

# **Marginal elproduktion och CO<sub>2</sub>-utsläpp i Sverige**

Böcker och rapporter utgivna av Statens  
energimyndighet kan beställas från  
Energimyndighetens förlag.  
Orderfax: 016-544 22 59  
e-post: [forlaget@stem.se](mailto:forlaget@stem.se)

© Statens energimyndighet  
Upplaga: 160 ex

ER 14:2002

ISSN 1403-1892

## Förord

Statens energimyndighet gav hösten 2001 ECON i uppdrag att analysera vilken produktionskapacitet som har täckt förbrukningen av elenergi på marginalen de senaste 5-6 åren. I uppdraget ingick även att analysera marginalförbrukningen av el på kort och lång sikt.

Energisektorn står för den största andelen utsläpp av växthusgaser. Det är därför naturligt att åtgärder för att minska växthusgasutsläpp i största utsträckning sker i energisektorn. I Kyotoprotokollet har industriländerna pålagts kvantitativa utsläppsminskningar. Åtgärder sker och kommer att ske nationellt för att minska utsläppen av växthusgaser. I detta sammanhang är det viktigt att beslutsfattare på nationell nivå kan ta beslut om åtgärder som får önskade effekter inom landet.

Den nordiska energimarknaden är integrerad och åtgärder för att minska utsläpp av växthusgaser kan påverka energiproduktionen i ett annat land. En vindkraftsutbyggnad i Sverige, eller energieffektiviserande åtgärder inom Sverige, påverkar kanske inte utsläpp inom Sverige, men kan mycket väl leda till minskad produktion och därmed minskade utsläpp i andra länder.

Denna rapport syftar till att svara på frågan vilka effekter åtgärder i Sverige får i Sverige och i andra länder. Är det t ex verkligen kolkondens i Danmark som har täckt den svenska elförbrukningen på marginalen? Kan en marknad med elcertifikat innebära att ”grön el” blir marginal elproduktion på lång sikt?

För hoppningen är att denna rapport ska bidra till en diskussion om svenska åtgärders effekter, men rapporten ger också kunskap om svensk elförbrukning och växthusgasutsläpp samt hur man kan analysera marginalet.

Eskilstuna i juni 2002



Thomas Korsfeldt  
Generaldirektör



Johan Nylander  
Handläggare, Sekretariatet  
för klimatfrågor och  
internationellt samarbete

# Innehåll:

SAMMANDRAG OCH SLUTSATSER.....	7
1 INLEDNING OCH ÖVERSIKT.....	13
1.1 Val av metod.....	13
1.1.1 Historisk data.....	14
1.1.2 Marginalel i framtiden.....	16
2 VAD MENAR VI MED MARGINALEL?.....	17
2.1 Principiell kartläggning.....	17
2.2 Variationer i förbrukning.....	17
2.3 Produktionskapacitet i de nordiska elsystemen.....	18
2.3.1 Baskapacitet täcker grundlasten.....	18
2.3.2 Produktionskapacitet som varierar med lasten.....	19
2.3.3 Marginalkapacitet.....	21
2.4 Flaskhalsar.....	24
2.5 Handel med länder utanför Norden.....	24
2.6 Flexibelt förbrukning.....	26
2.7 Andra förhållanden.....	27
2.7.1 Marknadsmakt.....	27
2.7.2 Osäkerhet.....	27
3 HUR HAR MARGINALEL PRODUCERATS DE SENASTE ÅREN?.....	29
3.1 Dataanalys.....	29
3.1.1 Beskrivning av data.....	30
3.2 Marginalel på kort sikt.....	31
3.2.1 Vecka 8, 2001: normal vintervecka.....	32
3.2.2 Vecka 33-2001: normal sommarvecka.....	36
3.2.3 Avvikelse från det normala.....	41
3.2.4 Uppsummering av analysen på kort sikt.....	45
3.3 Marginalel på längre sikt.....	46
3.3.1 Torråret 1996.....	50
3.3.2 Det våta året 2000.....	51
3.3.3 Uppsummering av långsiktig analys.....	52
4 MARGINALEL I FRAMTIDEN.....	53
4.1 Utvecklingen i kraftmarknaden i Nord-Europa - grundscenario.....	54
4.1.1 Efterfrågan.....	54
4.1.2 Kapacitetsutveckling.....	55
4.1.3 Produktionsavgifter.....	58
4.1.4 Bränslepriser.....	58
4.1.5 Handel.....	58
4.1.6 Produktionskapacitet på marginalen på lång sikt.....	60
4.2 Modellresultat – referensscenario.....	61
4.2.1 Utveckling under normalår.....	61
4.2.2 Marginalel på kort sikt.....	65
4.2.3 Marginalel på lång sikt.....	67
4.2.4 Våtår och torrår.....	67
4.3 Alternativa scenarier.....	71
4.3.1 Barsebäck 2 behålls.....	71

4.3.2 Ingen tillväxt i hushålls- och servicesektorn i Sverige .....	73
4.3.3 Högre CO <sub>2</sub> -avgifter .....	74
4.4 Slutsatser .....	76

# Sammandrag och slutsatser

## Resumé

*Projektet analyserar vilken produktionskapacitet som har täckt svensk elmarginalförbrukning de sista 5 – 6 åren och vilken kapacitet som kommer att täcka marginalförbrukningen i framtiden. Analysen av historiska data visar att vattenkraft och kondenskraft används för marginalproduktion på kort sikt. Eftersom vattenkraftproduktionen är begränsad till årlig tillrinning är det dock kondenskraftanläggningar som producerar den energi i systemet som används på marginalen. Historiskt är det kolkraft på Jylland som har använts som marginalkapacitet, men svensk kärnkraft har också anpassat produktionen i samband med variationer i tillrinning. På lång sikt är gaskraft i Norge den billigaste källan för att täcka ökad kraftförbrukning i Sverige. Införande av en marknad för gröna certifikat innebär att även ”grön el” delvis blir marginalet på lång sikt. Analysen av tre scenarier (uppskjuten stängning av Barsebäck 2, lägre efterfrågan i Sverige och högre CO<sub>2</sub>-avgifter) visar att även om åtgärder för att reducera CO<sub>2</sub>-utsläpp i Sverige ofta inte har någon inverkan på utsläppen i Sverige, kan effekter i andra länder, speciellt i Danmark, vara betydelsefulla. Störst effekt uppnås när flera länder genomför åtgärder samtidigt.*

## Bakgrund

Som ett resultat av Kyoto-protokollet och klimatarbetet inom EU är det fastställt mål för reduktioner i de nationella utsläppen av klimatgaser, däribland utsläpp av CO<sub>2</sub>. En stor del av utsläppsreduktionerna skall ske i kraftsektorn, och en rad olika åtgärder är föreslagna för att uppfylla målen.

Det är emellertid inte säkert att åtgärder i ett land får avsedd verkan. I en integrerad kraftmarknad som den nordiska kan åtgärder i ett land påverka förhållanden i ett annat land. En utbyggnad av vindkraft i Sverige eller åtgärder som reducerar tillväxten i elförbrukningen påverkar kanske inte elproduktion och CO<sub>2</sub>-utsläpp i Sverige, men kan mycket väl leda till minskad produktion och färre nyinvesteringar i andra länder och därigenom ha en positiv klimateffekt. Å andra sidan kan en ökning i elförbrukningen i Sverige medföra ökade CO<sub>2</sub>-utsläpp i andra länder, något som då innebär en negativ klimateffekt även om CO<sub>2</sub>-utsläppen i Sverige inte ökar. Eftersom klimatproblemen som förorsakas av utsläpp av CO<sub>2</sub> till sin natur är globala, är det relevant att ta hänsyn till effekterna i alla länder som påverkas av åtgärder.

I detta sammanhang är det inte riktigt att titta på *genomsnittliga* utsläpp från kraftproduktionen i ett land. För att få en rättvis bild av effekten av olika CO<sub>2</sub>-

åtgärder i elsektorn i ett land är det viktigt att ta reda på vilken produktionsanläggning som används för marginalkraftproduktion inom det relevanta marknadsområdet, dvs. vilken produktionsteknologi som minskar sin produktion då förbrukningen reduceras med en enhet. På den nordiska kraftmarknaden behöver det inte vara en produktionsenhet i Sverige (och heller inte i Norge) som producerar på marginalen.

## Problemställning

*Hur har marginalet producerats för Sverige under de sista 5 – 6 åren och hur kommer detta att ändra sig de kommande tio åren.*

*Hur kommer olika åtgärder att påverka vad som är marginalet i framtiden, och därmed de framtida CO<sub>2</sub>-utsläppen?*

## Slutsatser och rekommendationer

Effekten av ändringar i förbrukning kan delas i tre delar: En snabb effekt (under en timme), en kortsiktig effekt och en långsiktig effekt.

### *Snabb effekt*

Kraftförbrukningen, produktionen och handeln mellan områdena varierar från timme till timme. Därför varierar även vilken teknologi och vilken anläggning som producerar på marginalen under olika driftsförhållanden. Det har alltså betydelse för den snabba anpassningen *när* en eventuell förbrukningsändring inträffar: reducerad förbrukning på dagen kan betyda reduktion i en annan typ av produktionsanläggning än reducerad förbrukning på natten. Detta hänger nära ihop med egenskaper i produktionssystemet och eventuella begränsningar i överföringskapaciteten.

### *Kortsiktig effekt*

Om den snabba anpassningen sker vid förändringar i vattenkraftproduktionen påverkar det produktionen i framtida perioder. En förbrukningsökning som snabbt möts av ökad vattenkraftproduktion medför lägre vattenkraftproduktion i en senare period och vice versa för minskad förbrukning. Vad som är marginalet på kort sikt bestäms av vilken produktionsteknologi som ökar eller minskar sin produktion för att kompensera förskjutningen i vattenkraftproduktionen.

### *Långsiktig effekt*

På lång sikt påverkar en ökad förbrukning behovet av nyinvesteringar och vad som är marginalet bestäms av vilken kapacitet som är aktuell för nyinvesteringar.

## Dataanalys: Vad har varit marginalet för Sverige?

### *Väldigt kort sikt: Vattenkraften anpassar sig fortast*

Som väntat följer vattenkraften förbrukningssvängningar bäst på väldigt kort sikt (från timme till timme): det är vattenkraftproduktionen som ökar mest när efterfrågan ökar på morgonen och eftermiddagen och som minskar när efterfrågan minskar på natten. Vattenkraft är den mest flexibla teknologin i det nordiska sy-

stemet och det finns så mycket installerad effekt i vattenkraftverk att anläggningarna i stor utsträckning kan täcka förbrukningsändringar.

Kondenskraftanläggningar i Danmark och Finland följer också förbrukningen över dygnet till en viss grad. Kolkraft på Jylland varierar mest och ger därför intryck av att producera marginalel under de flesta driftsituationer. Andra teknologier varierar inte produktionen på väldigt kort sikt (kärnkraft) eller varierar produktionen utifrån andra förhållanden än ändringar i lasten (kraftvärme, vindkraft).

När flaskhalsar uppstår mellan områden kan den billigaste teknologin i systemet vara otillgänglig för anpassning till ändrad förbrukning i Sverige. I sådana situationer måste dyrare produktion tas i drift. Om detta är vattenkraft, är marginal-effekten densamma som annars. Överföringssystemet är emellertid dimensionerat så att det normalt inte uppstår flaskhalsar i systemet. Även om vi har observerat flaskhalsar under perioden vi har analyserat har det inte funnits flaskhalsar mellan Sverige och alla andra länder samtidigt.

#### *Kort sikt: Kondenskraft varierar i omvänt mot vattentillgång*

Vattenkraftproduktionen på lite längre sikt (över ett år) beror på vattentillgången. En jämförelse av år med olika tillrinning ger en grov indikation på vad som är marginalproduktion under en tillrinningsperiod. En sådan analys visar att variationer i vattentillgång har lett till anpassningar i kondenskraftverken. Under 1996 (som var ett torrt år) ökade kondensproduktionen betydligt för att täcka bortfallet av vattenkraftproduktion i Norden. Ökningen skedde först och främst i danska anläggningar, men även i finska och svenska. Under år 2000 (som var ett vått år) var kondensproduktionen lägre än båda året före och året efter.

Ett överraskande resultat är även att produktionen i kärnkraftverk har anpassats till förändringar i vattentillgång. Under våtåret 2000 var kärnkraftproduktionen i Sverige 15 TWh lägre än under år 1999 medan den under torråret 1996 var 5 TWh högre än under år 1995 och 3 TWh högre än under år 1997. Kärnkraftverken antas vanligtvis ha grundlastkapacitet och produktion beroende av tillgänglig kapacitet. Eftersom de rörliga kostnaderna är låga är det lönsamt att producera själv när priserna är låga så länge det ger ett positivt täckningsbidrag för att täcka de fasta kostnaderna. Det är också dyrt att reglera produktionen uppåt och nedåt på mycket kort sikt. Under loppet av ett år kan kärnkraftverken emellertid anpassa produktionsnivån genom att genomföra kortare eller längre revisionsperioder, och genom att skjuta upp tidpunkten för laddning eller fylla mindre bränsle.

Även handeln med länder utanför Norden (Tyskland och Polen) anpassar sig till ändrad vattentillgång. Handeln följer det förväntade mönstret: importen till Norden var högre under torråret och lägre under våtåret. Det var emellertid större ”reaktion” under år 2000 än under år 1996. Grunden till detta är efter allt att döma att ramvillkoren i större utsträckning låg rätt för handel baserat på prisskillnader än under år 1996. Både i Polen och Tyskland finns ett stort inslag av kolkraft (brunkol och stenkol), och det är denna typ av kapacitet som väsentligen blir marginalproduktion i energisammanhang. Detta betyder att när importen från Polen eller Tyskland ökar (eller nettoexporten reduceras), på grund av lägre magasinsfyllnad eller ökad förbrukning, ökar utsläppen av CO<sub>2</sub> som är kopplade till förbrukningen i Norden. Handeln med Ryssland har inte varierat lika mycket.



I princip är även förbrukningen flexibel men historiska data visar en begränsad anpassning i förbrukning. Under torråret 1996 skedde en viss anpassning men bara i Norge där förbrukningen gick ned med 3,1 TWh jämfört med år 1995. Detta berodde antagligen mer på den starka mediafokuseringen än att priserna faktiskt ökade, men illustrerar ändå att det finns en viss flexibilitet i förbrukningen.

Slutsatsen är ganska klar med undantag för kärnkraft i extrema situationer att det i första hand är kondensproduktionen på Jylland och i andra hand på Själland, Finland eller Tyskland som har producerad marginalen för kraftmarknaden under analysperioden.

## **Marginalel i framtiden**

### *Lång sikt: Gaskraft i Norge är marginalkapacitet*

Vilken typ av anläggning som blir aktuell för nyinvesteringar och därmed för att producera på marginalen på lång sikt beror av politiska målsättningar och relativa kostnader. Investeringar i (politiskt bestämt) förnybar kapacitet måste i stort sett subventioneras. Utbyggnaden av sådan subventionerad kapacitet kommer emellertid att bromsa prisstegringen och skjuta upp investeringar som inte får subventioner.

Gaskraft är den billigaste teknologin när vi ser på fulla kostnader och blir därmed den kapacitet som först blir lönsam att bygga ut när priserna stiger. Pga. låga gaspriser är kostnaden för gaskraft lägst i Norge och överföringskapaciteten för kraft mellan Norge och resten av Norden är i de flesta situationer tillräckligt stor för att det skall vara mer lönsamt att importera kraft från Norge än att bygga gaskraft i andra länder. Detta betyder att om efterfrågan i Sverige ökar är det lönsamt att ytterligare bygga ut gaskraftkapacitet i Norge.

Om kravet om att en fast andel av förbrukningen i Sverige skall täckas av grön el kvarstår betyder det emellertid att en viss andel av förbrukningsökningen i Sverige alltid skall täckas av ny grön el. Detta betyder i så fall att även denna kapacitet produceras delvis på marginalen på lång sikt. Med ett certifikatkrav på t.ex. 15% kommer 15% av en förbrukningsökning i Sverige därmed att täckas av ny grön el.

### *Kort sikt i framtiden: Fortsatt kolkraft*

Gaskraft produceras emellertid *inte* på marginalen på *kort sikt* i framtiden. När man först har byggt ett gaskraftverk är de kortsiktiga rörliga kostnaderna som regel lägre än för ett kolkraftverk, och ny gaskraft flyttar kolkraft längre ut i merit order-kurvan. Detta betyder att på kort sikt är det fortfarande kolkraft som produceras på marginalen även i framtiden och kortsiktiga ändringar i marknaden (t.ex. bortfall av kärnkraft, avvikelser från normal tillrinning eller oväntad högre last) leder till variationer i kolkraftproduktion.

Med stor sannolikhet är det kolkraft på Själland som utgör marginalproduktionskapacitet för det nordiska systemet på kort sikt. I följande modellanalyser finns det ledig kapacitet i kolkraftverken på Jylland, men det förekommer flaskhalsar mellan Jylland och resten av Norden under låglast. Under höglast finns inte ledig kapacitet (utöver reserven) i Danmark. Det finns i utgångsläget även mer ledig kapacitet på Själland än på Jylland då den jylländska kapaciteten är generellt billi-

gare och därför utnyttjas först. Om flaskhalsarna tas bort kan resten av Norden få tillgång till kolkraftproduktion på Jylland som då kommer att tränga undan annan produktion – mest sannolikt kolkraft på Själland. Om flaskhalsar uppstår under höglast kan även dyrare kapacitet i Sverige, Tyskland och Finland producera på marginalen.

#### *Scenarier: Olika åtgärder för att reducera CO<sub>2</sub>-utsläpp*

Olika åtgärder har olika påverkan på produktionen och CO<sub>2</sub>-utsläppen. Vi har tittat på tre scenarier för att se hur åtgärder i Sverige och andra länder kan påverka marginalen och CO<sub>2</sub>-utsläppen. Scenarierna är baserade på modellsimuleringar av anpassningen under år 2004, 2008 och 2012. I första omgången reduceras CO<sub>2</sub>-utsläppen då produktionen i existerande kraftverk reduceras. I andra omgången reduceras CO<sub>2</sub>-utsläppen som följd av minskad utbyggnad av gaskraftverk.

- Barsebäck 2 behålls

På kort sikt kan anpassningen jämföras med effekten av ett våtår: Då det inte är aktuellt med nyinvesteringar, tränger en större kärnkraftproduktion undan produktion i andra existerande kraftanläggningar. Under år 2004 är det kolkraft på Själland som producerar på marginalen på kort sikt. På lång sikt trängs den långsiktiga marginalproduktionen, dvs. gaskraft i Norge, undan. Detta leder till en relativt betydlig minskning i CO<sub>2</sub>-utsläppen, men inte i Sverige. På kort sikt (år 2004) ger lägre kolkraftproduktion 1,2 miljoner ton lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp på Själland (Tabell A). På lång sikt är omfattningen av lönsam gaskraftutbyggnad i Norge mindre, och CO<sub>2</sub>-utsläppen är 1,5 miljoner ton lägre under år 2008 och 1 miljon ton lägre under år 2012 än de annars hade varit.

- Ingen ökning av elförbrukningen i hushålls- och servicesektorn i Sverige

Lägre förbrukning i Sverige påverkar varken produktionen eller utsläppen i Sverige. Ändå sker det betydliga ändringar i andra länder. Först är produktionen i själländska kolkraftverk fortfarande lägre. Sedan kommer betydliga mängder gaskraft i Norge att bli olönsamt: hela 9,4 TWh under år 2012. Detta betyder 3,3 miljoner ton lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp. Även utsläppen i Finland blir lite lägre. Grunden till detta är att det inte längre förekommer effektknapphet där (eftersom efterfrågan i Sverige är lite lägre). I sådana situationer kan om så bara en liten nedgång i förbrukningen få stora konsekvenser för CO<sub>2</sub>-utsläppen: det är ofta de mest förorenade verken som tas i drift och bara en liten ändring kan reducera utsläppen betydligt.

- Högre CO<sub>2</sub>-avgift

Högre CO<sub>2</sub>-avgifter stimulerar produktion som är mindre CO<sub>2</sub>-intensiv (gaskraft) och drabbar i större grad produktion som är mer CO<sub>2</sub>-intensiv (kolkraft). En CO<sub>2</sub>-avgift på 100 DKK/ton utsläpp motsvarar en avgift på 4,4 öre/kWh för ny gaskraft, och 8-11,2 öre/kWh för dansk kolkraft beroende på verkningsgrad. Detta betyder helt enkelt att kol- och gaskraft ”byter plats” i merit order kurvan. Detta innebär också att full kostnad för ny gaskraft ökar och därmed det långsiktiga jämviktspriset. Förbrukningen minskar som följd av prisökningen. De dyraste kolkraftanläggningarna (på Själland, i Sverige och i Tyskland) producerar mindre

som följd av lägre efterfrågan. En del av detta produktionsbortfall ersätts av ny gaskraft som blir relativt billigare än kolkraft.

Högre CO<sub>2</sub>-avgifter har en omfattande inverkan på CO<sub>2</sub>-utsläppen. Produktionen i de mest förorenade kolkraftanläggningarna ”flyttas” till mindre förorenade gaskraftverk i Norge. Under år 2008 blir CO<sub>2</sub>-utsläppen 5,2 miljoner ton lägre i Norden som helhet, men 1,4 miljoner ton högre i Norge. I Tyskland faller utsläppen betydligt men enbart en liten del av detta kan tillskrivas lägre export till Norden. Huvuddelen beror på övergång från kol till gas.

Tabell A summerar inverkan på CO<sub>2</sub>-utsläpp av de olika åtgärderna.

*Tabell A            Ändringar i CO<sub>2</sub>-utsläpp i förhållande till referensscenariot.  
Miljoner ton*

		Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
Barsebäck 2	2004	-	-	-	-1,2	-	0,1	-1,2
	2008	-1,5	-	-	-	-	-	-1,5
	2012	-1,0	-	-	-	-0,2	-	-1,2
Lägre ökning i Sverige	2004	-	-	-	-0,5	-	-	-0,5
	2008	-1,8	-	-	-	-	-	-1,8
	2012	-3,3	-	-	-	-0,1	-	-3,4
CO <sub>2</sub> -avgift 100 DKK/ton	2008	1,4	-0,6	-0,4	-5,5	-	-15,6	-5,1
	2012	0,8	-0,6	-0,4	-5,1	-0,3	-24,0	-5,4

# 1 Inledning och översikt

Klimatproblem som orsakas av CO<sub>2</sub>-utsläpp är i sin natur globala. Det innebär att man måste ta hänsyn till att utsläppsreducerande åtgärder kan inverka på CO<sub>2</sub>-utsläpp i andra länder än det egna. Detta är speciellt relevant i samband med åtgärder inom elsektorn, där vi har en gemensam nordisk marknad, och även utväxling med andra länder som Polen, Tyskland och Ryssland. En utbyggnad av vindkraft i Sverige eller åtgärder som reducerar elförbrukningen påverkar kanske inte elproduktion och CO<sub>2</sub>-utsläpp i Sverige, men kan mycket väl leda till reducerad produktion och därmed reducerad CO<sub>2</sub>-utsläpp i andra länder, och därigenom ha en indirekt positiv klimateffekt. Å andra sidan kan en fortsatt ökning i elförbrukningen i Sverige medföra ökade CO<sub>2</sub>-utsläpp i andra länder, något som då innebär en negativ klimateffekt även om CO<sub>2</sub>-utsläppen i Sverige inte ökar.

För att få en korrekt bild av effekterna av olika CO<sub>2</sub>-reducerande åtgärder i den svenska elsektorn, är det därför viktigt att ta reda på vilket del av elproduktionskapaciteten som körs på marginalen i det relevanta marknadsområdet. Vilka förändringar förväntas i elsektorn som eventuellt kommer att förändra sättet att se på marginalproduktion i framtiden?

I den här rapporten skall vi försöka ge svar på

- Vilka teknologier har använts för marginalelproduktion de sista 5-6 åren?
- Vilka teknologier kommer att användas för marginalelproduktion under nästa 10-årsperioden?

För att svara på den första frågan är det naturligt att använda empirin som utgångspunkt, dvs. data för produktion, priser och handel under perioden. Innan vi beskriver dataanalysen närmare skall vi presentera den metod vi har valt att använda och även presentera en alternativmetod. Därefter skall vi, i kapitel 2, förklara mer i detalj vad som principiellt ligger i en sådan marginalanalys. Dataanalysen presenteras i kapitel 3.

När det gäller den andra frågan skall vi besvara den genom simuleringar i en modell för den nordiska kraftmarknaden. Modellanalysen presenteras i kapitel 4.

## 1.1 Val av metod

Som nämndes skall analysen söka svar på både vad som ha varit marginalel de sista 5-6 åren och vad som kommer att vara marginalel i framtiden.

### 1.1.1 Historisk data

För att svara på frågan om vad som har varit marginalel de sista åren, är det naturligt att utgå ifrån föreliggande data för perioden i fråga.

Det finns många variabler som spelar in när det gäller att avgöra vad som är marginalproduktion i systemet. För att analysera den helt kortsiktiga produktionsanpassningen, har vi valt ett tillvägagångssätt som går ut på att studera data för produktion, förbrukning, priser, flaskhalsar och handel under några utvalda veckor. Det ger möjlighet att kunna studera i detalj hur anpassningen ändrar sig med ändringar i t.ex. temperaturer och flaskhalsituationer.

Med komplexiteten i den integrerade nordiska elmarknaden som utgångspunkt (se närmare beskrivning i nästa kapitel) kan vi argumentera för följande:

1. för att ta hänsyn till flaskhalsar och ändringar i produktion som beror på tillfälliga bortfall av kapacitet är det rimligt att studera faktiska situationer och ändringar på helt kort sikt.
2. för att ta hänsyn till den rollen vattenkraft spelar i produktionssystemet, är det motiverat att titta på ändringar över ett helt år.

Ingen av dessa metoder ger var för sig den kompletta bilden men de kan komplettera varandra.

En alternativmetod för att bestämma ändringar över en tid är regressionsanalys. En sådan analys utfördes t.ex. för att hitta vilken elproduktion som har ersatt produktionen från Barsebäck I som stängdes år 1999 (Norberg-Schönfeldt, 2000). Resultaten av analysen demonstrerar också komplexiteten i en sådan problemställning och att kvaliteten av slutsatserna hänger nära samman med kvaliteten i dataunderlaget. En mer ingående redogörelse av denna analys finns nedan.

## Exempel på regressionsanalys

### *Data och modellspecifikation*

Dataunderlaget som användes i Norberg-Schönfeldts analys sträcker sig över tidsperioden från vecka 01 år 1998 till vecka 44 år 2000 och beskriver svensk elförbrukning, produktion och utväxling.

Den beroende variabeln i regressionsanalysen är *nettoimporten* till Sverige. Följande förklaringsvariabler ingår i regressionskvationen:

- Spotpriset, som kan tänkas påverka nettoimporten
- Tillrinning (i Sverige), som påverkar vattenkraftproduktionen och därmed handeln
- Avvikelse från normal fyllnadsgrad i vattenmagasinen
- Medeltemperaturen som påverkar efterfrågan
- Produktionen i vattenkraftverk, kärnkraftverk, vindkraftverk och övriga produktionsanläggningar

- Dummy variabel för semesterperioden (vecka 27-30) och för vintern (kvar-  
tal 1 och 4) för att kontrollera för exogena skift i efterfrågenivån
- Dummy variabel för stängningen av Barsebäck

Alla variabler, med undantag för dummyvariablerna som intar värden 0 eller 1, används på *veckonivå*.

### *Resultat*

Resultatet av regressionsanalysen visar i vilken grad en ökning av importen berodde på en stängning av Barsebäck, och i vilken grad den berodde på ändringar i andra förklaringsvariabler.

Regressionsanalysen visat att nettoimporten har ökat som följd av stängningen av Barsebäck, faktiskt är effekten större än 1, dvs. att nettoimporten har ökat mer än den svenska produktionen har reducerats, som en följd av stängningen av Barsebäck (efter att man har kontrollerat effekter av de andra förklaringsvariablerna). Författaren anmärker själv att detta kan bero på att det har varit högkonjunktur under perioden och att detta inte fångas upp i analysen då det inte har varit möjligt att ta fram konjunkturdata på veckobasis. Signifikanta förklaringsvariabler är spotpriset, medeltemperaturen, vattenkraftproduktionen och kärnkraftproduktionen. Semester och vinter har också visat signifikant effekt på nettoimporten.<sup>1</sup>

### *Klimat effekter*

Resultatet från regressionsanalysen används för att beräkna CO<sub>2</sub>-effekten av stängningen av Barsebäck. Detta gjordes genom att använda handelsdata och information om produktionsstrukturen i importländerna. Genomsnittliga CO<sub>2</sub>-utsläpp från kraftproduktionen i importländerna blev då vägd mot dess andel av nettoimporten till Sverige efter stängningen av Barsebäck.

Denna metod har flera svagheter: För det första är det inte säkert att ökningen i nettoimport fördelas lika mellan länderna. För det andra är det mest relevanta måttet mest sådan CO<sub>2</sub>-utsläpp som är knuten till enbart *ändringen* i produktion i de länder som ökar sin export. För det tredje kan det hända att en ökning i importen från t.ex. Danmark täcks med en ökning i importen från Tyskland till Danmark.

## **Diskussion av metoden**

Analysen ger klarare resultat men har metodmässigt en del starka och en del svaga sidor.

---

<sup>1</sup> Det verkar något märkligt att använda prisnivån i Sverige som förklaringsvariabel utan vidare. För det första tror vi att det är prisskillnader i förhållande till de omkringliggande områden som är utlösande för handeln. För det andra kan det finnas ett sammanhang mellan spotpriset och produktionen i vattenkraft (på veckobasis) och andra kraftverk, och mellan spotpriset och efterfrågan (multikollinearitet), som inte kan korrigeras för i modellen. Det måste emellertid vara en stark korrelation mellan variablerna för att detta skall representera ett alvarligt problem.

Det är en styrka att man har ett datamaterial som har möjlighet att fånga upp samlade effekter och som använder data som sträcker sig över en längre tidsperiod. Därmed kan man t.ex. fånga upp svängningen i vattenkraftproduktionen. När det gäller en analys som denna är resultatet inte överraskande och det skulle antagligen bli mer intressant att se utvecklingen över en ännu längre tidsperiod. Detta betyder emellertid att metoden passar bäst för att studera effekter bakåt i tiden och är bäst på långa tidsserier utan för stora ändringar under tidsperioden. Sådana tidsserier är en bristvara på en kraftmarknad som på flera sätt har genomgått grundläggande ändringar i loppet av 1990-talet.

Resultatet är beroende av hur regressionsjämförelsen specificeras. Detta gäller särskilt funktionsformen och vilka variabler som inkluderas. I Norberg-Schönfeldt (2000) är två olika funktionsformer testade. Den ena modellen ger som resultat att nettoimporten ökar mer än produktionen i Barsebäck 1, medan den andra ger som resultat att nettoimporten ökar mindre. Både modellerna har hög samlad tillförlitlighet men den första har en högre förklaringsprocent (94 %).

Skulle vi genomföra en regressionsanalys för att analysera problemställningen i vår analys, vore det önskvärt att skaffa data på timbasis för alla de nordiska länderna och för en lång rad variabler. Att skaffa och kvalitetssäkra sådant datamaterial är tidskrävande och man måste antagligen göra en lång rad anpassningar och förenklingar.

## **1.1.2 Marginalen i framtiden**

Den andra frågan vi skall besvara är alltså vad som kommer att vara marginalen under den närmaste 10-årsperioden.

En anledning för att använda regressionsanalys istället för det tillvägagångssätt som är valt i denna analys, är att regressionsanalysen ger parameterantaganden som kan användas för att prognostisera hur den kvantitativa anpassningen blir i framtiden. I vårt fall skulle detta dock tillföra ett begränsat värde eftersom det sker så pass stora förändringar på kraftmarknaden. Bl.a. skulle investeringsbeteendet sannolikt bli annorlunda i och med att vattenkraftreserven är i det närmaste utbyggda, det satsas på stödprogram för nya förnybara energikällor och gaskraftverk är den mest troliga teknologien för ny kommersiell produktionskapacitet. Vidare spelar politik en stor roll för utvecklingen i marknaden och det är svårt att förutse effekten av detta på ett meningsfullt sätt.

Sist, men inte minst, behöver vi inte regressionsestimaten därför att vi istället kan använda en simuleringsmodell som fångar upp de flesta relevanta aspekter vid anpassningen i marknaden – i varje fall om man har en analyshorisont över en viss tid. Simuleringsmodellen ger också möjlighet att testa effekten av olika åtgärder för att reducera CO<sub>2</sub>-utsläpp.

## 2 Vad menar vi med marginalel?

Vad som är marginalproduktion i en kraftmarknad beror på strukturen både på förbrukning och produktion. Vi inleder därför med att beskriva produktionssystem och förbrukningsvariationer i de nordiska länderna närmare. Men först en principiell förklaring om vad vi menar med marginalproduktion.

### 2.1 Principiell kartläggning

Enligt marknadsteorin skall förbrukning på en välfungerande marknad alltid täckas av den billigaste tillgängliga produktionsteknologi. Produktionsteknologin på kraftmarknaden är en kombination av produktionsanläggningar med olika egenskaper och kostnader. Tillgångskurvan i marknaden tas fram genom att man ordnar produktionsanläggningar i förhållande till stigande rörliga produktionskostnader, s.k. *merit order*. *Den produktionsteknologin som körs på marginalen är den teknologi som används för att täcka den sista förbrukade enheten på marknaden*. På en fungerande marknad utan flaskhalsar talar vi om den produktionsanläggning som har den högsta marginalkostnaden av de anläggningar som är i drift. För att ta reda på vad motsvarande marginell CO<sub>2</sub>-utsläpp är som hör ihop med förbrukningen i Sverige behöver vi få fram vilken produktionsenhet som vill reducera sin produktion då förbrukningen i Sverige reduceras med en enhet. Detta är vad vi menar med ”marginalelmetoden”.

### 2.2 Variationer i förbrukning

I kraftsektorn varierar lasten (dvs. elförbrukningen) och produktionen, och därmed handel mellan områden, från timme till timme. Detta betyder att även de teknologier och produktionsanläggningar som körs på marginalen varierar under olika timmar och driftsförhållanden. Vilken timme en eventuell förbrukningsändring inträffar är alltså inte oviktig. Reducerad förbrukning på dagen kan resultera i reduktion i en annan typ av produktionsanläggning än om reducerad förbrukning inträffar på natten. Som vi kommer att se nedan beror detta helt och hållet på egenskaper i produktionssystem och eventuella begränsningar i överföringskapacitet.



## 2.3 Produktionskapacitet i de nordiska elsystemen

I ett integrerat elsystem som det nordiska, säger det sig självt att det inte behöver vara en produktionsenhet i Sverige, eller i Norden, som körs på marginalen. Den nordiska elmarknaden är, sedan Öst-Danmark blev ett eget marknadsområde på Nord Pool under hösten 2000, en fullt integrerad elmarknad, men även tidigare har det förekommit betydande utväxling och samkörning mellan de nordiska elsystemen som har dragit fördel av komplementariteten mellan systemen. I detta avsnitt skall vi ge en närmare beskrivning av egenskaperna på de olika produktionsteknologier som är tillgängliga i det nordiska kraftsystemet.

### 2.3.1 Baskapacitet täcker grundlasten

I stort kan man säga att termiska anläggningar – kärnkraft och värmebaserad kraftproduktion – utgör baskapaciteten i systemet. Kärnkraften kör i stort sett jämt över året bortsett från när reaktorerna stängs för underhåll och revision, medan kraftvärmekapaciteten i större utsträckning har en tydlig säsongs- och dygnsprofil som följer värmeförbrukningen.

#### Kärnkraft

Den nordiska kärnkraftskapaciteten finns i Sverige och Finland. Energiproduktionen i ett kärnkraftverk bestäms av anläggningens effektkapacitet och dess faktiska bränsleladdning. Kärnreaktorerna laddas vanligtvis en gång om året. Efter avregleringen har det blivit vanligare att inte ladda för full produktionskapacitet genom hela det nästkommande år. Det ger framför allt en större flexibilitet för en reduktion av produktionen i perioder med låga priser eller förväntningar om låga priser. Produktionen kan också varieras genom att flytta tidpunkten för revisioner och ny laddning framåt eller bakåt. Helt kortsiktigt är produktionen i kärnkraftverk inte flexibel – variationer är möjliga för längre tidsperioder som t.ex. en vecka.

#### Kraftvärme och vindkraft

Kraftvärmekapaciteten är fördelad mellan Sverige, Finland och Danmark. En stor del av kraftvärmekapaciteten i Finland är knuten till industriproduktion och har därför en mindre säsongs- och dygnsvariation än kraftvärmekapacitet knuten till fjärrvärmesystemet. I princip kan även kraftvärmekapaciteten reducera eller öka sin elproduktion, men det är mycket kostsamt. Reducerad produktion kräver att andra anläggningar tas i bruk för att täcka motsvarande bortfallet av värmeproduktion. På motsvarande sätt behöver en ökad produktion t.ex. nedkylning av motsvarande extra värmeproduktion och ger en mycket låg total energieffektivitet i anläggningen.

Vindkraften har också karaktär av baslastproduktion även om den inte är stabil eller förutsägbar på samma sätt som kärnkraft och kraftvärme. Det som är relevant här är att vindkraftproduktionen på kort sikt inte påverkas av ändringar i last eller pris. En kWh som faller bort i ett kärnkraftverk, kan inte ersättas av ökad vindkraftproduktion. Däremot kan ett vindkraftverk stängas av om förbrukningen reduceras, men i de flesta situationer och system, behöver dyrare och mer flexibla teknologier vara tillgängliga för detta ändamål.

## 2.3.2 Produktionskapacitet som varierar med lasten

Det är i stort sett kondenskraftverk, vattenkraftverk och gasturbiner som följer lasten i det nordiska systemet, dvs. variationerna i förbrukning över dygnet.

### Kondenskraft

Några termiska anläggningar – kondenskraftverk – kan producera både el och värme, men det är elproduktionen som bestämmer driften (i motsats till värmekraftverk där produktionen är värmebunden och el produceras utifrån behovet av värme). Kondensverk kan variera sin elproduktion enligt ändringar i elpriset, och körs vanligtvis som grund- och mellanlastverk.

Kondenskraftverk i Norden finns först och främst i Danmark (centrala verk), Finland och Sverige. De centrala kraftverken i t.ex. Danmark levererar även fjärrvärme. Värmeförpliktelseerna definierar ett minimum för kraftproduktionen i dessa verk. Under den tidsperiod vi tittar på har den faktiska produktionen varit mycket större än den värmebundna. Därmed kan vi i marginalmening betrakta verken som ”rena” elproduktionsanläggningar.

Kondenskraftverk eldas först och främst med kol. Under den historiska perioden vi tittar på finns bara ett konventionellt gaskraftverk i drift i Danmark (Skærbæk). De har ett s.k. ”take-or-pay” gaskontrakt och vill därför i praktiken köra som ett grundlastverk. Det finns även några oljekondensverk i Sverige och Finland. De är äldre och har därför lägre verkningsgrad och högre rörliga driftskostnader än kolkraftverk. Dessa är de dyraste anläggningarna i det nordiska systemet som kan köra som grund- och mellanlastverk. I praktiken har oljekondensverken fungerat som reserv där ägarna har fått betalt för att hålla dem driftsfärdiga, och Svenska Kraftnät har bestämt när de skall tas i drift.

Tabell 2.1 Kondenskapaciteten i Norden (per 1.1.2001)

	Kapacitet	Verkningsgrad
Jylland	2939 MW	42-49%
Själland	2334 MW	37-59%
Finland	3212 MW	32-47%
Sverige	778 MW	ca 33%

Anm.: En relativt stor andel av kolkapaciteten i Danmark ligger på en verkningsgrad kring 42 %, så att det i det intervallet finns en viss överlappning mellan Själland och Jylland i merit order-kurvan.

### Gasturbiner

Den dyraste teknologin (vad gäller rörliga produktionskostnader) är gasturbiner. Denna teknologi är väldigt flexibel, dvs. dessa verk kan starta och stoppas med väldigt kort varsel (några minuter). I gengäld kan dessa verk inte producera över en längre period än några timmar i streck. Därmed används gasturbiner för att lösa kortvariga effekttoppar (morgon- och eftermiddagstoppar). När det är effektknapphet över en längre period (kalla vinterveckor) används oljekondensverk.

De flesta gasturbiner ägs och drivs av systemoperatörer och ingår inte i den vanliga marknaden. De används först och främst som driftreserver i systemet och kan

sätts in vid kortsiktiga effektproblem. Det finns gasturbiner i alla de nordiska länderna (dock endast 35 MW i Norge)

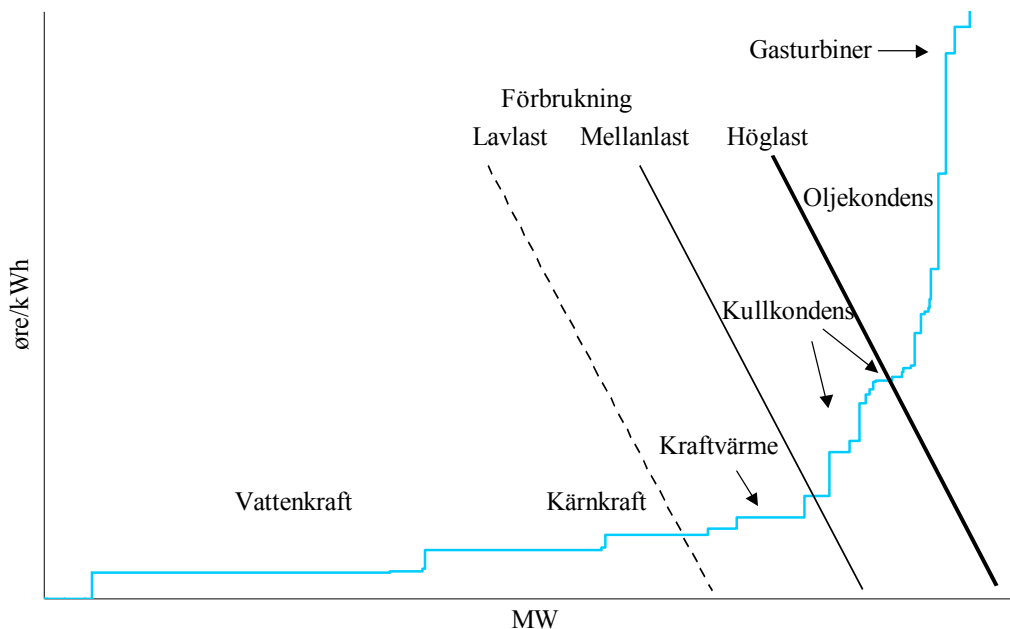
## Vattenkraft

Vattenkraft står för närmare 100 % av elproduktionen i Norge och omkring hälften av normalårsproduktionen i Sverige. Finland har också en del vattenkraft. Det mesta av vattenkraften i Norge och Sverige har hög regleringsförmåga. Flexibiliteten i ett vattenkraftverk bestäms av anläggningens effektkapacitet och magasinkapacitet. Sammanfattningsvis är vattenkraftsystemet energidimensionerat, dvs. effektkapaciteten är större än det som behövs för att förbruka allt vatten i loppet av ett år. Driftstiden är ett mått på hur många timmar ett vattenkraftverk behöver för att ta till vara en normalårs tillrinning då verket producerar på full effekt. De flesta vattenkraftverk i Norge har driftstider på mellan 2500 och 5000 timmar. Då tillrinning varierar över året är det inte möjligt att utnyttja denna flexibilitet utan möjlighet att magasinera vatten. Magasinkapaciteten varierar dock i stor utsträckning allt från dygnsbegränsat magasinering upp till de största magasinerna, de s.k. treårsmagasin.

Vattenkraft spelar alltså en viktig energimässig roll men representerar även den största andelen av den samlade effektkapaciteten i det nordiska systemet.

Figuren nedan visar merit order-kurvan i det nordiska systemet när vi ordnar produktionskapaciteten efter installerad effektkapacitet.

Figur 2.1 Merit order-kurvan i Norden



I figuren har vi ordnat kapaciteten i förhållande till de direkta variabla produktionskostnader. Vindkraften har närmare noll i variabla kostnader och ligger närmast origo. Därefter kommer vattenkraft, kraftvärmeproduktion, kärnkraft och kondenskraftverken ordnade i förhållande till bränslepriser och verkningsgrad.

Figuren är på många sätt en förenkling av den verkliga situationen:

För det första varierar vindkraftproduktionen med vindförhållanden, så det är såväl som möjligt att producera till max. effekt i vindkraftverk.

För det andra är det inte möjligt att alltid utnyttja all vattenkraft pga. begränsningarna när det gäller tillrinning och magasineringsskapitet. Den reella marginalkostnaden för vattenkraftverk bestäms av alternativvärden av vatten: En enhet vattenkraft produceras enbart om denna enhet inte kan säljas till ett högre pris i framtiden. Denna förväntning kallas vattenvärde. Vattenvärde beror på flera faktorer, bl.a. förväntad framtida tillrinning och magasininfyllnad. Denna förväntade framtida tillrinning och magasininfyllnad kan variera från år till år, från säsong till säsong och från verk till verk (i jämvikt är vattenvärdet lika i alla verk som producerar och har ledig effektkapitet). Vattenkraft kan därför komma in på många olika sätt i merit order-kurvan. Vi skall vidareutveckla detta längre fram.

För det tredje varierar produktionen i kraftvärmeverk särskilt mellan säsonger så att långt ifrån all kapacitet är tillgänglig på sommaren. Och egentligen är en del av kapaciteten från tid till annan borta pga. revision eller underhåll. Produktion i de enskilda verken kan också vara begränsade pga. begränsningar i nätet. Det skall vi också återkomma till.

### **2.3.3 Marginalkapacitet**

Vi betraktar marginalkapacitet som den anläggningskapacitet som kan reducera sin produktion då förbrukningen minskar med en enhet. Tittar vi på det nordiska systemet som ett och i första omgång antar att det inte finns flaskhalsar i systemet, blir resonemanget detsamma för förbrukningen i Sverige som för resten av Norden. Beroende på sammansättningen av produktionsteknologi på den nordiska kraftmarknaden och de olika egenskaperna de har, är det nödvändigt att belysa olika problemställningar i förhållande till produktionsvariationer på kort sikt (per timme), på mellan sikt (från ett dygn till ett år) och på lång sikt (mer än ett år)

#### **Kort sikt**

Utbudssidan på marknaden kan representeras av en merit order-kurva som den i Figur 1.1 och förbrukning av en fallande (men väldigt brant) efterfrågeskurva. Där dessa två kurvor korsar varandra hittar vi marknadsbalans i perfekt konkurrens. I de flesta situationer kommer kurvorna att korsa varandra på den delen av utbudskurvan som representerar kondenskraftverken i systemet. Därmed är det marginalkostnaderna i dessa teknologier som bestämmer priset och som producerar på marginalen. Om förbrukningen reduceras med en enhet kommer produktionen, om vi följer detta resonemang, att reduceras i de kondenskraftverk som producerar på marginalen.

Det kan också vara så att produktionen i vattenkraftverk reduceras vid en förändring i förbrukning. Som sagt, är vattenkraftverken väldigt flexibla på kort sikt. Detta betyder att vattenkraft följer lasten uppåt och nedåt så länge det finns ledig effektkapitet i vattenkraftsystemet. Beroende på vattenvärdet kan det vara ett vattenkraftverk som producerar på marginalen i merit order-kurvan.

Om vattenkraften körs optimalt, effektkapiteten inte är fullt utnyttjat och det inte finns flaskhalsar i systemet, betyder det att utbudet av vattenkraft anpassas så att skärningspunkten mellan utbud och efterfråga blir densamma, även om efter-

frågan varierar över dygnet. Energiknapphet och stor regleringsförmåga leder till att vattenkraftproducenterna försöker utnyttja vattenkraft när priserna är höga. Därmed bestäms vattenvärdet av priser i framtida perioder. Priser i framtida perioder bestäms av den produktionsteknologi som då används på marginalen i resten av systemet, dvs. av kostnaderna i de andra produktionsteknologier. Under en timme då både vattenkraft och kondenskraft producerar är vattenvärdet lika med marginalkostnaden i den dyraste kondenskraftverk som är i produktion.

Den kortsiktiga analysen (där vi ser ändringar från timme till timme) är en test på om det principiella resonemanget håller i praktiken. Nedan kommer vi att diskutera en del förhållanden som kan medföra att det inte alltid är som det ideella konceptet som skissats på. Dessa förhållanden är handel, flaskhalsar och osäkerhet.

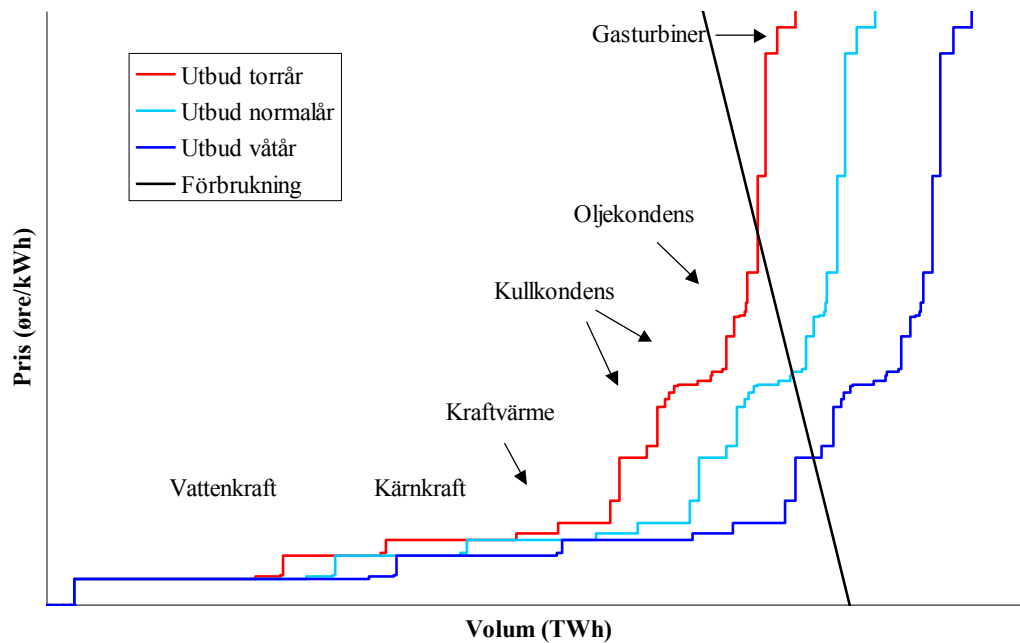
En energienhet vattenkraft producerat idag tränger undan en energienhet vattenkraft som produceras i en senare period. Denna framtida kilowattimme måste därmed täckas av produktion i en annan anläggning. Ökad förbrukning i en timme mitt på dagen kan alltså täckas av ökad vattenkraftproduktion eller ökad kondenskraftproduktion. Om vattenkraftproduktionen ökar, betyder det att det finns mindre vattenkraft tillgänglig för produktion i framtiden, då tillgången till vatten över en viss period är begränsad. Så är det inte med termiska verk där produktionen är baserat på kol, gas eller olja. Dessa verk kan skaffa mer bränsle från marknaden och variera produktionen i enlighet med marknadsförhållanden. Man kan säga att för ett termisk verk är det produktionen som varierar i förhållande till prisvariationer medan för ett vattenkraftverk är det priserna som varierar i förhållande till vattentillgången.

På årsbasis brukar alltid vattenkraften användas tillfullo under ett normalt år. Då direkta produktionskostnaderna i samband med vattenkraftproduktion är så låga, är det endast undantagsvis som vatten spills (släpps förbi turbinen). Detta innebär att man, genom att lägga ihop produktionen i de andra variabla produktionsanläggningar mellan åren (hänsyn tagen till uppbyggnad/nedtrappning av magasiner) kan få en mer helhetlig bild av vilken produktionskapacitet som varierar när produktionsförmågan i vattenkraftsystem och förbrukning ändras.

Figur 2.2 visar merit order-kurvan när vi tar hänsyn till årsproduktionen i de enskilda teknologier. Betydelsen av att det är stora variationer i tillrinning från år till år illustreras av utbud- och efterfrågekurvor. Under torrår är produktionen i vattenkraftverken lägre och en given årsförbrukning täcks genom att ta en större del av kondenskapaciteten i bruk. Under våtår är produktionen i vattenkraftverk högre och motsvarande mindre kondensproduktion är nödvändig för att täcka en given förbrukning.

Figur 2.2

Utbudskurvan i Norden (årsproduktion i TWh)



Figuren visar att det i allt som är väsentligt är kolkraft i Danmark och Finland som utgör den energikapacitet som körs på marginalen i systemet. Även importen från Polen och Tyskland kan spela en liknande roll i systemet. Om detta motsvarar verkligheten kan vi ta reda på genom att studera ändringar i produktion i det övriga systemet och ändringar i importen när produktionsförmågan i vattenkraft varierar mellan åren. Ökad tillrinning i vattenkraftsystemet representerar samma sorts ”chock” för kraftmarknaden som en reduktion i förbrukning, och vice versa.

Slutsatsen efter den principiella genomgången är att

- Vattenkraft tillför marginalkapacitet i effektsammanhang (vid snabba lastvariationer)
- Kolkraft tillför marginalkapacitet i energisammanhang (en vecka till ett år)

## CO<sub>2</sub>-utsläpp från marginalproduktion på kort sikt

Ovan har vi kommit fram till att residualefterfrågan under en given timme, dvs. förbrukning minus produktionen i kärnkraft, vindkraft och kraftvärme, täcks av produktion i termiska verk och vattenkraftverk (inkl prisföljksam import). Fördelningen mellan dessa avgörs av utbudet av fossil kraft (gränskostnadskurvan), förväntningar på prisutvecklingen framöver (nerdiskonterat) och vattenkraftproducenternas möjlighet att spara vatten till framtida perioder. Ökar efterfrågan (förbrukning) under denna timme kommer marknadspriset att öka och produktionen både i termiska verk och vattenkraft öka. Fördelningen mellan dem kan i princip vara allt ifrån 0/100 till 100/0 beroende på utgångssituationen.

Det förväntade CO<sub>2</sub>-utsläpp från marginalproduktion som en följd av denna förbrukningsökning är likvärd given av utsläppet i det termiska verket som kör på marginalen under denna timme. Eftersom vattenvärdet är givet av kostnaden att producera i kraftverket på marginalen också i framtiden, kommer sannolikt kraft-

verken på marginalen i timmen ( $p_0 = mc$ ) att sammanfalla med kraftverket på marginalen i framtiden ( $p_t = \text{vattenvärde}$ ).

## Marginalkapacitet på lång sikt

Resonemanget ovan refererar till de anpassningar inför den produktionskapacitet som existerar vid en given tidpunkt. Om man säger att efterfrågan ökar från år till år och existerande kraftverk fasas ut då de blir undanträngda av ”meritorder” eller som en följd av politiska beslut, kommer det för eller senare att finnas behov av att etablera ny produktionskapacitet. Vilken typ av verk som skall producera på marginalen på lång sikt vill vi återkomma till i kapitel 4.

## 2.4 Flaskhalsar

I praktiken är inte hela den nordiska produktionsapparaten alltid tillgänglig för att täcka marginalförbrukningen i Sverige. Detta beror bl.a. på att flaskhalsar uppstår i systemet. Vi kan till exempel anta att det utan restriktioner i nätet är ett danskt kolkraftverk som har den billigaste tillgängliga kapaciteten i systemet, men att det finns en flaskhals mellan Sverige och Danmark. Då är det inte möjligt att täcka den sista (eller en extra) kilowattimme i Sverige genom att öka produktionen i ett danskt kolkraftverk. Om det inte heller finns ledig vattenkraftkapacitet på rätt sida om flaskhalsen, måste förbrukningen täckas genom att använda oljekondensverk i Sydsverige, och CO<sub>2</sub>-utsläppen från marginalproduktionen blir högre än om inga flaskhalsar hade förekommit.

Finns däremot ledig kapacitet i vattenkraftsystem, t.ex. i Norge, kan denna kapacitet utnyttjas. I så fall måste det senare produceras mer kolkraft, t.ex. i Danmark. Detta betyder att vattenvärdet för marginalproduktion och priset i Norge (och eventuellt i Sverige då Norge och Sverige ligger i samma prisområde) bestäms av framtida marginalkapacitet i Danmark, men inte av marginalkostnaden i det dyraste verk som är i produktion i Danmark under den gällande timmen. Pga. flaskhalsar är priset i Danmark i denna situation lägre än priset i Norge (och Sverige).

Detta innebär att så länge det finns ledig effektkapacitet i vattenkraftsystemet är det likväl termisk kraft som produceras på marginalen. Ökad förbrukning per timme, även om det täcks av vattenkraftproduktion, medför ökad termisk produktion vid en senare tidpunkt. Därför är det svårt (omöjligt) att bestämma vilken kapacitet som på varje tidpunkt utgör marginalproduktion men om vi jämför anpassningen över flera år kan vi se vilken produktionskapacitet som faktiskt har ökat (reducerat) sin produktion i de fall det har funnits mindre (mer) vattenkraft i systemet.

## 2.5 Handel med länder utanför Norden

Som nämndes täcks inte kraftförbrukningen i Norden bara av produktion i egna kraftverk i de nordiska länderna utan även med kraft som produceras i kraftverk i

kringliggande länder, först och främst Ryssland, Polen och Tyskland.<sup>2</sup> Därmed kan det gott vara produktionskapacitet i dessa områden som representerar marginalkraftproduktion i Norden, i varje fall under några timmar under ett år.

Handeln med Ryssland och Polen är till stor del påverkad av kortsiktiga svängningar i prisnivån medan handeln med Tyskland efterhand följer prisnivån ganska bra. Handeln ökar dygnsvariationerna i produktionen i Norden (Norge) genom att det generellt exporteras under höglast och importeras under låglast. I det mån dessa svängningar är avtalade på förhand, påverkar eltillförseln denna handel på kort sikt på samma sätt som kärnkraft och vindkraft på kort sikt.

Mellan år kan det finnas svängningar i handeln med Tyskland, Ryssland och Polen som följd av svängningar i produktionsförmågan i vattenkraftsystemet. Detta kommer eventuellt fram i dataanalysen som presenteras i kapitel 3.

Det är värt att notera att även om man befinner sig i en situation med export från Norden till Tyskland, kan det vara tysk produktion som produceras på marginalen i systemet. Då en förbrukningsökning i Norden bara medför att exporten till Tyskland reduceras medan produktionen i Norden är oförändrad betyder detta att tysk produktion behöver öka för att täcka förbrukningen i Tyskland. Därmed är det CO<sub>2</sub>-utsläppen i verket i Tyskland som producerar på marginalen som bestämmer det extra CO<sub>2</sub>-utsläppet i samband med förbrukningsökningen i t.ex. Sverige.

I princip borde då även merit order-kurvan för Tyskland, Polen och Ryssland ingå i den nordiska anbudskurvan och bilda en gemensam anbudskurva. Resonemanget innebär att även om det inte förekommer flaskhalsar mellan systemen och dansk kolkraft produceras på marginalen i Norden, representerar den också marginalkapaciteten i Tyskland.

Under 90-talet har handeln med de kringliggande marknadsområden inte varit styrd av prisskillnader utan i större grad av fasta avtal mellan länderna. Även om avtalen har baserats på olikheter i teknologi och kostnadsförhållanden, har handeln timme för timme och dag för dag knappast varit optimal ur marginalaspekter. Vi har t.ex. många exempel på att handeln mellan Danmark och Tyskland har gått ”fel väg”, dvs. från högprisområdet till lågprisområdet. Om de observerade priserna reflekterade marginalkostnaden i produktionssystemen, innebär det med stor sannolikhet att danska kolkraftverk har körts i perioder då tyska kolkraftverk med högre verkningsgrad har haft ledig kapacitet.

Detta resonemang förutsätter emellertid att det är de observerade priserna som är de riktiga och inte de observerade handelflödena. Det behöver inte vara fallet, särskilt i perioder då kraftbörser inte har varit i funktion i de gällande marknadsområden. Vi har emellertid sett att, t.ex. det sättet på vilket handeln är organiserad mellan Själland och Tyskland medför att handeln ofta måste avtalas innan priset på Nordpool är bestämt. Därmed måste handeln avtalas på basis av förväntade

---

<sup>2</sup> Dessa länder har också utväxling med andra närliggande länder än de nordiska. En ändring i efterfrågan i Sverige kan därmed i princip fortplanta sig genom hela systemet (UCTE-området).



prisskillnader. Detta ger ganska mycket ”störningar” i förhållande till att bestämma i vilken grad tysk produktionskapacitet är marginal på kort sikt.

När vi tittar framåt i tiden, finns det skäl att anta att utväxlingen med både Polen och Tyskland blir mer effektiv och i större grad baserad på prisskillnader. När vi tittar på förändringar mellan år kan det också hända att vi ser att tysk och polsk produktionskapacitet produceras på marginalen i förhållande till förbrukningen i Norden. Både i Tyskland och Polen är det kolkraften som utgör marginalkapacitet. Den polska kraftproduktionen bygger nästan uteslutande på kolkraft. Tyskland har ett betydligt inslag av kärnkraft (även indirekt genom importavtalet med Frankrike), men kärnkraft används för att täcka grundlast och inte på marginalen.

## 2.6 Flexibelt förbrukning

Vilken effekt olika åtgärder har på CO<sub>2</sub>-utsläpp hör även ihop med flexibiliteten i förbrukningen. Detta gäller både på kort och lång sikt.

På kort sikt kan man, då förbrukningen är elastisk, reducera användningen av topplastteknologi genom att koppla bort förbrukningen när lasten (och priserna) är höga. Om effekten av detta bara är att flytta förbrukningen mellan perioder och reducera effektlasten i vattenkraften i topplattimmarna, påverkar det inte CO<sub>2</sub>-utsläppet särskilt mycket. Däremot, om förbrukningen inte kan reduceras och fossila verk med låg verkningsgrad och höga CO<sub>2</sub>-utsläpp måste kopplas in, kan även en förflyttning av förbrukningen över dygnet reducera CO<sub>2</sub>-utsläppen. Således en reduktion av den totala förbrukningen kan reducera CO<sub>2</sub>-utsläppen så länge det är fossila verk som tillför energiproduktion på marginalen. Kortsiktig flexibilitet i elförbrukningen kan därmed på helt olika sätt påverka ett system med mycket lätt reglerbar vattenkraft och stor effektkapacitet än ett rent termisk system. I många termiska system använder man emellertid pumpkraft för att täcka förbrukning i hög- och topplast. Det verkar då på nästan samma sätt som vattenkraft i vårt system.

På kort sikt räknar vi gärna med att förbrukningen är fullständigt oelastisk. Detta hänger delvis ihop med att användarna inte ställs inför de rätta prissignalerna (de betalar genomsnittspris över dygnet, veckan eller månaden, istället för spotpris per timme), och delvis att det är kostsamt att anpassa förbrukning efter kortsiktiga prisändringar. Genom utveckling av ny teknologi för tvåvägskommunikation och utveckling av nya tjänster i kraftbranschen, kan prissignalerna utnyttjas bättre i framtiden.

På längre sikt är förbrukningen i stort sett helt beroende på den ekonomiska konjunkturen, och mindre avhängig på ändringar i spotpriset. Förväntningar om framtida priser (som till stor del ser ut att bygga på priset som observeras idag) kommer likväl till en viss grad att påverka förbrukningsutvecklingen framöver genom val av produktionsteknologi, byggnadslösningar, uppvärmningsteknologi, graden av medvetenhet kring elförbrukning av olika elektriska apparater, produktutveckling med fokus på energieffektivisering, osv. Det tyder på att olika åtgärder för att reducera CO<sub>2</sub>-utsläppen inom elsektorn kan ha olika effekter beroende på hur de påverkar priset och därmed förbrukningsutvecklingen. Energieffektiviseringsåtgärder kan t.ex. reducera kraftefterfrågan och därmed ha en dämpande effekt på prisutvecklingen. Sådana åtgärder kan därmed ge en högre växt i förbruk-

ningen än CO<sub>2</sub>-avgifter om inte andra åtgärder används för att motverka prisfallet (t.ex. avgifter). Krav om köp av gröna certifikat verkar principiellt på samma sätt som en subvention till förnybara energikällor i kombination med en avgift på all förbrukning.

Det finns en del antaganden på hur följsamt elförbrukningen är för ändringar i priser och intäkt (BNP och/eller realdisponibel intäkt). Dessa estimeras baserade på historisk data och med hjälp av regressionsanalyser som den som beskrivs i kapitel 1. Det råder dock betydande osäkerhet i dessa antaganden. Osäkerheten hör både ihop med kvaliteten på data och överensstämmelsen av den historiska elasticiteten med användarnas agerande framöver.

## 2.7 Andra förhållanden

Hittills har vi diskuterat problemställningen utifrån en ideal situation med ett perfekt fungerande marknad där aktörerna anpassar sig till perfekt information. Marknadsmakt och osäkerhet är två förhållanden som kan medföra att marginalproduktionen inte fungerar på det beskrivna sättet i praktiken.

### 2.7.1 Marknadsmakt

En producent kan utöva marknadsmakt genom att hålla tillbaka kapacitet från marknaden eller erbjuda sin kapacitet till ett pris som är högre än marginalkostnaden. Om en producent har marknadsmakt eller inte, beror på storleken av dess produktionsvolym och kostnader. Det är billigare att hålla tillbaka kapacitet med högre marginalkostnader då täckningsbidraget på denna produktion är relativt liten. Och producenten tjänar mer på en given prisökning om han är stor och får glädje av det högre priset på en stor produktionsvolym.

Aktörerna på den nordiska kraftmarknaden har olika sammansatta produktionstillgångar och är olika stora. Detta betyder att de har olika incitament att utöva marknadsmakt och att de i en konkret marknadssituation kan ha olika strategier beroende på hur stort påslag de lägger på gränskostnaden i sina bud. Därmed kan den merit order-kurvan som framkommer när buden läggs ihop innebära att kraftverk byter plats i anbudskurvan. I så fall är det inte alltid det billigaste tillgängliga anläggning som sätter priset och priset kommer inte alltid att spegla de marginalkostnader i det dyraste anläggning som är i drift. Given kostnadsstrukturen i den nordiska kraftmarknaden är det inte sannolikt att marknadsmakt ger lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp än perfekt konkurrens. I bästa fall kan skillnaden bli att den produktionskapacitet som i alla fall skulle brukas på marginalen, bjuds till ett högre pris. Detta bud kan genom att pressa priset uppåt orsaka att en dyrare produktionskapacitet (med högre CO<sub>2</sub>-utsläpp) används på marginalen.

### 2.7.2 Osäkerhet

Aktörerna på kraftmarknaden agerar inte med tillgång till full information, speciellt inte om framtida förhållanden. Med full information körs vattenkraft så att vi i perfekt konkurrens kan få en nästan perfekt utjämning av prisskillnader över dygnet och mellan säsonger. Då behöver vattenvärdet vara en känd storlek. I verkligheten förändrar marknadsförhållanden sig mer eller mindre hela tiden eftersom man får information om tillrinningsförhållanden, snösmältning och tem-

peraturer. Det tyder på att vattenvärdet också ändrar sig. Detta förändrar emellertid inte det principiella sättet att betrakta marginalproduktionen. Vid några tillfällen kan vattenvärdet vara ”för hög” (förväntningar om lägre tillrinning eller högre förbrukning än det som realiserar) och då kommer inte de dyraste kondenskraftverk att tas ur bruk. Vid andra tillfällen kommer vattenvärdet att vara ”för låg” (förväntningar om högre tillrinning och lägre förbrukning än det som realiserar) och då kommer inte de dyraste kondenskraftverk att tas i bruk. Det är inte möjligt att säga helt säkert om detta ger högre eller lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp än den ideella modellen skulle göra. Det skulle antagligen också variera från år till år.

# 3 Hur har marginalet producerats de senaste åren?

## 3.1 Dataanalys

Av ovanstående diskussion framgår i stort sett att på kort sikt används nästan alltid vattenkraft vid produktion av marginalet i det nordiska systemet. Vattenkraftsproduktionen är tillräckligt flexibel och följer de stora svängningarna i lasten. Denna flexibilitet tillsammans med vattenkraftens stora andel av produktionen gör att prisskillnader mellan dag och natt inte är så stora i det nordiska systemet. På *lång sikt* är däremot vattenkraftproduktionen beroende av tillrinning och en kilowattimme som produceras idag produceras på bekostnad av en kilowattimme i framtiden – dvs. att om vattenkraftsproduktionen idag ökar med en kilowattimme kommer produktionen med en annan teknologi att öka senare.

I detta kapitel ser vi hur datamaterial bekräftar teorin: är det vattenkraften som bäst följer förbrukningsvariationen? Är det enbart vattenkraften som varierar i takt med förbrukningen eller varierar också produktionen med andra teknologier? Vad är det som är marginalproduktion? Vi skall först titta på vad som är marginalet i det nordiska systemet på kort sikt (från timme till timme under en vecka) och därefter på lång sikt (mellan åren).

Handeln inom Norden fungerar perfekt med kraftflöde från överskottsområden till underskottsområden så länge inte flaskhalsar i överföringen uppstår (antingen fysiska eller organisatoriska).<sup>3</sup> Detta betyder att en förbrukningsökning i Sverige täcks av den billigaste tillgängliga källa i hela systemet (till exempel produktion i norska vattenkraftverk eller danska kolkraftverk). Därför bör analysen av vad marginalet är för Sverige omfatta hela Norden och även handelsförbindelserna med Tyskland och Polen.

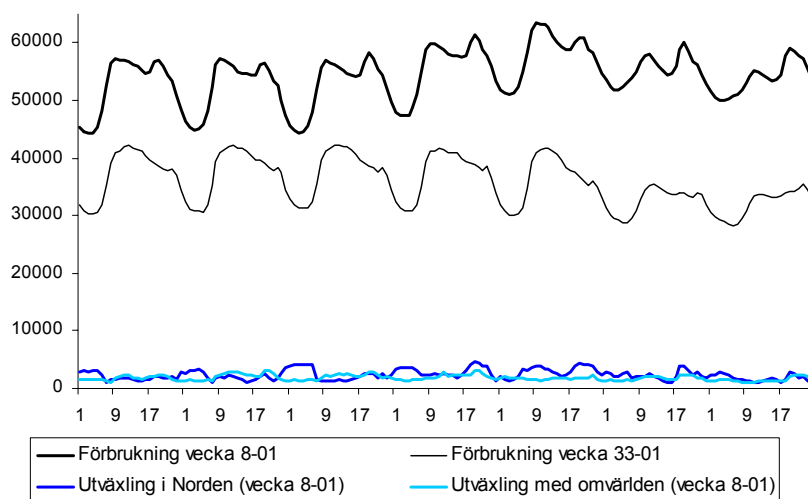
Normalt varierar förbrukningen i Norden mycket över dygnet. Till exempel var förbrukningen i vecka 8, 2001, 20 – 30 procent högre på dagen än på natten (Figur

---

<sup>3</sup> Detta säkras genom Nord Pools hantering där den (fysiska) elhandeln baseras på anbudskurvorna som aktörerna anmäler.

3.1). Det finns också en betydande skillnad i förbrukningsnivån mellan sommar och vinter pga. inslag av elektrisk uppvärmning, speciellt i Norge, Sverige och Finland.

Figur 3.1 Förbrukning i Norden vintertid (vecka 8-2001) och sommartid (vecka 33-2001), samt handel. MW



Källa: Nord Pool, ECON

Figuren visar också att handeln täcker bara en bråkdel av förbrukningsvariationen.

### 3.1.1 Beskrivning av data

#### Data på kort sikt

För att analysera vad marginalproduktionskapacitet är i Norden på kort sikt är det nödvändigt att titta på produktionen inom varje teknologi i varje land tillsammans med handel, förbrukning och priser varje timme.

Data om förbrukning, handel och priser varje timme kommer från Nord Pools databas (<ftp.nordpool.no>). Själland blev inte ett eget prisområde på Nord Pool förrän oktober 2002. För perioden dessförinnan har vi inga *priser* för Själland. Förbruknings- och handelsdata för Själland för oktober 2000 kommer från Elkraft System.

Databasen innehåller även data för samlad produktion inom varje område. I vår analys använder vi data för *produktion inom de enskilda teknologierna*. I Norge består produktionskapaciteten nästan uteslutande av vattenkraft, så totalproduktionen är detsamma som vattenkraftproduktionen. För Jylland och Själland har vi fått produktionsdata fördelat på produktion i centrala och decentrala verk och inom vindkraft från Elkraft System och Eltra. Fingrid har försett oss med produktionsdata inom varje teknologi i Finland.

För Sverige har vi dessvärre endast uppgifter om totalproduktionen per timme, dvs. inte fördelat på teknologi. Vi har även använt information från Europower ([www.europower.com](http://www.europower.com)) som publicerar utnyttjandet av kärnkraftverk per dag. Då kärnkraftverk producerar som baslastanläggningar och inte följer priser på kort

sikt (något som också bekräftas av dataunderlaget från Finland) har vi antagit att produktionen inte ändras väsentligt över dygnet. Vi har dessvärre inte fått dataunderlag för att kunna splittra resterande produktion på vattenkraft och annan termisk produktion i Sverige. Utifrån annan information har vi anledning att tro att de svenska kondenskraftverken är bland den dyraste kapaciteten i Norden men vi har alltså inte kunnat fastslå det baserat på dataunderlaget.

Priserna för Tyskland kommer från LPX ([www.lpx.de](http://www.lpx.de)).<sup>4</sup>

## Uppgifter på lång sikt

I den långsiktiga analysen har vi använt årsdata från Nordel för perioden 1995 – 2000<sup>5</sup> och ECONs egen databas för 2001.

## 3.2 Marginalel på kort sikt

Vi har fokuserat på åren 2000 och 2001, först och främst därför att det är mest intressant att titta på det som har hänt nyligen för att kunna säga något om framtiden och därför att äldre dataunderlag inte har varit lika lättillgängligt.

Först presenterar vi en ”typisk” vintervecka och en ”typisk” sommarvecka, för att se vad som är marginalel i en ”normalsituation”. Vi har även tittat på en rad andra veckor som representerar avvikelse från normalsituationen, till exempel kalla perioder med knappeffekt, våtår och torrår för att se om slutsatserna ändrar sig i extrema situationer.

Det är många faktorer som påverkar anpassningen på kraftmarknaden – nederbörd, magasinfullnad, temperatur och förbrukning, tillgängligheten i kärnkraftverk och vindförhållanden. Därför är det självklart omöjligt att definiera en situation som normal, men vi tror att veckorna vi har valt som ”typiska” är representativa och därför kan användas för att belysa vad som normalt är marginalproduktionskapacitet på kort sikt.

När det gäller tillrinningssituationer begränsas vi av antalet olika situationer under de två åren vi har dataunderlag för. Vi har därför använt oss av några ”koncept” som vi närmare redogör för nedan. Det uppstår emellertid problem med ett relativt begränsat dataunderlag: till exempel har vi ”onormala” flaskhalsar under flera veckor som annars skulle kunna karakteriseras som tillrinningsmässigt normala för årstiden, och priser i Danmark är högre än i resten av Norden. Eftersom nätet är dimensionerat utifrån en ”normalsituation” förväntar vi inte att det normalt finns flaskhalsar mellan områden även om det ibland förekommer situationer med flaskhalsar.

---

<sup>4</sup> LPX: Leipzig Power Exchange, [www.lpx.de](http://www.lpx.de)

<sup>5</sup> Nordel (1995-2000): Nordels årsberättelser 1995-2000. [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

Tabell 3.1 uppsummerar den underliggande marknadssituationen i de veckor som vi har tittat på i detalj. Veckorna beskrivs närmare under analysen.

Tabell 3.1 *Egenskaper för veckorna som ingår i analysen*

Vecka		Magasinfyllnad <sup>1</sup>	Temperatur	Pris <sup>2</sup>	Annat
33-2001	Normal sommarvecka	+1,7 TWh i Sverige och Norge	Normal	18,9	Nästan inga flaskhalsar
8-2001	Normal vintervecka	+1,7 TWh i Sverige, +0,4 TWh i Norge	Normal	19,8	
9-2001	Vintervecka med effektpriser	+1,6 TWh i Sverige, +0,2 TWh i Norge	Kallare än normalt hela veckan	29,0	Effektpriser, lite flaskhalsar
51-2001	Vintervecka med effektpriser och flaskhalsar	+0,7 TWh i Sverige, -3 TWh i Norge	Kallare än normalt hela veckan	25,4	Effektpriser, flaskhalsar
33-2000	Våt sommarvecka	+3 TWh i Sverige, +13 TWh i Norge		8,0	Flaskhals mot Finland och Jylland större delar av veckan
24-2001	Torr sommarvecka	-0,4 TWh i Sverige, -5,6 TWh i Norge		24,4	

1 Magasinfyllnad i förhållande till normalt under denna vecka.

2 Genomsnittlig systempris, SEK öre/kWh (en närmare redogörelse för eventuella områdespriser finns under beskrivningen av de enskilda veckorna).

### 3.2.1 Vecka 8, 2001: normal vintervecka

Vecka 8 år 2001 (19-25 februari) representerar en **normal vintervecka**, med normala temperaturer under veckan fram till dess att det blev kallt på fredag. Magasinfyllnaden var strax över det normala (1,7 TWh högre i Sverige och 0,4 TWh högre i Norge än normalt). Redan här fanns tecken på att det fanns mindre snö än normalt i fjällen men marknaden hade inte reagerat på informationen ännu, kanske som följd av en period av flera våtar i rad.

#### *Priser*

Priser låg på mellan 17,0 och 20,5 öre/kWh, fram till de ökade på fredagen pga. kölden. På fredag morgon nådde priset 44 öre/kWh och fredag eftermiddag var det upp i 30 öre/kWh. Det fanns inga flaskhalsar i Norden bortsett från några få timmar då Jylland utgjorde ett eget prisområde (13 timmar totalt under veckan).

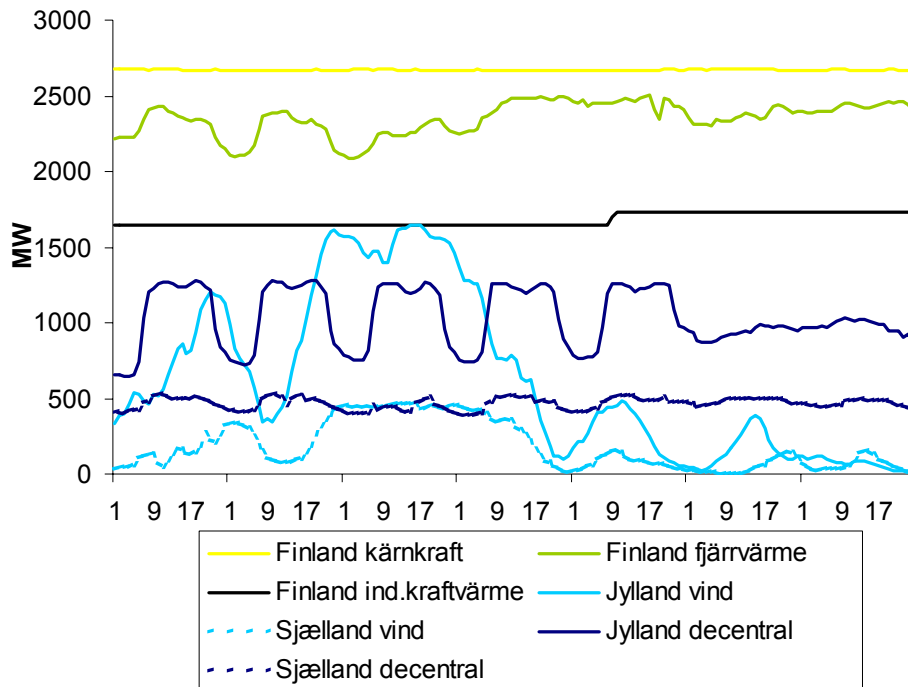
#### *Produktion i de anläggningar som antas täcka belastningen*

Produktionen i kärnkraftverken i Finland sker jämnt över dygnet och över veckan (data per dag tyder på att även produktionen i svenska kärnkraftverk var jämn).

Figur 3.2 visar också produktionen i fjärrvärmeverk och vindkraft. Produktionen i industriell kraftvärme varierade obetydligt under denna vecka, medan produktio-

nen i fjärrvärmeverken visar ett tydligt dygnsmonster, speciellt i Danmark. Vindkraften varierar mer tillfälligt under dygnet. Detta är också förväntat.

Figur 3.2 Produktion i verk i Finland och Danmark som inte körs på marginalen, vecka 8-2001. MW



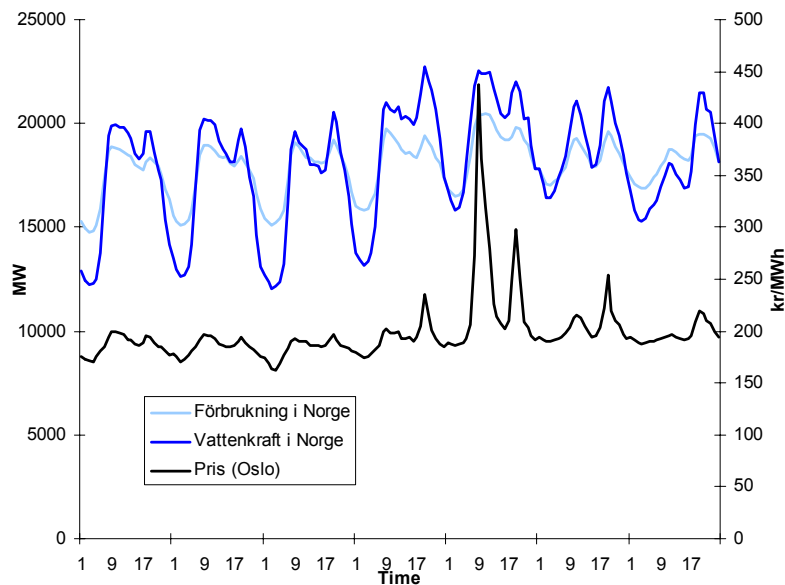
Källa: Elkraft System, Eltra, Fingrid, ECON

### Vattenkraftproduktion

Dataunderlaget bekräftar att det är vattenkraften som täcker merparten av förbrukningssvängningarna när flaskhalsar inte uppstår mellan områden. Figur 3.3 visar hur vattenkraftproduktionen i Norge varierar *mer* över dygnet än lasten i Norge. Med andra ord importerar Norge under låglast och exporterar under höglast. Vidare ser vi av figuren att vattenkraftproduktionen ökade både under natten och under dagen då det blev kallt mot slutet av veckan och priserna steg.



Figur 3.3 *Vattenkraftproduktion och förbrukning i Norge, samt pris under vecka 8-2001*



Källa: Nord Pool, ECON

#### *Annan reglerbar produktion*

Figur 3.4 visar produktionen i de verk som vi förväntar skall köra på marginalen förutom vattenkraft (dataunderlag för Sverige är inte inräknat här då underlaget inte tillåter en delning av produktionen på olika teknologier). Under vecka 8-2001 är det kolkraft på Jylland som varierar mest över dygnet: produktionen varierar mellan knappt 800 MW och 2 100 MW. När det blir kallt mot slutet av veckan, ökar produktionen i de centrala verken på Jylland.

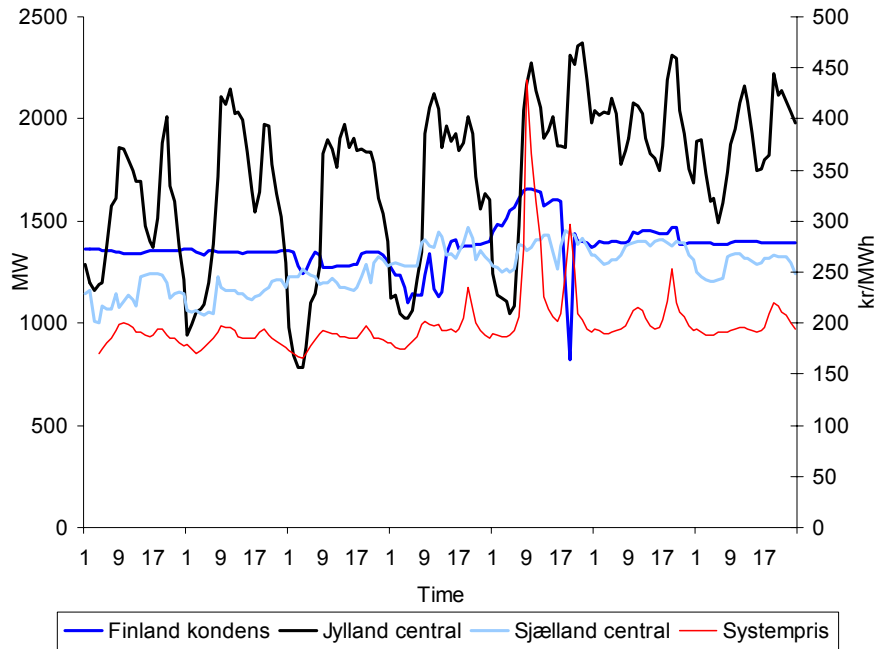
Produktionen på Själland varierar mindre men följer till en viss grad prisvariationen över dygnet: vi kan se spår av morgon- och eftermiddagstoppar. På torsdag och fredag, när priser blir högre än i början av veckan ökar också produktionen i centrala verk på Själland till en högre nivå.

Kondensproduktionen i Finland visar inte samma variationer, den ligger helt fast på 1350 MW i början av veckan. Då det sker export till Sverige större delar av måndag och tisdag betyder detta att kondensproducenterna producerar ”jämt” över dygnet och låter utväxlingen (dvs. vattenkraften i Sverige och/eller Norge) variera (Figur 3.5). Detta är rimligt då start- och stoppkostnaderna för kondensverken är betydligt högre än för vattenkraftverk. Från onsdag vänder handeln: kraften går från Sverige till Finland. På fredag ökar priserna tillräckligt för att utlösa högre produktion i finska kondensverk (till 1600-1650 MW). På lördag och söndag är produktionen i kondenskraftverken oförändrad igen medan utväxlingen varierar. De två timmar med mycket låg produktion på fredag eftermiddag beror antagligen på ett avbrott eller helt enkelt ett fel i dataunderlaget.

I alla länder ligger produktionen ganska långt under den maximala kapaciteten. Dataunderlaget bekräftar att det är vattenkraft och central kondensproduktion som varierar när lasten varierar över dygnet. Detta blir speciellt påtagligt när vi tittar på ändringen i samband med att lasten ökar när det blir kallare mot slutet av

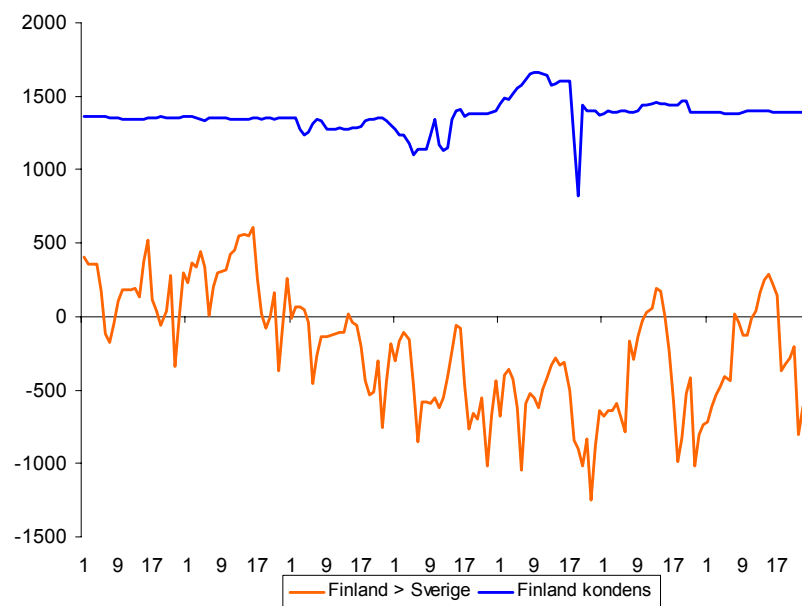
veckan. Då ökar produktionen i centrala kondensverk i både Danmark och Finland. Detta tyder också på att marginalkostnaderna i de verken som kör på marginalen är jämförbara.

*Figur 3.4 Produktion i termiska verk som kör på marginalen i Danmark och Finland under v 8-2001. MW*



Källa: Elkraft System, Eltra, Fingrid, Nord Pool, ECON

*Figur 3.5 Kondensproduktion i Finland och export i Sverige under vecka 8-2001. MW*



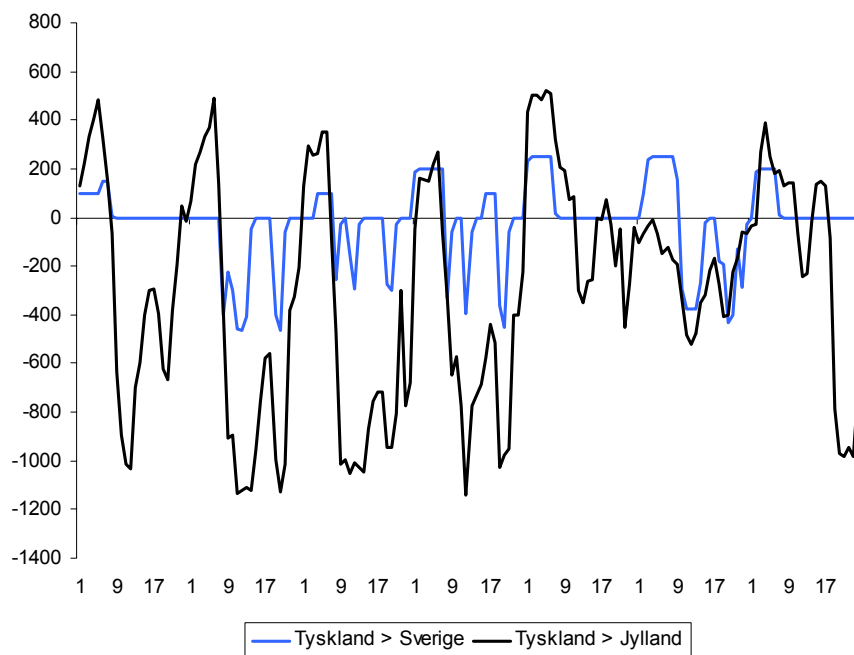
Källa: Fingrid, Nord Pool, ECON

## Handel med områden utanför Norden

Hur handel med omvärlden reagerar varierar framgår av (Figur 3.6).

- Handeln med Tyskland följer mer eller mindre det förväntade mönstret: det importerar från Tyskland under låglast (under natten) och exporterar till Tyskland under höglast (under dagen). Utväxlingen med Jylland följer pris-skillnaden bättre än utväxlingen med Sverige (Figur 3.6). Det verkar som om handeln mellan Själland och Tyskland följer priserna från timme till timme i mindre grad, något som kan förklaras av att denna handel är avta-lad på förhand och innan man vet vad priset blir.
- Handeln mellan Sverige och Polen är i linje med kontrakten. Det förekommer ingen eller väldigt liten export under natten, ca. 200 MW export under dagen (timme 8 - 13), en ökning till ca. 500 MW under kvällen (timme 17 - 22). Totalt exporterades 37 GWh till Polen denna vecka.
- Importen från Ryssland till Finland påverkas inte mycket av priset. Importen är mer eller mindre jämn under dygnet på vintern.

Figur 3.6 *Utväxling mellan Norden och Kontinenten under vecka 8-2001.  
MW*



Källa: Nord Pool, ECON

Den ökade lasten i Norden pga. kylan i slutet av veckan täcks m.a.o. delvis av ökad export från Tyskland. Baserat på vår kunskap av produktionskapaciteten i Tyskland har vi anledning att tro att även där är det centrala kolkondensverk som ökat sin produktion.

### 3.2.2 Vecka 33-2001: normal sommarvecka

Vecka 33-2001 (13 – 19 augusti) representerar en **normal sommarvecka** med relativt normal magasinfullnad och temperatur. Tidigare under året fanns lite snö i fjällen och aktörerna trodde på ett torrår men efter snösmältningen visade det sig

att denna fara var ogrundad. Under vecka 33 var situationen nästan normal igen (1,8 TWh högre magasinifyllnad i Norge och Sverige än normalt under denna period).

#### *Priser*

Under veckan var priset nästan detsamma inom alla prisområden med undantag för Jylland som hade effektpriser torsdag och fredag morgon, och Själland som hade lägre priser under natten. Priserna varierade generellt mer mellan dag och natt än brukligt under sommaren – prisnivån under natten var mellan 13,5 och 17 öre/kWh medan det var över 23 öre/kWh på dagtid under samtliga veckodagar. Detta vittnar om höga vattenvärden. Förklaringen kan återigen ligga i att aktörerna betraktade de våta åren på 1990-talet som normala och jämfört med genomsnittet under åren 1990–2000 fanns 8,7 procentenheter mindre vatten i magasinen i Norge. Om några av producenterna fortsatt trodde att det fanns anledning att frukta ett torrår, betyder det högre vattenvärden.

#### *Antagen basproduktion*

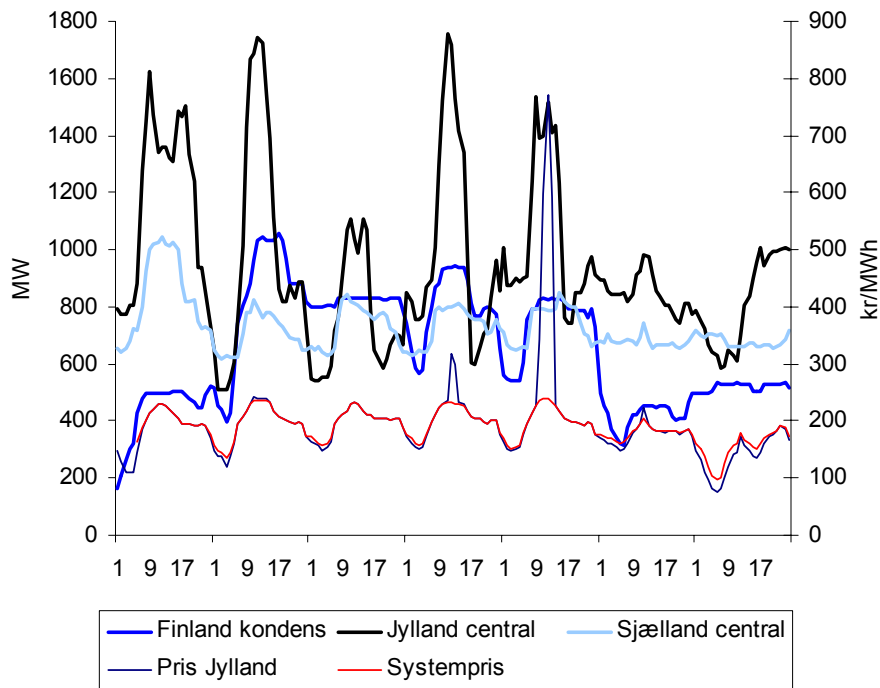
Produktionsmönstret i kärnkraft- och kraftvärmeverk är ungefär detsamma under vintern som under sommaren något som förstärker svängningen i vattenkraftproduktionen.

#### *Vattenkraft och annan variabel produktion*

Vattenkraftproduktionen i Norge följer priserna väldigt nära precis som på vintern. Även under sommaren importerar Norge under låglast och exporterar under höglast.

Återigen är det central kondensproduktion på Jylland som varierar mer än de andra termiska produktionskällor som kör på marginalen (Figur 3.7). På torsdag och fredag var Jylland isolerad från alla andra prisområden under flera timmar. Det rådde full import från Norge och Sverige samtidigt som det exportades till Tyskland – medan priserna var *högre* på Jylland.

Figur 3.7 Produktion i verk i Finland och Danmark som kör på marginalen, samt pris under 33-2001. MW, öre/kWh



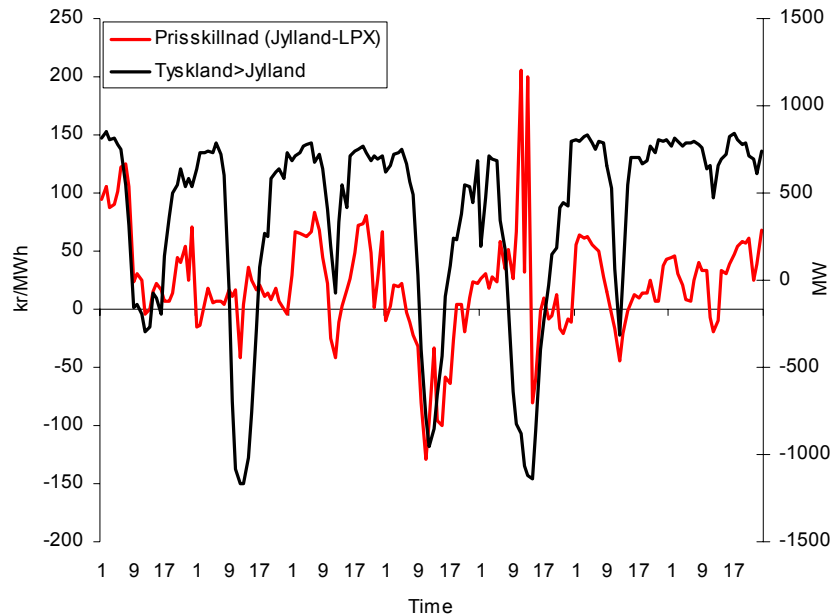
Källa: Elkraft System, Eltra, Fingrid, Nord Pool, ECON

#### Handel med områden utanför Norden

Förklaringen till lägre produktion på Jylland på onsdag ligger i handeln mellan Jylland och Tyskland: medan det på de andra veckodagarna förekom en export på runt 1000 MW mellan timme 10 – 15 från Jylland till Tyskland förekom (nästan) ingen export på onsdagen (Figur 3.8). Vi kan spekulera i om detta kan förklaras med bortfall av överföringskapacitet som uppstod efter att Nord Pool hade fastlagt marknaden, dvs. att handeln i utgångsläget var avtalad men aldrig kom till stånd.

Handeln mellan Jylland och Tyskland följer till en viss grad prisskillnader (i de flesta timmar går kraftflödet från lågprisområden till högprisområden), men den varierar mycket mindre än prisskillnaden skulle tyda på. Till exempel förekommer stora variationer i priset på tisdag och onsdag, medan importen från Tyskland är ganska jämn på 700 – 800 MW. Under högristimmarna på torsdag går handeln ”fel väg”: priser är upp till 23 öre/kWh högre på Jylland och likväl är *exporten* på 800 – 1100 MW.

Figur 3.8 *Prisskillnader mellan spotpriser på Jylland och LPX samt import från Tyskland till Jylland.*



Källa: LPX, Nord Pool, ECON

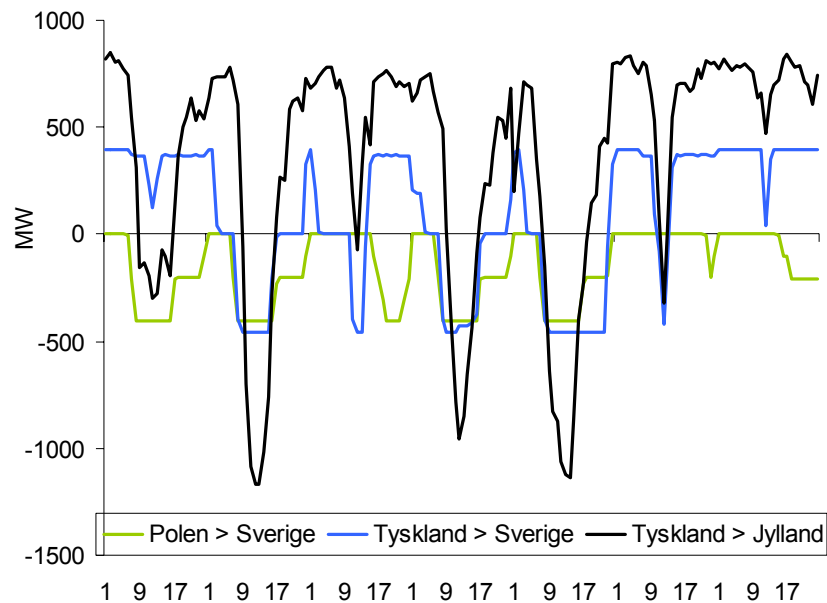
Figur 3.9 visar handeln mellan Sverige och Kontinenten i tillägg till handeln mellan Jylland och Tyskland. Vi ser att handeln mellan Sverige och Tyskland följer ungefär samma mönster som den mellan Jylland och Tyskland, men den är mycket mindre flexibelt (som nämndes ovan är priserna i Sverige och Jylland desamma med undantag för några timmar, se Figur 3.7).

Handeln med Polen påverkas inte av priserna, men följer kontrakten ungefär på samma nivå som på vintern. På sommaren är exporten störst på dagen (400 MW timme 9 – 16), runt 200 MW på kvällen och upphör under natten. Totalexport från Sverige till Polen denna vecka var 26 GWh.

Det förekom ingen utväxling mellan Själland och Tyskland denne vecka.

Finland importerar mer eller mindre lika mycket från Ryssland: runt 100 MW under dagen på vardagar, mindre på natten och under helgen. Det kan vara så att revisioner läggs in på linjen under dessa perioder, med lägre efterfrågan i Finland.

Figur 3.9 *Handel mellan Norden och Kontinenten under vecka 33-2001.  
MW*



Källa: Nord Pool, ECON

### Slutsats

Det är samma typ av produktion som används på marginalen på sommaren som på vintern: vattenkraft är den kraft som närmast följer svängningarna i förbrukningen, men även kondensverk i Danmark och Finland varierar med ändring av förbrukning och priser. Under sommarveckan ser vi emellertid flera tillfällen då handeln mellan Norden och Tyskland går ”fel väg” – från högprisområden till lågprisområden. Det gör det svårt att dra klara slutsatser.

Sommarveckan illustrerar också att inte varje produktionsökning i Danmark (och därför följande ökning i CO<sub>2</sub>-utsläpp) beror på marginalproduktion för Sverige. Även om högre priser på Jylland stimulerade till ökad produktion i centrala verk är inte produktionsökningen knuten till högre förbrukning i Sverige, sedan flaskhals uppstod mellan Sverige och Jylland. Om förbrukningen i Sverige hade ökat under dessa timmar, måste importen komma från andra källor – antagligen från vattenkraft (det fanns mycket ledig kapacitet i vattenkraftverken). En ökning i vattenkraftproduktion kommer sannolikt att motsvaras av ökad produktion i termiska anläggningar vid en annan (framtida) tidpunkt men antagligen är det billigare termisk produktion som kommer då in. Billigare produktion betyder också att mer effektiva verk tas i bruk och därmed lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp. Man kan därmed inte utan vidare påstå att varje ökning i kolkraftproduktion i Danmark representerar marginalproduktion knuten till förbrukningsökningar i de andra nordiska länderna.

### 3.2.3 Avvikelser från det normala

#### Köld och effektknapphet under vintern

Vecka 8 beskrivs ovan som en relativt normal vintervecka med normala temperaturer från måndag till torsdag. Det blev kallt på fredag i vecka 8 och kölden höll i sig under hela vecka 9. Även vecka 51 (i december) var kall, och det uppstod effektpriiser och flaskhalsar mellan områden. I detta avsnitt ser vi hur produktionsmönstret ändrar sig i situationer med effektknapphet och flaskhalsar.

- Vecka 9 år 2001 (26 februari – 4 mars) representerar en **vintervecka med effektpriiser**. Magasinfyllnaden var ungefär på samma nivå som under vecka 8, men det var kallt, och i Norge var förbrukningen 356 GWh högre än normalt pga. det kalla vädret (dvs. faktisk förbrukning var högre än temperaturkorrigerat förbrukning). Med några få undantag var priserna identiska i hela Norden hela veckan. Effektpriiser förekom både på morgonen och kvällen under alla vardagar varierande från 40 öre/kWh till 135 öre/kWh.
- Vecka 51 år 2001 (17 – 23 december) representerar en **vintervecka med både flaskhalsar och effektpriiser**. Magasinfyllnaden var strax under det normala för denna årstid (-3 TWh i Norge, men +0,7 TWh i Sverige). Vattenvärdet var högre i december än i februari: lite snö och fruktan för torrår tidigare under året gjorde att aktörerna trodde att ett normalår var tillbaka. Priserna i Sverige varierade mellan 19,5 – 75 öre/kWh, och på veckodagar (med undantag för onsdag) förekom några timmar med effektpriiser på förmiddagen och eftermiddagen. Det förekom flaskhalsar mellan områden större delen av tiden.

#### *Betydelsen av effektpriiser*

En närmare analys av situationen med effektpriiser på vintern visar att valet av vilken produktion som används på marginalen, inte avviker nämnvärt från normalsituationen. Figur 3.10 visar att det finns potential för att öka produktionen i förhållande till ”normal” vintersituation både i de danska marknadsområden och i Finland: det finns ledig kapacitet i både danska och finska termiska verk. Så länge det inte förekommer flaskhalsar mellan områden är marginalproduktionen densamma som i ”normalsituationen”.

#### *Betydelsen av flaskhalsar*

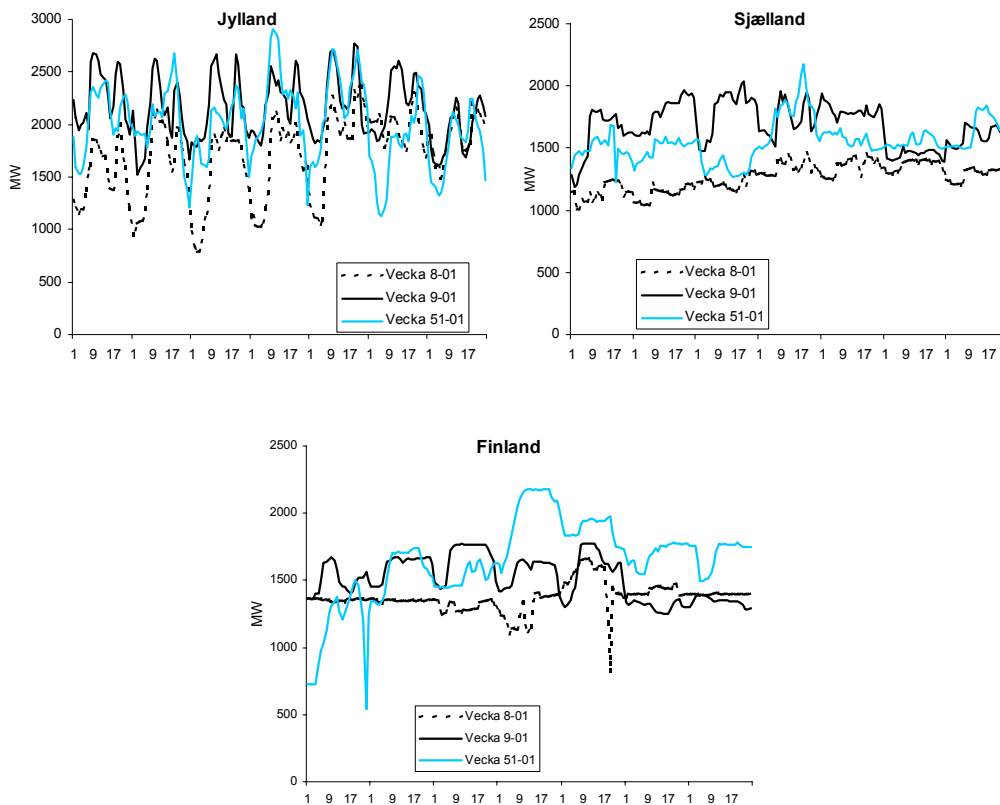
Under vecka 51 förekom flaskhalsar större delar av tiden, både mellan Sverige och Norge (där priserna var lägre) och mellan Sverige och Själland (där priserna var högre). Även priserna på Jylland är ibland lägre än i Sverige. Det fanns inga flaskhalsar mot Finland. Dataunderlaget ger emellertid inte en entydig bild av hur handeln med Finland reagerar på priserna: under några timmar med högre priser (över 30 öre/kWh) vände handeln så att Finland exporterade till Sverige (ev. reducerades exporten från Sverige), medan under andra timmar skedde inga förändringar. Med en så hög prisnivå och flaskhalsar är det sannolikt att även oljekondensverk i Sverige var i produktion (men det har vi som tidigare nämnt inget underlag för).

Analysen av normal vintervecka antyder att finska kondenskraftverk reagerar långsammare än danska: produktionen ändras lite från timme till timme. Jämför vi



emellertid produktionen i veckor med olika prisnivåer, finns större skillnader i hur fort och hur mycket produktionen ändras. Det kan betyda att start- och stoppkostnader är betydligt högre i de finska verken än i de jylländska så att det inte lönar sig att reglera produktionen för några få timmar eller att de produktionskostnader för anläggningar som används på marginalen är högre än de jylländska. Dessa bägge faktorer visar att prisnivån behöver öka mer innan det kan löna sig för finska kondensverk att starta produktionen.

Figur 3.10 Produktionen i kondenskraftverk (centrala verk) i Danmark och Finland under vecka 8, 9 och 51 år 2001. MW



Källa: Elkraft System, Eltra, Fingrid, ECON

## Våtår och torrår på sommaren

Eftersom vattenkraft utgör en stor del av produktionskapaciteten i Norden kan det vara idé att titta närmare på situationer där vattentillgången avviker från normal-situationen. Vi har följt situationen under en relativt våt och en relativt torr vecka, vecka 33 år 2000 och vecka 24 år 2001.

### Vecka 33 år 2000

Vecka 33 år 2000 (14 – 20 augusti) representerar en **våt sommarvecka**. Då fanns 16 TWh (14 procentenheter) mer vatten i magasinerna än genomsnittet för åren 1961 – 1990. Överskottet var fördelat som 3 TWh i Sverige och 13 TWh i Norge. Priserna speglade magasinssituationen: priserna varierade mellan 5,5 och 8 öre/kWh under natten och 13 och 17 öre/kWh under dagen i Sverige, dvs. med 8,9 öre/kWh som genomsnitt. Dagtid förekom flaskhalsar mellan Syd-Norge och Sverige, priserna i Syd-Norge var bara 9 – 11,5 öre/kWh dagtid. Under större delar av

veckan förekom även flaskhalsar mot Finland och Jylland. Från onsdag till lördag låg priserna på Jylland på 26 – 36 öre/kWh hela dagen.

### *Vecka 24 år 2001*

Vecka 24 år 2001 (11 – 17 juni) representerar en **torr sommarvecka**. Då fanns nästan 7 TWh (6 procentenheter) mindre vatten i magasinen i Norge och Sverige än genomsnittet för åren 1961 – 1990.<sup>6</sup> Störst var underskottet i Norge (5,6 TWh). Magasinfyllnaden är högre än under samma vecka år 1996 och år 1997 (som är de torraste under 1990-talet) men likväl låga jämfört med de sista tre åren (som hade varit ganska vattenrika med magasinfyllnad runt 10 procentenheter högre än genomsnittet för denna vecka).

Enbart magasinfyllnaden återspeglar dock inte fullt ut förväntningarna på hur torrt det var. Vecka 24 är mitt i snösmältperioden. Marknaden antog att det fanns mindre snö än normalt, och aktörerna hade därmed *förväntningar* på ett torrår. Även om det visade sig senare att fruktan för ett torrår var ogrundad är förväntningarna viktiga i ett vattenkraftsystem därför att förväntningar på framtida priser påverkar hur vattenkraftproducenterna disponerar vattnet. Om aktörerna *tror* att det är lite snö i fjällen, förväntar de lite vatten i magasinen efter snösmältningen och därmed energiknapphet och högre priser i framtiden. Därmed är det lönsamt att hålla tillbaka vatten något som återigen ökar priserna.

I Sverige har avvikelserna från det normala varit mindre de sista tre åren än i Norge. Men eftersom vattenkraftproduktionen är nästan dubbelt så stor och magasin kapaciteten mer än dubbelt så stor i Norge som i Sverige, är vatten- och snö-situationen i Norge viktigare för marknaden. Lite snö i de norska fjällen ger större grund till förväntningar på ett torrår, även när det finns mer vatten än normalt i Sverige. Det visade sig också att vattenkraftproduktionen i Sverige blev rekordstor år 2001 medan det blev ungefär normalt (121 TWh) i Norge. Eftersom vattenkraftproduktionen grundas på förväntningarna på framtida priser, kan förväntningen om ett torrår gott påverka priserna. Att mycket höstregn ”räddade” produktionen, så att året fick faktiskt högre vattenkraftproduktion än normalt (till och med rekordhög i Sverige) spelar därför liten roll i produktionsanpassning under denna vecka.

### *Reglerbar produktion*

Eftersom vattenkraft är den största reglerbara produktionskällan i Norden, är det naturligt att variationer i vattentillgången påverkar produktionsmönstret i termiska verk. Figur 3.11 visar produktionen som används på marginalen i finska anläggningar under veckor med olika magasinfyllnad. Priserna under normalår (vecka 33-2001) ligger hela tiden högre än under våtår (vecka 33-2000) och lägre än under torrår (vecka 24-2001). Produktionen följer priserna till en viss grad: under torrår är produktionen högre än i de två andra tillfällena genom hela veckan, medan situationen varierar lite mer under normalår och våtår. Det går ofta inte att hitta

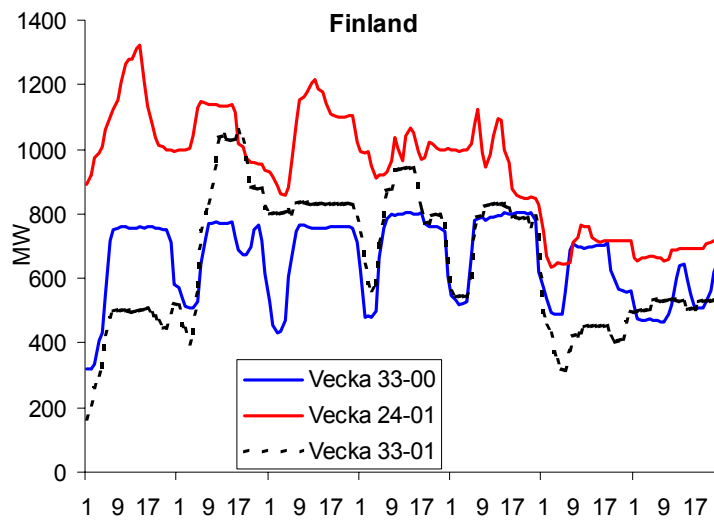
---

<sup>6</sup> Skillnaden är ännu större (10,6 procentenheter) när man använder medianen för de våta åren under 1990-talet som Nord Pool publicerar som utgångspunkt.

entydiga förklaringar på varför produktionsmönstret ibland avviker från det vi förväntar.

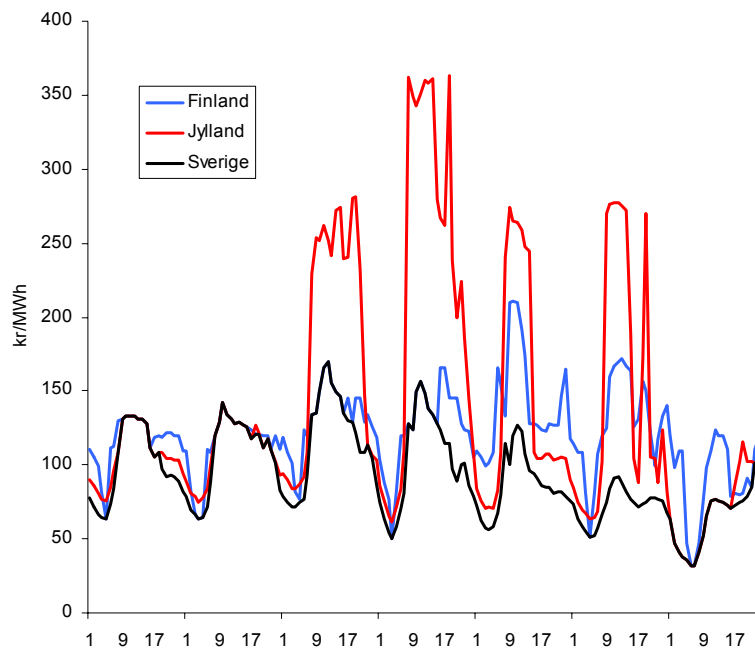
Under våtår förekommer flaskhalsar från Sverige/Norge både mot Jylland och Själland, och ibland också mot Finland. Det innebär att produktionen i dessa områden inte är relevant för marginalen i Sverige på kort sikt. I de fall det inte finns möjlighet att lagra vatten för senare användning kan vattenkraft eller kärnkraft användas som marginalproduktion i dessa situationer. Eftersom vattnet annars skulle gå till spillo kan ökad förbrukning täckas av ökad vattenkraftproduktion. Alternativt kan vattnet utnyttjas till så låga kostnader att kärnkraftverken väljer att minska produktionen. I det mån man kan spara vattnet, t.ex. i flerårsmagasin, kan vattenkraft ersätta kolkraft senare, under perioder utan flaskhalsar.

Figur 3.11 Produktionen i kondenskraftverk i Finland under vecka 24 och 33 år 2001, och vecka 33 år 2000. MW



Källa: Fingrid, ECON

Figur 3.12 Priser i Sverige, Jylland och Finland under vecka 33 år 2000.



Källa: Nord Pool, ECON

### 3.2.4 Uppsummering av analysen på kort sikt

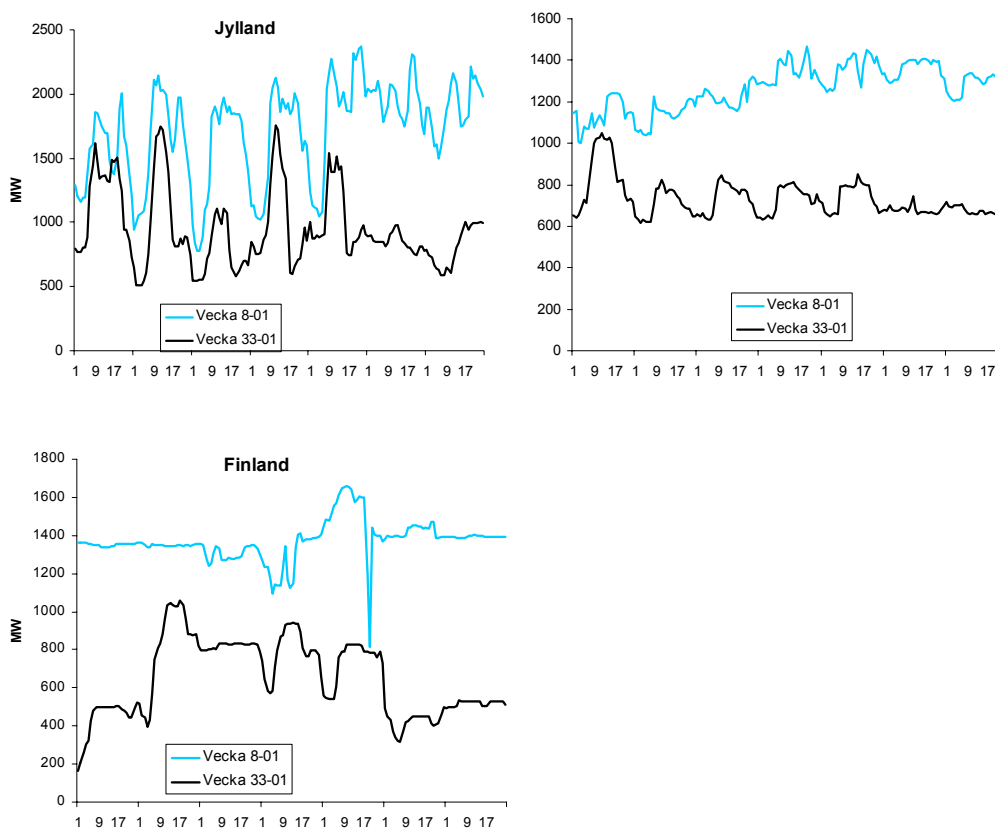
Analysen av timvis produktion bekräftar teorin: det är vattenkraftproduktionen som varierar mest från timme till timme. Grunden till detta är den stora flexibiliteten i vattenkraftsystemet. Vattenkraft är mer flexibel än termisk kraft, och det nordiska systemet utnyttjar detta. Det finns också tillräckligt installerad effekt i vattenkraftsystemet att vattenkraften klarar att följa lasten.

Kondenskraftverken i Finland och centrala verken i Danmark följer också prisvariationerna. Detta tyder på att dessa verk i stor utsträckning bestämmer vattenvärden. Produktionen i jylländska centralverk varierar betydligt medan produktionen varierar mindre från timme till timme i själländska och finska verk. Kondensverk på Själland och i Finland reagerar med ökad produktion först vid högre priser än verken på Jylland. Detta bekräftar att en del av produktionskapaciteten på Själland och i Finland har högre kostnader (lägre effektivitet) än kondensverken på Jylland.

Variation i kärnkraft, fjärrvärme och industriell kraftvärme och vindkraft beror på andra förhållanden än priset och lastens timvisa variationer.

Vi ser också att det har funnits ledig kapacitet i kondensverken under normala år. Om det blir ett avbrott i några andra verk eller lasten plötsligt ökar (till exempel som följd av temperaturförändringar), är det möjligt att öka produktionen i kondensverken. Figur 3.13 visar att produktionsmönstret i dessa verk är ungefär lika under sommaren och vintern. Nivån, däremot, varierar: det produceras klart mer under vintern än under sommaren.

Figur 3.13 Produktionen i kondenskraftverk (centrala verk) i Danmark och Finland under vecka 8 och 33 år 2001. MW



Källa: Elkraft System, Eltra, Fingrid, ECON

Det noteras några tillfällen då variationen i produktionen verkar oförklarlig eller onaturlig. Denna variation i produktionen kan emellertid bero på andra, kanske tillfälliga faktorer: variation i förbrukning, variationer i vindkraftproduktion, tillgänglighet av kärnkraft, osv. Priserna i vattenkraftsystemet bestäms av vattenvärden, därmed är det inte riktigt relevant att jämföra två veckor med olika vattenvärden. Dataunderlaget omfattar bara två år och under år 2000 var den danska marknaden inte fullt utvecklad. Bland annat är det svårt att förstå eller förklara alla elhandelsflöden.

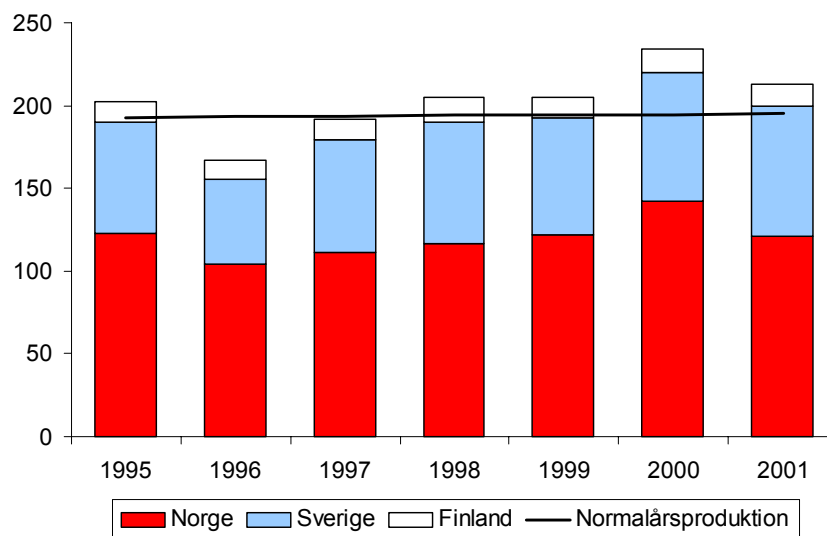
### 3.3 Marginalel på längre sikt

Som väntat kan det, utifrån den kortsiktiga analysen, verka som om vattenkraft är den produktionskapaciteten som körs på marginalen i systemet. I väldigt många situationer är det vattenkraftproduktionen som ökar mest när efterfrågan ökar på morgonen och eftermiddagen, och som reduceras när efterfrågan sjunker under natten. Men vattenkraftproduktion över året är styrd av tillrinningen och de kortsiktiga produktionssvängningarna beror på vattenkraftens stora kortsiktiga flexibilitet jämfört med andra teknologier. Att vattenkraften ”tränger undan” andra produktionskällor på kort sikt är egentligen bara ett annat sätt att disponera vatten på. En kilowattimme som produceras idag görs på bekostnad av en kilowattimme i framtiden – dvs. när vattenkraftproduktionen ökar idag kommer produktionen i en annan teknologi att öka under en senare period. Motsatt, när vattenkraftproduktionen avtar pga. att produktionen i en annan teknologi ökar, flyttas vattnet till

en annan period. Till exempel reducerar vattenkraftproducenterna sin produktion under natten, när priserna är lägre, och sparar vatten till dagen då priserna är högre även om de direkta produktionskostnaderna också täcks av nattpriserna.

För att kunna se vad marginalet är på *längre sikt*, och ta hänsyn till att vattenkraftproduktionen är beroende av tillrinningen har vi studerat produktionsmönstret i Norden under olika år. Jämförelsen av produktionsdata visar att det är stora svängningar i vattenkraftproduktionen (Figur 3.14). Under år 1996 (som var ett torrt år) var vattenkraftproduktionen i Norden nästan 27 TWh under det som definieras som normalårsproduktion medan vattenkraftproduktionen år 2000 (som var ett vått år) hade nästan 40 TWh högre vattenkraftproduktion än ett normalår.<sup>7</sup>

Figur 3.14 Vattenkraftproduktionen i Norden. TWh

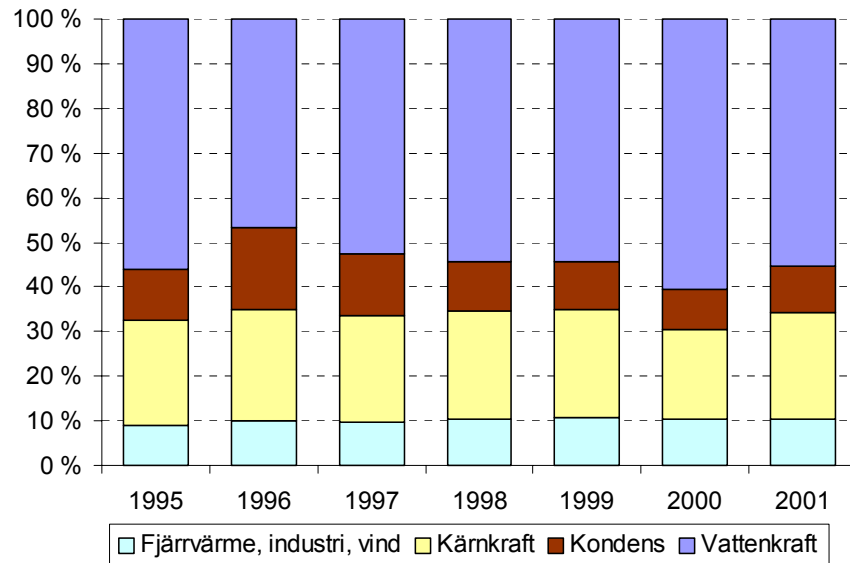


Källa: Nordel (1995-2000), ECON

Figur 3.15 visar hur den nordiska produktionen på årsbasis täcker förbrukningen. Svängningar i vattenkraftproduktion från år till år hanteras först och främst med anpassningen i kondensproduktion: under år med låg vattenkraftproduktion (tillgång) ökar produktionen i kondensverken för att täcka bortfallet medan det under år med riklig vattenkrafttillgång produceras mindre i kondensverken. Vi skall titta närmare på hur ändringen i kondensproduktion fördelar sig mellan de nordiska länderna i nästa avsnitt, där vi ser mer detaljerat på anpassningen under år 1996 och år 2000.

<sup>7</sup> NVE ändrade definitionen på normalår i Norge år 2000. Det nya normalåret baseras på tillrinningsserie under 1970 – 1999. För att få en sammanhängande tidsserie har vi använt den nya definitionen även för åren före 2000.

Figur 3.15 Produktionen i olika typer av kraftverk i Norden.

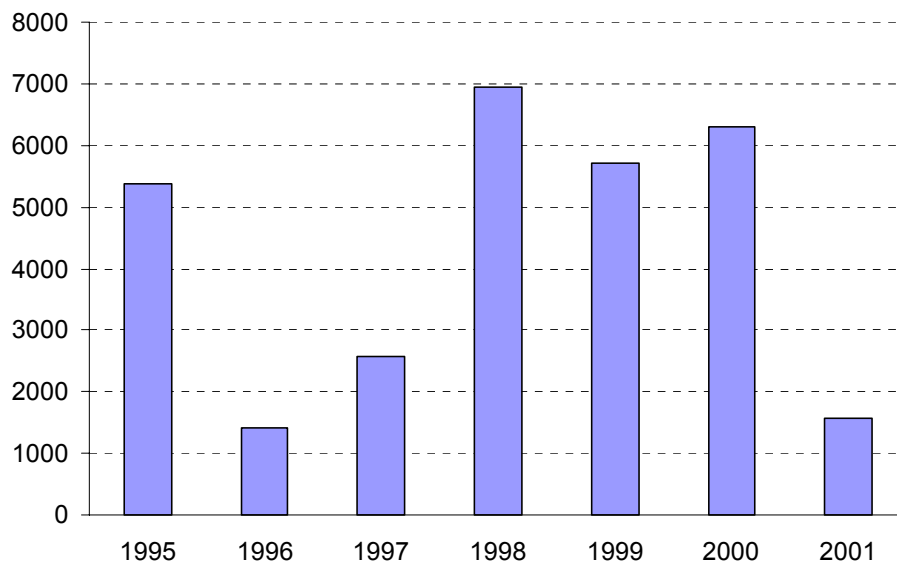


Källa: Nordel (1995-2000), ECON

Handeln med omvärlden varierar: Figur 3.16 visar att nettoexporten från Norden till Tyskland och Polen har varit högre under år med hög vattenkraftproduktion och lägre under torra år. Mindre export till Tyskland och Polen betyder att efterfrågan där täcks från andra källor – antingen genom ökad inhemsk produktion eller genom ökad export från andra länder. I och med att en del av förbrukningen ”ursprungligen” täckts av import från Norden, är det rimligt att anta att de andra alternativa källorna är dyrare. Både i Polen och Tyskland finns ett stort inslag av kolkraft (brunkol och stenkol), och det är denna typ av kapacitet som i allt större utsträckning utgör marginalproduktion i energisammanhang. Detta betyder att när importen från Polen och Tyskland ökar (eller nettoexporten reduceras), som en följd av lägre magasinfullnad eller ökad förbrukning, ökar CO<sub>2</sub>-utsläppen orsakade av förbrukningen i Norden.

Sammantaget varierar handeln med Tyskland och Polen mer i takt med krafttillgången och priserna i Norden än handeln med Ryssland gör. Importen från Ryssland har legat mellan 4,2 och 5,2 TWh under perioden 1995 – 2000. Under år 2001 ökade importen från Ryssland till 7,7 TWh som följd av nya importavtal och ändrad politik på överföringsförbindelserna mellan Ryssland och Finland. Detta innebär att handeln här kan bli mer flexibel i framtiden än den har varit under den period vi studerar.

Figur 3.16 Nettoexport från Norden till Tyskland och Polen. GWh



Källa: Nordel (1995-2000), ECON

Fjärrvärme, industriell kraftvärme och vindkraftproduktion varierar självfallet från år till år, men det är av andra skäl. Fjärrvärmeproduktionen är beroende av temperaturen, produktionen i industriell kraftvärme beror till en viss del på konjunkturer och vindkraftproduktionen beror helt på vindförhållandena. Betydelsen av vindkraft har under de senaste åren också ökat som följd av ökat utbyggnad. Likväl har denna kategori relativt stabilt stått för ca 10 – 11 procent av den totala produktionen i Norden under perioden 1995 – 2001.

Kärnkraftverken antas vanligtvis representera en grundlastkapacitet, och produktionen beroende av den tillgängliga kapaciteten. Eftersom de fasta kostnaderna är högre än de rörliga, är det lönsamt att producera själv när priserna är låga, så länge det ger ett positivt täckningsbidrag till att täcka de fasta kostnaderna. Det är också kostsamt att reglera produktionen upp eller ner på kort sikt, därför följer kärnkraften inte kortsiktiga prissvängningar.

Under loppet av ett år kan kärnkraftverken emellertid anpassa produktionsnivån delvis genom schemat för revisioner: man kan planera kortare eller längre revisionsperioder, eller man kan ladda reaktorerna med mindre bränsle. En sådan anpassning skedde faktiskt både under år 1996 och år 2000: Tabell 3.2 visar att under torråret 1996 var kärnkraftproduktionen 5 TWh högre än under år 1995 och 3 TWh högre än under år 1997. Under vårtåret 2000 var kärnkraftproduktionen 15 TWh längre än under år 1999 (Tabell 3.3). Hela nedregleringen skedde i Sverige. Kärnkraftproducenterna förklarade att de, pga. förväntningar på lägre priser, hade fyllt mindre bränsle för säsongen år 2000 än vanligt.

I princip är också förbrukningen flexibelt och prisökningar orsakade av reducerat vattentillgång kan mötas med lägre förbrukning. Historisk data visar emellertid att förbrukningen har reagerat i begränsat omfattning. Grunden till det kan vara att många användare inte har fått information om resurssituationen genom prissignaler (till exempel har många betalat genomsnittspriser) eller inte har haft tillgång till den nordiska marknaden överhuvudtaget. Det finns emellertid anledning att tro



att det kommer att ändra sig eftersom marknaden har öppnats för flera och flera kundgrupper. Även utvecklingen av bättre och rimligare teknologi, till exempel tvåvägskommunikation, kan bidra till mer flexibilitet på användarsidan i framtiden.

I nästa avsnitt skall vi titta närmare på vilka ändringar i anpassningen av elproduktionen som skedde under torråret 1996 och under det våta året 2000.

### 3.3.1 Torråret 1996

År 1996 karaktäriserades med nästan 36 TWh lägre tillrinning i vattenkraftssystemet än under år 1995. Tabellen nedan visar hur resten av marknaden anpassade sig till den lägre vattenkraftproduktionen från år 1995 till år 1996, respektive till den (nästan) motsvarande ökningen i vattenkraftproduktion från år 1996 till år 1997.

Tabell 3.2 *Ändringar i produktion, förbrukning och handel i samband med torråret 1996. TWh*

	Ändring 1995-1996	Ändring 1996-1997
Vattenkraft	- 35,9	+ 24,7
Vind och kraftvärme	+ 3,1	- 0,4
Kärnkraft	+ 5,2	- 3,1
Förbrukning	- 0,3	+ 5,5
Kondens Danmark	+15,6	- 9,4
Kondens Finland	+ 4,7	- 2,5
Kondens Sverige	+ 3,1	- 3,1
Nettoimport Tyskland, Polen, Ryssland	+ 3,2	- 1,5

Källa: Nordel (1995-1997), ECON

Det var först och främst produktionen i kondenskraftverken som reagerade på bortfall av vattenkraftproduktion. Under år 1996 ökade kondenskraftproduktionen i Danmark nästan 16 TWh, jämfört med år 1995. Produktionen i kondenskraftverken i Sverige och Finland ökade också, med strax under 5 TWh i Finland och 3,1 TWh i Sverige. Grunden till detta är att det fanns mer ledig kapacitet i Danmark än i Finland och Sverige, och att den danska kondenskapaciteten har lägre kostnader än den finska och svenska. Under år 1997, då vattensituationen normaliserade sig igen, avtog kondensproduktionen med 9,4 TWh, 2,5 TWh och 3,1 TWh i Danmark, Finland och Sverige (jämfört med år 1996).

Det finns ingen anledning att tro att vindkraft och bidrag från kraftvärmeverk ökade som följd av prisändringen eller energiknapphet i vattenkraftssystemet. Vindkraftutbyggnaden har varit stark i den perioden vi tittar på och ökningen i kraftvärmeproduktion beror nog till stor del på att det var en relativt kall vinter.

Som nämndes tidigare, ser det ut som om det finns en viss flexibilitet i kärnkraftproduktionen när vi tittar på längre perioder. Under 1996 ökade kärnkraftproduktionen med 5 TWh jämfört med år 1995, medan den föll igen under år 1997. Troligen dröjde kärnkraftproducenter med revision så länge som möjligt och genom-

förde bara det nödvändigaste under år 1996 antingen som följd av högre priser eller hotande energiknapphet.

Det noterades även en viss anpassning av förbrukningen, men bara i Norge: förbrukningen i Norge fick ner med 3,1 TWh jämfört med år 1995. Detta beror antagligen mer på den starka fokuseringen på vattenbrist som kom fram genom media än att priserna till slutanvändarna faktiskt ökade, men illustrerar i alla fall att det finns en viss flexibilitet i förbrukningen också.<sup>8</sup>

Handeln med utlandet (utanför Norden) följde också det förväntade mönstret: Importen ökade med över 3 TWh från år 1995 till år 1996, och reducerades från år 1996 till år 1997. Det mesta av variationen beror på ändringar i handeln mellan Sverige och Tyskland. Detta beror antagligen på att marknaden i Danmark inte var liberaliserad under år 1996.

### 3.3.2 Det våta året 2000

Under 2000 var vattenkraftproduktionen nästan 30 TWh högre än i år 1999, och nästan 40 TWh högre än under ett normalår. Nedanstående tabell visar anpassningen i resten av marknaden till den ökade vattenkraftproduktionen från 1999 – 2000 och från 2000 – 2001 då vattenkraftproduktionen sjönk (nästan) med motsvarande volym.

*Tabell 3.3      Ändringar i produktion, förbrukning och handel i samband med det våta året 2000. TWh*

	Ändring 1999-2000	Ändring 2000-2001
Vattenkraft	+ 29,2	- 21,3
Vind och kraftvärme	- 0,8	+ 0,3
Kärnkraft	- 15,9	+ 14,8
Förbrukning	+ 7,8	+ 8,0
Kondens Danmark	- 4,5	+ 1,5
Kondens Finland	- 0,4	+ 4,0
Kondens Sverige	- 0	+ 1,2
Nettoimport Tyskland, Polen, Ryssland	- 1,3	+ 4,0

Källa: Nordel (1999-2000), ECON

Denna extra vattenkraft trängde undan kondensproduktion i Danmark (4 TWh), och litet i Finland men den största reduktionen kom i kärnkraftproduktionen i Sverige som var 15,4 TWh lägre än året innan!<sup>9</sup> Det var överraskande för många i och med att kärnkraften vanligtvis täcker grundlast och inte variationer. Tillfället under år 2000 illustrerar således att kärnkraftverken kan variera produktionen på

<sup>8</sup> Undersökningen tyder på att förbrukningen sjönk innan priserna steg. Under 1997 var emellertid förbrukningen tillbaka på normalnivå, så det finns liten tvivel om att förbrukningsreduktionen var ett resultat av torrårssituationen.

<sup>9</sup> Barsebäck 1 var i drift till 1 december 1999. Men Barsebäck 1 motsvarar ca 4 TWh, så stängningen kan långtifrån förklara hela produktionsnedgången.

lång sikt, även om de inte kan det på kort sikt (från timme till timme eller dag till dag). Kärnkraftproducenterna gjorde sig inte någon brådska att bli färdiga med de årliga revisionerna, och det fanns misstankar om att detta var ett utslag av marknadsstyrka. Detta illustrerar i så fall att marknadsstyrka kan ge ”felanpassningar” när produktionen inte följer merit order-kurvan och att detta också kan ge negativa miljöeffekter. Vid detta tillfälle hade, av allt att döma, en större kärnkraftproduktion lett till reducerad produktion i fossila verk i Norden eller på Kontinenten.

Nettoimporten från länder utanför Norden gick ner från år 1999 till år 2000 och ökade från år 2000 till år 2001. Nettoimporten från Ryssland till Finland ökade betydligt från år 2000 till år 2001, men mycket av detta berodde nog på att nya avtal ingicks.

I motsats till analysen av torråret ser vi nu att handeln mellan Danmark och Kontinenten reagerar i större grad. Grunden till detta är av allt att döma att ramvillkoren i större grad låg rätt för utväxling baserad på prisskillnader, särskilt mellan Jylland och Tyskland än under år 1996. Under år 1996 var inga av de danska marknadsområdena avreglerade.

Förbrukningen ser emellertid inte ut att reagera nämnvärt. Totalt för Norden är tillväxten (i TWh) större mellan år 2000 till år 2001 än från år 1999 till år 2000. Användningen är emellertid inte temperaturkorrigerat och år 2001 var kallare än år 2000.

### **3.3.3 Uppsummering av långsiktig analys**

I stort sett får vi de utslagen vi förväntat från dataanalysen: Det har i stort sätt varit fossilt eldad kapacitet i Danmark, Finland och på Kontinenten som har anpassat sin årsproduktion när det har skett ändringar i energitillgång i systemet. Empirien ger med andra ord samma resultat som den principiella analysen i kapitel 2. Detta visar att marknaden fungerar enligt det man skulle ha förväntat utifrån ”marginalel” metoden.

Vilken teknologi som används för marginalproduktion har inte varit oberoende av tillgångssituationen. Det mest överraskande var dock att kärnkraften inte användes till fullo utan reglerades ned betydligt mellan åren 1999 och 2000. Spekulationer har funnits om orsaken till detta var att producenterna utövade marknadsstyrka. Men orsaken kan även vara att vi hade en situation med förväntningar om mycket låga priser (extremet våtår och överkapacitet på Kontinenten). Då kan det hända att kärnkraft till en viss grad utgör marginalproduktion i energisammanhang. Även i samband med torråret under år 1996 gjordes en anpassning av kärnkraftproduktionen. Under detta år var kärnkraftproduktionen emellertid på mycket hög nivå och det fanns knappast kapacitet i kärnkraftverken att ytterligare öka produktionen. Därmed visar sig flexibiliteten i kärnkraftverk vara större för låga priser (och prisfall) än för högre priser (och prisökningar).

Slutsatsen är att det är kolkraftverken i Finland och Danmark som har körts på marginalen i det nordiska systemet i normala och torra år även om det är vattenkraften som tar de kortsiktiga svängningar i systemet. Såsom kapacitetssituationen har varit har det i stort sett varit ”mellaneffektiva” verk som har täckt kraftförbrukningen på marginalen i de nordiska länderna. Produktion i verk med högre kostnader (lågeffektiva) har varit knutna till flaskhalsar och situationer med mycket höga laster.

## 4 Marginalel i framtiden

I förra kapitlet studerade vi vad som har varit marginalel de sista åren. Kraftmarknaden håller emellertid på att förändras. Därför kan vi inte dra slutsatser att samma produktionsanläggning eller samma typ av teknologi som produceras på marginalen idag är densamma i framtiden.

På kort sikt bestäms marginalelen av existerande produktions- och överföringskapacitet. På lång sikt bestäms marginalelen av *ändringar* i kapacitetssammansättningen. Vilken form av kapacitet som det investeras i är viktig för vad som blir marginalel i framtiden. Investeringar påverkas av energi- och klimatpolitiken (koncessioner, stimulering av enskilda bränslen eller teknologier, CO<sub>2</sub>-politik, etc.). Även utvecklingen av efterfrågan, lastprofil, förändring i kraftbalansen och handelsmönster har betydelse för marginalel i framtiden.

I detta kapitel skall vi först diskutera hur kraftmarknaden i Nord-Europa kommer att ändra sig under nästa tioårsperiod. Därefter testar vi numeriskt resonemangen genom modellsimuleringar för utvalda år under perioden (2004, 2008 och 2012). Modellanalysen skall ge svar på tre frågor:

- Vad är marginalel på lång sikt, dvs. hur täcks ökningen i efterfrågan från år till år? Referensscenariot från år 2002 till 2012 svarar på denna fråga.
- Vad är marginalel på kort sikt i framtiden, dvs. hur påverkar kortsiktiga ändringar (till exempel mer tillrinning än normalt) produktionsanpassningen? Vi har analyserat olika tillrinningsalternativ för år 2012 för att svara på denna fråga.
- Hur påverkas marginalel av olika åtgärder i Sverige och Nord-Europa? Vi har analyserat tre scenarier för att svara på denna fråga.

Vi skall också se hur CO<sub>2</sub>-utsläpp ändras under perioden och inverkan av olika åtgärder för att begränsa CO<sub>2</sub>-utsläpp. Olika åtgärder kan ha olika inverkan på CO<sub>2</sub>-utsläpp även om energibalansen är densamma. Till exempel kan vindkraftkapacitet ha en annan inverkan än biomassabaserat kraftvärmeproduktion eftersom dessa två teknologier ställer olika krav på flexibilitet i det övriga systemet och respektive produktion är olika korrelerat med olika temperatursituationer.

Vi har använt ECONs nordiska kraftmarknadsmodell i simuleringen. Förutom de nordiska marknadsområdena är också kraftmarknaden i Tyskland inkluderad. Polen och Ryssland är representerade genom handelsförbindelser. Även om Polen inte är explicit modellerat kan vi ändå värdera hur CO<sub>2</sub>-utsläppen där påverkas då vi har översikt över produktionskapaciteten. Handeln med Ryssland är emellertid

(så vitt vi vet) kontrakterad grundlastimport till Finland och ändras därför inte när förhållanden i efterfrågan eller utbud i Norden ändras.

## 4.1 Utvecklingen i kraftmarknaden i Nord-Europa - grundscenario

I detta avsnitt skall vi ge en närmare beskrivning av vilka förhållanden som påverkar marknadsutvecklingen. Grundförutsättningarna beskriver utvecklingen i ett referensscenario som vi grundar på de mest sannolika utvecklingstrenderna för utbud och efterfrågan i kraftmarknaden.

### 4.1.1 Efterfrågan

Utvecklingen i efterfrågan följer tillväxten i ekonomin och utvecklingen i slutanvändarpriserna.

#### *Drivkrafter i efterfrågan*

Den underliggande tillväxten i ekonomin är en viktig drivkraft för ändringar i kraftefterfrågan. Förväntad BNP-tillväxt i de nordiska länderna under perioden fram till år 2005 presenteras i Tabell 4.1. Medan efterfrågan i servicesektorn och allmän industri är anpassad så att den är direkt beroende av BNP-tillväxten, är efterfrågan i hushållen indirekt beroende på BNP-tillväxten via tillväxten i hushållens intäkt.

Tabell 4.1 Årlig tillväxt i BNP. Procent

	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Tyskland
2002	2,2	1,2	1,5	2,0	2,4
2003	2,5	2,7	3,0	2,5	2,4
2004	2,0	1,9	3,5	2,0	2,4
2005	1,7	1,9	3,0	2,0	2,4
2006	1,7	1,9	3,0	2,0	2,4
2007-2009	1,7	1,9	2,7	2,0	2,4
2010-2012	1,7	1,9	2,5	2,0	2,4

Källa: ECON

Utvecklingen i elintensiv industri följer i större grad utvecklingen i världsekonomin än utvecklingen i de nationella ekonomierna. Vi lägger därför in exogena anslag för förbrukningen i elintensiv industri i modellsimuleringen. Vi räknar med att tillväxten i elintensiv industri försvagas under år 2002 pga. utsikterna i världsekonomin men vi förväntar att tillväxten blir fortsatt högre under åren 2003–2004. Därefter antar vi tillväxt i linje med långsiktig jämviktsnivå.

#### *Priset till slutanvändarna*

I tillägg till det klart positiva sambandet mellan tillväxtanslagen och kraftförbrukningen spelar utvecklingen av kraftpriserna till slutanvändarna en viktig roll. Slut-användarpriserna är ett resultat av utvecklingen i *engrospriserna* men även *avgiftspolitikerna*, *handelsmarginalerna* och utvecklingen i *nättariffer* spelar in.

Vi utgår ifrån att det fortsatt ställs krav om effektivisering i nätverksamheten, något som kommer att minska priset till slutanvändarna. Vi utgår även ifrån att användarna gradvis blir bättre på att utnyttja möjligheten att byta leverantör och att konkurrensen på marknaden för slutanvändarna ökar. Detta gäller speciellt Sverige och Finland. Ökad konkurrens för med sig att handelsmarginalen mellan spotpriset och priset till slutanvändarna reduceras.

Den föreslagna Elcertifikatmarknaden införs i Sverige fr.o.m. år 2003. Vi har använt ett certifikatpris på 15 öre/kWh från år 2003 till år 2007, i linje med analyser gjorda av Elcertifikatutredningen. Detta innebär att avgiften blir ca 1,1 öre/kWh för svenska elanvändare under år 2004 och att den ökar till 2,5 öre/kWh under år 2012 i takt med en skärpning av andelen certifierat el som krävs. Vi har även antagit att elintensiv industri blir befriad från certifikatkravet.

Annars förs dagens avgiftspolitik vidare i de övriga nordiska länderna.

Tyskland har infört en rad avgifter som är ålagda kraftanvändarna, bland annat en miljöskatt, avgifter till stöd för förnybar energi och kraftvärmeverken. Vidare betalar slutanvändarna en koncessionavgift (avgift på hyrd tillgång till infrastrukturen) till kommunerna. De nya avgifterna har medfört att priset till slutanvändarna närmar sig samma nivå som innan avregleringen av kraftmarknaden.

Miljöskatten på kraft skall öka med ytterligare 0,5 Pf/kWh under år 2003 (till 4 Pf/kWh). Avgiftsnivån i Tyskland är hög och vi förväntar inte ytterligare avgiftsökningar. Kretsar i regeringen (först och främst De Gröna) vill öka energiavgifterna ytterligare, men det är inte troligt att de får gehör för detta.

Nätтарifferna i Tyskland varierar betydligt från område till område. Kartellmyndigheterna följer utvecklingen noggrant och har satt igång undersökningar mot några nätföretag. Konsekvensen så långt har varit att nätägarna har blivit tillsagda att sänka nättariffen. Det finns därför anledning att tro att genomsnittlig nättariffer i Tyskland kommer att gå ner de närmaste åren.

## **4.1.2 Kapacitetsutveckling**

Kapacitetsutvecklingen inom kraftmarknaden i alla länder är starkt påverkad av politiska målsättningar och användning av styrinstrument. Detta innebär att en del kapacitetsändringar kommer till stånd beroende på prisutvecklingen i marknaden, och snarare blir "administrerade" i systemen. Vi har också tagit hänsyn till kapacitetsökningar och kapacitetsminskningar som redan är igång.

### *Sverige*

I Sverige har vi antagit att Barsebäck 2 stängs år 2003 och att inga fler kärnkraftverk stängs under analysperioden. Detta är i linje med den nya Energipropositionen som föreslår att fasa ut kärnkraften i Sverige efter "tysk" modell, dvs. man ingår ett avtal med producenten om hur mycket en reaktor kan producera innan den stängs och producenterna kan byta kvoter mellan sig.

De existerande oljekondensverken behålls som reservkapacitet. Vi antar att två block vid Karlshamnverket är tillgängliga som reserv under år 2002 och år 2004 men enbart ett block under år 2008 och år 2012.

Från år 2003 införs krav att användarna skall köpa gröna certifikat för en viss andel av sin elförbrukning. Detta innebär att en ny marknad etableras för gröna certi-

fikat, Elcertifikatmarknaden. Under de förutsättningar som utredningen av Elcertifikatmarknaden har lagt som grund kommer 10 TWh ”grön” kraftproduktionskapacitet i Sverige under perioden fram till år 2010. Avsikten med Elcertifikatmarknaden är att främja investeringar i förnybar elproduktion och etablera reell konkurrens mellan olika gröna teknologier. Det förväntas att merparten av den nya kapaciteten kommer från biobränslebaserade kraftvärmeanläggningar som är den relativt billigaste av de gröna teknologierna (SOU 2001:77).

Det finns även förslag på speciella stödsystem som skall se till att även vindkraft byggs ut vid sidan om produktionskapacitet som baseras på andra dyrare teknologier under en övergångsperiod. Detta kan påverka sammansättningen men sannolikt inte den samlade volymen av grön elproduktion i Sverige under perioden. Volymutveckling och fördelning på teknologier som ligger till grund för modellanalysen visar vi i Tabell 4.2.

Tabell 4.2 Investeringar i ”grön” el i Sverige under referensperioden. TWh

	2002-2004	2004-2008	2008-2012	Totalt (2002-2012)
Vind	0,4	0,2	0,4	1,0
Vatten	0	1,5	0,5	2,0
Fjärrvärme	0,9	0,7	1,5	3,1
Ind. kraftvärme	0,2	3,6	0,3	4,1
Totalt	1,5	6,0	2,7	10,2

#### Danmark

Avedöre 2 på Själland är färdigbyggd och kommer troligen att vara i drift under år 2002 men med en årsproduktion på bara omkring 2 TWh el (grundlast). Detta är den produktionsvolym som är knuten till värmeunderlaget för verket. Vi har annars inte lagt in någon ny konventionell kraftverkskapacitet i Danmark under perioden eller förutsatt att några fler kolkraftverk stängs under perioden. Detta beror på att vindkraftutbyggnaden blir mer blygsam än tidigare prognoser (se nedan). Några gamla kolblock är redan tagna ur drift i samband med byggandet av Avedöre 2.

Även en del lokal kraftvärmekapacitet byggs ut i Danmark.

Vi förutsätter att bara de två första vindkraftprojekt till havs (Horns Rev och Röd-sand) realiseras. Den nya regeringen i Danmark vill inte bidra till en storstilt utbyggnad av vindkraft till havs. Nästkommande vindkraftspark till havs är därmed lagda på is sedan kostnaderna visade sig ligga en bit över det man kan förvänta att få täckt av marknaden.

Ökningen i vindkraftkapacitet på land är blygsam. Den tidigare betydande utbyggnad av vindkraftverk baserades på stödsystem som nu är avskaffade. Danmark har i stort uppfyllt sina målsättningar om andel av förnybar el och det är oklart i vilken grad en marknad för gröna certifikat (VE-bevis) kan bidra till ökad utbyggnad av ny grön el.

#### Norge

Skydd av vattendrag i Norge fortsätter så det finns enbart en begränsad utbyggnadspotential för ny vattenkraft. Baserat på uppgradering av existerande verk och

någon mindre utbyggnad ökar produktionsförmågan i vattenkraften med 0,5 TWh till år 2004, ytterligare 0,5 TWh till år 2008 och 0,5 TWh till år 2012. Dessa kapacitetsökningar är baserade på att kraftverksägarna finner god lönsamhet i vattenkraftverken.

Vindkraftproduktionen ökar gradvis till 1,5 TWh fram till år 2012. Även om det finns många planer och flera projekt har fått koncession, har utbyggnaden hittills gått trögt. Då alla projekt är beroende av ekonomiskt stöd är det i praktiken subventionsnivån och dess omfattning som bestämmer utvecklingen av vindkraftkapacitet.

Tre gaskraftverk har redan fått koncession i Norge. Det gäller Naturkrafts 2\*380 MW och Industrikraft Midt-Norges kraftverk i Skogn på 800 MW. Det finns ändå en del osäkerhet kring om och när dessa verk blir byggda. Verken blir bara byggda om ägarna förväntar sig lönsamhet. Koncession till Naturkraft är givna under förutsättningen att gaskraftverken är i drift innan år 2004 men Naturkraft har beslutat att skjuta upp utbyggnaden och har sökt om förlängt koncession. Det är också osäkert om och när Industrikraft Midt-Norges kraftverk i Skogn blir byggd: den senaste informationen tyder på att parterna står långt ifrån varandra när det gäller avtal om gaspriset och projektet ser ut att bli beroende av stöd från staten. Om sådant stöd kommer till stånd och om stödet är tillräckligt för att projektet kan realiseras blir inte klart förrän tidigast sommaren år 2002. NO<sub>x</sub>-kraven till kraftverket är strängare än de som ställdes till Naturkraft fram till år 2005.

### *Finland*

I Finland kommer det största bidraget på tillgångssidan från ökad import från Ryssland (se avsnitt 4.1.5). Detta är också baserat på kommersiellt ingångna avtal. Genom perioden förutses enbart mindre kapacitetsökningar i vattenkraftverken. Det finns även planer på att öka kraftvärmekapacitet. I elintensiv industri har vi förutsatt att egentäckning av kraftförbrukningen håller sig på samma nivå som idag, dvs. knappt 30 %. Denna kapacitet är baserat på tillgången på avfall från industrin och värmebehovet i samma industri. Vindkraftkapacitet ökar med 25 MW varje år.

Vi har antagit att ett femte kärnkraftverk i Finland inte byggs under analysperioden. Även om finska politiker verkar godta byggandet av ett femte kärnkraftverk kommer det erfarenhetsmässigt att ta lång tid att fatta ett slutgiltigt beslut och byggtiden för ett kärnkraftverk är lång, 5–7 år. Vi ställer oss också tvivlande till om utbyggnaden kommer att bedömas som lönsam.

### *Tyskland*

Kärnkraften i Tyskland fasas ut enligt den föreliggande kärnkraftförlikningen (atomkompromissen). Detta innebär att kärnkraftkapaciteten minskar från runt 20 000 MW under år 2002 till ca. 14 000 MW under år 2012.

Även om ny kolkraftkapacitet byggs baserad på brunkol framöver förutsätter vi att betydande mängder kapacitet eldat med stenkol fasas ut pga. hög ålder, till storleksordning 12 500 MW. Utbyggnaden av brunkolverk är knuten till inhemska tillgångar och gör det relativt rimligt att bygga kraftverk i anslutning till gruvorna.



Av förnybar el har vi antagit att det kommer 3550 MW ny kraftvärme och 9000 MW vindkraft. Tyskland har höga ambitioner när det gäller att öka kapaciteten för kraftvärmesystem och vindkraft. Utbyggnaden är subventionerad.

En utfasning av en stor del av gammal topplastkapacitet är också planerat och en del gammal oljeeldat kapacitet ersätts med ny gaseldat. Totalt minskar topplastkapaciteten från 5400 MW under år 2002 till 2300 MW under år 2012.

### 4.1.3 Produktionsavgifter

Vi har antagit att det danska CO<sub>2</sub>-kvotssystemet fortsätter men ersätts av en generell CO<sub>2</sub>-avgift i hela EU som ligger på samma nivå, dvs. DKK 40 per ton CO<sub>2</sub>, ca. år 2005. Den gemensamma CO<sub>2</sub>-avgiften ersätter även gasskatten och dagens miljöskatter i Tyskland. Om en sådan avgift införs i EU förutsätter vi att Norge följer och inför samma avgift. Detta är i linje med intensionerna i norsk politik på området.

### 4.1.4 Bränslepriser

I referensscenariot utgår vi ifrån en långsiktig balans för oljepriset på omkring 20 \$/fat och för kolpriset på 35 \$/ton. Gaspriset i Emden är satt till 94 öre/sm<sup>3</sup>. Därtill kommer transportkostnader från gränsen till kraftverken inklusive module-ringskostnader. Dessa är satt till 15 öre/sm<sup>3</sup>, så att priset vid förbrukningsanläggningen (på marginalen) blir 112 öre/sm<sup>3</sup> i Tyskland.

### 4.1.5 Handel

#### *Överföringskapacitet i Norden*

Inom Norden finns planer på några mindre utvidgningar av överföringskapaciteten: den nya KontiSkan-kabeln (Sverige-Jylland) ökar överföringskapaciteten med 90 MW, kapaciteten från Sverige till Sydnorge planeras öka med 350 MW och kapaciteten mellan Norge och Sverige vid Trøndelag med 200 MW. Alla dessa ändringar kommer innan år 2004. Både i Sverige och på Jylland pågår arbete att minska interna flaskhalsar, något som också skulle förbättra överföringsmöjligheter mellan länderna. Nordel utreder möjligheten att dela in länderna i prisområden på ett annat sätt än hittills. Det kan i så fall ge bättre överföringsmöjligheter till Sydsverige som annars är ett knapphetsområde.

#### *Kablar till Kontinenten*

Det råder stor osäkerhet kring planerna på att bygga nya kabelförbindelser mellan Norge och Kontinenten. Vi har ändå valt att anta att en ny kabel mellan Norge och Kontinenten byggs mellan år 2005 och år 2008. Vi antar också att nödvändiga investeringar blir gjorda för att kapaciteten i kablarna mellan Sverige och Tyskland/Polen kan utnyttjas fullt ut.

#### *Handelstariffer*

Handeln med Kontinenten förutsätts bli mer effektiv än idag men det krävs fortfarande en viss prisskillnad för att handeln skall genomföras. De gamla import-, export- och transittariffer är ersatta av nya gränstariffer (jfr. ETSO:s förslag).

Tariffen på 1 €/MWh läggs på import till Danmark från Tyskland. Det förekommer ingen tariff för handel i motsatt riktning.

Vi har förutsatt högre tariffer på handeln mellan Sverige och Tyskland än mellan Danmark och Tyskland. Bakgrunden för detta är att de svenska kablarna ägs av några få producenter och inte är öppna för marknaden på samma sätt som kablarna mellan Danmark och Tyskland.

Vi antar att exporten blir fast enligt gällande kabelavtalen på 1,7 TWh/år från Sverige till Polen mellan år 2002 och 2004. Därefter antar vi att handeln sker på basis av prisskillnader (priserna som utvecklingen är baserad på finns i Tabell 4.3). Vi förväntar emellertid heller inte att handeln med Polen skall vara lika effektiv som handeln mellan Danmark och Tyskland, då en viss prisskillnad måste uppstå innan handel genomförs.

#### *Import från Ryssland till Finland*

Importen från Ryssland till Finland ökar till 11 TWh per år från år 2004 och framåt. Detta baseras på antagandet att både den existerande kapaciteten och den nya kabeln som är under uppförande utnyttjas. Denna import används för att täcka som grundlast. Av tekniska skäl är det inte möjligt att exportera någon betydande kraft från Finland till Ryssland.

#### *Priser i Polen*

Marknaden i Polen är inte specifikt inkluderat i modellen men utväxling till följd av prisskillnader under år 2008 och år 2012 kräver en uppskattning av prisstrukturen för dessa år. Därför har vi estimerat dessa priser i en egen modell. Åtstramningen av marknaden tyder på att priserna ökar. Vi har antagit att ny gaskraft fasas in om det är lönsamt, dvs. att genomsnittlig prisnivå antas bestämmas av hela kostnaden för nya gaskraftverk. I Polen har vi antagit något lägre gaspris än i Tyskland, närmare bestämt 94 öre/sm<sup>3</sup> vid kraftstationsvägg. Tabell 4.3 visar de priser vi har lagt in för utväxling mellan Polen och Sverige.

*Tabell 4.3 Genomsnittspriser och prisstruktur i Polen. öre/kWh*

	2008	2012
Låglast	17,5	17,6
Mellanlast	21,7	21,3
Topplast (förmiddag)	45,0	46,1
Höglast (dag)	30,2	30,7
Topplast (eftermiddag)	43,5	37,7
<i>Genomsnitt över året</i>	<i>25,5</i>	<i>25,2</i>

#### *Handeln mellan Tyskland och andra länder*

En viktig osäkerhetsfaktor i Tyskland är knytan till hur mycket kraft som kan importeras från närliggande länder. Vi har antagit en fast import på 30 TWh/år och export på 32,6 TWh/år (dvs. det samma som dagens nivå).

## 4.1.6 Produktionskapacitet på marginalen på lång sikt

Det sker alltså en viss kapacitetsutbyggnad i de nordiska länderna och Tyskland under perioden vi tittar på. Samtidigt kommer en hel del kapacitet att läggas ner. Främsta orsaken till detta är politiska uppgörelser och subventioner eller andra ”administrativa” stimulanser (som till exempel marknaden för gröna certifikat eller avtalen om utfasning av kärnkraften i Tyskland). Då det förväntades en betydande ekonomisk tillväxt under perioden är ny kraftverkskapacitet med kommersiell bas att förvänta. Med de förutsättningar vi har antagit när det gäller bränslepriser, klimatpolitik och verkningsgrad i olika teknologier, är det gaskraft som kommer att vara den billigaste teknologin att använda i nya verk. I referensscenariot förutsätter vi därför att nya gaskraftverk blir byggda när den genomsnittliga prisnivån (över året) motiverar detta.

### *Kostnader i gaskraftverk*

I beräkningen av kostnaden i nya gaskraftverk har vi använt bränslepriserna i avsnitt 4.1.4 som bas. För de nordiska länderna har vi antagit att kostnaderna tills vidare är samma i Tyskland och i Danmark, för Sverige tillkommer 5 öre/sm<sup>3</sup> i transportkostnader. Norge och Finland har låga priser: Norge därför att kraftverken kan byggas i närheten av gasbehandlingsanläggningar för gas från Nordsjön, och Finland därför att de sannolikt kan få något billigare gas från Ryssland.

Dessa gasprisskillnader innebär att kostnaden för att bygga gaskraftverk blir olika i de olika länderna. Tabell 4.4 uppsummerar kostnaderna för ny gaskraft i de nordiska länderna och Tyskland.

Tabell 4.4 *Kostnader för gaskraftverk i Norden. Referensscenario. öre/kWh*

	Norge	Finland	Tyskland	Sverige	Danmark
Gaspris öre/sm <sup>3</sup>	82,5	100	112	118	112
Bränslekostnad	13,5	16,5	18,5	19,5	18,5
Rörlig kostnad	17,0	20,0	22,0	23,0	22,0
Full kostnad	25,0	28,0	29,9	31,0	29,9

Rörliga kostnader omfattar, förutom bränslekostnaden, CO<sub>2</sub>-avgifter och variabla kostnader som beror på driften. Full kostnad omfattar även investeringskostnader och fasta kostnader som beror på driften. Vi har antagit att investeringsbeslut tas baserat på en investeringskostnad på USD 400 per kW och 7000 timmar driftstid.

Det är alltså billigare att bygga gaskraftverk i Norge. Så länge det inte förekommer flaskhalsar i systemet som ger stora skillnader i årspriset mellan marknadsområden, kommer ny kapacitet knuten till förbrukningstillväxten i Norden att byggas i form av gaskraftverk i Norge.

## 4.2 Modellresultat – referensscenario

### 4.2.1 Utveckling under normalår

#### *Förbrukning*

Förbrukningen i Norden ökar med 67 TWh till år 2012 (genomsnittligt 1,6 % per år), jfr. Tabell 4.5. Tabell 4.6 visar också förbrukningen fördelad på olika sektorer i Sverige.

Förbrukningen ökar inom alla marknadsområden från år 2002 till år 2004 trots att vi får en relativt stark prisökning. I Sverige, Norge och Finland sker denna tillväxt huvudsakligen inom elintensiv industri. Tillväxten i hushållen och tjänstesektorn är blygsam pga. den stora prisökningen. Tillväxten i elintensiv industri är emellertid baserad på existerande investeringsplaner och lagt in exogent. Det kan inte uteslutas att tillväxten blir mindre än vårt antagande som resultat av de höga priserna.

Senare under perioden ökar förbrukningen även i de andra sektorerna pga. underliggande intäktstillväxt och svagare prisökning.

Tabell 4.5 *Förbrukning (brutto) i Norden och Tyskland (TWh), samt genomsnittlig årlig tillväxt (%). Referensscenario*

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
2002	123,9	145,7	20,2	15,3	86,5	567,8	391,5
2004	128,4	148,6	21,8	16,2	89,9	590,2	404,8
2008	137,6	157,6	23,0	17,2	96,7	617,9	432,1
2012	145,4	167,3	24,4	18,3	103,3	663,7	458,6
<i>Tillväxt per år</i>	<i>1,6</i>	<i>1,4</i>	<i>1,9</i>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>

Tabell 4.6 *Förbrukning (netto) i Sverige. Referensscenario. TWh*

	Hushåll	Annan industri	Service	Kraftintensiv industri	Elpannor	Totalt
2002	40,6	28,2	32,3	33,3	1,7	136,0
2004	40,7	28,7	32,3	35,6	1,5	138,8
2008	42,7	31,0	34,1	37,9	1,5	147,2
2012	44,7	33,7	36,1	40,2	1,6	156,2
<i>Tillväxt per år</i>	<i>1,0</i>	<i>1,8</i>	<i>1,1</i>	<i>1,9</i>	<i>-0,6</i>	<i>1,4</i>

#### *Prisutveckling*

Med de förutsättningar som ligger, visar den nordiska kraftmarknaden en åtstramning under perioden 2002-2012. Priserna ökar i alla länder och under alla lastperioder (Tabell 4.7).

Tabell 4.7 *Prisutveckling i 2002-2012 (genomsnittspris över året). Referensscenario. öre/kWh (kronvärdet är 2002)*

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland
2002	19,4	19,4	17,7	19,4	19,4	18,0
2004	23,5	23,5	19,3	23,5	23,5	18,8
2008	25,0	25,1	23,1	25,0	25,1	29,9
2012	25,0	25,9	23,8	25,9	26,5	29,9

I Sverige, Norge, Finland och på Själland stiger priserna med 4,1 öre/kWh under alla lastperioder från år 2002 till år 2004. Prisökningen på Jylland är mer blygsam då det förekommer flaskhalsar mellan Jylland och resten av Norden under låglast och mellanlast. Då bestäms priserna på Jylland av priset i Tyskland som är mycket lägre under dessa lastperioder. Under höglasttimmar stiger priset på Jylland lika mycket som i de andra nordiska länderna. Priset når inte upp till långtidsgränskostnaden i något land under år 2004. Det krävs alltså ingen utbyggnad av ny gaskraftkapacitet för att täcka förbrukningstillväxten under denna period.

Prisökningen från år 2004 till år 2008 är mer blygsam. Mellan åren 2004 och 2008 kommer priserna upp i nivå med full kostnad för ny kapacitet i Norge och det blir lönsamt att bygga ut ny gaskraft (se nästa avsnitt). Ökningen i kapacitet medför att genomsnittspriserna inte ökar ytterligare. På Jylland ökar priserna mer än i resten av Norden därför att låglastpriserna stiger betydligt och närmar sig höglastpriserna. I Tyskland stiger priserna med hela 11,0 öre/kWh, till 30,0 öre/kWh som är den långsiktiga balansnivån. Bakgrunden till den starka prisökningen är utfasning av äldre produktionskapacitet och ökad förbrukning.

Efter att vi når nivån för långtidsgränskostnad sker det förhållandevis små prisändringar från år 2008 till år 2012. Den lilla prisökningen i Sverige, Finland och Danmark beror på effektknapphet och effektpriser på förmiddagen (Tabell 4.8). Då uppstår flaskhals mellan Norge och de andra länderna. Effektkapaciteten i norska vattenkraftverk är stor nog att utjämna lastskillnaderna över dygnet och därför får vi inte lika höga priser i Norge. Jylland är fortsatt ”bakom flaskhalsen” under låglast och mellanlast.

Tabell 4.8 *Priserna under olika lastperioder i 2012 (genomsnitt över året). Referensscenario. Öre/kWh*

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland
Låglast	25,0	25,0	21,6	25,0	25,1	20,5
Mellanlast	25,0	25,0	22,1	25,0	25,1	20,7
Höglast förmiddag	25,4	33,5	33,3	33,6	33,6	92,5
Höglast dag	25,0	25,1	25,0	25,0	27,0	30,1
Höglast eftermiddag	25,0	26,6	25,4	26,6	29,6	34,9
<i>Genomsnitt</i>	25,0	25,9	23,8	25,9	26,5	29,9

### *Produktion*

Produktionen ökar med 59 TWh (1,4% per år) för Norden som helhet från år 2002 till år 2012 (Tabell 4.9).

Tabell 4.9 Produktion i Norden och Tyskland. Referensscenario. TWh.

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
2002	118,0	141,5	28,8	15,5	77,7	574,9	381,5
2004	119,0	138,8	31,5	21,6	80,0	597,3	390,9
2008	135,7	144,8	35,9	22,7	80,2	620,9	419,2
2012	153,4	147,5	36,1	22,7	80,7	672,1	440,3

Från år 2002 till år 2004 ökar produktionen med 9,3 TWh i Norden. Ökningen är störst på Själland (6,2 TWh). Bara 0,7 TWh av produktionsökningen kommer från ny kapacitet (vindkraft) som ökar sin produktion huvudsakligen på natten och under helgerna (låglast). En stor del av denna kraft exporteras till Sverige. Produktionen på Jylland ökar med 2,5 TWh, och 1,5 TWh av detta sker i existerande kolkraftverk. I Finland och Norge ökar produktionen pga. ny kapacitet. I Sverige går produktionen ner med 2,6 TWh. Detta beror på att investeringar i ny kapacitet inte helt ersätter bortfallet av produktionen från Barsebäck 2 (4,3 TWh).

Baserat på modellberäkningar blir det lönsamt att bygga ut ny gaskraft mellan år 2004 och år 2008. Utbyggnaden sker i Norge och Tyskland och bidrar till att hålla priserna i nivå med långtidsgränskostnaden i dessa länder. I de andra nordiska länderna är det fortsatt inte lönsamt att bygga gaskraft – överföringskapaciteten är, i de flesta situationer, stor nog att man kan importera kraften från Norge.

Detta betyder att Norge står för merparten av produktionsökningen i Norden efter år 2004. Trots betydlig osäkerhet visar modellresultaten att det finns förutsättning för att bygga de tre planlagda gaskraftverken mellan år 2005 och år 2008 (även om Naturkraft skulle starta byggandet av det första verket för att klara tidsfristen år 2004 kommer det första verket knappast att vara i full produktion innan år 2005). Det finns även utrymme för ytterligare 415 MW gaskraft före år 2008 så att det tillsammans finns 1 975 MW gaskraft i Norge. Mellan år 2008 och år 2012 blir det lönsamt att bygga ytterligare 2 115 MW så att det allt som allt finns 4 090 MW gaskraft i Norge år 2012. Införandet av en gemensam CO<sub>2</sub>-avgift i Europa kommer, efter allt att döma, göra det lättare att få tillstånd att bygga gaskraftverk i Norge (se avsnitt 4.1.3). Den ökade gaskraftkapaciteten ger 32 TWh i årsproduktion år 2012.

Från 2004 till 2012 ökar produktion av grön el med 8,7 TWh i Sverige och med 3,2 TWh i resten av Norden. Denna produktionsökning sker huvudsakligen i nya kraftverk. Gamla kolkraftverk, för det mesta i Danmark, producerar 5,7 TWh mer under år 2012 än under år 2004.

Även Tyskland fasar in ny gaskraft när priserna tyder på att det är lönsamt, dvs. priserna är höga nog att täcka den fulla kostnaden i nya gaskraftverk. Fram till år 2008 kommer 8 800 MW gaskraft och fram till år 2012 ytterligare 19 460 MW. Produktionen i de nya gaskraftverken i Tyskland (163 TWh) ersätter gammal fossil produktion (69 TWh) och kärnkraft som fasas ut (44 TWh). Även om topplastpriserna ökar betydligt i Tyskland är det inte lönsamt att investera mer i denna typ av kapacitet.

## Handel

Norden är nettoimportör under alla år fram till år 2012 (Tabell 4.10). Trots mycket ny gaskraft i Norge ökar importen för Norden samlat från 10 TWh under år 2002 till 18,4 TWh under år 2012. Av den samlade nettoimporten till Norden är över hälften avtalsfast grundlastimport från Ryssland till Finland (7 TWh under år 2002 och 11 TWh per år under resten av perioden).

Tabell 4.10 Nettoexport för Norden och Tyskland. Referensscenario. TWh

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
2002	-5,8	-4,2	8,6	0,2	-8,8	7,2	-10,0
2004	-9,4	-9,8	9,8	5,5	-9,9	7,1	-13,9
2008	-2,0	-12,8	12,9	5,5	-16,5	3,0	-12,9
2012	8,0	-19,8	11,7	4,4	-22,6	8,4	-18,4

Importen till Norge ökar betydligt fram tills att ny gas introduceras från år 2008. I Sverige och Finland ökar importen betydligt under hela perioden. I Sverige beror detta på stängningen av Barsebäck 2 och förbrukningstillväxten överstiger utbyggnaden av ny ”grön” kraft, och i Finland är utbyggnaden av ny kapacitet blygsam. Nettoexporten från Danmark ökar genom hela perioden.

## CO<sub>2</sub>-utsläpp

CO<sub>2</sub>-utsläpp i Norden ökar med 5,4 miljoner ton från år 2002 till år 2004 (Tabell 4.11). Hela ökningen sker i Danmark (huvudsakligen Själland) där kolkraftproduktionen ökar betydligt. Utsläppen i Tyskland ökar med 4,6 miljoner ton som följd av produktionsökningen. Utsläppsökningen i Tyskland är ändå liten jämfört med produktionsökningen (se Tabell 4.9) pga. utfasning av kapacitet (den nya kapaciteten är mindre förorenad) och en stor andel av biobränslebaserad kraftvärme.

Utsläppen i Norden ökar också betydligt, med nästan 10 miljoner ton, fram till år 2008. Över hälften av detta kommer från de nya gaskraftverken i Norge. Ytterligare produktionsökning i kolkraftverk i Danmark ökar utsläppen även där, huvudsakligen på Jylland (3,3 miljoner ton). I Tyskland är utsläppen *lägre* än under år 2004 pga. stort utbyte av gamla kolkraftverk mot nya gaskraftverk.

Hela utsläppsökningen i Norden (6,1 miljoner ton) från år 2008 till år 2012 kommer från ny gaskraft i Norge. Med oförändrat pris stiger inte produktionen eller utsläppen i Danmark. Det finns inte utrymme för produktionsökningar i Danmark utan att överföringskapaciteten mellan Jylland och resten av Norden ökar. Utsläppen i Finland ökar lite fram till år 2012 som en följd av att oljekondensverken tas i drift under topplast.

Tabell 4.11 *CO<sub>2</sub>-utsläpp. Referensscenario. Miljoner ton*

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
2002	-	2,7	14,4	9,4	13,1	121,7	39,5
2004	-	2,7	15,2	14,0	13,1	126,3	45,0
2008	5,4	2,7	18,5	14,9	13,1	119,9	54,6
2012	11,2	2,7	18,5	14,9	13,4	128,5	60,7

CO<sub>2</sub>-utsläppen i Sverige är oförändrade under hela perioden då kondensproduktionen inte förändras. Produktionen i kraftvärmeverk ökar som följd av att det byggs ny kapacitet, men detta antas vara baserat på biobränsle och därmed CO<sub>2</sub>-fri. Detsamma gäller för Finland.

Prisberoende handel med Polen bidrar sannolikt till lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp där: det pågår full import från Polen under låglast och mellanlast, medan det exporteras under höglasttimmarna. Detta betyder att produktionen i grundlastverken i Polen är högre än den annars skulle vara. Antagligen är det verken som från början är relativt effektiva som nu kan producera jämnt över dygnet (dvs. inte stoppa produktionen under natten). Samtidigt ökar exporten från Sverige under höglast. Med stor sannolikhet är det ökad produktion i vattenkraftverk (som har flyttat vatten från låglasttimmarna till höglasttimmarna) som ersätter produktionen i dyrare och mindre effektiva (och därmed mer förorenade) verk i Polen. Den samlade utsläppsmängden är mer osäker: om låglastimporten från Polen tränger undan norsk gaskraft och den kommer från mer förorenade källor, kan det hända att det samlade utsläppet ökar.

#### 4.2.2 Marginalel på kort sikt

För att bestämma vilken produktionsteknologi som representerar marginalkraftproduktion i Norden på kort sikt, kan vi sammanställa kraftpriserna i olika områden och lastperioder med motsvarande rörliga produktionskostnader. Under åren 2002, 2004 och 2008 är kolkraft på Själland den dyraste produktionskapaciteten som är i bruk (Tabell 4.12). Under år 2012 är det oljekondens i Finland som bestämmer priset under höglast (på förmiddagen och eftermiddagen) medan kolkraft bestämmer priset resten av dygnet.



Tabell 4.12 Kraftpris och marginalkostnad för produktionsteknologi som producerar på marginalen. Öre/kWh

Lastperiod	Pris	Kostnad	Marginalproduktion
2002	19,4	17,9	Kolkraft på Själland (vattenvärdet)
2004	23,5	23,5	Kolkraft på Själland
2008	25,0	24,9	Kolkraft på Själland
2012 Låglast	25,0	24,9	Kolkraft på Själland
Mellanlast	25,0	24,9	Kolkraft på Själland
Höglast dag	25,0	24,9	Kolkraft på Själland
Höglast förmiddag	27,2-34,7	34,7	Oljekondens i Finland
Höglast eftermiddag	25,0-34,7	34,7	Oljekondens i Finland

Under år 2002 används kolkraft på Själland till marginalproduktion för svensk efterfrågan. Om förbrukningen minskar med en enhet, reduceras kolkraftproduktionen på Själland med en enhet. Under höglast sker export från Sverige till Danmark, Finland och Tyskland med fortsatt ledig kapacitet i överföringsnätet (med undantag av förmiddagstimmarna). Detta betyder att om efterfrågan i Sverige ökar kommer exporten till (något av) dessa länder att avta. Då den billigaste produktionen som *inte* är i bruk redan är i Danmark, betyder det att reducerad export från Sverige antagligen ersätts av högre produktion i danska kolkraftverk. Kraftefterfrågan och priserna måste öka betydligt för att leda till ökad fossilproduktion i Sverige, Finland eller Tyskland. I Finland finns ledig kapacitet i oljekondensverk men inte i kolkondensverk.

Även under år 2004 utgör själländsk kolkraft marginalproduktion. Under höglasttimmarna mitt på dagen och eftermiddagen är prisskillnaderna mellan Sverige och Tyskland emellertid så små att en stor ökning inte är nödvändig för att utlösa ökad produktion i Tyskland och import till Sverige. Det finns inte mer tillgänglig kapacitet på Själland till samma låga kostnader – en ytterligare produktionsökning på Själland kan enbart komma från dyrare produktionskällor.

Även om det kommer in 15,5 TWh norsk gaskraft i systemet under år 2008, är priserna högre än under år 2004 och kolkraftproduktionen ökar på Jylland och Själland. Detta betyder att något dyrare produktion används på marginalen på kort sikt under år 2008 än under år 2004. Det förekommer också nettoimport av kraft från Polen på 1,6 TWh under år 2008. Kablarna är emellertid fullt utnyttjade hela tiden. Detta betyder att produktionen i Polen *inte* används på marginalen, dvs. om förbrukningen i Sverige skulle öka kan man inte importera mer från Polen (priserna under höglast måste öka till en bra bit över långtidsgränskostnaden innan det är lönsamt att importera under höglasttimmarna).

Under år 2012 kommer ännu mer gaskraft in för att täcka grundlasten. Effektknappheten under höglasttimmarna på förmiddagen (och under några månader även på eftermiddagen) gör emellertid att priserna ökar så mycket att oljekondensverken i Finland tas i drift. Det är de som bestämmer priset i Sverige under höglast. Om efterfrågan skulle öka i denna situation är det först produktionen i dessa oljekondensverk som ökar ytterligare och exporten till Själland, Tyskland och Polen avtar.

Det finns emellertid ledig kapacitet på kablarna mellan Tyskland och Norden under enstaka eftermiddagstimmar under år 2008 och år 2012. En liten ökning i efterfrågan i Sverige kan då förändra handeln (antingen leda till större import från Tyskland eller reducera exporten till Tyskland).

### 4.2.3 Marginalel på lång sikt

En förbrukningsökning täcks i första hand av ökad produktion i existerande verk. Som nästa steg täcks en förbrukningsökning av produktion i nya anläggningar. Vilken typ av verk som producerar på marginalen under ”medellång” och lång sikt beror på politiska målsättningar och prisutvecklingen. Investeringar i (politiskt bestämt) förnybar kapacitet måste i stort sett subventioneras. Utbyggnaden av sådan subventionerad kapacitet kommer emellertid att bromsa prisstegringen och tränga undan investeringar som inte får subventioner.

Vi har tagit hänsyn till redan existerande investeringsplaner och politiska målsättningar av till exempel andel grön el och vindkraftutbyggnad i modellkörningarna. Vi har även antagit en investering i ny kapacitet när priserna ökar så mycket att de täcker full kostnad för ny kapacitet.

Kraftmarknaden i Sverige blir stramare från år 2002 till år 2004 av två skäl: förbrukningen i Sverige ökar med 2,9 TWh, och stängningen av Barsebäck 2 ger 4,3 TWh lägre grundlastproduktion. Samtidigt ökar vindkraftproduktionen och produktionen av biobränslebaserat kraftvärme med 1,5 TWh (per förutsättning, se Tabell 4.2), så att den samlade balansen förvärras med 5,7 TWh (nettoimporten ökar från 4,2 TWh till 9,9 TWh).

Då förbrukningen ökar även i resten av Norden är det svårt att säga något konkret om var den produktionsökningen som täcker underskottet i Sverige kommer ifrån. Produktionen från förnybara energikällor i grannländerna är drygt 3 TWh större än under år 2002. Produktionen på Själland och importen från Själland till Sverige ökar mycket. Det är en indikation på att det är kolkraftverk på Själland som ger den marginalproduktion Sverige behöver under år 2004. Det förekommer även mindre export till Tyskland, både från Sverige och Själland, än under år 2002. Detta betyder att produktionen i Tyskland (eventuellt import från andra områden än Norden) måste öka för att täcka förbrukningen i Tyskland (ev. att prisökningen minskar förbrukningen i Tyskland).

Under år 2008 och år 2012 är det gaskraft i Norge som täcker ökad förbrukning i Norden och som därmed utgör marginalkapaciteten i Sverige. Det finns fortsatt ledig kapacitet på överföringsförbindelsen mellan Norge och Sverige (med undantag för förmiddagstimmarna under år 2012). Detta betyder att om efterfrågestillväxten i Sverige ökar, är det lönsamt med fortsatt utbyggnad av gaskraftkapacitet i Norge.

### 4.2.4 Våtår och torrår

Även om förbrukningstillväxten på sikt täcks av ny kapacitet, kommer *kortsiktiga* ändringar i marknaden (till exempel bortfall av kärnkraft, avvikelser från normal tillrinning eller oväntat höjd last) att leda till variationer i produktionen i den kapacitet som är tillgänglig. Med de gaspriser vi har som grund används gaskraft som regel inte för marginalelproduktion på kort sikt – de kortsiktiga produktions-

kostnaderna är lägre än i kolkraftverk. Vi har analyserat hur marknadsanpassningen ändras under ett moderat våtår och moderat torrår under året 2012 för att analysera vad som är marginalet på kort sikt under år 2012, dvs. medan övriga kapacitet är densamma.

### *Våtår*

Förbrukningen ökar med 1,5 TWh i Sverige och 2,3 TWh i resten av Norden. Större vattenkraftproduktion tränger undan kolkraftproduktion på Själland (2,1 TWh) och i Sverige (-0,6 TWh). Ökad vattenkraftproduktion i Norden gör att importen från Tyskland minskar och gaskraftproduktionen där minskar med 1,6 TWh. Oljekondensproduktionen i Finland ökar under höglasstimmarna men då det förekommer flaskhals mellan Sverige och Finland kan inte den finska oljekondensproduktionen användas som marginalproduktion för Sverige.

CO<sub>2</sub>-utsläppen i Norden blir över 2 miljoner ton lägre än under normalåret som följd av lägre kolkraftproduktion i Sverige och på Själland. Ökad produktion i oljekondensverk i Finland ger lite högre utsläpp där än under normalår.

Genomsnittspriserna minskar mest i Norge (2,2 öre/kWh), men priserna på förmiddagen och eftermiddagen är högre än under resten av dygnet. I Sverige, Finland och på Själland faller priset på motsvarande sätt under alla lastperioder bortsett från topplasttimmarna på förmiddagen då priset *ökar* med 3,8 öre/kWh. Grunden till detta (överraskande) resultat är att eftersom användarna reagerar på genomsnittspris stimuleras ett lägre genomsnittspris till högre förbrukning under alla lastperioder.<sup>10</sup> Under förmiddagstimmarna förekommer emellertid effektknapphet under normalår. Ännu högre förbrukning kan därför öka knappheten och priset under dessa timmar. Genomsnittspriset minskar med 1,8 öre/kWh. Jylland utgör ett eget prisområde under låglast och mellanlast, och priserna påverkas därmed inte av större vattenkraftproduktion i Sverige och Norge.

---

<sup>10</sup> Orsaken till det är antagandet att de flesta användarna (med undantag av elpannor) anpassar sig till genomsnittspriser, inte priser under varje timme. Detta överensstämmer med situationen idag: de flesta användarna har inte timmätare och betalar genomsnittspris. Utan stora teknologiska framsteg (billigare och mer utbredd utrustning för tvåvägskommunikation) finns ingen anledning att tro att detta ändrar sig väsentligt.

Tabell 4.13 Skillnaden mellan referensscenario och våtår under år 2012.  
Pris (öre/kWh), CO<sub>2</sub>-utsläpp (miljoner ton), annars TWh

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
Pris	-2,2	-1,8	-0,1	-1,8	-1,6	-	-
Produktion	5,0	2,3	-	-2,1	0,2	-1,6	5,4
Förbrukning	1,7	1,5	-	0,1	0,5	-	3,8
Nettoexport	3,3	0,8	-	-2,1	-0,4	-1,6	1,6
CO <sub>2</sub> -utsläpp	-	-0,6	-	-1,9	0,2	-0,6	-2,2

#### Torrår

Tabell 4.14 summerar ändringar i anpassningen från normalår till torrår under år 2012. Under torråret är vattenkraftproduktionen 2,8 TWh lägre i Sverige och 5,3 TWh lägre i Norge än under normalår.

Nästan hela anpassningen sker på användarsidan. Det finns lite ledig kapacitet i systemet och förbrukningen i Norden minskar med 7,1 TWh som följd av prisstegringen. Även om priserna stiger kraftigt, ökar inte produktionen i Norden. I Finland *sjunker* oljekondensproduktionen med 0,2 TWh på grund av lägre förbrukning under toppplasttimmarna. I Tyskland ökar gaskraftproduktionen med 0,2 TWh. Exporten från Sverige till Polen minskar med 1,1 TWh. Detta betyder att produktionen i Polen (ev. import från andra länder till Polen) måste öka. I denna situation är det kapaciteten i Polen som utgör marginalproduktion för den nordiska marknaden.

Då (nästan) hela anpassningen i Norden sker på användarsidan och produktionen i nordiska kraftverk inte ökar, ökar inte heller CO<sub>2</sub>-utsläppen i Norden. Utsläppen i Finland är faktiskt lite lägre pga. lägre produktion under toppplast. Men då Norden inte är ett isolerat område, och exporten från Sverige till Polen är mindre, förekommer högre CO<sub>2</sub>-utsläpp där. Om exporten från Sverige ersattes med ökad kol-kraftproduktion (på dagtid) i Polen skulle det betyda omkring 1 miljon ton högre CO<sub>2</sub>-utsläpp i Polen än under normalår.

Priserna ökar mest i Norge: 4,3 öre/kWh under alla lastperioder med undantag av förmiddagen då prisökningen är lite lägre. I Sverige, Finland och Själland är ändringarna förhållandevis lika bortsett från toppplasttimmarna på förmiddagen och eftermiddagen. På förmiddagen *sjunker* priserna med omkring 4,0 öre/kWh. Orsaken till detta är att högre genomsnittspris minskar förbrukningen under *alla* lastperioden. Därmed minskar effektknappheten och effektpriserna försvinner. Det förekommer flaskhals mot Jylland även under torrår och billig kolkraft stängs in på Jylland såväl under torrår som normalår. I genomsnitt minskar därför priserna på Jylland endast med 0,5 öre/kWh. I Tyskland är genomsnittspriset opåverkat: lägre pris på förmiddagen uppvägs av högre priser mitt på dagen.

Tabell 4.14 Skillnaden mellan referensscenario och torrår under år 2012.  
Pris (öre/kWh), CO<sub>2</sub>-utsläpp (miljoner ton), annars TWh

	Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
Pris	4,3	3,5	0,5	3,5	3,3	-	-
Produktion	-5,3	-2,8	-	-	-0,2	0,2	-8,3
Förbrukning	-3,1	-2,7	-0,1	-0,2	-1,1	-	-7,2
Nettoexport	-2,2	-0,1	0,1	0,2	0,8	0,2	-1,2
CO <sub>2</sub> -utsläpp	-	-	-	-	-0,3	0,1	-0,3

#### Uppsummering av våtår och torrår

Tabell 4.15 summerar de ändringar i anpassning från normalår till våtår under år 2012. Under våtåret är vattenkraftproduktionen 2,8 TWh högre i Sverige och 5,0 TWh högre i Norge än under ett normalår.

Tabell 4.15 Ändring i anpassning från normalår till våtår och torrår under år 2012. TWh

	Våtår	Torrår
Vattenkraft	+7,8	-8,1
Förbrukning i Sverige	+1,5	-2,7
Förbrukning i Norge	+1,7	-3,1
Förbrukning i Finland och Danmark	+0,6	-1,4
Kolkraft i Danmark	-2,1	-
Kolkraft i Sverige	-0,6	-
Oljekondens i Finland	+0,2	-0,2
Nettoimport Tyskland, Polen	-1,6	+1,2

Tabell 4.15 summerar ändringar vid en förändring av vattentillgångar. Modellresultaten visar att kortsiktiga ändringar täcks av kolkraft även i framtiden (i alla fall under år 2012): i våtåret är det kolkraft på Själland och i Tyskland som ”trängs ut” medan under torråret ökar produktionen i polska kolkraftverk som en följd av bortfallet av vattenkraft i Norden. Detta är i linje med analysen i kapitel 3, där vi fann att kondenskraft i Danmark hade anpassat sig mest under år 1996 och år 2000 (det fanns då ingen handel med Polen).

Kärnkraftproduktionen reagerar inte på samma sätt som det vi observerade under år 2000: i modellen producerar kärnkraftverk för att täcka grundlast då priserna täcker kostnaderna. Två möjliga förklaringar kan vara att kärnkraften är felkalkylerad (med för låga kostnader) eller att anpassningen under år 2000 var ett utslag av strategisk anpassning (marknadsmakt). Emellertid är det viktigt att påpeka att vi har kalkylerat med ett moderat våtår (7,2 TWh våtare än ett normalår) medan produktionen under år 2000 var hela 40 TWh högre än under ett normalår. Därmed var även prisnivån under år 2000 lägre och prisfallet större i förhållande till det normala. Den grundläggande marknadssituationen är således annorlunda under år 2012.

Överraskande stora förändringar sker i förbrukningen på kort sikt: hälften av anpassningen sker på användarsidan under ett våtår (förbrukningen ökar som följd av lägre priser), och nästan hela anpassningen under ett torrår sker på användarsidan. Det är möjligt att modellen övervärderar den kortsiktiga flexibiliteten i förbrukning i hushållen och servicesektorn. Å andra sidan har vi antagit att förbrukningen i elintensiv industri är helt fast, men det kan tänkas att även något företag i denna sektor anpassar sin förbrukning till priserna till en viss grad. Det finns även grund att tro att förbrukningen blir mer flexibel i framtiden både då fler användare ser riktiga priser och teknologisk utveckling (till exempel tvåvägskommunikation) gör det lättare att ändra anpassningen på kort sikt.

## 4.3 Alternativa scenarier

Om utvecklingen i den nordeuropiska kraftmarknaden blir annorlunda än vi har skissat kan det vara helt andra produktionskällor än de vi har beskrivit ovan som levererar el på marginalen i systemet.

För att kunna se hur olika åtgärder i Sverige och andra länder påverkar marginalet och CO<sub>2</sub>-utsläpp, har vi tittat på tre alternativa scenarier:

- Barsebäck 2 behålls;
- Ingen tillväxt i hushålls- och servicesektorn i Sverige. Det kan tänkas att ökad användning av värmepumpar och ökad utbyggnad av fjärrvärme begränsar efterfrågestillväxten inom dessa sektorer. I industrin förutsätter vi utveckling som i referensscenariot;
- Högre CO<sub>2</sub>-avgift: EU och Norge inför en CO<sub>2</sub>-avgift på 100 DKK/ton CO<sub>2</sub> från år 2005.

Resultaten av scenarierna presenteras i avsnitten 4.3.1 till 4.3.3.

### 4.3.1 Barsebäck 2 behålls

Om Barsebäck 2 inte tas ur drift under år 2004 blir produktionen 4,2 TWh mer i Sverige än i referensscenariot. På kort sikt kan anpassningen jämföras med effekten av ett våtår: eftersom det inte är aktuellt med nyinvesteringar tränger högre kärnkraftproduktionen undan produktion i andra existerande kraftverk. På lång sikt trängs den långsiktiga marginalproduktionen undan, dvs. gaskraft i Norge.

Behållen produktion i Barsebäck 2 medför att priserna under år 2004 blir 1,2 öre/kWh lägre i de nordiska länderna än i referensscenariot bortsett från under låg- och mellanlast på Jylland (det förekommer flaskhals mellan Jylland och omvärlden).

Lägre priser leder till 0,9 TWh högre förbrukning i Sverige och 1,3 TWh i resten av Norden (Tabell 4.16). Produktionen i Sverige ökar mycket mer än förbrukningen och kraftunderskottet i Sverige minskar från 9,9 TWh till 6,6 TWh. Handeln med Norge och Själland blir mest påverkad av detta: exporten till Norge ökar med 1 TWh medan nettoimporten från Själland minskar med 1,6 TWh. Därmed minskar kolkraftproduktionen på Själland som är den dyraste produktionen i Norden medan i Norges flyttas mer vatten till höglast. I Norge ersätter importen från Sverige delvis importen från Jylland som då sänds till Tyskland. Detta ersätter gaskraft i Tyskland. Handeln med Polen är exogen under år 2004 och påverkas därför inte.

Under år 2008 kommer 4,2 TWh från Barsebäck 2 att leda till att motsvarande mängd gaskraft inte byggs ut i Norge. Priserna, och därmed förbrukningen, förblir oförändrade under alla lastperioder. Det enda som händer är att Sverige exportar till Norge under låglast (0,8 TWh) medan importen till Sverige från Norge under höglast minskar (med 3,4 TWh).

Tabell 4.16 Skillnaden mellan referensscenario och scenario med Barsebäck 2: pris (öre/kWh), CO<sub>2</sub>-utsläpp (miljoner ton), annars TWh

		Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
2004	Pris	-1,2	-1,2	-0,4	-1,2	-1,2	-0,2	
	Produktion	-	4,2	-	-1,3	-	-0,2	2,9
	Förbrukning	0,8	0,9	-	0,1	0,4	0,4	2,2
	Nettoexport	-0,8	3,3	-	-1,4	-0,4	-0,7	0,7
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	-	-	-	-1,2	-	0,1	-1,2
2008	Pris	-	-	-	-	-	-	
	Produktion	-4,2	4,2	-	-	-	-	-
	Förbrukning	-	-	-	-	-	-	-
	Nettoexport	-4,2	4,2	-	-	-	-	-
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	-1,5	-	-	-	-	-	-1,5
2012	Pris	-	-0,8	-0,8	-0,8	-0,5	-	
	Produktion	-3,0	4,2	-	-	-0,1	0,1	1,1
	Förbrukning	-	0,8	0,1	0,1	0,2	-	1,2
	Nettoexport	-3,0	3,4	-0,1	-0,1	-0,3	0,1	-0,1
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	-1,0	-	-	-	-0,2	-	-1,2

Under år 2012 kommer den högre produktionen i Sverige att bara minska omfattningen av lönsam gaskraft i Norge med 3,0 TWh. Resterande del, 1,2 TWh, absorberas av ökad förbrukning i Sverige, Finland och Danmark därför att priserna kommer ner till samma nivå som under låglast. Prisfallet är ett resultat av ändrad lokalisering av kapaciteten: tidigare förekom flaskhals mellan Norge och resten av Norden under höglast. Oljekondensverken i Finland som bestämde priset tidigare är inte längre lönsamma och producerar inte. Exporten från Sverige till Finland ökar med 0,3 TWh medan importen från Själland och Jylland minskar med resp. 0,1 TWh och 0,2 TWh. Handeln med Polen påverkas inte. Produktionen i Tyskland blir inte påverkad speciellt mycket.

Minskad kolkraftproduktion under år 2004 leder till 1,2 miljoner ton lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp på Själland. Reducerad gaskraftproduktion i Tyskland ger lite lägre utsläpp där också. Under år 2008 kommer CO<sub>2</sub>-utsläppen i Norge att vara 1,5 miljoner ton lägre därför att det blir lönsamt med en mindre gaskraftutbyggnad än i referensscenariot. Under år 2012 kommer, förutom 1,0 miljoner ton mindre CO<sub>2</sub>-utsläpp i Norge, det att vara 0,2 miljoner ton mindre utsläpp i Finland på grund av minskad oljekondensproduktion. Om Barsebäck 2 behålls leder det med andra ord till en relativt betydande förminskning i CO<sub>2</sub>-utsläpp men inte i Sverige utan närliggande länder.

### **4.3.2 Ingen tillväxt i hushålls- och servicesektorn i Sverige**

Scenariot med nolltillväxt i hushållen och servicesektorn i Sverige ger små ändringar i förhållanden till referensbalansen under år 2004. Detta beror på en blygsam ökning av förbrukningen i referensscenariot inom dessa sektorer från år 2002 till år 2004. Förbrukningen i Sverige blir 0,6 TWh lägre och priserna minskar med 0,07 öre/kWh (Tabell 4.17). Då marginalproduktionen under år 2004 utgörs av kolkraft på Själland motsvarar produktionsnedgången förbrukningsnedgången i Sverige. Bortsett från nedgången i export från Själland till Sverige händer ingenting med handeln mellan någon av länderna. CO<sub>2</sub>-utsläppen på Själland blir 0,5 miljoner ton lägre.

Under år 2008 blir förbrukningen i Sverige 5,3 TWh lägre än i referensscenariot. Omfattning av lönsam gaskraftutbyggnad i Norge minskar tillsvidare och priserna förbli oförändrade. Mindre gaskraft betyder lägre CO<sub>2</sub>-utsläpp i Norge (1,8 miljoner ton).

Under år 2012 får vi en motsvarande utveckling när det gäller produktionen: omfattningen av norsk gaskraft minskar med omkring lika mycket (9,4 TWh) som svensk förbrukning (9,9 TWh). Lägre förbrukning i Sverige under topplast reducerar knappheten i hela Norden och priserna under topplast sjunker (effektpriser försvinner). Genomsnittspriset minskar med 0,6-0,9 öre/kWh i Sverige, Finland och Danmark. Detta ökar förbrukningen med knappt 0,5 TWh. Importen från Norge minskar med 9 TWh medan importen från Själland och Jylland minskar med resp. 0,2 TWh och 0,3 TWh. Exporten till Finland ökar med 0,4 TWh. Handeln med Polen och Tyskland påverkas inte. Utsläppen minskar i Norge som följd av mindre gaskraft och i Finland som följd av mindre oljekondensproduktion.

Även om lägre förbrukning i Sverige varken påverkar produktionen eller utsläppen i Sverige sker det betydande förändringar i andra länder. I första steget blir produktionen i själländska kolkraftverk lägre. I nästa steg blir en betydande mängd gaskraft i Norge olönsam: hela 9,4 TWh under år 2012. I situationer med knapphet kan bara en liten nedgång i förbrukningen få stora konsekvenser för CO<sub>2</sub>-utsläpp: i sådana situationer är det ofta de mest förorenade verk som tas i drift och bara en liten förändring kan reducera utsläppen mycket som vi ser i Finland under år 2012.



Tabell 4.17 Skillnaden mellan referensscenario och scenario med lägre tillväxt i Sverige (service- och hushållssektorn): pris (öre/kWh), CO<sub>2</sub>-utsläpp (miljoner ton), annars TWh

		Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
2004	Pris	-0,1	-0,1	-	-0,1	-0,1	-	
	Produktion	-	-	-	-0,6	-	-	-0,6
	Förbrukning	-	-0,6	-	-	-	-	-0,6
	Nettoexport	-0,1	0,6	-	-0,6	-	-	-0,1
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	-	-	-	-0,5	-	-	-0,5
2008	Pris	-	-	-	-	-	-	
	Produktion	-5,3	-	-	-	-	-	-5,3
	Förbrukning	-	-5,3	-	-	-	-	-5,3
	Nettoexport	-5,3	5,3	-	-	-	-	-
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	-1,8	-	-	-	-	-	-1,8
2012	Pris	-0,1	-0,9	-0,9	-0,9	-0,6	-	
	Produktion	-9,4	-	-	-	-0,1	0,1	-9,5
	Förbrukning	0,1	-9,9	0,1	0,1	0,2	-	-9,4
	Nettoexport	-9,4	9,9	-0,1	-0,1	-0,4	0,1	0,1
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	-3,3	-	-	-	-0,1	-	-3,4

### 4.3.3 Högre CO<sub>2</sub>-avgifter

Högre CO<sub>2</sub>-avgifter stimulerar produktion som är lite CO<sub>2</sub>-intensiv (gaskraft) och drabbar i större grad produktion som är mer CO<sub>2</sub>-intensiv (kolkraft). En CO<sub>2</sub>-avgift på 100 DKK/ton utsläpp motsvarar en avgift på 4,4 öre/kWh för ny gaskraft och 8,0-11,2 öre/kWh för dansk kolkraft beroende på verkningsgrad. Detta innebär även att hela kostnaden för ny gaskraft ökar med 2,5 öre/kWh, till 27,5 öre/kWh i Norge och 32,3 öre/kWh i Tyskland.

Priserna bestäms fortsatt av långtidsgränskostnad. Därmed ökar priserna i Norden (med undantag för Jylland) med 2,5 öre/kWh som en följd av högre CO<sub>2</sub>-avgifter under år 2008 (Tabell 4.18). Det förekommer fortfarande flaskhals mellan Jylland och resten av Norden under låg- och mellanlast. Förbrukningen minskar som följd av prisökningen med 2 TWh i Sverige, och 3 TWh i resten av Norden. Norden importerar (netto) 1,8 TWh mindre från Tyskland än under referensscenariot. Handeln med Polen förändras inte.

De dyraste kolkraftverken (på Själland, i Sverige och i Tyskland) producerar mindre som följd av lägre efterfråga. Något av produktionsbortfallet ersätts av ny gaskraft som blir relativt billigare än kolkraft. Gaskraftproduktionen i Norge blir 3,9 TWh (495 MW) högre än i referensscenariot. I Tyskland byts 22,5 TWh kolkraftproduktion mot 20 TWh gaskraftproduktion (i nya anläggningar). Mer gaskraftproduktion i Norge och mindre kolkraftproduktion på Själland gör att handelsströmmen vänder: Norge blir nettoexportör och Själland blir nettoimportör. Mindre förbrukning i Sverige reducerar nettoimporten från 12,9 TWh till 11,5 TWh.

Högre CO<sub>2</sub>-avgifter påverkar direkt produktionskostnaden och har därför en omfattande effekt på CO<sub>2</sub>-utsläppen. Produktionen i de mest förorenade verk flyttas över till mindre förorenade verk i Norge. CO<sub>2</sub>-utsläppen totalt i Norden går ner men CO<sub>2</sub>-utsläppen i Norge ökar. Utsläppen av CO<sub>2</sub> minskar med 5,5 miljoner ton på Själland och 0,6 miljoner ton i Sverige. Även om produktionsnedgången enbart är liten på Jylland minskar CO<sub>2</sub>-utsläppen med 0,4 miljoner ton. Detta beror på att produktionssammansättningen ändras som följd av lägre förbrukning: de mest effektiva (och därmed minst förorenade verk) producerar mer än under referensscenariot medan de minst effektiva producerar mindre. I Norge ökar CO<sub>2</sub>-utsläppen med 1,4 miljoner ton. Sammanlagt minskar CO<sub>2</sub>-utsläppen med 5,2 miljoner ton i Norden. I Tyskland minskar utsläppen betydligt men enbart en liten del av detta kan tillskrivas lägre export till Norden. Huvuddelen beror på övergång från kol till gas.

Under år 2012 når vi liknande resultat: priserna ökar med 2,5 öre/kWh i Norge men bara 2,0 öre/kWh i Sverige och Själland. Det förekommer fortfarande flaskhals mellan Norge och resten av Norden under topplasttimmarna. Förbrukningen minskar som följd av högre genomsnittspris och det gör att vi inte längre har knapphet under topplast. Topplastpriserna är *lägre* än i referensscenariot.

Gaskraftproduktionen i Norge är 2,4 TWh högre än i referensscenariot. Detta, tillsammans med lägre förbrukningen, tränger undan kolkraftproduktion på Själland (5,8 TWh), i Sverige (0,6 TWh) och i Finland (0,2 TWh). I Tyskland förekommer en massiv övergång från kol till gas men handeln förändras bara lite.

CO<sub>2</sub>-utsläppen är 5,4 miljoner ton lägre i Norden än i referensscenariot men 6 miljoner ton högre än under år 2008. Fördelningen mellan länderna är densamma som under år 2008: utsläpp i Norge ökar medan de minskar betydligt i resten av Norden. Övergång från kol till gas reducerar CO<sub>2</sub>-utsläppen i Tyskland med 24,0 miljoner ton under år 2012. Så hela reduktionen orsakas av omställning av produktionen i Tyskland då handeln mellan Norden och Tyskland är nästan oförändrad.

Tabell 4.18 Skillnaden mellan referensscenariot och scenario med högre CO<sub>2</sub>-avgifter: pris (öre/kWh), CO<sub>2</sub>-utsläpp (miljoner ton), annars TWh

		Norge	Sverige	Jylland	Själland	Finland	Tyskland	Norden
2008	Pris	2,5	2,5	3,5	2,5	2,5	2,5	
	Produktion	3,9	-0,6	-	-6,4	-	-4,7	-3,1
	Förbrukning	-1,7	-2,0	-0,3	-0,1	-0,8	-2,8	-4,9
	Nettoexport	5,6	1,4	0,3	-6,2	0,8	-1,9	1,9
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	1,4	-0,6	-0,4	-5,5	-	-15,6	-5,1
2012	Pris	2,5	2,0	3,2	2,0	2,5	2,5	
	Produktion	2,4	-0,5	-	-5,8	-0,2	-3,6	-4,1
	Förbrukning	-1,8	-1,6	-0,3	-0,1	-0,8	-3,2	-4,6
	Nettoexport	4,3	1,1	0,3	-5,7	0,6	-0,4	0,6
	CO <sub>2</sub> -utsläpp	0,8	-0,6	-0,4	-5,1	-0,3	-24,0	-5,4

## 4.4 Slutsatser

Kortsiktiga förändringar i förbrukningen täcks av produktionsökningar i existerande kapacitet. Varaktiga förändringar i användning täcks i första hand också av existerande kapacitet. Modellanalysen visar att under de närmaste åren är det kolkraftkapacitet i det nordiska systemet, speciellt på Själland som levererar marginal på den nordiska kraftmarknaden.

Som nästa steg täcks varaktiga förändringar av ny kapacitet. På längre sikt beror produktionen av marginal på vilken kapacitet man investerar i. Gaskraft i Norge (och Tyskland) är den billigaste teknologin när vi tittar på hela kostnaden och därmed marginalproduktion på långsikt i det nordiska systemet.<sup>11</sup> Kostnaderna för gaskraft är högre i de andra nordiska länderna och överföringskapaciteten mellan Norge och resten av Norden är i de flesta situationer stor nog så det är mer lönsamt att importera kraft från Norge än att bygga gaskraft i andra länder.

Vi har också förutsatt att det investeras i förnybar el men detta behöver stöd (subventioner eller gröna certifikat förutom marknadspris) för att vara lönsamma. Därmed är investeringar i dessa teknologier beroende av stödåtgärder och de är inte marginella. Om kravet att en fast andel av förbrukningen i Sverige skall täckas av att grön el upprätthålls innebär det att en viss andel av förbrukningsökningen i Sverige alltid skall täckas av ny grön el. Det betyder i så fall att även denna kapacitet blir producerad på marginalen på lång sikt – då kan till exempel 15% av marginalet vara grön el och 85% gaskraft.

Gaskraft en gång tagen i drift producerar emellertid inte på marginalen på *kort sikt*. När man först har byggt ett gaskraftverk är de kortsiktiga rörliga kostnaderna (som regel) lägre än för ett kolkraftverk och gaskraft förskjuter kolkraft ”längre

<sup>11</sup> Volymen av ny gaskraft är betydligt större i Tyskland än i Norge. Det är inte billigare att investera i Tyskland men storleken på marknaden och begränsad överföringskapacitet med Norden ger detta resultat.

ut” i merit order-kurvan. Detta betyder att på kort sikt är det fortfarande kolkraft som producerar marginalet även i framtiden. Till exempel är det kolkraft som anpassar sig om vattenkrafttillgången under år 2012 blir större än normalt eller om Barsebäck 2 behålls under år 2004. Inte heller andra teknologier anpassar sig på kort sikt: kärnkraftverken producerar för att täcka grundlast, kraftproduktion i kraftvärmeverk beror på värmeproduktionen, medan vindkraftverk producerar när det blåser. Vattenkraftproducenterna flyttar emellertid vatten från låglast till höglast om mer grundlastproduktion kommer in.

Analysen visar att det med stor sannolikhet är kolkraft på Själland som är den produktionskapacitet som körs på marginalen för det nordiska systemet på kort sikt under hela perioden. Modellresultaten är då i linje med det vi såg i de tidigare kapitlen. Kanske överraskande sker det små förändringar i anpassningen på Jylland. Det finns riktigt nog ledig kapacitet i kolkraftverken på Jylland men det förekommer flaskhals mellan Jylland och resten av Norden (Sverige, Norge) under låglast. Under höglast finns inte ledig kapacitet (utöver reserven) i Danmark under år 2008 och år 2012. I utgångsläget finns även mer ledig kapacitet på Själland än på Jylland då den jylländska kapaciteten är generellt billigare och utnyttjas därför först. Om flaskhalsarna försvinner kommer kolkraftproduktionen på Jylland att få tillgång till resten av den nordiska marknaden och tränga undan annan produktion – med stor sannolikhet kolkraft på Själland.

När det uppstår flaskhalsar under höglast kan också kolkraftverken i Sverige och Tyskland och oljekondens i Finland producera på marginalen. Oljekondens i Sverige producerar inte i modellen men detta beror på att den skall användas som reserv (en viss andel av kapaciteten i varje land hålls alltid i reserv). I verkligheten behandlas reserverna mer flexibelt. Detta betyder att på väldigt kort sikt kan oljekondensverk i Sverige tas i drift för att täcka en förbrukningsökning.

Bortsett från låglast mellan Jylland och Sverige/Norge är det emellertid sällan att det uppstår flaskhalsar i Norden. Därmed ändrar inte flaskhalsar väsentligt på slutsatserna.

Den nordiska, och gradvis det nordeuropeiska, kraftmarknaden är så integrerat att man måste se det som en enhet. Den täta integrationen ligger till grund för att åtgärder i ett land kan ha liten effekt i det egna landet men stort inflytelse i andra länder. Analysen visar att ensidiga svenska åtgärder för att minska CO<sub>2</sub>-utsläpp – som begränsning i förbrukning eller uppskjuten stängning av Barsebäck 2 – inte ger någon effekt på CO<sub>2</sub>-utsläpp i Sverige. För Norden eller Nord-Europa som en enhet har det emellertid konsekvenser: på kort sikt (år 2004) minskar CO<sub>2</sub>-utsläppen på Själland som en följd av mindre kolkraftproduktion. På längre sikt (åren 2008 och 2012) påverkas utsläppen i Norge mest då bättre kraftbalans i Sverige minskar utbyggnaden av gaskraft i Norge.

Påverkan är ändå störst när alla länder genomför åtgärder samtidigt. En högre CO<sub>2</sub>-avgift i alla länder minskar utsläppen i Norden mer än ensidiga åtgärder i Sverige. Men även i det fallet minskar utsläppen mest på Själland då det är kolkraft där som är den produktionskapacitet som körs på marginalen på den nordiska kraftmarknaden. I Norge ökar CO<sub>2</sub>-utsläppen när gaskraft ersätter mer av kolkraften än i referensscenariot.

Det råder stor osäkerhet om förhållanden så mycket som tio år framåt. Det är svårt att veta något exakt om teknologisk utveckling som kan påverka både produktionsteknologier och förbrukning. Till exempel kan kostnaderna för nya kraftverk förändras väsentligt så att vi får en annorlunda investeringsmönster än vi förutsatt. Lägre kostnader för alternativa teknologier (värmepumpar etc.) kan minska efterfrågan för uppvärmningsändamål.

Hela tiden sker en utveckling som gör användningen av elektriska apparater mer effektiv. Sett helt isolerat leder det till lägre förbrukning. Utvecklingen till exempel av tvåvägskommunikation av användarnas elförbrukning kan ändra fördelningen av förbrukning över dygnet. Om den generella trenden i ekonomin – ökad relativ betydelse av servicenäringsen och minskad betydelse av industri – fortsätter, leder detta sannolikt till större variation i förbrukning över dygnet. Alla sådana ändringar som påverkar antingen förbrukningsnivån eller lastprofilerna kan förändra slutsatserna om vad som är marginalkapacitet.

Vi har förutsatt rationella investeringar, dvs. att investeringar görs i ny kapacitet när priserna på marknaden motiverar detta. Baserat på utvecklingen av efterfrågan som vi använder som bas, får vi en betydande utbyggnad av gaskraft i Norge och Tyskland fram till år 2012. Man kan sätta frågetecken vid hur realistiskt denna utbyggnad är. Detta beror bland annat på utvecklingen av gasmarknaden: vi har antagit en gradvis liberalisering av gasmarknaden i Europa. Om detta inte inträffar kan gaspriserna bli högre än vårt antagande. Detta betyder att priserna kan öka innan investeringarna görs och att det därigenom tillförs mindre gaskraft under perioden än vi tittar på.

Även skillnaden mellan gaspriset och kolpriset har betydelse för vad som bestämmer priset på marginalproduktionen och när investeringarna kommer. Det är naturkraften som sätter priserna enligt våra antaganden men om kolkraft blir lägre än vårt antagande kommer vi att få en åtstramning av marknadsbalansen fram till att marknadspriserna täcker den fulla kostnaden av nya kraftanläggningar (gaskraft). Därmed kan investeringarna skjutas framåt i tiden. Skillnaden mellan gaspris och kolpris har även betydelse för konvertering från kol till gas som vi har i scenariot med högre CO<sub>2</sub>-avgifter. Om kolpriset är lägre (eller gaspriset högre) än vårt antagande kan resultat vara mindre konvertering från kol till gas.



***Energimyndigheten***

Statens energimyndighet • Box 310 • 631 04 Eskilstuna  
Besöksadress Kungsgatan 43  
Telefon 016-544 20 00 • Telefax 016-544 20 99  
stem@stem.se • www.stem.se