

■ ■ ■ FINN ROAR AUNE OG TOR ARNT JOHNSEN:

Kraftkrise i California: Hvordan står det til i Norge?¹

California som deregulerte sitt kraftmarked i 1998, opplevde i 2000 en kraftkrise med skyhøye engrospriser på kraft, utkobling av forbruk og enorme økonomiske tap for de store kraftleverandørene. Krisen førte til at myndighetene gikk inn og kjøpte kraft på lang-siktige kontrakter for å ivareta forsyningssikkerheten i markedet. I denne artikkelen gjengir vi noen av de viktigste hendelsene og årsakene til kraftkrisen i California. Deretter diskuterer vi det norske kraftmarkedets evne til å takle fremtidige knapphets situasjoner.

1. Innledning

Kraftkrisen i California har fått stor oppmerksomhet verden over. Dereguleringen i 1998 ble en fiasko av dimensjoner. Forbrukere har i perioder mistet strømmen, kraftprisene har beveget seg på skyhøye nivåer, elselskaper har lidd enorme tap og ideene om markedsbasert kraftomsetning har fått tunge skudd for baugen. Intensjonen bak dereguleringen i 1998 var å erstatte dårlig effektivitet og overkapasitet med et liberalisert marked med høy effektivitet, markedsbestemte priser og optimale kapasiteter. Resultatet ble dessverre kaos og kraftkrise. Politikerne grep etter hvert inn med nye reguleringer og direkte intervensjoner i markedet. På grunn av elselskaperens betalingsvansker har staten California funnet

det nødvendig å gå inn i markedet og sikre krafttilgang på lange kontrakter - opptil 20 år frem i tid. Således vil det ta lang tid før følgene av kraftkrisen er borte, og et effektivt marked kan etableres.

I kjølvannet av krisen i California er det grunn til å spørre om noe tilsvarende kan ramme det norske kraftmarkedet. I denne artikkelen skal vi forfølge dette spørsmålet og diskutere i hvilken grad det norske markedet er i stand til å takle situasjoner med knapphet på elektrisk kraft.

2. Hva har skjedd i Californias kraftmarked?

Det er skrevet mange hyllemetre med analyser av hendelsene i California. Fremstillingen i denne artikkelen bygger nesten utelukkende på et dokument skrevet av den amerikanske kongressens «Budget Office», CBO (2001).

Tanker om liberalisering av kraftomsetningen i USA ble fremmet på 1970- og 80-tallet, med boken «Markets for Power» - Joskow og Schmalensee (1983) som en viktig milepæl. På 1990-tallet ble det startet arbeid med planer som tok sikte på å liberalisere kraftmarkedet i California. Mens prosessen i starten var preget av faglige argumenter og åpen debatt, fikk etter hvert kraftselskapene og politikerne en viktigere rolle. Mot slutten ble prosessen lukket og vedtak fattet i lukkede rom. Slik sett har dereguleringsprosessene i de nordiske landene vært av en mer åpen karakter.

Dereguleringen i California ble vedtatt i 1996 og trådte i kraft 1. april 1998. På det tidspunkt liberaliseringen ble vedtatt gjennomført i California fantes det i de elleve vestligste statene en overkapasitet for elproduksjon på 20 prosent. Samtidig hadde California kraftpriser som i gjennomsnitt lå høyt over kraftprisene i resten av regionen. Det ble åpnet en kraftbørs (CALPX) etter mønster av den nordiske kraftbørsen NordPool. Det ble videre opprettet en uavhengig systemoperator (CAISO) som ble gitt ansvar for å sørge for kortsiktig balanse og de nødvendige reserver i produksjonssystemet. CAISO opprettet flere ulike markeder for innkjøp av balansetjenester og reservekapasitet. På grunn av et sterkt ønske om nøytralitet ble CALPX og CAISO etablert som uavhengige institusjoner. Hver av institusjonene fikk styrer med om lag 30 representanter, hvilket kan ha skapt betydeli-



Finn Roar Aune er rådgiver i Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi, Forskningsavdelingen, Statistisk sentralbyrå

Tor Arnt Johnsen er forsker i Seksjon for ressurs- og miljøøkonomi, Forskningsavdelingen, Statistisk sentralbyrå

¹ Takk til Jan Moen, NVE, som har lest og gitt nyttige kommentarer til avsnittene om California.

TEMA: Kraftmarkedet

ge styrings- og koordineringsproblemer. I Norge har det hele tiden vært et nært samarbeid mellom systemoperatøren Statnett og kraftbørsen Nord Pool. Nord Pool er eid av Statnett og Svenska Kraftnät i fellesskap.

I tillegg til opprettelse av CALPX og CAISO inneholdt reformen andre elementer:

- De tre store kraftselskapene (Pacific Gas and Electric, Southern California Edison og San Diego Gas and Electric) ble pålagt å selge halvparten av sin fossilbrenselbaserte (kull, olje og gass) produksjonskapasitet. Årsaken til dette pålegget var at man ønsket å få flere tilbydere og stimulere konkurransen i engrosmarkedet. Etter salget av produksjonskapasitet satt de tre store kraftselskapene igjen med 28 prosent av produksjonskapasiteten, mens de leverte 70-75 prosent av forbruket. Differansen mellom leveringsforpliktelsene og egen produksjon ville måtte dekkes inn ved kjøp i engrosmarkedet.
- Sluttbrukerprisene ble låst på 1996-nivå frem til 2002, eventuelt til visse kostnader var dekket inn. Denne prisreguleringen var ment å skulle beskytte de tre store kraftselskapene mot fall i sluttbrukerprisene - og forbrukerne mot høyere priser. Et viktig tema knyttet til dereguleringen var de såkalte «stranded costs». Det vil si investeringer e.l. foretatt før liberaliseringen som risikerte å bli ulønnsomme i det nye markedet. «Stranded costs» kunne også være lange kraftkjøpsavtaler til høye priser inngått før dereguleringen. Siden de fleste ventet et fall i engrosprisene som følge av dereguleringen, ble derfor sluttbrukerprisene vedtatt frosset til 2002 slik at kraftselskapene kunne hente inn tilstrekkelige inntekter til å få dekket inn sine «stranded costs». Dersom et kraftselskap klarte å dekke inn sine «stranded costs» før 2002 ble selskapet gitt adgang til å kreve markedspriser i sin sluttbrukeromsetning. Reguleringen av sluttbrukerprisene ble lett godtatt av kraftselskapene, siden de antok at dette ville sikre dem inntekter til dekning av «stranded costs».
- Kommunale, statlige eller forbrukereide kraftselskaper (om lag 25 prosent av sluttbrukersalget) ble ikke omfattet av dereguleringen. På grunn av gunstig skattemessig behandling hadde slike selskaper også lave sluttbrukerpriser før liberaliseringen. Disse selskapene var også pålagt å dekke sin lokale etterspørsel, selv om de kunne oppnå høyere priser ved salg til andre. Brøt de denne forpliktelsen risikerte de å miste sin skattemessige favorisering.
- De tre store kraftselskapene ble nektet adgang til å inngå nye langsiktige kraftkjøpsavtaler i forbindelse med dereguleringen. For det første var det en frykt for at slike avtaler skulle bli benyttet til å blåse opp omfanget av «stranded costs», siden langtidskontrakter med høye priser inngått før dereguleringen ble inkludert i beregningen av «stranded costs». For det andre ble det antatt at langtidskontrakter ville hemme konkurransen i markedet og likviditeten på kraftbørsen.

Markedsutviklingen 1998-2001

Kraftbørsen startet opp i april 1998, og det tok ikke lang tid før bekymringene om markedsutviklingen økte. Det er om sommeren kraftteterspørselen i California er høyest, og som-

meren 1998 var det flere perioder med høye priser, hvilket mange analytikere tolket som problemer med markedsmakt. Det ble også rettet kritikk mot organiseringen av kraftbørsen, balanse- og reservemarkedene. Blant annet ble det påpekt at systemoperatøren var for rigid i sine innkjøp av reservekraft. Det medførte at prisene i de ulike markedene ofte avvek kraftig. Analytikerne var også kritiske til at de store kraftselskapene ikke fikk lov til å inngå langsiktige kraftkjøpsavtaler, noe som kunne dempet deres eksponering overfor høye børspriser. I juli 1999 hadde et av de tre store kraftselskapene San Diego Gas and Electric, dekket inn sine «stranded costs» og dette selskapets sluttbrukerpriser ble fritatt for regulering og kunne settes fritt. Ellers forløp 1999 om lag som 1998.

Det store omslaget kom i 2000. Flere forhold bidro til å sette det nye markedet på en ordentlig prøve:

- Kraftteterspørselen økte kraftig som følge av kraftig inntektsvekst (+ 9 prosent fra 1999) og varmt vær (mai og juni 2000 var blant de 15 varmeste mai-juni perioder på 100 år). Kraftforbruket i California var 14 prosent høyere sommeren 2000 enn hva det var sommeren 1999.
- Vannkraftproduksjonen i det vestlige USA falt som følge av tørre værforhold. I forhold til 1999 var vannkraftproduksjonen nær 20 prosent lavere. I California var vannkraftproduksjonen 13 prosent lavere enn i 1999.
- Av varmekraftkapasiteten (olje, kull og gass) var 60 prosent av anleggene mer enn 30 år gamle. Økt produksjon medførte derfor større vedlikeholdsbehov og omfanget av planlagte og ikke-planlagte driftsstans var stort (20 prosent av varmekraftkapasiteten var ute i april, 10 prosent høsten 2000).
- Prisen på naturgass for elproduksjon økte med 70 prosent fra april til november 2000.
- Økt bruk av naturgass ledet til økt pris på utslippskvoter for nitrogenoksid (NO_x). Gjennom 2000 økte kvoteprisen fra \$4.000 til \$45.000 per tonn. Alene førte dette til at produksjonskostnaden for gasskraft økte med \$45 pr. MWh eller 40 øre/kWh.

Som følge av de ovennevnte hendelsene økte prisene i engrosmarkedet kraftig utover i 2000. San Diego Gas and Electric økte sine sluttbrukerpriser med 200 prosent i forhold til i 1999. De to andre store selskapene derimot, Pacific and Southern, solgte kraft med store tap siden de fortsatt hadde regulerte og lave sluttbrukerpriser. Første utkobling på grunn av høyt forbruk skjedde 14. juni da 100.000 forbrukere i San Francisco ble koblet ut. På grunn av den voldsomme veksten i sluttbrukerprisene i San Diego, ble det i september 2000 igjen innført prisregulering for San Diego Gas and Electric med sluttbrukerpriser tilbake på 1996-nivå.

Alle de tre kraftselskapene tapte penger og ba om å få øke sluttbrukerprisene. Samtidig førte selskapenes dårlige økonomiske stilling til at uavhengige kraftselgere i California og kraftselgere i nabostatene ble mer forsiktige med å tilby kraft uten kontant oppgjør eller garantier. I januar 2001 gjorde ikke Pacific og Southern opp for seg for kjøp av kraft på kraftbørsen. Børsen ble tvunget til å avslutte sin virksomhet da selgerne ikke lenger ønsket å tilby kraft av frykt for ikke å få oppgjør for kraften. All handel på kraftbørsen stanset 30. januar 2001. Børsens konkurs ble et faktum 9. mars 2001.

Kraftbørsens sammenbrudd, de mange utkoblinger av forbruk som ble nødvendige for å ivareta balanse mellom tilbud og etterspørsel og de store kraftselskapenes elendige økonomi førte til at Californias guvernør påla statens «Department of Water Resources (DWR)» å starte innkjøp av elektrisk kraft. På statens vegne inngikk DWR langsiktige kraftkjøpsavtaler av opptil 20 års varighet. I løpet av de første syv månedene av 2001 brukte DWR 9,5 milliarder dollar på kraftkjøp. Pacific Gas and Electric gikk konkurs i april 2001 med en gjeld på 8,9 milliarder dollar. Standard&Poor nedgraderte Californias kredittverdighet på grunn av statens opplåning for finansiering av de langsiktige kraftkjøpskontraktene.

I løpet av vinteren og våren grep også den føderale reguleringsinstansen (FERC) inn og innførte blant annet maksimalpriser for engrosmarkedet på et nivå som gjenspeilet marginalkostnadene for den dyreste kraftproduksjonsteknologien i California.

Sommeren 2001 ble på langt nær så varm som sommeren 2000, med lavere kraftetterspørsel som resultat. Lavere etterspørsel og fallende naturgasspriser bidro til at engrosprisene på kraft falt til det nivået de var på før krisen startet våren 2000. Det viste seg at engrosprisene falt langt under det prisnivået som DWR har inngått sine langsiktige kraftkjøpsavtaler på.

Hva gikk galt i California?

Mange har tildelt dereguleringen og det nye markedet skylden for krisen som oppsto i California. Det er imidlertid vanskelig å vite hvordan det gamle regulerte regimet hadde taklet situasjonen i 2000. En historisk høy etterspørsel kombinert med et tørrår for vannkraften i den vestre delen av USA ville trolig skapt problemer også for det regulerte regimet. Mange har påpekt at det innenfor det gamle regimet fantes mekanismer som kunne ha taklet de ekstreme værforholdene i 2000, ved at selskapene i et slikt tilfelle hadde klart å få regulator til å gå med på prisøkninger for å avhjelpe situasjonen. Uansett burde en forvente at dereguleringen og det nye markedet ble designet slik at en kraftkrise av det omfang som ble resultatet, ikke skulle kunne skje.

Analysene som er gjort av krisen peker på tre forhold ved dereguleringen som bidro til at de ekstreme etterspørsels- og tilbudsforholdene i 2000 resulterte i en gedigen kraftkrise:

- Reguleringen av sluttbrukerprisene
- Restriksjonene på omfanget av langsiktige kontrakter
- Designen av kraftbørsen og systemoperatørens balanse- og reservemarkeder

De regulerte sluttbrukerprisene forhindret leverandørene fra å viderefremme signalene om at det var knapp tilgang på kraft gjennom høyere priser. Dermed hadde forbrukerne begrensede incitament til å holde igjen på forbruket når knappheten var størst. Erfaringene fra den perioden hvor San Diego hadde markedsbaserte priser viser at etterspørselen reduseres med 2 - 7 prosent når prisen doubles. En slik forbruksrespons i hele markedet ville kunne ha redusert problemene i betydelig grad. De regulerte sluttbrukerprisene og kraftselskapenes leveringsplikt overfor sine kunder medførte

at de tre store selskapene gikk med store tap og etter hvert fikk betalingsproblemer. Disse betalingsproblemene førte til at uavhengige produsenter i og utenfor California etter hvert ble forsiktige med å selge sin kraft til til de tre store selskapene i California og til kraftbørsen der de visste at de tre store var viktige kunder.

Forbudet mot langsiktige kraftkontrakter førte til at det ble mer risikabelt å foreta investeringer i ny produksjonskapasitet - kapasitetene sto da også nærmest stille fra tidlig på 1990-tallet og til krisen inntraff. Lange kontrakter ville ha kunnet redusert risikoen for nye produsenter og for kjøpersiden. Det er likevel ikke sikkert at tilstedeværelsen av langtidskontrakter ville ha betydd at de tre store selskapene hadde inngått mange slike. Enkelte har hevdet at de priser en kunne oppnå i langtidskontrakter i 1998 og 1999 lå over prisene på kraftbørsen, slik at selskapene ikke ville ha funnet de fornuftig å gå inn i slike kontrakter. Det har også blitt spørsmål om hvorvidt selskapene i det hele tatt forsto hvilken risiko de løp ved å være høyt eksponert for spotprisen samtidig som deres sluttbrukerpriser var regulert.

Punktet knyttet til designen av kraftbørsen og balanse- og reservemarkedene dreier seg i stor grad om bruk av markeds- og tilbakeholdt kapasitet. Potensialet for fortjeneste for kraftprodusentene er stort når elmarkedet nærmer seg full kapasitetsutnyttelse. Bare en liten reduksjon i tilbudt kvantum kan gi stor prisvekst, spesielt i en situasjon hvor etterspørselen ikke reagerer eller reagerer lite på prisøkninger. Det er her viktig å huske at det bare var sluttbrukerprisene som var frosset, mens engrosprisene ble dannet i markedet. Ved at de store kraftselskapene som dekker mye av sluttforbruket solgte ut produksjonskapasitet, ble de mer sårbare overfor markeds- og høye priser i engrosmarkedet. Mange mener at selv om det fantes mange uavhengige produsenter var bruk av markeds- og tilbakeholdt kapasitet i engrosmarkedet en vesentlig årsak til krisens styrke og omfang. Også gasselgerne og elprodusenter utenfor California kan ha utnyttet den høye etterspørselen og store knappheten strategisk. Det er imidlertid vanskelig å bevise slik atferd.

Slik det californiske markedet utviklet seg er det lett å forstå at myndighetene måtte gripe inn. Hvorvidt politikken med avskaffelse av den markedsbaserte kraftomsetningen og inngåelse av et stort volum med lange kraftkjøpskontrakter viser seg å ha vært fornuftig, er det for tidlig å svare på. Generelt burde en vel som kjøper være tilbakeholden med å inngå lange kontrakter når prisene er som høyest og krisen som størst, men det er mulig valgfriheten ikke var så stor og at alternativene heller ikke var så fristende. Uansett har California gjort en del direktekjøpte erfaringer som forhåpentligvis er lærerike for andre stater og land som tar sikte på å deregulere sine kraftmarkeder. Hovedlærdommen får være at deregulering og liberalisering uten markedsbestemte priser også til sluttbrukerne ikke er smart. Med liten eller ingen overkapasitet øker også muligheten for bruk av markeds- og tilbakeholdt kapasitet.

3. Det norske kraftmarkedet

Norge var tidlig ute med å deregulere sitt kraftmarked. Siden dereguleringen i 1991 har det norske kraftmarkedet fungert fint gjennom en tiårsperiode. Varierende tilgang og etterspør-

TEMA: Kraftmarkedet

sel har ledet til prissvingninger, men det har ikke oppstått leveringsproblemer. Det har vært et fåtall konkurser. Dette har rammet mindre videreselgere som har tatt risiko ved å kjøpe «short» og selge «long». I perioder med prisoppgang i spotmarkedet har disse tapt penger og etter hvert kommet i akutte likviditetsproblemer. Dette har ikke rammet forbrukerne i særlig grad. Kraften har uansett blitt levert fra nettleverandøren, men til en såkalt ventetariiff som vanligvis er noe dyrere enn gjengs pris i markedet.

Det er imidlertid noen likhetstrekk mellom situasjonen i Norge og California. Som følge av overkapasitet og usikkerhet om markedsutviklingen har investeringene i ny kapasitet etter dereguleringen bremsert opp. Etterspørselen vokser derimot fortsatt. Således har markedet blitt strammere over tid både når det gjelder energi- (årsproduksjon) og effektkapasitet (maksimal kortsiktig produksjonskapasitet). Samtidig er værforholdene viktige for markedsbalansen også i det norske kraftmarkedet. Vannkraftproduksjonen kan mellom våte og tørre år i ekstreme tilfeller variere med opptil +/- 25 prosent i forhold til et normalår. Tørre år er også som oftest kalde, og siden en stor andel av oppvarmingsbehovet i Norge dekkes av elektrisitet, kan et kaldt år øke etterspørselen i betydelig grad. Likeledes kan det om vinteren oppstå kortere perioder med ekstrem kulde. I disse periodene kan etterspørselen bli høy. På denne bakgrunn må en forvente at det også i Norge oppstår betydelige knapphetssituasjoner fra tid til annen.

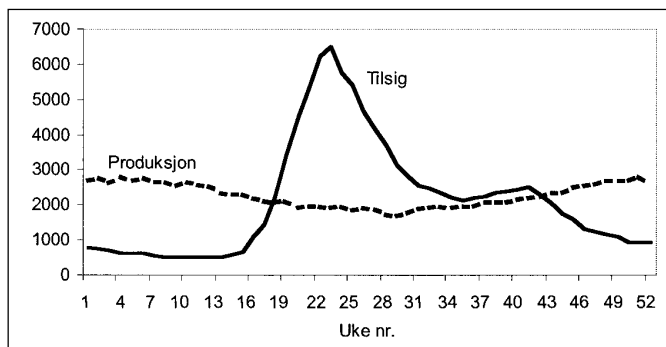
Det er imidlertid også viktige forskjeller mellom California og Norge som bidrar til at det norske (og for så vidt det nordiske) kraftmarkedet står bedre rustet til å møte de utfordringene som en knapphetssituasjon skaper. Først og fremst er norske sluttbrukerpriser fleksible. Det vil si at prisene til sluttbruker i stor grad påvirkes av utviklingen i engrosprisene. For sluttbrukere med et årlig forbruk over 400.000 kWh er det pålegg om timesmåling av forbruket. Dette muliggjør bruk av priser som varierer fra time til time. Markedsbasert kraftomsetning omfatter hele markedet og gjelder alle tilbydere og etterspørere. Også de aktører innen kraftintensiv industri og treforedling som har lange kontrakter med gunstige prisvilkår, er frie til å delta i markedet om de i kortere perioder finner det mer profitabelt å selge kraften tilbake i markedet i stedet for å benytte den som produksjonsfaktor.

Knapphet på energi - tørrår

Norsk kraftproduksjon er nesten utelukkende vannkraft. Av den årlige normalproduksjonen kommer om lag 70 prosent fra vann som stammer fra snøsmelting. De resterende 30 prosent produseres fra regnvann. Figur 1 viser det typiske årsmønsteret for tilsig av vann og kraftproduksjon i Norge.

Som det fremgår fra figur 1 kommer snøsmeltingen først ordentlig i gang rundt uke 16, dvs. midt i april. I et normalår når tilsiget sitt maksimum i uke 23, for deretter å avta jevnt, før det erfaringsmessig er en kort periode på høstparten med en del regn. Fra midten av oktober faller temperaturene i fjellet, og nedbøren kommer etter hvert som snø. Det medfører at tilsiget reduseres til et lavt nivå som vedvarer frem til neste snøsmelting setter inn. Produksjonen har det motsatte

Figur 1 Tilsig av vann og produksjon i det norske kraftsystemet. GWh pr. uke



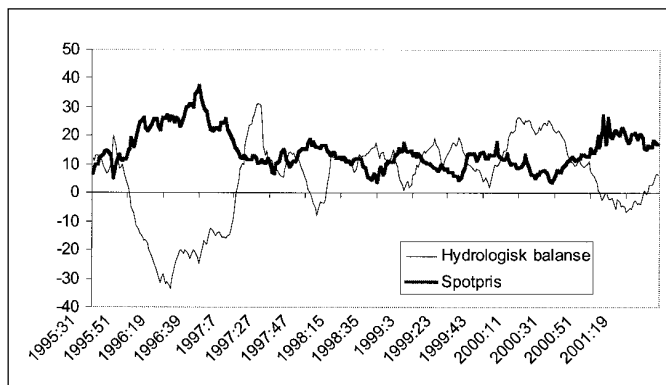
Kilde: Nord Pool ASA og Statistisk sentralbyrå

forløpet over året - høy om vinteren og lavere om sommeren. Om vinteren tappes det vann fra magasinene som når sin minimumsfylling rundt uke 18. Deretter fylles magasinene frem til rundt uke 43 når en ny tappesesong starter.

Selv om hoveddelen av tilsiget først realiseres om sommeren gir snødybdene gjennom vinteren god informasjon om den mengde vann som kan forventes å komme som tilsig fra snøsmelting den kommende sommer. Det innebærer at kraftprodusentene gjennom vintersesongen kan danne seg prognoser for den vannsituasjonen de vil ha ved inngangen til neste vintersesong. Er det lite snø vil produsentene være tilbøyelige til å spare mer vann og mindre villige til å produsere enn dersom store snømengder gir utsikter til store tilsig fra snøsmelting den kommende sommer. Når produsentene holder på vannet stiger prisene. Det reduserer eksporten, øker importen og gir forbrukerne beskjed om at knappheten har økt. Kraftprodusentene danner seg løpende en oppfatning om vannsituasjonen. Et mye brukt mål er den hydrologiske balansen for Norge og Sverige. Med hydrologisk balanse menes differansen mellom faktisk og normal mengde vann i magasin (inklusive snølager og markvann omregnet til vann i magasin).

Figur 2 viser utviklingen uke for uke i den hydrologiske balansen og spotpris i perioden 1996-2001.

Figur 2 Hydrologisk balanse (avvik fra normalt) og spotpris pr. uke, 1995 - 2001. TWh og øre/kWh



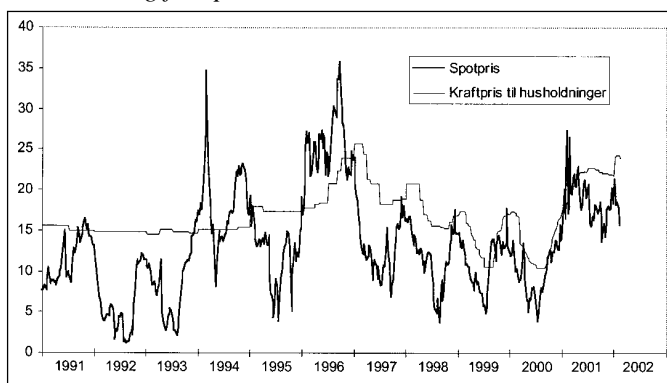
Kilde: Markedskraft AS og Nord Pool ASA

Korrelasjonskoeffisienten mellom de to seriene i figur 2 er $-0,90$, dvs. en høy grad av samvariasjon. En skal imidlertid være varsom med å tolke denne figuren, da den hydrologiske balansen ikke er noen eksogen variabel. Siden magasinbeholdningen inngår i den hydrologiske balansen, kan det også være elementer av at høy pris i dag i forhold til forventet fremtidig pris gir økt tapping. Det vil redusere den hydrologiske balansen. Den dominerende faktoren bak endringene i den hydrologiske balansen er likevel nedbørsvariasjon og ikke svingninger i produsert volum.

En situasjon med knapp krafttilgang som følge av lite nedbør (tørrår) innebærer som oftest at snømengdene er mindre enn normale. Det impliserer at informasjonen om en mulig fremtidig knapphetssituasjonen vanligvis kommer tidlig. Allerede i februar/mars har aktørene god kjennskap om forventet magasinbefylling ved inngangen til neste vinter. Det at informasjonen kommer tidlig øker markedets evne til å takle knapphetssituasjonen. Forventninger om fremtidig knapphet gjør det attraktivt å lagre vann. Prisene øker og dermed avhjelpest knappheten gjennom markedsmekanismene ved økt import og redusert forbruk, jf. Johnsen og Lindh (2001). Som vist i figur 2 er vannsituasjonen viktig for prisutviklingen. Endringer i eksport og import og forbruksreaksjoner bidrar til å dempe prisutslagene, men siden vannkraft til sammen utgjør mer enn 50 prosent av Nordens kraftproduksjon i et normalår, slår tilslagsvariasjoner kraftig ut i spotprisene. Kraftutvekslingen mot land utenfor Norden styres i hovedsak av spotprisutviklingen. Når det gjelder forbruket er det også et innslag av fastpriskontrakter. Større industribedrifter deltar ofte aktivt i spotmarkedet, og selv om en bedrift har en fastpriskontrakt, vil den ofte tilpasse seg spotprisen som representerer alternativverdien av den kraft som benyttes i produksjonen. Mindre forbrukere som for eksempel husholdninger har oftest en kontrakt med variabel pris. Det vil si at leverandøren kan endre prisen med 14 dagers varsel. Blant norske husholdninger er det om lag 85 prosent som har en slik kontrakt. De resterende 15 prosent har en spotpriskontrakt eller en fastpriskontrakt som vanligvis er av 1-3 års varighet. Figur 3 viser utviklingen i spotpris og variabel pris ekskl. avgifter til husholdninger.

I tiden etter dereguleringen var det et gebyr for å skifte kraftleverandør, og konkurransen i husholdningsmarkedet fungerte ikke så godt. I perioden 1991-1996 endret husholdningsprisen seg lite over tid, og perioder med svært lave spotpriser og kraftoverskudd ga ikke tilsvarende prisfall for husholdningene. Gebyret for skifte av kraftleverandør ble fjernet i 1997. Det ga seg umiddelbart utslag i prisfastsettelsen. Kraftverk som ikke reduserte sine priser mistet raskt kunder. Husholdningsprisen har etter hvert blitt fleksibel, og den følger nå i stor grad bevegelsene i spotmarkedet. Dermed får også de minste kundene tydelige prissignaler om krafttilgangen. Når det vinteren 2000/2001 ble mindre snø enn normalt, jf. figur 2, gikk det ikke lenge før spotprisen og kraftprisene til sluttbrukerne økte. Dette til tross for at en eventuell knapphet ikke ville gjøre seg gjeldene før mot slutten av vintersesongen 2001/2002. Hadde det fortsatt å være tørt sommeren og høsten 2001, ville prisene ha fortsatt å øke, importen økt og forbruket ville ha blitt redusert. Hvor sterk prisøkningen kunne ha blitt avhenger av importens prisføl-

Figur 3 Spotpris og kraftprisen til husholdninger ekskl. avgifter, pr. uke, 1991-2002. Øre/kWh



Kilde: Nord Pool ASA, Statistisk sentralbyrå og Konkurransetilsynet

somhet, importkapasiteten og av forbrukets priselastisitet. Det er liten tvil om at to påfølgende tørrår kan gi høye priser spesielt i det andre året, men så lenge prisene tillates å formidle knapphetssignalene ser vi liten grunn til at ikke markedet skulle kunne takle en slik tørrårssituasjon. Høye kraftpriser - selv om de er forbigående i et eller to tørre år - vil ofte lede til krav om politisk handling. Politiske inngrep i prisdannelsen i kraftmarkedet kan redusere eller ødelegge markedets evne til selv å takle redusert krafttilgang. Dersom politikerne annonserer at de vil gripe inn med for eksempel rasjonering, om prisene blir så eller så høye, vil det fjerne noe av incentivet for å lagre vann for å møte en fremtidig knapphet. Det er jo den høye prisen som er belønningen for å lagre vann.

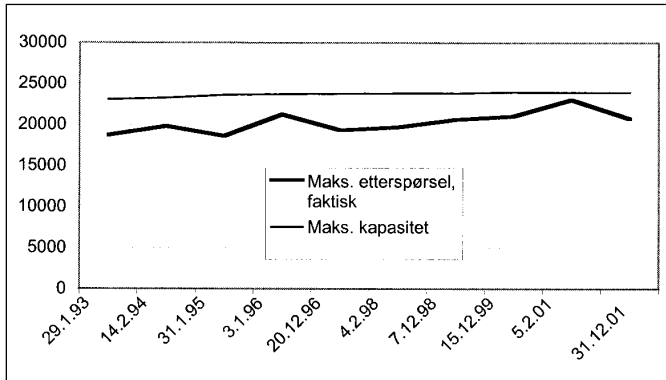
Knapphet på effekt - ekstreme kuldeperioder

Kraftsystemets evne til å levere elektrisitet har en øvre begrensning som er bestemt av samlet turbinkapasitet, graden av kapasitetens tilgjengelighet og overføringsnettenes kapasitet både internt i Norge og mot utlandet. Disse kapasitetene kan ikke overskrides. Hvis man ønsker å unngå eller redusere sjansen for en kollaps, er det derfor nødvendig med en reservekapasitet som er disponibel dersom det plutselig skulle oppstå en feil i et kraftverk eller på en linje. Hvor stor reservekapasiteten bør være, avhenger av avveiningen mellom kostnader til reservekapasitet og gevinsten ved at avbruddskostnadene reduseres. I Norge er det under ekstreme kuldeperioder om vinteren at den samlede krafttettersspørselen er på det høyeste. Denne type effekttopper kommer mer plutselig enn en energiknapphet som følge av et tørrår. I tillegg er prisfølsomheten enda lavere på så kort sikt. En time nå og da med stor knapphet og høye spotpriser gir for de aller fleste forbrukere ikke så store incitamenter til å redusere forbruket som i en vedvarende periode med høye priser, hvilket ville vært tilfelle i et tørrår. Likevel tror vi det er slik at bare prisen er høy nok, vil det for noen forbrukere bli lønnsomt å kutte forbruk i disse timene.

Figur 4 viser kapasitets- og etterspørselsutviklingen fra 1993 til i dag. Etterspørselsobservasjonene er den aktuelle vintersesongens maksimale forbruk i løpet av en time.

TEMA: Kraftmarkedet

Figur 4 Kapasitets- og etterspørselsutvikling i det norske kraftsystemet, 1993-2001. MW



Kilde: Statnett SF og Nord Pool ASA

Produksjonssystemets kapasitet varierer gjennom vinteren som følge av hydrologiske endringer. For eksempel vil kapasiteten være lavere i februar enn i desember som følge av at vannmagasinene har lavere fylling i februar. Maksimumskapasiteten som er vist i figur 4 er kapasiteten tidlig i vintersesongen. Frem mot våren reduseres kapasiteten med i størrelsesorden 2.000 MW. Således er en streng kuldeperiode i februar/mars mer problematisk enn en kuldeperiode i desember.

Den årlige forbrukstoppen varierer med temperaturforholdene, men figur 4 viser at etterspørselen har nærmet seg kapasiteten de siste årene. For inneværende vintersesong nådde forbruket sitt høyeste nivå på nyttårsaftens ettermiddag. Siden aktiviteten i produksjonssektorene var lav, ble forbruket lavere enn det ville ha vært om samme temperaturforhold hadde opptrådt på en alminnelig ukedag med normal aktivitet i næringslivet. I timen mellom klokken 9 og 10 mandag 5. februar 2001 ble det satt ny forbruksrekord i Norge med solid margin, med et forbruk på 23.054 MWh/h. På dette tidspunktet var det kaldt over hele landet, men kulden var ikke ekstrem. Historiske temperaturer viser at det kan bli enda kaldere over hele landet. Lave temperaturer som i februar 2001 opptrer erfaringsmessig noe oftere enn hvert 10. år.

I tillegg til den innenlandske produksjonen finnes det overføringslinjer for elektrisk kraft mellom Norge og Sverige, Danmark, Finland og Russland. Linjene til Finland og Russland har lav kapasitet, mens overføringskapasiteten til Danmark og Sverige til sammen er på om lag 3.500 MW. Denne overføringskapasiteten kan benyttes til import, men en samtidig kuldebølge i Norden vil kunne medføre at prisen i Norge må gå svært høyt før import utløses. Figur 5 viser Norges utenlandshandel og spotprisen i de samme timene som i figur 4.

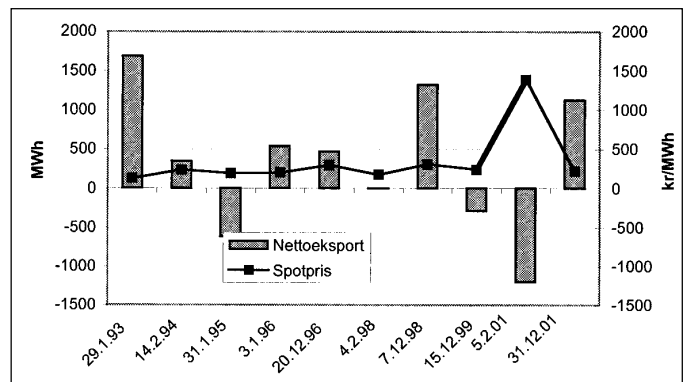
Forbrukstoppen i februar 2001 resulterte i en høy kraftpris. En kWh kostet 138 øre i spotmarkedet denne timen. Dette er flere hundre prosent høyere enn gjennomsnittsprisen for den samme uken.

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. Reservene i form av ledig produksjonskapasitet og forbruk som kunne ha vært koblet ut raskt var rikelige i rekordtiden. De siste to årene har Statnett på høstparten inngått kontrakter med produsenter og store forbrukere om reservekapasitet. Kontraktene gir Statnett opsjon på visse kvantum i balansemarkedet. I balansemarkedet kjøper Statnett kortsiktige justeringer av produksjon og forbruk for å oppnå likhet mellom produksjon og forbruk. Spotmarkedet klareres dagen før, og det oppstår normalt visse avvik fra planlagte volumer. Disse avvikene korrigeres ved kjøp av opp- eller nedregulering i balansemarkedet. De som har inngått kontrakt med Statnett om salg av reserveopsjoner forplikter seg til å holde det kontraktsfestede volum ute fra spotmarkedet og i stedet tilby kvantumet i balansemarkedet.

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 raskt prisen vil øke i en fremtidig knapphetssituasjon avhenger av i hvilken grad det finnes etterspørrere som reduserer sitt forbruk når døgnmarkedsprisen øker. De aller fleste husholdninger og mindre næringsvirksomhet har ikke målere 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 2001 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 forbruk i de perioder hvor prisen er ekstremt høy. Etter hvert vil også krafttrudere og -meglere og andre mellommenn se gevinstene som ligger i å

Figur 5 Nettoeksport (+) og spotpris i timen med høyest forbruk, 1993-2001. MWh og kr/MWh



Kilde: Statnett SF og Nord Pool ASA

få redusert forbruk i høyprisperiodene. I perioder med høye spotpriser kan leverandører som satser på short-salg og/eller videresalg til faste priser 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 klar over den betydelige risiko som ligger i slik adferd.

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 ved at han gis en kompensasjon. For nettselskapene kan slikt utstyr redusere kapasitetsproblemer i nettet og derved utsette behov for investeringer i nett og transformatorer. Kraftleverandører 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. Også generelle energisparetiltak, som for eksempel Enøk-organenes støtte til styringssystemer, vil kunne redusere topplastetterspørselen. Investering i topplastkapasitet 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 topplastpriser i enkelte perioder, som vi har observert de seneste vinterne, 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/ redusere forbruk under topplast. 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 sammenlåinger 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 selskaperes inntekter er regulert av NVE, og det er fri tilgang til nettet. Inntektsreguleringen begrenser nettselskaperens 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. Ofte har kommunene behov for penger til andre prosjekter, eller de definerer eie av kraftverk til ikke å være en del av det kommunen bør befatte seg med. 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 og i tillegg har eierandeler i flere andre norske produksjonsverk. Spørsmålet er derfor 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 sammenlåinger og oppkjøp vil redusere konkurransen og lede til høyere priser, og gevinstene ved markedsbasert kraftomsetning kan smuldre bort.

4. Avslutning

Kraftkrise er et ord som har blitt ganske hyppig brukt i media de senere år. Etter at Norge deregulerte kraftmarkedet i 1991, har vi opplevd tørråret 1996 hvor den såkalte kraftkrisen etterhvert rammet forbrukerne gjennom høyere strømpriser. Markedet fungerte imidlertid godt, og de høye prisene medførte at ledig produksjonskapasitet i landene rundt Norge ble tatt i bruk. Vinteren 2000/2001 kom det mindre snø enn normalt, samtidig som det var ganske kaldt, og en situasjon tilsvarende den i 1996 kunne være under oppseiling. Kraftprisene steg noe, men på langt nær så mye som i 1996. Utover sommeren og høsten kom det tilstrekkelig nedbør til at situasjonen normaliserte seg. I februar 2001 ble det satt forbruksrekord for en enkelt time, noe som i kraftmarkedet medførte meget høye priser for denne timen (og timene før og etter). Kraftsystemet ble presset, men det var fremdeles ledige ressurser i form av muligheter for økt produksjon og import samt reduksjon i forbruk, som kunne blitt benyttet om systemet hadde blitt enda mer presset.

TEMA: Kraftmarkedet

Situasjonen i California sommeren 2000 med skyhøye kraftpriser, leveringsbortfall og rasjonering fikk også oppmerksomhet her hjemme. Forskjell på markedsorganiseringen i Norge og California gjør det usannsynlig med tilsvarende utfall i Norge. I California ble ikke høye kraftpriser overveltet i prisene forbrukerne betalte, mens her hjemme ville tilsvarende kraftpriser gitt kraftige incentiver til reduksjon i kraftforbruket. Alt i alt har det norske og det nordiske kraftmarkedet fungert godt de siste årene, og knapphetsituasjoner har forløpt forholdsvis smertefritt.

Referanser

- CBO (2001): «*Causes and lessons of the California electricity crisis*». The Congress of the United States Congressional Budget Office. September 2001. Tilgjengelig på internett: <http://www.cbo.gov>.
- Johnsen, T.A. og C. Lindh (2001): Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket? Økonomiske analyser nr. 6/2001, Statistisk sentralbyrå. Tilgjengelig på internett: <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200106/johnsen.pdf>
- Joskow, P.L. og R. Schmalensee (1983): «*Markets for Power: An analysis of Electric Utility Deregulation*». MIT Press. Cambridge, Massachusetts, USA.