

Elmarknaden 2003



Böcker och rapporter utgivna av Statens energimyndighet kan beställas från Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
E-post: forlaget@stem.se
© Statens energimyndighet

Upplaga: 4 000 ex
ET10:2003
Grafisk form: Anna Lagerman, ETC
Tryck: Multityck i Eskilstuna AB, 2003

Bilder:
Pressens Bild: Stig Hammarstedt,
Per Eliasson, Jan Delden, Dieter Klein,
Fredrik Persson
ETC Bild: Nina Tallec, Christer Engström

förord

Elmarknaderna i de nordiska länderna har genomgått stora förändringar sedan arbetet med att reformera elmarknaden påbörjades i början av 1990-talet. I dag har vi en gemensam nordisk elmarknad där alla de nordiska länderna med undantag av Island ingår.

Syftet med elmarknadsreformen är att införa ökad konkurrens och öka valfriheten för konsumenterna samt att genom en öppen och ökad handel med el skapa förutsättningar för en effektiv prisbildning.

Statens energimyndighet är tillsynsmyndighet enligt ellagen och har bland annat till uppgift av regeringen att följa utvecklingen på elmarknaden och regelbundet sammanställa och redovisa aktuell marknadsinformation.

Syftet med skriften "Elmarknaden 2003" är att tillgodose behovet av en övergripande och lättillgänglig information kring förhållandena på den nordiska marknaden. Island ingår inte i beskrivningen. I skriften ingår bland annat sammanställningar av de senaste årens uppgifter kring elproduktion och elanvändning i Norden, elmarknadens struktur ur ett aktörsperspektiv, handel med el i Norden och inom Nordeuropa, elpriser i Norden och i andra länder och elsektorns miljöpåverkan.

Eskilstuna i maj 2003



Thomas Korsfeldt
Generaldirektör



Klas Tennberg
Avdelningschef,
Systemanalysavdelningen



innehåll

Inledning	4
Marknad	7
Elpriser och nätavgifter	7
Styrmedel	12
Elhandel	16
Konkurrens 2002	19
Elsystem	22
Elanvändning	22
Elproduktion	24
Elproduktionskostnader	33
Miljöpåverkan	34
Överföring av el	37
Effektproblematiken	41
Energi och miljöpolitik	44
Sverige	44
Norge	46
Finland	47
Danmark	47
EU	48
Ett internationellt perspektiv	50
Elanvändning	50
Elproduktion	50
Elpriser	51
El- och gasmarknadsdirektivet	52
Elproduktion från förnybara källor	53



Inledning

I Sverige är elmarknaden konkurrensutsatt och alla förbrukare kan fritt välja elleverantör. Den svenska elmarknaden är en del av en gemensam nordisk elmarknad, där alla länder utom Island ingår. I denna publikation beskrivs utvecklingen på den gemensamma elmarknaden. I detta kapitel inleder vi med en kort introduktion om reformeringen av elmarknaden och vad som hänt sedan reformen infördes.

Den 1 januari 1996 reformerades elmarknaden i Sverige och nya regler infördes. Dessa innebar att konkurrens infördes för handel och produktion av el. Regleringar som hindrade handel med el avskaffades medan nätverksamhet förblev ett reglerat monopol. Syftet med reformeringen var bl. a. att öka valfriheten för konsumenterna och att skapa förutsättningar för en ökad konkurrens inom elförsörjningen.

De kunder som ville byta elleverantör var tidigare tvungna att installera utrustning för timvis mätning av elförbrukningen. I och med de lagändringar som trädde i kraft den 1 november 1999 slopades detta krav. Detta gav samtliga elanvändare möjlighet att fritt välja elleverantör. Samtidigt släpptes elhandelspriserna helt fria och tillsynen över dem togs bort.

Även i våra grannländer har reformeringar av elmarknaderna genomförts och de nordiska ländernas elmarknader har integrerats allt mer. I dag finns även en gemensam marknadsplats, Nord Pool, och gränstarifferna mellan de nordiska länderna har tagits bort. Det går av denna anledning inte att beskriva utvecklingen på den svenska elmarknaden utan att även se på utvecklingen i våra grannländer. I denna publikation beskrivs därför bl a. elsystemen, skatterna och prisutvecklingen i de övriga nordiska länderna, förutom Island.

Nord Pool är öppen för olika typer av aktörer och handeln omfattar hela Norden utom Island. Genom tillgången till en gemensam handelsplats har prissättningen blivit effektivare. Börspriset kan dessutom användas som en referens för den övriga handeln som sker utanför Nord Pool.

Elprisets utveckling

I Norden påverkas systempriset, d.v.s. elpriset som råder på den nordiska elbörsen, kraftigt av variationerna i vattenkraftproduktionen. Under perioden 1997 till 2001

har tillgången på vattenkraft varit mycket riklig, med det ena rekordåret efter det andra i storleken på vattenkraftproduktionen. Elpriserna har under dessa år också varit mycket låga (med undantag för år 2001 då vattenkraftproduktionen var hög i Sverige men lägre i Norge).

En av drivkrafterna till den avreglerade marknaden var bland annat att genom ökad konkurrens skapa förutsättningar för ett effektivt utnyttjande av resurser och att därigenom hålla nere elpriserna. De nya villkoren på den avreglerade marknaden medförde att överkapaciteten i elproduktionssystemet minskade kraftigt.

År 2002 drabbades så den avreglerade marknaden för första gången av knapphet i vattenkraftproduktionen. Nivåerna i vattenmagasinen i Norge och i Sverige blev lägre ju längre året led. Följden blev en kraftig marknadsreaktion med rekordhöga elpriser. Under december månad var elpriserna historiskt höga och avspeglade inte alls de rörliga produktionskostnaderna i systemet. Det höga elpriset var snarare en avspeglning på de förväntningar och den oro som rådde på marknaden.

Av den gångna vintern har ny förståelse vunnits för hur den nya marknaden fungerar. Uppenbart är att det kan förekomma mycket kraftiga svängningar, svängningar som inte kunde ses på den gamla, icke-konkurrensutsatta, marknaden. Den fråga som kan vara intressant att ställa i denna situation är huruvida den höga elprisenivån kommer att bli bestående. Terminskontrakten, d.v.s. avtal mellan köpare och säljare om leverans av en förutbestämd kvantitet kraft till ett avtalat pris under en viss tidsperiod, för de två närmaste åren visar spår av det höga elpriset som rått under den gångna vintern. Elpriserna i fasta avtal som knyts för kunder är i dagsläget också relativt höga. På längre sikt är det dock svårare att avgöra vilken effekt elpristoppen kommer att ha.

Det pris slutkonsumenterna betalar för elen motsvarar inte det elpris som råder på den nordiska elbörsen. Slutkonsumenternas totala elkostnad består nämligen av tre poster: priset för el, nätavgifter och skatter. Mellan åren 1997 och 2000 sjönk elpriset, men vände uppåt under åren 2000 och 2001 för samtliga elkunder. Under samma period har nätavgifterna varit i stort sett oförändrade medan skatten på el har ökat kraftigt. Detta har lett till att den totala kostnaden för hushållskunder har ökat medan industrikunder, som är befriade från skatter, har fått en lägre kostnad.

Konkurrensen på elmarknaden

Ett syfte med reformeringen av elmarknaden var att öka konkurrensen på produktions- och leverantörssidan. Det råder delade meningar om hur väl konkurrensen fungerar.

Under de senaste åren har marknadskoncentrationen ökat i och med att de dominerande företagen i Norden har köpt upp eller köpt in sig i konkurrerande företag på den nordiska marknaden. Kraftföretagen och elhandelsföretagen utvecklas mot allt större och mer integrerade energiföretag med verksamheter i flera länder.

Enligt utredningen "Konkurrensen på elmarknaden (SOU 2002:7)" finns risker för en bristande konkurrens men det finns inga bevis för att företag använder marknads-makt för egen vinning. Utredningens bedömning är att konkurrensen fungerar förhållandevis väl.

Konkurrensen mellan företagen beror också av hur aktiva kunderna är i att välja elleverantör.

Effektproblematiken

På den avreglerade elmarknaden har konkurrensen mellan företagen ökat och produktionskapaciteten har allt mer anpassats efter förbrukningen. Den överkapacitet som tidigare fanns har därmed reducerats och en ökad oro för effektbrist på marknaden kan skönjas. I dag har Svenska kraftnät i uppgift att säkra effektbalansen. Svenska kraftnät har därför upphandlat reservkraft som verket kan utnyttja under effekttoppar. År 2002 presenterade Svenska kraftnät resultaten från ett uppdrag att utforma ett system som säkrar effektbalansen på kort och lång sikt. Systemet föreslås vara baserat på marknadsekonomiska mekanismer. Till dess att en marknadsmässig lösning har vuxit fram föreslår regeringen, proposition

2002/03:85, ett övergångssystem. Övergångssystemet innebär att Svenska kraftnät ska fortsätta att upphandla effektreserv, men att denna ska vara tidsbegränsad till februari år 2008.

Tidigare har det funnits en oro för att effektbrist särskilt ska uppstå i södra Sverige. Svenska kraftnät har dock visat att det inte funnits några begränsningar i överföringen till södra Sverige under de effekttoppar som varit. I Svenska kraftnäts effektbalanser görs därför inte längre skilda balanser för södra och norra Sverige utan för Sverige som helhet.

Den fortsatta omställningen av energisystemet

I mars 2003 lämnade den svenska regeringen en ny proposition "Vissa elmarknadsfrågor" (2002/03:85). I denna proposition presenterar regeringen framförallt sin bedömning av om riksdagens villkor för en stängning av Barsebäck 2 är uppfyllda före utgången av år 2003.

Regeringen gör bedömningen att villkoren för en stängning inte är uppfyllda före utgången av år 2003, särskilt med avseende på effektbalansen och påverkan på miljö och klimat. Vidare föreslår regeringen att stängningen av Barsebäck 2 ska ingå i förhandlingarna mellan regeringen och industrin om den fortsatta avvecklingen av resterande reaktorer. Regeringen framhåller dock att möjligheterna för en snabb stängning av Barsebäck 2 inom ramen för förhandlingarna särskilt bör prövas. I det fall en förhandlingslösning inte kan åstadkommas, har regeringen ambitionen att besluta om stängning av reaktorn med stöd av lagen om kärnkraftens avveckling, efter det att erforderliga åtgärder har genomförts. Regeringen avser således tillse att ytterligare åtgärder vidtas, bl.a. genom uppdrag till Svenska kraftnät inom ramen för effektbalansmodellen, för att möjliggöra ett beslut om en snar stängning. Särskild vikt ska läggas vid en effektivisering av elanvändningen. Det är regeringens bedömning att förberedelser och genomförande av detta kan åstadkommas före utgången av april 2004.

I maj 2003 infördes handel med elcertifikat. Målet är att öka den förnybara elproduktionen med 10 TWh år 2010 jämfört med nivån år 2002. Utvecklingen av elcertifikatpriset beror framförallt på efterfrågan i förhållande till tillgång på certifikatberättigad elproduktion. Efterfrågan bestäms i sin tur av den kvotplikt som åläggs elanvändar-

na. Kvotplikten kommer att öka årligen för att stimulera till ökad elproduktion från förnybar energi.

I regeringens budgetproposition (2002/03:1) aviseras förändringar i kraftvärmebeskattningen. Idag beskattas värmeproduktion i kraftvärmeverk med halv energiskatt och full koldioxidskatt. Med den förändrade kraftvärmebeskattningen skulle värmeproduktion inom kraftvärmeverk likställas med värmeproduktion inom industrin, dvs. skat-

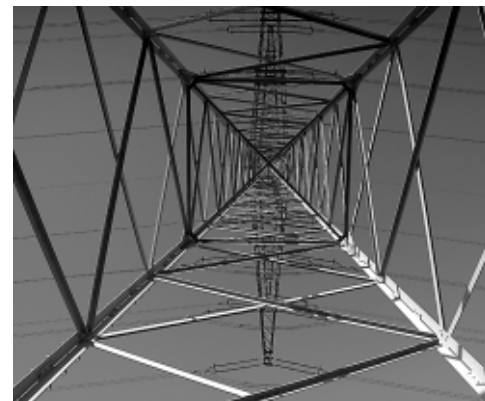
ten skulle minska till 26% koldioxidskatt och ingen energiskatt. Detta skulle främja kraftvärmeproduktion i förhållande till kondensproduktion där spillvärmen inte tas till vara.

Omställningen av energisystemet omfattar fortfarande förändringar som kommer att påverka elmarknaden. Samtidigt pågår ett ständigt arbete med att skapa de bästa förutsättningarna för en konkurrensutsatt elmarknad, både inom Norden och EU.



Marknad

Elmarknaden är en konkurrensutsatt marknad där utbud och efterfrågan styr en stor del av priset. Andra faktorer som styr priset är olika styrmedel såsom skatter, stöd och certifikat. Priset till kund består av elenergi, nätavgifter och skatter. Priset på elenergin går att påverka genom val av elleverantör. Nord Pool är en gemensam marknadsplats för handel mellan de nordiska länderna. Priserna på Nord Pool kan användas som referens på den allt mer integrerade elmarknaden.



Elpriser och nätavgifter

Det sammanlagda elpriset varierar mellan olika kundkategorier, mellan stad och landsbygd och mellan länderna i Norden. Orsakerna till detta är varierande distributionskostnader, skillnader i beskattning, subventioner, statliga regleringar och elmarknadens struktur.

Det sammanlagda elpriset till kunden består av:

- ett pris för elenergi
- en nättariff – priset för nättjänsten, dvs. för överföringen av el
- skatter – energiskatt och moms.

Den 1 januari 2003 stod priset på elenergi för 40%, nättariffen för 20% och skatter för 40% av det totala elpriset för en kund med elvärmd villa. Det är alltså ca en tredjedel av det totala elpriset som går att påverka genom ett aktivt val av elleverantör eller avtal. I detta kapitel beskrivs elpriset och nätavgifterna. Ytterligare information om skatterna återfinns i kapitlet Styrmedel.

Elmarknaden

På en elmarknad köps och säljs elen i konkurrens. I och med att kunden är ansluten till nätet kan denne fritt köpa el och välja den leverantör som är lämplig. Tillgång och efterfrågan ska på så sätt bestämma marknadspriset. Handeln sker antingen via elbörsen eller genom bilaterala kontrakt mellan två parter.

För de små elkunderna har den nordiska elmarknaden öppnats stegvis. I Norge fick hushållskunderna möjlighet att byta elleverantör utan kostnad i och med att schablonavräkning infördes 1995. I Finland skedde en liknande förändring i november 1998 och i Sverige avskaffades kravet på timvis mätning i november 1999. För de danska hushållskunderna öppnades marknaden i januari 2003.

Trots att kravet på timvis mätning har av-

skaffats i Finland finns systemet med leveransskyldighet kvar. Leveransskyldighet omfattar de kunder som inte har bytt elleverantör och innebär att elhandelsföretag är skyldiga att sälja elenergi till dessa kunder. Vid leveransskyldighet gäller andra regler än vid konkurrens. Priset på elenergi ska enligt lagen vara skäligt och elförsäljaren ska ha en offentlig prislista över de s.k. eltarifferna.

Spot- och terminsmarknaden

Elbörsen Nord Pool är en organiserad marknadsplats för handel med el. En fördel med börshandel är att transaktionskostnaderna är lägre jämfört med handel via bilaterala avtal. Strax under 30% av all elhandel inom Nord Pool-området sker i dag via elbörsen.

På Nord Pool handlas el på spotmarknaden och på terminsmarknaden. Spotmarknaden utgör en prisreferens för Nord Pools terminsmarknad och den övriga elmarknaden. Sedan 1 mars 1999 handlas el även på balansjusteringsmarknaden EL-EX efter att elbörsen har stängts.

Spotmarknaden är Nord Pools marknad för fysisk leverans av elektrisk kraft. På denna marknad handlar aktörerna med timkontrakt för leverans nästa dygn. Före klockan 12 skickar aktörerna in sina bud för det kommande dygnets timmar. Köparna anger hur mycket el de vill köpa timme för timme och vad de är beredda att betala för den. Säljarna lämnar motsvarande säljbud. Aktörernas anmälningar sammanställs i en utbudskurva (försäljning) och en efterfrågekurva (köp). Priset fastställs som ett jämviktspris i skärningspunkten mellan utbuds- och efterfrågekurvan.

Vid nätbegränsningar, s.k. flaskhalsar, måste budgivarna redovisa i vilken del av systemet elen ska köpas eller säljas, s.k. anmälningssområde. Sverige och Finland utgör varsitt anmälningssområde genom att flask-

halsar inom respektive land hanteras med motköp. I Norge finns det flera anmälningsområden eftersom flaskhalsar hanteras med prisområden och kapacitetsavgifter. I Danmark finns två anmälningsområden. Prismekanismen används till att reglera kraftflödet i situationer med kapacitetsbegränsningar i nätet. Om kraftflödet mellan två områden överskrider kapaciteten reduceras priset i överskottsområdet och ökas i underskottsområdet tills överföringsbehovet reducerats till kapacitetsgränsen. Spotmarknaden kan därför ses som en kombinerad energi- och kapacitetsmarknad.

FAKTA – MARKNAD

Reformeringen av elmarknaden har inneburit att alla konsumenter fritt kan välja elleverantör samt att handeln med el ska ske i konkurrens. Nätverksamheten förblev dock ett reglerat monopol. På dagens elmarknad ska det finnas en klar skillnad mellan produktion, handel med el och nätverksamhet. Detta innebär att en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte får bedriva handel eller produktion av el.

Det pris konsumenten får på sin elräkning består av tre delar. En del utgörs av elpriset, den andra nätavgiften och den tredje skatterna. Den del som kunden själv kan påverka är elpriset. Nätavgiften betalas till nätägaren i området.

Nätägaren tillhandahåller den fysiska överföringen av el och ansvarar för att elenergin transporteras från produktionsanläggningarna till användarna. En nätägare måste ha nätkoncession från Energimyndigheten. Nätkoncession innebär att de har tillstånd att bygga och driva starkströmsledning.

Elproducenter producerar el och matar in den på elnätet. Producenten äger produktionsanläggningar och säljer elenergin till elhandelsföretag, på elbörsen eller direkt till slutkunder. Elhandelsföretag köper el av en producent eller på börsen och säljer den till en konsument. Elhandelsföretag kan också sälja el som de själva har producerat.

Ett elhandelsföretag kan även agera som balansansvarig genom att sluta avtal om detta med Svenska Kraftnät. Det innebär ett ekonomiskt ansvar för att produktion och förbrukning alltid är i balans inom företagets åtagande. Ett elhandelsföretag kan antingen själv ha balansansvar eller köpa tjänsten från ett annat företag.

Elleverantören säljer el på elmarknaden i konkurrens med andra leverantörer. Elleverantör är ett samlingsnamn för alla som säljer el på marknaden och innefattar både elproducenter och elhandelsföretag.

Det finns ingen prisreglering vid elhandel utan det förutsätts att elanvändaren kan byta till en ny elleverantör om denne erbjuder bättre villkor. Elpriset sätts efter överenskommelse mellan köpare och säljare och är inte offentligt om inte parterna väljer att publicera detta.

I Norden finns en gemensam elbör, Nord Pool, där aktörer från Norge, Finland, Sverige och Danmark kan handla med el. Nord Pool ägs till lika delar av systemoperatörerna i Norge (Statnett) och Sverige (Svenska Kraftnät). Nord Pool organiserar handel med el på en fysisk och en finansiell marknad samt erbjuder clearingtjänster.

Den fysiska marknaden omfattar produkterna elspot och elbas. Elspot är en 24-timmars marknad för kortsiktig handel med fysiska elkontrakt. På elspot fastställs systempriset (spotpriset) ett dygn i förväg för varje timme på dygnet. Systempriset fastställs som ett jämviktspris, baserat på de samlade köp- och säljbuden i området. På grund av fysiska överföringsbegränsningar mellan de nordiska länderna bildas periodvis olika prisområden på spotmarknaden. Elbas är en fysisk justeringsmarknad för handel med timkontrakt i Sverige och Finland. Handel kan ske intill en timme före leverans under dygnets alla timmar.

På den finansiella marknaden kan aktörer säkra elpriset mot förändringar i spotpriset. Detta sker genom produkterna Eltermin och Eloption. På Nord Pools terminsmarknad kan aktörerna säkra elpriset med hjälp av futures och forwards för en tidsperiod på upp till fyra år. Handel kan göras på dygn-, vecko-, block-, säsong- eller årskontrakt. Eloption är ett finansiellt instrument för riskstyrning och prissäkring av framtida intäkter och kostnader knutna till handel med elkontrakt.

Nord Pools clearingverksamhet innebär att de går in som kontraktspotpart i kraftkontrakt. Därigenom reduceras den finansiella risken för dem som har handlat kontrakten.

En relativt stor del av handeln av el inom Norden sker via Nord Pool. Även handel genom s.k. bilaterala kontrakt förekommer. Med bilaterala kontrakt avses handel där avtal tecknats mellan två aktörer.

Det finns olika priser beroende på hur kraftflödet ser ut. Systempriset beräknas utan hänsyn till eventuella överföringsbegränsningar. Om prisberäkningarna visar att kraftflödet mellan två eller flera anmälningsområden överskrider kapacitetsgränsen kommer två eller flera områdespriser att beräknas. Skillnaden mellan system- och områdespriset utgör kapacitetspriset i varje område. När kapaciteten mellan anmälningsområdena inte överskrids blir det bara ett prisområde. I detta fall kommer områdespriset att vara lika med systempriset, och kapacitetspriset lika med noll.

Terminsmarknaden är en rent finansiell marknad utan fysisk leverans och utgör en organiserad marknad för prissäkring och riskhantering. Aktörerna på terminsmarknaden kan med finansiella kontrakt prissäkra köp och försäljning av kraft upp till fyra år framåt i tiden. Resultatet för köparen blir en vinst eller förlust på skillnaden mellan priset på börsen vid leveranstidpunkten och priset vid köptidpunkten. Spotmarknadens systempris utgör en underliggande referens för terminspriser.

Högre börspriser år 2003

Det första året med reformerad elmarknad i Sverige var ett torrrår, vilket medförde att systempriset steg ända fram till slutet av året. Det genomsnittliga systempriset 1996 var 26,6 öre per kWh. Därefter har priset sjunkit kraftigt ända fram till slutet av år 2000. År 1997 var medelpriset 14,6 öre per kWh, år 1998 12,3 öre per kWh, år 1999 11,8 öre per kWh och år 2000 10,8 öre per kWh. Nedgången kan främst förklaras av riklig nederbörd under dessa år, men också av ökad konkurrens på den gemensamma elmarknaden. Det mest anmärkningsvärda under år 2000 var att det svenska områdespriset skiljde sig mer från systempriset än tidigare. Under hela år 2000 var områdespriset i Sverige högre än systempriset. En förklaring är att de svenska elproducenterna minskat produktionen i kärnkraftverken.

Under våren 2001 vände trenden och systempriset steg kraftigt. Genomsnittspriset för 2001 var 21,3 öre per kWh. De högsta genomsnittliga systempriserna per månad inträffade i februari och april då priset var över 24 öre per kWh. Under juni och juli var priset 21 respektive 23 öre per kWh och under hösten cirka 20 öre per kWh. Den främsta orsaken till prisstegringen var att tillrinningen var lägre än normalt i Norge under början av året. Detta skapade en högre efterfrågan

TABELL 1

Prisutvecklingen på elenergi exklusive skatter och nättariffer för olika typkunder mellan 1 juli 1996 och 1 januari 2002, medelvärde, öre/kWh

	1/1 1997	1/1 1998	1/1 1999	1/1 2000	1/1 2001	1/1 2002	1/1 2003
Lägenhet	29,2	29,0	27,1	25,8	27,0	35,6	51,9
Villa utan elvärme	27,6	26,8	26,3	23,4	24,2	31,6	47,1
Villa med elvärme	25,9	25,1	24,4	21,8	22,5	29,6	44,7
Jord- och skogsbruk	24,9	24,1	23,1	21,4	22,1	29,3	44,5
Näringsverksamhet	25,8	24,5	23,3	21,0	22,1	28,8	43,6
Småindustri	25,6	24,1	22,8	20,4	22,0	28,5	44,3
Medelstor industri	24,4	23,1	21,6	19,6	21,7	28,3	44,8
Elintensiv industri	23,7	22,7	22,5	19,7	22,6	28,3	48,0
Stor elintensiv industri	23,4	22,0	22,0	19,2	22,7	28,3	48,8

Anm: Prisstatistiken från år 2000 skiljer sig från tidigare års uppgifter. Tidigare års uppgifter gäller under leveranskoncession. Fr.o.m. år 2000 redovisas elpriser för normalprisavtal, d.v.s. tillsvidareavtal. Se typkundernas förbrukningsprofil i faktarutan.

Källa: SCB EN 17

på importerad el till Norge och en viss oro för torrår.

Under år 2002 var det genomsnittliga systempriset 24,6 öre per kWh, d.v.s. en klar ökning jämfört med föregående år. Året började med en mild vinter och en tidig vårflood. Detta följdes av en torr och varm sommar och höst. Resultatet blev en väsentligt lägre vattenkraftproduktion under andra delen av år 2002 i Sverige och Norge. Den låga vattenkraftproduktionen innebar att dyrare elproduktionsslag kom in i systemet för att täcka efterfrågan på el vilket medförde historiskt höga systempriser under den sista delen av år 2002. Som en följd av den låga fyllnadsgraden i vattenkraftsmagasinen har elpriset fortsatt varit högt under 2003 års inledande månader. Under perioden januari till april år 2003 har det genomsnittliga systempriset varit 43,8 öre per kWh. Motsvarande period år 2002 var systempriset 18,5 öre per kWh. För år 2004 låg ett genomsnittligt terminspris på 24,7 öre per kWh (enligt uppgifter den 30 april 2003). I figur 1 finns en översikt på börsprisets utveckling sedan 1997 och de gällande terminspriserna 30 april år 2003.

Elpris till slutkund i Sverige

Medan börspriserna varierar kraftigt under året och mellan åren har konsumentpriserna varit mer stabila. På grund av den ökade konkurrensen har elhandelsföretagen varit tvungna att anpassa sina priser. Detta har resulterat i att elhandelspriserna sjunkit stadigt sedan 1996. Under början av år 2001 och 2002 bröts trenden och priserna började stiga till följd av utvecklingen på spotmarknaden.

Den 1 januari 2003 var elpriset för lägenhetskunder i genomsnitt 46% högre i löpan-

de penningvärde jämfört med samma tidpunkt 2002. För villakunder utan elvärme ökade priset med 49% och för elvärmekunder i genomsnitt med 51%. Dessa prisökningar drabbar framförallt kunder med tillsvidareavtal. Även för de större kunderna som industri och jordbruk ökade priset ordentligt. Detta återspeglar den låga tillgången på vattenkraft i det nordiska systemet vilket har resulterat i kraftigt höjda elpriser på den nordiska elbörsen. Det är dock viktigt att poängtera att den elintensiva industrin även handlar med långsiktiga bilaterala kontrakt. Detta gör att dessa aktörer inte påverkas i samma grad för kortsiktiga variationer av spotpriset på el. I tabell 1 redovisas priser för kunder med normalprisavtal, dvs. tillsvidareavtal för åren 1997–2003.

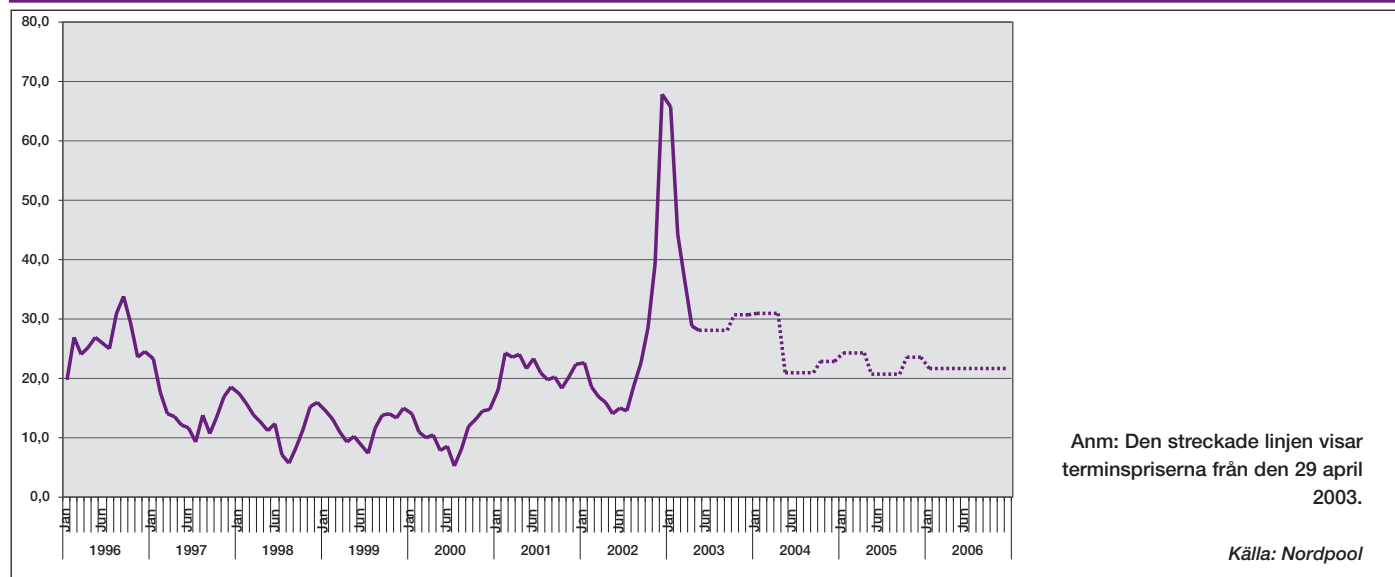
Nättariffer i Sverige

Med nättariff avses avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät. Betald nätavgift innebär att en aktör får tillgång till hela överföringssystemet och kan köpa och sälja el inom hela elmarknadsområdet. För kunder som köper elen på lokalnät är region- och stamnätsavgifterna inkluderade.

Nättarifferna är offentliga och övervakas av Energimyndigheten. Dessa ska vara skäliga samt utformade på sakliga grunder. Sakliga grunder innebär att nättarifferna ska vara objektiva och icke-diskriminerande. Kunder får indelas i grupper efter kostnadsbild, t.ex. kunder med elvärme eller tidstariff. Inom en och samma kundkategori ska däremot alla kunder ha samma nättariff. Vid bedömningen av en nättariffs skälighet ska konsumenternas intresse av låga och stabila priser särskilt beaktas. Dessutom ska hänsyn tas till

FIGUR 1

Historiska systempriser och terminspriser på Nordpool 1996–2006, öre/kWh



ägarnas berättigade krav på en rimlig avkastning i nätverksamheten. Tarifferna ska vara kostnadsriktiga och grundas på kostnader som hör till nätverksamheten. De får dock inte utformas med hänsyn till var inom ett område en kund är belägen. Ellagen tar inte ställning till om tarifferna bör bestå av en fast och en rörlig del. Flera nätföretag har under de senaste åren förändrat tarifferna, så att den fasta avgiften utgör en större del av den totala tariffen.

Riksdagen beslutade våren 2002 om vissa förändringar i ellagen. Bl.a. ändrades kriterierna för skälig nättariff. Enligt den nya bestämmelsen skall skälighetsbedömningen göras på nätkoncessionshavarens prestation. Prestationen ska bedömas på grundval av dels de objektiva förutsättningarna att bedriva nätverksamhet i det aktuella området, dels nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten. Den nya

bestämmelsen trädde i kraft den 1 juli 2002.

I sitt arbete med att vidareutveckla den svenska reglermodellen håller Energimyndigheten på att ta fram en modell, nätnyttomodellen, för bedömning av nättarifferna. I modellen baseras tariffernas skälighet på nätföretagens prestationer i enlighet med den nya skälighetsdefinitionen i ellagen. Den bedöms bli ett effektivare och mer marknadsanpassat instrument i regleringen av nättarifferna än nuvarande metod. Den nya modellen ska tas i bruk under 2004.

Utvecklingen av nätavgifter för olika kundgrupper mellan 1997 och 2003 redovisas i tabell 2. Mellan åren 1997 och 2003 har medianen för nätavgiften ökat med 5% för lägenhetskunder och 6% för villakunder utan elvärme. För kundkategorin villa med elvärme har avgiften minskat med 1% under samma period. Tarifferna för kundkategorin jordbruk har under perioden ökat med 3%.

TABELL 2

Nätavgifter 1 januari 1997 och 1 januari 2003 samt den procentuella förändringen, öre/kWh

	KVARTIL ÖVRE			MEDIAN			KVARTIL NEDRE		
	1997	2003	%	1997	2003	%	1997	2003	%
Lägenhet	47,2	50,7	7,0	41,3	43,4	5,0	33,1	36,2	9,0
Villa utan elvärme	42,0	44,8	7,0	36,0	38,2	6,0	29,7	32,7	10,0
Villa med elvärme	24,6	24,3	-1,0	21,3	21,1	-1,0	18,6	18,3	-2,0
Jord- eller skogsbruk	26,4	25,4	-4,0	22,2	22,8	3,0	19,3	19,5	1,0
Näringsverksamhet	17,6	18,3	4,0	15,4	15,6	1,0	13,2	13,9	5,0
Småindustri	18,6	18,0	-3,0	16,7	15,4	-8,0	14,2	13,4	-5,0
Mellanstor industri	10,6	10,9	3,0	9,3	9,7	4,0	8,0	8,3	4,0
Elintensiv industri	6,9	6,8	-1,0	5,4	6,2	15,0	4,3	4,4	2,0

TABELL 3

Elpriser för industri- och hushållskunder i Norden åren 2001 och 2002, inklusive skatter och moms¹, öre per kWh

	NORGE				SVERIGE			
	2001		2002		2001		2002	
	1/1	1/7	1/1	1/7	1/1	1/7	1/1	1/7
Liten industri ²	36,0	41,7	46,1	44,9	33	39	31,9	31,4
Mellanstor industri ³	26,5	32,8	34,5	36,2	24,1	30,8	26,1	25,6
Stor industri ⁴	19,6	25,4	26,2	26,9	20,7	27,8	23,5	23,1
Hushållskund, 3 500 kWh	102,1	117,1	119,5	116,5	91,6	100,7	104,5	103,4
Hushållskund, 20 000 kWh	65,3	76,9	77,8	71,8	74,8	84,2	86,9	85,8

	FINLAND				DANMARK			
	2001		2002		2001		2002	
	1/1	1/7	1/1	1/7	1/1	1/7	1/1	1/7
Liten industri ²	41,6	43,9	45,4	46,0	-	58,8	65,2	62,0
Mellanstor industri ³	36,6	39,0	40,8	41,1	-	-	-	-
Stor industri ⁴	26,4	28,2	30,3	30,5	-	-	-	-
Hushållskund, 3 500 kWh	76,7	83,2	86,4	87,4	183,8	195,4	203,2	201,6
Hushållskund, 20 000 kWh	48	51,0	53,7	54,6	158,2	168,9	175,6	174,3

Anm: Riksbankens växelkurser för den aktuella månaden har använts.

¹ Priserna för industrin redovisas utan moms.² 1,25 GWh per år, 0,5 MW, 2 500 timmar.³ 10 GWh per år, 2,5 MW, 4 000 timmar.⁴ 70 GWh per år, 10 MW, 7 000 timmar.

Källa: Eurostat, Statistics in Focus

Den största förändringen och ökningen av tariffnivån har skett för kundkategorin elintensiv industri. Sedan 1997 har tariffnivån ökat med 15%.

Tillsynsmyndigheterna har till uppgift att övervaka att nätföretagen bedriver verksamheten på ett sådant sätt att kundernas intresse av kostnadseffektivitet tillgodoses. De ska också verka för att tarifferna är skäliga och sakliga. I Sverige, Norge och Finland publiceras nättarifferna regelbundet.

Elpriser i Norden

Elpriser för hushållskunder och industrikunder i de nordiska länderna redovisas i tabell 3.

Danmark har de högsta elpriserna för samtliga typkunder. Danska hushållskunder betalar upp till det tredubbla elpriset jämfört med övriga nordiska hushållskunder. Detta förklaras till stor del av de höga skatterna på hushållskundernas elkonsumention. När det gäller industrikunder är elpriserna lägst i Sverige och Norge, medan priserna för hushållskunder är lägst i Finland. Priserna i Sverige, Norge och Finland är dock relativt samstämmiga.

Nättariffer i Norden

Gemensamt för de nordiska länderna är att det finns en övervakning av nätmonopolen. I Norge sköter Norges Vassdrag- och Energidirektorat, NVE, övervakningen. I Finland

har en särskild tillsynsmyndighet, Energi-marknadsverket, bildats för denna uppgift. Sedan 1 januari 2000 har även Danmark en särskild tillsynsmyndighet för nätverksamheten, Energitilsynen.

Norge och Danmark har en intäktsreglering vilket innebär att myndigheterna fastställer de totala intäkterna i förväg. I Sverige och Finland granskas tarifferna i efterhand.

Finland har betydligt lägre nättariffer för lägenhetskunder än Sverige. Däremot är nättarifferna för kategorierna näringsverksamhet/lantbruk och småindustri betydligt högre i Finland. Norges nättariffer för de olika kundkategorierna är i princip i nivå med de svenska tarifferna. Ett genomsnitt av de olika länderna visar dock att nätavgifterna är lägst i Sverige, se tabell 4.

TABELL 4

Nätavgifter samt antal abonnenter och nätbolag i Norden 2002-01-01

	Norge	Sverige	Finland	Danmark
Antal abonnenter, milj. (2001)	2,0	5,2	2,9	3,0
Antal nätbolag	177	ca 200	ca 100	ca 140
Nätavgift (öre/kWh)	22,6	21,0	29,3	21,7

Anm: Riksbankens växelkurser 2002-01-02 har använts.

Källa: Norges vassdrags- och energidirektorat (NVE); www.nve.no,Finska Elenergiförbundet Adato Energia OY; www.energia.fi,Danska Energisällskapets förening; www.danskenergi.dk

FAKTA – TYPKUNDER

Lägenhet	2 MWh/år, mätarsäkring 16 A.
Villa utan elvärme	5 MWh/år, mätarsäkring 16 A.
Villa med elvärme	20 MWh/år, mätarsäkring 20 A.
Jord- eller skogsbruk	30 MWh/år, mätarsäkring 35 A.
Näringsverksamhet	100 MWh/år, säkringsstorlek 50 A.
Småindustri	350 MWh/år, effektbehov 100 kW alternativt 160 A.
Mellanstor industri	5000 MWh/år, effektbehov 1 MW.
Elintensiv industri	140 GWh/år, effektbehov 20 MW.
Stor elintensiv industri	130 kV, 500 GWh/år, effektbehov 66 MW.

Medianen är variabelvärdet för det mittersta företaget då företagen ordnats efter variabelns storlek. Hälften av företagen har ett värde som är lägre än medianen och hälften av företagen ett värde som är högre än medianen. På motsvarande sätt har 25% av företagen ett värde som är lägre än den undre kvartilen och 25% av företagen ett värde som är högre än den övre kvartilen.

Styrmedel

Dagens styrmedel inom energiområdet har flera olika mål. De skall ge intäkter till staten, stimulera användningen av förnybar energi, begränsa utsläpp, ge incitament till energieffektiviseringar och dämpa efterfrågan på energi. Styrmedlen bör utformas så att de tar hänsyn till den internationella konkurrensen inom vissa branscher.

De styrmedel som påverkar utvecklingen på elmarknaden är skatter för produktion och användning av el samt stöd till olika elproduktionsmetoder. I maj 2003 infördes också handel med elcertifikat och år 2005 kommer eventuellt en handel med utsläppsätter.

Skatter

Samtliga nordiska länder har skatter på el i konsumtionsledet. Skatterna är differentierade för hushålls- respektive industrikunder. Industrin har låga skatter eller, som i Norge och Sverige, inga skatter. Skatt på el i produktionsledet finns i Norge och Sverige.

Sverige

Våren 2000 beslutade riksdagen att en skatteväxling om totalt ungefär 30 miljarder kronor ska genomföras under en tioårsperiod. År 2003 omfattar skatteväxlingen 2,6 miljarder kronor i höjda skatter på energi som balanseras med sänkta skatter på arbete. Fr.o.m. år 2003 höjdes koldioxidskatten med 12 öre per kg koldioxid till 76 öre per kg. Även elskatten för hushållskunder höjdes med 2,9 öre till 22,7 öre/kWh i södra Sverige och för norra Sverige blev höjningen 2,8 öre till 16,8 öre/kWh. Vid användning av el betalas skatt enligt tabell 5. Sedan november 1998 beskattas, under vinterhalvåret (1/11–31/3), även elförbrukning i elpannor med en installerad

effekt överstigande 2 MW. Skatten är 19,2 öre/kWh i norra Sverige och 22,7 öre/kWh i övriga delar av Sverige. Elskatten justeras sedan 1994 årligen enligt konsumentprisindex. Moms på elenergi uppgår till 25% och läggs på elpriset inklusive energiskatten. Tillverkningsindustrin, gruvnäringen och växthusnäringen undantas sedan 1994 från elskatt och fr.o.m. 1 juli år 2000 undantas även jordbruk, skogsbruk och vattenbruk.

I dag är alla bränslen som används för elproduktion befriade från energi- och koldioxidskatt. En del av bränslet, 5% vid kondenskraftproduktion och 1,5% (en sänkning från 3% fr.o.m. 1 juli 2002) vid kraftvärmeproduktion, hänförs dock till intern förbrukning och beskattas. Dessutom är bränslen som används för elproduktion belagda med kväveoxidavgifter och i förekommande fall med svavelskatt.

Utsläpp av kväveoxid är belagda med en miljöavgift som uppgår till 40 kronor per kilo kväveoxider från pannor, gasturbiner och andra stationära förbränningsanläggningar. Kväveoxidavgiften omfattar anläggningar med en årlig energiproduktion om minst 25 GWh. Avgiften är statsfinansiellt neutral. Medel återbetalas till de anläggningar som har lägst utsläpp i förhållande till den egna energiproduktionen, medan de anläggningar med störst utsläpp blir nettobetalarare.

Svavelskatten på kol och torv uppgår till 30 kronor per kilo svavelutsläpp. På flytande bränslen är skatten 27 kronor per kubikmeter för varje tiondel viktprocent svavelinnehåll i oljan. Från 1 januari 2002 sänktes gränsen för svavelskatt på flytande bränslen från 0,1 till 0,05 viktprocent. Om svavelinnehållet överstiger 0,05 men inte 0,2 viktprocent så ska avrundning göras till 0,2.

Bränslen för värmeproduktion beskattas olika beroende på om den produceras i värmeverk, kraftvärmeverk eller i industrin. För närvarande är beskattningen av energi i Sverige under förändring.

Regeringen har i energipropositionen från 2002 (prop 2001/2002:143) och budgetpropositionen för år 2003 (prop 2002/03:1) föreslagit att reglerna för kraftvärmeverk i fjärrvärmenätet ska förändras så att de likställs med de regler som gäller för industriellt mottryck. Det skulle innebära att kraftvärmeanläggningar får göra avdrag för hela energiskatten och 74% av koldioxidskatten för den delen av bränslena som förbrukas för värmeproduktion. Förslaget granskas för närvarande av EU-kommissionen.

På uppdrag av regeringen har SNED

TABELL 5

Elskatter i konsumentledet i Sverige, öre per kWh

	1996		1997		1998	1999	2000	2001	2002	2003
	01-jan	01-sep	01-jan	01-sep	01-jan	01-jan	01-jan	01-jan	01-jan	01-jan
Norra Sverige										
El, gas- , värme- och vattenförsörjning	4,3	5,3	7,4	8,2	9,6	9,5	10,6	12,5	14,0	16,8
Industriell verksamhet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Övriga användare	4,3	5,3	7,4	8,2	9,6	9,5	10,6	12,5	14,0	16,8
Övriga Sverige										
El, gas- , värme- och vattenförsörjning	7,5	9,1	10,7	11,5	12,9	12,8	13,9	15,8	17,4	20,2
Industriell verksamhet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Övriga användare	9,7	11,3	13,8	13,8	15,2	15,1	16,2	18,1	19,8	22,7

Källa: Skattemyndigheten

(Skattnedsättningskommittén) gjort en översyn av den svenska energibeskattnings och föreslagit en ny skattemodell där hela näringslivet beskattas lika, läs mer under kapitlet Energi- och miljöpolitik. Förslaget kommer att remissbehandlas under våren 2003.

Vid produktion i kärnkraftverk betalas sedan 1 juli 2000 en effektskatt för den termiska effekten i reaktorn som uppgår till 5 514 SEK/MW och månad. Kärnkraftskatten beräknades tidigare på basis av elproduktion. Dessutom tas 0,15 öre per levererad kWh ut enligt den s.k. Studsvikslagen och i genomsnitt 1,0 öre/kWh enligt lagen om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle. Från den 1 januari 1996 betalar alla elproduktionsanläggningar en fastighetsskatt som uppgår till 0,5% av taxeringsvärdet.

Danmark

För hushållskunder är skatterna särskilt höga i Danmark, se tabell 6. Här utgår koldioxidskatt och elskatt. För industrikunder förekommer flera olika skattenivåer. Elskatten är noll men företagen betalar koldioxidskatt för den el som används. Skatterna är differentierade beroende på om det rör sig om energiintensiv industri eller inte. Dessutom har vissa industrier ingått avtal om koldioxidbegränsande åtgärder och erhåller i gengäld reducerad koldioxidavgift. Från år 2000 finns en svavelskatt på elproduktion. Den uppgår till 24,6 kronor per kilo svavelutsläpp.

Finland

I Finland förekommer endast två punktskatteklasser för el. En avser elanvändning inom industri och den andra avser all annan förbrukning. I konsumentledet utgår dessutom en försörjningsberedskapsavgift. Elproduk-

tion och egenförbrukning i kraftverk beskattas inte.

Norge

På konsumentnivån utgår elskatt. Industri och växthusnäring är dock undantagna från elskatt och även alla elkunder i Nord-Troms och Finnmark. I Norge domineras elproduktionen av vattenkraft. På produktionsnivå tas en naturresursskatt ut som överförs till vattenkraftkommuner och fylken (län). Tidigare utgick även en investeringsskatt, men den togs bort i oktober 2002.

Stöd

Såväl de nordiska länderna som EU arbetar för att främja en utbyggnad av elproduktion som baseras på förnybara energikällor. För att producenter av sådan el ska kunna hävda sig på marknaden behöver de i vissa fall stöd. Stöden skiljer sig åt i olika länder och varierar i dagsläget mellan olika tekniker. Formerna för de statliga stöd till el från förnybara energikällor ses över i flera länder.

TABELL 6

Elskatter i de nordiska länderna 1 januari 2003, öre per kWh

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Hushåll	61,6 ¹	6,8	11,9	22,7
Industri	0 ²	4,1	0	0
Moms, procent	25	22	24	25

¹ Skatten gäller för elvärmekunder med en förbrukning över 4000 kWh per år. Övrig förbrukning beskattas med 69,6 öre per kWh. En koldioxidavgift på 12,3 öre per kWh tillkommer.

² En koldioxidavgift tillkommer för industrin. Avgiften är lägre om avtal slutits om koldioxidbegränsande åtgärder. För energiintensiva processer är avgiften 0,4 till 3,1 öre per kWh och för icke energiintensiva processer 8,4 till 11,2 öre per kWh

Källa: www.finlex.fi, Handels och Industriministeriet, Olje-och energidepartementet, www.retsinfo.dk, Energistyrelsen, www.skat.dk, Skattemyndigheten i Sverige.

Sverige

Stödet till elproduktion från förnybara energikällor har förändrats från och med år 2003. Fram till och med år 2002 fanns investeringsstöd till biobränsleeldad kraftvärme, vindkraft och småskalig vattenkraft. För vindkraftverken fanns vidare ett ytterligare stöd i form av en skattereduktion på 18,1 öre/kWh. Ett särskilt bidrag på 9 öre/kWh utgick för el producerad i alla slags anläggningar med en effekt mindre än 1 500 kW.

Den 1 maj 2003 infördes ett system med elcertifikat i Sverige. Det är ett marknadsbaserat stödsystem, där priset på certifikaten (stödet) inte fastställts på förhand, utan är ett resultat av förhållandet mellan utbud och efterfrågan. Systemet innebär att produktionen av el från förnybara energikällor, med undantag av befintlig storskalig vattenkraft, stöds genom att producenten tilldelas elcertifikat av staten, ett för varje MWh. Producenten säljer sin el som vanligt och får därutöver en inkomst från försäljningen av certifikaten. Elleverantörerna eller de som använder el blir enligt elcertifikatlagen skyldiga att köpa certifikat i förhållande till elanvändningen. Första året, 2003, måste de köpa drygt sju certifikat för var hundrade MWh de använt. Kvoten ökas därefter från år till år för att stimulera till investeringar i elproduktion från förnybara energikällor.

För att ge producenterna ett skydd mot alltför låga certifikatspriser ges under en inledande period (2003–2007) ett garantipris för elcertifikaten. Prisgarantin utfaller dock först efter årets slut. För vindkraften bibehålls skattereduktionen på 18,1 öre per kWh under år 2003. Skattereduktionen kommer sedan att trappas ned successivt. Vidare finns även stöd för marknadsintroduktion av vindkraftsteknik. Stödet får användas till teknikutveckling och marknadsintroduktion av storskaliga vindkraftstillämpningar.

Danmark

I Danmark har stödsystemet för förnybar elproduktion förändrats på grund av den politiska överenskommelse som träffades i juni 2002. Fr.o.m. 2003 består stödet till vindkraften dels i ett fastpris, som betalas ut fram till dess att verket körts i ett visst antal fullasttimmar eller i vissa fall i tio år, och dels i ett pristillägg. Huvudprincipen är att för befintliga anläggningar uppgår fastpris och pristillägg till maximalt 74 öre per kWh och för nya anläggningar är stödet 53 öre per kWh. När verken uppnått sina fullasttimmar minskar stödet till ett pristillägg på 12 öre

per kWh. För befintliga anläggningar som är yngre än tio år, men har uppnått fullasttimarna, utgår stödet dock till 53 öre per kWh. Pristillägget på 12 öre per kWh är tidsbegränsat och kommer att betalas ut i maximalt 20 år. Ett tak har satts för pristillägget och elpriset, som innebär att dessa tillsammans som högst får uppgå till 44 öre per kWh.

För övrig el från förnybara källor ges ett pristillägg på 33 öre per kWh. Det finns även ett investeringsstöd för utveckling och demonstration av förnybara energikällor.

Vidare finns ett stöd på 10 öre per kWh för befintliga naturgasbaserade decentrala verk med en samlad kapacitet på högst 25 MW som betalas ut upp till en årlig elproduktion på 8 GWh. Dessutom ges ett tidsbegränsat stöd på 9 öre per kWh till naturgasbaserad mottryckproduktion och avfallsbaserad kraftvärmeproduktion.

Norge

I Norge subventioneras vindkraft genom investeringsbidrag och driftbidrag. Driftbidraget motsvarar halva den norska elskatten och investeringsbidrag lämnas till vindkraftparker med en total installerad effekt över 1 500 kW, där varje verk har en effekt på minst 500 kW. Investeringsbidraget uppgår till 10% av den godkända kostnaden, upp till 6 miljoner NOK/MW. Vidare finns finansieringsstöd för energiproduktion i anläggningar som utnyttjar andra förnybara energikällor än vind, t.ex. vågenergi och solvärmeanläggningar. Bidraget uppgår till 25% av den godkända projektkostnaden.

Finland

I Finland finns investeringsstöd som gäller utvecklings- och investeringsprojekt som bland annat främjar användningen av förnybara energikällor. För sådana investeringar medges bidrag med högst 25–40% av godkänt investeringsbelopp beroende på slag av investering. Vidare finns ett lägre produktionsstöd för el som produceras i vindkraftverk, små vattenkraftverk, torveldade mindre kraftvärmeverk eller med ved- biogas-, skogsflis, returbränsle, avgaser från metallurgiska processer eller med reaktionsvärme från kemiska processer. Produktionsbidraget för vindkraftverk är 6,3 öre/kWh, för anläggningar som utnyttjar returbränslen 2,3 öre/kWh och för övriga anläggningar 3,8 öre/kWh.

EU

Rådet och parlamentet beslutade gemensamt i september 2001 om direktivet om främjan-

de av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el. Direktivet avser att stimulera till en ökning av de förnybara energikällornas bidrag till elproduktionen. I dokumentet sätter rådet och parlamentet upp nationella vägledande mål för utvecklingen av användningen av sådan el i medlemsländerna. Direktivet föreskriver inte några bindande åtgärder, men anger att kommissionen senast hösten 2005 ska utvärdera utvecklingen. Om utvecklingen inte går i önskad riktning kan kommissionen komma att föreslå bindande åtgärder för att de indikativa målen ska kunna nås.

Andra punkter i direktivet behandlar ursprungsmärkning av el, tillträdet till marknaden för el från förnybara energikällor, frågor rörande beräkningen av kostnaderna för tillträde till näten samt administrativa procedurer och hur rapportering ska ske.

Elcertifikat

Bland de stödformer som godkänts av EU för att stödja investeringar till skydd för miljön finns bl.a. "gröna certifikat" eller elcertifikat. Elcertifikatsystem finns, förutom i Sverige, även i Belgien, Nederländerna, Storbritannien, Italien, Australien. Vidare finns ett internationellt elcertifikatsystem kallat RECS (Renewable Energy Certificate System). Det är ett frivilligt system för internationell handel med elcertifikat som startade år 1999 som ett europeiskt samarbete mellan Holland, Danmark och England. Idag deltar ca 120 medlemmar från 18 länder i RECS-samarbetet, däribland Sverige

När det gäller de övriga nordiska länderna har man i Danmark träffat en politisk överenskommelse i juni 2002 som innebar att systemet med VE-bevis har skjutits upp och stödet består istället av ett fastpris och pristillägg. I Norge har Stortinget beställt en utredning av Olje- och Energidepartementet om gröna certifikat. Resultatet av utredningens redovisades i Stortingsmeldingen om användning av naturgas i Norge (Stortingsmelding 9 2002/2003). Enligt utredningens bedömning uppnås de viktigaste fördelar med ett certifikatsystem först om en internationell handel med certifikat har etablerats. Departementet anser att Norge inte bör inrätta en nationell certifikatmarknad, mot bakgrund av att det kan bli för stora prissvängningar och osäkra förhållanden för investeringar i elproduktionsanläggningar. I Finland avvaktar man utvecklingen av en gemensam europeisk marknad för elcertifikat.

Utsläppshandel

EU:s miljöministrar enades i december 2002 om ett förslag till EG-direktiv om handel med utsläppsrätter. I direktivet ställs krav på att kraft- och värmeproducenter med en tillförd effekt större än 20 MW och större delen av den energiintensiva industrin måste ha tillstånd för att släppa ut koldioxid. Varje land ska bestämma tilldelningen av utsläppsrätter utifrån ett antal övergripande kriterier. Därefter ska länderna fastställa kvoten för varje enskild anläggning. Senast den 1 januari 2005 ska de nationella författningar som behövs för att följa direktivet träda i kraft. Utsläppsrätterna kommer att tilldelas gratis under perioden 2005–2007 och fr.o.m. 2008 ska 90% av utsläppsrätterna tilldelas gratis.

I Sverige pågår förberedelser för att införa direktivet. En parlamentariskt sammansatt kommitté har fått till uppgift att utarbeta ett förslag till svenskt system och ett regelverk för Kyotoprotokollets flexibla mekanismer. En delrapport ska lämnas till regeringen i maj 2003 som redovisar förslag till principer för upprättande av en nationell allokeringsplan i enlighet med EU:s förslag till handel med utsläppsrätter. Uppdraget ska slutredovisas i december 2003.

I Finland har en arbetsgrupp studerat och berett synpunkter på EG-direktivet sedan det offentliggjordes för första gången. Det centrala målet för Finland har varit att arbeta för ett tillräckligt flexibelt system för att säkerställa de nationella särdragen och olika industrigrenars behov. Finland har som mål att det nationellt ska finnas alternativa styrmedel för reducering av utsläppen, men anser att de stränga villkor som ställs i direktivet för att anläggningar ska få tas ur systemet kan försvåra för en sådan lösning. För närvarande pågår en utredning av kopplingarna mellan EU:s utsläppshandel och den nationella energibeskattningen och deras effekter på varandra samt av utsläppshandelns verkningar på den öppna nordiska elmarknaden.

I Norge föreslog regeringen i mars 2002 att det etableras ett nationellt system för handel med utsläppsrätter från 2005 för de utsläppsskällor som inte omfattas av någon koldioxidavgift. Enligt norska regeringens bedömning är EU:s förslag till utsläppshandelssystem inte utformat så att det uppfyller Norges behov när det gäller styrmedel för att uppnå åtagandet i Kyotoprotokollet. Det beror bland annat på att Norge som vattenkraftsproducent

rande land har andra behov än de flesta EU-länder. Det norska systemet har anpassats efter att Norge redan har infört koldioxidavgifter på utsläppen från oljeindustrin på kontinentalsockeln och transporter. Regeringen har dock arbetat för att påverka utformningen av EG-direktivet, speciellt när det gäller vilka källor som ska omfattas av direktivet.

I Danmark fastslår regeringen i den nya klimatstrategin från februari 2003 att EU:s utsläppshandelssystem kommer vara ett viktigt styrmedel för att uppnå de danska klimatåtgärderna. Systemet innebär att det blir upp till verksamhetsutövarna själva att avgöra om de ska vidta utsläppsminskande åtgärder eller köpa utsläppsrätter utomlands, vilket stämmer väl överens med regeringens politik "att få mesta möjliga miljö för pengarna".

Elhandel

Elhandel sker mellan olika typer av aktörer både inom Sverige och över landsgränserna i Norden via spotmarknaden. Aktörerna handlar genom bilaterala kontrakt eller via Nord Pool, den nordiska elbörsen.

Redan i början av 1960-talet började el överföras mellan de nordiska länderna. Då sköttes handeln mellan länderna av de dominerande aktörerna i respektive land. Ett formaliserat nordiskt samarbete startades för överföring av el.

Nordisk elbör

I Sverige har kraftföretagen länge haft ett nära samarbete. Den nationella samkörningen började år 1938, då ett kraftutbyte mellan Vattenfall och Krångede AB påbörjades. Fram till år 1994 hade de största elproducen-

terna ett avtal om gemensam optimering av elproduktionen. Utbyten av tillfällig kraft, inom ramen för produktionsoptimeringen, dominerade försäljningen producenter emellan. Under 1995 tillämpades ett nytt system där alla elproducenter fick vara med och utbyta kraft. Denna optimering upphörde vid årsskiftet 1995/96 då helt nya förutsättningar infördes för elmarknadsaktörerna.

I januari 1996 blev den befintliga elbörsen i Norge, Statnett Marked AS, tillgänglig för norska och svenska aktörer på lika villkor och ett kontor öppnades i Stockholm. Statnett Marked AS ägdes av det norska stamnätsbolaget Statnett SF och i april samma år köpte Svenska kraftnät 50% av aktierna. Samtidigt ändrade bolaget namn till Nord Pool, den nordiska elbörsen.

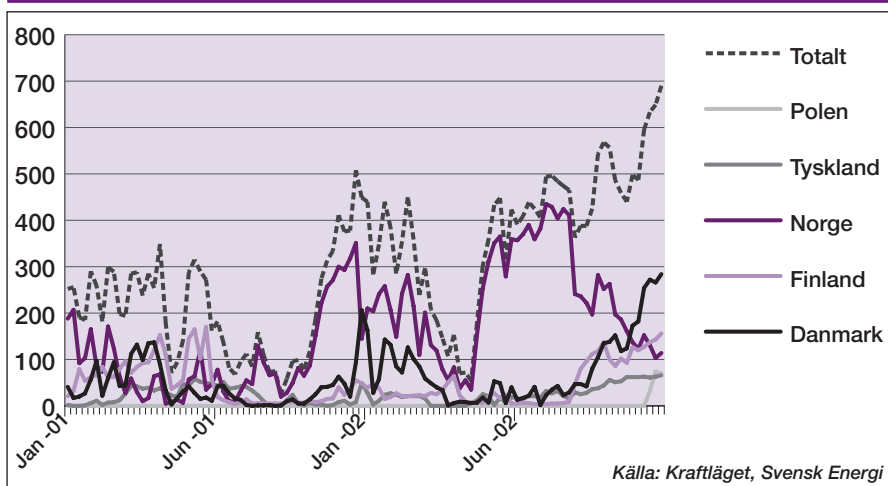
I augusti 1996 startade den finska börsen, EL-EX. Den 1 september samma år tog det finska nätföretaget IVS över ansvaret för de norra överföringsförbindelserna med Sverige, vilket innebar att dessa i praktiken öppnades för alla aktörer. Tidigare skedde handeln mellan Sverige och Finland via Vattenfall och Imatran Voiman Oy. Handeln med finska elproducenter skedde till en början på EL-EX och sedan 1999 är elbasmarknaden tillgänglig för svenska och finska aktörer. I dag används EL-EX endast av svenska och finska aktörer för att sälja eller köpa el samma dygn som leverans ska ske för att balansera produktionen mot försäljningen av el. Nord Pool AS äger idag 100 % av aktierna i EL-EX som sedan juli 2002 är ett helägt dotterbolag till Nord Pool Spot AS. Under 2002 delades Nord Pool ASA upp i tre bolag till följd av koncessioner som börs- och clearinghus samt ägarbreddning inom spotverksamheten. Nord Pool ASA innehar börskoncession för finansiell handel och är till hälften ägt av Svenska kraftnät och Statnett. Nord Pool Clearing ASA innehar koncession som clearinghus och ägs till 100% av Nord Pool ASA. Nord Pool Spot AS innehar marknadsplatskoncession för fysisk elhandel och ägs av de nordiska systemoperatörerna samt Nord Pool ASA.

Handelsvolym och antal aktörer

Aktörerna på Nord Pool är kraftproducenter, distributörer, industriföretag och andra slutförbrukare samt portföljförvaltare. Elbörsens marknader består av en spotmarknad (leverans nästa dygn), en finansiell marknad (kontrakt på upp till fyra år för prissäkringar på längre sikt) samt en clearingverksamhet (motpartsansvar). Antalet aktörer på Nord Pool:s olika marknader var 319 i april 2003, vilket är

FIGUR 2

Sveriges elimport under 2001 och 2002, GWh/vecka



en ökning med 14 sedan föregående år. Aktörerna kommer huvudsakligen från Norden, de senaste åren har andelen utomnordiska aktörer ökat. 80 aktörer är svenska, 39 är finska, 155 är norska och 21 är danska aktörer. 24 övriga aktörer är från 8 olika andra länder.

Handeln på spotmarknaden har ökat varje år sedan avregleringen av elmarknaden. Under 2002 omsattes 124 TWh el på den fysiska marknaden, vilket var en ökning med drygt 11% i jämförelse med 2001. Handeln på de finansiella marknaderna ökade till 1019 TWh under 2002, vilket är en ökning med 12% jämfört med 2001. Därutöver clearades 2 089 TWh i bilaterala standardiserade kontrakt under 2002, vilket är en ökning med cirka 20% gentemot 2001. Clearing av börskontrakt och inrapporterade bilaterala kontrakt innebär att Nord Pool Clearing agerar som motpart till säljare och köpare. För detta kräver Nord Pool Clearing en clearingavgift samt att företagen kontinuerligt deponerar en säkerhetssumma baserat på aktuell portfölj. Detta kan göras med hjälp av kontanter på ett spärrat bankkonto eller med hjälp av utställda bankgarantier för att täcka den risk som elbörsen tar genom att agera motpart.

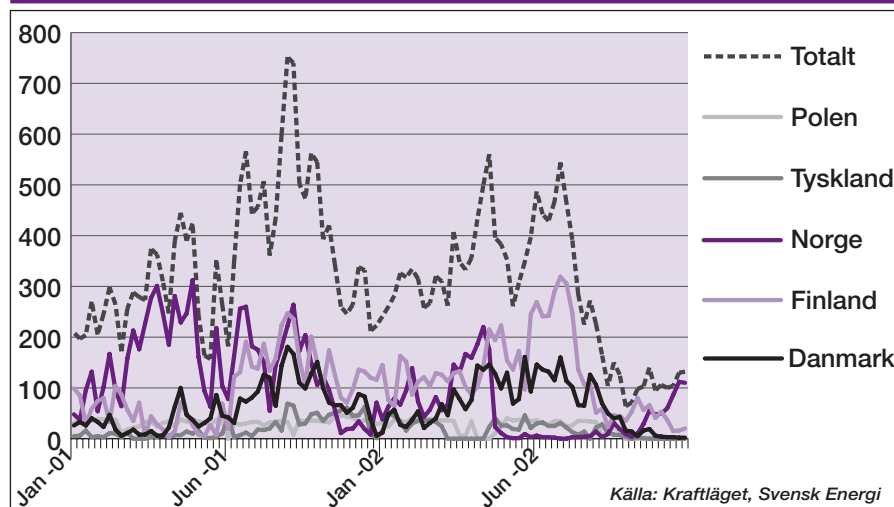
Elhandel mellan de nordiska länderna

I och med förändringarna på elmarknaderna i de fyra nordiska länderna har svenska elhandlare i dag möjlighet att sälja el direkt till kunder i Danmark, Norge eller Finland och svenska kunder kan köpa el från utländska elhandelsföretag som vill komma in på den svenska marknaden. Flera svenska elhandelsföretag har i dag avtal med producenter i de nordiska grannländerna om import och export av el på långsiktiga kontrakt. Även långsiktiga avtal med kunder i andra länder blir allt vanligare.

Elhandel kan balansera tillfälliga nationella under- och överskott av el. Handelsströmmarna mellan de nordiska länderna varierar över året och mellan åren beroende på temperatur, nederbörd och konjunktursvängningar. Det som framför allt styr handelsströmmarna är vattentillrinningen i de svenska, norska och finska magasinerna. Under vintern, när tillrinningen i magasinerna är låg och efterfrågan på el är hög, ökar behovet av import i Sverige och Norge. Sverige och Norge importerar därför el från Danmark och Finland som har en stor andel kondensproduktion. Denna produktion har högre rörliga produktionskostnader än vattenkraftsproduktionen och är inte väderberoende och fungerar därför som reservkraft i det nordiska el-

FIGUR 3

Sveriges elelexport under 2001 och 2002, GWh/vecka



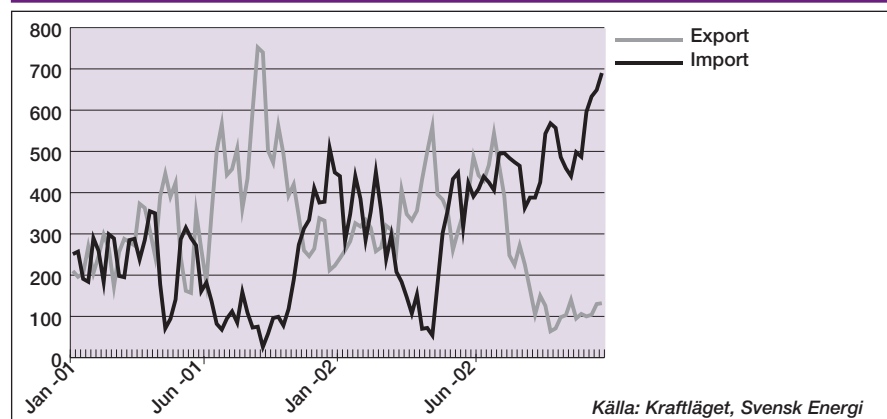
systemet. På våren och sommaren är de svenska och norska vattenmagasinen välfyllda och elanvändningen är låg. Vattenkraftsproduktionen i det nordiska elsystemet täcker därför en stor del av elbehovet i Norden under denna period. Sverige och Norge blir därför under våren och sommaren i normala fall nettoexportörer av el.

Under år med god tillrinning och påfyllnad i vattenmagasinen, s.k. våtår, nettoexporterar Sverige och Norge el sett över hela året. Bland annat exporteras el till Danmark och Finland eftersom den rörliga produktionskostnaden för vattenkraften är lägre än för kondenskraft. Under år med liten nederbörd vänder handelsströmmarna och Sverige och Norge har större behov av att importera, framför allt dansk el men även finsk el som producerats i kondenskraftverk. Under augusti 2000 togs en likströmslänk (Polenka-beln) mellan Blekinge och norra Polen i drift och elhandeln med Polen har inletts. Danmarks handel med Tyskland är den mest omfattande utomnordiska handeln. Av figurerna 2, 3 och 4 framgår hur handelsströmmarna förändrats mellan åren 2001 och 2002.

I tabell 7 redovisas Sveriges utrikeshandel med el. År 1996 var ett utpräglat torrår och Sverige, som vanligtvis är nettoexportör av el, importerade stora mängder el från framför allt Danmark. Åren 1997–2000 var våtår med högre vattentillrinning än normalt vilket medförde att Sverige var nettoexportör av el dessa år förutom år 2000. Nettoimporten under år 2000 beror främst på den rekordlåga produktionen i kärnkraftverken och det låga priset på el från norsk vattenkraft. År 2001 var ett våtår med ännu ett rekordår för vattenkraften. Importen av el sjönk under 2001 till

FIGUR 4

Sveriges elhandel med utlandet under 2001 och 2002, GWh/vecka



11,1 TWh jämfört med 18,3 TWh under 2000. Nästan hälften av Sveriges elimport kom från Norge. Under säsongen 2002/2003 har vattenmagasinens nivåer varit lägre än på mycket länge, se kapitel elsystem. Den sammanlagda exporten av el till grannländerna under 2002 uppgick till 14,8 TWh, vilket är en minskning med 3,7 TWh från år 2001. Exporten till Danmark och Finland ökade något, medan den märkbart minskade till Norge och Polen. Exporten till Tyskland var relativt oförändrad. Sverige exporterade 2,8 TWh till Norge, vilket är en minskning med 4,7 TWh från år 2001. Den svenska nettoimporten under 2002 uppgick till 5,4 TWh.

TABELL 7

Sveriges utrikeshandel med el åren 1990–2002, TWh

		Danmark	Finland	Norge	Tyskland	Polen	Totalt
1990	import	0,2	0,4	12,3	-	-	12,9
	export	7,9	6,4	0,4	-	-	14,7
	import-export	-7,7	-6,0	11,9	-	-	-1,8
1991	import	0,8	0,7	4,7	-	-	6,2
	export	1,8	2,7	3,1	-	-	7,5
	import-export	-1,0	-2,0	1,7	-	-	-1,3
1992	import	1,5	0,7	6,7	-	-	8,8
	export	5,4	4,5	1,2	-	-	11,0
	import-export	-3,9	-3,8	5,5	-	-	-2,2
1993	import	1,3	0,4	6,3	-	-	8,0
	export	4,0	3,1	0,5	0,9	-	8,6
	import-export	-2,7	-2,8	5,8	-0,9	-	-0,6
1994	import	1,9	0,3	4,4	0,0	-	6,7
	export	0,7	1,7	2,9	1,2	-	6,4
	import-export	1,3	-1,4	1,6	-1,2	-	0,3
1995	import	0,6	0,2	6,9	0,0	-	7,7
	export	2,1	3,8	1,2	2,3	-	9,4
	import-export	-1,5	-3,6	5,6	-2,2	-	-1,7
1996	import	8,7	2,2	4,1	1,0	-	15,9
	export	0,3	1,4	8,0	0,1	-	9,7
	import-export	8,4	0,7	-3,9	0,9	-	6,1
1997	import	5,2	0,9	3,7	0,4	-	10,3
	export	0,9	4,4	6,8	0,8	-	13,0
	import-export	4,3	-3,4	-3,2	-0,4	-	-2,7
1998	import	2,2	0,9	3,0	0,1	-	6,1
	export	1,9	5,4	7,3	2,3	-	16,8
	import-export	0,3	-4,5	-4,3	-2,2	-	-10,7
1999	import	1,6	0,8	5,9	0,1	-	8,5
	export	2,0	6,8	5,8	1,3	-	15,9
	import-export	-0,4	-5,9	0,1	-1,2	-	-7,5
2000	import	1,6	0,8	15,7	0,1	0,1	18,3
	export	3,4	8,2	0,9	0,4	0,7	13,6
	import-export	-1,8	-7,4	14,8	-0,3	-0,6	4,7
2001	import	2,2	2,6	5,2	1,1	-	11,1
	export	3,1	5,1	7,5	1,0	1,7	18,5
	import-export	-0,9	-2,5	-2,3	0,1	-1,7	-7,3
2002	import	4,1	2,5	12,0	1,4	0,2	20,2
	export	3,5	6,5	2,8	0,9	1,1	14,8
	import-export	0,6	-4,0	9,2	0,5	-0,9	5,4

Anm. Avrundningsfel förekommer. Efter reformeringen av elmarknaden redovisades de svenska utbytena i form av fysikaliska värden per land, varför de inte är helt jämförbara med tidigare år då handelsutbyten redovisades.

Källa: SCB, Svensk Energi

Konkurrens 2002

Den svenska elmarknadsreformen inleddes den 1 januari 1996 då nya förutsättningar för elhandel introducerades. I Norge, Danmark och Finland har liknande reformer genomförts men i olika takt och på olika sätt.

Följande avsnitt beskriver förutsättningarna för konkurrens på elmarknaden i Sverige och övriga Norden samt en beskrivning av konsumenternas situation. Avsnittet omfattar den konkurrensutsatta delen av marknaden, dvs. produktion och handel.

Produktion

I Norge omreglerades elmarknaden redan 1991. För Sverige och Finland var 2002 det sjunde året med reformerad elmarknad. Sedan reformerna infördes har ägarförhållandena ändrats på elproduktionssidan. Nedan följer först en beskrivning av marknadsförhållandena för elproduktionen i Sverige och övriga Norden.

Marknadsstruktur

I Sverige är elproduktionen i hög grad koncentrerad till ett fåtal företag. De fem största elproducenterna står för cirka 90% av landets elproduktion. Sveriges två största kraftproducenter, Vattenfall och Sydkraft, stod sammanlagt för 69% av den totala elproduktionen i landet år 2002, se tabell 8. Ur ett nordiskt perspektiv utgjorde de två största svenska producenternas marknadsandelar 25% av den samlade nordiska produktionen. Det klart dominerande företaget var Vattenfall med en marknadsandel på 18% av marknaden. Därefter följde Fortum med 12%. Kritiker hävdar att det, med stora marknadsandelar i Sverige, går att styra marknaden för egen vinning. Framför allt gäller detta i situationer då efterfrågan är mycket hög och överföringsförbindelserna till utlandet utgör en restriktion. Nedan följer en genomgång av de sex största producenterna i Sverige och en beskrivning av konkurrensförhållandena på produktionsmarknaden.

Vattenfall AB producerar och levererar mer än hälften av den el som används i Sverige. Bolaget är den största elproducenten i Norden och den femte största i Europa. Under 2002 producerade Vattenfall 70 TWh. Den svenska marknaden är fortfarande störst för Vattenfall, men försäljningen i Finland och Norge ökar. Utanför Norden är Vattenfall

även verksamt i Nederländerna, Tyskland, Tjeckien, Baltikum, Polen, Sydostasien och Sydamerika.

Sydkraft AB är den andra stora svenska elproducenten. Elproduktionen i koncernens bolag uppgick 2002 till 24,7 TWh. Därutöver disponerade Sydkraft produktion i intresseföretag uppgående till 10,1 TWh. Exklusive minoritetsandelarna, som uppgick till 6,3 TWh, innebär detta att Sydkraft under 2002 disponerade 28,5 TWh. Sydkraft har sedan 2001 två stora ägare; tyska E.ON Energie och norska Statkraft, vilka innehar 56,5 respektive 43,4% av rösterna.

Birka Energi bildades genom en sammanslagning av Stockholm Energi och Gullspång Kraft i september 1998. Från och med 1 mars 2002 är Birka Energi helägt av Fortum Power and Heat AB. Fortum Power and Heat AB ingår i den finska börsnoterade energikoncernen Fortum Oy, som till cirka 70% ägs av finska staten. Den totala elproduktionen uppgick 2002 till 24,5 TWh exklusive minoritetsandelar och utarrenderad kraft.

Gränings elproduktionssystem baseras helt på vattenkraft och vindkraft. Under 2002 producerades 2,4 TWh el i de egna vattenkraftverken.

Skellefteå Krafts elproduktion bygger i huvudsak på vattenkraft. Företaget äger dessutom mindre andelar i Forsmark. Under 2002 uppgick den totala elproduktionen till 3,4 TWh.

Elproduktion i övriga nordiska länder

En markant strukturutveckling har skett i Danmark. Där har ett tiotal företag blivit tre på produktionssidan. Elsam är Danmarks största producent av el och fjärrvärme och har sin verksamhet på Jylland och Fyn.

TABELL 8

Sveriges största elproducenter och deras elproduktion åren 1999-2002, TWh

	1999	2000	2001	2002
Vattenfall	79,6	69,3	76,6	70,3
Sydkraft	27,5	27,2	32,7	28,5
Birka ¹	21	21,4	22,3	
Fortum ²	6	6,4	7,3	24,5
Skellefteå	3	2,9	3,7	3,4
Gräninge	2,6	3,2	3,6	2,4
Summa	139,7	130,4	146,2	129,1
Totalt i Sverige	150,9	140,1	157,8	143,4

Anm. Produktionssiffrorna är exklusive minoritetsandelar. Arrenderad kraft är medräknad hos det företag som disponerar kraften.

¹ Fr.o.m 1 mars 2002 är Birka Energi helägt av Fortum Power and Heat AB.

² För år 2002 finns en viss osäkerhet kring siffran p.g.a fusionen med Birka Energi.

Källa: Svensk Energi, Nordel

TABELL 9

Sveriges största elproducenter och deras installerade effekt den 1 januari åren 2000–2003, MW

	2000	2001	2002	2003
Vattenfall	14 324	14 021	14 163	13 738
Sydkraft	5 878	5 981	6 296	6 794
Birka ¹	4 399	4 440	4 553	
Fortum	1 331	1 381	1 487	6 182
Skellefteå	598	758	758	764
Gräninge	552	577	607	607

¹Fr.o.m 1 mars 2002 är Birka Energi helägt av Fortum Power and Heat AB.

Källa: Svensk Energi

För Norges elproduktion svarar ett hundratal elproducenter, men ett tiotal företag står för cirka 60% av produktionen. Större delen av företagen ägs av staten eller kommuner och fylken. Statkraft SF är Norges största kraftproducent med cirka 30% av den samlade produktionskapaciteten.

I Finland finns cirka 120 företag och 400 kraftverk som producerar el. Dessa företag och kraftverk är huvudsakligen uppdelade i två grupper. Fortum samt Pohjolan voima är de två viktigaste elproducenterna. Vattenfall är en tredje betydande aktör på den finska marknaden.

Konkurrens om produktion

Diskussionerna om konkurrens på elmarknaden kretsar ofta kring marknadsmakt på grund av koncentrationen av produktionsföretag. Framför allt debatteras Vattenfalls dominerande ställning. Med marknadsmakt menas att en aktör på grund av sin stora marknadsandel skulle kunna styra utbudet så att priset ökar över marginalkostnaden på en avgränsad marknad.

Enskilt ägande eller kontroll över överföringsförbindelserna till Polen och Tyskland skapar teoretiskt sett möjligheter att använda marknadsmakt. Skillnader i produktionsstruktur och efterfrågestruktur har skapat prismässiga variationer mellan länder. Företag som är rätt positionerade på mer än två geografiskt avgränsade marknader kan utnyttja dessa prisskillnader. Teoretiskt sett skulle vissa företag kunna exportera el till utomnordiska länder så att områdespriset för Sverige pressas upp i situationer då det redan råder brist på el på den inhemska marknaden.

Ett annat teoretiskt exempel på möjligheter att påverka marknaden är revisionsavställningar av kärnkraftreaktorer. Revisionernas omfattning och tidpunkt påverkar tillgängligheten. Om revisionerna genomförs under perioder då tillgången på el redan är låg riskerar

Sverige att bli ett underskottsområde med ökade elpriser till följd av detta.

Det råder olika åsikter om hur konkurrensen fungerar. Det framförs ibland åsikter att konkurrensen inte fungerar fullt ut. Enligt utredningen "Konkurrensen på elmarknaden" finns det risker för ineffektiv konkurrens men inga bevis för att företag använder marknadsmakt för egen vinning. Utredningens bedömning är att konkurrensen fungerar förhållandevis väl.

Elhandelsverksamhet

En viktig del i konkurrensutsättningen av elhandeln i Sverige var att dela upp de traditionella elbolagen i nät- och elhandelsföretag. I Norge och Finland ställs endast krav på separat redovisning av nätverksamhet och övrig verksamhet. Alla elkunder i Sverige, Norge och Finland har nu möjlighet att välja vilket elhandelsföretag de vill köpa sin el ifrån, men de måste köpa nättjänsten av det nätföretag som har monopol där elen ska distribueras. Fortfarande ingår många av de skandinaviska elhandelsföretagen i en koncern som även har nätverksamhet.

Marknadsstruktur

Allt fler kommunala och mindre energiföretag blir uppköpta av andra företag. Motiven varierar från att små energibolag vill kunna hävda sig på den nya elmarknaden, handla på börsen och sluta gynnsamma avtal med elleverantörer till att det enskilda bolaget vill förstärka en ansträngd ekonomi. De stora bolagen har knutit många av elhandelsföretagen till sig genom hel- eller deläggande eller genom inbördes avtal. De tre stora bolagen Vattenfall, Fortum/Birka Energi och Sydkraft dominerar även på elhandelsmarknaden. Tillsammans svarar de för cirka 70% av slutkunds försäljningen.

Här följer några exempel på förvärv av produktions- och elhandelsföretag som genomförts under 2001 och 2002:

Under 2001 växte Vattenfallkoncernen avsevärt när aktiemajoriteten i de tyska bolagen Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW), Vereinigte Energiewerke AG (VEAG) och Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG) förvärvades. Verksamheten består av HEW, med el och värme i Hamburg, VEAG med elproduktion och överföring av el i östra Tyskland samt LAUBAG med brunkolsbrytning för VEAGs kraftverk. Under 2002 övertog vattenfall aktiemajoriteten i Bewag. Vidare förvärvades Hamburg stads återstående aktier i HEW AG.

Under slutet av 2000 gjordes omfattande förvärv som bidrog till Sydkrafts omsättning och resultat under hela 2001. Viktiga företagsförvärv utgjordes av Norrköping Miljö & Energi, Nora Energi, SAKAB samt förvärv av vattenkraftproduktion i Norrland från Birka Energi. Norrköping Miljö & Energi, som tidigare varit intressebolag, blev vid årskiftet 2000/2001 helägt dotterbolag i Sydkraftkoncernen. I maj avyttrades innehavet i HEW och vid samma tidpunkt förvärvades andelar i det börsnoterade norska företaget Hafslund och Fredriksstadgruppen. Under 2002 förvärvades nya dotterbolag i form av Kungsbacka Energi samt det nordpolska bolaget Sydkraft EC Sp. Zo.o. Vidare har även innehavet utökats i norska Hafslund.

I slutet på 2001 meddelades att Fortum Power and Heat AB, utöver sin tidigare andel, även köpt resterande 50% av Birka energi. Från och med 1 mars 2002 ägs Birka Energi helt av Fortum Power and Heat AB. Under år 2002 förvärvade Fortum de återstående 50% av aktierna i den finska Elnova-gruppen vilken är verksam inom distribution samt försäljning av el.

Elhandelsföretag i övriga Norden

I Finland finns ett hundratal elhandelsföretag. De flesta av dessa säljer både el och nättjänster. De tre största är Fortum, Teollisuuden Sähkömyynti och Vattenfall, som fortsätter att ta marknadsandelar i Finland. De övriga elhandelsföretagen är framför allt lokala och regionala elbolag som funnits på marknaden redan innan elmarknadsreformen.

Norge har ett stort antal elhandels- och nätföretag. Detta beror på att många av företagen ägs lokalt av de s.k. fylkena. Nätföretagen är knappt 200 till antalet. Under 1990-talet har i genomsnitt cirka åtta fusioner skett per år.

I Danmark har de flesta elhandelsföretag bildats ur företag som fanns innan reformen 1999. Under 2001 fanns det cirka 30 elhandelsföretag. Generellt kan sägas om de nordiska länderna att antalet aktörer på elmarknaden är högt på nät- och elhandelssidan men att utvecklingen går mot färre aktörer.

Konkurrens om elhandel

Under senare år har de tre största elproducenterna blivit stora ägare till elhandelsföretag genom uppköp av hela företag, deläggande och särskilda samarbetsavtal. De stora producenterna, tillsammans med företagen som kan kopplas till dessa, bildar tre sfärer som antas stå för 70% av slutkundsförsäljningen.

Det begränsade antalet företag kan ses som ett problem för fungerande konkurrens. Det finns dock de som anser att problemet inte utgör något hot mot konkurrensen i Sverige.

Utöver att se till antal aktörer på marknaden kan förutsättningarna för konkurrens på elmarknaden även ses ur ett konsumentperspektiv. Aktiva konsumenter är en förutsättning för en fungerande marknad. Marknadens effektivitet störs nästan alltid av att konsumenternas begränsas eller hindras i möjligheterna att göra fria och rationella val. En av begränsningarna är svårigheterna att tillgodose konsumenternas informationsbehov. Behovet av särskilda informationsinsatser är större på marknader som nyligen öppnats för konkurrens. Särskilda informationsinsatser har länge funnits med bland regeringens förslag till åtgärder för att stärka konsumenternas ställning.

Ett annat hinder att agera på elmarknaden är problemen som förekommit kring hanteringen av leverantörsbyten. Konsumenter som försökt byta elleverantör har hindrats på grund av trögheter i systemet, något som bidragit till missnöje med elmarknadsreformen.

En Temo-undersökning som branschorganisationen Svensk Energi låtit genomföra visar att konsumenter som bytt elleverantör eller omförhandlat sitt elavtal blir allt fler. Attityden till elmarknadsreformen har blivit mer avvaktande jämfört med för ett år sedan. Fortfarande tycker dock drygt 60% att elmarknadsreformen är mycket bra eller bra.

Enligt elkonkurrensutredningen har det inte gått att hitta något som tyder på att priserna på slutkundsmarknaden har manipulerats. Utredningen menar därför att konkurrensen även här fungerar utan större anmärkningar. Vissa frågetecken finns ändå. Som exempel har framförts att skillnaderna mellan inköpspris och försäljningspris för företagen har ökat under det senaste året. ■

TABELL 10

Nordens fem största elproducenter och deras elproduktion år 2002

Producenter	Elproduktion 2002, TWh	Andel i Norden, %
Vattenfall	70,3	18
Fortum	46,5	12
Statkraft SF	40,4	11
Sydkraft	28,5	7
Pohjolan Voima Oy	16,6	4
Totalt Nordens största elproducenter	202,3	53
Totalt Norden¹	383,1	100

¹ Exkl. Island.

Källa: Nordel, Svensk Energi och årsredovisningar



Elsystem

I dagens samhälle är vi mycket beroende av el. För att kunna använda el dagligen krävs ett omfattande elsystem. El måste kontinuerligt produceras och överföras till konsumenterna. Vid varje tidpunkt måste produktionen och förbrukningen av el vara lika stora, för detta krävs omfattande balansreglering. Elproduktionen bör samtidigt ske till rimliga kostnader och inte påverka miljön i allt för stor utsträckning. I detta kapitel beskrivs elanvändningen, elproduktionen, elsystemets miljöpåverkan, elproduktionskostnader och överföring av el i ett nordiskt perspektiv.

Elanvändning

Elanvändningens utveckling är beroende av tillväxten i samhällsekonomin. Sedan 1990 har den totala elanvändningen i de nordiska länderna ökat med i genomsnitt 1,2% per år. Den största ökningen har skett i bostads- och servicesektorn, vilket bland annat kan förklaras av en växande servicesektor som utnyttjar

fler elektriska apparater samt en ökad användning av elvärme i Finland och Norge.

Elanvändning i Sverige

I Sverige har elanvändningen sedan början av 1970-talet ökat med närmare 3% per år. Ökningen var kraftig under 1970-talet, därefter har ökningstakten dämpats. Under perioden 1990–2001 steg den faktiska elanvändningen med 7,6% totalt, men om elanvändningen temperaturkorrigeras blir ökningen 5,8% under perioden. Sektorn bostäder, service m.m. står år 2002 för hälften av den totala elanvändningen, medan industrins andel är något mindre än 40%. En prognos för den svenska elanvändningen för år 2010 redovisas i tabell 11.

FAKTA – ELSYSTEM

El är en vara som vi i dagens samhälle är mycket beroende av. För att el ska kunna nå alla hushåll och industrier krävs ett omfattande distributionssystem.

Elenergi mäts enligt internationell standard i enheten joule (J). I Sverige används ofta wattimmar (Wh). En joule motsvaras av en wattsekund och då en timme motsvarar 3 600 sekunder är en wattimme följaktligen 3 600 J. När större energimängder mäts används olika prefix enligt nedan:

k	(kilo)	103	tusen
M	(Mega)	106	miljon
G	(Giga)	109	miljard
T	(Tera)	1012	biljon

Effekt, dvs. energiomsättning per tidsenhet, mäts i enheten watt (W). En watt motsvarar en joule per sekund. Den momentana elförbrukningen, effektförbrukningen, avser alltså den elenergi som omsätts under en sekund.

El är en vara som måste förbrukas i samma takt som den produceras. Det medför att elproduktionen hela tiden måste regleras för att stämma överens med förbrukningen. För att upprätthålla denna balans finns det i varje land en systemoperatör.

I Sverige är Svenska Kraftnät systemoperatör och har systemansvar. Det innebär att verket har ansvar för stamnätet och för att balansen mellan förbrukning och produktion upprätthålls i hela landet. För att upprätthålla balansen samarbetar Svenska Kraftnät med drygt 40 aktörer som har balansansvar för en eller flera elanvändare.

Elproduktionen sker i olika sorters anläggningar. Anläggningar som har en hög nyttjandegrad och som är konstruerade för att producera kontinuerligt brukar benämnas baskraft, hit räknas t.ex. kärnkraft.

Systemoperatören förfogar över störningsreserven, denna utgörs av framför allt gasturbiner som kan startas relativt snabbt om det uppstår problem i elsystemet.

Med reglerbar elproduktion avses kraftproduktion som relativt enkelt och till låg kostnad kan regleras uppåt eller nedåt för att anpassa produktionen till efterfrågevariationer. Begreppet ska ej förväxlas med reglerkraft, dvs. den kraft systemoperatören måste förfoga över för att momentant balansera produktion och användning. Det produktionsslag som är mest lönsamt att använda i reglersammanhang är vattenkraft.

Med oreglerbar kraftproduktion avses sådan produktion som inte kan eller endast till höga kostnader kan styras. Kraftproduktion i oreglerade vattendrag och vindkraft är två exempel. Även kraftvärme kan räknas till gruppen oreglerbar kraft.

Tillgången till reglerbar kraftproduktion är begränsad. Andelen oreglerbar kraft ökar stadigt i hela Nordeuropa då det framför allt är inom denna kategori som utbyggnad sker.

Industri

Industrins elanvändning är kopplad till den ekonomiska aktiviteten inom de olika branscherna. Under 1980-talet växte industriproduktionen med ca 2% per år och elanvändningen med drygt 3% per år. Under lågkonjunkturen i början av 1990-talet minskade industriproduktionen kraftigt, vilket ledde till att elanvändningen minskade med 3,2% per år mellan 1990 och 1992. Under perioden 1997–2002 ökade elanvändningen med drygt 1% per år. Uppgången förklaras främst av en hög tillväxt i massa- och pappersindustrin.

Elanvändningen varierar mellan de olika delbranscherna. Den s.k. elintensiva industrin; gruvindustri, massa- och pappersindustri, kemisk basindustri, järn- och stålverk samt metallverk stod år 2002 för nästan 70% av industrins totala elanvändning. Verkstadsindustrins andel uppgår till 13%. Närmare 90% av elen inom industrin används till processer och motordrift.

Bostäder, service m.m.

I bostads- och servicesektorn används el för

TABELL 11

Elanvändning åren 1990, 1996-2002 samt prognos för 2010, TWh

	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2010
Industri	53,0	51,5	52,7	53,9	54,5	56,9	56,2	56,0	58,6
Massa- och pappersindustri	20,0	19,3	20,5	21,1	21,6	22,8	21,6	21,7	23,2
Järn- och stålverk	4,8	4,9	4,9	4,9	5	5,4	5,3	5	5,3
Kemisk industri	6,2	5,5	5,8	5,8	5,9	5,8	6,1	6,6	7,0
Verkstadsindustri	7,2	7	6,9	7,1	7	7	6,8	7,4	7,5
Bostäder, service m m ¹	65	71,6	69,6	69,9	69,1	69	73	73,4	74,2
Elvärme	25,8	27,3	26,1	23,9	21,5	21,4	22,2		27,6
Hushållsel	17,9	19,3	18,6	19,4	16,9	17,7	19,1		21,1
Driftel	21,3	25	24,9	26,6	30,7	29,9	31,7		25,5
Transporter	2,5	3,1	3	2,8	3	3,2	2,9	2,7	3,2
Fjärrvärme, raffinaderier	10,3	6,3	6,8	6,6	6,3	6,5	6,7	5	4,6
Distributionsförluster	9,1	10,2	10,7	10,9	10,6	11,1	11,6	11,6	11,4
Total användning netto ²	139,9	142,7	142,6	144	143,5	146,6	150,5	148,7	152,0
Total användning netto temperaturkorrigerad	143,1	141,7	143,3	145	144,8	149,5	151,4		152,0

¹ Från år 2001 visar en fritidshusundersökning att användningen är betydligt högre än tidigare uppskattat värde.

² Dvs exkl. egenanvändning för el och värmeproduktion.

Uppgifterna är reviderade jämfört med föregående upplaga.

Källa: För åren 1990–2000 Energiläget 2002, Energimyndigheten.

För åren 2001–2002 SCB, För 2010 ER 13:2001,

Energimyndighetens klimatrappport, Energimyndigheten 2001.

uppvärmning av småhus, flerbostadshus och lokaler samt hushållsel i bostäder och driftel i lokaler. Även elanvändning för gatu- och vägbelysning samt vatten- och avloppsrening ingår i denna sektor. Elvärme svarar i dag för drygt 30% av den totala elanvändningen i bostads- och servicesektorn. Den faktiska användningen av elvärme varierar mellan åren bl.a. beroende på temperaturförhållandena. Hushållselen står för ca 25% av den totala elanvändningen i sektorn. Trots ett ökat antal hushåll och hushållsapparater har användningen varit relativt stabil under 1990-talet. Detta beror på teknikutveckling och förbättrad effektivitet hos nya hushållsapparater, som med tiden ersätter gamla produkter. Driftelen, som i dag står för drygt 40% av sektorns elanvändning, har ökat mest under 1990-talet. Denna ökning beror främst på det ökande antalet elektriska apparater inom servicenäringarna.

Transporter

Inom transportsektorn används el framför allt för framdrivning av fjärrtåg, tunnelbanetåg och till spårvagnar. Sektorns andel av elanvändningen utgör en mycket liten del av den totala inhemska elanvändningen, knappt 2%. Användningen är relativt stabil och år 2002 uppgick användningen till 2,7 TWh.

Fjärrvärme och raffinaderier

Elanvändningen inom fjärrvärmesektorn be-

står främst av leveranser till elpannor och värmepumpar. Leveranserna till elpannor minskade från 6,3 TWh år 1990 till 1,3 TWh år 2002. Elinsatsen till värmepumpar under år 2002 uppgick till 2,0 TWh. Elanvändningen inom raffinaderierna är relativt konstant och var 0,7 TWh år 2002.

Prognos för år 2010

I tabell 11 redovisas en prognos över elanvändningen för år 2010. Det bör påpekas att prognosen baseras på antaganden om ekonomisk utveckling och oljeprisutveckling. Elanvändningen bedöms öka med knappt 0,3% per år mellan åren 2002 och 2010.

Elanvändning i Danmark, Norge och Finland

Elanvändningen har ökat i alla de nordiska länderna mellan 1990 och 2002, se tabell 12. Störst ökning noteras i Finland med i genomsnitt 2,6% årligen sedan 1990.

I Norge och Finland står industrisektorn för en stor andel, 38 respektive 53% av den totala elanvändningen. Detta beror på att Norge och Finland i likhet med Sverige, har en stor andel energiintensiv industri. I Danmark, som har en annan industristruktur, står industrin för knappt 30% av elanvändningen. I stället används en större del i bostads- och servicesektorn (66%). En förklaring till detta är att jordbrukssektorn är relativt stor i Danmark.

TABELL 12

Elanvändning i Finland, Danmark och Norge 1990–2002, TWh

	FINLAND				DANMARK				NORGE			
	1990	1996	2001	2002	1990	1996	2001	2002	1990	1996	2001	2002
Industrin (inkl. energisektorn)	33	37	45	44	9	10	10	10	47	45	52	46
Bostäder och service m.m.	26	29	34	37	20	22	23	23	51	59	64	64
Transporter	0,4	0,5	1	1	0,2	0,3	1	1	0,6	0,6	1	1
Förluster	2,9	2,9	3	3	2,3	2,9	2,3	2,4	6,9	8,5	10	11
Total användning	62	69	82	84	31	35	35	35	105	113	125	121

¹ För år 2001 och 2002 ingår för samtliga länder transporter i bostäder och servicesektorn.

Källa: Bearbetning av uppgifter från Finska Energywindows, Adato Energia Oy, Danska Energistyrelsen, Norges SSB och Nordel.

Sett i ett internationellt perspektiv har alla nordiska länder utom Danmark en relativt hög genomsnittlig elanvändning per invånare. Viktiga orsaker är en hög andel elintensiv industri och det kyliga klimatet, se även avsnittet "Ett internationellt perspektiv".

Elproduktion

Elproduktionen i Norden baseras på vattenkraft, kärnkraft och konventionell värmekraft. Vidare finns en mindre mängd oljekondenskraft, gasturbiner samt vindkraft. I Norge sker elproduktionen framför allt med hjälp av vattenkraft och i Danmark med konventionell värmekraft. Det finska elproduktionssystemet baseras på konventionell värmekraft, kärnkraft och vattenkraft. I Sverige utgör vattenkraft och kärnkraft normalt ungefär 95% av den totala elproduktionen.

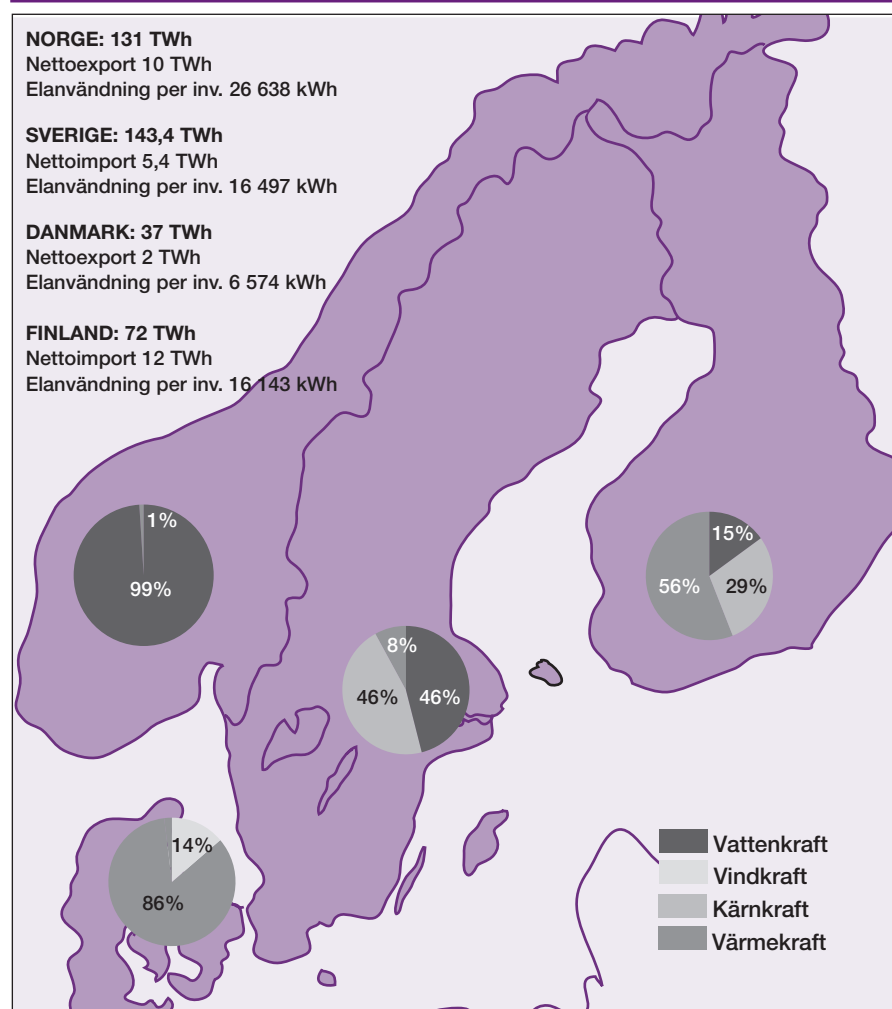
Elproduktion i Sverige

Figur 6 visar den svenska elbalansen vecka för vecka under åren 2001 och 2002. Elproduktionen varierar med elanvändningen, vilket innebär att produktionen är hög under vintern och låg under sommaren. Revisiöerna av kärnkraftsblocken förläggs till sommaren då efterfrågan på el är som lägst. Under våren och sommaren fylls vattenmagasinen och det magasinerade vattnet utnyttjas sedan under vintern fram till vårfloden.

Under år 2002 svarade såväl vattenkraften som kärnkraften för 46% av den svenska elproduktionen och den fossil- och biobränslebaserade produktionen för 8%. Den totala elproduktionen var 14 TWh lägre än år 2001 och uppgick till 143 TWh. Förklaringen till minskningen är att vattenkraftsproduktionen var rekordstor år 2001. Dessutom var produktionen i kärnkraftverken mindre än under 2001. Under år 2002 var Sverige nettoimportör av el. I tabell 13 visas den svenska elbalansen och Energimyndighetens bedömningar av utvecklingen på lite längre sikt. Bedömningarna utgår från de av riksdagen fattade energipolitiska besluten, vilket bl.a. innebär att dagens skatte- och avgiftssystem förutsätts gälla under hela prognosperioden. Prognosen

FIGUR 5

Figur 5 Elproduktion i de nordiska länderna, TWh och elanvändning per invånare år 2002 kWh/inv



för 2010 utgår från "normalårsproduktion". I övrigt utgår bedömningen från olika antaganden om den ekonomiska utvecklingen.

Elproduktion i Danmark

Danmarks elproduktion baseras till största delen på förbränning av kol och naturgas i kraftvärmeverk och kondenskraftverk. En mindre del av elproduktionen baseras på biobränslen. Elproduktionen i konventionella värmekraftverk stod år 2002 för drygt 87% av Danmarks totala elproduktion. Energi 21, den danska regeringens långsiktiga plan för en hållbar utveckling för energi i Danmark, har som mål att användningen av kol ska fasas ut och att användningen av biobränslen för elproduktion ska öka. Detta ska ske genom en ökad användning av halm och flis samt genom att biobränsleeldade värmeverk byggs om till kraftvärmeverk. Danmark har också satsat på en kraftig utbyggnad av vindkraften och har idag den största andelen vindkraftsproducerad el i Norden. År 2002 stod de danska vindkraftverken för 13% av den totala elproduktionen. Danmark har även en liten del vattenkraft som dock inte syns i statistiken.

Elproduktion i Finland

I Finland baseras elproduktionen på konventionell värmekraft, kärnkraft och vattenkraft. Den konventionella värmekraften stod år 2002 för 55% av den totala elproduktionen, kärnkraften för 30% och vattenkraften för 15%. De bränslen som utnyttjas mest i de finska värmekraftverken är biobränslen, kol,

FAKTA – ELPRODUKTION

Värmekraft – kraftverk i vilka värme omvandlas till elektrisk energi. Här innefattas kondenskraft, kärnkraft och kraftvärme. Konventionell värmekraft omfattar inte kärnkraft.

Kraftvärme – kraftverk som producerar både el och värme till angränsande fjärrvärmenät eller i industriella processer.

Gasturbinanläggning är i princip en "jetmotor" som driver en generator. Som bränsle används i Sverige huvudsakligen eldningsolja 1.

Ångturbinanläggning – i dessa anläggningar driver ånga generatorn. Ångturbiner kan finnas i både kondenskraftverk och i kraftvärmeverk.

Kondenskraftverk – anläggningar som producerar enbart el. De kondenskraftverk som finns i Sverige använder huvudsakligen olja. Kondenskraft produceras även i kraftvärmeverk med återkylare.

Vattenkraftverk – kraftverk som omvandlar vattnets rörelseenergi till elektrisk energi.

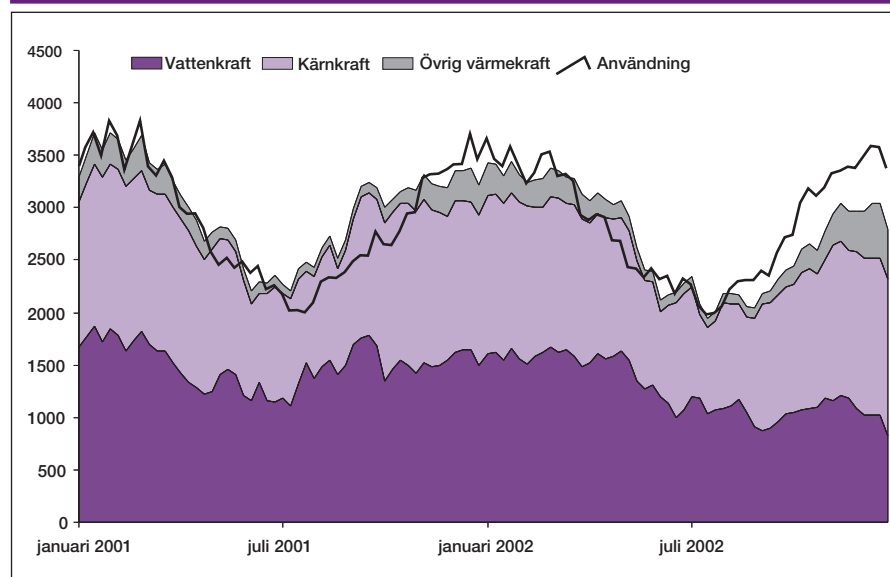
Kärnkraftverk – kondenskraftverk som utnyttjar kärnenergi för elproduktion.

Vindkraftverk – kraftverk som omvandlar vindens rörelseenergi till el.

Gaskombikraftverk – en kombinerad gasturbin- och ångturbinanläggning.

FIGUR 6

Sveriges elbalans 2001–2002, GWh/vecka



Källa: Kraftläget, Svensk Energi

TABELL 13

Elproduktion i Sverige åren 1990, 1996-2002 samt prognos för 2010, TWh

	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001 ⁴	2002 ⁴	2010
Produktion ¹	141,7	136,6	145,3	154,7	151,0	142,0	157,8	143,4	147,8
Vattenkraft	71,4	51,2	68,2	73,8	70,9	77,8	78,6	66,0	68,6
Vindkraft	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	3,9
Kärnkraft	65,2	71,4	66,9	70,5	70,2	54,8	69,2	65,6	63,6
Konv. Värmekraft	5,1	14,0	10,0	10,1	9,4	8,9	9,6	11,2	11,8
- Kraftvärme i industrin	2,6	4,0	4,2	4,0	3,9	4,2	3,8	4,7	4,9
- Kraftvärme i fjärrvärmenäten	2,4	7,1	5,6	6,0	5,6	4,7	5,7	6,0	6,8
- Kondens inkl. gasturbiner	0,0	2,8	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1
Användning ²	139,9	142,7	142,6	144,0	143,5	146,6	150,5	148,7	152,0
Varav distributionsförluster	9,1	10,2	10,7	10,9	10,6	11,1	11,6	11,6	11,4
Import-export ³	-1,8	6,1	-2,7	-10,7	-7,5	4,7	-7,3	5,4	4,2

¹ Nettoproduktion exkl. egenanvändning

² Pga avrundning överensstämmer totalsumman inte alltid med summan av delposterna

³ För år 1990 innehåller import och export även en statistisk restpost

⁴ Uppgifterna för år 2001 och 2002 baseras på preliminär statistik

Källa: För åren 1990-2000 Energiläget 2002, Energimyndigheten. För år 2001-2002 SCB EN 20 SM.

För år 2010 "Uppdatering av statistiken ER 9:2003, Energimyndigheten

TABELL 14

Elproduktion i Finland, Danmark och Norge, TWh

	FINLAND				DANMARK				NORGE			
	1990	1996	2001	2002	1990	1996	2001	2002	1990	1996	2001	2002
Produktion	52	66	72	72	24	50	36	37	120	104	122	131
Vattenkraft	11	13	13	11	0	...	...	...	120	103	121	130
Vindkraft	0	..	..	..	1	1	4	5	0	...	...	...
Kärnkraft	18	19	22	21	0	0	0	0	0	0	0	0
Konv. Värmekraft	23	36	36	40	24	49	32	32	1	1	1	1
- Kraftvärme i fjärrvärmenäten	9	12	14	15	8	15	30 ¹	30 ¹				
- Kraftvärme i industrin	8	10	11	12	0	2	2	2				
- Kondens	7	14	11	13	15	32	2	2				
- Gasturbiner	...	...	...	...								
Import-export	11	4	10	12	7	-15	-1	-2	-16	9	4	-10
Användning	62	69	82	84	31	35	35	35	105	113	125	121

...mindre än 0,1 TWh

¹Inklusive kondens.

²För Danmark samredovisas kondensproduktion med kraftvärmeproduktionen i fjärrvärmenätet fr.o.m. år 2000.

Anm: Pga avrundning överensstämmer inte alltid totalsumman med summan av delposterna

Källa: Bearbetning av uppgifter från finska Energia, Norges SSB, danska Energistyrelsen samt Nordel

TABELL 15

Tillgänglig effekt i de nordiska länderna den 31 december 2002, MW

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden ¹
Installerad effekt totalt ²	12 632	16 366	27 944	32 234	89 176
Vattenkraft	11	2 948	27 542	16 097 ³	46 598
Kärnkraft		2 640		9 424	12 064
Övrig värmekraft	9 733	10 735	305	6 374	27 147
- kondens ⁴		3 382	73	1 356 ⁸	4 811
- kraftvärme, fjärrvärme	9 019 ^{5,6}	3 655	12	2 462	15 148
- kraftvärme, industri	444 ⁷	2 820	185	957	4 406
- gasturbiner m.m.	270	878	35	1 599 ⁸	2 782
Vindkraft	2 888	43	97	339	3 367

¹ Exkl Island

² Effekten avser summan av de enskilda aggregatens nettoeffekt i kraftsystemet och kan därmed inte betraktas som totalt tillgänglig effekt vid en enskild tidpunkt

³ Inkl. norsk andel i Linnvasselv (25 MW).

⁴ Inkl. långtidskonserverad effekt i Finland (ca 230 MW)

⁵ Inkl kondens

⁶ Inkl långtidsreserv på Vendsysselværket (295 MW).

⁷ Inkl. industriella egenproducenter (ca. 24 MW).

⁸ Inkl. effekt i stationer som ingår i avtalen om effektreserv i Sverige

Källa: Bearbetning av statistik från Nordel

naturgas och torv. En liten del av elproduktionen baseras på olja. Finland har en relativt hög import från grannländerna, år 2002 nettoimporterades ca 12 TWh. För att kunna täcka den ökade elkonsumtionen samt minska importberoendet krävs en utbyggnad av det finska elproduktionssystemet. Detta har lett till en diskussion kring en utbyggnad av kärnkraften. Ett annat alternativ som diskuteras är att bygga ut naturgaskraften. I Fin-

lands nationella klimatstrategi från mars 2001 anges dessa två alternativ i syfte att minska kolanvändningen och därmed utsläppen av koldioxid.

Den finska regeringen och riksdagen har fattat ett principbeslut om att en femte kärnkraftsreaktor kan uppföras under våren 2002.

Elproduktion i Norge

Den norska elproduktionen baseras huvudsakligen på vattenkraft. År 2002 stod vattenkraften för 99,4% av den totala elproduktionen i Norge. Resterande elproduktion utgjordes huvudsakligen av naturgaskraft. Även i Norge diskuteras en utbyggnad av den naturgasbaserade elproduktionen. Målet i den norska energipolitiken är att produktionen i högre grad ska baseras på förnybara energikällor. Före år 2010 ska ytterligare 4 TWh vattenburen värme som producerats av förnybara energikällor användas och vindkraften ska byggas ut så att den årliga produktionen ökar till 3 TWh. En viktig del av den nuvarande regeringens energipolitik är en satsning på "koldioxidfria" gaskraftverk.

Installerad effekt i Norden

I tabell 15 presenteras den totala installerade nettoeffekten i de nordiska länderna vid utgången av år 2002. Vindkraften har ökat i samtliga länder men mest i Danmark och Norge. I Danmark har den installerade effekten i vindkraftverk ökat med 400 MW och i Norge har den ökat med 80 MW under 2002. I Sverige har den tillgängliga installerade ef-

fekten i kondenskraftverk och gasturbiner ökat till följd av Svenska kraftnäts upphandling av effektreserv, se vidare sidan 60 och framåt. Även den installerade effekten för kraftvärme inom industrin och fjärrvärmenätet har ökat något under året.

Vattenkraft

Vattenkraften stod för 54% av elproduktionen i Norden år 2002. Den totala installerade effekten var 46 600 MW vid slutet av året. Knappt 60% av den installerade effekten finns i Norge, 35% i Sverige och 6% i Finland. Danmark har en marginell vattenkraftsproduktion. Den samlade normalårsproduktionen i Norden uppgår till mellan 180 och 190 TWh. År 2002 var ett år med ovanligt liten tillrinning under andra halvåret i både Norge och Sverige, men årsproduktionen blev ändå över normalårsproduktion, totalt 207 TWh. Det beror på att vattenkraftsproduktion i Norge var större än normalt.

Tillrinning

År 2002 började som ett normalår och under våren var tillrinningen högre än normalt i Sverige. Runt vecka 20 förändrades bilden, tillrinningen minskade drastiskt och var sedan låg under resten av året. Totalt uppgick tillrinningen i Sverige till 57,8 TWh under året (ej spillvattenkorrigerad tillrinning). Ett normalår, definierat som medianen för tillrinningen under perioden 1950–1996, är tillrinningen 64,5 TWh. Tillrinningen de tre senaste åren redovisas i figur 7.

Magasinfyllnad

Magasinfyllnadsgraden i Sverige var normal i början av år 2002. Ända fram till vecka 30 låg fyllnadsgraden i både Sverige och Norge över den normala nivån. Sedan sjönk fyllnadsgraden kontinuerligt i båda länderna ända fram till slutet av året och var under årets sista veckor den lägsta på femtio år. Den låga fyllnadsgraden i de nordiska vattenmagasinen har lett till en oro för energibrist i Norden. Därför gick norska NVE och Svensk Energi i januari 2003 ut med uppmaningar om att spara el. I mars 2003 hade situationen förbättrats något, tack vara en något ökad tillrinning, men magasin-fyllnaden i Sverige var fortfarande mycket låg i förhållande till tidigare år (12% jämfört med cirka 30% i slutet av mars i under normala förhållanden). Fyllnadsgraderna för de senaste åren samt för ett normalår visas i figur 8.

TABELL 16

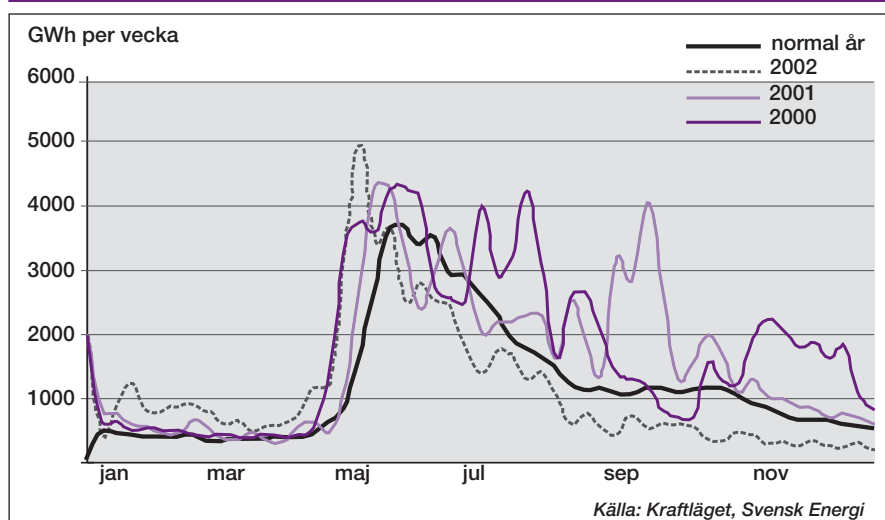
Norges, Finlands och Danmarks vattenkraftsproduktion, TWh samt installerad effekt, MW år 2002

	Produktion/TWh	Installerad effekt/MW
Norge	130	27 542
Finland	11	2 948
Danmark	0,03	11

Källa: Nordel

FIGUR 7

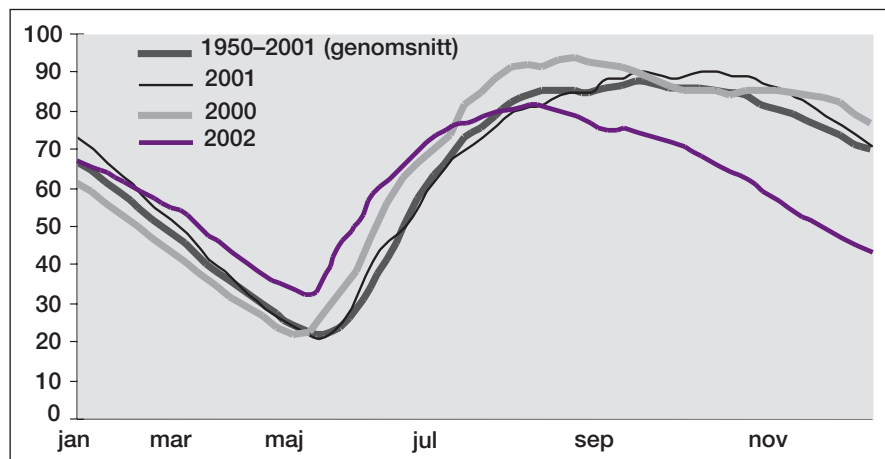
Tillrinning i Sverige under ett normalt år samt för 2000–2002, GWh/vecka



Källa: Kraftläget, Svensk Energi

FIGUR 8

Magasininnehåll i Sverige under ett genomsnittligt år samt 2000–2002, procent



Källa: Kraftläget, Svensk Energi

Vattenkraft i Sverige

I Sverige finns drygt 700 stora vattenkraftverk, med en installerad effekt större än 1,5 MW. Utöver dessa finns även omkring 1 200 små vattenkraftverk med en sammanlagd produktion på ungefär 1,5 TWh. Av Sveriges totala vattenkraftproduktion står de fyra största älvarna för ca 65% av produktionen, se tabell 17.

Under ett år med normal tillrinning finns kapacitet att producera omkring 65 TWh el exklusive förluster, vilket motsvarar ungefär

TABELL 17

Vattenkraftsproduktion i Sverige fördelad på älvar, TWh, samt installerad effekt den 31/12 2001, MW

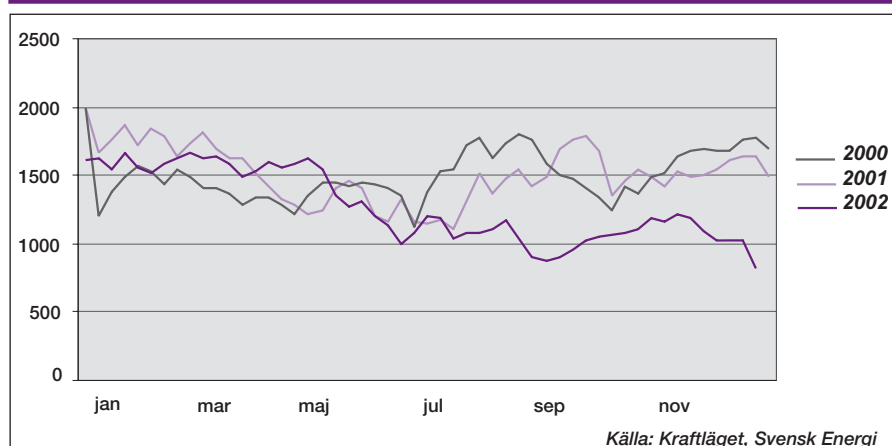
	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Installerad effekt
Lule älv	15,8	14,1	16,0	12,4	15,8	15,9	15,3	16,5	4 355
Skellefte älv	4,8	3,4	4,4	4,7	5,2	5,2	5,5	4,5	1 023
Ume älv	9,3	5,4	8,3	9,1	8,2	9,3	10,0	7,5	1 736
Ångermanälv inkl Faxälven	9,4	5,5	8,0	9,5	7,7	13,6	14,4	10,4	2 574
Indalsälven	9,7	7,5	10,2	10,4	10,0	11,7	10,9	9,6	2 101
Ljungan	1,9	1,6	2,1	3,4	2,4	3,1	2,5	1,8	606
Ljusnan	3,5	3,2	3,7	4,1	3,8	4,3	4,5	3,4	813
Dalälven	4,7	3,1	4,4	5,5	4,7	5,6	5,8	4,7	1 107
Klarälven	2,3	1,9	1,6	1,7	1,7	2,0	2,0	1,6	380
Göta älv	1,4	0,9	1,4	1,6	2,2	2,0	2,1	1,6	301
Övriga älvar	3,9	1,6	4,0	7,1	4,9	5,1	5,5	4,4	1243
Summa	71,4	51,0	68,1	73,6	70,4	77,8	78,5	66,0	16 239

Anm. Totalsummorna avviker något från den officiella statistiken.

Källa: Svensk Energi

FIGUR 9

Vattenkraftproduktion i Sverige 2000–2002, GWh/vecka



45% av landets totala elproduktion. Vattenkraftsproduktionen kan variera kraftigt beroende på tillrinning och magasininnehåll. Extrema torrår, till exempel år 1996, kan produktionen vara så låg som 51 TWh, medan den våta år kan uppgå till drygt 78 TWh. Den högsta årsproduktionen hittills uppnåddes år 2001 med 78,5 TWh. Den maximala volymen i långtidsmagasinen motsvarar en produktion på 33,6 TWh. I figur 9 ses vattenkraftsproduktionen de tre senaste åren.

Vattenkraft i Norge, Finland och Danmark

I Norge baseras i princip hela elproduktionen på vattenkraft. Ungefär 0,5 TWh el kommer från andra produktionsslag. Under år 2002 uppgick produktionen till 130 TWh. Finland producerade samma år 11 TWh el i vattenkraftverk. Danmarks produktion är marginell. Under 1990-talet har den varierat mellan 0,02 och 0,03 TWh. År 2002 var den 0,03 TWh.

Kärnkraft

I Norden finns det i dag sex kärnkraftverk som tillsammans har femton reaktorer i drift. Av dessa finns elva reaktorer i Sverige och fyra i Finland.

Elproduktionen i ett kärnkraftverk bestäms dels av anläggningens tillgänglighet och dels av maximieffekten. Värmebelastningen samt kapaciteten hos generatorerna begränsar maximieffekten. Elproduktionen kan ökas genom höjning av kärnkraftverkens effekt, men det förutsätter ofta om- eller tillbyggnader.

Tillgänglighet och energitullnyttjningsgrad

Tillgängligheten avgörs av oplanerade störningar och revisionsavställning. Under revisionen, som görs under sommaren då elbehovet är lägst, sker underhåll och inspektion av reaktorerna samt bränslebyte. Revisionen tar normalt omkring fyra veckor och reducerar den maximalt möjliga energitillgängligheten till 85–90 % på helårsbasis.

Energiutnyttjningsgraden i kärnkraftreaktorerna begränsas dels av nedreglering och dels av s.k. coast-down. Nedreglering innebär att anläggningen av ekonomiska skäl körs med reducerad effekt. Hur omfattande nedregleringen är beror bl.a. på efterfrågan och tillgången på vattenkraft.

Coast-down, eller utbränningsbetingad effektnedgång, innebär att bränslets anrikningsgrad anpassas för att minimera bränslekostnaderna. Variationer i efterfrågan gör att det inte är ekonomiskt att ladda reaktorerna så att den maximala produktionen uppnås. Laddningen dimensioneras därför så att

TABELL 18

Produktionsdata för svenska kärnkraftsreaktorer år 2002

REAKTOR	NETTOEFFEKT, MW	PRODUKTION, TWh			BORTFALL, TWh		
		Max tillgänglig ¹	Verklig ²	Coastdown	Nedreglering	Revision	Övrigt bortfall ³
Barsebäck 1	(600)	-	-				
Barsebäck 2	600	4,1	3,9	0,1	0,0	0,9	0,0
Forsmark 1	961	7,7	7,1	0,4	0,0	0,5	0,4
Forsmark 2	959	7,6	6,8	0,7	0,0	0,5	0,4
Forsmark 3	1155	9,6	9,1	0,4	0,0	0,3	0,3
Oskarshamn 1	445	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0
Oskarshamn 2	602	4,8	4,5	0,1	0,1	0,4	0,2
Oskarshamn 3	1160	9,4	8,9	0,1	0,2	0,7	0,3
Ringhals 1	835	6,4	6,0	0,3	0,0	0,7	0,2
Ringhals 2	870	7,0	6,5	0,4	0,0	0,6	0,1
Ringhals 3	920	7,3	6,9	0,3	0,0	0,7	0,1
Ringhals 4	915	6,4	5,9	0,4	0,0	1,6	0,1
Totalt	9422⁴	70,2	66,0	3,1	0,3	11,0	2,3

¹ Nettoeffekt * tillgänglighet för respektive reaktor * 8760 timmar² Nettoproduktion³ I övrigt bortfall ingår kylvattenpåverkan, yttre fel, periodiska prov och fel⁴ Exkl Barsebäck 1 som stängdes den 3 november 1999.

Källa: Sammanställning av uppgifter från Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB

reaktorernas produktionskapacitet avtar successivt under några veckor inför varje revision.

Kärnkraft i Sverige

År 2002 var kärnkraftproduktionen i Sverige 65,6 TWh, en minskning av produktionen med 5% jämfört med år 2001. En förklaring till den minskade produktionen är att Oskarshamn 1 varit avställd under året.

Tillgängligheten för de svenska reaktorerna år 2002 varierade mellan 77 och 95%, med en genomsnittlig tillgänglighet på 81%. Den relativt låga tillgängligheten beror på avstängningen av Oskarshamn 1. I ett internationellt perspektiv är medelvärdet för dessa typer av reaktorer drygt 80%. I sju av de svenska reaktorerna översteg energitillgängligheten 90%, se tabell 19.

Revisionsavställningens omfattning för de olika reaktorerna påverkar tillgängligheten. De flesta reaktorerna fullföljde revisionen enligt planerna under 2002. Den 7 december 2001 inleddes en omfattande modernisering av Oskarshamn 1, som pågick fram till januari 2003. Moderniseringen har inneburit att ett nytt säkerhetskoncept har införts för att höja säkerheten, introduktion av ett datorbaserat styrsystem och modernisering av kontrollrummet och byte till en effektivare turbin.

FAKTA – KÄRNKRAFT

Reaktorns årliga produktionspotential beräknas som antalet drifttimmar per år multiplicerat med anläggningens maximeffekt. Eftersom kraftverken själva använder el skiljer man mellan brutto- och nettoeffekt. I de svenska reaktorerna ligger nettoeffekten genomsnittligt på ca 95% av bruttoeffekten.

Det finns två olika mått på kärnkraftverkens effektivitet, utnyttjnings- och tillgänglighetsgrad. Energiutnyttjningsgrad anger förhållandet mellan faktiskt producerad och teoretiskt möjlig produktion av elenergi under en tidsperiod. Detta är av betydelse för värderingen av anläggningens ekonomi och därmed för produktionskostnaderna.

Energitillgänglighetsgraden anger i vilken omfattning reaktorn varit inkopplad på nätet, oavsett effekt, under tidsperioden.

Svenska drifttillstånd

Drifttillstånden för de svenska kärnkraftsreaktorerna är inte tidsbegränsade. Det är dock möjligt att införa speciella villkor för att bevara säkerheten enligt 8 § lagen om kärnteknisk verksamhet. Så länge tillståndsinnehavaren uppfyller lagens krav på säkerhet kan tillstånden inte dras in. För att stänga en reaktor måste lagen om kärnkraftens avveckling tillämpas. Denna antogs i december 1997 av riksdagen. Enligt 2 § i denna lag får regeringen fatta beslut för varje kärnkraftsreaktor att rätten att driva den ska upphöra vid en viss tidpunkt.

Barsebäck 1 stängdes den 30 november 1999. Barsebäck 2 skulle enligt regeringens bedömning stängas senast före utgången av år 2003, under förutsättning att bortfallet av produktion kan kompenseras genom minskad elanvändning och ökad tillförsel av ny elproduktion. Regeringens bedömning i mars

TABELL 19

Nettoproduktion i de svenska reaktorerna åren 1990, 1996-2002, TWh

Reaktor	I drift år	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Summa produktion fr. driftstarten	Tillgänglighet 2002 i procent
Barsebäck 1	1975	4,3	4,1	3,7	4,3	2,6	-	-	-	92,7	-
Barsebäck 2	1977	4,2	3,8	3,9	4,0	3,5	2,9	4,4	3,9	98,8	77,2
Forsmark 1	1980	6,2	7,3	5,4	7,3	7,6	5,7	7,3	7,1	146,8	91,3
Forsmark 2	1981	6,4	7,3	7,3	7,2	7,3	5,4	7,4	6,8	142,2	90,1
Forsmark 3	1985	7,9	8,8	9,0	9,0	8,8	7,9	8,2	9,1	146,2	95,1
Oskarshamn 1	1972	2,5	2,4	2,9	1,3	3,3	3,1	3,1	0,0	72,1	0,0
Oskarshamn 2	1974	4,0	3,8	4,4	4,4	3,2	3,9	4,7	4,5	110,1	91,3
Oskarshamn 3	1985	7,6	8,5	9,0	8,0	8,5	7,2	9,1	8,9	144,2	92,2
Ringhals 1	1976	4,5	6,5	2,2	5,6	4,9	3,2	5,8	6,0	123,2	86,9
Ringhals 2	1975	5,2	5,7	6,2	6,1	6,4	5,1	6,3	6,5	134,4	92,3
Ringhals 3	1981	5,9	6,8	6,6	6,4	7,0	6,2	6,3	6,9	125,3	90,3
Ringhals 4	1983	6,5	6,3	6,4	6,8	7,0	4,1	6,6	5,9	120,0	80,2
Totalt		65,2	71,3	67,0	70,4	70,1	54,8	69,2	66,0	1456	80,6

Källa: Sammanställning av uppgifter från Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB

TABELL 20

Bruttoeffekt, MW, och produktion, TWh, i de finska reaktorerna år 2002

Reaktor	I drift år	Bruttoeffekt	Produktion 2002	Tillgänglighet 2002
		MW	TWh	%
Loviisa 1	1977	488	7,3	85,6
Loviisa 2	1981	488		
Olkiluoto 1	1979	840	14,1	96,0
Olkiluoto 2	1982	840		
Totalt		2656	21,4	90,8

Källa: Finenergy

2003 var att riksdagens villkor för en stängning av Barsebäck 2 före utgången av 2003 inte är helt uppfyllda vad avser effektbalansen och påverkan på klimatet och miljön ("Vissa elmarknadsfrågor" prop 2002/03:85). Enligt regeringens bedömning bör frågan om Barsebäck's framtid hanteras tillsammans med förhandlingarna om de övriga kvarvarande reaktorerna. Regeringen utsåg i juni 2002 en förhandlingsman med uppdrag att genomföra överläggningar med industrin i syfte att förbereda en överenskommelse om en långsiktigt hållbar politik för den fortsatta kärnkraftsavvecklingen och omställningen av energisystemet. Regeringen betonar i propositionen dock vikten av att se över möjligheterna till en snabb stängning av Barsebäck 2.

Kärnkraft i Finland

I Finland finns det två kärnkraftverk med fyra reaktorer i drift. Dessa verk står för unge-

fär en tredjedel av Finlands totala elproduktion. I tabell 20 redovisas bruttoeffekten, vilket inkluderar anläggningens effektbehov. Under år 2002 producerades 21,4 TWh i de finska kärnkraftverken.

Den finska regeringen och riksdagen fattade under 2002 principbeslut om att en femte kärnkraftsreaktor kan uppföras i Finland. Reaktorns kapacitet kommer enligt ansökan att vara 1000–1600 MW och den ska uppföras antingen vid Loviisa eller Olkiluoto kärnkraftverk. Med hänsyn tagen till den fortsatta tillståndspeduren och byggprocessen kommer reaktorn kunna vara i drift omkring år 2010.

Konventionell värmekraft

I konventionella värmekraftsanläggningar produceras el genom förbränning av olika bränslen. I Norden används kol, olja, naturgas, torv samt biobränslen. Elproduktionen sker i kraftvärmeverk, kondenskraftverk och i gasturbiner.

I kraftvärmeverk produceras både el och värme. Kraftvärmeverk finns både inom industrin och i fjärrvärmenät. Skillnaden är att anläggningens produktion baseras på olika värmeunderlag. I fjärrvärmenät beror exempelvis elproduktionens storlek till stor del på temperaturen utomhus. I industrins kraftvärmeverk är det istället företagets processvärmebehov som styr elproduktionens möjliga storlek. Produktionens storlek styrs även av elpriset.

Konventionell värmekraft i Sverige

I Sverige uppgick elproduktionen baserad på konventionell värmekraft till 11,2 TWh, vilket svarar för ungefär 8% av den totala produktionen under år 2002. Tabell 21 och 22 redovisar elproduktionen och bränslefördelningen i konventionell värmekraft i de nordiska länderna år 2002.

I kraftvärmeverken i fjärrvärmenätet stod kol och hyttgas tillsammans för 45%, medan olja stod för 19% av bränsletillförseln för elproduktion under 2002. Andelen olja har minskat sedan år 1999. Naturgas och biobränslen, torv m.m. svarade för 6% respektive 30%. På grund av skattetekniska skäl är andelen fossila bränslen i elproduktion hög. I kraftvärmen i industrin dominerar användningen av biobränslen och olja. Dessa bränslen stod för 65% respektive 32% av bränsletillförseln för elproduktion under 2002.

Sedan 1996 har flera svenska kondenskraftverk tagits ur bruk. Den hårda konkurrensen på marknaden har gjort att kraftföretagen inte anser sig ha råd att driva verken eftersom de endast utnyttjas vid effekttoppar och därmed fungerar som reservkraft. På den nordiska elmarknaden importerar i stället företagen el från grannländerna. År 1996 fanns sju större kondenskraftanläggningar på totalt omkring 2 820 MW. I dag är bara en av dessa anläggningar tillgänglig på marknaden, denna har en effekt på ca 340 MW. Utöver denna anläggning finns ett par anläggningar som Svenska Kraftnät har upphandlat för att säkra elproduktionskapaciteten vid mycket kallt väder. Anläggningarna utgör den s k effektreserven. Mer information om upphandlingarna finns i kapitlet Effektproblematiken.

Konventionell värmekraft i övriga Norden

Av Danmarks totala elproduktion stod konventionell värmekraft för drygt 32 TWh år 2002, vilket motsvarar drygt 87%. Av det svarade kol för 54% och naturgas för 29%. Ungefär 6% kommer från biobränslen. I Finland var andelen konventionell värmekraft 55%, vilket motsvarar 40 TWh el under år 2002. Biobränsle och torv stod för 39% av produktionen, kol för 31% och naturgas för 24%. I Norge utgör den konventionella värmekraften mindre än 1% av den totala elproduktionen.

TABELL 21

Elproduktion i konventionell värmekraft i de nordiska länderna år 2002, TWh

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Konventionell värmekraft	32,5	40,0	0,8	11,2
Kraftvärme i fjärrvärmenäten	30,2 ¹	14,6	0,0	6,0
Kraftvärme i industrin	2,1	12,3	0,4	4,7
Kondens	2 ²	12,9	0,2	0,5
Gasturbin	-	0,0	0,2	0,0

¹ Inklusive kondensproduktion

² Samredovisas med kraftvärmeproduktionen i Danmark

Källa: För Danmark, Norge och Finland: Nordel. För Sverige: SCB.

TABELL 22

Elproduktion i konventionell värmekraft fördelat per bränsle i de nordiska länderna år 2002, TWh

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Biobränsle, torv mm	1,9	15,5	0,0	3,8
Kol	17,3	12,4	0,0	2,3
Naturgas	9,5	9,4	0,2	1,2
Olja	1,0	1,6	0,0	3,4
Övrigt	2,6	0,9	0,6	0,5
Totalt	32,3	39,8	0,8	11,2

Källa: Nordel

El från förnybara energikällor

Begreppet förnybar energikälla betyder att energikällan kan reproduceras i samma takt som den utnyttjas. Till dessa energikällor räknas bland andra vattenkraft, vindkraft, bioenergi, solenergi samt geotermisk energi. I figur 10 visas hur stor andel av den totala elproduktionen som härrör från förnybara energikällor i de nordiska länderna.

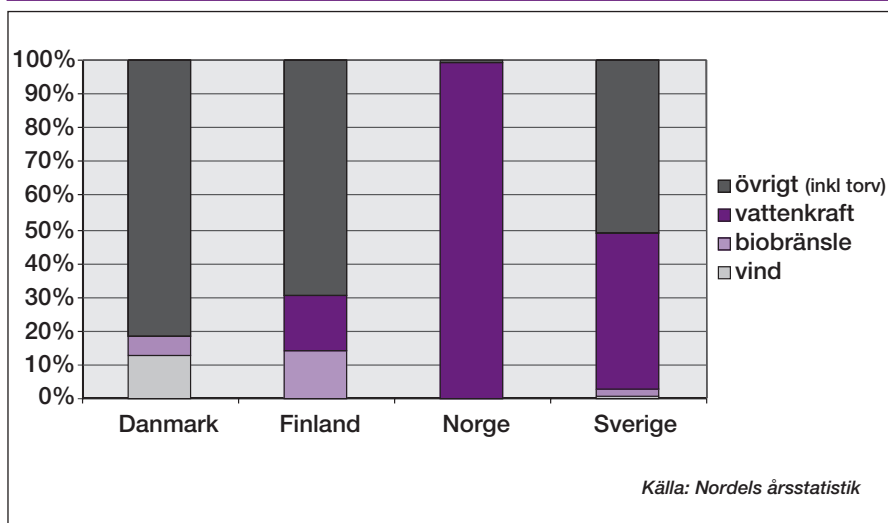
Sverige

I Sverige produceras en stor andel el från förnybara energikällor. Vattenkraften svarade år 2002 för 66 TWh, vilket var 46% av den totala elproduktionen i Sverige. I produktionen av kraftvärme i fjärrvärmesystemen har användningen av biobränslen ökat. Under 2002 användes biobränslen för att producera ca 3,8 TWh el i kraftvärme och industriellt mottryck.

Antalet vindkraftverk i Sverige ökar stadigt. Bidragande orsaker till detta är sjunkande kostnader, en ökad medvetenhet angående klimatfrågor, förväntningar om stigande intäkter från elförsäljning samt statliga stödssystem. Under senare år har storleken ökat på de verk som har uppförts. Medianstorleken för verken som togs i drift 2002 var 850 kW medan den var 660 kW år 2000. Vindkraftens bidrag till elproduktionen under 2002 utgjorde 0,57 TWh, vilket är en ökning med 17% jämfört med år 2001. Vindkraften svarade för

FIGUR 10

Andelen el från förnybara energikällor av den totala elproduktionen i de nordiska länderna 2002, procent



0,4% av den totala elproduktionen i landet under 2002. Det byggdes nära 50 nya vindkraftverk i Sverige och vid årsskiftet 2002/2003 fanns totalt 620 vindkraftverk. Den sammanlagda effekten i svensk vindkraft var 339 MW vid utgången av år 2002, en ökning med 16% från föregående årsskifte.

Danmark

Av Danmarks 37 TWh el som producerades i konventionell värmekraft stod biobränsle endast för 1,9 TWh. I Danmark har intresset för vindkraft varit större än i Sverige, vilket till stor del beror på det danska stödsystemet. Vid utgången av år 2002 fanns en total installerad effekt på 2 888 MW. Under 2002 var den totala elproduktionen i de danska vindkraftverken 4,9 TWh vilket motsvarade 13% av den totala elproduktionen.

Norge

I Norge producerade vattenkraften 130 TWh el vilket motsvarar 99,3% av den totala produktionen under år 2002. Vindkraftens installerade effekt är mycket liten i jämförelse med Danmark och Sverige, men har ökat under året från 17 till 97 MW. Vindkraftsverken producerade sammanlagt 0,04 TWh under 2002.

Finland

Vattenkraften stod för 10,6 TWh el eller 15% av den totala elproduktionen under 2002. I Finland produceras ca 9,5 TWh av landets el med hjälp av biobränslen och 6 TWh med torv i konventionella värmekraftverk. Vindkraftproduktionen i Finland uppgick under året till 0,07 TWh och den installerade effekten var 43 MW vid utgången av år 2002.

Ny elproduktionsteknik

För att en ny teknik ska få ett kommersiellt genombrott krävs att tekniken är konkurrenskraftig och att den inom överskådlig tid har en tydlig marknad. Även om den svenska energimarknaden är av speciellt intresse, måste det i regel finnas en potentiell internationell marknad som drivkraft för de teknikutvecklande företagen. Konkurrenskraften styrs förutom av den tekniska potentialen av flera andra faktorer, såsom utvecklingen av elpriser, bränslepriser, skatter, bidrag samt möjlighet att erhålla erforderliga tillstånd. Nedan presenteras de nya elproduktionstekniker, inklusive kraftvärme, som enligt rapporten "El från nya anläggningar" (Elforsk, Rapport nr 2000:1) ligger närmast till hands för att kunna nå ett kommersiellt genombrott fram till år 2010. Rapporten kommer inom kort att uppdateras av Energimyndigheten i samarbete med Elforsk.

Evaporativ gasturbin (EvGT) är en teknik som går ut på att höja verkningsgraden hos en gasturbin genom att utnyttja energin i de varma rökgaserna. Tekniken har möjlighet att nå samma verkningsgrad som en kombicykel, en process som ger mer el än direktförbränning genom att en del av bränslet först omvandlas till gas. EvGT har en lägre investeringskostnad och är en stark konkurrent till naturgasbaserade kombianläggningar och andra gasturbinprocesser.

Vid **förgasning av biobränslen** används den producerade gasen i en kombicykel, vilket medför att elverkningsgraden höjs. Elverkningsgraden hos demonstrationsanläggningar beräknas vara drygt 30%, men hos optimerade anläggningar i kommersiell skala beräknas elverkningsgraden kunna bli mellan 40 och 45%. Det svenska intresset kommer att bero på elpriset och vilka politiska styrmedel som inrättas för att främja förnybar elproduktion.

I en **indirekt eldad gasturbin** eldas bränslet i en konventionell fastbränslepanna, varvid värmen överförs till turbinens arbetsmedium via en värmeväxlare. Fördelen är att turbinen inte riskerar att skadas av föroreningar från bränslet. Begränsningen ligger i värmeväxlarens kapacitet. Tekniken, som är ett alternativ till effektiv fastbränslebaserad kraftvärme, kan bli intressant för Sverige och då i första hand kopplat till biobränslen.

Mikroturbin är en benämning för gasturbiner med en eleffekt mellan 30 och 200 kW. Dessa

kan komma att användas för distribuerad elproduktion och småskalig kraftvärme. Även bilindustrin visar stort intresse för mikroturbiner. Genom Vattenfall/Volvos satsningar ligger Sverige långt fram i utvecklingen.

Stirlingmotorn är en värmemotor med yttre förbränning som fungerar med luft eller gas som arbetsmedium. I dag används Stirlingmotorer i olika applikationer, till exempel i ubåtar. En annan intressant tillämpning är hybridfordon. I en nära framtid kan småskalig biobränslebaserad kraftvärme från Stirlingmotorer komma att bli intressant.

I en **bränslecell** produceras elektrisk energi direkt från kemisk energi via en elektrokemisk cell. Den elektrokemiska cellen är uppbyggd ungefär som ett batteri, med två elektroder på varsin sida om en elektrolyt. Skillnaden ligger i att elektroderna inte förbrukas eftersom de reagerande ämnena, väte och syre, tillförs kontinuerligt. Den huvudsakliga utvecklingen av bränslecellstekniken sker i Nordamerika och Japan. Starkt drivande är intresset för tillämpningar inom transportområdet. Tekniken kan även komma att användas för småskalig kraftvärme.

Med hjälp av **solceller** kan solljus omvandlas direkt till elektricitet. För konventionell kraftproduktion anses tekniken vara för dyr. Detta medför att solcellstekniken även i fortsättningen kommer att användas inom vissa nischmarknader. I dag används solceller bl.a. på platser där det är svårt att dra fram det ordinarie nätet, exempelvis enligt belägna fyrrar.

Stöd till nya tekniker

Energimyndigheten främjar utvecklingen av ny teknik som bidrar till utvecklingen av ett ekonomiskt och ekologiskt uthålligt energisystem genom att stödja forskning och utveckling inom energiområdet. Inom området för nya elproduktionstekniker finns ett antal forskningsprogram vilka till stora delar finansieras av Energimyndigheten. Dessa program omfattar exempelvis grundläggande och tillämpad forskning inom områdena sol-el, vindkraft och bränsleceller och utveckling av artificiell fotosyntes. Vidare pågår forskning kring förbränning och förgasning av fasta bränslen för kraftvärmeproduktion och termiska processer för elproduktion m.m. Energimyndigheten lämnar också stöd till utvecklings- och demonstrationsprojekt som syftar till att ta fram nya lösningar för hur de nya teknikerna för elproduktion kan implemente-

ras i befintliga system. Vidare finns det även ett antal utvecklingsprogram och kompetenscentra inom området elteknik, vilka delfinansieras av Energimyndigheten.

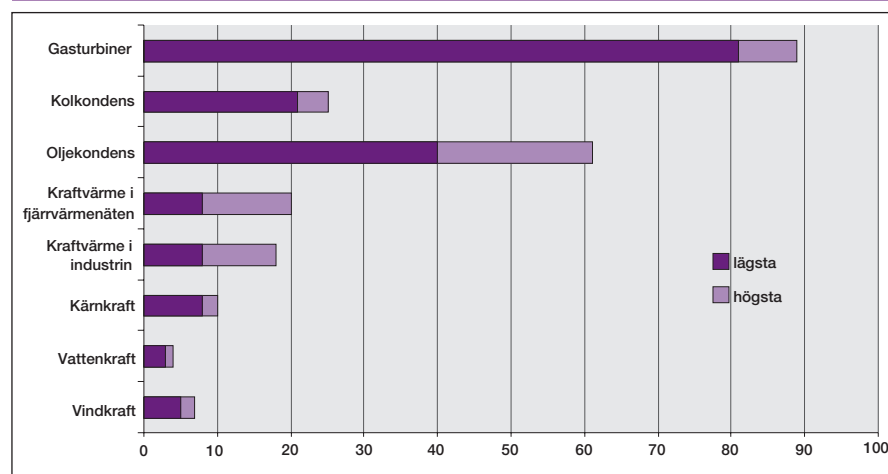
Elproduktionskostnader

Kostnaderna för de olika kraftslagen i elproduktionen är ungefär desamma i de nordiska länderna, bortsett från skatter och bidrag. Elproduktionskostnaderna som redovisas i figur 11 och 12 är beräknade på svensk elproduktion, men visar ungefärliga kostnadsnivåer för elproduktionen i samtliga nordiska länder.

Beräkningarna avser kostnader exklusive eventuella bidrag. I Sverige är elproduktionen i princip skattebefriad. För de produktionsslag som är beskattade ingår skatterna i de beräknade kostnaderna nedan. Mer information om detta finns i kapitlet Styrmedel.

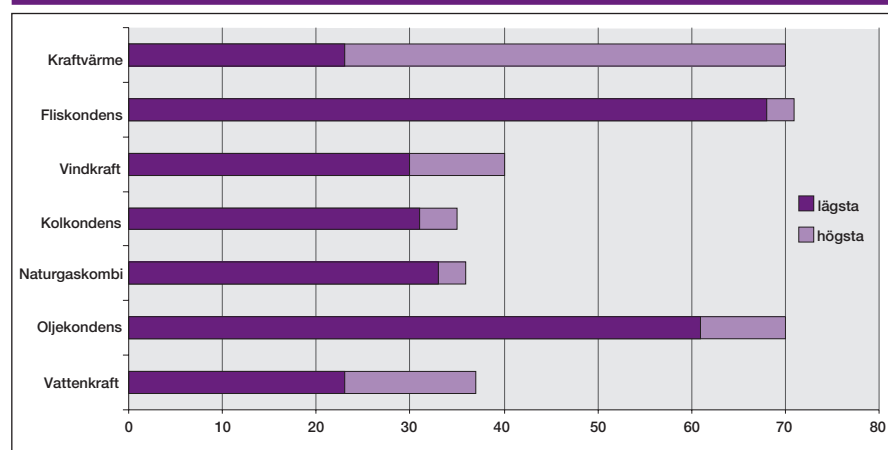
FIGUR 11

Rörliga produktionskostnader i befintligt elproduktionssystem, öre/kWh



FIGUR 12

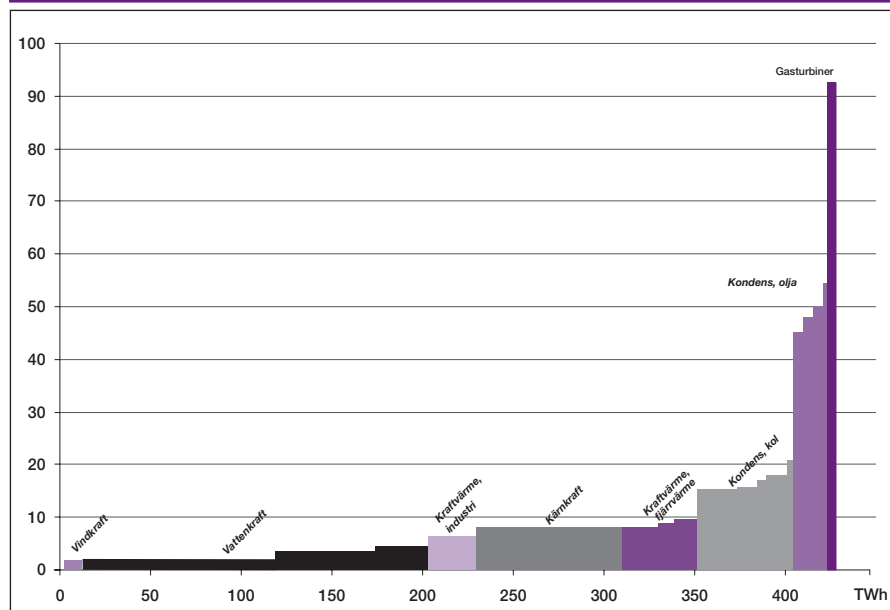
Totala elproduktionskostnader för ny elproduktion, öre/kWh



Källa, Fig 11 och 12: Energimyndighetens sammanställning och bearbetning av uppgifter från Elforsk rapport 2000:01, "El från nya anläggningar"

FIGUR 13

Produktionsförmågan i Norden under normalår och dess rörliga produktionskostnad år 2002, öre/kWh



Rörliga produktionskostnader

De rörliga elproduktionskostnaderna i det befintliga systemet består av bränslekostnader samt drift- och underhållskostnader. I beräkningarna har bränslepriser för år 2002 använts.

För vattenkraften ligger de rörliga kostnaderna mellan 3 och 7 öre/kWh. Vindkraftens rörliga produktionskostnader ligger mellan 5 och 7 öre/kWh beroende på vindförhållanden och tillgänglighet. Kärnkraftens genomsnittliga rörliga produktionskostnader uppskattas till ungefär 8 öre/kWh, inklusive skatt och kärnavfallsavgift.

När det gäller kraftvärme i industrin har massa- och pappersindustrin tillgång till i stort sett gratis bränsle i form av till exempel bark och returlutar. Anläggningarna använder även fossila bränslen. De rörliga produktionskostnaderna varierar med bränslekostnaden, som är lägre för biobränslen och högre för olja. De rörliga produktionskostnaderna för kraftvärme i fjärrvärmenäten varierar även de med insatt bränsle. Lägst är kostnaderna för avfallsbaserad produktion och högst för biobränslen.

För oljekondensverken varierar de rörliga produktionskostnaderna mellan 40 och 46 öre/kWh om eldningsolja 5 används. Om eldningsolja 1 används blir kostnaderna mellan 55 och 61 öre/kWh. Högst rörlig produktionskostnad har gasturbiner, som eldas med Eo1. Kolkondens har en rörlig produktionskostnad på mellan 21 och 25 öre/kWh.

Ny kraftproduktion

De totala elproduktionskostnaderna för ny kraftproduktion består av rörliga kostnader, kapitalkostnader och övriga fasta kostnader. De kostnader som presenteras i figur 12 bör användas med försiktighet, eftersom varje anläggning är unik och de lokala förutsättningarna har stor betydelse för de totala kostnaderna. Speciellt gäller detta kostnaderna för kondensanläggningarna, eftersom inga nya sådana byggts i Sverige under de senaste tjugo åren. I figuren redovisas intervall för kostnaderna, variationerna beror på olika antaganden om ränta, avskrivningstid, bränsle, utnyttjningstid, anläggningens storlek samt storleken på värmekrediteringen i kraftvärmeverk.

Ny storskalig utbyggnad av vattenkraft ger en produktionskostnad på ungefär 25 öre/kWh. För enstaka vattenkraftstationer, större än 10 MW, uppskattas den övre kostnaden till ca 37 öre/kWh.

Den totala produktionskostnaden för landbaserad vindkraft varierar mellan 30 och 36 öre/kWh (utan stöd) beroende på vindförhållanden. Kostnaderna för havsbaserad vindkraft är något högre, över 40 öre/kWh.

Intäkterna från värmeproduktion reducerar elproduktionskostnaderna i kraftvärmeanläggningar, så kallad värmekreditering. Krediteringen är beräknad på den producerade värmen och dess nivå på den alternativa produktionskostnaden. Även här varierar produktionskostnaderna kraftigt. Spridningen beror på anläggningarnas storlek, använt bränsle och vald kreditering.

Utbudskurva

Den totala produktionsförmågan i det nordiska elförsörjningssystemet är mycket beroende av tillrinningen till vattenkraftsystemen i Norge och Sverige. Skillnaden mellan ett torrt och ett vått år i Norden kan uppgå till 70 TWh. I figur 13 redovisas den nordiska utbudskurvan under ett normalår. De redovisade elproduktionskostnaderna avser den rörliga kostnaden. Figuren ger en översiktlig bild över hur produktionskapaciteten utnyttjas med hänsyn till kostnaden.

Miljöpåverkan

I Norden som helhet står elproduktionen för en relativt liten del av utsläppen av miljöförstörande ämnen tack vare den stora andelen vatten- och kärnkraft i systemen. Vatten- och kärnkraftsanläggningar är inte utan miljöpåverkan, men är vid normal drift nästan ut-

släppsfria. Utsläppsbilden ser dock olika ut i de enskilda länderna. I Norge sker i princip inga utsläpp från elproduktionen tack vare att vattenkraftsproduktionen står för drygt 99% av den totala elproduktionen. I Danmark däremot, vars elproduktion till stor del baseras på förbränning av fossila bränslen, står elproduktionen för närmare 40% av landets koldioxidutsläpp.

Bränslebaserad elproduktion

Vid förbränning av ett bränsle bildas emissioner av olika slag som släpps ut till luften. Koldioxid, kväveoxider och svaveldioxid beskrivs närmare nedan. Utöver dessa sker även utsläpp av bl.a. stoft, kolväten, koloxid, reducerat kväve (ammoniak) och dikväveoxid (N₂O). Stoft (partiklar) bidrar till nedsmutsning, men kan även ge hälsoeffekter på andningsvägarna. Vissa kolväten är cancerogena, andra bidrar till bildningen marknära ozon. Koloxid försämrar syreupptagningsförmågan i blodets hemoglobin. Dikväveoxid bidrar till växthuseffekten.

Av de fossila bränslena är naturgas det ”renaste” bränslet. Naturgas är praktiskt taget fritt från tungmetaller och svavel samtidigt som koldioxidutsläppen är lägre än för både olja och kol. Förbränning av biobränslen förutsätts inte ge något nettotillskott av koldioxid till atmosfären, givet att uttaget av biomassa inte överstiger tillväxten. Däremot ger biobränsleledning upphov till något högre utsläpp av metan och dikväveoxid (växthusgaser) och koloxid. Torv innehåller bl.a. svavel, svavelhalten i torv varierar med torvslag.

Koldioxidutsläpp

Koldioxid (CO₂) är en gas som bildas vid förbränning. Utsläpp av koldioxid kan leda till en ökad växthuseffekt. Koldioxid leder även indirekt till nedbrytning av ozonlagret genom att orsaka en temperaturhöjning i det atmosfäriska skiktet närmast jorden, vilket leder till en motsvarande temperatursänkning i skikten utanför dessa och ozonnedbrytande föreningar är mer verksamma ju lägre temperaturen är.

Kväveoxider och svaveldioxid

Kväve- och svaveloxider (NO_x och SO₂) bildas vid förbränning som nitrat- och sulfationer. Kvävet kommer främst från förbränningsluften, som innehåller nästan 80% kväve. Svavlet kommer från bränslet. Gaserna omvandlas i atmosfären till salpeter- och svavelsyra (HNO₃ och H₂SO₄) och faller ned

med nederbörden, så kallad ”våtdeposition”, eller deponeras direkt som svaveldioxid eller kvävedioxid, ”torrdeposition”. Kväveoxider bidrar till försurning, men också till övergödning. Kväveoxider reagerar med kolväten och bidrar även till bildning av marknära ozon, vilket ger skador på växtlighet samt andningsvägarna hos djur och människor. Svaveldioxider i höga halter skadar luftvägarna.

Vattenkraft

Vattenkraftutbyggnad påverkar omgivningen genom att landskapsbilden och biotoper förändras, den biologiska mångfalden minskar och fisket, kulturminnesvård och friluftsliv störs. Vattenkraftens skador på landskapet är stora och till stor del irreparabla och begränsas inte bara till älvfåran utan påverkar även det omkringliggande landskapet.

Kärnkraft

Gränsvärdena för utsläpp av radioaktivitet är satta så att de individer som utsätts (personal på verken) ska få högst dosen 0,1 mSv per år, att jämföra med den naturliga bakgrundsstrålningen som ger en dos på drygt 4 mSv per år. Vid normala förhållanden är utsläppen långt under gränsvärdet. Kärnkraftens miljöpåverkan ligger i omhändertagandet av det radioaktiva avfallet som uppstår vid drift, i de risker som finns för ett större utsläpp vid ett haveri samt vid uranbrytningen.

Vindkraft

Vindkraftens miljöpåverkan består i förändringar av landskapsbilden, då det krävs stora arealer för att ge ett väsentligt tillskott av elproduktion. Vindkraftverken ger vid drift ifrån sig ljud som kan upplevas som störande. De kan också påverka radiokommunikationer. Vid byggande av havsbaserade kraftverk kan djurlivet, i första hand fågellivet, komma att störas. Inga andra direkta miljöeffekter har kunnat påvisas.

Eldistribution

Vid överföring av el görs ingrepp i naturen, det tydligaste exemplet är kraftledningsgator. Miljöstörningarna är ringa och av lokal karaktär, men inverkan på skogsbruket kan vara desto kraftigare. Det elektromagnetiska fält som uppstår runt en högspänningsledning kan vara en hälsoaspekt. Bedömningen när det gäller lågfrekventa elektromagnetiska fält är att försiktighetsprincipen ska tillämpas, då det inte finns några gränsvärden.

Utsläpp från elproduktionen i Sverige

År 2001 stod elproduktionen för 1,8 miljoner ton koldioxid, vilket motsvarar 3% av Sveriges totala koldioxidutsläpp. Elproduktionen är befriad från koldioxidskatt, vilket har lett till en hög andel av fossila bränslen i elproduktionen.

Svaveloxidutsläppen från elproduktionen har varierat mellan 3 och 7 tusen ton under de senaste tio åren med undantag för torråret 1996 och åren 2000 och 2001. Kväveoxidutsläppen har varierat mellan 3 och 6 tusen ton under samma period. Under torråret 1996 medförde den låga elproduktionen i vattenkraftverken att produktionen i de förbränningsbaserade anläggningarna ökade, vilket i sin tur ledde till ökade utsläpp av såväl svaveldioxid, kväveoxider som koldioxid. Under våtåren 2000 och 2001 var situationen den omvända och utsläppen blev därför betydligt lägre än tidigare år.

Svavel- och kvävenedfallet över Sverige härrör till största delen från utländska källor. Det beror på att svavel och kväveföreningar har en uppehållstid på ett par dagar, ibland upp till en vecka, i atmosfären innan de återbördas till marken. Sverige, som ligger i västvindsbältet, har ett utsatt läge för lågtryck och fronter från väst och sydväst. Även via sydliga vindar kommer stora mängder luftföroreningar till Sverige när högttryck byggs upp över kontinenten. Men Sverige exporterar också luftföroreningar till grannländerna, främst Ryssland, Finland, Norge, Polen och de baltiska staterna, även om den största delen avsätts i havet.

När det gäller utsläpp per kWh kan en nedåtgående trend ses för hela 1990-talet, med undantag för 1996, vilket berodde på en låg vattenkraftproduktion det året. I tabell 23 redovisas Sveriges totala utsläpp av koldioxid, svaveldioxid och kväveoxid mellan åren 1990 och 2001. I tabell 24 anges utsläppen per kWh under samma tidsperiod.

TABELL 23

Utsläpp av koldioxid, svaveldioxid och kväveoxider i Sverige åren 1990, 1996–2001

	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Koldioxid, miljoner ton							
Elproduktion	1,4	5,1	4,0	3,9	2,9	1,5	1,8
Totalt i Sverige	56,1	62,1	57,1	58,1	56,5	55,9	55,3
Kväveoxider, tusen ton							
Elproduktion	2,8	6,0	5,4	5,1	3,2	1,3	2,0
Totalt i Sverige	349	309	291	277	267	247	251
Svaveldioxid, tusen ton							
Elproduktion	3,2	8,0	7,0	6,3	3,8	1,2	2,0
Totalt i Sverige	111	74	66	63	54	58	60

Anm: Utsläppen av koldioxid inkluderar inte biobränslen, sankor eller bunkring. Statistiken är reviderad jämfört med tidigare upplaga.

Källa: SCB, Naturvårdsverket.

Bestämmelser om kväveoxid- och svaveldioxidutsläpp

För kväveoxider har riksdagen fastställt riktlinjer för utsläpp från förbränningsanläggningar. Rikt- eller gränsvärden fastställs för varje enskild anläggning i samband med miljöprövning.

I och med införandet av miljöbalken (lag 1998:808) infördes även en förordning om miljökvalitetsnormer (1998:897). I miljökvalitetsnormerna listas dygns-, vecko- och årsmedelvärden som inte får överskridas i orter av en viss storlek samt årsmedelvärde för skydd av vegetation utanför dessa orter. I dag finns miljökvalitetsnormer för svaveldioxid och fr.o.m. 1 januari 2005 finns normer för partiklar och 1 januari 2006 även för kvävedioxid och kväveoxider. Utöver dessa finns även normer för bly (endast årsmedelvärde).

TABELL 24

Utsläpp från elproduktion av svaveldioxid, kväveoxid och koldioxid per kWh i Danmark, Finland och Sverige åren 1990, 1995–2000

	SO ₂ (mg/kWh)			NO ₂ (mg/kWh)			CO ₂ (g/kWh)		
	Danmark	Finland	Sverige	Danmark	Finland	Sverige	Danmark	Finland	Sverige
1990	3 167	1 014	30	2 503	734	30	604	189	11
1995	1 659	388	28	1 322	436	28	478	210	22
1996	1 784	423	51	1 486	473	59	534	272	31
1997	1 050	380	14	1 131	420	21	460	220	12
1998	776	280	13	918	310	20	415	170	11
1999	574	280	13	793	320	19	377	170	11
2000	240	280	13	725	310	18	361	170	12

Källa: Nordels årsstatistik

Kommunerna ska kontrollera att normerna uppfylls. Tillstånd får inte beviljas för ny verksamhet om den skulle leda till att en miljökvalitetsnorm överträds. I ett sådant fall måste störningarna från befintliga källor minskas så att "utrymme" skapas för den nya verksamheten inom miljökvalitetsnormens ramar.

Sedan 1992 tas en miljöavgift ut på utsläpp av kväveoxider från pannor och gasturbiner med en energiproduktion på minst 25 GWh/år. Svavelhalten i eldningsolja regleras genom en särskild förordning. Förordningen innehåller också gränsvärden för svavel för vissa koleldade anläggningar. En svavelskatt tas ut på svavelhaltiga bränslen. Bio-bränslen är undantagna från svavelskatt.

Utsläpp från elproduktionen i Norden

Norge baserar elproduktionen på vattenkraft och har därför nästan inga utsläpp från elproduktionen. Utsläppen i Danmark av svavel och kväveoxider från elproduktion är de högsta i Norden, både med avseende på totala utsläpp och med utsläpp per producerad kWh el. Detta beror på att Danmark i första hand baserar sin elproduktion på förbränning av fossila bränslen. Även Finland har en relativt stor andel elproduktion baserad på fossila bränslen. Då det gäller koldioxidutsläppen är bilden densamma. I tabell 24 redovisas utsläppen per kWh av SO₂, NO₂ samt CO₂ i Danmark, Finland och Sverige åren 1990–2000. Samtliga utsläpp har minskat sedan år 1990. Orsaken är framför allt en förbättrad förbränning, och i Danmark en stängning av gamla kolkraftverk samt en stor satsning på vindkraft.

Överföring av el

Överföringen av el från kraftstationerna till förbrukarna sker på ledningsnät. Nätet indelas i tre nivåer: stamnät, regionnät och lokalnät. Stamnätet omfattar ledningar på 220 kV och 400 kV samt huvuddelen av förbindelserna med grannländerna. De regionala näten, normalt på spänningsnivåerna 70–130 kV och i vissa fall på 220 kV, transporterar el från stamnätet till lokalnäten och ibland till elanvändare med hög förbrukning, exempelvis större industrier. Från de lokala näten, normalt högst 20 kV, transformeras kraften inom distributionsområdena till den normala hushållsspänningen 400/230 volt.

Vid varje tidpunkt måste balans mellan förbrukning och produktion av el upprätthållas. I varje land finns en systemoperatör som

har till uppgift att upprätthålla denna balans samt ansvara för stamnätet. I Sverige är *Af-färsverket svenska kraftnät* systemoperatör. Det finns 13 regionnät som ägs av Sydkraft, Fortum, Vattenfall, Graninge och Jämtkraft. De ca 200 lokalnäten ägs av privata, statliga och kommunala aktiebolag eller ekonomiska föreningar.

Stamnätet

I Sverige utgörs stamnätet av 15 050 km 220 kV- och 400 kV-ledningar. För att knyta ihop nätet finns ca 150 transformator- och kopplingsstationer. Ägare till kraftverk eller regionnät kan ansluta sig till stamnätet och nyttja det för att transportera el. Vid slutet av år 2002 var 29 juridiska personer, ibland flera i samma företag, anslutna till stamnätet med sammanlagt 141 anslutningspunkter. En fjärdedel av dessa är anslutningar till angränsande nät och övriga är anslutningar till kraftverk. Stamnätet ägs och drivs av Svenska kraftnät.

Avgifter på stamnätet

Svenska kraftnät tillämpar en så kallad punkt-tariff på stamnätet. Tariffen modifierades år 2002 för att harmonisera stamnätstarifferna i Norden. Grundprincipen för punkt-tariffen är att aktören betalar för rätten att mata in eller ta ut el i en enda anslutningspunkt. Via denna får aktören tillgång till hela nätsystemet och kan handla el med vem som helst av de andra aktörerna i nätsystemet. Ellagen föreskriver att punkt-tariffer skall tillämpas också på de regionala och lokala näten. Detta är en viktig förutsättning för den fria elmarknaden. Punkt-tariffen är uppdelad i en årlig effektagift samt en timavgift för transporterad energi. Kostnaden för att överföra el på stamnätet ligger i genomsnitt på 1,4 öre per kWh.

Det dominerande kraftflödet i stamnätet går från norr till söder. Nätet har till stor del byggts för att kunna föra ner vattenkraft från Norrland till Mellan- och Sydsverige, där elförbrukningen är stor. Transport över stora avstånd ger förluster på nätet. För att stamnätsavgiften ska vara kostnadsriktig är den olika stor beroende på det geografiska läget för inmatning respektive uttag. I norra Sverige är avgifterna för inmatning av el till stamnätet höga, eftersom detta ökar belastningen på stamnätet, medan avgifterna för uttag är låga. Motsatsen gäller för södra Sverige.

Balanstjänst

I Svenska kraftnäts systemansvar ingår ansvaret för att planera och koordinera balansen mellan produktion och förbrukning av el i

landet. Balans i nätet innebär att frekvensen inte avviker ifrån 50 Hz ($\pm 0,1$ Hz). Detta sköts genom den så kallade *balanstjänsten*.

Det finns tre ansvarsnivåer för att hålla balansen. Den första är balanstjänsten inom Svenska kraftnät som har tillgång till förbrukningsprognoser samt automatiska eller snabbt reglerbara produktionsanläggningar. Med hjälp av detta håller balanstjänsten balans i nätet minut för minut. Balanstjänsten har även tillgång till en *störningsreserv* på drygt 1300 MW. Det är snabbstartade produktionsanläggningar som finns redo för att hantera oförutsedda störningar i kraftsystemet. Reserven består huvudsakligen av gasturbiner.

Nästa ansvarsnivå är de *balansansvariga* företagen. Balansansvariga företag har skrivit avtal om balansansvar med Svenska kraftnät. De ansvarar för att skicka prognoser för förbrukning och produktionsplaner till Svenska kraftnäts balanstjänst. Prognoserna behövs när Svenska kraftnät planerar för nästkommande dygns drift. Företagen ska också bl.a. rapportera handelsvärden inklusive handel med Nord Pool och utlandshandel. De balansansvariga företagen tar ekonomiskt ansvar för att det svenska elsystemet varje timme tillförs lika mycket el som förbrukas av de elanvändare de har balansansvar för. Vissa balansansvariga företag har egen produktion som de erbjuder balanstjänsten att använda för reglering. Vid årsskiftet 2002/2003 hade Svenska kraftnät *avtal om balansansvar* med 33 företag i Sverige.

Den tredje ansvarsnivån är elleverantörerna. De levererar el till slutanvändarna eller är själva slutanvändare och är skyldiga att avtala med ett balansansvarigt företag att hantera balansen åt dem. Det finns 158 elleverantörer i landet.

Balansreglering

Den obalans som ändå kan uppstå i driftskedet, på grund av att de balansansvariga misslyckats med att skapa balans inom sina driftområden, rättas till av balanstjänsten under själva drifttimmen, så kallad *balansreglering*. Ekonomiskt justeras detta i efterhand, se balansavräkning nedan.

Balansregleringen sker i Svenska kraftnäts centrala kontrollrum som är bemannat dygnet runt och beläget i Råcksta utanför Stockholm. Balansreglering sker genom primärreglering och sekundärreglering.

Primärreglering innebär att den fysiska balansen i elsystemet finjusteras genom att produktionen i ett antal vattenkraftverk automatiskt ökas eller minskas. En nordisk överenskommelse anger hur stor reglereffekt varje

land ska ha i beredskap för primärregleringen.

Sekundärreglering är en manuell upp- eller nedreglering av reglerobjekt och sker i form av kraftaffärer med de balansansvariga som har tillgång till produktionsanläggningar och som tecknat avtal med Svenska kraftnät om att delta i balansregleringen. Balansansvariga som har möjlighet att ändra sin produktion under drifttimmen kan lämna bud om upp- eller nedreglering till Svenska kraftnäts balanstjänst. Buden lämnas senast 30 minuter innan drifttimmens början och anger pris (kr/MWh) och kvantitet (MW). Svenska kraftnäts balanstjänstingenjör avropar sedan buden i prisordning efter behov.

Balansavräkning

Energien för Svenska kraftnäts handel med balanskraft och reglerkraft prissätts och avräknas mot respektive balansansvarig. Syftet med *balansavräkningen* är att:

- Beräkna kostnaderna för varje balansansvarigs obalans mellan produktion/inköp och förbrukning/försäljning.
- Fördela kostnaderna för Svenska kraftnäts balansreglering mellan de balansansvariga som bidragit till obalansen i systemet.

För handel med fastkraft¹ mellan balansansvariga företag inom Sverige samt mellan balansansvariga och utländska aktörer utanför elbörsens spotmarknad tar Svenska kraftnät ut en avräkningsavgift.

I balansavräkningen ingår även den preliminära schablonavräkningen, medan den slutliga schablonavräkningen sker i en separat process.

Flaskhalsar

Det svenska stamnätet byggdes ursprungligen ut för att föra vattenkraft från överskottsområdena i norr till underskottsområdena i söder. I överföringsnätet från norr till söder finns vissa begränsande flaskhalsar, vilket brukar benämnas ”snitt”. Det viktigaste snittet idag inom Sverige är snitt 2, mellan norra och mellersta Sverige i höjd med Söderhamn. Snittet begränsar den effekt som kan överföras till mellan 6 700 och 7 000 MW. Överföringskapaciteten mellan mellersta och södra Sverige, snitt 4 i höjd med Växjö, har efter förstärkningar ökat till mellan 4 000 och 4 500 MW.

Flaskhalsar leder vanligen till att olika prisområden uppstår. Det innebär en begränsning av marknaden.

För att undvika olika prisområden kan metoden med *mothandel* användas. Detta sker i Sverige och hanteras av Svenska kraft-

¹Fastkraft innebär att kraften är fördefinierad i volym innan leveransperioden börjar och kan inte ändras efter leveransperioden. Det innebär att man får betala för den definierade volymen oavsett om man förbrukat den eller inte. Handeln på Nord Pools spotmarknad är ett exempel på fastkraftleverans.

nät. Alla delar av Sverige tillhör därför samma prisområde. Mothandel innebär att Svenska kraftnät köper upp dyrare produktion på konsumtionssidan av den ansträngda förbindelsen och avbeställer produktion på den andra sidan. Härmed reduceras det fysiska energiflödet på förbindelsen utan att kundernas handel påverkas. Kostnaden för detta be-

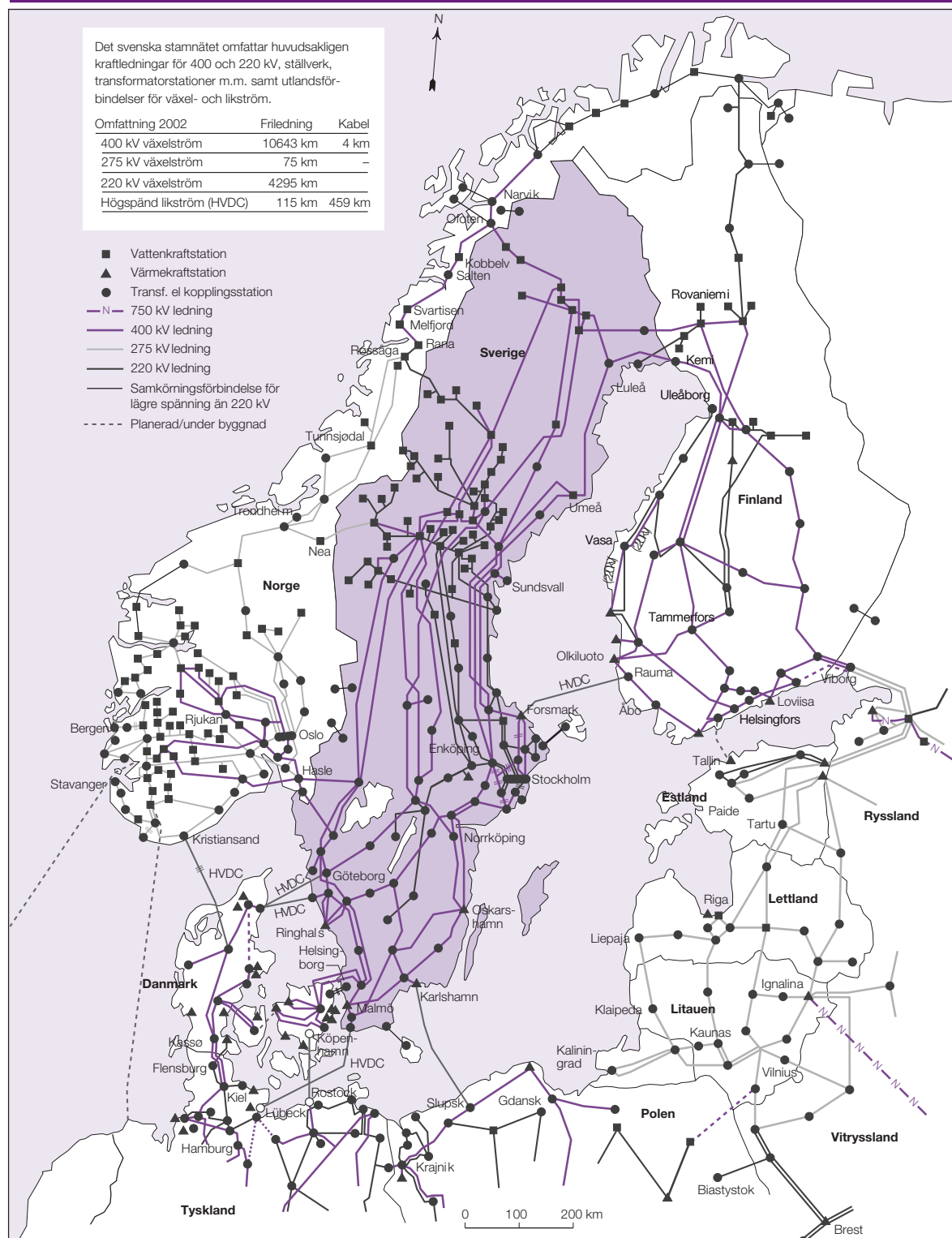
lastar Svenska kraftnät och ger signaler om att nätförstärkningar behövs.

Övriga Norden

I figur 14 visas stamnätet i Nordeuropa. Stamnätet i Norge ägs i huvudsak av Statnett, som har systemansvaret. Ungefär 15% ägs av andra aktörer. Statnett har ansvaret för drift och ut-

FIGUR 14

Kraftnätet i Nordeuropa



byggnad av hela stamnätet och ansvarar också för utlandsförbindelserna. Balansen mellan produktion och användning hanteras på reglerkraftmarknaden som bedrivs inom Statnett.

I Finland har *Fingrid* systemansvar och äger stamnätet i Finland samt utlandsförbindelserna. Fingrid System Oy sörjer för att elsystemet i Finland fungerar tekniskt och att driftsäkerheten upprätthålls. De sköter även balansregleringen och avräkningen samt övervakar och planerar driften i stamnätet. Varje part inom den finska elmarknaden är ansvarig för att balansen mellan elproduktion och elförbrukning kontinuerligt upprätthålls. I dag finns ett 30-tal balansansvariga företag. Villkoren för de balansansvariga regleras i avtal. Vid obalanser under drifttiden använder sig Fingrid av balansreglering.

I Danmark finns två systemansvariga stamnätsföretag: *Eltra*, som är ansvarig för stamnätet på Jylland och Fyn, samt *Elkraft*, som är stamnätsföretag på Själland. I likhet med övriga stamnätsföretag äger Eltra och Elkraft 400 kV-nätet och utlandsförbindelserna till Sverige och Tyskland. Eltras och Elkrafts ledningssystem är i dag inte sammankopplade med varandra men man planerar för en förbindelse.

Handelsförbindelser Nordeuropa

Inom det nordiska elbärsområdet Norge, Sverige, Finland och Danmark finns ett stort antal överföringsförbindelser mellan länderna. Dessutom finns förbindelser till grannländerna Ryssland, Tyskland och Polen. Förbindelser för elhandel i Nordeuropa visas i tabell 25.

Den överföringskapacitet som anges i tabell 25 är den ungefärliga handelskapaciteten för kabeln, dvs. den kapacitet som finns tillgänglig för marknadens aktörer. Därutöver finns kapacitet reserverad för systemoperatörernas åtgärder. Vad som i ett givet ögonblick kan överföras är beroende av ett antal faktorer. I vissa driftsituationer kan överföringskapaciteten begränsas kraftigt. Begränsningar kan bero på begränsningar i nätkapacitet och/eller försörjningsläge i respektive område. Vid hög belastning i Osloområdet reduceras kapaciteten för överföring från södra Norge till Sverige kraftigt. Sveriges förbindelser med Tyskland och Polen kan tills vidare inte utnyttjas fullt ut på grund av begränsningar i respektive land. Överföringsförmågan från Sverige till Själland har minskat till följd av nedläggningen av Barsebäck 1.

Nord Pool publicerar prognoser över handelskapaciteten på de olika förbindelserna timme för timme, dvs. tillgängligt utrymme på förbindelserna för marknadens aktörer. Handelskapaciteten kan skilja kraftigt mellan hög- och låglastperioder. Vissa begränsningar kan bli särskilt uttalade just när överföringskapaciteten behövs som mest.

Huruvida det finns kraft att köpa i en given situation är beroende av tillgången på ledig produktionskapacitet i omvärlden. En viktig faktor som kan avgöra i vilken riktning flödena går är prisrelationerna mellan de nordiska länderna och Tyskland.

Planerade förbindelser

I Danmark planeras en förbindelse över Stora Bält för att koppla samman ledningssystemen i östra och västra Danmark. Kapaciteten planeras bli ca 300 MW.

Tidigare fanns omfattande planer på kabelförbindelser mellan Norge och kontinenten. Dessa har begränsats kraftigt. Projektet Vikingakabeln mellan Norge och kontinenten har lagts ner. Fortfarande diskuteras en kabel på 600 MW mellan Norge och Danmark och/eller Nederländerna. En koncessionsansökan för en likströmsförbindelse, North Sea Interconnector, mellan Norge och England har lämnats in.

TABELL 25

Utlandsförbindelser i Nordeuropa

HANDELSKAPACITET, MW

Sverige–Norge	Till Sverige	Från Sverige
Nordnorge	1400–1550	900–1550
Mellersta Norge	450–680	450–680
Syd norge	1850	1850
Sverige–Finland	Till Sverige	Från Sverige
Norra Finland	1100–1300	1500
Södra Finland	550	500
Sverige–Danmark	Till Sverige	Från Sverige
Jylland	610	580
Själland	1650	1350
Danmark–Norge	Till Danmark	Från Danmark
Jylland–Sydnorge	1000	1000
Norge–Finland	Till Norge	Från Norge
Norra Finland	100	70
Förb. utanför Norden	Till Norden	Från Norden
Sverige–Tyskland	372–396	456
Sverige–Polen	200–400	600
Norge–Ryssland	50	50
Finland–Ryssland	1050	60
Danmark–Tyskland	1800	1800

Anm. Tabellen visar den ungefärliga handelskapaciteten för kabeln, alltså den del av överföringskapaciteten som är tillgänglig för marknaden. En viss del av kapaciteten är förbehållen de systemansvariga.

Källa: Nordels balansgrupp

Effektproblematiken

Under senare år har den momentana elförbrukningen, effektuttaget, nått nya toppnoteringar, se tabell 26. De högsta effektuttagen uppstår vid sträng kyla men endast några timmar om dygnet.

Före elmarknadsreformen fanns leveranssäkerhetskriterier som avgjorde vilken höglastkapacitet som behövdes. De försvann samtidigt med avregleringen. Sedan dess har producenterna tagit huvuddelen av de oljekondensanläggningar och gasturbiner ur drift som tidigare utgjorde höglastkapacitet för bl.a. kalla vinterdagar. Anläggningarna behövdes ytterst sällan och motiverade inte sina kostnader. Utöver nedläggningarna av de fossileldade anläggningarna har Barsebäck 1 avvecklats.

Totalt är det en betydande kapacitet som har tagits ur drift i södra och mellersta Sverige. Samtidigt har elförbrukningen fortsatt att öka. Resultatet är att effektbalansen i Sverige har försvagats och risken för att effekten inte skall räcka till har ökat.

Tidigare var södra Sverige extra svagt ur effektbalanssynpunkt. Statistik ifrån Svenska kraftnät visar dock att överföringsförbindelserna genom snitt 2 aldrig har varit begränsande vid de effekttoppar som hittills skett. Överföringsförmågan genom snitt 4 har förstärkts för att förbereda avvecklingen av de båda reaktorerna i Barsebäck. Landets effektbalans är också beroende av import som till stor del är ansluten till södra Sverige. Mot denna bakgrund görs idag ingen separat effektbalans för södra Sverige utan en gemensam balans för hela landet.

Om effekten inte räcker tvingas Svenska kraftnät att tillfälligt koppla bort delar av landet ifrån elförsörjningen.

Effektreserver

I Sverige görs åtskillnad mellan reserver i form av *höglastkapacitet*, och *störningsreserver*. Med höglastkapacitet avses de resurser i produktions- och förbrukningsledet som står i beredskap endast för att täcka de högsta effektbehoven som inträffar sällan. Störningsreserven är den effekt i form av snabbstartade gasturbiner och dylikt som Svenska kraftnät förfogar över för att hantera oförutsedda störningar i kraftsystemet. Det kan innebära att en stor överföringsförbindelse havererar eller att en kärnkraftsreaktor faller ur produktionen.

Under perioden 1996–1999 togs höglastkapacitet på drygt 2 500 MW, motsvarande 10% av maxbelastningen en normal vinter, ur

TABELL 26

Toppar i förbrukningen

Datum	Förbrukning MW
1996-02-07	26 300
1999-01-29	25 800
2000-01-24	26 000
2001-02-05	27 000
2002-01-02	25 800
2003-01-31	26 400

Källa: Svenska kraftnät

drift på grund av att kostnaderna för att hålla dessa anläggningar i beredskap inte kunde motiveras. Merparten var oljekondenskraftverk. Vid stängningen av Barsebäck 1 minskade effektkapaciteten med ytterligare 600 MW.

Inför vintern 2000/2001 bedömde Svenska kraftnät att effektbalansen var oroväckande svag i Sverige och upphandlade för första gången 1000 MW höglastkapacitet och skapade en *effektreserv* bestående av anläggningar som tidigare hade tagits ur drift. Den fasta kostnaden för att hålla effektreserven i beredskap betalades av de balansansvariga enligt ett tillägg till balansavtalet. Inför vintern 2001/2002 ökade Svenska kraftnät på effektreserven på uppdrag av regeringen. I den ytterligare upphandlingen ingick även neddragning av förbrukning vid några större industrier. Kostnaden för den ytterligare upphandlingen belastade Svenska kraftnät.

I november 2001 fick Svenska kraftnät i uppdrag att i samråd med Energimyndigheten och i samverkan med representanter för branschen utforma ett system som säkrar effektbalansen både på kort och på lång sikt. Systemet skulle innehålla tydliga incitament till en ökad flexibilitet på användarsidan.

Uppdraget redovisades den 1 oktober 2002. I dess förslag till åtgärder står att tillgången på effekt ska åstadkommas genom marknadsekonomiska mekanismer. För detta krävs en harmonisering av förutsättningar på framförallt nordisk nivå. Som en övergångslösning ska Svenska kraftnät fortsätta att upphandla effektreserv. Reserven begränsas till max 2000 MW och finansieras via de balansansvariga företagen. Villkoren för att utnyttja effektreserven ska anpassas så att en marknadsekonomisk hantering av effektfrågan främjas. Svenska kraftnäts utvidgade ansvar ska regleras i en tidsbegränsad lag. Övergångsperioden sträcker sig fram till

2008-03-01. Det påbörjade arbetet med att främja och utveckla affärsmässiga former för att vid behov begränsa effektuttag inom industrin och annan elanvändning ska intensifieras. En utredning ska genomföras för att klarlägga hur olika effektsäkringsprodukter, t.ex. i form av optioner kan utformas samt handlas med på en handelsplats. Ett FoU-projekt ska startas för att klarlägga elförbrukningens karaktär och priskänslighet vid mycket kall väderlek. Svenska kraftnäts förslag till långsiktig hantering av effektfrågan behandlades i proposition 2002/03:85. Där ges också ett förslag till lag om effektreserv enligt ovan.

Regeringsuppdraget föregicks av en utredning i Svenska kraftnäts regi under år 2001, som bildade basen för arbetet. I denna utredning konstateras att i situationer med effektknapphet är prisbildningen på elmarknaden för fysisk handel på framför allt Nord Pools Elspot osäker. En större priskänslighet på förbrukningssidan är därför av stor vikt för att stabilisera prisbildningen på rimliga nivåer och för att minska risken för att Nord Pool måste kvotera köpbuden p.g.a. otillräckliga säljbud. Effektiviteten av åtgärder på förbrukningssidan behöver prövas gentemot kostnaderna för att upprätthålla kapacitet på produktionssidan. Den största delen av förbrukningssidan är inte exponerad för spotpriset. En stor del av effektproblemet utgörs av bristen på flexibilitet på förbrukningssidan. Möjligheten att hantera delar av effekttopparna med åtgärder på förbrukningssidan är föremål för diskussion. Under överskådlig tid behöver dock huvuddelen tillgodoses genom produktionskapacitet i reserv och/eller import.

Effektförbrukning

Användningen av el varierar mellan dygnets timmar, mellan vardag och helgdag samt mellan olika årstider. Detta gäller oberoende av mer långsiktiga variationer som hänger samman med konjunkturcykler och prisrelationer mellan olja och el.

Det högsta timvärdet, som vanligen inträffar under morgontimmarna en vinterdag, är i storleksordningen tre gånger större än det lägsta timvärdet. Det sistnämnda inträffar vanligen en sommarnatt. Den viktigaste förklaringen till variationerna är temperaturen.

Elsystemet är temperaturkänsligt av olika anledningar. Till stor del beror det på att det i Sverige finns en stor andel eluppvärmda hus. Försäljningen av värmepumpar har också

ökat. Om värmepumparna ersätter elvärme minskar de effektbehovet. Om pumpen ersätter en oljepanna ökar effektbehovet. Värmepumpar är mycket energieffektiva vid normala utetemperaturer. De dimensioneras emellertid vanligen endast för 50–60% av husets maximala effektbehov och när det blir kallt så kompletteras värmepumparna med en elpatron. Detta gör att värmepumparna får stort genomslag på effekttopparna. På senare tid har utöver elvärme och värmepumpar även golvvärme blivit populärt i hushållen. Det innebär ökad elanvändning för uppvärmning. Ute i fjärrvärmenäten finns också stora elpannor som bidrar till effektbehovet även om en del av dessa kopplas ur när priset på el är högt.

När det är riktigt kallt tillkommer troligtvis ytterligare elanvändning såsom värme-fläktar eller extra elradiatorer. Det är också möjligt att hushåll som normalt eldar med ved också stödjer med, eller helt övergår till elpatron. Hur effekttopparna är sammansatta behöver undersökas närmare.

Figur 15 visar effektbehovet för år 2000 för den andra veckan i januari respektive den andra veckan i juli. I figur 16 visas det genomsnittliga effektbehovet samt elanvändningen månads- och sektorsvis år 2000. Av bilden framgår bland annat att kurvorna för bostäders och lokalers elbehov och effektbehovet följs åt. Det kan bl.a. tillskrivas elbase-rad värme och vinterns ökade behov av belysning.

Det högsta effektuttaget vintern 2002/2003 var mellan kl. 08-09 fredagen den 31 januari år 2003 och uppgick till 26 400 MW.

Den hittills högsta förbrukningen uppmättes måndagen den 5 februari kl. 08–09 år 2001 och uppgick till 27 000 MW. Svenska kraftnät hade på söndagen gått ut med en varning för effektbrist, med en särskild vädjan till hushållen, som i stor utsträckning följde rekommendationen att avstå från att utnyttja elkrävande utrustning under de kritiska timmarna. Det höga spotpriset (211,7 öre/kWh) innebar incitament för kunder som känner av spotpriset att se över sitt effektuttag under de kritiska timmarna. Ett antal kunder inom industri och fjärrvärmeproduktion gick över från elpannor till alternativbränslet olja. Användningen på 27 000 MW täcktes med 25 700 MW inhemsk produktion varav 772 MW ur effektreserven samt med 1 300 MW import.

Svenska kraftnäts prognos inför denna måndagsmorgon uppgick till närmare 29 000 MW. Skillnaden mellan förbrukning och

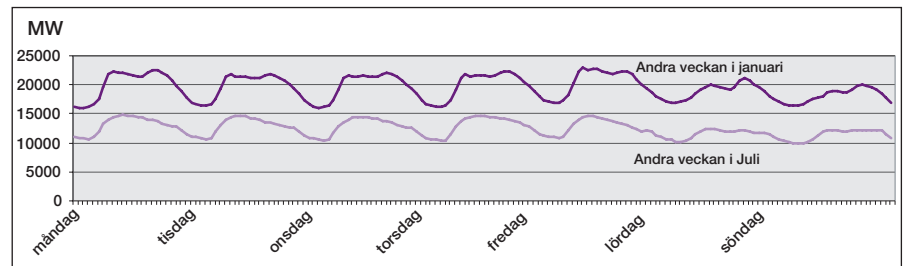
prognos kan dels förklaras med osäkerheter i prognoserna, dels med anpassningsåtgärder på förbrukningssidan.

Olika nordiska lösningar

De nordiska länderna har hittills löst effektproblematiken på olika sätt. De balansansvariga i Norge och Danmark har givits ett större ansvar för effektbalansen än de balansansvariga i Sverige och Finland. Norge har valt en lösning som skiljer sig ifrån de övriga nordiska länderna. Inför de senaste vintrarna har Statnett upphandlat reserveffekt i form av vattenkraft och lastneddragningar i industrin. Reserveffekten innehåller både det som Sverige definierar som höglastkapacitet och störningsreserv. Erfarenheterna är goda och konceptet utvecklas successivt. Finland och Danmark har valt lösningar som liknar Sveriges. Inom Nordel pågår arbete med att harmonisera och samordna förutsättningar och metoder för att hantera effektfrågan. ■

FIGUR 15

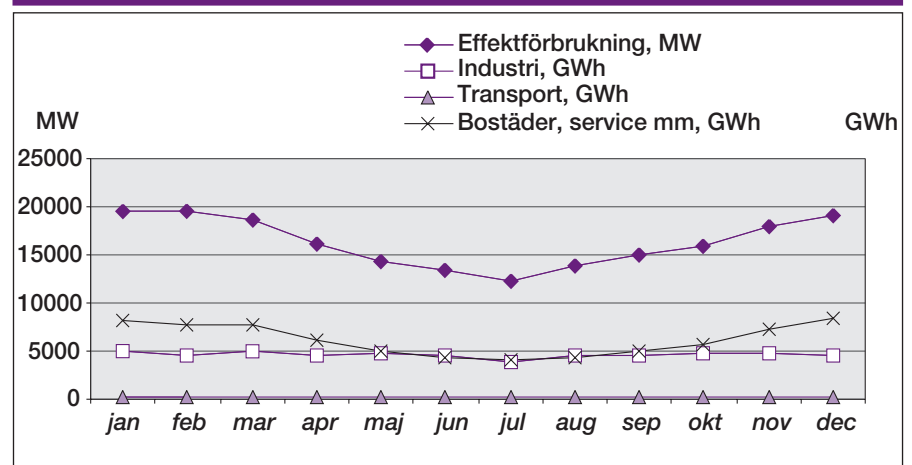
Effektbehov för en sommar- och en vintervecka 2000, MW



Källa: Svenska Kraftnät

FIGUR 16

Effektbehov samt elanvändning under 2000, MW och GWh/månad



Källa: Svenska Kraftnät



Energi och miljöpolitik

På den gemensamma nordiska elmarknaden har energi- och miljöpolitiken i de övriga nordiska länderna fått en allt större betydelse för Sverige. Arbetet inom EU med att skapa en inre marknad med ökad konkurrens för energi påverkar också förutsättningarna i Sverige. I detta kapitel beskrivs det aktuella läget inom energi- och miljöpolitiken i Norden och EU.

Sverige

I Sverige genomfördes omfattande förändringar i den svenska ellagstiftningen år 1996, som innebar att elmarknaden öppnades för konkurrens. År 1999 fick alla elkunder möjlighet att byta elleverantör utan kostnad då kravet på timvis mätning slopades.

En trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning

I mars 2002 lade den svenska regeringen fram en ny energiproposition ”Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning – (prop. 2001/02:143). Propositionen godkändes av riksdagen i juni 2002. Enligt riksdagens beslut ligger riktlinjerna som angavs i 1997 års energipolitiska beslut fast. Målet för energipolitiken är att på såväl kort som lång sikt trygga tillgången på el och öka användningen av energi från förnybara energikällor. Enerkipolitiken ska skapa villkoren för en effektiv energianvändning och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning. Samtidigt ska påverkan på hälsa, miljö och klimat vara låg och omställningen till ett ekologiskt samhälle underlättas. Vidare ska energipolitiken bidra till att skapa stabila förutsättningar för ett konkurrenskraftigt näringsliv och en förnyelse och utveckling av den svenska industrin. Sveriges elförsörjning ska tryggas genom ett energisystem som baseras på varaktiga, helst inhemska och förnybara, energikällor samt en effektiv energianvändning. Kärnkraften ska ersättas med effektivisering av elanvändningen, konvertering till förnybara energislag samt miljömässigt acceptabel elproduktionsteknik. I ökande utsträckning ska energiförsörjningen baseras på förnybara energikällor samtidigt som användningen av fossila bränslen ska hållas på en låg nivå.

Eftersom de kortsiktiga åtgärder som vidtagits för att kompensera bortfallet från kärnkraftsreaktorerna i Barsebäck upphörde vid utgången av år 2002 förändras de styrmedel

som påverkar på kort sikt från och med år 2003. Målet är att verka för en ny och mer långsiktig inriktning för såväl främjande av förnybar elproduktion som en effektivare energianvändning. Som en del i arbetet med att öka andelen förnybar energi har riksdagen antagit målet att användningen av el från förnybara energikällor ska öka med 10 TWh till år 2010. För att stimulera elproduktion från förnybara energikällor har ett system för handel med elcertifikat införts. Systemet beskrivs vidare i kapitlet om styrmedel. I januari 2003 lades en proposition om ett lagförslag om elcertifikat fram, som riksdagen i huvudsak godkände i april 2003. Systemet infördes i maj 2003. För att använda energin effektivare ska information och utbildning genomföras på lokal och regional nivå. Stöd till teknikupphandling kommer att fortgå. Genom dessa ändringar har Energimyndigheten fått ett antal nya uppgifter bl.a. inom ramen för det nya systemet för handel med elcertifikat. Energimyndigheten får också en roll som expertmyndighet för att förbättra elmarknadens funktion.

Vidare föreslår regeringen i energipropositionen att beskattningen för produktion av kraftvärme i fjärrvärmenätet förändras, så att reglerna likställs med de som gäller för industriellt mottryck. Förslaget ligger för närvarande hos EG-kommissionen för att godkännas.

I propositionen meddelar regeringen vidare att det ska undersökas om ett avtal, liknande det som träffats i Tyskland, om en kontrollerad och ansvarsfull uppgörelse om kärnkraften kan ha fördelar även i Sverige. I juni 2002 utsåg regeringen en förhandlingsman med uppdraget att för statens del genomföra överläggningar med industrin i syfte att förbereda en överenskommelse om en långsiktigt hållbar politik för den fortsatta kärnkraftsutvecklingen och omställningen av energisystemet.

Prövning av Barsebäck 2

I den energipolitiska överenskommelsen från 1997 beslutades att Barsebäck 2 skulle stängas senast år 2001. En rad villkor sattes dock upp för stängningen. Stängningen av Barsebäck 2 får enligt beslutet inte medföra påtaglig negativ påverkan på effektbalansen, tillgången till el för industrin, elpriset eller klimatet och miljön. I mars 2003 prövade regeringen för tredje gången frågan om riksdagens villkor för en stängning av Barsebäck 2 är uppfyllda. Bedömningen redovisas i propositionen "Vissa elmarknadsfrågor" (prop. 2002/03:85). Regeringens bedömning är att Barsebäck 2 inte kan stänga år 2003 främst på grund av effekterna på effektbalansen, men även på grund av påverkan på klimatet och miljön. Regeringens anser att frågan om Barsebäck 2s framtid bör hanteras tillsammans med förhandlingarna om de övriga kvarvarande reaktorerna och frågan om energiomställningen i sin helhet. Regeringen betonar vikten av att se över möjligheterna till en snabb stängning av Barsebäck 2 och föreslår en rad åtgärder, bland annat för att effektivisera elanvändningen.

I propositionen lägger regeringen också fram förslag till två nya lagar, lagen om effektreserv och lagen om ursprungsgarantier. Regeringen redovisar också riktlinjer för månadsvis avläsning av elmätare och föreslår att gränsen för timvis mätning av elförbrukningen bör sänkas år fr.o.m. 2006, från dagens 200 ampere eller 135 kW till 63 ampere. Lagen om effektreserv innebär att Svenska kraftnät ska få ansvaret för att en effektreserv hålls tillgänglig i det svenska elsystemet. Svenska kraftnät ska göra detta genom att träffa avtal med elproducenter om ökad produktion, samt med stora elanvändare om minskad elförbrukning. Lagen, som föreslås träda i kraft den 1 juli 2003, ska gälla till utgången av februari 2008, då en marknadslösning ska ha utvecklats. Propositionen kommer att behandlas i riksdagen under våren 2003.

Svensk klimatstrategi

Regeringens proposition om Sveriges klimatstrategi (prop. 2001/02:55) godkändes av riksdagen i mars 2002. Detta beslut innebär en målsättning att Sveriges utsläpp ska vara minst 4 procent lägre än utsläppen år 1990 som ett medelvärde för perioden 2008–2012. Detta är ett ambitiösare mål än Sveriges åtagande enligt EU:s bördefördelning av åtagandet enligt Kyotoprotokollet på + 4%. Enligt regeringen ska det svenska målet uppnås utan

kompensation för upptag i kolsänkor eller med flexibla mekanismer.

Med flexibla mekanismer avses handel med utsläppsrätter och de projektbaserade mekanismerna gemensamt genomförande och mekanismen för ren utveckling. Handel med utsläppsrätter innebär att ett land som minskat sina utsläpp mer än det åtagit sig kan sälja utsläppsrättigheter till ett land som har svårt att klara sitt mål.

De projektbaserade mekanismerna innebär att man genomför projekt som genererar utsläppsminskningar och att investerarländet kan få tillgodoräkna sig en viss del av utsläppsreduktionen för att möta åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Gemensamt genomförande är samarbete mellan länder som båda har kvantitativa åtaganden, medan projekt inom mekanismen för ren utveckling genomförs i länder utan kvantitativa åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Projekten skall bidra till hållbar utveckling och bidra till att uppfylla klimatkonventionens mål. Ett noggrant regelverk krävs för att säkerställa att projekten är additionella, dvs att de ger utsläppsreduktioner utöver vad som annars skulle skett. Sverige skall, enligt den energipolitiska propositionen "Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning" (prop. 2001/02:143), som antogs i juni, fortsätta att arbeta med åtgärder i internationellt samarbete såsom gemensamt genomförande för att utvinna erfarenheter och bidra till utvecklingen av de flexibla mekanismerna som instrument. Sverige skall också medverka i det system för handel med utsläppsrätter som EU ämnar införa från 2005.

Klimatarbetet och det nationella målet ska fortlöpande följas upp. Om utsläppen inte minskar enligt målet kan regeringen föreslå ytterligare åtgärder eller vid behov ompröva målet. Hänsyn ska tas till den svenska industrins konkurrenskraft. Kontrollstationer föreslås ske år 2004 och 2008. Vid kontrollstationen år 2004 avser regeringen, som komplement, överväga ett mål som innefattar de flexibla mekanismerna.

Förslag till förändrad energibeskattnings

En översyn av energiskattesystemet pågår sedan flera år. Syftet är att göra systemet mer överskådligt och öka miljörelateringen. Som ett led i att öka miljörelateringen beslutade riksdagen våren 2000 att påbörja en grön skatteväxling år 2001. Skatteväxlingen innebär att skatten på miljöskadliga aktiviteter

höjs samtidigt som skatterna på arbete sänks. Skatteväxlingen ska totalt omfatta 30 miljarder kronor och pågå under en tioårsperiod. Vidare tillsattes en parlamentarisk kommitté för att utreda utformningen av regler för nedsättning av skatt på energi inom sektorer som är utsatta för konkurrens. Detta för att de gällande svenska nedsättningsreglerna inte anses förenliga med EG:s statsstödsregler. Kommittén presenterade sitt förslag i april 2003. Enligt förslaget ska näringslivet fortsättningsvis endast belastas av miljöstyrande skatter (koldioxidskatt och svavelskatt) och inte fiskala skatter (energiskatt), med undantag för EU:s minimiskatt på el. Vidare ska den tidigare avgränsningen av de nedsättningsberättigade sektorerna tas bort, vilket innebär att hela näringslivet omfattas av samma energibeskattningsregler. Det innebär att även energiskatten på bränslen i energiomvandlingssektorn tas bort och istället föreslås att en konsumtionsskatt på fjärrvärme införs. Näringslivets koldioxidskattenivå föreslås bli 19 öre per kg koldioxid (25% av nivån för hushålls och offentlig förvaltning). En generell begränsningsregel ska enligt förslaget gälla för energiintensiva företag, som begränsar koldioxidskatteuttaget till högst 0,7% av företagets försäljningsvärde. EG:s minimiskattenivå måste dock gälla, under förutsättning att inga andra åtaganden görs, för samtliga. Enligt kommitténs förslag kan den nya modellen träda i kraft den 1 juli 2004. Förslaget kommer att remissbehandlas under våren 2003.

Andra pågående arbeten

En särskild utredare har i mars 2002 fått i uppdrag att utreda el- och naturgasmarknaderna. Utredningen ska följa det pågående arbetet inom EU med den inre marknaden för energi och ska senast 31 oktober 2003 lämna förslag till de ändringar som krävs i svensk lagstiftning för att genomföra EU:s reviderade el- och naturgasdirektiv. Utredningen ska också analysera om det finns förbättringar att göra på el och naturgasmarknaderna när det gäller konkurrens och kundinflytande och, vid behov, föreslå åtgärder för att förbättra situationen. Det pågår också en utredning om konkurrensen på värmemarknaderna som ska vara avslutad 30 juni 2004.

När det gäller klimatpolitik har en delegation med parlamentarisk sammansättning tillsatts i syfte att utarbeta ett förslag till ett svenskt system och ett regelverk för Kyoto-protokollets flexibla mekanismer. En delrapport ska lämnas till regeringen i maj 2003

som redovisar förslag till principer för upprättande av en nationell allokationsplan i enlighet med EU:s förslag till handel med utsläppsrätter. Uppdraget ska slutredovisas i december 2003.

Dessutom har en särskild utredare tillkallats med uppdrag att granska och utvärdera insatserna inom 1997 års långsiktiga energipolitiska program. I uppgiften ingår också att analysera behovet av förändringar, lämna förslag till riktlinjer för det långsiktiga energipolitiska programmet och redovisa insatser som ska leda till en långsiktigt hållbar energiförsörjning. Uppdraget ska vara avslutat senast den 1 juni 2003.

Norge

Norge öppnade elmarknaden för konkurrens redan år 1991. År 1995 infördes schablonavräkning, vilket innebär att alla elanvändare fick möjlighet att byta elleverantör utan kostnad.

I den norska regeringens energistrategi från 1999 fastslås att energiproduktionen i högre grad ska baseras på förnybara energikällor. Målet är att använda ytterligare 4 TWh vattenburen värme som producerats med förnybara energikällor och att bygga ut vindkraften så att den årliga produktionen ökar till 3 TWh före år 2010. Ett annat mål är att begränsa energiförbrukningen och minska beroendet av elvärme. I samband med regeringens energistrategi bildades en ny institution, Enova, som är ett helägt statligt företag och ska arbeta för att energistrategin ska kunna förverkligas. Enovas verksamhet finansieras till stor del med medel från en statlig energifond.

En central del av den nuvarande regeringens energipolitik är en satsning på "koldioxidfria" gaskraftverk (Stortingsmelding 9 2002/2003 om användning av gas i Norge). Målet för regeringen är att sätta upp ramar som gör det möjligt att utveckla sådan teknik i Norge. Därför har regeringen föreslagit att ett statligt teknik- och produktutvecklingstöd ska kunna delas ut till konkreta projektförslag och att ett investeringsstöd för gaskraftverk med koldioxidhantering införs till år 2006. Vidare ska ett statligt innovationssällskap bildas och statens roll i utvecklingen av infrastruktur för koldioxidhantering ska utredas.

De tre gaskraftverk som har fått koncession att uppföras i Norge, har dock valt att skjuta upp investeringsbesluten under 2002, vilket innebär att anläggningarna som tidigast kommer att tas i drift år 2006–2007.

Regeringen har också deklarerat att ett nationellt vätgasprogram ska etableras, för att främja användningen av vätgas i Norge. Regeringen anser vidare att det är viktigt att få till stånd om- och utbyggnad av mindre vattenkraftsanläggningar och därför beslutat att förenkla tillståndprocessen för mindre vattenkraftverk.

I juni 2001 presenterades en norsk klimatstrategi. I mars 2002 presenterades ett tillägg till denna strategi. Anledningen var att regeringen såg ett behov av att lägga fast en mer offensiv klimatpolitik. En viktig skillnad är att regeringen i tillägget föreslår att det etableras ett nationellt system för handel med utsläppsrätter från 2005 för de utsläppskällor som inte omfattas av någon koldioxidavgift. I det tidigare förslaget var huvudinriktningen att staten skulle starta en förhandlingsprocess för att ingå avtal med dessa verksamheter.

Finland

Den finska elmarknadslagen trädde i kraft 1995 och i november 1998 öppnades elmarknaden för alla finska elanvändare, då schablonavräkning infördes för elkunder med en liten förbrukning.

Målen för Finlands energipolitik lades fast i den energipolitiska strategin från 1997. Huvudmålet är att med hjälp av ekonomiska styrmedel och marknadsekonomiska mekanismer skapa förhållanden där tillgången på energi till konkurrenskraftiga priser är tryggad och de miljöutsläpp som uppkommer motsvarar Finlands internationella förpliktelser. Viktiga delmål är att minska kolanvändningen, främja en effektiv energianvändning och energisparande samt säkerställa att det finns en tillräckligt mångsidig och fördelaktig energiproduktionskapacitet.

Finlands klimatstrategi från 2001 baseras på nationella åtgärder. I den nationella klimatstrategin fastlades att användningen av kol måste minska antingen genom att kärnkraften byggs ut eller genom att naturgasanvändningen ökar. Dessutom ska Finlands behov av att importera el minska. En av de viktigaste åtgärderna i klimatstrategin är satsning på teknikutveckling både vad gäller energisparande och utnyttjande av förnybara energikällor.

Under våren 2002 godkände den finska regeringen och riksdagen att ett femte kärnkraftverk får uppföras i Finland. Kärnkraftverket kan som tidigast tas i drift år 2010.

Inom arbetet med att förverkliga klimat-

strategin har ett nytt energisparprogram presenterats i december 2002. Målet på lång sikt är att hejda en fortsatt ökad energianvändningen. För detta krävs satsningar på teknikutveckling. En viktig del i arbetet är att ta fram energisparavtal och energisparprogram. Idag har redan avtal träffats med stora delar av den energiintensiva industrin. I det nya programmet föreslås att avtal upprättas även med små- och medelstora industrier. I programmet föreslås även ökat stöd till reparationer av byggnader och till informationssatsningar som rör energibesparingar. Dessutom föreslås att energiskattesystemet utvecklas, med hänsyn till det kommande utsläppshandelssystemet inom EU.

Vidare presenterades i december 2002 ett förslag till ny handlingsplan för förnybara energikällor. Målen från tidigare handlingsplan kvarstår, d.v.s. användningen av förnybar energi ska öka med mer än 30 procent eller omkring 28 TWh. I handlingsplanen föreslås att beskattningen ska vidareutvecklas för att ytterligare gynna förnybara energikällor, att investeringsstödet ska utökas och att nya finansieringsmodeller ska utredas. Arbetsgruppen föreslog också att energisparavtalen även ska innehålla åtgärder som ökar användningen av förnybar energi.

Dessutom har en kommission tillsatts för att ta fram förslag till åtgärder för att minska kolanvändningen i el- och värmeproduktionen, vilka ska redovisas vid utgången av år 2003.

Danmark

I Danmark har elmarknaden öppnats för samtliga elkunder från och med år 2003. Det första steget togs 1999 när marknaden öppnades för elkunder med en förbrukning som översteg 100 GWh per år och fr.o.m. 1 januari 2001 för alla förbrukare med en elanvändning över 1 GWh.

Energipolitiken är inriktad på att minska miljöpåverkan från elproduktionen. De viktigaste medlen för att nå minskad miljöpåverkan är att utveckla förnybar energi, förbättra energieffektiviteten och att anpassa energisektorn till en reformerad energimarknad. En politisk ambition är att kol ska fasas ut ur den danska elproduktionen till år 2028, bl.a. genom stöd till konvertering från kol till biobränsle.

Efter regeringsskiftet i Danmark i november 2001 flyttades energifrågorna från Miljö- och energidepartementet till Ekonomi- och näringsdepartementet. Det har inneburit att sy-

nen på energipolitiken har förändrats. Bland annat inleddes en översyn av stödsystemet inom energiområdet med ökat fokus på kostnadseffektivitet. I juni 2002 träffades en överenskommelse som innebär att de tidigare planerna på att införa handel med elcertifikat för att stödja el från förnybara energikällor har skjutits på framtiden och ersatts med ett fastpris och ett pristillägg. Fr.o.m. 2003 kommer stödet till nya vindkraftverk minska till att motsvara koldioxidavgiften (12 öre) när verket uppnått ett visst antal så kallade fullasttimmar. Även för befintliga vindkraftverk som är äldre än 10 år minskar stödet till samma nivå.

Danmark har år 2001 infört ett nationellt handelssystem med utsläppsrätter som endast omfattar elproduktionsanläggningar. För år 2001 sattes ett tak för koldioxidutsläppen år 2001 till 22 miljoner ton och därefter har taket reducerats med 1 miljon ton årligen till 20 miljoner för år 2003. Taken kan jämföras med elproduktionens utsläpp år 2001 som uppgick till 20,7 miljoner ton. För utsläpp över kvoten utgår en koldioxidavgift om 40 DKK per ton koldioxid. Vad som gäller för år 2004 har ännu inte fattats något politiskt beslut om, men till år 2005 ska systemet ingå i EU:s utsläppshandelssystem.

Ett annat exempel på förändring i energipolitiken är den nya klimatpolitiska strategin som presenterades i februari 2003. I strategin konstaterar regeringen att Danmark är långt ifrån målet att minska utsläppen med 21% till år 2010 och att en måluppfyllelse därför är förenat med stora ekonomiska omkostnader. Därför framhålls att de mest kostnadseffektiva åtgärderna måste väljas och att det kan vara betydligt billigare att genomföra åtgärder i andra länder än i Danmark. Tidigare har viken av nationella åtgärder betonats. Regeringen bedömer att EU:s utsläppshandelssystem kommer att stå för en stor del av den framtida klimatsatsen. Det blir upp till de danska verksamhetsutövarna själva att välja vilka åtgärder som ska vidtas.

EU

Inom EU pågår ett arbete för att skapa en inre marknad med ökad konkurrens för energi. I december 1996 fastställdes elmarknadsdirektivet och i juni 1998 fastställdes naturgasdirektivet. Målen med direktiven är att skapa gemensamma regler för produktion, transmission och distribution av el och naturgas. Direktivet innebär att marknaden för el och naturgas stegvis öppnas för konkurrens. Öppningstakten har diskuterats un-

der flera år och länderna har inte varit eniga i frågan. I november 2002 enades dock EU:s energiministrar om att marknaden för gas och el ska öppnas fullt ut för alla industrier under år 2004 och år 2007 för alla hushållskunder.

I EU-kommissionens vitbok om förnybara energikällor anges som mål att andelen förnybara energikällor av den totala energianvändningen ska öka från 6% till 12%. I ett särskilt direktiv (Stöd till el från förnybara energikällor inom den inre marknaden för el) anges att andelen elproduktion från förnybara energikällor ska öka till 22% år 2010. Målet är indikativt, alltså inte bindande för länderna. Enligt direktivet ska medlemsländerna vidta nödvändiga åtgärder för att målet ska kunna nås och löpande lämna in lägesrapporter.

Försörjningstrygghet är en annan fråga som fått allt större betydelse under de senaste åren. I november 2000 presenterade EG-kommissionen grönboken "Mot en europeisk strategi för trygg energiförsörjning". Där konstateras att unionen konsumerar allt mer energi och importerar allt fler energiprodukter. Om inget görs inom de kommande 20–30 åren kommer 70% av den europeiska unionens energibehov att täckas av importerade produkter, jämfört med 50% i dag. I grönboken skissar kommissionen på grunderna för en långsiktig strategi på energiområdet. Viktiga element i denna strategi är:

- en genomgripande förändring av konsumtionsbeteendet där skatteinstrumentet lyfts fram som ett sätt att styra efterfrågan
- att öka användningen av förnybar energi
- att analysera användningen av kärnkraft på medellång sikt
- att för olja och kol, som kännetecknas av en ökande import, överväga en förstärkning av systemet med strategiska lager och att planera för nya importvägar.

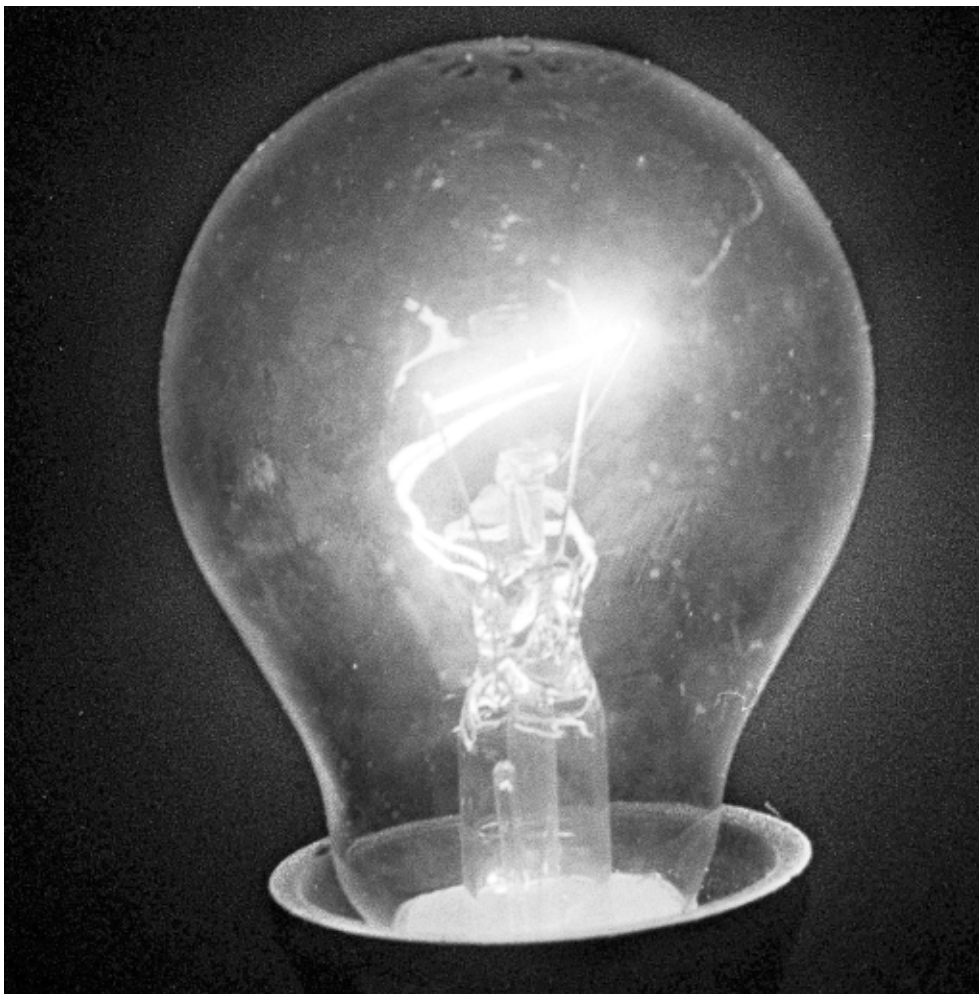
I syfte att förbättra försörjningstryggheten har kommissionen lagt fram två förslag till direktiv i september 2002, ett som rör försörjningstryggheten vad gäller tillförsel av oljeprodukter och ett som rör samma frågor för naturgas. Förslagen innebär bland annat att alla länder ska ha en offentlig förvaltning som ansvarar för landets oljelager, att volymen av oljelagren ska öka från att motsvara 90 dagars till 120 dagars konsumtion, att gemensamma regler ska sättas upp för krissituationer. För tillförsel av naturgas ska medlemsländerna definiera en allmän policy och klarlägga ansvarsfördelning. Som minimi-

mått för gaslagren gäller att tillförseln till icke-avkopplingsbara konsumenter ska klaras i 60 dagar.

Vidare lade EG-kommissionen fram ett förslag till direktiv för att främja samproduktion av el och värme i juli 2002. Ett av målen med direktivet är att förbättra försörjningstryggheten, eftersom kraftvärmeanläggningar i allmänhet ökar diversifiering av bränslemixen och att det ofta rör sig om mindre anläggningar som kan förläggas till regioner som är beroende av energiimport. Ett annat motiv att främja kraftvärme är att samproduktion leder till energieffektivisering och minskad miljöpåverkan från energiproduktionen. I direktivet föreslås att kraftvärmeanläggningar kan begära att få en ursprungsgaranti, d.v.s. ett intyg om att en viss mängd el producerats i en viss anläggning, som specificerar anläggningens effektivitet, bränsleanvändning m.m. Vidare föreslås att det ska bli obligatoriskt att bestämma nationella potentialer för kraftvärmeproduktion, att kraftvärmeproducenter ska garanteras tillträde till nätet och att medlems-

länderna ska utvärdera gällande lagstiftningar i syfte att minska barriärer för kraftvärmeproduktion.

EG-kommissionen har vidare lanserat ett europeiskt klimatprogram (ECCP, European Climate Change Programme). Programmet innehåller två delar, dels en lista över prioriterade åtgärder dels en handlingsplan för ett handelssystem med utsläppsrätter som ska börja fungera år 2005. I november 2002 enades EG:s miljöministrar om att ett system med handel med utsläppsrätter ska införas i EU till år 2005. Frågan ska behandlas av parlamentet under våren 2003. Enligt förslaget ska handelssystemet omfatta 46% av EU:s beräknade utsläpp. Bland annat omfattas el- och värmekraftverk med en tillförd effekt på mer än 20 MW. Vidare föreslås att alla medlemsstater under perioden 2005 till 2007 gratis utfärdar utsläppsrätter till de deltagande anläggningarna. Senast i juni 2006 ska kommissionen granska erfarenheterna för att avgöra vilken typ av harmoniserad tilldelningsmetod som är lämpligast i framtiden. ■





Ett internationellt perspektiv

Förutsättningarna på den nordiska elmarknaden skiljer sig i flera avseenden från förutsättningarna i övriga Europa och världen. Sverige, Norge och Finland har exempelvis dubbelt så hög elanvändning per invånare som många andra europeiska länder. Sverige och Norge har också en ovanligt stor andel förnybar elproduktion i ett internationellt perspektiv. Vid internationella jämförelser är det av stor vikt att ha de enskilda ländernas specifika förutsättningar i åtanke.

För Sveriges del förklaras exempelvis den höga elanvändningen av den elintensiva industrin och det kalla klimatet. I detta kapitel görs jämförelser mellan olika länder när det gäller elanvändning per invånare, fördelningen mellan olika kraftslag, andelen el från förnybara källor och elpriser. Vidare beskrivs EU:s arbete inom områdena el, naturgas och elproduktion från förnybara källor.

Elanvändning

Elanvändningen per invånare i Sverige är relativt hög i jämförelse med andra länder. År 2000 låg Sverige på fjärde plats i världen, efter Norge, Island och Kanada. I några av de större europeiska industrialiserade länderna, t.ex. Tyskland, Frankrike och Storbritannien, var elanvändningen per invånare mindre än hälften så stor som i Sverige. Den svenska elanvändningen är ungefär dubbelt så stor som genomsnittet inom OECD och mer än dubbelt så stor som genomsnittet inom EU.

Mellan åren 1990 och 2000 ökade elanvändningen i EU:s medlemsländer med drygt 20%. Störst var ökningen i Island, Irland och Portugal. I Sverige ökade användningen under samma period med 2%, medan den i Norden ökade med knappt 13%.

Gemensamt för flera av de länder som har hög elanvändning per invånare är att de har tillgång till billig vattenkraft och har ett stort uppvärmningsbehov p.g.a. ett kallt klimat. I Sverige bidrar dessutom övriga naturresurser, som skog och malm, till industrins specialisering på energiintensiva produkter. Om man i beräkningen av elanvändningen per invånare i Sverige tar hänsyn till den elintensiva industrin, dvs. räknemässigt ersätter elåtgången i de elintensiva branscherna med den för genomsnittet för industrin, reduceras den svenska elanvändningen per invånare med cirka 20%. Även Kanada, Norge och Finland har en hög andel ener-

giintensiv industri. Samtliga dessa länder bidrar till den internationella arbetsfördelningen genom att en stor andel av de elintensiva produkterna exporteras.

Elproduktion

EU-ländernas samlade elproduktion utgör knappt 30% av elproduktionen inom OECD-länderna, medan USA står för 40%. Sveriges andel är 2% av OECD-ländernas och ca 6% av EU:s totala elproduktion. Den samlade elproduktionen i EU-länderna ökade med drygt 20% mellan åren 1990 och 2000. Den svenska elproduktionen har inte ökat under motsvarande period.

I EU:s medlemsländer baseras hälften av elproduktionen på fossila bränslen, en tredjedel kärnkraft och 14% på vattenkraft. Biomassa står för 2%. Den danska elproduktionen bygger till största delen på fossilkraft och i Finland utgjordes produktionsmixen år 2000 av en tredjedel fossilkraft, en tredjedel kärnkraft, 20% vattenkraft och 13% el från biomassa. I ett internationellt perspektiv har Sverige en liten andel elproduktion från fossila bränslen, drygt 4% år 2000, och en hög andel vatten- och kärnkraft i elproduktionen. De länder som har högst andel vattenkraft är Norge, Island, Luxemburg, Österrike och Kanada. Norge och Island intar en särställning då närmare 100% av den totala elproduktionen utgörs av vattenkraft.

Vattenkraften står för den övervägande delen, 80%, av den totala elproduktionen från förnybara energikällor i EU. Sol, vind, biomassa, avfall och geotermisk elproduktion står endast för 2% av EU:s totala elproduktion. Användningen av biomassa är högst i Finland med 13% av den totala elproduktionen år 2000. I Sverige baseras ca 3% av elproduktionen på biomassa.

Geotermisk värme utnyttjas endast i Island och Italien enligt statistiken. I framförallt Belgien och Nederländerna, men även Danmark och Tyskland står avfall för en relativt stor del av elproduktionen. I Danmark dominerar vindkraften med 70% av den totala förnybara elproduktionen i landet. Andelen solkraft är mycket liten i samtliga länder. El från tidvattenkraftverk förekommer enligt statistiken endast i Frankrike och Kanada.

Elpriser

Elpriserna varierar såväl mellan olika länder som olika kundkategorier. Elkunder med

hög elförbrukning (industrin) har i allmänhet lägre elpris än kunder med liten elförbrukning (hushållskunderna). I de flesta länder betalar hushållskunder energi-, miljö- och/eller mervärdes- och omsättningsskatt, medan industrikunder är undantagna från sådana skatter i merparten av de länder som visas i tabell 28.

I EG-kommissionens rapport från oktober 2002 om implementeringen av den inre marknaden för gas och el har utvecklingen av elpriserna studerats. Elpriserna för hushållskunder exklusive skatter har sjunkit i alla länder utom fyra sedan 1996. I Danmark och Irland har priserna exklusive skatt i stället stigit med drygt 30 respektive 20%. Även i Sverige och Luxemburg har priserna ökat något, medan priserna i Spanien under samma period har sjunkit med 20%.

För industrikunder har elpriserna exklusive skatt sjunkit med 20% i flera länder, däribland Sverige och Tyskland. Elpriserna i Italien och Irland har dock ökat med 37 respektive 30%:

TABELL 27

Bruttoelproduktion år 2000, TWh samt elanvändning, kWh per invånare

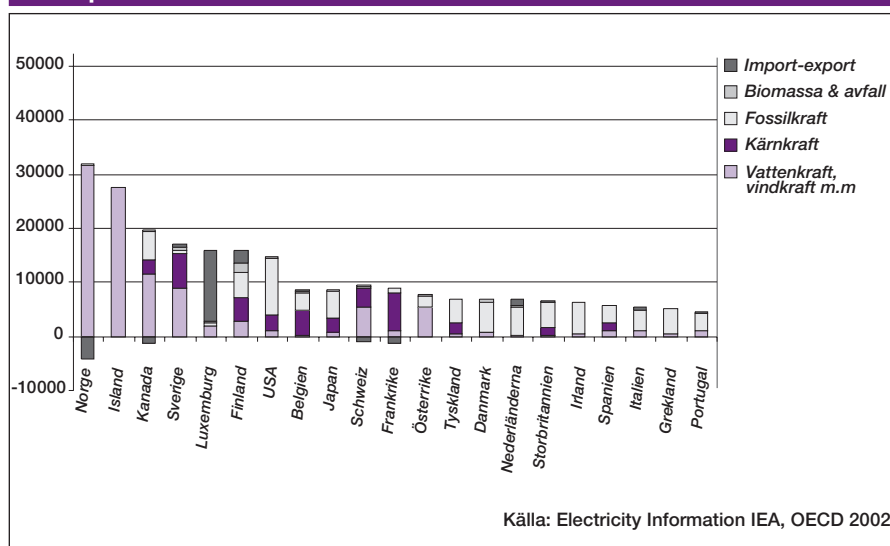
	Vattenkraft vindkraft m.m. ¹	Kärnkraft	Fossil-kraft	Biomassa och avfall	Total produktion, brutto	Import-export	Elanvändning per inv. ²
Belgien	2	48	33	1	84	4	8 605
Danmark	4	0	30	2	36	1	6 891
Finland	15	22	24	9	70	12	15 809
Frankrike	73	415	50	3	541	-70	7 797
Grekland	5	0	49	0	54	0	5 098
Irland	1	0	23	0	24	0	6 359
Italien	57	0	218	2	277	44	5 559
Luxemburg	1	0	0	0	1	6	15 909
Nederländerna	1	4	80	4	90	19	6 817
Portugal	12	0	30	2	44	1	4 466
Spanien	37	62	124	3	225	5	5 750
Storbritannien	9	85	277	4	375	14	6 511
Sverige	79	57	5	4	146	5	16 979
Tyskland	36	170	356	10	571	3	6 990
Österrike	44	0	17	2	62	-1	7 501
USA	296	800	2 865	69	4 030	31	14 744
Japan	100	322	653	17	1 092	0	8 600
Kanada	359	73	166	7	605	-36	18 522
Norge	142	0	0	0	143	-19	27 612
Schweiz	38	26	1	2	67	-7	8 381
Island	8	0	0	0	8	0	27 500
Norden	248	80	59	15	403	-2	16 596
EU totalt	374	864	1 315	46	2 599	42	6 980
OECD totalt	1 451	2 246	5 857	145	9 700	0	8 643

¹ Inkluderar även solel och geotermisk el

² Elanvändningen inkluderar här elanvändning inom industrin, transporter, bostads- och servicesektorn samt distributionsförluster och egenanvändning i elsektorn.

FIGUR 17

Elanvändning per invånare med relativ fördelning på kraftslag, kWh per invånare



El- och gasmarknadsdirektivet

Inom EU pågår ett arbete för att skapa en inre marknad med ökad konkurrens och fri prisbildning på flera olika marknader. En inre marknad för energi inom EU ska bidra till ökad konkurrenskraft för industrin och ökad välfärd för konsumenter. Detta ska bland annat uppnås genom ökad effektivitet, lägre priser, leveranssäkerhet och bättre miljö.

I december 1996 fastställdes det s.k. elmarknadsdirektivet "om gemensamma regler för den inre marknaden för el". Ett par år senare, i juni 1998 fastställde EU det s.k. naturgasdirektivet "om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas". Målet med direktiven är att skapa gemensamma regler för produktion, transmission och distribution av el och gas. Direktiven innebär att marknaden för el och gas öppnas stegvis för konkurrens.

Öppningstakten har diskuterats under flera år och länderna har varit oeniga i frågan.

I november 2002 enades dock EU:s ener-

TABELL 28

Elpriser för hushålls- och industrikunder inklusive skatter och moms per den 1 jan 2002, öre/kWh

	Liten industri ¹	Mellanstor industri ²	Stor industri ³	Hushållskund 3500 kWh	Hushållskund 20000 kWh
Australien, Sydney	50	39	31	54	32
Belgien	81	65	42	129	82
Danmark	65	-	-	203	176
Estland	48	37	-	50	42
Finland	45	41	30	86	54
Frankrike, Paris	61	52	-	109	88
Grekland, Aten	59	54	38	58	50
Irland, Dublin	88	68	53	92	58
Italien	98	88	67	175	-
Japan, Tokyo	139	-	-	139	89
Kanada, Montreal	58	38	26	67	46
Lettland	48	45	39	63	55
Luxemburg	77	42	35	119	74
Nederländerna	-	-	-	152	90
Norge	46	35	26	120	78
Polen	87	55	50	93	87
Portugal	67	61	43	119	77
Spanien, Madrid	55	47	43	97	63
Storbritannien	66	52	42	100	60
Sverige	32	26	24	105	87
Tyskland, Hamburg	92	70	48	158	92
Österrike	-	-	-	124	98

¹ 1,25 GWh per år, 0,5 MW, 2500 timmar

² 10 GWh per år, 2,5 MW, 4000 timmar

³ 70 GWh per år, 10 MW, 7000 timmar

⁴ För industrikunder redovisas priser exklusive moms, för hushållskunder inklusive moms.

Anm: Växelkurserna är mittkurser för januari 2002. Källa: Statistics in Focus, Theme 8- 4 och 5/2002, Eurostat, Electricity Tariffs as of 1 January 2002, Eurelectric april 2002

TABELL 29

El från förnybara källor och avfall år 2000, GWh

	Vattenkraft exkl. pumpkraft	Biomassa	Biogas	Avfall	Vind	Solel/ tidvatten	Geo- termisk	Summa elproduktion	Andel av total produktion, %
Belgien	459	182	90	947	15			1 693	2
Danmark	29	409	207	1 238	4 441			6 324	18
Finland	14 660	8 476	22	383	78			23 619	34
Frankrike	66 938	949	346	1 995	77	573	0	70 878	13
Grekland	3 693		1	163	451			4 308	8
Irland	846		95		244			1 185	5
Italien	44 205	221	566	1 120	563	6	4 705	51 386	19
Luxemburg	120		4	52	27			203	47
Nederländerna	142	378	283	3 509	829	8		5 149	6
Portugal	11 323	1 037	2	514	168		81	13 125	30
Spanien	28 372	1 360	380	1 033	4 724	22		35 891	16
Storbritannien	5 110	700	2 556	1 104	946	1		10 417	3
Sverige	78 951	3 670	22	240	447			83 330	57
Tyskland	21 732	804	1 683	7 634	9 352	60		41 265	7
Österrike	41 995	1 483	65	167	67	3		43 780	73
USA	248 358	41 616	4 984	22 205	5 645	883	14 678	338 369	9
Japan	87 253	11 309	0	5 209	109		3 348	107 228	10
Kanada	358 302	7 379			203	35		365 919	61
Norge	141 597	226		129	30			141 982	100
Schweiz	36 834	14	155	1 434	3	11		38 451	58
Island	6 356						1 323	7 679	100
Norden	241 593	12 781	251	1 990	4 996	0	1 323	262 934	62
EU totalt	318 575	19 699	6 322	20 099	22 429	674	4 785	392 583	15

Källa. Energy balances of OECD countries, 1999-2002, IEA, OECD

giministrar om att såväl marknaden för el som gas ska öppnas fullt ut för industrikunder till år 2004 och för hushållskunder 2007. Flera länder har dock valt att gå längre än vad som anges av direktivet.

År 2002 var elmarknaderna i Österrike, Finland, Tyskland, Sverige och Storbritannien helt öppna för konkurrens. Ytterligare fem länder ska öppna eller har öppnat marknaderna fullt ut under 2003, Belgien, Danmark, Nederländerna, Spanien och Portugal. De länder som har minst andel konkurrensutsatt elmarknad idag är Frankrike och Grekland.

När det gäller naturgas var marknaderna i Storbritannien, Tyskland och Österrike redan helt avreglerade år 2002. Frankrike och Danmark hade vid denna tidpunkt inte nått upp till 33% konkurrensutsatt naturgasmarknad. Danmark har dock fattat beslut under 2002 om att öppna marknaden fullt ut till år 2004. För Sveriges del låg andelen på 47%.

Elproduktion från förnybara källor

Inom EU finns en målsättning att öka andelen energiproduktion från förnybara källor. Det beror dels på att förnybara energikällor har en viktig roll att spela i arbetet för att minska utsläppen av koldioxid inom EU. Ökad andel förnybar energi kan också öka försörjningstryggheten. Kostnaden för elproduktion från förnybara källor är i många fall höga i förhållande till de konventionella kraftkällorna och i flera medlemsländer arbetar man därför med att stödja elproduktionen från förnybara energikällor.

EU har satt upp ett mål som innebär att andelen förnybara energikällor av den totala energianvändningen ska öka från 6% till 12%. I ett särskilt direktiv (Främjande av el från förnybara energikällor på den inre marknaden för el) anges att andelen elproduktion från förnybara energikällor ska öka till 22% år 2010. Målet är indikativt, alltså inte bindande för länderna. Enligt direktivet ska medlemsländerna vidta nödvändiga åtgärder för att målet ska kunna nås och löpande lämna in lägesrapporter. ■





B



RETURADDRESS:
ENERGIMYNDIGHETEN
BOX 310
631 04 ESKILSTUNA



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