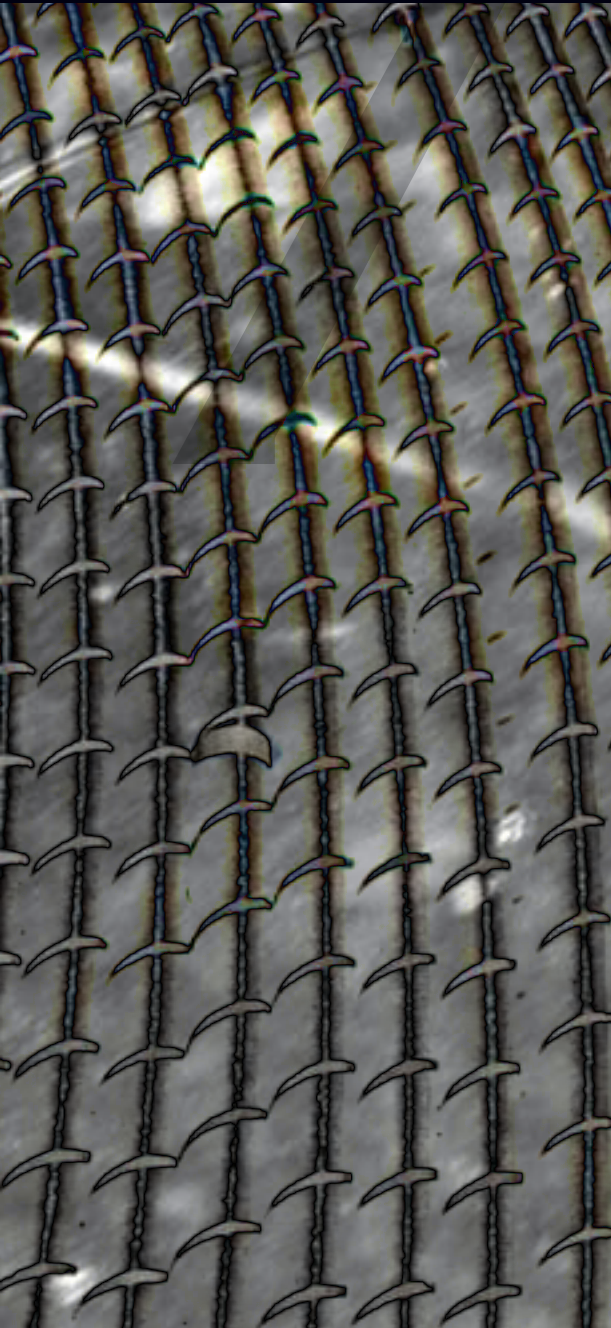




# 7: Kraftmarkedet



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 og i de andre EU-landene. Norden utgjør i dag et felles kraftmarked, og det nordiske markedet er tilknyttet Russland, Tyskland, Nederland, Estland 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, når det tas hensyn til 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.

Når en forbruker skifter kraftleverandør vil dette i seg selv ikke påvirke den fysiske kraftflyten i nettet. Derfor blir heller ikke overføringsstariffen (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 produk-

sjonen 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.

Nord Pool-gruppen består både en handelsplass for fysiske kraftkontrakter (Nord Pool Spot AS), og en handelsplass for rent finansielle kraftkontrakter (Nord Pool ASA). I sistnevnte selskap inngår også de heleide datterselskapene Nord Pool Clearing og Nord Pool Consulting, se kapittel 7.2.1.

Markedsprisen for kraft 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 krafthandel.

For å redusere risikoen kan produsenter, forbrukere og andre aktører i markedet inngå langsiktige finansielle kontrakter for å redusere risikoen for prisvariasjoner. Husholdninger kan for eksempel inngå fastpriskontrakter med sine strømleverandører. Produsenter (og store forbrukere) kan enten inngå bilaterale avtaler eller handle finansielle langsiktige kontrakter gjennom Nord Pool.

## 7.2. Omsetning av kraft

Det er kun store aktører i kraftmarkedet som handler direkte på kraftbørsen Nord Pool eller gjennom bilaterale kraftkontrakter. Disse aktørene omfatter kraftprodusenter, kraftleverandører, tradere, meglere, større industri og andre større enheter. Transaksjonskostnader forbundet med slik handel gjør at det ikke vil være lønnsomt for mindre forbrukere. Når det





gjelder fysiske kraftkontrakter omsettes nesten 70 prosent av forbruket i Norden gjennom Nord Pool Spot AS. Resten handles gjennom bilaterale avtaler. En økende andel kontrakter i det finansielle markedet omsettes over Nord Pool ASA, men bilaterale kontrakter har fortsatt den største andelen av dette markedet. Husholdninger og andre mindre forbruksgrupper har som regel strømvavtaler med kraftleverandører i sluttbrukermarkedet. Sluttbrukermarkedet er nærmere omtalt i kapittel 7.2.4.

### 7.2.1 Nord Pool – den nordiske kraftbørsen

Nord Pool-gruppen – den nordiske kraftbørsen – driver handel og clearing av fysiske og finansielle kraftkontrakter i Norden. Det er i dag om lag 420 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 selskapene Nord Pool ASA og Nord Pool Spot AS. Den finansielle handelsplassen Nord Pool ASA er eid av

de systemansvarlige nettselskapene i Norge (Statnett SF) og Sverige (Affärsverket Svenska Kraftnät) med 50 prosent hver. Nord Pool Clearing ASA og Nord Pool Consulting AS er heleide datterselskaper av Nord Pool ASA. Det ble i 2007 besluttet å selge store deler av Nord Pool ASAs virksomhet til OMX, som i dag blant annet opererer børsene i Finland, Sverige og Danmark. Transaksjonen forventes gjennomført i løpet av 2008.

Nord Pool Spot AS er handelsplassen for fysiske kraftkontrakter. På Nord Pool Spot fastsettes elspotprisen for hver time i det fysiske markedet for Norge, Sverige, Finland og Danmark, samt noterer priser i Tyskland. Elspotprisen er prisreferanse for annen krafthandel. Nord Pool Spot eies av de systemansvarlige nettselskapene i Norden. Nord Pool-konsernet har sitt hovedkontor på Lysaker med virksomhet både i Stockholm, Helsinki, Fredericia (Danmark), Berlin og Amsterdam.

I 2007 hadde Nord Pool-gruppen 112 ansatte, og det ble handlet og clearet kontrakter over kraftbørsen, inkludert også verdien på den fysiske handelen, til en verdi av om lag 735 milliarder kroner. Nord Pools produkter deles inn i tre hovedkategorier: fysisk marked, finansielt marked og clearing.

### ***Fysisk marked***

Nord Pool Spot AS er handelsplassen for fysiske kraftkontrakter.

Elspot er et felles nordisk marked for kontrakter for levering av fysisk kraft, neste døgn, time for time. Prisen fastsettes på grunnlag av aktørenes samlede kjøps- og salgsanmeldinger. Spotmarkedet er grunnlaget for de systemansvarlige nettselskaperens balansering 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 flaskehals i overføringsnettet 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 (intra-dagmarked) for handel i Sverige, Finland, Danmark og Tyskland, 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. NVE behandler i løpet av høsten 2008 et forslag fra de nordiske systemoperatørene (Nordel) om norsk deltakelse i Elbas-markedet fra 1. januar 2009.

Levering av fysisk kraft er begrenset av overføringsmuligheter i kabler og nett, og følgelig er Nord Pool Spot AS et monopolselskap.

NVE har ansvaret for omsetningskonsesjoner til å handle på Nord Pool Spot AS. NVE har også tilsynsansvar for både Nord Pool Spot AS, omsetningskonsesjonærene og Statnett som systemansvarlig. OED har ansvaret for konsesjon til å organisere kraftoverføring mellom Norge og andre land.

### ***Finansielt marked***

Nord Pool ASA tilbyr handel i terminkontrakter og oppgjør til børsmedlemmer i det finansielle markedet. I finansiell krafthandel inngår kjøp og salg av finansielle instrumenter som brukes i risikostyring og prissikring i kraftmarkedet, uten at fysisk leveranse av kraft finner sted. De finansielle produktene omtales ofte som langsiktige kontrakter (varighet mer enn ett døgn). Kontraktene kan handles inntil fem år frem i tid, fordelt på døgn, uker, måneder, kvartaler og år.



Futurekontrakter for kraft er finansielle kontrakter som etablerer rettigheter og forpliktelser mellom kjøper og selger som både omfatter et daglig kontantoppgjør i handels- og leveringsperioden, og et endelig kontantoppgjør ved kontrakttidens slutt. Kontantoppgjøret reflekterer forskjellen mellom en avtalt pris og prisvariasjoner i referanseprisen i spotmarkedet i forhold til en avtalt mengde kraft i leveringsperioden.

Forwardkontrakter for kraft er en finansiell kontrakt mellom kjøper og selger om en forhåndsbestemt leveringspris på en avtalt

mengde kraft i forhold til referanseprisen i spotmarkedet i en avtalt leveringsperiode. Forwardkontrakten stenger inne prisen for en bestemt tidsperiode og gjøres opp i løpet av leveringsperioden. Det er ikke kontantoppgjør i handelsperioden, men aktørene må kunne stille til veie bankgaranti for det akkumulerte resultatet av prisendringene 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.

I 2004 startet Nord Pool spothandel med svenske elsertifikater<sup>1</sup>. Nord Pool har også konsesjon til å tilby forwardhandel med elsertifikater.

Som den første børsen i verden har Nord Pool siden 2005 handlet med utslippsrettigheter (CO<sub>2</sub>). Fra åpningen og ut året ble det handlet og clearet 27,95 millioner tonn CO<sub>2</sub> over Nord Pool (13,21 tonn over børs og 14,74 i det bilaterale markedet). Ved utgangen av året hadde 64 aktører fra 11 land tegnet medlemskap.

Nord Pool ASA er konkurranseutsatt virksomhet. Det er Kredittilsynet, som er underlagt Finansdepartementet, som fører tilsyn med det finansielle markedet for kraft, og som har ansvaret for Nord Pool ASA sin konsesjon til drive en derivatbørs.

### Clearing

Nord Pool Clearing AS forestår avregning og oppgjør av finansielle kontrakter, både dem som er handlet på børsen så vel som en stor andel av kontraktene handlet i det bilaterale markedet (OTC).

Clearingvirksomheten er et viktig bidrag til effektiviteten i det nordiske kraftmarkedet. Et clearinghus trer inn som motpart i all finansiell handel på kraftbørsen. Dette reduserer motpartsrisikoen for aktørene, og betyr at kunderelasjoner og hvem man handler med ikke har betydning, og heller ikke prises inn i kontrakten. I tillegg tilbyr Nord Pool Clearing også clearing av standardiserte kontrakter som er handlet utenfor elbørsen.

Også clearing er konkurranseutsatt virksomhet. Kredittilsynet, under Finansdepartementet, fører tilsyn med clearingaktivitetene

<sup>1</sup> Handel med elsertifikater for fornybar energi, vanligvis elektrisitet, har til hensikt å stimulere til økt produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder som vind, vann og bio.

og har ansvaret for Nord Pool Clearing ASA sin konsesjon til å drive et clearinghus.

### Nord Pools omsetning i 2007

Omsatt volum i det fysiske markedet økte med om lag 16 prosent fra 2006 til 2007. Omsatt volum for 2006 og 2007 var henholdsvis 251 og 291 TWh. Verdien på omsatt volum i det fysiske markedet sank med om lag 22 prosent fra 2006 til 2007, grunnet lavere kraftpriser i 2007 enn i 2006. Verdien på omsatt volum var i 2006 tilnærmet 99 milliarder kroner, mens verdien i 2007 var tilnærmet 77 milliarder kroner. Fra 2006 til 2007 økte det omsatte volumet i det finansielle markedet med om lag 38 prosent. Omsatt volum for 2006 og 2007 var henholdsvis 766 og 1060 TWh. Verdien av omsatt volum i det finansielle markedet økte fra 292 milliarder kroner i 2006 til 348 milliarder kroner i 2007.

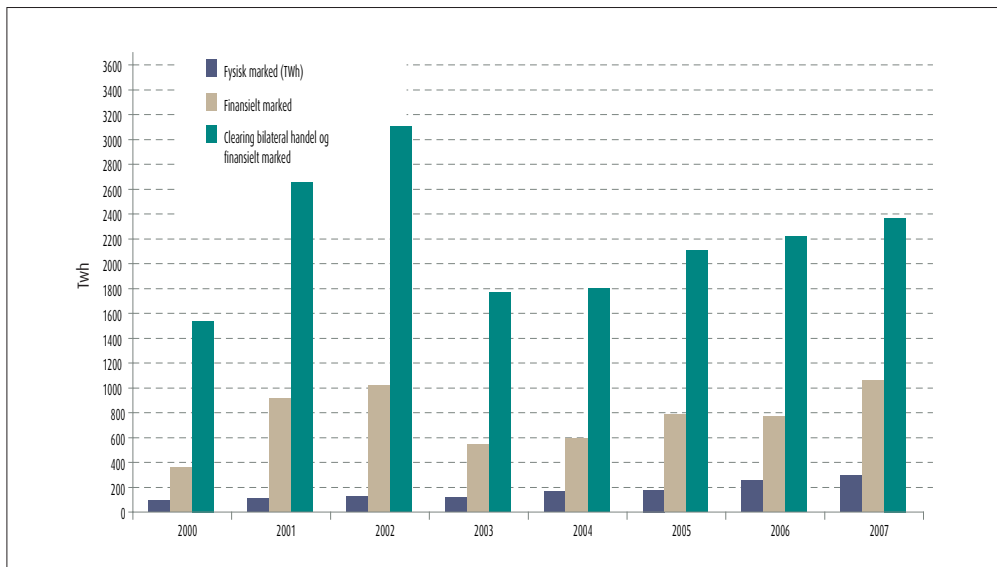
Clearing av bilateral handel var i 2007 på 1309 TWh. Dette er en nedgang på om lag 10 prosent i forhold til 2006. Totalt clearet volum både av bilateral handel og finansiell handel i 2006 og 2007 utgjorde henholdsvis 2220 og 2369 TWh. Det ble handlet og clearet verdier i 2007 for om lag 735 milliarder kroner.

Figur 7.1 viser utviklingen i det fysiske og finansielle markedet, samt clearing siden 2000.

### 7.2.2 Håndtering av flaskehalsen 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 flaskehalsen, håndteres ved at det fastsettes prisområder på hver



Figur 7.1 Omsetning på Nord Pool 2000 – 2007.

Kilde: Nord Pool

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 flaskehalsen innenfor landets grenser og flaskehalsen på grensen mot Sverige, Danmark (Jylland) og Finland. Hovedregelen i Norge er at prisområder benyttes ved store og langvarige flaskehalsen, mens det ved mindre og kortvarige flaskehalsen benyttes motkjøp. Ved flaskehalsen internt vil Norge normalt være inndelt i tre prisområder; Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge. Sverige og Finland bruker kun prisområder for å håndtere flaskehalsen mot andre land, mens de bruker motkjøp ved interne flaskehalsen. 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 eller flaskehalsinntekt. Kapasitetsleddet på volumet som transporteres over flaskehalsen er en inntekt for nettselskapene. De systemansvarlige i Norden deler flaskehalsinntektene som genereres av flaskehalsene på landegrensene 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 den systemansvarlige, Statnett SF, benytter for å kunne opprettholde stabil frekvens og balanse mellom produksjon og for-

bruk i Norge, jf. kapittel 5.4. RK-markedet åpner etter at priser og kvanta er fastlagt i elspot-markedet. 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 Danmark benyttes også Elbasmarkedet 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. Kontraktene for effektreserver angir hvor mye kapasitet hver enkelt aktør stiller til disposisjon for regulerkraftmarkedet, 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. Når Statnett har bestemt 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, sam-

me 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 et kraftselskap. 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 2.6.

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, får sluttbrukerne normalt to regninger, altså én fra nettselskapet og én fra kraftleverandøren. De fleste sluttbrukere kjøper imidlertid kraft fra selskaper som har begge funksjoner eller fra konsern som både innehar nettvirksomheten og kraftleveransen. Da får de vanligvis bare én regning hvor det er spesifisert hva som er nettleie og hva som er kraftpris.

En forbruksavgift (elavgift) blir pålagt elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller importert. I 2008 er forbruksavgiften 10,5 øre/kWh og har siden 2004 blitt betalt sammen med nettleien, jf. omtale av skatter og avgifter i kapittel 2.6.

Alle forbrukere med et årlig forbruk på over 100.000 kWh har siden 2005 vært pålagt å ha timemåling av strømforbruket sitt. I 2007 gikk NVE inn for full utbygging av avanserte måle- og styringssystem (AMS) for alle strømforbrukere. Nye strømmålersystemer vil blant annet bidra til bedre og mer korrekt informasjon om





eget strømforbruk og den enkelte husholdning vil ikke lenger selv måtte lese av strømmåleren. Ny teknologi vil også bidra til økt bevisstgjøring rundt eget elektrisitetsforbruk, samt gi forbrukerne økte muligheter i kraftmarkedet. Det skal stilles visse funksjonelle krav til utstyret for å sikre at det AMS-utstyret som installeres gir de ønskede effektivitetsgevinster for samfunnet. Forslag til funksjonelle krav har blitt utformet av NVE i nær kontakt med bransje- og forbrukerorganisasjoner og skal sendes ut på høring i løpet av høsten 2008, og forhåpentlig kunne gjøres gjeldende i løpet av 1. halvår 2009.

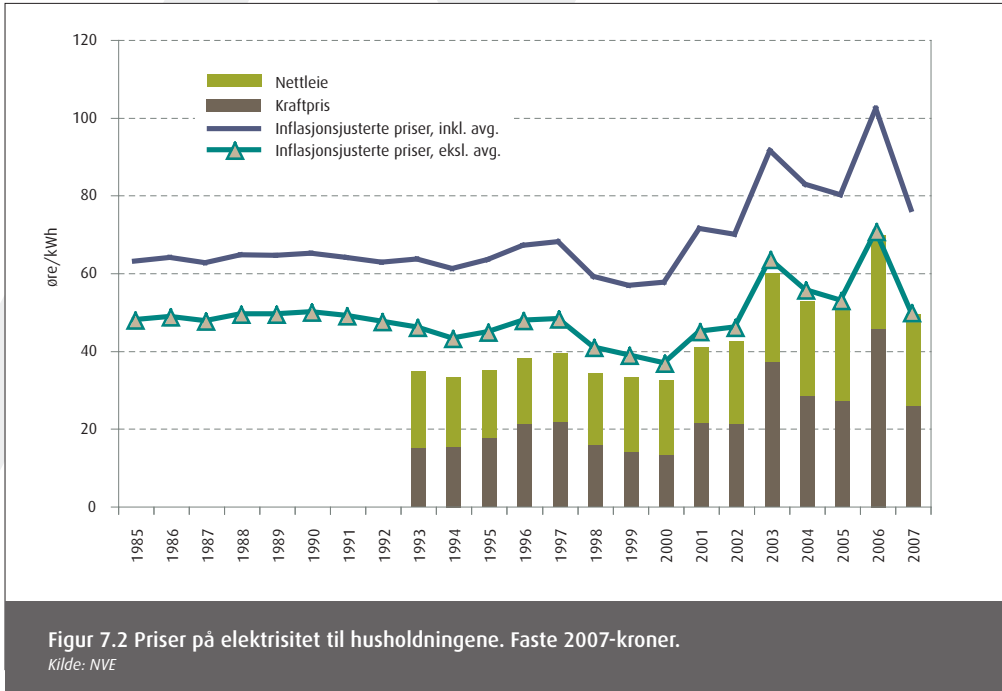
I følge NVE kan en passende tidshorisont for fullskala utbygging være rundt 2013.

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 2007 hadde 49,7 prosent av husholdningene standard variabel kontrakt, som innebærer at kraftleverandøren kan endre prisen med to ukers varsel. Om lag 40 prosent av husholdningene hadde per fjerde kvartal 2007 spotpriskontrakter. Disse kontraktene følger markedsprisen som fastsettes på kraftbørsen Nord Pool. I tillegg må de betale et 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 2007 hadde 10,4 prosent av husholdningskundene slike kontrakter.

Per fjerde kvartal 2007 hadde om lag 28 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 1985–2007. I 1993 ble skillet mellom kraftpris og nettleie innført. Figuren viser også total sluttbrukerpris inkludert merverdiavgift, forbruksavgift (elavgift) og avgift til Energifondet. Prisene til husholdninger har vært relativt stabile fra 1985 og fram til 2002. Den forholdsvis kalde vinteren 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.



Figur 7.2 Priser på elektrisitet til husholdningene. Faste 2007-kroner.

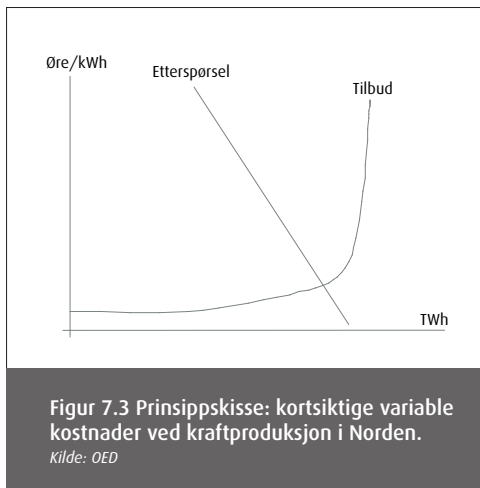
Kilde: NVE

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. En mer normal magasin situasjon ga synkende priser utover året. Ved inngangen til 2004 var fyllingsgraden i norske vannmagasiner fortsatt 14,8 prosent lavere enn normalt for årstiden, men i løpet av året kom magasinene opp på et normalt nivå. Husholdningsprisene var relativt stabile i 2004 og i 2005. Lite snø vinteren 2005–2006 og mindre nedbør enn normalt førte til at strømprisene økte i 2006. En bedret ressurs situasjon i 2007 sammenliknet med 2006 førte til lavere priser dette året, omtrent på samme nivå som 2004–2005.

### 7.3. Prisdannelsen

Prisen på kraft bestemmes i hovedsak av tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet, men også utviklingen i kraftmarkedene i landene utenfor Norden spiller inn. 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.

Det er imidlertid slik at jo tettere det nordiske markedet blir bundet sammen med resten av Europa, jo sterkere vil prissignalene derfra slå



gjennom i det nordiske markedet. Kraftproduksjonen på kontinentet domineres av varmekraftverk, som kullkraft og gasskraft, som har høyere produksjonskostnader. Viktige faktorer her er prisutviklingen på kull og gass og utviklingen i kvoteprisene for CO<sub>2</sub>.

Temperatur og værforhold påvirker etterspørselen i Norden og Europa, og bidrar også til å påvirke kraftprisene på kort sikt. Spesielt vil perioder med kulde og høyt forbruk kunne gi økte kraftpriser. 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.

Figur 7.4 viser variasjoner i ukentlig nominell systempris for elektrisitet i perioden 1993–2007. Disse prisene skjuler imidlertid store variasjoner innenfor uken, og også innenfor et døgn. Som figuren viser har kraftprisen i Norge vært nokså stabil fra midten av 2003 og fram til årsskiftet 2005/2006. 2006 hadde jevnt over høyere kraftpriser enn de

foregående år, spesielt på høsten. Svikt i tilslaget om sommeren bidro til at kraftprisen oversteg 60 øre/kWh i august. Utover høsten sank prisen, og ved inngangen til 2007 lå kraftprisen på om lag 25 øre/kWh.

Vått vær og høy vannkraftproduksjon ga vesentlig lavere kraftpriser i 2007 enn året før. Spotprisen var svært lav sommeren 2007, hvor den var nede på om lag 10 øre/kWh. Etter dette økte den ganske kraftig, og kom opp i nærmere 40 øre/kWh mot slutten av året. Denne prisøkningen var felles for hele det nordeuropeiske kraftmarkedet, og må ses i lys av en innfasing mot andre fase av det europeiske kvotemarkedet for CO<sub>2</sub>. Stadig økende brenselpriser, spesielt for kull, var også medvirkende til økende kraftpriser.

Hvor stort gjennomslag endringer i kraftprisen får for den enkelte forbruker avhenger i stor grad av hva slags kontrakter forbrukerne velger. Forbrukerne kan velge mellom kontrakter med fastpris og kontrakter som i større grad følger utviklingen i markedsprisene. Størparten av de norske husholdingene har i dag kontrakter som følger utviklingen i markedsprisene. Videre vil kraftleverandørenes rutiner knyttet til tidspunktet for fakturering ha en viss innvirkning.

## 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. Figur 7.5 viser Norges import og





Figur 7.4 Systempris – Nord Pools elspotmarked 1993–2007

eksport av kraft i perioden 1970–2007. Den viser at det er store variasjoner i krafthandelen mellom landene fra år til år. I 2002 var nettoeksporten av kraft for eksempel 9,7 TWh, mens det i 2003 var nettoimport på 7,8 TWh. I 2007 var Norge nettoeksportør av kraft med om lag 10 TWh.

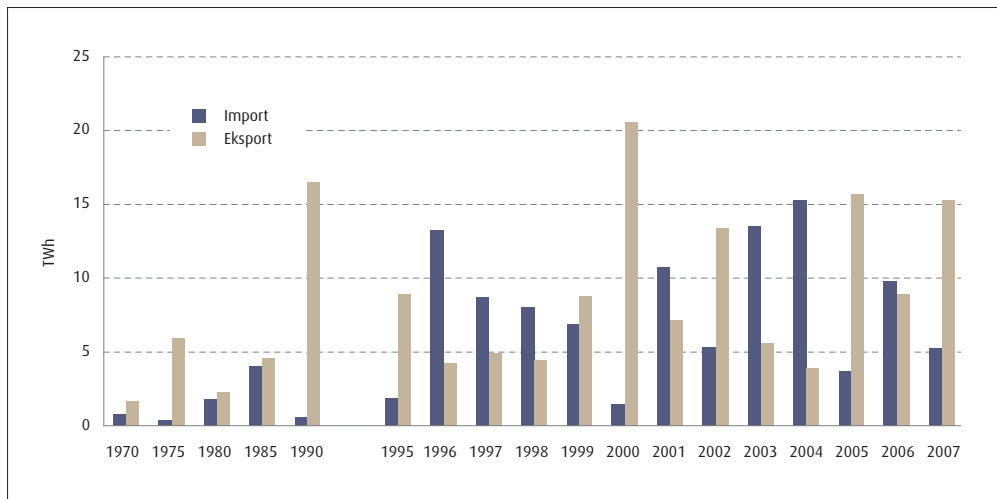
Handelen med kraft mellom landene bestemmes av produksjons- og forbruksforhold i de enkelte land, i tillegg til kapasiteten i overføringsforbindelsene og vilkårene for bruk av disse. Kraftutveksling mellom land gir mulighet til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene.

Kraftutvekslingen er viktig for Norge fordi den reduserer sårbarheten for tilsigsvariasjoner og utnytter vannkraftens reguleringsvevne. Gode muligheter for kraftutveksling modererer behovet for en stor innenlandsk reservekapasitet som en sikkerhet mot tørrår.

De fleste landene 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 kraftutveksling dempe prissvingningene i den norske energiforsyningen. I et lukket norsk system ville de norske elektrisitetsprisene 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 vannmengden i magasine som er den begrensende faktoren. Energikildene som kraftproduksjonen i varmekraft-



Figur 7.5 Norges import og eksport av elektrisitet i perioden 1970–2007.

Kilde: OED

landene baseres på (kull, olje, 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 handelspartnere å eksportere kraft til Norge. Motsatt vil det lønne seg for Norge å eksportere kraft når prisen hjemme er lavere enn i de land vi utveksler kraft med.

Norge har overføringsforbindelser til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland, jf. kartet i vedlegg 4. 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 3 450 MW, men kapasiteten fra Sverige til Norge er noe mindre. Mellom Norge og Danmark er overføringskapasiteten på om lag 1 000 MW. Statnett og det nederlandske systemansvarlige nettselskapet TenneT har bygd en kabel for kraftutveksling mellom Norge og Nederland som ble satt i drift i mai 2008, med en kapasitet på 700 MW.

De angitte overføringskapasitetene her er maksimal kapasitet på de enkelte forbindelsene. Drifts- og markedsmessige forhold vil imidlertid redusere de samlede løpende overføringsmulighetene. Ved full kapasitetsutnyttelse er det anslått at det mellom Norge

og øvrige land teoretisk kan transporteres i overkant av 20 TWh i løpet av et år.

Når det gjelder kapasiteten mellom de andre nordiske landene legges det til grunn en overføringskapasitet fra Sverige til Danmark på litt over 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 2 100 MW, mens kapasiteten fra Finland til Sverige er på om lag 1 750 MW. Årsaken til at det er ulik overføringskapasitet inn og ut av et land skyldes interne produksjons-, overførings- og forbruksforhold i hvert enkelt land. Foruten de nevnte overføringsforbindelsene foreligger det planer hos de nordiske systemansvarlige selskapene om ytterligere nettinvesteringer mellom landene i Norden.

Kartet i vedlegg 4 viser også overføringskapasiteten ut av Nordel-området, det vil si kapasiteten mellom de nordiske landene og tilgrensende naboland. Som vist er det overføringsforbindelser til Tyskland, Estland, Polen og Russland.

## 7.5. Kraftproduksjonen i de nordiske landene

Kraftproduksjonen i Norden var i 2007 om lag 409 TWh. Dette er en økning på 3,9 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 2007 var om lag 145 TWh. I Sverige har man de siste årene utviklet 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 brensler, særlig kull og i tillegg noe gass. Den totale produksjonen i 2007 var på i overkant av 37 TWh. Kraftvarmeverk, det vil si samtidig produksjon av el og varme, står for om lag 80 prosent av Danmarks kraftproduksjon. Vindkraft utgjorde i 2007 19,4 prosent av den danske elektrisitetsproduksjonen. Danske forbrukere har i dag relativt høye elektrisitetspriser sammenlignet med de andre nordiske landene. Dette skyldes blant annet høye avgifter på elektrisitetsforbruket.

Finlands kraftproduksjon er sammensatt av vannkraft, kjernekraft og kraftvarme. Den totale kraftproduksjonen i 2007 var på nær 78 TWh. Varmekraft sto for om lag 53 prosent av produksjonen, kjernekraft utgjorde 29 prosent, mens fornybare energikilder som vind og vann sto for om lag 18 prosent. Det finske kraftforbruket var på 90 TWh i 2007. 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.