

Kraftmarkedet

7

Foto: Vassdragsmuseet LABRO
Kontrollrommet, Labro kraftstasjon



7 Kraftmarkedet

Energiloven av 1990 ga rammene for omleggingen av kraftforsyningen i Norge. Sverige, Finland og Danmark har senere gjennomført kraftmarkedsreformer etter de samme hovedprinsipper. I alle EØS-land gjennomføres det nå kraftmarkedsreformer.

Norden utgjør i dag et felles kraftmarked. Alle landene har innført punktтарiffer, og det er stort sett ingen særskilte tariffer for handel mellom landene.

7.1 Hvordan kraftmarkedet fungerer

Alle kraftprodusentene leverer kraft inn på overføringsnettet. Etter at kraften er levert inn på nettet vil kraften fra de ulike produsentene flyte sammen. Når en forbruker slår på strømmen vet han ikke akkurat hvor den kraften han benytter kommer fra. Kraftflyten i nettet følger fysiske lover.

Ved overføring av kraft går det energi tapt. Nettapet avhenger blant annet av forbruksnivå og overføringsavstand. Det blir til enhver tid levert like mye kraft inn på nettet som det blir tatt ut (inkludert nettap). Det holdes regnskap med hvor mye kraft den enkelte produsent leverer inn på nettet til enhver tid, og hvor mye den enkelte forbruker tar ut.

Dersom en forbruker skifter leverandør vil ikke dette i seg selv påvirke den fysiske kraftflyten. Derfor blir heller ikke overføringstariffen som kunden betaler påvirket, jf. kapittel 6. Det spiller for eksempel ingen rolle om han handler med en leverandør i Alta eller på Vestlandet. Kunden inngår bare en ny kontrakt der prisen og vilkårene er annerledes enn før.

For kraftprodusenten trenger det ikke være samsvar mellom hvor mye han selger til enhver tid og hvor mye han produserer. For å få høyest mulig inntekt fra produksjonen disponeres vannet i magasinene ut fra spotprisen til enhver tid og forventninger om framtidig spotpris. For å få samsvar mellom produksjon og salgsforpliktelser kan han kjøpe og selge kraft i markedet, for eksempel på kraftbørsen.

Spotprisen varierer og gjenspeiler forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene. Variasjoner i nedbør og temperatur bidrar til at spotprisen kan variere mye. Det er derfor stor økonomisk risiko knyttet til kraft. For å redusere risikoen kan produsenter, forbrukere og andre aktører i markedet inngå langsiktige kontrakter, både fysiske og finansielle.

7.2 Utenlandsforbindelsene

Overføringsforbindelsene legger grunnlaget for all krafthandel, både internt i Norge og mellom ulike land. Norge har overføringsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland og Russland. Kartet i vedlegg 4 viser disse. Overføringsforbindelsene til Finland og Russland er små, og forbindelsen til Russland brukes bare til import til Norge. Størst overføringskapasitet har vi med Sverige. Den utgjør om lag 2 500 MW. Mellom Norge og Danmark er overføringskapasiteten på 1 000 MW.

Ved maksimal kapasitetsutnyttelse er det anslått at det teoretisk kan transporteres opp mot 20 TWh i løpet av et år mellom Norge og nabolandene. Drifts- og markedsmessige forhold vil imidlertid redusere de løpende overføringsmulighetene. Muligheten til å overføre kraft mellom Norge og andre land bidrar til at forskjellene i produksjons- og forbruksmønstre i landene kan utnyttes.

Det planlegges to nye kabler, en til Tyskland og en til Nederland. Etter forutsetningene skal disse kablene være i drift i løpet av henholdsvis høsten 2004 og våren 2005. De to nye kablene vil gi en økt overføringskapasitet på 1 200 MW.

7.3 Omsetning av kraft

I kraftmarkedet skiller det ofte mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Sluttbrukermarkedet er nærmere omtalt i avsnitt 7.3.5.

Engrosmarkedet er markedet for handel mellom kraftprodusenter, nettselskap, større industri og andre større enheter. Handelen foregår bilateralt mellom ulike markedsaktører og over markedene til den nordiske elbørsen Nord Pool. Det er i dag flere foretak som megler standardiserte bilaterale kontrakter, men en økende andel omsettes over Nord Pools markeder. Bilaterale kontrakter har fortsatt den største delen av markedet.

Den fysiske handelen mellom de nordiske landene skjer over Nord Pools elspotmarked. Det kan imidlertid inngås finansielle avtaler bilateralt mellom aktørene i de ulike landene.

Kraftsektoren i Norge oppfyller alle EUs krav i el-direktivet om markedsåpning.

7.3.1 Nord Pool

Nord Pool (den nordiske elbørsen) er eid av de systemansvarlige nettselskapene i Norge og Sverige, Statnett SF (50 %) og Affärsverket Svenska Kraftnät (50%). Hovedkontoret til Nord Pool ligger i Bærum og har vel 60 ansatte. I tillegg har Nord Pool kontor i Stockholm og i Odense. I Finland er Nord Pool representert ved den finske kraftbørsen EL-EX i Helsingfors (se www.norpool.com).

Nord Pool fastsetter time for time systemprisen (elspotprisen) i det fysiske markedet for Norge, Sverige, Finland og Danmark. Systemprisen er en prisreferanse for all annen krafthandel.

Det er i dag mer enn 280 aktører som handler i ett eller flere av Nord Pools markeder. Foruten nordiske aktører handler også aktører fra Storbritannia, Tyskland, USA, Sveits, Frankrike og Nederland over børsen. Norske aktører utgjør om lag 55 prosent av Nord Pools kunder.

Nord Pool organiserer i dag fire markeder; Elspot, Eltermin, Elbas og Elopsjon. I tillegg tilbyr Nord Pool også clearing-tjenester for kraftmarkedet. Nord Pool "clearer" alle kontrakter som handles over elbørsen og tilbyr også clearing av bilaterale kontrakter. Clearing innebærer at Nord Pool trer inn i kontraktene til alle aktørene, og blir sentral juridisk motpart for alle parter. Nord Pool krever sikkerhet av partene og garanterer for oppfyllelse av kontrakten. Clearing bidrar til å minimere risikoen for kreditt- og oppgjørspå problem, for eksempel risikoen for at

selger ikke kan betale på oppgjørsdagen eller går konkurs før oppgjør. I 2000 "clearet" Nord Pool i alt 1 600 TWh.

Nord Pools markeder:

Elspot:

Elspot er markedet for omsetning av fysisk el med levering døgnet etter. Prisen fastsettes på grunnlag av aktørenes samlede kjøps- og salgsanmeldinger. Det fastsettes pris for kjøp og salg for hver time i døgnet. Systemprisen er balanseprisen for de aggregerte tilbuds- og etterspørselskurvene. Elspot er prisreferanse både for elterminmarkedet og det øvrige kraftmarkedet. Elspotmarkedet har en viktig funksjon i forhold til Statnetts utøvelse av systemansvar, dvs. å sikre balanse mellom produksjon, forbruk og utveksling med utlandet.

Eltermin:

Eltermin er et finansielt terminmarked for prissikring av handel med kraftkontrakter. Eltermin består i dag av future- og forwardkontrakter med inntil tre års tidshorison. Futurekontraktene har daglig markedsoppgjør både i handels- og leveringsperioden, mens forwardkontraktene akkumulerer resultatet av prisendringene gjennom handelsperioden og har daglig oppgjør i leveringsperioden.

Elopsjon:

Elopsjoner inngår som en del av Nord Pools finansielle marked og er et instrument for risikostyring og budsjettering av fremtidige inntekter og kostnader knyttet til handel med elktraktter. Opsjonshandel er en handelsrett man betaler for, samt forpliktelser man får betalt for. Handel med elopsjoner gir rett til kjøp og salg av et underliggende instrument. På Nord Pool kan man handle såkalte europeiske opsjoner. Opsjonene er standardiserte og er dermed definert gjennom på forhånd fastlagte vilkår. Markedet ble etablert i oktober 1999.

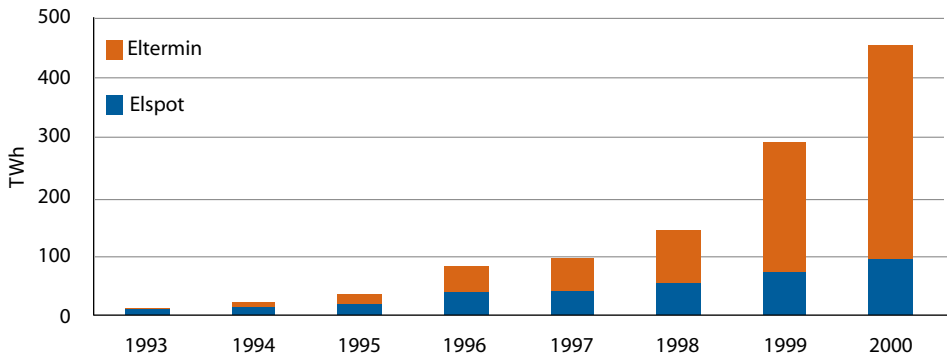
Elbas:

Elbas er et kontinuerlig fysisk marked for balansejustering, det vil si handel av el inntil to timer før selve driftstimen. Dette markedet er kun tilgjengelig for svenske og finske aktører og er i disse landene et supplement til elspot-markedet. Elbas-markedet administreres fra Helsingfors. Markedet ble etablert i mars 1999.

Omsetningen på Nord Pool har økt betydelig siden oppstarten i 1993. Fra 1999 til 2000 økte omsetningen på Nord Pools elspotmarkedet med ca. 25 prosent, terminmarkedet økte med ca. 55 prosent, mens Nord Pools clearingsvirksomhet økte med ca. 40 prosent.

Figur 7.1 viser utviklingen i elspotmarkedet og elterminmarkedet siden 1993.

Figur 7.1 Omsetning på Nord Pool 1993-2000



Kilde: Nord Pool

7.3.2 Håndtering av flaskehals i nettet

Systemprisen (Nord Pools elspotpris) fastsettes som om det ikke er overføringsbegrensninger i nettet. Overføringsbegrensninger kan imidlertid oppstå mellom to geografiske områder.

Overføringsbegrensninger, ofte kalt flaskehals i nettet, håndteres ved at det fastsettes prisområder på hver side av selve flaskehalsen. I tillegg til systemprisen fastsetter Nord Pool derfor områdepriser. I områder med produksjonsoverskudd blir områdeprisen lavere enn systemprisen, og i områder med produksjonsunderskudd blir områdeprisen høyere enn systemprisen. Områdeprisene skaper balanse mellom tilbud og etterspørsel når det er tatt hensyn til flaskehalsen.

I Norge benyttes i hovedsak prisområder for å håndtere interne flaskehals innenfor landets grenser og flaskehals på grensene mellom Sverige og Finland. Sverige og Finland bruker prisområder for å håndtere eksterne flaskehals, men motkjøp som intern flaskehals håndtering. Motkjøp innebærer at systemansvarlig betaler produsenter for å øke eller redusere produksjonen slik at det blir balanse i markedet.

Differansen mellom områdepris og systempris kalles kapasitetsledd. Kapasitetsleddet på volumet som transporteres over flaskehalsen er en inntekt for nettselskapene. De systemansvarlige i Norden deler flaskehalsinntektene som genereres i det nordiske kraftmarkedet.

7.3.3 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet er et redskap som systemansvarlig (Statnett SF) benytter for å kunne opprettholde stabil frekvens og kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk i Norge, jf. kapittel 5.4. Etter at priser og kvanta er fastlagt i elspotmarkedet, innhenter Statnett norske anmeldelser for opp- eller nedregulering. Slik regulering må skje på kort varsel, for eksempel ved plutselig utfall av produksjonsanlegg og linjer, eller ved uventede endringer i etterspørselen. Statnett utveksler også regulerkraft med de øvrige systemansvarlige i Norden. I Sverige og Finland benyttes også elbas i den kortsiktige reguleringen.

7.3.4 Konesisjon for handel med andre land

På norsk side krever all fysisk krafthandel med andre land konesisjon fra Olje- og energidepartementet. Konesisjonene benyttes for å legge til rette for en effektiv kraftutveksling. Dette innebærer at kraften eksporteres fra Norge når prisene i utlandet er høyere enn i Norge. Tilsvarende importeres kraft til Norge når prisene i Norge er høyere enn i utlandet. Dette er viktig i forhold til markedet og for systemsikkerheten i Norge.

Krafthandelen med Sverige, Finland og Danmark foregår over Nord Pools fysiske elspotmarked. I tillegg kommer Statnetts handel med regulerkraft, jf. punkt 7.3.3. Nord Pool og Statnett har konesisjon for tilrettelegging av den fysiske krafthandelen med disse landene.

Departementet har gitt konesisjon til langsiktige kraftutvekslingsavtaler mellom norske kraftprodusenter og selskaper i Tyskland og Nederland. Kraftutvekslingsavtalene omfatter hovedsakelig forpliktelser om at norske kraftprodusenter skal levere kraft på dagtid. I tillegg skal partene utveksle kraft når prisen i det norske kraftmarkedet og de marginale kostnadene ved kraftproduksjon eller børspris i utlandet tilsier det. Avtalene legger grunnlaget for å bygge to nye kabler, en til Tyskland og en til Nederland, jf. 7.2. NVE er tillagt kontroll- og tilsynsfunksjonen i forhold til overholdelse av konesisjonsvilkårene knyttet til utenlandshandelen med kraft. Et viktig mål er å oppnå en mest mulig effektiv og fleksibel kraftutveksling.

7.3.5 Sluttbrukermarkedet

Alle som kjøper kraft til eget forbruk er sluttbrukere. Små sluttbrukere kjøper vanligvis kraft via et omsetnings- eller distribusjonsselskap. Store sluttbrukere, for eksempel industri, kjøper ofte direkte på engrosmarkedet.

Den totale strømregningen er satt sammen av flere deler; kraftpris, nettleie, elavgift og merverdiavgift. For en gjennomsnittlig husholdningskunde kan en med dagens priser grovt si at kraftpris, nettleie og avgifter, hver utgjør om lag en tredel av den totale regningen.

Alle sluttbrukere må betale nettleie til det lokale distribusjonsselskapet de er tilknyttet jf. avsnitt 6.2.2. Sluttbrukere som har byttet kraftleverandør, eller som bor et sted der distribusjonsselskapet er adskilt fra omsetningsselskapet, får to regninger; en fra kraftleverandøren og en fra distribusjonsselskapet. De fleste sluttbrukere får imidlertid bare en regning hvor det er spesifisert hva som er nettleie og hva som er kraftpris, det vil si at de kjøper kraft fra det lokale distribusjonsselskapet.

I 2001 er elavgiften på 11,30 øre/kWh og merverdiavgiften er 24 prosent. Elavgiften pålegges all elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller den er importert. Industri, bergverk, og veksthusnæringen har imidlertid fullt fritak for elavgift. Husholdninger i Finnmark og i enkelte kommuner i Nord-Troms har også fritak for elavgift. Husholdninger i Nordland, Troms og Finnmark har fritak for merverdiavgift på elektrisitet.

Netteieren er pålagt å utforme regningen slik at kundene får informasjon om utviklingen i forbruket. Strømmåleren skal avleses minst fire ganger i året. Hvert kvartal skal regningen vise

forbruket for siste periode og en sammenlikning med forbruk i tidligere perioder. Hensikten er at sluttbrukerne skal bli mer bevisst sitt eget strømforbruk, og at virkningen av sparetiltak raskere skal vises på strømregningen.

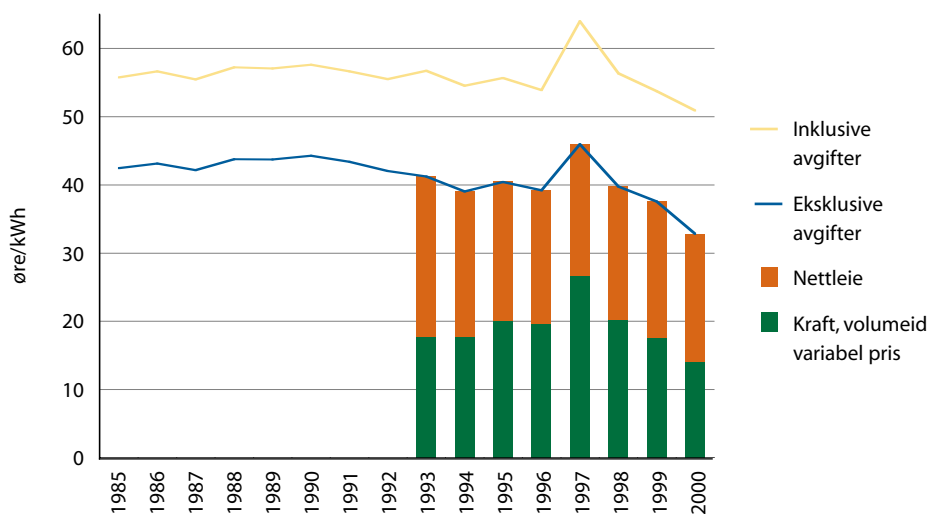
Alle sluttbrukere kan fritt velge hvilken kraftleverandør de vil benytte. Større kunder har vanligvis timesmålere og avregningen av dem vil derfor være presis. For små kunder er det en sjablonmessig avregning.

Husholdningskunder kan velge mellom ulike kontraktsformer for kjøp av kraft. Den vanligste kontrakten er variabel pris, som innebærer at leverandøren kan endre prisen etter et varsel. Per fjerde kvartal 2000 hadde om lag 85 prosent av husholdningene kontrakt med variabel pris. Fastpris, for eksempel for ett år, innebærer at leverandøren ikke kan endre prisen i løpet av kontraktsperioden, selv om det skulle bli store prisendringer i engrosmarkedet. Det fins også kontrakter basert på elspotprisen, for eksempel en kontrakt hvor prisen er 1 øre/kWh høyere enn elspotprisen.

Per fjerde kvartal 2000 hadde omtrent 13,5 prosent av husholdningskundene en annen kraftleverandør enn den dominerende i sitt område. Kraftleverandøren som er dominerende innenfor sitt eget nettområde, har i gjennomsnitt en markedsandel på om lag 86,5 prosent.

Figur 7.2. viser utviklingen i gjennomsnittlige priser for husholdninger fra 1985 og fram til 2000. I 1993 ble det innført skille mellom kraftpris og nettleie. Figuren viser også total sluttbrukerpris inkludert merverdiavgift og elavgift. Prisene til husholdninger har vært relativt stabile fra 1986 og fram til i dag. Den forholdsvis kalde vinteren 1995/96 kombinert med lite tilsig til vannmagasinene i 1996, førte imidlertid til en sterk økning i engrosprisene, som igjen ga en økning i husholdningsprisene. Prisene steg derfor fra 1996 til 1997. I perioden fra 1997 til 2000 var nedbøren over normalnivåene for alle årene, og vannkraftproduksjonen relativt stor. Dette gjenspeiler seg i en generell prisnedgang i hele perioden.

Figur 7.2 Priser på elektrisk kraft til husholdninger 1985-2000. Øre/kWh, faste 2000 kroner



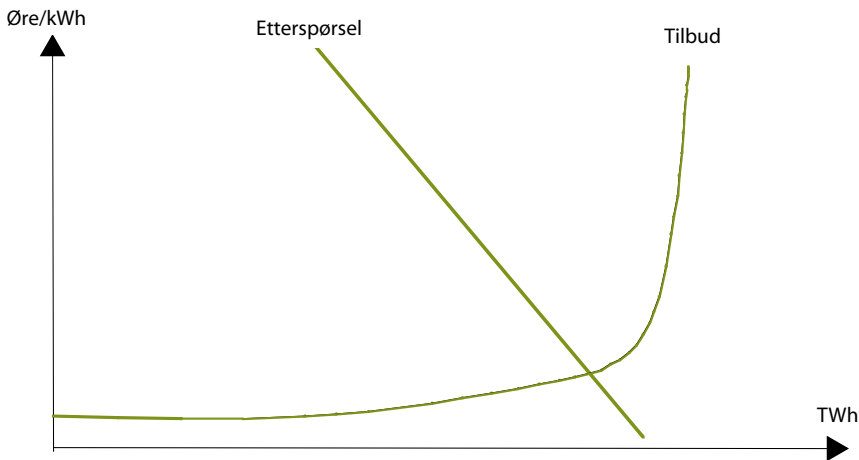
Kilde: NVE

7.4 Prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet

Kraftprisen avhenger av tilbuds- og etterspørselsforholdene i de ulike landene. Figur 7.3 viser en forenklet skisse av hvordan kostnadene ved å produsere kraft påvirker den nordiske kraftprisen. Prisen på kraft bestemmes av tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet. Den stigende kurven viser tilbudskurven for kraftkapasiteten i Norden ordnet etter stigende, kortsiktige produksjonskostnader. Den synkende kurven illustrerer etterspørselen etter kraft i Norden. Vannkraften og kjernekraften har de laveste produksjonskostnadene. For vannkraften vil nedbørmengde og tilsig til vannmagasinene være viktig for hvor stor produksjonen kan bli, og dermed også for prisen. Varmekraftverk, som kullkraft og gasskraft, har høyere produksjonskostnader. Med dagens nivå på etterspørselen er det ofte dansk kullkraft som «balanserer» markedet, og er prissettende. I år med gjennomsnittlig vannkraftproduksjon vil derfor kraftprisen i stor grad bli bestemt av kostnadene ved å produsere kullkraft. I perioder med høyere forbruksbelastning vil det være kraftverk med høyere produksjonskostnader som er prissettende, for eksempel oljekondensverk eller rene gasturbiner. Disse kraftverkene fungerer som topplastverk, og er kjennetegnet ved at de bare er i drift i kortere perioder av gangen. I figur 7.3 vil slike kraftverk ligge på den sterkt stigende delen av tilbudskurven.

På etterspørselssiden vil blant annet temperatur og generelt aktivitetsnivå i økonomien være av betydning.

Figur 7.3 Prinsippskisse: Kortsiktige variable kostnader ved kraftproduksjon i Norden, øre/kWh

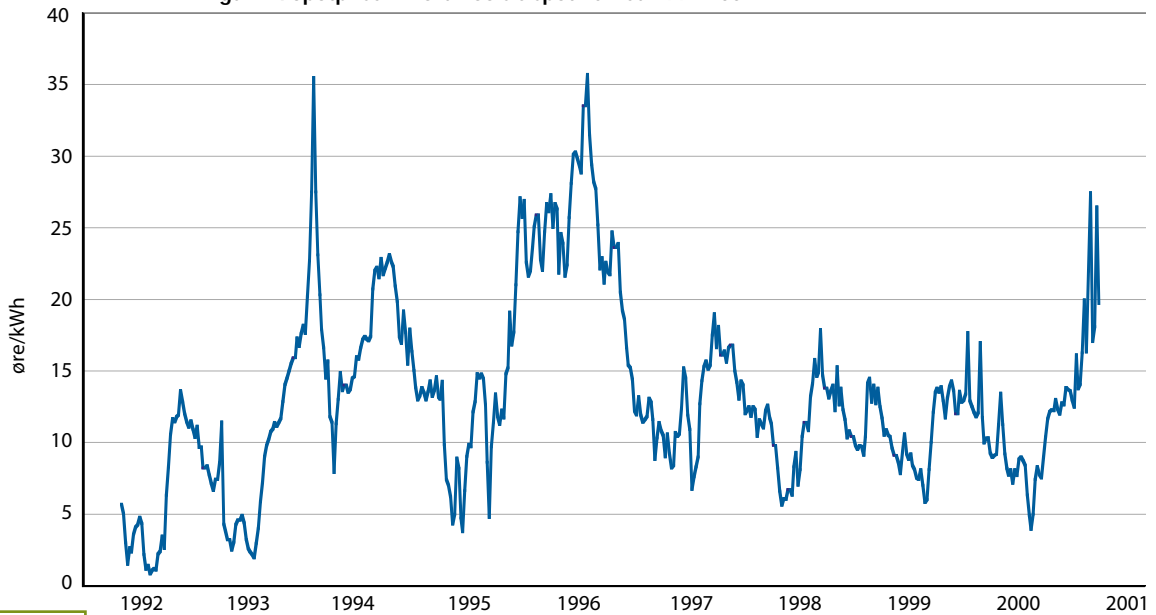


Kilde: OED

De nordiske landene kan få større utvekslingskapasitet med det øvrige europeiske kraftsystemet i årene som kommer. I 2000 åpnet den nye overføringsforbindelsen mellom Sverige og Polen, og det legges opp til at to kabler fra Norge til Tyskland og Nederland kommer på plass i 2004/05. Kostnadene for kraftproduksjonen på kontinentet vil dermed få økende betydning for prisdannelsen i Norge og Norden. Prisutviklingen i de ulike landene vil også bli bestemmende for hvordan den faktiske kraftutvekslingen blir mellom landene.

Figur 7.4 viser variasjoner i nominell elspotpris i perioden 1992-2001.

Figur 7.4 Spotpriser - Nord Pools elspotmarked 1992-2001

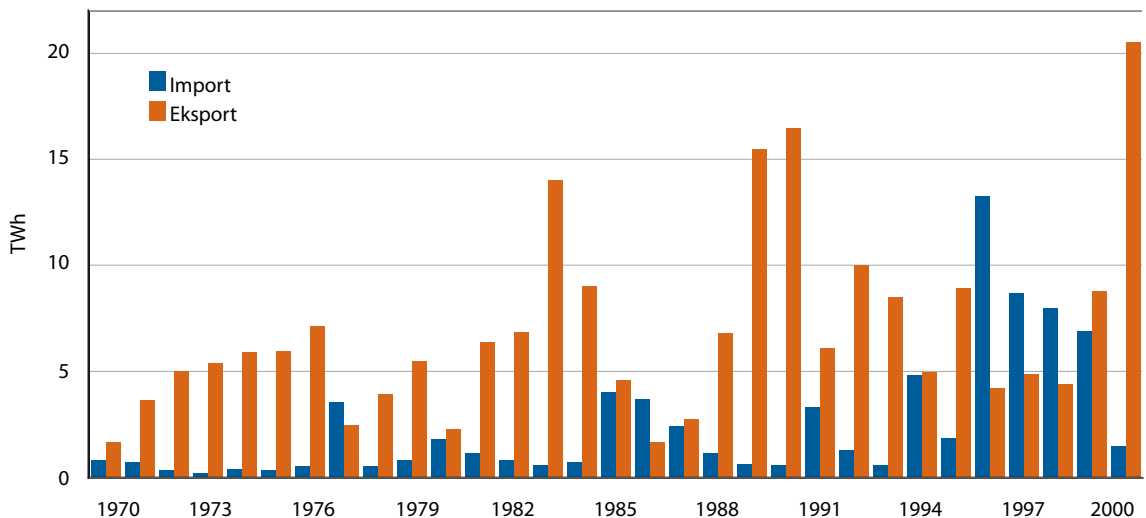


Kilde: Nord Pool

7.5 Bakgrunnen for krafthandelen mellom de nordiske landene

Norge har tradisjonelt vært netto eksportør av kraft, men var på slutten av 1990-tallet nettoimportør som følge av fortsatt vekst i forbruket og lite kraftutbygging de siste årene. Som følge av mye nedbør og stort tilsig til vannkraftverkene de siste to årene, har imidlertid Norge vært nettoeksportør. Netto eksport i 2000 var hele 19 TWh. Figur 7.5 nedenfor viser Norges import og eksport av kraft i perioden 1970-2000.

Figur 7.5 Norges import og eksport av kraft i perioden 1970-2000



Kilde: OED

Handelen med kraft mellom landene bestemmes av produksjons- og forbruksforholdene i de enkelte landene, i tillegg til omfanget av overføringsforbindelsene og vilkårene for bruk av disse. Et utgangspunkt for kraftutvekslingen er muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene mellom landene.

Kraftutvekslingen er viktig for Norge i og med at den reduserer sårbarheten for tilsigsvariasjoner og utnytter vannkraftens reguleringssevne. Gode muligheter for kraftutveksling reduserer behovet for en stor innenlandsk reservekapasitet som en sikkerhet mot tørrår.

De fleste landene som Norge har knyttet og vil knytte overføringsforbindelser til, har en kraftproduksjon som i stor grad er basert på varmekraft (kull-, olje-, gass- og kjernekraft). Dette gir normalt en stabil tilgang på energi. Muligheten til å importere kraft i tørrår fungerer som en reserve for det norske systemet. I år med gode tilsig av vann gir overføringsforbindelsene muligheter til krafteksport fra Norge. På denne bakgrunn vil mulighetene for kraftutveksling dempe prissvingningene i den norske energiforsyningen. I et lukket norsk system ville de norske elprisene vært mye mer følsomme overfor klimatiske forhold.

Kraftutvekslingen mellom Norge og utlandet utnytter fordelene ved å samkjøre vannkraft og varmekraft. I varmekraftlandene setter kapasiteten i kraftverkene rammer for hvor mye kraft som kan produseres, mens i Norge i dag er det energimengden (vannmengden i magasinene) som er den begrensende faktoren. Energikildene som kraftproduksjonen i varmekraftlandene baseres på (olje, kull, naturgass og uran), kan stort sett kan anskaffes i de mengder det er behov for, og representerer derfor ingen begrensninger for kraftproduksjonen.

I varmekraftlandene vil det være kostbart å bygge varmekraftverk som skal dekke forbruks-
topper som varer kort tid, samtidig som det er tidkrevende og kostbart å regulere produksjonen opp og ned i eksisterende varmekraftverk. På denne bakgrunn kan varmekraft gjerne levere relativt billig kraft utenom forbrukstoppene, det vil si om natten og i helgene.

De norske vannkraftverkene er dimensjonerte til å dekke forbruket når behovet er størst, og har større kapasitet enn det som er nødvendig for å dekke forbruket på dagtid innenlands. Produksjonen i vannkraftverkene kan raskt og til lave kostnader reguleres opp og ned etter svingninger i forbruket, og ved uforutsette kortsiktige endringer i krafttilgangen.

Samkjøring med varmekraftsystemet vil også redusere behovet for nye kraftverk og flerårsmagasinier i Norge. Når prisen i Norge blir tilstrekkelig høyere enn marginalkostnad ved varmekraftproduksjon, vil det lønne seg for våre naboland å eksportere kraft til Norge. Motsatt vil det lønne seg for Norge å eksportere kraft når prisen hjemme er lavere enn i nabolandene.

7.6 Kraftproduksjonen i de nordiske landene

Kraftproduksjonen i Norden var i 2000 om lag 391 TWh. Siden 1990 har kraftproduksjonen i Norden økt med 45 TWh, eller med om lag 14 prosent. Norge og Sverige har den største kraftproduksjonen av de nordiske landene.

I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft de to viktigste formene for kraftproduksjon med til sammen ca. 90 prosent av den totale elproduksjonen i landet. Den resterende delen av den svenske kraftproduksjonen blir stort sett dekket av kraftverk basert på bioenergi, gass og kull. Kraftproduksjonen i 2000 var i overkant av 140 TWh, mens bruttoforbruket var om lag 145 TWh. I Sverige har man de siste årene utviklet nesten alt av tilgjengelig produksjonskapasitet basert på oljekondensat. Den svenske regjeringen besluttet å stenge den ene av kjerneaktorene i atomkraftverket Barsebäck i 1999. Stengingen av Barsebäck 2 er foreløpig utsatt til 2003.

Dansk kraftproduksjon er i hovedsak basert på fossile brensler, særlig kull i tillegg til noe gass. Den totale produksjonen i 2000 var på ca. 34 TWh, mens bruttoforbruket var nær 35 TWh. Kraftvarmeverk, det vil si samtidig produksjon av el og varme, står for ca. 85 prosent av Danmarks kraftproduksjon. Vindkraft utgjorde i 2000 om lag 10 prosent av den danske elproduksjon. Danske forbrukere har i dag relativt høye elpriser sammenlignet med de andre nordiske landene. Dette skyldes blant annet høye avgifter på forbruket.

Finlands kraftproduksjon er sammensatt av vannkraft, kjernekraft og kraftvarme. Den totale kraftproduksjonen i 2000 var på nær 67 TWh. Kjernekraft og vannkraft står for henholdsvis 31 og 22 prosent av produksjonen. Videre står varmekraft for 47 prosent av produksjonen. Finland har kun overføringslinjer av betydning til Sverige av de nordiske landene. Finland er også importør av kraft fra Russland. Overføringslinjene mellom Russland og Finland brukes imidlertid utelukkende til import til Finland.

