

7

Kraftmarkedet

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

Energiloven regulerer kraftforsyningen i Norge. Energiloven legger blant annet til grunn prinsippet om markedsbasert kraftomsetning. Tilsvarende lovgivning finnes også i Sverige, Danmark og Finland og i de andre EU-landene. Norden utgjør i dag et felles kraftmarked, og det nordiske markedet er tilknyttet Russland, Tyskland og Polen.

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 kan han derfor ikke vite hvor den kraften han benytter er produsert.

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, hensyntatt 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 kraftleverandør vil dette i seg selv ikke påvirke den fysiske kraftflyten i nettet. Derfor blir heller ikke overføringstarriffen (nettleien) som kunden betaler påvirket, jf. kapittel 6. Det spiller for eksempel ingen rolle om forbrukeren kjøper kraft fra en kraftleverandør i Alta eller på Vestlandet. Kunden inngår bare en ny kontrakt der prisen og vilkårene kan være annerledes enn før.

For kraftprodusenten trenger det ikke være samsvar mellom hvor mye han selger direkte til kunder 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 produsenten kjøpe og selge kraft i markedet, for eksempel på den nordiske kraftbørsen Nord Pool.

Spotprisen varierer og gjenspeiler forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene i det nordiske 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. Husholdninger kan for eksempel inngå fastpriskontrakter.

7.2 Omsetning av kraft

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

Engrosmarkedet omfatter 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 elspotmarkedet. Det inngås også finansielle avtaler bilateralt mellom aktørene i de ulike landene.

7.2.1 Nord Pool – den nordiske elbørsen

Nord Pool Gruppen – den nordiske elbørsen – driver handel og clearing av fysiske og finansielle kraftkontrakter i

Norden. Det er i dag om lag 370 aktører som handler i ett eller flere av Nord Pools markeder.

Nord Pool Gruppen består av selskapene i Nord Pool konsernet og tilknyttede selskaper. I Nord Pool konsernet inngår morselskapet Nord Pool ASA og de heleide datterselskapene Nord Pool Clearing ASA og Nord Pool Consulting AS. Nord Pool ASA er eid av de systemansvarlige nettselskapene i Norge (Statnett SF) og Sverige (Affärsverket Svenska Kraftnät) med 50 prosent hver. Nord Pool konsernet har sitt hovedkontor i Oslo med virksomhet både i Stockholm, Helsinki og Fredericia (Danmark).

I Nord Pool Gruppen inngår i tillegg det heleide selskapet Nord Pool Spot AS. Nord Pool Spot eies av alle de systemansvarlige nettselskapene i Norden i tillegg til Nord Pool ASA som har en eierandel på 20 prosent. 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.

Nord Pool Gruppen har også eierinteresser i den tyske kraftbørsen EEX (European Energy Exchange), samt et driftssamarbeid for IT-system med den franske kraftbørsen Powernext.

Nord Pool Gruppen har omtrent 96 ansatte, og det ble i 2004 handlet og cleared kontrakter over kraftbørsen til en verdi på 389 milliarder kroner.

Nord Pools produkter deles inn i tre hovedkategorier: fysisk marked, finansielt marked og clearing.

Fysisk marked

Elspot er et felles nordisk marked for handel med fysiske kraftkontrakter for levering neste døgn time for time. Prisen fastsettes på grunnlag av aktørenes samlede kjøps- og salgsmeldinger. Spotmarkedet er grunnlaget for de systemansvarlige nettselskaperens ba-

lansering av kraftflyten mellom landene i Norden.

Systemprisen i elspotmarkedet fungerer som referansepris for prissetting av den finansielle krafthandelen i Norden. Systemprisen gjenspeiler produksjons- og forbruksforholdene i Norden. Områdeprisene tar i tillegg hensyn til eventuelle flaskehalsen i overføringsnettene i Norden, jf. kapittel 7.2.2.

Aktørene på Nord Pools spotmarked er foruten kraftprodusenter og industrien også distribusjonsselskaper, strømleverandører og kraftmeglere.

Elbas er et fysisk justermarked for handel i Sverige, Finland og Øst-Danmark, med timekontrakter som handles kontinuerlig hele døgnet. Kontraktene tas opp til notering etter at handelen i elspot for neste døgn er avsluttet, og kontraktene kan handles inntil en time før levering starter. Elbas administreres av Nord Pool Finland.

Finansielt marked

Nord Pool tilbyr handel i terminkontrakter og oppgjør til børsmedlemmer i det finansielle markedet. Dette er finansielle kraftkontrakter som benyttes ved prissikring og risikostyring av handel med elektrisk kraft. Kontraktene kan handles inntil fire år frem i tid, fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år. Futurekontraktene har daglig markedsoppgjør både i handels- og leveringsperioden, mens forwardkontraktene akkumulerer resultatet av prisendringene gjennom handelsperioden og har daglig oppgjør i leveringsperioden.

Differansekontrakter (CfD) gir mulighet til justering og sikring av porteføljer med tanke på prisforskjeller mellom systemprisen og de enkelte områdeprisene i elspot.

Nord Pools opsjonskontrakter er europeiske opsjoner med terminkontrakter som underliggende produkt.

Clearing

Clearing innebærer at Nord Pool Clearing trer inn som kontraktmøtpart i finansielle kraftkontrakter. Gjennom daglig sikkerhetsstillelse for deknin-gen av fremtidige oppgjør, reduseres den finansielle risikoen for de som har inngått kontraktene. Nord Pool trer automatisk inn i alle kontrakter som handles på elbørsen. I tillegg tilbyr Nord Pool Clearing også clearing av standardiserte kontrakter som er hand-let utenfor elbørsen.

Nord Pools omsetning i 2004

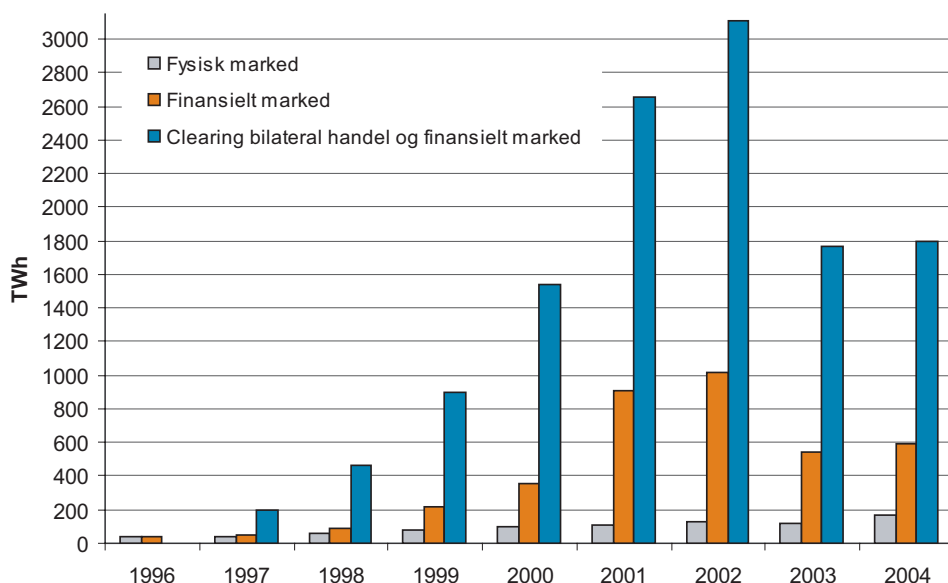
Etter et lavt volum i det fysiske mar-kedet i 2003 som følge av den knappe kraftsituasjonen vinteren 2002-2003, økte omsatt volum i det fysiske mar-kedet fra 2003 til 2004 med om lag 41 prosent. Omsatt volum for 2004 og 2003 var henholdsvis 167 og 119 TWh. Verdien på omsatt volum i det fysiske markedet steg med om lag 10 prosent

fra 2003 til 2004, og hadde en verdi på om lag 39 milliarder kroner i 2004.

Fra 2003 til 2004 økte det omsatte volumet i det finansielle markedet med om lag 8 prosent. Omsatt volum for 2004 og 2003 var henholdsvis 590 og 545 TWh. Verdien av omsatt volum i det finansielle markedet økte fra 139 milliarder kroner i 2003 til 149 milliarder kroner i 2004.

Clearing, både av bilateral handel og finansielt marked, har hatt en betydelig økning de senere år, og etter en reduksjon i 2003 opplevde clearingvirksomheten igjen en svak økning målt i volum i 2004 på om lag 2 prosent i forhold til 2003. Totalt cleared volum i 2004 og 2003 utgjorde henholdsvis 1 797 og 1 764 TWh, tilsvarende verdier på henholdsvis for 350 og 369 milliarder kroner.

Figur 7.1 viser utviklingen i det fysiske og finansielle markedet, samt clearing siden 1996.



Figur 7.1 Omsetning på Nord Pool 1996 - 2004

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 det nordiske nettet. Overføringsbegrensninger kan imidlertid oppstå mellom geografiske områder.

Overføringsbegrensninger i det nordiske overføringsnettet, ofte kalt flaskehals, 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, mens det ved mindre og kortvarige flaskehals benyttes motkjøp. Ved flaskehals internt vil Norge normalt være inndelt i to prisområder; grovt sett sør og nord for Dovre. 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. Flaskehalsinntektene inngår som en del av sentralnettets inntekter, og bidrar således til å redusere tariffene for brukerne av nettet, jf. kapittel 6.2.1.

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 ved at Statnett mottar og har mulighet til å benytte tilbud fra 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 utfall av produksjon eller forbruk, til håndtering av overføringsbegrensninger eller ved uventede endringer i etterspørselen. Statnett utveksler slik regulerkraft med de øvrige systemansvarlige i Norden. Felles Nordisk regulerkraftliste ble etablert i 2002. Statnett og Svenska Kraftnät har sammen ansvaret for balansereguleringen i Norden. I Sverige, Finland og Øst-Danmark benyttes også elbas i den kortsiktige reguleringen.

Statnett inngår også kontrakter om effektreserver med produsenter og større forbrukere i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Kontraktene bidrar til at tilstrekkelige reserver stilles til disposisjon i regulerkraftmarkedet, slik at balansen mellom produksjon og forbruk kan opprettholdes, selv når effektbalansen er presset. Effektreservekontraktene angir hvor mye kapasitet hver enkelt aktør stiller til disposisjon for regulerkraftmarkedet, hvilken tids-

periode 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, det vil si 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

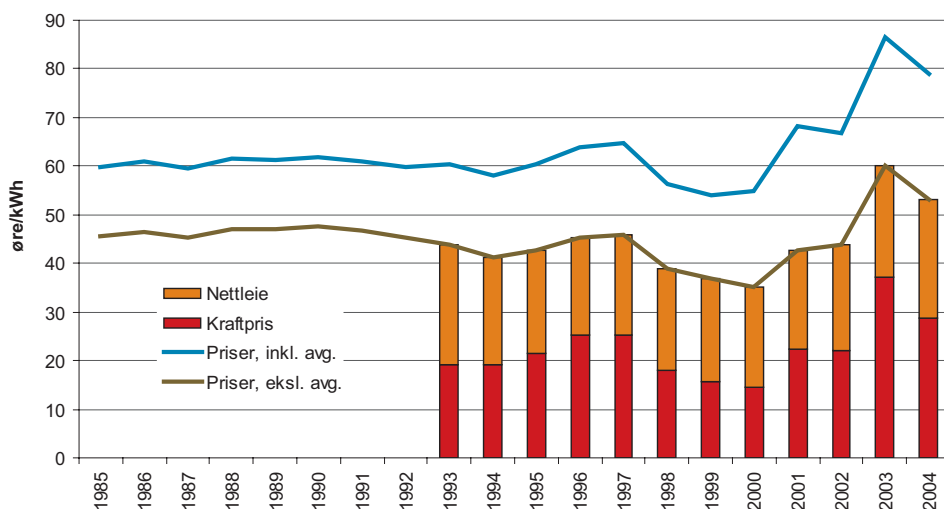
Alle som kjøper kraft til eget forbruk er sluttbrukere. Små sluttbrukere kjøper vanligvis kraft fra kraftleverandørselskaper. Store sluttbrukere, for

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, betaling for overføring av kraften, forbruksavgift (elavgift), merverdiavgift og et påslag som er øremerket Energifondet, jf. kapittel 2.5.

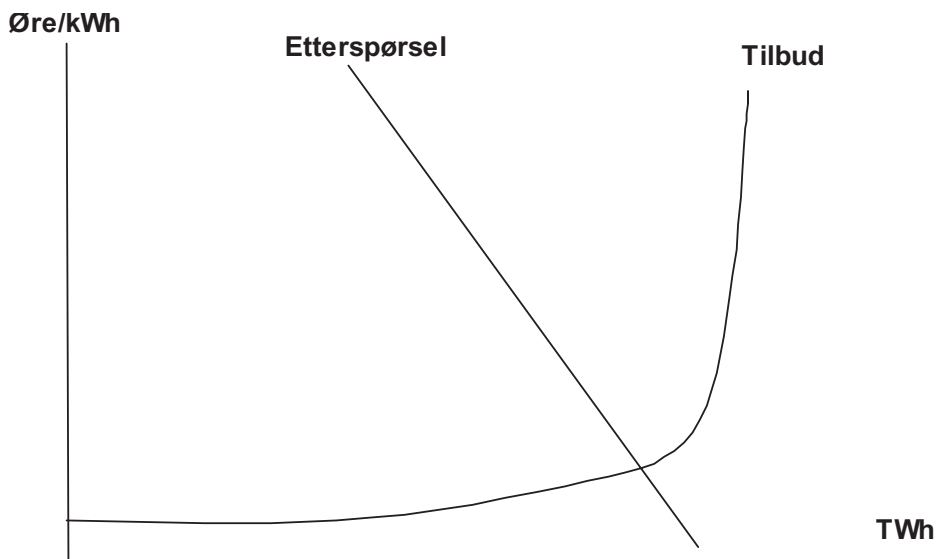
Alle sluttbrukere må betale nettleie til det lokale nettselskapet de er tilknyttet, jf. kapittel 6.2.2. Dersom nettjenesten og kraftleveransen ikke utføres av ett selskap og utføres av selskaper som ikke er innenfor samme konsern, får sluttbrukerne normalt to regninger, altså én fra nettselskapet og én fra kraftleverandøren. De fleste sluttbrukere kjøper imidlertid kraft fra selskap som har begge funksjoner eller fra konsern som både innehar nettvirksomheten og kraftleveransen og får da oftest bare én regning hvor det er spesifisert hva som er nettleie og hva som er kraftpris.

En forbruksavgift (el-avgift) blir pålagt elektrisk kraft som forbrukes i



Figur 7.2 Priser på elektrisk kraft til husholdninger 1985 - 2004. Øre/kWh, faste 2004-kroner

Kilde: NVE



Figur 7.3 Prinsippskisse: kortsiktige variable kostnader ved kraftproduksjon i Norden

Kilde: OED

Norge, enten den er produsert innenlands eller importert. I 2005 er forbruksavgiften 9,88 øre/kWh og betales fra og med 2004 sammen med nettleien, jf. omtale av skatter og avgifter i kapittel 2.5.

Større kunder har vanligvis timesmålere og avregningen av dem vil derfor være presis. Fra 2005 skal alle forbrukere med årlig forbruk større enn 100 000 kWh ha timesmålere. For små kunder er det en sjablonmessig avregning, men også små kunder kan velge å ha timesmålere.

Husholdningskunder, som andre forbrukere, kan velge mellom ulike kontraktsformer for kjøp av kraft. De vanligste kontraktene for husholdningene har priser som varierer etter markedsforholdene. Per fjerde kvartal 2004 hadde 65,6 prosent av husholdningene kontrakt med variabel pris, som innebærer at kraftleverandøren kan endre prisen. 14,4 prosent av husholdningene hadde per fjerde kvartal 2004 kontrakter basert på elspotprisen, som

for eksempel er en kontrakt hvor prisen er elspot (børspris) pluss et fast påslag. De øvrige husholdningskundene har ulike former for fastpriskontrakter. Fastpris, for eksempel for ett år, innebærer at kraftleverandøren ikke kan endre prisen i løpet av kontraktsperioden, selv om det skulle bli prisendringer i markedet. Per fjerde kvartal 2004 hadde 20,1 prosent av husholdningskundene slike kontrakter.

Per fjerde kvartal 2004 hadde om lag 23,5 prosent av husholdningskundene, inkludert hytter og fritidsboliger, en annen kraftleverandør enn den dominerende i sitt område.

Figur 7.2 viser utviklingen i gjennomsnittlige priser for husholdninger i perioden 1985-2004. I 1993 ble skillet mellom kraftpris og nettleie innført. Figuren viser også total sluttbrukerpris inkludert merverdiavgift, forbruksavgift (el-avgift) og avgift til Energifondet. Prisene til husholdninger har vært relativt stabile fra 1985 og fram til 2002. Den forholdsvis kalde vinteren



Figur 7.4 Spotpriser – Nord Pools elspotmarkedet 1994 - 2005

Kilde: Nord Pool

1995/96, kombinert med lite tilsig til vannmagasinene i 1996, førte imidlertid til en markert økning i engrosprisene, som igjen ga en økning i husholdningsprisene. Prisene steg derfor for årene 1996 og 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. Høsten 2002 var det en betydelig svikt i tilsigene til vannmagasinene. Dette medførte en betydelig økning i husholdningsprisene for mange i starten av 2003. Kraftprisene gikk en del ned igjen i løpet av 2003, blant annet som følge av en mer normal magasinbeholdning igjen. Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden i norske vannmagasiner 14,8 prosent lavere enn normalt for årstiden, mens magasinene på slutten av året kom opp på et normalt nivå. Husholdningsprisene var relativt stabile i 2004.

7.3 Prisdannelsen

Prisen på kraft bestemmes i hovedsak av tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet, og til en viss grad av kraftbalansen i landene utenfor Norden. Figur 7.3 viser en forenklet skisse av hvordan kostnadene ved å produsere kraft i Norden påvirker kraftprisen. Den stigende kurven viser tilbudskurven for kapasiteten i Norden ordnet etter stigende kortsiktig produksjonskostnad. 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 for samlet produksjonspotensial og for prisen. Varmekraftverk, som kullkraft og gasskraft, har høyere produksjonskostnader. Med dagens etterspørselsnivå er det ofte 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 kjenne-tegnet 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 7.4 viser variasjoner i nominell elspotpris i perioden 1992–2005.

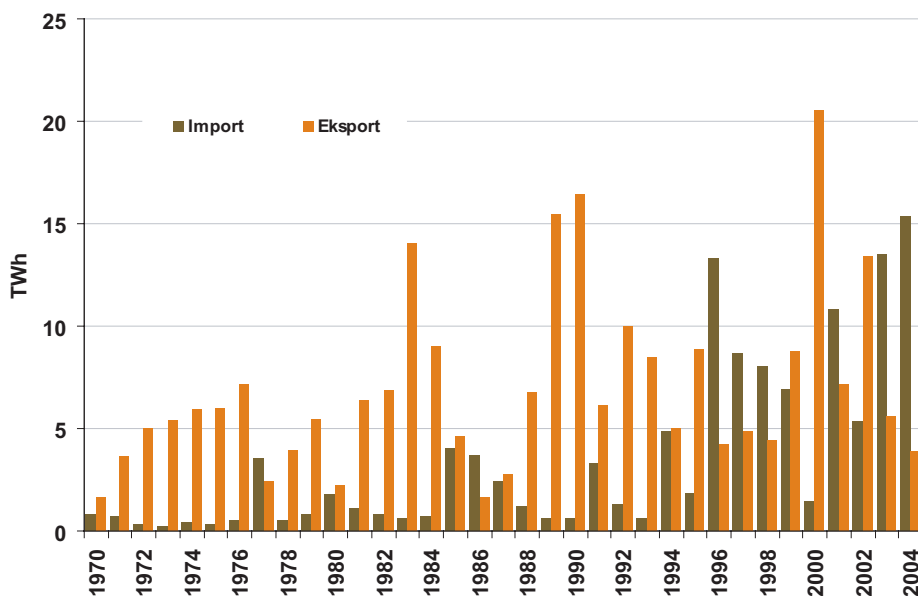
7.4 Krafthandelen mellom landene

Norge har tradisjonelt vært nettoeksportør av kraft, men har siden slutten av 1990-tallet vært nettoimportør som

følge av fortsatt vekst i forbruket og lite kraftutbygging de siste årene. I enkelte år kan imidlertid mye nedbør og stort tilsig til vannkraftverkene bidra til at eksporten av kraft fra Norge blir større enn importen. I 2002 var nettoeksporten av kraft for eksempel 9,7 TWh, mens det i 2003 var nettoimport på 7,8 TWh. I 2004 ble nettoimporten til Norge 11,5 TWh. Figur 7.5 viser Norges import og eksport av kraft i perioden 1970 - 2004.

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 reguleringssevne. Gode



Figur 7.5 Norges import og eksport av kraft i perioden 1970 - 2004

Kilde: OED

muligheter for kraftutveksling moderer 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, som omfatter 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 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 energimengden i form av vannmengden i magasinene 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 forbrukstoppene, 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 flerårsmagasiner 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 3 600 MW, men kapasiteten fra Sverige til Norge er noe mindre. Mellom Norge og Danmark er overføringskapasiteten på om lag 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 2 000 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.

Statnett og det nederlandske systemansvarlige nettselskapet TenneT skal bygge en kabel for kraftutveksling mellom Norge og Nederland. Kabelen, som har en kapasitet på om lag 700 MW, vil øke overføringskapasiteten mellom Norge og utlandet med rundt 20 prosent. Kabelen skal etter planen settes i drift ved årsskiftet 2007/2008.

Kartet viser også overføringskapasiteten ut av Nordel-området, det vil si kapasiteten 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 2004 om lag 382 TWh. Dette er en økning på 3,6 prosent fra året før. 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 om lag 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 2004 var i overkant av 147 TWh, mens bruttoforbruket var om lag 145 TWh. I Sverige



har man de siste årene avviklet nesten alt av tilgjengelig produksjonskapasitet basert på oljekondensat. Den svenske regjeringen har besluttet å stenge ned atomkraftverk, blant annet i Barsebäck. Det planlegges imidlertid også ny produksjonskapasitet, blant annet to nye varmekraftverk basert på naturgass i Göteborg og Malmö.

Dansk kraftproduksjon er i hovedsak basert på fossile brenslers, særlig kull og i tillegg noe gass. Den totale produksjonen i 2004 var på i overkant av 40 TWh, mens bruttoforbruket var 35,5 TWh. Kraftvarmeverk, det vil si samtidig produksjon av el og varme, står for om lag 85 prosent av Danmarks kraftproduksjon. Vindkraft utgjorde i 2004 om lag 18,5 prosent av den danske

elproduksjonen. Danske forbrukere har i dag relativt høye elpriser sammenlignet 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 2004 var på nær 82 TWh. Varmekraft sto for 55 prosent av produksjonen, kjernekraft utgjorde 27 prosent, mens fornybare energikilder som vind og vann sto for 18 prosent. Det finske kraftforbruket var på 87 TWh i 2004. 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.

