

Tilsgissvikt – konsekvenser for produksjon og priser

Torstein Bye og Annegrete Bruvoll

Det nordiske kraftmarkedet er utsatt for store svingninger gjennom variasjoner i tilsiget til magasinene. Tilsiget varierer med rundt 25 prosent opp og ned i forhold til normalen målt over året. Når vannkraft i normalsituasjonen utgjør om lag 50 prosent av totalproduksjonen av kraft i Norden og nesten hele totalproduksjonen i Norge, vil store variasjoner i tilsiget kunne bety svært fluktuerende priser. Tilsgissvikt kan komme jevnt over året eller plutselig over en kort sesong. I denne artikkelen benytter vi en markedsmodell til å simulere effekter i to ekstreme situasjoner, og viser at markedseffektene i de to tilfellene vil kunne bli svært forskjellige, selv med gode muligheter til å lagre vann. På den ene siden vil svikt i nedbøren over en lang periode bety en større total tilsgissvikt. På den annen side kan dette tildels oppveies gjennom at vann kan lagres mellom perioder og ved at tilpasningen kan skje gradvis. En plutselig svikt foran en oppvarmingsperiode vil derimot bety at tilpasningen må tas over kort tid. Til slutt i artikkelen diskuteres modellresultatene i forhold til nedbørsvikten i 1996-1997 og 2002-2003 og den situasjonen vi opplever nå i 2006.

1. Innledning

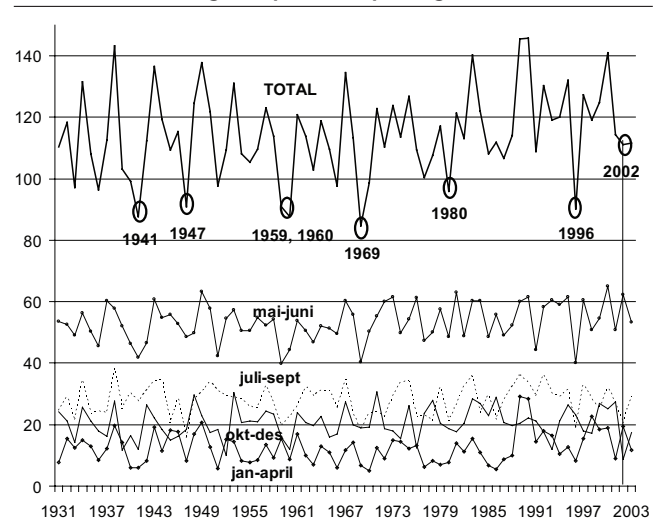
Den dominerende rollen vannkraft har i det nordiske kraftmarkedet gjør at prisutviklingen er nært knyttet til svingende nedbør. Etter dereguleringen av kraftmarkedet, og etter at etterspørselen har nærmet seg kapasitetsgrensen, har vi fått merke større variasjoner i prisene, både i form av høyere priser i tørrår (2002), men også lavere priser når tilsiget er større enn normalt (2000). Tilsgissvariasjoner med store prisutslag er derfor noe vi må venne oss til framover. Tilsgissmønsteret til de norske vannmagasinene de siste 75 årene, se øverste linje i figur 1, viser at vi har hatt tørrår i Norge om lag hvert tiende år, og at et typisk tørrår er preget av jevnt over lavere tilsig i alle sesonger. Den gjennomsnittlige tilsgissvikten i de årene som er markert var 22 prosent. Siden 1940 har vi hatt seks år med årlig tilsgissvikt på om lag 20-25 prosent.

De nederste fire kurvene i figuren viser tilsigene per sesong. Vi ser at for eksempel 2002 var svært uvanlig i forhold til typiske tørrår. Tilsiget var rikelig i forhold til normalen fram til sommeren, svikten var svært stor på høsten, mens den totale svikten over hele 2002 bare var 6 prosent. Fra midten av september og ut året var tilsiget 60 prosent under normalen. Historisk nedbørsstatistikk tilsier at det vil gå om lag 200 år mellom hver gang man opplever en så sterk svikt i nedbøren i høstmånedene (ECON 2003). I forhold til en jevn tilsgissvikt skapte dette spesielle utfordringer; vi trodde vi hadde mye vann i forkant av vintermåne-

dene, og så sviktet det på høsten. Vi fikk dårlig tid til å tilpasse oss. Konsekvensen var sterkt økende priser utøver høsten og vinteren. Gjennomsnittsprisen for år 2002 var imidlertid ikke høyere enn normalt. Nedbørsvikten ble etterfulgt av en spesielt kald vinter og produsentene bygget opp igjen magasinene utover sommeren og høsten året etter. Gjennomsnittsprisen på Nord Pool i 2003 var om lag det dobbelte av 2002.

Sist gang vi opplevde en stor, forholdsvis jevn svikt var i 1996, med en årlig nedbørsvikt på 22 prosent. Prisene økte også da til om lag det dobbelte. Selv om det norske markedet var deregulert, var det fremdeles preget av enkelte reguleringer på etterspørselssiden, og den normale produksjonskapasiteten var høyere

Figur 1. Beregnet sesongmessig og totalt tilsig til norske kraftverk, gitt kapasiteten på magasinene i 2003, TWh



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

Annegrete Bruvoll er forskningsleder ved Gruppe for energi og miljøøkonomi (agb@ssb.no)

enn den normale årlige etterspørselen. Dessuten var resten av det nordiske markedet regulert, selv om Sverige deregulerte i løpet av året. Så langt har vi altså ikke erfaring med hvordan dagens deregulerte kraftmarked faktisk vil håndtere en alvorlig nedbørsvikt som går over en lengre periode enn noen høstmåneder, bortsett fra at det året vi nå er inne i ser ut til å kunne bli et slikt år.

Den norske *produksjonskapasiteten* var noe under det normale årlige forbruket i 2002. Internasjonalt var det stor produksjonskapasitet i forhold til forbruket både i 1996 og 2002, men overføringskranke mellom land (og innen land) lukket det norske markedet inne i store deler av vinteren 2002-2003. I de senere år er produksjonskapasiteten også internasjonalt i liten grad utvidet, slik at økt etterspørsel etter hvert har spist opp den tidligere overskuddskapasiteten. Dette setter markedet på større utfordringer når nedbøren svikter.

Hva kan utfallet i dette markedet bli om vi får en jevn og betydelig svikt over hele året? Vil markedet bryte sammen? Vil prisen bli mangedoblet? Hvilke forskjeller blir det mellom en situasjon hvor vi får en jevn nedbørsvikt kontra en plutselig mer kortsiktig nedbørsvikt? I denne artikkelen benyttes en markedsmodell for det nordiske elektrisitetsmarkedet, se Bye, Bruvoll og Aune (2006) til å diskutere markedsløsningen under to slike mulige tilsligsviktscenarier. Analysene diskuteres til slutt i relasjon til de begivenhetene vi hadde i markedet i 1996-1997 og 2002-2003 og i forhold til den situasjonen vi opplever nå i 2006.

2. Analyseverktøyet – en nordisk energimarkedsmodell

Etter dereguleringen av kraftmarkedene i Norden og resten av kontinental-Europa og utvidelser av overføringskapasiteter er samspillet mellom det norske og de utenlandske markeder viktigere enn tidligere. Modellen som vi benytter i denne analysen, Normod-T, dekker det vannkraftdominerte norske kraftsystemet og handelen med det øvrige «Norden» (Sverige, Danmark, Finland). Det øvrige Norden har mer termisk basert kraftproduksjon (basert på kull, gass, olje, uran), selv om det er betydelig med vannkraft også i Sverige. Termisk kraft dominerer også utenfor den nordiske regionen. Fortsatt er imidlertid overføringskapasiteten mot kontinental-Europa begrenset i en svært dårlig nedbørssviktsituasjon.

Modellen tar hensyn til overføringskranke også innenfor det nordiske markedet og spesifiserer alle eksisterende produksjonskapasiteter og tilhørende kostnader i elektrisitetsproduksjon og transmisjonskapasitet. De variable kostnadene i termiske kraftverk består av brenselkostnader og andre driftsavhengige kostnader, som vareinnsats og vedlikeholds- og reparasjonskostnader, og kostnader knyttet til oppstart av verk som ikke drives døgnekstremt. Etterspørselen

er spesifisert på fem sektorer (husholdninger, tjenesteyting, kraftkrevende industri, treforedling og annen industri) fordelt over 14 regioner i de fire landene. Modellen er delt i tre sesonger med noe ulik varighet; vinter (januar til april), sommer (mai til september) og høst (oktober til desember). Vannkraftprodusentene maksimerer verdien av vannet over flere perioder. Det betyr at vi simulerer både det året hvor tilsliget svikter og året etter.

Det vil ikke være forskjeller i kraftprisen mellom land så lenge overføringskapasiteten mellom landene ikke er fullt utnyttet. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet, vil det være en prisforskjell som representerer en kapasitetsavgift for å få likevekt i den aktuelle nettforbindelsen. I normalsituasjonen er kraftmarkedet karakterisert ved frikonkurransen. Det vil si at kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen under de gitte fysiske og institusjonelle skranke. Ved vannmangel er det inkludert et pristillegg utover de kortsiktige kostnadene (markup) i de termiske produsentenes tilpasning, se Bye og Hansen (2006).

Vi simulerer to alternativer for nedbørsvikt. Siden det tar tid å bygge opp fyllingene etter ett år med tilsligsvikt (år 1), ser vi også på markedseffektene i året etter tilsligssvikten (år 2). I *Høstsvikt* alternativet reduseres tilsliget med 60 prosent i forhold til normalen fra sommeren og gjennom høsten det første året. Samlet over året reduseres tilsliget med om lag 6 prosent. Det betyr at tilsliget er noe over normalen de to første periodene det første året, noe som har innflytelse på hvordan produsenten tilpasser seg ved inngangen til den sesongen hvor tilsliget svikter. I *Jevn svikt* alternativet antar vi at tilsligssvikten er 25 prosent i hver sesong. Ved inngangen til år 1 antas at snømengden i fjellet, som vil tilføre vann til magasinene gjennom smeltingen våren samme år, også er 25 prosent lavere enn normalt.

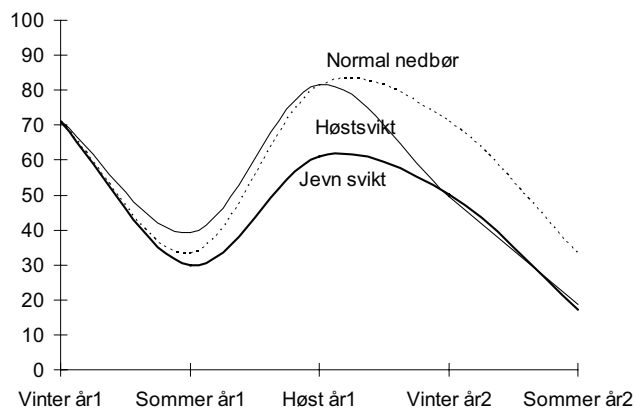
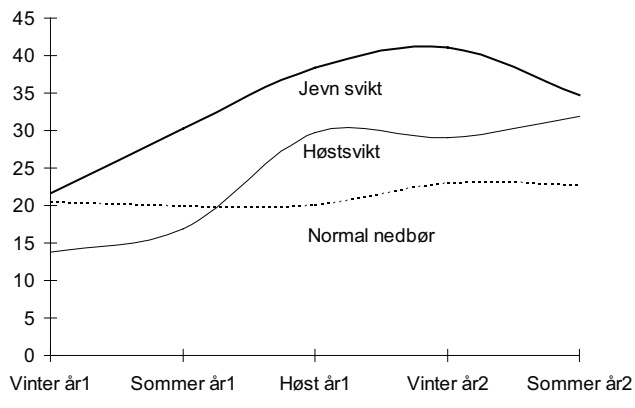
Det antas videre at aktørene har normale forventninger – det vil si at markedet gjennom hele året forventer at nedbøren som vil komme framover er som normalt. Gjennom år 2 er det forutsatt en tilpasning i retning av mer normale magasinforhold.

Utgangspunktet for analysen er situasjonen i kraftmarkedet før olje, gass og kullpriser steg kraftig og før det ble innført priser på utslipp CO₂ i det europeiske kvotemarkedet. Hvilken betydning dette har for dagens situasjon i forhold til simuleringene diskuteres senere i artikkelen.

3. Høyere priser

Vannmagasinene

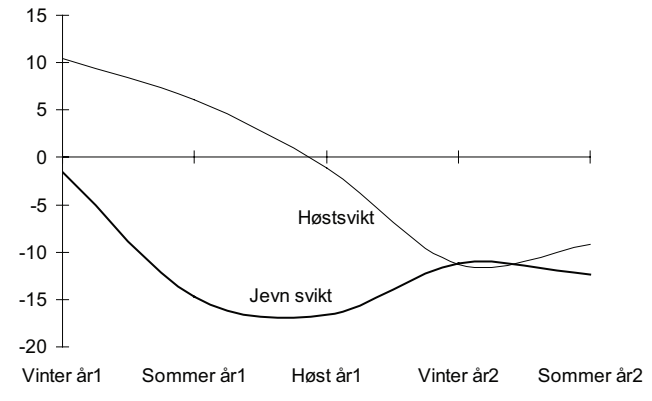
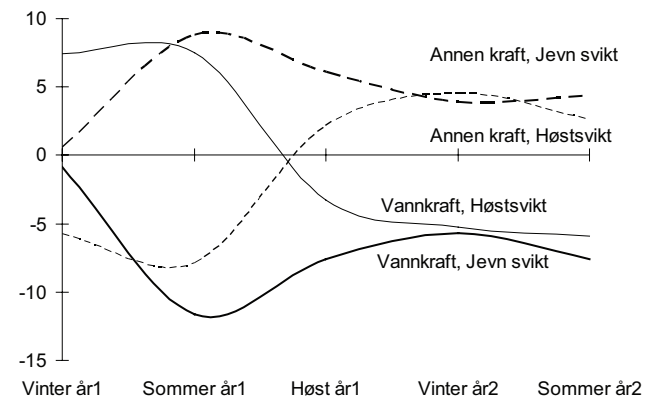
Med en stor og *Jevn svikt* i nedbøren, inklusive snømengden, blir magasinivået gjennom våren og sommeren naturlig nok langt lavere enn i *Høstsvikt* alter-

Figur 2. Magasinfylling ved begynnelsen av hver periode i tre alternativer, prosent**Figur 3. Simulerte elektrisitetspriser i tre alternativer, øre/kWh**

nativet. Effektene øker gjennom året, slik at det i det første året er stor forskjell i den samlede svikten i de to alternativene. Mens det totale tilslaget er langt lavere i *Jevn svikt*, bidrar en gradvis tilpasning i produksjon og etterspørsel og det konsentrerte bortfallet i *Høstsvikt* til at magasinene blir om lag like fulle allerede på vårparten året etter, se figur 2. I begge tilfellene er magasinbeholdningen på våren og om sommeren i år 2 om lag 20 prosentpoeng lavere enn normalmagasinet. Men likevel vil størrelsen og profilen på svikten ha lite å si for hvor raskt man tilpasser seg tilbake til samme fyllingssituasjon når nedbøren igjen er normal. I det ene tilfellet skjer det gradvis, i det andre tilfellet er tilpasningen mer bratt med de konsekvenser det vil ha for prisprofilen.

Prisene stiger

Desto mer magasinnivået synker, desto mer rasjonerer produsentene tappingen av vann, og desto høyere blir prisene, se figur 3. I alternativet med *Jevn svikt* tas derfor de største tilpasningene i forhold til et alternativ med normal nedbør. Markedsmekanismene avhjelper nedbørssvikten gjennom at etterspørselen synker når prisene stiger. Det virker dempende på prisstigningen, selv om etterspørselen ikke reagerer mye på kort sikt. Videre virker økt import fra land med kapasitet til å øke den termiske produksjonen og til å dempe

Figur 4. Forskjell i norsk vannkraftproduksjon i to alternativer sammenlignet med et normalår, prosent**Figur 5. Forskjell i nordisk krafttilbud i to alternativer sammenlignet med et normalår, TWh**

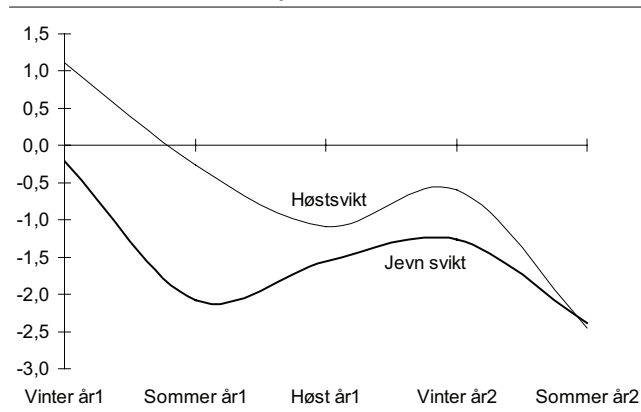
prisveksten. Disse effektene bremses noe av at overføringskapasitetene er begrenset.

Lavere produksjonen og økt handel

I *Høstsvikt* er produksjonen og eksporten høyere enn normalt om våren, siden vi der antar at tilslaget er høyere enn normalt, se figur 4. Denne antakelsen er gjort for å forsterke svekkelsen på høsten. Da vil markedet settes på en ytterligere utfordring. Dette er også i samsvar med hva som faktisk skjedde i 2002. Den større produksjonen som dette leder til på våren er en fornuftig tilpasning, dersom nedbøren blir normal om høsten. Ellers vil magasinene ikke kunne ta i mot høstregnet, og vann vil gå til spille. Utover høsten, når nedbøren svikter, faller produksjonen kraftig. I *Jevn svikt* trenger en ikke frykte overflom på høsten, og produksjonen kan holdes igjen. Dette trekker prisen opp og etterspørselen ned.

Produksjon fra termiske verk erstatter mye av den vannkraftbaserte produksjonssvikten i begge sviktalternativene. Handel og utveksling med utlandet er helt avgjørende for funksjonsmåten i markedet. Gjennom import av termisk kraft fra Sverige og Danmark opprettholdes tilbudet i det norske markedet. Figur 5 viser den totale produksjonen av kraft i Norden, fordelt på vannkraft og annen kraft (hovedsakelig ter-

Figur 6. Forskjell i etterspørsel i to alternativer sammenlignet med et normalår, prosent



misk). Importen fra Europa ellers øker også, inntil transmisjonskapasiteten er fullt utnyttet.

I tilfellet med *Jevn svikt* går produksjonen ned i forhold til normalen allerede fra første sesong. Men produksjonsnedgangen er mindre enn nedbørsvikten. Produksjonen går ned med bare 15 prosent på det meste, mens nedbørsvikten i dette alternativet er på 25 prosent. Det innebærer at utslagene i prisene er mindre enn om produksjonen fulgte nedbørsvingningene fullt ut. Det er optimalt for uavhengige produsenter å jevne ut prisforskjellene mellom perioder for å maksimere verdien av vannet. Det vil ikke lønne seg å selge vannkraft i en periode med lav pris hvis prisen i neste periode er høyere. I stedet lagres mer vann i dag, prisen går opp, og det sparte vannet brukes senere med tilsvarende lavere priser. Tilsvarende vil man øke produksjonen i dag dersom prisene er høye i forhold til forventet fremtidig pris. En fri konkurranse mellom uavhengige produsenter vil gi like priser i alle perioder med mindre det er skranker på lagringmulighetene eller overføringsmulighetene mellom regioner og land, og selvsagt under forutsetning av at nedbøren faktisk blir som forventet. Omfang av elvekraft kan også ha betydning for mulighetene til å jevne ut prisene.

Forbrukerne reagerer med lavere etterspørsel

Produksjonstilpasningen i de termiske verkene i våre naboland kompenserer ikke for hele nedbørsvikten. Etterspørselen reagerer også gjennom de økte prisene. Som vi ser av figur 6, faller etterspørselen helt fra starten i *Jevn svikt* alternativet, og ligger rundt 1,5 prosent lavere enn i et normalår utover vinteren. I *Høstsvikt* er utslaget størst på høstparten, men mindre om vinteren da kulda setter inn. Sommeren etter er prisene fremdeles høye, både fordi magasinene er lave, fordi snøsmeltingen svikter som følge av nedbørsvikten året før og fordi det foregår en viss oppbygging av magasinbeholdningen igjen. Om sommeren faller forbruket, siden man er mindre avhengig av strøm til oppvarming. Da må de tekniske formålene ta støyten, og etterspørselseffekten blir ikke så stor. Dette gjenspeiles i figuren.

4. Den faktiske utviklingen

Etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1991 har vi opplevd flere år med tilsligssvikt. Den største årlige tilsligssvikten var i 1996, med samlet 22 prosent svikt i forhold til normalen, se figur 7. Fram til månedsskiftet november/desember (uke 48) er dette det året som foreløpig har lavest fyllingsgrad. Om vi skal trekke paralleller til vår modellanalyse, så er det dette som ligner mest på vårt *Jevn svikt* alternativ. Men vår simulerte prisutvikling avviker en del fra utviklingen gjennom 1996 og 1997, se figurene 3 og 8. Spesielt avviker prisnivået på høsten. Det er mange forhold av betydning som bidrar til dette avviket. Som tidligere nevnt var bare det norske markedet helt deregulert i 1996. Sverige deregulerte gjennom 1996, Finland i 1997 og Danmark kom etter først i år 2000. I tillegg var det generelt betydelig overkapasitet i kraftproduksjonen, som man kunne tære på. På den annen side var overføringskapasitetene noe mindre.

Utviklingen i 2002 og 2003 ligner på vårt *Høstsvikt* alternativ med høy fyllingsgrad utover våren og sommeren og sterkt fallende fylling utover høsten. Prisbildet som vises i simuleringene og den faktiske situasjonen er også rimelig godt i samsvar. Det er imidlertid noe avvik, som i all hovedsak kan forklares med at det gjennom førjulsvinteren 2002 var kaldere enn normalt, noe som trekker forbruket og prisen opp. I simuleringene er det antatt normale temperaturer.

Utviklingen i magasinbeholdning så langt i 2006 ligner også noe på vårt *Jevn svikt* alternativ. Tidlig snøsmelting gjør at den følger medianen langt utover våren, men når snøsmeltingen er over øker forskjellen, og den er nå i nærheten av magasinbeholdningen i september 1996. Så langt i 2006 kan prisutviklingen synes å være svært forskjellig i forhold til simuleringene. Også nivået er forskjellig. La oss først diskutere prisnivået.

Mange faktorer bidrar til et høyt prisnivå

Dereguleringen av elektrisitetsmarkedet i Norge og Norden på 1990-tallet førte til fallende elektrisitetspriser over en periode. Dette skyldtes økt konkurranse i et marked med stor tilgang på kapasitet, og ble forsterket av at flere land i Europa deregulerte, se Bye og Hope (2006). Etter hvert har etterspørselen i markedet økt, men uten tilsvarende vekst i *produksjonskapasiteten*, og prisene drives opp mot kostnadene ved å bygge ut ny kapasitet. Prisen må dekke de variable kostnadene. I tillegg vil det oppstå en skyggepris på kapasitet. Samlet må disse to være større enn utbyggingskostnaden for ny kraft for at slik kapasitet skal bygges ut. Før brenselskostnadene begynte å øke for et par år siden var denne total kostnaden om lag 20 øre/kWh.

Kostnadene for kull- og petroleumsbaserte kraftanlegg har økt kraftig de siste årene, først gjennom økte kullpriser, deretter gjennom sterkt økende olje- og gasspri-

ser og prising av klimagasser i det internasjonale kvotemarkedet. Driftskostnadene i termiske verk overføres til markedsprisen på all kraft, også vannkraft. Når de nye driftskostnadene overgår de tidligere samlede driftskostnadene og skyggeprisen på kapasitet, vil den underliggende kraftprisen øke, men mindre enn økningen i driftskostnadene. Det som tidligere var en kapasitetspris går nå til å dekke driftskostnader. Grovt sett kan en si at driftskostnadene ved gasskraft har økt med om lag 25 øre/kWh til 45 øre/kWh på grunn av økt gasspris. Da har en ikke tatt hensyn til kvoteprisene for klimagassutslipp. Om en tar hensyn til dette, stiger kostnadene med ytterligere 5 øre/kWh.

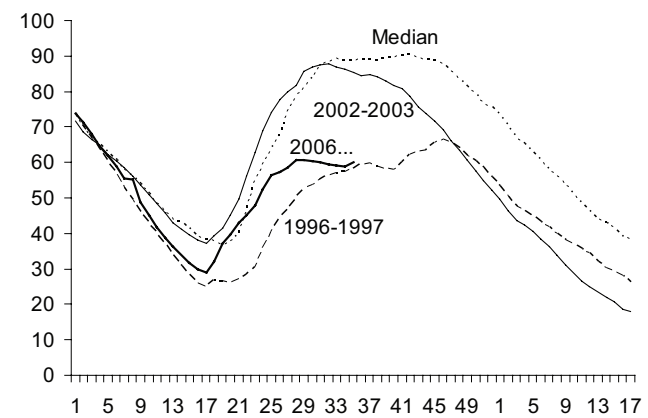
På Nord Pool sitt framtidsmarked omsettes kraft i 2010-2011 til priser på om lag 46 euro/MWh - det tilsvarer om lag 37 øre/kWh (kurs 8,20), altså mindre enn de 45 øre/kWh som kreves for ny utbygging av gasskraft (ekskl. CO₂-kostnad). Etterspørselen reduseres ved økende prisnivåer, og dermed vil det gå lenger tid før etterspørselen presser prisen opp mot kostnadene ved ny utbygging. Forenklet kan en si at økt kostnadsnivå skaper en form for overkapasitet. Like etter år 2000 var vi i ferd med å få et underliggende prisnivå som i løpet av noen år ville kunne forsvare utbyggingskostnaden ved gasskraft. Men nå har kostnaden ved denne teknologien økt kraftig, og etterspørselen har enda ikke økt nok til at utbygging er lønnsomt. Avstanden til lønnsomhet har blitt større enn før kostnadsøkningen på tross av økt etterspørsel.

Prisnivået gjennom de første ukene av 2006 lå om lag 10-15 øre over det simulerte prisnivået i *Jevn svikt* alternativet (som baserer seg på de lavere brenselkostnadene). Dette kan da tolkes som om lag den samlede effekten av økt etterspørsel og stigende brenselkostnader de siste årene.

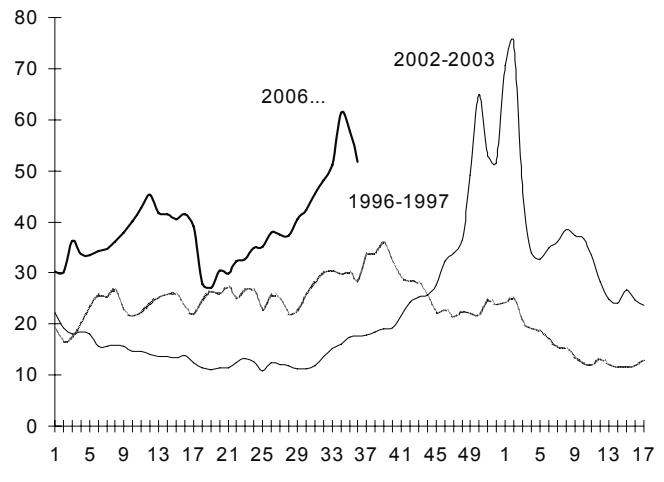
Prisutviklingen i 2006

Prisene i det kortsiktige markedet har vært stigende gjennom 2006, og ser vi bort fra en kortere periode i vår, tilsvarer den stigende trenden gjennom året om lag simuleringen under vårt *Jevn svikt* alternativ. Avviket i utviklingen gjennom vårsesongen i 2006 kan forklares ved flere spesielle forhold som ikke er med i simuleringen. For det første falt kvoteprisene i det europeiske markedet for CO₂ kraftig i andre halvdel av april (uke 16-17). Dette forplantet seg til fall i kraftprisene i framtidsmarkedet, som igjen trakk ned prisen i dag (verdien av vann i fremtiden skal være lik verdien av vann i dag). For det andre ble det tidlig varmt, som både reduserte etterspørselen og økte snøsmeltingen, jfr. magasinutviklingen i figur 7. Gjennom våren er det alltid en del tilsig som ikke kan lagres (uregulert tilsig), og som må produseres umiddelbart, ellers går vannet tapt. Økt uregulert tilsig denne våren bidro til å presse prisen nedover i markedet. Normalt har vi på denne tiden import av kraft. Dette snudde til eksport. Etter hvert som snøsmeltingen og det uregulerte tilsiget avtok, begynte prisen på

Figur 7. Utvikling i magasinbeholdning per uke, prosent



Figur 8. Prisutviklingen på kraft per uke, øre/kWh



kraft igjen å stige. Kvoteprisen på CO₂ steg også noe utover sommeren.

Av figur 8 ser vi at prisen nå i september 2006 ligger godt over prisen på samme tid i 2002. Nå er det stor samlet svikt, mens svikten ikke satte inn før senere på høsten i 2002 - tvert imot hadde tilsiget vært rikelig første halvår. Prisen ligger om lag 20 øre/kWh over det vi har simulert i *Jevn svikt* alternativet. Som tidligere nevnt har det underliggende prisnivået økt med fra om lag 20 til 37 øre/kWh. Resten av forskjellen i forhold til simuleringen kan tilskrives to spesielle begivenheter denne høsten. Til sammen fem produksjonsblokker i kjernereaktorer i Sverige (to i Oscarshamn, to i Forsmark og en i Ringhals) som normalt skulle ha blitt satt i drift i løpet av høsten er ute på ubestemt tid. Selv om reaktorene normalt skulle ha kommet inn gradvis, vil de ha stor betydning for vanddisponeringen over tid, spesielt når det er så usikkert når de kommer inn igjen. Det andre sentrale punktet er at en overføringslinje mellom Danmark og Norge på 1050 MW kjører med bare halv kapasitet på grunn av opprusting. Det betyr store begrensninger på import av termisk kraft fra Danmark.

Dersom nedbørsvikten fortsetter, og det regner 25 prosent mindre enn normalt utover høsten og fram til nyttår, tilsier modellanalysen at prisen vil flate ut på et nivå om lag 10 prosent over dagens nivå i løpet av vinteren. Hvis kjernekraftreaktorene, kabelen mot Danmark blir ute hele vinteren, kan prisstigningen bli sterkere. Om nedbøren blir normal, kan prisstigningen bli svakere. Til sammenligning omsettes kraft på Nord Pool til vinteren til om lag 10 prosent høyere pris enn dagens systempris.

5. Oppsummering

Tilsligstall for de norske vannkraftmagasiner de siste 75 årene viser at vi har tørrår i Norge om lag hvert tiende år. Det mest typiske tørråret er preget av jevn tilsligsvikt gjennom hele året. Den gjennomsnittlige tilsligsvikten i de ti årene med minst tilslig var 22 prosent. Sist det var en slik jevn svikt var i 1996. Andre ganger er svikten konsentrert om kortere perioder, som i 2002. Da var svikten 60 prosent på høsten, men bare 6 prosent i snitt for hele året. Året 2006 ser så langt ut til å ligne mer på 1996 – lite snø i fjellet ved inngang til året og lite nedbør gjennom året. Den gangen var det imidlertid stor overkapasitet mens den i dag er mer begrenset, og markedet var fremdeles ikke fullt ut deregulert i 1966.

Vi har benyttet en markedsmodell for det nordiske markedet til å simulere ulike former for tilsligsvikt. Når tilsliget svikter, vil det være optimalt for produsentene å jevne ut effektene gjennom lagring av vann og ved utveksling av kraft med andre land. Både lagerkapasiteten og overføringskapasiteten kan begrense mulighetene til å jevne ut prisene. Det er også forskjell om svikten kommer plutselig foran en fyringssesong eller om den kommer på andre tider av året.

Resultatene viser at store årlige tilsligsvikt, som i 1996 og hittil i år, vil gi andre utslag enn konsentrerte svikt som ikke er så store sett over hele året, som i 2002. Forskjellene i prisnivåene er imidlertid mindre enn man skulle vente. Prisutviklingen blir også flatere når tilsligsvikten er jevnere. Dette viser to ting. For det første forsøker markedet å jevne ut svingningene gjennom blant annet lagerbeholdningen for vann. Det er dumt å bruke vannet i en periode med lav pris hvis du kan bruke det i en periode med høy pris. Det norske vannkraftmarkedet flytter produksjon fra lavprisperioder mot høyprisperioder, blant annet ved hjelp av handel med det termiske nordiske markedet. På den annen side greier ikke systemet å jevne ut alle prisforskjeller, spesielt hvis svikten er konsentrert. Da kan vi støte mot både produksjonstak og overføringskapasiteter.

Vi viser også at det er noen betydelige avvik mellom simuleringen og utviklingen så langt i 2006 både i prisnivå og i prisutvikling. Avvikene i prisnivå forklares bl.a. med sterk økning i brenselkostnadene i termiske verk. Prisnivået øker imidlertid ikke like mye som brenselkostnadene. Eksisterende kapasitet vil dermed være tilstrekkelig i forhold til etterspørselen i normale år enda en periode. Prisutviklingen avviker også både på våren og noe mindre på høsten. Avvikene på våren kan i hovedsak forklares med spesielle begivenheter, som fall i prisene i karbonmarkedet, mild vår og stort uregulert tilslig og lav etterspørsel. Avvik mellom simuleringen og utviklingen i 2006 så langt forklares med fem kjernekraftblokker som er ute av drift samtidig som en overføringskabel mellom Norge og Danmark kjører med bare en tredjedels kapasitet.

Nedbørsvikt og fluktuerende priser er noe vi må leve med i et deregulert marked med stort innslag av vannkraft. Selv om høye priser over kortere perioder bekymrer, er det også viktig å huske på at nedbørrike sesonger vil gi lavere priser (som for eksempel i 2000). For de som skal investere vil gjennomsnittspriser være viktige for å vurdere avkastningen av investeringene. For etterspørerne kan sikring foretas gjennom kontraktmarkedet. Et viktig budskap fra modellanalysen er at det ser ut som markedet vil klarere med relativt udramatiske konsekvenser, selv om nedbørsvikten bli stor.

Referansar

Bye, T., A. Bruvoll and F. R. Aune (2006): The importance of volatility in a deregulated hydro dominated electricity market, *Discussion paper 472, Statistisk sentralbyrå*.

Bye, T., N.-H. Mørch Von Der Fehr, C. Riis og L. Sørgard (2003): Kraft og makt. En analyse av konkurranseforholdene i kraftmarkedet. *Rapport fra en ekspertgruppe utnevnt av Arbeids- og Administrasjonsdepartementet*.

Bye, T. and E. Hope (2006): Electricity market reform. The Norwegian Experience. *The Norwegian Competition Authority, July 2006*

Bye, T. and P. V. Hansen (2006): A Simultaneous multi market model for the demand elasticity. An econometric study of Sweden and Norway. *Forthcoming Discussion Paper, Statistics Norway*

ECON (2003): Tørrår i Norden. Kraftsystemets robusthet. Hva er problemet og hva kan gjøres? Notat11/03, Oslo 2003.