

Kraftmarkedet med nye rekorder

Finn Roar Aune og
Tor Arnt Johnsen

Norsk kraftproduksjon var 143 TWh i 2000. Det er ny rekord og 21 prosent mer enn i et år med normale nedbørmengder. Den høye produksjonen ga lave kraftpriser i 2000. Hittil i år ligger spotprisen på kraft 88 prosent over prisen i samme periode i fjor. Terminprisene tyder på at prisene i døgemarkedet vil holde seg betydelig høyere enn i fjor. Hvis døgmarkedsprisene utvikler seg om lag som terminprisene pr. uke 12 vil den prisen husholdningene betaler (inkl. nettleie og avgifter) kunne øke med 25-30 prosent fra i fjor. Den 5. februar i år var det kaldt over hele landet, og det ble satt ny forbruksrekord på 23 054 MWh i en enkelt time. Kraftmarkedet fungerte utmerket selv når etterspørselen var rekordhøy. Prisene ble høye, men er fortsatt for lave til at det vil være lønnsomt med investeringer i produksjonsutstyr som bare benyttes noen få timer når etterspørselen er på sitt høyeste.

Innledning

Rekordene har falt tett i kraftmarkedet i det siste. Det ble i fjor produsert 143 TWh vannkraft i Norge. Dette er ny rekord, 21 prosent mer enn i et nedbørmessig normalår. Vi ser nærmere på hvilke konsekvenser den høye produksjonen fikk for kraftpriser, -forbruk og -handel i 2000, blant annet i lys av utviklingen i markedet siden dereguleringen i 1991. Med utgangspunkt i dagens situasjon diskuterer vi også utsiktene for kraftproduksjon og -priser i 2001 gitt at nedbørs- og temperaturforholdene blir normale gjennom resten av året.

I februar i år ble den tidligere forbruksrekorden for en enkelt time fra januar 1996 slått flere ganger. For Sør-Norges vedkommende var også Nord Pools Elspotpris på elektrisk kraft rekordhøy den samme timen. Forbruksrekorden den 5. februar i år, på hele 23 054 MWh i time 10, skyldtes kaldt vær og generelt høy kraftetterspørsel. Det liberaliserte markedet fungerte imidlertid utmerket selv i en situasjon med meget høyt forbruk. Vi analyserer situasjonen og diskuterer kraftmarkedets evne til å håndtere fremtidige situasjoner med enda kaldere vær og høyere etterspørsel.

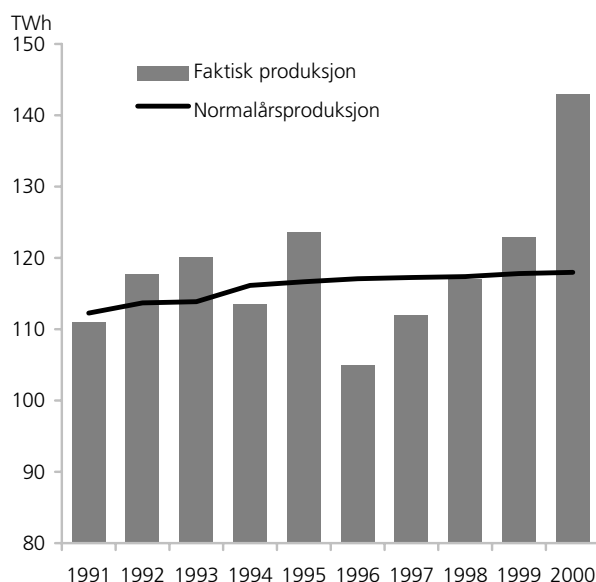
Dagens norske kraftmarked er preget av at det gjennomføres og planlegges en rekke oppkjøp og samenslåinger, og mange aktører danner såkalte strategiske allianser. Færre eiere kan redusere konkurransen og gi høyere priser enn ellers. Kraftmarkedet er kjennetegnet ved at forbrukerne ikke kan lagre varen, at transport av elektrisitet er avhengig av kraftlinjer og lav kortsiktig prisfølsomhet. Dette kan gjøre eier-

konsentrasjon mer betenkelig i denne sektoren enn i andre markeder. Vi argumenterer for at det bør utvikles forsiktighet med å tillate nye oppkjøp av og blant norske kraftprodusenter. For få produsenter vil kunne føre til for lite konkurranse, høye priser og samfunnsøkonomisk tap.

Ny produksjonsrekord for energi i 2000

Norsk kraftproduksjon avhenger av tilsiget av vann til kraftverkene og dermed av nedbørssituasjonen. Lagring av vann skjer i magasiner som samlet har en kapasitet på 71 prosent av normalårsproduksjonen. Magasinene fungerer som en buffer, og gjør at årsproduksjonen vanligvis varierer mindre enn tilsiget gjennom året. Nedbørs- og tilsigsforholdene har variert betydelig gjennom 1990-tallet. Det har ført til sterk variasjon i årsproduksjonen, se figur 1.

Figur 1. Kraftproduksjon i Norge 1991-2000. TWh



Finn Roar Aune er førstekonsulent ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. (finn.roar.aune@ssb.no)

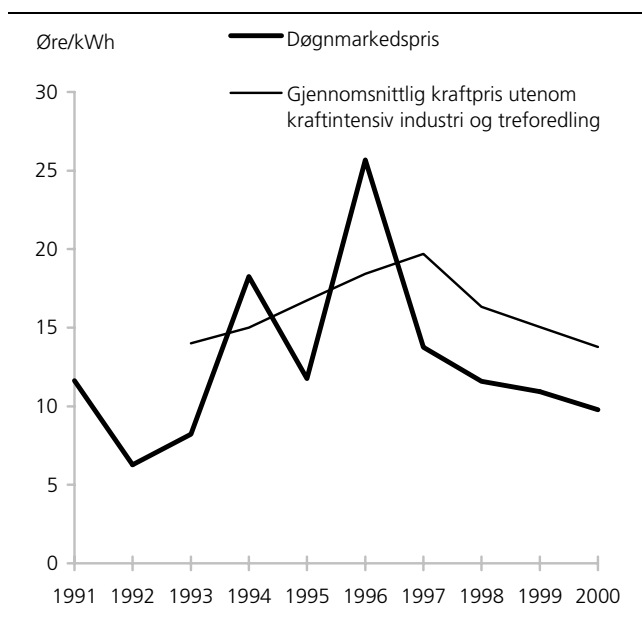
Tor Arnt Johnsen er forsker I ved Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi. (tor.arnt.johnsen@ssb.no)

Boks 1 Priser i kraftmarkedet

Det opereres med mange ulike prisbegreper i kraftmarkedet, så det er et behov for å presisere hva de ulike prisene innebærer. *Sluttbrukerprisen* er den samlede prisen på elektrisitet til forbruker. Den er summen av kraftpris, nettleie og offentlige avgifter (elavgift og mva). *Nettleien* er betaling for transport og følger i store trekk fra NVEs regulering av nettselskapenes inntekt. *Kraftprisen* er betaling for selve kraften eller kraftproduksjonen, og i denne delen av markedet er det fri konkurranse. I kraftprisen vil det normalt ligge en mindre andel omsetningsavanse. Kraftprisen avhenger av hvilken kontraktstype sluttbrukeren har valgt. De mest vanlige kontraktene er markedspris, markedspris med pristak, variabel pris og fastpris. *Fastpris* innebærer en avtalt pris for f.eks. 1, 2 eller 3 år fremover. *Variabel pris* reguleres jevnlig etter forutgående varsel. *Markedspris* innebærer at prisen settes lik Nord Pools Elspotpris pluss et mindre påslag. Nord Pools *Elspotpris* bestemmes i kraftbørsens døgnmarked. I dette markedet omsettes kraft på timebasis. Selgere og kjøpere gir kjøps- og salgsbud for hver av kommende

døgns 24 timer. Bud gis innen kl 12 dagen før, og resultatet fra markedsklaringen for kommende døgn offentliggjøres daglig kl. 14. Elspotprisen kalles ofte *døgnmærkedspris*. Siden bud til døgnmarkedet avgis 12-36 timer før den aktuelle time inntreffer, er disse budene og markedsklaringen i døgnmarkedet basert på forventet forbruk og planlagt produksjon. Ofte oppstår det avvik mellom forventet og faktisk totalforbruk og mellom planlagt og faktisk samlet produksjon. Som systemoperatør administrerer Statnett regulerkraftmarkedet (eller balansemarkedet). Til dette markedet gir produsenter og store forbrukere bud for økt/reduert produksjon og forbruk (opp- eller nedregulering). Statnett aktiverer budene etter stigende pris, slik at den til enhver tid nødvendige balanse mellom forbruk og produksjon i systemet opprettholdes. For hver time realiseres det således en *regulerkraftpris* (eller balansepris). I tillegg omsetter Nord Pool terminkontrakter, forwards og futures inntil 3 år frem i tid (*terminpris*) og opsjoner.

Figur 2. Døgnmærkedspris på elektrisk kraft og gjennomsnittlig kraftpris utenom kraftintensiv industri og treforedling 1991-2000. Øre/kWh, nominell pris



I løpet av tiårsperioden 1991-2000 har kraftproduksjonen variert mellom 105 og 143 TWh. Tørrest var det i 1996. I 1991, 1994 og 1997 var det også lavere kraftproduksjon enn normalt, mens de andre årene har vært våtere enn normalt. Normalårsproduksjonen beregnes av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og bygger på observerte tilsig i perioden 1970-1999. Det gir en normalårsproduksjon på 118 TWh for dagens produksjonssystem. Produksjonen i 2000 fremstår som ekstremt høy. Høyere enn normal magasin-fylling ved inngangen til 2000, mer snø enn nor-

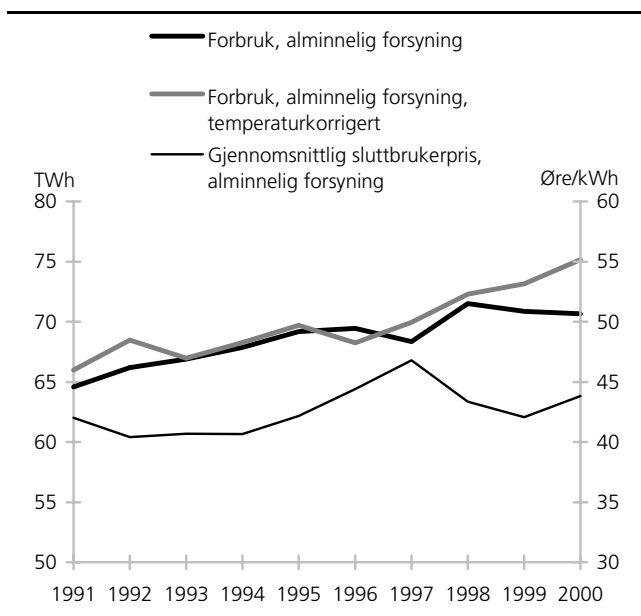
malt, og en regnfull sommer og høst bidro til produksjonsrekorden i 2000¹

Figur 2 viser at variasjonene i produsert kraftmengde får konsekvenser for kraftprisene. Se boks 1 for en forklaring av ulike prisbegreper i kraftmarkedet.

Døgnmærkedsprisen i figur 2 svinger i takt med produksjonen, jf. figur 1. Til tross for den meget høye produksjonen i 2000 faller ikke døgnmærkedsprisen særlig mye fra 1999 til 2000. Det kan se ut til at markedet mot slutten av perioden i økende grad er i stand til å absorbere unormalt høy produksjon uten at døgnmærkedsprisen faller så sterkt som tidligere i perioden. Det kan blant annet henge sammen med generell vekst i etterspørselen slik at prisendringer leder til større volumvirkninger enn tidligere. I tillegg har de andre nordiske landene etter hvert deregulert sine nasjonale markeder (Sverige 1996, Finland 1998 og Danmark 1999/2000). Dermed stimuleres etterspørselen også i disse landene når kraftprisene er lave. Dette øker norsk eksport når norske priser er lave. Forskjellene i utvikling mellom døgnmærkedspris og gjennomsnittlig kraftpris skyldes for det første at det tar noe tid før prisendringer i døgnmarkedet gir seg utslag i justering av kraftprisen i kontrakter med variabel pris. For sluttbrukere som har fastpriskontrakter vil ikke prisen bli påvirket av svingningene i døgnmarkedet i det hele tatt. For det andre var det før 1997 gebyr for å skifte kraftleverandør i Norge. Dermed var det mulig å opprettholde kraftprisforskjeller uten å miste eller tiltrekke seg et stort antall kunder. Det tok derfor lengre tid før endringer i døgnmærkedsprisene ga seg utslag i endrete priser i kontrakter med variabel pris.

1 Produksjonen i 2000 på 143 TWh ligger så vidt innenfor et 90 prosents konfidensintervall for forventet årsproduksjon.

Figur 3. Netto innenlandsk kraftforbruk ekskl. kraftintensiv industri og treforedling og gjennomsnittlig nominell sluttbrukerpris 1991-2000



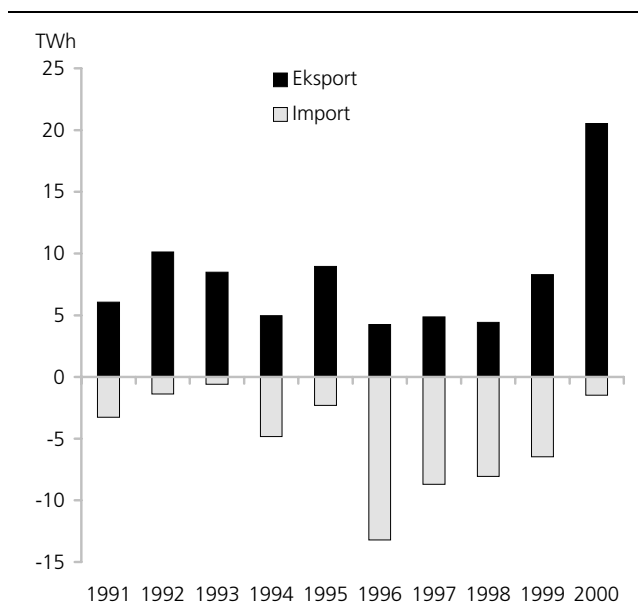
Sluttbrukerprisene omfatter i tillegg til kraftpris også nettleie og offentlige avgifter. Gitt nettleie og avgifter vil den prosentvise endringen i sluttbrukerpris derfor bli mindre enn endringen i kraftprisen skulle tilsi. Likevel vil prissvingningene i døgnet gjennom endringer i sluttbrukerprisene stimulere etterspørselen når tilbudet er høyt og redusere etterspørselen når det er stor knapphet og høye markedspriser, jf. figur 3.

Ut fra figur 3 er det ingen åpenbar negativ samvariasjon mellom forbruk og pris. Pristoppen i 1997 faller imidlertid sammen med et markert fall i forbruket. Likeledes inntreffer den kraftigste forbruksveksten i perioden samtidig med det kraftigste prisfallet fra 1997 til 1998. Også andre drivkrefter som produksjons- og inntektsutvikling påvirker etterspørselen.

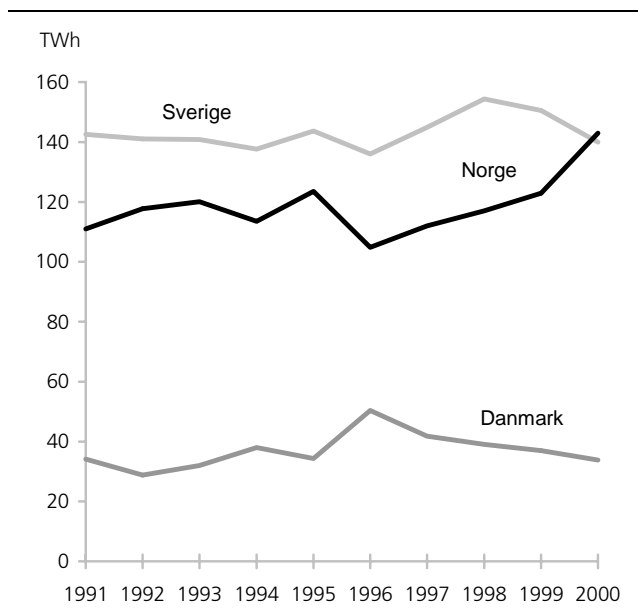
Prisendringene i kraftmarkedet påvirker også krafthandelen mellom Norge og andre land. Norges brutto krafthandel (sum av eksport og import) er vist i figur 4. I de fleste år foregår det import om natten og i helgene og eksport om dagen siden det koster lite å regulere vannkraftproduksjon opp og ned sammenlignet med hva det koster å regulere varmekraftproduksjonen i våre naboland. Nettohandelen bestemmes i stor grad av tilsigssituasjonen i Norge og norsk forbruk.

Figur 4 viser at Norge gikk over fra å være nettoeksportør i perioden 1991-95 til en netto importsituasjon i perioden 1996-98. Endringen skyldes i hovedsak økende innenlandsk etterspørsel og lavere enn normal eller normal produksjon i perioden 1996-98, mens produksjonen var høyere enn normalt i 1992, 1993 og 1995. De høye tilsigene i 1999-2000 har igjen ført til prisfall og netto eksport.

Figur 4. Norges krafthandel - årlig eksport (+) og import (-) 1991-2000. TWh



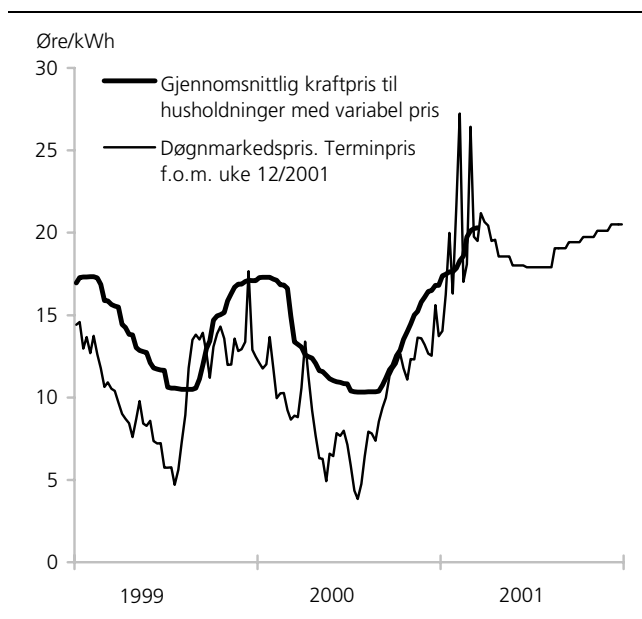
Figur 5. Kraftproduksjon i Danmark, Norge og Sverige 1991-2000. TWh



Svingningene i norsk vannkrafttilgang og dermed Norges netto krafteksport påvirker også kraftproduksjonen i våre naboland, jf. figur 5.

I Sverige utgjør vannkraft 40-50 prosent av årsproduksjonen, og det er en klar positiv samvariasjon mellom norsk og svensk kraftproduksjon frem til 1998, se figur 5. I 1999 økte imidlertid kraftproduksjonen i Norge, mens den falt i Sverige. I 2000 har den ekstremt høye norske vannkraftproduksjonen ført til redusert samlet produksjon i Sverige, selv om svensk vannkraftproduksjon var 7 TWh høyere i 2000 enn i 1999. Fallet i svensk produksjon i 2000 skyldes i all hovedsak at kjernekraftproduksjonen falt med 16 TWh fra 1999 til 2000. Av dette kan 4,5 TWh tilskrives stengingen

Figur 6. Døgnmarkedspris og gjennomsnittlig kraftpris for kontrakter med variabel pris til husholdninger, 1999-2001. Øre/kWh, ukegjennomsnitt



av reaktoren Barsebäck I. Den øvrige nedgangen kan skyldes at årlig vedlikehold og nødvendige reparasjoner og ettersyn har tatt lengre tid i 2000 enn i 1999. Høy vannkrafttilgang og lave priser kan ha ledet til at kjernekraftprodusentene har funnet det lønnsomt å stanse og/eller holde produksjon som allerede var stanset for vedlikehold, ute for en lengre periode enn normalt. Figur 5 viser at norsk og dansk kraftproduksjon har en (meget) sterk negativ samvariasjon. Det er tydelig at høye tilsig i Norge fører til eksport til Danmark og dermed fall i dansk kullkraftproduksjon. I år med lave tilsig i Norge skjer det motsatte.

Utsiktene for 2001

Magasinfyllingen ved inngangen til 2001 var 5,5 TWh høyere enn medianfyllingen de ti siste årene. Ved inngangen til uke 11 har magasinene kommet ned på medianen, dvs. at fyllingen nå er 4 TWh lavere enn i fjor på samme tid. NVEs snøoversikter viser at det hittil i vinter er mer snø enn normalt på Østlandet, mens det er normale eller mindre enn normale snømengder i de andre delene av landet. Siden det normalt er store snøfall i mars og april i de områdene som har betydning for kraftmagasinene (fjellet), er det for tidlig å trekke sikre konklusjoner om årets snømengder. Alt i alt ser likevel markedsbalansen i år ut til å bli betydelig strammere enn i 2000. Observerte døgnmarkedspriser hittil i år og Nord Pools terminpriser for resten av 2001 antyder et prisnivå i døgnmarkedet for 2001 på 19-20 øre/kWh. Det representerer en økning på 90-100 prosent fra i fjor. På grunn av tregheter i justeringen av kontrakter med variabel pris og fastpriskontrakter vil gjennomsnittlig kraftpris øke mindre.

Ifølge SSBs kraftprisstatistikk hadde 11,1 prosent av husholdningene fastpriskontrakter i 4. kvartal 2000,

5,5 prosent hadde markedspriskontrakter, mens de resterende 83,4 prosent av husholdningene hadde kontrakter med variabel pris. For 2001 vil kraftprisen til husholdningene dermed i stor grad bli bestemt av i hvilken grad døgnmarkedsprisene fører til justering av de variable prisene til husholdningene. Ifølge Konkurransetilsynets prisoversikter er gjennomsnittlig kraftpris for husholdninger med variabel pris pr. 12. mars 2001 allerede kommet opp i 20,3 øre/kWh, se figur 6.

Dersom vi antar at døgnmarkedsprisen for resten av 2001 blir som terminprisen tilsvarer det et årgjennomsnitt på 19,3 øre/kWh. Kraftprisene inkluderer i tillegg omsetningsavanse. Fra figur 6 ser vi at avansen varierer over tid. Hvis vi antar at omsetningsavansen blir 2-4 øre/kWh i 2001 vil den gjennomsnittlige kraftprisen til husholdningene kunne bli 21-23 øre/kWh. Dette representerer en økning på 50-60 prosent fra 2000 da den gjennomsnittlige kraftprisen til denne kjøpergruppen var 14,1 øre/kWh, eksklusive avgifter. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til prisutviklingen.

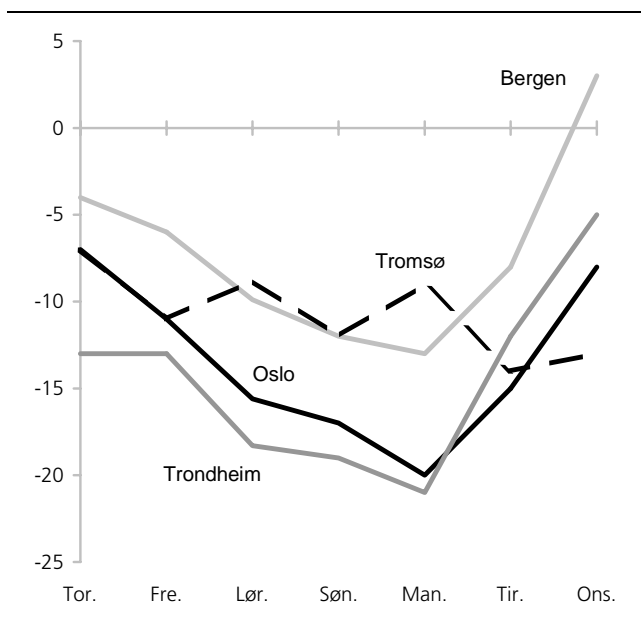
Sluttbrukerprisene (totalprisen forbrukerne betaler) vil bli påvirket i ulik grad for ulike kjøpergrupper. Større næringsvirksomhet vil ha lav nettleie og ingen eller lav elavgift, slik at høy prosentvis vekst i kraftprisen leder til høy prosentvis vekst i sluttbrukerprisen for denne gruppen. For mindre forbrukere er nettleie og avgifter høyere, og den prosentvise økningen i sluttbrukerprisen blir langt lavere enn veksten i den gjennomsnittlige kraftprisen. For husholdningene utgjør kraftprisen om lag en tredel av sluttbrukerprisen. Hvis kraftprisen øker som antydnet ovenfor vil husholdningenes sluttbrukerpris øke med mellom 25 og 30 prosent fra 2000 til 2001. En tredel av denne veksten skyldes økte avgifter til staten og økt nettleie. I tillegg har elektrisitetsavgiften økt fra 8,56 til 11,3 øre/kWh, og mva-satsen har økt fra 23 til 24 prosent. Ifølge NVE har nettleien økt med i gjennomsnitt 2 prosent.

Ny forbruksrekord for effekt 5. februar 2001

Mens kraftsystemets produksjonskapasitet for energi i første rekke avhenger av tilsigs- og magasinforhold, er det samspillet mellom fallhøyder, dimensjon på rørgater og turbiner som bestemmer effektkapasiteten. Effekten er det antall MWh systemet kan produsere momentant, mens energi er lik effekt ganger tid. I tillegg til produksjonsutstyret, vil overføringsnett, internt i Norge og mellom Norge og utlandet, begrense hvor mye effekt som er tilgjengelig for norske forbrukere.

Før inneværende vintersesong var forbruksrekorden fra januar 1996 da forbruket i Norge for en enkelt time var om lag 21250 MWh. De påfølgende vintrene inneholdt ingen lange og samtidige kuldeperioder på ukedager, når forbruket er høyest. I begynnelsen av februar i år kom det imidlertid en periode med streng kulde i hele landet, se figur 7.

Figur 7. Temperatur i Oslo, Bergen, Trondheim og Tromsø, torsdag 1.- onsdag 7. februar 2001. °C



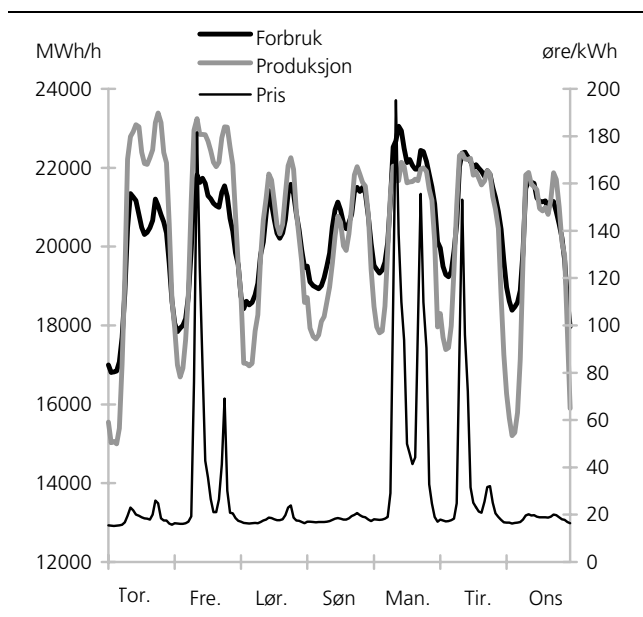
Med unntak av i Nord-Norge var det kaldest mandag 5. februar. I Tromsø ser det ut til å ha vært en forbigående temperaturøkning mandag 5. februar. Figur 8 viser forbruk, produksjon og døgnmærkedspris gjennom denne perioden.

I timen mellom klokken 9 og 10 mandag 5. februar ble det satt ny forbruksrekord med solid margin, med et forbruk på 23054 MWh. Norsk produksjon nådde sin topp på fredag kveld (kl. 18-19) med 23383 MWh, mens døgnmærkedsprisen hadde maksimum mandag mellom kl. 8 og 9. I denne timen var prisen 195 øre/kWh, eller mer enn 1000 prosent høyere enn det gjennomsnittlige prisnivået for perioden dersom en ser bort fra timene med ekstreme priser. Dette viser at etterspørselens kortsiktige prisfølsomhet er lav. Prisrekord ble det bare i Sør-Norge. Nord-Norge hadde høyere pris i januar 1999.

For hver time fremkommer importen som differansen mellom forbruk og produksjon. Mønsteret med import om natten og eksport om dagen er tydeligst i første del av perioden. Etter hvert som forbruket øker, reduseres eksporten på dagtid, og enkelte timer er det også import på dagtid. Det er også verdt å legge merke til at forbruket (og produksjon) ikke er så mye lavere på lørdag og søndag enn på hverdager. Forskjellen mellom forbruket dag og natt er mindre i helgen, hvilket skyldes at det hovedsakelig er dagbasert næringsvirksomhet som ikke er i drift i helgene. En årsak til at forbrukstoppen mandag morgen ble ekstra høy kan være at deler av næringslivet kom til uvanlig kalde lokaler mandag morgen og derfor skrudde opp varmeovner osv. maksimalt i morgentimene.

Fra figur 8 er det iøynefallende at norsk produksjon var lavere på dagtid mandag og tirsdag enn det den

Figur 8. Forbruk, produksjon og døgnmærkedspris i Norge, torsdag 1. - onsdag 7. februar 2001



var foregående torsdag og fredag til tross for gjennomgående høyere priser. Dette kan ha flere forklaringer. For det første kan kuldeperioder av en viss varighet forårsake produksjonsproblemer som følge av isdannelse i tilknytning til utsatte kraftstasjoner. Dette kan ha redusert produksjonskapasiteten. For det andre kan begrensninger i overføringsnettene ha ført til at produksjonskapasitet ble utilgjengelig mandag og tirsdag. For det tredje bestemmes døgnmærkedsprisene i det nordiske kraftmarkedet ut fra likevekt mellom forventet forbruk og planlagt produksjon, jf. boks 1. Dersom det oppstår avvik mellom forventet og faktisk forbruk og/eller produksjon, fører det til opp- eller nedregulering i forhold til planlagte mønstre. Dette skjer i regulerkraftmarkedet, se boks 1. I og med at vannkraften er fleksibel og billig å regulere opp og ned, vil slik regulering oftest bli foretatt innenlands. I tiden mellom kl 8 og 10 på mandag ble produksjonen nedregulert med 500-1000 MW. Nedreguleringen skyldes at forbruket ble lavere enn forventet eller at produksjonen ble høyere enn planlagt. Siden det er snakk om et integrert nordisk marked, kan disse avvikene også skyldes hendelser i våre naboland. Fredag kveld var det motsatte tilfellet, og produksjonen ble oppregulert med vel 300 MW.

Til tross for at kraftforbruket i Norge var høyere enn noen gang om formiddagen mandag 5. februar, fungerte kraftmarkedet utmerket. Høye priser utløste full import fra Danmark (950 MW) og et mindre importvolum fra Sverige (200 MW). I rekordtiden ble det importert kraft til Norge, og enkelte har tolket dette som at vi har en kraftkrise her i landet. Forbruket var høyt og prisene ble høye, men det var ingen krise. Vi vil snarere argumentere for at en innenfor et system med markedsbasert kraftomsetning må regne med høye priser fra tid til annen, da det er svært dyrt å investere i produksjonskapasitet som brukes bare

noen få timer i løpet av et år. Noen få timer med høye priser kan ikke forsvare dyre investeringer.

For å sikre ønsket leveringssikkerhet benytter systemoperatøren, Statnett SF, et reservekrav eller en sikkerhetsmargin. Det vil si at forventet forbruk alltid vil være lavere enn tilgjengelig kapasitet. Reservene i form av ledig produksjonskapasitet og forbruk som kunne ha vært koblet ut raskt var rikelige i rekordtiden på grunn av den kraftige nedreguleringen. Effektskranken er absolutt, og i perioder med høy etterspørsel, som i de strengeste kuldeperiodene, vil tilpasningen kunne skje på den vertikale delen av tilbudskurven. I slike tilfeller kan døgnmarkedsprisene bli høye. Hvor høye prisene kan bli avhenger av i hvilken grad og på hvilke prisnivåer etterspørselen gir seg.

Hvor raskt prisen vil øke i en fremtidig knapphets-situasjon avhenger av i hvilken grad det finnes etterspørere som reduserer sitt forbruk når døgnmarkedsprisen øker. De aller fleste husholdninger og mindre næringsvirksomhet har ikke elmålere som registrerer forbruk time for time. Det medfører at disse kundegruppene ikke har særlige incitament til å endre sitt forbruk selv om prisene i enkelttimer er høye. Selv med timemåling vil ikke de priser som ble observert enkelte timer i begynnelsen av februar i år gi disse gruppene særlig høy lønnsomhet i å bruke tid og oppmerksomhet på å endre sitt forbruk. For hver enkelt forbruker vil gevinsten være beskjeden. Det er nok i første rekke de større forbrukerne som kan bidra til forbruksreduksjon i høyprisperiodene. Vi tror høye priser vil føre til at mange større forbrukere etter hvert vil finne det lønnsomt å avstå fra deler av sitt forbruket i de perioder hvor prisen er ekstremt høy. Etter hvert vil også krafttrudere og -meglere og andre mellommenn se gevinstene som ligger i å få redusert forbruket i høyprisperiodene. Omtale i media kan tyde på at det fortsatt finnes kraftleverandører som satser på short-salg, dvs. kjøp i Elspot og videresalg til fast eller variabel pris. I perioder med høye Elspotpriser kan disse leverandørene oppleve store tap i løpet av kort tid. I enkelte tilfeller kan leverandørene gå overende som følge av slike tap. Slike episoder bidrar til å gjøre de gjenværende aktører klar over den betydelige risiko som ligger i short-salg.

På lengre sikt vil ny teknologi som kan øke fleksibiliteten på etterspørselssiden redusere kostnadene knyttet til styring av forbruket. Det pågår prøveprosjekter der nettselskapene utprøver utstyr som tillater dem å styre driften av varmtvannsberedere i private hjem. Et par timers utkobling av slikt utstyr vil i de fleste tilfeller kunne gjøres uten at forbruker merker det fysisk, men hvor han kan tjene på det økonomisk. For nettselskapene kan slikt utstyr redusere kapasitetsproblemer i nettet og derved utsette behov for investeringer i nett og transformatorer. En bivirkning kan være redusert forbruk i toppperiodene. Kraftprodusenter og -leverandører vil også kunne finne det lønnsomt å bidra til

investering i teknologi for styring av forbruket. Det er også en grunn til at utstyr for toveiskommunikasjon mellom forbruker og leverandør etter hvert vil bli mer vanlig. Det vil åpne for at også mindre forbrukere stilles overfor priser som varierer fra time til time. Investering i toppplastkapasitet på produksjonssiden kan også bidra til redusert knapphet. Slik kapasitet vil imidlertid ha en meget begrenset brukstid, og derfor kreve meget høye priser for å bli lønnsom.

Høye toppplastpriser gir forbrukere, mellommenn og kraftprodusenter viktige signaler om lønnsomheten av å finne løsninger og tiltak som frigjør kraft i høyprisperiodene. Det er store muligheter for god fortjeneste for den som kan tilby kraft/reducere forbruk under toppplast. Myndighetene bør heller ikke i fremtiden tukle med disse incentivene, men tillate høye priser i perioder. Vi tror markedet vil finne frem til de billigste løsningene for å dekke knappheten.

Utfordringer fremover - fusjoner og oppkjøp

I den senere tid har det skjedd en rekke oppkjøp og sammenslåinger i kraftbransjen, og det planlegges mange nye oppkjøp og fusjoner fremover. I de tilfeller hvor det dreier seg om nettselskaper er dette ikke særlig betenkelig, siden disse selskapenes inntekter er regulert av NVE, og det er fri tilgang til nettet. Inntektsreguleringen begrenser nettselskapenes muligheter for bruk av monopolmakt. Fusjoner mellom omsetningsselskaper er det heller ikke grunn til å bekymre seg for. Etableringsmulighetene for denne type virksomhet er gode, og forbrukerne står fritt til å skifte leverandør. Forsøk på å presse opp omsetningsavansen vil raskt føre til avskalling av kunder. Et velfungerende kraftmarked er imidlertid avhengig av at effektiv konkurranse opprettholdes mellom kraftprodusentene. Dette krever et tilstrekkelig antall produsenter samtidig som ingen av dem er store nok til å dominere markedet.

Kraftforbruket øker fra år til år. Tilgangen av ny produksjonskapasitet er begrenset, og ofte lokalisert til områder der produksjonen allerede er større enn forbruket. Dette vil etter hvert øke kapasitetsutnyttningen i overføringsnettene for elektrisk kraft. Det kan føre til økt hyppighet av flaskehals mellom regioner i Norge. Et optimalt utbygget nett skal ifølge teorien ha flaskehals. Prisforskjellen mellom ulike regioner uttrykker verdien av en marginal økning av overføringskapasiteten. Siden nettinvesteringer er kostbare, skal prisforskjellen og/eller varigheten av flaskehalsen være betydelig før investeringer er samfunnsøkonomisk lønnsomme. I de perioder hvor det eksisterer flaskehals vil Norge bestå av flere regionale kraftmarkeder. Det er derfor også viktig å unngå regionale konsentrasjonstendenser blant kraftprodusentene, fordi for store regionale produksjonsselskaper i perioder med flaskehals kan bli for dominerende i sin hjemregion.

Det er store praktiske og politiske utfordringer knyttet til å opprettholde et tilstrekkelig antall produsenter i det norske kraftmarkedet. Kommuner og fylkeskommuner står i kø for å selge seg ned eller ut av energiverkene. Konesjonslovgivningen legger sterke begrensninger på utenlandske selskapers muligheter til å kjøpe, og det ser foreløpig ut til å være bare et fåtall norske kjøpere. Statkraft er en kjøper som har uttalt vilje til å vokse i Norge. Problemet er imidlertid at dette selskapet allerede eier 30 prosent av produksjonskapasiteten direkte. I tillegg har det eierandeler i flere andre norske produksjonsverk. Spørsmålet er om Statkraft heller burde bli mindre dominerende i det norske kraftmarkedet. Det er først og fremst Konkurransetilsynets oppgave å sørge for at det opprettholdes et tilstrekkelig antall uavhengige produksjonsselskaper i Norge og i de regionale markedene som i fremtiden vil oppstå med økt hyppighet. For mange sammenslåinger og oppkjøp vil redusere konkurransen og lede til høyere priser, og gevinstene ved markedsbasert kraftomsetning kan smuldre bort.

Referanser

Johnsen, T.A., F.R.Aune og A. Vik (2000): The Norwegian electricity market: Is there enough generation capacity and will there be sufficient capacity in coming years? Rapport 2000/26, Statistisk sentralbyrå.