

7

Kraftmarkedet

- Hvordan kraftmarkedet fungerer
- Omsetning av kraft
- Prisdannelsen
- Krafthandelen mellom landene
- Kraftproduksjonen i de nordiske landene
- Kraftbalansen



Energiloven regulerer kraftforsyningen i Norge. Energiloven legger blant annet til grunn prinsippet om en markedsbasert kraftomsetning. Tilsvarende lovgivning finnes også i Sverige, Danmark og Finland. Innenfor EU gjennomføres det nå tilsvarende kraftmarkedsreformer. Kraftsektoren i Norge oppfyller alle EUs krav i el-direktivet om markedsåpning.

Norden utgjør i dag et felles kraftmarked. Det er ingen særskilte tariffier for handel mellom landene.

7.1 Hvordan kraftmarkedet fungerer

Alle kraftprodusentene leverer kraft inn på overføringsnettet. Det er ikke mulig etterpå å skille de ulike leveranser fra hverandre. Når en forbruker slår på strømmen vet hun ikke hvor den kraften hun benytter er produsert.

Ved overføring av kraft går det energi tapt. Dette 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 dette i seg selv ikke påvirke den fysiske kraftflyten. Derfor blir heller ikke overføringstariffen som kunden betaler påvirket, jf. kapittel 6. Det spiller for eksempel ingen rolle om hun 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, jf. kapittel 7.2 om omsetning av kraft. For å få samsvar mellom produksjon og salgsforpliktelser kan han kjøpe og selge kraft i markedet, for eksempel på Nord Pool, som er den nordiske kraftbørsen.

Spotprisen varierer og gjenspeiler forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene i kraftmarkedet. 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 Omsetning av kraft

I kraftmarkedet skilles det ofte mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Sluttbrukermarkedet er nærmere omtalt i kapittel 7.2.4.

Engrosmarkedet er markedet for handel mellom kraftprodusenter, kraftleverandører, 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

kontrakter omsettes over Nord Pools markeder. Bilaterale kontrakter har fortsatt den største delen av markedet.

Den fysiske handelen mellom de nordiske landene er basert på Nord Pool Spots elspotmarked. Det inngås også finansielle avtaler bilateralt mellom aktørene i de ulike landene.

7.2.1 Nord Pool - den nordiske elbørsen

Nord Pool ASA er i dag eid av de systemansvarlige nettselskapene i Norge og Sverige, Statnett SF (50 prosent) og Affärsverket Svenska Kraftnät (50 prosent). Fra 2002 er den fysiske kraftomsetningen skilt ut i et eget datterselskap Nord Pool Spot AS.

Hovedkontoret til Nord Pool ligger i Bærum utenfor Oslo og har om lag 60 ansatte. I tillegg har Nord Pool kontor i Sverige (Stockholm) og Danmark (Odense). I Finland er Nord Pool representert ved den finske kraftbørsen EL-EX i Helsingfors. Jf. Nord Pools hjemmeside www.nordpool.no.

Nord Pool Spot fastsetter elspotprisen for hver time i det fysiske markedet for Norge, Sverige, Finland og Danmark. Elspotprisen er en prisreferanse for annen krafthandel.

Det er i dag om lag 300 aktører som handler i ett eller flere av Nord Pools markeder. Foruten nordiske aktører handler også aktører fra Storbritannia, Tyskland, USA, Sveits, Frankrike, Italia 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 minske risikoen for kreditt- og oppgjørspå problem, for eksempel risikoen for at selger ikke kan betale på oppgjørsdagen eller går konkurs før oppgjør. I 2001 foretok Nord Pool clearing for i alt 2 769 TWh.

Nord Pools markeder:

Elspot

Elspot er markedet for omsetning av fysisk elektrisitet 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. Prisene er balanseprisene 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 systemansvaret, 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 tidshorisont. 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 er et finansielt instrument for risikostyring og budsjettering av fremtidige inntekter og kostnader knyttet til handel med elkontrakter. 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.

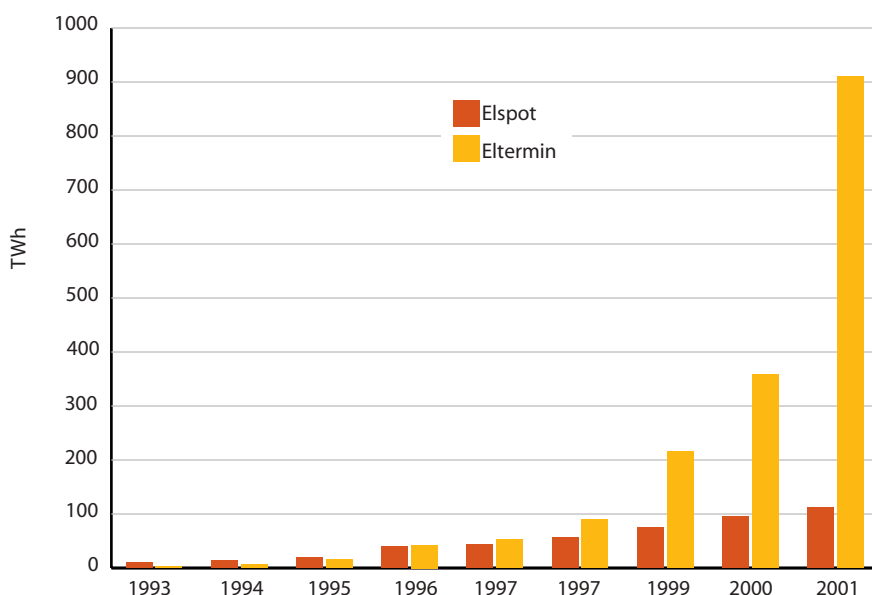
Elbas

Elbas er et kontinuerlig fysisk marked for balansejustering, dvs. handel med elektrisk kraft nærmere opp mot driftstimen enn elspot. Dette markedet er kun tilgjengelig for svenske og finske aktører og er i disse landene et supplement til elspotmarkedet og regulerkraftmarkedet, jf. kapittel 7.2.3. Elbas administreres fra Helsingfors.

Omsatt volum på Nord Pool har økt betydelig siden oppstarten i 1993. Fra 2000 til 2001 økte omsetningen på Nord Pools elspotmarkedet med ca. 15 prosent, terminmarkedet økte med ca. 155 prosent, mens Nord Pools clearingsvirksomhet økte med ca. 65 prosent.

Figur 7.1 viser utviklingen i elspotmarkedet og elterminmarkedet siden 1993.

Figur 7.1 Omsetning på Nord Pool 1993 - 2001



Kilde: Nord Pool

7.2.2 Håndtering av flaskehals i nettet

Nord Pool Spot fastsetter en systempris for hver time, hvor det ikke tas hensyn til eventuelle 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 innenfor hvert av områdene samtidig som en tar hensyn til flaskehalsen i nettet.

I Norge benyttes i hovedsak prisområder for å håndtere flaskehals innenfor landets grenser og flaskehals på grensen mot Sverige, Danmark (Jylland) og Finland. Hovedregelen i Norge er at prisområder benyttes ved store og langvarige flaskehals; ved mindre justeringer benyttes motkjøp. Sverige og Finland bruker kun prisområder for å håndtere flaskehals mot andre land, mens de bruker motkjøp ved interne flaskehals. Motkjøp innebærer at systemansvarlig betaler produsenter for å øke eller redusere produksjonen slik at det blir balanse i markedet. Danmark er delt i to prisområder, Sjælland og Jylland.

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.

7.2.3 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet (RK-markedet) er et redskap som systemansvarlig (Statnett SF) benytter for å kunne opprettholde stabil frekvens og balanse mellom produksjon og forbruk i Norge, jf. kapittel 5.4. RK-markedet åpner etter at priser og kvanta er fastlagt i elspotmarkedet. Markedet fungerer på den måten at Statnett mottar tilbud fra store produsenter og forbrukere som på kort varsel er villige til å endre sine produksjons- og/eller forbruksplaner. Statnett sikrer på denne måten at de helt opp mot og inn i selve driftstimen kan opp- eller nedregulere kraftmengden i nettet. Slik regulering skjer for eksempel ved plutselig utfall av produksjonsanlegg og linjer, eller ved uventede endringer i etterspørselen. Statnett utveksler også slik regulerkraft med de øvrige systemansvarlige i Norden. I Sverige og Finland benyttes også elbas i den kortsiktige reguleringen.

Videre inngår Statnett kontrakter om effektreserver med produsenter og større forbrukere i Norge. Kontraktene bidrar til at tilstrekkelige reserver stilles til disposisjon i regulerkraftmarkedet, og at balansen mellom produksjon og forbruk opprettholdes, selv når effektbalansen er presset, jf. kapittel 7.6. Effektreservekontraktene angir hvor mye kapasitet hver enkelt aktør stiller til disposisjon for regulering.

kraftmarkedet, hvilken tidsperiode som omfattes og hvilken pris de får for å ha den tilbudte kapasiteten stående tilgjengelig. Minstevolumet for tilbud er 25 MW innenfor angitt nettområde i angitt tidsrom, jf. kapittel 7.2.2.

Kontraktene angir derimot ikke den prisen hver enkelt tilbyder får for den energimengde som til slutt eventuelt anvendes. Prisen på denne energien fastsettes etter ordinære regler i RK-markedet og tilbyder står fritt til å fastsette sin budpris i dette markedet. Når Statnett har fastsatt hvilke tilbud i opsjonsmarkedet som skal aksepteres, får alle tilbydere med samme type tilbud (dvs. tilbud i samme nettområde og i samme tidsrom) samme pris per MW. Denne prisen settes lik høyeste aksepterte pris for denne type tilbud. Kontraktene ble første gang tatt i bruk i november 2000.

7.2.4 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. Alle sluttbrukere kan fritt velge hvilken kraftleverandør de vil benytte.

Den totale strømregningen er satt sammen av flere deler: kraftpris, nettleie, elavgift, merverdiavgift og et påslag på nettleien som er øremerket Energi-fondet (jf. kapittel 2.5). For en gjennomsnittlig husholdningskunde kan en med dagens priser rundt regnet 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. kapittel 6.2.2. Sluttbrukere som ikke har det lokale distribusjonsselskapet som kraftleverandør, eller som bor et sted der distribusjonsselskapet er adskilt fra omsetningsselskapet, får to regninger, én fra distribusjonsselskapet og én fra kraftleverandøren. De fleste sluttbrukere kjøper imidlertid kraft fra det lokale distribusjonsselskapet, og får oftest bare én regning hvor det er spesifisert hva som er nettleie og hva som er kraftpris.

I 2002 er elavgiften på 9,30 øre/kWh, påslaget på nettleien er 0,3 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. Elavgiften er inkludert i kraftprisen. 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 til husholdningskunder med et forventet årlig forbruk større enn 8 000 kWh slik at kundene får informasjon om utviklingen i forbruket. Strømmåleren skal avleses minst fire ganger i året. Hvert kvartal skal regningen for nettleien 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. Større kunder har vanligvis timesmålere og avregningen av dem vil derfor være presis. For små kunder er det en sjablonmessig avregning, men også små kunder kan velge å ha timesmålere.

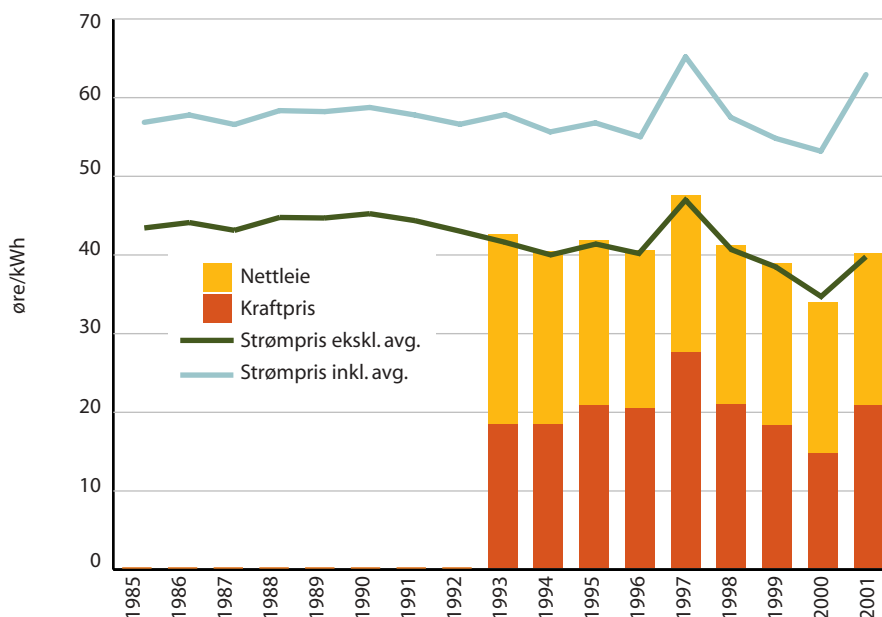
Husholdningskunder kan velge mellom ulike kontraktsformer for kjøp av kraft. Den vanligste kontrakten er variabel pris, som innebærer at leverandøren kan endre prisen etter et varsel. Per fjerde kvartal 2001 hadde om lag 68 prosent av husholdningene kontrakt med variabel pris. Stadig flere kunder velger kontrakter basert på elspotprisen, for eksempel en kontrakt hvor prisen er elspot pluss et fast påslag. Vel 17 prosent av husholdningene hadde per fjerde kvartal 2001 denne type kontrakter. De øvrige hus-

holdningskundene har ulike former for fastpriskontrakter. 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 markedet.

Per andre kvartal 2001 hadde omtrent 14 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 prosent.

Figur 7.2 viser utviklingen i gjennomsnittlige priser for husholdninger fra 1985 og fram til 2001. I 1993 ble skillet mellom kraftpris og nettleie innført. Figuren viser også total sluttbrukerpris inkludert merverdiavgift og elavgift. Prisene til husholdninger har

Figur 7.2 Priser på elektrisk kraft til husholdninger 1985 - 2001. Øre/kWh, faste 2001-kroner



Kilde: NVE

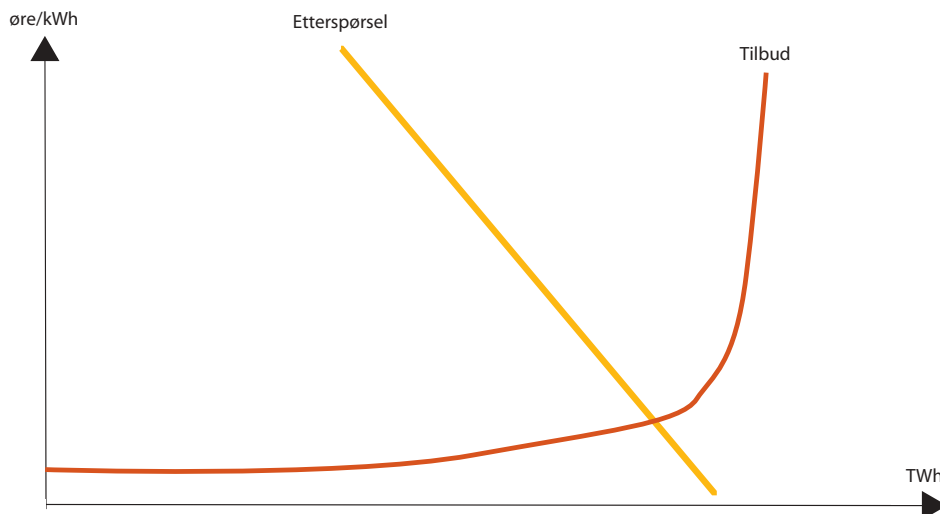
vært relativt stabile fra 1986 og fram til i dag. Den forholdsvis kalde vinteren 1995/96, kombinert med lite tilsig til vannmagasinene i 1996, førte imidlertid til en sterk økning i engrosprisene, som igjen ga en økning i husholdningsprisene. Prisene steg derfor fra 1996 til 1997. I perioden fra 1997 til 2000 var nedbøren over normalnivåene for alle årene, og vannkraftproduksjonen relativt stor. Dette gjenspeiler seg i en generell prisnedgang i hele perioden.

7.3 Prisdannelsen

Prisen på kraft bestemmes av tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet. Figur 7.3 viser en forenklet skisse av hvordan kostnadene ved å produsere kraft påvirker den nordiske kraftprisen. 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

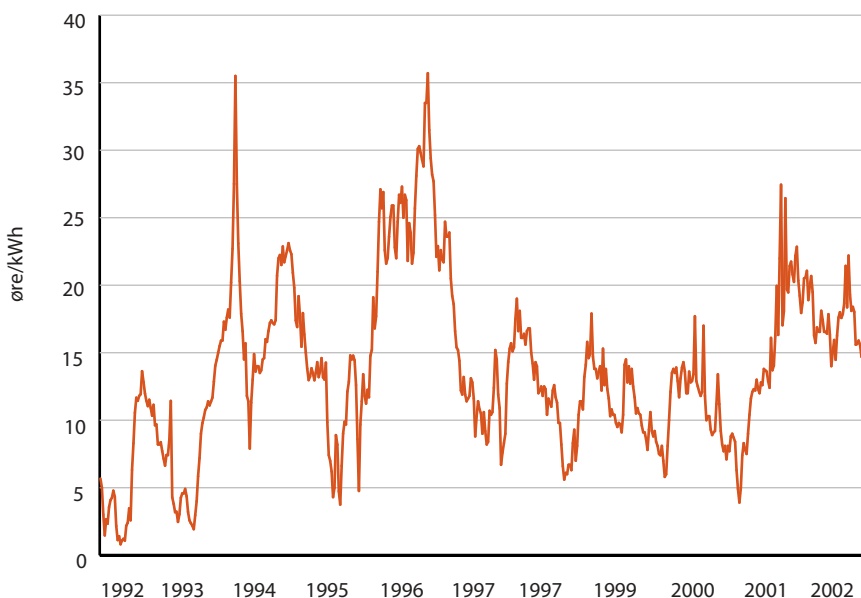
kjernekraften har de laveste produksjonskostnadene. Nedbørsmengde og tilsig til vannmagasinene setter rammer for hvor stor vannkraftproduksjonen kan bli, og er derfor viktig også for prisen. Varmekraftverk, som kullkraft og gasskraft, har høyere produksjonskostnader. Med dagens etterspørselsnivå er det ofte dansk kullkraft som balanserer markedet, og som 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 gassturbiner. Disse kraftverkene fungerer som toppplastverk, 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

Figur 7.3 Prinsippskisse: Kortsiktige variable kostnader ved kraftproduksjon i Norden



Kilde: OED

Figur 7.4 Spotpriser - Nord Pools elspotmarked 1992 - 2002



Kilde: Nord Pool

økonomien være av betydning.

Figur 7.4 viser variasjoner i nominell elspotpris i perioden 1992 - 2002.

7.4 Krafthandelen mellom landene

Norge har tradisjonelt vært netto eksportør av kraft, men har siden slutten av 1990-tallet vært nettoimportør som følge av fortsatt vekst i forbruket og lite kraftutbygging de siste årene. Som følge av mye nedbør og stort tilsig til vannkraftverkene i 1999 og 2000 var imidlertid Norge nettoeksportør. I 2001 var Norge igjen nettoimportør av kraft med 3,6 TWh. Figur 7.5 nedenfor viser Norges import og eksport av kraft i perioden 1970 - 2001.

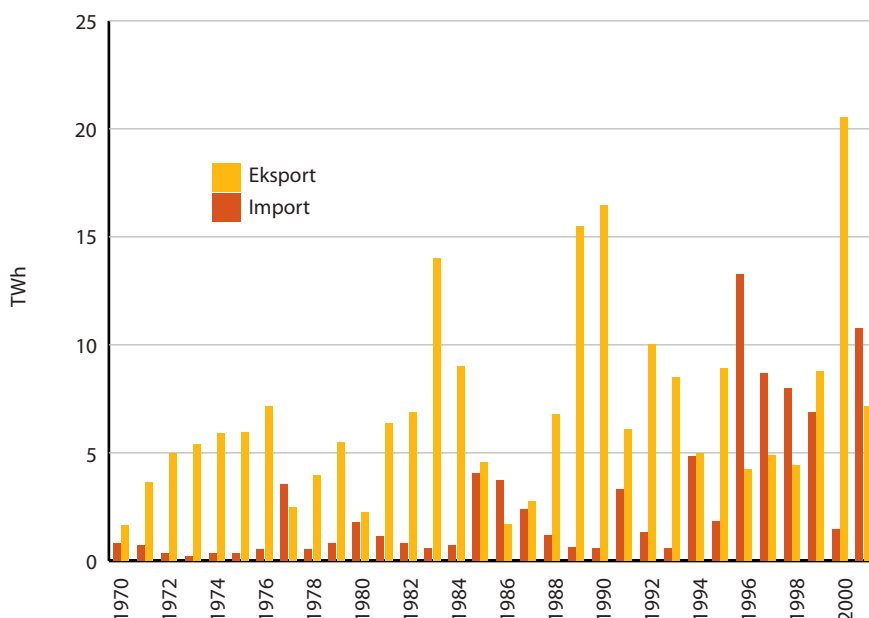
Handelen med kraft mellom landene bestemmes av produksjons- og forbruksforholdene i de enkelte landene, i tillegg til kapasiteten i overføringsforbindelsene og vilkårene for bruk av

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 reguleringsvevne. Gode muligheter for kraftutveksling reduserer behovet for en stor innenlandsk reservekapasitet som en sikkerhet mot tørrår.

De fleste landene som Norge er knyttet 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

Figur 7.5 Norges import og eksport av kraft i perioden 1970 - 2001



Kilde: OED

kraftutveksling dempe prissvingningene i den norske energiforsyningen. I et lukket norsk system ville de norske elprisene vært mye mer følsomme overfor klimatiske variasjoner.

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 anskaffes i de mengder det er behov for, og representerer derfor ingen begrensninger for kraftproduksjonen.

I varmekraftlandene er det kostbart å bygge varmekraftverk som skal dekke

forbrukstopper 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 forbrukstopperne, det vil si om natten og i helgene.

De norske vannkraftverkene har større kapasitet enn det som normalt 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 flerårsmagasinene i Norge. Når prisen i Norge blir tilstrekkelig mye 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.

Norge har overføringsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland og Russland, jf. kartet i vedlegg 3. Overføringsforbindelsene til Finland og Russland er små, og forbindelsen til Russland brukes bare i forbindelse med import til Norge. Størst overføringskapasitet har vi mot Sverige. Den utgjør om lag 3 000 MW. Mellom Norge og Danmark er overføringskapasiteten på ca. 1 000 MW. Den angitte overføringskapasiteten er den kapasiteten de ulike systemoperatørene i store deler av året legger til grunn som praktisk mulig. Ved maksimal kapasitetsutnyttelse er det imidlertid anslått at det mellom Norge og nabolandene teoretisk kun kan transporteres opp mot 20 TWh i løpet av et år. Drifts- og markedsmessige forhold vil imidlertid redusere de løpende overføringsmulighetene.

Normalt legges det til grunn en overføringskapasitet fra Sverige til Danmark på om lag 1 950 MW, mens kapasiteten fra Danmark til Sverige normalt ligger om lag 400 MW høyere. Overføringskapasiteten fra Sverige til Finland er på i overkant av 2 000 MW, mens kapasiteten fra Finland til Sverige er på om lag 1 500 MW. Årsaken til at det er ulik overføringskapasitet inn og ut av et land skyldes interne produksjons-, overførings- og forbruksforhold i hvert enkelt land.

Kartet viser også overføringskapasiteten ut av Nordel-området, dvs. kapa-

siteten mellom de nordiske landene og tilgrensende naboland. Som vist er det overføringskapasitet til Tyskland, Polen og Russland.

7.5 Kraftproduksjonen i de nordiske landene

Kraftproduksjonen i Norden var i 2001 om lag 390 TWh. Siden 1990 har kraftproduksjonen i Norden økt med 44 TWh, eller med om lag 14 prosent. Norge og Sverige har den største kraftproduksjonen i de nordiske landene.

I Sverige utgjør vannkraft og kjernekraft de to viktigste energikildene ved kraftproduksjon. Til sammen står de for ca. 90 prosent av den totale elektrisitetsproduksjonen i landet. Den resterende delen av den svenske kraftproduksjonen blir stort sett dekket av kraftverk basert på bioenergi, gass og kull. Kraftproduksjonen i 2001 var i overkant av 156 TWh, mens bruttoforbruket var om lag 149 TWh. I Sverige har man de siste årene avviklet nesten alt av tilgjengelig produksjonskapasitet basert på oljekondensat. Den svenske regjeringen besluttet å stenge den ene av kjernereaktorene i atomkraftverket Barsebäck i 1999.

Dansk kraftproduksjon er i hovedsak basert på fossile brenslere, særlig kull og i tillegg noe gass. Den totale produksjonen i 2001 var på ca. 33 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 2001 om lag 10 prosent av den danske elproduksjon. Danske forbrukere har i dag relativt høye elpriser sammenlig-

net med de andre nordiske landene. Dette skyldes blant annet høye avgifter på elforbruket.

Finlands kraftproduksjon er sammensatt av vannkraft, kjernekraft og kraftvarme. Den totale kraftproduksjonen i 2001 var på nær 72 TWh. Kjernekraft og vannkraft står for henholdsvis 31 og 22 prosent av produksjonen. Videre står varmekraft for 47 prosent av produksjonen. Det finske kraftforbruket var på 82 TWh i 2001. Hoveddelen av den finske nettoimporten kom fra Russland. Resten ble i all hovedsak importert fra Sverige, som er det eneste nordiske landet med betydelig overføringskapasitet mot Finland.

7.6 Kraftbalansen

I kraftmarkedet vil innenlandsk produksjon av elektrisitet og import i et år være lik innenlandsk forbruk og eksport. Netto eksport (eksport minus import) gir uttrykk for kraftbalansen. Nettoeksporten vil også gi et uttrykk for forholdet mellom innenlandsk produksjon og innenlandsk forbruk. I vurderingen av kraftbalansen ser en ofte på forholdet mellom normalårsproduksjonen (produksjonen i et år med normalt tilsig til kraftmagasinene) og innenlandsk forbruk.

Utviklingen i kraftbalansen er særlig viktig i forhold til forsyningssikkerheten. Dette har sin bakgrunn i at vannkraften står for nær all elektrisitetsproduksjon i Norge. I andre land er elektrisitetsproduksjonen i stor grad basert på fossilt brensel og kjernekraft. Den dominerende rollen til vannkraften gjør at den norske elektrisitetsproduksjonen varierer mye fra år til år på grunn av variasjonene i nedbøren,

jf. figur 2.4. Dette gjør også at elektrisitetsforsyningen er sårbar for såkalte tørrår, dvs. år eller perioder med vesentlig mindre nedbør enn normalt.

Det har i mange år vært liten kapasitetsøkning i elektrisitetsforsyningen. Det gjelder både i kraftverkene og i overføringsnettet. Veksten har i tillegg vært avtakende. Produksjonskapasiteten har i løpet av de siste ti årene samlet sett økt med 3,5 TWh/år. Den lave økningen i produksjonsevnen er et resultat av lave og fallende investeringer, jf. figur 2.6 som viser utviklingen i bruttoinvesteringer i kraftverk og overføringsnett i elektrisitetsforsyningen.

Samtidig med at det har vært liten økning i produksjonskapasiteten, har veksten i elektrisitetsforbruket holdt fram. Således har forbruket av elektrisitet samlet sett økt med 17,1 TWh/år i løpet av de siste ti årene. Økningen har variert noe fra år til år bl.a. på grunn av temperatur- og konjunkturvariasjoner og svingninger i elektrisitetsprisen. Over tid har likevel økningen vært relativt jevn.

Den lave økningen i produksjonskapasiteten i forhold til veksten i forbruket av elektrisitet har ført til at Norge har gått over fra å være netto krafteksportør til å bli netto kraftimportør i år med normal nedbør og temperaturkorrigert forbruk. For 2001 er underskuddet beregnet til 6 – 7 TWh. Utviklingen gjennom de senere årene har ført til at kraftforsyningen har blitt mer sårbar for tørrår. Situasjoner med kortvarige topper i bruken av elektrisitet (effektbalansen) har også blitt hyppigere, og situasjonen er til tider presset.

Kraft- og effektbalanse

I et kraftmarked må det alltid være balanse mellom kraften som sendes inn på kraftnettet - krafttilgangen - og kraften som blir tatt ut - forbruket.

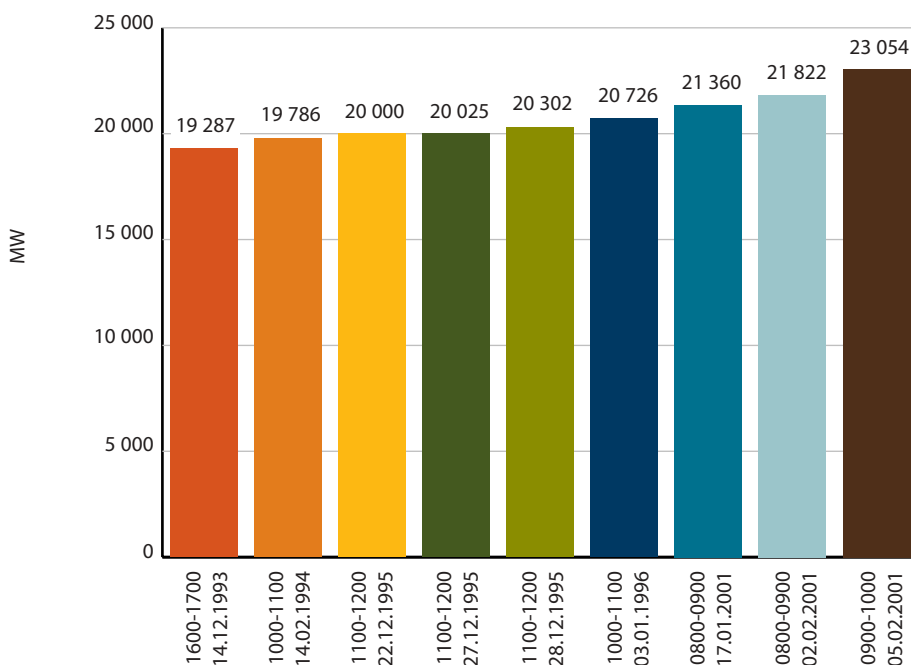
Kraftbalansen innenlands er definert som forholdet mellom produksjon og samlet forbruk av kraft over et år. I vurderinger av kraftbalansen ser en ofte på forholdet mellom forbruket og normalårsproduksjonen (produksjonen i et år med normal nedbør).

I år med høyt tilsig til vannkraftverkene i Norge, vil en ofte ha større innenlandsk produksjon av kraft enn bruk. I år med lavt tilsig, vil situasjonen være motsatt. Overføringsforbindelsene med utlandet bidrar til at forbruket blir mindre påvirket av svingningene i den innenlandske produksjonen.

Effektbalansen gir forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på et konkret tidspunkt. Utviklingen i kraft- og effektbalansen henger sammen. En gradvis strammere kraftbalanse som følge av liten tilgang på ny produksjonskapasitet, øker også faren for å komme i kortvarige pressede situasjoner.

I løpet av de siste årene er det stadig satt nye rekorder i strømmuttaket uten at produksjons- og overføringskapasiteten har økt i særlig grad. Dette betyr at effektbalansen har blitt strammere. Siste rekord ble satt om morgenen den 5. februar 2001. Forbruket var oppe i 23 054 MW mellom klokka 9 og 10, jf. figur 7.6.

Figur 7.6 Effekttopper. Utviklingen i det høyeste målte forbruk i løpet av en time



Kilde: Statnett

