

# Kraftkrise i Norge?

Finn Roar Aune og  
Torstein Bye

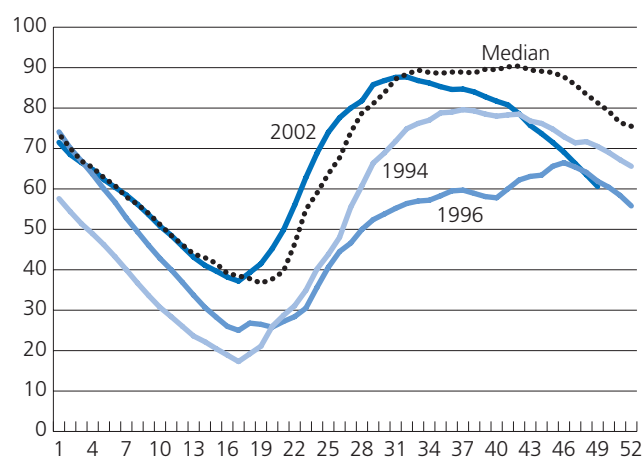
Elektrisitet er en viktig innsatsfaktor for norsk industri og næringsliv. Sterk økning i elektrisitetspriser betyr økte produksjonskostnader (direkte eller gjennom alternativverdien av kraften). Lønnsomheten går ned, og dette kan føre til redusert produksjon via permitteringer eller nedleggelse og dermed bidra til økt ledighet. Økte priser på elektrisitet bidrar også til en nedgang i disponible inntekter for husholdningene. Dette gir, via etterspørselseffekter, et bidrag til mindre kostnads- og prispress i økonomien. Økte kraftpriser kan også ha betydning for offentlige budsjetter gjennom momseffekter (reduert sparing på kort sikt) og økning i skatt og utbytte fra kraftselskapene hvis prisen øker mer enn kraftproduksjonen går ned. På den annen side fører økte kraftpriser til at driftsutgiftene for offentlig sektor øker. I dagens marked med lite vann i magasinene er det stor usikkerhet omkring utviklingen i kraftprisene de nærmeste månedene. Siden kraftprisene kan ha stor betydning for flere viktige forhold i norsk økonomi, og usikkerheten er stor, er det viktig at en ser på effekten av ulike kraftpriser. Nedenfor går vi gjennom noen resonnementer som leder fram til et par alternative scenarier for kraftprisen de nærmeste månedene.

## Litt om kraftmarkedet

Det siste halve året har det kommet svært lite nedbør i forhold til «normalt». Tilsiget av vann til kraftmagasinene har dermed vært mindre enn «normalt». Dette har ikke bare skjedd i Norge, men også i Sverige, der vel 40 prosent av krafttilgangen er basert på vannkraft. Samtidig har produksjonen av kraft vært høy i denne perioden, og magasinbeholdningen er derfor nå på et lavt nivå sammenlignet med det «normale» på denne tiden av året. Kraftprisen har steget. Isolert sett har dette trukket i retning av at det for kraftprodusentene har vært lønnsomt å produsere mer enn ellers. I motsatt retning trekker det at også verdsettelsen av framtidig kraftproduksjon har økt. Når forventet verdi av kraftproduksjon øker, vil det isolert sett være riktig å ikke produsere i dag og heller produsere i framtiden. Dagens verdi og framtidig verdi av kraft bestemmes av tilbud og etterspørsel i spotmarkedet (fysisk marked for neste døgn) og terminmarkedet (finansielt prissikringsmarked for fremtiden). Kraftprodusentene må gjennom disse markedene forholde seg til usikkerhet om tilsig og etterspørsel og derigjennom utviklingen i magasinbeholdningen.

I figur 1 ser vi hvordan magasinbefyllingen har utviklet seg i de norske kraftmagasinene de siste månedene. Vi ser at fra sommeren 2002 har magasinbefyllingen stadig forverret seg sammenlignet med tidligere år. Magasin-

Figur 1. Magasinbeholdning fra uke til uke (1-52). Utvalgte år og median for 1990-2000. Prosent



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

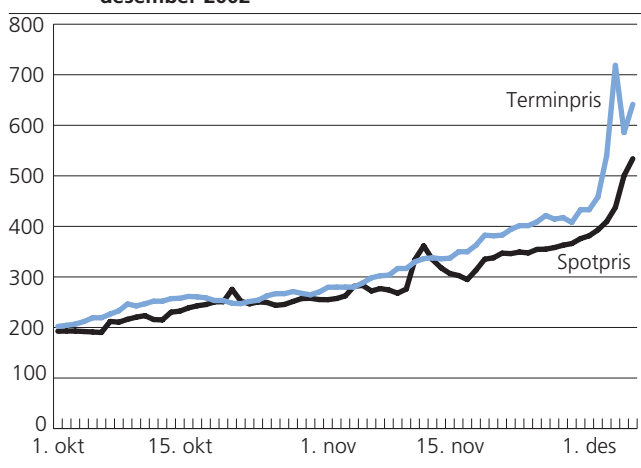
fyllingen nå er også lavere enn på tilsvarende tidspunkt i det forrige «kriseåret» 1996.

Figur 2 viser utviklingen i spotpriser og den gjennomsnittlige terminprisen for de 3 kommende måneder. En høyere terminpris enn spotpris tilsier at det isolert sett er riktig å utsette produksjonen til i framtiden. Siden terminprisen i desember ligger til dels betydelig over spotprisen, tilsier dette at det ville være lønnsomt å produsere mindre i dag. Da ville prisene bli ytterligere høyere i dag og lavere i framtiden enn det som figuren viser. I likevekt skulle spotprisen og terminprisen være tilnærmet like. Forskjellene som oppstår mellom terminpris og spotpris kan skyldes skranke i systemet (på transport eller produksjonskapasitet

**Finn Roar Aune** er rådgiver ved Gruppe for petroleum og miljøøkonomi. (finn.roar.aune@ssb.no)

**Torstein Bye** er forskningssjef ved Gruppe for energi og miljøøkonomi. (torstein.bye@ssb.no)

**Figur 2. Gjennomsnittlig terminpris 3 mnd fram i forhold til observerte spotpriser, kr per MWh. 1. oktober til 6. desember 2002**



Kilde: Nordpool.

og lignende), usikkerhet om overflom og imperfeksjoner i markedene.

### Hva blir kraftprisen i 2003?

Det har den siste tiden vært en del diskusjoner omkring mulighetene for framtidig rasjonering i kraftmarkedet på grunn av lite vann i kraftmagasinene og høy etterspørsel etter kraft. Svært høye terminpriser er et signal om at en tror på lite tilsig til magasinene, liten fleksibilitet i etterspørselen og dermed stramme markeder framover. Terminpriser som dobles i løpet av kort tid kan være et signal om at aktørene er usikre på om det er mulig å klarere tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet gjennom vinteren, og at en derfor nærmer seg rasjoneringstilstander. Det kan også være et signal om at markedet er nervøst og lider under mangel på god informasjon. De siste ukene har vi da også sett dager med svært kraftig oppgang i terminprisene med påfølgende kraftige nedjusteringer.

Som figur 1 viser, er det svært lite vann i magasinene i forhold til tilsvarende perioder tidligere år. I 1996/1997 hadde vi en tilnærmet lik situasjon. Vinteren 1997 var varm, og etterspørselen i Norge gjennom vintermånedene januar, februar og mars var 32,4 TWh. I de samme månedene vinteren 2001, som har det høyeste vinterforbruket så langt, var forbruket samlet 39,4 TWh.

Våren 1997 var det om lag 20 TWh vann igjen i magasinene når vårfloppen kom. Våren 1994 var fyllingen enda lavere med om lag 15 TWh i vannmagasinene. Spørsmålet er nå om situasjonen kan bli mer anstrengt enn dette våren 2003<sup>1</sup>?

Vinteren 2002 (januar-april) var temperaturkorrigert totalforbruk i Norge 47,7 TWh, se NVEs korttidsstatistikk april 2002. Siden den gang har forbruket i kraftkrevende industri falt noe, og ligger an til et forbruk for tilsvarende 4-månedersperiode som er om lag 1,2 TWh lavere. Som følge av de høye kraftprisene antas også en del av øvrig etterspørsel å falle bort. Forbruket i elektrokjeler er svært prisfølsomt. Dette forbruket antas å falle 1,5 TWh for en 4-månedersperiode, i forhold til januar-april 2002, hvor forbruket var 1,9 TWh. Beregninger med den makroøkonomiske kvartalsmodellen KVARTS antyder at prisresponsen på en 70 prosent prisøkning hos husholdningene vil være drøye 10 prosent (med nettleie og alle avgifter ligger det an til at husholdningene får en prisvekst på i underkant av 70 prosent i perioden januar-april 2003). Dette vil gi en reduksjon på om lag 2 TWh i forhold til tilsvarende periode 2002. Som følge av lavere totalt forbruk i forhold til januar-april 2002 faller nettapene med anslagsvis 0,3 TWh. Med alle reduksjonene beskrevet ovenfor kan det ligge an til et totalforbruk i Norge på 42,7 TWh i perioden januar-april 2003 hvis temperaturen blir som «normal».

Antatt magasinbefylling ved inngangen til 2003 er 51 prosentpoeng eller 42,8 TWh. Dette er basert på magasinbefylling i uke 49/2002 og en utvikling framover mot årsskiftet omtrent som man har observert tidligere år. Med ingen tilsig og ingen nettoimport i perioden januar-april 2003 vil da magasinene være tilnærmet tomme våren 2003. Hvis tilsigene til kraftmagasinene i perioden januar-april 2003 blir som i tilsvarende periode i 2001, hvor tilsigene var forholdsvis lave, sett i forhold til gjennomsnittet for januar-april i perioden 1999-2002, vil tilførselen være 8,4 TWh eller 10,1 prosentpoeng av samlet energiinnhold i kraftmagasinene. Siden grunnvanns- og markvannssituasjonen er tørrere enn normalt vil mindre enn «vanlig» av tilsigene havne i kraftmagasinene. Da kan januar-april 2001 være en god tilnærming til 2003, siden som nevnt tilsigene også da var lave. Med dette tilsiget vil det med null nettoimport være 10,2 prosent fylling i magasinene ved inngangen til mai 2003.

Med svært høye priser gjennom vinteren er det rimelig å anta at kraftproduksjonen i termiske verk utenfor Norge og Sverige vil holde seg på et høyt nivå. Med et langvarig høyt prisnivå kan denne produksjonen øke ytterligere. I slutten av desember startes et atomkraftaggregat i Sverige opp etter langvarig revisjon. Videre vil økt kapasitet på kabelforbindelser mot Norden bidra positivt. Samtidig vil etterspørselen også i andre land gå ned på grunn av de høye prisene. Det høye prisnivået vil på denne måten medføre økt import fra Europa og Russland mot det nordiske området. Samlet åpner dette således for betydelig import av kraft til

<sup>1</sup> I tillegg kan det være at situasjonen er spesiell for enkelte områder i Norge, da magasinbefyllingen er ekstra lav i deler av Sør-Norge og på Vestlandet. Magasinbefyllingen er dessuten lavere i Sverige enn i Norge, og siden Norge og Sverige har integrerte markeder vil dette påvirke forholdene også hos oss.

Norge og Sverige. Hvis vi antar en netto import til Norge på 3,5 TWh over perioden, vil magasinbeholdningen bli 14,3 prosent, altså litt under 1994-nivå.

Et mulig scenario for utviklingen de nærmeste månedene er da at markedet selv ordner opp i den anstrengte vannsituasjonen som beskrevet ovenfor. Gitt at de har tilstrekkelig informasjon til å avveie de ulike forholdene som påvirker markedet, vil dagens terminpriser kunne avspeile det fremtidige spotprisbildet som vil realiseres gjennom vinteren. Dette betyr en gjennomsnittlig pris i 1.kvartal 2003 på om lag 60 øre/kWh og en gjennomsnittlig pris i 2.kvartal i underkant av 40 øre/kWh. For høsten 2003 antyder terminmarkedet en pris på 23 øre/kWh. Fram mot 2004-2005 antydes en årspris i underkant av 20 øre/kWh. Til sammenligning var spotprisen de 11 første månedene i 2002 om lag 17 øre/kWh. Foreløpig anslag for desember gir en årspris på drøye 20 øre/kWh.

### Et alternativ med mer fleksibelt marked

Det er en alminnelig oppfatning at prisendringer på elektrisitet har relativt liten effekt på etterspørselen på svært kort sikt. Bedriftene vil produsere så lenge de har positivt dekningsbidrag og husholdningene fokuserer lite på de kortsiktige effektene av prisene av flere årsaker.

Med de høye prisene vi har i dag er det imidlertid betydelig større fokus på mulighetene for å få til en reduksjon i kraftforbruket. For eksempel tyder uttalelser fra både forbrukere og leverandører at det vil bli omsatt og brukt noe mer ved enn normalt denne vinteren. Denne energien kommer til erstatning for elektrisitet til oppvarming. Flere påpeker muligheter for energisparing gjennom kortsiktige investeringer, adferdsendringer etc. Mange industribedrifter og industribedrifters interesseorganisasjoner påpeker dessuten at det vil være lønnsomt å permittere ansatte, redusere produksjonen og selge kraft som de i dag kjøper i henhold til lavpriskontrakter, tilbake til markedet. Dette betyr at det kan bli en merkbar tilpasning på etterspørselsiden i markedet når prisene holder seg høye over flere måneder.

Kraftintensive industribedrifter bruker om lag 2,5 TWh elektrisitet pr måned. La oss anta at de selger tilbake 10 prosent av denne kraften til markedet - det vil si 0,25 TWh per måned eller 1 TWh samlet over 1. tertial. Finnfjord smelteverk er stengt, Fesil ASAs Holla smelteverk på Kyrksæterøra har stengt to av fire ovner, Lilleby verk i Trondheim stoppes 20. desember, alt ifølge Dagens Næringsliv 5/12. Bortfallet i elektrisitetsforbruk utgjør 0,09 TWh per måned. Flere bedrifter diskuterer lignende tiltak slik at 0,25 TWh per måned i kraftkrevende industrier kan være et rimelig anslag. I treforedling, annen industri og privat og offentlig tjenesteyting antas også de høye prisene å utløse en forbruksreduksjon på 1,0 TWh i løpet av perioden januar-april 2003. I servicesektoren kan det

for eksempel være lett å redusere noe forbruk til blant annet belysning. Erfaringer fra 1996 viser at når det oppfordres sterkt til strømsparing, så slår dette sterkt ut på forbruket.

Husholdningene bruker om lag 5 TWh per måned i vintermånedene. Her er det ikke lett å redusere forbruket betydelig, siden mye er knyttet til oppvarming og antall husholdninger med store effektreserver i alternative energikilder er begrenset. Likevel vil noen kunne tilpasse seg med økt ved- eller oljeforbruk. Det kan også skje en del tilpasninger ved at antall rom som varmes opp reduseres, at romtemperaturen senkes, man blir flinkere til å slå av lys i rom som ikke brukes, man dusjer eller bader mindre eller i kortere perioder osv. La oss anta at husholdningene kan redusere sitt forbruk av elektrisitet med om lag 5 prosent ytterligere i forhold til forutsatt tidligere som følge av slike forhold og på grunn av mer bruk av ved og olje – eller 0,25 TWh per måned. Da blir dette også om lag 1 TWh samlet over de fire første vintermånedene i 2003.

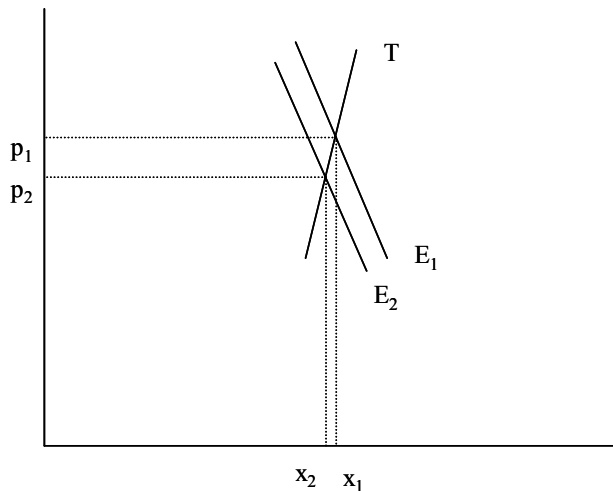
Den samlede reduksjonen i etterspørselen vel 3 TWh på 4 mnd. Vi ser at dette likevel ikke blir en særlig stor respons i forhold til den totale etterspørselen, som kan være rundt 40-50 TWh i samme periode, avhengig blant annet av temperatur og konjunkturforsvinn. Prisresponsen på denne marginale endringen kan imidlertid bli betydelig på kort sikt, og kommer i tillegg til den beskjedne elastisiteten man vanligvis regner med på så kort sikt.

Tilbudskurven for kraft i prisområdet 35-50 øre/kWh er antakelig svært bratt. Det vil si at uansett prisstigning så vil det ekstra tilbudet som kommer inn ved en prisstigning være svært lite. Som vi har diskutert ovenfor, er også etterspørselkurven svært bratt, det vil si at en stor prisendring vil medføre en relativt liten endring i forbruket. Dette har vi forsøkt å illustrere i figur 3. La oss anta at  $E_1$  er etterspørselen i utgangspunktet og  $T$  er tilbudskurven. Begge kurvene er bratte - det vil si at en stor prisrespons gir en liten kvantumseffekt, eller omvendt, en liten kvantumsendring gir en stor priseffekt.

De endringene som kan skje i markedet ved at industri stenger ned og eller husholdninger endrer atferd på kort sikt kan sees på som et ekstraordinært skift i etterspørselen innover til  $E_2$ . Hvilken priseffekt i markedet ville vi nå få ved at etterspørselen ble redusert med 3 TWh som forklart ovenfor? Vi ser at priseffekten kan bli betydelig selv med små volumendringer, og større desto brattere (lite elastiske) både etterspørsels- og tilbudskurvene er.

Ved lavere priser enn 35 øre er tilbudskurven mindre bratt enn ved høyere priser. Det skyldes at det ved priser i området 25-35 øre/kWh kan komme inn en del marginal produksjonskapasitet. Hvis prisen faller

Figur 3. Lite elastisk tilbud og etterspørsel etter elektrisitet



under dette nivået, vil det ikke være lønnsomt å produsere ved hjelp av disse marginale teknologiene, og de vil bli tatt ut av produksjon. Kommer vi enda lavere i pris vil stadig flere marginale teknologier tas ut av produksjon, da inntektene fra kraftsalg ikke vil dekke de kortsiktige variable kostnadene.

Dette betyr at det i markedet vil være en del «motstand» mot prisfall under et nivå på 35 øre/kWh. Ved marginale endringer i etterspørselen, som en kan si at 3 TWh i løpet av 4 måneder er, vil dermed prisene holdes oppe ved at marginal kapasitet tas ut. Et «lave-re» prisnivå for kraftprisene i Norge i vintermånedene 2003, med det skift i etterspørselen som er skissert over, kan dermed være at man i 1. kvartal får en gjennomsnittlig pris på 35 øre/kWh og i 2. kvartal får en pris på gjennomsnittlig 25 øre/kWh. Terminprisene

for sommeren neste år ligger for tiden på om lag 20-25 øre/kWh.

Ved en nedgang i etterspørsel fra 43 TWh til 40 TWh betyr det at vi her har regnet med en ekstra priselastisitet på -0,13 på spotprisen med hensyn på totalt forbruk ved overgang fra 60 øre/kWh til 35 øre/kWh.

Hvis all denne ekstraordinære reduksjonen i forbruket (3 TWh) kommer de norske vannmagasinene til gode, så vil magasinutfyllingen bli 18,5 ved begynnelsen av mai 2003.

### Produksjonen av kraft i 2003

La oss nå anta at tilsiget er normalt for 2003 - det vil si tilsig av vann som kan gi en produksjon på om lag 118 TWh. Da kan produsentene tilpasse seg, litt avhengig av pris- og markedsforhold, slik at vi får en normal magasinbeholdning i løpet av tre år ved å produsere noe mindre enn tilsiget denne perioden. Normal magasinbeholdning ved inngangen til et år er, målt ved medianverdien mellom 1990-2000, 73,6 prosent. Hvis vi forutsetter normale tilsigsforhold og at kraftprodusentene tilpasser seg slik at vi får en jevn utvikling mot normale magasiner over de tre årene må en ha en lageroppbygging på 19 TWh over denne perioden, det vil si drøye 6 TWh per år. Da kan produksjonen i 2003 være om lag 113 TWh (inklusive noe vind og termisk) mot et foreløpig anslag på 131 TWh i 2002, det vil si en nedgang på 14 prosent. Til sammenligning var tilsiget i 1997 om lag 7 TWh over normalen, produksjonen dette året var 111 TWh, og magasinbeholdningen ved begynnelsen av 1998 var 70,4 prosent. Med andre ord en relativt rask tilbakevending til normale magasinforhold muliggjort blant annet gjennom mer tilsig enn normalt dette året.