen mot konsumtionen effektivare. För detta behövs s.k. super-grids med låga överföringsförluster. Super-grids utgörs vanligen av HVDC linjer (men kan även vara HVAC) och kan överföra elkraft långa avstånd med ekonomiskt rimliga förluster. Begreppet ”Super-grid” har funnits sedan 1960-talet i USA (byggt med bl.a. Svensk HVDC teknik) när man byggde samman östra och västra USAs elsystem. Ett välkänt exempel är organisationen DESERTEC’s visioner om att bygga samma EU med Norra Afrika med ett stort super-grid för att kunna utnyttja den stora potential för förnybar sol-el som finns i Sahara öknen, se Figur 8 nedan. Liknande visioner framför av t.ex. ”Friends of the Supergrid”<sup>13</sup> om ett supernät som skulle bygga ihop i hela EU och ge maximal flexibilitet.

---

<sup>12</sup> Elsystemen är sammankopplad i stora områden som går i takt, d.v.s med samma frekvens. Sverige, Norge, Finland ingår i ett. De olika frekvenssystemen (6st) i Europa binds samman med likströmskablar över t.ex. Östersjön till Tyskland och Polen. Likströmskablar (DC) överför stora mängder el mellan områdena t.ex kabel mellan Sverige och Polen, Danmark och Baltikum. HVDC (likström) överför elkraft över långa sträckor med betydligt lägre förluster jämfört med växelspanning. Det finns även likströmskablar inom Sverige för stora transportavstånd (från norr till söder).

<sup>13</sup> ”The Friends of the Supergrid (FOSG), grundat 2009, är ett industri-initiativ som består av en grupp globala företag med ett gemensamt intresse att förespråka och påverka policy för att möjliggöra ett europeiskt supergrid <http://www.friendsofthesupergrid.eu/>



Figur 8 DESERTEC vision med super grids. Bild: Desertec foundation

### 5.2.2 Flexibilitet i distributionssystemet – integrera mot användarna med smarta nät

En framtid med förnybar el kommer även betyda stora utmaningar för distributionsnätet med stora mängder el som genereras av konsumenter (eller prosumenter som det då ska heta). Det nuvarande distributionsnätet är passivt, d.v.s. elen skickas endast ut från högre spänningsnivåer till slutkund utan möjlighet att styra. Med distribuerad generering (som t.ex. solceller på villataket eller ett vindkraftverk på gården) behöver elen användas antingen direkt av konsumenter på samma distributionsnät eller överförs från distributionsnätet upp till högre spänningsnivåer.

Distribuerad generering får till effekt att en större del av balansen och frekvenshållningen i näten behöver hanteras på lokal och regionalnivå då det är i dessa nät som en större andel av både produktion och konsumtion sker<sup>14</sup>. Många små och spridda elproducenter (prosumenter) kan klumpas samman av s.k. aggregatorer som hanterar en grupp små kraftverk som ett större virtuellt kraftverk gentemot nätet och erbjuder t.ex. balanstjänster. På distributionsnätet finns också stora möjligheter att integrera bättre med användarsidan och möjliggöra användar-respons, t.ex. utnyttja framtida batterier i elbilar, värmepumpars styrförmåga eller möjligheterna att producera väte för att öka utbytet av metan i lokala förgasningssanläggningar m.m. I takt med att hushållskonsumenter och industrier installerar egen distribuerad energiproduktion så växer också intresset för att installera egna energilagrar vilket skapar nya förutsättningar för balansansvar på distributionsidan. I Tyskland ges stöd till de som vill installera egna energilagrar till sin solcellsanläggning och flera entreprenörer ser sjunkande batterikostnader som en möjlighet att kommersiellt sälja helhetslösningar med solceller och batterier. I delar av Australien (som har bra förutsättningar för sol-el och ett svagt nät) har redan idag 25 % av hushållen egen-generation

<sup>14</sup> För distributionsnätets stabilitet är normalt egenförbrukning bra

(CSIRO, 2015). I ett framtidsscenario med antaganden om att batteripriserna och solcellspriserna fortsätter att sjunka så förväntas 34 till 45 % av hushållskunderna i Australien koppla bort sig från elnätet efter 2030 (CSIRO, 2015). Detta på grund av att nätkostnaden stiger över kostnaden för att ha sitt eget micro-nät bestående av solceller med batterier (ibid).

Näten behöver uppdateras och utvecklas på distributionssidan för att gå från enkelriktadeflöden av kommunikation och energi till dubbelriktade flöden för att både styra konsumenten och styra nätet lokalt. Detta brukar kallas ”smarta nät” och utvecklingen drivs av flera olika skäl för att skapa ett ”smartare elsystem”, se bland annat ”[swedishsmartgrids.se](http://swedishsmartgrids.se)” och SOU (2014). Smarta nät möjliggör för distributionsnätet att hantera ett ökat balans- och frekvensansvar, egenförbrukning, generation, energilagring, virtuella kraftverk och aggregatorer, och konsumentrespons inom distributionsnätet

Förhållandet mellan distributionsnätet och högspänningsnätet blir annorlunda jämfört med idag när en större del av frekvens- och balansansvar förskjuts ut mot distributionsledet. I takt med denna förskjutning ut mot distributionsnäten behöver gränssnittet gentemot högre spänningsnivåer, d.v.s. ansvarsfördelningen mellan TSO/DSO<sup>15</sup> behöver utvecklas för att fungera bättre (ENTSO-E 2015). Nya sätt att samordna balansansvar behöver utvecklas för ett effektivt utnyttjande av resurser, t.ex. kan distributionsnäten utvecklas för att i krissituationer drivas i ö-drift<sup>16</sup> i krissituationer så att inte hela systemet stängs ner utan endast stamnätet. Denna erfarenhet har dragit bl.a. i Danmark vid krissituationer (NEPP, 2014b). Det finns även flera tekniska problem ute i distributionsnätet som måste lösas för att skapa den efterfrågade flexibiliteten och för att effektivt utnyttja installerad elgenerering såsom ström och spänningsbegränsningar vilket kräver utveckling av nya sätt att styra distribuerad produktion för att maximera utnyttjandet av både linjer och lokala kraftverk. Utvecklingsstrategier går princip ut på att mäta mer, reglera mer och t.o.m. installera för mycket effekt och styra ner vid topp-effekt för att överlag få ut mer energi.

### 5.3 Användarflexibilitet (styra efterfrågan efter produktionen)

Utvecklingen av bättre distributionsnät (smarta elnät) i förra kapitlet ger helt nya möjligheter att på sikt styra efterfrågan av el. Ett framtida system kan teoretiskt byggas där konsumtionen följer produktionen, d.v.s. använder mer el när det blåser och solen skiner, istället för som idag att produktionen regleras efter konsumtionen. En stor del av vår konsumtion styrs av behov som vi ogärna ändrar, t.ex. behovet av värme vid kallt väder eller TV vid VM i hästhoppning, men det finns framväxande tekniska lösningar där konsumtionen kan vara flexibel utan att vi som konsumenter märker något via automatiserade system.

Flexibilitet i konsumtionsledet handlar främst om att styra hushållens energianvändning men på längre sikt mer om att öka integrationen med andra sektorer, t.ex. värmesektorn eller transportsektorn med syftet att överföra elenergi till andra energilagring. En del flexibilitet anses även finns direkt hos privatkonsumenter om de ekonomiska eller samhälleliga incitamenten är tillräckligt starka, t.ex. tvätta vid speciella tider.

#### 5.3.1 Hushåll:

Hushållskonsumenternas konsumtion kan styras mot större följsamhet med elproduktionen via smarta elnät som ger rätt incitament eller signaler. Ett hushåll innehåller en stor del ganska värmetröga apparater

---

<sup>15</sup> Energimarkedmodel 2.0 (DK)- ”more market, less TSO”. Tätare handel och förbättrade regler för balanshandel ska minska (eller bara motverka) att TSO tar över för mycket via frekvensregleringen (inom en timme).

<sup>16</sup> El i ö-drift; köra ett lokalt elnät bortkopplat från det större elnätet, t.ex. en region, stad eller ett sjukhus i egen drift utan koppling till transmissionsnätet.

som drivs med el som under kortare tidsperioder (några sekunder, några minuter) kan stängas av eller begränsas i effekt. Värmetröga apparater är t.ex. kylskåp, varmvattenberedare och uppvärmningssystemet. Större skillnader i t.ex. elpriser från natt- till dags tid kan t.ex. göra det lönsamt för husägare att införskaffa en varmvattenackumulator för att sprida ut effektbehovet för el-uppvärmning. En uppskattning av svenska kraftnät i deras perspektivplan angav att om alla svenska kylskåp och värmetröga hushållsapparater installerade en utrustning för några tiotus skulle detta kunna ge en kortsiktig effektreserv för frekvensreglering på 3000 MW (teoretiskt) utan att påverka konsumenter förutsatt att det gjordes automatiskt (Svenska Kraftnät, 2013).

Anpassningen kan göras antingen frivilligt eller automatisk med förinstallerade program i värmetröga apparater. En studie av Broberg et al (2015) ifrågasätter ifall hushållskunder i dagsläget är villiga eller ens intresserade att ändra sina vanor för att tjäna på ett lägre elpris. Studien visar att potentialen sannolikt oftast är kraftigt överskattad och att prisskillnaderna som skulle motivera kunder till efterfrågefleksibilitet är hög jämfört med andra alternativ.

### 5.3.2 Värmesektorn:

Elsystem kan integreras med värmesystem på flera sätt. Tanken är att antingen utnyttja värmetrögheten i befintliga hus/struktur för att hantera mer kortsiktiga fluktuationer i elproduktionen eller att skifta kraft- och värmeproduktion och på så vis ”spilla” el i värmesystemet.

I Sverige har vi stora möjligheter att integrera variabel elproduktion med värmesektorn av flera skäl. Sverige har, sedan utbyggnaden på 1980-talet, ett stort antal bostäder med antingen direktverkande el (elpannor) eller med eldrivna värmepumpar som kan utnyttja husens värmetröga system för att hantera kortsiktiga balanser i elsystemet. Elpannor och värmepumpar kan styras med hjälp av enkel utrustning och rätt signaler.

En annan integrationsmöjlighet med värmesektorn är att styra kraftvärmeverk på elbehovet istället för som idag uteslutande efter värmebehovet där el är en restprodukt, d.v.s. producera mer el när behovet är stort och mindre när behovet är litet. Skillnaden är att det är värmesidan som blir då buffert istället för elsidan som idag.<sup>17</sup>

För att hantera problem med den mer långsiktiga balansen (över hela säsonger) kan elsystemet integreras med större värmepumpar, kraftvärmeverk och fjärrvärmesystem. Sverige har, som många andra nordiska länder, välutbyggda fjärrvärmesystem där varmvatten kan utgöra ett stort energilagrar för överskottsel. Fjärrvärmenätet kan lagra ansevärliga mängder energi i ledningarna men även genom att bygga energilagrar (Zinkjo och Gebremedhin, 2008). Det är tekniskt enkelt att gå från el till värme även om det går emot många gamla principer om att bevara kvalitén i energin så länge som möjligt och är i dagsläget irrationellt. Det går tekniskt sett även att utnyttja låg-värme för att göra el (d.v.s. gå från el till värme och tillbaka till el igen) men verkningsgraden är låg<sup>18</sup>.

### 5.3.3 Transport:

Fordon har egna energilagrar i form av en bensintank i varje bil eller, i framtiden, ett batteri i varje bil. Batterier i fordon som flera timmar om dagen står parkerade kan potentiellt kan vara uppkopplade mot

---

<sup>17</sup> I Danmark har man studerat detta alternativ mycket att använda framförallt fjärrvärmenätet och större värmepumpar för att bygga ett 100 % förnybart energisystem (Lund et al, 2015).

<sup>18</sup> Organiska Rankine Cykler gör det tekniskt möjligt men med en effektivitet på under 20% (värme till el) vilket gör det dyrt

nätet är en möjlighet att integrera med ett förnybart och variabelt elsystem. Konceptet ”Vehicle-to-grid” (V2G) innebär att elbilsägare låter sina bilar, när uppkopplad, fungera inte bara som mottagare av el utan även som elproducenter eller kapacitetsbuffert för elsystemet (Kempton och Janic, 2005). Detta innebär ökad belastning på batterierna och att behovet av batterikapacitet i varje bil kan behöva öka ifall man med trovärdighet ska kunna agera på en sådan marknad (ibid).

En stor introduktion av elbilar kommer att öka elbehovet i samhället men tack vare den höga energieffektiviteten blir det maximala elbehovet relativt modest, ca 10 till 15 TWh/år som allra mest ifall man skulle ersätta alla bensin/dieselfordon i Sverige (som ersätter 60 till 80 TWh bensin/diesel). Däremot skulle den extra ”kapacitetsreserven” via elfordons elmotorer teoretiskt sett öka väsentligt.<sup>19</sup>

#### 5.3.4 Industri:

I framtiden är det troligt att industrin utvecklas mot att aktivt delta i el- och balansmarknaderna med efterfrågerespons. Idag (2015/2016) upphandlas ca 350 MW effektreduktion från industrin av svenska kraftnät till Sveriges strategiska reserv (tidigare år upphandlade man över 600 MW). Det finns betydande potential att reducera effektbehovet tillfälligt vid effektbrist inom industrin idag men det är oftast förknippat med en produktionsreduktion som inte går att hämta igen senare vilket betyder intäktsförluster och är därför olönsamt med dagens elpriser (Paulus och Borggreffe, 2011). Effektreduktion behövs dessutom oftast då industrin går för fullt vilket gör att dagens industri har svårt att reducera utan betydande kostnader.

I ett långsiktigt noll-utsläppsscenario kan det dock se annorlunda ut. Nya energibärare för industrin kan betyda nya möjligheter till stora energilager. Om industrin går över till förnybara energibärare såsom vätgas eller metan så kan dessa energibärare även agera som energilager och därmed tillåta större industrier att aktivt delta på både el- och balansmarknaderna. Detta skulle kunna vara aktuellt för svensk stålindustri på längre sikt om man måste ersätta koksen med antingen direkt reduktion med väte eller med elektrolys av järnmalm (Ericsson et al, 2015). I Sverige används naturgas (metan) endast i begränsad omfattning inom industrin idag (ca 3 till 4 TWh). Power-To-Gas, d.v.s. att lagra överskottsel till gas skulle ha fördelen att gasen kan lagras med minimala förluster över lång tid i t.ex. naturgasnätet. I långsiktiga scenarier i Danmark, Tyskland och Frankrike ser man bl.a. lagring av variabel el i gasinfrastrukturen som en långsiktig lösning (UBA, 2014; Adele, 2014).

Nya industrier kan även uppkomma med nya behov och möjligheter. IT kan spara energi i många vardagsnära applikationer (t.ex. smart cities, smarta hus m.m.) men IT består även av fysiska anläggningar (datacenter) och många små alltmer uppkopplade applikationer som tillsammans konsumerar betydande mängder el (Oscarsson, 2014; IEA, 2014). I framtiden skulle IT och serverhallar kunna ha en annan funktion än andra elkonsumenter. I dagsläget integreras serverhallar mest genom att ansluta sig till fjärrvärmenätet och sälja överskottsvärme (som t.ex. Bahnhof) men i framtiden har serverhallar potential att delta mer aktivt på själva elmarknaden. Serverhallar kan utnyttja möjligheten att smart utnyttja t.ex. prisskillnader i elnätet för att maximera belastning mellan olika serverhaller och sprida lagring och exekvering geografiskt (Qureshi et al, 2014). Serverhallar har i princip 100 % back-up i form av egen reservkraft och även stora krav på frekvensstabilitet med ellagringsutrustning (UPS<sup>20</sup>, batterier m.m.). Denna kapacitet kan i framtiden utvecklas för att agera på en mer kundnära elmarknad där förmågan att utföra ”systemtjänster” i form av balansansvar m.m. skulle löna sig.

---

<sup>19</sup> Ett *teoretiskt* räkneexempel ger 24 GW extra med 4 miljoner fordon med vardera 60 kW elmotor. Dagens totala kapacitet i Sverige är 33 GW

<sup>20</sup> UPS; Uninterruptable Power Supply



## 5.4 Utvecklingen av teknik för flexibilitet inom elsystemet

Elsystemet behöver gå ifrån att vara ”stelt” system med enkelriktade flöden till ett system ett mer flexibilitet system som kan ”andas”, d.v.s. flexibiliteten måste finnas i alla systemets delar, inte bara i den planerbara produktionen. Detta kan ske genom teknik som ger möjlighet till större flexibilitet i alla delar av elsystemet inklusive omgivande energisystem.

Utvecklingen av energilager har tagit fart ordentligt de senare åren tack vare dels hemelektroniken och utvecklingen av batterier för elfordon men även via ett nyvaknat intresse för ellagring inom elsektorn där behovet. En del teknik som t.ex. batterier behöver utvecklas rent tekniskt innan de kan få större spridning. Framförallt behöver kostnaderna reduceras. För användarsidan finns det sedan ett antal år mycket teknik som skulle kunna användas (tack vare utveckling inom IT och sensorer) men hittills har förutsättningar saknats för att dessa lösningar ska vara privat- och företagsekonomiskt lönsamma. Utvecklingen av smarta elnät där det främst gäller hur vi styr distributionsnät och hur vi på regional och lokal nivå kan styra ett system behöver också utvecklas.

I ett noll-utsläppsscenario har industrin en stor möjlighet att reglera stora mängder av effekten men detta kräver nyinvesteringar och processer för befintliga industrier, och en del av den långsiktigt stora kapaciteten hänger samman med övergång till alternativa produktionsrutter som vätgas eller metan från antingen biomassa eller förnybar el (Ericsson et al, 2015).

Mycket teknik finns redan men det saknas idag förutsättningar på nuvarande marknader att få tillräckligt betalt för dessa lösningar. Ny teknik utvecklas för marknaden när det finns ett långsiktigt hållbart behov. Det är också därför som intresset för att utveckla dessa tekniker drivs av det behov som idag finns på grund av elsystemutvecklingen i bl.a. Tyskland och Danmark med stora mängder variabel el. Behovet märks även i Australien, USA och Japan där sol- och vindkraft växer snabbt på grund av goda geografiska och politiska förutsättningar. Kunskapen och utvecklingen har kommit längst i dessa länder och man är ledande i både teknik och i systemkunnande.

## 6 Marknader för att hantera variabilitet

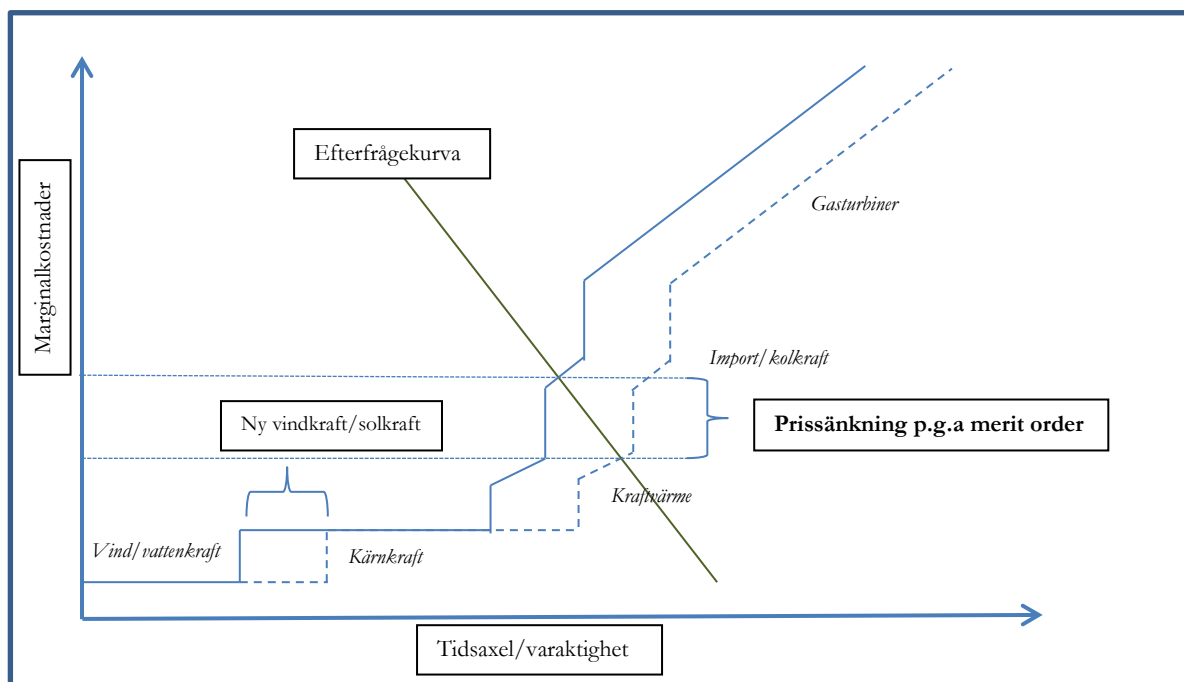
### 6.1 Påverkan på elbörsen

Elmarknaderna påverkas mycket av övergången till ett utsläppsfritt system. Huruvida kostnaderna kommer att vara högre eller lägre är svårt att veta idag. Systemkostnaden behöver inte vara substantiellt mycket högre i framtiden jämfört med idag, se kapitel 3.3.2, då skillnaderna mellan fossil el och förnybar el stadigt minskar. Däremot kommer fördelningen att ändras mellan investeringskostnader (fasta), bränslekostnader (rörliga) och kostnader för systemtjänster (balans, reserver m.m.) och infrastruktur.

Elpriset på en avreglerad marknaderna sätts av marginalkostnaderna enligt en prioritetsordning ("merit order") där elproduktion med lägst marginalkostnad körs först och mest och kraftverk med högre marginalkostnader körs mindre. På en "ideal" marknad (där endast elpriset styr investeringstakten) bör priset motsvara den *långsiktiga marginalkostnaden* för att ge tillräckliga incitament till nyinvesteringar. Den långsiktiga marginalkostnaden motsvarar då både rörliga och fasta kostnader.

I verkligheten styrs investeringar i kraftproduktion av mer än bara el-priset. Nyinvesteringar på elmarknaden svarar mot flera mål i samhället vilket innebär att alla länder inom EU sedan länge har infört olika typer av investeringsstöd till ny kraftproduktion. Dessa riktade stöd motiveras bl.a. av specifika förnybarhetsmål eller av industripolitiska mål att hålla priset nere och dämpa prissvängningar och skapar teoretiskt en "överkapacitet" på elmarknaden där elpriserna istället motsvarar den *kortsiktiga marginalkostnaden*, d.v.s. elpriset bestäms av elproduktionens rörliga kostnader (mestadels bränsle). Detta är och har alltid varit den normala marknadssituationen på elmarknaden.

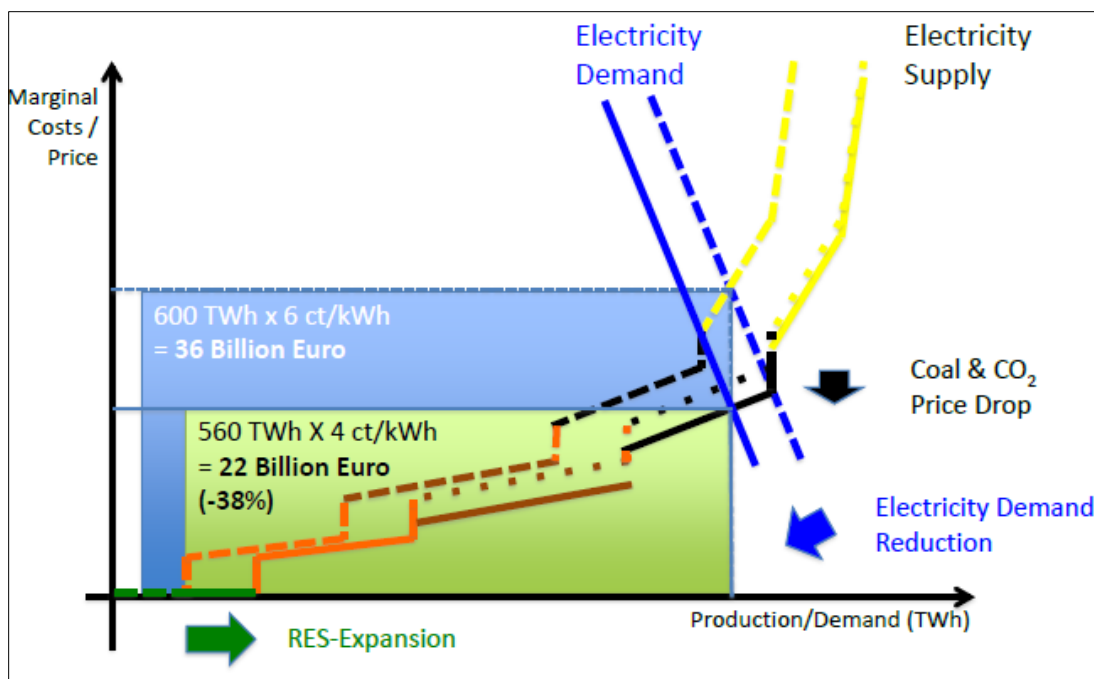
Med mer elproduktion från sol- och vindkraft med låga rörliga kostnader och företräde på elmarknaden (d.v.s. elen måste tas emot på elnätet men detta skulle normalt ske ändå då de rörliga kostnaderna är nära noll) så förskjuts tillförselkurvan åt höger, se Figur 9, med sjunkande elpriser som resultat. Detta kallas "merit order effect" och har tydligt observerats i Tyskland och i Danmark med sjunkande priser på elbörsen (Senfuss et al, 2008). Även inom Norden kan de sjunkande priserna på elbörsen delvis förklaras av ökade satsningar på vindkraft m.m. via elcertifikatssystemet.



**Figur 9. Effekten på elmarknaden av introduktion av el med låg rörlig kostnad (Merit Order Effect)**

En sammanhängande effekt är att de planerbara kraftverken (kol, gas, kärnkraft m.m.) som tidigare körts på full-last och fungerat som ”bas-el” nu istället tvingas köra mer på del-last vilket minskar lönsamheten. Kraftverk som körs på del-last kommer kräva högre elpris för att stanna kvar på marknaden då de behöver ett högre täckningsbidrag (elpris) för att kompensera den tid de inte får köra. Den sammantagna effekten blir således att prisfluktuationerna på el-marknaden kommer långsiktigt att öka med en större andel variabel el. Perioder med hög kapacitet i systemet kommer resultera i låga eller t.o.m. negativa priser och perioder med lite kapacitet kommer leda till mycket högre priser än idag då stora planerbara kraftverk kommer att behöva ett högre elpris då de körs för att inte läggas i malpåse. En utveckling av olika marknadslösningar såsom energilagring och efterfrågerespons som jämnar ut effektbalansen kommer dock att motverka prisfluktuationerna.

Även om elpriset på elbörsen sjunkit dramatiskt de senaste 5 åren så betyder detta inte att den totala omsättningen för elproduktionen har minskat. Istället har en större del av omsättningen lagts över till de ”investeringsmarknader” som utgörs av t.ex. inmatningstariffer eller kvotplikter. Skillnaden i t.ex. Tyskland är att en större del av ersättningen för el går via den s.k. EEG-avgiften (som täcker kostnaderna för deras inmatningstariff) och därmed utanför den egentliga el-börsen. I Figur 10 ges en skiss av hur det såg ut 2012 i Tyskland (Lechtenböhrer, 2014) där omsättning på t.ex. den tyska investeringsmarknaden (via EEG) då var lika stor som ersättningen från el-marknaden.



**Figur. 10. Skiss på den ekonomiska effekten av "Energiewende" på den Tyska elmarknaden** Källa: (Lechtenböhrer, 2014). Blått fält visar ersättning via EEG (inmatningstariffen) och grönt fält visar ersättning via el-marknaden

Den totala systemkostnaden för elsystemet är liknande vad en varit förut, bara med en förskjutning från el-börsen mot investeringsmarknaden. Effekten kommer både av "merit order effekten", d.v.s. att marginalkostnaden (och priset på ordinarie elbörsen, det gröna fältet) för bas-el sjunker när mer sol- och vindkraft med låga rörliga kostnader trycker undan kol- och kärnkraft och av att alltmer omsätts via investeringsmarknaden (EEG), det blåa fältet.

Vad som dock inte syns i figuren är att med mer variabel el kommer också indirekta kostnaderna för balansering, nyinvestering i infrastruktur och systemtjänster att öka.

## 6.2 Påverkan på kapacitetsbehovet

Stora mängder förnybar el i elsystemet ökar kraven på systemets förmåga att hantera ökade kortsiktiga variationer (frekvens och balans) men den långsiktiga utmaningen blir att hantera stora säsongvariationer och perioder med stora *effektunderskott* följt av perioder med stora *effektöverskott*. Det sistnämnda är tekniskt sett ett mindre problem då man helt enkelt kan stänga ner ("spilla") elproduktion för att hålla rätt kvalitet på spänning och frekvens men däremot är det ett ekonomiskt och resursmässigt problem att man inte då tar till vara på den energin.

För att säkra upp att tillräcklig effekt finns tillgänglig i framtiden har flera aktörer förespråkats att elmarknaden kompletteras med kapacitetsmekanismer. En kapacitetsmekanism ska säkra att det finns tillräckligt kapacitet (effekt) i systemet för att alltid kunna möta effektbehovet.

Kapacitetsmekanismer finns i flera olika varianter och kan implementeras på flera olika sätt som alla påverkar elmarknaden olika. De tre olika system som diskuteras inom EU är:

- I. Kapacitetsmarknad
- II. Kapacitetsbetalning
- III. Strategisk reserv

Kapacitetsmarknad och kapacitetsbetalning är bägge relativt lika och går bägge ut på att betala befintliga planerbara kraftverk på marknaden för deras förmåga att reglera sin effekt och följa den varierande lasten (efterfrågan). Skillnaden mellan en kapacitetsmarknad och kapacitetsbetalning är huruvida ersättningen kommer från en ”marknad” eller är en i förväg av systemoperatören bestämd ersättning.

En principiellt annan lösning är att upphandla en reserv som endast används vid effektbrist, en s.k. *strategisk reserv*. En strategisk reserv kan bestå av t.ex. ett kolkraftverk, några gasturbiner eller ett kontrakt om tillfällig effektreduktion hos en större industri som kan beordras av systemoperatören vid en bristsituation. Även kapacitetsmarknader/-betalningar kan designas för att ge incitament till effektreduktion.

Skillnaden mellan kapacitetsmarknader/-betalningar och en strategisk reserv är hur de påverkar elmarknaden. Kapacitetsmarknader/-betalningar påverkar elmarknaden betydligt då de ger ekonomiska fördelar specifikt till de befintliga kraftslag på elmarknaden som är reglerbara (och ökar därmed deras lönsamhet även när de inte behövs) medan en strategisk reserv endast påverkar elmarknaden genom att agera som en säkerhetsventil i nödfall och påverkar inte existerande kraftmix. En strategisk reserv fungerar således ”off-market” men påverkar ändå genom att man undviker extrempriiser på el vid bristsituationer.

Kapacitetsmarknader diskuterats långt före det blev aktuellt med stora mängder variabel el i systemet. Efter avregleringarna på 1990-talet har kapacitetsfrågan handlat om en ”energy-only” marknad klarar av på egen hand att ge tillräckliga incitament för att investera i tillräcklig kapacitet för att upprätthålla spänning och effekt även vid lasttoppar. I den akademiska litteraturen har denna fråga diskuterats som ett s.k. ”missing money” problem (Joskow, 2006). Teoretiskt sett skulle kapacitetsmekanismer inte behövas på en perfekt ”energy-only” marknad som borde kunna lösa topp-last problematiken själv via de då tidvis *extremt* höga elpriserna som kan uppstå i krissituationer och ge tillräckliga incitament till nyinvesteringar eller efterfrågerespons. Verkligheten ser dock annorlunda ut än teorin och det finns flera andra faktorer som påverkar elmarknaderna. Utformningen av den faktiska förda energipolitiken har aldrig litat fullt ut på marknadens förmåga att ge rätt incitament för att skapa en ”trygg elförsörjning till rimliga priser”.

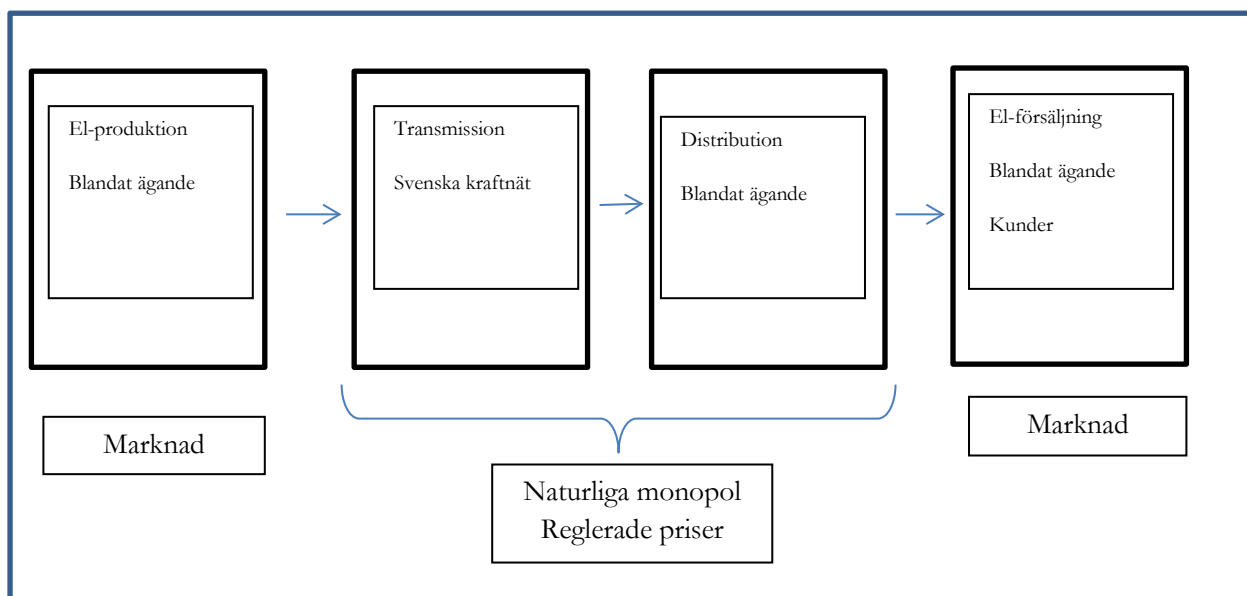
Behövs en kapacitetsmekanism när man introducerar variabel el i systemet? Kapacitetsproblemen med stora mängder förnybar el är delvis annorlunda än förut där det handlar om att tillsäkra tillräcklig kapacitet. Låga priser i elsystemet vittnar om att det finns en *genomsnittlig* överkapacitet i elsystemet. ”Kapacitetsproblemet” i framtiden består mer i att tillförsäkra att systemet har tillräcklig *flexibilitet* och kan svara på effekttoppar och effektbottnar när man inte längre på samma sätt kan kontrollera elproduktionen. Kapacitetsmarknader i ett förnybart elsystem handlar mer om att ge incitament till både produktion och till effekthushållning. För att kapacitetsmekanismer ska ge incitament till ökad flexibilitet såsom efterfrågerespons, energilager m.m. behöver nya tekniker utvecklas samtidigt med nya affärsmodeller och konstellationer, t.ex. aggregatorer som kan verka på flexibilitetsmarknaden.

Det finns olika kapacitetsmekanismer på flera elmarknader idag. I USA har man sedan 2007 en kapacitetsmarknad (PJM)<sup>21</sup>, Storbritannien har nyligen (2014) infört en kapacitetsmarknad, Spanien och Frankrike har kapacitetsbetalningar medan Sverige och Finland har strategiska reserver (se mer kapitel 8).

### 6.3 Påverkan på värdekedjor och affärsmodeller

I ett förnybart elsystem kommer värdet och kostnaderna förskjutas mer mot distributionsdelen av värdekedjan där (i) mer elektricitet kommer att genereras (bl.a. via prosumers) och (ii) smarta nät kommer ge möjlighet till styrning och flexibilitet som ser helt annorlunda ut än idag. Hela marknadssystemet behöver då gå ifrån en affärsmodell byggd på att allokera olika rörliga kostnader för bränslen effektivt (via marginalprissättning) till att effektivt allokera investeringar för att öka flexibiliteten i stället.

Under elsystemens uppbyggnadsperiod var elbolagen integrerade genom hela värdekedjan från produktion till el-konsument med områdeskoncession och naturliga monopol. Avregleringarna på 1990-talet betydde att de forna och integrerade elbolagen tvingades (med varierande framgång i olika länder) att separera de olika delarna i värdekedjan (unbundling) med skilda räkenskaper och ansvar. Allt för att möjliggöra konkurrens på de delar där det går. Värdekedjan delades upp mellan producent, transmission, distributör och återförsäljare, se Figur 11. Transmission och distribution är naturliga monopol medan produktion och återförsäljning är konkurrensutsatta.



Figur 11. Nuvarande uppdelning mellan produktion, transmission, distribution och återförsäljning

Uppdelningen syftade till att göra elproduktionen och återförsäljning mer konkurrenskraftiga där elmarknaden hjälper att allokera elproduktionens rörliga kostnader effektivt och främja ett effektivt utnyttjande av transmissionskapaciteten (inklusive export och import av elkraft) via priset på elmarknaden. Avregleringen av återförsäljningen har givit upphov till en stor rad nya elförsäljningsbolag med olika profil (miljöprofil bl.a.) och ökat fokus på kundnära tjänster (t.ex. GodEl och Kraft och Kultur<sup>22</sup>).

<sup>21</sup> Pennsylvania-New Jersey-Marylands (PJM) nätområde. [www.pjm.com](http://www.pjm.com)

<sup>22</sup> <https://godel.se/> & <http://kraftochkultur.se/>

### 6.3.1 Dagens reglerade värdekedja och nya behov

Med det ökade behovet av energilager och andra systemtjänster i ett förnybart elsystem är det inte säkert att denna reglerade uppdelning av marknaden fyller sin funktion på längre sikt. En hel del av den nya teknik som behövs för att upprätthålla ett förnybart el-system t.ex. trender inom distribuerad elproduktion och balanstjänster är svåra att placera in i en reglerad värdekedja. Till exempel energilager som kan användas både för elhandel (arbitrage mellan hög och lågpris) och balanstjänster och skär tvärs över både konkurrensutsatta och monopolreglerade delarna i värdekedjan. En framtida integration mellan olika sektorer såsom transport, värme och industrisektorn kommer också introducera nya aktörer på elmarknaden som kan bidra till samtliga steg i värdekedjan samtidigt (t.ex. V2G, PtG, PtH<sup>23</sup>) och blandar t.ex. ledningsbundna monopolmarknader (t.ex. gas, fjärrvärme) med konkurrensutsatta sektorer (elbörsen, värmemarknaden). Uppdelningen av marknaden i naturliga monopol och konkurrensutsatta delar kommer att stå inför utmaningar om man vill utveckla lösningar som kräver att man koordinerar insatser och investeringar som går tvärs över de ”reglerade gränserna” med dess nuvarande uppdelning. En del problem är redan identifierade såsom behovet att ändra lagstiftning för t.ex. energilager, se SOU (2014).

Flera av de stora kraftföretagen har svårt med lönsamheten idag med kraftigt sjunkande elpriser för ”bas-el” på el-börsen. En förflyttning av värdet håller på att ske för hela affärsmodellen. I det ”gamla” systemet kom intäkterna i värdekedjan främst via elproduktionen. I framtiden blir elproduktion relativt mindre betydelsefull (låga marginalkostnader) och fokus och därmed värdet förskjuts mot balans-, distributions-, lagringstjänster (och eventuellt andra servicetjänster). Förändringen börjar i vissa fall synas tydligt redan nu hos de stora traditionella kraftföretagen men även t.ex. med ett framväxande intresse hos utomstående aktörer. I princip alla stora elkraftbolag idag utvecklar strategier för hur de ska möta framtida utmaningar och hur de ska utveckla verksamheten med god lönsamhet. EON har som exempel tagit ett stort strategiskt beslut att dela företaget i två delar där det ”nya” EON utvecklar förnybar energi och distributionstjänster medan den andra delen (Uniper) ska fortsätta driva de stora anläggningarna. RWE har gjort en liknande uppdelning<sup>24</sup>. Andra stora bolag har gått andra vägar, t.ex. Vattenfall har fortsatt vara en samlad bolag men avyttrar till stor del sin verksamhet i Europa och fokuserar på Norden.

### 6.3.2 Framväxt av en ny värdekedja ?

På en förnybar elmarknad med stor variabilitet kommer det utvecklas ett nytt behov av professionella företag/tjänster som hanterar och samordnar effekt, efterfrågerespons, och prognoser d.v.s. allt mellan produktionen och slutlig användning. Denna utveckling blir framförallt viktigt om det utvecklas mycket distribuerad el-produktion med ”prosumer”. Möjligheten för framtida ”aggregatorer” som samordnar flera olika mindre kraftanläggningar (t.ex. individuella hushåll med solceller, bostadsrättsföreningar m.m.) och skapar ett virtuellt kraftverk som ordnar med balansering, systemtjänster gentemot nätet är en tänkbar utveckling som skulle drivas av ökade prisskillnader och ett tydligare värde på balanshållning. Detta är en vidareutveckling av energitjänsteföretagstanken som har funnits i tanken sedan 1970-talet där idén var att man skulle sälja *energitjänster* istället för energi (kWh). Energitjänsteföretag har idag utvecklats framförallt inom fastighetsbranschen där man säljer effektivisering och komfort i helhetspaket. Närheten till konsumenterna är viktigt i framtiden för att utveckla nya tjänster. Ett exempel är den schweiziska banken UBSs marknadsbedömning att de kraftbolag eller företag/organisation som har närmast kundkontakt är de som kommer att klara sig bäst i framtiden (UBS, 2014). UBS ser därmed en stor framtid för kundnärföretag att ge sig in på marknaden och är tveksam till de traditionella elbolagens förmåga att klara av en sådan omställning. Nya företag som istället behärskar kundnära kontakter bedöms har större

<sup>23</sup> V2G: Vehicle to Grid, PtH: Power to Heat, PtG: Power to Gas

<sup>24</sup> RWE pressrelease 1 december 2015 <http://www.rwe.com/web/cms/en/113648/rwe/press-news/press-release/?pmid=4014308>

möjligheter, flexibilitet och kunnande att utveckla nya koncept som kan utveckla den nya delen av värdekedjan i elsystemet. Detta skulle betyda att de ”gamla elbolagen” blir back-bone providers och missar utvecklingen i analogi med de första bolagen inom telefoni- eller IT-sektorn (EEI, 2013). Att gamla bolag tvingas föra en mer tillbakadragen tillvaro är inget samhällsproblem så länge nya bolag ges möjligheter till att växa och bidra med effektiva och dynamiska lösningar.

En tydlig trend som kan kopplas till behov att hitta lokala och integrerade lösningar i det ”nya elsystemet” kan ses i Tyskland som en effekt av Energiewende. Många insatser inom förnybar energi går att förverkliga på regional och lokal nivå som visats tidigare. I Tyskland hör detta samman med en tydlig trend de senaste 10 åren mot återkommunalisering av lokala energiföretag. Detta ingår i en bredare trend över hela Europa (dock inte Sverige) att kommuner, städer och regioner allt mer ifrågasätter tidigare outsourcing beslut och köper tillbaka vatten, energi, avfallshantering m.m. De tyngst vägande skälen sägs vara att spara pengar och få ökad politisk kontroll (Hall, 2012). Den tyska energiomställningen är en drivande kraft för återkommunalisering av elproduktion och distributionsnät där framförallt det stora kommande investeringsbehovet och de samordnings- och planeringsvinster driver på mot en återkommunalisering (Wagner och Berlo, 2015). 72 nya kraftföretag har hamnat i kommunal ägo de sista åren Tyskland (Wagner och Berlo, 2015). Mycket av privatiseringsvågen drevs under 1980 och 1990 talet av bl.a. EUs krav på ”unbundling” och på öppna marknader (Hall, 2012). Tysklands återkommunalisering är ett tecken på denna trends där kommunen vill få grepp om att koordinera över flera sektorer och fysik planering vilket görs enklare och bättre ifall man själva äger hela kedjan.

Kundernas roll på elmarknaden håller också på att förändras och kunderna är inte lika passiva längre som förut. En stor del av utveckling av förnybar elproduktion sker på hushållsnivå, framförallt i Tyskland och Danmark som tydligt gynnar och förenklar egen-produktion. Privatpersoner kan förväntas installera solceller med en delvis annan kostnads-nyttokalkyl än ett vinstdrivande el-företag, i varje fall i början av utvecklingen. De tidigare kunderna blir i framtiden bli ”prosumers” d.v.s. både producenter och konsumenter på elmarknaden samtidigt. Kommuner och regionala aktörer ger sig också in på marknaden med en tydligare politisk styrning (t.ex. ”mål om 100 % förnybart inom kommunen”) och väljer att installera vindkraft, solceller och bio-kraftvärme anläggningar i varierande storlekar med en delvis annan affärslogik jämfört med nationella/europeiska kraftbolag. Industrier är fortfarande förhållandevis passiva men har börjat bli alltmer aktiva som investerar på elmarknaden. I ett långsiktigt scenario där de tvingas till nollutsläpp kan en del av de stora el-intensiva industrierna gå mot en betydligt mer aktiv delaktighet på elmarknaden (Ericson et al, 2015).



## 7 Utsläppsfritt eller förnybart – effekter på elsystemets struktur

De senaste åren har det publicerats ett antal visioner på hur man ska nå 2 C grader målet till 2050. Framtidsbilderna skiljer sig åt och den viktigaste skillnaden för elsystemet är huruvida man räknar med att ett framtida elsystem med stora mängder kärnkraft/fossilkraft med CCS eller med ett elsystem som förlitar sig på förnybar el från främst sol och vindkraft<sup>25</sup>.

Scenarier som beskriver teknik för ett utsläppsfritt elsystem kan delas upp efter hur de påverkar strukturen och organisation på elmarknaden. Det som skiljer scenarier åt ur ett organisatoriskt och strukturellt perspektiv är graden av centralisering, planerbarhet och skalan på elproduktionsanläggningar. Ett nollutsläppsamhälle kan uppnås med:

- *Alternativ I*; Storskaligt/centralt, reglerbar kraft (Utsläppsfritt -mest CCS och eller kärnkraft)
- *Alternativ II*; Storskaligt/centralt, variabel kraft (förnybart - vindparker, solparker)
- *Alternativ III*; Småskaligt/decentraliserat, variabel kraft (förnybart – sol, vind m.m. lokalt i distributionsnätet)

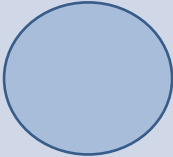



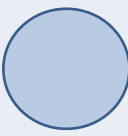


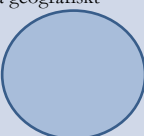



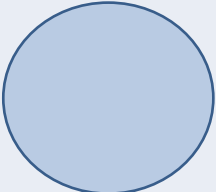
Figur 12 nedan är baserad på ett ramverk utvecklat av Schleisser-Tappesser (2012) och beskriver hur tre stiliserade framtida elsystemen ger upphov till olika behov av utveckling inom värdekedjan<sup>26</sup>. Storleken på cirkarna visar på vart i värdekedjan ansvaret för systemet kommer att ligga. Cirkarna kan således också ses som en indikation på dels utvecklingsbehov (investeringar, forskning och utveckling) men är samtidigt en indikation på vart i värdekedjan det framtida värdet kommer att ligga växa.

Med CCS och stora termiska kraftverk (Alt. I) kan man i princip fortsätta med dagens struktur på elsystem. Ansvaret för balans kommer ligga kvar på de stora termiska kraftverken. Att satsa på storskaliga vindkraftparker och solcellsparker (Alt II) kräver att en hel del transmissionslinjer byggs för att geografiskt kompensera de stora mängder el som adderas i system (ofta på platser långt ifrån konsumtion och lång ifrån dagens platser för elproduktion) men mycket av den centraliserade styrning behöver vara kvar samtidigt som det kommer finnas behov att utveckla efterfrågerespons och säsongenergilagrar. En övergång till ett mer decentraliserat system (Alt. III) bygger på många små elproducenter utspridda i distributionsnätet och kräver framför allt att efterfrågesidan och distributionssystemen utvecklas men även t.ex. energilagrar dock i en annan skala än med stora centrala variabla kraftverk.

---

<sup>25</sup> Alternativet finns även med stora mängder biomassabaserad kraft utan CCS men i ett nollutsläppsamhälle där alla sektorer ska nå nollutsläpp är biomassa en begränsad råvara som kommer att användas i transport och industrisektorn för drivmedel, värme och kemikalier (Lechtenböhrer et al, 2015).

<sup>26</sup> Vår bedömning skiljer sig aningen från Schleisser-Tappesser avseende ringars storlek m.m.

	Alternativ I Centralt system Planerbar kraft (CCS, vatten- kärnkraft)	Alternativ II Centralt system Variabel kraft (Vind- o solcellsparker)	Alternativ III Decentraliserat system Variabel kraft (Småskaliga system vind, sol, biogas)
<b>Produktions- styrning</b>	Dagens situation där bränslet fungerar som energilagrar och produktionen följer lasten 	Energisystemtjänster kommer att krävas av sol- och vind, t.ex. frekvensreglering med trög-massa 	Framförallt kraftvärmeverk kan användas för produktionsstyrning 
<b>Energilagrar</b>	Dagens system med små mängder pumpkraftverk i Europa och vattenmagasin Norden 	<i>Centralt</i> kontrollerade större lager behövs på längre sikt, t.ex. metan, väte, batterier 	Stort behov för <i>decentraliserade</i> energilagrar (t.ex. batterier). På längre sikt kan även väte o metan bli aktuellt 
<b>Geografisk kompensation transmission &amp; distribution</b>	Dagen situation: För <i>transmission</i> och för kompensation vid bortfall 	Stort behov av <i>transmissionsnät</i> för att kompensera geografiskt 	Utveckling i <i>distributionsledet</i> . Behov av transmission för att bygga ihop regionala system 
<b>Efterfråge- respons</b>	Inget större behov, endast för "reserv" vid plötsliga bortfall 	Ett visst behov att utveckla efterfrågerespons för frekvensreglering m.m. (automatisk) 	Stort behov att utveckla efterfrågerespons i distributionsledet 

Figur 12. Framtida struktur på elsystem och behov av olika utveckling. Källa: Vidareutvecklad figur från Schleisser-Tappeser (2012).

Kostnaderna för att upprätthålla systemet (och därmed värdet) kommer att förskjutas på samma sätt som beskrivits ovan av storlekarna på ringarna. Med stora centrala anläggningar kommer värdet ligga kvar hos dessa. Med ett decentraliserat system kommer värdet förskjutas ut mot distributionsledet. Behovet av innovation och utveckling av elsystemets olika delar beror således på vilken huvudsaklig teknik som används för att omvandla elsystemet till noll-utsläpp. Dessa teknikval är i sin tur beroende av vilka styrmedel som används vilket ger olika teknologier olika förutsättningar för utveckling. Som exempel kan tas skillnaden mellan EU-kommissionens energifärdplan till 2050 och scenarier utvecklade av WWF/Ecofys, PwC (2010), Euroelectrics (2009) och (Lund and Mathisen, 2009).

EU Kommissionens och Euroelectrics scenarier (som är ett modellresultat) bygger på antaganden om teknikkostnader som gör att CCS blir en stor del (33 % för EUs färdplan) av lösningen medan WWF/Ecofys' och PwC's scenarier har uteslutit CCS/fossil energi av politiska skäl och förlitar sig på främst sol- och vindkraft. Alla scenarierna är tekniskt möjliga till 2050 och kostnaderna skiljer mest på

grund av olika kostnadsprognoser (alla lika osäkra) på vad förnybar respektive fossil el med CCS kostar i framtiden.

EU kommissionens modelleringar är baserade på relativt marginella förändringar i energisystemets struktur liknande *Alt. I* i figur 12 där just det faktum att man behåller en stor del termisk och reglerbar kraft i systemet och på så vis bevara det nuvarande systemets funktion (storskaligt/centralt, reglerbar kraft). EUs och t.ex. Euro-electrics hat teknik som kräver institutionella förändringar för att passa in såsom energilagring och utökad transmissionskapacitet m.m. men skillnaden ligger i storleken och tyngden på systemet.

I de 100 % förnybara scenarierna från WWF/Ecofys och PwC är ca 70 till 80 % av elektriciteten variabel, endast vattenkraft och mindre mängder biokraft finns med som planerbar kraft som kan användas för reglering vilket skulle kräva omfattande förändringar av elsystemets struktur liknande *Alt. II* i figur 12. PwC's scenarie (2010) bygger på 100 % förnybart i EU och Nordafrika med storskaliga kraftparker med förnybar el och bygger ihop systemet med transmissionslinjer.

Det finns ett fåtal scenarier som förlitar sig på distribuerad generation helt och hållet, t.ex. i Danmark (Lund and Mathisen, 2009) i likhet med *Alt. III* i Figur 12. Välutvecklade modellscenarier för distribuerad generation på "EU-nivå" finns inte utan denna typ av scenarier skulle vara för komplicerade idag att konstruera över större geografiska områden med skilda förutsättningar.

## 8 Mot noll-utsläpp 2050 inom EU: olika sätt att hantera förändringen

### 8.1 EU - koordinerar och håller i takt-pinnen ?

EU sätter övergripande gemensamma mål för utsläppsminskningar, energieffektivisering och förnybar energi. De flesta medlemsländer har även egna visioner och strategiska planer för hur de ska nå noll-utsläpp till 2050 och framförallt egna prioriteringar vad gäller energipolitiken, som till stor del bestäms på medlemslandsnivå.

Elsystemets utsläpp regleras idag av EU ETS som sätter ett tak för utsläppen. 2009 antog EU det s.k. energi- och klimatpaketet som innehåller ett direktiv för EU ETS, ett direktiv för förnybar energi och energieffektivisering samt ett direktiv för CCS. Energimixen i elsystemet bestäms således inte bara av priset på utsläppsrätter utan även av de andra målen, se Box 3.

#### **Box 3: EU ETS, ambitionsnivå och priset på utsläppsrätter**

Utsläppen av klimatgaser ifrån hela EUs elmarknad regleras av EU ETS som sätter ett absolut tak på utsläppen och låter priset variera. I ett ”cap and trade” system når man per definition det mål man sagt, det som varierar är priset på utsläppsrätter. Detta kan jämföras med en CO<sub>2</sub> skatt där priset på utsläppen ligger fast men där effekten på de samlade utsläppen inte är given på förhand.

Om det enda målet med elsystemet är att reducera utsläpp av klimatgaser så borde denna reglering av EU ETS räcka men energipolitiken har flera mål och således även flera styrmedel. Energisäkerhet är ett sådant mål som ökat i betydelse och även elpriser till rimliga priser för hushåll och för konsumenter. Av bl.a. dessa skäl så har EU och dess medlemsländer infört en rad styrmedel för att specifikt öka andelen förnybar energi, för att öka energieffektivisering hos slutkunder och uppströms och för att fasa ut kraftstationer med oönskat dåliga prestanda, t.ex. ökade krav på kärnkraften efter Fukushima samt nya utsläppskrav på gamla kolkraftverk enligt Large Combustion Plant Directive.

Flera styrmedel; Under en fast utsläppsbubbla blir effekten av dessa additionella styrmedel mer förnybar energi, utfasning av kolkraft, kärnkraft m.m. MEN utsläppen förändras inte. Istället sjunker priset på utsläppsrätter.

EU har sedan 2011 skärpt de långsiktiga målen och antagit en färdplan för ”Low Carbon Energy Road Map” som fokuserar på växthusgasutsläpp och anger att utsläppen bör minska med 80 till 95 % till 2050. I färdplanen föreslår EU-kommissionen att utsläppen specifikt från elsektorn bör minska med 100 % till 2050 för att få en kostnadseffektiv fördelning av åtgärder (EU KOM, 2011).

EU-kommissionen har sedan slutet på 1990-talet försökt att utveckla en mer integrerad energimarknad i EU. Beslut om nationell energimix ligger dock fortfarande på medlemsländerna och inget kommissionen har mandat för. Men med Lissabon-fördraget 2009 så fick EU kommissionen mandat att gå vidare med s.k. ”3:e marknadspaketet”<sup>27</sup> för att skapa en gemensam energimarknad. 2015 lanserades ”Energi Union” med fokus på energisäkerhet och marknadsintegrering som ska vara den sista fasen mot en gemensam energimarknad (EU KOM, 2015). Paketet innefattar mycket regleringsarbete för att underlätta handel med bl.a. ett förslag till gemensam marknadsmodell (EUs Target Model) att sträva efter, satsningar på

<sup>27</sup> I 1:a fasen fick industrikunder lov att välja elleverantör fritt (1998-2003), i andra fasen fick hushållskunder lov att välja (2003-2009) och nu i 3:e fasen ska EUs elsystem helt länkas samman för att underlätta handel över nationsgränser med el (2010 -).

utbyggnad av gränsöverskridande infrastruktur via ”Project of Common Interest (PCI)” och ENTSO-Es planer för att bygga bort flaskhalsar mellan länder för ökad elhandel, se t.ex. CEPS (2015).

Medlemsländerna har dock fortfarande olika uppfattning om vad energin och elen har för roll i samhället och förhandlingar om nya transmissionslinjer och förenklad elhandel över nationsgränser har visat sig svårare än förväntat (Puka and Szulecki, 2014). Integreringen går trögt av flera skäl. EU-kommissionen använder sig idag även av sitt mandat att *främja den inre marknaden* för att argumentera för att medlemsländernas förnybarhetspolitik bör bli mer homogen, d.v.s. att valet mellan inmatningstariffer, elcertifikat, garanterade priser m.m. borde koordineras av EU och eventuellt vara ett EU-gemensamt system. Hitills har medlemsländerna stått emot och kommissionen har fått vika sig, bland annat konflikten mellan kommissionen och Tyskland om deras inmatningstariffer (EU KOM, 2014).

Nedan beskrivs ett urval av EUs medlemsländer och hur de valt att hantera utmaningen med ett elsystem under förändring. Urvalet är gjort med avseende på relevansen för svensk del, d.v.s. geografisk närhet och olika ambitionsnivå vad gäller förnybart eller inte (alla länder är klimatambitiösa) samt skillnader i grundläggande elmarknadsdesign.

## 8.2 Tyskland - Energiewende och Energy-only market 2.0

Tysklands elsystem har traditionellt varit uppbyggt kring stora kolkraftverk och kärnkraft. 2014 stod kol för 43 % och kärnkraften för 15 % av elproduktionen vilket dock är en betydligt lägre andel än för bara 10 år sedan. Tyskland har även en lång historia av satsningar på förnybar energi och 2013 stod förnybar energi för 26 % av elproduktionen. Kapaciteten för förnybar el i Tyskland motsvarar ca 50 % av den totala.

Tysklands begrepp ”Energiewende” går tillbaka till 1970-talet och debatten om kärnkraftens och kolkraftens vara eller icke vara i Tysk opinion. De senaste 10 åren har satsningar på förnybar energi i Tyskland resulterat i en kraftig ökning av både solceller, vindkraft och lokalt producerad biogaskraft, se bl.a. beskrivning i Haas (2015). Kärnkraftens framtid har diskuterats fram och tillbaka men sedan Fukushima olyckan i Japan 2011 har det tagits definitiva beslut om att stänga 8 gamla kärnkraftverk (8 av totalt 20) och att till 2022 stänga ner samtliga kärnkraftverk (Eikeland, 2014).

Tyskland har presenterat flera planer på ett 100 % förnybart elsystem med officiell status (t.ex. UBA, 2010) men när energi och klimatpaketet förhandlades inom EU 2007 till 2009 var Tyskland en av pådrivarna för att inkludera CCS för kolkraft i paketet (Eikeland, 2014). På grund av olika konflikter mellan federal och regional nivå har dock CCS-verksamheten nästan helt stannat av i Tyskland och anses i dagsläget inte aktuellt (kan dock ändras). UBAs (2010) scenario med 100 % förnybart i elsektorn bygger på ett ”regionala nätverkssystem” d.v.s. att man på regional bas i stort sett balanserar sitt elnät. Förutom kortsiktiga lager såsom efterfrågerespons och pumpkraftverk så ser man på längre sikt nödvändigheten till kemiska lager (power-to-gas-to-power) via väte eller metan som byggstenar för att kunna säkerställa kapacitet och stabilitet.

Tyskland har gått från att fokusera på ett framtida elsystem likt Storbritannien, d.v.s. kärnkraft, fossil med CCS och förnybart till att nu ha vänt och fokuserar enbart på förnybar el och på att utveckla efterfrågerespons och energilager. Detta avspeglas också i deras förslag till energimarknads-reformer där man vill se en ”energy only marknad 2.0” istället för kapacitetsmarknader som tidigare diskuterats. Tyskland vill också behålla (i modifierad form) sina stödsystem för förnybar energi (Feed in Tariffer, FiT). Sammanlänkning med övriga EU via nya transmissionslinjer ses också som ett framtida alternativ för att jämna ut de geografiska skillnaderna (German Government, 2015).

### 8.3 Storbritannien – Marknadsambivalens och kapacitetsmarknader

Storbritanniens elsystem domineras av kol (39 %), gas (27 %) och kärnkraft (19 %) men med en växande andel vindkraft. Produktionskapaciteten är dock relativt ålderstigen och inom 20 år kommer stora delar av kärnkraften falla för åldersstreck och behöva bytas ut (UK Government, 2011). De brittiska kolkraftverken är också gamla och flera kommer att läggas ner både på grund av ålder och på grund av EUs nya minikrav på stora förbränningsanläggningar, det s.k. ”Large Combustion Plant Directive”. Gaskraft växte stark från 1980-talet (som konsekvens av Storbritannien gasfynd i Nordsjön) men flera relativt nya gaskraftverk hotas nu att läggas i malpåse på grund av konkurrens från billigt kol.

Storbritannien är klimatambitiöst med en klimatlag som fastlägger *i lag* en växthusgasbudget för landet fram till 2050 som motsvarar en reduktion med 80 %. Historiskt har utvecklingen av förnybar energi i Storbritannien varit senare jämfört med t.ex. Tyskland och Skandinavien. En förklaring är de stora gasfyndigheter på 1980-talet som trängde undan andra satsningar samt att förutsättningarna och traditionerna för bioenergi inte varit starka. De senaste åren har dock satsningar på framförallt havsbaserad vindkraft vuxit starkt. Storbritannien har, förutom det lagstadgade utsläppsmålet på – 80 % för hela ekonomin till 2050, inga specifika tekniska mål för elsektorn. Man säger explicit i sin 2050-strategi att staten ska vara teknikneutral (UK Government, 2011) men samtidigt förutser man att den framtida el-mixen behöver bestå av både förnybart, kärnkraft och fossilkraft med CCS (ibid).

Storbritannien var pionjärer i att avreglera elmarknaden redan 1990. Avregleringen ledde till låga investeringar och risk för effektbrist i delar av Storbritannien under en tid (Newell, 2011) och efter kritik har elmarknaden reformerats ett antal gånger. Den senast reformen är den stora Energy Market Reform (EMR) där man bl.a. införde nya stödsystem för förnybart (Contract of Difference) samt nya direktiv för stora anläggningar m.m. Syftet med EMR är att fördubbla investeringarna de kommande 10 åren jämfört med tidigare decennier (Helm, 2014). Avregleringen och Storbritanniens styrningsfilosofi att vara ”teknikneutral” och marknadsorienterad har fått kritik för att vara inkompatibelt med långsiktiga utsläppsmål (Newell, 2011; Keay et al, 2011). I praktiken har man inte heller varit teknikneutral utan sett sig tvingade att skapa särlösningar för t.ex. nyinvesteringar i kärnkraft med reglerade priser<sup>28</sup>. Dessa lösningar har man ansett sig tvungen till för att klara kraftbalansen på längre sikt. Storbritannien lägger också mycket kraft på att reformera sitt transmission- och distributionssystem för att klara av balanshållningen med fokus på att integrera stora framtida vindkraftsparken till havs (UK ERC, 2014).

För att möta utmaningarna med variabel elproduktion funderade Storbritannien över två olika kapacitetsmekanismer, dels strategisk reserv och dels en bred kapacitetsmekanism. Man valde den breda kapacitetsmekanismen där all planerbar kapacitet är med (inklusive gas). Denna centrala kapacitetsmarknad fungerar sedan 2014 och ger framförallt stöd till de gaskraftverk som annars riskerar att läggas i malpåse på grund av bristande lönsamhet. Utvecklingen i Storbritannien av elsystemet och dess reglering har utformats för att skydda vad man anser nödvändiga investeringar som kärnkraft och stora termiska gaskraft för att klara balanshållning på medellång sikt och det faktum att CCS och kärnkraft anses vara en del av elmixen 2050.

### 8.4 Frankrike – Centralt, kärnkraft och kapacitetsmarknader

Frankrike har ett elsystem som består av 75 % kärnkraft och som domineras helt av en statligt ägd elproducent (EdF). Förnybar elproduktion har vuxit sakta i Frankrike och stod 2013 för 19 % av elproduktionen men 75 % delar av den förnybara elen kommer ifrån befintliga vattenkraftverk.

---

<sup>28</sup> Kärnkraften garanteras ett pris på sin sålda elektricitet (för närvarande 92 euros/MWh)

Frankrikes ”färdplan” för klimatomställning tar mål till 2030 där kärnkraften ska ner till ca 50 % av den total elproduktion (French Government, 2011). Efter det ser man att kärnkraft kommer fortsätta vara en viktig del av el-mixen i ett storskaligt och centraliserat system (ibid). Den franska energi- och miljömyndigheten (ADEME) har dock även presenterat alternativa scenarion med 100 % förnybart till 2050 men som bygger på samma centralistiska marknadslogik som tidigare, d.v.s. kärnkraften ersätts med stora centralt styrda kraftparker av framförallt vindkraft och solkraft (ADEME, 2014). För att lösa lagrings- och balansproblem ser ADEME ett behov av stora, centrala power-to-gas anläggningar som agerar ”el-lager”. Den nuvarande kärnkraften kommer att nå slutet sin tekniska livslängd mellan 2020 och 2035 (40 år) och idag är Frankrikes politik att kärnkraften ska renoveras eller ersättas (French Government, 2011).

Frankrike har varit motsträviga till idén om en avreglerad elmarknad och har hela tiden behållit en stor statlig inblandning med reglerade energipriser. Elpriserna för hushållskunder är reglerade medan man har givit industrin, efter påtryckningar från EU, möjlighet att välja marknadsbaserade priser sedan ett par år. Dock har Frankrike via den s.k. ARENH mekanismen skapat ett system som håller priserna låga för fransk industri men som samtidigt tillåter EU konkurrens, ett system desingat för att Franska staten ska kunna fortsätta kontrollera elpriser i Frankrike (Percebois, 2013).

Frankrike har hittills inte haft problem med kraftbalansen givet den stora del kärnkraft och modesta satsningar på förnybart men håller på att implementera en kapacitetsmekanism för att klara framtida förändringar. Mycket detaljer återstår att utveckla men Frankrike vill ha kapacitetsmarknader som är heltäckande (d.v.s. ingen ”strategisk reserv”) och som är teknikneutrala och ska även ta in efterfrågerespons. Detta system kommer medvetet att gynna kärnkraften men samtidigt ge möjligheter till en utveckling av efterfrågerespons. Frankrikes val av kapacitetsmarknad (decentraliserad kapacitetsmarknad) ska ses i ljuset av den el-mix man har och den energipolitik man avser att driva med en stor andel kärnkraft och centralt kontrollerade priser.<sup>29</sup>

## 8.5 Danmark – Mot 100 % förnybart med ökad integration

Danmarks energisystem har tidigare varit (och är fortfarande) kolberoende för sin el och värmeproduktion och fossil energi stod 2012 för ca 50 %. Vindkraft har vuxit snabbt de senaste 10 åren och står idag för ca 33 % av elproduktionen i Danmark. Vindkraftsutvecklingen har en lång historia som började redan på 1970-talet. Danmarks höga andel vindkraft skapar idag de problem i elsystemet som övriga världen funderar över, d.v.s. tidvis har vindkraften stått för 140 % av Danmarks elförsörjning. Då Danmark är väl uppkopplat mot både Norge, Sverige och Tyskland har man klarat effektbalansen bra hittills och problemen har mer legat på distributionssidan med problem i regionala nät. Överskott av vindkraftsel har kunnat exporteras och el har kunnat importeras vid stiltje. Dock har man i Danmark utvecklat flera flexibla lösningar i elsystemen med att t.ex. styra konventionell kraftproduktion snabbare och bättre än vad som var möjligt tidigare, styrt sin kraftvärmeproduktion efter el-efterfrågan och utvecklat bättre vindprognoser och utvecklat balansmarknaden vilket gjort att man hittills har klart elsystemets balans bra trots hög andel vind, se bl.a. Martinot (2015).

Danmark är klimatambitiösa och har som mål att reducera sina växthusgasutsläpp med 80 till 95 % till 2050 och har målet att övergå till en 100 % förnybar energiförsörjning till 2050 (Danish Government, 2013). Danmarks strategi vilar helt på vind- och solkraft och biogas/metan från jordbruket (ibid). Bioenergi används redan i kraftvärmesystemet med liten möjlighet till expansion utan att bli importberoende. Kol- eller gaskraft med CCS eller kärnkraft diskuteras inte i Danmark.

---

<sup>29</sup> ”the capacity mechanism market design is a prolongation of the existing design for energy market in France” (Percebois, 2013)

Danmarks plan för att skapa ett elsystem som kan hantera nästan 100 % variabel el är att integrera elförsörjningen med sitt fjärrvärmesystem (power-to-heat), se t.ex. Lund et al (2005), och att på längre sikt bygga ut gas-systemet (power-to-gas) som ett långsiktigt energilagrar (Danish Government, 2015). Gasstrategin vilar också på att Danmark sedan länge också har en ambitiös biogasstrategi som bygger på Danmarks stora jordbrukssektor<sup>30</sup>.

Danmark väljer här, bl.a. baserat på att både Tyskland, Finland och Sverige har det, att satsa på en strategisk reserv för att vidhålla kapacitet och en utvecklad elmarknad ("energimarkedsmodell 2.0") för att ge incitament till efterfrågerespons och en mer aktiv balansmarknad. Bl.a. förordar man balanshandel tätare in på förbrukningstiden. Idag stänger den en timme före men Energinet vill få ner det till 30 minuter; "mer marknad – mindre TSO". Fokus för den utvecklade "energimarkedsmodell 2.0" är dock att lösa systemfrågorna med sikte på 2020/2030 och för att därefter anpassa till de krav som kommer senare.

## 8.6 Sverige - "Vänta och se" och smarta nät

Sverige ingår i det nordiska elsystem som både är starkt med god överföringskapacitet och har en stor mängd reglerbar förnybar vattenkraft i systemet (53 % i Norden 2014, vind totalt endast 6 %). Sveriges elmix bestod 2014 av stora delar kärnkraft (41 %) och vattenkraft (42 %) med en växande del förnybart främst i form av vindkraft (8 %) och biobaserade kraftvärmeproduktion.

Sveriges planer för att nå klimatmål 2050 innefattar att elsystemet skall bli helt CO<sub>2</sub>-fritt samtidigt som man är i dagsläget osäker på kärnkraftens framtid (Naturvårdsverket, 2012). Tidigare ambition om att stänga ner kärnkraften i Sverige sköts på framtiden 2008 med en 5-partiöverenskommelse som tillät nybyggnad av kärnkraft verk på befintliga platser. Dock har verkligheten blivit annorlunda och idag läggs kärnkraft ner (äldre reaktorer) som en följd av den långsiktiga prisutvecklingen på elmarknaden och de nya krav på säkerhet efter Fukushima som innebär krav stora investeringar för äldre reaktorer. Tidigare planer på att bygga nya kärnkraftverk är idag lagda på hyllan.

Sveriges mål för förnybar energi sträcker sig till 2030 och regleras med elcertifikat som ger stöd till bio-kraftvärme, vindkraft, och solkraft. Sverige har ett mål att introducera 30 TWh förnybar el via elcertifikatsystemet till 2020. Att introducera CCS för elproduktion (gaskraftverk eller kolkraft) är inte aktuellt i Sverige idag. Utbyggnad av vattenkraften är inte heller aktuell. Den stora frågan är istället hur el-mixen ser ut framtiden med en eventuellt avskaffad eller nerskalad kärnkraft.

Sverige kraftbalans och elsystem är idag robust givet bl.a. ett bra och starkt nät och stora mängder reglerbar och förnybar elkraftproduktion. Den stora osäkerheten för Sverige elsystem är i dagsläget om hur stora delar av kärnkraften som kommer att utnyttjas och hur länge. Med kärnkraftsutvecklingen och våra ambitiösa klimatmål har regeringen tillsatt en energikommission för att se över den långsiktiga energipolitiken. En utredning för att analysera behovet av smarta elnät presenterades också 2014 som innehåller få skarpa förslag förutom att "förbereda" för smarta elnät.

För att säkra upp tillräcklig kapacitet i elsystemet har Sverige en strategisk reserv som upphandlas av svenska kraftnät. Tanken är att denna reserv ska avvecklas till 2020 och att marknadens aktörer istället ska ta detta ansvar via balansmarknaderna. Tvivel om detta finns dock och i nuläget diskuteras frågan inom Energikommissionen.

---

<sup>30</sup> Som del i integrationen med värmesektorn satsar man bl.a på att för närvarande bygga ut stora värmepumpar i sina fjärrvärmesystem (Lund et al, 2005).



## 8.7 Olika förutsättningar och visioner ger olika nationella strategier

EU och dess medlemsländer har olika utgångspunkter och olika mål med sin energipolitik vilket avspeglar sig i hur man väljer att reformera elmarknaden för att klara den nya teknikutvecklingen. För vissa länder är utmaningarna mer akuta, antingen på grund av deras ambitionsnivå (t.ex. Tyskland) eller på grund av sämre förutsättningar från början (t.ex. svaga nät som i Storbritannien).

Klart är att länderna har olika utgångspunkter och därmed olika syn hur ett önskvärt framtida elsystem ska se ut. Införandet av kapacitetsmekanismer i olika länder tar utgångspunkt i de kortsiktiga problem man upplever med elsystemet men även i de långsiktiga visioner eller syn på det framtida elsystemets energimix. Utformningen av de nya institutionella ramar, i form av elmarknadslösningar men även av förnybart politiken, är anpassad efter det framtida elsystem man anser nödvändigt eller vill ha. Det behövs ett långsiktigt perspektiv för att utvärdera vilka lösningar för t.ex. ökad flexibilitet i systemet man vill gynna på längre sikt.

Utvecklingen av elsystem anses vara starkt spårberoende men länder med liknande tekniska förutsättningar för 20 år sedan kan trots detta gå helt skilda vägar vad gäller marknader och framtida elmix. Tydligast är detta om man jämför t.ex. Danmark med Storbritannien (bägge starkt kolberoende för 20 år sedan) och Sverige med Frankrike (bägge två stora kärnkraftsnationer).

Ländernas utvecklingsvägar kommer att behöva ta hänsyn till EU kommissionens ambitioner om att stödja en integrerad energimarknad. Energi är fortfarande en fråga som har stark nationell förankring vilket bl.a. avspeglas i Tabell 1 ovan, och EUs mandat för att påverka medlemsländerna är idag svagt. Detta blir tydligt när man ser på de olika sätt som medlemsländerna väljer att implementera klimat och energipolitik inom elsektorn med en blandning av inmatningstariffer, elcertifikat m.m., och motståndet mot att ge upp statlig inblandning för prissättning m.m.

I Tabell 1 nedan ges en sammanfattning av mål/planer scenarier som presenterats för 2050 med huvudsakliga teknikval för elsektorn.

Tabell 1. Översikt över olika scenarier på utsläppsfritt elsystem till 2050

	Klimatteknik/framtida elmix (visioner/modelleringar)	Elmarknadslösningar som implementerats/föreslagits	Vilken typ av elsystem kommer att stödjas av detta ?
<b>EU</b>	Modelleringar och EUs styrning ger mycket CCS, ca: 50 % förnybart, varav 33 % variabel el till 2050.	Inget mandat, påverkar genom gemensam marknad för bättre jämförbarhet. Driver ”Energi Union” för ökad geografisk integration av elmarknaden	Styrmedel/regleringar stödjer en blandning av alternativ främst I + II (centraliserat fossilt + förnybart)
<b>Storbritannien</b>	Teknikneutrala men planer förutsår en mix av kärnkraft, gas med CCS och förnybart (främst havsbaserad vind).	Introducerat en kapacitetsmarknad som stödjer befintlig gas, kärnkraft.	Planer och styrmedel/regleringar stödjer en blandning av alternativ I + II (centraliserat fossilt + förnybart)
<b>Tyskland</b>	Mål för 80 % förnybart till 2050, CCS kvar i debatten men svagt stöd. Kärnkraft ska fasa ut (2022)	Valt att introducera en ”Elmarknad 2.0” som består av en strategisk reserv och en förbättrad ”energy-only” marknad	Mål och styrmedel/regleringar stödjer en utveckling mot främst alternativ III och II (förnybart, går allt mer mot decentraliserat)
<b>Frankrike</b>	Mål om att kärnkraft står för 50 % efter 2030 och resten förnybart (främst storskaligt).	Introducerar en kapacitetsmarknad som är en fortsättning på nuvarande elmarknadslösning (centraliserad marknad)	Mål och styrmedel/regleringar stödjer en utveckling mot främst alternativ I men även II på längre sikt (centraliserat runt kärnkraft men med växande förnybart)
<b>Danmark</b>	Mål om 100 % förnybart till 2050, varken CCS eller kärnkraft med i debatten, decentraliserat system	Introducerar en ”Elmarknadmodell 2.0” som består av en strategisk reserv och att man förbättrar ”energy only” marknaden	Planer och styrmedel/regleringar stödjer en utveckling främst mot alternativ III, d.v.s. ett decentraliserat elsystem men alternativ II och en realitet (sammankopplad med Norden).
<b>Sverige</b>	Mål om 100 % förnybart (nytt) men fortfarande oklart om kärnkraftens framtid, CCS inte aktuellt	Diskuteras men förnärvarande har Sverige en ”energy-only” marknad och en strategisk reserv. Utredning stödjer ”smarta elnät” och energikommission ska ge besked 2016	Planer, förutsättningar och nuvarande marknadslösning går mot en elsystem liknande alternativ II d.v.s. centraliserat och förnybart.

Not: Alternativ I, II och III refererar till Figur 12 in kapitel 6 : Alt.I Storskaligt/centralt, reglerbar kraft, Alt.II Storskaligt/centralt, variabel kraft, Alt. III: Småskaligt/decentraliserat, variabel kraft

## 9 Diskussion – strategiska val i energi- och klimatpolitiken

Den långsiktiga klimatpolitiken och utvecklingen av förnybar energi har fått stora konsekvenser för elsystemet. Behovet att förnya eller förändra regler och organisationen av marknaderna diskuteras inom hela EU idag. Diskussionen har främst handlat om ifall man behöver introducera nya kapacitetsmekanismer för att säkerställa elsystemets stabilitet. Denna fråga ska dock ses i ett större pussel som omfattar visioner, traditioner och förnybarhetspolitik.

Den största förändringen av elsystemen sker på grund av den förda klimat- och energipolitiken där olika principer och mål påverkar vilken typ av energisystem som byggs. De institutionella ramar i form av styrmedel och marknadsregler, och den infrastruktur som planeras de kommande åren kommer att definiera vilka tekniska alternativ som blir lönsamma och därmed utvecklas till 2050. Klimatomställningen har hittills krävt så pass mycket politisk intervention att frågan kan ställas hur pass väl idén om en avreglerad elmarknad går ihop med en långsiktig klimatomställning då allt mer av elmarknadens funktioner och investeringsbeslut tas via administrativa vägar (Finon, 2013; Keay et al, 2013).

Det finns, och har funnits, ett antal strategiska val i utformningen av styrmedel. En del av dessa val är redan gjorda och har påverkat utvecklingen medan andra val återstår. De strategiska val där politiken och styrmedel har en påverkan är utformningen av klimat- och energipolitiken, val av elmarknadsreglering, och integration mellan regioner och med övriga energisystemet.

### 9.1 Generella styrmedel eller riktade mål mot förnybart ?

Tanken bakom den generella klimatpolitiken i både Sverige och i EU har varit att styra via ett CO<sub>2</sub>-pris och låta marknaden välja teknik. I verkligheten har man dock använt sig av flera riktade styrmedel för att gynna specifika förnybara lösningar som t.ex. inmatningstariffer för vindkraft, elcertifikat för förnybar energi, subventioner till biodrivmedel m.m. På elmarknaden fungerar CO<sub>2</sub>-priserna inom EU ETS och de riktade stöden till förnybart som kommunicerande kärll, d.v.s. desto mer riktat stöd till förnybart, desto lägre CO<sub>2</sub>-priser inom EU ETS (se Box 3).

Förnybarhetsdirektivet i EUs 20/20/20-paket och den förda förnybarhetspolitiken hos enskilda länder har skapat separata investeringsmarknader där nyinvesteringar i kraftproduktion styrs av det specifika stödet istället för marginalkostnaden inom elsystemet och av CO<sub>2</sub>-priset. Effekten på prisnivån på elmarknad är betydande då man för en tillförselorienterad politik där det inte är prissignalen från elmarknaden som ger incitament till nyinvesteringar utan riktade stödåtgärder. Förnybarhetspolitiken har fått till följd att investeringar i ny kraftproduktion har ökat kraftigt i flera länder och t.ex. Sverige har idag ett överskott på elkraft som exporteras, trots att man tidigare stängt ner bl.a. Barsebäcksverket (ca 1100 MW) av politiska skäl. Den kanske viktigaste effekten som de riktade stöden har haft är att de har drivit en marknadsutvecklingen vilken gjort att kostnaderna för förnybar el har sjunkit dramatiskt.

För elsystemet som helhet har riktade styrmedel för förnybart haft en större påverkan på utsläpps- och teknikutvecklingen än CO<sub>2</sub>-priserna inom EU ETS. CCS och kärnkraft hade varit betydligt mer ekonomiskt attraktiva idag om man hade valt att styra elsystemet mer med ett högre pris på EU ETS och mindre med riktade styrmedel<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> Prisnivån inom EU ETS är inte helt teknikneutral. Inför förhandlingen om 20/20/20-paketet prognosticerade EU KOM en prisnivå runt 25 euro/ton CO<sub>2</sub> och argumenterade därför för striktare tilldelning och högre ambitionsnivå i utsläppsbanan för att få upp priset till 30

Ett strategiskt val gjordes på så vis av ett antal stora länder såsom Tyskland, Spanien, Danmark, Sverige m.fl. när EU ETS introducerades 2005 när man valde att öka de riktade styrmedel mot förnybart<sup>32</sup> istället för att mer förlita sig på EU ETS styrande förmåga. Effekterna av valet var inte helt förutsägbara och förstärktes av utvecklingen inom EU ETS som fått betydligt lägre priser än vad som prognosticerades på grund av bl.a. konjunkturkriser. EU ETS svaga utveckling har förstärkts av att ett flertal länder dessutom haft en högre ambitionsnivå än förväntat (överträffat EU förnybarhetsmål).

Ett antal befintliga aktörer på elmarknaden vill att EU ”återgår” till att styra omställningen med ett högt CO<sub>2</sub> pris inom EU ETS, se t.ex. den s.k. ”Magritte gruppen”<sup>33</sup>, och reducerar de riktade stöden till förnybart för att öka lönsamheten för den traditionella baskraften (Euroelectric, 2014). Frågan är vilken effekt detta hade haft på elsystemens utveckling idag. De senaste 10 åren har inneburit en snabb utveckling, inte minst kostnadsmässigt, se Figur 4, vilket gör att situationen är en annan. Även om man minskar ambitionerna med förnybarhetsdirektivet och för över den styrande effekten mer till EU ETS så har teknikutvecklingen ändrat spelplanen där t.ex. småskalig förnybar energi nu kan konkurrera med stora termiska kraftverk i flera marknadssegment. Utvecklingen av den förnybara energin är ett talande exempel på hur politik och styrmedel kan påverka utvecklingen av elmarknaden permanent.

## 9.2 Ny elmarknadsmodell – Energy-only 2.0 eller kapacitetsmarknad ?

För att anpassa elmarknadsmodellen står valet i princip mellan att skapa nya marknadslösningar som främjar planerbar effekt via s.k. kapacitetsmarknader eller att vidareutveckla de nuvarande ”energy-only” marknaden.

Valet av kapacitetsmekanism kan inte göras ”teknikneutralt”. Olika val av marknadslösningar kommer att stödja olika typer av teknik. Kapacitetsmarknader och kapacitetsbetalningar stödjer främst existerande reglerbara kraftverk och kommer därmed att tränga undan andra lösningar även om de teoretiskt även kan utformas att inkludera framtida efterfrågerespons. Skälet är att reglerbara kraftverk finns på marknaden nu och den extra inkomsten blir då konserverande medan efterfrågerespons behöver utvecklas vilket kommer ta tid.

Alternativet till att välja kapacitetsmarknader är att fortsätta och reformera den nuvarande ”energy-only marknaden” och därmed tillåta ett elpris som varierar mycket mer och förlita sig på att teknik- och marknadsutvecklingen och förlita sig på att ny teknik och nya balansmarknader kan skapa ett flexibelt elsystem såsom skissats på i kapitel 5. Att vidareutveckla dagens system med regleringar innebär bl.a. att tillåta handel närmare driftstimmen och att kräva systemtjänster även av den förnybara energin.

Som visats i kapitel 7 så väljer olika länder att anpassa sin reglering av elmarknaden olika. Storbritannien och Frankrike väljer att införa kapacitetsmarknader som gynnar stora kraftverk medan Tyskland och Danmark väljer att förbättra sin energy-only marknadsmodell. Deras respektive strategiska val kan härledas till de visioner och deras syn på den framtida el-mixen vilket i sin tur beror på traditioner och förutsättningarna. Det ska noteras att dessa kan ändras givet teknikutveckling och energipolitik. Det var inte länge sedan Tyskland fortfarande såg kärnkraft och kolkraft med CCS som en naturlig och långsiktig del av den framtida energimixen.

---

euros/tonCO<sub>2</sub> med motivation att EU KOM ville göra investeringar i CCS för kraftproduktion lönsamt (EU KOM 2009). EU-kommissionens modell, som man baserar sin långsiktiga klimat-politiken på (Primes), antar att CCS är en viktig del av omställningen och att marginalkostnader för kolkraftverk med CCS då ansågs ligga på 30 euros/ton CO<sub>2</sub>.

<sup>32</sup> Stödet till förnybart har dessutom en längre historia än EU ETS/eller CO<sub>2</sub> beskattning. De flesta förnybarhetsstöden har rötter i 1970-talet oljekriser medan EU ETS kom först 2005

<sup>33</sup> Magritte-gruppen består av stora traditionella elbolag i EU

### 9.3 Sverige och Norden 2020 till 2050

Sverige och Norden har ett bra utgångsläge rent tekniskt sett. Det svenska elsystemet är väl integrerat med det nordiska med en stark infrastruktur och mycket reglerbar vattenkraft som dessutom kommer vara kvar i systemet på långsikt<sup>34</sup>. Det som kan ändras i det Norden elsystemet är kärnkraften där Sverige för närvarande håller på att avveckla delar av sin kärnkraft medan Finland bygger nytt. Utmaningarna för Sverige fram till 2030 ligger i att uppdatera och utveckla distributionssidan för att effektivare utnyttja den vindkraft som installeras i distributionsnätet.

#### 9.3.1 Integration med övriga EU eller ”nordisk ö”

En ökad integration, både mellan regioner och olika elsystem och mellan elsystemet och andra sektorer, är en viktig del för att effektivt utnyttja variabel förnybar el. Svenska kraftnäts investeringsplaner sträcker sig till 2025 men därefter måste man börja fundera på hur mycket integration med norra Europa som man behöver och vill ha. Wangel (2015) visar på NORSTRATS fyra olika lång-tids scenarier där frågan om integrering med EU eller fortsatt utveckling av Norden som en ”CO<sub>2</sub>-fri ö” är i fokus, men först efter 2030. Liknande resonemang och dimensioner finns i underlaget till SOU (2014) med NEPPs fyra grundscenarier (Rydén et al, 2014).

EU-kommissionen driver på för att implementera det 3:e marknadspaketet (Energy Union) med hjälp av strategiska satsningar på transmissionslinjer mellan länder för att integrera och ge större geografisk flexibilitet (Szulekci et al, 2015). Det tar tid ca 8 till 10 år från planering till driftstart att planera och bygga större transmissionskapacitet men om EUs tankar om en alltmer integrerad elmarknad och ENTSO-Es utbyggnadsplaner går igenom kan en del av den nordiska vattenkraftens säsongslagringskapacitet få delas solidariskt med norra Europas elsystem och inte vara förbehållen Norden. Integrationen med EU kommer då i konflikt med den nationella energipolitikens intressen, t.ex. skulle en ökad integrering mellan Norden och EU sannolikt höja våra elpriser, och investeringsbeslut i infrastrukturen av denna nivå är alltid politiskt strategiska beslut. Den potentiella konflikten med Nordisk energipolitik kommer att aktualiseras efter 2020 när det är dags att börja planeringsfaser för de transmissionslinjer som kan börja fungera efter 2030.

På regional och lokal nivå, där de flesta möjligheterna till integration mellan elsystemet och andra sektorer och användare finns, krävs medvetna satsningar på uppgradering av elnätet (s.k. smarta elnät) samt att regelverk anpassas för att underlätta integrationen. Detta innefattar t.ex. möjlighet till lokal produktion av el, balansansvar för industrier m.m. samt en hel del skattetekniska åtgärder. På kort sikt handlar det för svensk del om att förbereda lagstiftning och satsa på forskning och utveckling. Mycket av den tekniska utveckling sker idag i Danmark, Tyskland och t.ex. Australien där det faktiska behovet redan finns. På så vis är Nordens ”bra utgångsläge” en nackdel ur ett innovationsperspektiv.

#### 9.3.2 Sverige till 2050 ?

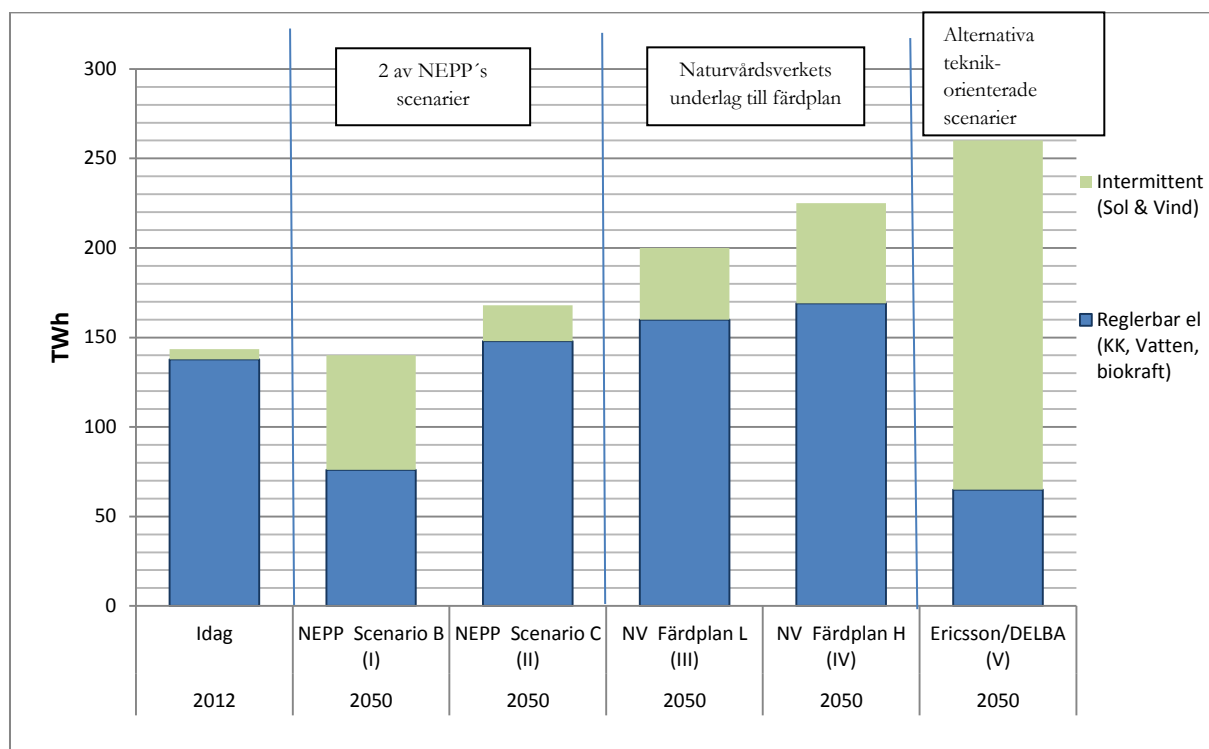
Det finns skäl att fundera över hur Sveriges elsystem kan se ut bortom 2050, dels på grund av att de politiska mål (klimat) vi satt upp för systemet faktiskt har denna tidshorisont men även på grund av elsystemets tröga karaktär. År 2050 är 35 år bort i tiden men i detta sammanhang är det ungefär detta tidsperspektiv som ger möjlighet till förändring. Investeringscykler i kraftindustrin är cirka 25 till 45 år och en stor del av den Svenska kraftparken är uppbyggd under 1970 och 80-talet. Senare nyinvesteringar i

<sup>34</sup> Med detta utgångsläge visar Söder (2015) att när Sverige nått sitt mål om 30 TWh installerad vindkraft till 2020 så kommer vi då att vara i samma situation som t.ex. Danmark eller Spanien är idag avseende varierande effektbalans som dessa länder hittills klarat av.

förnybar energi från 2005 och framåt som t.ex. vindkraftverk och biokraftverk byts ut vart 25 år ungefär (ibland tidigare). År 2050/2060 kommer i stort sett hela det svenska elproduktionssystemet vara utbytt. Även de vindkraftverk som placerats ut idag kommer att vara utbytta mot troligtvis nya och större vindkraftverk.

Efter 2030 kan mycket hända med elkonsumtionen och elsystemen som idag är svåra att förutse. De flesta framtidsscenarioer utgår från dagens situation och struktur och prognosticerar klimatpolitikens effekter fram till 2050, se t.ex. Naturvårdsverket (2013), NETP (2012) och NEPP (2015). Givet storleken och omfattningen på den omställning som krävs ifall vi ska nå 2-gradersmålet tills 2050 är det rimligt att anta att betydligt större förändringar kommer att ske än vad som är möjligt att prognosticeras med energi-ekonomiska modeller (Åhman et al, 2012). Det som också kan påverka framtida elsystemen men som sällan finns med i modeller är utvecklingen inom industrin och transportsektorn. I Ericsson et al (2013) och DELBA (2016) har möjliga utvecklingsvägar illustrerats som samtliga svarar mot nollutsläpp men som innefattar nya tekniska utvecklingstrender. Det är framförallt utvecklingen inom industri- och transportsektorn och den snabba utvecklingen av konkurrenskraftig förnybar el som kan förändras mycket mot vad som normalt ryms i modeller.

I Figur 13 nedan visas dagens elförsörjning samt ett antal olika scenarier för 2050 som har publicerats eller är möjliga. Det som är viktigt för elsystemets funktion och struktur är dels hur mycket el och dels hur stor andel av elproduktionen som är variabel vilket visas i Figur 13.



**Figur 13. Olika teoretiska möjliga utfall för Svensk elanvändning år 2050.** Baserat på två scenarier från NEPP (I + II), de två scenarierna som angavs hos Naturvårdsverkets färdplan (III + IV) samt ett scenario (V) baserat på Ericsson et al, 2015, DELBA, 2016

Scenario II, III och IV betyder ganska små förändringar i struktur jämfört med idag. En utveckling enligt scenario I och framförallt scenario V skulle innebära betydligt större förändringar av elsystemets struktur. Den största effekten på elsystemet blir ifall industrin utvecklas mot ökad elektrifiering eller övergång till vätgas och att även transportsektorn elektrifieras. Då kan elbehovet öka med 70 till 80 % jämfört med idag och denna mängd el tillförs med den enda energikällan som inte är fysiskt begränsad, d.v.s. sol eller vind.

Nya industrier i form av serverhallar kan också tillkomma som kan öka elbehovet med ytterligare 10 till 20 TWh (Ericsson et al, 2015). I ett sådant scenario skulle industrin och transportsektorns roll ändras med större behov av integration och deltagande på bl.a. balansmarknader och som energilager. Slutsatsen är att givet förändringstakten de senaste 10 åren och kommande utmaningar på klimatområdet är det inte orimligt att anta betydligt större förändringar än vad som normalt antas och att planera efter att skapa så pass mycket flexibilitet som möjligt.

## 10 Slutsatser

Elsystemen är tröga och förändras i samspel med de regelverk (institutionella rammar) som sätts upp. Samspelet är komplext och drivs ibland av teknikutvecklingen som skapar nya förutsättningar vilket gör befintliga regler och organisationer omoderna men ibland skapar nya styrmedel och regler förutsättningar för ny teknik och organisatorisk utveckling som annars inte hade utvecklats.

Dagens elsystem med dess institutionella ramverk är uppbyggt kring stora centrala och planerbara kraftverk som byggdes från 1945 och framåt men som nu utmanas av en snabb introduktion av många små, decentraliserade och icke-planerbara kraftverk. Ett framtida elsystem utan CO<sub>2</sub>-utsläpp kan utvecklas efter tre principiellt (men inte uteslutande) spår; (i) centraliserat, storskaligt med antingen fossilt med CCS eller kärnkraft; (ii) centraliserat, storskaligt med vind- solkraftparker; eller (iii) decentraliserat med många kraftverk i mindre skala. Dessa tre principiellt olika utvecklingsspår är fortfarande alla möjliga till 2050 och påverkar elsystemets struktur och olika.

De framtidsscenarioer som används av både EU-kommissionen och dess medlemsstater för långsiktig planering av regelverk och infrastruktur innehåller oftast en mix av dessa tre utvecklingsspår men med olika vikt och tro på alternativen. Skillnaderna ligger framförallt i synen på det framtida behovet av centraliserade planerbara kraftverk och tillgången på variabel förnybar el. De senaste 5 till 10 åren har synen på framtida konkurrenskraft mellan förnybar el och fossilt med CCS ändrats till fördel för förnybar el. Det traditionella systemet med centralt planerbar produktion är idag ifrågasatt men inte uträknat. Fokus för utvecklingen av elsystemet kommer att förskjutas mot distributionssidan. Gemensamt för alla scenarier är dock att oavsett mängden förnybart m.m. så ställer alla de antagna teknikförändringarna krav på elsystemet att gå från att vara ett relativt statiskt system till att bli ett mer flexibelt system där efterfrågesidan är betydligt mer aktiv i systemets drift och utveckling.

På längre sikt är det tekniskt inga större problem integrera stora mängder förnybar icke-planerbar energi. Utmaningen handlar om att hinna anpassa elsystemen och att utveckla de lösningar som idag är inom räckhåll. Lagringsteknik (batterier, power-to-gas m.m.) och efterfrågerespons är områden som utvecklas mycket snabbt idag.

Förändringen inom elsystemet innebär att aktörernas roller kommer att förändras med stora möjligheter för nya aktörer att komma in på marknaden. De traditionella elbolagen med stora planerbara centrala kraftverk är idag under ekonomisk press och har börjat omorganisera sig för att möta framtida utmaningar. Nya aktörer, främst aggregatorer (energi- och balanstjänsteföretag) som skulle kunna agera på framtida balansmarknader, har ännu inte fått ett större fotfäste på marknaden och utvecklingen är fortfarande osäker, bl.a. på grund av oklara regler som ger osäkra framtidsutsikter. Ett framtida decentraliserat elsystemet kommer att ställa större krav och ge fler möjligheter på både kommunalnivå men även för stora elkonsumenter (industrier) där mycket av integrationsmöjligheterna mellan olika energibärare finns.

Den övergripande politiken kan inte vara helt teknikneutral och utformning av stödsystem och regelverk för marknader kommer att påverka elsystemets tekniska utveckling. Mycket av förändringarna de senaste 20 åren har varit en medveten effekt av politiska val men mycket har också ”bara hänt” eller inte kunnat förutses. Idag står många länder inför ett strategiskt val mellan att värna den existerande strukturen på elsystemet med kapacitetsmarknader eller att satsa på förnyelse (inklusive nya stödformer) för att ge starkare incitament till t.ex. aggregatorer och nya tekniska lösningar såsom energilager. Norden har särskilda förutsättningar med stor andel planerbar vattenkraft i systemet vilket ger oss tid samtidigt som lösningar främst utvecklas i länder med mer akuta problem.



# 11 Referenser

- ADEME (2014) Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050. ADEME, Paris
- Bergman L. (2014). *De svenska energimarknaderna – en samhällsekonomisk analys*. SOU 2014: 37. Finansdepartementet. Stockholm
- Broberg T, Brännlund R, Kazukauskas A, Persson L, Vesterberg M, (2015) *En elmarknad i förändring - Är kundernas flexibilitet till salu eller ens verklig?* CERRE Working Paper, 2014:13. Umeå Universitet, Umeå
- CEPS (2015) *Reforming the Market Design of EU electricity Markets*. CEPS Task force Report. 27 July 2015. CEPS, Brussels. Available at <https://www.ceps.eu/publications/reforming-market-design-eu-electricity-markets-addressing-challenges-low-carbon-power>
- CSIRO 2015, *Electricity network transformation road map 2015-25*, CSIRO, Brisbane Australia
- Danish Government (2013). *The Danish Climate policy plan- towards a low carbon society*, Danish Government 2013, Copenhagen. Available at [http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/policy/danish-climate-energy-policy/danishclimatepolicyplan\\_uk.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/policy/danish-climate-energy-policy/danishclimatepolicyplan_uk.pdf)
- DELBA (2016). *Innovationsagenda för Den Elbaserade Ekonomin*. Available at: [www.delba2050.se](http://www.delba2050.se)
- Deutsche Bank (2015), *F.I.T.T. for investors Crossing the Chasm* - Deutsche Bank, Frankfurt. Available at: [https://www.db.com/cr/en/docs/solar\\_report\\_full\\_length.pdf](https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf)
- Desertec foundation(2016). Internet source : [www.desertec.org](http://www.desertec.org)
- Finon D. (2013) The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime, *Climate Policy*, 13:sup01, 130-145,
- Ecofys (2014). *Flexibility options in electricity systems*. Project number POWDE14426, Berlin Germany. Available at [www.ecofys.com](http://www.ecofys.com)
- Ecofys (2014). *Energy Storage Opportunities and challenges- a west coast perspective white paper*. Berlin, Germany. Available at [ecofys.com](http://www.ecofys.com)
- EEI (2013) *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business*. Edison Electric Institute, 2013; [www.eei.org](http://www.eei.org)
- Eikeland P. O: (2014). *Implementing the EU 2020 Energy and Climate Package in Germany- green champion struggling to adapt*. FNI report 9/2014. Oslo Norway
- Elforsk (2016). *Beräkningsmodell för produktionskostnader för ny el*. <http://www.elforsk.se/calculator/>
- Energimyndigheten (2013) *Vindkraftstatistik 2013* Tema: Systemeffekter ES 2014:02, [https://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/tillforsel/vind/vindkraftsstatistik-2013\\_pdf.pdf](https://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/tillforsel/vind/vindkraftsstatistik-2013_pdf.pdf)
- Energimyndigheten (2014) *Energiläget 2014*. Energimyndigheten, Eskilstuna Sverige
- Energimyndigheten (2016) *Energiläget 2016*. Energimyndigheten, Eskilstuna Sverige
- ENTSO-E (2014) *10-year network development plan (TYND) 2014*, ENTSO-E, Brussels Belgium,

- ENTSO-E (2015) *Towards Smarter Grids: ENTSO-E Position Paper on Developing TSO and DSO Roles for the Benefit of Consumers*, ENTSO-E, Brussels, Belgium
- EPRI (2009). *Program on technology innovation: Industrial electro-technology development*. Electric Power Research Institute. Palo Alto, CA
- Euroelectric (2014). *Manifesto for a balanced, more efficient European energy policy*, February 2014, Euroelectric, Brussels Belgium.
- EU KOM (2011). *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050* (COM(2011) 112 final), Commission staff working document Impact assessment. Brussels, Belgium
- EU KOM (2014) *European Commission - Press release: State aid: Commission approves German aid scheme for renewable energy (EEG 2012); orders partial recovery*, Brussels, 25 November 2014
- EU KOM (2015) *A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*, Brussels, 25.2.2015 COM(2015) 80 final, Brussels Belgium
- Ericsson K, Johansson B, Nilsson L.J och Åhman M.,(2015) *Industrins långsiktiga utveckling och samspel med energisystemet*. Energimyndigheten, Eskilstuna. Rapport nr: ER 2015:18
- French Government (2012). *Pathways 2020-2050 - Towards a low-carbon economy in France Centre d'analyse stratégique*, www.strategie.gouv.fr Report no46, Paris, France
- Finger M. och Kunneke R.W.(2010). *Exploring socio-technical governance regimes in liberalizing network industries*. Working paper WP09-01. In: discussion paper series on the coherence between institutions and technologies in infrastructures. EPFL and TU Delft. Available at [www.mir.epfl.ch](http://www.mir.epfl.ch)
- Gentvilaite R., A Kander, P Warde (2014) The Role of Energy Quality in Shaping Long-Term Energy Intensity in Europe, *Energies* 8 (1), 133-153.
- German Government (2015). *An Electricity Market for Germany's Energy Transition*. Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper), Berlin Germany
- Haas R. (2015) *On integrating large shares of renewables in electricity markets*. Presented at SDEWES 2015 October 2015 Dubrovnik Croatia. Available online proceedings edited by Duic et al
- Haas R, Lettner G, Auer H, Duic N (2013) The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally. *Energy* 57 pp 38-43
- Hall D., (2012) *Re-municipalising municipal services in Europe*. A report commissioned by EPSU to Public Services International Research Unit (PSIRU). [www.psiru.org](http://www.psiru.org)
- Helm D., (2012) *EMR and the energy bill: A critique*. 28 Juni 2012 Available at <http://www.dieterhelm.co.uk/publications?page=4>
- Helm D., (2013) British infrastructure policy and the gradual return of the state. *Oxford review of economic policy*, vol 29, no 2, pp 287-306
- Hughes T. (1983). *Networks of Power- the electrification of western society, 1880 to 1930*. John Hopkins University Press, Baltimore and London

- Högselius P och Kaijser A (2007) *När folkhemselen blev internationell – elavregleringen i historiskt perspektiv*. SNS forlag. Stockholm, Sverige
- IEA (2014) *Energy Technology Perspectives 2014 - Harnessing electricity 's potential*. IEA/OECD Cedex Paris
- IEA (2014) *More data, less energy. Making network standby more efficient in billions of connected devices*. IEA/OECD Cedex Paris
- IPCC SREEN (2011), *Special Report on Renewable Energy for Climate Change Mitigation*, IPCC, Geneva, 2011.
- Jewell J., Cherp A., Riahi K., (2014) Energy security under de-carbonization scenarios: An assessment framework and evaluation under different technology and policy choices. *Energy Policy* 65,pp. 743-760
- Joskow, P.L. (2006), Markets for Power in the U.S.: An Interim Assessment, *The Energy Journal*, 27(1): 1-36.
- Lund H and Mathisen B V (2009) Energy system analysis of 100% renewable energy systems—The case of Denmark in years 2030 and 2050, *Energy, Volume 34, Issue 5*, May 2009, Pages 524–531
- Lund H, Werner S, Wiltshire R, Svendsen S, Thoersen J E Hvelplund F, Vad Mathisen B. (2014) 4th generation district heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy* 68 .pp1-11
- Kaijser (1994) *I fädrens spår...Den svenska infrastrukturens historiska utveckling och framtida utmaningar*. Carlsson förlag, Stockholm
- Keay M, Rhys J, Robinsson E; (2013) *Chapter 2 Electricity market reform in Britain: central planning versus free markets*. In: (Eds) Siohansi F. Evolution of global electricity markets, Elsevier. Cambridge
- Kempton W. och Janic J. (2005) Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy *Journal of Power Sources, Volume 144, Issue 1*, 1 June 2005, Pages 280–294
- Kunneke R W. (2008) Institutional reform and technological practice: the case of electricity. *Industrial and corporate change. Vol 17, no 2* pp 233-265
- Kruger C: (2014) *Improvements of electric and thermal energy storage*. Presentation at LCS R-net 6<sup>th</sup> annual meeting Rome 1-2nd October 2013
- Lechtenböhrer, S ; Nilsson, LJ ; Åhman, M ; Schneider, C (2015) *Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification - implications for future EU electricity demand*, Manuscripts under review
- Lechtenböhrer S. (2014). *Presentation*, 14 April 2014, Lund university
- Naturvårdsverket (2012) *Underlag till en färdplan för ett Sverige utan klimatutsläpp 2050* Rapport 6537, December 2012 Syntesrapport. ISBN 978-91-620-6537-9.
- Newberry. (2013) *Chapter 1 Evolution of the British Electricity market and the role of policy for low-carbon future*. In: Eds: Siohansi F. Evolution of global electricity markets Elsevier. Cambridge
- NETP (2012) *Nordic Energy Technology Perspectives - Pathways to a carbon neutral future*. IEA / Norden, Cedex, Paris
- NEPP (2015) *Elsystemets utveckling i Sverige, Norden och Europa*. Available at [www.nepp.se](http://www.nepp.se)

- NEPP (2014a). *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*. NEPP report, November 2014 Available at: [www.nepp.se](http://www.nepp.se)
- NEPP (2014b) *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem, November 2014*. Available at [www.nepp.se](http://www.nepp.se)
- NEPP (2014c) *Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre*. Available at [www.nepp.se](http://www.nepp.se)
- Nygqvist B. och Nilsson M. (2015) Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles *Nature Climate Change* 5, 329–332
- Unruh G (2000) Understanding carbon lock-in. *Energy Policy Volume 28, Issue 12*, 1 October 2000, Pages 817–830
- Unruh G (2002) Escaping carbon lock-in. *Energy Policy Volume 30, Issue 4*, March 2002, Pages 317–325
- UKERC (2014) *Scenarios for the development of smart grids in the UK*. Synthesis report. UK Energy Research Centre.
- UBS (2014), *Global Utilities, Autos & Chemicals Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system? Q-Series®* UBS [www.ubs.com/investmentresearch](http://www.ubs.com/investmentresearch)
- UK Government (2011) *The Carbon Plan: Delivering our low carbon future*. [www.decc.co.uk](http://www.decc.co.uk)
- UBA (2014) *Treibhausgasneutrales Deutschland*, Umweltbundesamt 2014 Dessau, Germany
- Oscarsson I. (2014) *A forecast of the Cloud – an investigation of the energy use from one of the fastest growing phenomena of the IT-sector – the Cloud*. MSC thesis. Lund University, Lund
- Paulus M, Borggreffe F., 2011. The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy* 88 432-441.
- Peake S. (1994). *Transport in transition: Lessons from the history of energy*: Earthscan, UK,
- Puka L, and Szulecki K (2014) The politics and economics of cross-border electricity infrastructure: A framework for analysis. *Energy Research and Social Science* 4, pp 124-134
- Percebois J (2013) *Chapter 3: The French paradox: competition, nuclear rent, and price regulation.*: In Eds Siohansi F. *Evolution of global electricity markets* Elsevier.
- PwC (2010) *100% renewable electricity- A roadmap to 2050 for Europe and North Africa*, PwC: Price Waterhouse Consultants, Available online at: [www.pwc.com/sustainability](http://www.pwc.com/sustainability)
- Rae C, and Bradley F (2012). Energy autonomy in sustainable communities- A review of key issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, pp 6497-6506.
- Rydén B, Axelsson E, Unger T, Sköldbberg H (2014) *Fördjupad scenarioanalys och kvantifiering av rådets fyra scenarier, Rapport till samordningsrådet för smarta elnät, maj 2014*, [www.nepp.se](http://www.nepp.se)
- SCB (2015) El-statistik. [www.scb.se](http://www.scb.se)
- Scott, W.R. (2008) *Institutions and Organizations: Ideas and Interests*, 3rd ed. Sage Publications, Los Angeles, CA.

- Schleisser-Tappesser (2012) How renewables will change electricity markets in the next five years *Energy Policy* 48 (2012) 64–75
- Senfuss et al. (2008) The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany *Energy Policy* 36 (8): 3076–3084
- Sine W.D. and David R. J. (2003) Environmental jolts, institutional change, and the creation of entrepreneurial opportunity in the US electric power industry. *Research policy* 32, pp185-207
- SOU (2014). *Planera för effekt*. SOU 2014:84. Statens offentliga utredningar, Stockholm
- Szulecki K., Fischer S; Gillberg A T., Sartor O.; (2015) *Giving shape to the energy union – evolution, national expectations and implications for EU energy and climate governance*. Working paper for “The 2020 strategy experience: lessons for regional cooperation EU governance and investment. Berlin Jun 2015
- Svenska Kraftnät (2013) *Perspektivplan 2025*. Svenska Kraftnät Stockholm, Sverige
- Söder L. (2015). *Balancing challenges in sustainable and smart energy systems (100 % renewables)*. Wiley Interdisciplinary Reviews: *Energy and Environment*. John Wiley and Sons
- VanVliet B. (2002) *Greening the Grid: The Ecological Modernisation of Network-bound Systems* /Wageningen: Wageningen University. PhD-Thesis Wageningen University
- Yalcin-Riollet M; Garabuaau-Moussaoui I., Szuba M. (2014) Energy autonomy in Le Mené: a French case of grassroots innovation. *Energy Policy* 69, pp 347-355
- Qureshi A., Weber R., Balakrishnan H., Gutttag J., Maggs B., (2014). *Cutting the Electricity bill for internet-scale Systems*. Association for computing Machinery/ACM Special Internet Group on Data Communications. MIT Open Access
- Zinkjo H. och Gebremedhin A. (2008) *Säsongsvärmelager i kraftvärmesystem*. Fjärrsyn: Rapport nr 2008:1. Elforsk Stockholm
- Wangel J (2015). *Developing Sweden’s transmission grid: what are the drivers and barriers ?*. SEI project report 2015-06. Deliverable within the NORSTRAT project. Available at [www.sei-international.org](http://www.sei-international.org)
- Wagner och Berlo (2015) *The wave of remunicipalisation of energy networks and supply in Germany – the establishment of 72 new municipal power utilities*. Eceee summer study proceedings, 2015
- WWF/Ecofys (2011) *The energy report- 1000% renewables by 2050*. Available at [www.wwf.com](http://www.wwf.com)
- Åhman, M., Nilsson, L.J., Andersson, F.N., (2013). *Industrins utveckling mot netto-nollutsläpp 2050: Policyutsatser och första steg*, IMESS/EESS rapport 88, Miljö- och energisystem, Lunds universitet. Lund
- Åhman, M., Nikoleris, A., Nilsson Lars, J., (2012). *Decarbonising Industry in Sweden-An Assessment of Possibilities and Policy Needs*, Report number 77, Environmental and Energy System Studies, Lund, Sweden
- Åhman M (2003). Assessing the future competitiveness of alternative powertrains. *International Journal of vehicle design*. Vol 33, no 4 pp 309-331
- Åhman M., och Nilsson L.J, (2015). Decarbonising industry in the EU - climate, trade and industrial policy strategies. Chapter 5 in: Dupont. C and S. Oberthur (eds) *Decarbonisation in the EU: internal policies and external strategies*, Basingstoke, Hampshire: Palgrave MacMillanP