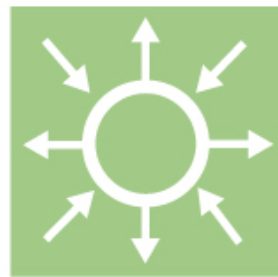




Effekter av förändrad elanvändning/elproduktion

– Modellberäkningar

Elforsk rapport 08:30



Håkan Sköldberg & Thomas Unger

April 2008

Effekter av förändrad elanvändning/elproduktion

– Modellberäkningar

Elforsk rapport 08:30

Förord

Frågan om miljövärdering av olika energislag blir allt viktigare mot bakgrund av behovet av att minska utsläppen av koldioxid och att öka effektiviteten i energianvändningen. Vikten av att välja rätt åtgärder för att uppnå målen i EU:s energi- och klimatpaket ställer frågan om miljövärdering på sin spets.

Det finns ett betydande värde i att försöka uppnå en ökad samsyn kring miljövärdering av el och valet av "marginaldata" vid förändringar i elanvändningen eller elproduktionen. Samtidigt finns en insikt om att svaret kan skilja sig åt beroende på vilken typ av förändring som avses och vilka omvärldsförhållanden som man tror på. Det är därför viktigt att belysa effekterna och konsekvenserna dels av olika bilder av det framtida energisystemet, dels av vissa övriga grundantaganden.

Syftet med detta projekt har varit att i samverkan mellan elföretagen, Svensk Energi och Energimyndigheten ta fram ett underlag som gör det möjligt att på ett mer nyanserat sätt än idag beskriva miljöeffekterna (framför allt påverkan på koldioxidutsläppen) av förändrad elanvändning eller elproduktion. Arbetet har gjorts av Profu AB med Håkan Sköldberg som projektledare. Energimyndigheten har bidragit med underlag till rapporten.

Stefan Montin
Programområde Användning
Elforsk AB

Sammanfattning

Det finns ofta behov av att jämföra miljöeffekterna av olika handlingsalternativ inom energiområdet. Det kan exempelvis gälla att utvärdera effekter av ändrad hushållsel- eller driftelanvändning, att jämföra konsekvenserna av olika uppvärmningsalternativ för småhus eller att bedöma effekterna av att introducera ny elproduktionskapacitet. Det finns ett antal olika principer för hur sådan miljövärdering av el kan göras, t.ex. medel- och marginal. Det är då av betydelse om förändringen är kort- eller långsiktig. Målet med detta projekt har varit att på ett mer nyanserat sätt än tidigare analysera de långsiktiga effekterna av förändringar av elanvändning och/eller elproduktion. Vi fokuserar på det som vi upplever som grundfrågan, det vill säga "vilka blir de egentliga effekterna i elsystemet när vi gör en förändring av elanvändningen eller elproduktionen". Vi lyfter särskilt fram effekterna på elproduktionsmixen och koldioxidutsläppen. De förändringar som vi studerar i detta projekt är relativt stora och har lång livslängd. Övriga konsekvenser av relaterade förändringar inom resten av energisystemet (t.ex. minskad oljeanvändning vid övergång till värmepumpar eller elbilar, eller miljökonsekvenser i andra delar av energikedjan) ingår inte i analysen. Studien fokuserar på effekter i Nordeuropa (Norden samt Tyskland och Polen).

I huvuddelen av beräkningsfallen har vi tillämpat ett pris på utsläpp av koldioxid för de anläggningar som ingår i EU:s utsläpps rättshandelssystem (där olika prisnivåer har antagits). Vi har dock inte lagt in ett absolut tak för de totala koldioxidutsläppen, utan beräknat effekterna på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa. I ett särskilt beräkningsfall har vi sedan studerat hur effekterna skulle bli om ett utsläppstak tillämpas, men då endast applicerat på utsläppen i norra Europa.

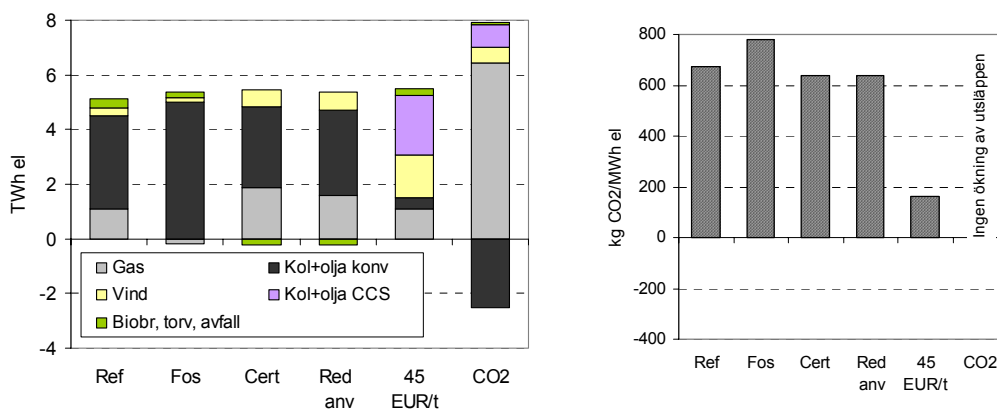
Analyserna visar att förändringar av elanvändningen/elproduktionen i de flesta beräkningsfall ger relativt stora effekter på koldioxidutsläppen i Nordeuropa. (Givet att ett europeiskt utsläpps rättssystem med ett tak för de totala koldioxidutsläppen verkligen tillämpas under hela den studerade perioden så skulle dock de europeiska utsläppseffekterna bli i det närmaste obefintliga.) Det finns dock samtidigt beräkningsfall där effekterna på koldioxidutsläppen i Nordeuropa blir små eller obefintliga, t.ex. då vi antar mycket höga CO₂-priser eller bindande utsläppsmål.

Inget av de studerade beräkningsfallen utgör någon prognos eller gör anspråk på att visa den mest sannolika utvecklingen. Istället visar de olika beräkningsfallen hur effekterna påverkas av olika antaganden om omvärldsförutsättningarnas utveckling. I de beräkningsfall där effekterna på koldioxidutsläppen är stora är effektivisering av elanvändningen och byggande av ny elproduktion med små koldioxidutsläpp värdefullt ur klimatperspektiv. Att effekterna av förändrad elanvändning/elproduktion innehåller mycket kolbaserad elproduktion är i hög grad en konsekvens av att det nordeuropeiska elsystemet, utanför Sverige, idag innehåller mycket av sådan produktion och att elmarknaden i norra Europa i så hög grad är sammanhängande. Förändringar i Sverige ger i stor omfattning effekter på elproduktionen utanför Sverige. Under den analyserade perioden är Sverige enligt beräkningarna nettoexportör av el. Förändringar av elanvändning/elproduktion i Sverige ökar eller minskar i huvudsak denna export. En utmaning för elbranschen i Nordeuropa är att gradvis miljömässigt förbättra den stora volymen

elproduktion, genom att tillföra ny elproduktion med små eller inga koldioxidutsläpp, att minska koldioxidutsläppen från existerande produktion och att bidra till att "onödig" elanvändning undviks. Detta pågår redan och Sverige har redan hunnit långt i det arbetet. På sikt kommer detta också att påverka effekten av förändringar av elanvändningen/elproduktionen.

Målet för projektet har alltså varit att beräkna de långsiktiga effekterna av förändringar av elanvändning/elproduktion. Analysen av den kvantitativa effekten görs med hjälp av modellberäkningar av elsystemets utveckling med, respektive utan, förändringen av elanvändningen/elproduktionen. Effekten utgörs av differensen mellan de båda beräkningsutfallen. Beräkningarna har gjorts med energisystemmodellen MARKAL-NORDIC. I projektet har vi alltså analyserat effekter på elproduktionsmixen och på koldioxidutsläppen av förändringar av både elanvändning och elproduktion. Effekterna av förändringarna har beräknats för olika kombinationer av omvärldsförutsättningar.

Den förändring som studerats bredast är att tillföra ytterligare 5 TWh elanvändning i Sverige. I figurerna nedan redovisas de genomsnittliga effekterna på elproduktionsmixen och på koldioxidutsläppen i Nordeuropa för åren 2009 – 2037 av denna förändring, för ett antal olika kombinationer av omvärldsförutsättningar.



(Kort scenarioförtydligande: "Ref" = Referensantaganden, "Fos" = Högre fossilbränslepriser, "Cert" = Större elcertifikatkvot, "Red anv" = Minskad total elanvändning, "45 EUR/t" = Högre pris på utsläpp av koldioxid, "CO2" = Begränsning av de totala koldioxidutsläppen)

Man kan konstatera att effekten på elproduktionsmixen av en ökad elanvändning i samtliga fall utgörs av en mix av olika elproduktionsalternativ. Schablonbilden "kolkondens på marginalen" har alltså inte visat sig stämma (även om kolkraft i många fall är den dominerande komponenten). Utöver kolkraft täcker också förnybar elproduktion (i form av vindkraft och bio-bränslekraftvärme) och naturgasbaserad elproduktion i de flesta fall delar av den tillkommande elproduktionen. Anledningen till att effekten utgörs av en mix av olika elproduktionsalternativ är att förändringen i sig påverkar elsystemets utveckling, det vill säga både framtida investeringar i ny

kapacitet och utnyttjandet av den befintliga kapaciteten. Påverkan på nyinvesteringarna omfattar generellt inte bara ett kraftslag utan en mix av flera olika.

I flera av beräkningsfallen blir utsläppseffekten av förändringen av storleksordningen 700 kg CO₂ per MWh elanvändning. Om riktigt höga ambitioner förutsätts i klimatpolitiken (uttryckta i form av höga CO₂-priser, 45 EUR/ton CO₂) så blir det mer förnybar elproduktion som tillkommer då elanvändningen ökar. Även här blir dock kolbaserad elproduktion dominerande. Här är dock CO₂-priset så högt så att koldioxidavskiljning och -lagring, CCS, blir kostnadseffektiv. Därmed leder en elproduktionsmix som delvis påminner om de andra beräkningsfallens, till avsevärt mindre koldioxidutsläpp, endast 160 kg CO₂ per MWh elanvändning.

Det svenska elcertifikatsystemet ingår i samtliga beräkningsfall och påverkar hur elsystemet utvecklas. Om förändringar sker i den kvotpliktiga elanvändningen påverkar elcertifikatsystemet också direkt effekten på elproduktionsmixen och därmed också indirekt utsläppen. Om den kvotpliktiga elanvändningen ökar måste en andel av detta, via kvotplikten, täckas med förnybar produktion. Omvänt minskar behovet av förnybar elproduktion om förändringen utgörs av en minskning av kvotpliktig elanvändning. Om icke kvotpliktig elanvändning (t.ex. inom industrin) ändras ger elcertifikatsystemet inte några sådana direkta effekter. Inte heller ger systemet några sådana direkta effekter om den analyserade förändringen utgörs av förändringar av elproduktionen.

I beräkningsfallet då ett tak för de totala koldioxidutsläppen tillämpas (- 20 % till 2020 och - 50 % till 2050) ger inte den tillkommande elanvändningen några effekter på utsläppen. Utsläppstaket begränsade ju redan i utgångsläget de totala koldioxidutsläppen och då ytterligare elanvändning tillförs så måste även den resulterande tillkommande elproduktionens utsläpp rymmas under utsläppstaket. Resultatet blir den mix av elproduktion som visas i figuren ovan för beräkningsfallet "CO₂" (konventionell kolkondens minskar medan gaskraft, kolkraft med CCS och förnybar elproduktion ökar). Detta beräkningsfall visar alltså hur effekterna av ökad användning skulle se ut om det verkligen fanns ett tak för utsläppen från just det system som analysen omfattar. I verkligheten finns ju EU:s utsläppsrättshandelssystem som har ungefär denna uppbyggnad i form av ett utsläppstak, men som omfattar ett avsevärt större system (fler länder och fler sektorer), varför anpassningarna till följd av utsläppstaket mycket väl till stor del kan ske utanför det delsystem som vår analys omfattar. Därför har vi i detta projekt valt att i första hand uttrycka de klimatpolitiska ambitionerna genom ett CO₂-pris.

För att analysera om effekterna av förändringarna är "symmetriska" beräknades också fallet att elanvändningen *minskar* med 5 TWh. Detta gav effekter på elproduktionsmixen som i huvudsak var desamma, men med minskningar istället för ökning för respektive elproduktionsalternativ. Utsläppskonsekvenserna var i det närmaste identiska, även här med minskning istället för ökning. Detta är en tydlig indikation på att resultaten av förändringar kan förväntas vara "symmetriska".

Den tredje förändringen som har analyserats är att tillföra ytterligare 3 TWh elproduktion från naturgaskraftvärme i Sverige. Beräkningarna visar att den elproduktion som ersätts dels utgörs av kolbaserad elproduktion och dels

annan elproduktion som varierar mellan beräkningsfallen (t.ex. naturgasbaserad elproduktion eller vindkraft). Att tillföra 3 TWh naturgaskraftvärme minskar i de analyserade beräkningsfallen de totala utsläppen av koldioxid i Nordeuropa, även om utsläppen i Sverige ökar. Det som ersätts inom och utom landet ger som helhet alltså klart större koldioxidutsläpp än det som den tillkommande naturgaskraftvärmens ger upphov till.

Beräkningarna visar att största delen av effekterna av den förändrade elanvändningen/elproduktionen i Sverige sker utanför Sverige. Med den utformning av styrmedel som föreligger och det sätt som elmarknaden fungerar på så har vi bedömt att det är inom det geografiska området Norden samt Tyskland och Polen ("Nordeuropa") som effekterna av förändringar i Sverige kommer att uppträda. Det är därför just detta område som ingår i den modellbeskrivning som har utnyttjats.

Vi kan avslutningsvis konstatera att vi känner stor trygghet inför den grundläggande principen som har utnyttjats i detta projekt, det vill säga att en viss förändring av elanvändningen/elproduktionen leder till effekter på elproduktionsmixen och utsläpp, och att dessa effekter kan hänföras direkt till denna förändring. Även metodiken för att fastställa effekterna av förändringarna (modellberäkningar av elproduktionens utveckling med, respektive utan den aktuella förändringen) uppfattar vi som logisk och trovärdig. Vi vill samtidigt understryka att utfallet av analysen påverkas av de val av omvärldsförutsättningar som görs. Denna osäkerhet är dock inte begränsad till modellberäkningarna utan är lika tydlig i verkligheten. Förutsägelser om den framtida utvecklingen är helt enkelt förknippad med stora osäkerheter. De stora osäkerheterna kring framtida omvärldsförutsättningar motiverar också att den typ av analyser som gjorts i detta projekt uppdateras med jämna mellanrum i takt med att omvärldsförutsättningarna förändras.

Summary

There is often a need for comparisons of environmental effects of different actions within the energy field. This includes, for instance, assessing the effect of changing the electricity use for appliances, comparing the impact of different heating alternatives for dwellings, and evaluating the effects of introducing new power generating capacity. There exist a number of methods to perform such an environmental evaluation of electricity, e.g. the concept of "average electricity" and "marginal electricity". It is then important whether the change, whose effect or consequence is to be studied, is characterized by a short-term or a long-term perspective. The aim of this project is to, in a more basic way than normally, analyze the long-term effects of changes in electricity use and/or electricity production. We choose to focus on what we believe to be the fundamental issue in this respect, i.e. "what are the actual effects in the electricity system of a specific change in electricity use or production". We concentrate, in particular, on effects on the electricity-generation mix and CO₂ emissions. The changes that we study in this project are relatively large with a long duration in time. Other consequences resulting from related changes in the rest of the energy system (e.g. reduced use of oil due to a switch to heat pumps or electric cars, or environmental effects in other parts of the "energy chain") are not included in the analysis. The study focuses on effects in northern Europe (the Nordic countries together with Germany and Poland).

In the majority of the studied cases a price on the emissions of carbon dioxide has been assumed for the plants which are included in EU:s emission trading scheme (where different price levels have been investigated). We have, however, not applied an absolute emission cap for the total emissions, but instead calculated the effects on the electricity production mix and on the carbon dioxide emissions in northern Europe. In a particular case we have then studied how the effects would look like if such an emission cap was included, but then merely applied on emissions in northern Europe.

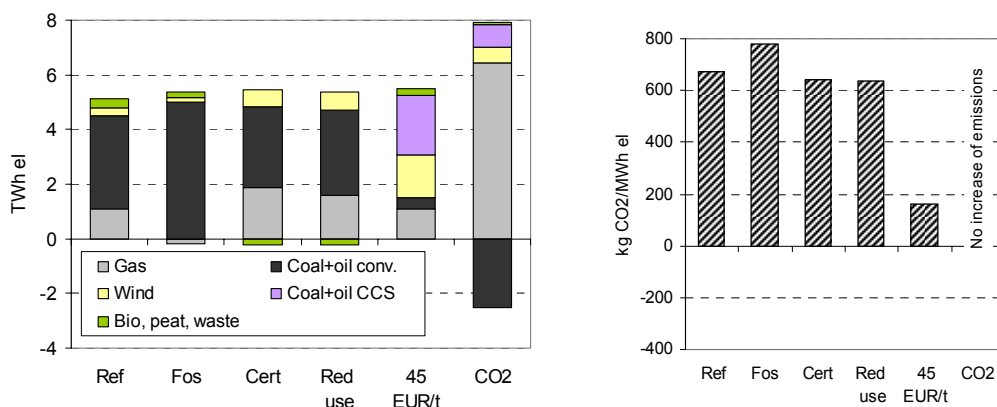
The analyses show that the changes in electricity use and production in most cases lead to relatively large effects on CO₂ emissions in northern Europe. (Assuming that a European emission trading scheme with an emission cap would be in operation during all of the studied period, the European emission consequences would, however, be minimal.) There are, however, some cases where the effects on CO₂ emissions in northern Europe are small or non-existing. Such cases assume, for instance, very high CO₂ prices or binding emission targets.

None of the investigated cases claim to be a forecast or to show the most likely development. Instead, the different cases show how the effects are affected by different assumptions on the development of the boundary conditions. In those cases where the effects on CO₂ emissions are large, electricity end-use efficiency measures and investing in new CO₂-lean electricity production is valuable from a climate point of view. The effects of changes in electricity use and production often comprise a large portion of coal based electricity production. This is due to the fact that the electricity-supply system in Northern Europe, with the exception of Sweden and Norway, today is characterized by a large share of coal-fired generation capacity and that the electricity market in Northern Europe is highly integrated. Changes

that take place in Sweden lead to a large extent to effects on electricity production outside Sweden. The model calculations show that Sweden is a net exporter of electricity during the entire time span investigated. Changes in Swedish electricity use or production do largely affect this export by either an increase or a decrease. A challenge for the electricity business in Northern Europe is to gradually improve the environmental performance of the large volume of electricity supply by adding new generating capacity with small or no CO₂ emissions, by reducing emissions from existing capacity, and by contributing to the avoidance of "unnecessary" electricity use. This is currently in progress and Sweden has already come far in this respect. This will also, in due time, have an impact on the effect of changes in electricity use and production.

As mentioned, the aim of the project has been to estimate the long-term effects of changes in use and production of electricity. The analysis and quantifications of the arising effects are done through model calculations (using the energy systems model MARKAL-NORDIC) of the development of the electricity system, with and without the change in electricity use or production. The effect is simply the difference between the two model calculations. In this way, effects on both electricity generation and on CO₂ emissions have been assessed. The effects have been calculated for different selected input combinations.

The main change that has been in focus during the project is to add a further 5 TWh annually to the total electricity demand in Sweden. In the figures below, the resulting average effects on electricity-generation mix and on CO₂ emissions in northern Europe are shown for the model years 2009-2037. The results are shown for a number of different combinations of input assumptions.



(Short scenario explanation: "Ref" = Reference assumptions, "Fos" = Higher prices on fossil fuels, "Cert" = Larger electricity certificate quota, "Red use" = Lower total use of electricity, "45 EUR/t" = Higher price of carbon dioxide emissions, "CO2" = Limitation of total carbon dioxide emissions)

It may be concluded that the effect of increased electricity use on electricity generation in all cases include a mix of different generation technologies.

Thus, the simplified view that only coal-condensing power is on the margin, is not true. However, coal-fired power is in many cases the major component of the effect. Besides coal also renewables (including both wind and biofuel-based power) and gas are, in most cases, included in the effect on electricity generation. The reason behind the fact that the effect is made up of a mix of different technologies (rather than just one) is that the investigated changes themselves have an impact on the future development of the electricity system. This affects both utilization of existing capacity and investments in new capacities. The impact on new investments includes, generally, not only one generation technology but rather a mix of several technologies.

In several of the investigated cases, the effect on CO₂ emissions of the change discussed here is approximately 700 kg CO₂ per MWh of electricity used. If climate-policy ambitions are assumed to be high (expressed as a high CO₂-price, namely 45 EUR/t), relatively more renewable electricity production is added when electricity use is increased. However, even in this case coal-fired power dominates the resulting effect but is, due to the high CO₂-price, used in combination with CCS (Carbon Capture and Storage). This means that the effect, even though it is rather similar in generation mix to the other cases, implies considerably less CO₂ emissions, only around 160 kg CO₂ per MWh of electricity used.

The Swedish electricity-certificate scheme is included in all model runs and affects the development of the electricity system. If a change occur in electricity use that is obliged to purchase such certificates, the certificate scheme also directly has an impact on the effect on generation mix and, indirectly, on CO₂ emissions. If such electricity use increases, a specified share of that increase has to be compensated with an increase in the generation of electricity certificates. On the other hand, if such electricity use decreases, the need for electricity certificates (and, thus, renewable electricity generation) is accordingly reduced. If electricity use that is not covered by any certificate obligation (e.g. industrial use) is changed, the electricity-certificate scheme will not have the corresponding impact on the resulting effects. This is also valid for changes on the electricity-production side, since the certificate obligation only applies to the demand side.

In the case where an emission cap (corresponding to 20 % reduction by 2020 and 50 % reduction by 2050) is applied to the system covered by the model, an increase in electricity use does not imply any increase in CO₂ emissions. The increase in CO₂ emissions due to increased fossil power generation has to be compensated by a corresponding reduction in emissions elsewhere in the system. The result of this case can also be found in the figures above (see model case "CO₂" which shows that conventional coal power is reduced while coal power combined with CCS, gas power and renewable power is increased). Consequently, this case illustrates the effect of increased electricity use provided that there really is a binding emission target applied to the system that is covered in this study. In reality, the EU emission trading scheme (EU ETS), even though based on the same "cap and trade" principle, includes a far larger system in terms of countries and sectors. Therefore, actions to meet the given emission cap may very well occur outside the system that is covered in our analysis. This also means that we in our model runs prefer to express the European climate-policy ambitions as an exogenously given CO₂-price.

In order to determine whether the effects of the changes are symmetric, the analysis was complemented with a case where the electricity use was reduced by 5 TWh. The result is an effect that largely is similar, both in terms of electricity generation and CO₂ emissions, to the case where electricity use was increased. However, the sign of the effect is, of course, the opposite, i.e. a decrease in generation and emissions. This clearly indicates that the effects of changes in the electricity system can be expected to be symmetric.

The third change that is analyzed here is to increase gas-fired combined heat and power generation in Sweden by 3 TWh (electricity). The model calculations show that the electricity production that is replaced (i.e. reduced utilization in existing capacity and future investments that become "unnecessary") is made up partly of coal-fired generation and partly of other generation whose shares vary between the model cases (e.g. gas-fired generation and wind power). To add 3 TWh gas-fired generation reduces CO₂ emissions in Northern Europe in the model runs, even though emissions increase in Sweden. Thus, the electricity generation that is replaced by 3 TWh of gas power in Sweden is associated with significantly larger CO₂ emissions than those associated with the additional gas-fired combined heat and power generation.

The calculations show that the largest part of the effects of changes in electricity use and production originates from countries outside Sweden. Taking into account the design of the existing policy instruments and the operation of the common power market, our view is that effects of changes in Sweden (in electricity use or production) will occur in the geographical area that covers the Nordic countries together with Germany and Poland. This is why we have chosen a model approach that covers this specific area.

The fundamental principal of the used methodology in this project, i.e. to directly link a specified change in the system (a change in electricity use or production) to an effect on electricity generation and on CO₂ emissions, has been proven to be both consistent and reliable. To assess the link between cause and effect by the aid of an energy-systems model has also shown to be both logical and reliable. At the same time, we wish to emphasize that the outcomes of the analysis are affected by certain input assumptions on e.g. energy and climate policy. Such uncertainty in the results is not confined to the chosen methodology but is very much also a consequence of the complexity of the real system. Predictions on future developments are simply connected with large uncertainties. The large uncertainties related to future conditions are also a reason for regularly updating the analyses performed in this study in pace with the changes in boundary conditions.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Kortfattat om olika synsätt kring miljövärdering av el	1
1.3	Mål för projektet	2
1.4	Rapportens uppbyggnad	2
2	Analysmetod	3
3	MARKAL-NORDIC – Viktiga beräkningsförutsättningar	5
3.1	Energiefterfrågan	5
3.2	Bränslepriser	6
3.3	Styrmedel	8
3.3.1	Skatter	8
3.3.2	Utsläppsrätter för CO ₂	8
3.3.3	Stöd och elcertifikat.....	9
3.4	De övriga länderna	10
3.4.1	Elhandel med grannländerna.....	10
3.5	Elproduktion	10
3.5.1	Kärnkraft	10
3.5.2	Vattenkraft.....	11
3.5.3	Gaskraft	11
3.5.4	Vindkraft.....	12
3.5.5	Biobränslekraftvärme, m.m.	13
3.5.6	CCS (Carbon Capture and Storage).....	14
3.6	Fjärrvärme	15
3.7	Övrigt.....	15
4	Effekter av några utvalda förändringar av elanvändning / elproduktion	16
4.1	En ökad elanvändning med 5 TWh	21
4.2	En minskad elanvändning med 5 TWh	26
4.3	Ytterligare 3 TWh från naturgaskraftvärme.....	28
5	Effekter av en ökad elanvändning vid andra kombinationer av omvärldsförutsättningar	33
5.1	Ökad elanvändning med 5 TWh – högre priser på fossila bränslen	34
5.2	Ökad elanvändning med 5 TWh - högre CO ₂ -pris.....	38
5.3	Ökad elanvändning med 5 TWh - större elcertifikatkvot.....	40
5.4	Ökad elanvändning med 5 TWh - minskad total elanvändning i Nordeuropa	41
5.5	Ökad elanvändning med 5 TWh - begränsning av de totala koldioxidutsläppen i Nordeuropa ("utsläppstak")	42
5.6	Ökad elanvändning med 5 TWh – effekter i Sverige vid de olika beräkningsfallen.....	44
5.7	Ytterligare 3 TWh från naturgaskraftvärme, högre fossilbränslepriser	45
6	Diskussion och slutsatser	49
6.1	Effekter av att tillföra ytterligare elanvändning	49
6.2	Styrmedel påverkar effekterna av förändringar	50
6.3	Effekterna är i huvudsak symmetriska	51
6.4	Effekter av att tillföra ytterligare naturgaskraftvärme.....	52
6.5	Kvalitativ diskussion av några ytterligare fall	53
6.6	Stor del av effekterna utanför Sverige	53

6.7	Avslutande resultatkommentarer	54
6.8	Modellrelaterad diskussion	55
6.8.1	Perfect foresight.....	56
6.8.2	Dynamik	56
6.8.3	Tidsupplösning inom året.....	56
6.8.4	Oförändrade omvärldsförutsättningar	57
6.8.5	Alla förändringar ger upphov till effekter.....	57
6.8.6	Beskrivningen av energiefterfrågan.....	58
Bilaga 1	Marginalbegreppet – finns det internationellt?	59
	Marginal i mekanismen för ren utveckling	59
	Marginal i Norden.....	59
Bilaga 2	MARKAL – metodik och modell	61
	Kort historik	61
	MARKAL och energisystemet	61
	MARKAL-modellens arkitektur	63
	Databasen och indata	64
	Matematisk formulering.....	65
	Nyttan med MARKAL.....	65
	Användningsområden.....	66
	MARKAL-NORDIC	68

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Det finns ofta behov av att jämföra effekterna av olika handlingsalternativ inom energiområdet. Det kan exempelvis gälla att utvärdera effekter av ändrad hushållsel- eller driftelanvändning, att jämföra konsekvenserna av olika uppvärmningsalternativ för småhus eller att bedöma effekterna av att introducera ny elproduktionskapacitet. Då uppstår ofta ett behov av att värdera elens miljöegenskaper. Exempel på principer som då används är medelel och marginalet. (Olika synsätt kring miljövärdering av el diskuteras vidare i avsnitt 1.2 nedan.) I detta projekt har Profu i Göteborg AB, på uppdrag av Elforsk, arbetat vidare med en delvis annorlunda princip, ibland benämnd "dynamisk förändringseffekt". Med vår ansats så är vi inte ute efter att fastställa vad som kortsiktigt ligger på marginalen i elproduktionen. Vi fokuserar istället på det som vi upplever som grundfrågan, det vill säga vilka blir effekterna av en specifik förändring av elanvändningen eller elproduktionen. Principen vidareutvecklas i avsnitt 2.

1.2 Kortfattat om olika synsätt kring miljövärdering av el

Olika kartläggningar har identifierat ett stort antal principer för miljövärdering av el. I Elforskrapporten 06:52 "Marginalet och miljövärdering av el" identifierades åtta olika miljövärderingsprinciper:

- Marginalet, kort eller lång sikt
- Marginalet, utvidgat synsätt, "dynamisk störningseffekt"
- Medelel (Sverige, Norden, Europa, ...)
- "Scenariobunden värdering"
- Avtalsrelaterat, t.ex. ursprungsmärkning och "Bra Miljöval"
- Styrmedelsrelaterat, t.ex. utsläppsrättshandel för koldioxid (CO₂-tak)
- "Historiskt betingat" (vilken el byggdes till vilken användning)
- "Ideologiskt betingat" (t.ex. industrin före elvärme)

Man kan konstatera att det i dagsläget inte finns någon fullständig samsyn kring vilken princip för miljövärdering av el som bör utnyttjas. De flesta, men långt ifrån alla, anser att någon typ av marginalbetraktelse bör ligga till grund för värderingen av konsekvenserna av en ändrad elanvändning (eller en ändrad elproduktion). Miljövärderingsprincip förefaller ofta väljas för att passa det man propagerar för. De som vill ha minskad elanvändning utnyttjar företrädesvis marginaldata för el, medan de som vill ha mer elanvändning tenderar att välja genomsnittsdata. Valet av miljövärderingsprincip för el får helt avgörande effekt på resultaten. Den främsta orsaken till detta är att det i de svenska och nordiska elproduktionssystemen är en så dramatisk skillnad mellan medel- och marginaldata.

Naturligtvis är det inte endast i Sverige som frågor kring miljövärdering av el blir aktuella. Behovet av att beskriva effekter av olika handlingsalternativ inom energiområdet medför att man även i grannländerna måste förhålla sig till dessa frågor. I bilaga 1 redovisas en genomgång av hur man ser på miljövärdering av el internationellt, med fokus på de nordiska grannländerna och inom Klimatkonventionens arbete med projektbaserade mekanismer. Kartläggningen har genomförts av Tobias Persson på Energimyndigheten.

1.3 Mål för projektet

Målet med projektet har varit att på ett mer nyanserat sätt än tidigare ta fram kvantitativa effekter av förändringar av elanvändning eller elproduktion. Resultaten kan exempelvis användas i samband med miljövärdering av el vid sådana förändringar. Kvantifieringen görs genom beräkningar med den så kallade MARKAL-modellen.

Energimyndighetens deltagande i projektet motiveras bland annat av att man för närvarande, våren 2008, arbetar med att ta fram rekommendationer kring miljövärdering av energi. Resultaten från detta projekt utgör ett av flera underlag för de ställningstaganden som man då kommer att göra kring miljövärdering av el.

1.4 Rapportens uppbyggnad

Denna slutrapport från projektet inleds i kapitel 2 med en genomgång av den utnyttjade metodiken. Därefter följer i kapitel 3 en redovisning av de utnyttjade beräkningsförutsättningarna. I kapitel 4 redovisas sedan effekterna av tre förändringar:

- En ökad elanvändning med 5 TWh (+ 2,5 hushållsel, + 2,5 TWh driftel industri)
- En minskad elanvändning med 5 TWh (- 2,5 hushållsel, - 2,5 TWh driftel industri)
- Ytterligare 3 TWh från naturgaskraftvärme

De beräkningar som redovisas i kapitel 4 baseras på de referensantaganden som framgår av kapitel 3. I kapitel 5 redovisas därefter beräkningsresultat som visar effekter av förändrad elanvändning / elproduktion (i huvudsak fallet med ökad elanvändning) vid andra kombinationer av omvärldsförutsättningar:

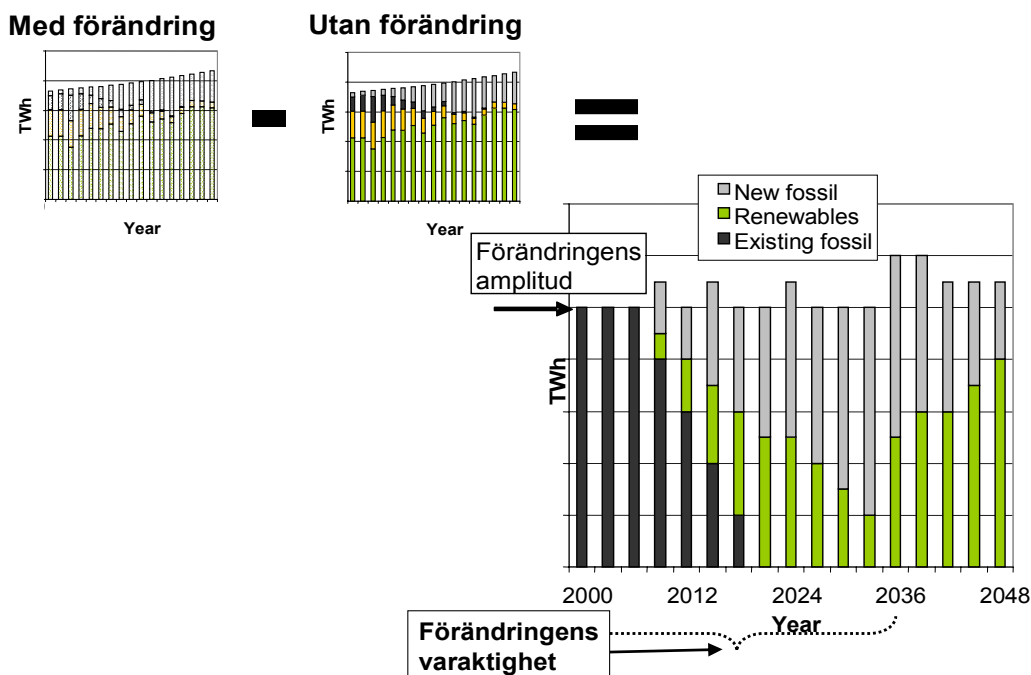
- Högre priser på fossila bränslen (än vid referensantagandena)
- Högre CO₂-pris (än vid referensantagandena)
- Större elcertifikatkvot (än vid referensantagandena)
- Minskad total elanvändning i Nordeuropa (än vid referensantagandena)
- Begränsning av de totala koldioxidutsläppen i Nordeuropa ("utsläppstak")

I kapitel 6 följer sedan en resultatdiskussion och presentation av slutsatser.

2 Analysmetod

I detta avsnitt går vi igenom principerna för analyserna som redovisas i denna rapport. Med vår ansats så är vi inte ute efter att fastställa vad som kortsiktigt ligger på marginalen i elproduktionen. Vi fokuserar istället på det som vi upplever som grundfrågan, det vill säga vilka blir effekterna av en förändring av elanvändningen eller elproduktionen. Man kan uttrycka det som att förändringen är "orsaken", det vi studerar, och effekten är "verkan" av det vi studerar. De förändringar som vi intresserar oss för är relativt stora (några TWh) och har relativt lång livslängd (minst 15 år). De resultat ("effekter") som vi koncentrerar oss på är hur elproduktionsmixen ändras och hur utsläppen av koldioxid påverkas.

Analysen av den kvantitativa effekten görs med hjälp av modellberäkningar med MARKAL-NORDIC av elsystemets utveckling med, respektive utan förändringen av elanvändningen/elproduktionen, principiellt visad i figur 1 nedan. (MARKAL-NORDIC presenteras utförligt i bilaga 2.)



Figur 1 Den långsiktiga förändringen och dess effekter, en principbild

Effekterna av förändringen fastställs alltså genom att först göra en modellberäkning över elproduktionssystemet utan den aktuella förändringen, "basfallet" och därefter en motsvarande beräkning av elproduktionssystemet

där förändringen ingår, "förändringsfallet". Skillnaden i utfall mellan de båda beräkningarna kan därmed entydigt hänföras till den studerade förändringen. Effekterna identifieras genom att subtrahera utfallet i det ena beräkningsfallet från det andra (förändringsfallet – basfallet). Beräkningarna har alltså gjorts med MARKAL-modellen, en välkänd internationellt använd energisystemmodell (se bilaga 2). Den beräknar den mest kostnadseffektiva utvecklingen av energisystemet, givet ett antal energibehov. Vi utnyttjar MARKAL-NORDIC, med en databas som beskriver hela de stationära energisystemen i de nordiska länderna (Sverige, Danmark, Norge och Finland) samt elproduktionssystemen i Tyskland och Polen. När effekterna av olika förändringar identifieras är det alltså, om inget annat sägs, detta område som avses. Modellen beskriver perioden 2002 till 2051 och resultat erhålls för vart sjunde år under denna period.

De effekter av förändringar som identifieras med den metodik som används i detta projekt utgörs både av att det existerande elproduktionssystemet körs på ett annat sätt och att elproduktionen byggs ut på ett annat sätt. Metodiken kan alltså ses som en utvidgad marginalansats där effekten förenklat uttryckt utgörs av kombinationen av driftmarginalen och utbyggnadsmarginalen. I engelskspråkig litteratur benämns detta "operating margin" och "build margin"¹.

I avsnitt 6.8 redovisas en modellrelaterad diskussion med en beskrivning av några viktiga modell- och metodkaraktäristika och hur dessa kan inverka på slutresultaten.

¹ Se t.ex. Hanson C. (World Resource Institute 2006), "Estimating avoided emissions achieved through renewable electricity"

3 MARKAL-NORDIC – Viktiga beräkningsförutsättningar

I detta avsnitt följer en sammanställning över ett antal utvalda och viktiga beräkningsförutsättningar i MARKAL-NORDIC. Några av dessa förutsättningar har lagts fast i samarbete med Energimyndigheten (inför Kontrollstation 2008) medan andra har varit fastlagda sedan en längre tid tillbaka i databasen. Förutsättningarna beskriver referensfallet i våra beräkningar. Som ett led i analysarbetet har vissa av dessa förutsättningar ändrats mellan de olika beräkningsfallen. De beräkningsförutsättningar som redovisas i detta avsnitt kan sägas beskriva ett "business as usual"-fall. Exempelvis utgår vi från de styrmedel som tillämpas idag. Vi har här inte tagit med eventuella kommande styrmedel, t.ex. som en följd av EU:s "2020/20/20/20-mål".

3.1 Energiefterfrågan

I beräkningarna har vi utgått från en given energibehovsprognos levererad av Energimyndigheten. Denna återfinns i komprimerad form i Tabellerna 1 och 2.

Inom bostäder och service fördelar sig energianvändningen på värme och hushållsel/driftel. Värmebehovet är på förhand givet medan energibärarna för att tillgodose värmebehovet är ett modellresultat. Värmen kan genereras med t ex olja, naturgas, el, värmepumpar, fjärrvärme och pellets. Behovet av hushållsel/driftel kan naturligtvis endast täckas med energibäraren el.

Tabell 1 Energibehov inom bostäder, service och jordbruk (TWh). "Värme" uttrycks som nyttig energi.

		2004	2015	2025
Bostäder	Hushållsel	19,5	21,4	23,4
	Värme	65,6	66,5	65,0
Lokaler	Driftel	24,7	26,8	28,1
	Värme	23,8	24,4	24,6
Övrigt	Driftel	4,9	5,1	5,2

För industrins energibehov skiljer modellen på substituerbar energi och icke-substituerbar energi. Koks, lätt eldningsolja, gasol, processvärme och fjärrvärme beskrivs som icke-substituerbara energibärare vars behov anges exogent enligt Tabell 1. Däremot antas kol, naturgas, tung eldningsolja och bibränslen vara substituerbara bränslen som används för att generera processvärme (inklusive ånga). Användningen av de substituerbara bränslena inom industrin är m a o ett modellresultat. El är både en substituerbar (i elpannor för att generera processvärme) och en icke-substituerbar (driftel för t ex motorer, pumpar och dylikt) energibärare.

Processvärmebehovet är beräknat utifrån de av Energimyndigheten tillhandahållna behovsprognoserna för kol, koksugns gas, masugns gas, naturgas, tung

eldningsolja, biobränslen och el för elpannor, samt egna antaganden om verkningsgrader för att generera processvärme.

Tabell 2 Industrins energibehov (TWh)

	2004	2015	2025
Koks	8,1	8,9	9,4
Lätt eldningsolja	2,9	3,1	3,1
Gasol	5,0	5,2	4,0
Processvärme	71,0	84,2	95,0
El (exkl elpannor)	55,3	60,9	64,4
Fjärrvärme	4,7	5,6	6,1

Energibehoven har antagits vara desamma efter 2025, det vill säga till och med modellår 2051.

Den totala elanvändningen i Sverige och i Norden är, som antytts tidigare, delvis ett beräkningsresultat och bestäms inte fullt ut på förhand. Ett typiskt beräkningsresultat för den totala nordiska elanvändningen visas i Tabell 3 (resultaten i denna tabell ändras med andra ord beroende på förutsättningarna i projektets olika beräkningsfall).

Tabell 3 Elanvändningen i Norden, inkl. förluster, år 2016 och 2023 (TWh)

	2016	2023
Sverige	152	158
Danmark	43	45
Norge	141	145
Finland	99	105
Totalt	435	453

I detta projekt har vi också med ett alternativt beräkningsfall med en elförbrukningsutveckling som är väsentligt lägre än den som antas i referensfallet (t ex som en följd av EU:s energieffektiviseringsdirektiv). Detta för att se hur effekterna av en förändring av elanvändningen eller elproduktionen påverkas av den totala elanvändningens nivå.

3.2 Bränslepriser

De fossila bränslepriserna återfinns i Tabell 4 och biobränslepriser och -potentialer återfinns i Tabell 5. Generellt har priserna antagits vara i princip konstanta efter 2025. Däremot har potentialerna för biobränslen fortsatt öka även efter 2025 i modellen.

Tabell 4 Priser på fossila bränslen (SEK/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt). Källa: Energimyndigheten, "Kontrollstation 2008", 2007

	2004	2015	2025
Kol	51	47	50
Tung eldningsolja	158	197	216
Lätt eldningsolja	190	221	239
Naturgas	115	139	154

Till importpriserna (exklusive skatter) på de fossila bränsleslagen tillkommer ett antal distributionspåslag beroende på användare. För kolet tillkommer t ex 10 SEK/MWh i kolhamnen. För naturgasen tillkommer t ex omkring 20 SEK/MWh i transmissionskostnad för nya gasledning (något mindre i existerande svenska gasledningar och då räknat som en rörlig transportkostnad). Därmed blir gaspriset fritt ett kraftvärmeverk omkring 160 SEK/MWh år 2015 inklusive transmission. För industriell användning och användning inom bostäder och service tillkommer ytterligare distributionskostnader. (För Norges del antas gaspriset vara 10 SEK/MWh lägre (än i Tabell 4) vid den norska fastlandsgränsen. Dessutom antas att ingen transportkostnad tillkommer för användning i gaskondenskraftverk på norska Vestlandet. För användning i norska kraftvärmeverk förutsätts dock en gasinfrastruktur med tillhörande investeringskostnader.) I ett alternativt beräkningsfall har vi gjort beräkningar av effekten av förändringar för en situation med väsentligt högre priser på fossila bränslen.

Tabell 5 Biobränslepriser och -potentialer. Källa Energimyndigheten, "Kontrollstation 2008", 2007 samt Profus bedömningar av maxpriset på biobränsle år 2015 och 2025 och Profus antagande om obegränsad import

Bränslepris (SEK/MWh)	2004			Potential (TWh per år)	
	2004	2015	2025	2015	2025
Avlutar	15	15	15	50	57
Skogsbränsle, industri	79	94	109	18	18
Ved, hushåll	15	15	15	12	12
Skogsbränsle, låg	94	129	160	10	15
Skogsbränsle, hög	136	186	220	14	22
Skogsbränsle, import, m.m.	150	190	225	obegränsad	obegränsad
Energiskog	116	158	203	3,5	6
Torv	113	128	141	4	4
Brännbart avfall¹	-100	-100	-100	20	24

1) Bränslepriset inkluderar mottagningsavgift

För biobränslen antas inga ytterligare påslag tillkomma för användaren. Undantaget från denna regel utgör pellets för enskild uppvärmning där påslaget är omkring 200 SEK/MWh.

3.3 Styrmedel

3.3.1 Skatter

I samtliga beräkningar har de viktigaste existerande och i senaste Budgetpropositionen föreslagna energi- och klimatpolitiska styrmedlen i Sverige tagits med. Ambitionen är med andra ord att spegla styrmedels-situationen fr o m den 1/1 2008 (respektive fr o m den 1/7 2008 för sänkningen av CO₂-skatten för fjärrvärmeproduktion, se nedan). Detta inkluderar koldioxid- och energiskatter på fossila bränslen samt elskatt. Svavelskatter och NO_x-avgifter ingår generellt ej i beskrivningen. Det enda undantaget är svavelskatten på torv, motsvarande 18 SEK/MWh torv.

Koldioxidskatten antas ligga på 101 öre/kg koldioxid för enskild användning, 95 öre/kg koldioxid för fjärrvärmeproduktion med hetvattenpannor samt 15 öre/kg för industrin och fjärrvärmeproduktion med kraftvärmeverk. Vi har med andra ord valt att inkludera Budgetpropositionens förslag om en 6-procentig sänkning av koldioxidskatten (fr o m 1/7 2008) för anläggningar som ingår i EU:s handelssystem för utsläppsrätter². Däremot har vi valt att inte inkludera förslaget om en fortsatt nedsättning fr o m 1/1 2010 eftersom, med tanke på tidsperspektivet, detta förslag känns som mer osäkert. En generell utgångspunkt i modellansatsens referensantaganden är att endast inkludera beslutade nivåer på skatter och stöd. Elproduktion är befriad från CO₂- och energiskatter.

Exempel på energi- och koldioxidskatter visas i Tabell 6.

Tabell 6 Skatter på bränslen för värmeproduktion samt på el, 2008-01-01 (SEK/MWh). Källa Energimyndigheten, "Prisblad för biobränslen, torv, m.m. nr 2 / 2007" samt Budgetpropositionen 2007/08:1.

	Energiskatt	Koldioxidskatt
Tung eldningsolja	71	274
Lätt eldningsolja	76	291
Kol	43	333
Naturgas	22	195
El för hushåll och service (södra Sverige)	270	

3.3.2 Utsläppsrätter för CO₂

I samtliga beräkningsfall finns även EU:s utsläppsrättssystem för koldioxid med. Eftersom vår modell inte omfattar hela EU:s energisystem så har vi studerat utsläppsrättssystemet på två sätt, antingen genom ett pris på koldioxidutsläpp eller genom ett tak för de totala utsläppen från elproduktionen i Nordeuropa. Då specifika prisnivåer förutsätts så ansätts dessa exogent. I detta projekt antas CO₂-priset 20 EUR/t genom hela beräkningsperioden. Detta är i huvudsak överensstämmande med referens-

² För industrianläggningar utanför handelssystemet gäller en fortsatt 79-procentig nedsättning vilket innebär 21 öre/kg koldioxid.

fallet i Kontrollstation 2008. Vi har också, som ett alternativt beräkningsfall, valt att studera en situation med CO₂-priset 45 EUR/t. Det ingår dock alltså inte något absolut tak för koldioxidutsläppen i dessa beräkningar. Vi studerar alltså istället effekterna av förändringar i Nordeuropa vid det antagna CO₂-priset. Orsaken är att vi inte helt vill låsa oss vid konsekvenserna av ett specifikt styrmedel, utsläppsrättshandel, utan snarare se på konsekvenser av att koldioxidutsläpp kostar. Det skulle i framtiden alternativt kunna ske genom t.ex. en generell koldioxidskatt inom de områden som idag omfattas av utsläppsrättshandeln. Samtidigt är de förändringar som vi studerar mycket små i perspektivet av EU:s totala utsläppsrättshandelssystem och det är inte självklart att man entydigt kan fastställa att t.ex. en ökning av koldioxidutsläppen i Nordeuropa verkligen balanseras av minskningar någon annanstans inom utsläppshandelssystemet. I ett av beräkningsfallen har dock ett tak för de totala koldioxidutsläppen tillämpats. Där införs ett tak för utsläppen från den del av det Nordeuropeiska energisystemet som ingår i vår modellbeskrivning.

För existerande anläggningar är antagandet att storleken på tilldelningen av utsläppsrätter inte påverkar driften av anläggningarna. Driftoptimeringen görs utifrån priset på utsläppsrätter. (Tilldelningen ges ju oberoende av hur anläggningen körs. Om utsläppsrätterna inte används för den egna anläggningen har de ju en alternativintäkt genom att de kan säljas på en marknad.) I beräkningarna har vi inte räknat med någon tilldelning till nya anläggningar. Det motsvarar ett auktionsförfarande³.

3.3.3 Stöd och elcertifikat

Det svenska elcertifikatsystemet är inkluderat som ett produktionsmål i TWh. Vi har utgått från att 6,5 TWh var certifikatberättigade vid systemets introduktion i maj 2003. Detta innebär att produktionsmålet för 2010 är satt till 16,5 TWh, d v s 10 TWh ny kraft tillkommer. Efter modellår 2011 fasas den existerande småskaliga vattenkraften ut ur systemet eftersom huvuddelen av denna antas ha tagits i drift före 2003⁴. Detta motsvarar 1,8 TWh per år. På motsvarande vis sänks elcertifikatkvoten med 1,8 TWh. Detta betyder att produktionsmålet i modellansatsen är 21,7 TWh år 2016 vilket innebär en ytterligare höjning på 7 TWh sedan 2010 minus de 1,8 TWh småskalig vattenkraft som fasats ut. Ingen annan utfasning ur systemet beaktas i denna analys. Produktionsmålet antas vara konstant efter 2016 t o m 2030 då systemet upphör helt. I ett alternativt beräkningsfall har vi analyserat effekterna av förändringar i ett läge med större omfattning på elcertifikatsystemet (större elcertifikatkvot).

Miljöbonusen för vindkraft antas vara helt utfasad vid modellåret 2009 för landbaserad vindkraft medan bonusen för havsbaserad vindkraft antas vara i

³ Därmed har vi också, i någon mån, underskattat viljan till nyinvesteringar i fossila anläggningar eftersom nya anläggningar i verkligheten får en stor andel utsläppsrätter genom gratis tilldelning. Detta gäller dock enbart fram till 2012, d v s endast en mycket kort del i en ny anläggnings totala livslängd. Därmed torde vårt antagande om auktionsförfarande även före 2012 ha liten betydelse.

⁴ Ny småskalig vattenkraft är dock berättigad till elcertifikat men potentialen från sådana nya projekt antas vara mycket begränsad.

bruk t o m 2009 på nivån 12 öre/kWh. Därefter tas stödet bort helt i beräkningsförutsättningarna.

3.4 De övriga länderna

MARKAL-NORDIC inkluderar, förutom det stationära energisystemet⁵ i Sverige, även detaljerade beskrivningar av de stationära energisystemen i Norge, Danmark och Finland. För Tyskland och Polen ingår en något förenklad beskrivning av respektive lands elproduktionssystem.

Modellbeskrivningen omfattar ett antal viktiga energi- och koldioxidskatter samt stöd även för de tre övriga nordiska länderna och beskriver läget fr.o.m. 1/1 2006 (1/7 2005 för Finland). Stödet som inkluderas avser i huvudsak vindkraft och antas fasas ut under de kommande 15-20 åren.

De övriga nordiska länderna omfattas också av EU:s utsläppsrättssystem, eller något motsvarande styrmedel som ger ett CO₂-pris, i beräkningarna. Detta gäller även modellbeskrivningen för det tyska och polska elproduktionssystemen. För Tysklands och Polens del ingår även nuvarande subventioner för vindkraft. För övrigt ingår dock inga skatter eller andra stöd för dessa två länder.

De antagna bränslepriserna (förutom vissa transmissions- och distributionspåslag) och vissa centrala teknikdata (kostnader och prestanda) är gemensamma för samtliga i modellen beskrivna länder.

3.4.1 Elhandel med grannländerna

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Om det är ekonomiskt lönsamt så finns dock i modellbeskrivningen en möjlighet att förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar. Det finns inget kapacitetstak för nyinvesteringar i elöverföring mellan något av de i modellen ingående länderna.

Dessutom ingår i modellen en importmöjlighet från Ryssland in till Finland. Denna import ligger på 13 TWh/år från och med modellår 2009 och antas vara så pass billig så att den alltid utnyttjas.

3.5 Elproduktion

Här följer några viktiga antaganden angående den nordeuropeiska elproduktionen i allmänhet samt den svenska produktionen i synnerhet.

3.5.1 Kärnkraft

De svenska existerande kärnkraftverken antas ha en teknisk livslängd på 60 år. Därefter stängs de svenska verken av. Inga nya reaktorer får byggas i Sverige.

⁵ Med det stationära energisystemet avser vi här el- och fjärrvärmesystemen samt slutlig energianvändning inom hushåll, service och industrin. Transportsektorn är m a o exkluderad.

Effekthöjningsprogrammen i Sverige antas leda till något ökad produktion i kärnkraftverken enligt Tabell 7. Effekthöjningarna är inlagda som redan beslutade investeringar och betraktas därmed som "sunk costs" i modellen. Detta gäller även den femte reaktorn i Finland som beräknas leverera el under 2009. I Finland tillåts man dessutom i modellen att från och med modellår 2023 investera i en sjätte reaktor om det visar sig ekonomisk lönsamt. I Finland tillåts också investeringar i kärnkraft för att ersätta de reaktorer vars livslängd gått ut. I Tyskland antas kärnkraften följa den utfasning som den förra regeringen kom överens med kraftindustrin om. Detta betyder att kärnkraften i Tyskland är helt borta från och med modellår 2030. Ingen av de övriga ingående länderna förutsätts kunna bygga kärnkraft.

Tabell 7 Installerad effekt och förväntad årsproduktion för de svenska kärnkraftverken. (Uppgifter om installerad effekt och förväntad årsproduktion har levererats av Energimyndigheten)⁶

		2004	2009	2016	2023	2030
Referensfall (60 års livslängd)	Installerad effekt (GW)	9,48	9,47	10,08	10,08	10,08
	Beräknad årsproduktion (TWh)	68	68	72,4	72,4	72,4

3.5.2 Vattenkraft

I beräkningarna antas att endast 0,5 TWh ny vattenkraft kan tillkomma i Sverige utöver det som finns idag. Vi gör antagandet att hela denna potential utgörs av effekthöjningar i existerande storskalig vattenkraft vilket möjliggör elcertifikatintäkter.

I Norge kan ny vattenkraft motsvarande omkring 10 TWh tillkomma till och med modellår 2023, förutsatt att modellen finner dessa investeringar lönsamma.

3.5.3 Gaskraft

Från och med modellår 2009 antas gaskraftvärme i såväl Göteborg som Malmö leverera el till elnätet (och fjärrvärme till respektive fjärrvärmesystem). Tillsammans med övrig gaskraftvärme utgör därmed den samlade redan existerande eller redan beslutade installerade kapaciteten av gaskraftvärme i Sverige omkring 0,9 GW. I Norge förutsätter beräkningarna att ett gaskondenskraftverk på 420 MW uppförts på Vestlandet från och med

⁶ Fr o m 2006 ingår ej längre Barsebäck i produktionssystemet vilket innebär att den samlade svenska kärnkraftkapaciteten det året uppgick till omkring 9 GW. Detta innebär att de förmodade effekthöjningarna i de återstående reaktorerna mellan 2006 och modellår 2016 uppgår till ca 1 GW. En del av effekthöjningarna antas vara genomförda modellår 2009 varför den installerade kapaciteten det året är i det närmaste identisk med kapaciteten i 2004 då fortfarande Barsebäck II ingick i produktionen.

modellår 2009. Ytterligare gaskraft i Norden kan i modellberäkningarna tillkomma genom nyinvesteringar.

Typiska indata för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion presenteras i Tabell 8 nedan.

Tabell 8 Typiska data för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion

	Investering	Fast D&U	Rörlig D&U	Verkningsgrad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Kondenskraft	6000 SEK/kW el	40 SEK/kW el	15 SEK/MWh el	57	-	21
Kraftvärme	7000 SEK/kW el	70 SEK/kW el	20 SEK/MWh el	50 (el)	1,2	21

3.5.4 Vindkraft

I tabell 9 respektive tabell 10 återfinns de 21 klasser (12 st på land och 9 till havs) av vindkraft i Sverige som används som indata till MARKAL-NORDIC. Varje vindkraftklass är beskriven med en investeringskostnad, en utnyttningstid över året samt en potential i MW. Därutöver antar vi en generell D&U-kostnad på 90 SEK/MWh el för landbaserade verk och 180 SEK/MWh el för havsbaserade verk. I modellen är dessa D&U-kostnader omräknade till en fast, årlig kostnad.

Tabell 9 Klassindelning på land tabulerad (de värden som använts i modellbeskrivningen är medelvärdena för såväl investeringskostnaden som utnyttningstiden)

		Intervall fullasttimmar [h]			
		1750-2700	2700-2900	2900-3200	3200-3600
		Viktat genomsnitt fullasttimmar [h]			
		2360	2770	3030	3290
Intervall investeringskostnad [MSEK/MW]	12.25-13	7 997 MW	1 580 MW	1 923 MW	114 MW
	13-13.25	80 373 MW	11 020 MW	4 561 MW	354 MW
	13.25-31	96 144 MW	4 822 MW	2 273 MW	235 MW
Viktat genomsnitt investeringskostnad [MSEK/MW]		12.4	13.2	13.5	

Tabell 10 Klassindelning till havs tabulerad (de värden som använts i modellbeskrivningen är medelvärdena för såväl investeringskostnaden som utnyttjningstiden)

		Intervall fullasttimmar [h]				
		1700-2750	2750-3100	3100-3350		
		Viktat genomsnitt fullasttimmar [h]				
		2600	2880	3210		
Intervall investeringskostnad [MSEK/MW]	15-16.7	Viktat genomsnitt investeringskostnad [MSEK/MW]	15.8	226 MW	320 MW	0 MW
	16.7-18		17.5	2 913 MW	2 870 MW	878 MW
	18-24.5		19	4 329 MW	3 966 MW	1 053 MW

3.5.5 Biobränslekraftvärme, m.m.

Ny biobränslebaserad kraftproduktion kan ske i en lång rad olika tekniker och olika storleksutföranden omfattande bl a konventionella kraftvärmeverk, IGCC-anläggningar (Integrated Gasification Combined Cycles), sodapannor (med och utan förgasning), biogasmotorer samt multifuelanläggningar som kan sameldas med torv och kol. De huvudsakliga begränsningarna för biobränslebaserad kraft relateras till bränslepriser och -resurserna samt fjärrvärmeunderlaget. Typiska data för ett par konventionella biobränslekraftvärmeverk återfinns i tabell 11. Med rökgaskondensering, vilket förutsätts för dessa anläggningar, landar totalverkningsgraden på omkring 110% räknat på det undre värmevärdet.

Tabell 11 Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i två storleksutföranden

	Investering	Fast D&U	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
Stort verk (> 50 MW el)	21000 SEK/kW el	220 SEK/kW el	35 SEK/MWh	32 (el)	0,41	21
Litet verk (<50 MW el)	26000 SEK/kW el	310 SEK/kW el	60 SEK/MWh el	28 el)	0,36	21

För biobränslebaserade tekniker antas generellt ingen reduktion av investeringskostnaderna över tiden med undantag för IGCC-anläggningar.

I modellbeskrivningen ingår även avfallsbaserad kraft- och värmeproduktion. Trots höga investeringskostnader så är detta generellt ett mycket lönsamt

alternativ på grund av de negativa bränslekostnaderna (tack var mottagningsavgifterna).

I modellbeskrivningen för Tyskland och Polen är bibränslemöjligheterna långt mer begränsade än för de nordiska länderna (även i Norge är möjligheterna tämligen begränsade på grund av det relativt begränsade fjärrvärmeunderlaget även på längre sikt). Vi antar i beräkningarna att bibränsle kan användas i sameldning i såväl existerande moderna som nya stenkolskraftverk med en maximal inblandning på mellan tio och tjugo procent räknat i energienheter. För Tysklands del tillkommer dessutom bibränsleledad kraftvärme med en på förhand antagen utbyggnad över tiden.

3.5.6 CCS (Carbon Capture and Storage)

Avskiljning och deponering av CO₂ finns med som en option för att väsentligt minska utsläppen från vissa fossila kraftslag i samtliga modellerade länder. CCS är i modellbeskrivningen inkluderad som tilläggstekniker som kan adderas till "konventionella" kraftverk. För CCS-anläggningar antas en avskiljningsgrad på 90 % samt en minskning av elverkningsgraden med typiskt 9 %-enheter jämfört med ett konventionellt kolkraftverk. Kostnadsantagandena rörande CCS i MARKAL-NORDIC bygger i allt väsentligt på två referenser från IPCC⁷ och IEA⁸. Typiska CCS-kostnader visas i tabell 12 (kostnaderna är beroende på bl.a. kalkylränta, bränslepris, CO₂-pris mm). Vi har dessutom antagit att lagringspotentialen är i det närmaste oändlig för de modellerade länderna. Man ska dock komma ihåg att det i nuläget råder tämligen stora osäkerheter beträffande kostnader och potentialer för CCS i samband med kraftproduktion. Detta eftersom det helt enkelt saknas kommersiell erfarenhet.

Tabell 12 Exempel på typiska merkostnader för CCS i anslutning till stora kondenskraftverk.

	CO ₂ -avoidance cost (SEK/kg) ¹	Merkostnad för elproduktion ² (SEK/MWh el)	Transport och lagring av CO ₂ (SEK/kg CO ₂) ³
Kolkraft (pulverpanna)	~ 0,20	~ 150	0,04-0,09
Gaskraft (NGCC)	~ 0,30	~ 100	0,04-0,09

1) "CO₂-avoidance cost" är definierad utifrån merkostnaden för CCS-anläggningen (jmfrt med en konventionell motsvarighet) och den utsläppsminskning som därvid uppnås.

2) Här ingår inte transport och lagring av CO₂. Detta tillkommer i nästa kolumn.

3) Generellt antas att Sverige och Finland har längre avstånd till lämpliga lagringsplatser och, därmed, högre transportkostnader än Norge och Danmark.

⁷ Källa: IPCC 2005): "IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage", Cambridge University Press, ISBN-13 978-0-521-86643-9

⁸ Källa: IEA 2004): "Prospects for CO₂ Capture and Storage", ISBN 92-64-10881-5

3.6 Fjärrvärme

Den slutliga fjärrvärmeanvändningen är, på samma sätt som delvis elanvändningen, ett modellresultat där fjärrvärmen konkurrerar med andra uppvärmningsformer. För de nordiska länderna i modellen gäller att fjärrvärmen är indelad i två olika klasser beroende på värmetetthet. Användargrupper som antas ha hög värmetetthet är t ex servicesektorn och flerfamiljshus. Här är nät- och distributionskostnaderna relativt sett lägre än för användargrupper som karaktäriseras av låg värmetetthet, t ex småhus. Som nämnts tidigare så saknas en beskrivning av fjärrvärmen helt för Tyskland och Polen i modellen.

Fjärrvärme kan produceras med en lång rad olika tekniker och bränslen, t ex spillvärme, värmepumpar, avfallsvärme, gas- och biobränslevärme. En viktig koppling mellan elsystemet och fjärrvärmesystemet finns i kraftvärmeproduktionen.

Tabell 13 visar två exempel på typiska kostnader att producera fjärrvärme i värmeverk.

Tabell 13 Typiska kostnader och prestanda för hetvattenproduktion inom fjärrvärmen.

	Investering (SEK/kW värme)	Fast D&U (SEK/kW värme)	Rörlig D&U (SEK/MWh värme)	Verknings- grad (%)	Livslängd (år)
Naturgas	1450	22	20	90	21
Biobränsle	4000	100	25	88	21

3.7 Övrigt

Kalkylräntan är satt till 6 procent (realt) och kronkursen antas vara 9 SEK=1EUR. För huvuddelen av teknikerna inom el- och fjärrvärmeproduktion antas en ekonomisk livslängd på 21 år. Undantag är t ex ny vattenkraft (42 år) och ny kärnkraft i Finland (35 år). I modellbeskrivningen görs ingen skillnad på teknisk och ekonomisk livslängd.

Kolanvändningen i Sverige antas vara begränsad för el- och fjärrvärmeproduktion till 10 TWh per år vilket ungefär motsvarar användningen under inledningen av 2000-talet (denna begränsning i modellbeskrivningen har tillkommit i samråd med Energimyndigheten). Detta är en viktig begränsning eftersom kolet annars tenderar att få större genomslag i beräkningarna på grund av låga bränslekostnader, även om man inkluderar utsläppsrättshandel med inte "alltför höga" CO₂-priser.

4 Effekter av några utvalda förändringar av elanvändning / elproduktion

I detta avsnitt redovisar vi effekterna av tre förändringar:

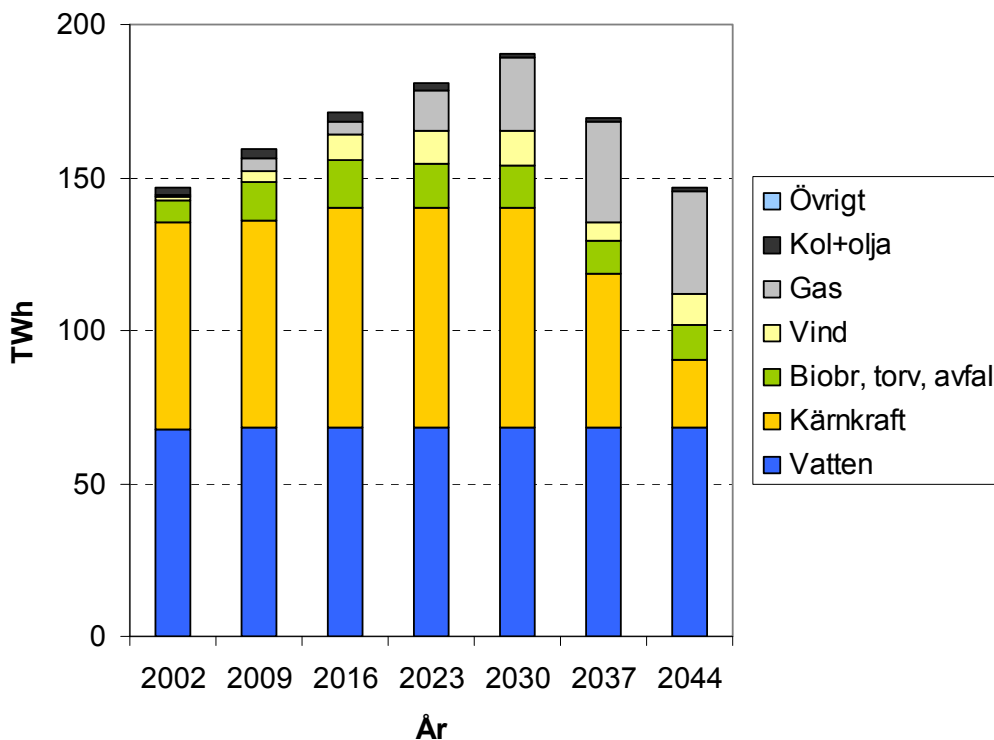
- En ökad elanvändning med 5 TWh (+ 2,5 hushållsel, + 2,5 TWh driftel industri)
- En minskad elanvändning med 5 TWh (- 2,5 hushållsel, - 2,5 TWh driftel industri)
- Ytterligare 3 TWh från naturgaskraftvärme

Förändringarna antas ske i Sverige. Effekterna, däremot, kan uppkomma även utanför landets gränser (vilket vi kommer att kunna se längre fram i rapporten). De effekter som vi intresserar oss för i detta projekt är förändringen av elproduktionsmixen och utsläppen av koldioxid. Det finns naturligtvis en mängd andra effekter som kan uppträda som en konsekvens av förändringarna, t.ex. utsläpp av andra ämnen än koldioxid, påverkan på biodiversitet och kostnaderna för elproduktionen. Det är inte den använda metodiken som sätter gränserna för vilka effekter som analyseras, utan vilka frågor man väljer att intressera sig för samt tillgången på data i den utnyttjade beskrivningen av energisystemen.

De aktuella förändringarna har valts eftersom de visar effekter av förändringar av både elanvändning (både ökning och minskning) och elproduktion. Beräkningarna har här gjorts med de referensantaganden som redovisas i avsnitt 3 ovan. Referensfallet kan ses som ett "business as usual"-fall, där vi t.ex. utgår från dagens styrmedel. Vi har här t.ex. inte tagit med styrmedel som skulle kunna bli en följd av EU:s "2020/20/20/20-mål". Referensfallet skall inte ses som en prognos eller som det mest sannolika beräkningsfallet. I avsnitt 5 nedan redovisas effekterna av förändrad elanvändning och elproduktion med andra kombinationer av omvärldsförutsättningar. Inte heller bland dessa återfinns något fall som gör anspråk på att utgöra en prognos. Läsaren kan själv göra sig en bild av vilken utveckling som bedöms vara den man tror mest på och därigenom vilka resultat som kan sägas vara de mest relevanta.

I samband med en analys av effekterna av en förändring är det viktigt att inse att elproduktionssystemet utvecklas både helt oberoende av den aktuella förändringen och som en följd av den aktuella förändringen. Den "underliggande" utvecklingen beror både på ökad efterfrågan och att existerande anläggningar fasas ut, antingen beroende på att de blir för gamla, att de blir oekonomiska att driva eftersom de utnyttjar dyra bränslen, eller till följd av politiska beslut. Figurerna 2-4 visar elproduktionens "underliggande utveckling" (dvs. utvecklingen utan de analyserade förändringarna) inom tre

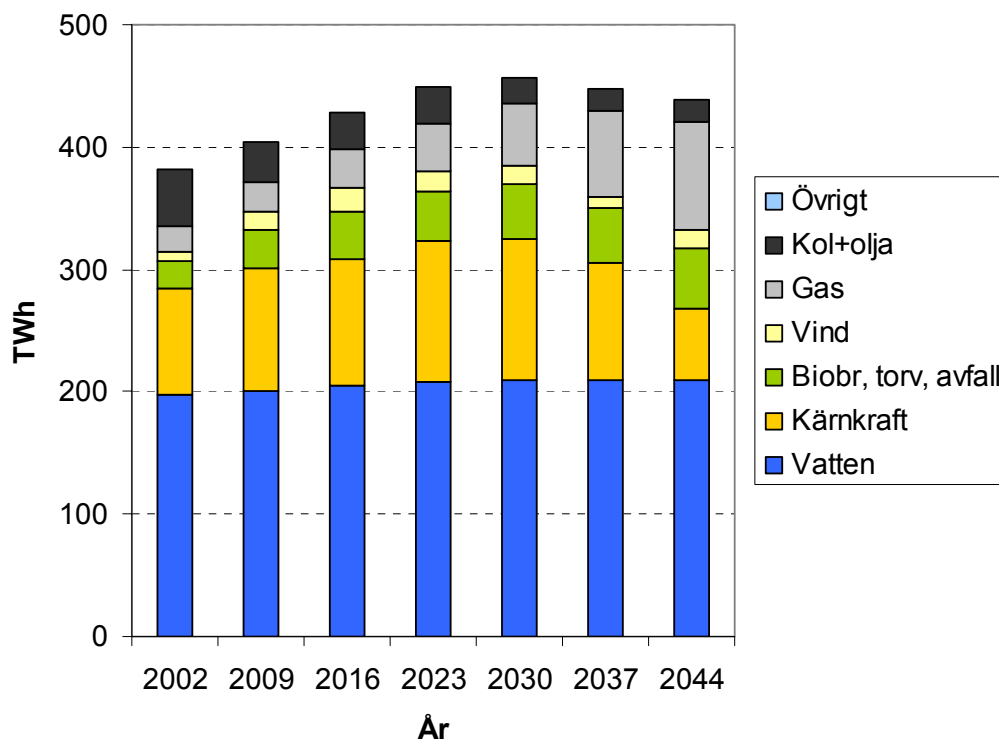
geografiska avgränsningar; Sverige, Norden⁹ och Norden plus Tyskland och Polen (benämns i resten av rapporten "Nordeuropa").



Figur 2 Elproduktion i Sverige, referensantaganden

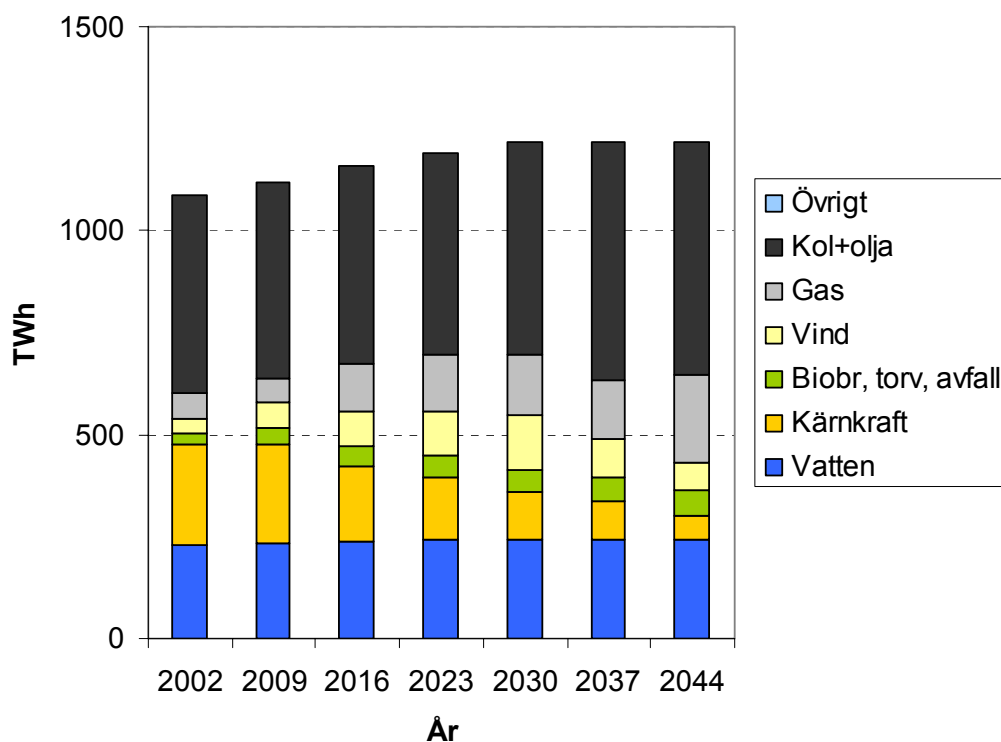
Som framgår av figur 2 ökar elproduktionen i Sverige relativt kraftigt till följd av bland annat effekthöjningar i kärnkraften och det tillskott av förnybar elproduktion som elcertifikatsystemet tvingar fram. Efter år 2030 minskar elproduktionen till följd av den antagna utfasningen av kärnkraft när 60 års drifttid uppnåtts. Då antas också elcertifikatsystemet upphöra, varför den förnybara elproduktionen, främst vindkraft, minskar något.

⁹ Med "Norden" avser vi i denna rapport Sverige, Norge, Danmark och Finland.



Figur 3 Elproduktion i Norden, referensantaganden

Utvecklingen i Norden, figur 3, påminner om den svenska, men är mindre dramatisk. Även på nordisk nivå ökar elproduktionen, främst till följd av ökad kärnkraftproduktion (i Finland och Sverige) och mer förnybar elproduktion. Användningen av kol och olja för elproduktion minskar också, medan naturgasanvändningen ökar.

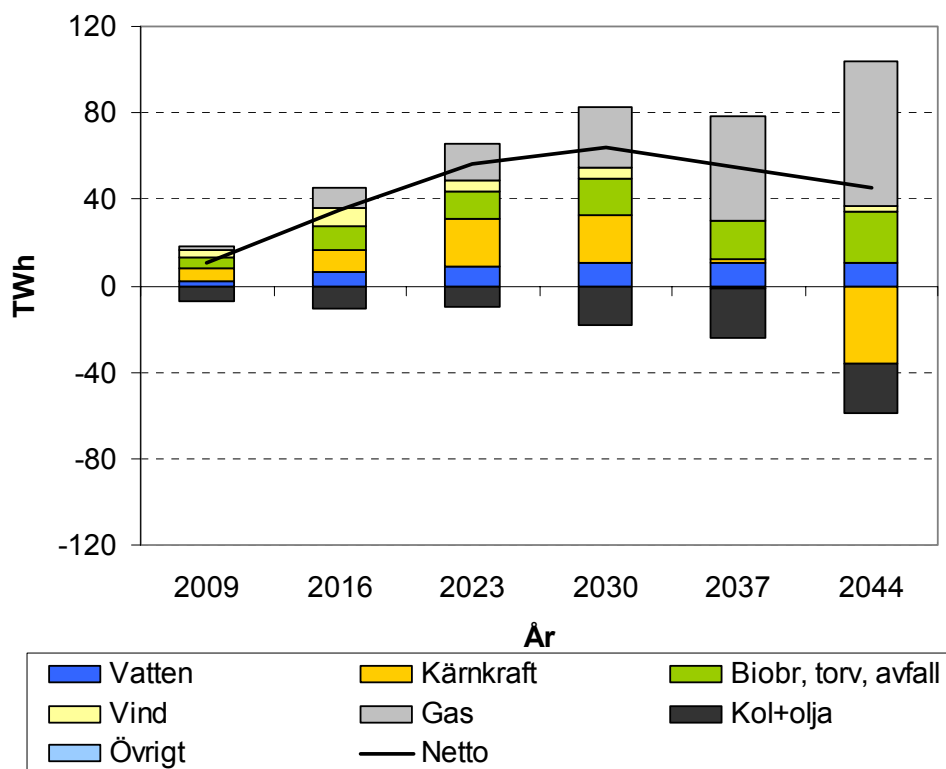


Figur 4 Elproduktion i Norden samt Tyskland och Polen, referensantaganden

Sett över området Norden samt Tyskland och Polen så ökar elanvändningen långsamt. Av figur 4 framgår kolets fortsatta betydelse som elproduktionsbränsle. Som en konsekvens av den förutsatta utfasningen av kärnkraft i Tyskland och Sverige minskar kärnkraftproduktionen tydligt, med början år 2016. Stödsystemen för vindkraft antas i huvudsak försvinna omkring år 2030. Detta är också förklaringen till varför vindkraften minskar i betydelse efter 2030.

Figur 5 visar vilken elproduktion som tillkommer, respektive bortfaller i Norden jämfört med nuläget¹⁰. Observera att figuren visar nettoresultat. Det kan alltså mycket väl vara så att det både försvinner och tillkommer kolbaserad elproduktion. Av figuren framgår dock att bortfallet här är större än det tillkommande.

¹⁰ Med "nuläget" avses här medelvärdet av elproduktionen för modellåren 2002 och 2009.



Figur 5 Tillkommande elproduktion i Norden jämfört med nuläget, referensantaganden

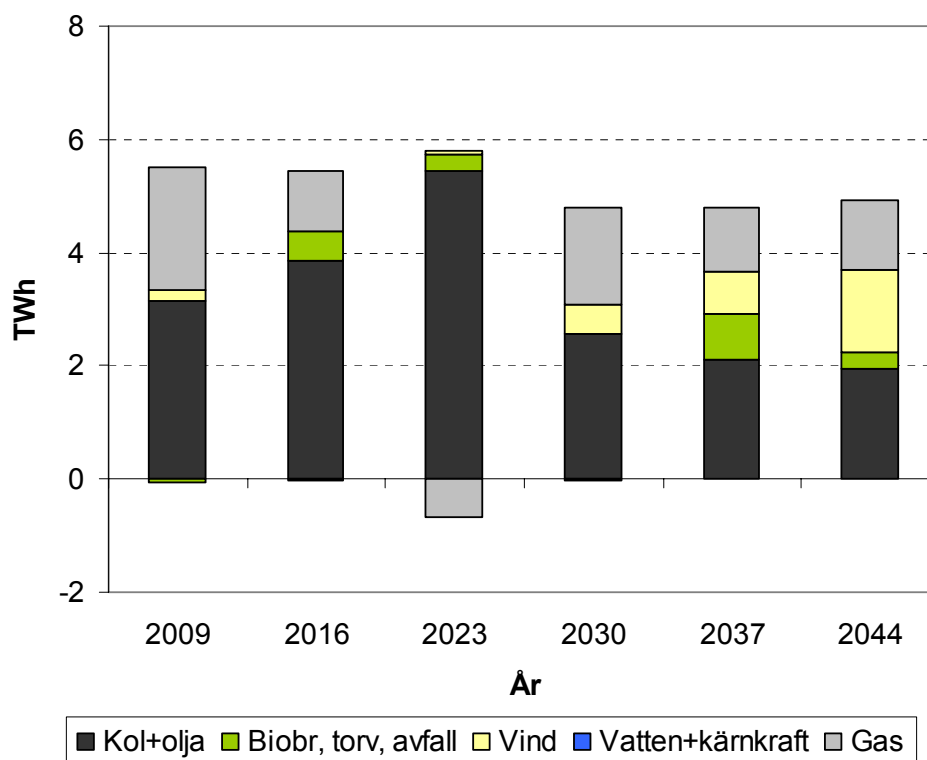
Av figur 5 framgår att den elproduktion som byggs ut är en relativt jämn mix av vattenkraft (i Norge), kärnkraft (i Finland), biobränsle, vindkraft och naturgas. Den elproduktion som bortfaller jämfört med nuläget är sådan som baseras på kol och olja. På riktigt lång sikt minskar också kärnkraft till följd av den antagna svenska kärnkraftavvecklingen som utgår från 60 års livslängd för reaktorerna.

I beräkningarna ingår också, som redovisats ovan, elproduktionssystemen i Tyskland och Polen. Även där ökar den totala elproduktionen jämfört med år 2002. Till år 2030 ökar elproduktionen i dessa båda länder med 30 TWh. Under denna period avvecklas dessutom 160 TWh kärnkraft enligt den förutsatta tyska avvecklingsplanen. Under perioden till och med år 2030 utgörs den tillkommande elproduktionen främst av vindkraft och naturgas-baserad elproduktion. Därefter tillkommer också en hel del kolbaserad elproduktion.

För att få perspektiv på koldioxidutsläppen kan man konstatera att de totala koldioxidutsläppen från de stationära energisystemen i de nordiska länderna samt från elproduktionen i Tyskland och Polen i nuläget uppgår till hela 525 miljoner ton enligt modellberäkningarna. Vid referensantagandena ökar dessa långsamt och når år 2030 560 miljoner ton.

4.1 En ökad elanvändning med 5 TWh

För att få fram effekterna på elproduktionen av att den årliga elanvändningen i Sverige ökar med 5 TWh (genom att hushållselanvändningen ökar med 2,5 TWh och driftel inom industrin ökar med 2,5 TWh) har vi gjort två beräkningar där den enda skillnaden utgörs av en elanvändningsökning med den profil över året som dessa båda elanvändningsområden har. Vi har dock även ökat elcertifikatkvoten något¹¹ till följd av den något större elanvändningen (där dock endast hushållselen antagits vara kvotpliktig och därmed tvingar fram mer förnybar elproduktion). I beräkningarna förutsätter vi att förändringen införs 2009 och bibehålls under hela den studerade perioden¹². I figur 6 visar vi skillnaden mellan de två beräkningsfallen (med, respektive utan förändringen), vilket vi alltså tolkar som effekten av förändringen.



Figur 6 Effekten på elproduktionen i Nordeuropa av att öka elanvändningen med 5 TWh, referensantaganden

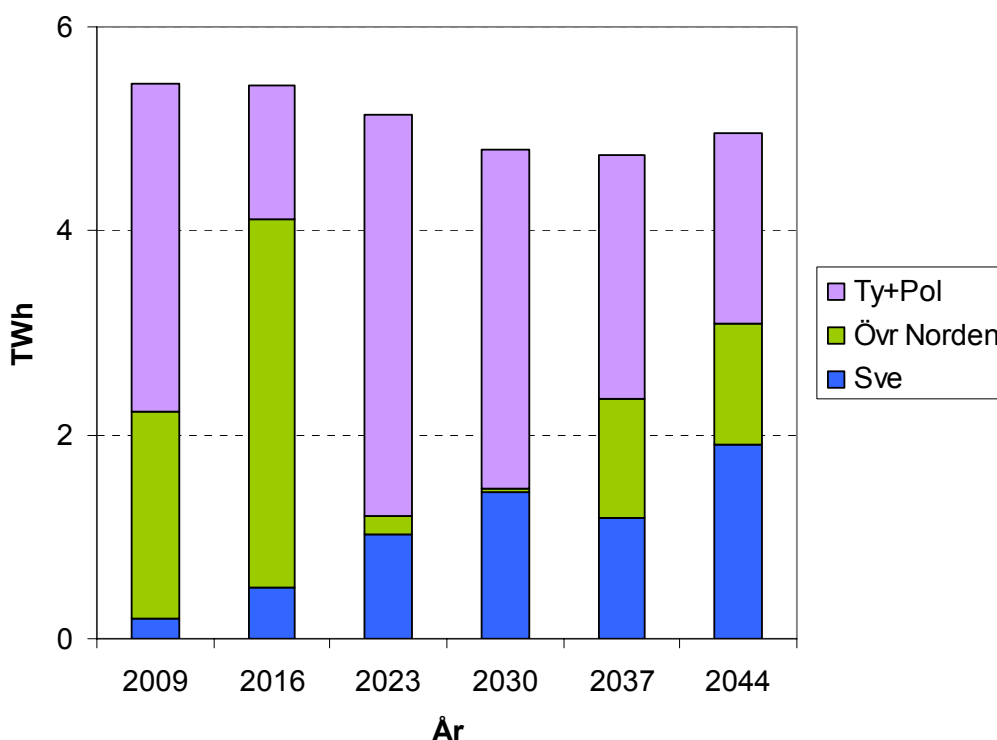
¹¹ Av de 5 TWh är endast 2,5 TWh kvotpliktig elanvändning och det är därmed bara denna som leder till en ökning av den certifikatberättigade elproduktionen. Ökningen av förnybar elproduktion som förändringen driver fram uppgår modellåret 2009 till 0,2 TWh och för modellåren 2016 – 2030 till 0,5 TWh.

¹² Förändringarna införs i beräkningarna "momentant". Detta gör vi för att förtydliga analysen och medelvärdesberäkningarna av effekterna över flera modellår. Det är dessutom sju år mellan varje modellår varför införandet egentligen inte är så momentant som det kan förefalla. Vissa av förändringarna skulle i verkligheten kanske ändå införas mer gradvis.

Den tillkommande elproduktionen utgörs till stor del av kolkondens. Det är dock långt ifrån endast detta som blir effekten av förändringen. Det tillkommer även naturgasbaserad elproduktion och förnybar elproduktion i form av bibränslekraftvärme och vindkraft. Särskilt på lång sikt blir bidraget av förnybar elproduktion stort. När man studerar utfallet kan en fundering vara att effekterna varierar ganska kraftigt mellan olika modellår. Här gäller det att ha i åtanke att den identifierade effekten utgör differensen mellan mycket stora tal. Den totala elproduktionen i den studerade regionen uppgår till drygt 1100 TWh/år. Därför är det inte så märkligt att differensen mellan beräkningsfallen för enskilda år kan variera kraftigt. Ser man effekterna som medelvärden över längre perioder, vilket vi redovisar längre fram, utjämnas detta. Dessutom kan effektens storlek variera något mellan modellåren. Detta beror på att nettoökningen i elanvändningen inte nödvändigtvis är exakt 5 TWh, trots att den initiala förändringen ligger på 5 TWh. En ökning av elanvändningen med 5 TWh kan nämligen leda till marginella elprisökningar som i sin tur medför att annan elanvändning, t.ex. elvärme, minskar något.

Effekterna hänger samman med både den existerande elproduktionskapaciteten och nya investeringar. I det senare fallet kan detta betyda att effekten består av nya investeringar som "inte blev av".

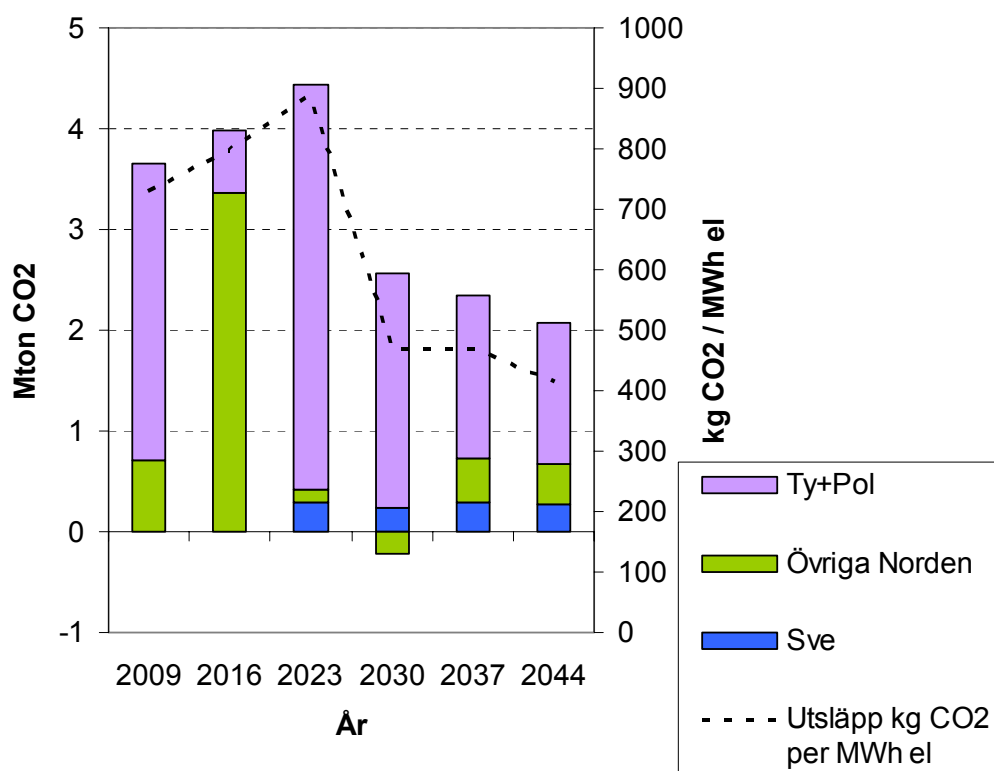
Även om elanvändningsförändringen antas ske i Sverige är det långt ifrån säkert att det är i Sverige som elproduktionen förändras. Figur 7 visar var nettotillskottet av elproduktion uppkommer.



Figur 7 Geografisk fördelning av elproduktionen till följd av 5 TWh större elanvändning i Sverige, referensantaganden

Den största delen av produktionsförändringarna sker alltså utanför Sverige. Inledningsvis är det främst i Tyskland/Polen som ytterligare elproduktion tillkommer (med undantag för modellåret 2016 då effekterna i Norden dominerar). På lång sikt är den tillkommande produktionen istället relativt jämnt fördelad mellan Sverige, övriga Norden och Tyskland/Polen. Inte under något av modellåren leder förändringen (ökad elanvändning med 5 TWh) till att elproduktionen i Sverige ökar med mer än 2 TWh.

Vilken blir då effekten på koldioxidutsläppen¹³? I figur 8 redovisas den resulterande ökningen av koldioxidutsläpp, uttryckt i miljoner ton per år, fördelad på olika regioner. Dessutom redovisas de resulterande specifika utsläppen för den tillkommande elanvändningen, uttryckta i kg CO₂ per MWh använd el.



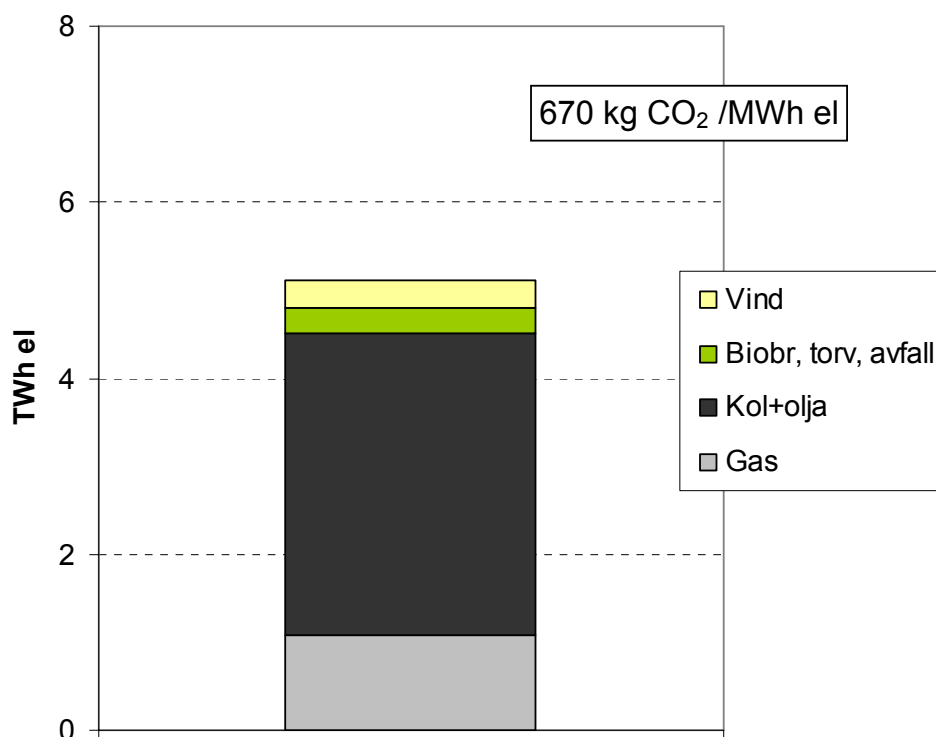
Figur 8 Effekt på koldioxidutsläpp av ytterligare 5 TWh elanvändning, referensantaganden

Av figur 8 framgår att utsläppskonsekvenserna varierar mellan de olika modellåren. Resultaten antyder att effekten av förändringen till och med modellåret 2023 till stor del utgörs av ökad drift av existerande fossilbränsle-

¹³ De koldioxidutsläpp som redovisas är utsläppen som uppkommer vid energiomvandlingen i elproduktionsledet. Det är alltså inte "LCA"-data. Ett av skälen till detta val är att ett av de styrmedel som modellerats (utsläpps rättshandelssystemet för koldioxid) utgår från detta.

eldade kondenskraftverk utanför Sverige. På längre sikt blir utsläppseffekterna av elanvändningsökningen klart mindre, ungefär hälften så stora. Då kommer en större del av elproduktionsökningen från förnybara källor och källor med små koldioxidutsläpp.

För att göra beräkningsresultaten mer åskådliga har vi också valt att ta fram ett genomsnittresultat för effekten av förändringen i Nordeuropa för perioden 2009 till 2037, figur 9. Orsaken är att det kommer att vara svårt att förmedla ett resultat som varierar relativt mycket mellan olika modellår, både vad gäller elproduktionsmixen och koldioxidutsläppen. Eftersom den aktuella förändringen också har lång varaktighet i tid så blir ett genomsnitt det mått som känns mest relevant och är lättast att kommunicera. Anledningen till att vi här ändå har valt att visa resultaten för de enskilda åren är att vi som en bakgrund vill förmedla även dessa detaljerade resultat. För den särskilt intresserade läsaren bidrar de till förståelsen och visar hur komplex frågan är.



Figur 9 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en ökad elanvändning på 5 TWh, referensantaganden

Av figuren framgår att den tillkommande elanvändningen i Nordeuropa som ett medelvärde till omkring två tredjedelar täcks med elproduktion baserad på kol. Viktiga bidrag kommer också från elproduktion baserad på naturgas, biobränslekraftvärme och vindkraft.

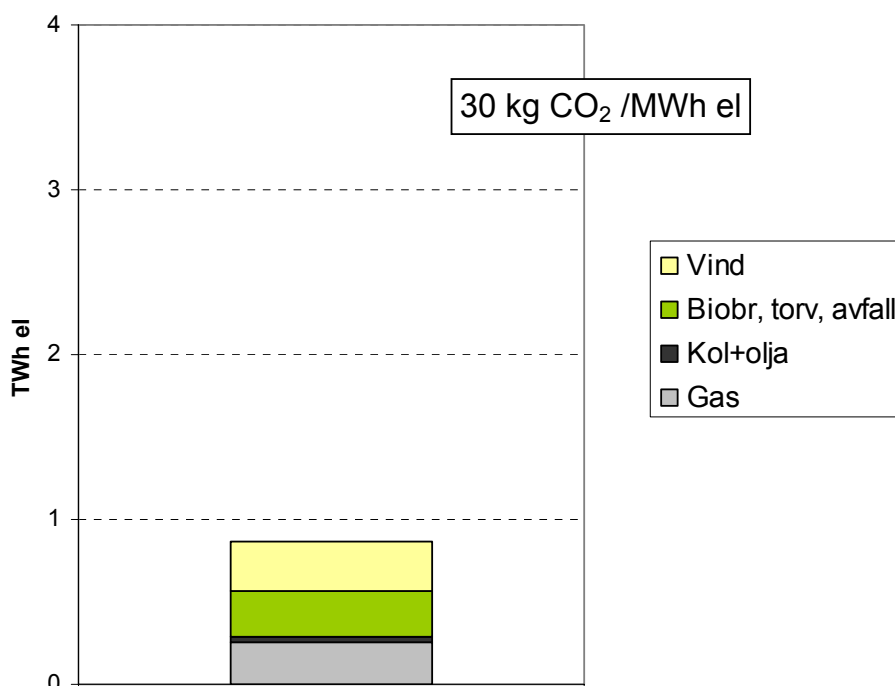
Det resulterande specifika koldioxidutsläppet ligger på 670 kg CO₂ per MWh elanvändning. Som en jämförelse kan man notera att naturgaskondens med

en verkningsgrad på 0,55 och distributions- och transmissionsförluster på 8 % ger ett specifikt utsläpp på 390 kg CO₂ per MWh elanvändning, och kol-kondens med verkningsgraden 0,40 ger ett specifikt utsläpp på 910 kg CO₂ per MWh el.

Den förändring som vi har analyserat är ju en ökning av elanvändningen i form av hushållsel och driftel. Resultaten kan dock också användas som en första uppskattning av effekterna av ökad elanvändning för uppvärmning. En skillnad är att el för uppvärmning har en annan fördelning över året, en "spetsigare profil". Det får inverkan på hur elproduktionen påverkas av förändringen. Vår bedömning är ändå att resultaten ovan kan fungera även som en första uppskattning av effekterna av ökad elanvändning för uppvärmning. Här är det viktigt att komma ihåg systemgränsen. Vi har ju räknat ut vilka koldioxidutsläpp som den tillkommande elanvändningen orsakar. Om man vill överföra resultatet i figur 9 till ett elvärmefall så bör man också beakta den minskning av de totala koldioxidutsläppen och av bränsleanvändningen som konvertering till elbaserad uppvärmning skulle kunna leda till då t.ex. oljeeldning minskar.

I figur 9 ovan redovisas alltså effekterna av förändringen i Nordeuropa. Med den utformning av styrmedel som föreligger och det sätt som elmarknaden fungerar på så har vi bedömt att det är inom det geografiska området Norden samt Tyskland och Polen ("Nordeuropa") som effekterna av förändringar i Sverige kommer att uppträda.

I samband med projektets referensgruppsmöten har ansvarsfrågan diskuterats. En synpunkt har då varit att Sverige bara kan ta ansvar för effekter på elproduktionen i Sverige om man inom landet gör förändringar av elanvändning eller elproduktion. Effekterna utanför Sverige måste respektive lands energi- och klimatpolitik "ta hand om". Detta synsätt är också relevant om man exempelvis överväger styrmedel som uteslutande har nationella mål. Det skulle därför vara rimligt att begränsa analysen av effekterna till Sverige. I figur 10 redovisas därför också effekterna av förändringen på elproduktionsmixen och koldioxidutsläppen i Sverige.



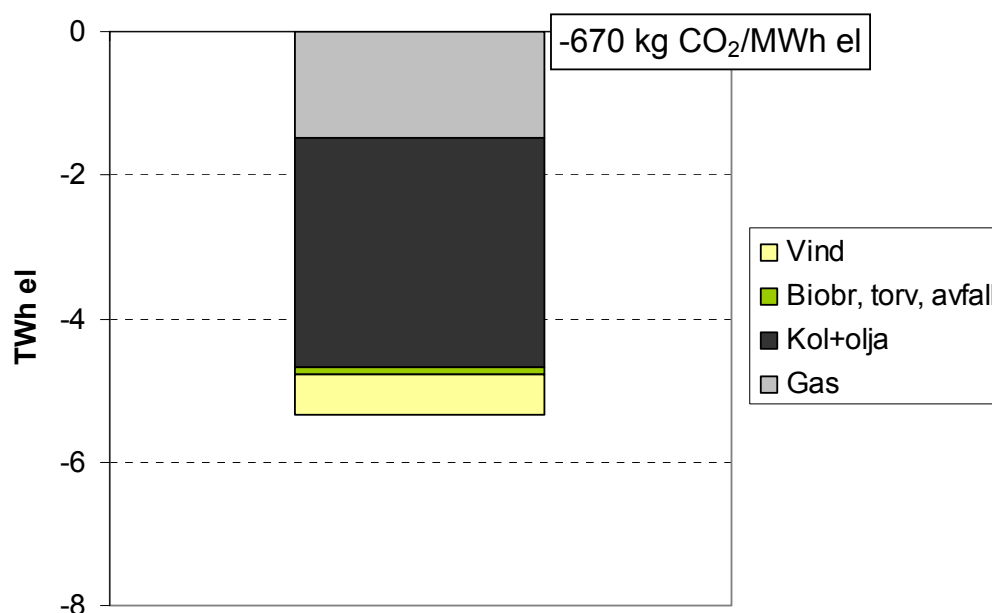
Figur 10 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Sverige av en ökad elanvändning på 5 TWh, referensantaganden

Av figur 10 framgår hur liten effekten av förändringen blir inom Sveriges gränser. Trots att elanvändningsökningen i Sverige uppgår till 5 TWh så blir elproduktionen inom Sveriges gränser mindre än en TWh. Jämfört med elproduktionseffekterna utanför Sverige är också andelen förnybar elproduktion klart större, delvis till följd av elcertifikatsystemet. Utsläppseffekterna av förändringen inom Sverige blir därmed också mycket små, endast 30 kg CO₂ per MWh.

Eftersom Sverige under den studerade perioden enligt beräkningarna kommer att vara nettoexportör av el så blir alltså resultatet av den antagna ökningen av elanvändningen i Sverige att elexporten i genomsnitt minskar med ungefär $5 - 1 = 4$ TWh.

4.2 En minskad elanvändning med 5 TWh

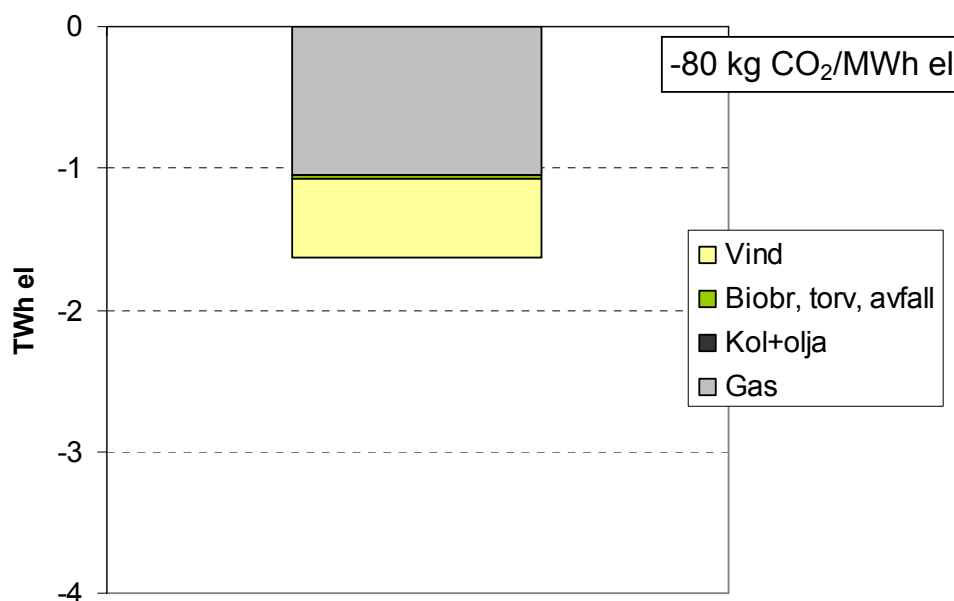
I avsnitten ovan redovisades effekterna av en ökning av elanvändningen med 5 TWh. Man kan då fråga sig om effekterna är helt symmetriska, det vill säga att motsvarande effekter, men i form av minskningar, uppträder om förändringen utgörs av en minskning av elanvändningen i Sverige med 5 TWh (även här i form av hälften hushållsel och hälften driftel). De beräkningar som genomförts visar ett utfall i form av genomsnittsvärden enligt figur 11.



Figur 11 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en minskad elanvändning på 5 TWh, referensantaganden

Det visar sig alltså att effekterna är symmetriska. Utsläppseffekten av förändringen blir här - 670 kg CO₂ per MWh. Motsvarande effekt vid en elanvändningsökning var ju också 670 kg CO₂ per MWh, men med positivt tecken. Utsläppseffekten är alltså helt symmetrisk. Effekterna på elproduktionsmixen är inte helt symmetriska mellan ökad respektive minskad elanvändning, men skillnaderna är mycket små.

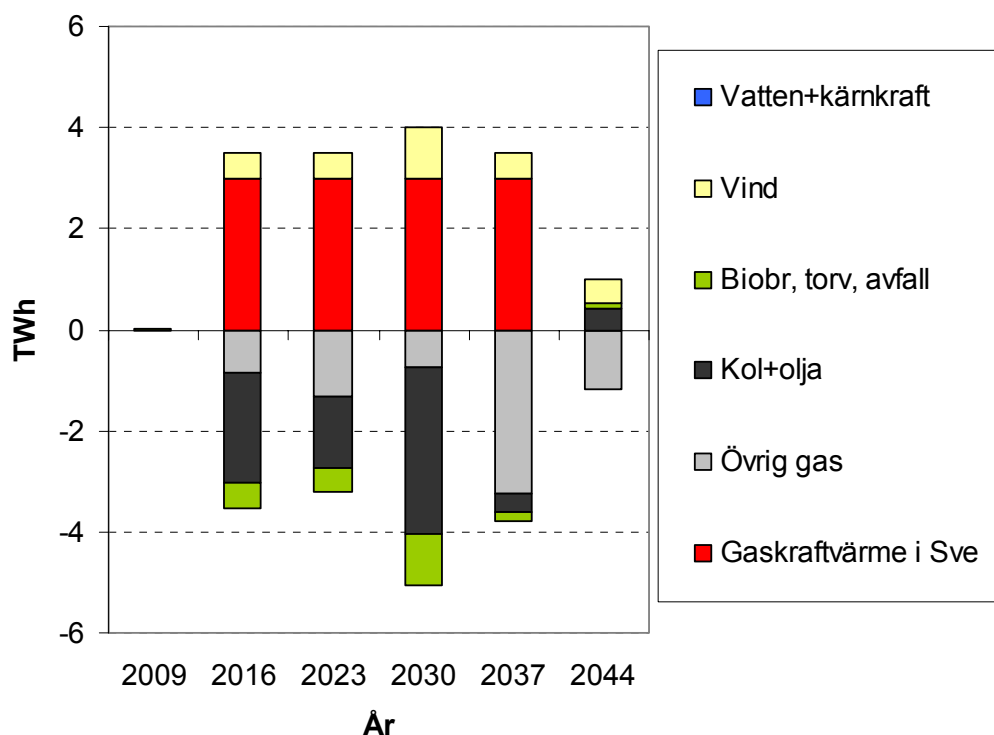
Liksom ovan redovisas som kompletterande information de effekter som förändringen ger inom Sverige, figur 12. På motsvarande sätt som vid ökad elanvändning blir effekterna inom Sverige små. Utsläppseffekten inom Sverige blir endast - 80 kg CO₂ per MWh, att jämföra med + 30 kg CO₂ per MWh vid ökad elanvändning.



Figur 12 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Sverige av en minskad elanvändning på 5 TWh, referensantaganden

4.3 Ytterligare 3 TWh från naturgaskraftvärme

I föregående avsnitt redovisades effekterna av förändringar av elanvändningen. I detta avsnitt presenteras istället effekterna av en förändring av elproduktionen. Här utgörs förändringen av att den årliga elproduktionen från naturgaskraftvärme i Sverige ökar med 3 TWh under perioden 2016 – 2037. I figur 13 redovisas effekten av förändringen på elproduktionsmixen. I huvudsak är den totala elanvändningen i detta fall oförändrad, vilket innebär att förändringen främst orsakar omfördelningar inom elproduktionsmixen. Olika systemeffekter, t.ex. att elvärmeanvändning ökar eller minskar, kan dock leda till att den extra naturgaskraftvärmens påverkar elanvändningen marginellt. Det syns i figuren genom att stapeln uppåt både kan vara något större (modellår 2023) och något mindre (modellår 2030) än stapeln nedåt.

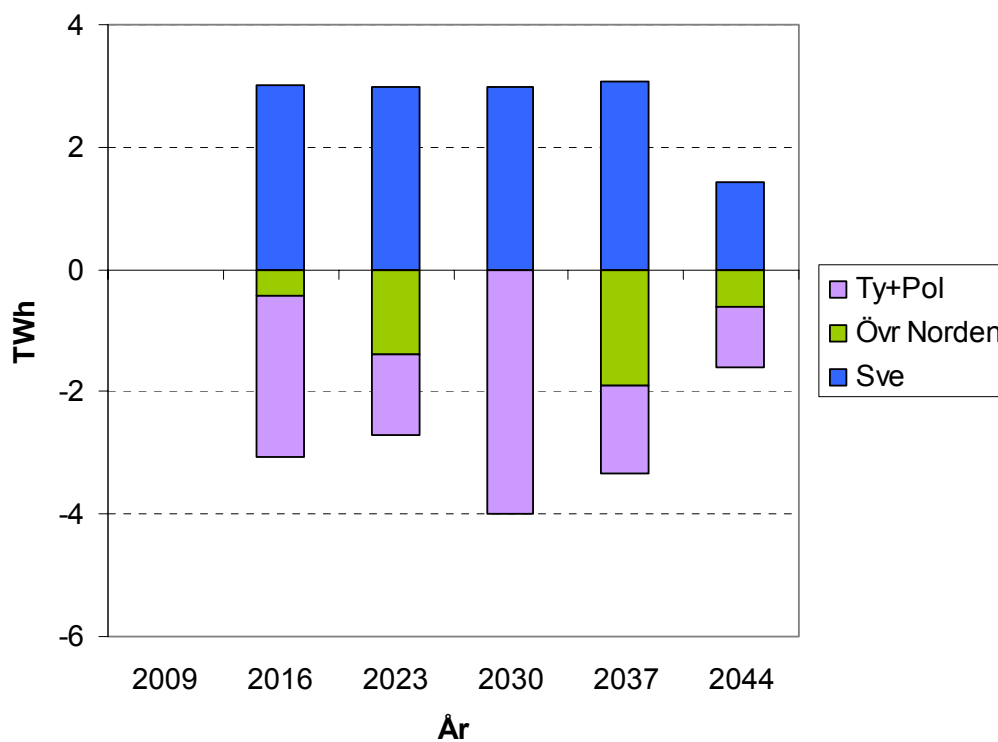


Figur 13 Effekten på den Nordeuropeiska elproduktionen av att tillföra ytterligare 3 TWh naturgaskraftvärme i Sverige, referensantaganden

Som tidigare beskrivits visar denna figurtyp nettoeffekterna till följd av förändringen för olika typer av elproduktion. I denna figur är elproduktion baserad på naturgas ett undantag; där redovisas den tillkommande elproduktionen från svensk naturgaskraftvärme med rött, medan konsekvenserna på övrig naturgasbaserad elproduktion visas med grått. Orsaken till denna beskrivning är att tydliggöra effekterna av förändringen.

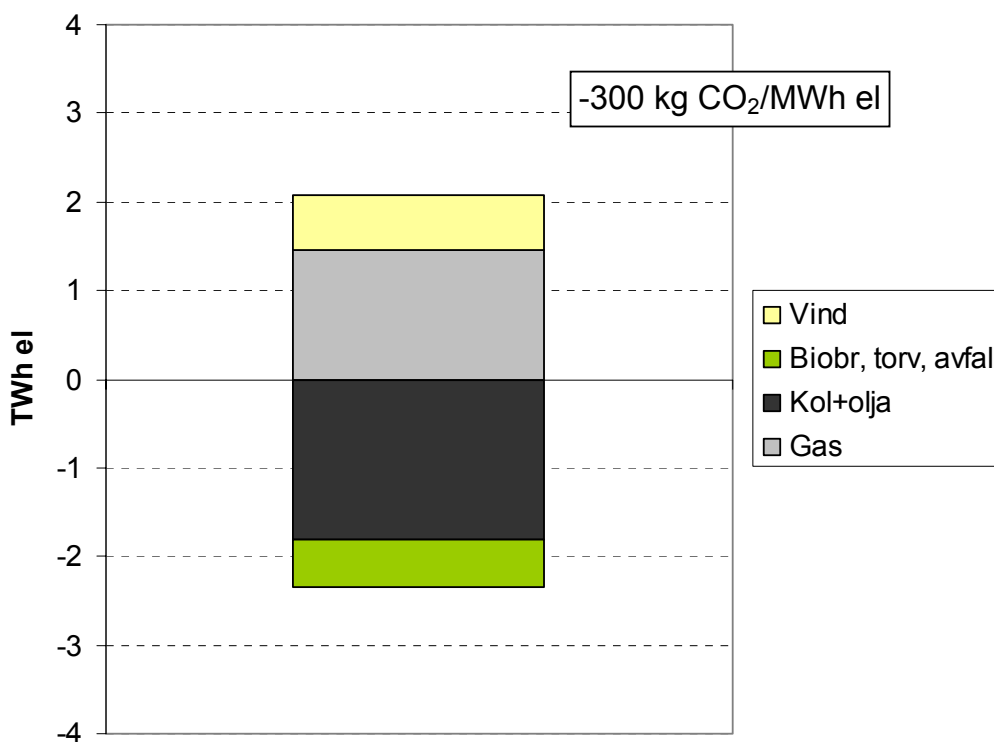
Den tillkommande naturgaskraftvärmen tränger alltså både bort naturgas-, kol- och oljebaserad elproduktion. Dessutom tränger naturgaskraftvärmen undan viss elproduktion baserad på biobränsle. Det hänger samman med att fjärrvärmeunderlaget i Sverige är begränsat och när ytterligare 3 TWh naturgaskraftvärme tillförs så finns det inte längre ekonomiskt lönsamt utrymme kvar för all den biobränslekraftvärme som annars skulle ha utnyttjats. Elcertifikatsystemet tvingar dock in motsvarande mängd av annan förnybar elproduktion, vilket i detta fall utgörs av vindkraft.

I huvudsak ökar elproduktionen med de tre TWh som den aktuella förändringen innebär. Den elproduktion som ersätts finns framför allt utanför landet, både i övriga Norden och i Tyskland/Polen, figur 14.



Figur 14 Geografisk fördelning av elproduktionsförändringar till följd av ytterligare 3 TWh naturgaskraftvärme i Sverige, referensantaganden

Den genomsnittliga effekten av ytterligare tre TWh naturgaskraftvärme i Sverige under perioden 2016 – 2037 framgår av figur 15. Där redovisas genomsnittlig förändring under den aktuella perioden av elproduktionen i Nordeuropa samt effekten på koldioxidutsläppen inom samma region.

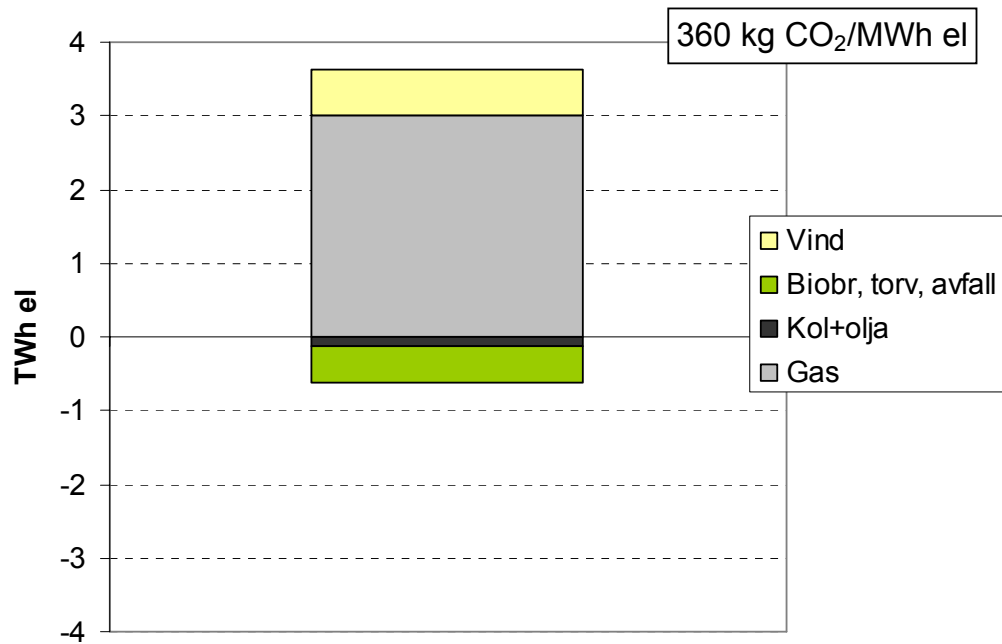


Figur 15 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av ytterligare 3 TWh el från naturgaskraftvärme, referensantaganden

I figuren ovan visas nettoförändringen av elproduktion från olika alternativ. Ökningen av naturgasbaserad elproduktion är ca 1,5 TWh, vilket innebär att de tre TWh som i detta beräkningsfall adderats i Sverige delvis tränger undan annan naturgasbaserad elproduktion utanför landet. Dessutom minskar kol-, olje- och biobränslebaserad elproduktion, medan vindkraft ökar. (Sambandet mellan biobränslekraftvärme och vindkraft diskuteras ovan.)

Om de totala utsläppskonsekvenserna av de förändringar i energisystemets utveckling som orsakas av ytterligare tre TWh naturgaskraftvärme divideras med just dessa tre TWh elproduktion kan man konstatera att utsläppen har minskat. Den specifika utsläppsminskningen ligger på 300 kg CO₂ per MWh el. Utsläppen av koldioxid från den ytterligare naturgaskraftvärmerna är alltså klart mindre än utsläppen från den energiproduktion som har ersatts i Nordeuropa.

Liksom ovan redovisas som kompletterande information de effekter som förändringen ger inom Sverige, figur 16. Det visar sig då att den tillkommande elproduktionen från naturgaskraftvärme leder till en tydlig ökning av de svenska koldioxidutsläppen, 360 kg CO₂ per MWh el. Naturgaskraftvärme i Sverige minskar alltså, som förväntat, koldioxidutsläppen i Nordeuropa, men ökar utsläppen inom Sverige.



Figur 16 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Sverige av ytterligare 3 TWh el från naturgaskraftvärme, referensantaganden

5 Effekter av en ökad elanvändning vid andra kombinationer av omvärldsförutsättningar

I detta avsnitt redovisas effekterna av en ökning av elanvändningen med 5 TWh för andra kombinationer av omvärldsförutsättningar än de som ingår i referensantagandena. Följande alternativa kombinationer av indata har analyserats:

- Högre priser på fossila bränslen
- Högre CO₂-pris
- Större elcertifikatkvot
- Minskad total elanvändning i Nordeuropa
- Begränsning av de totala koldioxidutsläppen i Nordeuropa ("utsläppstak")

Som en konsekvens av den metod som vi använder så ingår naturligtvis de ändrade omvärldsförutsättningarna i såväl basfallet (utan förändring) som i förändringsfallet (med förändringen). Detaljerade redovisningar av hur de olika alternativa beräkningsfallen är uppbyggda finns i respektive avsnitt nedan.

I en kompletterande analys har effekterna av förändringen med 3 TWh ökad elproduktion från naturgaskraftvärme beräknats för fallet med höga priser på fossila bränslen. Dessa resultat redovisas i kapitel 5.7.

Som redan nämnts är ingen av de kombinationer av omvärldsförutsättningar som ligger till grund för de olika beräkningsfallen att betrakta som den mest sannolika eller som en prognos. De olika beräkningsfallen visar istället hur effekterna av förändringar av elanvändning eller elproduktion påverkas av antagandena om omvärldsförutsättningarnas utveckling. Referensantagandena kan då ses som ett "business as usual" fall, som bygger på dagens styrmedel och bränsleprisantaganden enligt Energimyndighetens Kontrollstation 2008. (I jämförelse med de priser på fossila bränslen som varit aktuella under första kvartalet 2008 är dessa bränslepriser låga.) I beräkningsfallet med högre priser på fossila bränslen visas effekterna av förändringar vid avsevärt högre bränslepriser (men med i övrigt samma förutsättningar som i referensfallet). Fallet med större elcertifikatkvot avspeglar ett läge där politiken i Sverige inriktas på ännu kraftigare stimulans av förnybar elproduktion än det som ingår i referensfallet. Detta ligger i linje med EU:s mål om ökad användning av förnybar energi. Beräkningsfallet med minskad total elanvändning i Nordeuropa innehåller ett antagande om att elanvändningen minskar svagt istället för ökar svagt. Detta antagande kan tänkas illustrera effekter av EU:s energieffektiviseringsmål. Fallet med högre CO₂-pris visar effekter av förändringar i ett läge med mycket ambitiös

klimatpolitik, sannolikt till och med kraftfullare än EU:s – 20/30 % mål för koldioxidutsläppen. Beräkningsfallet med ett utsläppstak för koldioxid slutligen, visar effekterna av förändringar vid ett tillämpande av ett begränsande utsläppstak för koldioxid för främst elsystemen i det aktuella geografiska området. Detta kan sägas likna EU:s mål om minskning av koldioxidutsläppen med 20 %, men EU-målet syftar på ett avsevärt större område, både geografiskt och med avseende på ingående sektorer.

5.1 Ökad elanvändning med 5 TWh – högre priser på fossila bränslen

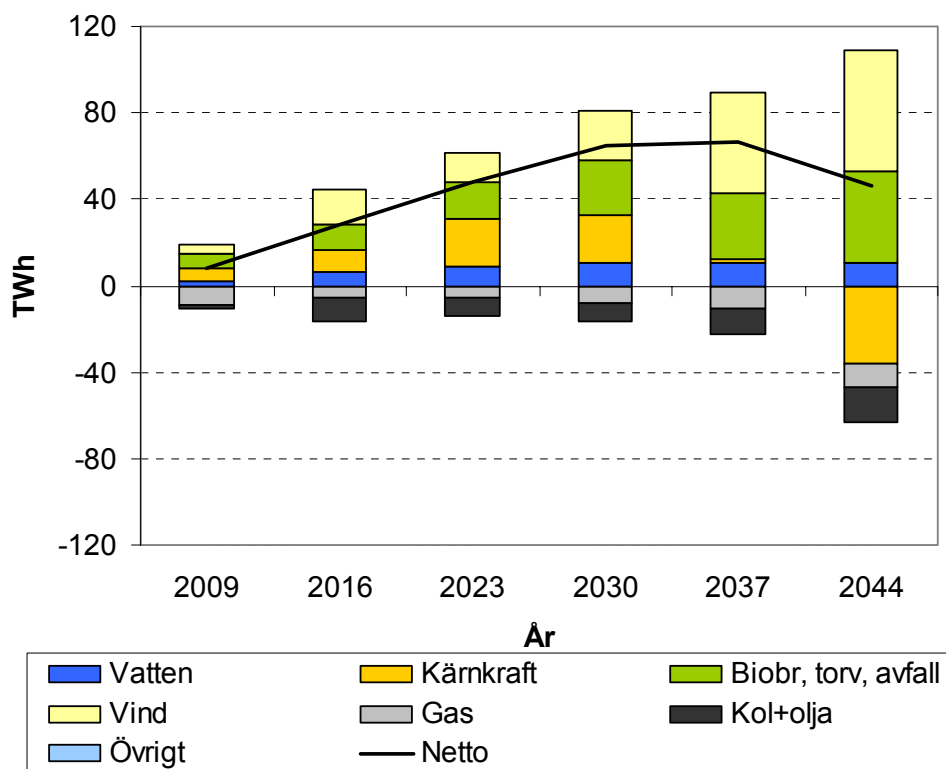
I detta avsnitt redovisar vi effekterna av en ökning av elanvändningen med 5 TWh, men med antagande om avsevärt högre priser på fossila bränslen än de som ingår i referensantagandena (vilka låg till grund för beräkningarna i föregående avsnitt). I tabell 14 redovisas fossilbränslepriserna vid referensantagandena, "referens", och vid antagande om höga fossilbränslepriser, "fossil".

Tabell 14 Priser på fossila bränslen (SEK/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt)

	2004	2015		2025	
		Referens	Fossil	Referens	Fossil
Kol	51	47	63	50	66
Tung eldningsolja	158	197	365	216	380
Lätt eldningsolja	190	221	423	239	441
Naturgas	115	139	232	154	242

Referensantagandena bygger på Energimyndighetens "Kontrollstation 2008" från 2007, medan de alternativa antagandena, "Fossil", bygger på egna antaganden inom projektet, inspirerade av EU-kommissionens "European energy and transport, scenarios on high oil and gas prices" från 2006.

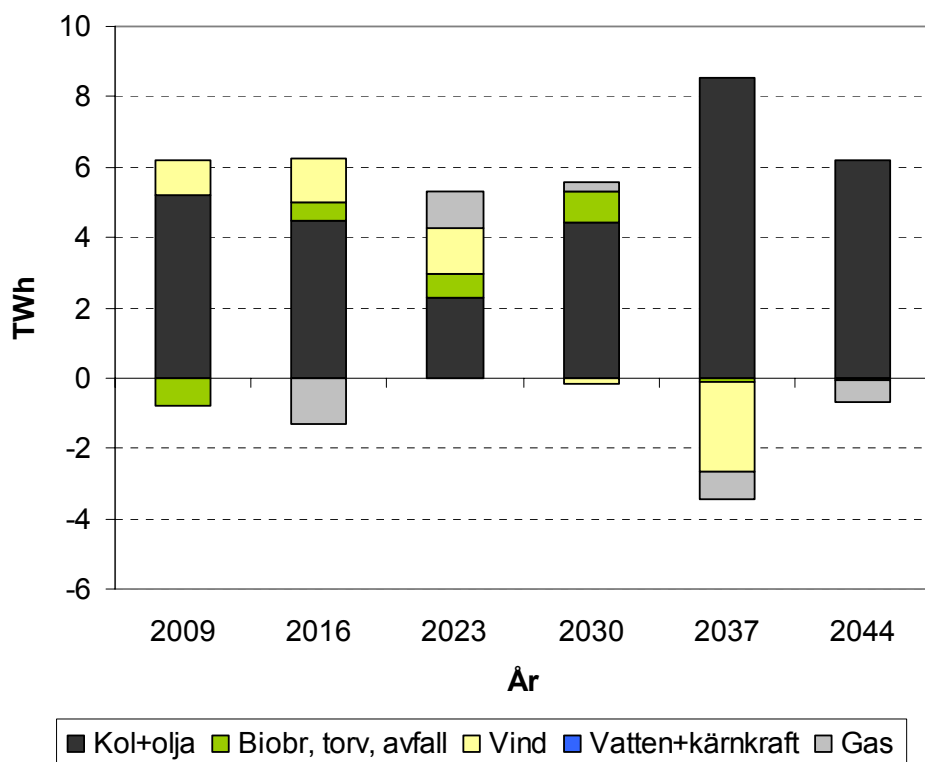
De höga priserna på fossila bränslen medför att drivkrafterna för att välja andra energislag för elproduktionen ökar. Det framgår av figur 17 där den tillkommande elproduktionen i Norden, jämfört med nuläget, redovisas. I jämförelse med motsvarande figur för referensantagandena, figur 5, är andelen förnybar elproduktion avsevärt större här.



Figur 17 Tillkommande elproduktion i Norden jämfört med nuläget, höga fossilbränslepriser

Medan det vid referensantagandena tillkommer elproduktion i Norden baserad på naturgas blir det tvärt om vid beräkningarna baserade på höga fossilbränslepriser, där naturgasbaserad elproduktion minskar i förhållande till nuläget. Istället blir utbyggnaden av elproduktion från biobränsle och vindkraft större.

Effekten av en ökning av elanvändningen med 5 TWh beräknas även här genom att studera differensen mellan utfallet av beräkningarna med, respektive utan, förändringen. Här innehåller alltså båda beräkningsfallen de höga fossilbränslepriserna. I figur 18 visas effekten på den nordeuropeiska elproduktionen av den tillkommande efterfrågan på 5 TWh.



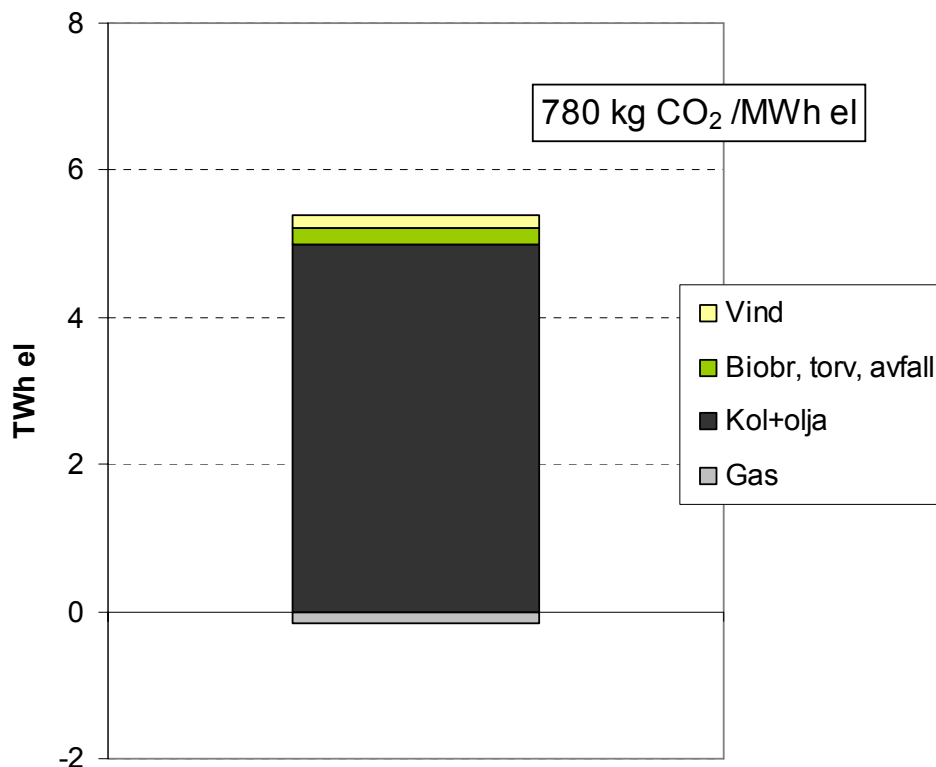
Figur 18 Effekten på elproduktionen i Nordeuropa av att öka elanvändningen med 5 TWh, höga fossilbränslepriser

I detta beräkningsfall utgörs den tillkommande elproduktionen i stor utsträckning av kolkondens, men viss vindkraftproduktion och biobränslekraftvärme tillkommer också. Jämfört med referensantagandena, figur 6, blir det här mer kol/olja och mindre naturgas. Detta kan tyckas paradoxalt, eftersom fossilbränslepriserna är högre i detta fall. Förklaringen är att de ökade fossilbränslepriserna främst har slagit mot konkurrenskraften för naturgasbaserad elproduktion. När ytterligare elproduktion behövs, till följd av en ökad elanvändning med 5 TWh, blir det därmed inte lönsamt att delvis täcka detta med naturgasbaserad elproduktion och tillskottet baseras i större utsträckning på kol/olja. De förnybara alternativen är rejält utbyggda redan i basfallet (på grund av de höga fossilbränslepriserna) varför en ytterligare expansion i förändringsfallet är kostsam. Till helt övervägande del lokaliserar den tillkommande kolbaserade elproduktionen utanför Norden, i Tyskland/Polen.

Den genomsnittliga effekten i Nordeuropa av ytterligare fem TWh elanvändning i Sverige under perioden 2009 – 2037 framgår av figur 19. Där redovisas genomsnittlig förändring under den aktuella perioden av elproduktionen i Nordeuropa samt effekten på koldioxidutsläppen inom samma region.

Man kan här notera vindkraftens "beteende". Effekten innehåller mer vindkraft på kort och medellång sikt medan effekten innehåller minskad vindkraft på lång sikt. Därmed blir medelvärdet av vindkraftens bidrag till effekten litet.

Detta är ett exempel på att valet av tidsperiod för medelvärdesberäkningen tydligt kan påverka genomsnittsbilden.



Figur 19 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en ökad elanvändning på 5 TWh, höga fossilbränslepriser

Den tillkommande elanvändningen täcks alltså som ett genomsnitt till helt övervägande delen av elproduktion baserad på kol, men också mindre delar biobränslekraftvärme och vindkraft.

Det resulterande genomsnittliga specifika koldioxidutsläppet uppgår till 780 kg CO₂ per MWh el. Som jämförelse kan man ha i minnet att den genomsnittliga effekten på koldioxidutsläppen av elanvändningsökningen vid referensantagandena uppgick till 670 kg CO₂ per MWh el.

Observera att vi här (liksom i övriga fall där effekter av ökad elanvändning har studerats) inte har beaktat vilka utsläppsminskningar som *skulle kunna* bli konsekvensen av att den tillkommande elanvändningen ersätter annan resursanvändning. Resultatet ovan utgör i så fall endast den ena delen av en sådan totalanalys.

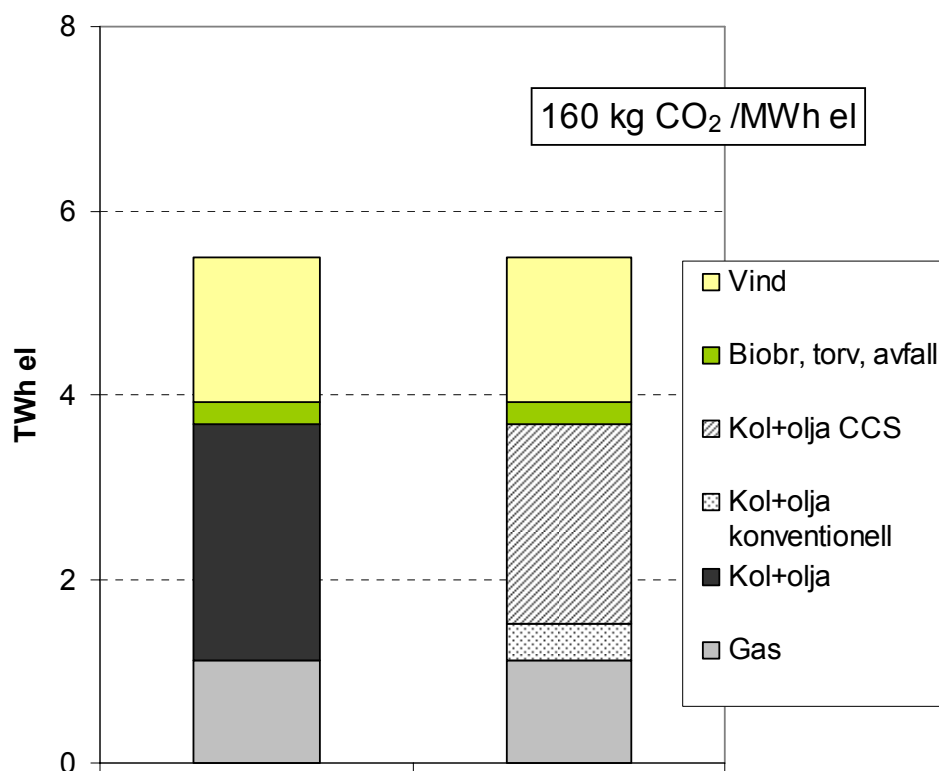
Orsaken till att skillnaden i specifika utsläpp mellan de båda beräkningsfallen är så liten, trots att det blir så mycket mer kol i fallet med höga fossilbränslepriser, är att de höga priserna leder till att ineffektiva kolkraftverk snabbare ersätts med effektivare kraftverk.

I avsnitt 5.6 redovisas som kompletterande information även för detta beräkningsfall de genomsnittliga effekter som förändringen ger inom Sverige, figur 24.

5.2 Ökad elanvändning med 5 TWh - högre CO₂-pris

I detta avsnitt redovisar vi effekterna av en ökning av elanvändningen med 5 TWh, men med ett antagande om avsevärt högre pris på utsläpp av koldioxid. Medan vi i referensantagandena antar ett CO₂-pris på 20 EUR per ton, så uppgår CO₂-priset i denna alternativa beräkning till drygt det dubbla, 45 EUR per ton. Detta leder till ett klart högre elpris (ca 100 kr/MWh högre än vid CO₂-priset 20 EUR/ton) och ökad konkurrenskraft för elproduktion med små koldioxidutsläpp. Exempelvis blir utbyggnaden av vindkraft i Norden till år 2030 35 TWh större än vid referensantagandena. (Det höga elpriset leder också till att det svenska elcertifikatsystemet i huvudsak sätts ur spel. Det byggs spontant mer förnybar elproduktion än vad referensantagandets elcertifikatkvot föreskriver.)

I figur 20 visas effekterna av den ökade elanvändningen med 5 TWh på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp vid antagandet om det höga CO₂-priset. I elproduktionsmixen får vindkraft här en klart större andel än i beräkningsfallet med referensantagandena, figur 9. Liksom vid referensantagandena är det dock kol som täcker största delen av det tillkommande elproduktionsbehovet. Till följd av det höga CO₂-priset blir det dock, som framgår av figur 20 (den högra stapeln), till största delen kol som används i kraftverk med koldioxidavskiljning och -lagring, CCS. Därmed blir utsläppseffekten av elanvändningsökningen betydligt mindre än vid referensantagandena; 160 kg CO₂ per MWh el, att jämföra med 670 kg CO₂ per MWh el vid referensantagandena.



Figur 20 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en ökad elanvändning på 5 TWh, högre CO₂-pris

Det är alltså intressant att notera att det är ungefär samma elproduktion som utgör effekten av förändringen vid de båda CO₂-priserna, men effekten på utsläppen blir dramatiskt olika till följd av att kolkraftverken vid det högre CO₂-priset utrustas med koldioxidavskiljning.

Vid CO₂-priset 45 EUR/ton minskar koldioxidutsläppen från det analyserade energisystemet dramatiskt. Redan 2030 blir de totala koldioxidutsläppen mer än 50 % mindre än i nuläget. Detta kan jämföras med den ökning med 7 % som beräkningarna med referensantagandena (med CO₂-priset 20 EUR/ton) leder till. Beräkningsfallet med CO₂-priset 45 EUR/ton förutsätter en massiv introduktion av kraftverk med koldioxidavskiljning och -lagring på relativt kort tid. I verkligheten finns naturligtvis stora osäkerheter kring en sådan utveckling.

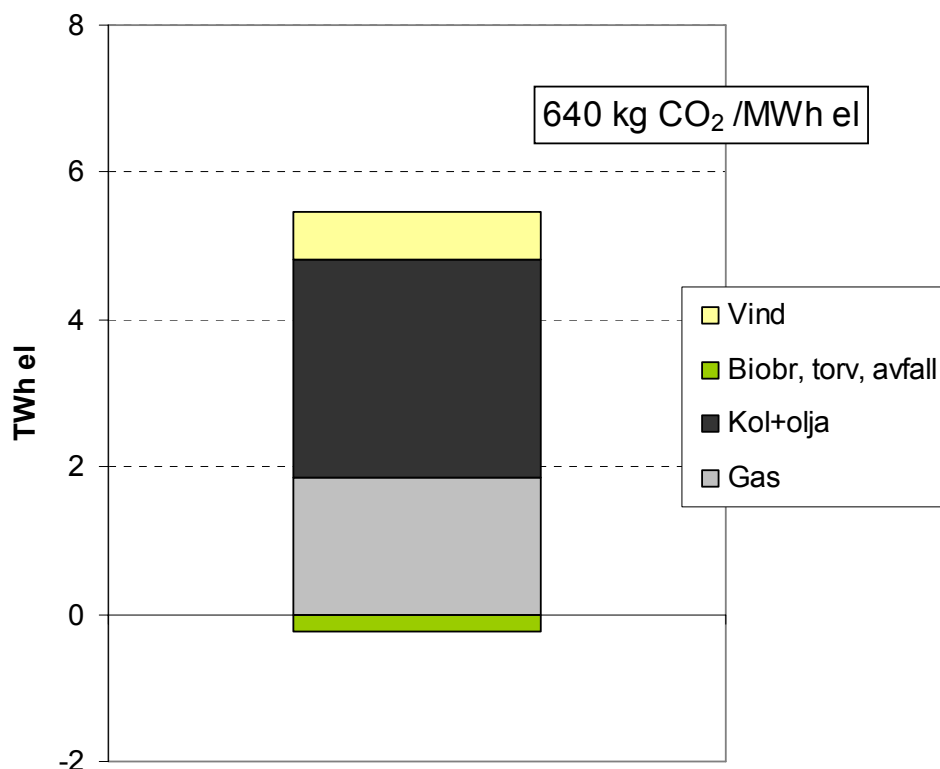
I avsnitt 5.6 redovisas som kompletterande information även för detta beräkningsfall de effekter som förändringen ger inom Sverige (figur 24).

Resultaten som redovisas i figur 20 ovan kan också fungera som en indikation på hur effekterna av en ökad elanvändning skulle se ut om koldioxidavskiljning tvingats in med andra styrmedel, exempelvis att alla nya kolkraftverk efter säg år 2020 genom lagstiftning måste utrustas med CCS.

5.3 Ökad elanvändning med 5 TWh - större elcertifikatkvot

I referensantagandena antas att elcertifikatsystemet tvingar in 17 TWh förnybar elproduktion t.o.m. år 2016, jämfört med 2003 års nivå (då systemet togs i bruk). Denna omfattning bibehålls till år 2030, varefter systemet helt upphör. I det beräkningsfall som redovisas i detta avsnitt antas en avsevärt större omfattning på elcertifikatkvoten. Här antas elcertifikatsystemet tvinga in ytterligare 15 TWh förnybar el, det vill säga totalt 32 TWh ny förnybar elproduktion t.o.m. år 2016. (När förändringen utgörs av en elanvändningsökning så krävs ytterligare lite förnybart eftersom en andel av detta tillskott, via elcertifikatkvoten, måste täckas med förnybart. Det är dock bara den del av elanvändningsökningen som relateras till hushållsel som påverkar elcertifikatsystemet. Den del som sammanhänger med industrins driftel har förutsatts ligga utanför systemet, dvs. inte kvotpliktig.)

Som framgår av figur 21 innehåller elproduktionsmixen som elanvändningsökningen leder till i detta beräkningsfall något mer naturgasbaserad elproduktion än vid referensantagandena, figur 9. Skillnaderna är dock ganska små. Med ett antagande om en större elcertifikatkvot blir den genomsnittliga utsläppseffekten av elanvändningsökningen 640 kg CO₂ per MWh el, att jämföra med 670 kg CO₂ per MWh el vid referensantagandena uppgick till. Omfattningen på elcertifikatsystemet tycks med andra ord inte påverka effekten av den ökade elanvändningen i någon större utsträckning.



Figur 21 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en ökad elanvändning på 5 TWh, större elcertifikatkvot

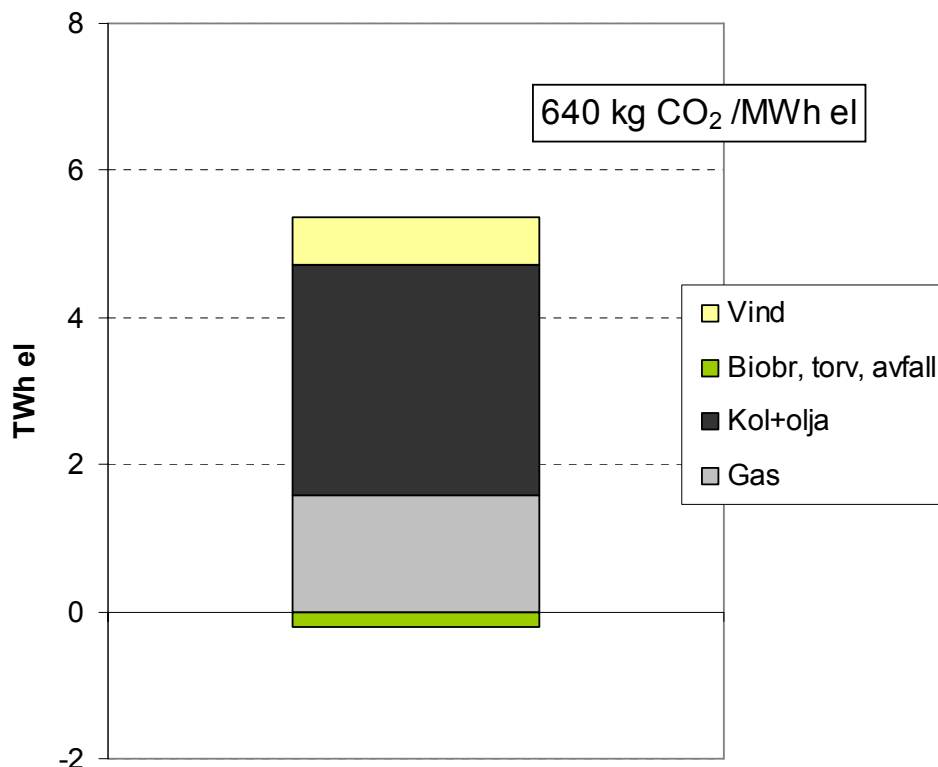
I avsnitt 5.6 redovisas som kompletterande information även för detta beräkningsfall de effekter som förändringen ger inom Sverige, figur 24.

5.4 Ökad elanvändning med 5 TWh - minskad total elanvändning i Nordeuropa

Vid referensantagandena ökar den totala elanvändningen långsamt i Nordeuropa, + 6 % till år 2020 jämfört med nuläget. I beräkningsfallet med minskad total elanvändning antas istället, som beräkningsfallets namn antyder, att elanvändningen minskar, - 5 % till år 2020 jämfört med nuläget.

Effekterna av ökad elanvändning med 5 TWh i Sverige i beräkningsfallet med minskande total elanvändning i Nordeuropa framgår av figur 22. Utfallet liknar i hög grad fallet med den större elcertifikatkvoten, men även till stor del referensfallets effekter, figur 21 respektive figur 9. Effekten på elproduktionsmixen utgörs till helt övervägande del av kol- och naturgasbaserad elproduktion. Eftersom elanvändningen här minskar något i Sverige minskar också den mängd förnybar elproduktion som tvingas in via elcertifikatssystemet något. Effekten på koldioxidutsläppen av en ökning av elanvänd-

ningen med 5 TWh blir i detta beräkningsfall precis densamma som i fallet med en större elcertifikatkvot, 640 kg CO₂ per MWh el.



Figur 22 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en ökad elanvändning på 5 TWh, minskad total elanvändning i Nordeuropa

I avsnitt 5.6 redovisas som kompletterande information även för detta beräkningsfall de effekter som förändringen ger inom Sverige, figur 24.

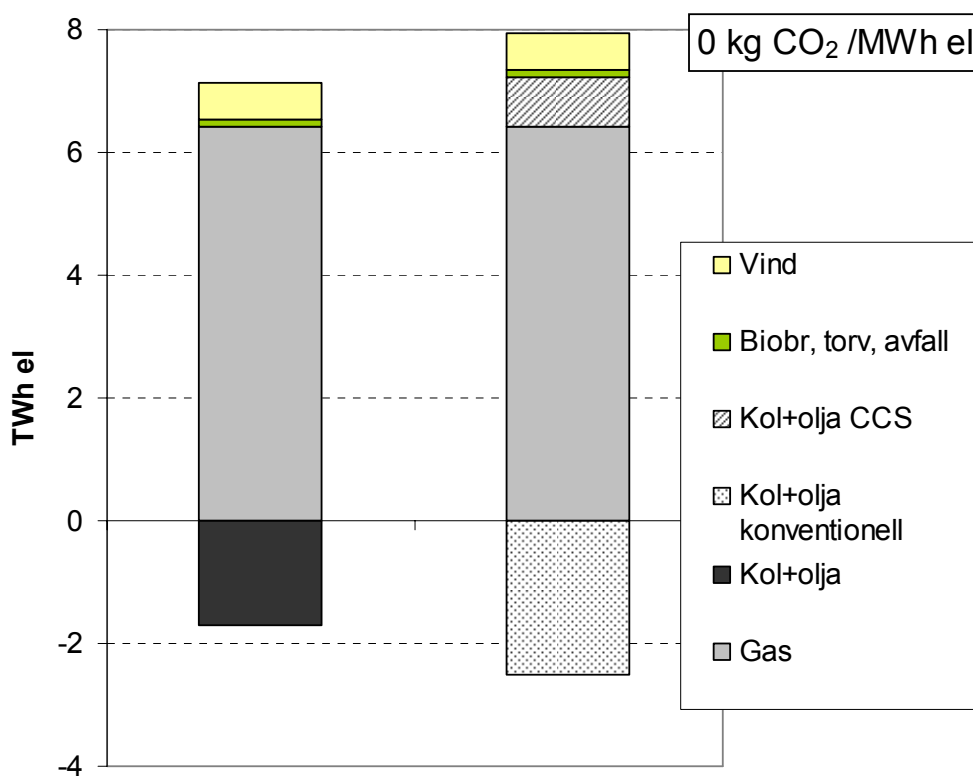
5.5 Ökad elanvändning med 5 TWh - begränsning av de totala koldioxidutsläppen i Nordeuropa ("utsläppstak")

I beräkningsfallet som bygger på referensantagandena och i alla beräkningsfall utom detta (med ett utsläppstak) så uttrycks ambitionerna med att minska koldioxidutsläppen inom EU främst genom det antagna CO₂-priset, men också de koldioxidskatter som främst tillämpas inom de delar av energisystemen som inte ingår i utsläppsrättshandelssystemet. Styrmedel som stimulerar förnybar elproduktion bidrar också. I ett beräkningsfall har vi istället lagt in ett absolut tak för koldioxidutsläppen från det aktuella totala energisystemet. Här tillämpas inte någon exogent satt CO₂-pris, men övriga styrmedel bibehålls. Det beräkningsfallet redovisas i detta avsnitt.

Vid referensantagandena ökar utsläppen av koldioxid mycket långsamt. I beräkningsfallet med ett utsläppstak för koldioxid har vi infört "taket" på ett

sätt så att de totala koldioxidutsläppen minskar med 20 % till år 2020, jämfört med nuläget. Därefter begränsas utsläppen ytterligare för att år 2050 vara 50 % mindre än nuläget.

Formuleringen av beräkningsfallet medför att det inte blir någon effekt på koldioxidutsläppen av en ytterligare elanvändning på 5 TWh. Redan i utgångsläget, utan den ökade elanvändningen, tvingar utsläppstaket fram en minskning av koldioxidutsläppen. När den ytterligare elanvändningen tillförs ökar elproduktionen, men den resulterande produktionen tvingas in under samma utsläppstak. Genom utsläppstaket blir därmed de totala koldioxidutsläppen opåverkade, men det blir däremot effekter på elproduktionsmixen, figur 23.



Figur 23 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en ökad elanvändning på 5 TWh, begränsning av de totala koldioxidutsläppen i Nordeuropa ("utsläppstak")

Av figuren framgår att ytterligare elanvändning till största delen täcks med naturgasbaserad elproduktion, men också viss biobränslekraftvärme och vindkraft. Även en mindre del kolkraft med CCS införs. För att balansera

koldioxidutsläppen från detta elproduktionstillskott så minskar elproduktionen i konventionella kolkraftverk utan CCS¹⁴.

I avsnitt 5.6 redovisas som kompletterande information även för detta beräkningsfall de effekter som förändringen ger inom Sverige, figur 24.

Som en "tilläggsinformation" kan man konstatera att de totala koldioxidutsläppen i beräkningsfallet med CO₂-priset 45 EUR per ton CO₂ är klart mindre än de som beräkningsfallet med utsläppstaket uppvisar. Ett CO₂-pris på 45 EUR per ton CO₂ styr alltså utvecklingen klart kraftigare än ett utsläppstak med ovan beskrivna nivåer. När en utsläpps begränsning av den typ som använts här tillämpas i en energisystemmodell av MARKALs typ så kan man som resultat avläsa marginalkostnaden för utsläpps begränsningen. Detta kan förenklat översättas till det generella utsläppsrättspris som skulle behövas för att ge de utsläppsnivåer som begränsningsekvationen föreskriver. Under den analyserade perioden ligger detta utsläppsrättspris på 25 – 40 EUR/ton CO₂. Då ytterligare elanvändning tillförs ansträngs begränsningen av de totala koldioxidutsläppen något mer än i fallet utan de tillkommande 5 TWh. Skillnaden är dock för liten för att man skall kunna urskilja någon skillnad i marginalpris för begränsningen mellan de båda beräkningsfallen.

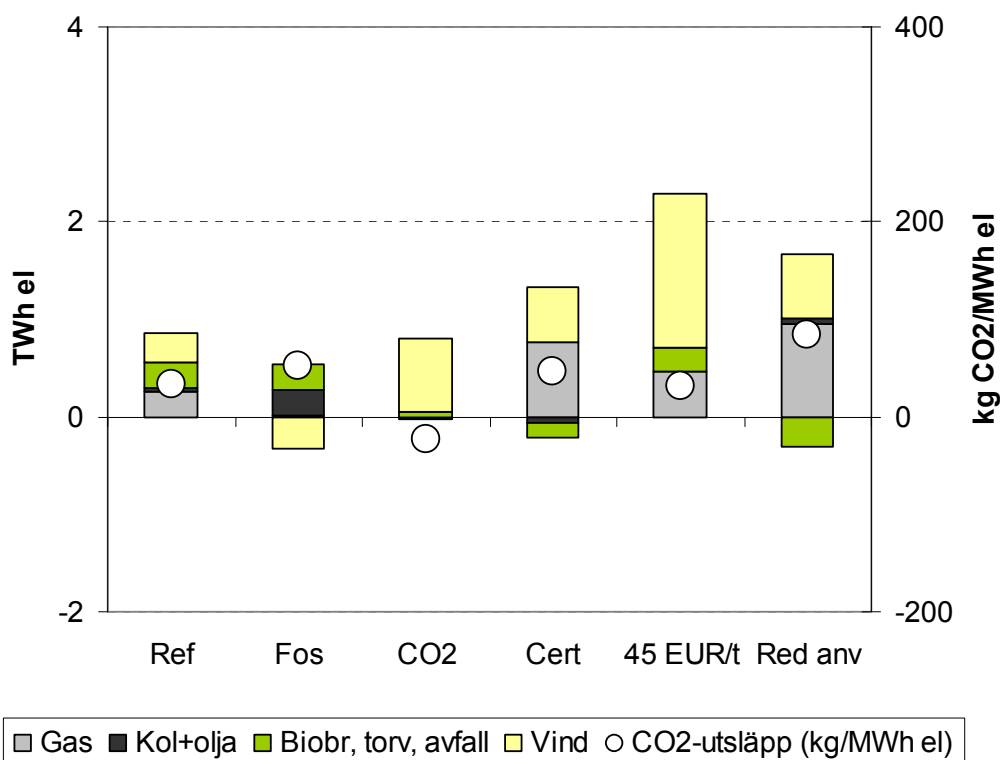
5.6 Ökad elanvändning med 5 TWh – effekter i Sverige vid de olika beräkningsfallen

I avsnitten 5.1 – 5.5 ovan har vi för ett antal beräkningsfall redovisat effekter på elproduktionsmix och på koldioxidutsläpp i Nordeuropa av en ökad elanvändning med 5 TWh i Sverige. Som diskuterats ovan kan det också vara av intresse att redovisa de effekter av förändringen som uppträder i Sverige. I figur 24 visas effekterna inom Sveriges gränser av en ökad elanvändning med 5 TWh.

Genomgående kan man konstatera att effekterna i Sverige är små, trots att det är i Sverige som elanvändningen antas öka. Största delen av elproduktionsförändringarna och den helt dominerande delen av utsläppskonsekvensen av förändringen sker utanför landet, i resten av Norden och i Tyskland/Polen. Inom Sverige ligger effekten på koldioxidutsläppen i de sex beräkningsfallen mellan – 20 och + 80 kg CO₂ per MWh el.

Eftersom Sverige under den studerade perioden enligt beräkningarna kommer att vara nettoexportör av el så blir alltså resultatet av den antagna ökningen av elanvändningen i Sverige att elexporten i genomsnitt minskar med ungefär 3 – 5 TWh, beroende på beräkningsfall.

¹⁴ Eftersom modellbeskrivningen omfattar hela de stationära energisystemen i Norden så kan dock nettoutsläppen från elsektorn öka, mot att någon annan sektor i energisystemet minskar i motsvarande grad.

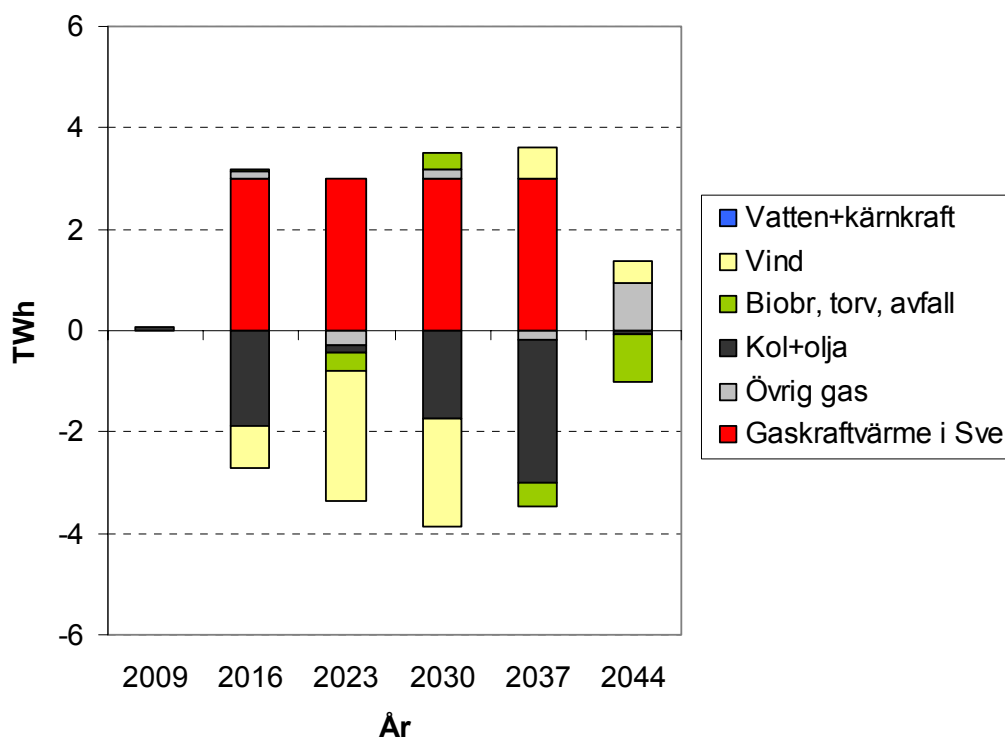


Figur 24 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Sverige av en ökad elanvändning på 5 TWh - olika beräkningsfall

(Kort scenarieförtydligande: "Ref" = Referensantaganden, "Fos" = Högre fossilbränslepriser, "CO2" = Begränsning av de totala koldioxidutsläppen via ett utsläppstak, "Cert" = Större elcertifikatkvot, "45 EUR/t" = Högre CO₂-pris, "Red anv" = Minskad total elanvändning)

5.7 Ytterligare 3 TWh från naturgaskraftvärme, högre fossilbränslepriser

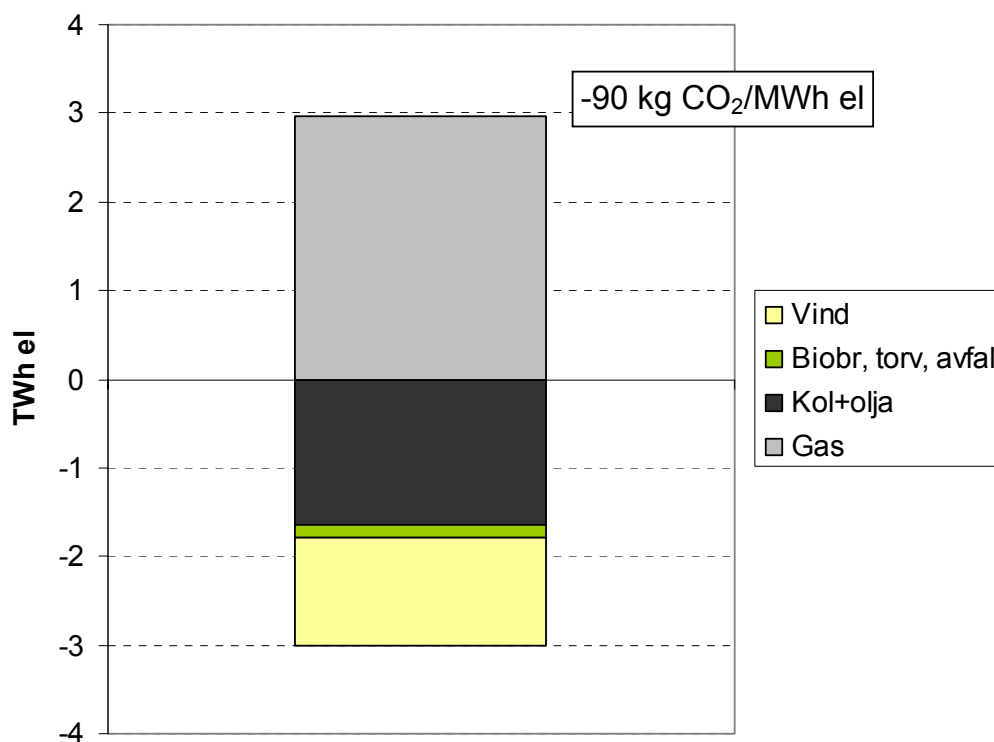
I den serie av beräkningsfall som redovisats ovan har förändringen i samtliga fall utgjorts av ökad elanvändning. Om förändringen istället utgörs av att ytterligare elproduktion tillförs (istället för att elanvändning tillförs) så blir resultatet annorlunda. Här utgörs förändringen av att ytterligare tre TWh naturgaskraftvärme tillförs i Sverige mellan åren 2016 och 2037. I detta beräkningsfall har vi gjort denna förändring med indatakombinationen höga fossilbränslepriser, se ovan. I figur 25 visas konsekvenserna på den nordeuropeiska elproduktionen av denna förändring, givet dessa höga fossilbränslepriser.



Figur 25 Effekten på den nordeuropeiska elproduktionen av att tillföra ytterligare 3 TWh naturgaskraftvärme i Sverige, höga fossilbränslepriser

Den tillkommande elproduktionen ersätter alltså delvis kolbaserad elproduktion (både kolkondens i Tyskland/Polen och kraftvärme i Norden) och delvis förnybar elproduktion (främst vindkraft).

Den genomsnittliga effekten av att ytterligare tre TWh naturgaskraftvärme tillförs under perioden 2016 – 2037 framgår av figur 26.

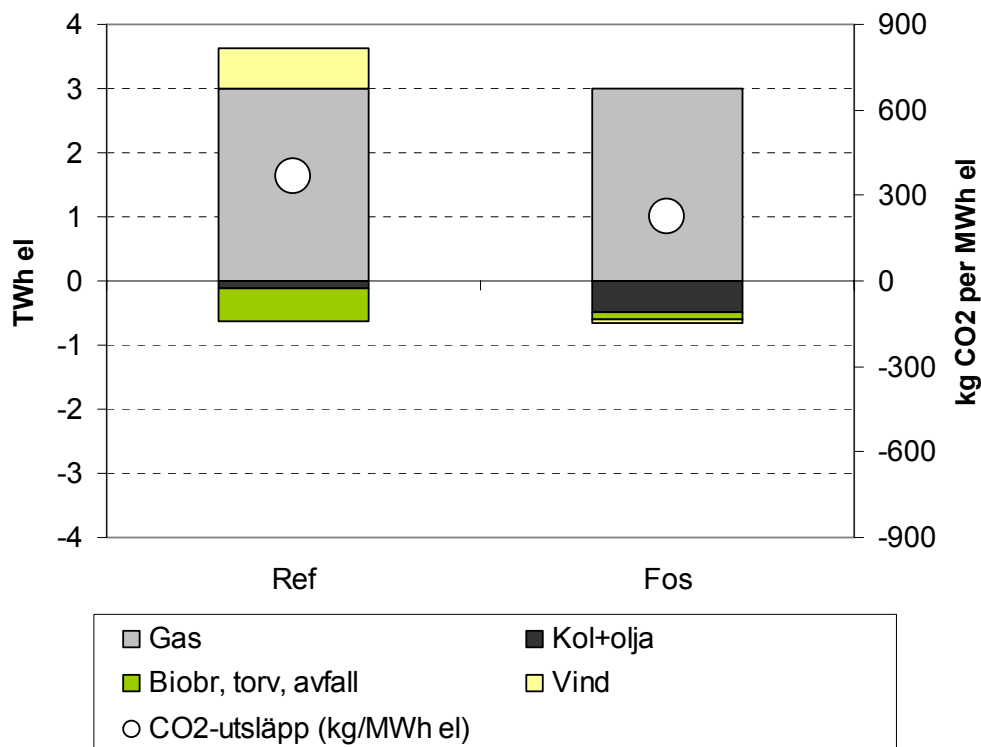


Figur 26 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa av ytterligare 3 TWh el från naturgaskraftvärme, höga fossilbränslepriser

Att tillföra ytterligare tre TWh naturgaskraftvärme minskar alltså även i detta fall de totala utsläppen. Den specifika minskningen uppgår här till 90 kg CO₂ per MWh el (att jämföra med resultatet vid referensantagandena; 300 kg CO₂ per MWh el). Utsläppsminskningen till följd av tillskottet på tre TWh naturgaskraftvärme är alltså mindre när vi antar höga fossilbränslepriser. Förklaringen till detta ligger delvis i den underliggande utvecklingen av elproduktionssystemet. Vid referensantagandena utgörs på sikt en stor del av den tillkommande elproduktionen i Norden av naturgasbaserad elproduktion, se figur 5. Vid de höga fossilbränslepriserna blir naturgasbaserad elproduktion mindre konkurrenskraftig och expansionen sker istället till stor del med vindkraft och biobränslekraftvärme, se figur 17. Om man tillför elproduktion så blir det därmed vid referensantagandena till största delen naturgas- och kolbaserad elproduktion som ersätts, se figur 15. Om motsvarande elproduktion tillförs vid antagandet om högre fossilbränslepriser så blir det istället i till största delen vindkraft och kolbaserad elproduktion som ersätts. Därmed blir alltså nyttan av att tillföra naturgaskraftvärme ur koldioxidutsläppssynpunkt mindre i en situation med högre fossilbränslepriser. Även i detta beräkningsfall bidrar dock de ytterligare tre TWh naturgaskraftvärme i Sverige till att de totala koldioxidutsläppen i Nordeuropa minskar.

Också för detta beräkningsfall redovisas som kompletterande information de effekter som förändringen ger inom Sverige, figur 27. Även i beräkningsfallet

med höga fossilbränslepriser ("Fos") är det alltså främst elproduktion utanför Sverige som ersätts om ny elproduktion tillförs i Sverige. Här är det små mängder kraftvärme baserad på kol och olja som trängs undan då naturgaskraftvärmerna tillförs. Vid referensantagandena ("Ref") var det mindre mängder biobränslekraftvärme som ersattes, men de högre fossilbränslepriserna leder här till att denna behålls medan den dyrare kol-/oljekraftvärmerna trängs undan.



Figur 27 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Sverige av ytterligare 3 TWh el från naturgaskraftvärme, höga fossilbränslepriser

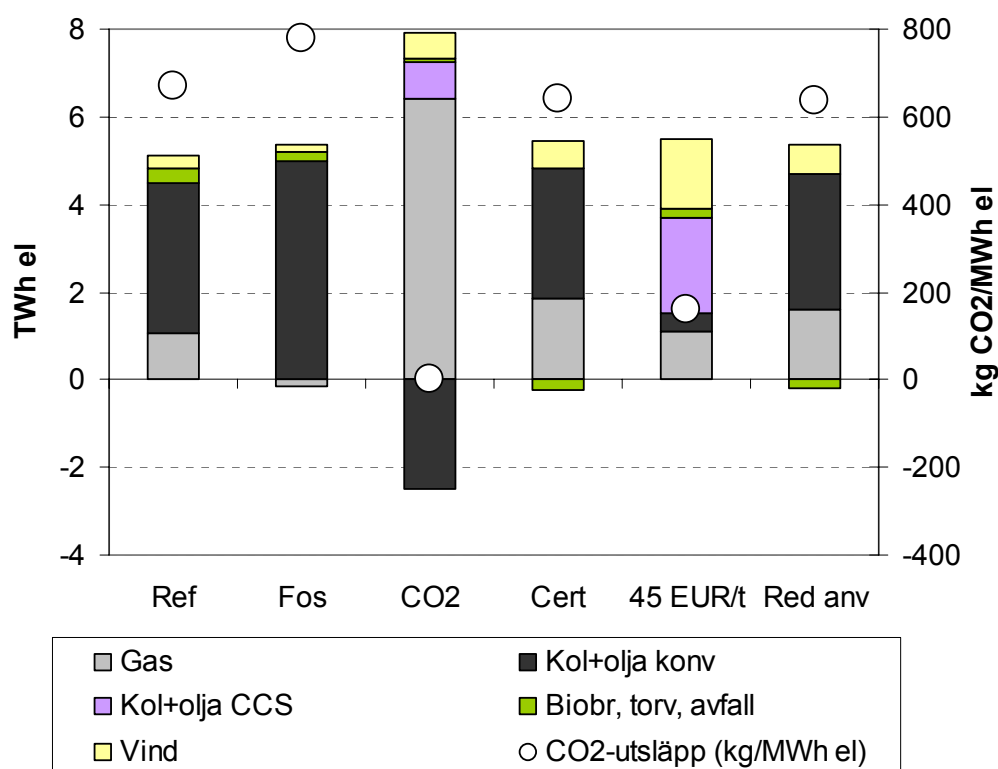
Koldioxideffekterna i Sverige av att tillföra 3 TWh el från naturgaskraftvärme ligger alltså i de båda beräkningsfallen mellan 230 och 360 kg CO₂ per MWh el.

6 Diskussion och slutsatser

I projektet har vi analyserat effekter på elproduktionsmix och på utsläppen av koldioxid av förändringar av både elanvändning och elproduktion. Effekterna av förändringarna har beräknats för olika kombinationer av omvärldsförutsättningar. Inget av beräkningsfallen utgör någon prognos eller gör anspråk på att visa den mest sannolika utvecklingen. Istället visar de olika beräkningsfallen hur effekterna påverkas av olika antaganden om omvärldsförutsättningarnas utveckling.

6.1 Effekter av att tillföra ytterligare elanvändning

Den förändring som studerats bredast är att tillföra ytterligare 5 TWh elanvändning i Sverige. I figuren nedan redovisas de genomsnittliga effekterna i Nordeuropa för åren 2009 – 2037 av denna förändring för ett antal olika kombinationer av omvärldsförutsättningar.



Figur 28 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa om elanvändningen i Sverige ökar med 5 TWh - olika kombinationer av omvärldsförutsättningar

(Kort scenarioförtydligande: "Ref" = Referensantaganden, "Fos" = Högre fossilbränslepriser, "CO2" = Begränsning av de totala koldioxidutsläppen,

”Cert” = Större elcertifikatkvot, ”45 EUR/t” = Högre CO₂-pris, ”Red anv” = Minskad total elanvändning)

Man kan konstatera att effekten på elproduktionsmixen av en ökad elanvändning i samtliga fall utgörs av en mix av olika elproduktionsalternativ. Schablonbilden ”kolkondens på marginalen” har alltså inte visat sig stämma (även om kolkraft i många fall är den dominerande komponenten). Vad beräkningarna också tydligt visar är hur integrerad elmarknaden i norra Europa är. Trots att förändringarna förutsätts ske i Sverige så inträffar stora delar av effekterna i övriga Norden och i Tyskland/Polen. (Vi återkommer till detta nedan.)

Om man inledningsvis bortser från fallet ”CO₂” (där ett tak för de totala koldioxidutsläppen införts) som utgör en principiellt annorlunda ansats, så kan man konstatera att kolbaserad elproduktion i samtliga fall utgör en stor del av den tillkommande elproduktionen. Förnybar elproduktion (i form av vindkraft och biobränslekraftvärme) och naturgasbaserad elproduktion täcker också i de flesta fall delar av den tillkommande elproduktionen. I flera av beräkningsfallen blir utsläppseffekten av förändringen av storleksordningen 700 kg CO₂ per MWh elanvändning (640 – 780). För att ha något att relatera till kan man göra ett räkneexempel: Om den tillförda elanvändningen helt skulle ha täckts med kolkondens med 40 % verkningsgrad och 8 % transmissions- och distributionsförluster så skulle utsläppseffekten ha varit 910 kg CO₂ per MWh elanvändning. Räkneexemplet understryker att det inte bara är kolkondens som utnyttjas om elanvändningen ökar. (Räkneexemplet är dock inte något motbevis för att ny kolkondens med mycket hög verkningsgrad, säg 47 %, skulle kunna utgöra huvuddelen av effekten.)

Om riktigt höga ambitioner förutsätts i klimatpolitiken (uttryckta i form av höga CO₂-priser, 45 EUR/ton CO₂) så blir det mer förnybar elproduktion som tillkommer då elanvändningen ökar. Även här blir dock kolbaserad elproduktion dominerande. Här är dock CO₂-priset så högt så att koldioxidavskiljning och -lagring, CCS, blir kostnadseffektiv. Därmed leder en elproduktionsmix som delvis påminner om de andra beräkningsfallens, till avsevärt mindre koldioxidutsläpp, endast 160 kg CO₂ per MWh elanvändning. Beräkningsfallet med CO₂-priset 45 EUR/ton uppvisar en massiv introduktion av kraftverk med koldioxidavskiljning och -lagring på relativt kort tid. I verkligheten finns naturligtvis i dagsläget stora osäkerheter kring en sådan utveckling, då tekniken ännu inte kan anses vara kommersiellt tillgänglig.

Man kan tänka sig andra sätt för att tvinga in koldioxidavskiljning och -lagring. Exempelvis skulle man inom EU från en viss tidpunkt kunna kräva att nya kolkraftverk måste förses med CCS och från en annan tidpunkt kräva att existerande kolkraftverk också förses med CCS. Ett sådant fall skulle med stor sannolikhet ge resultat (effekter av förändringar) som liknar de för beräkningsfallet med CO₂-priset 45 EUR/ton.

6.2 Styrmedel påverkar effekterna av förändringar

I beräkningsfallet då ett tak för de totala koldioxidutsläppen tillämpas (- 20 % till 2020 och - 50 % till 2050) ger inte den tillkommande elanvändningen

några effekter på utsläppen. Utsläppstaket begränsade ju redan i utgångsläget de totala koldioxidutsläppen och då ytterligare elanvändning tillförs så måste även den resulterande tillkommande elproduktionens utsläpp rymmas under utsläppstaket. Resultatet blir den mix av elproduktion som visas i figuren ovan, "CO₂", (konventionell kolkondens minskar medan gaskraft, kolkraft med CCS och förnybar elproduktion ökar). Detta beräkningsfall visar alltså hur effekterna av ökad användning skulle se ut om det verkligen fanns ett tak för utsläppen från just det system som analysen omfattar. I verkligheten finns ju EU:s utsläppsrättshandelssystem som har ungefär denna uppbyggnad i form av ett utsläppstak, men som omfattar ett avsevärt större system (fler länder och fler sektorer), varför anpassningarna till följd av utsläppstaket mycket väl till stor del kan ske utanför det delsystem (det stationära energisystemet, inklusive elproduktion, i Norden och elproduktionen i Tyskland och Polen) som vår analys omfattar. Därför har vi i detta projekt valt att i första hand uttrycka de klimatpolitiska ambitionerna genom ett CO₂-pris.

Ett styrmedel med liknande uppbyggnad som utsläppsrättshandeln är det svenska elcertifikatsystemet. Detta ingår i samtliga beräkningsfall och påverkar hur elsystemet utvecklas. Om förändringar sker i den kvotpliktiga elanvändningen påverkar elcertifikatsystemet också direkt effekten på elproduktionsmixen och därmed också indirekt utsläppen. Om den kvotpliktiga elanvändningen ökar måste en andel av detta, via kvotplikten, täckas med förnybar produktion. Omvänt minskar behovet av förnybar elproduktion om förändringen utgörs av en minskning av kvotpliktig elanvändning. Om icke kvotpliktig elanvändning (t.ex. inom industrin) ändras ger elcertifikatsystemet inte några sådana direkta effekter. Inte heller ger systemet några sådana direkta effekter om den analyserade förändringen utgörs av förändringar av elproduktionen.

Den ökning av elanvändningen på 5 TWh som har analyserats utgår från en ökning av hushållsel med 2,5 TWh och en ökning av industrins driftel med 2,5 TWh. Resultaten kan dock också användas som en första uppskattning av effekterna av ökad elanvändning för uppvärmning. En skillnad är att el för uppvärmning har en annan fördelning över året, en "spetsigare profil". Det får inverkan på hur elproduktionen påverkas av förändringen. Vår bedömning är ändå att resultaten ovan kan fungera även som en indikation på effekterna av ökad elanvändning för uppvärmning. Här är det viktigt att komma ihåg systemgränsen. Vi har ju räknat ut vilka koldioxidutsläpp som den tillkommande elanvändningen orsakar. Om man vill överföra resultatet till ett elvärmefall så måste man också beakta den minskning av de totala koldioxidutsläppen och av bränsleanvändningen som konvertering till elbaserad uppvärmning skulle kunna leda till då t.ex. oljeeldning minskar.

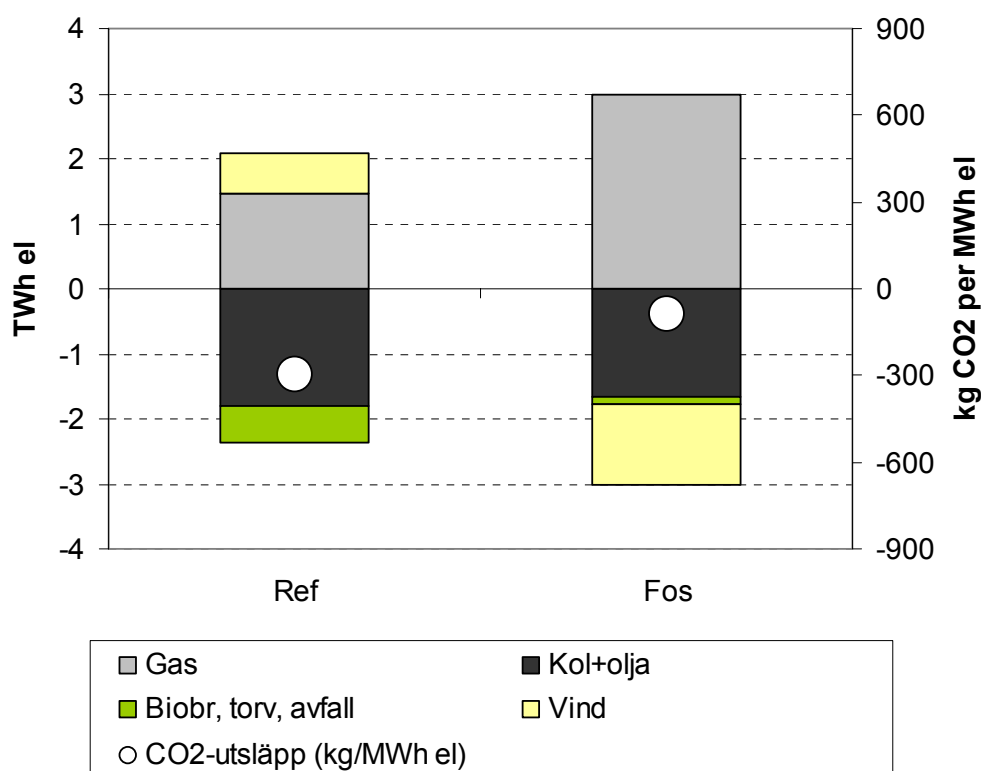
6.3 Effekterna är i huvudsak symmetriska

En fråga som inställer sig är om effekterna blir desamma om förändringen utgörs av en ökning eller en minskning av elanvändningen / elproduktionen. För att analysera om effekterna av förändringarna är "symmetriska" beräknades också fallet att elanvändningen *minskar* med 5 TWh. Detta gav effekter på elproduktionsmixen som i huvudsak var desamma, men med minskningar istället för ökning för respektive elproduktionsalternativ.

Utsläppskonsekvenserna var i det närmaste identiska, även här med minskning istället för ökning. Detta är en tydlig indikation på att resultaten av förändringar kan förväntas vara "symmetriska".

6.4 Effekter av att tillföra ytterligare naturgaskraftvärme

Den tredje förändringen som har analyserats är att tillföra ytterligare 3 TWh elproduktion från naturgaskraftvärme i Sverige. Figuren nedan visar de genomsnittliga effekterna på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa vid denna förändring. I figuren visas resultaten för beräkningsfallen med referensantagandena ("Ref") och högre fossilbränslepriser ("Fos").



Figur 29 Genomsnittlig effekt på elproduktionsmix och koldioxidutsläpp i Nordeuropa om 3 TWh naturgaskraftvärme tillförs i Sverige - två kombinationer av omvärldsförutsättningar

Beräkningarna visar att den elproduktion som ersätts dels utgörs av kolbaserad elproduktion och dels annan elproduktion som varierar mellan beräkningsfallen (t.ex. naturgasbaserad elproduktion eller vindkraft). Att tillföra 3 TWh naturgaskraftvärme minskar i båda beräkningsfallen de totala utsläppen av koldioxid, även om utsläppen i Sverige ökar. Det som ersätts inom och utom landet ger som helhet alltså klart större koldioxidutsläpp än de som den tillkommande naturgaskraftvärmens orsakar.

6.5 Kvalitativ diskussion av några ytterligare fall

Inom projekt har vi av flera skäl (begränsade resurser, svårigheter att pedagogiskt förmedla alltför många resultat, etc.) valt att begränsa antalet beräkningsfall (förändringar, respektive indatakombinationer). Andra fall har dock varit uppe till diskussion. En sådan förändring är att bygga ut ytterligare vindkraft. Detta anknyter till elcertifikatsystemet och vi diskuterar därför detta helt kort kvalitativt. Så länge som elcertifikatsystemet tillämpas och så länge som det är detta som avgör hur mycket förnybar elproduktion som tillförs så leder ytterligare vindkraft i huvudsak till att den extra vindkraften tränger undan annan förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet, t.ex. biobränslekraftvärme. (Detta skulle också kunna leda till mer naturgas-kraftvärme i Sverige, för att täcka den fjärrvärmeproduktion som inte blir av då viss biobränslekraftvärme trängs undan.) Vid mycket höga CO₂-priser, och därmed höga elpriser, skulle det kunna inträffa att vindkraft byggs spontant och inte som en följd av elcertifikatsystemet. Då skulle effekten av ytterligare vindkraft bli en annan, det vill säga inte uteslutande som ersättning för annan förnybar elproduktion. Om en förändring skulle utgöras av ytterligare biobränslekraftvärme blir resonemanger i princip detsamma, men med indirekt påverkan på vindkraft.

En parameter som varit uppe till diskussion inom projektet är antagandet om utfasning av kärnkraft i Sverige och i Tyskland. Detta ingår i samtliga beräkningsfall. Frågan är hur effekterna av förändringarna hade sett ut om man istället hade antagit att kärnkraften bibehålls. Detta har inte beräknats kvantitativt, men kvalitativt tror vi att resultaten skulle ha blivit likartade. Den svenska kärnkraftavvecklingen antar vi påbörjas först efter år 2030 och eftersom de genomsnittsvärden som lyfts fram avser perioden från idag till 2037 är det endast de allra sista åren som antagandet påverkar. Därmed kan man anta att konsekvenserna på det som analyseras inom detta projekt blir mycket små. Den tyska utfasningen av kärnkraft antas ske närmare i tiden och skulle därmed kunna ha större konsekvenser på analysen. I Tyskland är det dock ändå en såpass stor del av elproduktionen som baseras på kolkondens att även med bibehållen kärnkraft så skulle kolkondensen utgöra en nästan lika stor del av effekten av en förändring av elanvändningen eller elproduktionen i Sverige. En grov slutsats blir därmed att antagandet om utfasning av kärnkraft inte skulle påverka analysen i detta projekt på något avgörande sätt. (Antagandet om kärnkraftavvecklingen kan dock naturligtvis få mycket stora effekter på annat, t.ex. kostnader för elproduktionen och totala koldioxidutsläpp.)

6.6 Stor del av effekterna utanför Sverige

Som diskuterats ovan så sker en stor del av effekterna av den förändrade elanvändningen/elproduktionen utanför Sverige. Med den utformning av styrmedel som föreligger och det sätt som elmarknaden fungerar på så har vi bedömt att det är inom det geografiska området Norden samt Tyskland och Polen ("Nordeuropa") som effekterna av förändringar i Sverige kommer att uppträda. Förändringarna av elanvändning och elproduktion i Sverige ger alltså effekter inom hela detta område och eftersom vi främst intresserar oss för utsläpp av koldioxid, som ju endast har globala effekter, är det relevant att beakta effekterna inom hela detta område.

I samband med projektets referensgruppsmöten har ansvarsfrågan diskuterats. En synpunkt har då varit att Sverige bara kan ta ansvar för effekter på elproduktionen i Sverige om man inom landet gör förändringar av elanvändning eller elproduktion. Effekterna utanför Sverige måste respektive lands energi- och klimatpolitik "ta hand om". Detta synsätt är också relevant om man exempelvis överväger styrmedel som uteslutande har nationella mål. Det skulle därför vara rimligt att begränsa analysen av effekterna till Sverige. Delvis av detta skäl redovisas också i rapporten effekterna av förändringen på elproduktionsmixen och koldioxidutsläppen i Sverige. Man kan då konstatera att konsekvenserna av ökad elanvändning i Sverige är mycket små inom landets gränser. Den största delen av effekterna på koldioxidutsläpp (utsläppsökningen) och på elproduktionsmix sker utanför landet. Om ytterligare elproduktion i form av naturgaskraftvärme tillförs i Sverige sker också en mycket stor del av effekterna utanför landet. I Sverige leder den tillkommande kraftvärmeproduktionen till ökade utsläpp, medan de totala utsläppen i Nordeuropa minskar till följd av förändringen. Tabellen nedan visar som ett exempel skillnaderna på utsläppseffekterna i Nordeuropa respektive i Sverige av två förändringar.

Tabell 15 Effekt på koldioxidutsläppen av förändrad elanvändning/elproduktion i Sverige - referensantagandena

	Effekt i Nordeuropa [kg CO ₂ per MWh]	Effekt i Sverige [kg CO ₂ per MWh]
5 TWh ökad elanvändning i Sverige	670	30
Ytterligare 3 TWh naturgaskraftvärme i Sverige	-300	360

Eftersom Sverige under den studerade perioden enligt beräkningarna kommer att vara nettoexportör av el så blir alltså resultatet av de antagna förändringarna av elanvändning/elproduktion i Sverige att det är storleken på denna export som påverkas. Förändringarna leder inte till elimport.

6.7 Avslutande resultatkommentarer

Analyserna visar att förändringar av elanvändningen/elproduktionen i de flesta beräkningsfall ger relativt stora effekter på koldioxidutsläppen i Nordeuropa. (Givet att ett europeiskt utsläppsrättssystem med ett tak för de totala koldioxidutsläppen verkligen tillämpas under hela den studerade perioden så skulle dock de europeiska utsläppseffekterna bli i det närmaste obefintliga.) Det finns dock samtidigt beräkningsfall där effekterna på koldioxidutsläppen i Nordeuropa blir små eller obefintliga, t.ex. då vi antar mycket höga CO₂-priser eller bindande utsläppsmål. I de beräkningsfall där effekterna på koldioxidutsläppen är stora är effektivisering av elanvändningen och byggande av ny elproduktion med små koldioxidutsläpp värdefullt ur klimatperspektiv. Att effekterna av förändrad elanvändning/elproduktion innehåller mycket kolbaserad elproduktion är i hög grad en konsekvens av att det nordeuropeiska elsystemet, utanför Sverige, idag innehåller mycket av sådan produktion och att elmarknaden i norra Europa i så hög grad är

sammanhängande. Förändringar i Sverige ger i stor omfattning effekter på elproduktionen utanför Sverige. En utmaning för elbranschen i Nordeuropa är att gradvis miljömässigt förbättra den stora volymen elproduktion genom att tillföra ny elproduktion med små eller inga koldioxidutsläpp, att minska koldioxidutsläppen från existerande produktion och att bidra till att "onödig" elanvändning undviks. Detta pågår redan och Sverige har redan kommit långt i det arbetet. På sikt kommer detta också att påverka effekten av förändringar av elanvändningen.

Avslutningsvis kan vi konstatera att vi känner stor trygghet inför den grundläggande principen som har utnyttjats i detta projekt, det vill säga att en viss förändring av elanvändningen/elproduktionen leder till effekter på elproduktionsmixen och utsläpp, och att dessa effekter kan hänföras direkt till denna förändring. Även metodiken för att fastställa effekterna av förändringarna (modellberäkningar av elproduktionens utveckling med, respektive utan den aktuella förändringen) uppfattar vi som logisk och trovärdig. Vi vill samtidigt understryka att utfallet av analysen påverkas av de val av omvärldsförutsättningar som görs. Denna osäkerhet är dock inte begränsad till modellberäkningarna utan är lika tydlig i verkligheten. Förutsägelser om den framtida utvecklingen är helt enkelt förknippad med stora osäkerheter. De stora osäkerheterna kring framtida omvärldsförutsättningar motiverar också att den typ av analyser som gjorts i detta projekt uppdateras med jämna mellanrum i takt med att omvärldsförutsättningarna förändras.

6.8 Modellrelaterad diskussion

I detta avsnitt följer en beskrivning av några viktiga modell- och metodkaraktäristika och hur dessa kan inverka på slutresultaten. I vissa fall är det svårt att bedöma just hur avgörande de olika modellegenheterna är för slutsatserna. Modellverktyget är komplext på samma sätt som verkligheten och frågan om elens miljöpåverkan. Det senare bekräftas genomgående av modellberäkningarna. Under detta projekt har vi dock blivit än mer trygga i vår förvisning om att den valda principen för värdering av elens miljöpåverkan är den mest rimliga kopplad till de långsiktiga förändringarna som vi valt att studera här. Det använda modellverktyget har också visat sig motsvara förväntningarna och gett oss de nödvändiga insikterna för att hantera frågeställningarna.

I modellresultaten finns mycket som är robust och som ger slutsatser som kan generaliseras (t ex att effekten generellt är en mix av kol, gas och förnybart) och därmed lättare att kommunicera ut. Andra inslag i modellresultaten har visat sig vara relativt känsliga för val av beräkningsförutsättningar (t ex den inbördes fördelningen mellan kol och gas i effekten). Sådana resultat låter sig inte lika lätt kommuniceras till en publik utanför projektet. Det finns däremot ingen som helst anledning att tro att känsligheten för vissa beräkningsförutsättningar inte stämmer överens med de verkliga skeendena. Modellverktyget är en förenkling av verkligheten och måste så vara. Vi kan dock idag inte se något alternativt verktyg som väsentligt skulle förändra den bild av elens miljöpåverkan som vi förmedlat i denna rapport.

Här nedan följer ett antal modellspecifika karaktärsdrag och en kort diskussion i vilken utsträckning dessa kan tänkas inverka på slutresultaten.

6.8.1 Perfect foresight

"Perfect foresight" innebär att modellen har fullständig kunskap om framtiden, d v s bränslepriser, miljökrav, energiefterfrågan, teknisk utveckling m m är på förhand känt för varje framtida modellår. I modellbeskrivningen ingår därmed inga överraskningar eller osäkerhetsmoment. Detta i sig är också en orsak till varför denna modellmetodik ofta förknippas med jämförelsevis låga kalkylräntor. Det finns helt enkelt ingen anledning till riskaversion.

Avsaknaden av osäkerhetsmoment eller stokastik i modellen har dock stora fördelar för modelltransparensen och tolkningen av beräkningsresultaten. Vi tror dessutom inte att valet av "perfect foresight" framför en stokastisk modellering på något avgörande vis påverkar slutsatserna i denna studie.

6.8.2 Dynamik

Modellmetoden inbegriper så kallad dynamisk optimering vilket innebär att systemet som studeras optimeras över hela den studerade perioden, d v s i vårt fall från idag ända fram till 2050. Detta innebär att det som sker under ett visst modellår påverkas av (och påverkar) både de föregående och efterföljande modellåren. Den dynamiska optimering medför därmed att timing av investeringar blir optimal givet de förutsättningar som gäller.

En dynamisk optimering är matematiskt och analytiskt mer komplex än en sekventiell optimering där optimeringen istället görs separat för varje modellår. Detta betyder också att i det beräkningsfall där förändringen läggs in så fås i princip en annan "modellframtid" än i motsvarande referensfall (exklusive förändringen). Beroende på förändringens art så kan skillnaden mellan de bägge modellframtiderna vara i det närmaste försumbar eller tämligen betydande. Trots att förändringarna som vi valt att studera i detta projekt är jämförelsevis mycket små så kan de dock vara tillräckligt stora för att modellen i förändringsfallet väljer helt andra strategier för systemets utveckling än i basfallet. Bägge beräkningsfall är dock optimala givet respektive förutsättningar. Effekten, som ju definieras som skillnaden mellan förändringsfallet och basfallet, kan därmed få vissa drag av sådant som inte helt lätt låter sig förklaras och som är ett resultat av just differensen mellan två olika modellframtider. I detta projekt har vi dock kunnat konstatera att sådant endast är av mycket marginell betydelse och på intet sätt förändrar de dragna slutsatserna.

Det är dock högst troligt att modelldynamiken, och de eventuellt mindre lättolkade inslagen i modellresultaten, är i paritet med de verkliga skeendena. Det finns naturligtvis fog för att tro att även små förändringar kan få ganska stor betydelse för systemens utveckling i framtiden.

6.8.3 Tidsupplösning inom året

I MARKAL-NORDIC är lastkurvan för elanvändning indelad i sex tidssteg (vinter, sommar, höst/vår samt dag och natt) och skiljer sig mellan de olika

användarkategorierna. Att utgå från endast sex tidssteg är naturligtvis en förenkling då man studerar i synnerhet mer kortsiktiga frågeställningar som rör elsystemet, t ex handel mellan länder över året, eller intermitterent kraftproduktion. För frågeställningar som rör längre tidsperspektiv har detta dock mindre betydelse. De förändringar och effekter som analyserats i detta projekt har samtliga en varaktighet på många år, varför den relativt enkla representationen av elanvändningens lastvariationer torde ha endast marginell inverkan på slutresultaten.

6.8.4 Oförändrade omvärldsförutsättningar

Både basfallet och förändringsfallet delar fullt ut samtliga beräknings- och omvärldsförutsättningar förutom just den förändring som studeras. Och förändringen innebär generellt i denna studie en siffra i TWh med vilken elanvändningen eller elproduktionen förändras. Därmed kopplas också hela effekten entydigt till just förändringen. En invändning som man skulle kunna anföra mot denna beskrivning är dock att vissa förändringar i sig också skulle kunna ge upphov till förändrade omvärldsförutsättningar. T ex så skulle en ökning i elanvändning kunna leda till en ökning i elbeskattning till följd av energipolitiska mål att dämpa tillväxten i elanvändningen. I denna studie så förändras varken styrmedlen, tekniska förutsättningar eller resurspotentialer då man går från basfallet till förändringsfallet¹⁵. Detta är dock, enligt vårt förmenande, det mest rimliga sättet att angripa det hela. Med den valda metoden kan man direkt koppla effekten till den specifika förändringen utan att behöva ta hänsyn till även andra följdförändringar (t ex en justering av elskatten) som ytterligare skulle komplicera bilden och i princip omöjliggöra kopplingen mellan orsak och verkan. Rent kvalitativt kan beräkningsresultaten i denna studie naturligtvis kopplas till att man gör även andra förändringsöverväganden efteråt. Dessutom kan man betrakta de här studerade förändringarna som tillräckligt små för att de inte rimligtvis kan komma att påverka omvärldsförutsättningarna så som de är beskrivna i modellen.

6.8.5 Alla förändringar ger upphov till effekter

Modellbeskrivningen medför att all förändrad elanvändning (eller förändrad elproduktion) leder till effekter på det omgivande systemet. En ökning i elanvändning måste med andra ord kompenseras av en lika stor ökning i elproduktion, eller en lika stor minskning i övrig elanvändning, eller en kombination av ökad elproduktion och minskad övrig elanvändning. Detta gäller även för mycket små förändringar. I verklighetens komplicerade system ligger det ibland nära till hands att göra sig en bild av att tillräckligt små förändringar (t ex att tända eller släcka en lampa) tenderar att "drunkna" i en, i det närmaste, oändligt mycket större och komplicerad systemomgivning. Därmed skulle förändringen inte ge upphov till några effekter alls, än mindre påverka hur elsystemet byggs ut i framtiden. Trots den attraktiva enkelheten i denna bild så är det ändå så att elbalansen måste uppfyllas även om det "enbart" skulle märkas som t ex en mycket liten nedgång i nätfrekvensen p g

¹⁵ Ett undantag från detta är dock den justering av elcertifikatproduktionen som i modellberäkningarna görs för förändringen av den elcertifikatpliktiga delen av elanvändningen

a den tända lampan. En viss effekt har vi med andra ord redan fått. I längden torde dock inte ens en liten nedgång i nätfrekvensen accepteras utan någon form av kompensation på produktionssidan (eller av övrig användning).

I denna studie kan vi på goda grunder hävda att de förändringar som vi valt att studera visserligen är mycket små i förhållande till omgivande system, men tillräckligt stora för att leda till verkliga effekter på elsystemet. Detta gäller i synnerhet som de studerade förändringarna har mycket långa varaktigheter över tiden.

6.8.6 Beskrivningen av energiefterfrågan

Beroende på användarkategori så uttrycks energiefterfrågan i MARKAL-NORDIC antingen som slutlig energianvändning (behovet av t.ex. el, fjärrvärme och olja) eller som nyttig energianvändning (t ex uppvärmning). För bägge fallen är energibehovet fixt, d v s det kan ej reduceras (eller ökas) till följd av energiprisförändringar. Inom de energianvändningsområden som beskrivs i termer av nyttig energi så är dock den slutliga användningen av de enskilda energibärarna (t ex el, fjärrvärme och olja) ett modellresultat i sig, det vill säga att de är känsliga för variationer i energipriserna för det givna nyttiga energibehovet. Mer om detta går att läsa i Bilaga 2. De olika energibärarnas priskänslighet beskrivs ofta i energiekonomisk modellering med hjälp av priselasticiteter, vilka utgör sifferantaganden på hur mycket efterfrågan på en energibärare ändras till följd av en viss förändring i energipris. Sådana priselasticiteter utnyttjas inte explicit i vår modellansats.

Att utöka beskrivningen av energianvändningen och göra denna mer priskänslig i vår modellansats kan dock inte få några mer avgörande konsekvenser för denna studie. De relativt sett små förändringar som vi analyserat inom detta projekt leder med all säkerhet till mycket små förändringar i prisbilden på de olika energimarknaderna. Därmed har också en elastisk energiefterfrågan liten betydelse då man jämför ett beräkningsfall inklusive en given förändring med ett beräkningsfall exklusive samma förändring.

Bilaga 1 Marginalensbegreppet – finns det internationellt?

Marginalen är ett begrepp som används internationellt för klimatvärdering av åtgärder som påverkar elsystemet. Det kanske främsta exemplet på detta är utformandet av en referensbana till elprojekt inom mekanismen för ren utveckling (CDM, Clean Development Mechanism) under FN:s klimatkonventions regi. Ett flertal studier behandlar denna problematik¹⁶. Marginalensbegreppet används även i samhällsdebatten i övriga nordiska länder men oftast av intressenter i olika frågor.

Marginalen i mekanismen för ren utveckling

För att säkerställa additionalitet, dvs att det blir en verklig utsläppsminskning, skapas en referensbana för investeringar i elsystemet för CDM projekt. Denna referensbana bygger på en kombinerad marginalsprincip (KM) som består av en sammanvägning av utsläppsfaktorerna för drifts- (DM) och utbyggnadsmarginalerna (UM).

$$KM = \omega_{DM} \cdot DM + \omega_{UM} \cdot UM \quad \text{där } \omega_{DM} + \omega_{UM} = 1$$

Utsläppsfaktorn för driftsmarginalen ska motsvara den elproduktion som inte behövs användas i elsystemet till följd av att ny elproduktion tillkommer. Utsläppsfaktorn för utbyggnadsmarginalen är i dessa sammanhang en sammanvägning av utsläppsfaktorerna för en grupp av kraftverk. Gruppen består antingen av de fem senast byggda kraftverken eller också de kraftverk vars kapacitet utgör 20 procent av den senast utbyggda produktionen i elsystemet. I utgångsläget har drifts- och utbyggnadsmarginalen lika stor vikt för den kombinerade utsläppsfaktorn, det vill säga emissionsfaktorn för driftsmarginalen multipliceras med 0,5 och adderas med emissionsfaktorn för utbyggnadsmarginalen multiplicerad med 0,5. Ett undantag är projekt med vindkraft och solceller där driftsmarginalen har en högre vikt (0,75). Argumentet för detta är den stokastiska profilen på elproduktion från vind och sol. En annan viktning kan användas givet att styrelsen för mekanismen för ren utveckling godkänner de motiv som presenteras.

Marginalen i Norden

Marginalensbegreppet förekommer i debatten i både Danmark, Finland och Norge. I Norge har SINTEF (Skandinaviens största oberoende forsknings-

¹⁶ Se till exempel: Kartha m.fl. (2004) Baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector, *Energy Policy*, 32, 545-566; Sharma and Shrestha (2006) Baseline for electricity sector CDM projects – simplifying estimation of operating margin emission factor, *Energy Policy*, 34, 4093-4102.

organisation) argumenterat för utsläppsfaktorer som är baserade på ett marginalresonemang, högeffektiv naturgaskombi (ca 400 gCO₂ per kWh). NVE (Norges Vassdrags- og energidirektorat), Norges motsvarighet till Energimyndigheten, redovisar ofta flera betraktelsesätt. Under våren 2008 kommer NVE emellertid offentliggöra ett ställningstagande för vilket betraktelsesätt som ska förordas. Till skillnad mot Sverige där marginalesvärderingar har en tonvikt på historisk driftsmarginal så är det i Norge vanligare med en stor vikt vid utbyggnadsmarginalen vilket ofta antas vara naturgaskombi.

I Danmark är det vanligt med utsläppsfaktorer som representerar medelelen för västra respektive östra delen av landet. Dessa faktorer är omkring 500 gCO₂ per kWh, något över för östra delen och något under för västra. Efter drifttagandet av Storabältskabeln 2010 kommer troligen enbart en utsläppsfaktor att användas.

Bilaga 2 MARKAL – metodik och modell

Denna sammanställning ger en allmän beskrivning av MARKAL-modellens arkitektur och den metodik som är förknippad med MARKAL-modellen. Avsnittet ger också en mycket kort introduktion till MARKAL-NORDIC, d v s den MARKAL-modell som beskriver det nordiska energisystemet och som använts i detta projekt.

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 Abilock¹⁷. 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.¹⁸ ETSAP i sin tur är resultatet av ett "implementing agreement" inom IEA.

MARKAL och energisystemet

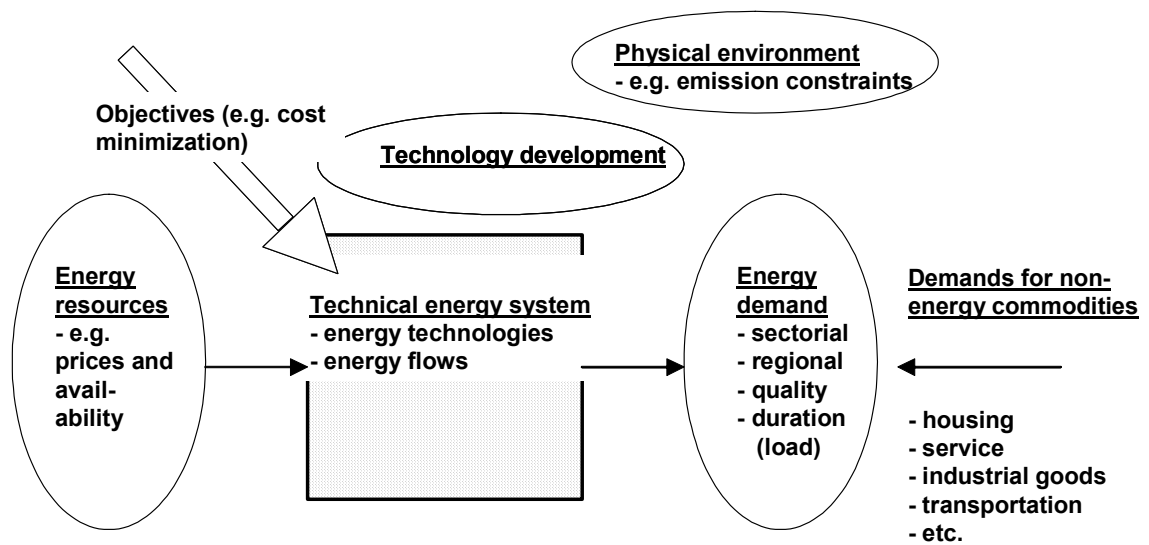
Den "traditionella" användningen av MARKAL är relaterad till studier av det *tekniska* energisystemet. Det tekniska energisystemet förhåller sig till omgivningen så som visas i Figur 1. Längst till höger i figuren uppstår själva energibehovet som i sin tur är kopplat till utvecklingen i den övriga makroekonomin. 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.¹⁹ För att i någon mån hantera sådana faktorer som befinner sig i modellens omgivning arbetar man lämpligen med *scenarier* där scenarierna byggs upp av antaganden kring de exogena faktorerna.

¹⁷ 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

¹⁸ På ETSAPs hemsida (www.etsap.org) finns mer information om själva organisationen och MARKAL-modellen.

¹⁹ En del av dessa exogena faktorer har internaliserats, d v s blivit endogena, i vissa versioner av MARKAL-paketet.

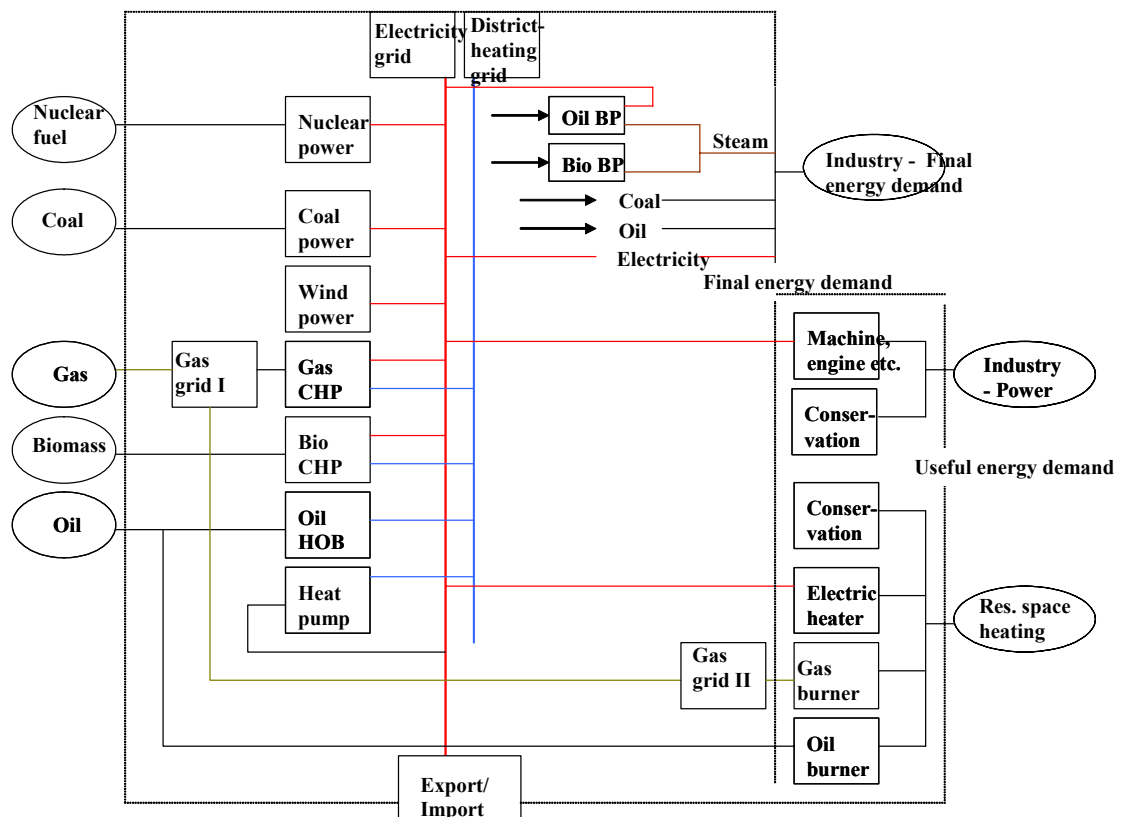


Figur 1 Det tekniska energisystemet och dess omgivningar

Energisystemet i MARKAL-modellen (d v s innanför gränserna till det tekniska energisystemet) beskrivs utifrån referensenergikonceptet (RES)²⁰. 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.

²⁰ 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

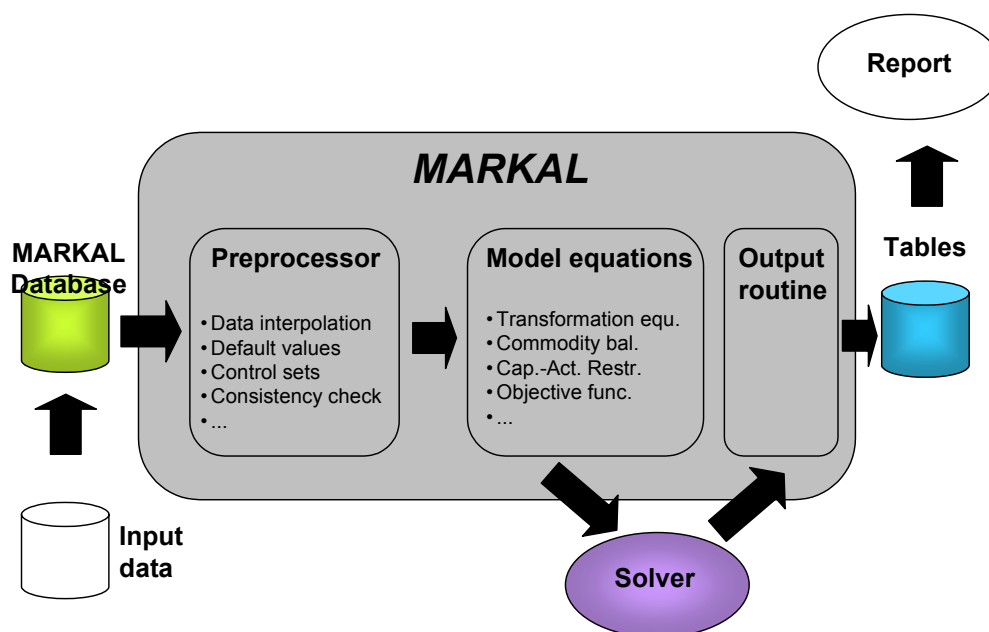
Den geografiska systemgränsen väljs beroende på problemställning och kan omfatta allt från enstaka kommuner i exempelvis Sverige till hela världen.

MARKAL-modellens arkitektur

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

- En databas med alla beräkningsförutsättningar (indata)
- 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.
- 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/m^2 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 tids-horisonten 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:

$$\begin{aligned} & \text{min eller max } \sum_i c_i x_i \\ \text{randvillkor: } & \sum_i a_{ji} x_i \geq b_j, j = 1, \dots, m \\ & \text{och } x_i \geq 0, i = 1, \dots, n \end{aligned}$$

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, ny-investeringar, 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.

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 något förenklad 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.

Modellverktyget handhas och uppdateras av Profu.

En mer omfattande beskrivning av indata i MARKAL-NORDIC återfinns i ett särskilt avsnitt i rapporten.