



Elmarknaden 2000



Energimyndigheten

ELMARKNADEN 2000

Energi- och miljöpolitik i Norden	2
Reformerad elmarknad	4
Elbalans	5
Elanvändning	8
Elproduktionssystemet – vattenkraft	10
Elproduktionssystemet – kärnkraft	12
Elproduktionssystemet – konventionell värmekraft, vindkraft och nya tekniker	14
Elproduktionssystemets miljöpåverkan	16
Elhandel	18
Elproduktionskostnader	21
Elpriser och skatter	22
Överföring av el och systemansvar	27
Elproducenter	31
Nät- och elhandelsföretag	34
Ett internationellt perspektiv	36
Andra publikationer	40
Mer information	41

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

Faktainformation lämnas av Analysavdelningen. Allmän faktainformation: Becky Pet-sala. Reformerad elmarknad: Claes Aronsson. Elbalans: Anna Lagheim. Elanvändning: Maria Stenkvisst. Vattenkraft, miljöpåverkan samt elproduktionskostnader: Stefan Se-din. Kärnkraft, konventionell värmekraft: Anna Lagheim. Elhandel, elproducenter och nätföretag och elhandelsbolag: Claes Aronsson. Elpriser, överföring av el: Maria Sten-kvist. Skatter och ett internationellt perspektiv: Agnes von Gersdorff.

Projektledare har varit Maria Stenkvisst, e-postadress: maria.stenkvisst@stem.se och bi-trädande projektledare Claes Aronsson, e-postadress claes.aronsson@stem.se.

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

ET 9:2000

Produktion: Ordförandet Bertil Örténstrand AB

Tryck: Alfa-Print AB, Sundbyberg

Papper: Lessebo bokpapper

Upplaga: 5 000 ex, maj 2000

Omslagsfoto: © Rolf Nyström/TIOFOTO och

© Image Makers/The Image Bank

Foto sid 4: © Tomas Henriksson

Foto sid 7: © Lars Dahlström/TIOFOTO

Foto sid 9: © Rolf Nyström/TIOFOTO

Foto sid 11: © Lars Dahlström/TIOFOTO

Foto sid 13: © Lars Dahlström/TIOFOTO

Foto sid 15: © Tore Abrahamsson/TIOFOTO

Foto sid 17: © Lars Åström/TIOFOTO

Foto sid 20: © Rolf Nyström/TIOFOTO

Foto sid 26: © Ragnar Andersson/TIOFOTO

Foto sid 33: © Pekka Pääkkö/TIOFOTO

Foto sid 35: © Rolf Nyström/TIOFOTO

Foto sid 39: © Jan Rietz/TIOFOTO

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.

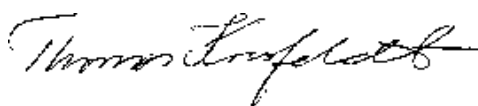
Syftet med elmarknadsreformen är att införa ökad konkurrens och öka valfriheten för konsumenterna samt genom öppen och ökad handel med el skapa förutsättningar för en effektiv prisbildning.

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 2000" är att tillgodose behovet av en övergripande och lättillgänglig information kring förhållandena på den nordiska marknaden. 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 inverkan på miljön. ■

Eskilstuna i maj 2000



Thomas Korsfeldt
Generaldirektör



Becky Petsala
Avdelningschef, Analysavdelningen

Elmarknaderna i Norden har under de senaste decennierna genomgått omfattande förändringar. Idag har alla de nordiska länderna, förutom Island, öppnat sina marknader för konkurrens. I Sverige, Norge och Finland är marknaden öppen för alla elanvändare medan Danmark endast öppnat sin elmarknad för elkunder med stor elförbrukning. Under 1999 har Jylland och Fyn anslutit sig till den nordiska elbörsen, Nordpool, och Själland väntas ansluta sig till NordPool under år 2000.

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 framförallt i de nordiska länderna, har därför fått en allt större betydelse för Sverige.

En annan förändring är att miljöproblemen har kommit att bli alltmer styrande för energipolitiken. I många länder är energisektorn en stor källa till utsläpp av koldioxid, svaveldioxid och även kväveoxider. Med undantag av Danmark är dock elproduktionssektorns bidrag till utsläppen i Norden relativt begränsat på grund av stor andel utsläppsfri elproduktion. Åtgärder mot förbrännings skadliga inverkan, försurning och övergödning har sedan länge vidtagits och arbetet fortsätter. Den växande kunskapen om koldioxidutsläppens inverkan, växthuseffekten, har resulterat i ett omfattande internationellt arbete på klimatområdet och framtagning av det så kallade 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 ellagsstiftningen. Syftet med elmarknadsreformen är att införa ökad konkurrens och öka valfriheten för konsumenterna samt genom öppen och ökad handel med el skapa förutsättningar för en effektiv prisbildning. Elnäten över hela landet ska vara öppna för alla aktörer på elmarknaden, både elproducenter, elförsäljare och elkunder som har betalat en anslutningsavgift någonstans i landet. Alla konsumenter ska ha rätt att fritt välja leverantör av den el de använder.

Det krävdes dock en mätare hos varje användare för timvis mätning av elförbrukningen för att kunna byta elleverantör, vilket innebär att det inte var lönsamt för elkunder med liten elförbrukning att byta elleverantör. För att öka rörligheten

på elmarknaden sattes 1 juli 1997 ett takpris om 2 500 kr på mätare. Den första januari 1998 trädde ändringar i ellagen i kraft (1887:857). Ändringarna innehåller bl a regler om konsumentskydd vid köp av el och nya bestämmelser om utlands-handel. Vidare förtydligades reglerna om tillsyn över elmarknaden. Energimyndigheten fick direkt ansvar för tillsynen över den elförsäljning som skedde inom ramen för leveranskoncession. Den första november år 1999 slopades kravet på timvis mätning. Samtidigt med detta avskaffades systemet med leveranskoncession.

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 på 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. Beslutet innebär vidare att avvecklingen av kärnkraften skulle inledas. I december 1997 antog riksdagen en lag om kärnkraftsavveckling och i februari 1998 beslutade regeringen att Barsebäck 1 skulle stängas senast vid utgången av juni 1998. Avstängningen av Barsebäck 1 blev dock uppskjuten till 30 november 1999. Enligt det energipolitiska beslutet ska Barsebäck 2 avvecklas år 2001, under förutsättning att bortfallet av produktionen kan kompenseras genom minskad elanvändning och ökad tillförsel av el. För närvarande pågår en utvärdering av 1997 års energipolitiska program, vilken ska ligga till grund för riksdagens ställningstagande inför en eventuell avveckling av Barsebäck 2.

För att underlätta omställningen och utvecklingen av energisystemet har ett omfattande energipolitiskt program startats. Arbetet med att verkställa huvuddelen av programmet och att samordna arbetet med omställningen leds av Statens energimyndighet, som inrättades den första januari 1998. Totalt satsas 9 miljarder kronor under 7 år.

Svensk klimatstrategi och förslag till utsläppshandel

I april år 2000 lade Klimatkommittén fram ett förslag till svensk klimatstrategi (*Förslag till Svensk Klimatstrategi*, SOU 2000:23) som omfattar mål som syftar till

att Sverige ska klara sina nationella och internationella åtaganden samt ett handlingsprogram för att nå målen. Målet enligt klimatkommittén är att utsläppen av växthusgaser för Sverige år 2050 bör minska med cirka 50 % jämfört med utsläppen år 1990, för att därefter minska ytterligare. Som mål på kort sikt för perioden 2008–2012 föreslås att utsläppen bör minska med 2 %. Sveriges internationella krav i Kyoto-protokollet ger dock Sverige rätten att öka sina utsläpp med 4 %. Handlingsprogrammet består av ett baspaket av åtgärder som kan beslutas och till stor del införs omgående och ett tilläggs-paket med åtgärder som ska genomföras längre fram. I tilläggs-paketet finns åtgärder och styrmedel som möjliggör ytterligare utsläppsminskningar utöver baspaketet men som erfordrar ytterligare överväganden.

Under april 2000 har även "Utredningen om möjligheterna att utnyttja Kyoto-protokollets flexibla mekanismer i Sverige" presenterat sitt slutbetänkande (*Handla för att uppnå klimatmål*, SOU 2000:45). I betänkandet föreslås att Sverige tillsammans med EU inför ett system för utsläppshandel fr o m år 2005. Handelssystemet bör enligt förslaget omfatta utsläpp av koldioxid från verksamheter som idag betalar hel eller halv koldioxidskatt. Verksamheter som idag inte betalar någon koldioxidskatt bör undantas, t ex utsläpp från industriprocesser. När handelssystemet är infört ersätter det koldioxidskatten. Fr o m år 2008 föreslås att handelssystemet utvidgas till att omfatta fler utsläppskällor och fler växthusgaser.

Vidare har under våren 2000 en interdepartemental arbetsgrupp haft till uppgift att se över stödsystemet för förnybar elproduktion. Frågan kommer att behandlas vidare i kommande propositioner. Det pågår också en översyn av skattesystemet på energiområdet.

Norge

Norge öppnade elmarknaden för konkurrens redan år 1991 och 1995 infördes schablonavräkning vilket innebär 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 möjligast mån spegla miljökostnaderna. En ökad produktion ska i större grad baseras på nya förnybara ener-

gikällor. Målet är att använda ytterligare 4 TWh vattenburen värme som produceras av förnybara energikällor och att bygga ut vindkraften så att den årliga produktionen ökar till 3 TWh före år 2010. Ett annat huvudmål är att begränsa energiförbrukningen och minska beroendet av elvärme. Omläggningen av användning och produktion av energi förutsätter en stegvis höjning av elavgiften kombinerat med stöd till investeringar.

I Norge har en diskussion om en eventuell utbyggnad av gaskraft inom landet pågått i flera år och det råder stor oenighet i frågan. Den sittande regeringen är positivt inställd till en utbyggnad. Vidare lade i december 1999 en utredning (Kvotutvalget) fram ett förslag till ett nationellt system för överlåtbara utsläppsrätter. Enligt förslaget ska ett nationellt handelssystem införas år 2008, vilket ska omfatta så många utsläppskällor som möjligt, motsvarande närmare 90 % av Norges samlade utsläpp av koldioxid.

Finland

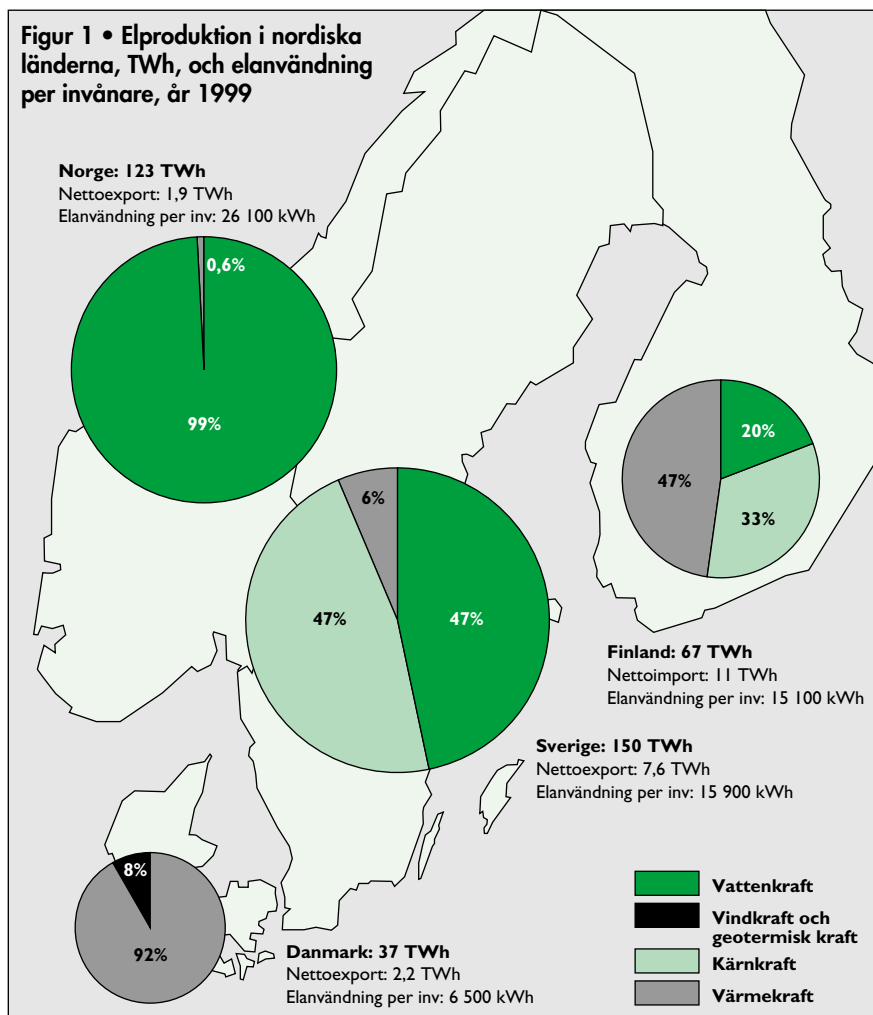
Den finska elmarknadslagen trädde i kraft 1996 och i november 1998 öppnades elmarknaden för alla finska elanvändare, då schablonavräkning infördes för elkunder med en liten förbrukning.

Det två viktigaste elementen i Finlands energistrategi, vilken godkändes av riksdagen 1997, är energieffektivisering och ökad användning av förnybar energi. Energieffektivisering ska enligt strategin åstadkommas genom en blandning av lagstiftning, frivilliga överenskommelser och ekonomiska styrmedel. Främjandet av effektivisering får dock inte vara beroende av ökade subventioner. En ökad användning av naturgas är också en viktig fråga för Finland. För att klara åtagandena i Kyotoprotokollet diskuteras en utbyggnad av kärnkraft alternativt naturgaskraftverk. Beslut i frågan har dock inte fattats.

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. Sedan första april år 2000 är marknaden öppen för elkunder med en förbrukning som överstiger 10 GWh per år. Innan utgången av året ska alla förbrukare med en elanvändning över 1 GWh ha samma möjlighet. År 2002 beräknas den danska elmarknaden vara helt konkurrensutsatt.

Figur 1 • Elproduktion i nordiska länderna, TWh, och elanvändning per invånare, år 1999



Källa: Nordel

Energipolitiken i övrigt 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.

Under 1999 träffades en överenskommelse mellan regeringen och delar av oppositionen om en reformering av elsektorn där det stegvisa öppnandet av elmarknaden för konkurrens ingick som en del. Vidare ingick att införa ett system med överlåtbara koldioxidkvoter för elproduktionen under perioden 2000–2003. Ett tak är satt för koldioxidutsläppen till 23 miljoner ton för år 2000, vilket ska jämföras med elproduktionens utsläpp år 1998 som uppgick till 25 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. Systemet med utsläppskvoter har inte kunnat införas enligt planerna, utan väntas införas första januari år 2001.

En annan viktig del i reformen var prioritering av miljövänlig elproduktion. Detta ska uppnås genom att skapa en marknad för förnybar energi genom att införa ett system med certifikat för grön el, s k VE-bevis (vedvarande energi). Certifikaten omfattar el producerad av vindkraft, biomassa, solceller, geotermiska anläggningar samt vattenkraft (anläggningar mindre än 10 MW). VE-elmarknad beräknas starta år 2002. Vidare har en bestämmelse införts i ellagen att alla elförbrukare är skyldiga att köpa en stigande andel el från förnybara källor. Minimikvoten fastställts av energi och miljöministeriet. Elanvändare är skyldiga att vid avräkningstillfället kunna "visa upp" en viss andel el från förnybara källor i form av VE-bevis. I första omgången är minimikvoten satt till 20 %.

Utbyte av el har förekommit mellan de nordiska länderna så länge överföringsförbindelser funnits. Tidigare skedde utbytet genom de största aktörerna i respektive land. Numera har alla aktörer möjlighet att handla el i utlandet. Idag underlättas handeln dessutom av en gemensam nordisk marknadsplats, Nord Pool, där elpriset bestäms ett dygn i förväg för varje timme på dygnet. Nord Pool har underlättat elhandeln genom att ge producenter, elhandlare och större förbrukare ständig tillgång till en marknadsplats där en tillräckligt stor mängd affärer görs för att ett marknadspris ska kunna skapas. Pris-sättningen på den nordiska elmarknaden har därför blivit effektivare och transaktionskostnaderna har minskat. Börspriset kan dessutom användas som en referens för den bilaterala handel som sker utanför Nord Pool. Gränstarifferna mellan länderna har tagits bort mellan Norge, Sverige och Finland vilket också har bidragit till att göra handeln effektivare. Kraften i det nordiska elsystemet produceras i de anläggningar där kostnaderna är lägst. Detta har gjort att produktionsanläggningar med höga produktionskostnader har lagts ned för att de inte är lönsamma. En bidragande orsak till nedläggningarna i Sverige är att företagen inte längre har krav på sig att hålla med effektreserv.

Strukturella förändringar

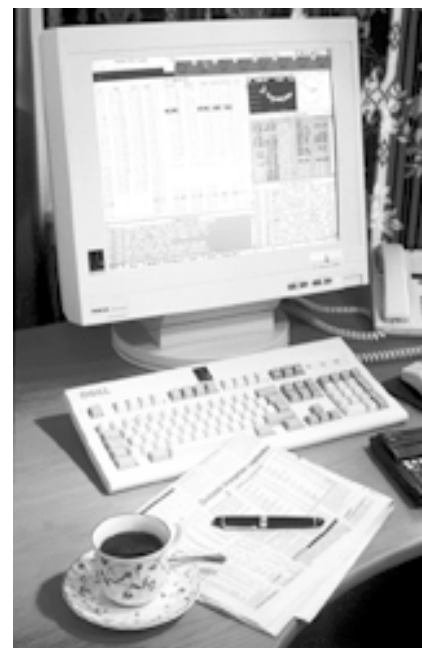
De strukturella förändringarna på marknaden har ökat i de nordiska länderna på elhandelssidan. I Sverige har kommunerna i större utsträckning än tidigare sålt ut sina elhandelsföretag i takt med att konkurrensen blivit hårdare och små privata elhandelsföretag har köpts upp av större företag. Kommunala 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 för att utnyttja den nya konkurrenssituationen. Utvecklingen går dock mot ökad marknadskoncentration.

Under de senaste åren har de stora dominerande företagen i Norden som t ex Vattenfall, Statkraft och Fortum köpt in sig i konkurrerande företag på den nordiska marknaden och därmed ökat marknadskoncentrationen. De största aktörerna har dessutom tagit marknadsandelar i andra europeiska länder. Detta för att vara med och konkurrera på en nordeuropeisk elmarknad när övriga länder i Nordeuropa öppnar sina elmarknader för konkurrens utifrån. EU:s elmarknadsdirektiv kräver att minst 33 % av medlemsstaternas elmarknader ska vara konkurrensutsatta år 2003. Detta enligt principen att de största elanvändarna får tillgång till marknaden först. I många länder går utvecklingen snabbare än vad EU-direktiven kräver.

Nätverksamheten

Överföring av el är ett naturligt monopol och har därför inte utsatts för en fri marknads konkurrens motsvarande den för elproduktion och elhandel. Detta medför att de svenska nätföretagens tariffer och övriga villkor, enligt ellagen, står under tillsyn av Energimyndigheten. Motsvarande tillsyn finns även i Norge, Finland och Danmark. Lagen ger myndigheten möjlighet att genom förelägganden förmå företag att tillämpa skäliga villkor. Energimyndigheten har uppgiften att övervaka prisnivåer, prisutveckling och övriga villkor för nättjänsten så att konsumenternas intresse av låga och stabila priser tillgodoses. Tariffer sam-



las årligen in från landets samtliga nätföretag. Myndighetens årliga uppföljning leder till att konsumenterna får ökad prisinformation och att transparensen på elmarknaden ökar. Nedgången av priset på nättjänsten i Sverige har dock inte varit lika stor som på elhandelssidan. Priserna har i stället varit relativt oförändrade.

Elsystemet

En förutsättning för att elmarknaden ska fungera är att alla aktörer bereds fri tillgång till landets överföringsnät. Samtidigt behövs en nätoperatör, som oberoende av övriga aktörer på marknaden ser till att överföringssystemet hela tiden är i balans mellan producerad och använd el. Svenska kraftnät är systemansvarigt i Sverige. ■

Elförsörjningen i Norden baseras på vattenkraft, kärnkraft samt kraftvärme i fjärrvärmenäten och industrin. Vidare finns en mindre mängd oljekondenskraft, gasturbiner samt vindkraft. I Norge sker elproduktionen framförallt 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 idag har många anläggningar tagits ur bruk av ekonomiska skäl.

Elproduktion i Sverige

Figur 2 visar den svenska elbalansen vecka för vecka under 1998 och 1999. Elpro-

duktionen varierar med elanvändningen, vilket innebär att produktion 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 vårfloeden. När vatten- och kärnkraftproduktionen inte räcker till produceras elen i konventionella värmekraftanläggningar eller importerar.

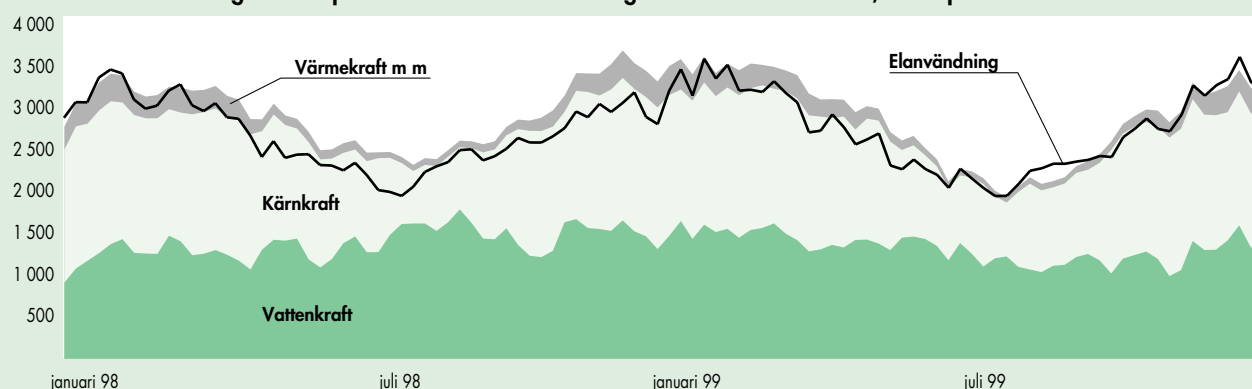
Under 1999 svarade vatten- och kärnkraften för 47 % vardera av den svenska elproduktionen och den fossil- och bio- bränslebaserade produktionen för drygt 6 %. Den totala elproduktionen minskade med ungefär 3 % jämfört med 1998 och uppgick till drygt 150 TWh. Förklaringen till minskningen är att 1998 var ett ex-

tremt våttår med ovanligt stor vattenkraftproduktion. Samtidigt var även produktionen i de svenska kärnkraftverken hög under 1998. Under 1999 var nettoexporten mindre än under 1998, 7 TWh jämfört med 10,7 TWh, till följd av den minskade produktion i vatten- och kärnkraftsverken.

I tabell 1 ges 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. I övrigt utgår bedömningarna från olika antaganden om den ekonomiska utvecklingen de närmaste åren.



Figur 2 • Elproduktion och elanvändning under 1998 och 1999, GWh per vecka



Källa: Sammanställning av uppgifter från "Kraftläget 1999", Kraftverksföreningen

Tabell 1 • Elbalans i Sverige åren 1990, 1995–1999 samt prognos för 2000 och 2010

	1990	1995	1996	1997	1998	1999 ⁵	2000	2010
Produktion ¹	142,2	143,9	136,0	145,1	154,3	150,3	142,9	149,4
Vattenkraft	71,5	67,0	51,0	68,2	74,0	70,4	64,2	67,0
Vindkraft	0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	2,0
Kärnkraft	65,3	67,0	71,4	66,9	70,5	70,1	67,8	68,3
Övrig värmekraft	5,6	9,8	13,5	9,9	9,8	9,5	10,4	12,1
Kraftvärme i fjärrvärmenäten	2,1	5,5	5,4	5,3	5,1	4,8	5,6	7,0
Kraftvärme i industrin	3,1	3,8	4,5	4,2	4,5	4,4	4,5	4,9
Kondenskraft	0,3	0,4	3,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2
Gasturbiner ²	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Användning ³	139,7	142,2	142,2	142,6	143,9	143,3	146,1	154,6
varav nätförluster	10,7	8,3	9,4	10,4	10,7	10,3	10,1	11,3
Import-export ⁴	-2,5	-1,7	6,1	-2,7	-10,7	-7,0	3,2	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.

Källa: För åren 1990–1998 *Energiläget 1999*, Energimyndigheten. För åren 1999–2000 *Energiförsörjningen i Sverige 00-02-29*, Energimyndigheten.

För 2010 Energimyndighetens underlag till klimatkommittén.

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 1999 för 92 % av Danmarks totala elproduktion. Energi 21, som är den danska regeringens långsiktiga plan för en hållbar utveckling för energi i Danmark, har som ett mål att användningen av biobränslen för elproduktion ska öka. Detta ska ske bl a genom en ökad användning av halm och flis samt genom att biobränsleeldade värmeverk byggs om till kraftvärmeverk.

Danmark har den största andelen vindkraftproducerad el i Norden. År 1999 stod de danska vindkraftverken för 8 % av den totala elproduktionen. Danmark har även en liten del vattenkraft som dock inte syns i statistiken.

I Finland baseras elproduktionen på konventionell värmekraft, kärnkraft och vattenkraft. Störst andel har den konventionella värmekraften som 1999 stod för 48 % av den totala elproduktionen, där efter kommer kärnkraften som stod för 33 %. Den finska vattenkraften stod för 19 % av elproduktionen 1999. 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 re-

lativt hög import från grannländer, 1999 nettoimporterades ca 11 TWh. För att kunna täcka den ökade elkonsumtionen samt för att minska importberoendet krävs en utbyggnad av det finska elproduktions-systemet. Detta har lett till en diskussion kring en utbyggnad av kärnkraften. Ett annat alternativ som diskuteras är att bygga ut naturgaskraften. Avsaknad av beslut kring de olika alternativen har medfört svårigheter i att finna en aktuell prognos över den finska elproduktionen.

Den norska elproduktionen baseras huvudsakligen på vattenkraft. 1999 stod

vattenkraften för 99,3 % av den totala elproduktionen i Norge. Resterande elproduktion utgörs huvudsakligen av naturgaskraft. Även i Norge diskuteras en utbyggnad av den naturgasbaserade elproduktionen. Enligt prognosen som redovisas i tabell 2 väntas en kraftig ökning av den övriga värmekraften. Denna ökning beräknas utgöras av gaskraft.

Installerad effekt i Norden

I tabell 3 presenteras den totala installerade nettoeffekten i de nordiska länderna vid utgången av år 1999. Under 1999 har

Tabell 3 • Tillgänglig effekt i de nordiska länderna den sista december 1999, MW

	Danmark ¹	Finland	Norge	Sverige	Norden ²
Installerad effekt totalt ³	10 934	16 458	27 934	30 885	86 211
Vattenkraft	11	2 937	27 616	16 192 ⁴	46 756
Kärnkraft		2 640		9 452	12 092
Övrig värmekraft	9 156	10 843	305	5 026	25 330
kondens ⁵	2 228 ⁶	3 912	73	452	6 665
kraftvärme, fjärrvärme	6 310	3 617	12	2 248	12 187
kraftvärme, industrin	330	2 436	185	841	3 792
gasturbiner m m	288	878	35	1 485	2 686
Vindkraft	1 767	38	13	215	2 033

¹ Ny rapporteringsrutin i Danmark har medfört att effekten är något lägre än förra året

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 (25MW).

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

⁶ Inkl. tysk andel i Enstedværket (316 MW)

Källa: Nordel.

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

	Finland					Danmark					Norge				
	1990	1995	1998	1999	2010 ¹	1990	1995	1998	1999	2010	1990	1995	1998	1999	2010
Produktion	52	61	67	67	96	24	34	41	37	54	120	121	115	123	137
Vattenkraft	11	13	15	13	14		...	...	...	...	120	121	114	122	121
Vindkraft	0	...	...	...	0,2	0,6	1,2	2,6	3,0	8,0	0	...	...	...	...
Kärnkraft	18	18	21	22	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Övrig värmekraft	23	30	32	32	53	24	33	39	34	46	0,5	0,5	0,7	0,8	16
Kraftvärme															
i fjärrvärmenäten	8,5	11	13	13	22	8	13	16		19					
Kraftvärme i industrin	7,7	9,5	12	12	11	0	1,1	2,1	1,7	2,3					
Kondens	6,6	8,9	6,3	6,9	20	15	19	21	24	32 ²					
Gasturbin, diesel m m	...	...	...	...	...	0	0	0	0	0					
Import-Export	11	8,4	9,4	11	8,2	7,0	-0,8	-6,7	-2,2	-18	-16	-6,7	3,6	-1,8	-1,3
Användning	62	69	77	78	³	31	34	34	35	36	105	114	119	121	136

... mindre än 0,1 TWh

¹ Finlands prognos från 1996/97 utgår från ett s k BAU-scenario, business as usual, som innebär en bedömning av utvecklingen utifrån redan fattade politiska beslut, därav ingen ökning av kärnkraften.

² inklusive produktion i kraftvärmeverk

³ Elanvändningen i denna prognos stämmer inte överens med den prognos som redovisas i avsnittet om Elanvändning för Finland år 2010.

Källa: Bearbetning av uppgifter från Finska Energia, Danska Energistyrelsen, Nordel, norska SSB och Norges offentliga utredningar (NOU 1998: 11, Energi- og kraftbalansen mot 2020) samt Handels och industriministeriet i Finland (Energy Economy in 2025)

flera förändringar skett. Vindkraften har ökat i både Sverige och Danmark. I Sverige har den installerade effekten ökat med drygt 40 MW under 1999 och i Danmark med ungefär 300 MW. Till följd av stängningen av Barsebäck 1 har den totala installerade effekten i de svenska kärnkraftverken minskat med 600 MW. Vidare har flera svenska oljekondenskraftverk lagts i malpåse under de senaste åren av ekonomiska skäl, vilket är en följd utvecklingen på elmarknaden. Den installerade effekten har minskat ytterligare under början av år 2000. I dagsläget, april 2000, finns endast en av de större anläggningarna tillgänglig för produktion, vilken har en effekt på ca 340 MW. Även den tillgängliga effekten i de svenska gasturbinerna har minskat med 150 MW under 1999. ■



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 med 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 var 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. Den svenska elanvändningen mellan åren 2000 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 % per år mellan 1990 och 1994. Under 1998

ökade elanvändningen i industrin med drygt 2 % jämfört med 1997 och fortsatte öka under 1999. Uppgången förklaras främst av en hög tillväxt i massa- och pappersindustrin.

Elanvändningen varierar mellan de olika delbranscherna. Den skiljande 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

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

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2010
Industri varav	53,3	51,7	50,9	52,6	53,7	54,3	54,7	58,6
massa- och pappersind.	20,0	19,1	19,3	20,5	21,1	21,6	21,8	23,2
kemisk basindustri m m	6,2	5,6	5,5	5,8	6,0	6,0	6,1	8,1
järn- och stålverk	4,8	5,0	4,9	5,0	5,0	5,0	5,1	5,8
verkstadsindustri	7,2	7,1	7,0	7,0	7,1	7,0	7,1	7,5
Bostäder, service m m	63,3	72,3	73,0	70,3	70,3	69,9	72,0	75,0
varav elvärme	25,8	25,1	27,4	26,1	24,8	24,2	25,9	
hushållsel	17,9	19,7	20,1	18,7	19,5	19,7	19,9	
driftel	19,6	27,5	25,5	25,5	26,0	26,0	26,2	
Transporter	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5	2,6	2,6	3,2
Fjärrvärme, raffinaderier	10,0	7,5	6,3	6,8	6,7	6,3	6,7	6,6
Omvandlings- och dist.förluster	10,7	8,3	9,4	10,4	10,7	10,3	10,1	11,3
Total användning netto	139,7	142,2	142,6	142,6	143,9	143,3	146,1	154,6
Total användning netto temperaturkorrigerad	143,1	142,4	141,0	143,2	144,7	144,8	146,1	154,6

Anm: Uppgifterna om elvärme är hämtade ur SCBs Rättelseblad SM E16 9904. Fördelningen mellan elvärme, hushållsel och driftel i bostadssektorn utgår från egna beräkningar och är korrigerade för samtliga år.

Källa: Uppgifterna för åren 1990–1998 är hämtade ur "Energiläget 1999", för åren 1999 och 2000 ur "Energiförsörjningen i Sverige 00-02-29", för år 2010 från Energimyndighetens underlag till K limatkommittén.

Tabell 5 • Elanvändning i Finland, Danmark och Norge 1990–1999 samt prognos för 2010, TWh

	Finland					Danmark					Norge				
	1990	1995	1998	1999	2010	1990	1995	1998	1999	2010	1990	1995	1998	1999	2010
Industrin (inkl. energisektorn)	33	37	42	43	51	9	10	10	10	12	47	46	49	49	49
Bostäder och service mm	26	29	32	32	38	20	21	21	23	21	51	58	61	62	77
Transporter	0,4	0,5	0,5	0,5	¹	0,2	0,2	0,3	¹	0,6	0,6	0,7	0,7	¹	1,6
Förluster	2,9	3,0	3,0	2,7	3,4	2,3	2,3	2,4	2,3	2,6	6,9	9,4	8,8	10	7,8
Total användning	62	69	77	78	92	31	34	34	35	36	105	114	119	121	136

¹ Transporter ingår i bostäder och servicesektorn för vissa år.

² Uppgifter för år 1999 för Danmark och år 1998 och 1999 för Norge utgör inte officiell statistik

Källa: Bearbetning av uppgifter från Finska Energywindows, Adato Energia Oy, Danska Energistyrelsen, Norges SSB och NOU 1998: 11, Energi- og kraftbalansen mot 2020, Nordel.

och driftel i lokaler. Även elanvändningen för gatu- och vägbelysning samt vatten- och avloppsrening ingår.

Elvärme svarar i dag för 35 % av den totala elanvändningen i bostads- och servicesektorn. Den faktiska användningen av elvärme varierar mellan åren bl a beroende på temperaturförhållandena. Elvärmen har mellan åren 1990–1999 minskat med i genomsnitt 0,7 % per år. Under 1998 infördes bidrag för att konvertera eluppvärmda hus till fjärrvärme eller individuell bränsleledning i syfte att minska elvärmen, men dessa bidrag har tills vidare upphört. De närmaste åren väntas en ökning av elvärmen, vilket förklaras med en ökad nybyggnation av småhus och höga oljepriser¹.

Hushållsel står för 28 % av den totala elanvändningen i sektorn. Denna användning har ökat med i genomsnitt 1 % per år under perioden 1990–1999. Driftel, som idag står för ca 40 % av sektorns elanvändning har ökat mest under 90-talet, i genomsnitt med drygt 3 % årligen. 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.

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 1,4 TWh år 1999. Elinsatsen till värmepumpar var under samma period stabil, drygt 2 TWh per år. Elanvändningen inom raffinaderierna är relativt konstant och uppgår till 0,8 TWh årligen.

Prognos för åren 2000 och 2010

I tabell 4 redovisas prognoser över elanvändningen för år 2000 och 2010. Bedömningarna utgår från de av riksdagen fattade energipolitiska besluten, vilket bl a innebär att dagens skatte- och avgiftssystem förutsätts gälla under hela prognosperioden. Emellertid bör påpekas att båda prognoserna utgår från olika antaganden



om den ekonomiska utvecklingen och oljeprisutvecklingen de närmaste åren.

Elanvändningen bedöms öka med totalt 8 % mellan åren 1999 och 2010.

Elanvändning i Danmark, Norge och Finland

Elanvändningen har ökat i alla de nordiska länderna mellan 1990 och 1999, se tabell 5. Störst ökning noteras i Finland med i genomsnitt 2,5 % årligen. I Sverige har ökningen under samma period varit 0,3 %.

I Norge och Finland står industrisektorn för en stor andel, drygt 40 respektive 50 % av den totala elanvändningen. Detta beror på att båda länderna har stor andel energiintensiv industri, i likhet med Sverige. I Danmark, som har en annan industristruktur, står industrin för knappt 30 % av elanvändningen. I stället används en större del i bostads- och servicesektorn (drygt 60 %). En förklaring till detta är att jordbrukssektorn, som är relativt stor

i Danmark, räknas in i bostads- och servicesektorn.

I tabell 5 redovisas också prognoser till år 2010. Dessa prognoser är gjorda vid olika tidpunkter utifrån skilda antaganden och ekonomiska förutsättningar, vilket gör att de inte är direkt jämförbara. Intressant att notera är dock att i prognoserna för både Norge och Finland antas en kraftig ökning av elanvändningen, 12 % respektive 18 % totalt mellan åren 1999 och 2010, medan ökningen enligt de danska prognoserna stannar vid 4 % under samma period. I Finland väntas den största ökningen ske i industrisektorn medan den i Norge väntas i bostads- och servicesektorn.

Sett i ett internationellt perspektiv har alla de nordiska länderna en relativ hög genomsnittlig elvändning per invånare på grund av sitt geografiska läge och sin industristruktur, se även avsnitt "Ett internationellt perspektiv". ■

¹ Energiförsörjningen i Sverige 00-02-29, Energimyndigheten

I Norden stod vattenkraften för knappt 55 % av elproduktionen år 1999. Den totala installerade effekten var 46 756 MW vid slutet av 1999. Drygt hälften av den installerade effekten finns i Norge, drygt 30 % i Sverige och ca 6 % i Finland. Danmark har en marginell vattenkraftsproduktion. Den samlade normalårsproduktionen i Norden uppgår till mellan 180 och 190 TWh och år 1999 var den samlade produktionen 205 TWh.

Vattenkraft i Sverige

I Sverige finns det drygt 700 stora vattenkraftverk, med en installerad effekt större än 1,5 MW. Utöver dessa finns det även omkring 1200 små vattenkraftverk som har en sammanlagd produktion på ungefär 1,5 TWh. Av Sveriges totala vattenkraftproduktion står de fyra största älvarna för ca 65 %, se tabell 6.

Under ett år med normal tillrinning finns kapacitet att producera 63,8 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 1998 med 74 TWh. Den maximala volymen i långtidsmagasinen motsvarar en produktion på 33,6 TWh. År 1999 uppgick produktionen till 70,4 TWh. I figur 5 ses vattenkraftproduktionen de tre senaste åren.

Tillrinning

1999 var i stort sett ett normalår sett över helåret, även om produktionen varit högre än normalt. Under våren låg tillrinningen över det normala, men övergick under hösten till att ligga lägre än normalt. Totalt uppgick tillrinningen till 67,2 TWh under året. Ett normalår, definierat som medianen för tillrinningen under perioden 1950–1996, är tillrinningen 64,5 TWh. 1998 var ett extremt våtår med en tillrinning så hög som 85,8 TWh. Tillrinningen de senaste åren redovisas i figur 3.

Magasinfyllnad

Under det första halvåret av 1999 låg magasinfyllnadsgraden över det normala och övergick till att ligga något lägre under det andra halvåret. Detta beroende på den låga tillrinningen under hösten. Vid ingången till 2000 var magasinfyllnadsgraden 62,4 % eller 20,1 TWh, ca 2 TWh under genomsnittet, och ca 4 TWh lägre än motsvarande datum 1999.

I statistiken över fyllnadsgraderna visas ett ändrat mönster under senare år. Trots relativ riklig nederbörd har inte fyll-

nadsgraden ökat. Detta torde bero på att kraftbolagen efter elmarknadsreformen och efter torråren 1994 och 1996 omvärderat fyllnadsgraden. En ytterligare bidragande faktor är de översvämningar som inträffat under de senaste åren. Fyllnadsgraderna för de senaste åren samt för ett normalår visas i figur 4.

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 ska ställas för att anläggningarna ska ges möjligheter till bidrag. Oklarheterna är nu lösta, och under 1999 har 8 ansökningar av totalt 25 beviljats. Dessa 8 anläggningar beräknas producera 0,01 GWh under ett år. 4 av anläggningarna är redan i drift, dessa be-

Tabell 7 • Norge, Finlands och Danmarks vattenkraftproduktion, TWh samt installerad effekt, MW år 1999

	Produktion, TWh	Installerad effekt, MW
Norge	122	27 616
Finland	13	2 937
Danmark	0,03	11

Källa: Nordel

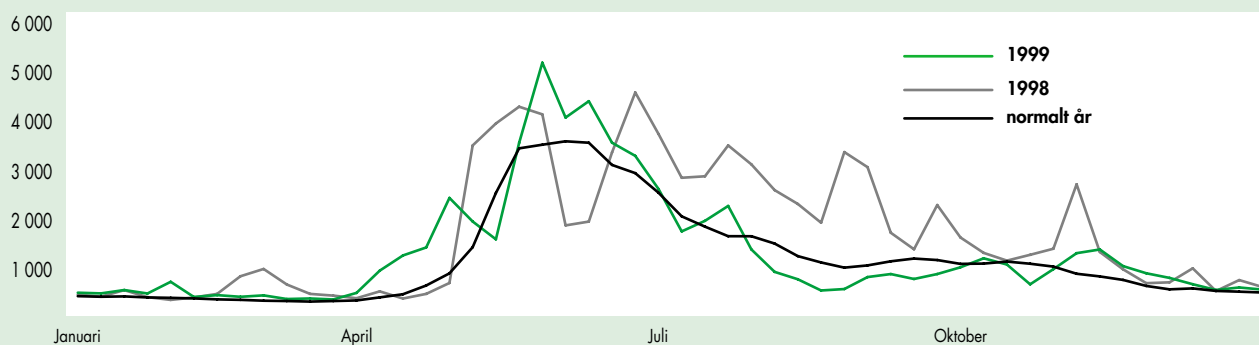
Tabell 6 • Vattenkraftproduktion i Sverige fördelad på älvar åren 1990–1999, TWh samt installerad effekt per den 31/12 1998, MW

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	Installerad effekt
Luleälven	15,8	14,0	14,1	16,0	12,4	15,8	4 355
Skellefteälven	4,8	4,5	3,4	4,4	4,7	5,2	1 023
Ume älv	9,3	8,0	5,4	8,3	9,1	8,2	1 743
Ångermanälven	9,4	7,8	5,5	8,0	9,5	7,7	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	2 096
Ljungan	1,9	2,0	1,6	2,1	3,4	2,4	606
Ljusnan	3,5	3,8	3,2	3,7	4,1	3,8	803
Dalälven	4,7	4,6	3,1	4,4	5,5	4,7	1 114
Klarälven	2,3	2,4	1,9	1,6	1,7	1,7	375
Göta älv	1,4	2,0	0,9	1,4	1,6	2,2	296
Övriga älvar	3,9	3,8	1,6	4,0	7,1	4,9	1 215
Summa	71,4	67,0	51,0	68,1	73,6	70,4	16 204

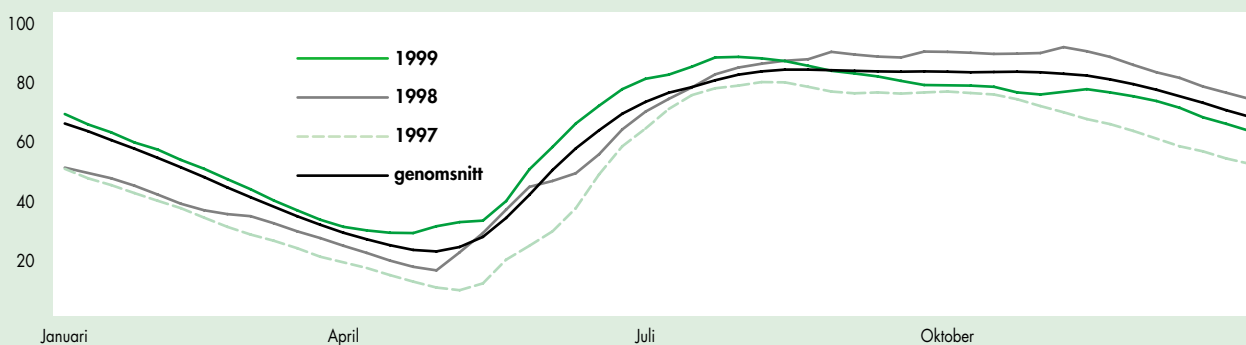
Anm. Totalsummorna för produktionen avviker något från den officiella statistiken.

Källa: Kraftverksföreningen, Statistisk Årsbok 2000, SCB.

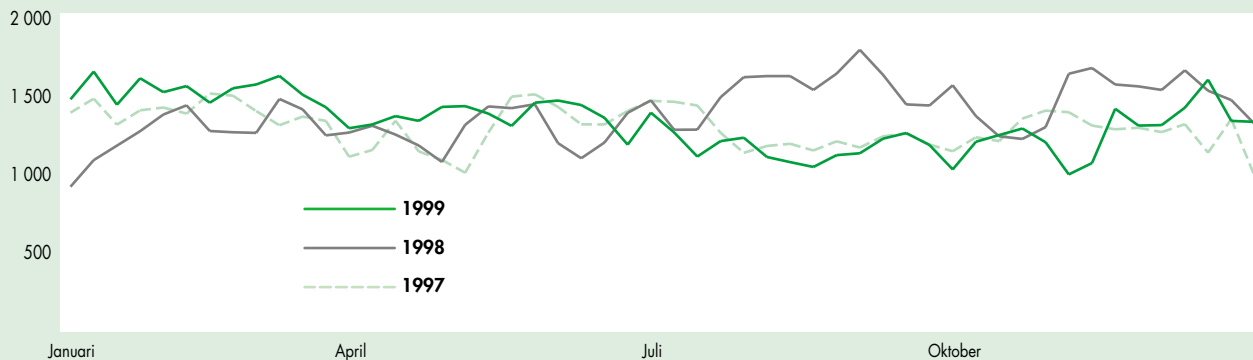
Figur 3 • Tillrinning under ett normalt år samt för 1998 och 1999, GWh per vecka



Figur 4 • Magasinsinnehåll under ett genomsnittligt år samt 1997–1999, procent



Figur 5 • Vattenkraftproduktion 1997–1999, GWh per vecka



Källa: Kraftverksföreningen

räknas producera 0,005 GWh under ett år. För el producerad i småskaliga anläggningar, d v s med en effekt mindre än 1500 kW, utgår ett tillfälligt bidrag under perioden november 1999 till december 2000 som uppgår till 9 öre/kWh.

Vattenkraft i Norge, Finland och Danmark

I Norge baseras i princip hela elproduktionen på vattenkraft. Ungefär 0,5 TWh el kommer från andra produktionslag. Under 1999 uppgick produktionen till 122 TWh. Finland producerade samma år 13 TWh el i vattenkraftverk. Danmarks produktion är marginell. Under 1990-talet har den varierat mellan 0,02 och 0,03 TWh. ■



I Norden finns idag 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, dels av maximieffekten. Värmebelastningen samt kapaciteten hos generatorerna begränsar maximieffekten. Elproduktionen kan ökas genom höjning av kärnkraftverkens effekt. I praktiken förutsätter effektköningar ofta om- eller tillbyggnader.

Tillgänglighet och energiutnyttjningsgrad

Tillgängligheten avgörs av oplanerade störningar och av 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 på helårsbasis till 85–90 %.

Energiutnyttjningsgraden i kärnkraftreaktorerna begränsas dels av nedreglering, 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 man anpassar bränslets anrikningsgrad 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 1999 uppgick kärnkraftproduktionen i Sverige till 70,1 TWh och svarade för 47 % av den totala elproduktionen. Detta är något lägre än produktionen år 1998, då den var 70,5 TWh och stod för 46 % av den totala produktionen.

Tidigare år har kärnkraftproduktionens omfattning styrts av vattenkraftsproduktionens storlek. År med låg vattenkraftproduktion har kärnkraftproduktionen varit hög och tvärt om. År 1998 och 1999 var däremot undantag eftersom både vatten- och kärnkraftproduktionen var relativt hög. Under år 1999 var elproduktionen i de svenska kärnkraftverken något över genomsnittet för de senaste fem åren. Detta trots att den goda tillgången på vatten, medförde en relativt omfattande kraftbalansreglering.

Tillgängligheten för de svenska reaktorerna år 1999 varierade mellan ca 53 och 97 % och den genomsnittliga tillgängligheten uppgick till ca 82 %. Detta kan jämföras med ett internationellt medelvärde på ungefär 80 % för dessa reaktortyper. I sex av reaktorerna översteg energitillgängligheten 90 %, se tabell 9.

Revisionsavställningens omfattning för de olika reaktorerna påverkar tillgängligheten. Under 1999 förlängdes avställningen i flera av reaktorerna, vilket medförde relativt stora produktionsbortfall samt lägre tillgänglighetsgrader. Två av Formarks reaktorer hade däremot kortare revisionsavställningar än planerat.

Kärnkraftverkens drifttillstånd

De ursprungliga tillstånden för de svenska kärnkraftreaktorerna är inte tidsbegränsade och det finns ingen laglig möjlighet att tidsbegränsa dem i efterhand. Det är dock möjligt att, enligt 8 § lagen om kärnteknisk verksamhet, införa speciella villkor för att bevara säkerheten. Flera av de svenska reaktorerna har genom villkor tidsbegränsade tillstånd. Dessa måste dock förlängas av regeringen så länge som tillståndsinnehavaren uppfyller lagens krav på säkerhet. Detta innebär att tidsbegränsningen i praktiken fungerar som ett tillståndsvillkor för

Tabell 8 • Produktionsdata för svenska kärnkraftsreaktorer, år 1999

Reaktor	Nettoeffekt, MW	Produktion, TWh		Coast-down	Bortfall ⁴ , TWh		
		Max tillgänglig ¹	Verklig ^{2,3}		Nedreglering	Revision	Övrigt bortfall ⁵
Barsebäck 1	600	2,8	2,7	...	0,1	1,5	0,5
Barsebäck 2	600	3,7	3,5	...	0,1	0,5	1,2
Forsmark 1	968	8,2	7,6	...	0,5	0,3	0,1
Forsmark 2	969	7,8	7,3	...	0,4	0,6	0,2
Forsmark 3	1 158	9,2	8,8	...	0,2	0,7	0,3
Oskarshamn 1	445	3,4	3,3	0	0,1	0,3	0,3
Oskarshamn 2	605	3,4	3,2	...	0,1	1,8	0,3
Oskarshamn 3	1 160	9,1	8,6	...	0,4	1,1	0,1
Ringhals 1	835	5,3	5,0	0,1	0,2	0,7	1,4
Ringhals 2	875	7,1	6,6	0	0,5	0,6	0,1
Ringhals 3	918	7,2	7,0	...	0,2	0,7	0,1
Ringhals 4	923	7,4	7,1	...	0,2	0,5	0,2
Totalt	10 056⁶	74,5	70,7	0,3	3,0	9,3	4,8

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 9 452 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.

fördjudad säkerhetskontroll. För att stänga en reaktor måste lagen om kärnkraftens avveckling tillämpas.

Barsebäck 1

stängdes 1 november 1999

I december 1997 antog riksdagen en lag om kärnkraftsavvecklingen. Enligt 2 § i denna lag får regeringen beträffande varje kärnkraftsreaktor besluta att rätten att driva den ska upphöra vid en viss tidpunkt. Till följd av ett regeringsbeslut enligt denna lag, upphörde drifttillståndet för Barsebäcks första reaktor att gälla den 30 november 1999. Den stängda reaktorns effekt uppgick till 600 MW, vilket motsvarade ett effektbortfall på knappt 6 % av den totala installerade effekten i de svenska kärnkraftverken. Elproduktionsbortfallet för år 1999 beräknas till 0,36 TWh och för kommande år ungefär

4,2 TWh per år. Avvecklingen av den svenska kärnkraften kommer fortgå, under förutsättning att bortfallet av produktion kan kompenseras genom minskad elanvändning och ökad tillförsel av el från förnybara energikällor. Det finns dock inget slutår för kärnkraftsvecklingen.

Kärnkraft i Finland.

I Finland finns två kärnkraftverk med fyra reaktorer i drift. Dessa verk står för ungefär 30 % av Finlands totala elproduktion. I tabell 10 redovisas drifttagningsår, bruttoeffekt och tillgänglighet för de finska reaktorerna år 1998. Bruttoeffekten inkluderar anläggningens effektbehov. Under 1999 producerades 22 TWh i de finska kärnkraftverken, vilket är 1 TWh högre än produktionen år 1998. Produktionsökningen beror på god tillgänglighet under 1999 samt på utförda effekthöjningar. ■

FAKTA

Reaktorns årliga *produktionspotential* beräknas som antalet drifttimmar per år multiplicerat med anläggningens maximeffekt. Eftersom kraftverken själva använder el skiljer man mellan brutto- och nettoeffekt. I de svenska reaktorer-na 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.

Tabell 10 • Bruttoeffekt, MW och produktion, TWh, i de finska reaktorerna år 1998

Reaktor	I drift år	Bruttoeffekt (MW)	Produktion 1998, TWh	Tillgänglighet 1998, Procent
Loviisa 1	1977	488	7,9	89,1
Loviisa 2	1981	488		
Olkiluoto 1	1979	840	13,4	94,6
Olkiluoto 2	1982	840		
Totalt		2 656	21,3	91,9

Källa: Energywindows (www.energia.fi)



Tabell 9 • Nettoproduktion i de svenska reaktorerna åren 1991–1999, TWh

	I drift år	1990	1995	1996	1997	1998	1999	Summa produktion från idrifttagning, TWh	Tillgänglighet 1999, procent
Barsebäck 1	1975	4,3	3,9	4,1	3,7	4,3	2,6	92,7	52,9 ¹
Barsebäck 2	1977	4,2	3,4	3,8	3,9	4,0	3,5	87,6	70,0
Forsmark 1	1980	6,2	7,3	7,3	5,4	7,3	7,6	126,7	96,8
Forsmark 2	1981	6,4	7,1	7,3	7,3	7,2	7,3	122,6	91,7
Forsmark 3	1985	7,9	8,9	8,8	9,0	9,0	8,8	121,0	91,1
Oskarshamn 1	1972	2,5	0,0	2,4	2,9	1,3	3,3	65,9	86,7
Oskarshamn 2	1974	4,0	4,2	3,8	4,4	4,4	3,2	97,0	63,3
Oskarshamn 3	1985	7,6	8,9	8,5	9,0	8,0	8,5	119,0	89,1
Ringhals 1	1976	4,5	5,7	6,5	2,2	5,6	4,9	108,2	73,1
Ringhals 2	1975	5,2	6,1	5,7	6,2	6,1	6,4	116,5	92,1
Ringhals 3	1981	5,9	4,9	6,8	6,6	6,4	7,0	105,9	90,0
Ringhals 4	1983	6,5	6,3	6,3	6,4	6,8	7,0	103,4	91,7
Totalt		65,2	66,7	71,3	67,0	70,4	70,1	1 266,5	82,4

¹ Den låga tillgängligheten för Barsebäck 1 beror på att revisionsavställningen förlängdes kraftigt och att reaktorn ställdes av 31 nov 1999.

Källa: Sammanställning av uppgifter från Kraftverksföreningen och Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB.

I konventionella värmekraftanläggningar produceras el genom förbränning av olika bränslen. I Norden används kol, olja, naturgas, torv samt biobränslen.

Konventionell värmekraft i Sverige

I Sverige uppgick under 1999 elproduktionen baserad på konventionell värmekraft till 10,3 TWh, vilket motsvarar ungefär 7 % av den totala produktionen. År 1998 var motsvarande siffror 9,8 TWh och 6,4 %. I kraftvärmeverken i fjärrvärmenäten stod kol inklusive hyttgaser för 46 % och olja för 29 % av bränsletillförseln för elproduktion under 1999. Naturgas och biobränslen, torv m m svarade för 7 % respektive 18 %. I kraftvärmen i industrin dominerar användningen av olja och biobränslen. Dessa bränslen stod för 51 % respektive 44 % av bränsletillförseln för elproduktion under 1999.

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 fungerat som reservkraft. På den öppna nordiska elmarknaden importerar istället företagen el från grannländerna. År 1996 fanns sju större kondenskraftanläggningar på tillsammans omkring 2820 MW. Idag är bara en av dessa anläggningar tillgänglig för produktion, med en effekt på ca 340 MW. För att kunna tas i drift igen har de långtidskonserverade anläggningarna långa uppstarttider, bland annat på grund av att anläggningsdelar och personal saknas.

Konventionell värmekraft i Norden

I Danmark står konventionell värmekraft för drygt 90 % av elproduktionen. I Finland är andelen konventionell värmekraft knappt 50 %, medan den i Norge utgör mindre än 1 % av den totala elproduktion. Tabell 12 redovisar elproduktionen i konventionella värmekraft och vindkraft i Norden 1999.

Stödsystem för förnybar elproduktion i Norden

Till biobränsleeldade kraftvärmeverk ges i Sverige ett statligt investeringsstöd som administreras av Energimyndigheten. Bidrag ges till investeringar som medför ett nytillskott av elproduktion. Den totala bidragssumman om 450 Mkr avser perioden 1 juli 1997–30 juni 2002 och ska åstadkomma en ökning av den årliga elproduk-

tionen från biobränslebaserade kraftvärmeverk med minst 0,75 TWh.

Under perioden 1997–1999 har totalt 27 ansökningar om investeringsstöd till nya biobränsleeldade kraftvärmeverk registrerats hos Energimyndigheten, av dessa har nio beviljats bidrag. Dessa nio verk ger en effekt på 164 MW och den beräknade årliga produktionen, under ett normaltår, uppgår till 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 1500 kW, utgår ett särskilt bidrag under perioden november 1999 till december 2000. Bidraget uppgår till 9 öre/kWh. Nya vindkraftverk i Sverige subventioneras, utöver detta bidrag, genom ett investeringsstöd samt ett driftbidrag (miljöbonus). Målet är att tillföra 0,5 TWh ny elproduktion från vindkraft. För att uppnå detta mål har totalt 60 miljoner kr per år avsatts till ett investeringsstödsprogram som löper på fem år, juli 1997 till juni 2002. Stödet uppgår till 15 % av den totala godkända investeringen, vilket motsvarar ungefär 6 öre/kWh. Under 1999 har Energimyndigheten beviljat 31 ansökningar om investeringsstöd till nya vindkraftverk. De bidragsbeviljade anläggningarna medför 56 nya vindkraftverk och en ökning av den installerade effekten med 40 MW. Driftbidraget motsvarar elskatten i södra

Sverige d v s 16,2 öre/kWh. Sammantaget har under 1999 56 miljoner kr betalats ut till vindkraftens ägare. Nuvarande regler för driftbidrag och nioöresbidrag upphör att gälla den sista december 2000. Ett nytt stödsystem för förnybar elproduktion genom gröna certifikat utreds för närvarande.

Danmarks regering har fastställt en långsiktssplan, där ett mål är att användningen av biobränsle ska öka till 24 TWh år 2005 och till 40 TWh år 2030. För att ökningen skall komma till stånd genomförs olika program. T ex måste de offentligt ägda energibolagen från och med år 2000 använda motsvarande 5,4 TWh halm och flis varje år. Vidare finns ekonomiska styrmedel i form av skatter och subventioner. Stödet till elproduktion baserad på naturgas, avfall, biobränsle och vindkraft uppgick 1999 till 1,44 miljarder DKK. Innevarande år är det statliga stödet betydligt mindre i och med att stödet till vindkraft numera tas ut av elanvändarna. Stödet utgår med olika belopp, från 0,07 DKK/kWh_{el} för el från avfalls- eller naturgasbaserad kraftvärme, till 0,27 DKK/kWh_{el} för el från från s k decentral biobränslebaserad kraftvärme. (Enligt den danska ellagen betecknas vissa anläggningar som centrala, övriga aläggningar är decentrala.) Statligt investeringsstöd lämnas också för att befrämja utbyggnad av decentral kraftvärme och utnyttjande av biobränslen. I stödprogrammet ingår också en rad åtgärder som rör värmeproduktion.

Tabell 11 • Insatt bränsle för elproduktion i konventionell värmekraft i Sverige år 1999, TWh

Bränsle	TWh
Olja	5,3
Naturgas	0,6
Biobränslen, torv m m	4,1
Kol (inklusive hyttgas)	3,2
Totalt	13,1

Källa: "Energiförsörjningen i Sverige 2000-02-29" Energimyndigheten.

Tabell 12 • Elproduktion i konventionell värmekraft och vindkraft i de nordiska länderna år 1999, TWh

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Konventionell värmekraft:	34	32	0,8	9,5
Kraftvärme i fjärrvärmenäten		13		4,8
Kraftvärme i industrin	1,6	12		4,4
Kondensverk	21 ¹	6,9		0,3
Gasturbin, diesel mm	0	0		0,01
Vindkraft	3,0	0,05	0,01	0,4

¹ Kraftvärme i fjärrvärmenäten ingår i kondensproduktionen.

Källa: "Energiläget 1999", Energimyndigheten samt Nordels årsstatistik 1999.

I Finland finns ett investeringsbidrag som administreras av handels- och industriministeriet. Bidraget gäller utvecklings- och investeringsprojekt som främjar energieffektivitet, användningen av förnybara energikällor samt minskar miljöförstörande utsläpp. För sådana investeringar medges bidrag med 10–35 % av godkänt investeringsbelopp. För vindkraftverk finns även ett driftbidrag i form av återbetalning av elskatten (4,2 p/kWh.)

I Norge subventioneras vindkraft genom investeringsbidrag och driftbidrag och framförallt större anläggningar prioriteras så länge som de är mer kostnadseffektiva än mindre. Investeringsbidrag lämnas därför till vindkraftparker med en total installerad effekt över 1500 kW och där varje verk har en effekt på minst 500 kW. Investeringsbidraget uppgår till 25 % av den godkända kostnaden, upp till 8000 NOK/kW. Driftbidraget motsvarar halva den norska elskatten, vilket i dagsläget innebär 4,28 Nöre/kWh.

Intresset för vindkraft ökar

Intresset för vindkraft i Norden 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 1000 kW eller större.

Under 1999 byggdes nära 60 nya vindkraftverk i Sverige och i slutet av året fanns 480 vindkraftverk med en effekt större än 50 kW. Den sammanlagda effekten i svensk vindkraft var då 215 MW. Vindkraftens bidrag till elproduktionen under 1999 utgjorde 0,37 TWh, vilket är en ökning med 14 % jämfört med 1998. Vindkraften svarade för 0,24 % av den totala elproduktionen i landet under 1999.

I Danmark har intresset för vindkraft varit ännu större än i Sverige, vilket till stor del beror på det danska stödssystemet. Vid slutet av år 1999 fanns ca 5600 stycken vindkraftverk med en total installerad effekt på ca 1 770 MW. Under 1999 var den totala elproduktionen i de danska vindkraftverken 3 TWh vilket motsvarade 8 % av den totala elproduktionen. I prognosen fram till 2010 beräknas den vindkraftsbaseerade elproduktionen öka till 8 TWh.

I de övriga nordiska länderna är vindkraftens installerade effekt mycket liten i jämförelse med Danmark och Sverige. I slutet av år 1999 var den 13 MW i Norge

och 38 MW i Finland. I Finland fördubblades dock den installerade effekten i vindkraftsverk under 1999.

Nya elproduktionstekniker

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

Evaporativ gasturbin kallas även Humid Air Turbine (HAT). Tekniken går ut på att höja verkningsgraden hos en gasturbin genom att utnyttja energin i de varma rökgaserna. Idag finns endast en demonstrationsanläggning (600 kW_{el}) i världen, men intresset är stort.

Vid *förgasning av biobränslen* används den producerade gasen i en kombi-cykel, 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 %.

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.

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. Idag används Stirlingmotorer i olika applikationer, till exempel i ubåtar. En annan intressant applikation är hybridfordon. I ett längre per-



spektiv 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 var sin 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. Idag används solceller bl a på platser dit det är svårt att dra fram det ordinarie nätet, exempelvis enligt 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 1999 fem forskningsprogram vars huvudsakliga finansiering kom från Energimyndigheten. Dessa program omfattar nya tekniker för elproduktion baserad på sol och vind, men även utveckling av bränsleceller och supraleddare. Vidare är det ett antal utvecklingsprogram och kompetenscentra som delfinansieras av Energimyndigheten. ■

I Norden som helhet står elproduktionen för en liten del av utsläppen, tack vare den stora andelen vatten- och kärnkraft i systemet. Undantaget är Danmark, vars elproduktion baseras på förbränning av fossila bränslen. Vatten- och kärnkraftanläggningar 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), dikväveoxid (N_2O) och dioxiner. Stoft (partiklar) bidrar till nedsmutsning, men kan även ge hälsoeffekter på andningsvägarna. Kolväten är cancerogena och bidrar till bildningen av fotokemisk smog, till exempel ozon. Koloxid sätter ned syreupptagningsförmågan vid inandning. Ammoniak oxideras till viss del till nitrat, kväveoxider och rent kväve, men det mesta återbördas till marken med nederbörden i form av ammonium (NH_4^+). Dikväveoxid bidrar till växthuseffekten. Dioxiner är giftiga vid inandning.

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, under förutsättning att uttaget av biomassa inte överstiger tillväxten. Däremot ger biobränsleeldning 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 inne-

håller 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 förorening, 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 förorening.

Vattenkraft

Vattenkraftens miljöpåverkan är, till skillnad från den påverkan som sker vid utsläpp av luftföroreningar främst lokal och regional. Vattenkraftutbyggnad påverkar omgivningen genom att landskapsbilden och biotoper förändras, den biologiska mångfalden minskar, fisket, kulturminnesvård och friluftsliv störs. Vattenkraftens skador på landskapet är stora och till stor del irreparabla, och begränsas inte bara till älvsfåran, 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 likhet med vattenkraftens i förändringar av landskapsbilden, då det krävs stora area-

Tabell 13 • Utsläpp av koldioxid, svaveldioxid och kväveoxider i Sverige åren 1990–1998

	1990	1995	1996	1997	1998
Koldioxid, miljoner ton					
Elproduktion enligt STEM	1,2	2,9	5,8	3,0	2,9
Totalt i Sverige	59,4	58,1	63,4	62,1	59,8
Kväveoxider, tusen ton					
Elproduktion enligt SCB	3	3	6	2	2
Totalt i Sverige	396	355	358	327	297
Svaveldioxid, tusen ton					
Elproduktion enligt SCB	4	4	7	3	3
Totalt i Sverige	130	94	100	72	65

Källa: Energiförsörjningen i Sverige, Statens energimyndighet, samt SCB.

Tabell 14 • Utsläpp från elproduktion av svaveldioxid, kväveoxid och koldioxid per kWh i Danmark, Finland och Sverige åren 1990–1998

	SO ₂ (mg/kWh)			NO ₂ (mg/kWh)			CO ₂ (g/kWh)		
	Danmark	Finland	Sverige	Danmark	Finland	Sverige	Danmark	Finland	Sverige
1990	4 303	1 014	30	3 001	734	30	821	189	11
1995	2 489	388	28	1 852	436	28	694	210	22
1996	2 518	423	51	2 003	473	59	718	272	31
1997	1 562	380	14	1 512	420	21	676	220	12
1998	1 188	300	13	1 243	330	20	608	170	11

Källa: Nordel. Anm. De redovisade uppgifterna är inte officiell statistik.

ler 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.

Utsläpp från elproduktionen i Sverige

År 1999 stod elproduktionen för ungefär 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. De höga utsläppen för år 1996 i tabell 13 kan förklaras med att detta var ett torrår. Bortfallet i vattenkraftsproduktionen komparerades genom ökad produktion i bl a oljekondenskraftverken. Sveriges koldioxidutsläpp från 1990 till 1998 redovisas i tabell 13 och i tabell 14 anges utsläppen per kWh under samma period.

Svavel- och kväveoxidutsläppen från elproduktionen har varit konstanta under 90-talet, med undantag för 1996, som var ett torrår med lägre vattenkraftproduktion som följd. De totala utsläppen har däremot minskat under 90-talet. De minskade svavelutsläppen beror på minskad oljeanvändning och lägre svavelhalt i olja. När det gäller kväveoxiderna är förklaringen utsläppsavgifterna för större pannor och avgasreningen hos bilar. År 1998 var utsläppen från elproduktionen drygt 4 000 respektive knappt 3 100 ton.

Svavel- eller 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 västvindebältet, 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 Ryssland, Finland, Norge, Polen och de baltiska staterna, även om den största delen avsätts i havet.



Koleldat kraftverk i Köpenhamn

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 SO₂- och NO₂-utsläpp mellan 1990 och 1998. I tabell 14 anges utsläppen per kWh under samma tidsperiod.

Bestämmelser om

kväveoxid- och svaveldioxidutsläpp

För kväveoxider har Sveriges Riksdag 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 (1998:897) om miljö kvalitetsnormer. 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 gällande normer även för kvävedioxid. Utöver dessa finns även normer för bly (endast årsmedelvärde). Det är kommunerna som kontrollerar att normerna uppfylls. Tillstånd får inte beviljas för en ny verksamhet om den skulle medverka till att en miljö kvalitetsnorm överträds. I ett sådant fall blir det möjligt att tillåta ny verksamhet först om störningarna från be-

fintliga 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 den samma. Danmarks utsläpp är högst följt av Finland. I tabell 14 redovisas utsläppen per kWh av SO₂, NO₂ samt CO₂ i Danmark, Finland och Sverige 1990–1998. ■

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. I dag kan alla aktörer som betalar nätavgift för att utnyttja överföringsförbindelserna köpa el även utomlands.

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 stamhetsbolaget 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. I början hade börsen ett trettiofem finska aktörer. 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. Genom den fria tillgången till överföringsförbindelserna blev det fritt för svenska och norska aktörer att köpa el i Finland och för finska aktörer att handla på den svensk-norska börsen. Den norska och svenska handeln med finska elproducenter skedde till en början på EL-EX. Numera kan de finska elproducenterna sälja el på Nord Pool, som hade 32 finska aktörer den 1 januari 2000.

EL-EX används i dag 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 idag 50 % av aktierna i EL-EX och FINGRID, det finska stamhetsbolaget, resterande 50 %.

Fler aktörer och större handelsvolym

Under det senaste året har antalet aktörer och den volym som handlats via Nord Pool fortsatt att öka. Antalet aktörer var 278 per den första januari år 2000, jämfört med 258 år 1999. De svenska aktörernas antal har ökat från 45 stycken 1 januari år 1999 till 61 stycken år 2000. Aktörerna på Nord Pool är kraftproducenter, distributörer, industriföretag, mäklare eller handlare. Nord Pool omsätter el på spotmarknaden (dygnsmarknaden) och terminsmarknaden (veckomarknaden). Spotmarknaden omsätter kontrakt för leverans nästa dygn. Terminsmarknaden är en finansiell marknad, där det omsätts kontrakt med en tidshorisont på upp till tre år.

Handeln på spotmarknaden ökade under både 1998 och 1999. Under 1999 omsattes på den fysiska marknaden 75,4 TWh el, vilket var en ökning med 34 % i jämförelse med 1998. Handeln på terminsmarknaden ökade med drygt 140 % till 215,9 TWh. Därutöver clearades 683,6 TWh i s k bilaterala kontrakt, vilket nästan är en fördubbling 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 av-

Tabell 15 • Sveriges utrikeshandel med el åren 1990–1999, TWh

		Danmark	Norge	Finland	Tyskland	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	-1,8
1996	import	8,6	4,1	2,1	1,0	15,8
	export	0,3	7,9	1,4	0,1	9,6
	import-export	8,3	-3,8	0,7	0,9	6,1
1997	import	5,2	3,6	0,9	0,4	10,2
	export	0,9	6,8	4,3	0,8	12,8
	import-export	4,3	-3,1	-3,4	-0,4	-2,6
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

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. Siffrorna i denna tabell stämmer inte helt överens med de siffror som redovisats i tabell 2 p g a olika källor.

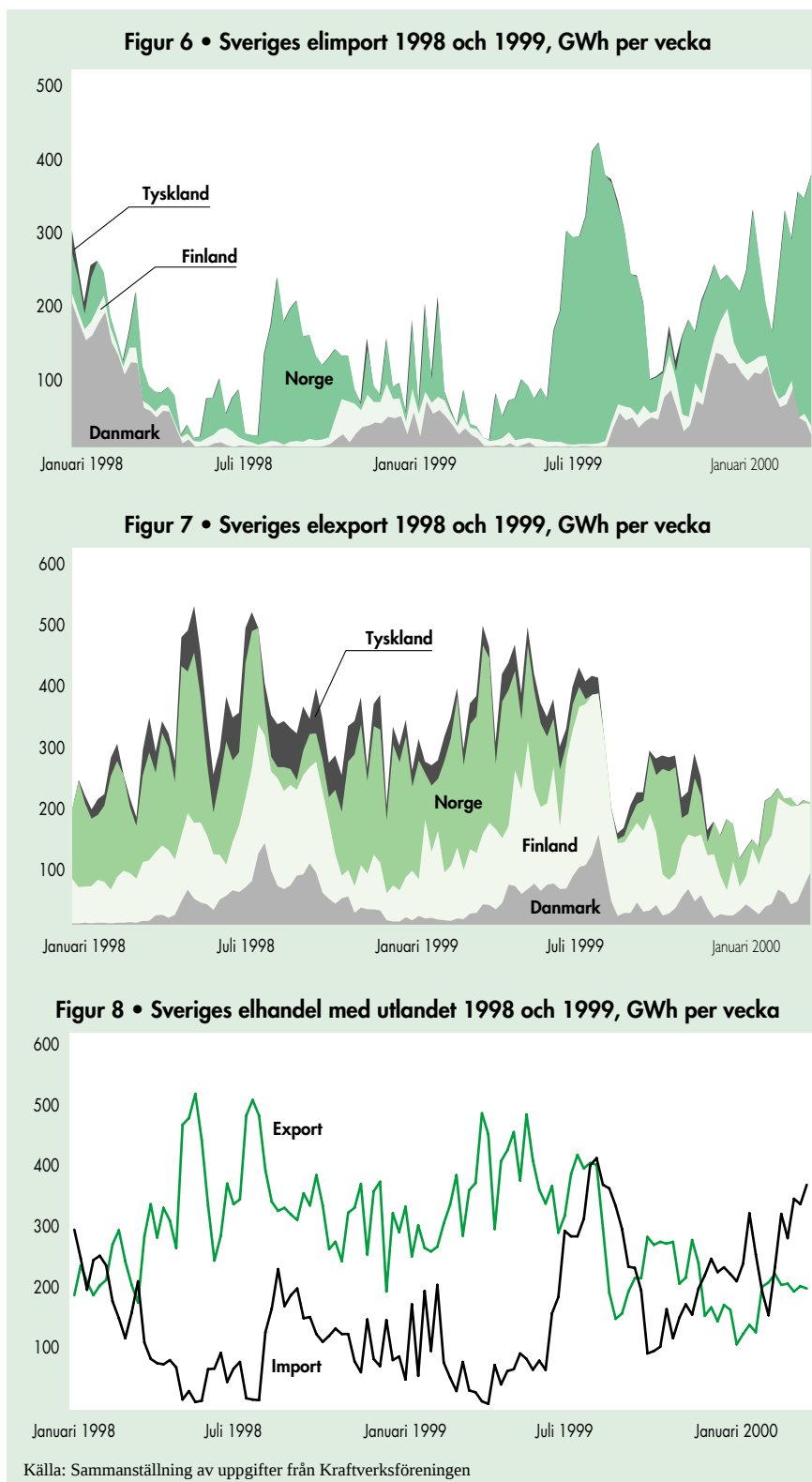
Källa: Sammanställning av uppgifter från SCB och Kraftverksföreningen.

talsvillkoren. 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. Nord Pool har under år 1999 dessutom fått tillskott av 18 danska aktörer som säljer och köper el till väst-Jylland som numera ingår som ett prisområde på Nord Pool. Fortfarande finns dock gränstariffer kvar mellan Sverige och Danmark och mellan Norge och Danmark.

Elhandel mellan de nordiska länderna

I och med förändringarna på elmarknaderna i de fyra nordiska länderna har svenska elhandlare idag möjlighet att sälja el direkt till kunder i Danmark, Norge eller Finland och svenska kunder kan köpa el från utländska elhandelsföretag som vill slå sig 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. Flera av de nybildade svenska elhandelsföretagen köper el i Norge och Finland. Sydkraft blev dessutom det första svenska företaget att sälja el i Danmark.

Elhandel kan balansera tillfälliga nationella under- och överskott av el. Handelsströmmarna mellan de nordiska länderna varierar över året och mellan åren beroende på temperatur och nederbörd och konjunktursvängningar. Det som framför allt styr 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 och fungerar därför som reservkraft i det nordiska elsystemet. På våren och under 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 vårtid 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 han-



delsströmmarna och Sverige och Norge har större behov av att importera, framförallt 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. Sverige är i färd med att utöka överföringsförbindelserna med Tyskland. Dessutom kommer Polen-kabeln leda till att handel med Polen på-

börjas inom kort. Finlands handel med Ryssland är den mest omfattande utomnordiska handeln för tillfället. Av figurerna 8, 9 respektive 10 framgår hur handelsströmmarna förändrats under 1998 och 1999.

År 1996 var ett utpräglat torrår och Sverige, som vanligtvis är nettoexportör

av el, importerade stora mängder el framför allt från Danmark. Åren 1997, 1998 och 1999 var våtår med högre vattentillrinning än normalt och därmed var Sverige nettoexportör av el dessa år.

Importen av el steg under 1999 till 8,5 TWh. Större delen av elen importerades från Norge, 5,9 TWh, och från Danmark, 1,6 TWh. Importen från Danmark var som högst i slutet på året. Norge exporterade mycket el till Sverige under sommaren och tidiga hösten då priset på den norska elen var lågt.

Den sammanlagda exporten av el till grannländerna under 1999 uppgick till 16,1 TWh, vilket är en minskning med 0,7 TWh från 1998. Exporten ökade något till Danmark och Finland och minskade till Norge och Tyskland. Mest exporterades till Finland vars import från Sverige ökade med 1,5 TWh. Störst andel el exporterades under första halvan av året och sommarmånaderna då utbudet av svensk vattenkraft var högt. Den svenska nettoexporten under 1999 uppgick till 7,6 TWh, enligt ovanstående tabell 15, vilket är högt jämfört med tidigare år under



1990-talet men en minskning jämfört med rekordåret 1998.

Tabell 16 visar att de länder inom Nord Pool området som handlar mest med varandra 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 samma omfattning som den mellan Danmark och Tyskland; skillnaden är att Finland enbart importerar el från Ryssland medan Danmark både importerar och exporterar el till Tyskland. ■

Tabell 16 • Elhandel inom Nord Pool området och med länder utanför Nord Pool området under 1999, GWh

	Danmark	Finland	Norge	Export från Sverige	Tyskland	Ryssland	Total import
Import till Danmark			2 759	2 046	622		5 427
Finland			107	6 737		5 209	12 053
Norge	622	104		5 929		232	6 887
Sverige	1 614	825	5 904		93		8 436
Tyskland	5 356			1 312			6 668
Ryssland							0
Total export	7 592	929	8 770	16 024	715	5 441	

Källa: Nordel Kvartalsstatistik 4/99.

Kostnaderna för de olika kraftslagen i elproduktionen är ungefär desamma i de nordiska länderna, om man bortser från skatter och bidrag. Elproduktionskostnaderna som redovisas i figurerna 9 och 10 är beräknade på svensk elproduktion, men visar ungefärliga kostnadsnivåer för elproduktion i samtliga nordiska länder.

Befintligt produktionssystem

De rörliga elproduktionskostnaderna i det befintliga systemet består av bränsle- samt drift- och underhållskostnader. Kostnaderna redovisas i figur 9, och är beräknade som ett genomsnitt per kraftslag.

För vattenkraften ligger de rörliga kostnaderna på omkring 4 öre/kWh för alla anläggningar. Kostnaderna varierar mellan 3 och 6 öre.

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

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.

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 med insatt bränsle. Lägst är kostnaderna för kolbaserad produktion, högst för biobränslen.

För oljekondensverken varierar de rörliga produktionskostnaderna mellan 20 och 30 öre/kWh om Eo2–5 används. Om Eo1 används blir kostnaderna mellan 30 och 40 öre/kWh. Högst rörlig produktionskostnad har gasturbiner som eldas med Eo1.

Kolkondens har en rörlig produktionskostnad på drygt 16 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 10 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 är avskrivningstiden 40 år.

Ny storskalig utbyggnad av vattenkraft ger en produktionskostnad på ungefär 18 öre/kWh. För enstaka stora vattenkraftstationer uppskattas den övre kostnaden till ca 28 öre/kWh. Vid småskalig vattenkraftproduktion ges ett investeringsstöd på upp till 15 % av investeringskostnaden. Kostnaden för småskalig vattenkraft uppskattas variera mellan 35–50 öre/kWh utan stöd.

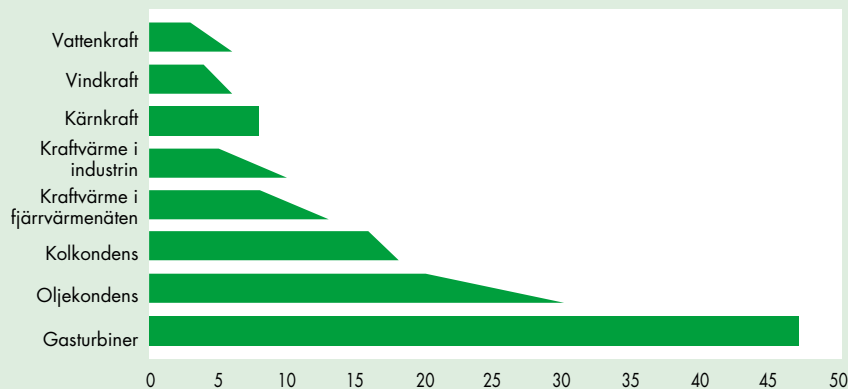
För vindkraftverk med en effekt över 200 kW infördes ett investeringsstöd på 15 % av investeringskostnaden 1 juli 1997. Tidigare har stödet legat på upp till 35 % av investeringskostnaden. Den totala produktionskostnaden varierar mellan 30 och 36 öre/kWh utan stöd beroende på vindförhållanden. Med stödet blir kostnaden mellan 26 och 31 öre/kWh. Förutom stödet ges även ett driftsbidrag på 16,2 öre/kWh, motsvarande energiskatten för hushåll i södra Sverige.

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 dels en bränslekreditering, dels en effektkreditering. 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. Ett särskilt driftbidrag till småskaliga biobränsleanläggningar (mindre än 1500 kW_e) på 9 öre/kWh utbetalas under perioden november 1999 till december 2000.

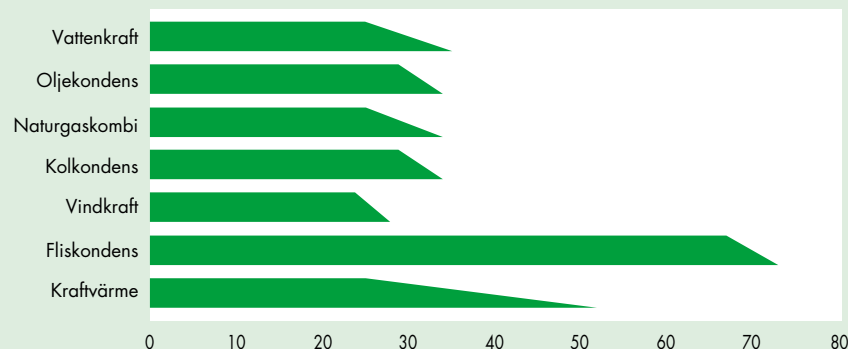
Stödsystem till elproduktion i övriga nordiska länder beskrivs i respektive avsnitt.

Figur 9 • Rörliga produktionskostnader i befintligt elproduktionssystem, öre per kWh



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

Figur 10 • Totala elproduktionskostnader för ny elproduktion, öre per kWh



Källa: Energimyndighetens sammanställning och bearbetning av uppgifter från bl a Kraftsam, 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:

- en nättariff - priset för nättjänsten, dvs för överföringen av el
- ett pris för elenergi
- avgifter och skatter
- en handelsmarginal som varje försäljningsled tar ut.

Nättariffen är utformad som en punktтарiff. Med detta menas att för konsumenter och producenter är nättariffen oberoende av vem de handlar el med. Nätavgiften varierar dock beroende på var på nätet en elkonsument eller en elproducent är ansluten. En elkonsument betalar således samma nätavgift oberoende om elen köps av en närbelägen eller en avlägsen elleverantör. Elproducenterna betalar samma nätavgift oberoende av till vem elen säljs. Punkttariffen innebär också att man får tillgång till hela överföringssystemet. För kunder som tar ut elen på lokalnät är region- och stamnätsavgifterna inkluderade. Nättarifferna är offentliga och övervakas av Energimyndigheten i Sverige och Norges vassdrag och energidirektorat, NVE, i Norge. I Finland har en särskild tillsynsmyndighet bildats för denna uppgift, Elmarknadscentralen. Sedan 1 januari 2000 har även Danmark en särskild tillsynsmyndighet för nätverksamheten, "Energitilsynsudvalget". Energitilsynsudvalget ersätter de två nuvarande råden "Elprisudvalget" och "Gas- og Varmepreisudvalget".

Tanken med den nya elmarknaden är att *elen ska upphandlas i konkurrens*. När nätavgiften är betald kan kunden fritt handla el på nätet och välja den leverantör som är lämplig ur kundens synpunkt. Tillgång och efterfrågan ska därför bestämma marknadspriset. Handeln sker antingen via elbörsen eller genom bilaterala kontrakt mellan två parter.

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. Drygt 20 % av all elhandel inom Nord Pool-området sker idag via elbörsen.

På Nord Pool handlas el på *spotmarknaden* och på *terminsmarknaden*. Spotmarknaden är 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 alla timmar. Köparna anger hur mycket el de vill köpa timme för timme och vad de är beredda att betala för den. Säljarna lämnar motsvarande säljbud. Aktörernas anmälningar sammanställs i en utbudskurva (försäljning) och en efterfrågekurva (köp). Priset fastställs som ett jämviktspris i skärningspunkten mellan utbuds- och efterfrågekurvan.

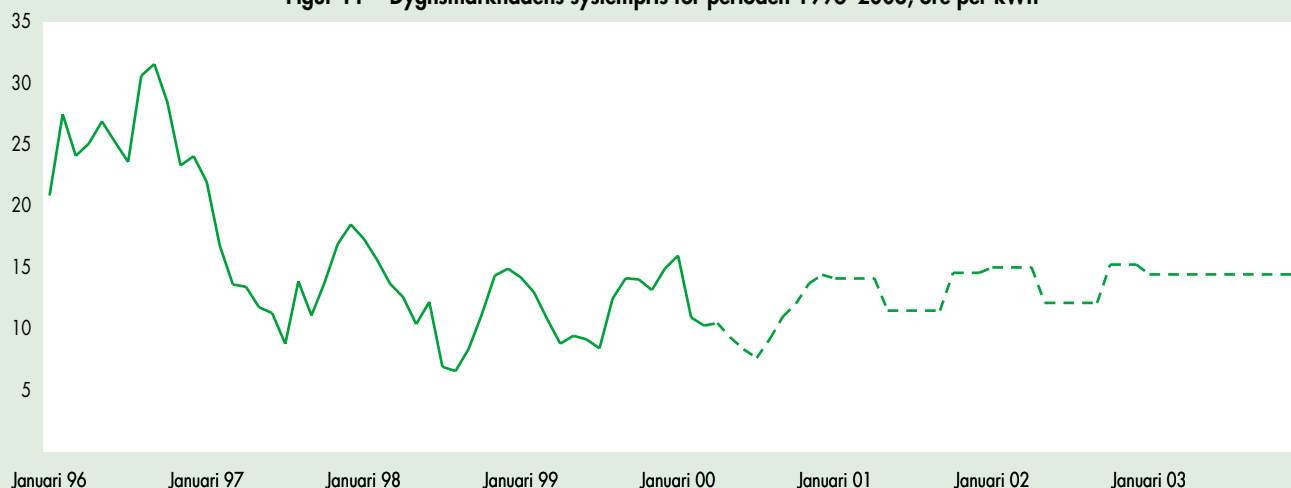
Vid nätbegränsningar, s k flaskhalsar, måste budgivarna redovisa i vilken del av

systemet elen ska köpas eller säljas, s k anmälningssområde. Hela Sverige och hela Finland utgör ett anmälningssområde vardera på g a att flaskhalsar inom respektive land hanteras med s k motköp. Sedan 1 juli 1999 är även Jylland och Fyn ett eget anmälningssområde. I Norge finns flera anmälningssområden eftersom flaskhalsar hanteras med prisområden och s k kapacitetsavgifter. 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.

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 skill-

Figur 11 • Dygnsmarknadens systempris för perioden 1996–2003, öre per kWh



Anm: Den streckade linjen visar terminspriserna 31 mars 2000. Källa: NordPool, ASA.

naden mellan priset på börsen vid leveranstidpunkten och priset vid köptidpunkten. Spotmarknadens systempris utgör en underliggande referens för terminspriser.

Lägre börspriser

År 1999 utgick elpriserna från en lägre nivå än 1998, och fortsatte sedan att sjunka till följd av välfyllda vattenmagasin och en mild vinter. Först under april månad vände priserna uppåt, på grund av kallare och torrare väder och av att vårfloden stannat av något. Samtidigt stängdes flera kärnkraftsverk av för revision vilket också pressade priserna uppåt. I maj sjönk priserna återigen eftersom tillrinningen var ovanligt stor i både Norge och Sverige.

I slutet av juli nådde spotpriserna bottennivåer, ca 6 öre/kWh, vilket följdes av en kraftig prisuppgång under slutet av sommaren till 14 öre/kWh. Den kraftiga uppgången orsakades av minskad tillrinning och av att fem kärnkraftsverk och några vattenkraftsstationer var avstängda

för revision respektive översyn. I oktober vände priserna åter nedåt på grund av riklig nederbörd och mildt väder. I slutet av året orsakade en köldknäpp tillfälligt höjda spotpriser, men en snabb återgång till mildare väder ledde till att priserna ånyo pressades ner. Det genomsnittliga spotpriset under 1999 var 11,8 öre, vilket kan jämföras med 1998, då genomsnittspriset var 12,3 öre/kWh.

Den 24 januari år 2000 uppnåddes den hittills högsta prisnivån på elbörsen när det svenska, danska och finska områdespriset steg till rekordnivåer. Prischocken var dock tillfällig och berörde bara Sverige, Finland och Danmark. Situationen uppstod dels på grund av att det var en kall vinterdag och dels av att det idag finns en stor oro för effektbrist vid kallt väder, eftersom den installerade effekten i Sverige har minskat. Vid det aktuella tillfället var dessutom Baltic Cable förbindelsen med Tyskland ur funktion. Reaktionen blev ett stegrande elpris som sedan ledde till ett minskat effektutnyttjande.

de. Därefter har den milda och blöta vädret under februari och mars lett till att priserna pressats nedåt igen.

På grund av de fysiska överföringsbegränsningarna mellan Sverige och Norge har periodvis två olika priser bildats på spotmarknaden i de båda länderna, d v s en kapacitetsavgift har uppkommit. Under 1999 var skillnaderna störst under sommaren då priserna i Sverige var högre än i Norge. Detta berodde på stora nederbörds mängder i Syd-Norge som ledde till ett lågt områdespris. Den kraftiga prisuppgången den 24 januari år 2000 gav också upphov till stora skillnader mellan de olika prisområdena. I Sverige och Finland steg priserna till 408 öre/kWh under den aktuella timmen (08–09), medan Oslo-priset samma tid var 26.1 öre/kWh. De begränsade överföringsmöjligheterna medförde att Oslo-området vid det aktuella tillfället blev ett överskottsområde med ett lågt pris, medan resterande delar av NordPoolområdet blev ett underskottsområde med ett mycket högt pris.

Tabell 17 • Sammanlagt pris på el den 1 januari 1999 vid försäljning av el under leveranskoncession för olika typkunder, öre/kWh inkl. skatter ¹

	Medelvärde	Övre kvartil	Median	Nedre kvartil
Lägenhet	105,7	113,5	105,2	97,6
Villa utan elvärme	95,4	101,6	95,3	89,3
Villa med elvärme	72,7	76,9	73,7	68,9
Jord- eller skogsbruk	73,4	78,3	73,6	69,3
Näringsverksamhet	38,1	41,1	38,0	35,6
Småindustri	37,5	40,9	37,1	34,4
Medelstor industri	-	-	-	-
Elintensiv industri	-	-	-	-

¹ Industrikunder betalar ej elskatter.

- uppgift saknas.

Källa: *Priser på elenergi och nättjänst 1999*, E 17 SM 9901, SCB.

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

	1995	1/1 1996	1/1 1997	1/1 1998	1/1 1999
Lägenhet	90,2	97,6	99,9	106,8	105,7
Villa utan elvärme	82,7	90,0	92,4	97,8	95,4
Villa med elvärme	64,0	67,5	72,2	75,2	72,7

Källa: SCB.

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 och 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	500 GWh per och 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.

Sammanlagt elpris i Sverige

Priserna på börsen ska inte jämföras med de priser som privatkunder får på elräkningen. De senare omfattar även tre andra poster, nätavgifter, handelsmarginal samt avgifter och skatter.

I tabell 17 visas det sammanlagda elpriset vid försäljning av el under leveranskoncession för olika typkunder i Sverige. Det sammanlagda priset för lägenhetskunder under 1999 minskade i genomsnitt med 1 % i löpande penningvärde jämfört med 1998, se tabell 18. För villakunder utan elvärme minskade det sammanlagda priset med 2,4 % och för elvärmekunder i genomsnitt med 3,3 %.

Kravet på timvis mätning avskaffat

Den 1 november 1999 avskaffades kravet på timvis mätning för kunder upp till 200 A eller 135 kW i Sverige. Detta innebär att hushållskunder nu kan byta elleverantör utan kostnad. Samtidigt avskaffades systemet med leveranskoncession. Denna förändring innebär också att Energimyndigheten inte längre övervakar elhandelspriserna.

Samtidigt som kravet på timvis mätning slopades genomfördes den s k schablonavräkningsreformen. Den innebär att det i varje nätområde ska finnas en schablonkurva för den elförbrukning som inte mäts timvis.



**Tabell 19 • Priser för nättjänster den 1 januari 2000
för olika typkunder, öre per kWh**

	Medelvärde	Övre kvartil	Median	Nedre kvartil
Lägenhet	42,3	34,6	42,2	34,6
Villa utan elvärme	37,2	43,4	36,9	31,3
Villa med elvärme	20,8	23,5	20,6	18,1
Jord- eller skogsbruk	21,9	24,6	21,5	18,8
Näringsverksamhet	15,3	17,3	15,1	13,1
Små industri	13,9	17,2	14,6	12,5
Medelstor industri	-	-	-	-
Elintensiv industri	-	-	-	-

Källa: Energimyndigheten

Nättariffer i Sverige

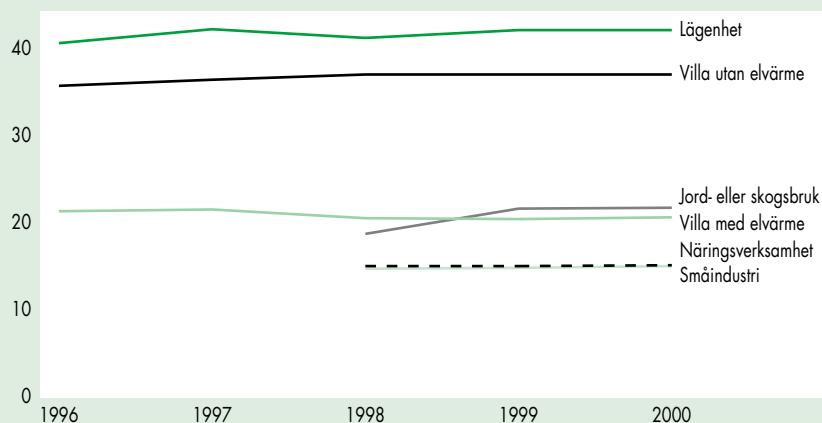
Med nättariff avses avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät. Nättarifferna ska vara skäliga och utformade på sakliga grunder. Vid en bedömning av en nättariffs skälighet ska konsumenternas intresse av låga och stabila priser särskilt beaktas. Hänsyn ska dessutom tas till ägarnas berättigade krav på en rimlig avkastning i nätverksamheten. Tarifferna, som ska grundas på kostnader som hör till nätverksamheten, ska vara kostnadsriktiga. De får dock, förutom en engångsavgift för anslutning, inte utformas med hänsyn till var inom ett område en kund är belägen. Av praktiska och kostnadsbesparande skäl medges nätföretagen dela in nätkunderna i kategorier av typkunder. Inom kategorierna ska tarifferna vara desamma för alla kunder. Ellagen tar inte ställning till huruvida tarifferna bör bestå av en fast del och en rörlig del. Flera nätföretag har under de senaste åren förändrat, tarifferna, så att den fasta avgiften utgör en större del – omkring 80 %, av den totala tariffen. I början av år 2000 fanns det sju företag av 210 som endast hade fast avgift. En sammanställning av

priser för nättjänster den 1 januari 2000 för olika typkunder presenteras i tabell 19.

Utvecklingen av nätavgifter för hushållskunder mellan 1996 och 2000 redovisas i figur 12. Mellan åren 1996 och 2000 har nätavgiften för lägenhetskunder ökat med 3,8 % och för kategorin villa utan elvärme med 3,6 %. Den största förändringen av avgifterna skedde under de första åren, därefter har avgifterna varit relativt konstanta. För kundkategorin villa med elvärme har avgiften minskat med 3,2 % under samma period. Tarifferna för kundkategorin småindustri har under perioden ökat med 2,0 %. Den största förändringen och höjningen av tariffnivån har skett för kundkategorin jord- och skogsbruk. Sedan 1998 har tariffnivån ökat med 16 %.

Tariffnivåerna inom kundkategorierna varierar mellan företagen. Spridningen har minskat sedan 1996. Det är främst de högsta avgifterna som sjunkit. Genomsnittligt har nätföretag med glesbygdsdistribution sänkt tariffnivån för kundkategorierna lägenhet och villa utan elvärme medan nätföretag med tätortsdistribution har höjt sina tariffer.

Figur 12 • Utvecklingen av nätavgifter 1996–2000 snittpris, öre per kWh



Källa: Energimyndigheten.

Med hänsyn till samhällets kostnadsutveckling har Energimyndigheten gjort bedömningen att prishöjningar från nätföretagens sida inte har varit skäliga under 1999. Det finns dock ett fåtal undantag. Mot bakgrund av detta har Energimyndigheten förelagt ett antal företag att sänka sina nätavgifter under 1999. Alla företag utom fyra har överklagat till Länsrätten. Länsrätten har avgjort ett ärende till myndighetens fördel. Företaget har dock överklagat ärendet till Kammarrätten.

Elpriser i övriga Norden

I Norge och Finland är det möjligt för alla kunder att byta elleverantör utan kostnad. Liksom i Sverige använder sig elhandelsföretagen av schablonavräkning för små kunder, d v s förbrukningen bestäms utifrån typbelastningskurvor.

Trots att kravet på timvis mätning slopats i Finland 1998 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 sk eltarifferna. Elpriser för hushållskunder och industrikunder 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 elkonsumention för hushållskunder och dels på den sk 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 men påverkar kostnadsbilden så att det totala elpriset för hushållskunder blir högt. När det gäller industrikunder är elpriserna i Norge lägst, medan priserna för hushållskunder är lägst i Finland.

Nättariffer i övriga Norden

Övervakningen av nätmonopolen och regelsystemet skiljer sig inte nämnvärt åt mellan de nordiska länderna, med undantag av Danmark. 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. I Danmark har detta system ännu inte upprättats, eftersom reformeringen av elmarknaden precis påbörjats och en ny tillsynmyndighet, Energitilsynudvalget, bildats den 1 januari 2000.

Finland har betydligt lägre nättariffer för lägenhetskunder än Sverige. Däremot är nättarifferna för kategorierna näringsverksamhet/landbruk och småindustri betydligt högre i Finland. Norges nättariffer för de olika kundkategorier är i princip i nivå med de svenska tarifferna.

I Norge har Norges vassdrag och Energidirektorat, NVE, utvecklat en ny regleringsmodell för nätverksamheter som ska bidra till en förbättrad effektivitet och kostnadsreduktioner. Fr om 1997 fastställer NVE ramar för hur stora samlade intäkter varje enskilt nätföretag har rätt till från överföringsverksamhet. Det innebär att nätföretagen inte längre kan justera nättarifferna för att täcka sina kostnader fullt ut. De nya reglerna sätter också gränser för hur stort överskott som tillåts och gränser för minimumöverskott.

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. Produktionsskatten motsvarar i snitt ca 1,3 öre per kWh i Sverige och ca 1,4 öre per kWh i Norge.

Sverige

Elenergi beskattas både i konsument- och produktionsledet. Vissa kundkategorier betalar även moms.

Konsumentledet

Vid användning av el betalas skatt. För de flesta användare uppgår elskatten från den 1 januari 2000 till 16,2 öre per kWh. Förbrukning av el inom el-, gas-, värme- eller vattenförsörjning omfattas av en lägre skattesats, 13,9 öre per kWh. Vissa kommuner i norra Sverige har en lägre skatt som uppgår till 10,6 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 12,9 öre per kWh i norra och 16,2 öre per kWh i övriga 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. Fr o m 1 juli år 2000 ska undantaget även gälla jordbruk, skogsbruk och vattenbruk.

Produktionsledet

I dag är alla bränslen som används för elproduktion befriade från energi- och koldioxidskatt. En del av bränslet, fem procent vid kondenskraftproduktion och tre procent vid kraftvärmeproduktion, hänförs 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, gastur-



Tabell 20 • Elpriser för hushållskunder och industrikunder inklusive skatter och moms per den 1 januari 1999, öre per kWh

Land	Liten industri ¹	Mellanstor industri ²	Stor industri ³	Hushållskund 3 500 kWh	Hushållskund 20 000 kWh
Norge	37	27	20	94	55
Finland	45	40	29	81	49
Danmark	54	52	48	175	148

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

Källa: Unipede, Prices of Electricity as at 1 January 1999, SSB/Norge, Eurostat och Energimyndigheten.

Tabell 21 • Elskatter i Danmark, Finland och Norge, öre per kWh¹

	Danmark ²	Finland	Norge	Sverige
Hushåll	57	6	9	16
Industri	0	4	0	0
Moms, procent	25	22	23	25

¹ Uppgifter från Finland avser läget oktober 1999 och Danmark, Sverige samt Norge, januari 2000.

² I Danmark tillkommer koldioxidskatt på 12 öre för hushåll och 3/0,5 för industri.

Tabell 22 • Elskatter i konsumentledet, öre per kWh

	1995	1996		1997		1998	1999	2000
		1/1	1/9	1/1	1/7	1/1	1/1	1/1
Norra Sverige								
El, gas-, värme och vattenförsörjning	3,7	4,3	5,3	7,4	8,2	9,6	9,5	10,6
Industriell verksamhet mm	0	0	0	0	0	0	0	0
Övriga användare	3,7	4,3	5,3	7,4	8,2	9,6	9,5	10,6
Övriga Sverige								
El, gas-, värme och vattenförsörjning	6,8	7,5	9,1	10,7	11,5	12,9	12,8	13,9
Industriell verksamhet mm	0	0	0	0	0	0	0	0
Övriga användare	9,0	9,7	11,3	13,0	13,8	15,2	15,1	16,2

Källa: Skattemyndigheten.

biner och stationära förbränningsanläggningar. Kväveoxidavgiften omfattar anläggningar med en årlig energiproduktion om minst 25 GWh. Avgiften är statsfinansierat neutral. Medel återbetalas till de anläggningar som har lägst utsläpp i förhållande till den egna energiproduktionen, medan de anläggningar 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.

Elproduktion i kärnkraftverk beskattas med 2,7 öre per kWh. 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 21. Här utgår koldioxidskatt och elskatt. En del av skatteintäkterna används för att finansiera stöd till elproduktion som ger låga utsläpp.

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. Uppgifterna i tabell 21 avser energiintensiv industri utan respektive med avtal. 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. Det ges ekonomiskt stöd 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 domineras elproduktionen av vattenkraft. På produktionsnivå tas en naturresursskatt ut som överförs till vattenkraftkommuner och fylken. Dessutom



Alla bränslen som används för elproduktion är befriade från energi- och koldioxidskatt i Sverige. Däremot utgår kväveoxidavgifter och i förekommande fall svavelskatt.

utgår en investeringsskatt på 7 %. Vissa investeringar, såsom vindkraft, bioenergi, fjärrvärme mm, är undantagna från investeringsavgift. Dessutom har man under år 1999 infört ett särskilt stöd för vindkraft. ■

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. I alla de nordiska länderna finns stamnätföretag som ansvarar för stamnätet och utlandsförbindelser.

Ägare till större kraftverk samt regionnätägare är anslutna till och kan nyttja stamnätet för att transportera el. Även balansansvariga företag som handlar med utlandet kan utnyttja stamnätet.

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 som Svenska Kraftnät ansvarar för. För att knyta ihop nätet finns ca 150 st transformatorer och kopplingsstationer. För närvarande är ca 35 företag anslutna till stamnätet. En tredjedel av dessa företag är regionnätägare och övriga är ägare av kraftverk.

Avgifter på stamnätet

Svenska Kraftnät tillämpar en punktтарiff på stamnätet. Avgiften består av tre delar: effektaggift, energiavgift och investeringsbidrag.

För att avgiften ska vara kostnadsriktig beror den dels av energi- och effektförhållandena i den anslutna punkten, dels av det geografiska läget. Överföringen av el på stamnätet sker till större delen från de norrländska vattenkraftverken till förbrukningsområden i Mellan- och Sydsverige. I norra Sverige medför inmatningar att belastningen på nätet ökar och uttag medför att belastningen minskar. Det omvända gäller södra Sverige.

Effektaggiften baseras på kundens årsvis abonnerade effekt i varje anslutningspunkt och varierar med anslutningspunktens geografiska läge. Avgiften är olika för inmatning och uttag i en given punkt. En inmatningspunkt i norr har högre effektaggift än en inmatningspunkt i söder. Det omvända förhållandet gäller för ut-

tagspunkter. För 1999 var avgiften mellan 2–38 kr per kW.

Under 1998 togs en särskild effektaggift ut på värmekraftblock för att bidra till att täcka Svenska Kraftnätets kostnader för att upprätthålla störningsreserv. Avgiften togs bort under 1999. Störningsreserven finansieras nu direkt via stamnätsavgifterna.

Energiavgiften ska täcka förlustkostnaderna och beräknas som produkten av förlustkoefficient, energipris och inmatad eller uttagen energi. För varje punkt i nätet finns en bestämd förlustkoefficient som motsvarar den beräknade förändringen av energiförlusterna i punkten vid normala driftförhållanden. En positiv koefficient leder till en debitering vid inmatning och kreditering vid uttag av el. För negativ koefficient gäller det omvända. Energi-priset bestäms i förväg ett kalenderår i taget och baseras på det upphandlingspris som Svenska Kraftnät betalar sina leverantörer av energi för att täcka nätförlusterna. För år 2000 är energipriset i genomsnitt 18 öre per kWh.

I de fall då en nyanslutning av en kunds anläggning till stamnätet medför kostnader som inte täcks av de ordinarie avgifterna kan Svenska Kraftnät begära ett investeringsbidrag från kunden.

Under år 2000 tas en tillfällig nätavgift ut på 0,2 öre/kWh för att finansiera det statliga stödet till småskalig elproduktion.

Systemansvar och balanstjänsten

Svenska Kraftnät har ansvaret för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning av el i landet. Uppgiften sköts av den operativa balanstjänsten, som kortsiktigt övervakar elbalansen och håller frekvensen i näten vid 50 Hz. Obalans uppstår när den planerade elproduktionen inte motsvarar den aktuella förbrukningen.

Svenska Kraftnät har tecknat avtal med ett knappt femtiotal aktörer, så kallade balansansvariga. Dessa har genom avtalet tagit på sig balansansvar för en eller flera elanvändare eller elleverantörer. I avtalet med Svenska Kraftnät regleras hanteringen av s k balanskraft, d v s skillnaden mellan ett företags planerade tillförsel och användning av el och verkligt nyttjande. Alla som vill handla med el i Sverige måste ha sitt balansansvar ordnat, antingen direkt med Svenska Kraftnät eller indirekt via något av de balansansvariga företagen.

Den balansansvariga skapar balans genom att planera sin produktion, om de har sådan, och genom att köpa och sälja el

genom handel med andra balansansvariga och på NordPools sportmarknad. Efter att börsen har stängt och fram till 2 timmar före drifttimmen kan även El-Ex balansjusteringsmarknad utnyttjas. El-Ex upprättades 1 mars 1999 och i samband med detta avvecklades Svenska Kraftnätets balansjusteringstjänst.

Frekvenskontroll

För att hantera obalans under själva drifttimmen, s k balansreglering, använder sig Balanstjänst av primär- och sekundärreglering. Primärreglering används för att finjustera den fysiska balansen. Detta sker genom att ett antal vattenkraftverk automatiskt aktiveras för att höja eller sänka frekvensen. Denna kraft köps in av balansansvariga företag som erbjudit denna typ av kraftutbyte. Enligt en nordisk överenskommelse ska Sverige upprätthålla en reglerstyrka på 2 500 MW per Hz för primärreglering.

Sekundärreglering sker manuellt av olika reglerobjekt. Senast 30 minuter innan drifttimmens början lämnas bud på sekundär reglerkraft till Balanstjänst av leverantörer som har kapacitet att ändra sin produktion eller förbrukning under drifttimmen. Balanstjänst avropar sedan buden i prisordning efter behov. Priset på reglerkraft för timmen blir det högsta antagna bud för uppreglning respektive lägsta antagna bud för nedreglering.

Avgifter för balanstjänsten

Energin för Svenska Kraftnätets handel med balanskraft och reglerkraft prissätts och avräknas mot respektive balansansvarigt företag. Avgifterna varierar beroende på vilka tjänster de balansansvariga företagen utnyttjar.

För balanskraft, d v s justering under drifttimmen, betalar de balansansvariga dels en effektaggift, dels en volymavgift. Dessutom betalar de balansansvariga ett s k tilläggspris för reglering. Tilläggspriset medför att balansansvariga med obalans "åt rätt håll" får förmånligare prisvillkor.

För själva balansregleringen utgår inga avgifter. Handel sker efter avrop från Balanstjänst som handlar utifrån de bud som kommit in.

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



Överföringsförluster,**kostnadsutveckling och driftsäkerhet**

Vid elöverföring uppkommer alltid vissa energiförluster. Svenska Kraftnät upphandlar all energi som behövs för att täcka energiförluster på stamnätet. De totala förlusterna per år uppskattas till mellan 2 och 3 TWh och kostnaden till mellan 500 och 700 miljoner per år d v s ca 30 % av Svenska Kraftnäts kostnader. Överföringsförlusterna varierar med kraftläget i landet. Under de år då en stor del av elproduktionen sker med vattenkraft är överföringsförlusterna större på grund av de stora avstånden till användarna.

Inmatningsabonnemangen har minskat under året bl a till följd av att Barsebäck tagits ur drift. Att mängden inmatad energi minskat jämfört med 1998 beror på att elproduktionen minskat i landet. Minskat uttag beror på att förbrukningen och export till utlandet minskat något.

Den totala överföringskostnaden innefattar kostnader för kapital, drift och underhåll, administration samt kostnader för överföringsförluster. Ett nyckeltal som visar kostnadsutvecklingen är specifik kostnad i öre per kWh och uppgick till 1,28 öre per kWh för år 1999. År 1998 var motsvarande siffra 1,38. Minskningen beror bland annat på lägre kostnader för inköp av el för drift och underhåll. I beräkningen ingår inte kostnader som följer av Svenska Kraftnäts systemansvar, t ex ersättningar för störningsreserv samt köp av reglerstyrka och inte heller kostnader av engångskaraktär.

Under 1999 inträffade sammanlagt tio störningar på överföringsnätet som ledde till leveransbrott. Den 11 februari 1999 slogs fyra 400 kV ledningar ut i västra Skåne under loppet av en timme. Orsaken var att salthaltig is på isolatorerna orsakade överslag vid issmältning. Vidare medförde ett svårt oväder natten mellan den 3:e och 4:e december 1999 omfattande elavbrott i Väst- och Sydsverige. Problemen var dock koncentrerade till region- och lokalnäten. I samband med ovädet skadades den kabel mellan Sverige och Tyskland som ägs av Baltic Cable AB.

Ett mått på säker drift är "ej levererad energi". För år 1999 uppgick den till 96 MWh, vilket är en ökning jämfört med året innan. I tabell 23 redovisas data för stamnätet.

Effektreserver och störningsreserver

Under de senaste åren har flera reservkraftanläggningar tagits ur drift på grund av otillräcklig lönsamhet, vilket är en följd

Tabell 23 • Data för stamnätet 1995–1999

	1995	1996	1997	1998	1999
Abonnerade effekter, MW					
inmatningspunkt	22 059	21 539	21 927	21 338	20 416
uttagpunkt	23 227	22 672	22 745	22 517	22 252
Maximalt uttagen effekt, GW	19,1	19,0	18,8	17,9	19,0
Inmatat energi, TWh	115,4	114,3	114,6	118,9	116,6
Uttagen energi, TWh	113,1	112,2	112,1	116,4	114,3
Energiförluster, TWh	2,3	2,1	2,5	2,5	2,3
andel av uttagen energi, procent	2,0	1,9	2,2	2,1	2,0
Maximala effektförluster, MW	635	660	610	658	658
andel av maxim. uttagen effekt, %	3,3	3,5	3,2	3,7	3,5
Överföringskostnader, öre per kWh	1,53	1,55	1,70	1,38	1,28
Antal störningar per år	196	162	291	207	228
Antal störningar med elavbrott	5	7	9	8	10
Ej levererad energi, MWh per år	6	133	279	84	96
Genomsnittlig avbrottstid, sekunder per år	2	37	78	24	27

Källa: Sammanställning av uppgifter från Svenska kraftnäts årsberättelse.

av reformeringen av elmarknaden. Energimyndigheten fick i samråd med Svenska Kraftnät i uppdrag att utreda effektbalanssituationen i landet och behovet av statliga insatser. Rapporten, som lämnades till regeringen i januari 1999, utmynnade bland annat i slutsatsen att det inte var motiverat med ekonomiskt stöd till oljekondensanläggningar.

Svenska Kraftnät har ansvaret för att det finns tillräckliga störningsreserver i nätet. I detta syfte har Svenska Kraftnät upphandlat tillgänglighet i gasturbiner i landet. Dessutom har avtal tecknats med ett företag om att vid behov kunna koppla bort del av produktionen mot att företaget kompenseras ekonomiskt.

Stamnät och 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 SF och ungefär 20 % ägs av andra aktörer. Statnett har ansvaret för drift och utbyggnad av hela stamnätet. Statnett ansvarar också för utlandsförbindelserna. Balansen mellan produktion och användning hanteras på reglerkraftmarknaden som bedrivs inom Statnett.

I Finland etablerades ett samlat systemansvar något senare än i Sverige och Norge. Idag är det Fingrid Abp som har 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. Idag 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 stamnätsföretag. Eltra, som är systemansvarig för stamnätet på Jylland och Fyn, samt Elkraft system, 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 idag inte sammankopplade med varandra.

Eltra och Elkraft har förutom sedvanliga ansvarsområden för stamnätsföretag även förpliktelser som rör bestämmelserna om prioriterad elproduktion. Enligt den danska ellagen är alla elförbrukare förpliktade att köpa en viss andel förnybar el, s k prioriterad produktion. Producenterna av förnybar energi ska lämna uppgifter om producerad och levererad el till det systemansvariga företaget eller aktuellt nätföretag. I gengäld erhålls ett s k grönt certifikat per 100 kWh levererad el från förnybar energi. De systemansvariga företagen och nätföretagen har till uppgift att mäta och kontrollera den levererade elen. De systemansvariga för över uppgifterna till ett register över de gröna certifikaten. Dessutom ska de systemansvariga företagen samla in information om kvotskyldiges elanvändning för att kontrollera att den fastställda kvoten uppfylls.

Utlandsförbindelser i Nordeuropa

Förbindelser för elhandel i Nordeuropa visas i tabell 24

Samtliga förbindelser med Norge, Finland och Jylland ägs av Svenska Kraftnät. Förbindelserna med Själland ägs av Svenska Kraftnät och Sydkraft. Kabeln till Tyskland, Baltic Cable, ägs av ett särskilt bolag vars delägare är Sydkraft, Vattenfall och tyska Preussen Elektra. På grund av begränsningar i det tyska nätet kan ännu inte kabelns fulla kapacitet utnyttjas. Förbindelsen mellan Sverige och Polen, kallad SwePol Link, ägs av ett samägt bolag i vilket Svenska Kraftnät äger 51 %, Vattenfall 48 % samt det polska nätbolaget Polish Grid Company 1 %.

Utöver de direkta förbindelserna till kontinenten har Sverige i dag ytterligare två förbindelser till Tyskland. Dels en förbindelse via Jylland, dels Kontek-förbindelsen mellan Själland och Tyskland.

Planerade förbindelser

I Danmark har beslutats att en förbindelse över Stora Bält ska byggas för att koppla samman Elsams och Eltras ledningssystem senast under år 2001. Enligt de tidigare planerna skulle kabeln ha en överföringskapacitet på 600 MW, men med ny teknik är det möjligt att bygga ut förbindelsen i etapper.

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. Förbindelsen ägs till 50 % av Statnett och 50 % av Preussen-Elektra och planeras vara i drift år 2004. Vidare planeras en förbindelse mellan Norge och Nederländerna med en överföringskapacitet på 600 MW som beräknas vara i drift år 2003. Kabeln ägs av Statnett (50 %) och SEP (Sammenwerkende elektricitetsproduktiebedrievjen) (50 %). Planerna på en tredje kabel, den s k Euro-Kabel till Tyskland har lagts på is. Samtidigt pågår en förstudie om att lägga en kabel mellan Norge och Storbritannien. Kabeln betraktas inte som lönsam idag, men enligt vissa bedömare kan projektet förverkligas inom 5–10 år.

Regler och avgifter för utlandshandel i Sverige

Svenska Kraftnät säljer överföringstjänster till utlandsförbindelser till de nordiska grannländerna. Denna tjänst ger kunden rätt att överföra kraft på den svenska delen av en utlandsförbindelse, dvs till eller från nationsgränsen. I tjänsten ingår

Tabell 24 • Förbindelser för elhandel i Nordeuropa		
	Överföringskapacitet ¹ MW	
<i>Sverige–Norge</i>	Till Sverige	Från Sverige
Nordnorge	1 350	1 350
Nordnorge	300	300
Mellersta Norge	500	500
Syd norge	1 800	1 650
<i>Sverige–Finland</i>	Till Sverige	Från Sverige
Norra Finland	900	1 500
Åland	35	35
Södra Finland	550	550
<i>Sverige–Danmark</i>	Till Sverige	Från Sverige
Jylland	640	670
Själland	1 600	1 750
Bornholm	60	60
<i>Danmark–Norge</i>	Till Danmark	Från Danmark
Jylland–Sydnorge	1 040	1 040
<i>Norge–Finland</i>	Till Norge	Från Norge
Norra Finland	100	100
<i>Förb. utanför Norden</i>	Till Norden	Från Norden
Sverige–Tyskland	600 ²	600 ²
Sverige–Polen	600	600
Norge–Ryssland	50	50
Finland–Ryssland	1 200	60
Danmark–Tyskland	1 400	1 800

¹ Enl dimensioneringsreglerna, vilket anger den maximalt tillåtna överföringen.

² På grund av att det anslutande nätet i Tyskland är svagt, är den verkliga kapaciteten lägre. Källa: Nordel.

även rätten att mata in eller ta ut kraften från det svenska kraftnätet. För överföring på andra sidan nationsgränsen får kunden eller dennes handelspart i grannlandet komma överens om överföringsrätten med respektive nätägare.

I likhet med stamnätsavgiften är avgiften för utrikeshandel geografiskt differentierad för att återspegla belastningen på nätet. Detta innebär att import- och exportavgifterna för samma land är olika. Avgiften består dels av en abonnemangsavgift, dels en energiavgift per MWh efter faktisk genomförd elhandel. För spot-handel på Nord Pool betalas ingen nätavgift mellan Norge och Sverige. Avgiften mot Finland togs bort i mars 1999.

Årsabonnemang eller timabonnemang gäller endast för Finland och Själland. Årsabonnemang är avsett för långsiktiga kraftkontrakt medan timabonnemangen säljs dygnsvis i mån av utrymme.

Efter att planerad handel inom årsabonnemang mellan Sverige och Finland har meddelats till Svenska Kraftnät, ställs den disponibla kapacitet som återstår i första hand till förfogande för spothandel på Nord Pool. Först när spothandeln och

EL-EX elbashandel har fastställts beviljas timabonnemang.

I juli 1999 etablerade sig Nord Pool på Jylland. Samtidigt avskaffades möjligheterna att teckna bilaterala avtal med Jylland. För handel med Jylland tas en nätavgift för import och export ut på 15 SEK per MWh. Nord Pool administrerar avgiften och debiterar aktörerna på marknaden på Jylland/Fyn.

Regler och avgifter i övriga Norden

För handel mellan Sverige, Norge och Finland utgår inga nätavgifter sedan införandet av den gemensamma marknaden.

I Norge utgår en s k prioritetsavgift för all kraftutbyte som sker via bilaterala avtal, som bestäms utifrån volymen på handeln. För handel med Danmark och Ryssland utgår fasta och rörliga avgifter, baserade på samma system som de nationella avgifterna

Fingrid har en stamnätsavgift för uttag och insättning av el via förbindelser som går utanför det nordiska elmarknadsområdet.

Förutom nätavgiften på 15 kronor betalar Elkraft ytterligare en nätavgift på



25 SEK/MWh för handel med Sverige för den el som netto passerar Konti-Skan.

Samtidigt med NordPools etablering på Jylland och Fyn har Statkraft öppnat Skagerack-förbindelsen för spothandel. Ledig kapacitet kan användas när skillnaden i områdespris mellan Kristiansstad och Jylland/Fyn är minst 10 DKK/MWh utöver förlust och nätavgift.

Eltra har tagit bort tarifferna för utlandshandeln, dock återstår en uttagsavgift för handel med Norge, baserad på mängd överförd energi. Elkraft har sär-

skilda tariffer för import och export. För importerad el som förbrukas inom Elkrafts område utgår även nättariff och tariff för prioriterad elproduktion. Enligt planerna ska även Själland, d v s Elkrafts ansvarsområde, bli ett eget anmälningssområde i NordPool under första halvåret år 2000. I samband med detta kommer import och exportavgifterna tas bort.

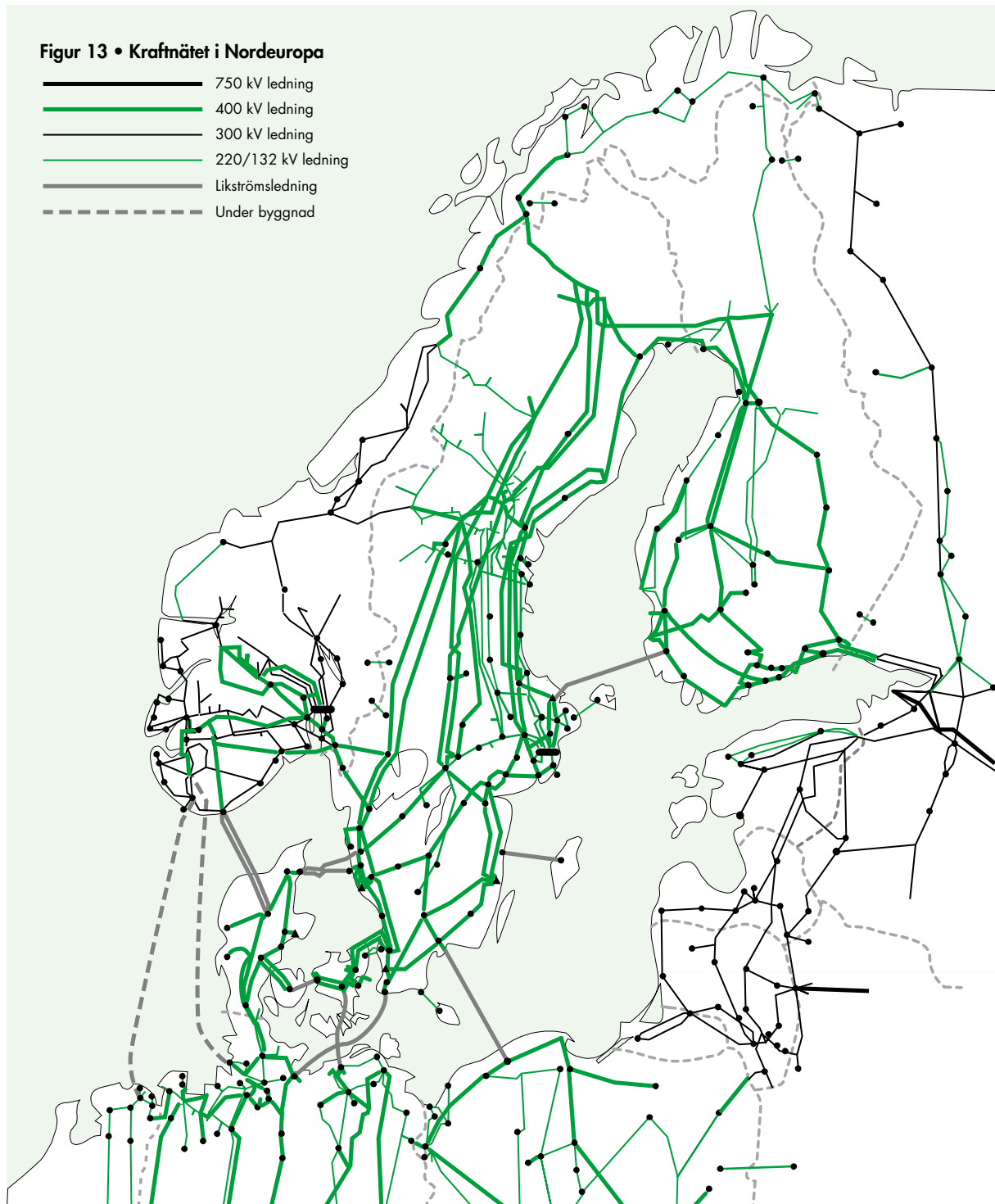
Samarbete mellan stamnätsföretagen

Samarbetet mellan de nordiska stamnätsföretagen har pågått under en lång tid. I

februari år 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. Parterna ska samverka för att upprätthålla en sammanhållen drift av det nordiska kraftsystemet. Flera av avtalets bestämmelser utgår från de rekommendationer som Nordel, den nordiska organisationen för samarbete inom elområdet, angivit. ■

Figur 13 • Kraftnätet i Nordeuropa

- 750 kV ledning
- 400 kV ledning
- 300 kV ledning
- 220/132 kV ledning
- Likströmsledning
- Under byggnad



Källa: Nordel

Under 1999 svarade de sex största kraftföretagen i Norden för 241 TWh, motsvarande ca 64 % av den totala elproduktionen. Sverige stod för 40 % och Norge för 33 % av produktionen. Det klart dominerande företaget var Vattenfall med en ca 20-procentig marknadsandel. Därefter följer Fortum och Statkraft på 9 % vardera. Sveriges två största kraftproducenter, Vattenfall och Sydkraft, stod sammanlagt för ca 71 % av den totala elproduktionen i landet, se tabell 25.

Strukturella förändringar inom den svenska elproduktionen

År 1999 var det fjärde året med reformerade elmarknader i Sverige och Finland. I Norge omreglerades elmarknaden redan 1991. Konkurrensen på elmarknaden har ökat mer än under de tre föregående åren och kraven på företagen att pressa sina kostnader har varit stora. Tillgången på el var fortsatt god och börspriserna var låga. Sedan omregleringen har ägarförhållandena i de nordiska länderna förändrats på elproduktionssidan. 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, vilket medför att marknadskoncentrationen i Norden minskar. Svenska Vattenfall, norska Statkraft, finska Fortum och tyska Preussen Elektra 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.

Utländska elföretag ökar ägandet i Sverige

I figur 14 finns en uppställning över ägarförhållandet på den nordiska elmarknaden. Sydkraft är till 67 % utlandsägt (andel av aktiekapital). Det norska kraftföretaget Statkraft är i dag den största enskilda ägaren med 30 % av aktiekapitalet. Tyska Preussen Elektra äger 21 % av aktiekapitalet och Hamburgische Electricitätswerke (HEW) äger 15,7 %. Under 1999 ökade det utländska ägandet med 16 procentenheter till följd av att Statkraft ökade sin andel med 13 procentenheter. Resterande delen av ökningen stod Preussen Elektra för.

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 sedan Gullspångs Kraft och Stockholms Energi ihop och bildade Birka Energi AB med Fortum som 50 procentig ägare. Resterande delen tillhör Stockholms Stad. I början av år 2000 har Fortum kommit överens med Stora Enso om att köpa större delen av deras krafttillgångar. I köpet ingår även Stora Ensos andel i den finska industrins kraftbolag Pohjolan Voima (PVO). Totalt omfattar affären en normalårsproduktion på ca 6,7 TWh. Affären beräknas vara slutförd under våren.

Andelen utländskt ägande i Granninge steg marginellt under 1999, då EdF ökade sitt innehav med 4 procentenheter. EdF och ättlingarna till Graninges grundarfamilj Versteegh har tillsammans röstmajoritet i Granninge. Tillsammans har de låtit meddela att de inte kommer att rösta i väsentliga frågor i styrelsen utan att först ha nått en inbördes överenskommelse. Den totala andelen utländskt ägande i början på år 2000 var ca 47 %.

... och svenska elföretag ökar ägandet i grannländerna

Förändringarna på elmarknaderna i de nordiska länderna innebär även att de svenska företagen allt mer etablerar sig i andra länder. År 1999 var det Vattenfall som var mest aktivt av de svenska företagen.

Under året fortsatte Vattenfall att öka sina andelar i utländska kraftbolag. Företaget är intresserat av ytterligare förvärv i de nordiska länderna och i norra Europa, såväl inom elproduktion som nätverksamhet. Den största investeringen under 1999 var köpet av 25,1 % av kapitalet i tyska HEW från Hamburg Stad. Köpet kostade 7,5 miljarder kr. Vattenfall får det kommersiella ansvaret för bolaget efter en överenskommelse med Hamburg stad. Sedan tidigare äger Sydkraft ca 22 % av kapitalet i HEW och Preussen Elektra 15 %. HEW som säljer ca 16,5 TWh el och producerar 12,6 TWh äger dessutom 16 % av aktierna i Sydkraft.

Ytterligare förvärv under 1999 var Vattenfalls köp av 32 % av kapitalet i den tjeckiska eldistributören Vychodoceska



Tabell 25 • Sveriges största elproducenter och deras elproduktion i Sverige åren 1990–1999, TWh

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	Installerad effekt 1 jan år 2000
Vattenfall AB	75,8	74,7	71,3	73,5	75,6	79,6	14 324
Sydkraft AB	23,2	27,0	24,7	28,2	30,4	27,5	5 878
Båkab Energi ¹	5,6						
Birka Energi ²						21,0	4 399
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 ³	4,1						
AB Skandinaviska Elverk ⁴	2,2	1,9					
Stora Enso ⁵	6,4	5,8	5,3	6,1	6,7	6,0	1 331
Skellefteå Kraft	2,4	2,5	2,2	2,5	2,7	3,0	598
Granninge	2,9	2,5	1,8	2,5	2,9	2,6	552
Summa	134,8	133,8	125,5	133,0	140,7	139,7	27 082
Totalt i Sverige	142,2	143,3	136,4	144,9	154,2	150,5	30 885

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

¹ Avser 1996 års värden. ² Under 1997 köptes företaget av Sydkraft AB. ³ Köptes av Gullspång 1992. ⁴ Köptes av Gullspång 1996. ⁵ Bytte namn till Stora Enso 1999.

Källa: Kraftverksföreningen.

Energetica för ca 700 miljoner kr. Vattenfalls ägarandel är nu uppe i 42 %. Företaget har ca 670 000 kunder i Tjeckien. I Polen har Vattenfall investerat i bolaget Electrocieplownie Warszawskie (EW). Köpet omfattar 55 % av aktierna och kostade knappt 2 miljarder kr. EW producerar ca 13 TWh värme och 4 TWh el.

I Finland köpte Vattenfall elbolaget Revon Sähkö. Företaget har 43 000 kunder i Finland och en försäljning på 650 GWh. Dessutom köpte Vattenfall Heinola Energia med ca 22 000 kunder. Efter dessa två köp har Vattenfall 240 000 kunder i Finland genom fyra elhandelsbolag.

I Norge köpte Vattenfall 49 % av aktierna i Oslo Energi AS. Bolaget har 315 000 kunder och en försäljning på ca 10 TWh. Dessutom har Vattenfall köpt 100 % av Fredrikstad Energisalg med ca 33 000 kunder.

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 1999 producerade Vattenfall 86,6 TWh. Vattenfalls elförsäljning under 1999 var 86,9 TWh varav 19,4 TWh såldes på elbörsen och resterande delen till fasta kunder.

Bolagets elproduktion baseras i huvudsak på vatten- och kärnkraft. Under 1999 gav vattenkraftproduktionen 36,7 TWh el. De två kärnkraftverken, Ringhals och Forsmark, producerade 49 TWh. Därtill producerades 0,9 TWh övrig värmekraft samt 0,04 TWh vindkraft. Vattenfalls totala installerade effekt för elproduktionen var 14 324 MW i början på 1999.

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 länder som Nederländerna, Tyskland, Tjeckien, Baltikum, Polen, Sydostasien och Sydamerika.

Sydkraft AB

Sydkraft är den andra stora svenska elproducenten. Den totala elproduktionen 1999 inklusive minoritetsandelar och utarrenderad kraft uppgick till 27,5 TWh jämfört med 30,9 TWh 1998. Vattenkraftproduktionen uppgick till 11,4 TWh. Kärnkraftproduktionen i Barsebäck och Oskarshamn svarade för 15,4 TWh. Övrig produktion uppgick till 0,8 TWh.

Den fysiska försäljningen av el under 1999 uppgick till 29,3 TWh. En minskning med 3,7 TWh jämfört med 1998 beroende på minskad vattentillgång och långa revisionstider i kärnkraftsverken. Den 1 januari 1999 stängde Sydkraft två av tre block i Karlshamnverket. Det tredje blocket hålls öppet tack vare ett avtal med Svenska Kraftnät om ersättning för reserveffekt. I slutet av året stängdes Barsebäck 1. Som kompensation erhåller Sydkraft ersättningskraft från Vattenfall.

Birka Energi

Birka energi bildades genom en sammanslagning av Stockholm Energi och Gullspång Kraft i september 1998 och är numera det största kraftföretag 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 elproduktionen 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 1999 till 21,3 TWh inklusive minoritetsandelar och utarrenderad kraft. Birka Energis totala elförsäljning var 24 TWh och elanskaffning via bilaterala avtal eller via elbörsen var 5,2 TWh. Den totala elomsättningen i fö-

retaget var 26,5 TWh inklusive den kraft som användes inom företaget.

Stora Enso Energy AB

Stora Kraft ingår i STORA-koncernen som numera heter Stora Enso, ett av Europas största skogsbolag. Koncernens elanvändning i Sverige under 1999 uppgick till ca 12 TWh. Elen producerades i vatten och kärnkraftverk. Vattenkraftproduktionen uppgick till 4 TWh. El producerad i kärnkraftverk uppgick till 2 TWh, genom andelar i Oskarshamn och Forsmark. Den totala produktionen uppgick till 6 TWh. I januari år 2000 kom Stora Enso överens med finska energiföretaget Fortum om att sälja stora delar av Storas elproduktionskapacitet.

Graninge

Företagets elproduktionssystem baseras helt på vattenkraft. Under 1999 producerades 3,1 TWh el i de egna vattenkraftverken. Företagets inköp av el uppgick till 1,9 TWh. Graninges totala elförsäljning uppgick till 6,8 TWh. Företaget inledde i början på år 2000 en uppdelning av koncernen i en del för energi och en för skog och trä.

Skellefteå Kraft

Företagets elproduktion bygger i huvudsak på vattenkraft. Företaget äger dessutom mindre andelar i Forsmark. Under

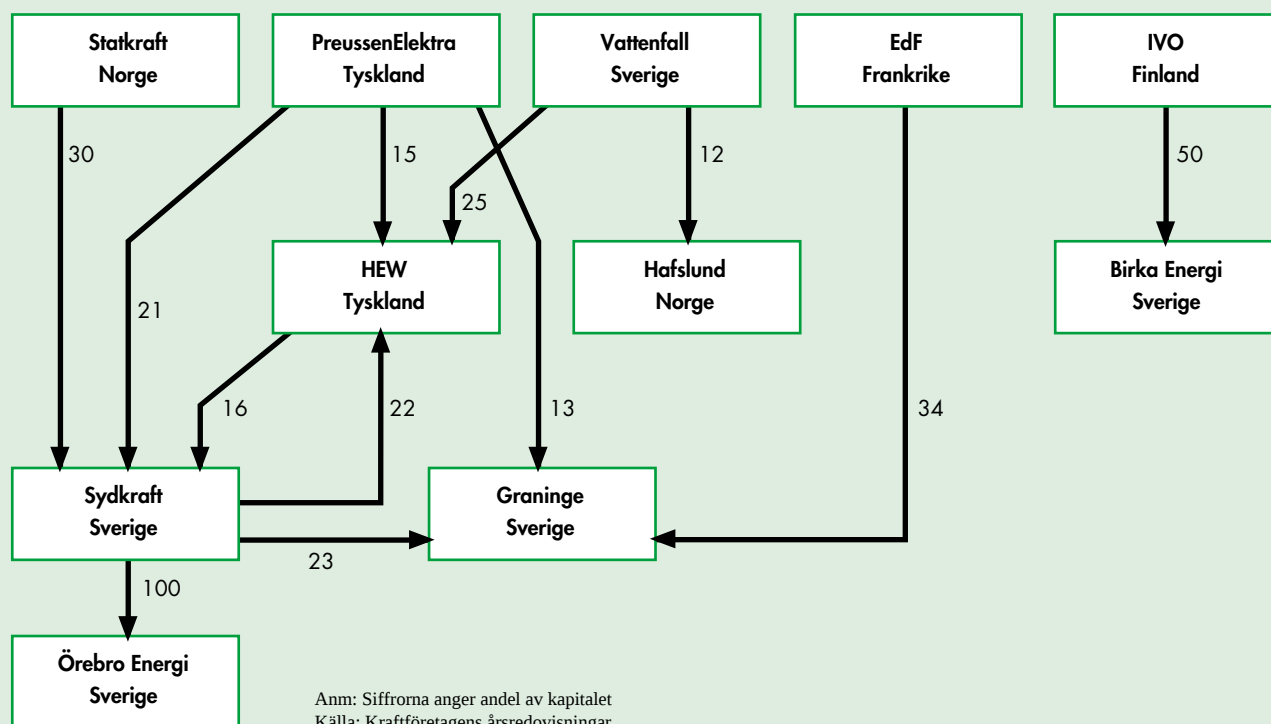
Tabell 26 • Nordens största elproducenter och deras elproduktion 1999, TWh

Producenter	Elproduktion 1999	Andel i Norden, %
Vattenfall	79,6	21
Sydkraft	27,5	7
Totalt Sverige	150,5	40
Statkraft	33,5	9
Oslo Energi	8,1	2
Totalt Norge	122,9	33
Fortum	35 ¹	9
Pohjolan Voima Oy	20,3	5
Totalt Finland	66,8	18
Elsam	22,8	6
Elkraft	14,2	4
Totalt Danmark	37,0	10
Totalt Nordens största elproducenter	241	64
Totalt Norden	377,2	100

¹ Inklusive 50 % av produktionen i Birka energi.

Källa: Kraftverksföreningen samt kontakter på företagen.

Figur 14 • Ägarförhållanden på den nordiska elmarknaden år 2000



1999 uppgick den totala elproduktionen till 3,1 TWh. Vattenkraften svarade för 2,6 TWh och kärnkraften för 0,5 TWh.

Elproduktion i övriga nordiska länder

Danmarks elproduktion omfattar ett tiotal företag. Dessa är organiserade i två stora organisationer Elsam respektive 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 Elkraft. Dessa två organisationer svarar för Danmarks elproduktion.

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.



Kärnkraftverket i Lovisa, Finland

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 nätverksamheten och övrig verksamhet inom företaget. Elanvändarna i Sverige, Norge och Finland har nu möjlighet att välja vilket elhandelsföretag de vill köpa sin el ifrån 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 är det så i alla de skandinaviska länderna att många av elhandelsföretagen ingår i en koncern som även har nätverksamhet. Nya aktörer som inte sysslar med nätverksamhet eller elproduktion kommer dock in på elhandelsmarknaden.

Nät och elhandelsföretag i Sverige

I Sverige fanns första januari år 2000 ca 210 stycken nätföretag. Antalet elhandelsföretag finns det ingen samlad statistik över men de är betydligt färre. År 1996 när reformeringen genomfördes 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. När elmarknaden öppnades för konkurrens år 1996 var antalet nere i ca 250 stycken. Förklaringen till denna utveckling är framförallt de

kommunsammanslagningar 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 två delar har minskningen av antalet företag tagit fart på nytt.

Nätföretag

Nätföretagen äger elledningsnäten inom ett geografiskt område och ansvarar för distributionen av el till slutkunderna.

Energimyndigheten ska säkerställa att elanvändarna inte betalar ett högre pris än

nödvändigt för nättjänsterna och att nät-tariffer, mät- och avräkningssystem utformas så att konkurrensen inom handeln med el främjas.

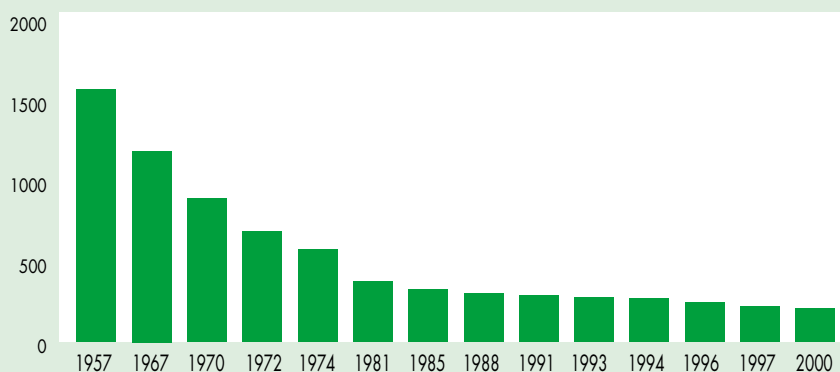
Elhandelsföretag

Elhandelsföretagen köper el från flera olika elproducenter, även norska och finska samt på den svensk-norska börsen. 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 avyttrat eller bildat gemensamma elhandelsbolag med andra företag, samtidigt som man behållit nätverksamheten. Flera av de nybildade gemensamma bolagen ägs av kommunala energibolag. I några fall har industriföretag, oljebolag eller intresseorganisationer gått in som delägare i elhandelsbolagen. Även andra aktörer har börjat sälja el som t ex oljebolagen Statoil, Shell, OK-Q8 och Preem. Strukturförändringarna på elhandels-sidan 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 för 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 dessutom att det inte är någon kommunal uppgift att agera på den kon-

Figur 15 • Totala antalet eldistributionsföretag åren 1957–1994 och nätföretag 1996–2000



Källa: Sammanställning av uppgifter från Detaljdistributörer av elkraft 1994, Svenska Elverksföreningen, Detaljdistributörer av elkraft, "Elnätföretag, 1996", Svenska Elverksföreningen, "Elnätföretag 1997", Sveriges Elleverantörer samt årsrapporter från nätföretagen.

Tabell 27 • Antal eldistributionsföretag åren 1957, 1970 och 1997

Antal abonnemang	1957	1970	1997 ¹
50–99	200	54	-
100–199	285	86	2
200–499	500	181	1
500–999	251	164	4
1 000–1 999	154	121	16
2 000–4 999	82	136	46
5 000–9 999	51	70	40
10 000–19 999			54
20 000–49 999	46	70	39
50 000–		8	21
Totalt	1 569	890	223

Efter 1997 saknas statistik

¹ Avser förhållanden oktober 1997

Källa: "Detaljdistributörer av elkraft" för åren 1991–1994, Svenska Elverksföreningen samt "Detaljdistributörer av elkraft, elnätföretag, 1996", Svenska Elverksföreningen, "Elnätföretag 1997" Sveriges Elleverantörer.

kurrensutsatta 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 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 1999:

- Sydkraft förvärvade 49 % av Norrköping Miljö & Energi för 1 350 mkr. Företaget har ca 65 000 nätkunder och distribuerar ca 1,2 TWh el.
- Vattenfall förvärvade nästan hela Energibolaget i Botkyrka och Salem AB för 770 mkr. Företaget har 39 000 nätkunder. Vattenfall förvärvade nät- och elhandelsverksamheten i Ingarö Elektriska Distributionsförening för 76,6 mkr. Företaget har 4 800 kunder.
- Birka Energi ökade sin ägarandel i Ekerö Energi från 15 % till 39 % för 76 mkr. Koncernen har både nät- och elförsäljningsverksamhet till ca 11 500 kunder. Birka Energi förvärvade även Sigtuna Energi AB för 345 mkr. Företaget äger och driver ett elnät med ca 16 000 kunder. I koncernen ingår även Brista Kraft som producerar och säljer ca 800 GWh el till 34 000 kunder. Ytterligare ett förvärv var Arvika Energi AB som Birka köpte för 33 mkr. Företaget har 10 000 kunder och en försäljning på 100 GWh. Birka Energi ökar innehavet i Ockelbo Energi till mer än 70 %. Ockelbo Energi omsätter 55 GWh. Katrineholms Energiförsäljning AB och Julita Energi AB med totalt 19 000 kunder förvärvades också under 1999 för 24,5 mkr.
- Lund Eastern numera kallat Elbolaget i Norden AB förvärvade 40 % av 7H Kraft med 14 000 kunder och en elförsäljning på ca 270 GWh. Elbolaget i Norden förvärvade dessutom 67 % av Nynäshamns Energi AB för 167 mkr. Nynäshamns energi har 12 800 nätkunder och distribuerar ca 200 GWh. I företaget ingår även elförsäljning. Ytterligare förvärv av Elbolaget i Norden är 25 % av KraftRingens AB. KraftRingens har 40 000 kunder och omsätter 0,8 TWh
- Falu Energi och Dalakraft går samman. Falun kommun köper ca 29 % av aktiekapitalet i bolaget.

Nät och elhandelsföretag i övriga Norden

I Finland finns ett hundratal elhandelsbolag. De tre största är Fortum, Teollisuus-

den 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 finns det något fler företag. I mars år 2000 fanns det 106 stycken vilket var en minskning med två stycken i förhållande till 1999.

Norge har precis som Sverige och Finland ett stort antal elhandels- och nätföretag. Detta beror på att många av företagen

ägs lokalt av de sk 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 är antalet nätföretag ca 220 stycken men statistiken är här osäker.

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 omfattar användningen inom sektorerna bostäder, industri och transport. För att kunna ge en helhetsbild eller underlätta jämförelser bör man i användningsbegreppet även inkludera egenförbrukning i elproduktionsanläggningar samt omvandlings- och distributionsförluster. Vad gäller elanvändning per invånare låg Sverige år 1997 på fjärde plats i världen, efter Norge, Island och Kanada. I USA var elanvändningen per invånare omkring 16 % 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 genomsnittet inom EU ligger 60 % lägre än den svenska elanvändningen.

Mellan åren 1993 och 1997 ökade användningen för EU:s medlemsländer med drygt 8 %, från 2 251 till 2 432 TWh. I Sverige ökade användningen med 1 % under samma period medan den exempelvis i Norden ökade med 4 %.

De länder som har hög elanvändning per invånare har i många fall tillgång till billig vattenkraft. Det relativt kallare klimatet i dessa länder leder till hög elanvändning för uppvärmning. I fallet 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 räknemässigt ersätter elåtgången i de elintensiva bran-

scherna 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.

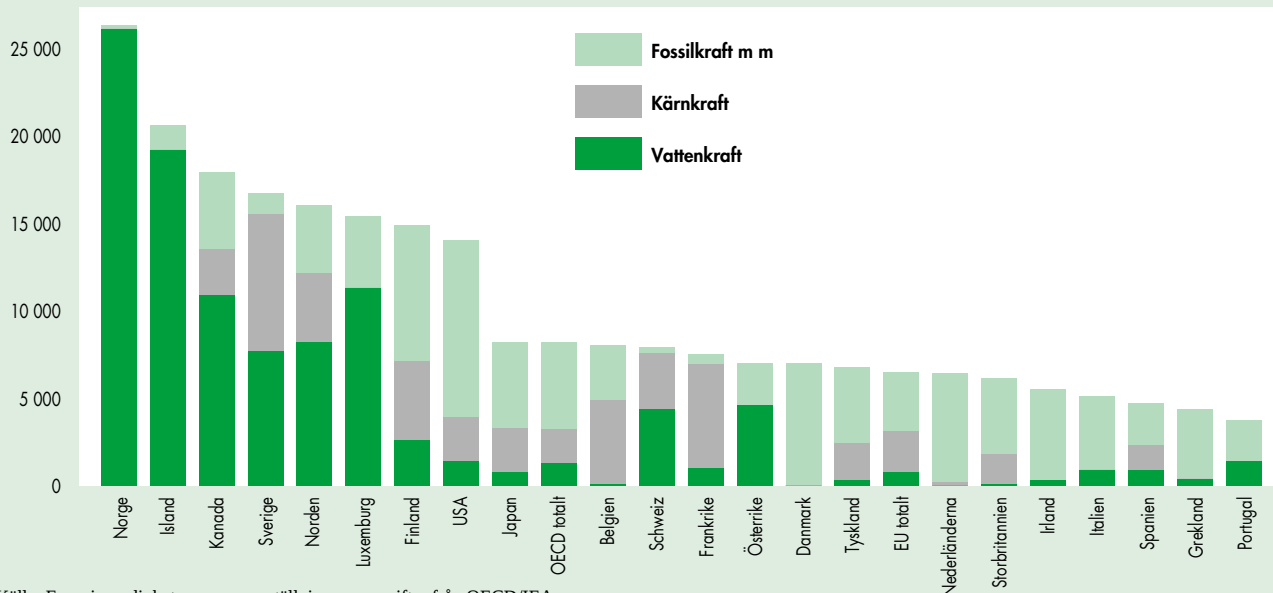
Tabell 28 • Brutto elproduktion år 1997, TWh och elanvändning, kWh per invånare

	Vattenkraft	Kärnkraft	Fossilkraft m.m	Total produktion	Import-export	Elanv. per inv., kWh
USA	358,5	666,4	2 674,1	3 699,0	38,4	14 009
Japan	100,4	319,1	620,6	1 040,1	0,0	8 244
Kanada	351,2	82,5	141,4	575,1	-35,7	17 810
Norge	110,9	0,0	0,7	111,6	3,8	26 292
Schweiz	35,1	25,4	2,2	62,7	-6,8	7 902
Island	5,2	0,0	0,4	5,6	0,0	20 588
Belgien	1,3	47,4	30,4	79,0	3,3	8 084
Danmark	0,0	0,0	44,3	44,3	-7,2	7 002
Finland	12,2	20,9	36,0	69,2	7,6	14 942
Frankrike	67,5	395,5	41,2	504,2	-65,4	7 487
Grekland	4,1	0,0	39,4	43,5	2,3	4 363
Irland	0,9	0,0	19,0	20,0	0,0	5 436
Italien	46,6	0,0	204,9	251,5	38,8	5 105
Luxemburg	0,9	0,0	0,3	1,3	5,2	15 330
Nederländerna	0,1	2,4	84,2	86,7	12,6	6 362
Portugal	13,2	0,0	21,0	34,2	2,9	3 729
Spanien	35,8	55,3	95,9	187,0	-3,1	4 677
Storbritannien	5,6	98,2	241,6	345,3	16,6	6 133
Sverige	69,1	69,9	10,5	149,5	-2,7	16 580
Tyskland	20,9	170,3	360,3	551,5	-2,4	6 693
Österrike	37,3	0,0	19,6	56,9	-0,8	6 950
Norden	192,2	90,8	91,5	374,6	1,5	15 888
EU totalt	315,5	859,9	1 248,5	2 423,9	7,7	6 510
OECD totalt	1 395,2	2 067,3	5 443,1	8 905,5	10,1	8 151

Källa: Sammanställning av uppgifter från OECD/IEA.

Anm. I användning ingår egenförbrukning samt omvandlings- och distributionsförluster. Med Norden avses här Danmark, Finland, Norge och Sverige.

Figur 16 • Elanvändning per invånare år 1997 med relativ fördelning på kraftslag, kWh



Källa: Energimyndighetens sammanställning av uppgifter från OECD/IEA

Tabell 29 • El från förnybara källor och avfall år 1997, GWh¹

	Biomassa ³	Avfall	Vind	Sol	Geotermisk el/tidvatten	Summa	Andel av tot. elprodukt. %
USA	43 273	20 622	3 391	897	14 907	83 090	2,2
Japan	17 553	4 419	1	-	3 756	25 729	2,5
Kanada ¹	4 019	-	62	3	32	4 116	0,7
Norge	215	50	8	-	-	273	0,2
Schweiz	140	987	2	8	-	1 137	1,8
Island	-	-	-	-	375	375	6,7
Belgien	105	993	8	-	-	1 106	1,4
Danmark	505	823	1 932	-	-	3 260	7,4
Finland	7 891	290	17	-	-	8 198	11,9
Frankrike ²	714	1 381	20	-	570	2 685	0,5
Grekland	-	113	36	-	-	149	0,3
Irland	89	-	50	-	-	139	0,7
Italien	436	384	118	6	3 905	4 849	1,9
Luxemburg	1	46	3	3	-	53	4,2
Nederländerna	315	3 084	475	2	-	3 876	4,5
Portugal	1 037	-	38	1	51	1 127	3,3
Spanien	1 098	541	742	13	-	2 394	1,3
Storbritannien ⁴	K	K	665	-	-	665	0,2
Sverige	3 362	106	212	-	-	3 680	2,5
Tyskland	326	7 013	3 000	34	-	10 373	1,9
Österrike	1 508	111	-	-	-	1 619	2,8
Norden	11 973	1 269	2 169	-	-	15 411	4,1
Eu totalt	17 387	14 885	7 316	59	4 526	44 173	1,8

¹ Vattenkraft och torv redovisas inte i denna tabell. ² Tidvatten. ³ Biomassa, fast (inkl. avlutar) och flytande/gasformigt. ⁴ 5 611 GWh el produceras från icke specificerade förnybara källor. K = konfidentiella uppgifter.

Källa: IEA/OECD 1999.

Elproduktion

EU-ländernas samlade elproduktion 1997 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 drygt 12 % mellan åren 1993 och 1997. Den svenska elproduktionen ökade med drygt 2 % under motsvarande period.

I EU:s medlemsländer baseras drygt hälften av elproduktionen på fossila bränslen, 35 % på kärnkraft och 13 % på vattenkraft. Den danska elproduktionen bygger till stor del på fossilkraft och i Finland utgörs produktionsmixen av 52 % fossilkraft m m, 30 % kärnkraft och 18 % vattenkraft. I ett internationellt perspektiv har Sverige en liten andel elproduktion från fossila bränslen, ca 5 % år 1997. Sverige tillhör de länder i världen 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 över 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 där 11,4 % av den totala elproduktionen kommer från biomassa. I Sverige baseras 2,2 % av elproduktionen på biomassa. Även Österrike och Portugal har biomassabaserad elproduktion som överstiger 2 %. Ett fåtal länder har förutsättningar för geotermisk värme. Högst andel har Italien och Island med 1,9 % respektive 1,6 % av total elproduktion. Solkraft utgör mindre än 1 % av förnybar el. Uppgifter för el från tidvattenkraftverk förekommer endast för 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 vissa länder utgör elproduktion från avfall ett betydande bidrag till elproduktion från förnybart och avfall. I tätan ligger Belgien och Nederländerna med andelar över 70 %. I relation till den totala elproduktionen är det Luxemburg och Nederländerna som har den största andelen på när-

mare 4 %. För övriga länder är andelen el från avfall mindre än 2 %.

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 omsättnings-skatt. Industrikunder i över 60 % av de länder som visas i tabell 30 har inga sådana skatter. Vidare gäller i flera länder undantagsbestämmelser för industrin.

Elmarknadsdirektivet

Elbranschen genomgår för närvarande stora förändringar i många delar av världen. Det gäller främst nya marknadsförutsättningar och ökade miljökrav. Nordeuropa och framför allt Norden ligger långt fram i utvecklingen genom avreglering av elmarknaderna i Finland, Norge och Sverige.

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



Tabell 30 • Elpriser för hushålls- och industrikunder inklusive skatter och moms per den 1 januari 1999, öre per kWh

	Liten industri ¹	Mellanstor industri ²	Stor industri ³	Hushållskund 3 500 kWh	Hushållskund 20 000 kWh	
Australien, Sydney	36	27	20	59	28	
Belgien	83	64	39	160	79	
Danmark	54	52	48	175	148	
Estland	65	41	30	45	31	
Finland	45	40	29	81	49	
Frankrike	65	55	40	132	92	Anm. Priserna för industrin anges exklusive moms.
Grekland	59	54	37	78	54	
Irland ⁴	76	59	46	105	54	Källa: Eurostat och Energi- myndighetens sammanställ- ning av uppgifter från Uni- pede, Prices of Electricity as at 1 January 1999, SSB/ Norge.
Italien	100	79	51	198	-	
Japan, Tokyo	117	95	47	171	75	
Kanada, Montreal	45	30	21	53	36	
Litauen	36	28	24	36	27	
Luxemburg	82	55	41	126	71	
Nederländerna, Rotterdam	72	57	43	133	85	1 1,25 GWh per år, 0,5 MW, 2 500 timmar.
Norge	37	27	20	94	55	2 10 GWh per år, 2,5 MW, 4 000 timmar.
Polen	47	41	27	63	42	3 70 GWh per år, 10 MW, 7 000 timmar.
Portugal	69	61	41	126	79	4 Hushållspriserna för Irland avser tätorter.
Spanien	67	58	48	125	70	5 Hushållspriser avser London.
Storbritannien ⁵	79	69	60	104	54	6 Hushållspriser avser Hamburg.
Sverige	40	29	23	87	75	
Tyskland ⁶	82	67	51	170	82	
Ungern	50	43	37	77	47	
Österrike	96	75	55	138	95	

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 fastställde EU ett direktiv "om gemensamma regler för den inre marknaden för el", det s k elmarknadsdirektivet. 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. På en fullt konkurrensutsatt marknad ska elkonsumenterna fritt kunna välja elleverantör. För att ge utrymme för nödvändiga anpassningar och omstruktureringar öppnas marknaden successivt.

Direktivet trädde i kraft den 1 januari 1997 med en tvåårig övergångstid, under vilken medlemsländernas nationella lagstiftning skulle anpassas till direktivet. Enligt direktivet ska de nationella marknaderna öppnas i tre steg. Målet för år 1999 var att 26 % och för år 2000 att 28 % av marknaderna öppnats för konkurrens. I den tredje etappen, år 2003 ska 33 % av elmarknaden vara konkurrensutsatt. Öppnandet sker med olika hastigheter i medlemsstaterna. Flera länder har valt att gå längre än vad som anges av direktivet.

Bland dessa länder finns Sverige, Finland, Danmark, Tyskland och Storbritannien.

Det pågår en omfattande omstrukturering inom elindustrin. Avregleringarna av elmarknaderna innebär en övergång från nationella monopol med central planering till konkurrensutsatta marknader. El blir en energiråvara som kan handlas och levereras över gränserna. Fri tillgång till elnäten är grundläggande för att en fri elmarknad ska förverkligas. Det innebär att nätverksamhet ska separeras, juridiskt eller administrativt, från annan verksamhet. Samtidigt söker kraftföretagen nya marknader. Kraftföretagen omstruktureras mot allt större och mer integrerade energiföretag med verksamhet i flera länder. Strategiska investeringar, görs av de större kraftföretagen i syfte öka marknadsandelarna på en framtida gemensam elmarknad. Fusioner, uppköp och allianser är exempel på företagens agerande, som ofta går över nationsgränserna.

Förutom ökad konkurrens mellan företag, marknader och länder bidrar avregleringarna av elmarknaderna också till att länder och regioner knyts samman av nya handelsförbindelser. Elmarknaderna i Norden är ett exempel på detta. Handeln med el via kabelförbindelser ökar mellan de nordiska länderna liksom mellan Norden och kontinenten.

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 ett direktiv "om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas", det s k naturgasdirektivet. Liksom elmarknadsdirektivet innebär naturgasdirektivet att marknaden för naturgas successivt öppnas för konkurrens. Målet är att skapa gemensamma regler för transmission, distribution, tillgång och lagring av naturgas. En viktig aspekt är reglering av tillträde till naturgasnäten.

Direktivet trädde i kraft den 10 augusti 1998 med en övergångsfas på två år, under vilken medlemsländernas nationella lagstiftning ska anpassas till direktivet. Den 10 augusti år 2000 ska direktivet vara genomfört i samtliga medlemsländer. Liksom elmarknaden ska de nationella naturgasmarknaderna öppnas i en trestegsprocess. Det är elsektorn och industrin som ska kunna välja naturgasleverantör och de största förbrukarna ges tillträde först.

Augusti år 2000 ska naturgasmarknaden enligt direktivet ha öppnats för an-

vändare med en årsförbrukning över 25 miljoner kubikmeter. Delmålen för år 2003 är årsförbrukare över 15 miljoner respektive över 5 miljoner kubikmeter senast år 2008. I procent av marknaden är delmålen angivna till 20 %, 28 % respektive 33 % för åren 2000, 2003 och 2008. För att säkerställa att avregleringen inte leder till obalanser kan medlemsländerna vid behov införa begränsningar så att marknadsöppningen omfattar högst 30 %. I direktivet ges medlemsstaterna 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.

Elproduktion från förnybara källor

Inom EU finns en målsättning att öka andelen energiproduktion från förnybara källor till 12 % år 2010 inklusive storskalig vattenkraft. Möjligheterna för utbyggnad av vattenkraften inom EU är dock begränsad. 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. Inom EU pågår för närvarande ett arbete med att ta fram ett direktiv för elproduktion från förnybara källor.

I avvaktan på ett direktiv söker enskilda medlemsstater inom EU att 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 finns ett sådant system.

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 28.

Energianvändningen har i sin tur en stark koppling till ekonomisk aktivitet och tillväxt. Mellan åren 1990 till 1995 har utsläppen av koldioxid i den industrialiserade världen minskat till följd av den kraftiga ekonomiska tillbakagången i övergångsekonomierna sedan slutet av 1980-talet och början av 1990-talet. I de flesta 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 växthusgaser 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.

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 att 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. I Danmark ligger man långt framme och handel med utsläppsrättigheter beräknas starta år 2001. I stället för att reducera olika typer av icke önskvärd aktivitet söker man även att främja det som anses lämpligt ur miljösynpunkt. Här finns traditionella investeringsstöd och bidrag men man arbetar som tidigare nämnts även med nya metoder, exempelvis s k gröna certifikat. ■

Energiläget 1999

ET 81:1999, 40 kr + moms

Publikationen är årlig och 1999 års utgåva är den sextonde 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.

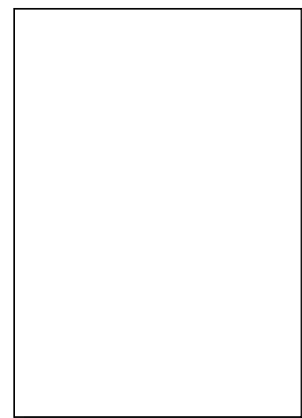
Den senaste versionen utkom 2000-02-29 och omfattar en redovisning av energiförsörjningsläget för 1998 och 1999 samt prognoser för åren 2000–2001. En av slutsatserna i rapporten är att den totala energianvändningen väntas öka med 1,8 % under åren 1999–2001



Klimatscenarioer Sverige 2010

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

Kommer under våren



Vision för en långsiktig svensk klimatpolitik

ER 5:2000, 150 kr + moms

Syftet med denna studie är att inleda 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.



BESTÄLLNINGAR

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

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

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 samarbetsorgan 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 prissäkkring. 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, ett samarbetsorgan för svenska värmeverk och andra företag med intresse av värmedistribution, särskilt i kombination med kraftalstring. Telefon 08-677 25 50

Svenska kommunförbundet är en sammanslutning 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 08-772 41 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

Svenska kraftverksföreningen är branschorganisation för elproducenterna.
Telefon 08-677 25 60

Sveriges Elleverantörer är intresseorganisationen för landets nät- och lokala elhandelsföretag, med ett kvalificerat utbud av tjänster och produkter som stödjer medlemsföretagens verksamhet och utveckling. Telefon 08-677 25 40

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 förbränningsvärmens 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