

EU ETS och den nordeuropeiska elmarknaden på längre sikt

- en underlagsrapport till FFF-utredningen



Profu

Innehållsförteckning

Innehållsförteckning	2
Inledning.....	3
EU ETS – idag och i framtiden	4
EU ETS idag.....	4
Den tredje handelsperioden, 2013-2020.....	5
Länkning mellan EU ETS och övriga flexibla mekanismer samt andra handelssystem.....	8
CDM och JI.....	8
Länkning till andra handelssystem	10
Vad händer efter 2020?	10
Den framtida prisutvecklingen på EU ETS	11
Den nordeuropeiska kraftproduktionens långsiktiga utveckling.....	13
Investeringarnas beroende av EUA-priset.....	16
Utbyggnaden av variabel förnybar kraft och dess påverkan på utbud och elpris.....	21
Den tyska kärnkraftavvecklingens effekter	26
Det korta perspektivet – 7 reaktorer avstängda	26
Det längre perspektivet – 17 reaktorer avstängda	28
Miljövärdering av el	33
Allmänt om miljövärdering av el	33
Beräkningsresultat – långsiktig margineffekt.....	35
Margineffekten inom ett år	38
Långsiktig margineffekt och CCS	39
Långsiktig margineffekt – osäkerheter och känslighetsanalys.....	40
Elprisutvecklingen och kopplingen mellan elpris och pris på CO ₂	42
Allmänt om elprisutvecklingen i Norden	42
Producentpriset på el som funktion av EUA-pris.....	43
Appendix 1 – Markal-modellen	46
MARKAL – En översikt	46
MARKAL-NORDIC	54

Inledning

På uppdrag av FFF-utredningen har Profu belyst EUs utsläppsrättshandelssystem och utvecklingen av den nordeuropeiska elmarknaden på lång sikt. Utvecklingen inom dessa områden kopplar till transportsektorn på flera sätt. Elektrifiering av trafik som tidigare varit bränsle driven innebär att emissionerna byter sektor, och priset på utsläppsrätter påverkar förutsättningarna för ett sådant skifte. Därtill kommer att ökad efterfrågan på el påverkar elproduktionen genom att ytterligare kapacitet på marginalen måste tas i bruk. Det kan också på sikt uppstå en konkurrens om skogsråvara mellan biodrivmedelproduktion för transportsektorn och produktion av el och värme. Redan används skogsbränslen för värme- och elproduktion i de nordiska fjärrvärmesystemen. På sikt diskuteras också sameldning av biobränslen med kol i kraftverk både i Norden och på Kontinenten. Även förutsättningarna för detta påverkas av utsläppsrättshandel och elmarknadens utveckling.

Följande frågeställningar och aspekter lyfts särskilt fram i rapporten:

- EUs utsläppsrättshandelssystem (EU ETS)
 - Situationen idag och under tredje handelsperioden, 2013 – 2020
 - Vad händer efter 2020
 - Prisutveckling på utsläppsrätter och kopplingen till utsläppskrediter
- Den nordeuropeiska elproduktionens långsiktiga utveckling
 - Elproduktionens och investeringarnas koppling till utsläppsrättspriset
 - Utbyggnad av variabel förnybar kraft och påverkan på utbud och elpris
 - Effekter av tysk kärnkraftavveckling, på kort och lång sikt
- Miljövärdering av el
 - Långsiktig marginaleffekt och kopplingen till utsläppsrättspris
 - CCS påverkan
- Elprisutvecklingen och kopplingen mellan elpris och pris på CO₂

I huvudsak ansluter också rapportens kapitelindelning till denna struktur.

EU ETS – idag och i framtiden

EU ETS idag

I januari år 2005 införde EU ett system för handel med utsläppsrätter för koldioxid (EU ETS) som ett sätt att tackla de globala klimatproblemen. Förutom de 27 medlemsstaterna ingår även Norge, Island och Lichtenstein i handelssystemet. EU ETS täcker omkring 40 % (motsvarande drygt 2000 Mton CO₂-ekvivalenter) av de totala växthusgasutsläppen i EU. Sektorer som omfattas är bland annat el- och fjärrvärmeproducenter, oljeraffinaderier samt industrianläggningar för produktion av metaller, cement, glas, keramiska material, papper och massa. Omkring 70 % av utsläppen inom EU ETS härrör från förbränningsanläggningar, framförallt i fossileldade kraftverk.¹ Totalt ingår ca 13 000 stationära anläggningar runt om i Europa. Sedan 2012 omfattas även flyget. Växthusgaser som inkluderas i systemets nuvarande (den tredje handelsperioden) utformning är, förutom CO₂, N₂O (lustgas) och PFC (perfluorkarboner).

EU ETS har precis avslutat sin andra handelsperiod (2008-2012) vilken sammanfaller med Kyotoprotokollets första åtagandeperiod.² EU och dess medlemsländer ingår som förhandlande part i Kyotoprotokollet och ska tillsammans minska sina utsläpp med 8 procent under åtagandeperioden jämfört med utsläppen 1990. Detta åtagande är i sin tur ansvarsfördelat mellan medlemsstaterna.

EU ETS är av typen ”cap-and-trade” vilket innebär att koldioxidutsläppen från de verksamheter som omfattas av systemet begränsas av ett utsläppstak som bestäms på förhand. De verksamhetsutövare som finns inom systemet skall övervaka och rapportera sina utsläpp av koldioxid och andra berörda växthusgaser till tillsynsmyndigheten i respektive medlemsstat, för att sedan överlämna utsläppsrätter motsvarande sina koldioxidutsläpp där en utsläppsrätt motsvarar ett ton koldioxid. Företagen kan antingen köpa de utsläppsrätter de behöver, eller vidta utsläppsminskande åtgärder vid den egna anläggningen. Utifrån priset på utsläppsrätter kommer olika utsläppsminskande åtgärder att vara lönsamma. Detta är ett av handelssystemets huvudsyften, dvs att nå utsläppsminskningar på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt.

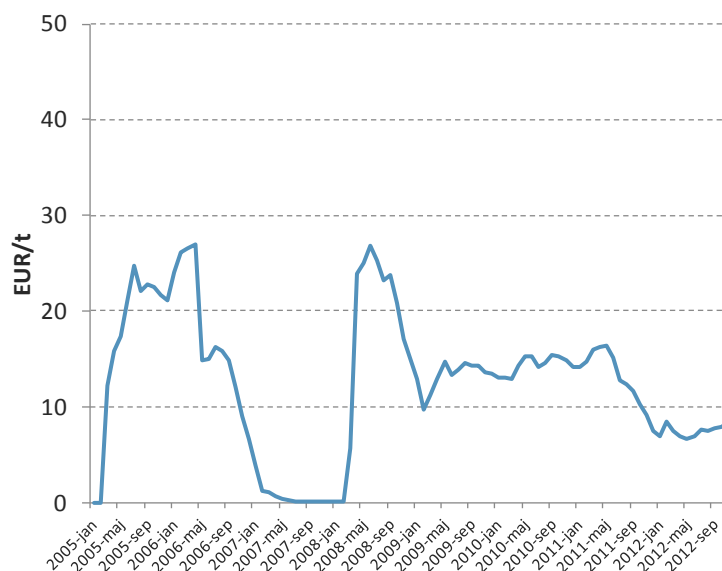
Sedan introduktionen har priset på utsläppsrätter varierat mellan drygt 0 euro/ton till nästan 30 euro/ton (se Figur 1). Nollpriserna under slutet av den första handelsperioden (2005-2007) förklaras av det överskott av utsläppsrätter som då fanns på marknaden samtidigt som utsläppsrätterna inte kunde föras över till den nästkommande, den andra, handelsperioden.³ I spåren av den ekonomiska krisen 2008 och den pågående lågkonjunkturen har priset på utsläppsrätter återigen fallit och

¹ EEA 2012, Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2012 – tracking progress towards Kyoto and 2020 targets”, European Energy Agency.

² Vägen mot FNs Klimatkonventions slutmål är uppdelad i så kallade åtagandeperioder, där den första perioden löper mellan 2008–2012. Kyotoprotokollet ses som ett första steg på vägen mot Klimatkonventionens långsiktiga målsättning. En andra åtagande period beslutades i Durban som en överbyggnad till en mer omfattande överenskommelse, som planeras träda i kraft 2020 (Naturvårdsverket 2012, information på <http://www.naturvardsverket.se/Start/EU-och-Internationellt/Internationella-miljokonventioner/Klimatkonventionen-och-Kyotoprotokollet/>).

³ Damsgaard N. och IVA 2008, Energimarknader”, Projekt Vägval Energi, http://www.iva.se/Documents/Publikationer/Projekt/ENERGIMARKNADER_web_081113.pdf

stabiliserat sig på en relativt låg nivå strax under 10 euro/ton. En viktig orsak till detta är att behovet av utsläppsrätter inte har ökat i den takt som förutspåddes, vilket framförallt beror på att lågkonjunkturen minskat industriproduktionen och därmed behovet av bränslen och energi i form av el, ånga och värme. Obalansen mellan tilldelning och behov har resulterat i ett växande ackumulerat överskott av utsläppsrätter. Vid årsskiftet 2011/12 uppgick överskottet till 955 miljoner utsläppsrätter, vilket motsvarar knappt hälften av de årliga utsläppen från de anläggningar som ingår i handelssystemet.⁴



Figur 1 Månatlig prisutveckling i löpande priser för EU ETS från starten 2005 till idag (slutpunkten i diagrammet avser nov 2012). Källa: EEX, <http://www.eex.com>

Den tredje handelsperioden, 2013-2020

Den tredje handelsperioden startade den 1 januari 2013 och löper till och med år 2020. Denna period innebär en rad förändringar jämfört med tidigare⁵:

- Ett enda utsläppstak för hela EU. Hittills har man haft 27 nationella tak.
- Höjd ambitionsnivå. Utsläppen skall minska 21 % senast år 2020 jämfört med år 2005. Taket för år 2013 är 2039 miljoner utsläppsrätter och det skall minska linjärt med 1,74 % per år till år 2020.
- Auktionering huvudsaklig tilldelningsmetod. 2013 kommer över hälften av alla utsläppsrätter att auktioneras ut och denna andel kommer gradvis att öka varje år. Målet är att full auktionering skall nås senast år 2027. Elproduktionen omfattas helt och hållet av auktionering (vissa undantag för elproduktionen i länder som trädde in i EU från 2004).
- Fortsatt fri tilldelning till konkurrensutsatt industri (ej detsamma som att denna sektor ställs utanför systemet). Den fria tilldelningen är baserad på förutbestämda

⁴ EC 2012, "RAPPORT FRÅN KOMMISSIONEN TILL RÅDET OCH EUROPAPARLAMENTET - Tillståndet för den europeiska koldioxidmarknaden 2012", http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_sv.pdf

⁵ Energimyndigheten 2012, "Utvecklingen på utsläppsrättsmarknaden 2011, ER 2011:25 samt EC 2013, "The EU Emission Trading System – Fact sheet", http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_2013_en.pdf

produktikmärken (i utsläppsrätt/enhet producerad produkt). Riktmärkena är framtagna av EU-kommissionen och baseras på genomsnittlig prestanda för de tio procent av anläggningarna som är mest effektiva med avseende på utsläpp av växthusgaser inom EU i sin sektor (Naturvårdsverket 2013)⁶. Nästan hälften av utsläppsrätterna delas ut fritt från 2013 (Naturvårdsverket 2013).⁷

De sektorer som är utsatta för så kallat koldioxidläckage (genom internationell konkurrens) får 100 procent fri tilldelning upp till riktmärket.⁸ För övriga sektorer gäller en tilldelning med 80 procent upp till riktmärket (och en nedtrappning mot 30% till 2020). I Sverige är det Naturvårdsverket som tar fram ett preliminärt förslag om tilldelning som sedan skall godkännas av Kommissionen. Godkännandet beror på i vilken utsträckning de nationella tilldelningarna matchar det förutbestämda taket för fri tilldelning inom hela EUs. Elproducenter som endast producerar el kan erhålla utsläppsrätter enbart genom auktion eller på sekundärmarknaden.

- CCS (Carbon Capture and Storage) omfattas så att verksamhetsutövare till viss del kan tillgodoräkna sig kolin fångning som utsläppsminskningar
- Fler sektorer och fler växthusgaser har inkluderats. Från och med 2013 omfattas produktion av baskemikalier, produktion av icke-järnmetaller samt aluminiumtillverkning. Dessutom ingår även växthusgaserna dikväveoxid (lustgas) i samband med produktion av vissa syror och perfluorkolväten i samband med aluminiumproduktion i handelssystemet.
- Vissa begränsningar för användande av krediter från projektbaserade mekanismer. I frånvaro av ett nytt internationellt klimatavtal har EU infört begränsningar i användandet av reduktionsenheter (CER – Certified Emission Reduction - och ERU – Emission Reduction Unit⁹) inom handelssystemet efter 2012. Huvudregeln är att verksamhetsutövarna har rätt att ansöka om att få CER och ERU som utfärdats före 2013 eller från projekt som registrerats före 2013, utbyta mot utsläppsrätter som gäller från 2013. Detta gäller dock bara i den utsträckning de inte har utnyttjat det utrymme som de hade för användning av reduktionsenheter under 2008 – 2012.

⁶ Naturvårdsverket 2013, <http://www.naturvardsverket.se/sv/Start/Lagar-och-styrning/Ekonomiska-styrmedel/Handel-med-utslappsratter/Handelsperioden-20132020/Tilldelning-till-stationara-anlaggningar/> 15/1 2013.

⁷ Naturvårdsverket 2013, <http://www.naturvardsverket.se/sv/Start/Lagar-och-styrning/Ekonomiska-styrmedel/Handel-med-utslappsratter/Handelsperioden-20132020/Tilldelning-till-stationara-anlaggningar/Auktionering-av-utslappsratter/> 15/1 2013.

⁸ Koldioxidläckage är ett eventuellt resultat av att ökade kostnader för en given anläggning inom EU, till följd av EU ETS, skulle medföra att verksamheten på grund av internationell konkurrens flyttas utanför Europa där inga CO₂-krav finns. Därmed har Europa gått miste om industriell verksamhet samtidigt som inget förbättrats på klimatområdet. Sektorer och delsektorer som löper denna risk anges i den så kallade "carbon leakage list". Över 100 delsektorer ingår, som till exempel vissa typer av metalltillverkning och viss typ av livsmedelsindustri. Dessa delsektorer står för i storleksordningen en fjärdedel av utsläppen inom EU ETS (Källa: <http://www.carbonoffsetsdaily.com/press-release/emissions-trading-list-of-sectors-deemed-to-be-exposed-to-carbon-leakage-16721.htm>) Den första listan, se "COMMISSION DECISION of 24 December 2009 determining, pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, a list of sectors and subsectors which are deemed to be exposed to a significant risk of carbon leakage", gäller sedan 2009 och skall förnyas under 2014.

⁹ Dessa begrepp har definierats inom UNFCCC (FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.1 30 March 2006). För CDM gäller: A "certified emission reduction" or "CER" is a unit issued pursuant to Article 12 and requirements thereunder, as well as the relevant provisions in these modalities and procedures, and is equal to one metric tonne of carbon dioxide equivalent, calculated using global warming potentials defined by decision 2/CP.3 or as subsequently revised in accordance with Article 5. För JI används begreppet "ERU": An "emission reduction unit" or "ERU" is a unit issued pursuant to the relevant provisions in the annex to decision 13/CMP.1 and is equal to one metric tonne of carbon dioxide equivalent, calculated using global warming potentials defined by decision 2/CP.3 or as subsequently revised in accordance with Article 5.

För att hantera den växande strukturella obalansen mellan utbud och efterfrågan har Kommissionen identifierat sex icke-uttömmande alternativ till strukturåtgärder (EC 2012)¹⁰:

1. Öka EUs mål om reduktion av växthusgasemissioner från 20 % till 30 % år 2020 jämfört med år 1990
2. Att permanent dra tillbaka ett antal utsläppsrätter under den tredje handelsperioden
3. Öka den årliga reduktionen av utsläppsrätter till mer än 1,74 % per år
4. Ta in fler sektorer i EU ETS
5. Minska möjligheten att använda så kallade internationella reduktionsåtgärder via t ex CDM-projekt (Clean Development Mechanism)
6. Introducera prisreglerande mekanismer

Det bör noteras att varje lagförslag om strukturåtgärder som kommissionen lägger fram kommer att vara föremål för ett offentligt samråd och en fullständig konsekvensbedömning, det vill säga det är en omfattande process innan någon av dessa åtgärder skulle kunna införas.

Kommissionen undersöker även möjligheter att få en bättre balans mellan utbud och behov av utsläppsrätter genom att flytta en del av utsläppsrätterna över tid. Bakgrunden är att man bedömer att överskottet kommer att öka till närmare 1500-2000 miljoner utsläppsrätter i slutet av 2013 om inga åtgärder införs¹¹. I ett pressmeddelande 14 november 2012 lade man fram ett förslag att minska antalet utsläppsrätter för auktionering med 900 miljoner för perioden 2013-2015 och ökar dem lika mycket för perioden 2019-2020.¹² Totalt sett innebär detta ingen förändring av antalet utsläppsrätter, men det minskar utbudet i första delen av handelsperioden när överskottet annars bedöms vara som störst. Beslut väntas inte förrän en bit in i 2013.

¹⁰ EC 2012, "RAPPORT FRÅN KOMMISSIONEN TILL RÅDET OCH EUROPAPARLAMENTET - Tillståndet för den europeiska koldioxidmarknaden 2012", http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_sv.pdf

¹¹ EC 2012, "RAPPORT FRÅN KOMMISSIONEN TILL RÅDET OCH EUROPAPARLAMENTET - Tillståndet för den europeiska koldioxidmarknaden 2012", http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_sv.pdf

¹² EUROPEISKA KOMMISSIONEN PRESSMEDDELANDE Bryssel den 14 november 2012, Handel med utsläppsrätter: Kommissionen lägger fram alternativ för att reformera den europeiska koldioxidmarknaden

Länkning mellan EU ETS och övriga flexibla mekanismer samt andra handelssystem

CDM och JI¹³

Mekanismen för ren utveckling, CDM (Clean Development Mechanism), ger möjlighet för länder med åtaganden om utsläpps begränsningar enligt Kyotoprotokollet att genom investeringar i projektverksamhet i länder utan åtaganden få tillgodoräkna sig utsläppskrediter, CER, certified emission reductions, som genereras inom projekten. I praktiken sker investeringen genom köp av de utsläppskrediter som CDM-projekten ger upphov till. Utsläppsminskningarna beräknas relativt en referensbana och måste vara additionella, vilket innebär att utsläppsminskningarna sker tack vare CDM-projektet. Både företag och länder kan ansöka till investerarland, det vill säga ett land med åtagande under Kyotoprotokollet, om rätten att få medverka i CDM-projekt. Det huvudsakliga värdlandet för CDM-projekt har så här långt varit Kina. De största köparna av CDM-krediter är Storbritannien, Schweiz och Japan.

Gemensamt genomförande, JI (Joint Implementation), ger möjlighet för ett land med åtagande om utsläpps begränsningar enligt Kyotoprotokollet att genom investering i utsläppsminskande projekt i ett annat land med åtagande tillgodoräkna sig utsläppsreduktionen. JI innebär, på samma sätt som internationell utsläppshandel, en omfördelning av utsläppsutrymme mellan två länder med åtaganden under Kyotoprotokollet. Projektkrediterna som utfärdas vid genomförande av JI-projekt måste tas från den pott internationella utsläppsrätter, AAU (Assigned Amount Units) som värdlandet har fått sig tilldelat i enlighet med Kyotoprotokollet. Dessa projektkrediter, som kallas ERU (Emission Reduction Units), är alltså egentligen AAU som omvandlats och fått byta skepnad. Utvidgningen av EU innebär att JI-projekt som genomförs i någon medlemsstat inom sektorer som tillhör EU ETS, måste räknas bort från landets tilldelning inom handelssystemet för att undvika dubbelräkning

I Kyotoprotokollet har ett antal begränsningar för användandet av de flexibla mekanismerna införts. I artikel 6, som behandlar gemensamt genomförande, JI, står att "de förvärvade utsläppsreduktionsenheterna ska vara supplementära till nationella åtgärder för att uppfylla åtagandena" och i artikel 17, som behandlar internationell handel med utsläppsrätter, står att "sådan handel ska vara supplementär till de nationella åtgärderna för att fullgöra de kvantifierade åtagandena om begränsning och minskning av utsläpp". Däremot finns inga skrivningar om supplementaritet i Kyotoprotokollets artikel 12 som behandlar mekanismen för en ren utveckling, CDM. Inte heller står det något om supplementaritet i artikel 4, som är basen för EU:s ansvarsfördelning.

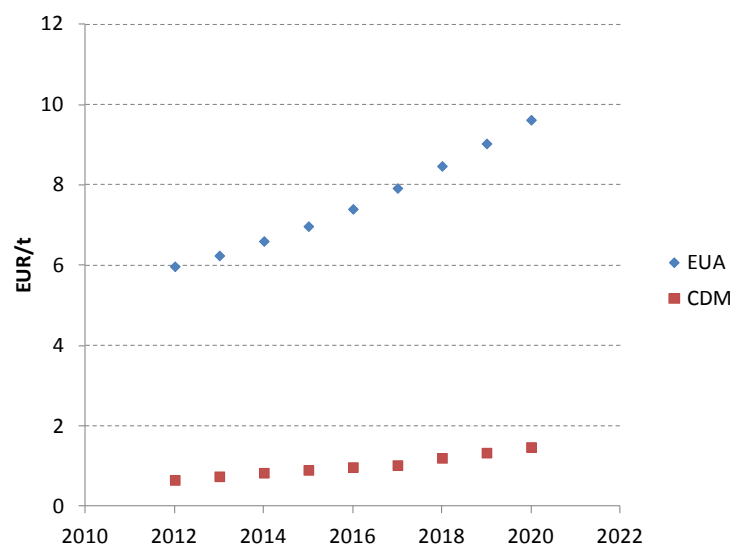
Inom EU-ETS hanterar man supplementaritet genom att begränsa de handlande företagens rätt att använda krediter från de projektbaserade mekanismerna. Enligt det s.k. Länkdirektivet ska respektive medlemsstat sätta en gräns för hur många utsläppskrediter, "certified emission reductions" (CER) respektive "emission reduction units" (ERU), en anläggning får använda för sitt fullgörande. I de fördelningsplaner för perioden 2008-2012 som lämnades in till Europakommissionen kan det noteras att medlemsstaterna hade valt väldigt olika ansatser när det gäller hur stor del av fullgörandet som

¹³ Detta avsnitt är i allt väsentligt hämtat från Energimyndighetens rapporter "Utvecklingen på utsläppsrättsmarknaden 2011", ER 2011:25, och "EUs system för handel med utsläppsrätter efter 2012", ER 2006:45.

kan utgöras av utsläppskrediter från JI och CDM. Den tillåtna mängden CERs/ERUs på anläggningsnivå begränsas till en procentsats av tilldelningen och eftersom tilldelningen i sig varierar mellan länder så kan inte takbegränsningen jämföras rakt av mellan länder. Taket varierar från några få procent av tilldelningen i vissa medlemsstater (t.ex. 7 % i Slovakien) till omkring hälften av tilldelningen i andra medlemsstater (t.ex. 50 % i Irland). Flera av de övriga länderna låg mellan 10 och 20 % (t.ex. Tyskland, Nederländerna, Belgien och Frankrike). Enligt den svenska fördelningsplanen fick de svenska anläggningarna under perioden 2008-2012 vid fullgörandet använda utsläppskrediter upp till motsvarande 20 procent av det totala antalet tilldelade utsläppsrätter (EUA). Genom att lägga ihop den tillåtna mängden utsläppskrediter (EUA) som respektive medlemsstat har föreslagit (och sedan fått godkänd av Kommissionen) erhöles ett totalt tak för utsläppskrediter (EUA+ CER+ERU) i EU ETS under perioden 2008-2012. Som nämndes i föregående avsnitt är möjligheten att använda sig av utsläppskrediter begränsad under den tredje handelsperioden.

Den av marknaden förväntade prisbilden på CDM redovisas i Figur 2. Prisskillnaden mellan EUs utsläppsrättsmarknad och CDM-marknaden förklaras bland annat av de begränsningar som finns för europeiska aktörer att använda sig av CDM-krediter.¹⁴

De långa ERU-kontrakten som kan handlas fram till 2015 ligger idag på ungefär samma låga nivå som CDM-kontrakten.



Figur 2 Priser på långa kontrakt ("futures") för utsläppsrätter, EUA, respektive CDM. Priserna gäller för december månad i respektive år (2013-2020). Avläst på NASDAQ Nordpool 4 dec 2012.¹⁵

¹⁴ Vasa A. 2011, "Implementing CDM Limits in the EU ETS: A Law and Economics Approach", DIW Berlin Discussion Paper 1032, januari 2011.

¹⁵ Futures och forwards på utsläppsrätter är standardiserade avtal om att vid en viss fastställd tidpunkt köpa eller sälja ett antal utsläppsrätter till ett bestämt pris. En typisk sådan tidpunkt är december månad för ett givet år (till exempel 2013, 2015 eller 2020). Handel med forwards och futures kan användas av aktörer som vill säkra sig mot prisfluktuationer eller säkra sina framtida utsläpp. Futures och forwards kan också köpas och säljas av finansiella aktörer i syfte att göra en finansiell vinst vid prisuppgångar och prisnedgångar på marknaden.

Länkning till andra handelssystem¹⁶

EU:s handelssystem för utsläppsrätter kan utvidgas inte bara genom att nya sektorer och växthusgaser inkluderas. Handelssystemets omfattning kan även växa genom att det geografiska omfånget av systemet ökas. Detta kan åstadkommas genom att länder utanför EU ansluter sig till EU:s handelssystem eller genom att EU:s system länkas samman med andra handelssystem. Handelsdirektivet uttrycker en mycket positiv hållning till att länka EU:s handelssystem med andra handelssystem. Artikel 25, punkt 1 i direktivet anger till och med att avtal om länkning bör slutas med tredje länder. Handelsdirektivets artikel 25 berör enbart länkning till handelssystem i länder som har kvantitativa åtaganden enligt Kyotoprotokollet och som ratificerat detsamma. Det är dock möjligt att länka även med handelssystem i länder som ställt sig utanför Kyotoprotokollet, till exempel USA, om länken systemen emellan uppfyller vissa villkor. I ett post-2012 perspektiv, efter Kyotoprotokollets första åtagandeperiod, är det intressanta i sammanhanget om länder har internationellt bindande åtaganden om utsläpps begränsningar eller inte. Länkning underlättas avsevärt om bindande åtaganden finns.

Från och med juli 2015 avser man att partiellt länka ihop EU ETS med motsvarande system i Australien. Senast 2018 skall länkningen vara fullständig.¹⁷ Det finns dessutom långt gångna planer på att länka EU ETS med Schweiz nationella handelssystem, CH ETS.

Huvudargumentet för att länka samman olika handelssystem är ekonomisk effektivitet: ju större ett handelssystem är och ju fler sektorer och utsläppskällor som omfattas, desto större är sannolikheten att utsläppsreduktioner äger rum där kostnaden för reduktioner är lägst. Ett ekonomiskt effektivt system minimerar systemkostnaderna för att nå ett visst reduktionsmål.

Vad händer efter 2020?

Vad som sker med EU ETS och med en eventuell prisutveckling på rätten att släppa ut CO₂ efter den tredje handelsperioden, det vill säga efter 2020, är i skrivande stund mycket osäkert. Det 18e klimatmötet i Doha (december 2012) lyckades endast formulera en överenskommelse om att förlänga Kyotoprotokollet med en andra åtagandeperiod till 2020 men utan skärpta utsläppsminskningar. I brist på ett bindande globalt klimatavtal efter 2012 kommer det reviderade handelsdirektivet att ge riktlinjer för vilka typer av utsläppskrediter som kan användas inom EU ETS under perioden 2013 – 2020.

Vid sidan om de internationella klimatförhandlingarna har EU-kommissionen ställt sig bakom en färdplan där man uttrycker en ambition att reducera de europeiska utsläppen av växthusgaser med 80% till och med 2050 jämfört med 1990 (EC 2011).¹⁸ Denna minskning skall dessutom göras inom EU, det vill säga utan stöd av internationell handel med utsläppsrätter till exempel inom CDM. Med stöd av internationell handel anges målnivån 80-95% reduktion för EU som helhet fram till 2050 jämfört med utsläppen 1990. I EUs färdplan mot 2050 lyfts EU ETS särskilt fram som en

¹⁶ Detta avsnitt är delvis hämtat från Energimyndighetens rapport från 2006, "EU:s system för handel med utsläppsrätter efter 2012", ER 2006:45.

¹⁷ EC 2012, http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/linking/index_en.htm.

¹⁸ EC (2011), "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050", COM(2011) 112 final.

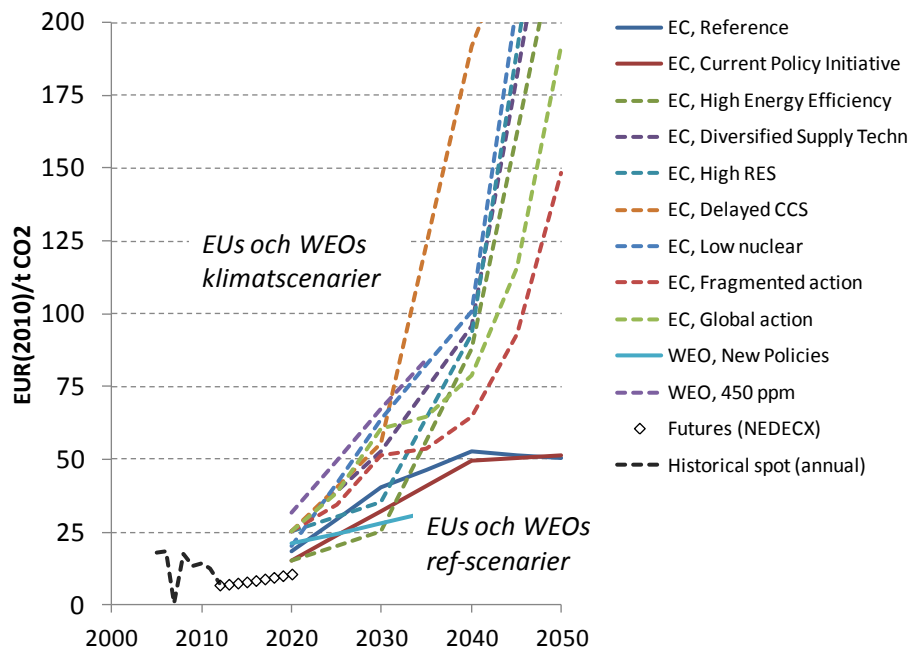
nyckelkomponent för att möta klimatmålen. Färdplanen ges ytterligare en dimension om man inte kan enas om ett globalt klimatavtal, det vill säga om EU står relativt ensamt i sina strävanden. I ett sådant fall skulle färdplanen skydda den europeiska ekonomin mot skenade fossilbränslepriser. Det senare skulle vara ett resultat av den övriga världens fortsatt växande efterfrågan på fossila bränslen.

I de flertal modellberäkningar som gjorts på uppdrag av EU-kommissionen så innebär de höga ambitionerna till och med 2050 kraftigt stigande priser på CO₂ (se även nästa avsnitt). Skillnaderna mellan de olika scenarierna, till exempel avseende teknikutveckling, är relativt stora men de allra flesta beräkningsresultaten pekar på att EUA-priset når nivån 100 EUR/t omkring 2040 förutsatt att målen infrias (se föregående avsnitt). Huruvida dessa nivåer är politiskt möjliga, i synnerhet i det fall då resten av världen har lägre ambitioner på klimatområdet, är naturligtvis en viktig fråga och en stor utmaning för de europeiska ledarna.

Den framtida prisutvecklingen på EU ETS

Eftersom det idag råder stora osäkerheter kring handelssystemets utformning efter 2020 är det naturligtvis svårt att säga något om prisutvecklingen på så lång sikt. Såväl EU-kommissionen som IEA redovisar tänkbara prisbanor för EU ETS i deras långsiktiga modellanalyser av utvecklingen på de europeiska respektive globala energimarknaderna fram mot 2050 respektive 2035. Generellt kan man säga att priserna bedöms stiga avsevärt jämfört med det nuvarande läget även i ett fall där EUs klimatambitioner inte nås (jämför EUs och WEOs ref-scenarier i Figur 3). I de scenarier där EUs långsiktiga klimatmål nås, det vill säga minskningar på 80-90% för hela EU till och med 2050, så når CO₂-priset mycket höga nivåer efter 2030. Från och med 2040 ligger priset på 100-200 EUR/t beroende på scenario (jämför EUs och WEOs klimatscenarier i Figur 3).¹⁹ Exempel på de sistnämnda scenarierna är EUs Roadmap-scenarier och IEAs "450 ppm" i WEO 2012. I ett längre perspektiv ligger alltså de beräknade priserna generellt sett betydligt högre än dagens prisnivåer på spotmarknaden och på de längre terminskontrakten som handlas fram till 2020 (Figur 3).

¹⁹ I EUs Energy Roadmap-studie analyserades ett antal olika scenarier avseende teknisk utveckling och energibehov. Detta omfattar till exempel scenarier med en mycket hög andel förnybar energi år 2050, jämför "EC, High RES" i Figur 3, och scenarier med en mer diversifierad teknikmix i elproduktionen, jämför "EC, Diversified Supply Tech" i Figur 3.



Figur 3 Modellerad och uppskattad prisutveckling på EU ETS baserat på EU-kommissionens Roadmap-studier, OECD/IEAs World Energy Outlook (WEO) 2012 samt aktuella (nov 2012) terminspriser (futures) på NASDAQOMX till och med 2020.

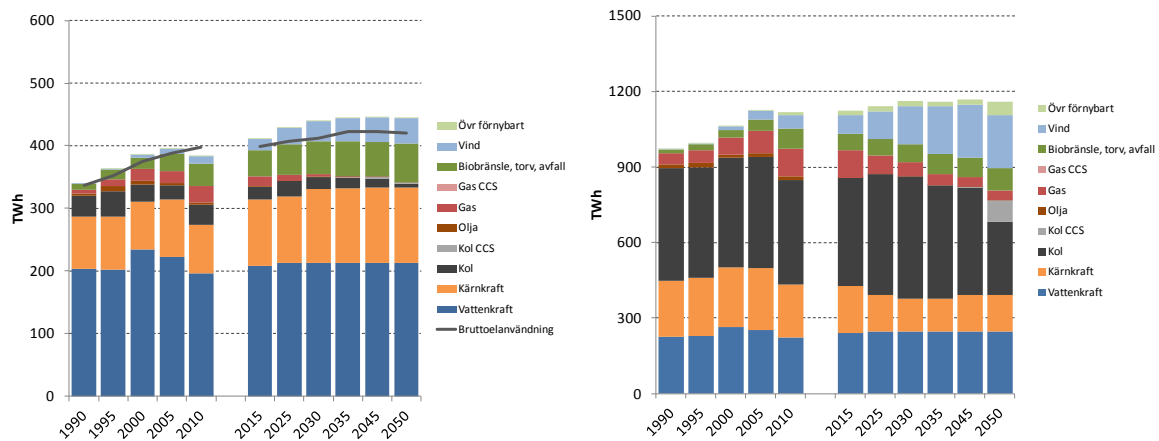
Framställningen i Figur 3 utgår från ett explicit kostnadsperspektiv. Samtliga kostnader för att uppfylla klimatmålet hänförs därmed till handelssystemet för CO₂. Viss avlastning finns då även andra styrmedel relaterade till exempelvis förnybar energi och energieffektiviseringar ingår i de modellverktyg som använts. I analysen ingår dock generellt inte "mervärden" av att reducera utsläppen av växthusgaser. Sådant som relaterar till försörjningstrygghet, andra miljöföroreningar (till exempel kan även svavel- och NO_x-utsläpp minska om man minskar användningen av energislag som leder till växthusgasutsläpp), resurshushållning och även faktorer som relaterar till miljö- och livskvalitet. Om sådana positiva "sidoeffekter" inkluderas och värderas i analysen så kan den slutliga prisläppen för koldioxidreduktion bli väsentligt lägre än vad som indikeras i Figur 3.

Den nordeuropeiska kraftproduktionens långsiktiga utveckling

Analyser av den långsiktiga utvecklingen för det nordeuropeiska kraftsystemet är i hög utsträckning avhängiga av vilka antaganden avseende omvärldsförutsättningar som görs. Detta kan till exempel omfatta energibehovsutveckling, teknisk utveckling för till exempel förnybar elproduktion och CCS (Carbon Capture and Storage), energi- och klimatpolitiska mål samt utvecklingen på de internationella bränslemarknaderna, inte minst de fossila bränslena. Pågående arbeten med fokus på den långsiktiga utvecklingen för Nordeuropas elsystem är bland annat NEPP-projektet, Pathwaysprojektet samt IEA-studien Nordic ETP.²⁰ På nationell nivå görs till viss del motsvarande studier även om utvecklingen för det svenska energisystemet och elsystemet av naturliga skäl står i fokus. Som exempel kan nämnas arbetet med Färdplan 2050 som utfördes av Naturvårdsverket och Energimyndigheten under 2012 samt de återkommande långsiktsprognoserna som görs i Energimyndighetens regi.

Figur 4 visar ett typiskt modellresultat för ett referensscenario med relativt måttliga ansträngningar på klimatområdet. "Måttligt" innebär i detta fall att prisutvecklingen på CO₂, det vill säga EUA-priset, inte når de nivåer som man räknar med för att uppfylla de ambitiösa reduktionsmålen på omkring 80-90% som EU-kommissionen satt upp till och med 2050. CO₂-priser antas här nå ca 30-35 EUR/t efter 2030. Modellresultatet är hämtat från det pågående NEPP-projektet och visar dels den nordiska och dels den nordeuropeiska kraftproduktionen (Norden+Tyskland+Polen). Enligt modellberäkningarna minskar CO₂-utsläppen (endast CO₂ ingår) från el- och fjärrvärmeproduktion i detta fall med omkring 50% i Norden respektive omkring 40% i Norden+Tyskland+Polen, till och med 2050. Elefterfrågan antas fortsätta att öka, men i långsam takt. Detta är bland annat ett resultat av antaganden om fortsatta effektiviseringar på användarsidan. Vidare antas att aktiviteten inom den nordiska elintensiva industrin ökar något samt att elanvändning inom transportsektorn endast ger ett mycket litet tillskott på lång sikt. På produktionssidan kan man i detta scenario konstatera att kärnkraftproduktionen i Norden ökar till följd av en femte, sjätte och sjunde reaktor i Finland samtidigt som effekthöjningar genomförs i Sverige. Förnybar kraftproduktion ökar också mestadels beroende på de stödsystem som finns i bruk idag. Till följd av stigande fossilbränslepriser och CO₂-priser når elpriserna så pass höga nivåer efter 2030 att vissa förnybara kraftslag blir lönsamma även utan extra stöd. Av samma skäl byggs CCS ut i Tyskland och Polen under sista modellåret. Då den nordiska bruttoelförbrukningen ökar långsammare än produktionen fås i beräkningarna ett bestående kraftöverskott, i storleksordningen 20 TWh på lite längre sikt, som exporteras till Kontinentaleuropa.

²⁰ NEPP (North European Power Perspectives) är ett pågående forskningsprojekt med fokus på elmarknadens utveckling i norra Europa (se www.nepp.org). Pathways—projektet leds av Chalmers och där ligger fokus på den långsiktiga utvecklingen för kraftproduktionen i EU27+Norge+Schweiz mot mycket låga utsläpp av klimatgaser till och med 2050 (se www.energy-pathways.org). Nordic ETP (Energy Technology Perspectives) är en IEA-studie med finansiering från Nordiska Ministerrådet som drivits parallellt med den globala ETP-studien men som fokuserat enbart på de nordiska energisystemen (se <http://www.iea.org/etp/nordic/>). Modellansatsen är i mångt och mycket densamma som i den globala studien. Profu har varit en aktiv deltagare i alla tre nämnda projekten.



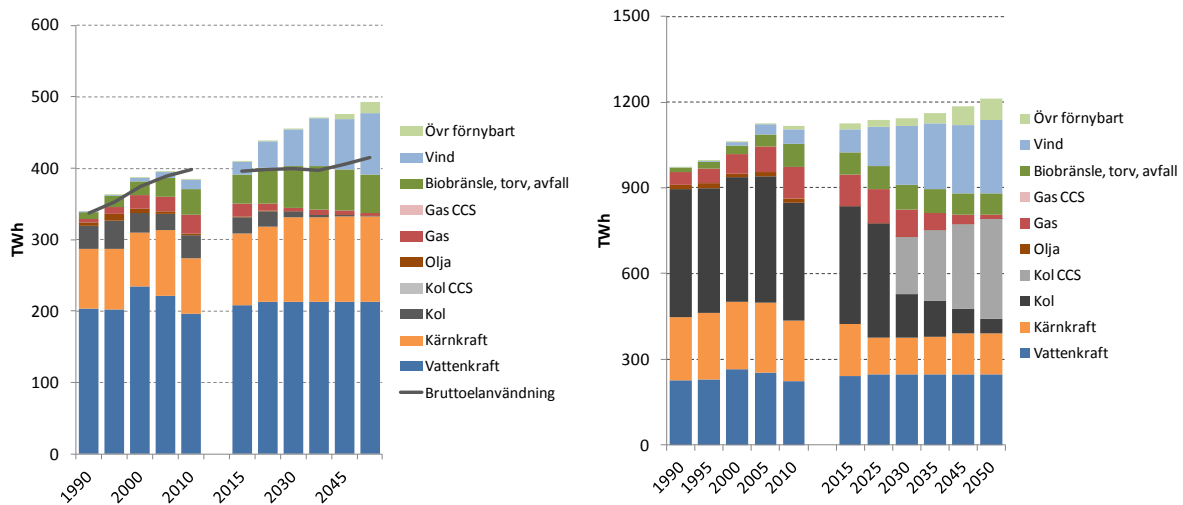
Figur 4 Elproduktionen i Norden (till vänster) och Nordeuropa (till höger) i ett scenario med måttlig klimatansträngning (Källa: MARKAL-NORDIC-beräkningar i NEPP-projektet)²¹

I Figur 5 presenteras ett alternativt scenario med betydligt högre ambitioner på klimatområdet inom EU.²² Detta ger ett betydligt högre EUA-pris (över 50 EUR/t år 2030 och över 100 EUR/t år 2045, det vill säga i samma storleksordning som de höga prisnivåer som illustreras i Figur 3) och en mer offensiv teknikutveckling för till exempel elektrifiering av industriella processer och inom transporter. Även i detta scenario antas alltså att den nordiska elintensiva basindustrin behåller sin konkurrenskraft på lång sikt. El för transportändamål antas i detta fall vara något större än i föregående scenario. De beräknade CO₂-utsläppen från el- och fjärrvärmeproduktion minskar i detta fall med omkring 90% i Norden respektive omkring 85% i Norden+Tyskland+Polen, till och med 2050. Detta är följaktligen klart mer än i föregående fall. Beräkningsresultatet bygger i allt väsentligt på de beräkningar som Profu utfört åt Naturvårdsverket och Energimyndigheten i arbetet med Färdplan 2050. I detta scenario blir utbygganden av förnybar elproduktion betydligt större än i föregående "referensfall". Detta beror dels på de existerande stödsystemen men framförallt på det klart högre elpriset (till följd av högre CO₂-priser) vilket ökar lönsamheten för investeringar i förnybar elproduktion. I ett nordeuropeiskt sammanhang antas dessutom Norden ha komparativa fördelar för ny förnybar elproduktion: till exempel goda vindförhållanden, biobränsleresurser respektive utbyggda fjärrvärmesystem för biobränslekraft och ny vattenkraft i huvudsak i Norge. Detta tillsammans med en stagnerande elförbrukning leder till ett rejält nordiskt kraftöverskott, i storleksordningen 50-70 TWh, det vill säga klart större än i föregående fall. Den stora nordiska nettoexporten bekräftas också av IEAs studie Nordic ETP (Energy Technology Perspectives) där man kommer fram till ungefär samma storleksordning på exporten. På Kontinenten får CCS en nyckelroll för att nå de ambitiösa klimatmålen som är formulerade för detta scenario (Figur 5). I ett fall där CCS inte lyckas nå kommersialisering så ökar istället den förnybara elproduktionen ytterligare, framförallt på Kontinenten där CCS förmodas få en viktig roll om tekniken når kommersiell status. Samtidigt

²¹ Diagrammet till vänster visar produktion (staplar) och bruttoförbrukning (linje) i de fyra nordiska länderna. Skillnaden mellan staplarna och linjen ger därmed information om nettohandeln med de ingående länderna utanför Norden. Diagrammet säger dock inget om vilka kraftslag som eventuellt exporteras.

²² Beräkningsfallet är hämtat från de modellberäkningar som utfördes av Profu i samband med Naturvårdsverkets och Energimyndighetens regeringsuppdrag Färdplan 2050.

används mer konventionell gaskraft. För de givna priserna på CO₂ innebär detta därmed att de nordeuropeiska utsläppen av CO₂ blir högre än i ett fall där CCS når ett kommersiellt genombrott.²³



Figur 5 Elproduktionen i Norden (till vänster) och Nordeuropa (till höger) i ett ambitiöst klimatscenario (Källa: MARKAL-NORDIC-beräkningar inför Färdplan 2050)²⁴

Några iakttagelser och kommentarer i anslutning till de här redovisade beräkningarna

- ✓ Stor nordisk kraftexport i ett klimatscenario. Triggas av högre elpriser
- ✓ Högre elpriser dämpar elförbrukningen i Norden på kort-medellång sikt. Detta frigör ytterligare elexportmöjligheter. På längre sikt antas elförbrukningen skjuta fart i klimatscenariot. Detta till följd av ökad elektrifiering, som svar på de ökade klimatansträngningarna, i exempelvis industriella processer och inom transporter
- ✓ Förnybart växer i bägge fallen men klart mer i klimatscenariot. Den klart största tillväxten sker på vindkraftssidan. En viss utbyggnad av solex på sikt sker också i klimatscenariot.
- ✓ Biomassanvändningen är delvis begränsad av fjärrvärmeunderlaget i synnerhet i de nordiska länderna. Fjärrvärmeunderlaget kan dessutom vara relativt sett lägre i ett klimatscenario till följd av ökade effektiviseringar på värmemarknaden. Biomassa för sameldning kräver relativt höga priser på CO₂ för att bli intressant. Detta beror på att biomassa generellt är ett betydligt dyrare bränsle än kol. Eventuell samförbränning i pulverpannor och/eller i förekommande fall långa transportavstånd ställer dessutom vissa krav på biomassakvalitet. Detta medför också relativt höga bränslekostnader för biobränslet.
- ✓ Enligt de kostnadsantaganden som gjorts här är ny kärnkraft lönsam på lång sikt. I beräkningarna begränsas dock utbyggnaden av politiska skäl. (Politiska skäl skulle naturligtvis även kunna motivera att utbyggnad inte tillåts överhuvudtaget. Vi har dock i detta fall inte gjort några sådana överväganden). Det finns därför heller ingen skillnad i kärnkraftproduktion mellan våra bägge scenarier. Kostnadsbilden är dock mycket osäker. Vi antar omkring 50-55 öre/kWh för ny kärnkraft vilket blir lönsamt då elpriset når åtminstone

²³ Istället för att anta högre kostnader och/eller en senareläggning i tiden för en tänkt kommersialisering avseende CCS har vi här valt att helt utesluta optionen i vår känslighetsanalys. Därigenom har vi i viss mån "gafflat" in påverkan av förutsättningarna för CCS på de resultat som diskuteras i detta avsnitt

²⁴ Diagrammet till vänster visar produktion (staplar) och bruttoförbrukning (linje) i de fyra nordiska länderna. Skillnaden mellan staplarna och linjen ger därmed information om nettohandeln med de ingående länderna utanför Norden. Diagrammet säger dock inget om vilka kraftslag som eventuellt exporteras.

60 öre/kWh efter 2030. Andra studier anger såväl lägre som högre kostnadssiffror. De här antagna investeringskostnaderna ligger på samma nivå som det som antas i IEAs senaste Energy Technology Perspectives (2012).²⁵

- ✓ CCS blir lönsamt i klimatscenariot och då huvudsakligen i brunkols- och stenkolsanläggningar. Framtiden för kommersiell CCS i stor skala är i nuläget mycket osäkra. Vi har här antagit en så kallad "avoidance cost" på omkring 40 EUR/t CO₂ (omkring 35 öre/kg CO₂) exklusive transport och lagring för kolkondens med CCS, och att CCS är tillgänglig för elproduktion från och med 2030.²⁶ Om vi inkluderar de i modellen förenklade uppskattningarna på transport- och lagringskostnader hamnar vi typiskt i intervallet 40-50 EUR/t CO₂ för CCS i ett stenkolseldat kraftverk, och drygt 70 EUR/t för naturgaseldade kraftverk (drygt 60 öre/kg CO₂). För brunkol antas CCS-kostnaden vara något lägre än för stenkol. Dessa kostnader är i allt väsentligt hämtade från ZEP-projektet som anger ett intervall på ca 30-40 EUR/t för CCS i kolkraftverk före transport och lagring.²⁷ Transport- och lagringskostnader tillkommer och kan variera stort beroende på typ av lagring, avstånd till lagringsplats och, inte minst, transportkapacitet. Det sistnämnda relaterar till de skalfördelar som är förknippade med ett pipelinesystem för avskild CO₂. Enligt pågående forskning på Chalmers kan kostnaden för transport och lagring för ett antal väst- och centraleuropeiska länder typiskt hamna i intervallet 10-20 EUR/t CO₂.²⁸ Detta förutsätter dock ett väl utbyggt system med stor kapacitet och högt utnyttjande. För lägre kapaciteter kan kostnaden, på grund av skalfaktorn, bli väsentligt högre.²⁹ Summerar man dessa bedömningar med ZEP-projektets uppskattningar på avskiljningskostnaden vid kraftverk så hamnar man grovt räknat i intervallet 40-60 EUR/t för kolkraft med CCS. Betydelsen av CCS diskuteras vidare i kommande avsnitt längre fram i rapporten.

Investeringarnas beroende av EUA-priset

Inför en investeringssituation i ny kraftproduktion måste investeraren ta hänsyn till en rad faktorer, inte minst omvärldsförutsättningar. Då dessutom investeringar i kraftproduktion är mycket kostnadskrävande och långlivade måste man också ta hänsyn till möjliga framtida utvecklingsvägar för de faktorer som styr investeringens utformning såsom val av teknik, storlek och bränsle. Modellverket MARKAL-NORDIC, vars resultat presenteras i föregående avsnitt, tar i stor utsträckning hänsyn till sådana förutsättningar och faktorer när modellen investerar i till exempel elproduktion. Dessa antaganden baseras dels på exogena parametrar (input i modellen) som till exempel bränslepriser, styrmedel, investeringskostnader, och verkningsgrader, och dels på endogena parametrar (beräkningsresultat eller output) som till exempel elcertifikatpris och fjärrvärmekreditering. Följaktligen skiljer sig elproduktionskostnaderna för en given teknik åt mellan olika beräkningsfall.

²⁵ OECD/IEA (2012), "Energy Technology Perspectives 2012", ISBN 978-92-64-17488

²⁶ "Avoidance cost" definieras som merkostnaden för en CCS-anläggning jämfört med en referensanläggning, till exempel en likadan anläggning men utan CCS, dividerat med utsläppsminskning relativt referensanläggningen.

²⁷ European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Zep), <http://www.zeroemissionsplatform.eu/projects/eu-projects.html>

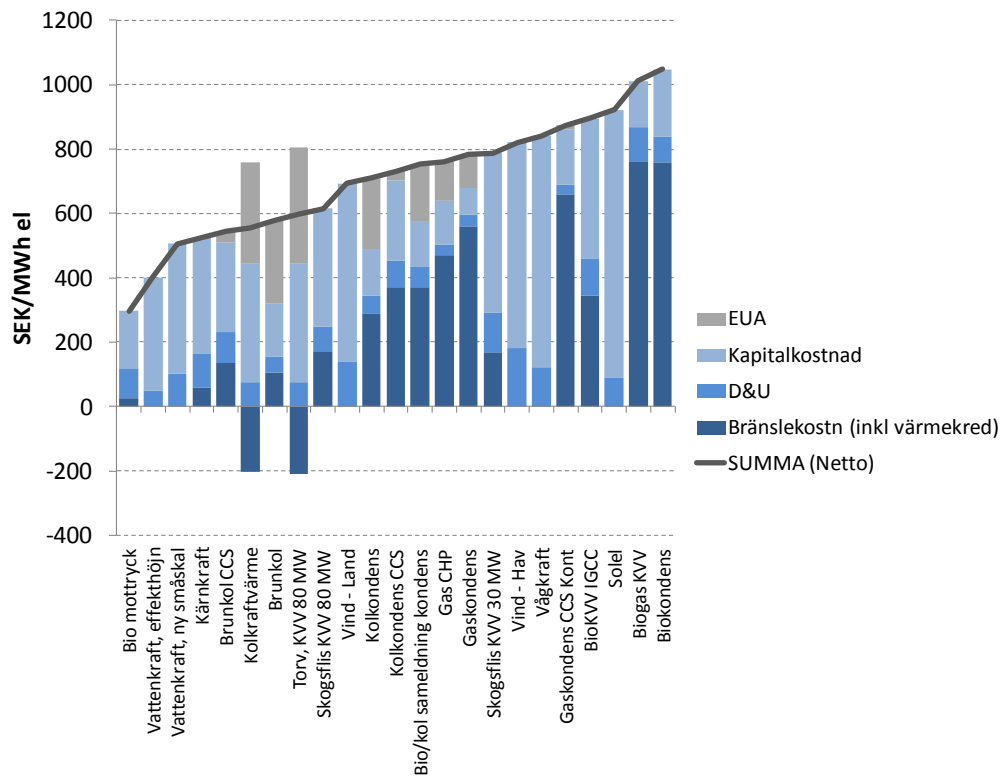
²⁸ Jan Kjärstad, forskare Chalmers (personlig kommunikation)

²⁹ I de modellberäkningar som diskuteras här ligger dock kostnadsantagandena relativt lågt, under 10 EUR/t. Detta beror på att dessa kostnader ännu ej uppdaterats i enlighet med pågående forskning.

I Figur 6 visas typiska kostnader för ett stort antal elproduktionstekniker. Dessa representerar ett urval av alla de tekniker som ingår i MARKAL-NORDIC. Det är viktigt att komma ihåg att innehållet i figuren först och främst skall ses som ett pedagogiskt hjälpmedel för att illustrera hur kostnaden för olika tekniker förhåller sig till varandra. I verkligheten är kostnader för ny elproduktion i det närmaste projektspecifika och påverkas i hög utsträckning av lokala förutsättningar (till exempel typ av fjärrvärmesystem, tillgång till bränslen, vindförhållanden för vindkraftverk och avstånd till elnät), teknisk utformning (det finns många typer av "biobränslekraftvärmeverk"), anläggningsstorlek, avkastningskrav, tidshorisont med mera. Dessutom är kostnaden för ny elproduktion dynamisk, det vill säga den förändras över tiden (beroende på bränslepriser, CO₂-priser och teknisk utveckling). Figur 6 speglar typiska förhållanden för modellår 2030. Kalkylräntan antas vara 7% (real). Skatter och stöd, till exempel elcertifikat, har utelämnats i figuren (CO₂-kostnaden ingår dock; se "EUA" i figuren). Detta, liksom prisantaganden på CO₂, ingår dock i MARKAL-NORDIC-modellen och påverkar, precis som i verkligheten, de val som görs endogent i modellen. Inte minst olika stödformer för förnybar elproduktion runt om i Europa, såsom feed-in-tariffer, investeringsstöd och elcertifikat, har en helt avgörande betydelse för det sätt på vilket den europeiska kraftproduktionen för närvarande byggs ut.

Ett typiskt elpris på lite längre sikt (kring 2030) på den nordiska marknaden som erhålls i våra modellberäkningar är omkring 60 öre/kWh (se kapitlet om elprisets långsiktiga utveckling längre fram). Enligt Figur 6 blir därmed ett antal olika investeringar lönsamma vars totala kostnader understiger detta långsiktiga elpris, till exempel biomottryck, ny vattenkraft (i den mån det är tillåtet), viss kraftvärme och vissa landbaserade vindkraftprojekt. Om vi ökar klimatambitionen (och priset på CO₂) så stiger elpriset ytterligare (upp mot 70 öre/kWh och mer) och ytterligare teknikslag blir lönsamma. Det är dock skillnad på prisutvecklingen mellan den nordiska marknaden och den kontinentala marknaden. Generellt i våra beräkningar ligger elprisnivån på Kontinenten klart över prisnivån på den nordiska marknaden, typiskt 10 öre/kWh högre i ett långsiktigt tidsperspektiv.³⁰ Därmed kan vissa investeringar som är olönsamma i Norden vara lönsamma på Kontinenten.

³⁰ Prisskillnaden mellan det nordiska systempriset och priserna på Kontinenten kan i modellen reduceras genom investeringar i överföringsförbindelser. Dessa antas kunna byggas ut till en kostnad på ca 5-10 öre/kWh beroende på förbindelselänk. Därmed kan prisskillnaden aldrig byggas bort helt eftersom skillnaden i sig finansierar kostnaden för överföringsförbindelsen.

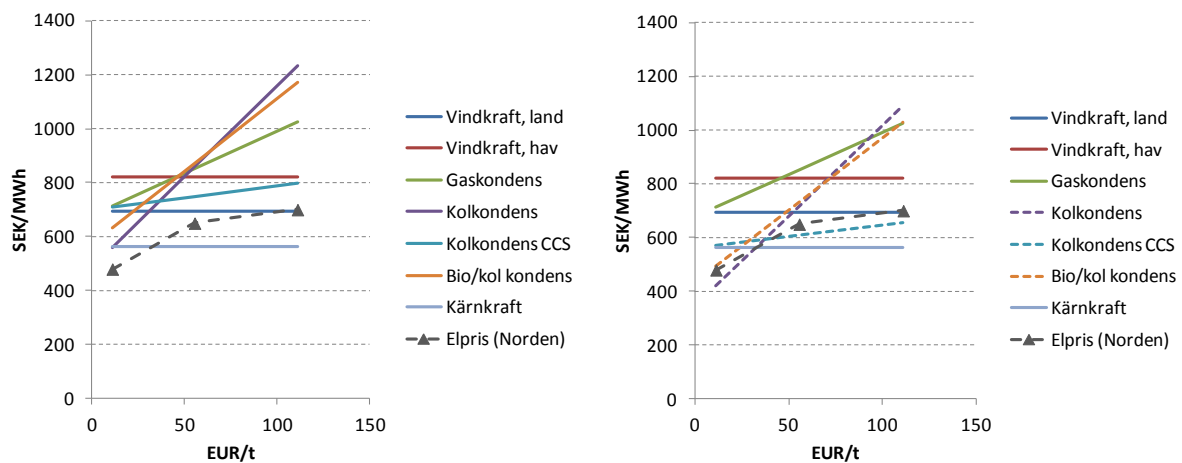


Figur 6 Total elproduktionskostnad fördelad på kostnadsposter. Skatter och stöd ingår inte. Kalkylräntan är 7% och EUA-priset är 30 EUR/t (värmekreditering för samtida produktion av fjärrvärme ingår i bränslekostnaden för samtliga kraftvärmeverk. För vissa kraftvärmeverk, typiskt fastbränsleanläggningar med billigt bränsle, är denna kreditering så stor att stapeln för bränslekostnad blir negativ)

Kopplingen mellan elproduktionskostnad och priset på CO₂ är starkare ju mer koldioxidintensiv investeringen är. För de förnybara kraftslagen och kärnkraft är kopplingen noll. I Figur 7 har vi plottat elproduktionskostnaden mot priset på CO₂ för ett urval av tekniker (modellantaganden för 2030). Man kan se att koldioxidintensiva kraftslag som kolkondens snabbt blir mycket dyra då priset på CO₂ stiger. Mindre koldioxidintensiva tekniker som gaskondens och sameldning (bio/kol) blir visserligen också dyrare men med en mindre brant lutning. I figuren kan man också se den typiska prisutvecklingen på den nordiska råkraftmarknaden som vi läser av i våra beräkningar för modellår 2030. Elpriset stiger också som funktion av priset på CO₂ men tenderar att plana ut då priset på CO₂ når en viss nivå. Vid denna nivå motsvarar elpriset den långsiktiga marginalkostnaden för förnybar el, till exempel vindkraft. Detta syns tydligt i figuren då kostnadskurvan för ny landbaserad vindkraft (återigen: ett typvärde, det finns många olika kostnadsklasser för landbaserad vindkraft) skär elpriskurvan då prisnivån på CO₂ är omkring 70-80 EUR/t. Man kan dessutom konstatera att inget av de här presenterade elproduktionsslagen blir lönsamma av egen kraft i Norden med undantag för ny kärnkraft (enligt de antaganden som här gjorts) då den långsiktiga bedömda (?) prisnivån på utsläppsrätter passerar 20 EUR/t. Nyinvesteringarna i förnybar elproduktion är alltså avhängiga av extra stöd, till exempel via elcertifikat.³¹ Den nordiska elprisutvecklingen är dock också beroende av utbyggnaden av överföringskapaciteten till Kontinentaleuropa. Ju större överföringskapacitet desto närmare koppling till de kontinentala, generellt sett högre, elpriserna. Men då investeringarna i ny

³¹ Stöd till förnybart leder i sin tur till en viss prispress på producentpriset på el, eftersom utbudet av (förnybar) el ökar.

överföringskapacitet drivs av prisskillnaden på vardera sidan om förbindelsen är det rimligt att generella prisskillnader kvarstår även på lång sikt. Dessutom är utbyggnaderna av överföringskapaciteter förknippade med långa ledtider.



Figur 7 Elproduktionskostnad som funktion av EUA-priset för ett urval av tekniker. Samtliga inklusive kapitalkostnader (till vänster) respektive utan kapitalkostnader för kolkondens, kolkondens+CCS och kolkondens+sameldning (övriga inklusive kapitalkostnader). Skatter och stöd ingår inte

På Kontinenten tenderar elpriserna att vara högre än på den nordiska marknaden. Därmed kan teknikslag som inte är lönsamma på den nordiska marknaden vara intressanta på Kontinenten. Och därmed är också CO₂-prisberoendet mer relevant enligt framställningen i Figur 7. Man kan då konstatera att för CO₂-priser på upp till 20-30 EUR/t så kan ny kolkondens vara ett intressant alternativ. Detta beror naturligtvis i hög grad av bränsleprishållandet mellan naturgas och kol som i detta fall är till naturgasens nackdel. Om CO₂-priset närmar sig 40 EUR/t kommer ny CCS (kol) in i bilden och blir mer attraktivt än ny konventionell kolkondens.

Vad gäller samförbränning av biomassa och kol (typiskt 15% inblandning)³² i stora kondenskraftverk på Kontinenten så lider dessa anläggningar av det faktum, gentemot konventionell kolkraft, att ökningen i bränslekostnad (i synnerhet om sameldning sker med förädlade biobränslen i pulverpannor vilket vi antar här) inte vägs upp av minskningen i CO₂-kostnad förrän vid relativt höga priser på CO₂. Och vid dessa nivåer tenderar CCS att vara billigare än både samförbränning och konventionell kolkraft enligt de kostnadsuppskattningar som görs här. På lite kortare sikt och/eller då CCS inte lyckas nå kommersialisering kan dock samförbränning vara ett intressant alternativ. Men det fordrar som sagt relativt höga priser på CO₂ förutsatt att man inte erhåller ett separat produktionsstöd.³³ Om man istället betraktar en situation där befintlig kolkondens jämförs med nyinvesteringar förändras bilden jämfört med de alternativ som fordrar nyinvesteringar (se Figur 7, till höger). I det läget är befintlig kolkondens billigare än samtliga alternativ upp till nästan 40 EUR/t. Sameldning eller CCS blir däremot varken mer eller mindre fördelaktigt gentemot befintlig

³² Se till exempel Chalmers/AGS 2011, "European Energy Pathways"

³³ I till exempel Tyskland erhåller man i nuläget inte stöd för sameldning. Stöd utgår endast för renodlad biobränslekraft (EON Energy Research Center och Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN) 2012, "Economics of Biomass Co-Firing in New Hard Coal Power Plants in Germany", FCN Working Paper No. 23/2012). I Storbritannien däremot ges ett särskilt stöd till sameldning.

kolkondens än i nyinvesteringsfallet, då vi här antar att såväl sameldning som CCS kan göras i anslutning till den befintliga anläggningen (merkostnaden antas vara densamma som om man överväger en ny anläggning). Däremot förbättras lönsamheten för sameldning (och CCS) gentemot nyinvesteringar i andra alternativ, till exempel gaskondens eller vindkraft. Men för att sameldning skall bli lönsammare än enbart koleldning krävs alltså även i detta fall relativt höga priser på CO₂ samt att CCS inte utgör ett realistiskt alternativ. Även om vi skulle anta att man kan samelda relativt ofördelaktigt än enbart kolförbränning. Ett bibränslepris på 200 SEK/MWh (istället för utgångsläget 300 SEK/MWh) medför att CO₂-priset bör ligga på ca 30 EUR/t för att sameldning skall vara ett mer lönsamt alternativ än enbart koleldning. Baserat på Figur 7 kan vi med andra ord konstatera att det vid varje CO₂-prisnivå finns någon teknik som är billigare än sameldning (även om kärnkraft och vindkraft är begränsade av olika skäl). När det gäller sameldning (bio+kol) med CCS så avviker detta kraftslag från de som redovisas i Figur 7 genom att produktionskostnaden kan minska med ökande priser på EUA-marknaden. Detta förklaras av negativa utsläpp samtidigt som vi antar att värdet av en utsläppsrätt kan betraktas som en intäkt. Vi fördjupar oss dock inte ytterligare i denna teknik.

De framtida bibränslepriserna har alltså viss betydelse för sameldningens konkurrenskraft. Hur de svenska skogsresurserna kommer att utnyttjas i framtiden är en fråga som kan ge stor påverkan på bibränslepriserna. Där spelar skogsindustrins utveckling en central roll. Den svenska massaindustrin kan komma att få ytterligare konkurrenskraftsproblem. Ett skäl skulle kunna vara kraftigt höjda elpriser, exempelvis till följd av höga utsläppspriserna. Minskad aktivitet i massaindustrin skulle kunna leda till att sådana sortiment som idag utnyttjas som massaved frigörs för annan användning. Här finns dock ett antal förbehåll. Det första är att högt elpris kraftigt höjer kostnaderna endast för bruk som tillverkar elintensiv mekanisk massa. De bruk som tillverkar kemisk massa kan tvärt om gynnas av höga elpriser, eftersom de får betydelsefulla intäkter från sodapannornas mottrycksproduktion. Dessutom är det egentligen bara då Sverige har en kraftigare elprisökning än resten av världen som konkurrenskraften försämras. Om elprisökningen sker globalt så kan man anta att världsmarknadspriset på massa ökar och att påverkan på industrins utveckling blir begränsad. Det är samtidigt viktigt att komma ihåg att energisektorns användning av bibränslen i huvudsak är restprodukter från avverkningar där framför allt sågtimmer, men också massaved utgör de stora värdena. Energisektorns betalningsvilja är hittills klart lägre än vad som skulle behövas för att avverkningar skulle motiveras av energisektorns efterfrågan. Viss konkurrens finns dock idag mellan massaved och bibränslen för de sämsta massavedssortimenten. Mängderna massaved är idag mångdubbelt större än efterfrågan på bibränslen. Det finns inget som talar för att stora delar av den totala skogsresursen plötsligt skulle bli tillgänglig till riktigt låga priser. Det skulle sannolikt krävas för att energisektorns efterfrågan skulle öka dramatiskt. I föregående avsnitt beskrevs konkurrensförutsättningarna för sameldning av biomassa i kolkraftverk. Export av bibränslen eller användning av skogsråvaror för drivmedelproduktion eller för annan kemisk industri skulle kunna vara skäl för ökad efterfrågan på skogsråvara utanför skogsindustrin. I den svenska fjärrvärmesektorn kommer stagnerande, eller till och med minskande värmeleveranser att leda till mycket begränsad efterfrågeökning av bibränslen.³⁴

³⁴ Svensk Fjärrvärme/Fjärrsyn 2011, "Fjärrvärme i framtiden", rapport 2011:2, ISBN: 978-91-7381-070-8.

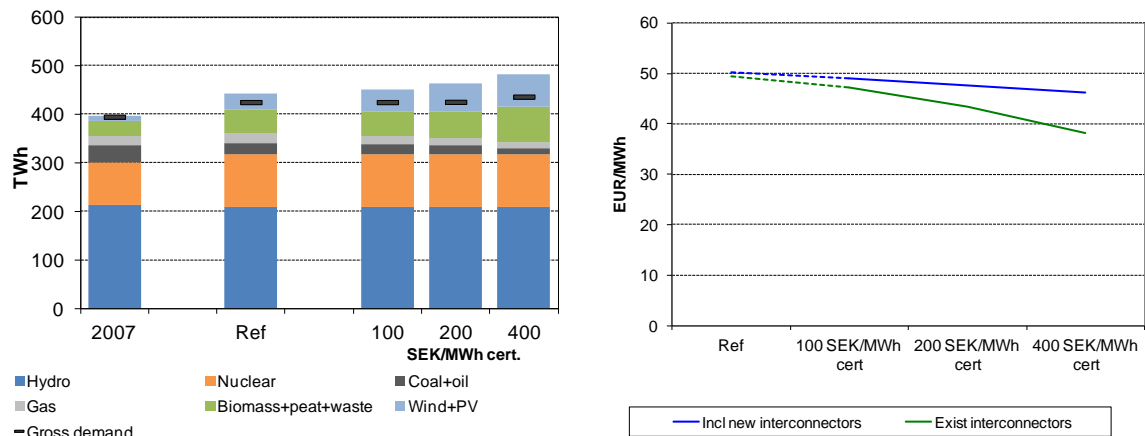
Utbyggnaden av variabel förnybar kraft och dess påverkan på utbud och elpris

Idag existerar ett antal olika stödsystem för förnybar elproduktion inom EU. Exempelvis har Sverige tillsammans med Norge sedan 1 jan 2012 en gemensam marknad för elcertifikat medan till exempel Tyskland, Danmark och Finland valt nationella system med feed-in-tariffer. Oavsett stödsystem blir följden att utbudet av produktionskapacitet ökar vilket, allt annat lika, leder till en press nedåt på producentpriserna på el. Beroende på hur stödsystemen är konstruerade och finansierade kan detta leda till att vissa elkonsumenter, till exempel de som inte omfattas av elcertifikatplikt som den elintensiva industrin, kan åtnjuta något lägre elpriser än vad fallet varit utan det riktade stödet för förnybar el. Andra konsumenter däremot som via sina elräkningar är med och finansierar stödet får rimligen högre elpriser.

Systemeffekter av en ökad utbyggnad av förnybar elproduktion i Nordeuropa studerades till exempel i NEP-projektet (Nordic Energy Perspectives 2010)³⁵ genom modellanalys av effekter av stigande intäkter för förnybar elproduktion för ett givet modellår. Ju högre intäkt (till exempel via en elcertifikatmarknad) desto större investeringar i förnybar elproduktion och desto större total nordisk kraftproduktion (se Figur 8, till vänster).³⁶ Exporten ut från Norden ökar därmed ju högre intäkten är för de förnybara investeringarna. Samtidigt pressas systempriset på el ner av det ökade utbudet (Figur 8, till höger). Även om nettoeffekten är en ökning i total nordisk kraftproduktion så leder expansionen av förnybart också till att konventionell fossilkraft i Norden delvis trängs undan. Detta är ett resultat av försämrad lönsamhet på grund av lägre elpriser i produktionsledet till följd av det ökade utbudet av förnybar kraft med relativt låga rörliga kostnader. Därmed minskar också CO₂-utsläppen. Om vi däremot tillåter utbyggnation av överföringskapaciteten till Kontinenten blir producentprisminskningen inte lika påtaglig (Figur 8, till höger). Detta beror på att exporten kan öka ytterligare och skillnaden mellan de högre kontinentala elpriserna och de nordiska priserna minskar.

³⁵ NEP 2010, "Towards a sustainable Nordic energy system", ISBN: 978-91-978585-8-8.

³⁶ Beräkningarna utgjorde en del i en analys av en tänkt gemensam nordeuropeisk elcertifikatmarknad med olika nivåer på elcertifikatpriset. Analysen är dock lika relevant mot bakgrund av andra gemensamma stödsystem. Det viktiga här är att se på effekterna av att öka den förnybara elproduktionen i Norden. Hur denna tillkommit är i detta sammanhang av mindre betydelse. På grund av de nordiska ländernas komparativa fördelar för ny förnybar elproduktion som diskuterades i ett tidigare avsnitt, så är expansionen av förnybart på en eventuell gemensam europeisk elcertifikatmarknad relativt sett större i de nordiska länderna.

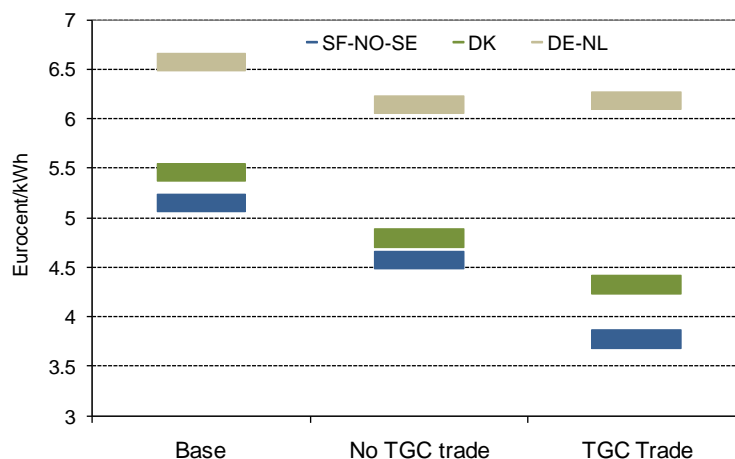


Figur 8 Nordisk kraftproduktion vid olika elcertifikatprisnivåer (på en tänkt heuropeisk elcertifikatmarknad) till vänster samt priser på den nordiska elmarknaden, till höger. Modellår 2020 (1 EUR≈9 SEK, 2011)³⁷

Beräkningsresultaten i Figur 8 bygger på MARKAL-NORDIC-beräkningar. Modellresultaten bekräftades av ECON-Classic-beräkningar under samma projekt. ECON-Classic är en mer renodlad kraftmarknadsmodell än MARKAL-NORDIC som i sin tur täcker hela det stationära energisystemet. Figur 9 visar motsvarande effekt på de nordeuropeiska systempriserna på el baserat på ECON-Classic-analyser.³⁸ De gröna och blå staplarna som visar elpriserna i de nordiska länderna minskar i takt med att stödsystemet för förnybart införs (i detta exempel som ett gemensamt elcertifikatsystem; jämför "No TGC trade" med "Base") och utvidgas till att omfatta hela Europa ("TGC trade"). En utvidgad marknad innebär generellt högre elcertifikatintäkter för producenterna i Norden eftersom marginalkostnaden för att generera förnybar el antas vara högre på Kontinenten än i Norden. Priset på elcertifikaten skulle därmed styras av marginalkostnaden på Kontinenten. De grå staplarna visar de kontinentala elpriserna som inte påverkas alls i samma utsträckning.

³⁷ Källa: NEP-projektet 2010, "Towards a sustainable Nordic energy system", ISBN: 978-91-978585-8-8.

³⁸ I dessa beräkningar var ansatsen något annorlunda. Där testades inte olika prisnivåer på en gemensam elcertifikatmarknad utan där jämfördes istället ett fall med nationella elcertifikatmarknader med ett fall med en gemensam europeisk marknad. Resultatet är dock detsamma, nämligen en ökning av förnybar (och total) elproduktion i Norden och den prispress detta leder till på den nordiska marknaden i synnerhet om inga nya kablar till Kontinenten byggs



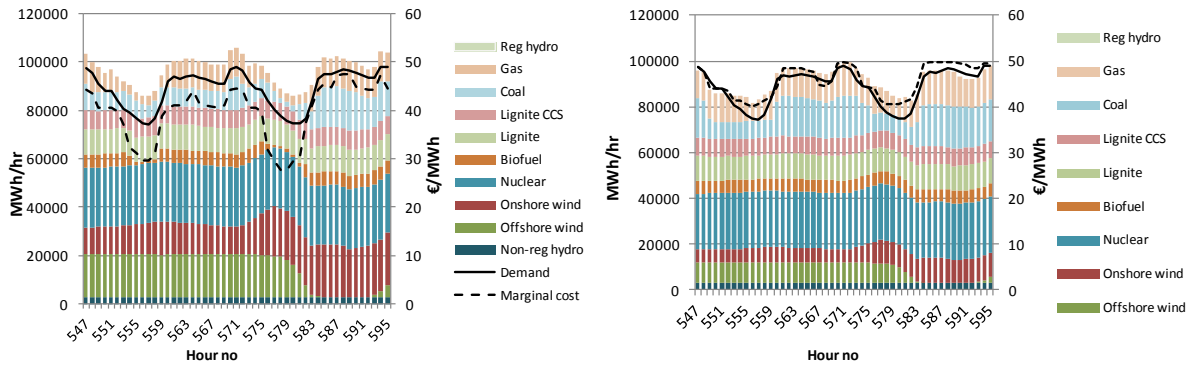
Figur 9 Elpriser på den nordeuropeiska elmarknaden (ECON-Classic-beräkningar), 1 EUR ≈ 9 SEK, 2011.³⁹

Förutom en generell press nedåt på råkraftpriset genom det ökade utbudet (vars kostnader alltså delvis tas via stödsystemen) leder också en ökande andel förnybar och varierande förnybar elproduktion till större svängningar i elpriset. Detta har att göra med variabiliteten i vindkraft och solceller. Under Pathwaysprojektets första fas (Chalmers 2011) gjordes detaljerade analyser av det europeiska kraftsystemets utveckling mot mycket låga CO₂-utsläpp 2050.⁴⁰ Under analysarbetet studerades också systemeffekter av höga andelar vindkraft. Ett sådant resultat från projektet redovisas i Figur 10. Två modellberäkningar med olika produktionskapacitet för vindkraft i Tyskland, dels 100 TWh på årsbasis och dels 50 TWh på årsbasis och där all övrig kapacitet är densamma, visar hur framförallt kol- och gaskraft minskar i Tyskland då vindkraften antas producera enligt den högre produktionskapaciteten.⁴¹ Dessutom ökar den tyska exporten samtidigt som importen minskar (skillnaden mellan total produktion, det vill säga staplarna i figuren, och elbehov, det vill säga den heldragna linjen). Svängningarna i vindkraftproduktion beror på fluktuationer i vindtillgång vilket får direkta konsekvenser för den kortsiktiga marginalkostnaden för el. Detta blir särskilt tydligt i fallet med den högre vindkraftproduktionen där marginalkostnaden kan nå mycket låga nivåer i synnerhet då hög vindkrafttillgång sammanfaller med låglastperioder som till exempel nätter. Vid god vindtillgång ersätts de dyrare kraftslagen på marginalen, till exempel kolkraft, vilket pressar ner marginalkostnaderna. Givet att den installerade vindkraftkapaciteten är stor kan marginalkostnaden för el i sådana fall bli väldigt låg. Och omvänt, vid tider på året med sämre vindförhållanden, kan marginalkostnaden för el bli relativt sett hög eftersom man då måste ta anläggningar i anspråk med relativt höga rörliga kostnader.

³⁹ Källa: NEP-projektet 2010, "Towards a sustainable Nordic energy system", ISBN: 978-91-978585-8-8.

⁴⁰ Chalmers/AGS 2011, "European Energy Pathways – Pathways to a Sustainable European Energy System", ISBN: 978-91-978585-1-9

⁴¹ Beräkningarna är gjorda med EPOD-modellen under Pathwaysprojektets första fas 2011. Figurerna visar utfallet för modellår 2025 i ett scenario där kärnkraften inte avvecklas i Tyskland. År 2010 producerade den tyska vindkraften nästan 40 TWh (BMU 2012, "Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und Internationale Entwicklung", http://www.erneuerbareenergien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf)

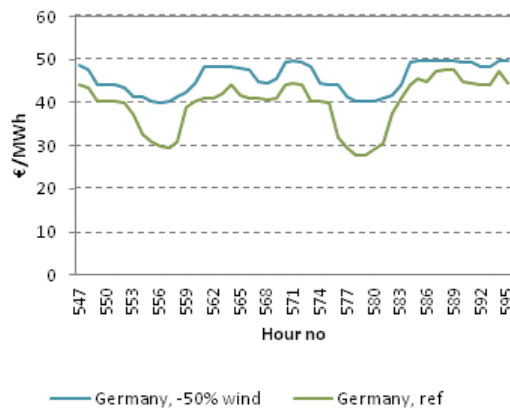


Figur 10 Modellberäknad elproduktion och marginalkostnad för el i Tyskland under ett 48-timmars lastavsnitt (vintertid) med 100 TWh vindkraft på årsbasis (till vänster) respektive 50 TWh vindkraft (till höger). Källa: EPOD-beräkningar, Pathwaysprojektet 2011

I Figur 11 har marginalkostnaderna för de bägge beräkningsfallen plottats in i samma diagram. Därmed blir också det som sagts ovan tydligt: en hög andel förnybar varierande elproduktion leder till större variationer i marginalkostnad och därmed elpris. Dessutom blir medelpriset på el lägre. I vårt exempel är skillnaden mellan min- och max-värdena 10 EUR/MWh under lastavsnittet i fallet med den lägre produktionskapaciteten för vindkraft medan motsvarande skillnad är mer än 15 EUR/MWh i fallet med den högre produktionskapaciteten för vindkraft. Anledningen till att marginalkostnaden för el påverkas av olika produktionsvolymerna för vindkraft beror på, som tidigare antytts, att de dyraste driftsatta anläggningarna, de som producerar på marginalen, påverkas. Detta kan till exempel innebära att om vindkraftproduktionen ökar med en viss andel så kan en anläggning på marginalen ersättas av en annan anläggning längre ner i utbudskurvan (som då i sin tur blir marginalproducent) med ett annat billigare bränsle eller med samma bränsle men en högre verkningsgrad.

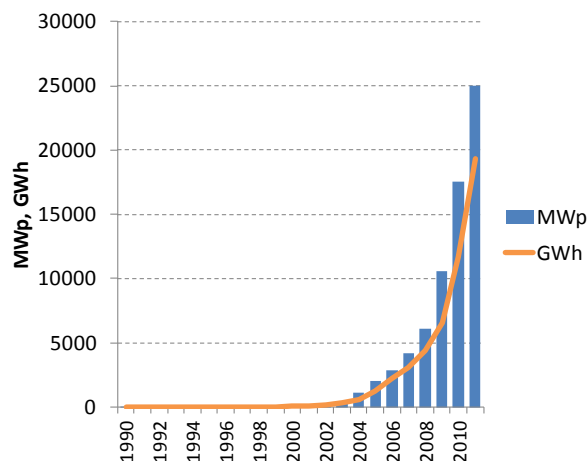
Kombinationen av ökande fluktuationer i elpris respektive den potentiella sänkningen av medelpriset på el över året, till följd av ökande volymer förnybar elproduktion som fasas in via olika stödsystem, innebär att incitamenten för investeringar i icke-förnybar baslastproduktion påverkas negativt. Detta gäller naturligtvis i allra högsta grad investeringar i ny kärnkraft. Vid tillräckligt höga förnybarhetsmål och/eller effektiviseringsmål kan det nordiska elpriset hamna på sådana nivåer, även på lång sikt, att investeringar i ny kärnkraft inte är lönsamma givet de kostnadsantaganden vi gör här (omkring 50-55 öre/kWh).⁴²

⁴² En diskussion kring vilken effekt de olika energi- och klimatpolitiska målen skulle kunna få på investeringsviljan för ny kärnkraft i Norden, och vilka konsekvenser detta skulle kunna få för den nordiska kraftproduktionen, förs i till exempel IEA/Nordisk Energy Research 2013, "Nordic Energy Technology Perspectives – Pathways to a carbon neutral energy future", ISBN: 978-82-92874-24-0, sidorna 74-75.

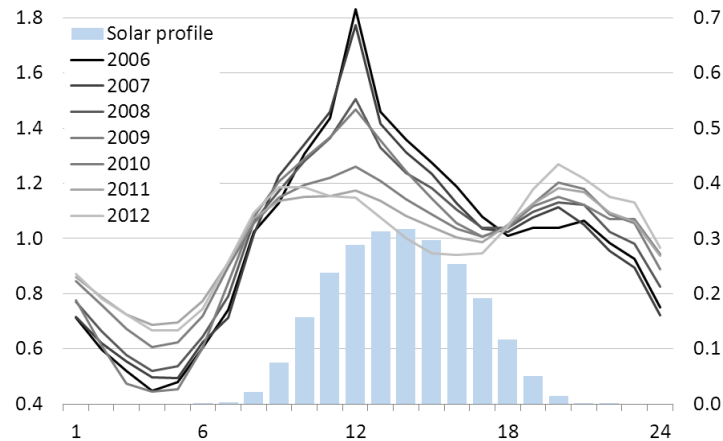


Figur 11 Modellberäknad marginalkostnad för elproduktion i Tyskland under ett 48-timmars lastavsnitt (vintertid) med 100 TWh vindkraft på årsbasis (grön linje, "Germany, ref") respektive 50 TWh vindkraft (blå linje, "Germany, -50% wind"). Källa: EPOD-beräkningar, Pathwaysprojektet 2011

I Tyskland har man dessutom kunnat observera ett annat elprisfenomen de senaste åren. Det har att göra med den mycket stora expansionen av solesproduktion (se Figur 12). Det handlar om att soleden tydligt har jämnat ut prisdifferensen mellan dygnets låglastsegment, typiskt nattetid, och dygnets höglastsegment, typiskt mitt på dagen. Detta är en följd av att tidpunkten under dygnet då solcellerna producerar som mest sammanfaller med dygnets höglastperiod. Under de år då omkring 30 GW solceller byggts ut i Tyskland har råkraftpriserna mellan kl 08 och kl 18 fallit relativt priserna under natten. Då prisnivån mitt på dagen under sommaren tidigare låg omkring 80% högre än dygnets medelpris, ligger skillnaden idag endast på ca 15%. Detta är med andra ord en motsatt effekt till det som beskrevs i föregående avsnitt och som var kopplat till vindkraft och den ökande variabiliteten i elpris. Här har solesproduktionen istället haft en utjämnande prisseffekt över dygnet.



Figur 12 Installerad kapacitet och elproduktion för solceller i Tyskland (BMU 2012, "Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung")



Figur 13 Normerad prisstruktur på el medelvärdesbildad över sommardygnet mellan 2006 och 2012 i Tyskland.⁴³ Staplarna visar motsvarande kapacitetsfaktor för solelsproduktionen i Tyskland (avläses mot den högra y-axeln).

Detta har fått vissa negativa konsekvenser för viljan att investera i konventionell spetslastproduktion, till exempel i gasturbiner. Lönsamheten för dessa styrs i mångt och mycket av prisdifferensen mellan höglast- och låglastavsnitten.⁴⁴

Den tyska kärnkraftavvecklingens effekter

Som en direkt konsekvens av kärnkraftolyckan i japanska Fukushima tog den tyska regeringen i juni 2011 beslutet att avveckla landets kärnkraft till och med 2022.⁴⁵ Åtta av de vid det tillfället 17 driftsatta reaktorerna stängdes för gott i mars som en omedelbar reaktion på olyckan i Japan. Dessa åtta reaktorer omfattar de sju äldsta reaktorerna (driftsatta före 1981) och en ytterligare anläggning som har varit tagen ur drift sedan 2009 (Krümmel som togs i drift för första gången 1983) med en sammanlagd effekt på ca 8.5 GW. Den sammanlagda effekten för de återstående nio reaktorerna är omkring 12 GW.

Det korta perspektivet - 7 reaktorer avstängda

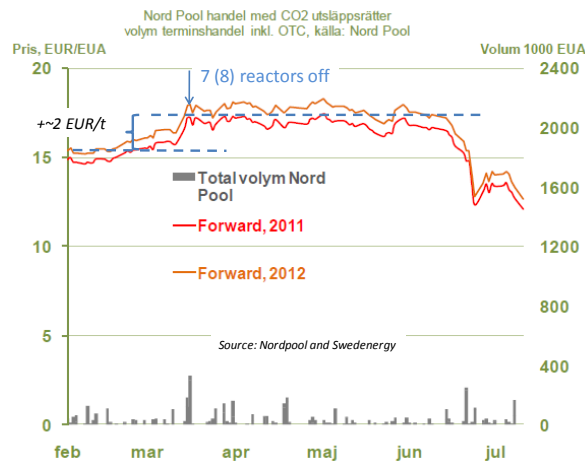
Omedelbart efter avstängningen av de 7 första reaktorerna (8 om man räknar med den sedan tidigare avstängda reaktorn i Krümmel) i drift reagerade den europeiska CO₂-handeln genom att priset på de längre kontrakten på utsläppsrätter steg med omkring 2 EUR/t (Figur 14).

⁴³ Hirth, Lion (2012): "The Market Value of Variable Renewables", Energy Economics (forthcoming). An earlier version is available as USAEE Working Paper 2110237.

⁴⁴ Bizz Energy (2012), artikel om spetslastkraft i Tyskland, nr 04/12, sid 20-23.

⁴⁵ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2011, www.bmu.de/energiewende/doc/47465.php

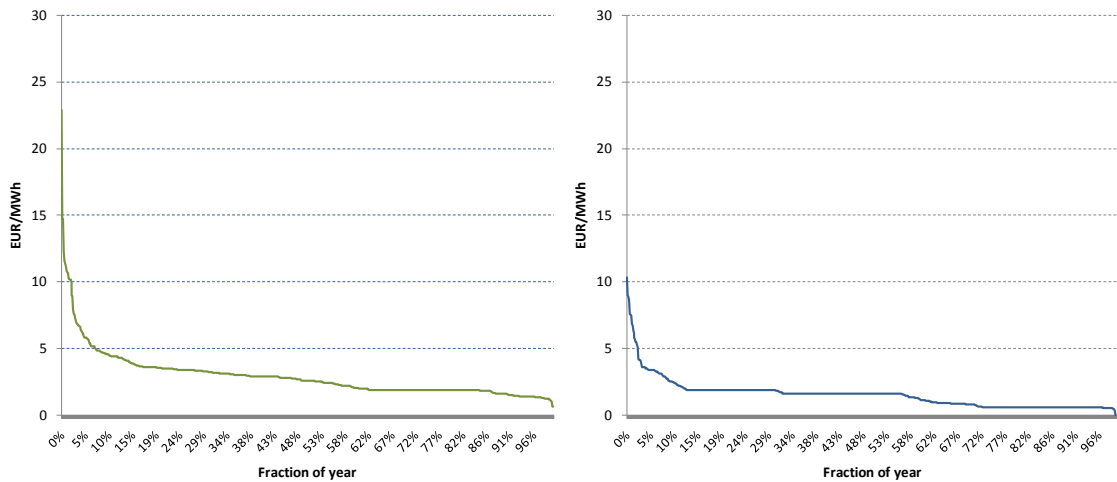
The short-term impact on the EU-ETS market



Figur 14 Den omedelbara påverkan på EU ETS av att 7 reaktorer togs ur drift i mars 2011 (Källa: Nordpool)

Såväl modellberäkningar som marknadsdata indikerade att prispåslaget, till följd av den omedelbara stängningen av de 7 reaktorerna, på elmarknaderna låg på grovt räknat 5 EUR/MWh räknat på årsbasis. Resultaten från modellberäkningarna presenteras i Figur 15 där både konsekvenserna på den tyska marknaden och den nordiska (prisområde "Danmark") visas.⁴⁶ Här kan man se att prispåslaget understiger 5 EUR/MWh under nästan 90% av modellåret (som representerar "2012") i Tyskland. Under vissa korta tider på året kan dock påslaget bli betydligt högre. Denna priseffekt sprider sig till Tysklands grannländer då elmarknaderna är integrerade. Samtidigt sker en viss utspädning av effekten eftersom överföringskapaciteterna är begränsade. Under ca 90% av året understiger prispåslaget 3 EUR/MWh på den nordiska marknaden. Men även här kan påslaget nå betydligt högre under en kortare tidsrymd.

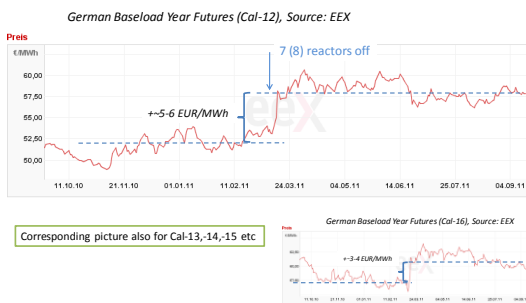
⁴⁶ Modellberäkningarna utfördes under Pathwaysprojektets pågående andra etapp. Pathways är ett forskningsprojekt som drivs av Chalmers. Modellverktyget som användes för analysen är EPOD (European Power Dispatch) vilken har utvecklats gemensamt av Chalmers och Profu. Pathwaysprojektets pågående etapp finns beskriven på <http://www.energy-pathways.org/>. Pathwaysprojektets första etapp och EPOD-modellen finns beskrivna i Chalmers/AGS 2011, "European Energy Pathways", ISBN: 978-91-978585-1-9



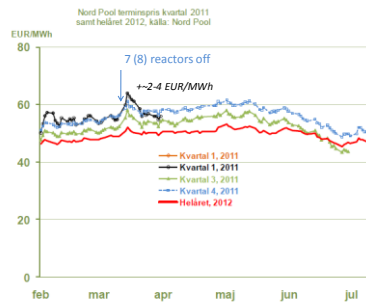
Figur 15 Modellberäkningar (EPOD) av prispåslaget på systempriset på el (i Tyskland till vänster och i Danmark till höger) under 2012 till följd av stängningen av 7 reaktorer i Tyskland.

Modellberäkningarna bekräftas av elmarknaden där de tyska terminspriserna för leverans under 2012 tog ett plötsligt skutt uppåt med ca 5 EUR/MWh i samband med att reaktorerna stängdes ner (Figur 16). I Norden var motsvarande prispåslag lägre. De längre terminerna (2013 och senare) påverkades något mindre. En rimlig förklaring är att marknaden förväntar sig att systemet i ett något längre tidsperspektiv bättre hunnit anpassa sig till en kapacitetsminskningen som motsvarar de 7 reaktorerna.

Market indicators confirm short-term analyses
- German market



Market indicators confirm short-term analyses
- Nordic market



Figur 16 Prispåslaget på terminspriserna för leverans under 2012-2016 i samband med nedstängningen av de 7 första reaktorerna (Källa: EEX och Nordpool)

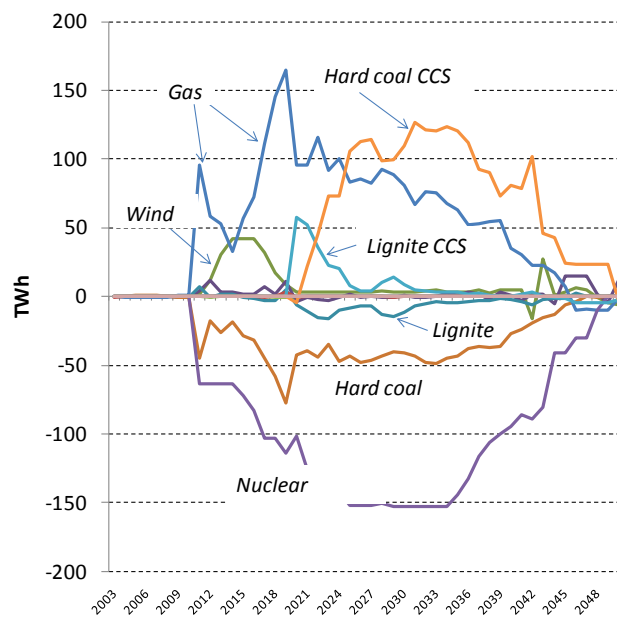
Det längre perspektivet – 17 reaktorer avstängda

De nio återstående reaktorerna skall enligt överenskommelsen ha stängts senast vid 2022 års utgång. För att belysa effekten av den slutliga utfasningen jämförs återigen två modellberäkningar, dels ett fall med en avveckling till och med 2022 enligt ovan och dels ett fall med en långsammare avveckling bestämd av bedömningar av de existerande reaktorernas återstående tekniska livslängder. Detta fall innebär att den tyska kärnkraften är helt avvecklad först fram mot 2045. I det senare fallet antas även att de sju redan idag avstängda reaktorerna är i drift.

Långsiktiga effekter - Förändringar i produktion

I Figur 17 visas modellresultat för hur den totala europeiska kraftproduktionen förändras av den förtida kärnkraftavvecklingen i Tyskland. Resultaten är baserade på beräkningar med ELIN-modellen och omfattar hela EU-27 plus Norge.⁴⁷ Kraftslag vars bidrag är större än noll i Figur 17 ökar sin produktion jämfört med referensfallet (där alltså kärnkraften också avvecklas men i betydligt långsammare takt, bestämt av antaganden om den återstående tekniska livslängden) medan kraftslag vars bidrag är mindre än noll minskar sitt bidrag jämfört med referensfallet. Förutom kärnkraft är det framförallt konventionell kolkraft som minskar sin produktion. Detta förklaras av ett tak för koldioxidutsläppen som är detsamma i bägge beräkningsfallen. Utsläppstaket, som är valt för att spegla EUs långsiktiga klimatambitioner, innebär att CO₂-utsläppen från elproduktionen i Europa måste minska med 85% till och med 2050. Detta leder till mycket höga marginalkostnader för CO₂-reduktion inom kraftproduktionen kring 2050, i storleksordningen 100 EUR/t CO₂. Eftersom CO₂-fri kärnkraft måste ersättas med annan kraft, förnybar och fossil kraft, framförallt gaskraft, för givet elbehov och givet utsläppstak, leder detta till att koldioxidintensiv elproduktion som till exempel kolkondens måste minska. I verkligheten kan dock utsläppsrättshandel med andra sektorer, till exempel industrin (som inte omfattas av modellverktyget) leda till att nettoutsläppen från europeisk kraftproduktion ökar som ett resultat av den förtida kärnkraftavvecklingen. Att nettoutsläppen inom hela EU ökar till följd av den förtida avvecklingen kan också ske om utsläppstaket blir mindre ambitiöst (vilket vi alltså inte antagit här). I ett längre tidsperspektiv, efter 2020, ersätts i modellberäkningarna en stor del av kärnkraften i Tyskland med CCS. Om CCS inte finns tillgängligt är det även på längre sikt en kombination av gaskraft och förnybar elproduktion som ersätter bortfallet av kärnkraft.

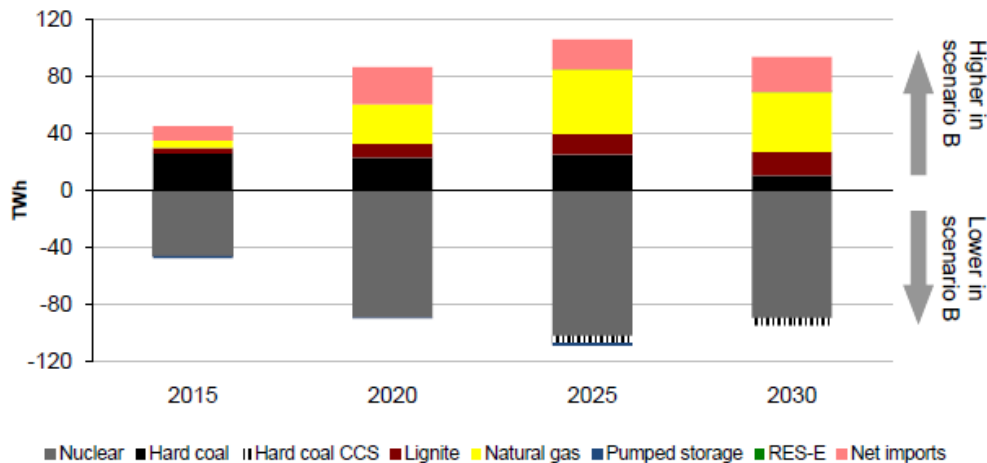
⁴⁷ ELIN-modellen är utvecklad på Chalmers inom det så kallade Pathwaysprojektet. För en närmare beskrivning av modellverktyget se Chalmers/AGS 2011, "Methods and models used in the project Pathways to sustainable European energy systems", ISBN: 978-91-978585-2-6.



Figur 17 Förändring av europeisk elproduktion till följd av den beslutade (förtida) avvecklingen av kärnkraften i Tyskland. Figuren redovisar differensen i elproduktion mellan ett beräkningsfall med en förtida kärnkraftavveckling i Tyskland och ett beräkningsfall där kärnkraften i Tyskland tillåts producera under hela dess tekniska livslängd, det vill säga 60 år. En positiv produktion i figuren betyder att kraftslagets produktion är större i det första beräkningsfallet än i det andra. Gas och förnybart är två exempel på kraftslag som ökar sin elproduktion i det fall där den tyska kärnkraften avvecklas i förtid. En negativ produktion i figuren (till exempel för kärnkraften) betyder därmed att produktionen är lägre i det första beräkningsfallet än i det andra. Mot slutet av beräkningsperioden är skillnaden för kärnkraft mellan de bägge beräkningsfallen noll. Detta betyder att kärnkraften är utfasad i bägge beräkningsfall (Källa: Chalmers, modellberäkningar med ELIN-modellen)

En något aktuellare studie från 2012 utförd av Institute of Energy Economics vid universitetet i Köln (EWI) har med en likartad modellansats utfört en motsvarande studie av den tyska kärnkraftavvecklingens effekter.⁴⁸ I motsats till den ovan redovisade studien antar man i detta arbete att de idag avställda reaktorerna inte tas i drift i något av de bägge beräkningsfallen. Figur 18 nedan visar resultatet från den studien avseende förändringar i den tyska kraftproduktionen. Man kan se att gaskraft får en viktig roll som ersättningskraft för kärnkraften. Även kolkraft och nettoimport är viktiga. I motsats till den föregående studien spelar CCS endast en marginell roll i denna studie. Detta kan delvis vara ett utslag för de försämrade utsikterna för CCS i Tyskland under det senaste året. Dessutom antar man här inte ett oförändrat tak för CO₂-utsläppen. Istället ansätts exogena priser på CO₂ där priset antas vara omkring 1-2 EUR/t högre i fallet med den förtida avvecklingen. Kring 2030 antas prisnivån ligga på ca 40 EUR/t.

⁴⁸ EWI (2012) (Institute of Energy Economics at the University of Cologne), "German nuclear policy reconsidered – implications for the electricity market", EWI Working Paper, No 11/12



Figur 18 *Change in EU electricity generation due to the German nuclear phase out compared to the reference scenario applied in this work.*

Begränsad påverkan på den långsiktiga marginalkostnaden för elproduktion och CO₂-reduktion

Trots att all kärnkraft i Tyskland avvecklas till och med 2022 i modellberäkningarna (med ELIN-modellen) blir den beräknade ökningen i långsiktig marginalkostnad för elproduktion relativt liten, typiskt omkring 3 EUR/MWh efter 2020. En förklaring till det relativt begränsade kostnadspåslaget är att CCS till viss del bestämmer den långsiktiga marginalkostnaden för ny kraftproduktion både i referensfallet och i fallet med den förtida kärnkraftavvecklingen, givet att tekniken finns kommersiellt tillgänglig efter 2020 och givet de kostnader vi här antar (omkring 40 EUR/t i CO₂-reduktionskostnad för ny kolkondens med CCS). Och eftersom marginalkostnaden inte nämnvärt förändras om mer CCS går in och ersätter kärnkraftbortfallet jämfört med referensfallet (viss påverkan finns dock till exempel genom att dyrare lagringsplaster måste tas i anspråk) så förklarar detta det begränsade kostnadspåslaget. Om CCS däremot inte finns kommersiellt tillgängligt så visar modellberäkningarna att det istället är gaskraft och förnybart som till stor del ersätter kärnkraftbortfallet. Eftersom utsläppsfri kärnkraft ersätts av nettoutsläpp från gaskraft leder detta till en ökning av priset på CO₂ för givet utsläppstak. Å andra sidan är gaskraft en relativt koldioxidmager teknik dels beroende på bränslet i sig och dels beroende på de höga verkningsgraderna. Och eftersom gaskraft i frånvaro av CCS är den teknik som i stor utsträckning bestämmer den långsiktiga marginalkostnaden för ny kraft så blir även i detta fall påslaget på marginalkostnaden för el relativt litet (i samma storleksordning som i föregående fall) Däremot blir påslaget på marginalkostnaden för CO₂ större, i snitt omkring 7 EUR/t mellan 2020 och 2030, jämfört med ca 1-3 EUR/t i fallet där CCS antas finnas tillgängligt. Att påslaget är så pass begränsat i det senare fallet kan förklaras med att en utsläppsfri teknik, kärnkraft, i stor utsträckning ersätta av en annan nästintill (90% avskiljningsgrad) utsläppsfri teknik, CCS.

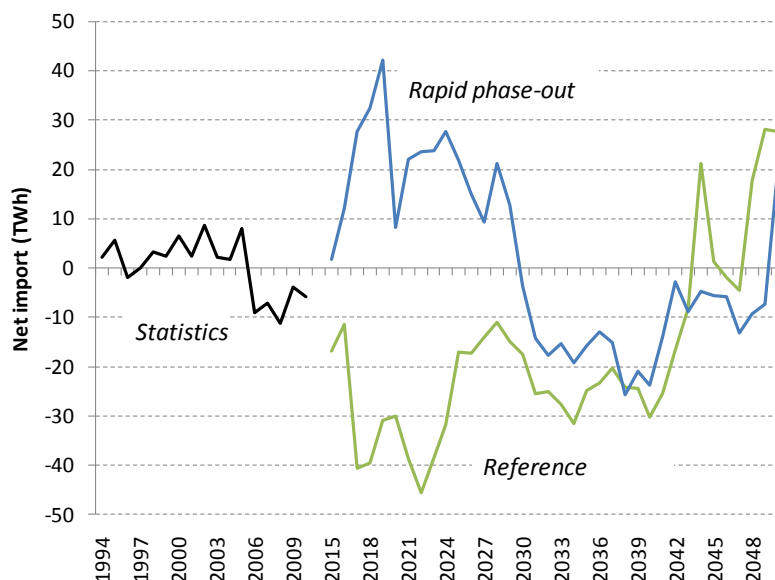
Andra bedömningar av elprisökningar (på råkraftmarknaden) till följd av den tyska förtida kärnkraftavvecklingen som kan nämnas i detta sammanhang är bland annat Bundesumweltamt (2011) som skattar ökningen till 6-8 EUR/MWh för el respektive 2-4 EUR/t för CO₂ medan R2B Energy consulting GmbH (2011) skattar ökningen till omkring 11-16 EUR/MWh el respektive 5-10 EUR/t CO₂. Bägge dessa studier antar dock en fullständig utfasning till och med 2017 vilket leder till en större ansträngning (och därmed kostnader) än det fastlagda slutåret 2022 vilket har använts som

utgångspunkt i vår egen analys. Studien av EWI (2012), som även nämndes i föregående avsnitt, anger en elprisökning på ca 5 EUR/MWh kring 2015 respektive nästan 10 EUR/MWh kring 2030 till följd av avvecklingen.

Produktionsförmågan för de 17 i drift kvarvarande reaktorerna före Fukushima motsvarade omkring 150 TWh. Även om det kan låta som en stor siffra så utgör denna produktionsvolym mindre än 5% av den totala europeiska elproduktionen. Med andra ord: sett i ett större europeiskt sammanhang och givet en väl integrerad europeisk marknad för el så är det inte orimligt att priset på den tyska elmarknaden blir relativt begränsade så som redovisats här.

Långsiktiga effekter - elhandeln med omvärlden

Till följd av den tyska kärnkraftavvecklingen så ökar det tyska importbehovet av el rejält. Modellresultaten från ELIN-beräkningarna pekar till och med på att Tyskland helt ändrar roll från en nettoexportör i referensfallet till nettoimportör då kärnkraften avvecklas enligt regeringsbeslutet (Figur 19). Den omfattande nettoexporten i referensfallet, typiskt 30 TWh, förklaras av stagnerande elförbrukning, fortsatt expansion av förnybar elproduktion samt kärnkraft (motsvarande 150 TWh, d v s samtliga 17 reaktorer) och fossil kraft i drift (utrustad delvis med CCS i det fall då CCS antas vara kommersiellt tillgängligt). I avvecklingsfallet fordras en nettoimport på i storleksordningen 20-30 TWh till och med 2030. Produktionsfallet på 150 TWh ersätts med andra ord av cirka 50 TWh ökning i nettoimport (från nettoexport till nettoimport). Resten ersätt av inhemsk produktion. En sådan markant förändring i kraftbalans förutsätter naturligtvis att Tysklands grannländer har tillgänglig produktionskapacitet, till exempel i de nordiska länderna, och att flaskhalsar i överföringen såväl mellan länder som inom länder byggs bort eller reduceras (se till exempel Bundesnetzagentur, 2011)⁴⁹



Figur 19 Den tyska nettoimporten med och utan den beslutade (förtida) kärnkraftavvecklingen baserad på ELIN-beräkningar (handeln med Schweiz ingår inte). Källa: Chalmers, beräkningar med ELIN-modellen.

⁴⁹ Bundesnetzagentur 2011, "Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Aktualisierung", Maj 2011.

Miljövärdering av el

Allmänt om miljövärdering av el

Till skillnad från exempelvis direkt användning av fossila bränslen är en miljövärdering av elanvändning avsevärt mer komplicerad. Det kan till exempel handla om att uppskatta effekten på CO₂-utsläppen av att man byter från till exempel oljevärme till elvärme eller värmepump. Svårigheterna beror som bekant på dels att el produceras på väldigt olika sätt och dels att en viss elanvändning inte direkt kan kopplas till en viss typ av elproduktion. Detsamma gäller en miljövärdering av elproduktionen. Vad är till exempel miljövärdet av att bygga ett nytt kraftvärmeverk? I en sådan analys får man förhålla sig till hela det system inom vilket kraftvärmeverket finns och vilka systemförändringar som kraftvärmeverket ger upphov till.

Orsak och verkan

Vår ansats för att göra en klimatvärdering (uppskatta CO₂-utsläppen) av elanvändning eller elproduktion fokuserar på kärnfrågan, det vill säga: vilka blir *systemeffekterna* av en *förändring* i elanvändning (eller elproduktion). Generellt är det nämligen just förändringar gentemot ett referensfall som vi vill studera: till exempel en *ökning* eller *minskning* i elanvändning alternativt en *ökning* i elproduktion genom en investering i till exempel ett nytt vindkraftverk eller kraftvärmeverk eller en *minskning* i elproduktion genom utfasning av ett kolkraftverk eller ett kärnkraftverk. Vi förhåller oss alltså egentligen inte direkt till de principer som man idag ofta nämner i samband med miljö- eller klimatvärdering av el, till exempel medel eller marginalet. Medelvärdering, det vill säga att man använder svensk, nordisk eller nordeuropeisk medel, för att bedöma klimateffekten av el är en princip som används relativt ofta. Den har dock uppenbara svagheter eftersom den inte ger oss svaret på *effekten av förändringar* i elanvändning eller elproduktion. Medel är istället en statistisk bild av hur el totalt sett produceras i ett land eller en region. Marginalet i sin tur definieras som (små) förändringar i elproduktion till följd av (små) förändringar i elanvändning eller elproduktion på kortare sikt. Den "klassiska" marginalet är därmed kolkondens i det nordiska systemet eftersom det är det dyraste kraftslaget och det som mest påverkas av att elanvändningen eller produktionen förändras av något skäl. Marginalsynsättet har med andra ord mycket gemensamt med vår metod.

Kortsiktig och långsiktig marginaleffekt

Tidsaspekten i vår ansats är viktig såtillvida att den avgör om det är en kortsiktig marginaleffekt eller en långsiktig marginaleffekt som vi vill analysera (termen "marginal" använder vi för att tydliggöra att det huvudsakligen är relativt små förändringar och effekter som vi studerar). Den kortsiktiga marginaleffekten är ett resultat av förändringar i systemet med relativ kort varaktighet i tiden. Till exempel tillfälliga öknings eller sänkningar i elanvändning eller tillfälliga ändringar i befintlig produktion. Den långsiktiga marginaleffekten, däremot, är ett resultat av förändringar som har relativt lång varaktighet i tid typiskt flera år. Det kan till exempel handla om en elbilsintroduktion eller om att fasa ut en viss produktionsanläggning. Effekten av en långsiktig förändring inbegriper därmed inte bara det existerande systemet utan även nyinvesteringar. En introduktion av till exempel elbilar i en viss omfattning torde inte bara leda till förändrade produktionsmönster i befintlig elproduktion utan även till nyinvesteringar på en elmarknad med balans mellan utbud och

efterfrågan, vilket är fallet på den nordeuropeiska elmarknaden (se mer längre ner). Nyinvesteringar som ett resultat av den initiala förändringen skapas genom att vi får andra prissignaler på elmarknaden jämfört med ett fall då vi inte haft motsvarande förändring (till exempel en elbilsintroduktion). Den långsiktiga marginaleffekten benämns även "komplex marginaleffekt" för att understryka att det generellt rör sig om en mix av olika produktionsslag och en blandning av befintlig och ny produktionskapacitet.

Oavsett om det är en kortsiktig eller en långsiktig effekt som vi vill studera så inbegriper vår metodansats två beräkningsfall: ett referensfall utan den förändring vars effekt vi vill studera och ett "förändringsfall" som inkluderar den förändring vars effekt vi vill studera. Skillnaden i de bägge beräkningsfallen med avseende på till exempel koldioxidutsläpp och elproduktion, det vill säga effekterna, hänförs helt och hållet till förändringen. Med andra ord blir orsak-verkan-sambandet tydligt definierat.

När man tar del av resultaten så ligger det nära till hands att fundera över varför tillkommande elanvändning skulle utlösa investeringar i ny elproduktion. Sverige är ju nettoexportör och man kan se det som att det finns ett svenskt elöverskott. Här är det dock viktigt att komma ihåg systemgränsen för våra beräkningar av utsläppseffekterna av förändrad elanvändning. Eftersom vi har en integrerad elmarknad i norra Europa så har vi valt att inkludera hela energisystemen i Norden samt elsystemen i Tyskland och Polen i analysen. I den aktuella regionen är det i huvudsak balans mellan efterfrågan och utbud av el. Det finns alltså inte något elöverskott att ta av om användningen ökar. I våra analyser gör vi förändringarna som vi studerar effekterna av i Sverige, medan effekterna uppstår både i Sverige och utanför landet. Ökad elanvändning i Sverige, t.ex. för elbilar, orsakar elproduktionsökningar både inom landet och utanför landet. Var det sker beror på elproduktionskostnaderna på marginalen och på de överföringsbegränsningar som finns mellan länderna. I modellberäkningarna kan dessa förbindelser byggas ut om det är lönsamt.

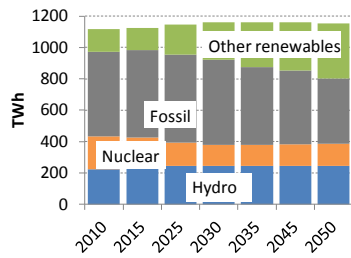
En annan naturlig reaktion kring resultaten är att det idag finns rejäla mängder elanvändning som genom effektiviseringar skulle kunna frigöras för annan, "nyttigare" elanvändning, t.ex. i elbilar. Då har man dock missat en viktig del i metodiken, nämligen att elsystemet utvecklas även i fallet utan den aktuella förändringen. Exempelvis kan elanvändningen för uppvärmning minskas genom att "vanlig" elvärme byts mot värmepump. Uppvärmningsbehovet kan också minskas genom bättre klimatskal för byggnaden. Elanvändning kan dessutom minskas på många andra sätt, t.ex. genom effektivare hushållsapparater. Detta har dock ingen direkt koppling till exempelvis en elbilsintroduktion. De aktuella effektiviseringarna är lika angelägna och troliga vare sig elbilarna tillkommer eller ej. Det är alltså inte kopplade händelser. De ekonomiskt motiverade effektiviseringarna och konverteringarna genomförs redan i referensfallet utan den förändring som vi vill studera effekten av. De genomförs sedan också i beräkningsfallen med den aktuella förändringen, exempelvis elbilsintroduktionen. Eftersom marginaleffekten beräknas genom att subtrahera produktionsutfallet i referensfallet från motsvarande för fallet med den studerade förändringen så kommer effektiviseringarna och konverteringarna att finnas med i båda fallen och därmed "ta ut varandra".

Beräkningsresultat – långsiktig marginaleffekt

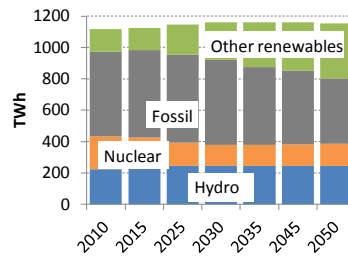
I detta uppdrag har vi valt att koncentrera oss på den långsiktiga marginaleffekten, det vill säga effekten på marginalen på elproduktionen och på CO₂-utsläppen av förändringar i elanvändningen. Detta är, som nämndes i föregående avsnitt, en rättvis bild av effekten av ett givet beslut eller en given förändring som får mer långtgående effekter på elsystemet, som exempelvis en större introduktion av elfordon. Beräkningsresultaten är framtagna med energisystemmodellen MARKAL-NORDIC. Denna modell används bland annat inom ett antal pågående forskningsprojekt samt regelbundet i samband Energimyndighetens långsiktsprognoiser. En mer detaljerad beskrivning av modellansatsen återfinns i Appendix 1.

Figur 20 nedan visar en principbild för hur vi definierar den långsiktiga marginaleffekten utifrån modellberäkningar. Den övre vänstra grafen visar den långsiktiga utvecklingen för det nordeuropeiska kraftsystemet (Norden samt Tyskland och Polen) i TWh inklusive den förändring till följd av ökad efterfrågan (till exempel några TWh el för elbilar i Norden till och med 2050) vars effekt vi vill studera. Den övre högra grafen visar referensfallet, det vill säga exakt samma utveckling i TWh sånär som på att den analyserade förändringen inte ingår i beräkningsförutsättningarna. Differensen mellan dessa bägge beräkningsfall (graferna längst ner) beror följaktligen enbart på den förändring som inkluderats i det första beräkningsfallet. Eftersom den förändring vars effekt vi vill studera oftast är mycket liten ("marginell") jämfört med den totala produktionen ser man heller inte någon uppenbar skillnad mellan de bägge övre graferna (produktionen är dock något högre i den vänstra övre figuren). Differensen visas, återigen som en principbild, istället i den nedre grafen och då uttryckt i procentuell sammansättning för de olika kraftslag som ingår i den beräknade differensen, det vill säga effekten av förändringen. Vi har därmed isolerat orsak-verkan-sambandet. Den beräknade effekten består typiskt av en mix av olika tekniker där existerande fossilkraft står för den större delen i det korta perspektivet. Anledningen till detta är att det finns viss överkapacitet i det existerande systemet som svarar på en ökning i elförbrukning. De existerande anläggningarna tas ju i bruk efter stigande rörlig kostnad ("merit order"). Om då elförbrukningen ökar ytterligare, allt annat lika, så tas nästa anläggning i bruk, eller del av anläggning, i denna turordning bestämd av de rörliga kostnaderna. Eller omvänt, om förändringen består i en minskad elanvändning så är det den existerande kapaciteten som påverkas genom mindre produktion i det kortare perspektivet. I ett längre perspektiv däremot, till följd av åldrande anläggningar, teknikutveckling med mera så kommer den analyserade förändringen även att leda till förändringar i investeringsmönstret. De resulterande effekterna på investeringarna kan både inkludera fossila kraftslag och förnybar elproduktion (i våra beräkningar påverkas generellt inte kärnkraftutbyggnad alternativt kärnkraftavveckling av de förändringar vi studerar).

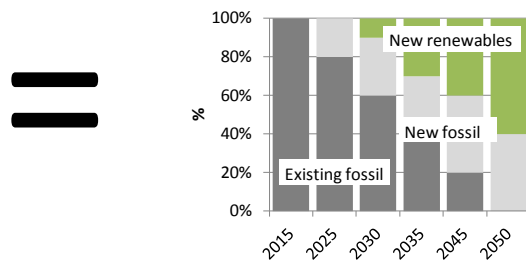
Utveckling med förändring



Utveckling utan förändring



Resultande effekt

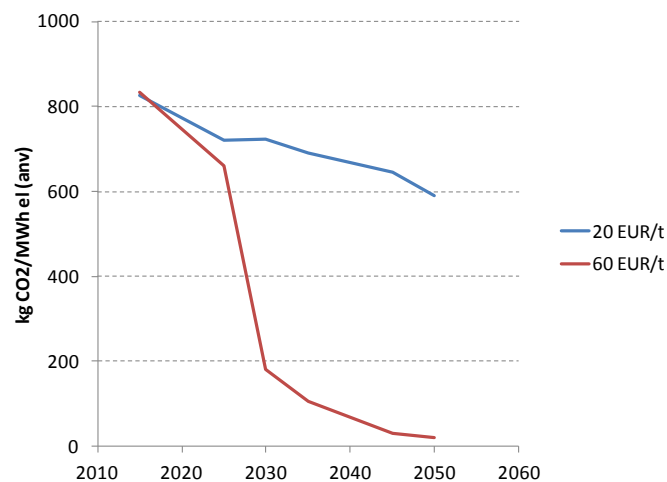


Figur 20 Principbild för hur den långsiktiga margineffekten på elproduktionen beräknas. Den nedre grafen är uttryckt i procent av den totala förändringen i elproduktion, "effekten", som ett resultat av den initiala förändringen i elanvändning

Eftersom den långsiktiga margineffekten består av en mix av tekniker så är även effekten på koldioxidutsläppen på intet sätt trivial. I Figur 21 visas *effekten* på koldioxidutsläppen av en ökning i elanvändning i Sverige på 5 TWh från och med 2015.⁵⁰ Effekten är uttryckt i kg CO₂ per förbrukad MWh el (av de 5 TWh som utgör förändringen), det vill säga differensen i CO₂-utsläpp mellan de bägge beräkningsfallen enligt principbilden i Figur 20 dividerat med förändringen i elanvändning, 5 TWh i detta fall. Två fall har studerats: ett fall med ett relativt lägre pris på CO₂ inom EU ETS, 20 EUR/t under hela beräkningsperioden, och ett fall med ett högre pris på CO₂ där prisnivån går från 20 EUR/t år 2015 till 60 EUR/t år 2050. På kort sikt ligger utsläppseffekten på omkring 800 kg CO₂ per MWh el. Detta motsvarar ungefär utsläppen från ett kolkondensverk med en dryg 40 procentig verkningsgrad. Även om förändringen i elförbrukning alltså sker i Sverige så uppträder den resulterande effekten i stor utsträckning utanför Sveriges gränser. Detta är naturligtvis ett resultat av den integrerade nordeuropeiska elmarknaden. På längre sikt sjunker margineffekten. I fallet med 20 EUR/t så sjunker utsläppen ner mot ca 600 kg/MWh el. Detta indikerar att en stor del av effekten på CO₂-utsläppen på lång sikt utgörs av investeringar i fossil kraft. I fallet med det högre CO₂-priset däremot, sjunker margineffekten snabbt ner mot 200 kg/MWh kring 2030. Därefter fortsätter minskningen ner mot nära noll. Därmed så utgörs den långsiktiga effekten till stor del av en mix av investeringar i förnybar elproduktion och CCS med mycket låga utsläpp som följd. Långsiktigt kan med andra ord margineffekten på CO₂-utsläppen vara noll, eller till och med negativ om bio-CCS ingår i teknikmixen i den långsiktiga margineffekten. I ett längre tidsperspektiv är med andra ord el i detta fall en bra klimatåtgärd.

⁵⁰ Sånär som på CO₂-priset så överensstämmer beräkningsförutsättningarna i allt väsentligt med det som antogs i samband med MARKAL-NORDIC-beräkningarna inför Långsiktsprogno 2012.

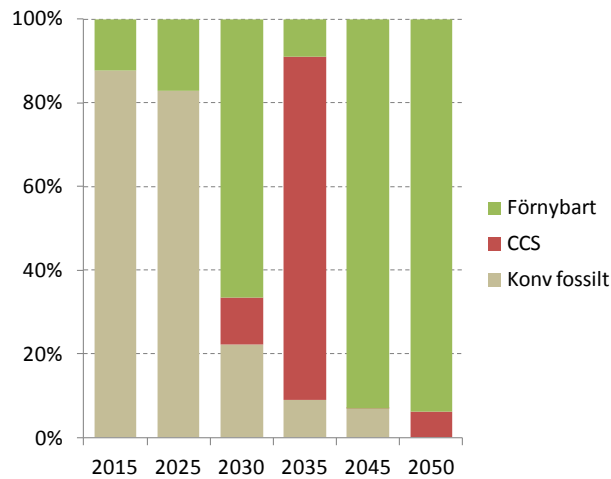
Resultatet som visas i Figur 21 är alltså effekten på de specifika CO₂-utsläppen, på marginalen, av en förändring på +5 TWh från och med 2015 och till och med 2050. Medlat över hela den tidsperioden ökar alltså CO₂-utsläppen med ca 400 kg/MWh el i det fall då CO₂-priset ligger på 60 EUR/t (jämför med den röda linjen i figuren). Vad sker om förändringen istället införs 2025 eller 2030? Det kan man inte säkert utläsa ur figuren. Vi vet dock genom kompletterande modellberäkningar där vi infört samma typ av förändring vid ett antal olika år i tiden, att bilden som förmedlas i Figur 21 är tillräckligt bra för att kunna utvidgas till att beskriva även andra förändringar av samma storlek och art men vid olika tidpunkter. Alltså leder en motsvarande förändring på +5 TWh men med start 2030 till mycket låga utsläppsökningar medlat över perioden 2030-2050 (ca 100 kg/MWh el), givet att CO₂-priserna följer utvecklingen enligt den "röda" linjen i Figur 21.



Figur 21 Den långsiktiga margineffekten på CO₂-utsläppen, uttryckt i kg CO₂ per MWh el, för två olika beräkningsfall (beräknad utifrån en förändrad elanvändning på +5 TWh i Sverige).

I Figur 22 visas den motsvarande effekten på elproduktionen för fallet med de höga priserna på CO₂. Figuren visar teknikmixens procentuella sammansättning i den resulterande ökningen av elproduktionen. Man kan se att det på kort-medellång sikt främst är konventionell fossilkraft (existerande såväl som ny respektive kol såväl som gas) som utgör margineffekten. Den förnybara delen av margineffekten "tvingas" in genom det svensk-norska elcertifikatsystemet. Vi har antagit en kvotplikt på omkring 15% år 2015 och omkring 20% år 2020. Därefter avtar kvotplikten.⁵¹ Om vi istället hade antagit att förändringen i elanvändning sker inom den icke-kvotpliktiga sektorn (exempelvis basindustrin) så hade med stor säkerhet margineffekten på kort-medellång sikt varit nästan helt fossilbaserad. Därmed hade också marginalutsläppen varit något större. På längre sikt domineras effekten av förnybar elproduktion och CCS. Den senare uppträder i huvudsak på Kontinenten.

⁵¹ Energimyndigheten 2012, "Elcertifikatsystemet 2012".



Figur 22 Procentuell andel per kraftslag av den långsiktiga marginaleffekten på den nordeuropeiska kraftproduktionen (beräknad utifrån en förändrad elanvändning på +5 TWh i Sverige). Det markanta bidraget från CCS år 2035 skall tolkas som en "tidigareläggning" av investeringar i viss CCS-kapacitet på grund av den initiala förändringen (figuren illustrerar, i procent, skillnaden mellan två beräkningsfall).

Marginaleffekten inom ett år

Vi har så här långt koncentrerat oss på den årsvisa marginaleffekten, det vill säga effekten på CO₂-utsläppen av en förändrad elanvändning summeras över ett år (och redovisas för flera år). Detta är meningsfullt inte minst som vi så här långt förutsatt att förändringen i elanvändning (vars effekt vi studerar) är jämnt fördelad över året. Man kan fråga sig om det finns några betydande skillnader beroende på *när* under året som förändringen sker. Får vi olika effekter om förändringen sker på vintern eller sommaren? Alternativt under dagen eller under natten? Även detta skulle gå att belysa med den här presenterade metoden. Vi har dock inte genomfört sådana beräkningar inom ramen för detta uppdrag. Vi kan istället dra ett antal kvalitativa slutsatser baserade på vår kunskap om hur det nordeuropeiska kraftsystemet ser ut och i vilken ordning anläggningarna körs.⁵²

Vi koncentrerar oss för enkelhets skull på det korta perspektivet, det vill säga vi utgår från det existerande systemet i vårt resonemang. Vintertid utnyttjas i större utsträckning fossil kondensproduktion då efterfrågan är högre än under till exempel sommaren. Därmed ligger kondensproduktion med relativt låg verkningsgrad på marginalen vintertid medan det sommartid istället är kondensanläggningar med högre verkningsgrad (alternativt kraftvärmeanläggningar) som ligger på marginalen. Här uppstår med andra ord en potentiell utsläppsskillnad till sommarens fördel. Huvuddelen av elanvändningen saknar dock en säsongsdimension eftersom den ligger relativt jämn över året. Detta gäller till exempel industrin, hushållsel och elanvändning inom transporter. En elbil kommer ju att användas ungefär lika mycket sommartid som vintertid. I dessa fall blir därmed den

⁵² Vid momentana förändringar är det i huvudsak lättreglerad vattenkraft som svarar på dessa. Eftersom vattenkraften är energibegränsad leder detta dock till att annan kraftproduktion, till exempel kolkondens, någon gång under året ersätter den vattenkraft som momentant gick in och svarade på den förändrade (ökningen) elanvändningen. Vattenkraftens momentana reglerförmåga i kombination med dess årliga energibegränsning är alltså ytterligare ett skäl till varför det i det nordiska systemet i huvudsak är den årliga aggregerade utsläppseffekten som är mest relevant (åtminstone om den initiala förändringen är momentan; se även Energimyndigheten 2004, "Marginal elproduktion och CO₂-utsläpp i Sverige", ER 14:2002).

potentiellt säsongsvisa effekten ointressant. Elvärme å andra sidan, efterfrågas i huvudsak vintertid. Även här blir det därför mer eller mindre poänglöst att jämföra en förändring i elvärmeförbrukning under vintern med motsvarande förändring under sommaren.

Däremot kan det vara mer meningsfullt att se på skillnaden mellan dag och natt. Som vi har konstaterat i våra beräkningar sker den resulterande effekten av en förändrad elanvändning i Sverige till stor del i elproduktion som ligger utanför vårt lands gränser, till exempel på Kontinenten där marginalkostnaden för elproduktion generellt ligger högre än de svenska. På dagen, då efterfrågan relativt sett är betydligt högre, körs de dyraste anläggningarna. Detta kan vara kolkondensverk med relativt låga verkningsgrader eller, på grund av de i nuläget höga gaspriserna och låga CO₂-priserna, gaskondensverk. Dagtid utnyttjas också de nordiska vattenkraftverken relativt mer, varför exporten ut från Norden generellt är relativt sett större. Detta påverkar dock ej produktionen på marginalen. Nattetid, då efterfrågan är klart lägre, behövs inte de dyraste anläggningarna. Det kan istället vara så att marginalproduktionen nattetid bestäms av anläggningar där man bedömer att startuppkostnaden är så pass hög att man hellre kör trots att elpriset, till följd av det lägre behovet, inte nödvändigtvis överstiger de rörliga kostnaderna.⁵³ Brunkolskraftverk i Tyskland utgör ett sådant exempel. De är renodlade baslastkraftverk med mycket höga utnyttjningstider och höga startuppkostnader. Därför går också elhandeln nattetid i större utsträckning från Kontinenten till Norden då fossileldade baslastanläggningar är betydligt dyrare att reglera (alternativt starta upp igen dagtid) än vad de nordiska vattenkraftverken är. Marginalelsproduktionen nattetid kan därför, paradoxalt nog med tanke på att elbehovet är klart lägre, utgöras av teknik som utsläppsmässigt är sämre än motsvarande teknik dagtid. I synnerhet om gaskraft körs på marginalen under dagen. Vi kan alltså konstatera att det inte entydigt, på kort sikt, går att säga att effekten av en förändrad elanvändning utsläppsmässigt är sämre eller bättre om den sker på dagen eller om den sker på natten.

Långsiktig margineffekt och CCS

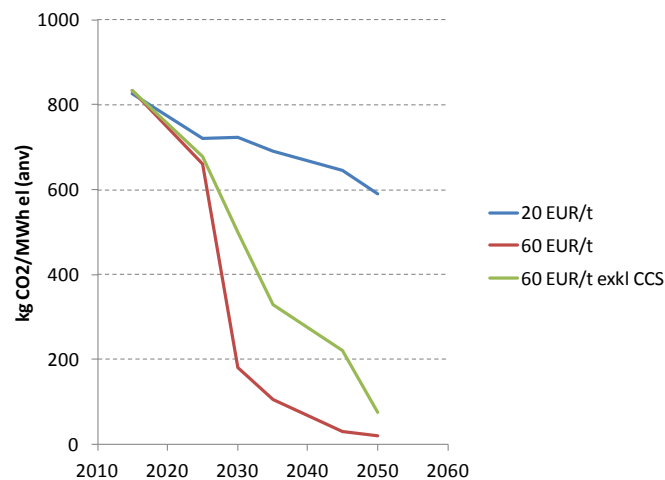
Som vi kunnat konstatera så spelar CCS en viktig roll i margineffekten i det fall där CO₂-priset går upp mot 60 EUR/t vid slutet av beräkningsperioden. I vårt första beräkningsfall där CO₂-priset ligger på 20 EUR/t under hela beräkningsperioden blir inte CCS lönsamt och uppträder följaktligen heller inte som en del i den långsiktiga margineffekten. Med tanke på de stora rådande osäkerheterna avseende en storskalig kommersialisering av CCS kan man fråga sig vad som händer med den långsiktiga margineffekten då CCS inte når ett genombrott samtidigt som prisnivån på CO₂ är hög.⁵⁴ Resultatet visas i Figur 23. Förutom de två tidigare beräkningsfallen har vi även inkluderat ett tredje fall med höga priser på CO₂ (från 20 EUR/t år 2015 till 60 EUR/t år 2050) men där CCS inte finns tillgängligt alls. Detta innebär att margineffekten i större utsträckning består av konventionell ny fossilkraft men också mer ny förnybar elproduktion. Margineffekten på koldioxidutsläppen medför därmed större utsläpp än i det föregående fallet med höga CO₂-priser men med CCS som en möjlig option. Å andra sidan är utsläppen mycket lägre även i detta tredje fall än i det första fallet där priserna på CO₂ låg på 20 EUR/t under hela beräkningsperioden. Även om ett klimatscenario ("Höga CO₂-priser") utan CCS medför mycket låga utsläpp på marginalen i ett längre tidsperspektiv så är med

⁵³ Att anläggningar med höga start- och stoppkostnader har inverkan på marginalproduktionen under natten diskuteras i bland annat Energimyndigheten (2004), "Marginal elproduktion och CO₂-utsläpp i Sverige", ER 14:2002.

⁵⁴ Istället för att anta högre kostnader och/eller en senareläggning i tiden för en tänkt kommersialisering avseende CCS har vi här valt att helt utesluta optionen i vår känslighetsanalys. Därigenom har vi i viss mån "gafflat" in påverkan av förutsättningarna för CCS på de resultat som diskuteras i detta avsnitt.

andra ord CCS en viktig faktor för att utsläppsnivån i den långsiktiga margineffekten skall bli riktigt låg.

Vi påminner om att den långsiktiga margineffekten på CO₂-utsläppen kan bli mycket låg på lång sikt i ett klimatambitiöst scenario (se både Figur 21 och Figur 23). Detta beror på, som tidigare nämnts, att margineffekten då kan bestå av en mix av förnybart (med nollutsläpp) och CCS (med mycket låga utsläpp). Vi vill dock också påminna om att detta handlar om just den långsiktiga margineffekten. Även om dess andel är låg i utsläpp räknat på mycket lång sikt (omkring 2040-2050 i detta exempel) kan den *kortsiktiga* margineffekten vid den tidpunkten fortfarande vara relativt hög. Det beror helt och hållet på vilken typ av kapacitet som finns på plats då och hur den kapaciteten (på kort sikt) körs.



Figur 23 Den långsiktiga margineffekten på CO₂-utsläppen, uttryckt i specifika koldioxidutsläpp, för tre olika beräkningsfall (beräknad utifrån en förändrad elanvändning på +5 TWh i Sverige).

Långsiktig margineffekt – osäkerheter och känslighetsanalys

Vi har ovan visat hur man med en konsistent och väl utprövad metod kan bedöma klimateffekterna av förändringar i elsystemet. Icke desto mindre bör man tillägga att beräkningsresultaten uppvisar vissa osäkerheter. Ändras beräkningsförutsättningarna så kan detta få genomslag på den beräknade margineffekten. Vi har visat detta med avseende på det europeiska handelspriset på CO₂ och huruvida CCS kommersialiseras eller ej. En tidigare känslighetsanalys av den långsiktiga margineffekten (även där till följd av en förändrad elanvändning på +5 TWh) gjordes i en modellstudie från 2008 (Eforsk 2008).⁵⁵ Där varierades förutom priset på CO₂ bland annat den allmänna elbehovsutvecklingen, elcertifikatsystemets ambitionsnivå och fossilbränsleprisutvecklingen. Den resulterande effekten på CO₂-utsläppen hamnade i intervallet 150-800 kg/MWh el räknat som ett medelvärde över den studerade perioden (2010 till 2035). I de flesta fallen låg utsläppen på omkring 600-700 kgCO₂/MWh el. Att osäkerheterna ibland kan vara stora är dock inget som har med själva metodansatsen att göra utan det är helt enkelt ett resultat av de stora osäkerheter som finns i verkligheten, framförallt i samband med förutsägelser om den framtida

⁵⁵ Elforsk 2008, "Effekter av förändrad elanvändning/elproduktion – modellberäkningar", Elforsk rapport 08:30.

utvecklingen. Även om man bör vara medveten om osäkerheterna så utgör dessa i sig inget skäl till att nedgradera värdet av metoden och analysen, som på ett mycket tydligt och logiskt vis kopplar förändringar i elanvändning eller elproduktion till effekter på elproduktionsmix och utsläpp.

Elprisutvecklingen och kopplingen mellan elpris och pris på CO₂

Allmänt om elprisutvecklingen i Norden

I Figur 24 redovisas dels den historiska prisutvecklingen på el i Norden och dels utfallen från ett antal modellberäkningar hämtade från det pågående NEPP-projektet.⁵⁶ Historiskt har elpriset svängt från år till år mestadels beroende på variationer i tillrinning till vattenkraftverken. Även prisvariationer i fossilbränslepriser och på den europeiska utsläppsmarknaden samt konjunkturläget via industrins efterfrågan, påverkar prisutvecklingen.

Beräkningsantaganden som påverkar den framtida prisbilden på el (producentpriset) i Norden inkluderar bland annat en långsam ökning av det totala elbehovet. Detta förutsätter fortsatt tillväxt inom den nordiska basindustrin och viss efterfrågeökning på hushålls- och driftel. Samtidigt genomförs fler effektiviseringsåtgärder på användarsidan vilket därmed håller nere elförbrukningsökningen. Även inom transportsektorn antas elanvändningen öka något till följd av bland annat en elbilsintroduktion (i storleksordning en halv TWh i referensfallet med "måttliga" klimatambitioner till och med 2040 i Sverige. I scenarier med högre klimatambitioner kan denna siffra vara större än 5 TWh).⁵⁷ Elvärmeanvändningen minskar däremot stadigt. I allt väsentligt är dessa antaganden överensstämmande med det som antogs i samband med Energimyndighetens långsiktsprognoz från 2012. Beräkningsförutsättningar på tillförselsidan har berörts i tidigare avsnitt.

Ett scenario med "måttliga" klimatambitioner så som diskuterats i ett tidigare avsnitt (typiska EUA-priser på omkring 30 EUR/t) leder till stigande elpriser inte bara på grund av den högre nivån på CO₂-priset (jämfört med idag) utan även beroende på stigande bränslepriser och ett (svagt) stigande elbehov. Scenarier med betydligt högre klimatambitioner kan leda till klart högre råkraftpriser men även till lägre. Det senare kan inträffa om delar av klimatpolitiken innehåller starka subsidier till förnybar elproduktion (som ökar elutbudet och därmed pressar ner systempriset på el, se tidigare diskussion) och/eller stöd till energieffektiviseringar. Det senare minskar efterfrågan på el vilket pressar ner producentpriserna.⁵⁸ Modellberäkningarna pekar med andra ord på ett brett utfallsrum mellan omkring 450 SEK/MWh och närmare 700 SEK/MWh beroende på omvärldsförutsättningarna. I nyligen genomförda beräkningar (med samma beräkningsmetodik) utförda åt Naturvårdsverket och Energimyndigheten under projektet Färdplan 2050⁵⁹ har vi även som ett led i en känslighetsanalys tittat närmare på ett fall där överföringsförbindelserna mellan Norden och Kontinentaleuropa får byggas ut obegränsat. I ett sådant fall kopplas de nordiska elpriserna ännu närmare till de kontinentaleuropeiska priserna. En viss prisskillnad består eftersom prisdifferenser under en viss nivå inte räcker för att motivera fortsatt utbyggnad av överföringskapacitet. I kombination med mycket

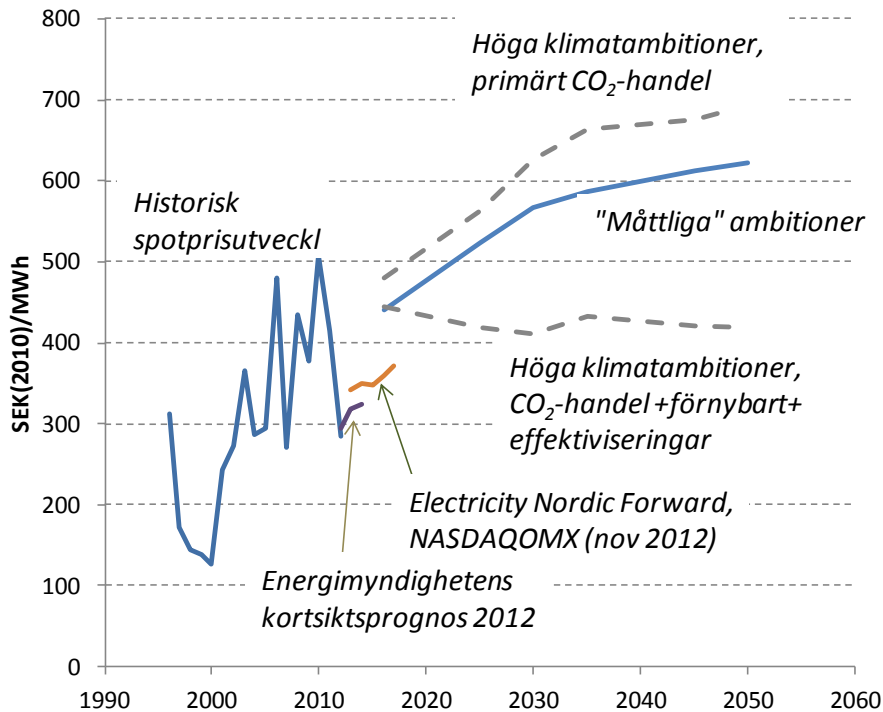
⁵⁶ North European Power Perspectives (NEPP), pågående forskningsprojekt, se www.nepp.se.

⁵⁷ Förutsättningarna för elanvändning inom transporter bygger på Energimyndighetens Långsiktsprognoz 2012 för fallet med "måttliga" klimatambitioner, och på Naturvårdsverkets och Energimyndighetens Färdplan 2050 för fallet med högre klimatambitioner.

⁵⁸ Beroende på hur stödsystemen för förnybar el är utformade kan de extra kostnaderna finansieras via skattsedeln eller via elräkningen. Det senare fallet innebär att kundpriset på el kan komma att stiga trots att producentpriserna sjunker till följd av det extra tillskottet av förnybar kraft.

⁵⁹ Naturvårdsverket 2012, "Underlag till en färdplan för ett Sverige utan klimatutsläpp 2050"

höga priser på CO₂ (drygt 100 EUR/t) och utebliven kommersialisering för CCS leder detta till ännu högre priser på den nordiska råkraftmarknaden på riktigt lång sikt, närmare bestämt omkring 900 SEK/MWh.⁶⁰ Vid sådana prisnivåer och om de endast uppträder i Europa så torde dock den nordiska basindustrins konkurrenskraft i princip sättas ur spel, och därmed en stor del av elförbrukningen.



Figur 24 Prisutvecklingen på den nordiska råkraftmarknaden för el. "Måttliga" ambitioner svarar mot ett stigande EUA-pris upp till 35 EUR/t år 2050. Höga klimatambitioner (primärt CO₂-handel) leder till ett CO₂-pris på över 1 SEK/kg år 2050. Den lägre streckade linjen förutsätter ett CO₂-pris på drygt 50 EUR/t mellan 2035 och 2050.

Producentpriset på el som funktion av EUA-pris

Långsiktig marginalkostnad kontra kortsiktig marginalkostnad

Innan vi går in på kopplingen mellan systempriset på el på den nordiska marknaden och priset på CO₂, EUA-priset, så redogör vi kort för bakgrunden till det beräknade elpriset.

Det "elpris" som anges här är i själva verket den beräknade långsiktiga marginalkostnaden för elproduktion i prisområde Sverige. Även om andra faktorer såsom förväntningar och osäkerheter tillkommer i prisbildningen på en verklig marknad så utgör marginalkostnaden den kanske viktigaste komponenten i marknadspriset på el. Då det handlar om en långsiktig marginalkostnad så speglas även kapitalkostnader i den beräknade marginalkostnaden. Detta gör också att produktionssystemet inte är detsamma i de olika beräkningsfallen. För varje beräkningsfall, det vill säga pris på CO₂, så

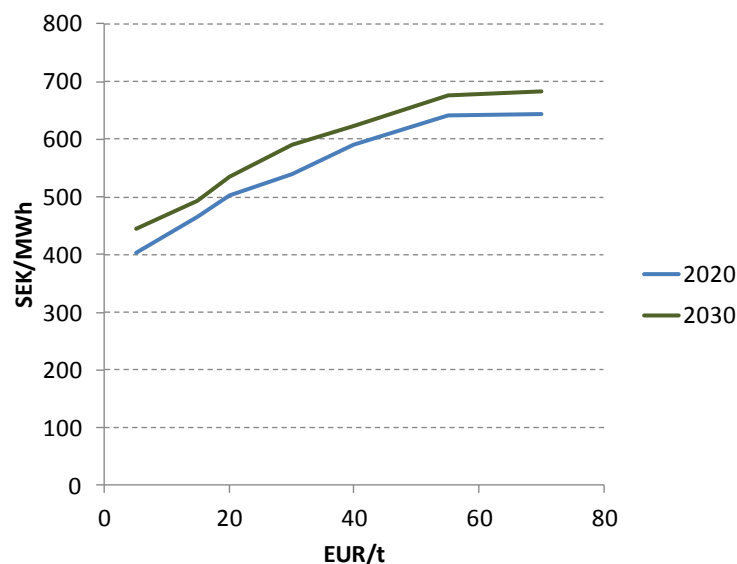
⁶⁰ Som nämnts tidigare i rapporten antar vi att CCS blir lönsamt, grovt räknat, vid ett CO₂-pris på ca 40 EUR/t. kostnad. Om vi i beräkningarna utestänger denna option (av någon anledning), kommer det resulterande elpriset att stiga eftersom något annat dyrare alternativ måste till för att ersätta den CCS som i beräkningarna annars hade varit lönsam.

utvecklas produktionssystemet optimalt med hänsyn till de förutsättningar som gäller i respektive fall (återigen: det är endast priset på CO₂ som skiljer de olika fallen åt). Därmed skiljer sig denna analys från en analys av utsläppsrättspriset påverkan på den kortsiktiga marginalkostnaden. I en sådan analys utgår man från ett givet produktionssystem, det vill säga inga investeringar kan tillkomma som "svar" på förändringar i priset på CO₂. En kortsiktig analys kan utföras såväl utifrån dagens existerande produktionssystem som utifrån ett produktionssystem så som man bedömer att det ser ut 2020 respektive 2030. Även om vi här inte redogör för en kortsiktig analys så kan man förmoda att prissambandet mellan CO₂ och el är något brantare än det långsiktiga sambandet som vi redovisar här. Detta eftersom flexibiliteten på kort sikt (idag såväl som i framtiden) är mindre än på lång sikt.

Marginalkostnaden för el som funktion av priset på CO₂

De beräkningar som redovisas här har utförts av Profu med stöd av MARKAL-NORDIC-modellen. En del av dessa beräkningar utgör även underlag till Energimyndigheten (2012).⁶¹ I den rapporten återfinns även mer detaljerade analyser av konsekvenser för till exempel den svenska industrin. I föreliggande text väljer vi dock att begränsa oss till att analysera effekten enbart på systempriset på el.

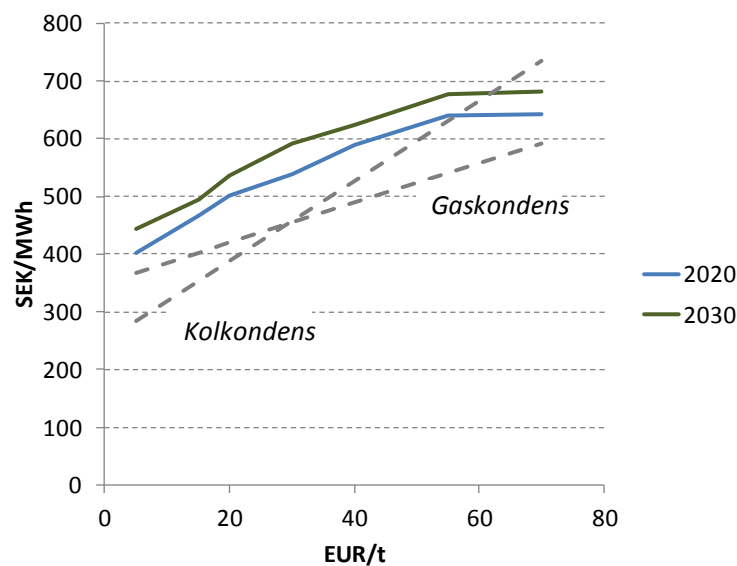
I Figur 25 redovisas sambandet mellan elpris (egentligen långsiktig marginalkostnad för el enligt ovanstående diskussion) och pris på utsläppsrätter för koldioxid. Man kan se att kurvan för år 2030 ligger över kurvan för år 2020. Detta förklaras av att marginalkostnaden för el stiger över tiden oavsett priset på CO₂ (jämför Figur 24). Detta beror i huvudsak på, som tidigare nämnts, stigande bränslepriser och elefterfrågan. I Figur 25 kan man också se att sambandet är likartat för 2020 och 2030, det vill säga elpriskurvan stiger i samma takt.



Figur 25 *Det långsiktiga elpriset (prisområde "Sverige" i modellverktyget) beroende av priset på CO₂ för år 2020 och år 2030.*

⁶¹ Energimyndigheten (2012), "Konsekvenser av att EU skärper sitt utsläppsmål till 30 procent till 2020 Påverkan på elpriset samt handel med utsläppsutrymme", ER

Lutningen på de bägge kurvorna i figuren avtar med storleken på CO₂-priset. Detta förklaras av marginalteknikens utsläppsegenskaper (den eller de tekniker som styr den långsiktiga marginalkostnaden för el). För låga priser på CO₂ domineras marginaleten av mer CO₂-intensiva tekniker som till exempel kolkondens. Kolkondens har en brant elpris/CO₂-priskurva, det vill säga elproduktionskostnaden för ett kolkondensverk stiger snabbt om priset på CO₂ stiger. För medelhöga till höga priser på CO₂ är det därför tekniker med lägre CO₂-utsläpp som är viktiga på marginalen då kolkondensverk inte längre är lönsamma att köra. Ett sådant exempel är gaskondens. För riktigt höga nivåer på CO₂-priset, över 50 EUR/t i detta fall, är marginalkostnaden för el i det närmaste oberoende av priset på CO₂. Därmed styrs elproduktionen på marginalen av tekniker med inga eller mycket låga utsläpp av CO₂, till exempel förnybar elproduktion eller CCS.⁶² I Figur 26 har vi i jämförande syfte plottat in sambandet mellan priset på CO₂ och produktionskostnaden i ett kolkondensverk (45% verkningsgrad) och i ett gaskondensverk (55% verkningsgrad). Här är det lutningen som är relevant och som kan jämföras med de beräknade elpriskurvorna. Startnivån för kolkondensverket och för gaskondensverket är helt godtycklig och endast vald för att underlätta för avläsning i figuren. Man kan konstatera att el- och CO₂-prissambandens lutning upp till 20 EUR/t för bägge åren ligger tämligen parallellt med kurvan för kolkondens. Mellan 20 och närmare 60 EUR/t ligger kurvorna parallella med kurvan för gaskondens. För CO₂-priset därutöver är marginalkostnaden för el oförändrad.



Figur 26 Det långsiktiga elprisets beroende av priset på CO₂ för år 2020 och år 2030 samt elproduktionskostnadens CO₂-prisberoende i ett kolkondenskraftverk och ett gaskondenskraftverk (OBS: endast lutningen på de streckade kurvorna är relevant!).

⁶² Att förnybart kan spela roll på marginalen förklaras av det faktum att vi här analyserar de långsiktiga effekterna av olika CO₂-priser. Vid tillräckligt höga priser på CO₂ så kan till exempel investeringar i ny vindkraft vara lönsamma och på så sätt påverka den långsiktiga marginalkostnaden för el. Om man då ytterligare ökar priset på CO₂ så fås ingen förändring i elpris så länge som investeringar i ny vindkraft fortfarande bestämmer priset på lång sikt och så länge som kostnaden för ny vindkraft är ungefär densamma. I en kortsiktig analys, däremot, kan knappast förändringar i förnybar elproduktion påverkas av priset på CO₂ då de rörliga kostnaderna för existerande förnybar elproduktion generellt sett är mycket låga. Ett undantag i det kortsiktiga perspektivet är dock biobränslekraft, där till exempel kraftvärmeverkens utnyttjningstider kan förlängas eller där sameldningsanläggningar i större utsträckning kan använda sig av biobränslen istället för fossila bränslen som svar på förändringar i priset på CO₂.

Appendix 1 – Markal-modellen

Denna sammanställning ger en allmän beskrivning av MARKAL-modellens arkitektur och den metodik som är förknippad med MARKAL-modellen. Texten inkluderar också en mycket kort introduktion till MARKAL-NORDIC, det vill säga den MARKAL-modell som beskriver det nordiska energisystemet och som använts i ett flertal energi- och klimatpolitiska analyser av de fyra nordiska (Sverige, Norge, Danmark och Finland) ländernas energisystem.

MARKAL – En översikt

Kort historik

MARKAL (MARKet Allocation) togs fram i början av 80-talet i ett samarbete mellan Brookhaven National Laboratory i USA och Kernforschungszentrum Jülich i Tyskland. Den ursprungliga modellformuleringen är beskriven av Fishbone et al och Fishbone and Abilock⁶³. MARKAL-modellen har nått en unik spridning över hela världen varför en stor samlad erfarenhet av MARKAL-användning finns tillgänglig. En avgörande styrka med MARKAL är den internationella organisation ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) som sedan 1977 handhar modellen och dess utveckling.⁶⁴ ETSAP i sin tur är resultatet av ett ”implementing agreement” inom IEA.

MARKAL och energisystemet

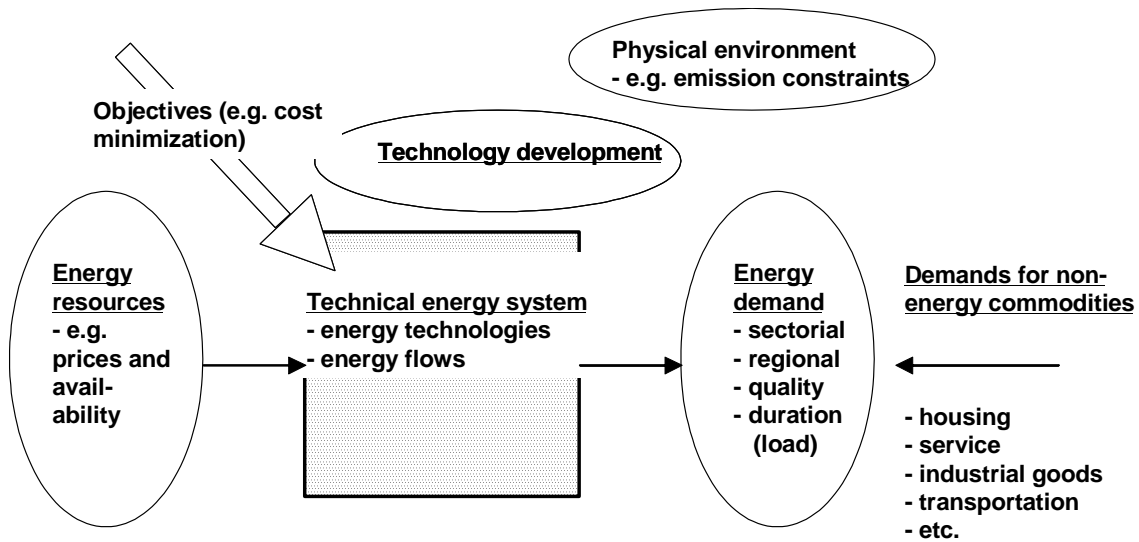
Den ”traditionella” användningen av MARKAL är relaterad till studier av det *tekniska* energisystemet. Det tekniska energisystemet förhåller sig till omgivningen så som visas i Figur 1. Längst till höger i figuren uppstår själva energibehovet som i sin tur är kopplat till utvecklingen i den övriga makroekonomin. Energianvändningen i sig är ju ett resultat av de behov vi egentligen har, d v s boende, varor, tjänster mm. Förutom energibehovet är även teknisk utveckling, internationella bränslemarknader, och energi- och miljöpolicy faktorer som behandlas exogent i den ”traditionella” användningen av MARKAL.⁶⁵ För att i någon mån hantera sådana faktorer som befinner i modellens omgivning arbetar man lämpligen med *scenarier* där scenarierna byggs upp av antaganden kring de exogena faktorerna.

⁶³ a) Fishbone L G, Giesen G, Goldstein G, Hymnen H A, Stocks K J, Vos H, Wilde D, Zölcher R, Balzer C and Abilock H (1983), ”User’s Guide for MARKAL (BNL/KFA Version 2.0), Report BNL-51701, Department of Applied Science, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY

b) Fishbone L G and Abilock H (1981), ”MARKAL – A Linear Programming Model for Energy System Analysis : Technical Description of the BNL Version”, *International Journal of Energy Research* 5, 353-375

⁶⁴ På ETSAPs hemsida (www.etsap.org) finns mer information om själva organisationen och MARKAL-modellen.

⁶⁵ En del av dessa exogena faktorer har internaliserats, d v s blivit endogena, i vissa versioner av MARKAL-paketet. Se mer om detta under avsnittet ”Modellutveckling och –utvidgning”

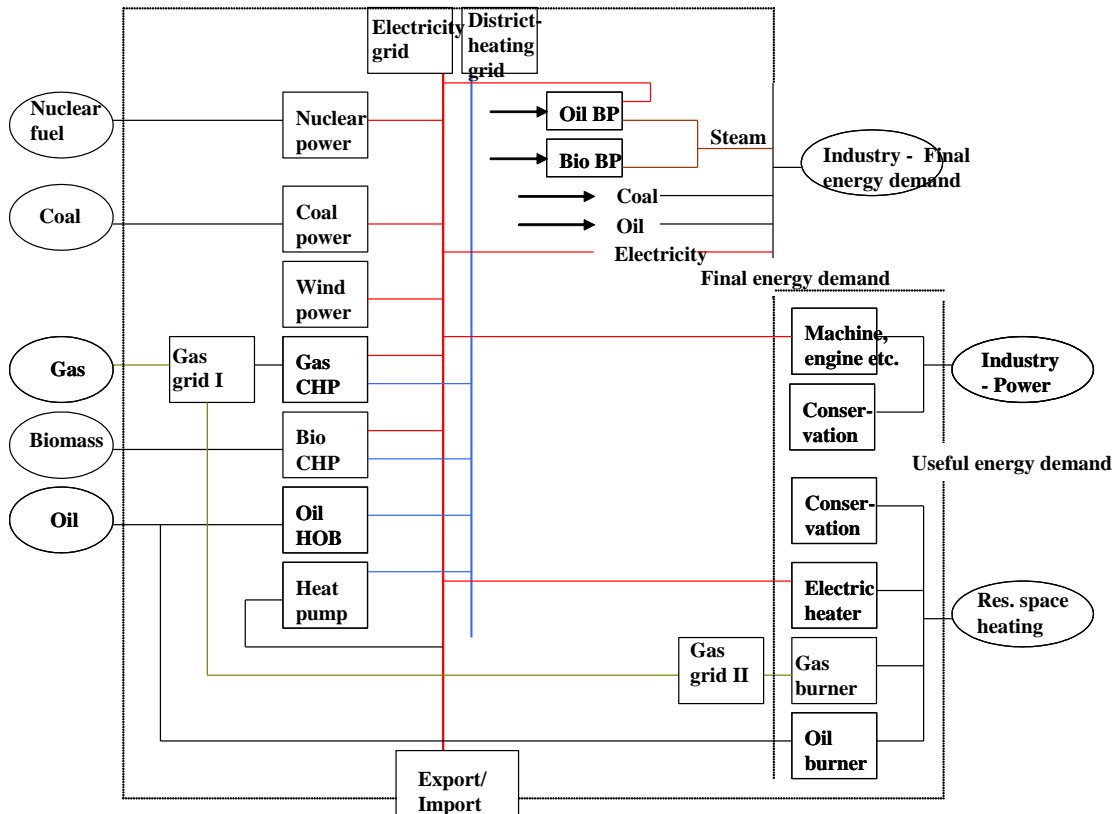


Figur 1 Det tekniska energisystemet och dess omgivningar

Energisystemet i MARKAL-modellen (d v s innanför gränserna till det tekniska energisystemet) beskrivs utifrån referensenergikonceptet (RES)⁶⁶. Detta illustrerar energiflödena från utvinning av bränslen och råvaror via omvandling för kraft- och fjärrvärmegenerering till slutlig användning av bränslen, el och fjärrvärme i en rad olika sektorer, exempelvis hushåll och industrier (se Figur 2).

Energibehovet kan uttryckas i nyttig energi eller slutlig energi. Nyttig energi är själva energitjänsten, t ex "värme", och anges efter omvandlingsförluster i t ex en olje- eller pelletspanna. Slutlig energianvändning är den inköpta energin, t ex mängden fjärrvärme, olja eller pellets.

⁶⁶ En närmare beskrivning av RES-konceptet återfinns i: Marcuse W, Bodin L, Cherniavsky E and Sanborn Y (1976), "A Dynamic Time Dependent Model for the Analysis of Alternate Energy Policies", K B Haley (Ed.), *Operational Research '75*, 647-667, North Holland Publishing Company, Amsterdam



Figur 2 Exempel på ett referensenergisystem

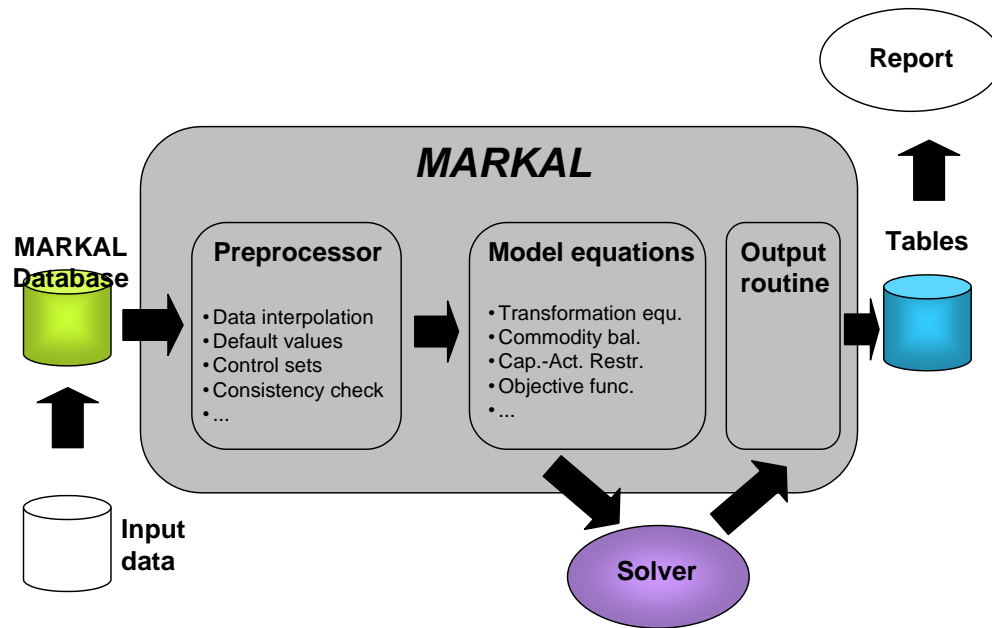
Den geografiska systemgränsen väljs beroende på problemställning och kan omfatta allt från enstaka kommuner i exempelvis Sverige till hela världen.

MARKAL-modellens arkitektur

Ett modelleringsförfarande i MARKAL består av tre huvuddelar (se Figur 3):

1. En databas med alla beräkningsförutsättningar (indata)
2. En ekvationsgenerator, d v s indata uttrycks i ett mycket stort antal ekvationer. Dessa ekvationer "skickas" till en problemlösare (eng. solver) där själva optimeringen görs. Problemlösarpaketet som utnyttjas i MARKAL är GAMS i kombination med en vald "solver".
3. Resultatrapportering med presentationer av beräkningsresultatet i tabeller och diagram

Dessutom utnyttjar MARKAL-paketet ett användar-gränssnitt, exempelvis MUSS eller ANSWER, så att såväl indata som utdata kan hanteras effektivt. Användargränssnittet och lösaren är kommersiell programvara medan själva "MARKAL-kärnan" är kostnadsfri.



Figur 3 Markalsystemets arkitektur

Databasen och indata

Gemensamt för stora delar av indata i MARKAL är att detaljeringsnivån kan väljas fritt vid uppbyggandet av en databas/modell. Det ger naturligtvis en flexibilitet i beskrivningen av energiefterfrågan, energiteknikerna och energitillförseln, men det innebär också att man kan bygga databaser med olika problemfokus och för olika stora geografiska områden.

Det som, så att säga, driver hela modellen är behovet av energi i olika sektorer. Som nämndes tidigare, kan detta energibehov uttryckas som antingen ett behov av nyttig energi eller ett behov av slutlig energi. Nyttig energi definieras som själva energitjänsten d v s exempelvis 20°C inomhus. I modellen är emellertid dessa 20°C uttryckta som en energimängd, ex MWh, baserade på uppgifter om effektbehovet i W/m² för att erhålla just 20°C. En inomhustemperatur på 20°C kan åstadkommas med en oljepanna, elvärme eller en kombination av energitillförsel och energibesparing. I det sistnämnda fallet minskar därmed den slutliga energin till följd av besparingen. Den slutliga energin definieras därmed som den faktiska användningen av energibärare. I modellen är exempelvis behovet av hushållsel snarare uttryckt som ett slutligt energibehovet eftersom det inte är lika meningsfullt att tala om nyttig energi i detta fall.

Teknikerna i modellen beskrivs med investeringskostnader, kostnader för drift och underhåll, livslängd, verkningsgrad, tillgänglighet och utsläppsdata (ex koldioxid, svavel och kväveoxider).

I MARKAL finns en lastkurva för el och fjärrvärme som beskriver den årliga variationen. Elanvändningen är därvidlag uppdelad i sex årliga tidssteg medan fjärrvärmeanvändningen representeras av tre.

Modellen är dynamisk i den bemärkelsen att upp till nio individuella men av varandra beroende tidssteg (modellår) kan beskrivas. Generellt är tidshorisonten 20-50 år fram i tiden.

Matematisk formulering

Modellen bygger på linjärprogrammering, d v s. en matematisk algoritm för att lösa optimeringsproblem där målfunktion (den som ska optimeras) och randvillkor är uttryckta som linjära ekvationer. Målfunktionen är generellt den diskonterade totala systemkostnaden och skall minimeras. En alternativ målfunktion kan exempelvis vara emissioner. Randvillkor kan exempelvis utgöras av verkningsgrader för en viss typ av anläggning, miljökrav, kraftöverföringsförbindelser mellan länder, energianvändning i en viss sektor mm.

Ett linjärprogrammeringsproblem formuleras generellt enligt nedan:

$$\text{min eller max } \sum_i c_i x_i$$

$$\text{randvillkor: } \sum_i a_{ji} x_i \geq b_j, j = 1, \dots, m$$

$$\text{och } x_i \geq 0, i = 1, \dots, n$$

där c_i , b_j och a_{ji} är koefficienter som ges som indata och x_i är aktiviteter som fås i lösningen.

Lösningen på en MARKAL-beräkning är med andra ord den kombination av tekniker i hela kedjan från bränsleutvinning eller -import via omvandling till exempelvis el och fjärrvärme till slutlig användning (jämför med Figur 2), som uppfyller den lägsta totalkostnaden uttryckt i diskonterat nuvärde.

Nyttan med MARKAL

Den stora styrkan i en MARKAL-modellering ligger i, till viss del begränsad endast av modellörens ambitionsnivå, helhetssynen på energisystemet. Samtliga viktiga delar i ett energisystem finns representerade och därmed kan man direkt jämföra kostnadseffektiviteten hos enskilda åtgärder för att exempelvis reducera koldioxidutsläpp och väga dessa mot andra åtgärder. Man får ett optimalt system vilket kan jämföras med, och användas som norm (alternativt bench-mark) gentemot, ett verkligt system där olika grader av suboptimering av förklarliga skäl ingår.

Att ändra enskilda parametrar eller förutsättningar i en MARKAL-beräkning ger en mycket god bild av betydelsen av just den parametern eller förutsättningen givet att allt annat är oförändrat. Därmed isolerar man effektivt orsak-verkan sambandet. På så sätt kan man exempelvis bedöma värdet av gemensamma energimarknader istället för separata nationella marknader, kostnader av att exkludera ett visst energislag eller en viss teknik och effekter av förändringar i styrmedelsuppsättning.

Modellen beskriver en bild av en komplex verklighet relaterad till energi och miljö. Både genom själva modelleringsprocessen/modellformuleringen och beräkningsresultaten lär vi oss mer om det verkliga systemet och vinner nya insikter. Därmed är det också viktigt att knyta teoribildning och förklaringsmodeller till modellresultaten för att dessa skall bli legitima. Nära samarbete under modelleringsfasen med avnämare och andra experter inom problemområdet är därför viktigt.

Med kännedom om de ibland stora osäkerheterna som finns i vissa antaganden (ex energiefterfrågeutveckling och bränslepriser) är det också viktigt att komma ihåg att använda beräkningsresultaten med viss försiktighet. Beräkningsresultaten relaterade till framtiden och uttryckta i exempelvis TWh eller SEK är visserligen ofta illustrativa men bör under alla omständigheter kopplas till de gjorda antagandena. Det största värdet är den ökade förståelsen som dessa siffror ger, den kvalitativa kunskapen. MARKAL kan dock även framgångsrikt användas som ett *hjälpmedel* i prognosarbeten, gärna i samband med känslighetsanalyser. Det senare är ett bra hjälpmedel för att bedöma betydelsen av osäkerheter i gjorda nyckelantaganden.

Den korta diskussionen om nyttan med MARKAL-modellering i detta avsnitt är delvis kopplad till distinktionen mellan ett *normativt* och ett *deskriptivt* (beskrivande) modellverktyg. MARKAL är först och främst ett normativt verktyg uppbyggt kring en specifik målfunktion, systemkostnadsminimering, för att *förstå* verkligheten, och i andra hand ett verktyg för att *simulera/beskriva* verkliga skeenden.

Användningsområden

MARKAL-modeller har utnyttjats för analyser av ett mycket stort antal problem- och användningsområden genom åren. Listan nedan är därför endast ett urval:

Utveckling av de tekniska energisystemen:

- Internationella elsystemets utveckling: optimalt utnyttjande, nyinvesteringar, import/export, emissioner m m
- Utvecklingen av alla andra delar av energisystemet (t ex fjärrvärme, förnybar energi) och samverkan/avvägning med andra samhällssektorer såsom industri, transporter och off-shore
- Samverkan och konkurrens mellan olika delar av det totala energisystemet, t ex mellan de ledningsbundna systemen för el, gas och fjärrvärme
- Avvägning av var en resurs, t.ex. biomassa, bäst utnyttjas i systemen
- Den optimala avvägningen mellan energitillförsel och energieffektivisering
- Utvecklingen av hela energisystemet som underlag i prognosarbeten

Miljö och energi:

- Optimal utveckling av energisystemet under givna emissionsrestriktioner
- Konsekvensbedömning av energiinvesteringarnas miljöpåverkan
- Effekter på de nationella emissionerna av internationell energihandel

Policyanalyser, energi och miljö:

- Certifikatsystem och handel med utsläppsrätter
- Nationella och internationella skatte- och avgiftssystem
- Subventioner av bränslen, ny teknik etc.
- Begränsningar av utnyttjande av t ex kärnkraft, vattenkraft, fossila bränslen
- Integrationen mellan teknikutveckling, policyåtgärder och ekonomisk tillväxt.

Energimarknader:

- Avregleringen av energimarknaderna, nationellt och internationellt.
- Investeringsstrategier på avreglerade marknader, t.ex. den nordiska elmarknaden
- Övergångslösningar under marknadsetableringarna
- Import och export av el, gas, olja och fasta bränslen
- Interaktionen mellan olika marknader, t ex samspelet mellan marknaderna för certifikat, el och utsläppsrätter.

Samspel mellan olika regioner och länder:

- El- och gashandel mellan och inom länder
- Koldioxidhandel mellan och inom länder
- Analyser av värdet av "Joint Implementation" (JI) och "Clean Development Mechanism" (CDM).

Ny teknik:

- Tekniskt lärande och introduktion av ny teknik på olika marknader
- Policyprogram för introduktion av ny teknik
- FoU program, t ex vilket program som mest främjar teknik med låga CO₂-utsläpp.

Modellutveckling och -utvidgning

Under senare år har den ursprungliga modellformuleringen kompletterats för att hantera specifika frågeställningar. Som exempel kan nämnas:

MARKAL-MACRO

Denna version inkluderar en makroekonomisk modell varvid energisystemet kopplas till resten av makroekonomin. Därigenom kan samspelet mellan det tre produktionsfaktorerna arbete, kapital och resursutnyttjande (energi) studeras. Med MARKAL-MACRO har systemgränsen i modelleringen flyttats till höger i Figur 1. Därmed är det inte längre enbart det tekniska energisystemet som studeras utan även en viktig bit av den övriga makroekonomin som bestämmer energibehovet.⁶⁷

MARKAL-ED/MICRO

Denna version efterliknar en partiell jämviktsmodell och inkluderar priselasticiteter. Därmed kan energibehovet reduceras som respons på stigande energipriser utan att investeringar i exempelvis besparingar måste till. Exempelvis kan inomhustemperaturen sänkas från 20° C till 19° C. Därmed minskar dock det sociala välförhållandet om den individuella nyttan är maximal vid just 20° C och allt annat är oförändrat. I –ED är priselasticiteten formulerad med linjära ekvationer medan den i –MICRO beskrivs som ett icke-linjärt samband. På samma sätt som för MARKAL-MACRO har man med

⁶⁷ Mer om MARKAL-MACRO finns att läsa i Manne, A.S. and Wene, C-O (1991), Makal-Macro: A Linked Model for Energy-Economy Analysis, BNL-47161, Department of Applied Science, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY. (Reprinted in J-Fr. Hake et al. (Eds.) (1994) Advances in Systems Analysis: Modelling Energy-related Emissions on a National and Global Level, Konferenzen de Forschungszentrums Jülich, Vol.15, 647-667.

MARKAL-ED/MICRO flyttat systemgränsen till höger i Figur 1 och inkorporerat delar av makroekonomin som inte ingår i den traditionella formuleringen.

MARKAL-ETL

Denna version inkluderar endogent tekniskt lärande. Detta innebär att för att nå de relativt sett lägre investeringskostnaderna för exempelvis vindkraft som förutspås, så måste man bygga ut kapaciteten för att genom lärande nå en kostnadseffektivare teknikstatus. I MARKAL-ETL har man utvidgat systemgränsen uppåt i Figur 1, och inkluderat teknisk utveckling i själva modellen. Teknisk utveckling har nu blivit en endogen variabel.

MARKAL-Stochastic

Den traditionella MARKAL-formuleringen innebär perfekt kunskap om framtiden, dvs modellen "ser" hela tiden vad som kommer att hända exempelvis hur bränslepriserna utvecklas. För att bättre beskriva verkligheten finns dock möjligheten att planera under osäkerhet dvs modellen får fullständig information om framtiden först vid ett givet år i framtiden då osäkerheten löses upp. Fram till dess sker optimeringen under beaktande att flera framtida utfall rörande exempelvis bränslepriser kan ske.

MARKAL-MATTER

Denna version innehåller en större flexibilitet då man önskar att även materialflöden skall ingå i modelleringen. Man kan därigenom koppla materialanvändning till energianvändning och erhålla en mer optimal fördelning mellan exempelvis träprodukter och betongprodukter inom byggsektorn

I denna studie har dock endast den "traditionella" modellformuleringen använts, det vill säga ingen av de ovanstående optionerna har använts

Inom ramarna för ETSAP pågår ett utvecklingsarbete med att ta fram nästa generation av MARKAL, nämligen TIMES (The Integrated Markal and Efom Software) där inte bara MARKAL-användare skall kunna känna igen sig utan även EFOM-användare. EFOM är en MARKAL-lik modell som togs fram inom EU under tidigt 80-tal.⁶⁸ EFOM har använts för nationell energiplanering i såväl Finland som i Danmark. TIMES-modellen används redan på flera håll. För tillfället är dock vår bedömning att TIMES inte riktigt nått den mognadsgrad än då modellen är lämplig för professionellt konsultarbete, mycket beroende på att det krävs ett antal mantimmar innan "barnsjukdomar" och felaktigheter är avhjälpda i tillräcklig utsträckning. Vår bedömning är också att TIMES i nuläget inte erbjuder några direkta fördelar som motiverar ett omedelbart skifte från MARKAL inom den typen av uppdrag som utförts här. Ett modellskifte innebär helt klart "omställningskostnader". Vi följer dock den fortsatta utvecklingen noga.

⁶⁸ Finon D 1979, "Scope and limitations of formalized optimization of a national energy system – The EFOM model", Energy Models for the European Community – An Energy Policy Special, ed. Strub A., published by IPC Science and Technology Press Ltd, ISBN: 0 86103011 7.

MARKAL-NORDIC

MARKAL-NORDIC är benämningen på en MARKAL-modell som omfattar en beskrivning av de stationära energisystemen i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark. Med det stationära energisystemet avses produktion av el, fjärrvärme och processånga samt slutlig energianvändning inom bostäder, service och industri. Dessutom ingår en beskrivning av Tysklands och Polens elproduktion. Samtliga länder är i modellen förbundna med varandra via elöverföringsförbindelser som kan utökas genom nyinvesteringar.

I MARKAL-NORDIC ingår omkring 80 användarsektorer (t ex uppvärmning i enfamiljshus i Finland, energianvändning inom järn- och stålbranschen i Norge, driftel inom servicesektorn i Sverige och energianvändning inom det danska jordbruket). Varje sektor beskrivs med ett energibehov i slutlig eller nyttig energi samt en grov lastkurva för detta behov.

MARKAL-NORDIC beskriver utvecklingen i energisystemen, givet en lång rad randvillkor och antaganden, från idag och fram till 2050. Särskild vikt har lagts vid beskrivningen av de existerande energi- och koldioxidskatterna, det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter samt stödsystem för förnybar energi som t ex det svenska elcertifikatsystemet.

Modellverktyget MARKAL-NORDIC handhas och uppdateras av Profu (Projektinriktad forskning och utveckling i Göteborg AB).

