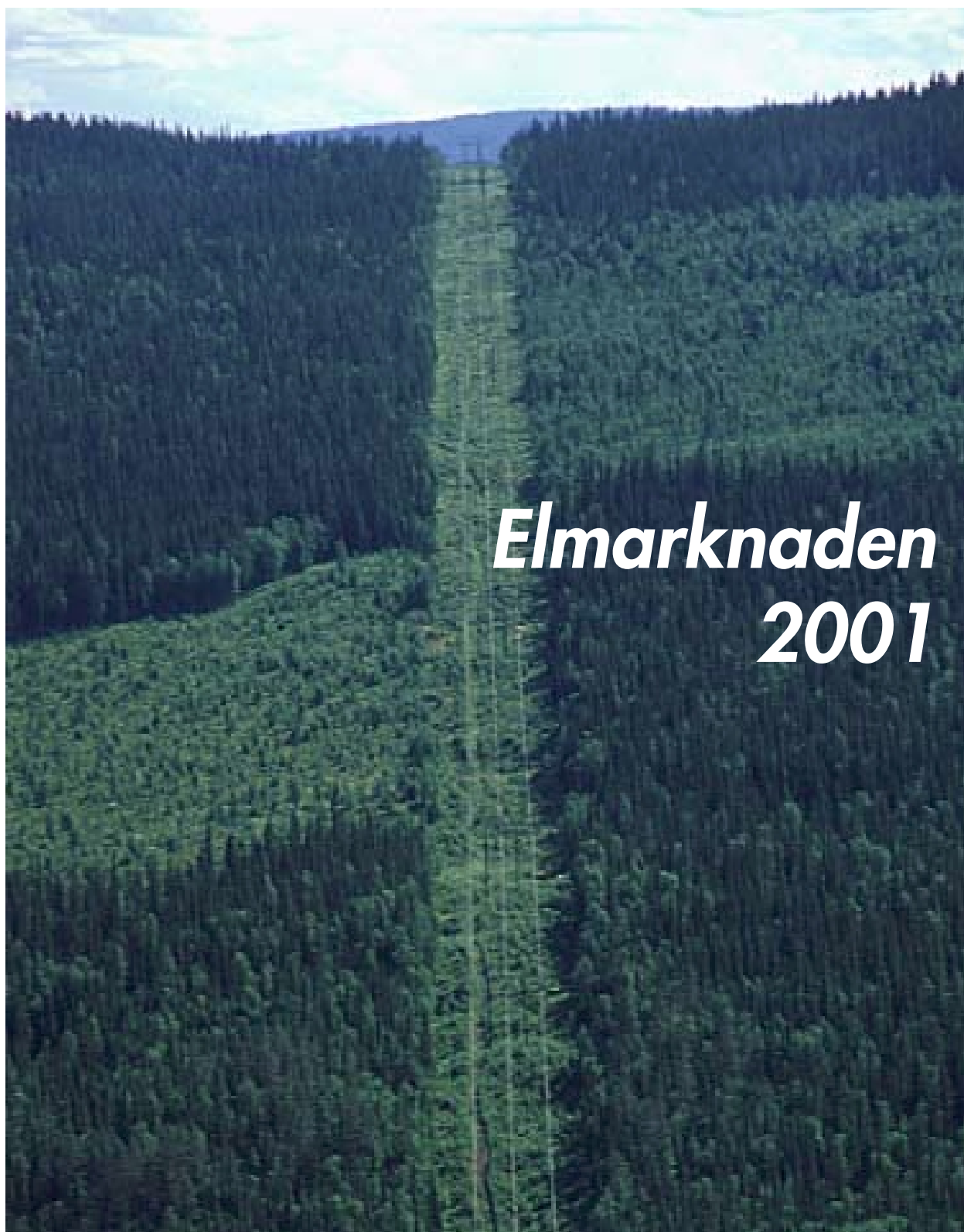




Elmarknaden 2001

ELMARKNADEN 2001

Utvecklingen på elmarknaden	2
Energi- och miljöpolitik i Norden	3
Elproduktion	5
Elanvändning	8
Elproduktionssystemet – vattenkraft	10
Elproduktionssystemet – kärnkraft	12
Elproduktionssystemet – konventionell värmekraft och nya tekniker	14
El från förnybara energikällor	16
Elproduktionssystemets miljöpåverkan	17
Elhandel	19
Elproduktionskostnader	22
Elpriser och skatter	23
Överföring av el	28
Överföring av el och effektreserver	31
Elproducenter	33
Nät- och elhandelsföretag	35
Ett internationellt perspektiv	37

ELMARKNADEN ges ut på svenska och engelska av Statens energimyndighet och kan beställas från Energimyndigheten.

Faktainformation lämnas av Analysavdelningen. Allmän faktainformation: Becky Pet-sala. Utvecklingen på elmarknaden och energi- och miljöpolitik: Maria Stenkvisst. Elbalans: Anna Lagheim. Elanvändning: Maria Stenkvisst. Elproduktion och elproduktionskostnader: Stefan Goldkuhl. Elanvändning: Caroline Hellberg. Vattenkraft, miljöpåverkan och elproducenter: Stefan Sedin. Kärnkraft: Anna Lagheim. Konventionell värmekraft m.m., el från förnybara energikällor och elhandel: Anna Andersson. Elpriser och skatter och nät- och elhandelsföretag: Claes Aronsson. Överföring av el: Margareta Bergström. Ett internationellt perspektiv: Magnus Thorstensson.

Projektledare har varit Maria Stenkvisst, e-postadress: maria.stenkvisst@stem.se och biträdande projektledare Stefan Sedin, e-postadress stefan.sedin@stem.se.

Energimyndighetens telefonnummer är 016-544 20 00. Mer information om Energimyndigheten och Energimyndighetens publikationer finns på internet, www.stem.se.

ET 28:2001

Produktion: Ordförandet Bertil Örténstrand AB

Tryck: Alfa-Print AB, Sundbyberg

Papper: Lessebo bokpapper

Upplaga: 5 000 ex, augusti 2001

Omslagsfoto: © Bo-Arne Torger/NORRLANDIA

Foto sid 6: © Torbjörn Arvidson/TIOFOTO

Foto sid 7: © Bo Silwer/NORRLANDIA

Foto sid 8: © Hiroshi Higuchi/TIOFOTO

Foto sid 9: © Jan Rietz/TIOFOTO

Foto sid 10: © Bo Hallquist/NORRLANDIA

Foto sid 13: © Johan Charlé/NORRLANDIA

Foto sid 15: © Torbjörn Arvidson/TIOFOTO

Foto sid 18: © Torbjörn Andersson/Pressens Bild

Foto sid 21: © Lars Holmquist/TIOFOTO

Foto sid 27: © Thomas Henriksson/Orange

Foto sid 32: © Lars Dahlström/TIOFOTO

Foto sid 35: © Rolf Nyström/TIOFOTO

Foto på fliken: © Anders Eriksson/NORRLANDIA

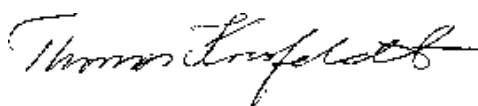
Elmarknaderna i de nordiska länderna har genomgått stora förändringar sedan arbetet med att reformera elmarknaden påbörjades i början av 1990-talet. Sedan 1996 har Sverige, Norge och Finland en gemensam elmarknad. År 2000 påbörjades även reformeringen av den danska elmarknaden. Syftet med elmarknadsreformen är att införa ökad konkurrens och öka valfriheten för konsumenterna samt att genom 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 2001" 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 juni 2001



Thomas Korsfeldt
Generaldirektör



Becky Petsala
Avdelningschef, Analysavdelningen

Elmarknaderna i Norden har under det senaste decenniet genomgått omfattande förändringar. I Sverige, Norge och Finland har elmarknaden öppnats för konkurrens för alla elanvändare, medan Danmark öppnat sin elmarknad för elkunder med stor förbrukning. I och med Jyllands och Själlands anslutning till Nord Pool under 1999 respektive 2000 deltar alla nordiska länder utom Island i handeln på elbörsen.

Syftet med elmarknadsreformen var att införa konkurrens och öka valfriheten för konsumenterna. Genom ekonomiska incitament skulle resurserna utnyttjas bättre, vilket skulle ge ekonomisk vinst både för samhället i stort och för de enskilda konsumenterna i form av lägre elpriser. Hur har då utvecklingen varit efter reformeringen?

Före reformen hade samtliga nordiska länder som mål att vara självförsörjande på el, även om handel med el förekom. I dag är el en energiråvara som kan handlas och levereras över nationsgränserna. Handelsströmmarna mellan länderna har ökat. Detta har lett till ett effektivare utnyttjande av befintliga resurser och att utbyggnadsbehovet minskat.

Genom tillgång till en gemensam handelsplats, Nord Pool, har prissättningen blivit effektivare. Börspriset kan dessutom användas som en referens för den bilaterala handeln som sker utanför Nord Pool. Gränstarifferna mellan länderna har tagits bort mellan Norge, Sverige och Finland, vilket också bidragit till att göra handeln effektivare.

Sjunkande elpriser

Elpriserna på den nordiska spotmarknaden har sjunkit fram till slutet av år 2000. En förklaring till de sjunkande priserna är den ökade konkurrensen, men den avgörande faktorn är god tillgång på billig vattenkraft under åren 1997–2000. De låga elpriserna har inneburit att elproducenternas och elhandlarnas marginaler har minskat. Elpriset till slutkunden har inte följt spotprisets utveckling. I Sverige har höjd elskatt lett till att det totala elpriset ökat för många kunder. Även i Norge har det totala elpriset ökat något, medan hushållskunder och industrikunder fått lägre elpriser i Finland.

Under början av år 2001 har dock spotpriserna stigit kraftigt på grund av liten nederbörd och kylig väderlek i Norden.

En effekt av de låga elpriserna är att Sverige under år 2000 övergick från att vara nettoexportör till nettoimportör, trots riklig tillgång på vatten och hög tillgänglighet i kärnkraftsblocken. Detta beror på att kraftföretagen har börjat anpassa elproduktionen efter elpriset. Flera av kärnkraftverken nedreglerades på grund av de låga elpriserna och Sverige importerade i stället el, främst från Norge.

Strukturförändringar

Inom kraftindustrin pågår en omfattande omstrukturering. Kraftföretagen utvecklas mot allt större och mer integrerade energiföretag med verksamheter i flera länder. Svenska företag söker nya marknader och ökar ägandet i grannländerna. Samtidigt ökar utländska företag ägandet i Sverige. De stora dominerande företagen i Norden; Vattenfall, Statkraft och Fortum, har köpt in sig i konkurrerande företag på den nordiska marknaden och därmed ökat marknadskoncentrationen.

Även på elhandelsidan sker strukturförändringar. I Sverige har kommunerna i större utsträckning än tidigare sålt ut sina elhandelsföretag i takt med att konkurrensen blivit hårdare och små privata elhandelsföretag har köpts upp av större företag. Kommunala elhandelsföretag har i vissa fall gått ihop och bildat större företag. Nya svensk- och utlandsägda aktörer som varken har egen elproduktion eller nätverksamhet har kommit in på elhandelsmarknaden.

Risk för effektbrist i Sverige?

En annan effekt av låga elpriser och ökad konkurrens är att huvuddelen av de svenska oljekondenskraftverken, som utnyttjats som reservkapacitet, har tagits ur bruk av ekonomiska skäl. I samband med reformen försvann de avtalsreglerade kraven på de större företagen att hålla sig med effektreserv. Kostnaderna för att hålla gasturbiner och oljekondensanläggningar kunde då inte längre försvaras.

Utöver nedläggningen av reservkapacitet på 2 500 MW, har nedläggningen av Barsebäck 1 inneburit att ytterligare 600 MW har fallit bort. Detta har minskat effekttillgången i södra Sverige. Nedregleringen av de svenska kärnkraftverken har ytterligare försvagat balansen. Detta har lett till förväntningar om effektbrist, vilket har ytttrat sig i form av kraftigt stegrande priser

på spotmarknaden vid några tillfällen under vintrarna 2000 och 2001. För att minska risken för effektbrist på kort sikt har Svenska Kraftnät åtagit sig att upphandla 1 000 MW av den avställda reservproduktionskapaciteten i drift.

Risk för effektbrist i Nordeuropa?

Konkurrensen på elmarknaden har lett till att produktionsanläggningar med höga kostnader har lagts ned. En stor del av den nedlagda produktionskapaciteten består av baskraftanläggningar. I begreppet baskraft ingår produktionskapacitet som har hög utnyttjnings- och tillgänglighetsgrad. I dagsläget finns dock en överkapacitet i Sveriges grannländer, framför allt i Danmark och Tyskland. Efterfrågan på baskraft väntas dock växa i hela Europa. Vid en framtida avveckling av kärnkraft i Sverige och Tyskland kommer behovet av ny baskraft att öka ytterligare. Samtidigt förväntas överkapaciteten på lång sikt reduceras på den konkurrensutsatta elmarknaden. Detta medför att överskottet av elproduktionskapacitet i Sveriges grannländer kommer att minska. På lång sikt kommer därför Sveriges och även övriga nordiska länders möjligheter till import att minska.

Elektrisk kraft kan inte lagras utan måste produceras i samma takt som den används. I dagens elsystem är vattenkraftstationer och regleringsmagasin utformade för att snabbt kunna möta den variation i elektrisk belastning som elkundernas olika förbrukningsmönster ger upphov till. Vid en kraftig vindkraftsutbyggnad kommer en betydande del av elproduktionen att bestämmas av vindförhållandena och kommer att variera okontrollerbart i tiden. Detta kan medföra att balansregleringen mellan produktion och konsumtion blir mycket svårare. En stor andel vindkraftverk i det nordeuropeiska elsystemet innebär att snabbstartad reservkapacitet måste finnas tillgänglig för att säkerställa effektbalansen vid de tillfällen då vindkraften inte kan producera el.

Trots att det finns tillräckliga reserver i det nordiska kraftsystemet för att täcka energibehovet under år med normal nederbörd är produktionskapaciteten redan i dag knapp vid toppar i elförbrukningen. Norge och Sverige är beroende av elimport även under normala år. Vid år med extremt lite nederbörd kan det bli energibrist i Norden och vid en längre tids kyla kan det bli ett kraftigt effektunderskott. ■

För att en integrerad elmarknad ska fungera väl är gemensamma regler och förutsättningar på enskilda länders marknader av stor vikt. Energipolitiken i andra länder, men framför allt i de nordiska länderna, har därför fått en allt större betydelse för Sverige.

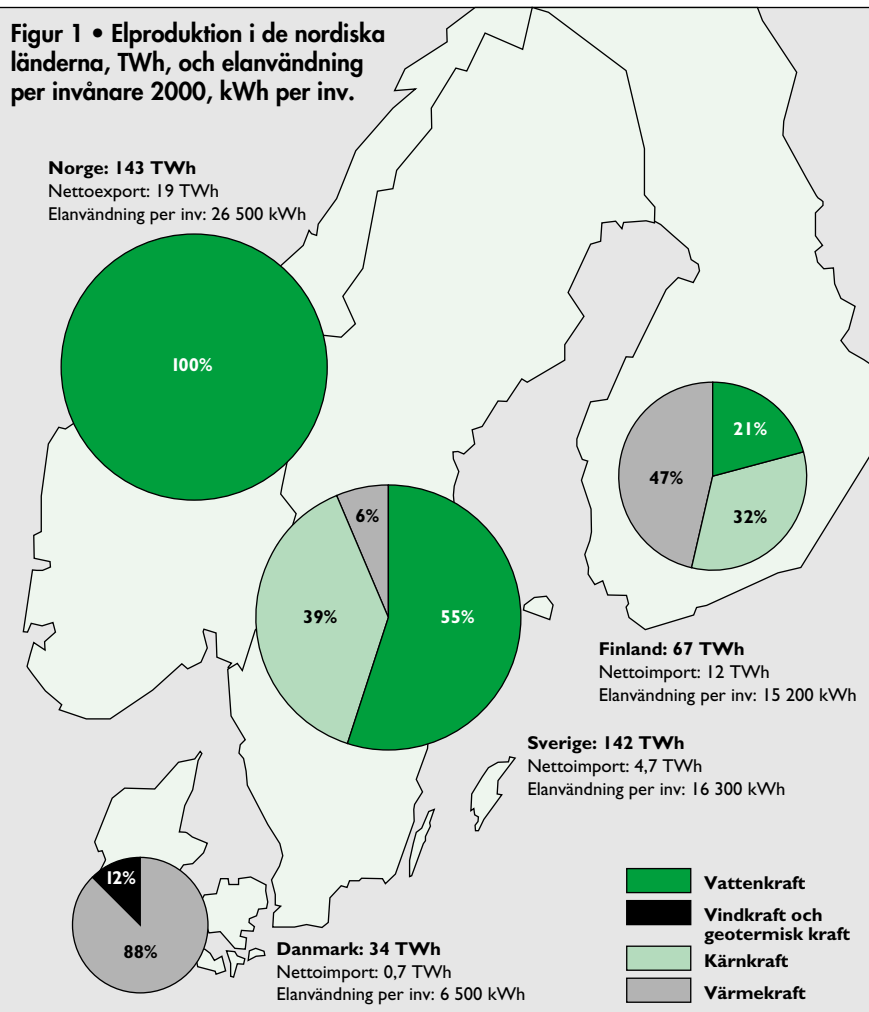
På senare år har miljöproblemen kommit att bli alltmer styrande för energipolitiken. I många länder är energisektorn en stor källa till utsläpp av koldioxid, svaveldioxid och även kväveoxider. Elproduktionssektorns bidrag till utsläppen i Norden är relativt begränsat på grund av en stor andel utsläppsfri elproduktion. Danmark utgör dock ett undantag, där den kolbaserade elproduktionen står för en betydande del av de totala utsläppen. Åtgärder mot föroreningen och övergödningen har vidtagits sedan lång tid tillbaka och arbetet fortsätter. I dag pågår också ett omfattande internationellt arbete på klimatområdet som bland annat resulterade i det s.k. Kyoto-protokollet, som är ett avtal mellan industriländerna att minska koldioxidutsläppen med ca 5 % till perioden 2008–2012 utifrån 1990 års utsläppsnivå.

Sverige

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

Mot ett uthålligt energisystem

I juni 1997 beslutade riksdagen om nya riktlinjer för den svenska energipolitiken. Målet för energipolitiken är att på såväl kort som lång sikt trygga tillgången på el och energi från förnybara energikällor på för omvärlden konkurrenskraftiga villkor. Energipolitiken 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. För att underlätta omställningen och utvecklingen av energisystemet beslutades om ett omfattande energipolitiskt program. Totalt ska nio miljarder kronor satsas under sju år. Det energipolitiska beslutet innebar vidare att avvecklingen av kärnkraften skulle inledas. Den första reaktor, Barsebäck 1, stängdes den 30 november 1999. Den andra skulle stängas endast om bortfallet av elproduktion kunde kompenseras genom tillförsel av ny elproduktion och minskad användning av el. I oktober 2000 bedömde regeringen att villkoren för en avstängning inte



Källa: Nordel

var uppfyllda, men att de bör kunna uppfyllas före utgången av 2003. En ytterligare avstämning kommer att göras under hösten 2001.

Svensk klimatstrategi och handel med utsläppsrätter

I april 2000 redovisades två utredningar inom klimatområdet. Klimatkommittén lade fram ett förslag till svensk klimatstrategi (*Förslag till Svensk Klimatstrategi*, SOU 2000:23). Förslaget omfattar mål som syftar till att Sverige ska klara sina nationella och internationella åtaganden samt ett handlingsprogram för att nå målen. Sverige föreslås bland annat vara pådrivande för att en europeisk handel med utsläppsrätter för växthusgaser införs. De nationella åtgärderna omfattar informationskampanjer kopplade till demonstrationsprojekt och investeringsbidrag. Som mål på kort sikt för perioden 2008–2012 föreslås att utsläppen bör minska med 2 %. EU:s interna fördelning utifrån EU:s åtagande i Kyoto ger dock Sverige rätten att öka sina utsläpp med 4 %.

Vidare redovisades *Handla för att uppnå klimatmål. Kostnadseffektiva lösning-*

ar med flexibla mekanismer inom klimatområdet (SOU 2000:45). Utredningen var främst inriktad på frågan hur ett nationellt handelssystem för utsläppsrätter skulle kunna utformas. I betänkandet föreslås att Sverige tillsammans med EU inför ett system för utsläppshandel fr.o.m. år 2005. Regeringen ska lägga fram en klimatpolitisk proposition hösten 2001.

Gröna certifikat och utsläppshandel

För närvarande pågår en utredning med uppdrag att utforma ett system med gröna certifikat för el från förnybara energikällor (N 2000:07). Systemet är tänkt att ersätta dagens stödsystem som gäller fram till och med 2002. Utredningen ska redovisas i oktober 2001.

Det pågår också en översyn av energiskattesystemet. Syftet är att göra systemet mer överskådligt och öka miljörelateringen. Som ett led i att öka miljörelateringen beslutade regeringen våren 2000 att påbörja en grön skatteväxling år 2001. Skatteväxlingen innebär att skatten på miljöskadliga aktiviteter höjs samtidigt som skatterna på arbete sänks. Skatte-



växlingen ska totalt omfatta 30 miljarder kronor och pågå under en tioårsperiod. Vidare presenterades våren 2001 en utvärdering av skatteväxlingskommitténs energiskattemodell (*Utvärdering av Skatteväxlingskommitténs energiskattemodell, DS 2000:73*), som ska ligga till grund för det fortsatta arbetet med att utforma en strategi för fortsatt skatteväxling.

Norge

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

I den norska regeringens energistrategi från 1999 fastslås att energipolitiken ska utformas så att den underbygger en ambitiös miljöpolitik. Produktion och användning av energi ska uppfylla miljökraven och energipriserna bör i möjligaste mån spegla miljökostnaderna. En ökad produktion ska i högre grad baseras på förnybara energikällor. Målet är att använda ytterligare 4 TWh vattenburen värme som producerats av 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.

En utbyggnad av gaskraftverk inom landet har diskuterats i flera år. Norges energi och vattenkraftsverk, NVE, gav 1996 Naturkraft AS tillstånd att bygga två gaskraftverk i västra Norge. År 1999 fastställde "Statens Förforensningstilsyn" utsläppsvillkor, men dessa har överklagats av flera norska miljöorganisationer. Ärendet ligger nu för beslut hos Miljødepartementet. I en skrivelse till Stortinget i april 2001 lyfter regeringen fram vikten av att förbereda en utbyggnad av gaskraft, då man anser att ett torrår kan få allvarliga konsekvenser för kraftbalansen i Norden. Regeringen anser också att det är vik-

tigt att få till stånd om- och utbyggnad av mindre vattenkraftsanläggningar.

Vidare lade en utredning (Kvoteutvalget) i december 1999 fram ett förslag till ett nationellt system för överlåtbara utsläppsrätter. Frågan bereds för närvarande av regeringen och ett förslag till ett nationellt handelssystem för koldioxidutsläpp till år 2005 väntas presenteras under 2001.

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.

Finlands energistrategi godkändes av riksdagen 1997. Ett huvudmål enligt strategin är att med hjälp av ekonomiska styrmedel och marknadsekonomin mekanismer skapa förhållanden för en tryggad energiförsörjning och konkurrenskraftiga priser. Vidare måste utsläppen till miljön vara sådana att Finland klarar sina internationella förpliktelser. Ett annat mål är att skynda på utvecklingen och kommersialiseringen av energieffektiv teknik och teknik som använder förnybar energi. År 1999 antogs en särskild handlingsplan för förnybara energikällor och år 2000 presenterades ett nytt energisparprogram. I Finlands nationella klimatstrategi som presenterades för riksdagen i mars 2001 framförs att användningen av kol måste minska antingen genom att kärnkraften byggs ut eller att naturgasanvändningen ökar, eller en kombination av båda. Ett finskt konsortium ansökte år 2000 om tillstånd att bygga ett nytt kärnkraftverk. Beslut i frågan väntas tidigast sommaren 2001.

Danmark

I Danmark har konkurrensutsättningen av elmarknaden inte kommit lika långt som i de övriga nordiska länderna. Det första steget togs 1999 när marknaden öppnades för elkunder med en förbrukning som

översteg 100 GWh per år. Fr.o.m. 1 januari 2001 ska alla förbrukare med en elanvändning över 1 GWh ha möjlighet att fritt välja elleverantör och år 2003 kommer den danska elmarknaden vara helt öppen för konkurrens.

Energipolitiken är inriktad på att minska miljöpåverkan från elproduktionen. I "Energi 21", som är den danska regeringens handlingsplan, fastslås att de viktigaste medlen för att nå minskad miljöpåverkan är att utveckla förnybar energi, förbättra energieffektiviteten och att anpassa energisektorn till en reformerad energimarknad. Kol ska fasas ut ur den danska elproduktionen till år 2028, bland annat genom stöd till konvertering från kol till biobränsle.

En annan viktig åtgärd är att införa ett system med överlåtbara koldioxidkvoter för elproduktionen under perioden 2001–2003. Ett tak är satt till 22 miljoner ton för koldioxidutsläppen år 2001. Detta kan jämföras med elproduktionens utsläpp år 1999 som uppgick till 23 miljoner ton. Därefter kommer taket reduceras med 1 miljon ton årligen. Utsläpp över kvoten kommer att beläggas med en koldioxidavgift om 40 DKK per ton koldioxid.

En annan viktig del i reformen var fortsatt prioritering av miljövänlig elproduktion. För att skapa en marknad för förnybar energi införs ett system med certifikat för el från förnybara energikällor, s.k. gröna certifikat. Handelssystemet beräknas starta år 2002. Vidare har en bestämmelse införts i ellagen att alla elanvändare är skyldiga att köpa en stigande andel el från förnybara källor. Minimikvoten fastställs av Energi- och miljöministeriet. Elanvändare ska vid avräkningstillfället kunna "visa upp" en viss andel el från förnybara källor i form av gröna certifikat. Till år 2003 är minimikvoten satt till 20 %.

I mars 2000 presenterades ett nytt klimatpolitiskt program som innehåller både nya och redan beslutade åtgärder. De åtgärder som berör elsektorn finns nämnda ovan. ■

Elförsörjningen i Norden baseras på vattenkraft, kärnkraft, kolkondens samt kraftvärme i fjärrvärmenäten och industrin. 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. Svensk oljekondens- och gasturbinkraft har tidigare utgjort reservkapacitet i det svenska elproduktionssystemet, men i dag har många anläggningar tagits ur bruk av ekonomiska skäl.

Elproduktion i Sverige

Figur 2 visar den svenska elbalansen vecka för vecka under 1999 och 2000. Elpro-

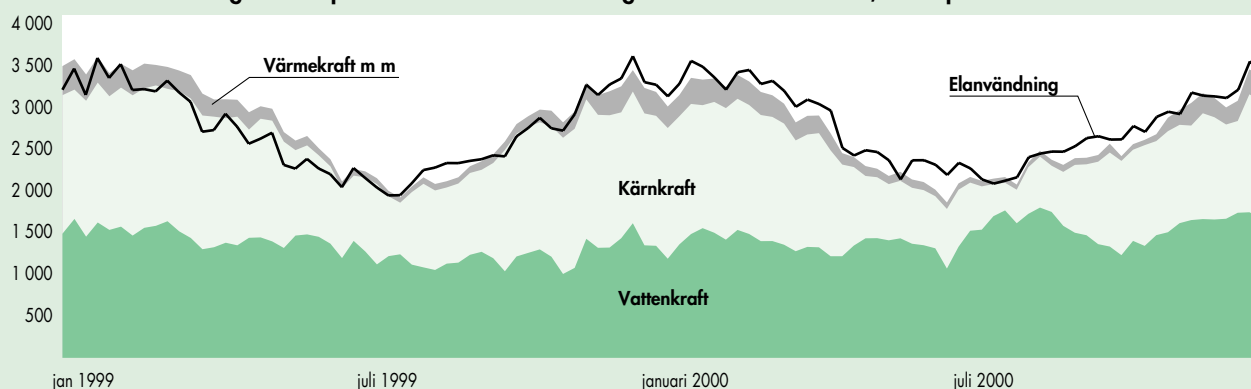
duktionen varierar med elanvändningen, vilket innebär att produktionen är hög under vintern och låg under sommaren. Revisionerna av kärnkraftsblocken förläggs till sommaren då efterfrågan på el är som lägst. Under våren och sommaren fylls vattenmagasinen på och det magasinerade vattnet utnyttjas sedan under vintern fram till vårfloden. När vatten- och kärnkraftsproduktionen inte räcker till produceras elen i konventionella värmekraftanläggningar eller importerar.

Under 2000 svarade vattenkraften för 55 % av den svenska elproduktionen, kärnkraften svarade för drygt 38 % och den fossil- och biobränslebaserade produktionen för drygt 6 %. Den totala elproduktionen minskade med nästan 6 % jämfört med år 1999 och uppgick till 142 TWh. Förklaringen till minskningen är att produktionen i de svenska kärnkraftver-

ken minskade med drygt 15 TWh jämfört med år 1999. Vattenkraftsproduktion var den högsta någonsin i Sverige med nästan 78 TWh enligt den senaste tillgängliga statistiken (vilken skiljer sig från uppgiften i tabell 1). Trots det övergick Sverige från att vara nettoexportör till nettoimportör. I tabell 1 visas den svenska elbalansen och Energimyndighetens bedömningar av utvecklingen på kort och 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. I båda prognoserna är Barsebäcks första reaktor avvecklad. Även under år 2001 väntas kärnkraftsproduktionen nedregleras medan prognosen för 2010 utgår från "normalårsproduktion". I övrigt utgår bedömningarna från olika an-



Figur 2 • Elproduktion och elanvändning under 1999 och 2000, GWh per vecka



Källa: Sammanställning av uppgifter från "Kraftläget", Svensk Energi

Tabell 1 • Elproduktion i Sverige åren 1990, 1995–2000 samt prognos för 2001 och 2010

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000 ⁵	2001	2010
Produktion ¹	142,2	143,9	136,0	145,2	154,6	150,9	140,1	138,8	149,4
Vattenkraft	71,5	67,0	51,0	68,2	73,8	70,7	76,4	67,8	67,0
Vindkraft	0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	2,0
Kärnkraft	65,3	67,0	71,4	66,9	70,5	70,2	54,7	60,3	68,3
Övrig värmekraft	5,6	-	13,5	9,9	9,9	9,6	8,6	10,2	12,1
Kraftvärme i industrin	3,1	3,8	4,5	4,2	4,0	4,5	4,2	4,5	4,9
Kraftvärme i fjärrvärmenäten	2,1	5,5	5,4	5,3	5,7	4,9	4,2	5,5	7,0
Kondenskraft	0,3	0,4	3,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gasturbiner ²	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Användning ³	139,7	142,2	142,2	142,5	143,9	143,4	144,8	148,1	154,6
varav distr. förluster	10,7	8,3	9,4	11,6	12,7	11,4	10,7	10,6	11,3
Import–export ⁴	-2,5	-1,7	6,1	-2,7	-10,7	-7,5	4,7	9,3	5,2

¹ Nettoproduktion, d.v.s. exkl egenanvändning.

² Posten är omdefinierad från 1996 och omfattar enbart de gasturbiner som utgör reservkraft i kraftsystemet.

³ P.g.a. avrundning överensstämmer totalsumman inte alltid med summan av delposterna.

⁴ För år 1990 innehåller import–export även en statistisk restpost.

⁵ Uppgifterna för år 2000 baseras på preliminär statistik.

⁶ Vattenkraftsproduktionen har justerats i den senaste statistiken till 77,8 TWh.

Källa: För åren 1990–1999 *Energiläget 2000*, Energimyndigheten. För åren 2000–2001 *Energiförsörjningen i Sverige 01-02-26*, Energimyndigheten.

För 2010 "ER 4:2000, Energi och Klimat, Energimyndigheten 2000.

Elproduktion

taganden om den ekonomiska utvecklingen de närmaste åren.

Elproduktion i Finland, Norge och Danmark

Elproduktionen i Finland, Norge och Danmark redovisas i tabell 2. 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 2000 för drygt 87 % av Danmarks totala elproduktion. Energi 21, som är den danska regeringens långsiktiga plan för en hållbar utveckling för energi i Danmark, har som mål 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 den största andelen vindkraftsproducerad el i Norden. År 2000 stod de danska vindkraftverken för 12 % av den totala elproduktionen. Danmark har även en liten del vattenkraft som dock inte syns i statistiken. Energistyrelsen har i mars 2001 presenterat en prognos för den framtida energiförbrukning och koldioxidutsläppen ("Framskrivning av Danmarks energiförbrukning och CO₂-utledning"). Enligt prognosen väntas elproduktionen öka från 35 TWh till mellan 51 och 53 TWh 2004. Vindkraft och nya avfallseldade kraftvärmeverk väntas stå för en del av den ökade produktionen. Då elförbrukning endast beräknas öka till 37 TWh till 2010 väntas exporten av el öka.



Foto: Torbjörn Arvidson/TIOFOTO

Vindkraftsproduktionen har ökat i Norden från 0 TWh 1990 till knappt 5 TWh år 2000, varav Danmark stod för 4,2 TWh.

I Finland baseras elproduktionen på konventionell värmekraft, kärnkraft och vattenkraft. Den konventionella värmekraften stod år 2000 för 46 % av den totala elproduktionen, kärnkraften för 32 % och vattenkraften för 21 % av elproduktionen 2000. De bränslen som utnyttjas

mest i de finska värmekraftverken är biobränsle följt av kol, naturgas och torv. En liten del av elproduktionen baseras på olja. Finland har en relativt hög import från grannländer, 2000 nettoimporterades ca 12 TWh. För att kunna täcka den ökade elkonsumtionen samt minska importbe-

Tabell 2 • Elproduktion i Finland, Danmark och Norge, TWh

	Finland				Danmark				Norge			
	1990	1995	1996	2000	1990	1995	1996	2000	1990	1995	1996	2000
Produktion	52	61	66	67	24	34	50	34	120	121	104	143
Vattenkraft	11	13	13	14	...	...	...	...	120	121	103	142
Vindkraft	0	...	...	...	0,6	1,2	1,2	4,2	0	...	...	...
Kärnkraft	18	18	19	22	0	0	0	0	0	0	0	0
Övrig värmekraft	23	30	36	31	24	33	49	30	0,5	0,5	0,5	0,7
Kraftvärme												
i fjärrvärmenäten	8,5	11	12	13	8	13	15	...				
Kraftvärme i industrin	7,7	9	10	12	0	1,1	1,6	2,2				
Kondens	6,6	8,9	14	7	15	19	32	28 ¹				
Gasturbin, diesel m m	...	...	...	...								
Import-export	11	8,4	3,6	12	7,0	-0,8	-15	0,7	-16	-6,7	9,0	-19
Användning	62	69	69	79	31	34	35	35	105	114	113	124

... mindre än 0,1 TWh

¹ inklusive produktion i kraftvärmeverk

Anm: P.g.a. avrundning överensstämmer inte alltid totalsumman med summan av delposterna.

Källa: Bearbetning av uppgifter från Finska Energia, Norges SSB, Danska Energistyrelsen samt Nordel.

roendet 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 Finlands nationella klimatstrategi från mars 2001 anges dessa två alternativ i syfte att minska användningen av kol och därmed utsläppen av koldioxid. Ett finskt konsortium ansökte år 2000 om tillstånd att bygga ett nytt kärnkraftverk. Beslut i frågan väntas tidigast sommaren 2001. Avsaknad av beslut har medfört svårigheter i att finna en aktuell prognos över den finska elproduktionen.

Den norska elproduktionen baseras huvudsakligen på vattenkraft. År 2000 stod vattenkraften för 99,5 % av den totala elproduktionen i Norge. Resterande elproduktion utgjordes huvudsakligen av naturgaskraft. Även i Norge diskuteras en utbyggnad av den naturgasbaserade elproduktionen. I långtidsprogrammet för perioden 2002–2005 redovisas en prognos för tillgång och förbrukning av el. Enligt prognosen väntas den inhemska produktionen öka från 122 TWh 1999 till 133 år 2010, främst genom utbyggnad av gaskraftverk. Vidare har regeringen som mål att vindkraften ska producera 3 TWh senast år 2010.

Installerad effekt i Norden

I tabell 3 presenteras den totala installerade nettoeffekten i de nordiska länderna vid utgången av år 2000. Vindkraften har ökat i både Sverige och Danmark. I Sverige har den installerade effekten i vindkraftverk ökat med 26 MW under 2000 och i Danmark har den ökat med 614 MW. Den tillgängliga effekten i de svenska gasturbinerna har minskat med drygt 140 MW under 2000.



Foto: Bo Silver/NORRLANDIA

Vattenkraften står för ca 60 % av den totala elproduktionen i Norden.

Tabell 3 • Tillgänglig effekt i de nordiska länderna 31 december 2000, MW

	Danmark ¹	Finland	Norge	Sverige	Norden ²
Installerad effekt totalt ³	11 940	16 576	27 781	30 894	87 191
Vattenkraft	11	2 938	27 463	16 229 ⁴	46 641
Kärnkraft		2 640		9 439	12 079
Övrig värmekraft	9 548	10 960	305	4 985	25 798
kondens ⁵	958 ^{6,7}	3 912	73	448	5 391
kraftvärme, fjärrvärme	7 815	3 692	12	2 264	13 783
kraftvärme, industrin	487 ⁸	2 478	185	932	4 082
gasturbiner m m	288	878	35	1 341	2 542
Vindkraft	2 381	38	13	241	2 673

¹ Ny rapporteringsrutin i Danmark har medfört att effekten är annorlunda jämfört med år 1999.

² Exkl. Island

³ Effekten avser summan av de enskilda aggregatens nettoeffekt i kraftsystemet och kan därmed inte betraktas som totalt tillgänglig effekt vid en enskild tidpunkt.

⁴ Inkl. norsk andel i Linnvasselv (25 MW).

⁵ Inkl. långtidskonserverad effekt i Finland (ca 700 MW)

⁶ Inkl. tysk andel i Enstedværket (342 MW)

⁷ Inkl. långtidskonserverad effekt på Vendsyssleværket (305 MW)

Källa: Bearbetning av statistik från Nordel.

FAKTA

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.

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

Vattenkraftverk – kraftverk som omvandlar vattnets rörelseenergi till elektrisk energi.

Kärnkraft – kondenskraftverk som utnyttjar kärnenergi för elproduktion.

Vindkraftverk – kraftverk som omvandlar vindens rörelseenergi till el.

Naturgaskombi – en kombinerad gasturbin- och ångturbinanläggning som drivs med naturgas.

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 service-sektor som utnyttjar fler elektriska apparater, t.ex. datorer, och en ökad användning av elvärme i Finland och Norge.

Elanvändning i Sverige

I Sverige har elanvändningen sedan början av 1970-talet ökat med i genomsnitt 3 % per år. Ökningen var kraftig under 1970-talet, därefter har ökningstakten dämpats. Under perioden 1990–1999 steg den faktiska elanvändningen med 2,6 % totalt, men om elanvändningen tempera-

turkorrigeras blir ökningen endast drygt 1 % under perioden. Sektorn bostäder, service m m står i dag för knappt hälften av den totala elanvändningen, medan industrins andel uppgår till en dryg tredjedel. Prognoser för den svenska elanvändningen under åren 2000, 2001 och 2010 redovisas i tabell 4.

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 med i genomsnitt 3,5 % per år, vilket ledde till att elanvändningen minskade med 1,3 %



Foto: Hiroshi Higuchi/TFOFOTO

Den största ökningen av elanvändningen sedan 1990 har skett i bostads- och servicesektorn.

Tabell 4 • Elanvändning åren 1990–1999 samt prognoser för år 2000, 2001 och 2010, TWh

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2010
Industri varav	53,3	51,7	50,9	52,6	52,8	53,5	55,4	55,4	58,6
massa- och pappersind.	20,0	19,1	19,3	20,5	21,1	22,0	22,8	22,7	23,2
kemisk basindustri m m	6,2	5,6	5,5	5,8	6,0	5,9	7,0	7,0	8,1
järn- och stålverk	4,8	5,0	4,9	5,0	5,0	5,0	5,2	5,3	5,8
verkstadsindustri	7,2	7,1	7,0	7,0	7,1	7,0	7,0	7,0	7,5
Bostäder, service m m	63,3	72,3	73,0	69,6	69,5	70,0	69,5	73,0	75,0
varav elvärme ¹	25,8	25,3	27,3	26,1	23,9	21,5	20,8	23,8	28,9
hushållsel	17,9	19,7	20,1	18,7	19,5	19,2	19,7	19,9	21,1
driftel	19,6	27,3	25,6	24,8	26,1	29,3	29,0	29,3	25,0
Transporter	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	3,2
Fjärrvärme, raffinaderier	10,0	7,5	6,3	6,2	6,4	6,1	6,6	6,6	6,6
Omvandlings- och dist.förluster	10,7	8,3	9,4	11,6	12,7	11,4	10,7	10,6	11,3
Total användning netto	139,7	142,2	142,2	142,5	143,9	143,4	144,8	148,1	154,6
Total användning netto temperaturkorrigerad	142,9	142,5	141,2	143,2	144,9	144,7	147,6	148,1	154,6

¹ Uppgifterna om elvärme, hushållsel och driftel bygger på egna beräkningar samt uppgifter ur SCBs EN16 SM-serie. Uppgifterna har reviderats jämfört med föregående upplaga.

Källa: Uppgifterna för åren 1990–1999 är hämtade ur "Energiläget 2000", för åren 2000–2001 ur "Energiförsörjningen i Sverige 01-02-26", för år 2010 från ER 4:2000, Energi och klimat, Energimyndigheten.

Tabell 5 • Elanvändning i Finland, Danmark och Norge 1990–2000, TWh

	Finland				Danmark				Norge			
	1990	1995	1996	2000	1990	1995	1996	2000	1990	1995	1996	2000
Industrin (inkl. energisektorn)	33	37	37	45	9	10	10	11	47	46	45	53
Bostäder och service m.m.	26	29	29	31	20	21	22	22	51	58	59	61
Transporter	0,4	0,5	0,5	¹	0,2	0,2	0,3	¹	0,6	0,7	0,6	¹
Förluster	2,9	3,0	2,9	2,9	2,3	2,3	2,9	2,1	6,9	9,4	8,5	10
Total användning	62	69	69	79	31	34	35	35	105	114	113	124

¹ För år 2000 ingår transporter i bostäder och servicesektorn.

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

per år mellan 1990 och 1994. Under perioden 1997–1999 ökade elanvändningen med knappt 2 %. 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 samt järn- och stålverk stod år 1999 för ca 65 % av industrins totala elanvändning. Verkstadsindustrins andel uppgår till 13 %. Närmare 90 % av elen inom industrin används till processer och för motordrift.

Bostäder, service m m

I bostads- och servicesektorn används el för 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.

Elvärme svarar i dag för ca 30 % av den totala elanvändningen i bostads- och servicesektorn. Den faktiska användningen av elvärme varierar mellan åren bl.a. beroende på temperaturförhållandena. Elvärmen var lägre under 1990-talets sista år jämfört med tidigare under decenniet. Under 1998 infördes bidrag för att konvertera eluppvärmda hus till fjärrvärme eller individuell bränsleledning i syfte att minska elvärmen. Bidraget betalades inte ut under 1999 och 2000 p.g.a. av en stoppförordning, men fr.o.m. 1 juni återinfördes bidraget igen. Efter år 2000 väntas en ökning av elvärmen, vilket förklaras med en ökad nybyggnation av småhus och höga oljepriser.¹

Hushållselen står för 27 % av den totala elanvändningen i sektorn. Denna användning har inte följt någon trend under 1990-talet, men väntas öka under de närmaste åren. Driftelen, som i dag står för ca 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 har varit relativt stabil under åren 1990–1999, ca 2,5 TWh per år.



Foto: Jan Rietz/TIOFOTO

Industrin står för ca 40 % av elanvändningen i Norge och Sverige, 55 % i Finland och 30 % i Danmark.

Fjärrvärme och raffinaderier

Elanvändningen inom fjärrvärmesektorn består främst av leveranser till elpannor och elinsats till värmepumpar. Leveranserna till elpannor minskade från 6,2 TWh år 1990 till 1,5 TWh år 1999. Elinsatsen till värmepumpar var under samma period drygt 2 TWh per år. Elanvändningen inom raffinaderierna är relativt konstant och uppgår till 0,8 TWh årligen.

Prognos för åren 2000, 2001 och 2010

I tabell 4 redovisas prognoser över elanvändningen för år 2000, 2001 och 2010. Det bör påpekas att prognoserna baseras på olika antaganden om ekonomisk utveckling och oljeprisutveckling.

Elanvändningen bedöms öka med knappt 0,7 % per år mellan åren 2000 och 2010.

Elanvändning i Danmark, Norge och Finland

Elanvändningen har ökat i alla de nordiska länderna mellan 1990 och 2000, se tabell 5. Störst ökning noteras i Finland med i genomsnitt 2,5 % årligen sedan 1990. I

Sverige har ökningen under samma period varit 0,4 %.

I Norge och Finland står industrisektorn för en stor andel, drygt 40 respektive 55 % av den totala elanvändningen. Detta beror på att de har stor andel energiintensiv industri, i likhet med Sverige. I Danmark, som har en annan industristruktur, står industrin för ca 30 % av elanvändningen. I stället används en större del i bostads- och servicesektorn (ca 60 %). En förklaring till detta är att jordbrukssektorn är relativt stor i Danmark.

Fram till 2010 väntas elanvändningen öka snabbast i Finland med 1,6 % årligen (till 93 TWh 2010), följt av Norge med 1,3 % årlig tillväxt (133 TWh år 2010). I Danmark väntas elanvändningen endast öka från 35 till 37 TWh, vilket motsvarar 0,6 % per år.

Sett i ett internationellt perspektiv har alla de nordiska länderna en relativ hög genomsnittlig elanvändning per invånare. Viktiga orsaker är en hög andel elintensiv industri och det kyliga klimatet, se även avsnitt "Ett internationellt perspektiv". ■

¹ Energiförsörjningen i Sverige 01-02-26, Energimyndigheten

Vattenkraften stod för drygt 60 % av elproduktionen i Norden år 2000. Den totala installerade effekten var 46 701 MW vid slutet av året. Knappt 60 % av den installerade effekten finns i Norge, 34 % i Sverige och 6 % i Finland. Danmark har en marginell vattenkraftsproduktion. Den samlade normalårsproduktionen i Norden uppgår till mellan 180 och 190 TWh men år 2000 var ett extremt våtår och den samlade produktionen 234 TWh.

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 som har en sammanlagd produktion på ungefär 1,5 TWh. Av Sveriges totala vattenkraftproduktion står de fyra största älvarna för ca 65 % av produktionen, se tabell 6.

Under ett år med normal tillrinning finns kapacitet att producera 64,2 TWh el exklusive förluster, vilket motsvarar ungefär 45 % av landets totala elproduktion. Vattenkraftproduktionen 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 teoretiskt kan uppgå till 78 TWh. Den högsta årsproduktionen hittills uppnåddes år 2000 med 76,4 TWh. Den maximala volymen i långtidsmagasinen motsvarar en produktion på 33,6 TWh. I figur 5 ses vattenkraftproduktionen de tre senaste åren.

Tillrinning

År 2000 började som ett normalår, men under sommaren, hösten och vintern var



Foto: Bo Hallqvist/NORRLANDIA

Vattenkraftsproduktionen i Norden var rekordstor år 2000, 234 TWh. Under "normala" år ligger produktionen mellan 180 och 190 TWh.

Tabell 7 • Norge, Finlands och Danmarks vattenkraftproduktion, TWh samt installerad effekt, MW år 2000

	Produktion, TWh	Installerad effekt, MW
Norge	142	27 463
Finland	14	2 938
Danmark	0,03	11

Källa: Nordel

Tabell 6 • Vattenkraftproduktion i Sverige fördelad på älvar åren 1990–2000, TWh samt installerad effekt per den 31/12 1999, MW

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Installerad effekt
Luleälven	15,8	14,0	14,1	16,0	12,4	15,8	15,9	4 355
Skellefteälven	4,8	4,5	3,4	4,4	4,7	5,2	5,2	1 023
Ume älv	9,3	8,0	5,4	8,3	9,1	8,2	9,3	1 736
Ångermanälven	9,4	7,8	5,5	8,0	9,5	7,7	13,6 ¹	1 771
Faxälven	4,7	4,3	2,8	4,0	4,1	3,8	-	807
Indalsälven	9,7	9,8	7,5	10,2	10,4	10,0	11,7	2 099
Ljungan	1,9	2,0	1,6	2,1	3,4	2,4	3,1	606
Ljusnan	3,5	3,8	3,2	3,7	4,1	3,8	4,3	802
Dalälven	4,7	4,6	3,1	4,4	5,5	4,7	5,6	1 107
Klarälven	2,3	2,4	1,9	1,6	1,7	1,7	2,0	375
Göta älv	1,4	2,0	0,9	1,4	1,6	2,2	2,0	296
Övriga älvar	3,9	3,8	1,6	4,0	7,1	4,9	5,1	1 215
Summa	71,4	67,0	51,0	68,1	73,6	70,4	77,8	16 192

¹ Produktionen i Ångermanälven år 2000 inkluderar även Faxälven.

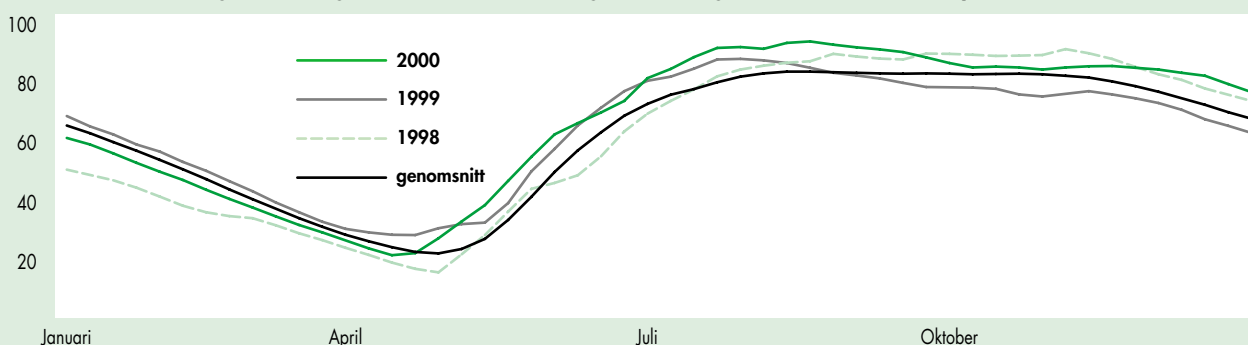
Anm. Totalsummorna för produktionen avviker något från den officiella statistiken.

Källa: Svensk Energis verksamhetsberättelse 2000 och Statistisk Årsbok 2001, SCB.

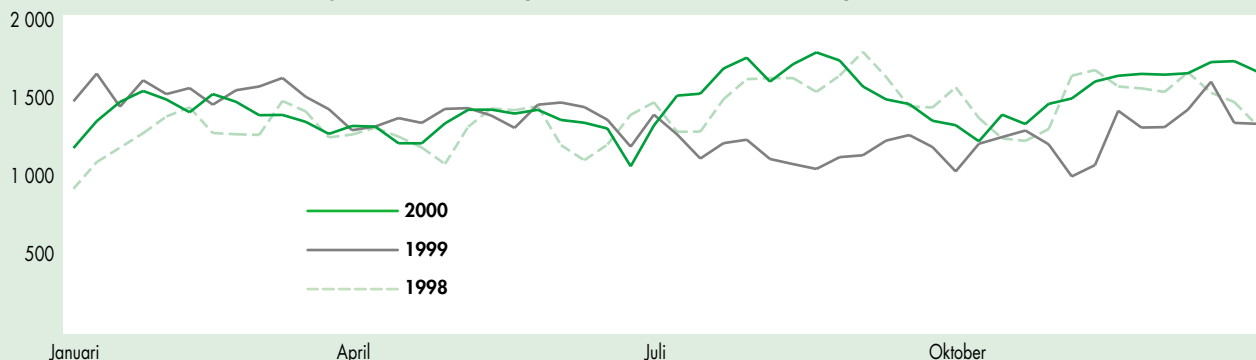
Figur 3 • Tillrinning under ett normalt år samt för 1999 och 2000, GWh per vecka



Figur 4 • Magasinsinnehåll under ett genomsnittligt år samt 1998–2000, procent



Figur 5 • Vattenkraftproduktion 1998–2000, GWh per vecka



Källa: Sammanställning av uppgifter från Kraftläget, Svensk Energi

tillrinningen mycket högre än normalt, och så även produktionen. Totalt uppgick tillrinningen till 91,3 TWh under året. Ett normalår, definierat som medianen för tillrinningen under perioden 1950–1996, är tillrinningen 64,5 TWh. År 2000 var alltså ett extremt våtår. Tillrinningen de tre senaste åren redovisas i figur 3.

Magasinsfyllnad

Under det första kvartalet av år 2000 låg magasininfyllnadsgraden strax under det normala, men övergick till att ligga mycket högre under de tre sista kvartalen. Detta beroende på den stora tillrinningen under hösten. Vid ingången till 2001 var magasininfyllnadsgraden 76,2 % eller 25,6 TWh, ca 3 TWh över genomsnittet och ca 5 TWh högre än motsvarande datum 1999. Fyllnadsgraderna för de senaste åren samt för ett

normalår visas i figur 4. Under inledningen av år 2001 har magasininfyllnadsgraden minskat och närmast sig medelvärde för perioden 1950–1999. Innehållet i snömagasinen var lågt i år, varför vårfloren blev mindre, framför allt i norrlandsälvarna.

Investeringsstöd till småskalig vattenkraft

I det energipolitiska beslutet från 1997 ingick ett investeringsstöd till småskalig vattenkraft. Stödet uppgår till 150 miljoner kronor under en femårsperiod med början 1 juli 1997. Bidraget uppgår till 15 % av investeringskostnaden. Åtgärden beräknades kunna ge en ny elproduktion på 0,25 TWh. Under 1997 och 1998 betalades inga bidrag ut på grund av oklarheter om de miljökrav som skulle gälla för att anläggningarna skulle ges möjligheter

till bidrag. Totalt mellan åren 1997–2000 har 27 ansökningar inkommit. Tre har återtagits. Av de resterande har tio beviljats bidrag, varav en har återtagits. Total nytillkommen elproduktion beräknas vara 3,9 GWh under ett normalår.

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 2000 uppgick produktionen till 142 TWh. Finland producerade samma år 14 TWh el i vattenkraftverk. Danmarks produktion är marginell. Under 1990-talet har den varierat mellan 0,02 och 0,03 TWh. År 2000 var den 0,03 TWh. ■

I Norden finns 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 energitillförsörjningsgrad

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 elefterfrågan och tillgången på vattenkraft.

Coast-down, eller utbränningsbetingad effektnedgång, innebär att bränslets

anrikningsgrad anpassas för att minimera bränslekostnaderna. Variationer i elefterfrågan gör att det inte är ekonomiskt att ladda reaktorerna så att den maximala produktionen uppnås. Laddningen dimensioneras därför så att reaktorernas produktionskapacitet avtar successivt under några veckor inför varje revision.

Kärnkraft i Sverige

År 2000 uppgick kärnkraftproduktionen i Sverige till 54,8 TWh och svarade för 39 % av den totala nettoproduktionen av el. Detta är mycket lägre än år 1999, då produktionen i kärnkraftverken var högre, 70,1 TWh, och stod för 47 % av den totala produktionen.

En förklaring till den låga produktionen var att tillgången på vattenkraft var god, vilket ledde till att elpriserna var låga och att behovet av annan kraft var litet. Sammantaget bidrog detta till en omfattande kraftbalansreglering i kärnkraftverken. Några reaktorer var avställda under vissa perioder, vilket aldrig har inträffat förut. Nedregleringen motsvarade ett produktionsbortfall på 11,6 TWh. Ytterligare orsaker till den lägre produktionen år 2000 var att den första reaktorn i Barsebäck stängdes 30 november år 1999 och att vissa tekniska problem i två av Ringhals reaktorer förlängde revisionsavställningen kraftigt.

FAKTA

Reaktorns årliga *produktionspotential* beräknas som antalet drifttimmar per år multiplicerat med anläggningens maximieffekt. 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.

Tillgängligheten för de svenska reaktorerna år 2000 varierade mellan 57 och 95 %, den genomsnittliga tillgängligheten uppgick till ca 83 %. Detta kan jämföras med ett internationellt medelvärde på ungefär 80 % för dessa reaktortyper. I tre

Tabell 8 • Produktionsdata för svenska kärnkraftsreaktorer, år 2000

Reaktor	Nettoeffekt, MW	Produktion, TWh		Coast-down	Bortfall ⁴ , TWh		
		Max tillgänglig ¹	Verklig ^{2,3}		Nedreglering	Revision	Övrigt bortfall ⁵
Barsebäck 1	600	-	-	-	-	-	-
Barsebäck 2	600	4,6	3,0	0	1,4	0,4	0,3
Forsmark 1	968	7,3	5,7	0,1	1,5	1,2	-
Forsmark 2	969	6,7	5,4	0,2	1,1	1,3	0,4
Forsmark 3	1 158	9,6	7,9	0,5	1,1	0,5	-
Oskarshamn 1	445	3,5	3,1	0,1	0,3	0,3	0,2
Oskarshamn 2	605	4,5	3,9	0	0,5	0,4	0,5
Oskarshamn 3	1 160	9,3	7,3	-	1,9	0,5	0,4
Ringhals 1	835	4,2	3,3	0,3	0,6	0,5	2,6
Ringhals 2	875	6,5	5,2	0,2	1,0	0,9	0,2
Ringhals 3	918	7,4	6,2	0,4	0,9	0,6	-
Ringhals 4	923	5,6	4,1	0,3	1,1	0,7	1,8
Totalt	10 056⁶	69,2	55,1	2,1	11,3	7,1	6,5

¹ Nettoeffekt x tillgänglighet för respektive reaktor x 8 760 timmar.

² Nettoeffekt x utnyttjningsgrad för respektive reaktor x 8 760 timmar.

³ P.g.a. avrundning i beräkningsunderlaget överensstämmer inte uppgifterna med statistiken som återges i övriga tabeller. Dessutom inhämtas statistiken vid olika tidpunkter.

⁴ Produktionsbortfallet definieras som icke tillgänglighetsberoende (coast-down, nedreglering, kylvatten påverkan och yttre fel) och tillgänglighetsberoende (periodiska prov, fel och revision) bortfall. I övrigt bortfall återfinns båda typerna av bortfall, där kylvattenpåverkan, yttre fel, periodiska prov och fel har räknats samman.

⁵ För Ringhals 1 och 4 inkluderas förlängd revisionsavställning i övrigt bortfall.

⁶ Inkl. Barsebäck 1. Efter den 30 November 1999 är den totala installerade effekten i den svenska kärnkraften 9 456 MW.

... mindre än 50 GWh.

Anm. P.g.a. avrundning överensstämmer inte verklig produktion med maximalt tillgänglig produktion - coast-down - nedreglering.

Källa: Sammanställning av uppgifter från Kärnkraftssäkerhet och Utbildning AB.

av reaktorerna översteg energitillgängligheten 90 %, se tabell 9.

Revisionsavställningens omfattning för de olika reaktorerna påverkar tillgängligheten. De flesta reaktorerna fullföljde revisionen enligt planerna under 2000. Flera av reaktorerna stängdes dock av i förtid till följd av det låga kraftbehovet. Två av Ringhals reaktorer hade ovanligt långa avställningar, vilket medförde stora produktionsbortfall samt lägre tillgänglighetsgrader.

Kärnkraftverkens drifttillstånd

De ursprungliga tillstånden 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 tillståndet 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 ska 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. En prövning av om villkoren är uppfyllda ska göras under hösten 2001.

Kärnkraft i Finland

I Finland finns två kärnkraftverk med fyra reaktorer i drift. Dessa verk står för ungefär 30 % av Finlands totala elproduktion.



Foto: Johan Charlie/NORRLANDIA

Kärnkraftverken i Norden producerade 77 TWh under år 2000, vilket motsvarar ca 14 % av den totala elproduktionen.

I tabell 10 redovisas drifttagningsår, bruttoeffekt och tillgänglighet för de finska reaktorerna år 2000. Bruttoeffekten inkluderar anläggningens effektbehov. Under

år 2000 producerades 21,6 TWh i de finska kärnkraftverken, vilket är 1 TWh lägre än produktionen år 1999.

Tabell 10 • Bruttoeffekt, MW och produktion, TWh, i de finska reaktorerna år 2000

Reaktor	I drift år	Bruttoeffekt (MW)	Produktion 2000, TWh	Tillgänglighet 1998, Procent
Loviisa 1	1977	488	7,5	87,9
Loviisa 2	1981	488		
Olkiluoto 1	1979	840	14,1	95,6
Olkiluoto 2	1982	840		
Totalt		2 656	21,6	91,75

Källa: www.energia.fi

Tabell 9 • Nettoproduktion i de svenska reaktorerna åren 1990–2000, TWh

	I drift år	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Summa produktion från idrifttagning, TWh	Tillgänglighet 2000, procent
Barsebäck 1	1975	4,3	3,9	4,1	3,7	4,3	2,6	-	92,7	-
Barsebäck 2	1977	4,2	3,4	3,8	3,9	4,0	3,5	2,9	90,5	87,3
Forsmark 1	1980	6,2	7,3	7,3	5,4	7,3	7,6	5,7	132,4	85,9
Forsmark 2	1981	6,4	7,1	7,3	7,3	7,2	7,3	5,4	128,0	79,5
Forsmark 3	1985	7,9	8,9	8,8	9,0	9,0	8,8	7,9	128,9	94,9
Oskarshamn 1	1972	2,5	0,0	2,4	2,9	1,3	3,3	3,1	69,0	88,7
Oskarshamn 2	1974	4,0	4,2	3,8	4,4	4,4	3,2	3,9	100,9	85,2
Oskarshamn 3	1985	7,6	8,9	8,5	9,0	8,0	8,5	7,2	126,2	91,2
Ringhals 1	1976	4,5	5,7	6,5	2,2	5,6	4,9	3,2	111,4	57,1
Ringhals 2	1975	5,2	6,1	5,7	6,2	6,1	6,4	5,1	121,6	85,0
Ringhals 3	1981	5,9	4,9	6,8	6,6	6,4	7,0	6,2	112,1	92,3
Ringhals 4	1983	6,5	6,3	6,3	6,4	6,8	7,0	4,1	107,5	68,7
Totalt		65,2	66,7	71,3	67,0	70,4	70,1	54,8	1 321,3	83,3

Källa: Sammanställning av uppgifter från Kärnkraftssäkerhet och Utbildning AB.

I konventionella värmekraftanläggningar produceras el genom förbränning av olika bränslen. I Norden används kol, olja, naturgas, torv samt biobränslen. Det pågår hela tiden utveckling av befintliga tekniker men även forskning för att ta fram nya elproduktionstekniker.

Konventionell värmekraft i Sverige

I Sverige uppgick elproduktionen baserad på konventionell värmekraft till 8,9 TWh, vilket svarar för ungefär 6 % av den totala produktionen under år 2000. Tabell 11 och 12 redovisar elproduktionen och bränslefördelningen i konventionell värmekraft i de nordiska länderna år 2000.

I kraftvärmeverken i fjärrvärmenäten stod kol inklusive hyttgas för 50 % och olja för 16 % av bränsletillförseln för elproduktion under 2000. Andelen olja har minskat sedan år 1999. Naturgas och biobränslen, torv m m svarade för 8 % respektive 20 %. 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 57 % respektive 40 % av bränsletillförseln för elproduktion under 2000.

Under senare år har den installerade effekten i konventionell värmekraft minskat i Sverige till följd av att 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 tillsammans omkring 2 820 MW. I dag är bara en av dessa anläggningar tillgänglig för produktion, med en effekt på ca 340 MW.

Konventionell värmekraft i Norden

Av Danmarks totala elproduktion står konventionell värmekraft för 88 % eller 30 TWh el. Av det stod kol och naturgas för den största delen av elproduktionen med 55 % respektive 27 % under 2000. Knappt 6 % kommer från biobränslen.

I Finland är andelen konventionell värmekraft 46 % eller 31,2 TWh el. Biobränsle står för 43 % av produktionen, kol och naturgas svarar för ungefär 26 % vardera.

I Norge utgörs mindre än 1 % av den totala elproduktionen av konventionell värmekraft.

Nya elproduktionstekniker

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 er hålla 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 under perioden fram till år 2010.

Evaporativ gasturbin (EvGT) är en teknik med som går ut på att höja verkningsgraden hos en gasturbin genom att utnyttja energin i de varma rökgaserna. Tekniken har möjlighet att nå verkningsgraden som en kombicycle men med lägre investeringskostnad och är en stark konkurrent till naturgasbaserade kombianläggningar och andra gasturbinprocesser. I dag finns endast en demonstrationsanläggning (600 kW_{el}) i världen, men intresset är stort.

Vid *förgasning av biobränslen* används den producerade gasen i en kombicycle,

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 vara kopplat till elpriset alternativt politiska styrmedel.

I en *indirekt eldad gasturbin* eldas bränslet i en konventionell fastbränslepanna, varvid värmen överförs till turbinens arbetsmedium via en värmeväxlare. Fördelen är att man inte riskerar att skada turbinen med 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 applikation är hybridfordon. I ett

Tabell 11 • Elproduktion i konventionell värmekraft i de nordiska länderna år 2000, TWh

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Konventionell värmekraft:	30,0	31,2	0,7	8,9
Kraftvärme i fjärrvärmenäten	27,8 ¹	12,8	-	4,2
Kraftvärme i industrin	2,2	11,9	0,3	4,3
Kondensverk	-	6,5	0,2	0,3
Gasturbin, diesel m.m.	-	-	0,2	0,03

¹ Inklusive produktion i kondensverk.

Anm: Uppgifterna för Sverige skiljer sig från de som redovisas i avsnittet *Eltilförsel* p.g.a. att olika statistik-källor har använts.

Källa: Nordel.

Tabell 12 • Elproduktion i konventionell värmekraft i de nordiska länderna år 2000, TWh

Bränsle	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Biobränsle	1,7	13,2	-	3,6
Kol	16,4	8,4	-	1,9
Naturgas	8,0	8,0	0,2	0,5
Olja	0,1	1,5	-	2,8
Övrigt	3,8	-	0,4	-
Totalt	30,0	31,2	0,7	8,9

Anm: P.g.a. avrundning överensstämmer inte alltid totalsumman med summan av delposterna.

Källa: Nordel.

perspektiv längre än tio år kan småskalig biobränslebaserad kraftvärme från Stirlingmotorer 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 dit det är svårt att dra fram det ordinarie nätet, exempelvis ensligt belägna fyrar.

Energimyndighetens 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 elteknik fanns under 2000 två forskningsprogram vars huvud-

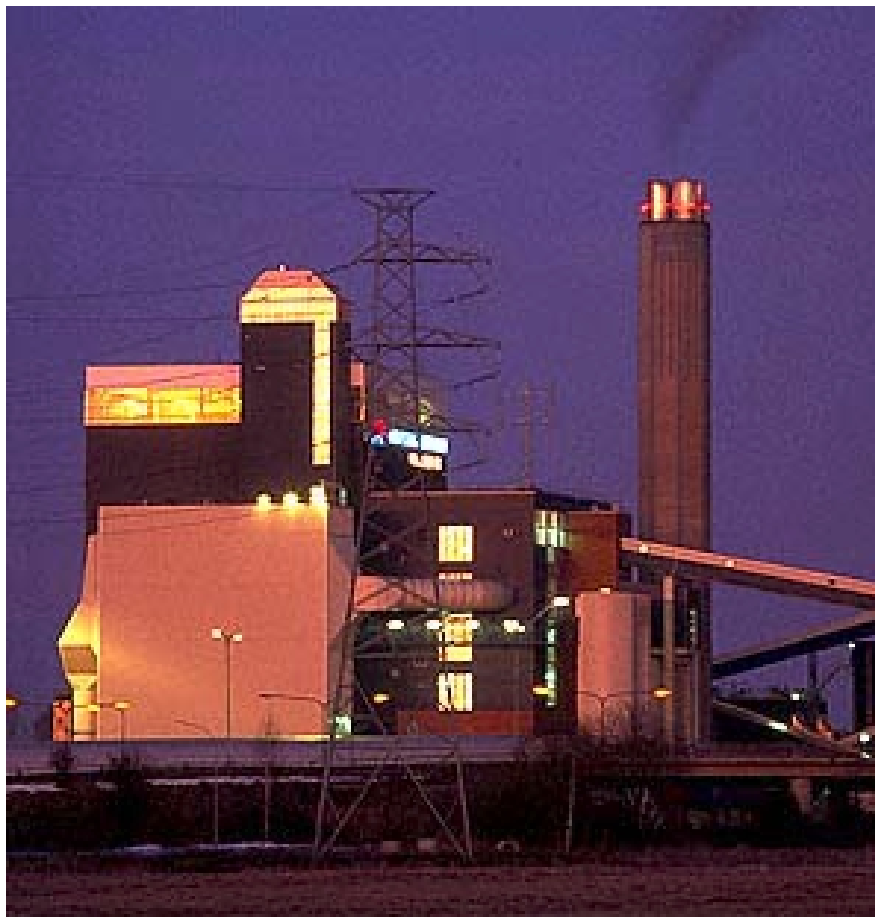


Foto: /Torbjörn Arvidson/TIOFOTO

I Sverige och Finland står biobränsle för en stor del av produktionen i konventionell värmekraft (ca 40 %), medan kol är det dominerande bränslet i den danska värmekraften (ca 50 %).

sakliga finansiering kom från Energimyndigheten. Dessa program omfattar nya tekniker för elproduktion baserad på sol och vind, men även utveckling av bränslecel-

ler och supraleddare. Energimyndigheten delfinansierar vidare ett antal utvecklingsprogram och kompetenscentra. ■

Begreppet förnybar energikälla betyder att energikällan kan reproduceras i samma takt som den utnyttjas. Till de förnybara energikällorna räknas bland annat vattenkraft, vindkraft, bioenergi, solenergi samt geotermisk energi. I figur 6 visas hur stor andel av den totala elproduktionen som produceras från förnybara energikällor i de nordiska länderna

Förnybar elproduktion i Sverige

Sverige har en relativt stor andel el från förnybara energikällor tack vare vattenkraften som under 2000 stod för 77,8 TWh eller 55 % av Sveriges totala elproduktion. I konventionell värmekraft har användningen av biobränslen ökat. Under 2000 stod biobränslen för ca 3,6 TWh el, motsvarande 40 % av produktionen i konventionell värmekraft. Trädbränslen står för hälften av den tillförda mängden biobränslen och används i kraftvärmeverken i fjärrvärmenäten (1,2 TWh) och inom den industriella kraftvärmens (1,1 TWh). Vidare användes knappt 2,0 TWh avlutar och tallolja inom industrin.

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 på verken som uppförs ökat och idag har de flesta leverantörer tillverkning av vindkraftverk med effekten 1 000 kW eller större. Vindkraftens bidrag till elproduktionen under 2000 utgjorde 0,44 TWh, vilket är en ökning med 19 % jämfört med 1999. Vindkraften svarade för 0,31 % av den totala elproduktionen i landet under 2000. Det byggdes nära 40 nya vindkraftverk i Sverige och i slutet av året fanns 517 vindkraftverk med en effekt större än 50 kW. Den sammanlagda effekten i svensk vindkraft var 241 MW.

Svenskt stöd till förnybar elproduktion

Till biobränsleeldade kraftvärmeverk ges i Sverige ett statligt investeringsstöd på 3 000 kr/installerad kW eller max 25 % av investeringskostnaden. Bidraget ges till investeringar som medför ett nytillskott av elproduktion. Nio anläggningar är beviljade stöd med en sammanlagd effekt på 164 MW och en beräknad årlig produktion på 0,84 TWh. Anläggningarna tas i drift successivt från och med år 2000 och år 2003 beräknas alla anläggningarna vara i drift.

För el producerad i småskaliga anläggningar, d.v.s. med en effekt mindre än 1 500 kW, utgår ett särskilt bidrag på 9 öre/kWh.

Nya vindkraftverk i Sverige subventioneras genom ett investeringsstöd samt ett driftbidrag som motsvarar elskatten i södra Sverige, d.v.s. 18,1 öre/kWh.

Ett nytt stödssystem för förnybar elproduktion genom gröna certifikat utreds för närvarande. Utredningen ska vara avslutad i slutet av oktober 2001.

Danmark

Av Danmarks 30 TWh el producerat i konventionell värmekraft stod biobränsle endast för 1,7 TWh. I Danmark har intresset för vindkraft varit större än i Sverige, vilket till stor del beror på det danska stödssystemet. Vid slutet av år 2000 fanns en total installerad effekt på ca 2 380 MW. Under 2000 var den totala elproduktionen i de danska vindkraftverken 4,2 TWh vilket motsvarade 12 % av den totala elproduktionen.

Danmarks regering har fastställt en långsiktig plan, där ett mål är att användningen av biobränsle i energisektorn ska öka till 24 TWh år 2005 och till 40 TWh år 2030. T.ex. måste de offentligt ägda energibolagen från och med år 2000 använda motsvarande 5,4 TWh halm och flis varje år.

Danmark har beslutat att införa ett system med handel av gröna certifikat år 2002. Systemet ska på sikt ersätta stöden till el producerad från förnybara energikällor genom att användarna blir skyldiga att köpa en viss andel förnybar el genom de gröna certifikaten. Nu råder en övergångsordning som innebär att finansieringen av de tidigare stora statliga stöden överförs till elanvändarna. Stödet till förnybara energikällor består av ett fast pris som garanteras i 10 år för anläggningar

byggda före 2003 och ett elproduktions-tillägg. Vidare finns ett investeringsstöd för utveckling och demonstration av förnybara energikällor.

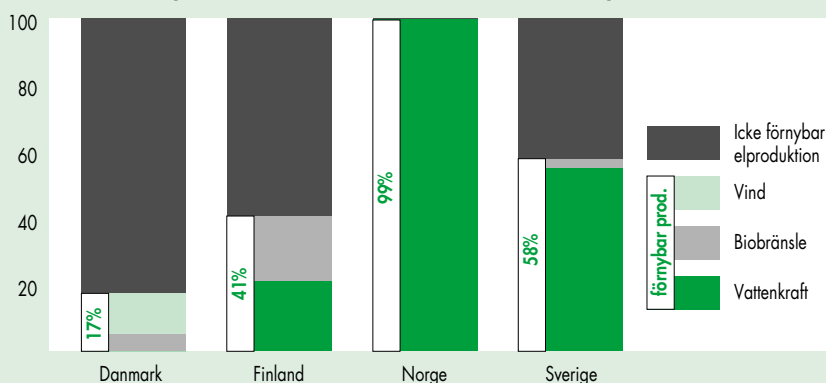
Norge

I Norge producerade vattenkraften 142 TWh el vilket motsvarar 99,5 % av den totala produktionen under år 2000. Vindkraftens installerade effekt är mycket liten i jämförelse med Danmark och Sverige. I slutet av år 2000 var effekten 13 MW och elproduktionen 0,03 TWh. 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 25 % av den godkända kostnaden, upp till 8 000 NOK/kW.

Finland

Vattenkraften stod för 14,4 TWh el eller 21 % av den totala elproduktionen under 2000. Finland producerar ca 9,3 % eller 13,2 TWh av landets elproduktion med biobränslen i konventionell värmekraft. I Finland finns ett investeringsbidrag som gäller utvecklings- och investeringsprojekt som bland annat främjar användningen av förnybara energikällor. För sådana investeringar medges bidrag med 10–35 % av godkänt investeringsbelopp. Vidare finns ett lägre produktionsstöd för el som produceras i små vattenkraftverk, torveldade mindre kraftvärmeverk eller kraftverk som drivs med träbaserat bränsle eller avgaser från metallurgiska processer. Vindkraftverk får ett högre produktionsbidrag som motsvarar elskatten. Under 2000 var vindkraftens installerade effekt 38 MW i Finland och elproduktionen 0,08 TWh.

Figur 6 • Andelen förnybar el av total elproduktion i de nordiska länderna 2000, procent



Källa: Nordels statistik för 2000

I Norden som helhet står elproduktionen för en liten del av utsläppen av miljöförstörande ämnen tack vare den stora andelen vatten- och kärnkraft i systemen. Undantaget är Danmark, vars elproduktion baseras på förbränning av fossila bränslen. Vatten- och kärnkraftsanläggningar är inte utan miljöpåverkan, men är vid normal drift nästan utsläppsfria.

Bränslebaserad elproduktion

Vid förbränning av ett bränsle bildas emissioner av olika slag till luften. Koldioxid, kväveoxider och svaveloxid beskrivs närmare nedan. Utöver dessa sker även utsläpp av bl.a. stoft, kolväten, koloxid, reducerat kväve (ammoniak) och dikväveoxid (N_2O). Stoft (partiklar) bidrar till nedsmutsning, men kan även ge hälsoeffekter på andningsvägarna. Vissa kolväten är cancerogena och bidrar till bildningen av fotokemisk smog, till exempel ozon. Koloxid försämrar syreupptagningsförmågan vid inandning. Ammoniak oxideras till viss del till nitrat, kväveoxider och rent kväve, men det mesta återbildas till marken med nederbörden i form av ammonium (NH_4^+). Dikväveoxid bidrar till växthuseffekten.

Av de fossila bränslena är naturgas det "renaste" bränslet, praktiskt taget fritt från

tungmetaller och svavel och med ca 40 % lägre koldioxidutsläpp än kol och 25 % lägre än olja. Förbränning av biobränslen förutsätts inte ge något nettotillskott av koldioxid till atmosfären, givet att uttaget av biomassa inte överstiger tillväxten. Därmed ger biobränsleledning upphov till något högre utsläpp av metan och dikväveoxid (växthusgaser), koloxid samt ammoniak än fossila bränslen. Torv innehåller bl.a. svavel, svavelhalten i torv varierar med torvslag. Torv i närheten av svavelhaltiga jord- och berglager har ofta hög svavelhalt, upp till 10 % torrvikt.

Koldioxidutsläpp

Koldioxid (CO_2) är en gas som bildas vid förbränning. Utsläpp av koldioxid leder 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 SO_2) bildas vid förbränning. Kvävet kommer

främst från förbränningsluften, som innehåller nästan 80 % kväve. Svavlet kommer från bränslet. Gaserna omvandlas i atmosfären till salpeter- och svavelsyra (HNO_3 och H_2SO_4) och faller ned med nederbörden, så kallad "våtdeposition", eller deponeras direkt som svaveldioxid eller kväveoxid, "torrdeposition". Kväveoxider bidrar till försurning, men främst till övergödning, beroende på att kvävetas upp i större andel i biomassa än vad svavel gör. Kväveoxider bidrar även till bildning av fotokemisk smog, vilken ger skador på växtlighet samt andningsvägarna hos djur och människor. Svaveloxider bidrar främst till försurning.

Vattenkraft

Vattenkraftens miljöpåverkan är, till skillnad från den påverkan som sker vid utsläpp av luftföroreningar, främst lokal och regional. Vattenkraftutbyggnad påverkar omgivningen genom att landskapsbildningen 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 landskapsbildningen, då det krävs



Tabell 13 • Utsläpp av koldioxid, svaveldioxid och kväveoxider i Sverige åren 1990–1999

	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Koldioxid, miljoner ton						
Elproduktion	1,5	3,0	5,8	3,1	3,0	2,9
Totalt i Sverige	59,3	58,1	63,4	56,7	57,3	56,7
Kväveoxider, tusen ton						
Elproduktion	3	3	6	2	2	3
Totalt i Sverige	396	355	358	327	297	304
Svaveldioxid, tusen ton						
Elproduktion	4	4	7	3	3	4
Totalt i Sverige	130	94	100	72	65	83

Källa: SCB.

Tabell 14 • Utsläpp från elproduktion av svaveldioxid, kväveoxid och koldioxid per kWh i Danmark, Finland och Sverige åren 1990–1999

	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	330	20	415	170	11
1999	559	280	13	768	320	19	373	170	11

Källa: Nordel.

stora arealer för att ge ett väsentligt tillskott av elproduktion. Vid drift ger de ifrån sig ett ljud som kan upplevas som störande samt att radiokommunikationer kan påverkas. Vid byggande av havsbaserade kraftverk kan djurlivet, i första hand fåglar, komma att störas. Inga andra direkta miljöeffekter har kunnat påvisas.

Eldistribution

Vid överföring av el görs ingrepp i naturen, det tydligaste exemplet ses på omslaget till denna publikation, en kraftledningsgata. 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, även om inga entydiga forskningsresultat finns att tillgå i dag. Bedömningen när det gäller lågfrekventa elektromagnetiska fält är att försiktighetsprincipen ska tillämpas, då det inte finns några gränsvärden.

Utsläpp från elproduktionen i Sverige

År 1999 stod elproduktionen för knappt 5 % av Sveriges totala koldioxidutsläpp, vilket motsvarar 3 miljoner ton. Elproduktionen är befriad från koldioxidskatt, vilket har lett till en ökning av användningen av fossilbränslen i elproduktionen.

Enligt de utsläppsscenarier som gjordes till klimatkommittén kommer Sverige sannolikt att klara sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet (Sverige får öka sina utsläpp av växthusgaser med 4 % fram till år 2010, utgående från 1990 års nivå). Mer läsning finns i "Energi och klimat i Sverige".

Svavel- och kväveoxidutsläppen från elproduktionen har varit konstanta under 1990-talet, med undantag för 1996, som var ett torrår med lägre vattenkraftproduktion som följd. Bortfallet i vattenkraftproduktionen kompensades genom ökad produktion i bl.a. oljekondenskraftverken. År 1999 var utsläppen från elproduktionen drygt 4 000 respektive knappt 3 100 ton.

Svavel- och kvävenedfallet över Sverige härrör till största delen från utländska källor. Det beror på att svavel och kväveföreningar har en omsättningstid 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 nordväst. Även via sydliga vindar kommer stora mängder luftföroreningar till Sverige när högtryck byggs upp över kontinenten. Men Sverige exporterar också luftföroreningar till grannländerna, främst



Foto: Torbjörn Andersson/Pressens Bild

Elproduktionen i Danmark står för ca 40 % av de totala koldioxidutsläppen i landet, vilket kan jämföras med 5 % av utsläppen för den svenska elproduktionen.

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 13 redovisas Sveriges totala koldioxid, svaveldioxid och kväveoxidutsläpp mellan 1990 och 1999. I tabell 14 anges utsläppen per kWh under samma tidsperiod.

Bestämmelser om kväveoxid- och svaveldioxidutsläpp

För kväveoxider har Riksdagen fastställt riktlinjer för utsläpp från förbränningsanläggningar. Rikt- eller gränsvärden fastställs för varje enskild anläggning.

I och med införandet av miljöbalken (lag 1998:808) infördes även en förordning om miljö kvalitetsnormer (1998:897). I miljö kvalitetsnormerna listas dygns-, vecko- och årsmedelvärden som inte får överskridas i orter av en viss storlek samt årsmedelvärde för skydd av vegetation utanför dessa orter. Idag finns miljö kvalitetsnormer för svaveldioxid och fr.o.m. 1 januari 2006 finns normer för kvävedioxid. Utöver dessa finns även normer för bly (endast årsmedelvärde). Kommuner ska kontrollera att normerna uppfylls. Tillstånd får inte beviljas för ny verksamhet om den skulle leda till att en miljö kvalitetsnorm överträds. I ett sådant fall måste störningarna från befintliga källor minskas så att "utrymme" skapas för den

nya verksamheten inom miljö kvalitetsnormens 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. Biobränslen är undantagna från svavelskatt.

Utsläpp från elproduktionen i Norden

Utsläppen i Danmark av svavel- och kväveoxider från elproduktion är de högsta i Norden, både med avseende på totala utsläpp och utsläpp per producerad kWh el, se tabell 14. 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 förbränning. Norge baserar elproduktionen på vattenkraft och har därför nästan inga utsläpp från elproduktionen.

Då det gäller koldioxidutsläppen är bilden densamma. I tabell 14 redovisas utsläppen per kWh av SO₂, NO₂ samt CO₂ i Danmark, Finland och Sverige 1990–1999. Utsläppen har dock minskat sedan 1990, både av CO₂, SO₂ och NO₂. Orsaken är framför allt en förbättrad förbränning och i Danmarks fall även en stor satsning på vindkraft.

Elhandel sker mellan olika typer av aktörer. Producenter säljer el till elleverantörer, slutkunder och andra producenter. Elleverantörer säljer el till slutkunder, distributörer och i vissa fall till producenter. 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.

Från produktionsoptimering till nordisk elbör

I Sverige har de svenska 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 elproducenterna ett avtal om gemensam optimering av elproduktionen. Utbyten av tillfällig kraft, inom ramen för produktionsoptimeringen, dominerade försäljningen producenterna 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. 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 1996 tog det finska nätföretaget IVS över ansvaret för de norra överföringsförbindelserna med Sverige, vilket innebar att dessa i praktiken öppnades för alla aktörer. Tidigare har handeln mellan Sverige och Finland gått via Vattenfall och Imatran Voiman Oy. Den norska och svenska handeln med finska elproducenter skedde till en början på EL-EX. I dag används EL-EX endast av svenska och finska aktörer för att sälja eller köpa överskottsproduktion samma dygn som leverans ska ske för att balansera produktionen mot försäljningen av el. Svenska Kraftnät äger i dag 50 % av aktierna i EL-EX och FINGRID, det finska stamnätsbolaget, äger resterande 50 %. Sedan 1998 kan de finska elproducenterna sälja el på Nord Pool och i början av 2001 fanns 30 finska aktörer.

Under 1999 anslöt sig västra Danmark som ett prisområde på Nord Pool och i oktober 2000 anslöt sig östra Danmark. I början av 2001 fanns 17 danska aktörer.

Fler aktörer och större handelsvolym

Aktörerna på Nord Pool är kraftproducenter, distributörer, industriföretag, mäklare eller handlare. Antalet aktörer var 281 i början av 2001, vilket är en ökning med 17 sedan föregående år. Aktörerna kommer huvudsakligen från Norden men senaste året har andelen utomnordiska aktörer ökat. De svenska aktörernas antal har ökat från 45 till 61 mellan 1 januari år 1999 och 1 januari 2001. Norge är representerat med 156 aktörer. Nord Pool omsätter el på spotmarknaden (dygnsmarknaden) och terminsmarknaden (prissäkringar på längre sikt). Spotmarknaden

omsätter kontrakt för leverans nästa dygn. Terminsmarknaden är en finansiell marknad, där kontrakt med en tidshorisont på upp till fyra år omsätts.

Handeln på spotmarknaden har ökat varje år sedan avregleringen av elmarknaden. Under 2000 omsattes 96,9 TWh el på den fysiska marknaden, vilket var en ökning med nästan 29 % i jämförelse med 1999. Handeln på terminsmarknaden ökade med drygt 66 % till 358,9 TWh. Därutöver clearades 1 179,5 TWh i s.k. bilaterala kontrakt, vilket är en ökning med drygt 70 % gentemot 1999. Clearing av bilaterala kontrakt innebär att Nord Pool agerar som motpart till säljare och köpare i bilaterala terminskontrakt. Företagen eliminerar därmed risken för att en motpart inte ska kunna uppfylla avtalsvillkoren.



Tabell 15 • Sveriges utrikeshandel med el åren 1990–2000, TWh

		Danmark	Norge	Finland	Tyskland	Polen	Totalt
1990	import	0,2	12,3	0,4	-	-	12,9
	export	7,9	0,4	6,4	-	-	14,7
	import-export	-7,7	11,9	-6,0	-	-	-1,8
1991	import	0,8	4,7	0,7	-	-	6,2
	export	1,8	3,1	2,7	-	-	7,6
	import-export	-1,0	1,6	-2,0	-	-	-1,4
1992	import	1,5	6,7	0,7	-	-	8,9
	export	5,4	1,2	4,4	-	-	11,0
	import-export	-3,9	5,5	-3,7	-	-	-2,1
1993	import	1,3	6,3	0,4	-	-	8,0
	export	4,0	0,5	3,1	0,9	-	8,5
	import-export	-2,7	5,8	-2,7	-0,9	-	-0,5
1994	import	1,9	4,5	0,3	-	-	6,7
	export	0,7	2,8	1,7	1,2	-	6,4
	import-export	1,2	1,7	-1,4	-1,2	-	0,3
1995	import	0,6	6,9	0,2	-	-	7,7
	export	2,1	1,2	3,8	2,3	-	9,4
	import-export	-1,5	5,7	-3,6	-2,3	-	-1,7
1996	import	8,6	4,1	2,1	1,0	-	15,8
	export	0,3	7,9	1,4	0,1	-	9,7
	import-export	8,3	-3,8	0,7	0,9	-	6,1
1997	import	5,2	3,6	0,9	0,4	-	10,1
	export	0,9	6,8	4,3	0,8	-	12,8
	import-export	4,3	-3,2	-3,4	-0,4	-	-2,7
1998	import	2,2	3,0	0,8	0,1	-	6,1
	export	1,9	7,3	5,3	2,3	-	16,8
	import-export	0,3	-4,3	-4,5	-2,2	-	-10,7
1999	import	1,6	5,9	0,9	0,1	-	8,5
	export	2,1	5,9	6,8	1,3	-	16,1
	import-export	-0,5	0	-5,9	-1,2	-	-7,6
2000	import	1,6	15,7	0,8	0,1	0,05	18,2
	export	3,4	0,9	8,2	0,7	0,4	13,5
	import-export	-1,8	14,8	-7,4	-0,6	-0,4	4,7

Anm. Avrundningsfel förekommer. Efter reformeringen av elmarknaden redovisas de svenska utbytena i form av fysikaliska värden per land varför de inte är helt jämförbara med tidigare år då handelsutbyten redovisades.
Källa: Sammanställning av uppgifter från SCB och Svensk Energi.

Elhandel

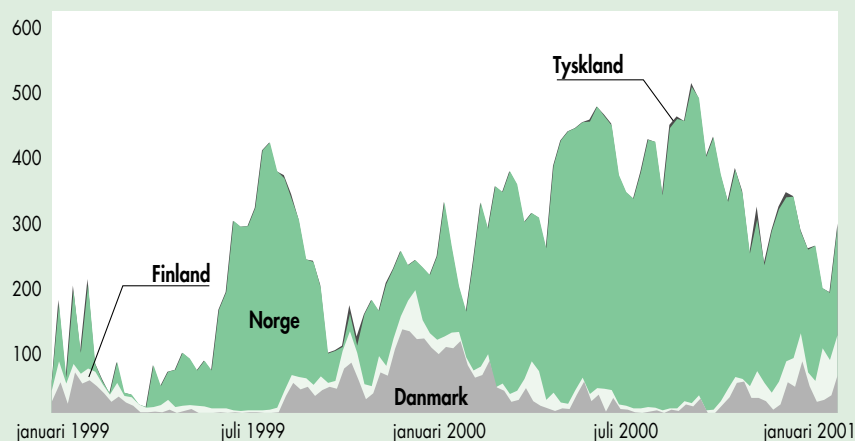
För detta kräver Nord Pool en avgift samt att företagen deponerar en säkerhetssumma på ett spärrat bankkonto för att täcka den risk som elbörsen tar genom att agera motpart.

Elhandel mellan de nordiska länderna

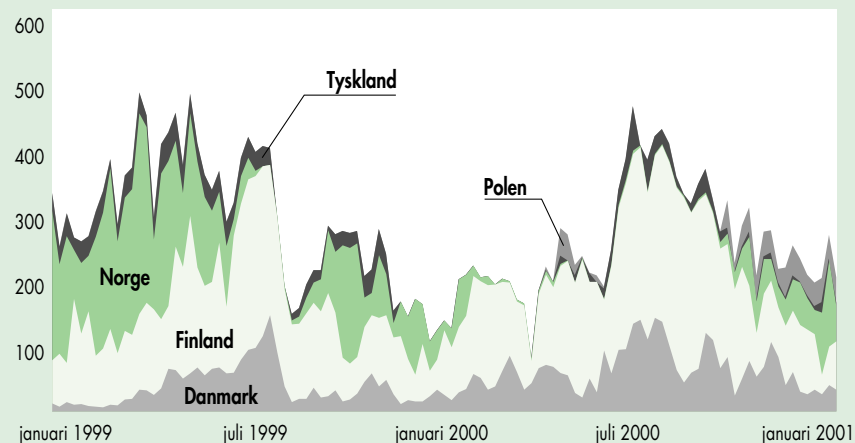
I och med förändringarna på elmarknaderna i de fyra nordiska länderna har svenska elhandlare i dag möjlighet att sälja el direkt till kunder i Danmark, Norge eller Finland och svenska kunder kan köpa el från utländska elhandelsföretag som vill komma in på den svenska marknaden. Flera svenska elhandelsföretag 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 magasinen. Under vintern, när tillrinningen i magasinen är låg och efterfrågan på el 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, men är inte väderberoende. På våren och sommaren är de svenska och norska vattenmagasinen välfyllda och elanvändningen låg. Vattenkraftsproduktionen i det nordiska elsystemet täcker därför en stor del av elbehovet i Norden under denna period. Sverige och Norge blir därför nettoexportörer av el. Under 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. Tyskland och Ryssland deltar också i elhandeln med de nordiska länderna trots att de inte kan handla på Nord Pool. Under augusti 2000 togs en likströmslänk, Polenkabeln, mellan Blekinge och norra Polen i drift och elhandeln med Polen har inletts. Danmarks handel med Tyskland är den mest omfattande

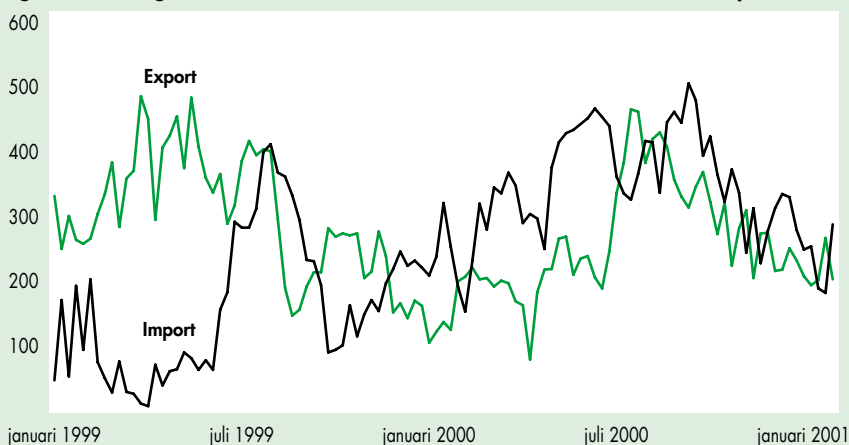
Figur 7 • Sveriges elimport under 1999 och 2000, GWh per vecka



Figur 8 • Sveriges ellexport under 1999 och 2000, GWh per vecka



Figur 9 • Sveriges elhandel med utlandet under 1999 och 2000, GWh per vecka



Källa: Sammanställning av uppgifter från Kraftläget, Svensk Energi

utomnordiska handeln för tillfället. Av figurerna 7, 8 respektive 9 framgår hur handelsströmmarna förändrats under 1999 och 2000.

År 1996 var ett utpräglat torrår och Sverige, som vanligtvis är nettoexportör av el, importerade stora mängder el från framför allt Danmark. Åren 1997, 1998 och 1999 var våtår med högre vat-

tentillrinning än normalt och därmed var Sverige nettoexportör av el dessa år. Under 2000 är Sverige åter nettoimportör av el. 2000 var ett våtår, vattenkraften i Sverige slog nytt produktionsrekord och nettoimporten beror främst på den rekordlåga produktionen i kärnkraftverken och det låga elpriset på norsk vattenkraftsel.



Foto: Lars Holmquist/TIOFOTO

Handelsströmmarna mellan de nordiska länderna varierar under året och mellan åren beroende på temperatur, nederbörd och konjunktursvängningar. Under år 2000 var Sverige nettoimportör och den största delen av importen kom från Norge.

Importen av el steg kraftigt under 2000 till 18,3 TWh jämfört med 8,5 TWh 1999. Sverige importerade 15,7 TWh av elen från Norge. Danmark, Finland och Tyskland exporterade oförändrad mängd till Sverige jämfört med 1999. Den svenska nettoimporten under 2000 uppgick till 4,7 TWh, enligt tabell 15.

Den sammanlagda exporten av el till grannländerna under 2000 uppgick till 13,5 TWh, vilket är en minskning med 2,6 TWh från 1999. Exporten ökade något

till Danmark och Finland men minskade till Norge och Tyskland. Sverige exporterade 8,2 TWh till Finland vilket är en ökning med 1,3 TWh från 1999. Exporten till Danmark ökade med 1,5 TWh. Norges import från Sverige minskade med 5,0 TWh. Störst andel el exporterades under första halvåret och sommarmånaderna då utbudet av svensk vattenkraft var högt.

Tabell 16 visar att de länder inom Nord Pool-området som handlar mest med varandra under året är Norge och Sverige.

Danmark exporterar stora mängder el till Tyskland som är det enda land som har landsgräns till Danmark. Finland och Ryssland har en handel i något mindre omfattning än den mellan Danmark och Tyskland. Skillnaden är att Finland enbart importerar el från Ryssland medan Danmark både importerar och exporterar el till Tyskland. Norge var det land som exporterade mest el medan Sverige var det land som importerade mest el under 2000. ■

Tabell 16 • Elhandel inom Nord Pool-området och med länder utanför Nord Pool-området under 2000, GWh

	Export från							Total import
	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Tyskland	Ryssland	Polen	
Import till								
Danmark			4 634	3 390	395			8 419
Finland			131	8 216		4 520		12 867
Norge	146	173		916		231		1 466
Sverige	1 613	813	15 724		88		54	18 292
Tyskland	5 994			659				6 653
Ryssland								
Polen				424				424
Total export	7 753	986	20 489	13 605	483	4 751	54	

Källa: Nordels statistik 2000.

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 10 och 11 är beräknade på svensk elproduktion, men visar ungefärliga kostnadsnivåer för elproduktionen i samtliga nordiska länder.

Befintligt produktionssystem

De rörliga elproduktionskostnaderna i det befintliga systemet består av bränsle- samt drift- och underhållskostnader. Kostnaderna redovisas i figur 10 och är beräknade som ett genomsnitt per kraftslag. I beräkningarna har bränslepriser för år 2000 använts.

För *vattenkraften* ligger de rörliga kostnaderna inklusive skatt på omkring 4 öre/kWh för alla anläggningar. Kostnaderna varierar mellan 3 och 7 öre. Skatten uppgår till 3,6 öre som ett genomsnitt.

Vindkraftens rörliga produktionskostnader ligger mellan 4 och 6 öre/kWh beroende på vindförhållandena och tillgängligheten.

Kärnkraftens genomsnittliga rörliga produktionskostnader uppskattas till ungefär 8 öre/kWh, inklusive skatt och kärnavfallsavgift. Från och med 1 januari 2000 har skatten på kärnkraft höjts från 2,2 till 2,7 öre/kWh och övergick den 1 juli 2000 till en s.k. effektskatt. Skatten tas ut månadsvis med 5 514 kr per megawatt.

När det gäller *kraftvärme i industrin* har massa- och pappersindustrin samt sågverken tillgång till i stort sett gratis bränsle i form av till exempel bark och avlutar. 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, högst för biobränslen.

För *oljekondensverken* varierar de rörliga produktionskostnaderna mellan 50 och 55 öre/kWh om Eo2-5 används. Om Eo1 används blir kostnaderna mellan 60 och 65 öre/kWh. Högst rörlig produktionskostnad har *gasturbiner*, där man eldar med Eo1.

Kolkondens har en rörlig produktionskostnad på drygt 21 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 11 bör tolkas och 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 den senaste 20-årsperioden. I beräkningarna utnyttjas 4 % real kalkylränta och 20 års avskrivningstid, utom för vattenkraft där avskrivningstiden är 50 år.

Ny storskalig utbyggnad av *vattenkraft* ger en produktionskostnad på ungefär 25 öre/kWh. För enstaka stora vattenkraftstationer uppskattas den övre kostnaden till ca 35 öre/kWh. Vid småskalig vattenkraftproduktion ges ett investeringsstöd på upp till 15 % av investeringskostnaden.

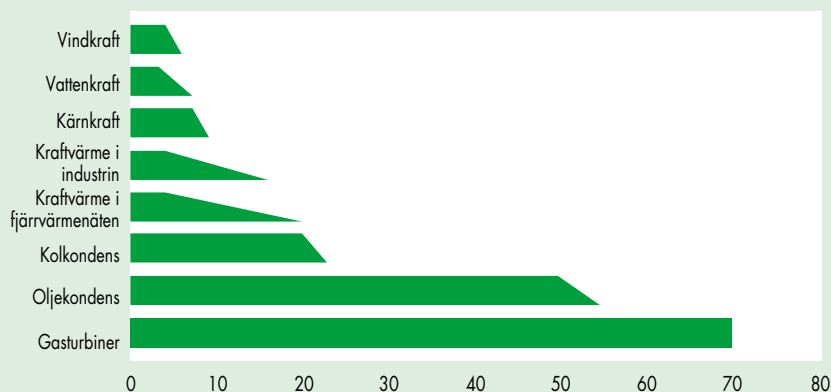
För *vindkraftverk* med en effekt över 200 kW infördes ett investeringsstöd på 15 % av investeringskostnaden 1 juli 1997. Den totala produktionskostnaden för landbaserad vindkraft varierar mellan 30 och 36 öre/kWh (utan stöd) beroende på vindförhållanden. Med stödet blir kostnaden mellan 24 och 29 öre/kWh. Kostnaderna för havsbaserad vindkraft är något högre, ca 40 öre/kWh. Förutom stödet ges även

ett driftbidrag på 18,1 öre/kWh, motsvarande energiskatten för hushåll i södra Sverige och ett särskilt driftbidrag på 9 öre/kWh för småskalig elproduktion (mindre än 1 500 kWh).

Produktionskostnaderna för *oljekondens*, *naturgaskombi* och *kolkondensanläggningar* varierar beroende på de olika anläggningarnas storlek. För fliskondens antas att anläggningarna är små, i storleksordningen 50 MW. Bränslemängden och dess hantering begränsar anläggningarnas storlek och ger en högre kostnad. Kostnaderna för 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, använda bränslen och vald kreditering.

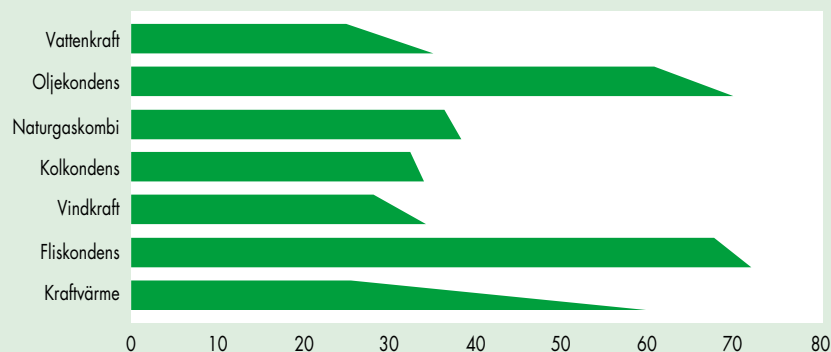
Ett statligt investeringsstöd utbetalas till biobränsleeldade kraftvärmeanläggningar som ger ett nytillskott av elproduktion. Till småskaliga biobränsleanläggningar ges även driftbidraget på 9 öre/kWh. ■

Figur 10 • Rörliga produktionskostnader i befintligt elproduktionssystem, öre per kWh



Källa: Energimyndighetens sammanställning och bearbetning av uppgifter från bl a Sydkraft och Ångpanneföreningen. Elforsk rapport 00:01, "El från nya anläggningar".

Figur 11 • Totala elproduktionskostnader för ny elproduktion, öre per kWh



Källa: Energimyndighetens sammanställning och bearbetning av uppgifter från bl a Sydkraft och Ångpanneföreningen. Elforsk rapport 00:01, "El från nya anläggningar".

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

Det sammanlagda elpriset till kund består av:

- ett pris för elenergi
- en nättariff – priset för nättjänsten, d.v.s. för överföringen av el
- skatter – energiskatt och moms, som läggs på elpriset inklusive energiskatt.

I dag står priset på elenergi för ca 25 % av det sammanlagda elpriset, nättariffen för 35 % och avgifter och skatter för 40 % för de svenska hushållskunderna. I Danmark står skatten för över 60 % av elpriset och i Finland och Norge för ca 30 %.

På en reformerad elmarknad upphandlas elen i konkurrens. När kunden är ansluten till nätet kan denne fritt handla el på nätet och välja den leverantör som är lämplig. Tillgång och efterfrågan ska därför 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 öppnas marknaden år 2003.

Trots att kravet på timvis mätning slopats 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. Fördelen med börshandel är att transaktionskostnaderna är lägre jämfört med handel via bilaterala avtal. Strax under 30 % av all elhandel inom Nord Pool-området sker idag 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 stängt.

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 efter-

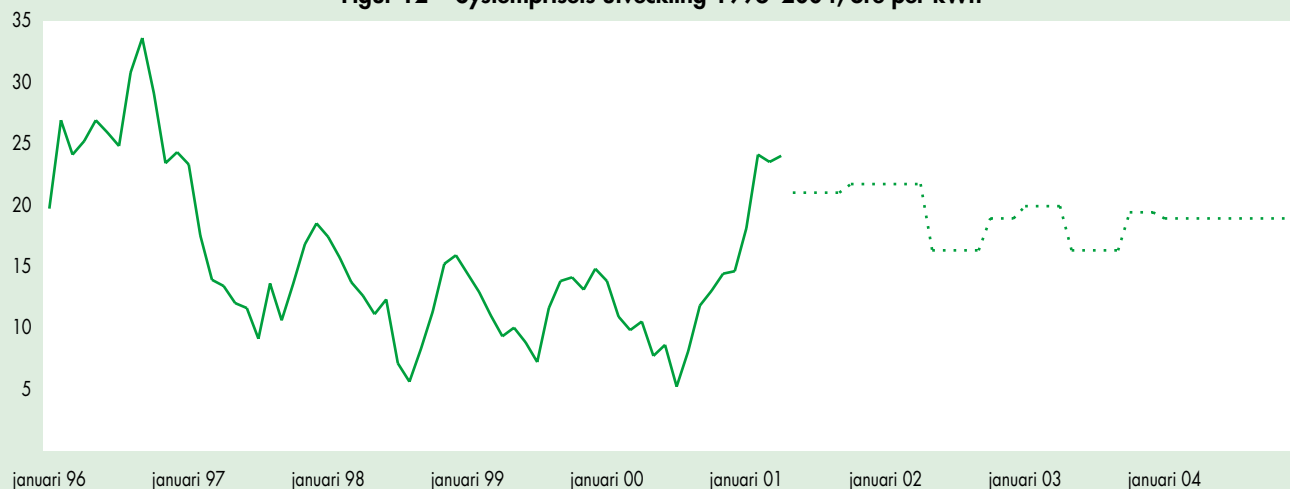
frågekurva (köp). Priset fastställs som ett jämviktspris i skärningspunkten mellan utbuds- och efterfrågekurvan.

Vid nätbegränsningar, s.k. flaskhalsar, måste budgivarna redovisa i vilken del av systemet elen ska köpas eller säljas, s.k. anmälningssområde. Hela Sverige och hela Finland utgör ett anmälningssområde vardera p.g.a. att flaskhalsar inom respektive land hanteras med motköp. I Norge finns flera anmälningssområden eftersom flaskhalsar hanteras med prisområden och kapacitetsavgifter och i Danmark finns två anmälningssområden, väst och öst. 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 ned till kapacitetsgränsen. Spotmarknaden kan därför ses som en kombinerad energi- och kapacitetsmarknad.

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 anmälningssområden överskrider kapacitetsgränsen kommer två eller flera områdespriser att beräknas. Skillnaden mellan system- och områdespriset utgör kapacitetspriset i varje område. När kapaciteten mellan anmälningssområdena inte överskrids blir det bara ett prisområde. I detta fall kommer områdespriset att vara lika med systempriset, och kapacitetspriset lika med noll.



Figur 12 • Systemprisets utveckling 1996–2004, öre per kWh



Anm: Den streckade linjen visar terminspriserna 30 april 2001.
Källa: Nord Pool.

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 tre år framåt i tiden. Resultatet för köparen blir en vinst eller förlust på skillnaden mellan priset på børsen vid leveranstidpunkten och priset vid köptidpunkten. Spotmarknadens systempris utgör en underliggande referens för terminspriser.

Högre börspriser år 2001

År 2000 låg de genomsnittliga svenska områdespriserna på Nord Pool på samma nivå som 1998 och 1999, d.v.s. elpriserna var fortsatt låga. Det genomsnittliga områdespriset var 12,0 öre per kWh. Det mest anmärkningsvärda var att det svenska områdespriset skiljer sig mer från systempriset än vad som tidigare varit fallet. Under hela år 2000 understeg systempriset områdespriset i Sverige. Huvudförklaringen är att de svenska elproducenterna minskat produktionen i kärnkraftverken för att få upp priserna. Denna trend bröts under inledningen av år 2001. Under perioden januari till april har systempriset istället legat på samma nivå som det svenska områdespriset. Prisnivån inom Nord Pool-området har stigit kraftigt under inledningen av året och börjat närma sig de nivåer som var under torråret 1996. Under perioden januari till april år 2001 har det genomsnittliga systempriset varit 22,5 öre per kWh. Motsvarande period år 2000 var systempriset 11,3 öre per kWh. Förklaringen är ovanligt liten nederbörd, framför allt i Norge i kombination med för årstiden kallt väder.

Som en följd av detta har även terminspriserna stigit. För år 2002 låg ett genom-

snittligt pris på 18,8 öre per kWh (enligt uppgifter den 30 april 2001). I figur 11 finns en översikt på börsprisets utveckling sedan 1996 och de gällande terminspriserna 30 april år 2001.

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. Men under början av år 2001 bröts trenden och priserna började stiga, som en följd av utvecklingen på spotmarknaden, se tabell 17.

Elpriset för lägenhetskunder under 2001 ökade i genomsnitt med 4,7 % i löpande penningvärde jämfört med 2000. För villakunder utan elvärme ökade priset med 3,4 % och för elvärmekunder i genomsnitt med 3,2 %. Även priserna för de större kunderna som industri och jordbruk steg. I tabell 17 redovisas priser för kunder med normalprisavtal, d.v.s. tillsvidareavtal för åren 2000 och 2001. Elkunder med avtal om rörligt pris eller flerårsavtal har haft lägre elpriser.

I tabell 18 redovisas det totala elpriset inklusive nätavgift och skatter för villakunder och för mellanstor industri 1996–

2001. Det totala elpriset har ökat för villakunderna medan industrikunderna har fått ett lägre totalpris under perioden.

Fler hushåll har bytt elleverantör

En TEMO-undersökning som gjordes i februari 2001 på uppdrag av Svensk Energi visar att ca 15 % av de svenska hushållen har bytt elleverantör. Det är en ökning jämfört med februari år 2000 då 7 % av hushållen bytt. För 85 % av dessa var priset den dominerande orsaken till bytet. Ytterligare 15 % av hushållen hade omförhandlat sitt elpris.

Möjligheten att byta elleverantör innebär nya krav på elleverantörerna. Leverantörsbyte ska enligt bestämmelserna kunna ske den första i varje månad. För att beräkna elförbrukningen hos hushållskunder infördes den 1 november 1999 den så kallade schablonberäkningen. Den innebär att förbrukningen bestäms med hjälp av typbelastningskurvor. Under år 2000 har Energimyndigheten kunnat konstatera att reglerna inte alltid efterlevs av nätföretagen. IT-systemen har inte fungerat vilket innebär problem i samband med bland annat avläsningar av elmätare. Många leverantörsbyten har försenats eller förhindrats. Detta leder till att elmarknaden inte fungerar på ett korrekt sätt, vilket medför ökade kostnader och risker

Tabell 18 • Sammanlagt genomsnittligt elpris inklusive skatter och nätavgift, öre per kWh

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Villa med elvärme	63,5 ²	70,1	73,6	75,1	72,7	74,8
Mellanstor industri ¹	34,6	35,0	32,7	28,0	27,5	24,1

¹ Enligt Eurostats klassificering, d.v.s. årsförbrukning 10 GWh, 2,5 MW, 4 000 timmar.

² Priset gäller 1 juli 1996.

Källa: Eurostat.

Tabell 17 • Prisutvecklingen på elenergi exklusive skatter för olika typkunder mellan 1 juli 1996 och 1 januari 2001, medelvärde, öre/kWh

	1/7 1996	1/1 1997	1/1 1998	1/1 1999	2000 Normalprisavtal	2001 Normalprisavtal
Lägenhet	28,2	29,2	29,0	27,1	25,8	27,0
Villa utan elvärme	26,7	27,6	26,8	26,3	23,4	24,2
Villa med elvärme	24,7	25,9	25,1	24,4	21,8	22,5
Jord- och skogsbruk	23,7	24,9	24,1	23,1	21,4	22,1
Näringsverksamhet	-	25,8	24,5	23,3	21,0	22,1
Småindustri	24,0	25,6	24,1	22,8	20,4	22,0
Medelstor industri	22,3	24,4	23,1	21,6	19,6	21,7
Elintensiv industri	22,0	23,7	22,7	22,5	19,7	22,6
Stor elintensiv industri	-	23,4	22,0	22,0	19,2	22,7

Anm: Prisstatistiken för år 2000 och 2001 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.

Källa: SCB EN 17.

för elhandelsföretagen och de balansansvariga företagen. Myndigheten har under år 2000 inlett en utökad tillsyn inom området som kommer att fortsätta under 2001.

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 tar ut elen på lokalnät är region- och stamnätsavgifterna inkluderade.

Nättarifferna är offentliga och övervakas av Energimyndigheten. Nättarifferna ska vara skäliga och utformade på sakliga grunder. Att nättariffer ska utformas på sakliga grunder innebär att de ska vara objektiva och icke-diskriminerande. Kunder får indelas i grupper efter kostnads-

bild, t.ex. kunder med elvärme eller tidstarriff. Kunder inom samma kundkategori ska däremot ha samma nättariff. Vid en bedömning av en nättariffs skälighet ska konsumenternas intresse av låga och stabila priser särskilt beaktas. Dessutom ska hänsyn tas till 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.

Utvecklingen av nätavgifter för hushållskunder mellan 1997 och 2001 redovisas i tabell 19. Mellan åren 1997 och 2001 har medianen för nätavgiften ökat

med 3 %. Detsamma gäller för kategorin villa utan elvärme. För kundkategorin villa med elvärme har avgiften minskat med 3 % under samma period. Tarifferna för kundkategorin jordbruk har under perioden varit oförändrad. Den största förändringen och minskningen av tariffnivån har skett för kundkategorin småindustri. Sedan 1997 har tariffnivån minskat med 10 %. Totalt sett har nätavgifterna varit oförändrade under perioden 1997–2001 men det har skett en omfördelning av priserna mellan olika kunder. De kunder som har låg förbrukning har fått högre priser och de med hög förbrukning lägre priser. Tariffnivåerna inom kundkategorierna varierar mellan företagen. Spridningen har dock minskat sedan 1997.

Tillsynen har fokuserats på de höjningar vissa nätföretag gjort avseende nättarifferna för åren 1999 och 2000. I de fall företagen inte kunnat ge en godtagbar motivering till nödvändigheten av att höja nätavgifterna har Energimyndigheten förelagt företagen att sänka sina avgifter. Totalt innebär det, när och om besluten vinner laga kraft, en återbetalning till elabonnenterna motsvarande 255 miljoner kronor.

Elpriser i övriga Norden

Elpriser för hushållskunder och industri-kunder i de nordiska länderna redovisas i tabell 20.

Danmark har de högsta elpriserna för samtliga typkunder. De danska hushållskunderna betalar 2–3 ggr högre elpris än de övriga nordiska hushållskunderna. Detta beror dels på höga skatter för elkonsumtion för hushållskunder och dels på den s.k. PSO-ordningen (public service obligation). PSO-ordningen innebär att eldistributörerna i Danmark är skyldiga att köpa in en viss andel miljövänlig produktion och merkostnaden tas ut av slutanvändaren. Det rör sig inte om en skatt



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.

Tabell 20 • Elpriser för industri- och hushållskunder inklusive skatter och moms per den 1 januari 2000, öre per kWh

Land	Liten industri ¹	Mellanstor industri ²	Stor industri ³	Hushållskund 3 500 kWh	Hushållskund 20 000 kWh
Norge	43,1	31,8	23,6	85,8	52,8
Finland	48,7	42,9	30,7	73,7	45,6
Danmark ⁴	77,0	73,6	68,4	165,7	141,1
Sverige	39,4	27,5	23,1	87,7	72,7

¹ 1,25 GWh per år, 0,5 MW, 2 500 timmar.

² 10 GWh per år, 2,5 MW, 4 000 timmar.

³ 70 GWh per år, 10 MW, 7 000 timmar.

⁴ Priser för mellanstor och stor industri i Danmark är från 1 januari 1999.

Källa: Eurostat.

Tabell 19 • Nätavgifter 1 januari 1997 och 1 januari 2001 samt den procentuella förändringen, öre per kWh

	Kvartil Övre 2001			Median 2001			Kvartil Nedre 2001		
	1997	2001	%	1997	2001	%	1997	2001	%
Lägenhet	47,2	48,2	2	41,3	42,4	3	33,1	34,8	5
Villa utan elvärme	42,0	43,4	3	36,0	37,2	3	29,7	31,1	5
Villa med elvärme	24,6	23,4	-5	21,3	20,7	-3	18,6	18,2	-2
Jord- eller skogsbruk	26,4	24,7	-7	22,2	22,1	0	19,3	18,9	-2
Näringsverksamhet	17,6	17,5	-1	15,4	15,2	-1	13,2	13,2	0
Småindustri	18,6	17,3	-7	16,7	15,0	-10	14,2	13,0	-8
Mellanstor industri	10,6	10,7	1	9,3	9,4	1	8,0	8,2	2
Elintensiv industri	6,9	6,9	0	5,4	5,6	4	4,3	4,1	-4

men påverkar kostnadsbilden så att det totala elpriset för hushållskunder blir högt. När det gäller industrikunder är elpriserna lägst i Sverige, medan priserna för hushållskunder är lägst i Finland. Priserna i Sverige, Norge och Finland är dock relativt samstämmiga.

Utvecklingen av elpriserna i de nordiska länderna under perioden 1996–2000 i löpande penningvärde visar att det framför allt är industrikunder i Finland och Sverige som fått lägre elpriser. Det är bara i Finland som priserna har minskat för alla kundgrupper. Kraftigast är minskningen för industrikunderna (7–16 %) medan prisminskningen bland hushållskunderna (2–7 %) begränsats av skattehöjningar. I Norge och Danmark har priserna snarare stigit. I Danmark betalar hushållskunderna drygt 20 % mer för elen år 2000 än år 1996. I Norge är det de små hushållskunderna som fått den största ökningen på ca 15 %. Det bör dock påpekas att det finns få elkunder som tillhör denna kategori i Norge.

Nättariffer i övriga Norden

Övervakningen av nätmonopolen och regelsystemet skiljer sig inte nämnvärt åt mellan de nordiska länderna, med undantag av Danmark. I Norge sköter Norges Vassdrag- och Energidirektorat, NVE,

övervakningen i Finland har en särskild tillsynsmyndighet bildats för denna uppgift, Elmarknadscentralen. Sedan 1 januari 2000 har även Danmark en särskild tillsynsmyndighet för nätverksamheten, ”Energitilsynsudvalget. 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 i hela landet med jämna mellanrum.

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 kundkategorier är i princip i nivå med de svenska tarifferna. Ett genomsnitt i de olika länderna visar dock att nätavgifterna är lägst i Sverige, se tabell 21.

Skattesystemen i Norden

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

Elenergi beskattas både i konsument- och produktionsledet. Vissa kundkategorier betalar även moms. Våren 2000 beslutades att en skatteväxling om totalt ungefär 30 miljarder kronor ska genomföras under en tioårsperiod. Skatteväxlingen fortsatte under 2001 och omfattar 3,3 miljarder kronor i höjda skatter på energi som balanseras av sänkta skatter på arbete. Koldioxidskatten höjdes vilket gör el billigare relativt annan energi. Därför höjdes även elskatten med 1,8 öre/kWh.

Konsumentledet

Vid användning av el betalas skatt. För de flesta användare uppgår elskatten från den 1 januari 2001 till 18,1 öre per kWh. Förbrukning av el inom el-, gas-, värme- eller vattenförsörjning omfattas av en lägre skattesats, 15,8 öre per kWh. Vissa kommuner i norra Sverige har en lägre skatt som uppgår till 12,5 öre per kWh. Sedan november 1998 beskattas under vinterhalvåret (1/11–31/3) elförbrukning i elpanneanläggningar med en installerad effekt överstigande 2 MW. Skatten är 14,8 öre per kWh i norra Sverige och 18,1 öre per kWh i övriga delar av Sverige. Elskatten justeras sedan 1994 årligen enligt konsumentprisindex. Moms på elenergi uppgår till 25 % och läggs på elpriset inklusive energiskatt. Tillverkningsindustrin, gruvnäringen och växthusnäringen undantas sedan 1994 från elskatt och fr.o.m. 1 juli år 2000 undantas även jordbruk, skogsbruk och vattenbruk.

Produktionsledet

I dag är alla bränslen som används för elproduktion befriade från energi- och koldioxidskatt. En del av bränslet, 5 procent vid kondenskraftproduktion och 3 procent vid kraftvärmeproduktion, hän-

Tabell 21 • Nätavgifter i Norden år 2000 samt antal abonnenter och nätbolag

	Norge ¹	Sverige	Finland	Danmark
Antal abonnenter, milj. (1999)	2,5	5,2	2,9	2,9
Antal nätbolag (1999)	ca 200	208	ca 100	ca 80
Nätavgift (öre/kWh, median 2000)	24,1	20,7	27,7	27,5

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

Tabell 22 • Elskatter i konsumentledet, öre per kWh

	1996		1997		1998	1999	2000	2001
	1/1	1/9	1/1	1/7	1/1	1/1	1/1	1/1
Norra Sverige								
El, gas-, värme- och vattenförsörjning	4,3	5,3	7,4	8,2	9,6	9,5	10,6	12,5
Industriell verksamhet	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
Övriga Sverige								
El, gas-, värme- och vattenförsörjning	7,5	9,1	10,7	11,5	12,9	12,8	13,9	15,8
Industriell verksamhet	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

Källa: Skattemyndigheten.

förs dock till intern förbrukning och beskattas. Dessutom är alla bränslen som används för elproduktion belagda med kväveoxidavgifter och i förekommande fall med svavelskatt.

Utsläpp av kväveoxid är belagt med en miljöavgift som uppgår till 40 kronor per kilo kväveoxider från pannor, gasturbiner och 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 anläggningarna med störst utsläpp blir nettobetalare.

Svavelskatten på kol och torv uppgår till 30 kronor per kilo svavelutsläpp. För olja är skatten 27 kronor per kubikmeter för varje tiondels viktprocent svavelinnehåll i oljan. För bränslen i värmeproduktion i kraftvärmeverk betalas halv energiskatt samt koldioxid- och svavelskatt.

Vid produktion i kärnkraftverk betalas sedan 1 juli 2000 en effektskatt för den termiska effekten i reaktorn som uppgår till 5 514 SEK/MW. Kärnkraftsskatten beräknades tidigare på basis av elproduktion². Dessutom tas 0,15 öre per kWh ut enligt den s.k. Studsvikslagen och i genomsnitt 1,0 öre per kWh enligt lagen om finansiering av framtida utgifter för använt kärnbränsle. Tidigare beskattades vattenkraft med en särskild fastighetsskatt. Denna har upphört att gälla. 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 23. Här utgår koldioxidskatt och elskatt. För industrikunder förekommer flera olika skattenivåer. Elskatten är noll men företagen betalar koldioxidskatt. 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.



Foto: Thomas Henriksson/Orange

Elpriserna på börsen motsvarar inte de elpriser som privatkunder får på elräkningen. Dessa omfattar även nätavgifter och skatter.

Uppgifterna i tabell 23 avser energiintensiv industri. Från år 2000 finns en svavelskatt på elproduktion. Den uppgår till 23 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. Elproduktion och egenförbrukning i kraftverk beskattas inte. Ekonomiskt stöd ges till elproduktion från vissa förnybara källor som vindkraft, småskalig vattenkraft, biobränsle och vissa kraftvärmeverk. Finansieringen av dessa stöd har dock ingen direkt koppling till elskatterna.

Norge

På konsumentnivå utgår elskatt. Industri och växthusnäring är dock undantagna från elskatt. I Norge dominerar elproduktionen av vattenkraft. På produktionsnivå tas en naturresursskatt ut som överförs till vattenkraftkommuner och fylken (län). Dessutom utgår en investeringsskatt på 7 %. Vissa investeringar, såsom vindkraft, bioenergi och fjärrvärme är sedan tidigare undantagna från investeringsavgift. Den 1 januari 2001 undantogs även vattenkraftanläggningar. Under år 1999 infördes ett driftstöd för vindkraft som motsvarar halva den norska elskatten. ■

Tabell 23 • Elskatter i de nordiska länderna 1 januari 2001, öre per kWh¹

	Danmark ¹	Finland	Norge	Sverige
Hushåll	59,0	6,0	12,0	18,1
Industri	0	3,6	0	0
Moms, procent	25,0	22,0	24,0	25,0

¹ I Danmark tillkommer en koldioxidavgift på 11 öre per kWh för hushållskunder och mellan 0,3 och 3,0 öre per kWh för industri.

² Effektskatten motsvarar, vid vissa driftbetingelser, den tidigare skatten på 2,7 öre per kWh.

Överföringen av el från kraftstationerna till förbrukarna sker på ledningsnät. Nätet brukar indelas i tre nivåer: stamnätet, regionala respektive lokala nät. Stamnätet omfattar 220 kV- och 400 kV-ledningar och 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 lokalnät och ibland till elanvändare med hög förbrukning, exempelvis större industrier och nätföretag med lokala nät.

Från de lokala näten, normalt högst 20 kV, transformeras kraften inom distributionsområdena till den normala hushållsspänningen 380/220 volt.

Överföring av el och systemansvar i Sverige

I Sverige finns ca 15 200 km 220 kV- och 400 kV-ledningar med stationer. Det är Svenska Kraftnät som ansvarar för stamnätet, d.v.s. har systemansvar. 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 2000 var 28 företag anslutna till stamnätet, en minskning jämfört med föregående år. Minskningen beror på sammanslagning av bolag. En tredjedel av dessa företag är regionnätägare och övriga är ägare av kraftverk.

Avgifter på stamnätet

Svenska Kraftnät tillämpar en punkttariff på stamnätet. Det innebär att en kund som är ansluten till stamnätet, har tillgång till hela elmarknaden och kan göra affärer med vilken annan aktör som helst för samma nätavgift. Detta är en viktig förutsättning för den fria elmarknaden.

Avgiften består av tre delar; effektagift, energiavgift och investeringsbidrag. Effektagiften svarar för ca 60 procent av Svenska Kraftnäts intäkter från stamnätskunderna och är beroende av det geografiska läget. 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.

Energidelen i stamnätstariffen ska täcka förlusterna i stamnätet. De totala förlusterna per år uppskattas till mellan 2 och 3 TWh. Förlustavgifterna varierar beroende på det geografiska läget. Vid inmatning av el i södra Sverige är koefficienterna negativa (kunden får betalt) eftersom nätförlusterna reduceras.

Ibland kan nyanslutning av en kunds anläggning till stamnätet medföra investeringar som inte täcks genom de normala avgifterna. I sådana fall kan Svenska Kraftnät ta ut ett investeringsbidrag från kunden.

Om stamnätets överföringsförmåga inte räcker till för att transportera elenergi enligt kundens aktuella önskemål tillgripes Svenska Kraftnät s.k. motköp genom att köpa in elenergi i området med underskott och säljer motsvarande mängd i området med överskott. Härmed reduceras det fysiska energiflödet på nätet utan att kundernas handel påverkas.

Balanstjänsten

I Svenska Kraftnäts systemansvar ingår ansvaret för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning av el i landet. För att lösa uppgiften samarbetar Svenska Kraftnät med ett fyrtiotal aktörer, så kallade balansansvariga. Dessa har genom avtal tagit på sig balansansvar för en eller flera elanvändare. Balansansvar innebär att man tar ekonomiskt ansvar för att det svenska elsystemet, för varje timme, tillförs lika mycket el som förbrukas av de elanvändare man har balansansvar för.

Den balansansvarige kan skapa balans mellan sin förbrukning och tillförsel genom planering av eventuell egen produktion eller genom att handla med andra balansansvariga eller på elbörsen. När spotmarknaden har stängt, finns även möjlighet för aktörer i Sverige och Finland att handla fram till två timmar före drifttimmen på Elbas-marknaden, som är nära knuten till elbörsen.

Balansansvariga företag ansvarar för att skicka prognoser för förbrukning och produktionsplaner per snittområde till Svenska Kraftnät. Dessa behövs för planering av nästkommande dygns drift. De ska vidare bl.a. rapportera handelsvärden inklusive handel med Nord Pool och utlandshandel.

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 Svenska Kraftnäts balanstjänst under själva drifttimmen, så kallad balansreglering. Balanstjänsten ser även till att tillräckliga reserver för störningar finns i kraftsystemet. Reserverna kan till exempel bestå av snabbstartade gasturbiner.

Balansreglering

I Svenska Kraftnäts centrala kontrollrum finns bemanning dygnet runt för att se till att frekvensen i näten ständigt hålls mellan

gränsvärdena 49,9 och 50,1 Hz. 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.

Sekundär balansreglering är en manuell upp- eller nedreglering av reglerobjekt och sker i form av kraftaffärer med de balansansvariga 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). Balanstjänstingenjören vid Nätkontroll avropar sedan buden i prisordning efter behov.

Avgifter för balanstjänsten

Energien för Svenska Kraftnäts handel med balanskraft och reglerkraft prissätts och avräknas mot respektive balansansvarig. För handel med fastkraft mellan balansansvariga företag inom Sverige samt mellan balansansvariga och utländska aktörer utanför elbörsens spotmarknad tar Svenska Kraftnät ut en avräkningsavgift. Syftet med balansavräkningen är att:

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

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 förbindelserna från norr till söder finns vissa begränsningar, vilket brukar benämnas ”snitt”. Den viktigaste flaskhalsen i dag inom Sverige går i snitt 2, mellan norra och mellersta Sverige och begränsar den effekt som kan överföras från norr till mellersta Sverige till mellan 6 700 och 7 000 MW. Överföringskapaciteten mellan mellersta och södra Sverige är begränsad till 3 500–3 900 MW (snitt 4).

Flaskhalsar inom Sverige hanteras med motköp. En annan viktig flaskhals utgörs av förbindelsen mellan Södra Norge och Sverige (Hasle). Vid hög förbrukning i Oslo-området begränsas kapaciteten på förbindelsen mot Sverige kraftigt, ibland ända ner mot noll. Flaskhalsar leder vanligen till att olika prisområden uppstår. De viktigaste flaskhalsarna i Norden redovisas i figur 13.

Aktörerna på elmarknaden har uttryckt önskemål om en bättre fungerande nordisk elmarknad med mindre prisskillnader. Därför tillsatte Nordel en utredning om vissa förändringar när det gäller hanteringen av flaskhalsar, vilken resulterade i att de systemansvariga företagen i Norden på prov kommer att införa begränsade motköp över gränsförbindelserna. Prövoperioden sträcker sig mellan 1 juni och 31 december 2001.

Systemansvar i övriga Norden

I figur 13 visas stamnätet i Nordeuropa. Ledningsnätet i Norden är väl utbyggt. Stamnätet i Norge ägs i huvudsak av Statnett, som har systemansvaret. Ungefär 20 % ägs av andra aktörer. Statnett har ansvaret för drift och utbyggnad 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 har också balansansvar som liknar balansansvaret i Sverige. Varje part inom elmarknaden är ansvarig för att balansen mellan elproduktion och elförbrukning upprätthålls kontinuerligt. I dag finns ett 20-tal balansansvariga företag. Villkoren som gäller för balansansvariga bestäms med ett balansavtal. Efter att börsen har stängt och fram till två timmar innan leveranstid finns möjlighet att handla med balanskraft på Elbas-marknaden. Vid obalanser under drifttimmen 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 utlandsförbindelser till Sverige och Tyskland. Eltras och Elkrafts ledningssystem är i dag inte sammankopplade med varandra.

Utlandsförbindelser i Nordeuropa

Inom det nordiska elbärsområdet finns ett stort antal överföringsförbindelser mellan

Tabell 24 • Utlandsförbindelser i Nordeuropa

	Maximal överföringskapacitet, MW	
<i>Sverige–Norge</i>	Till Sverige	Från Sverige
Nordnorge	1 650	1 650
Mellersta Norge	500	500
Syd norge	2 100	2 000
<i>Sverige–Finland</i>	Till Sverige	Från Sverige
Norra Finland	1 100	1 500
Södra Finland	550	550
<i>Sverige–Danmark</i>	Till Sverige	Från Sverige
Jylland	640	670
Själland	1 700	1 350
<i>Danmark–Norge</i>	Till Danmark	Från Danmark
Jylland–Sydnorge	1 000	1 000
<i>Norge–Finland</i>	Till Norge	Från Norge
Norra Finland	100	100
<i>Förb. utanför Norden</i>	Till Norden	Från Norden
Sverige–Tyskland	600	600
Sverige–Polen	600	600
Norge–Ryssland	50	50
Finland–Ryssland	1 000	60
Danmark–Tyskland	1 800	1 800

Källa: Nordels Balansgrupp.

de ingående länderna. Dessutom finns förbindelser mellan elbärsområdet och grannländerna. Förbindelser för elhandel i Nordeuropa visas i tabell 24.

Den överföringskapacitet som anges i tabell 24 är maximal överföringskapacitet för kabeln. Vad som i ett givet ögonblick kan överföras är emellertid beroende av ett antal faktorer. I vissa driftsituationer kan överföringskapaciteten begränsas kraftigt. Överföringsförmågan mellan Sverige och Själland har minskat till följd av nedläggningen av Barsebäck 1 från 1 700 till 1 350 MW.

En viss marginal måste alltid reserveras för variationer inom timmen, överföring av reserver m.m. Till detta kommer begränsningar som kan ha att göra med nätkapacitet och försörjningsläge i respektive område. Vid hög belastning i Oslo-området reduceras kapaciteten för överföring från södra Norge till Sverige kraftigt och kan vid extrema situationer gå ner till noll. Förbindelserna med Tyskland och Polen kan tills vidare inte utnyttjas fullt ut på grund av begränsningar i respektive land. Polenkabeln bedöms inte kunna utnyttjas för import vintern 2001/2002 på grund av kapacitetsproblem på nätet i Polen.

Nord Pool publicerar regelbundet prognoser över handelskapaciteten på de olika förbindelserna timme för timme, d.v.s. till

gängligt utrymme på förbindelserna för marknadens aktörer. Dessa kapaciteter kan skilja kraftigt mellan hög- och låglastperioder. Vissa begränsningar kan bli mycket 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.

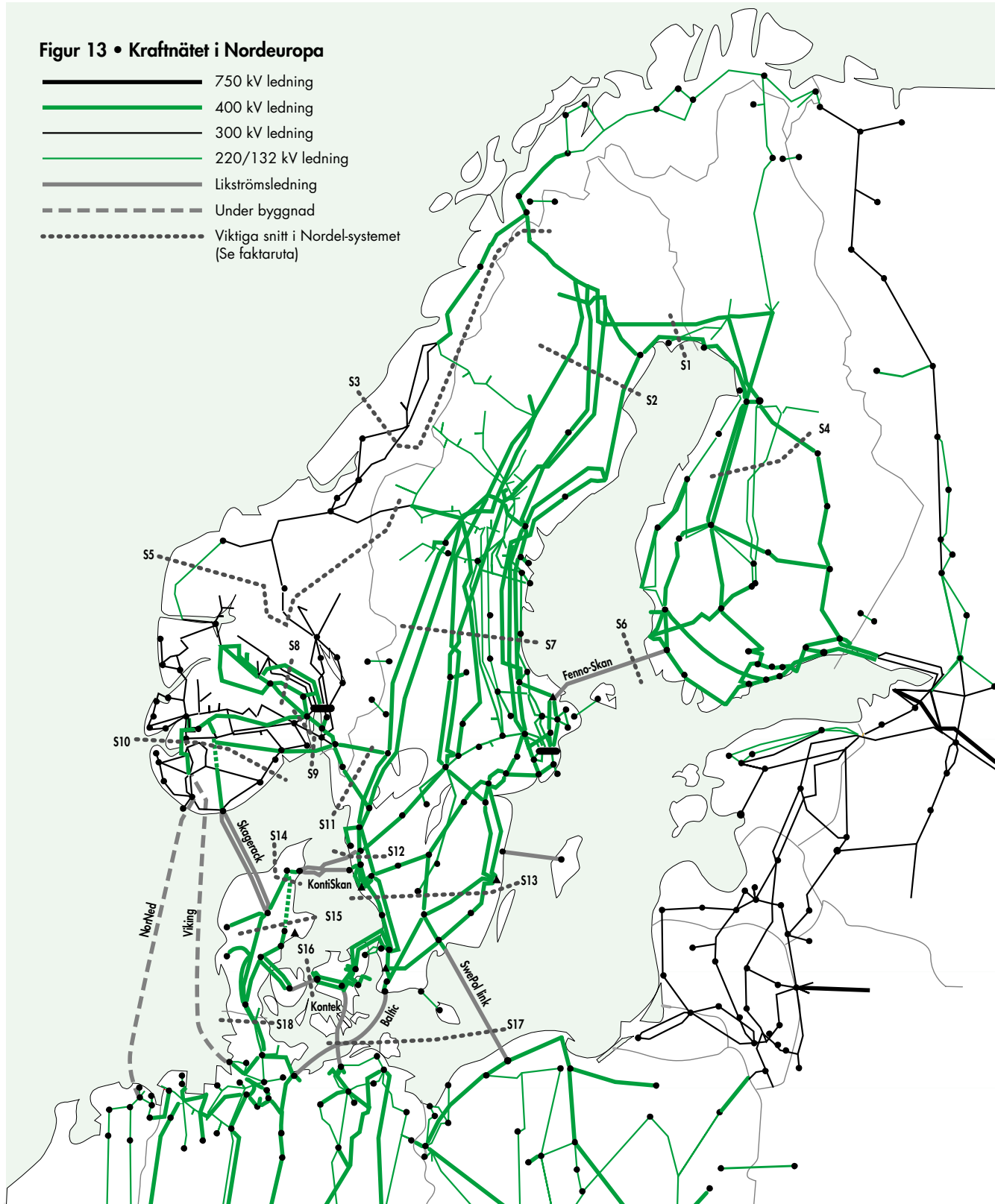
Planerade förbindelser

I Danmark planeras en förbindelse över Stora Bält för att koppla samman Elkraft och Eltras ledningssystem. Enligt de tidigare planerna skulle kabeln tas i drift år 2001 och ha en överföringskapacitet på 600 MW. För närvarande planeras för att kabelns ska tas i drift år 2004. Kapaciteten kan komma att bli lägre än tidigare planerat.

I Norge planeras två nya förbindelser med kontinenten. Viking Cable är en likströmskabel med en överföringskapacitet på 600 MW som ska byggas mellan Norge och Tyskland. Vidare planeras en förbindelse mellan Norge och Nederländerna med en överföringskapacitet på 600 MW som beräknas vara i drift år 2003. Planerna på en tredje kabel, den s.k. EuroKabel till

Figur 13 • Kraftnätet i Nordeuropa

- 750 kV ledning
- 400 kV ledning
- 300 kV ledning
- 220/132 kV ledning
- Likströmsledning
- - - Under byggnad
- ... Viktiga snitt i Nordel-systemet (Se faktaruta)



Källa: Nordel.

Viktiga snitt i Nordel-systemet (Numrerade från norr till söder)

S1 RAC	S7 Sverige snitt 2	S13 Sverige snitt 4
S2 Sverige snitt 1	S8 Hallingdal/Numedal-snittet	S14 Danmark snitt A
S3 Nordlands-snittet	S9 Flesaker-snittet	S15 Danmark snitt B
S4 Finland snitt P1	S10 Sørlands-snittet	S16
S5 Trøndelags-snittet	S11 Hasle-snittet	S17
S6 RDC	S12 Västkustsnittet	S18

Tyskland har skjutits på framtiden. En koncessionsansökan för en likströmsförbindelse, North Sea Interconnector, mellan Norge och England har lämnats in. Kabeln planeras att tas i drift år 2006.

Allt mer handel via elbörsen

I takt med att den öppna nordiska elmarknaden utvecklas har den tillfälliga elhandeln via elbörsen Nord Pools spotmarknad ökat. Merparten av elhandeln över gränserna till/från de nordiska länderna sker via Nord Pools elspotmarknad. Handeln går exempelvis till så att en norsk, finsk eller dansk producent säljer på elbörsen till Nord Pool i Norge, Finland eller Danmark och en svensk konsument köper motsvarande mängd från Nord Pool i Sverige. För sådan elhandel finns ingen avgift. För handel med Jylland/Fyn tas fortfarande en avgift ut. Svenska Kraftnät har föreslagit regeringen att tariffen mellan Sverige och Danmark ska tas bort från 1 januari 2001.

Bilateral timhandel

Den kund som inte vill handla via Nord Pools elspotmarknad kan i stället utnyttja abonnemang för bilateral timhandel över gränsen. Sådana abonnemang säljs dygnsvis i mån av utrymme efter avslutad elspothandel på Nord Pool. För Finland beviljas timabonnemang först när Nord Pools elspothandel och EL-EX elbashandel har fastställts. För denna typ av handel finns vissa avgifter. Avgifter finns i de flesta fall också för handel utanför det nordiska elböransområdet. Frågan om avgifter för gränsöverskridande handel är en viktig förhandlingspunkt inför öppnandet av EU:s inre marknad för el.

Handeln kan begränsas

Vid planerade eller oplanerade begränsningar av överföringsförmågan på en landsförbindelse kan de systemansvariga begränsa nyttjandet av förbindelserna.

Samarbete mellan stamnätsföretagen

Samarbetet mellan de nordiska stamnätsföretagen har pågått under en lång tid. I februari 2000 tecknades ett avtal som reglerar samarbetet mellan samtliga systemansvariga företag i Norden (exklusive Island). Syftet med avtalet är att tillvarata fördelarna med en sammankopplad drift av det nordiska kraftsystemet.

Nordel är ett samarbetsorgan för de systemansvariga i de nordiska länderna. Organisationen fungerar dessutom som ett forum för tekniskt samarbete och koordinering mellan systemoperatörerna och de aktörer som har tekniska anläggningar av betydelse för elsystemets drift och utveckling.

Effektbehov och effektreserver

Den momentana elförbrukningen, effektförbrukningen, har under senare år kommit att uppmärksammas allt mer. Detta är en följd av att produktionskapaciteten under senare år har anpassats allt mer efter förbrukningen och att allt färre elproducenter finner det lönsamt att ha kapacitet som bara används under några få timmar per år, vid toppar i effektförbrukningen.

Vid en längre tids kyla kan det bli ett effektunderskott i Sverige. Risken för effektbrist i Sverige varierar mellan olika områden. Det är därför framför allt i Syd- och Mellansverige som risken för effektbrist är som störst. Variationerna beror framförallt på de flaskhalsar som finns i överföringssystemet.

Tabell 25. Toppar i förbrukningen

Datum	Förbrukning MWh/h
1996-01-04	26 100
1996-02-07	26 300
1999-01-29	25 800
2000-01-24	26 000
2001-02-05	27 000

Anm. Siffrorna avser elförbrukning brutto, d.v.s. inklusive industrins interna elförbrukning (motsvarar ungefär 600 MWh/h).
Källa: Svenska Kraftnät.

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.

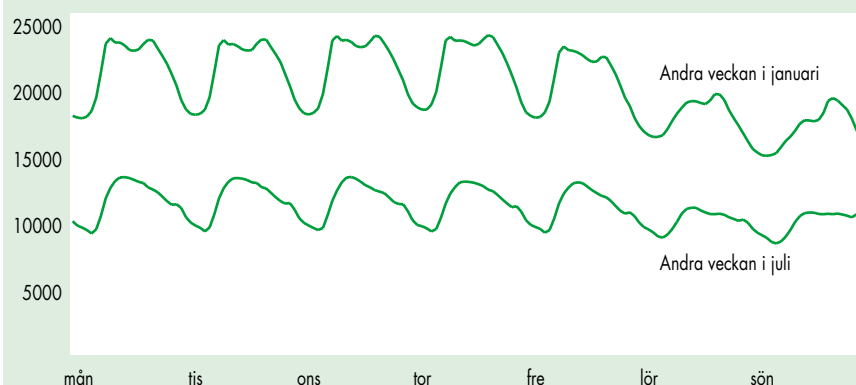
Det högsta timvärdet, som vanligen inträffar under morgontimmarna en vinterdag, är i storleksordningen tre gånger större än det lägsta timvärdet. Det sistnämnda inträffar vanligen en sommarnatt. Den viktigaste förklaringen till variationerna är temperaturen. Vintertid kan temperaturen falla snabbt, vilket innebär att ytterligare effekt kan behövas med kort varsel. En tumregel är att en temperatursänkning med en grad vintertid motsvarar ett ytterligare effektbehov på 400 MW. Väderomslag kan oftast förutses, men prognoserna är osäkra när det gäller tid och plats. Snabba temperaturfall kan således innebära stora tillkommande effektbehov med kort varsel.

Figur 14 visar effektbehovet för 1999 för den andra veckan i januari respektive den andra veckan i juli. Under vinterveckan år 1999 var effektförbrukningen något högre än under tidigare år. Detta trots att januari månad var varmare än både 1996 och 1997.

I figur 15 visas effektbehovet månadsvis samt elanvändningen månads- och sektorsvis år 1999. Av bilden framgår bland annat att kurvorna för bostäders och lokalers elbehov och effektkurvan följs åt.

Under 1996 slogs nytt förbrukningsrekord i Sverige. En orsak till den höga förbrukningen var att januari och februari var kallare än normalt. Den 7 februari uppnåddes en förbrukning på 26 300 MWh/h, se Tabell 25. I januari månad år 1999 och 2000 uppmättes återigen en förbrukning omkring 26 000 MWh/h och den 5 februari år 2001 slogs ett förbrukningsrekord med 27 000 MWh/h.

Figur 14 • Effektbehov för en sommar- och en vintermånad 1999, MW



Anm: Avser elförbrukning netto (MWh/h) dvs exklusive industrins interna produktion/förbrukning, vilken motsvarar ungefär 600 MWh/h. Källa: Svenska Kraftnät.

Topparna i förbrukningen uppkommer framförallt vid kall väderlek, vilket beror på att det i Sverige finns en stor andel eluppvärmda hus. De senaste åren har dock inte varit lika kalla som 1996. Januari och februari har under 1999 och 2000 varit 5–17 procent varmare än normalt medan februari år 2001 var relativt normaltempererat. En del av den ökade effektförbrukningen beror troligen på andra faktorer. De låga elpriserna under de senaste åren kan ha medfört en ökad användning av el samtidigt som apparatinnehavet har ökat.

Svenska Kraftnät bedömer att det maximala effektbehovet en kall vinter med en återkomsttid av tio år ligger på drygt 28 000 MW. Den nivån har ännu inte nåtts. Rekordförbrukningen uppmättes den 5 februari kl. 8–9 år 2001 och uppgick till 27 000 MW. Svenska Kraftnätets prognos inför denna måndagsmorgon uppgick till 28 200 MW. Skillnaden kan dels förklaras med osäkerheter i prognoserna, dels med anpassningsåtgärder på användarsidan.

Svenska Kraftnät hade på söndagen gått ut med en varning för effektbrist, med en särskild vädjan till hushållen, som i stor utsträckning lydde rekommendationen att avstå från att utnyttja elkrävande utrustning under de kritiska timmarna. Det höga spotpriset (211,7 öre/kWh) innebar incitament att gå 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.

En förklaring till osäkerheten i prognoserna är att elkunder inte har någon skyldighet att informera sin leverantör om pla-

nerade neddragningar. Det betyder att leverantören har svårigheter att bedöma om all prognostiserad last kommer att behöva täckas inför väntade kalla perioder.

Ytterligare ett skäl till att leverantörernas prognoser är osäkra är att en mycket stor andel av kunderna, däribland de temperaturkänsliga elvärmda hushållskunderna, schablonmätts. Dessutom har leverantörsbyten medfört att en leverantör kan ha sina kunder spridda över hela landet.

På längre sikt bör sannolikt delar av effektbehovet tillgodoses genom åtgärder på användarsidan. Under överskådlig tid behöver dock huvuddelen tillgodoses genom produktionskapacitet i reserv och/eller import.

Grundproblemet när det gäller effektreserver är att de högsta effektuttagen sker mycket sällan, vilket innebär att reservkapaciteten kanske bara behövs enstaka timmar per år eller i enstaka timmar med flera års mellanrum. Hur ska denna typ av reserver finansieras? I hur stor utsträckning kan man lita på att belastningarna i olika länder jämnar ut sig när elmarknaden integreras? Hur påverkar flaskhalsar mellan länder och regioner möjligheterna att snabbt förändra flödena?

Olika lösningar på effektfrågan i Norden

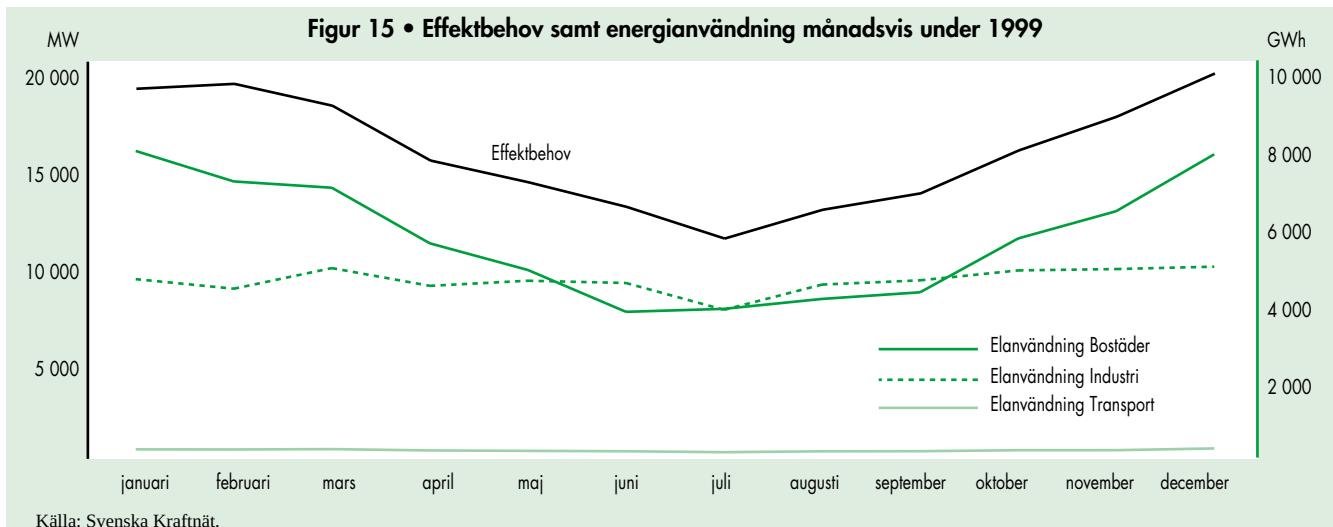
De nordiska länderna har hittills löst denna problematik på olika sätt. I Norge, där det inte finns några reservanläggningar att tillgå, har Statnett inför den senaste vintern upphandlat effekt – i form av vattenkraft och lastneddragningar i industrin. I Finland har Fingrid upphandlat gasturbiner. Dessutom har man av beredskapsskäl upp-

handlat nedläggningshotad kolkondens. I Danmark finns än så länge tillgängliga reserver i kolkondenskraftverken.

I Sverige görs åtskillnad mellan reserver i form av reglerkraft och störningsreserver och höglastkapacitet. Det förstnämnda betraktas som en del av systemansvaret. Med höglastkapacitet menas behovet av reserver för att täcka säkerställa att efterfrågan på el kan tillgodoses under ostörda förhållanden.

Inför vintern 2000/2001 bedömde Svenska Kraftnät att effektbalansen var oroväckande svag i södra Sverige. Sedan 1996 har ca 2 500 MW reserver, motsvarande 10% av maxbelastningen en normal vinter, tagits ur marknaden på grund av att kostnaderna för att hålla dessa anläggningar i beredskap inte kunnat täckas. Stängningen av Barsebäck 1 och den kommande stängningen av Barsebäck 2 väntas till stor del täckas med import. Det innebär att en betydande del av importkapaciteten tas i anspråk av kontinuerlig import och därmed inte finns tillgänglig för att täcka plötsligt uppkommande behov. Mot denna bakgrund har en tillfällig lösning för vintrarna 2000/2001–2002/2003 valts. Lösningen innebar att Svenska Kraftnät åtog sig att upphandla ca 1 000 MW av avställda anläggningar som effektreserv. Den fasta kostnaden för att hålla denna reserv i beredskap betalas av de balansansvariga enligt ett tillägg till balansavtalet. I avtalen regleras även hur anläggningarna får disponeras av Svenska Kraftnät respektive anläggningsägarna. Svenska Kraftnät har tillsatt en utredning för att finna en långsiktig lösning av effektfrågan. ■

Figur 15 • Effektbehov samt energianvändning månadsvis under 1999



Under år 2000 svarade de sex största kraftföretagen i Norden för 228,6 TWh, motsvarande ca 59 % av den totala elproduktionen. Sverige och Norge stod för 37 % vardera av produktionen. Det klart dominerande företaget var Vattenfall med en marknadsandel på 18 % av marknaden. Därefter följer Statkraft med 10 %. Sveriges två största kraftproducenter, Vattenfall och Sydkraft, stod sammanlagt för 69 % av den totala elproduktionen i landet år 2000, se tabell 25.

Strukturella förändringar inom den svenska elproduktionen

År 2000 var det femte året med reformerade elmarknader i Sverige och Finland. I Norge omreglerades elmarknaden redan 1991. Tillgången på el var fortsatt god och börspriserna var låga. Sedan omregleringen har ägarförhållandena i de nordiska länderna förändrats på elproduktionsidan. I september 1998 slogs Gullspångs Kraft och Stockholms Energi ihop till Birka Energi, vilket gör att Sverige numera har sex aktörer som dominerar på producentsidan. På den gemensamma nordiska elmarknaden finns det däremot fler produktionsföretag som är med och konkurrerar. De stora nordiska kraftföretagen gör dock strategiska investeringar; Svenska Vattenfall, norska Statkraft, finska Fortum och tyska PreussenElektra har alla målsättningen att konkurrera på en framtida nordeuropeisk elmarknad och investerar därför i sina grannländer. Exempel på företagens agerande är företagsuppköp, förvärv av aktier, allianser och etablering av dotterbolag i andra länder.



Foto: Lars Dahlström/TIOFOTO

Vattenfall är det klart dominerande företaget på den nordiska elmarknaden med en marknadsandel på 18 %. Företaget äger bl.a. Ringhals och Forsmark.

Utländska elföretag ökar ägandet i Sverige

Sydkraft är till 75 % utlandsägt (andel av aktiekapital). Det norska kraftföretaget Statkraft är i dag den största enskilda ägaren med 35 % av aktiekapitalet. Under året övertog tyska E. ON Energie det tyska HEW:s aktiepost i Sydkraft, vilket innebär att företaget innehar 29,4 % av kapitalet.

Det finska energiföretaget Fortum investerar aktivt i svenska kraftföretag. Under åren 1996–1998 förvärvade företaget samtliga aktier i Gullspångs Kraft vilket medförde att Gullspångs Kraft blev ett helägt dotterbolag till Fortum. I september 1998 slogs Gullspångs Kraft och Stockholms Energi ihop och bildade Birka Energi.



Tabell 26 • Sveriges största elproducenter och deras elproduktion åren 1990–2000, TWh

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Installerad effekt 1 jan år 2000
Vattenfall AB	75,8	74,7	71,3	73,5	75,6	79,6	69,3	14 021
Sydkraft AB	23,2	27,0	24,7	28,2	30,4	27,5	27,2	5 891
Båkab Energi	5,6							
Birka Energi						21,0	21,4	4 440
Stockholm Energi AB	7,9	10,5	10,4	9,7	11,1			
Gullspångs Kraft	4,3	8,9	9,8	10,5	11,3			
Uddeholm Kraft	4,1							
AB Skandinaviska Elverk	2,2	1,9						
Fortum Kraft	6,4	5,8	5,3	6,1	6,7	6,0	6,4	1 381
(tidigare Stora Enso)								
Skellefteå Kraft	2,4	2,5	2,2	2,5	2,7	3,0	2,9	758
Gräninge	2,9	2,5	1,8	2,5	2,9	2,6	3,2	577
Summa	134,8	133,8	125,5	133,0	140,7	139,7	130,4	27 068
Totalt i Sverige	142,2	143,9	136,0	145,2	154,6	150,9	140,1	30 885

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

Källa: Svensk Energi, Nordel.

ka Energi AB med Fortum som 50-procentig ägare. Resterande del tillhör Stockholms Stad. I början av år 2000 kom Fortum överens med Stora Enso om att köpa större delen av deras krafttillgångar. I köpet ingick även Stora Ensos andel i den finska industrins kraftbolag Pohjolan Voima (PVO). Totalt omfattade köpet en normalårsproduktion på ca 6,7 TWh.

... och svenska elföretag

ökar ägandet i grannländerna

Förändringarna på elmarknaderna i de nordiska länderna innebär även att de svenska företagen etablerar sig allt mer i andra länder. År 2000 var återigen Vattenfall mest aktivt av de svenska företagen genom att öka sina andelar i utländska kraftbolag. Den största investeringen under 2000/2001 innebär att Vattenfall nu innehar en majoritet i tyska HEW med 37,2 % av kapitalet. Affären innebär vidare att tillgångar och kontanter har fördelats mellan Sydkraft och E. ON så att Sydkraft får 8,5 % av aktiekapitalet i Forsmark Kraft AB, 31,7 % av röster och 20,5 % av kapitalet i Hafslund AS, 49 % av röster och kapital i Fredrikstad Energiverk AS, 35 % av röster och kapital i Fredrikstad Energinet AS och Fredrikstad Fjernvärme AS, samt ca 2 miljarder kronor.

Vattenfall AB

Vattenfall 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 2000 producerade Vattenfall 69,3 TWh. Vattenfalls elförsäljning under 2000

var 83,1 TWh varav 13,0 TWh såldes på elbörsen och resterande delen till fasta kunder.

Bolagets elproduktion baseras i huvudsak på vatten- och kärnkraft. Under 2000 gav vattenkraftsproduktionen 39,6 TWh el. De två kärnkraftverken, Ringhals och Forsmark, producerade 40,6 TWh. Därtill producerades 3,5 TWh övrig värmekraft och vindkraft. Den svenska marknaden dominerar fortfarande för Vattenfall, men försäljningen i Finland och Norge ökar. I Norden har Vattenfall en marknadsandel på ca 20 %. Utanför Norden är Vattenfall även verksamt i Nederländerna, Tyskland, Tjeckien, Baltikum, Polen, Sydostasien och Sydamerika.

Sydkraft AB

Sydkraft är den andra stora svenska elproducenten. Den totala elproduktionen 2000 inklusive minoritetsandelar och utarrenderad kraft uppgick till 27,2 TWh jämfört med 27,5 TWh 1999. Vattenkraftsproduktionen uppgick till 12,7 TWh. Kärnkraftsproduktionen i Barsebäck och Oskarshamn svarade för 13,9 TWh. Övrig produktion uppgick till 0,6 TWh.

Birka Energi

Birka Energi bildades genom en sammanslagning av Stockholm Energi och Gullspång Kraft i september 1998 och är numera det största kraftföretaget i Sverige räknat i antalet kunder, 842 000 st. Birka Energi producerar el i vattenkraftverk och i kärnkraftverken i Oskarshamn och Forsmark. Vattenkraften och kärnkraften svarar för ungefär 90 % av den totala elpro-

duktionen jämnt fördelat på de bägge kraftslagen. Birka Energi äger dessutom fossil- och biobränslebaserade kraftvärmelanläggningar, som står för resterande delen av produktionen. Den totala elproduktionen uppgick 2000 till 21,4 TWh inklusive minoritetsandelar och utarrenderad kraft. Vattenkraften producerade 12,4 TWh och kärnkraften 8,2 TWh.

Fortum Kraft AB

Fortum Kraft AB hette tidigare Stora Enso Energy AB. I januari år 2000 kom Stora Enso överens med finska energiföretaget Fortum om att sälja stora delar av Storas elproduktionskapacitet. Den 5 juni blev affären klar. Avtalet täcker 1 511 MW produktionskapacitet av el i Sverige och Finland samt regionnät för eldistribution och elhandelsavtal i Sverige samt Stora Ensos interna kraftavtal i Sverige på cirka 2 TWh årligen.

Graninge

Företagets elproduktionssystem baseras helt på vattenkraft och vindkraft. Under 2000 producerades 3,2 TWh el i de egna vattenkraftverken. Företaget inledde i början av år 2000 en uppdelning av koncernen i en del energi och en del skog och trä.

Skellefteå Kraft

Företagets elproduktion bygger i huvudsak på vattenkraft. Företaget äger dessutom mindre andelar i Forsmark. Under 2000 uppgick den totala elproduktionen till 2,9 TWh.

Elproduktion i övriga nordiska länder

Danmarks elproduktion omfattar ett tiotal företag. Dessa är organiserade i två stora organisationer, Elsam respektive EK Energi (tidigare Elkraft). Elföretagen på Jylland och Fyn som deltar aktivt i handeln på Nord Pool ingår i Elsam och företagen på Själland och Bornholm ingår i EK 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. Klart dominerande är statliga Statkraft som är aktivt på den reformerade elmarknaden och eftersträvar att vara med och konkurrera på en framtida nordeuropeisk elmarknad.

I Finland är Fortum det största företaget. Industrin är också en dominerande aktör. Företaget Pohjolan Voima Oy står för omkring 50 % av industrins elproduktion.

Tabell 27 • Nordens största elproducenter och deras elproduktion 2000, TWh

Producenter	Elproduktion 2000	Andel i Norden, %
Vattenfall	69,3	18
Sydkraft	27,2	7
Totalt Sverige	141,9	37
Statkraft	40,2	10
Norsk Hydro	11,5	3
Totalt Norge	142,8	37
Fortum	40,7	11
Pohjolan Voima Oy	15,1	4
Totalt Finland	67,2	17
Elsam	12,5	3
EK Energy AB (f.d. Elkraft)	12,1	3
Totalt Danmark	34,2	9
Totalt Nordens största elproducenter	228,6	59
Totalt Norden	386,1	100

Källa: Svensk Energi samt kontakter på företagen.

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 i från men måste köpa nättjänsten av det nätföretag som har monopol där elen ska distribueras. De skilda marknadsförutsättningarna för de olika verksamheterna har gjort att de strukturella förändringarna kan komma att se olika ut för de bägge marknaderna. Fortfarande ingår många av de skandinaviska elhandelsföretagen i en koncern som även har nätverksamhet. Nya aktörer som inte sysslar med nätverksamhet eller elproduktion har kommit in på elhandelsmarknaden som exempelvis bensinbolag.

Nät och elhandelsföretag i Sverige

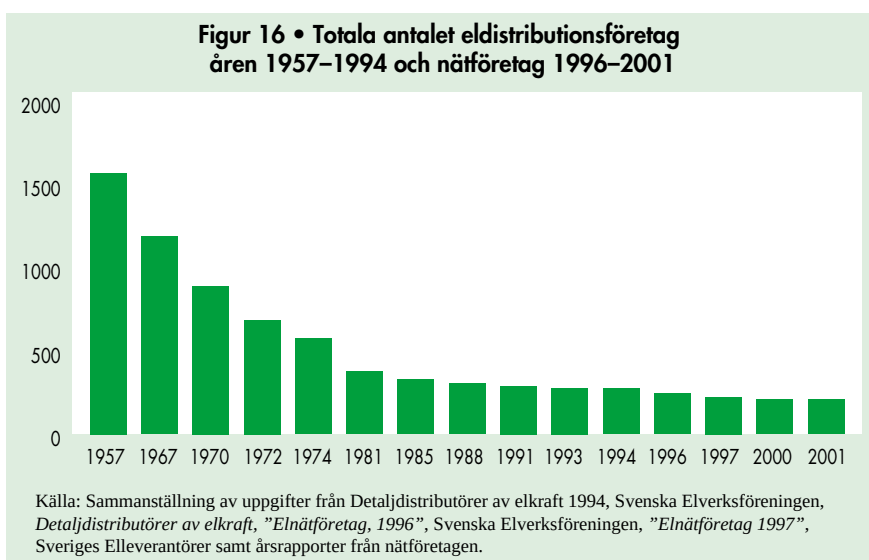
I januari 2001 fanns drygt 200 nätföretag i Sverige. Antalet elhandelsföretag är betydligt färre. Någon samlad statistik över elhandelsföretagen finns dock inte. När reformeringen genomfördes år 1996 fanns lika många nät- som elhandelsföretag. Sedan dess har antalet företag sjunkit men minskningen har gått fortare bland elhandelsföretagen.

Utvecklingen mot färre eldistributionsföretag påbörjades på 1950-talet då det fanns ca 1 570 företag. År 1996 var antalet ca 250 stycken. Förklaringen till denna utveckling är framför allt de kommunalsammanslagningar som skett. Många av eldistributionsföretagen var och är ägda av kommuner. När kommunerna gick ihop slogs även eldistributionsföretagen ihop. Staten har dessutom försökt påskynda utvecklingen mot färre företag genom det arbete som bedrivits i samband med koncessionsgivning och genom statligt stöd. Efter uppdelningen av de tidigare eldistributionsföretagen, i elhandels- och nätföretag har minskningen av antalet företag fortsatt.

Nätföretag

De lokala distributionsföretagen äger elledningsnäten, oftast upp till 20 kV, inom ett geografiskt område och ansvarar för distributionen av el till slutkunderna.

Nätverksamheten är ett reglerat monopol och tariffer och övriga villkor övervakas av Energimyndigheten. Energimyndigheten ska se till att nätverksamhet bedrivs effektivt, säkerställa att nättarifferna som kunderna betalar är skäliga samt att



nätföretagen i övrigt tillämpar objektiva och icke-diskriminerande villkor så att konkurrens inom elhandeln främjas.

Elhandelsföretag

Elhandelsföretagen köper el direkt från elproducenter eller via Nord Pool. Majoriteten av dessa företag utgörs av företag som är avknoppade från de ursprungliga elverken. Antalet elhandelsföretag är mindre än antalet nätföretag. En del av de ursprungliga elverken har bildat gemensamma elhandelsbolag med andra företag, samtidigt som nätverksamheten behållits. Flera av de nybildade gemensamma bolagen ägs av kommunala energibolag. I några fall har industriföretag, oljebolag eller intresseorganisationer gått in som delägare. Även andra aktörer har börjat sälja el, som t.ex. oljebolagen Statoil, Shell, OK-Q8 och Preem. Strukturförändringarna på elhandelssidan är betydligt mer omfattande än på nätsidan beroende på att elhandeln är konkurrensutsatt, vilket tvingar företagen att rationalisera sin verksamhet.

Uppköp av elhandels- och distributionsföretag

Allt fler kommunala och mindre energiföretag blir uppköpta av andra företag. Från kommunernas sida finns flera motiv att sälja verksamheten. Många kommunala energibolag är för små för att kunna hävda sig på den nya elmarknaden, handla på börsen och sluta gynnsamma avtal med elleverantörer. Flera kommuner anser att det inte är någon kommunal uppgift att agera på den konkurrensutsatta marknaden och att inflytandet över eltaxorna kommer att försvinna i och med att elanvändarna kan köpa el

från andra företag. Ett annat motiv är att förstärka en ansträngd ekonomi, vilket är en av förklaringarna till att även nätverksamheten i kommunerna är föremål för utförsäljning.

Här följer några exempel på förvärv som genomförts under 2000:

- Vattenfalls köp av Uppsala Energi blev klart under årets tredje kvartal. Uppsala Energi har ca 80 000 el- och nätkunder och en omsättning på 2,5 TWh el och 1,6 TWh värme. Bolaget förvärvades för 3,4 miljarder kronor. Vattenfall köpte även Sigtuna Energi med dotterbolaget Sigtuna Elnät av Birka Energi för ca 286 miljoner. Köpet omfattar eldistribution till drygt 16 000 kunder.
- Elbolaget i Norden AB (tidigare Lund Eastern) ökade sin ägandedel i 7H Kraft AB från 40 % till 50 % enligt tidigare avtal. Ytterligare ett förvärv var elhandelsbolaget Billinge Energi AB med 31 000 kunder, som Elbolaget köpte 74 % av aktierna i. Det var Skövde och Tidaholms kommuner som sålt sina aktier för sammanlagt 60,5 miljoner kronor. Under 2001 har förhandlingar avslutats med Skara Energi som äger resterande 26 % om att Elbolaget ska förvärva totalt 90,1 % av aktierna i Billinge Energi AB.
- I juni 1999 förvärvade Sydkraft 49 procent av aktierna i Norrköpings Miljö och Energi (NME) av Norrköpings kommun för 1 350 Mkr. Vid årsskiftet 2000/2001 blev NME helägt av Sydkraft som då har betalat sammanlagt 2 755 Mkr för bolaget, jämte en tillkommande ränta på optionsbeloppet om cirka 70 Mkr. NME har ca 65 000 nätkunder och distribuerar 1,2 TWh el och



Foto: Rolf Nyström/TIOFOTO

Fri tillgång till elnätet är en grundförutsättning på en öppen elmarknad. Det innebär att nätverksamheten ska separeras från annan verksamhet, juridiskt eller administrativt.

ungefär lika mycket värme. Sydkraft har köpt upp Nora Energi för 125 miljoner kronor. Nora Energi har 21 400 elkunder och levererar ca 850 GWh el.

- Birka Energi köpte Arvika Energi AB i början av året 2000 för 33 miljoner av Arvika kommun. Arvika Energi har ca 10 000 kunder och en försäljning av ca 10 GWh.
- Kommunala Norrtälje Energi AB köps av Granninge och Närvärme Sverige för 201 miljoner kronor. Granninge övertar elnät och handel med 14 000 kunder och en försäljning av 240 GWh. Värmesidan tar Närvärme Sverige över.

Nät- och 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 elverk som funnits på marknaden redan innan elmarknadsreformen. På distributionssidan fanns drygt 100 stycken i mars 2001. 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 d.v.s. nästan dubbelt så många som i Finland. Under 90-talet har i genomsnitt ca åtta fusioner skett per år. I Danmark finns 77 kommersiella nätföretag, vilket är tio färre än år 1999. Dessutom finns 62 s.k. transformeringsföreningar, som består av elkunder som gått samman och äger det egna nätet. År 1999 var antalet föreningar 102.

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. Snabbast går det på elhandelssidan där konkurrensen är hårdast. ■

Elanvändning

Elanvändning per invånare i Sverige är relativt hög i jämförelse med andra länder. År 1998 låg Sverige på fjärde plats i världen, efter Norge, Island och Kanada. I USA var elanvändningen per invånare omkring 14 % lägre än i Sverige. 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. I förhållande till genomsnittet inom OECD är den svenska elanvändningen ungefär dubbelt så stor och mer än dubbelt så stor som genomsnittet inom EU.

Mellan åren 1990 och 1998 ökade elanvändningen i EU:s medlemsländer med knappt 15 %. I Sverige ökade användningen under samma period med 2 %, medan den exempelvis i Norden ökade med drygt 10 %.

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. kyligt 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, d.v.s. räkнемässigt ersätter elåtgången i de elintensiva branscherna med den för genomsnittet för industrin, reduceras den svenska elanvändningen per invånare med 15 %. Även

Kanada, Norge och Finland har en hög andel energiintensiv industri. Samtliga dessa länder bidrar till den internationella arbetsfördelningen genom att en stor andel av de elintensiva produkterna exporteras.

Elproduktion

EU-ländernas samlade elproduktion 1998 motsvarar omkring två tredjedelar av elproduktionen i USA. Samtidigt utgör elproduktionen i USA drygt 40 % av elproduktionen inom OECD-länderna. Elproduktionen i Sverige står för knappt 1,7 % av OECD-ländernas elproduktion och lite drygt 6 % av EU:s produktion. Den samlade elproduktionen i EU-länderna ökade med 15 % mellan åren 1990 och 1998. Den svenska elproduktionen ökade med drygt 8 % under motsvarande period.

I EU:s medlemsländer baseras drygt hälften av elproduktionen på fossila bränslen, 34 % på kärnkraft och 13 % på vattenkraft. Biomassa står för knappt 2 %. Den danska elproduktionen bygger till största delen på fossilkraft och i Finland utgjordes produktionsmixen 1998 av 33 % fossilkraft m.m., 31 % kärnkraft och 21 % vattenkraft. I ett internationellt perspektiv har Sverige en liten andel elproduktion från fossila bränslen, ca 4 % år 1998. Sverige tillhör de länder som har en hög andel vatten- och kärnkraft i sin elproduktion. De länder som har högst andel vattenkraft är Norge, Island, Luxemburg, Österrike och Kanada. Norge och Island intar en särställning då

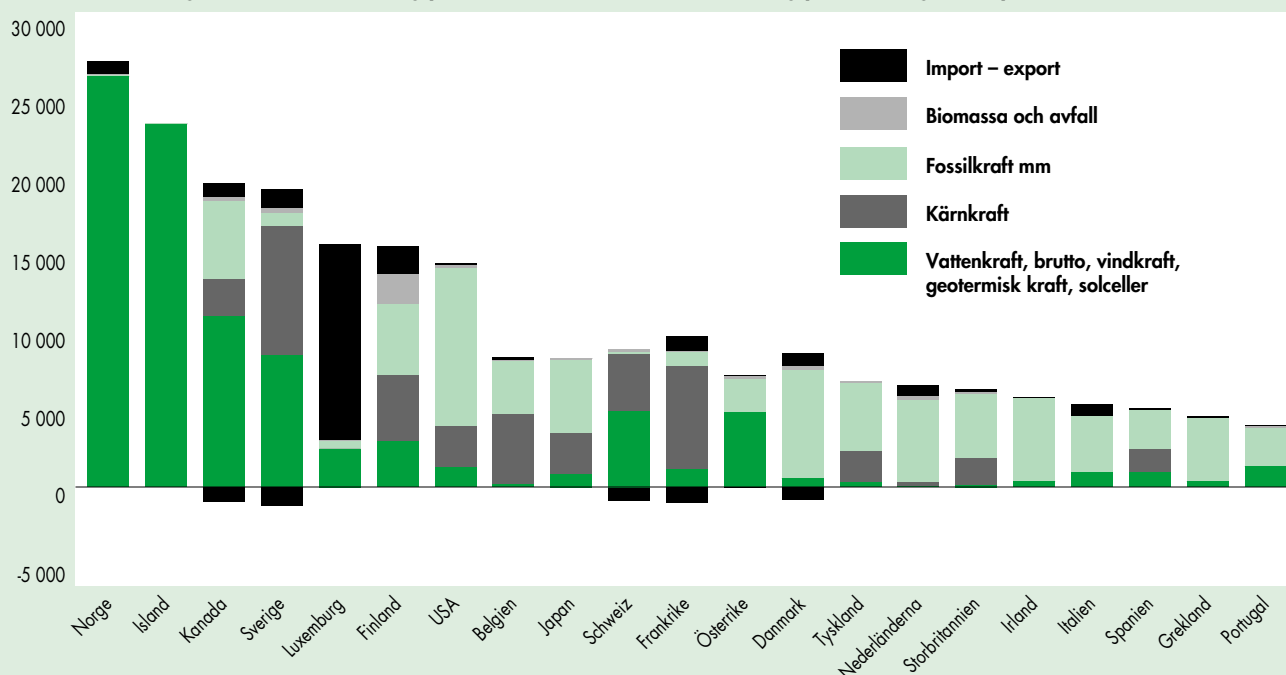
ca 90 % av den totala elproduktionen utgörs av vattenkraft.

Användningen av förnybara källor för elproduktion, exklusive vattenkraft, är liten. Finland, Danmark och Island är de länder som har högst andel el från förnybara källor. Användningen av biomassa är högst i Finland med 14 % av den totala elproduktionen år 1998. I Sverige baseras ca 2 % av elproduktionen på biomassa. Även i Österrike och Portugal överstiger den biomassabaserade elproduktionen 2 % av den totala elproduktionen. Ett fåtal länder har förutsättningar för geotermisk värme. Högst andel har Island och Italien med 10,4 % respektive 1,6 % av total elproduktion år 1998. Solkraft utgör mindre än 1 % av den förnybara elen. El från tidvattenkraftverk förekommer enligt statistiken endast i Frankrike och Kanada och utgör i båda fall mindre än 1 % av den förnybara elen.

Några länder producerar förhållandevis mycket el genom avfallsförbränning, t.ex. Luxemburg, Nederländerna, Danmark, Schweiz och Tyskland. I tätan ligger bl.a. Belgien och Nederländerna med andelar över 70 %. I relation till den totala elproduktionen är det Luxemburg och Nederländerna som har de största andelarna på närmare 4 %. I Danmark är andelen el från avfall ca 2 % och i övriga länder är andelen mindre än 2 %.



Figur 17 • Elanvändning per invånare med relativ fördelning på kraftslag, kWh per invånare



Källa: Electricity information, IEA/OECD 2000

Tabell 28 • Brutto elproduktion år 1998, TWh och elanvändning, kWh per invånare

	Vattenkraft, vindkraft m.m. ¹	Kärnkraft	Fossilkraft	Biomassa och avfall	Total produktion, brutto	Import- export	Elanvändning per invånare, kWh ²
Belgien	2	46	35	1	83	1	8 294
Danmark	3	0	37	1	41	-4	6 943
Finland	15	22	24	10	70	9	15 437
Frankrike	67	388	54	2	511	-58	7 703
Grekland	4	0	42	0	46	2	4 558
Irland	1	0	20	0	21	0	5 714
Italien	53	0	206	1	260	41	5 274
Luxemburg	1	0	0	0	1	5	15 581
Nederländerna	1	4	83	4	91	12	6 561
Portugal	13	0	25	1	39	0	3 938
Spanien	37	59	97	2	195	3	5 047
Storbritannien	8	100	245	6	358	12	6 258
Sverige	75	74	7	3	158	-11	16 678
Tyskland	26	162	360	9	556	-1	6 776
Österrike	39	0	17	2	57	0	7 092
USA	341	714	2 711	66	3 833	27	14 342
Japan	106	332	586	21	1 046	0	8 272
Kanada	332	72	152	6	562	-27	17 637
Norge	116	0	0	0	117	4	27 285
Schweiz	35	26	1	1	63	-6	8 003
Island	6	0	0	-	6	0	23 333
Norden	215	95	68	15	393	-2	16 290
EU totalt	343	854	1 250	42	2 490	13	6 686
OECD totalt	1 409	2 124	5 449	143	9 125	9	8 300

¹ Inkluderar även sol- och geotermisk el.

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

Källa: Electricity Information, IEA/OECD 2000.

Elpriser

Elpriserna varierar för olika användarkategorier, hushåll och industri. Dessutom föreligger stora prisskillnader mellan olika länder. Inom OECD överlag har de reala elpriserna stadigt minskat under 1990-talet både för hushåll och industri. I de flesta länder betalar hushållskunder energi-, miljö och/eller mervärdes- och omsättningsskatt. Industrikunder har i över 60 % av de länder som visas i tabell 29 inga sådana skatter. Vidare gäller undantagsbestämmelser för industrin.

Eurostat har studerat prisutvecklingen exklusive skatter 1998 till 2000 och konstaterat att de flesta hushåll och industrier inom EU har fått lägre elpriser under denna period. För hushållen har priserna sjunkit mest i Finland (omkring 9–12 %), Sverige och Danmark (6–16 % respektive 9–13 %). Nederländerna är det enda land där priserna har ökat för alla kundkategorier sedan 1998. När det gäller industrin har den största prissänkningen skett i Tyskland, med 14–22 %. Även i

Sverige, Finland, Portugal, Nederländerna och Storbritannien har priserna för industrikunder sjunkit markant.

Elmarknadsdirektivet

Elbranschen genomgår för närvarande stora förändringar i många delar av världen. Det gäller främst nya marknadsförutsättningar och ökade miljökrav.

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.

Den 19 december 1996 fastställdes det s.k. elmarknadsdirektivet ”om gemensamma regler för den inre marknaden för el”. Målet med direktivet är att skapa gemensamma regler för produktion, transmission och distribution av el. Direktivet innebär att marknaden för el stegvis öppnas

för konkurrens, såväl när det gäller handel som etablering av elproduktion på EU:s elmarknader. Enligt direktivet ska 28 % av elmarknaden vara konkurrensutsatt år 2000 och 33 % år 2003. Flera länder har valt att gå längre än vad som anges av direktivet. Bland dessa länder finns Sverige, Finland, Danmark, Tyskland och Storbritannien.

Naturgasdirektivet

Andra viktiga delar i den inre marknaden för energi i EU är marknaderna för naturgas respektive elproduktion från förnybara källor. Avregleringen av de olika marknaderna hänger samman och det finns flera paralleller mellan direktiven för elmarknaden respektive naturgasmarknaden.

Den 22 juni 1998 fastställde EU det s.k. naturgasdirektivet ”om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas”. Liksom elmarknadsdirektivet innebär det att marknaden för naturgas suc-

Tabell 29 • El från förnybara källor och avfall år 1998, GWh¹

	Biomassa	Avfall	Vind	Sol	Geotermisk el/tidvatten	Summa	Andel av tot. elprodukt. %
Belgien	116	946	11	-	-	1 073	1,3
Danmark	622	834	2 780	-	-	4 236	10,3
Finland	9 376	359	23	-	-	9 758	13,9
Frankrike ²	573	1 735	36	-	590	2 934	0,6
Grekland	-	160	70	-	-	230	0,5
Irland	89	-	169	-	-	258	1,2
Italien	563	665	231	6	4 214	5 679	2,2
Luxemburg	-	45	5	-	-	50	3,8
Nederländerna	302	3 303	640	5	-	4 250	4,7
Portugal	1 023	-	89	1	58	1 171	3,0
Spanien	1 275	1 009	1 352	15	-	3 651	1,9
Storbritannien ³	K	K	886	-	-	886	0,2
Sverige	2 572	516	317	-	-	3 405	2,2
Tyskland	377	8 296	4 600	35	-	13 308	2,4
Österrike	1 558	144	-	-	-	1 702	3,0
USA	44 284	21 636	2 926	890	15 369	85 105	2,2
Japan	16 622	4 866	-	-	3 531	25 019	2,4
Kanada ¹	6 290	-	62	3	32	6 387	1,1
Norge	244	52	7	-	-	303	0,3
Schweiz	152	1 025	3	8	-	1 188	1,9
Island	-	-	-	-	655	655	10,4
Norden	12 814	1 761	3 127	-	655	18 357	4,7
EU totalt	18 446	18 012	11 209	62	4 862	58 231⁴	2,3

¹ Vattenkraft och torv redovisas inte i denna tabell. ² Tidvatten. ³ 5 640 el produceras från icke specificerade källor. ⁴ I totalt ingår not 3, därför summerar inte EU totalt, K= konfidentiella uppgifter.
Källa: IEA/OECD 2000.

cessivt öppnas för konkurrens. Elsektorn och industrin ska kunna välja naturgasleverantör och de största förbrukarna ges tillträde först. Enligt direktivet ska 20 % av naturgasmarknaden ha öppnats för konkurrens i oktober 2000, 23 % vara öppen till år 2003 och 28 % till år 2008. Medlemsstaterna ges relativt stor frihet för genomförandet och ett antal länder avser att gå längre än vad som anges av direktivet, t.ex. är naturgasmarknaden i Storbritannien redan helt avreglerad. Grekland och Frankrike har fått möjlighet att genomföra direktivet i en långsammare takt. I mars 2001 presenterades ett förslag till ändring i direktivet, som innebär en mer omfattande marknadsöppning och att processen ska påskyndas.

Elproduktion från förnybara källor

Inom EU finns en målsättning att öka andelen energiproduktion från förnybara källor. Kostnaden för elproduktion från förnybara källor är i många fall höga i

förhållande till de konventionella kraftkällorna och produktionen är i behov av stimulans. Samtidigt är man mån om att inte införa snedvridningar i den pågående avregleringen på elmarknaden. Under våren 2000 presenterade EU-kommissionen ett förslag till direktiv om främjande av förnybara energikällor (KOM(2000) 279 slutlig). Direktivet anger som mål att öka andelen förnybara energikällor (RES-E) från knappt 14 % (1997) till 22 % år 2010. EU-målet har fördelats med specifika målsiffror för varje medlemsland. Dessutom behandlar direktivet en definition för förnybara energikällor, ett framtida stödsystem, ursprungsgarantier och nätfrågor. Direktivet ska beslutas i medbeslutsförfarande mellan Ministerrådet och Europaparlamentet. Ministerrådet kunde i slutet av år 2000 nå en politisk överenskommelse och under i juli 2001 ska en omröstning genomföras i kammaren efter den andra läsningen i Europaparlamentet. Vidare har statstödbestämmelserna för-

ändrats 1 januari 2001 i syfte att underlätta för medlemsländerna att ge statsstöd till förnybara energikällor.

I avvaktan på att direktivet träder i kraft söker enskilda medlemsstater inom EU stödja elproduktion från förnybara källor på olika sätt. I Tyskland tillämpas en fastprismodell och inmatningstvång vilket bland annat resulterat i en kraftig tillväxt för tysk vindkraft. I flera EU-länder finns eller övervägs en form av gröna certifikat, ett värdebevis som utfärdas för elproduktion från vissa godkända källor. Handel med dessa certifikat ska kunna bedrivas, tillsammans med eller skilt från handeln med el, t.ex. på en börs. Tanken är att handeln ska ge ett marknadsvärde på mervärdet av elproduktion från förnybara källor i förhållande till el från konventionell elproduktion. Sådana system finns eller övervägs i bland annat Danmark, Nederländerna, Storbritannien, Italien, Belgien och Sverige. Även i USA och Australien finns sådana system.

Tabell 30 • Elpriser för hushålls- och industrikunder inklusive skatter och moms per den 1 januari 2000, öre per kWh

	Liten industri ¹	Mellanstor industri ²	Stor industri ³	Hushållskund 3 500 kWh	Hushållskund 20 000 kWh
Australien, Sydney	50	35	26	52	31
Belgien	90	70	43	123	72
Danmark	78	-	-	155	132
Finland	50	44	31	75	46
Frankrike	66	57	41	103	83
Grekland	59	53	37	52	45
Irland, Dublin	78	60	47	77	49
Italien	100	83	56	173	-
Japan, Tokyo	141	115	57	147	91
Kanada, Montreal	51	34	23	59	40
Luxemburg	76	58	35	96	63
Nederländerna, Rotterdam	61	-	-	120	87
Norge	44	32	24	87	54
Polen	50	42	28	50	40
Portugal	66	58	39	108	71
Spanien	72	63	52	94	61
Storbritannien, London	66	70	61	98	55
Sverige	39	25	23	87	72
Tyskland, Hamburg	91	69	49	136	82
Österrike	-	-	-	105	84

¹ 1,25 GWh per år, 0,5 MW, 2 500 timmar.² 10 GWh per år, 2,5 MW, 4 000 timmar.³ 70 GWh per år, 10 MW, 7 000 timmar.

Anm. Priserna för industrin anges exklusive moms.

Källa: Eurostat och Energimyndighetens sammanställning av uppgifter från Unipede, Prices of Electricity as at 1 January 2000.

Klimatfrågor

Klimatfrågan och arbetet för att hejda ökningen av utsläppen av växthusgaser har blivit allt viktigare. Utsläppen av koldioxid härrör till en helt övervägande del från energianvändning. El står för ungefär 40 % av energianvändningen inom EU och i många länder är en betydande del av elproduktionen baserad på fossila bränslen, se t.ex. tabell 27.

Energianvändningen har i sin tur en stark koppling till ekonomisk aktivitet och tillväxt. Mellan åren 1990 till 1998 har utsläppen av koldioxid minskat i den industrialiserade världen. Den främsta förklaringen till minskningen är den kraftiga ekonomiska tillbakagången i övergångsekonomierna sedan början av 1990-talet. I många länder i västvärlden har utsläppen emellertid ökat och det ställs stora krav på förändringar i energisystemen om åtagandena enligt Kyotoprotokollet ska uppnås.

EU förband sig i Kyoto att fram till år 2008–2012 minska utsläppen av växthus-

gaser med 8 % i förhållande till utsläppen år 1990. I flera länder i världen är ökad användning av naturgas en viktig del i klimatstrategin eftersom naturgas är det minst miljöbelastande av de fossila bränslena. Koldioxidutsläppen från naturgas är 40–50 % lägre än från kol och ungefär 25–35 % mindre än från olja. Inom EU satsar man bland annat på övergång till naturgas, effektivisering, kraftvärmeproduktion samt elproduktion från förnybara källor. I boken "Klimatpolitik i EU" (EB 6:2001) redovisar Energimyndigheten klimatpolitiken i alla EU-länder och EU:s gemensamma politik.

Skatter och nya styrmedel

För att elmarknaderna ska fungera väl krävs gemensamma regler och förutsättningar på de olika marknaderna. Harmonisering av energi- och miljöskatter är ett exempel på en sådan förutsättning som är viktig ur de nordiska ländernas perspektiv. Inom EU har man i flera omgångar försökt harmonisera energiskatterna. Det

har dock visat sig svårt att nå enighet inom detta område. I stället söker medlemsländerna att på olika sätt nå uppsatta mål på miljö- och klimatområdet. I de nordiska länderna är koldioxidskatt en viktig åtgärd. Ett annat sätt kan vara frivilliga överenskommelser, t.ex. mellan stat och industri där industrin går med på vissa utsläppsbegränsningar och i gengäld slipper lagstiftning. I Kyotoprotokollet regleras även de s.k. flexibla mekanismerna, som omfattar handel med utsläppsrättigheter, gemensamt genomförande samt mekanismen för ren utveckling. I mars år 2000 lade EU:s miljökommissionär fram ett förslag, en s.k. grön bok, för att starta handel med utsläppsrättigheter för koldioxid. Förslaget avser kraftverk, raffinaderier och fyra industribranscher med stora koldioxidutsläpp. Storbritannien och Danmark ligger långt framme och har båda påbörjat handel med utsläppsrättigheter under år 2001. ■

Mer information

EL-EX/NordPool, Finland
Telefon +9358-9-6840-480

Elmarknadscentralen, Finland, är ett statligt ämbetsverk underställt det finska Handels- och industriministeriet. Verket bildades 1995 då den nya finska elmarknadslagen trädde i kraft. Elmarknadscentralens huvuduppgift är att dels övervaka att elmarknadslagen följs, dels främja verksamheten på elmarknaden som nu bygger på konkurrens.
Telefon +9358-9-622 0360

Elsäkerhetsverket svarar för det statliga elsäkerhetsarbetet, utger föreskrifter, deltar i standardisering och utövar tillsyn.
Telefon 08-519 11200

Energistyrelsen, Danmark, arbetar med frågor som berör produktion, distribution och användning av energi och ska på statens vägnar säkra att energiutvecklingen i Danmark sker effektivt såväl samhällsekonomiskt, miljömässigt och säkerhetsmässigt.
Telefon +945-33-92 67 00

Konkurrensverket är central myndighet för konkurrensfrågor och ska arbeta för effektiv konkurrens i privat och offentlig verksamhet till nytta för konsumenterna. Konkurrensverket satsar aktivt på att motverka och ingripa mot konkurrensbegränsningar som skadar konsumenterna samt verkar för ett konkurrensinriktat synsätt i samhället. Telefon 08-700 1600

Naturvårdsverket arbetar för mindre utsläpp i Sverige och andra länder och förbättringar i miljön genom att påverka statsmakterna, sektorsmyndigheter, regionala och lokala myndigheter, företag och allmänhet att fatta beslut och vidta åtgärder som leder till målen.
Telefon 08-698 10 00

Nordel är en organisation för nordiskt elsamarbete. Organisationen, som grundades 1963, är ett rådgivande och rekommenderande organ vars primära målsättning är att skapa förutsättningar och vida-reutveckla en effektiv nordisk elmarknad. Nordel fungerar som ett samlingsorgan för de systemansvariga och som ett forum mellan marknadsaktörerna och de systemansvariga i de nordiska länderna.
Telefon +9358-9-85611

NordPool är den nordiska elbörsen och organiserar marknader för spothandel och prissäkring. Telefon 08-555 166 00

Norges vassdrags- og energiverk, (NVE), är underställt Norges Olje- og energidepartement med ansvar för att förvalta Norges vatten- och energiresurser.
Telefon +947-22-959 595

Närings- och handelsdepartementet
Telefon 08-405 10 00

Statens kärnkraftinspektion, SKI, övervakar att all kärnteknisk verksamhet sker på ett säkert sätt. De företag som har tillstånd att bedriva kärnteknisk verksamhet har också det fulla ansvaret för säkerheten i verken samt för en säker hantering och slutförvaring av det använda kärnbränslet. Telefon 08-698 84 00

Statistiska centralbyrån ansvarar för den officiella statistiken tillsammans med berörda myndigheter.
Telefon 08-783 40 00

Svenska Fjärrvärmeföreningen är fjärrvärmeföretagens branschorganisation.
Telefon 08-677 25 50

Svenska Kommunförbundet är en sammanlutning av kommuner med uppgift att stödja och utveckla den kommunala självstyrelsen, tillvarata kommunernas intressen, främja samverkan mellan kommunerna samt bistå dem i deras verksamhet. Telefon 08-452 71 00

Svenska Kraftnät ska på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem, sälja överföringskapacitet samt i övrigt bedriva verksamhet som anknyter till kraftöverföringssystemet. Svenska kraftnät har som uppgift att se till att det nationella elsystemet fungerar som ett sammanhållet system med tillfredställande driftsäkerhet.
Telefon 08-739 78 00

Svensk Energi är branschorganisation för landets elförsörjningsföretag.
Telefon 08-677 25 00

FAKTA

Den internationella standardenheten för att mäta energi är joule (J). I Sverige används dock ofta wattimmar (Wh). 1 joule motsvaras av 1 wattsekund, och en wattimme är följaktligen 3 600 J. Vid internationella jämförelser används ofta måttenheten ton oljeekvivalent (toe). 1 toe motsvarar förbränningsvärmen hos ett ton olja som är 11,6 miljoner Wh. Vid större energimängder är joule, wattimmar och även ton oljeekvivalenter opraktiskt små enheter. I stället används större enheter som exempelvis tusen eller miljoner wattimmar som förkortas.

Benämning	Beteckning	Talfaktor
kilo	k	10 ³ = 1 000
mega	M	10 ⁶ = 1 000 000
giga	G	10 ⁹ = 1 000 000 000
tera	T	10 ¹² = 1 000 000 000 000
peta	P	10 ¹⁵ = 1 000 000 000 000 000

Effekt mäts i:

1 000 watt (W) = 1 kilowatt (kW)
1 000 kW = 1 megawatt (MW)
1 000 000 kW = 1 gigawatt (GW)

Energi får man genom att multiplicera tiden med effekten. Energi mäts i:

1 000 kilowattimmar = 1 megawattimme (MWh)
1 000 000 kWh = 1 gigawattimme (GWh)
1 000 000 000 kWh = 1 terawattimme (TWh)

I praktiskt bruk

1 kWh motsvarar ungefär den mängd el som en kokplatta förbrukar på en timme.
1 MWh motsvarar ungefär ett hushålls elanvändning under tre månader.
1 GWh motsvarar ca 50 normalstora eluppvärmda villors elanvändning under ett år.
1 TWh motsvarar ungefär Sveriges samlade elanvändning under tre dygn.

Statens energimyndighet

Statens energimyndighet bildades den 1 januari 1998 och är en central förvaltningsmyndighet för frågor om användning och tillförsel av energi.

Vår huvuduppgift är att genomföra det energipolitiska program som riksdagen antog våren 1997. Programmet syftar till att skapa ett ekologiskt uthålligt och ekonomiskt bärkraftigt energisystem.

Vi arbetar för en säker, effektiv och miljövänlig tillförsel och användning av energi. Det gör vi bland annat genom att stödja forskning om förnybara energikällor, teknikupphandling av energisnåla produkter och investeringsstöd för att främja utvecklingen av förnybar energi.

Energimyndigheten har även tillsynsansvar för den nya elmarknaden. Vår utredningsverksamhet utför analyser av sambandet mellan energi, miljö och ekonomisk tillväxt.



Energimyndigheten

Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Tel 016-544 2000, Fax 016-544 2099, stem@stem.se

Andra publikationer

Energiläget 2000

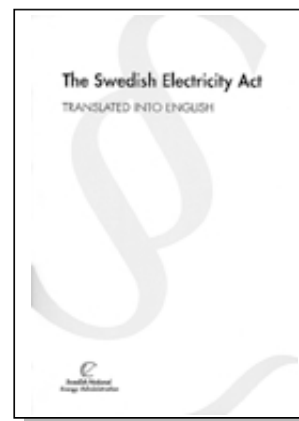
ET 35:2000, 40 kr + moms

Publikationen är årlig och 2000 års utgåva är den sjuttonde i ordningen. Energiläget ger en övergripande och lättillgänglig information över den svenska energisystemet sammansättning och utveckling. Skriften består dels av en rikt illustrerad textversion och dels av en tabellbilaga, Energiläget i siffror. Tabellbilagan innehåller tidserier från 1970 och framåt och utgör sifferunderlag till figurerna i textversionen. Bland annat redovisat tidserier över den totala energianvändningen i Sverige, användningen fördelad på sektorer, fördelat per energibärare samt priser och skatter på olika energibärare och användare. Energiläget finns även i en engelsk version under namnen Energy in Sweden.



The Swedish Electricity Act

En engelsk, icke auktoriserad översättning av den svenska el-lagen har gjorts av Energimyndigheten. Texten är tillgänglig på myndighetens hemsida på Internet (www.stem.se)."



Energiförsörjningen i Sverige, kortsiktsprognos

Utkommer två gånger per år och görs på uppdrag av Finansdepartementet och Konjunkturinstitutet.

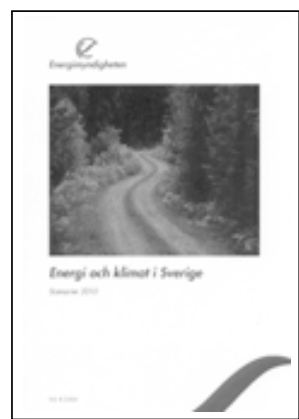
Den senaste versionen utkom 2001-02-26 och omfattar en redovisning av energiförsörjningsläget för 1999 samt prognoser för åren 2000–2002.



Energi och klimat i Sverige 2010

EB 4:2000

Energimyndigheten har på uppdrag av Klimatkommittén gjort scenarier över utsläppen av koldioxid från energisektorn fram till 2010. I denna bok presenteras dessa klimat-scenarier.



Vision för en långsiktig svensk klimatpolitik

ER 5:2000, 150 kr + moms

Syftet med denna studie är att inledda en diskussion om utformningen av en långsiktig svensk klimatstrategi. Utgångspunkten är att klimatproblemet är globalt och att den svenska klimatpolitiken måste utformas i samspel med den internationella utvecklingen. Klimatarbetet måste bli en integrerad del av förnyelsen av samhälle för att nå framgång. För Sverige gäller att hitta strategiska nischområden där näringspolitik och klimatpolitik kan kopplas samman och skapa nya dynamiska sektorer i svensk ekonomi.



Klimatpolitik i EU

EB 6:2001, 000 kr + moms

Klimatpolitik i EU beskriver alla EU-länders klimatpolitik. För att ge en bild av ländernas skilda förutsättningar inleds rapporten med en beskrivning av utsläppen av växthusgaser i EU och energisystemen i de olika länderna. Därefter redovisas klimatstrategierna för varje enskilt land och EU:s gemensamma politik. I slutsatserna ges slutligen en samlad bild av de viktigaste åtgärderna som sker inom EU.



BESTÄLLNINGAR

Samtliga publikationer kan beställas från Energimyndighetens publikationsservice, Box 310, 631 04 Eskilstuna.

Fax: 016-544 22 59. e-mail: forlaget@stem.se

