SAMFUNNSØKONOMENE

NR. 3 • 2011 • 125(65). årgang

SAMFUNNSØKONOMEN

TEMA: ENERGI

- Baldursson m fl:
  KONSEKVENSER AV FORSINKET SJØKABEL
- Bye:
  FLERE OG LAVERE KRAFTPRISER
- Hagem og Rosendahl:
  ELSERTIFIKATER: MÅL ELLER MIDDEL?
- Hervik, Brathaug og Hagen:
  SJØKABEL ELLER LUFTLINJE?
- Dalen, Hoel og Strøm:
  MARKEDSMAKT PÅ SOKKELEN
- Førsund:
  INNFASING AV VINDKRAFT
- Golombek m fl:
  KRAFTSEKTOREN OG KLIMAENDRINGER
- Halvorsen:
  PRISER, FORSYNING OG NATUR
- von der Fehr:
  REGULERINGEN AV STRØMNETTET

SAMFUNNSØKONOMEN

- ANSVARLIG NUMMERREDAKTØR
  Annegrete Bruvoll · annegrete.bruvoll@vista-analyse.no

- REDAKTØRER
  Rolf Jens Brunstad · rolf.brunstad@nhh.no
  Annegrete Bruvoll · annegrete.bruvoll@vista-analyse.no
  Steinar Vagstad · steinar.vagstad@econ.uib.no

- RÅDGIVER
  Jannicke Helen Monsen
  jhm@samfunnsokonomene.no

- UTGIVER
  Samfunnsøkonomenes Forening
  Leder: Frode Lindseth
  Generalsekretær: Ragnar Ihle Bøhn

- ADRESSE
  Samfunnsøkonomenes Forening
  Skippergt. 33
  Postboks 8872, Youngstorget
  0028 Oslo
  Telefon: 22 31 79 90
  Telefaks: 22 31 79 91
  sekretariatet@samfunnsokonomene.no

  www.samfunnsokonomene.no

  Postgiro: 0813 5167887
  Bankgiro: 8380 08 72130

Mediaplan 2011

PUBLISERINGSDATO	ANNONSEFRIST
Nr. 4: 18. mai	28. april
Nr. 5: 21. juni	31. mai
Nr. 6: 15. september	30. august
Nr. 7: 14. oktober	28. september
Nr. 8: 15. november	28. oktober
Nr. 9: 14. desember	28. november

Abonnenter i Norge må beregne 1-3 dager ekstra til postgang

- PRISER

Abonnement	kr.	1190.-
Studentabonnement	kr.	300.-
Enkeltnr. inkl. porto	kr.	170.-

- ANNONSEPRISER (ekskl. moms)

1/1 side	kr.	6690.-
3/4 side	kr.	6040.-
1/2 side	kr.	5390.-
Byråprovisjon	10%	

Opplag: 2550
Design: www.deville.no
Trykk: 07 Aurskog, 2011

Innhold

NR. 3 • 2011 • 125(65). ÅRG.

TEMA: ENERGI

- LEDER 3

- AKTUELLE KOMMENTARER
  Har vi tid til å vente på en sjøkabel i Hardanger? 4
  av Fredrik Baldursson m fl

  Et mer effektivt kraftsystem 15
  av Torstein Bye

  Elsertifikater og fornybar kraft: Mål eller middel? 26
  av Cathrine Hagem og Knut Einar Rosendahl

  Sjøkabel eller luftlinje i Hardanger: En samfunnsøkonomisk analyse 30
  av Arild Hervik, Ann Lisbeth Brathaug og Kåre P Hagen

- ARTIKLER
  Markedsmakt og innovasjon på norsk sokkel 40
  av Dag Morten Dalen, Michael Hoel og Steinar Strøm

  Innfasing av vindkraft 46
  av Finn R Førsund

  Hvordan påvirkes kraftsektoren av klimaendringer? 55
  av Rolf Golombek m fl

  Forsyningssikkerhet, regionale strømpriser og naturvern 63
  av Bente Halvorsen

  Den økonomiske reguleringen av strømnettet 74
  av Nils-Henrik Mørch von der Fehr

- REPORTASJE
  Kandidattreffet – 2011 83
  av Vera Grønsund og Mari Emilie Beck

FORSIDEFOTO: THORFINN BEKKELUND / SAMFOTO

SAMFUNNSØKONOMEN / ISSN 1890-5250

Energipolitikk mot alle råd

Den nye energiministeren har proklamert at det skal vere lik pris på straum i heile landet. Vidare hevdar han at vi skal ligge i front når det gjeld fornybar energi, og han tek til orde for utbygging av meir vasskraft. Kostnader høyrer vi mindre om.

Ynsket om like straumprisar strir mot alle økonomiske råd. Dette nummeret av Samfunnsøkonomen presenterer rundt 80 sider med vurderingar om dagens aktuelle kraftmarknad, og det klare synet frå leiande energiøkonomar er at prisane må variere både mellom område og over året for å sikre effektivitet. Effektivitet betyr for det første at kostnadene blir minimerte. Like energiprisar over heile landet vil derimot bety høgare kostnader gjennom høgare investeringar i kapasitet. Krafta blir dyrare for gjennomsnittsforbrukaren, enten direkte over straumrekninga, i form av naturinngrep ein skulle ha vore forutan, eller fordi staten må trå til med subsidiar. Subsidierte kroner kostar like mykje som andre kroner, i form av auka skattar eller reduksjonar i offentlege tenester. Det kan synast som energiministeren, og mange med han, meiner at det er viktigare at prisane er like, enn at kostnadane er låge.

Ulike prisar i ulike regionar gir den beste informasjonen om kvar det er knapt med straum. Fleire av forfattarane viser til at om ein opnar for meir prisvariasjon så får ein både auka investeringar i produksjon, overføring og energisparing, betre forsyningssikkerheit og mindre naturinngrep. I staden går energiministeren inn for å ofre meir av den norske naturen for i første omgang å halde kraftprisane låge. Ein sideeffekt er at når tilgangen er stor og forbruket lite, kan vi hjelpe utlandet med sine energibehov til låge prisar.

Men kvifor slikt hastverk med å byggje ut? Med sterkare reguleringar av fossil energi og kanskje også auka skepsis til atomkraft vil dei fornybare energiressursane våre bli stadig meir attraktive. Auka utbygging kan vere uttrykk for ei riktig avveging, dersom og når etterspørselen etter norsk kraft aukar. Men ein skal ikkje forskottere dette. Enn så lenge er utbyggingskostnadane høgare enn energiprisane. Innføring av grøne sertifikat, andre støtteordningar til vindkraft og energisparing vil bidra til å halde prisane nede. Men samtidig aukar også sjølve naturverdiane. Med inntektsvekst og stadig mindre villmark verdset folk urørte vassfar og fossar høgare. Det er derfor ikkje opplagt at verdien av vasskrafta vil auke i åra framover. At ein ser vekk frå naturverdiane i dei politiske vedtaka, slik det i praksis blei gjort Hardanger-saka, betyr ikkje at dei er borte. Som økonomane i dette nummeret viser, vil tiltak som skal gjere Norge til ein stor straumeksportør innebere subsidiar til utanlandsk energiforbruk, medan norsk natur blir ofra og miljøeffekten i utlandet er høgst uklar.

Av ein eller annan grunn er det eit politisk problem at akkurat straumprisane varierer, medan prisvariasjonar elles er allment akseptert. Det synest vere ei inngrodd oppfatning at overfloda av rennande vatn er ein felles arv og som helst skal delast ut gratis, sidan vi har så mykje av det. Straumprisane skal i alle fall ikkje vere forskjellige, det er djupt urettferdig. Men det er ingen politikarar som synest det er spesielt urettferdig at bustadprisane i Oslo ligg skyhøgt over prisane i Trøndelag. Det verkar å vere heilt greitt at basisvarer som matvarer har ulik pris i ulike deler av landet, og ikkje minst prisen på arbeidskraft varierer mellom ulike landsdelar. På begge desse områda, og på mange andre, får marknaden råde meir eller mindre fritt.

Energipolitikarane burde ta innover seg råda frå økonomar også i kraftmarknaden. I dag ligg kraftprisane under kostnadane for å bygge ut ny kapasitet. Då bør ein droppe kunstig støtte og vente med utbyggingar til betalingsviljen reflekterer utbyggingskostnadane. Prisane må variere endå meir mellom område og over tid slik at krafta flyt dit den har høgast nytteverdi og speglar kostnadane. Det gir lågast straumrekningar og minst press på naturen. Kvifor motarbeide dette?

FRIDRIK BALDURSSON
Professor, Universitetet i Reykjavik (utvalgsleder)
OLVAR BERGLAND
Førsteamanuensis,
Universitetet for miljø- og biovitenskap (utvalgsmedlem)
JØRGEN BJØRNDALEN
Rådgiver, ECgroup (sekretariatsmedlem)

CATHRINE HAGEM
Seniorforsker, Statistisk sentralbyrå (utvalgsmedlem)
ANE MARTE HEGGEDAL
Stipendiat, NTNU (sekretariatsmedlem)
HÅVARD MOEN
Rådgiver, ECgroup (sekretariatsmedlem)
KNUT EINAR ROSENDAHL
Seniorforsker, Statistisk sentralbyrå (sekretariatsleder)

Har vi tid til å vente på en sjøkabel i Hardanger?[1]

Sjøkabel framfor luftspenn mellom Sima og Samnanger i Hardanger vil forsinke den nye strømforbindelsen fram til Bergensområdet. Et sentralt spørsmål i valget mellom sjøkabel og luftlinje er derfor hva som blir konsekvensene av forsinkelsen. Hvor lenge må man vente? Hva skjer med forsyningen av strøm til Bergensområdet i ventetiden? Kan man regne med kortere eller lengre perioder med strømavbrudd? Hvis strømforsyningen blir vanskelig, er det i så fall noe en kan gjøre for å forbedre situasjon? Dette var spørsmål som et av Sjøkabelutvalgene (Utvalg III), nedsatt av Olje- og energidepartementet, skulle besvare. Denne artikkelen er basert på hovedkonklusjonene fra utvalgets rapport.

1 BAKGRUNN

Statnett søkte i 2006 om konsesjon for en ny kraftledning i luftspenn mellom Sima og Samnanger. Søknaden var i hovedsak begrunnet i behovet for å forbedre strømforsyningen inn til Bergensområdet vinterstid, men også behovet for økt overføringskapasitet ut av området i sommerhalvåret ble omtalt (Statnett, 2004). Konsesjon for utbygging ble gitt 2. juli 2010. Vedtaket resulterte i kraftige protester, med blant annet krav om bruk av sjøkabler framfor luftspenn. Olje- og Energidepartementet satte 31. august 2010 ned fire utvalg som skulle sikre en fornyet, uavhengig og grundig gjennomgang av sjøkabelalternativet i Hardanger. Det hadde også blitt reist spørsmål om nødvendigheten av Sima–Samnanger forbindelsen (se Hope, 2010, Strøm og Rasmussen, 2010, og Tjøtta, 2010). Ingen av utvalgene fikk imidlertid i oppgave å vurdere behovet for Sima-Samnanger. Dette utvalget (Utvalg III) skulle *vurdere de forsyningsmessige konsekvenser av en utsatt idriftsettelse av en Sima-Samnanger forbindelse, og utrede aktuelle tiltak for å opprettholde en akseptabel sikkerhet i kraftsystemet over både kortvarige og mer langvarige situasjoner*. Våre

* *Takk for gode kommentarer til førsteutkastet fra redaktøren.*
[1] *Etter at denne artikkelen ble skrevet har Regjeringen besluttet å bygge Sima-Samnanger forbindelsen med luftspenn.*

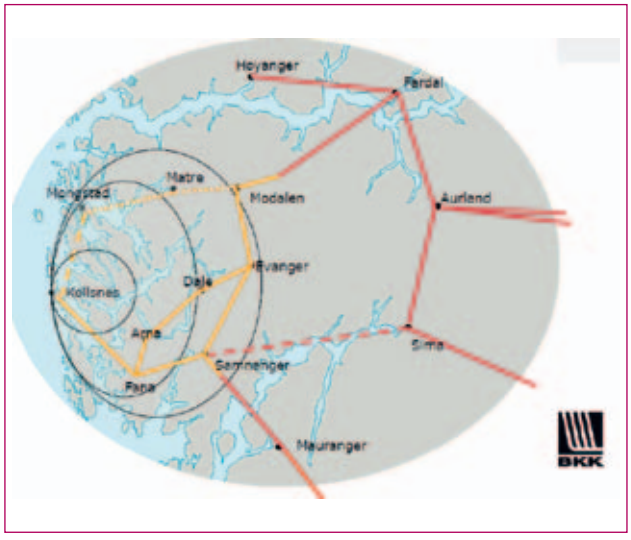
hovedkonklusjoner (Sjøkabelutredningen, Utvalg III, 2011) omtales i denne artikkelen.

Dersom sjøkabelalternativet velges istedenfor luftlinjer, vil dette forsinke utbyggingen som følge av ny konsesjonsrunde, økt tidsbruk i forbindelse med anbudsrunde, produksjon og legging av kabler, og ferdigstillelse. Den totale tidsbruken fra beslutning fattes til sjøkablene kan kobles til kraftnettet antas å være mellom fire og ti år, med sju år som et realistisk anslag. Vi har derfor vurdert forsyningssituasjonen fram mot 2020.

2 BERGENSOMRÅDET (BKK-OMRÅDET)

Bergensområdet, eller mer presist BKK-området, er området innenfor den største sirkelen i Figur 1.[2] Det er i dag to hovedforbindelser inn til dette området: Fra Mauranger til Samnanger (sørfra), og fra Fardal via Modalen til Evanger (nordfra). Disse to ledningene definerer det såkalte BKK-snittet og forsyner hele BKK-området. En overføringsforbindelse mellom Sima og Samnanger vil øke antall overføringsforbindelser inn til BKK-området fra to til tre.

Figur 1. *Sentrale overføringsforbindelser inn til og innen BKK-området.*



Kilde: BKK Nett

Det er krafteksport fra BKK-området sommerstid, og kraftimport til området vinterstid. Siden vårt utvalg skulle vurdere forsyningssikkerheten, har vi bare vurdert forsyningssituasjonen i vintersesongen, definert som de fire vintermånedene desember, januar, februar og mars.

Forsyningssikkerheten i et område er dels bestemt av den fysiske nettkapasiteten inn til området, dels av tilgangen på produksjonskapasitet (effekt og energi) i området, og dels av hvordan nettet driftes i området. Før vi går videre vil vi forklare enkelte sentrale begreper.

3 SENTRALE BEGREPER

Kriterier for forsyningssikkerhet

Et sentralt kriterium i diskusjonen av forsyningssikkerhet er det såkalte N-1 kriteriet. Det brukes om situasjoner hvor ingen forbrukere mister forsyningen dersom én kritisk enkeltkomponent i kraftsystemet faller ut. Sentralnettet planlegges og driftes i hovedsak ut fra N-1 kriteriet. I enkelte vanskelige driftssituasjoner vil N-1/2 eller N-0 kriteriet benyttes. N-0 innebærer at alle kunder i det aktuelle området blir mørklagt ved en kritisk feil i nettet, mens N-1/2 betyr at en forhåndsdefinert del av området automatisk kobles ut, via et såkalt systemvern, dersom det oppstår en kritisk feil i nettet. Denne muligheten for automatisk utkobling hindrer total mørklegging av hele området dersom det skjer en feil på nettet i vanskelige driftsituasjoner. Etter vinteren 2009/2010 ble det installert et nytt systemvern i BKK-området som gjør at flere brukere kan kobles ut ved kritiske feil. Det gjør at man kan overføre mer elektrisitet ved N-1/2 drift, noe som reduserer behovet for N-0 drift i framtida.

Overføringskapasiteten til BKK-området

Ledningen inn til BKK-omådet sørfra (se Figur 1) har lavest overføringskapasitet. Etter temperaturoppgradering i 2010, tåler denne ledningen en kontinuerlig overføring på 850 MW. I en kort periode (det vil si i inntil 15 minutter) tåler ledningen 900 MW. Definisjonen av N-1 kriteriet innebærer at så lenge nettet er intakt, og det er tilstrekkelig med ledig produksjonskapasitet innen BKK-området som kan settes hurtig i drift, kan overføringen (importen) være inntil 900 MW uten å bryte N-1 kriteriet. I perioder hvor det ikke er tilstrekkelig med ledig produksjonskapasitet innen BKK-området som kan settes hurtig i drift, må overføringen (importen) være under 850 MW for å ikke bryte N-1 kriteriet.

Definisjonen av N-1 kriteriet innebærer dermed at BKK-snittet har det som kalles en *kontinuerlig N-1 importgrense* på 850 MW og en *kortvarig N-1 importgrense* på 900 MW.

[2] *Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap, BKK, eier og drifter det regionale nettet i området.*

Effekt og energi

I diskusjonen av forsyningssikkerhet kan det være hensiktsmessig å skille mellom vanskelige *effektsituasjoner* og vanskelige *energisituasjoner*. Med vanskelige effektsituasjoner mener vi kortvarige situasjoner (enkelttimer) der det er knapphet på tilgjengelig effekt (W) i området. Det vil si at etterspørselen etter elektrisitet overstiger summen av maksimal produksjonskapasitet og importkapasitet (gitt kontinuerlig N-1 grense). Med vanskelige energisituasjoner mener vi situasjoner der det kan være knapphet på energi (Wh) gjennom en vintersesong. Hvis det er lite vann i magasinene, vil produsentene være tilbakeholdne med å produsere selv om etterspørselen er høy. En vanskelig energisituasjon kan derfor føre til at importgrensen utfordres over et lengre tidsrom selv om effektsituasjonen isolert sett er tilfredsstillende.

4 FORSYNINGSSITUASJONEN VINTEREN 2009/2010

Statnetts hovedargument for nødvendigheten av Sima–Samnanger forbindelsen var forsyningssikkerheten inn til BKK-området (Statnett, 2004).[3] Mulighetene for anstrengte energi- og effektsituasjoner ble aktualisert ved en usedvanlig kald og tørr vinter i 2009/2010, se Drange (2011). For å vurdere forsyningssituasjonen fremover kan det være nyttig å bruke denne vinteren som en referanse.

Magasinbeholdningen ved inngangen til vinteren var omtrent som normalt, men tilsiget i løpet av vinteren var svært lavt. Forbruket i alminnelig forsyning var klart større enn i tidligere år. Utfordringen for Statnett var todelt. På den ene siden var innmeldt produksjon i BKK-området for liten til å dekke etterspørselen uten å måtte bryte N-1 grensen. Dette kan Statnett løse ved å spesialregulere opp produksjonen innenfor BKK-snittet gitt at det er tilgjengelig kapasitet. På den annen side var det etter hvert en viss risiko for at det skulle bli knapphet på vann mot slutten av vinteren, og denne risikoen ville tilta ved langvarig oppregulering av produksjonen. Første halvdel av vinteren valgte Statnett spesialregulering, samtidig som nettet til tider ble driftet etter N-1/2 kriteriet. I andre halvdel av vinteren valgte Statnett å dele nettet i totalt nesten fire uker. Når nettet er delt blir den sørlige delen av BKK-området forsynt ensidig sørfra, mens den nordlige delen blir forsynt ensidig nordfra. Hele området vil da ha N-0 forsyningssikkerhet. Hensikten med å dele nettet er å øke importen til området uten å risikere sammenbrudd i hele BKK-nettet (og omkringliggende nett) dersom en kritisk feil oppstår.

BKK-området har alltid vært en del av et større anmeldingsområde (prisområde), og gjennom mesteparten av vinteren inngikk området i et svært stort prisområde med god tilgang på kraft og tilhørende lave priser. Kraftforbrukerne i BKK-området stod derfor overfor forholdsvis lave priser gjennom hele vinteren, som på ingen måte gjenspeilet effekt- og energisituasjonen i området. Sett i ettertid hadde produsentene i BKK-området derfor ikke særlig mye å tjene på å spare mer vann før vinteren startet.

Etter utvalgets beregninger ble nettet drevet med redusert driftssikkerhet (N-0 eller N-1/2 drift) 700 timer vinteren 2009/2010. Dette er betydelig lavere enn Statnetts egne anslag på 1300 timer (Statnett, 2010a).[4] I etterkant kan det dessuten konstateres at det ville vært nok energi tilgjengelig til å kunne overholde N-1 kriteriet hele vinteren uten å ende opp med spesielt lave fyllingsnivåer i magasinene.

5 UTVIKLING I FORBRUK OG PRODUKSJON AV KRAFT FRAM MOT 2020

Utvikling i forbruket.

Kraftforbruket i BKK-området kan i all hovedsak deles inn i to hovedgrupper. Den ene gruppen er alminnelig forsyning, som i dag står for om lag 70 prosent av forbruket.[5] Den andre gruppen er petroleumsindustrien, som i dag står for nesten 30 prosent. Forbruket i vintersesongen ligger rundt 4 000 GWh.

Utvalget forventer en langsiktig trend i veksten i kraftforbruket hos alminnelig forsyning i BKK-området på omkring én prosent per år de neste ti årene. Dette er i tråd med hva BKK Nett legger til grunn i sine prognoser, og henger sammen med en forventet befolkningsvekst på én prosent per år. Forbruket per innbygger påvirkes også av faktorer som økonomisk vekst, energieffektivisering og kraftpriser (se Halvorsen, 2011a, 2011b). Siden år 2000 har disse faktorene i stor grad utlignet hverandre, men det kan ikke utelukkes en merkbar økning eller reduksjon i forbruket per innbygger de neste ti årene. Utvalget har

[3] *Strømforsyningen inn til Bergensområdet er ikke bare begrenset av overføringskapasiteten i BKK-snittet, men også av kapasiteten internt i BKK-området. Bergen-snittet er i Figur 1 markert som den midterste ringen. Overføringskapasiteten i dette snittet vil ikke endres som følge av Sima-Samnanger.*

[4] *Denne uenigheten handler i første rekke om vurdering av hvor mye produksjonskapasitet som var ledig og kunne aktiveres på kort varsel innenfor BKK-snittet.*

[5] *Med alminnelig forsyning menes nettoforbruk av elektrisk kraft fratrukket forbruk i kraftintensiv industri og petroleumsindustrien.*

Tabell 1. *Scenarier for utvikling i produksjonskapasitet og forbruksvekst, og ulike utfall for magasinfyllingen ved inngangen til vintersesongen og vinterværet:*

Scenarier for utvikling i produksjonskapasitet og forbruksvekst	Basis (forventet utvikling)	EVM har full produksjon fra og med 1. januar 2015 og linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes er klar innen vinteren 2016/2017. Vinterforbruk og maksimallast i alminnelig forsyning vokser med én prosent per år.
	Halv EVM	Som Basis bortsett fra at EVM har halv produksjon hele perioden.
	Høy vekst	Som Basis bortsett fra at vinterforbruk og maksimallast i alminnelig forsyning vokser med tre prosent per år.
Ulike utfall for magasinfylling ved inngangen til vintersesongen	Normal mag	Normal magasinfylling (77 %) ved inngangen til vinteren.
	Lav mag.	Lav magasinfylling (60 %) ved inngangen til vinteren.
Ulike utfall for tempertur og nedbør	Normalt vær	Normal vintertemperatur og normal nedbør
	Kaldt	Kaldt vintervær (2,5 prosent persentil for temperatur siste 50 år).
	Tørt	Tørt vintervær (2,5 prosent persentil for tilsig siste 50 år).
	Tørt og kaldt	Tørt og kaldt vintervær (2,5 prosent persentil for kombinasjonen av tilsig og temperatur siste 50 år).

derfor også vurdert konsekvensene av en raskere forbruksvekst, nærmere bestemt en trend på tre prosent årlig vekst i vinterforbruket og i maksimallasten hos alminnelig forsyning. Temperatur og priser vil gi årlige svingninger rundt den langsiktige trenden.

De største enkeltkundene i BKK-området er Kollsnes prosessanlegg, Mongstad raffineri og Troll A plattformen. Forbruket ved Kollsnes forventes å være forholdsvis konstant de neste ti årene, mens Mongstad raffineri forventer en økning på rundt 20 prosent. Den største økningen er planlagt på Troll-feltet. Se Figur 2 for samlet vekst i forbruket.

Utvikling i produksjonen.
Kraftproduksjonen i BKK-området har tradisjonelt bestått av nesten utelukkende magasinkraft. Magasinkapasiteten i BKK-området er på nærmere 2 800 GWh. Samlet effektkapasitet vinterstid varierer rundt 1 100 MW. Produksjonen i vintermånedene har ligget på noe over 2 000 GWh i gjennomsnitt, men det er store årlige variasjoner. Når kraftlinjen Modalen-Mongstad-Kollsnes (se prikket linje i Figur 1) kommer i drift, etter planen i 2016, vil BKK-snittet flyttes utover til Modalen. Det betyr at magasinkraft med rundt 200 MW effekt og 450 GWh magasinkapasitet kommer innenfor snittet, og dermed øker vannkraftproduksjonen betydelig i det vi har definert som BKK-området.

Energiverk Mongstad (EVM), som kom i drift mot slutten av 2010, har installert to gassturbiner med kapasitet på 140 MW elektrisitet hver. Fram mot 2015 skal kun en turbin være i drift på grunn av begrenset varmebehov ved Mongstad raffineri. Det er en viss usikkerhet omkring oppstarttidspunktet for den andre turbinen. Med EVM i full drift vil effektkapasiteten i BKK-området om vinteren øke med rundt en fjerdedel sammenlignet med før EVM kom i drift, mens gjennomsnittlig vinterproduksjon vil øke med rundt 35 prosent

Scenarier for utvikling i forbruk og produksjon
Som det fremgår av diskusjonen over er det en rekke usikre faktorer som bestemmer utviklingen i forbruksvekst og produksjonskapasitet fram til 2020. I tillegg vil kraftforbruket og -produksjonen de neste ti årene også avhenge av variasjoner i temperatur og tilsig. Kalde vintre gir høyt forbruk og vintre med lite tilsig gir lav kraftproduksjon. Det er dessuten en klar samvariasjon mellom lave temperaturer og lite vintertilsig. Vi vurderer derfor effekten av såkalte tørre og kalde vintrer, der vi legger til grunn 2,5 prosent persentilen for tilsig og temperatur fra de siste 50 årene. Vi legger til grunn en temperaturfølsomhet på tre prosent. Det betyr at én grad lavere gjennomsnittstemperatur antas å øke forbruket med tre prosent.

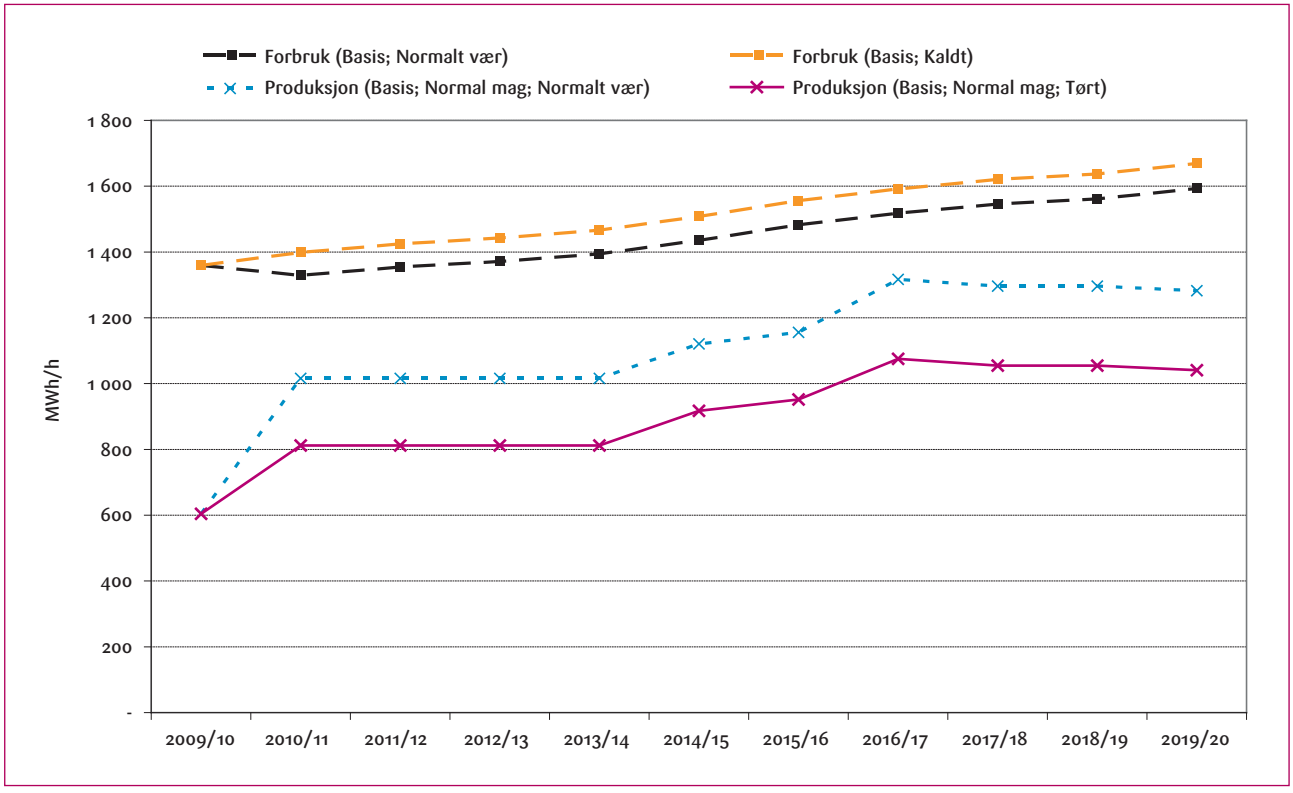
Fyllingsgraden ved inngangen til vinteren er like viktig som tilsiget i løpet av vinteren. Fyllingsgraden i begynnelsen av desember (uke 48) har variert mellom 40 og 90 prosent de siste 18 årene, med et gjennomsnitt på 77 prosent. Det er ingen klar (statistisk signifikant) korrelasjon mellom magasinfyllingen i starten av vinteren og tilsiget gjennom vintersesongen.

Tabell 1 gir en oversikt over våre ulike scenarier for utvikling i produksjonskapasitet og forbruk, og ulike utfall for magasinfyllingen ved starten av en vintersesong og vinterværet.[6]

[6] *Det er også usikkerhet knyttet til nettforhold, slik som den planlagte linjen fra Modalen via Mongstad til Kollsnes.*

Figur 2 viser utviklingen i forventet elektrisitetsforbruk og produksjon (*Basis, Normal mag, Normalt vær)*. Forbruket og produksjonen av elektrisitet i BKK-området er ventet å vokse om lag like mye (målt i GWh) fra 2011 til 2020. Sammenlignet med vinteren 2009/2010 er imidlertid produksjonskapasiteten økt vesentlig ved at EVM er kommet i drift. Figuren viser også utviklingen fremover i *Basis* scenariet dersom vintrene blir tørre og kalde, slik som vinteren 2009/2010 (*Basis, Kaldt* angir forbruk og *Basis, Normal mag, Tørt* angir produksjon). Differansen mellom forbruk og produksjon må dekkes opp gjennom import inn til BKK-området. Spørsmålet er da om det i perioder er nødvendig med så stor import at man må fravike N-1 kriteriet for å sikre at alle forbrukerne får den strømmen de ønsker.

Figur 2. *Gjennomsnittlig elektrisitetsforbruk og produksjonsmuligheter innen BKK-området i løpet av en vintersesong, målt som gjennomsnittsforbruk/-produksjon. MWh/h.*



Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder

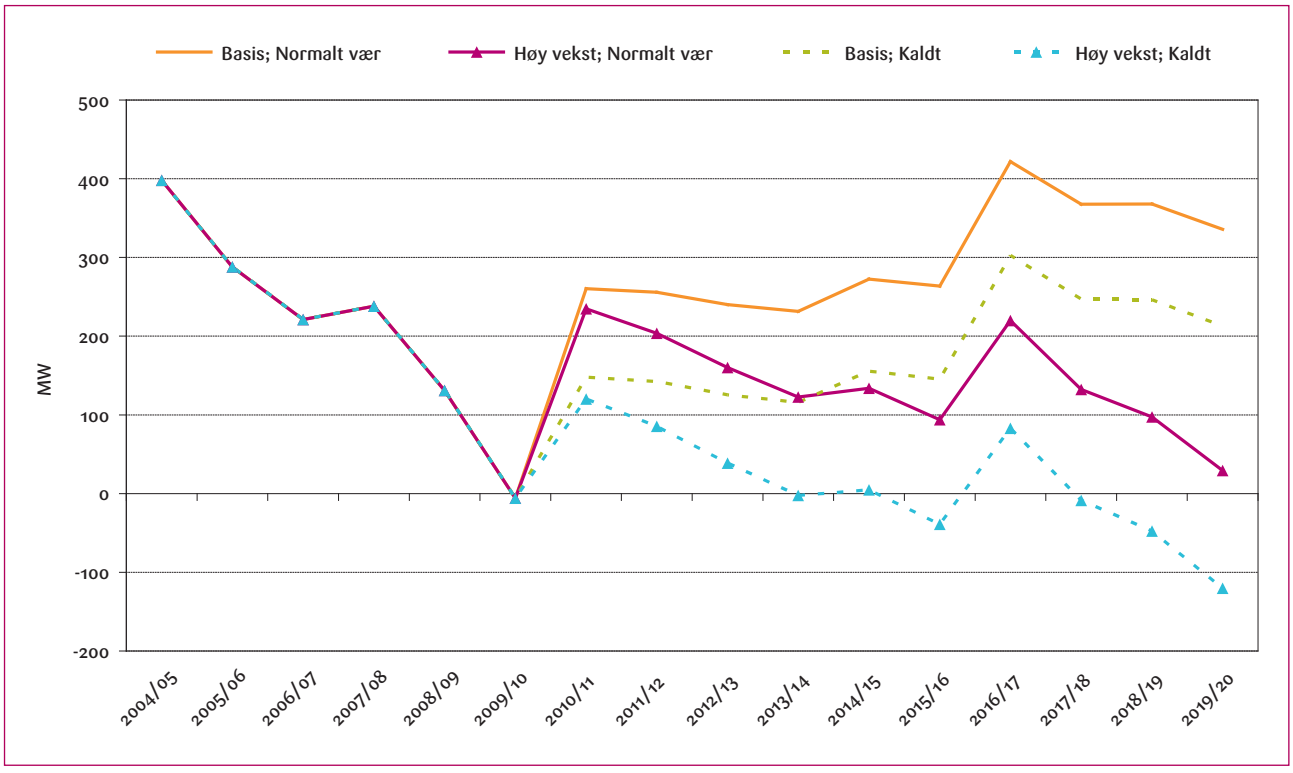
6 FORSYNINGSSITUASJONEN FRAM MOT 2020 – UTEN NYE TILTAK

Redusert driftsikkerhet, dvs. at man ikke overholder N-1 kriteriet i perioder, kan oppstå både som følge av effektknapphet og energiknapphet. Ved effektknapphet er summen av maksimal produksjonseffekt og importkapasitet, gitt overholdelse av N-1 kriteriet, ikke stor nok til å dekke etterspørselen når den er på sitt høyeste. N-1 kriteriet må da brytes i en (som regel) kort periode. Ved energiknapphet må N-1 kriteriet brytes over lengre perioder for få økt tilgang på energi til området.

Vurdering av effektsituasjonen uten tiltak

Figur 3 viser effektmarginen, det vil si differansen mellom tilgangen på effekt (summen av produksjonskapasitet og overføringskapasitet gitt kontinuerlig N-1 grense) og høyeste forbruk i løpet av en vintersesong (maksimallast). Så lenge effektmarginen er positiv, kan N-1 kriteriet overholdes selv i de timene der forbruket er på det høyeste.

Figur 3. *Effektmargin gjennom vintersesongene den kommende tiårsperioden. MW.*



Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder

Figur 3 illustrerer at ved en forventet utvikling av forbruk og produksjon, og ved normale vintertemperaturer, vil det være om lag 300 MW gjennomsnittlig margin mellom tilgang på effekt og behovet for effekt i maksimallasttimen gjennom hele tiåret (*Basis, Normalt vær*). Dersom BKK-området i enkelte år vil oppleve spesielt lave temperaturer, vil marginen fortsatt være positiv dersom prognosene for forbruk og produksjon slår til (*Basis, Kaldt*). Den mest kritiske perioden fram mot 2020 er etter at Troll-feltet har økt sitt maksimale effektuttak, og før Modalen-Mongstad-Kollsnes er i drift. Men selv da vil effektsituasjonen være noe bedre enn i 2010, gitt samme lave temperaturer.

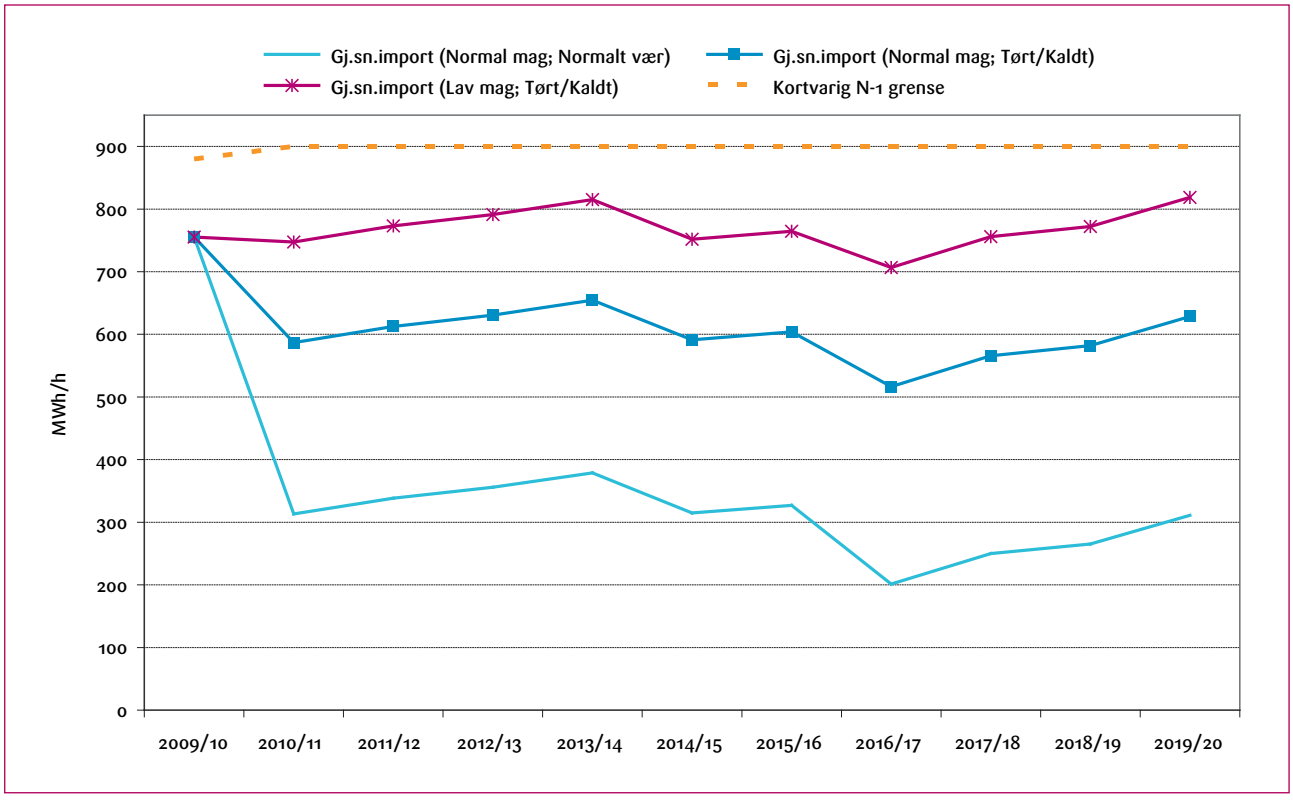
Dersom veksten i maksimallast hos alminnelig forsyning vokser raskere enn forventet (*Høy vekst*), vil effektmarginen bli mer utfordrende. I dette scenarioet er imidlertid maksimallasten hos alminnelig forsyning hele 35 prosent høyere i 2020 enn i 2010 (ved like temperaturer). I vintre med ekstra lave temperaturer vil marginen da kunne bli negativ og mer utfordrende enn 2010 fra og med 2016 (se (*Høy vekst, Kaldt*)).

En utsatt oppstart av den andre turbinen ved EVM vil redusere effektmarginen i Figur 3 med 140 MW fra og med 2015, mens en forsinkelse av forbindelsen Modalen-Mongstad-Kollsnes vil redusere marginen med 200 MW fra og med 2017. Dersom en av disse forsinkelsene inntreffer, vil effektmarginen på spesielt kalde vinterdager komme ned mot null, men fortsatt være positiv i *Basis* scenariet. Dersom ingen av disse to er på plass før vinteren 2016/2017, vil effektmarginen fortsatt trolig være positiv i normale vintre men ikke i vintre med spesielt kalde dager. En kombinasjon av høyere enn forventet forbruksvekst og utsettelse av enten Modalen-Mongstad-Kollsnes eller den andre turbinen ved EVM kan gi enda lavere margin.

Hva er konsekvensene av effektknapphet?

En negativ effektmargin gitt bruk av N-1 kriteriet innebærer ikke at deler av området vil bli mørklagt i maksimallasttimen, med mindre det oppstår en feil i nettet. I de timene der marginen er negativ vil man tillate økt overføring inn til området, slik at man opererer etter N-1/2 kriteriet. Det betyr at dersom en feil skulle oppstå i maksimallasttimen, vil deler av BKK-området bli koblet ut. Vi anslår sannsynligheten for en kombinasjon av nettfeil og effektknapphet til mindre enn én prosent i løpet av tiårsperioden. Hvor lenge de berørte forbrukerne forblir uten elektrisitet, avhenger av hvor lang tid det tar før feilen rettes *eller* effektmarginen gitt

Figur 4. *Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snittet i Basis scenario ved normal eller lav initial magasinfylling og normalt eller tørt og kaldt vintervær. MWh/h.*



Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder.

N-1 kriteriet igjen blir positiv. Hvis for eksempel forbruket faller relativt raskt, kan alle forbrukerne kobles inn kort tid etter at effektmarginen er blitt positiv selv om feilen på nettet er av mer langvarig karakter.

Vurdering av energisituasjonen uten tiltak

En vanskelig energisituasjon oppstår dersom det er knapphet på elektrisk energi gjennom en vintersesong. Jo høyere forbruk i forhold til produksjon, jo større er importbehovet. Et høyt gjennomsnittlig importbehov utfordrer kapasiteten på ledningene, og kan gjøre det vanskelig å overholde N-1 kriteriet gjennom vintersesongen.

Basert på importbehovet vinteren 2009/2010 legger Utvalget til grunn at energisituasjonen i en vinter, gitt dagens prisområder, vil være vanskelig dersom differansen mellom den kortvarige N-1 grensen og gjennomsnittlig importbehov er 100–150 MWh/h eller lavere.[7]

[7] *Vinteren 2009/2010 var gjennomsnittlig import om lag 125 MWh/h lavere enn kortvarig N-1 grense (880 MW), og ville vært 140 MWh/h lavere om N-1 grensen hadde vært overholdt hele vinteren (jf. kapittel 4).*

Energiregnskap ved forventet utviking i produksjonskapasitet og forbruksvekst

I Figur 4 viser vi energiregnskap basert på prognoser for 2011–2020 i *Basis* scenariet, både for normale vintre og spesielt tørre og kalde vintre. Vi legger til grunn ulike magasinnivåer ved inngangen til desember (se Tabell 1). Basert på prognosene for forbruk og produksjon, samt en temperaturfølsomhet på tre prosent, kan vi anslå gjennomsnittlig importbehov gjennom vinteren målt i MWh per time (MWh/h).[8,9]

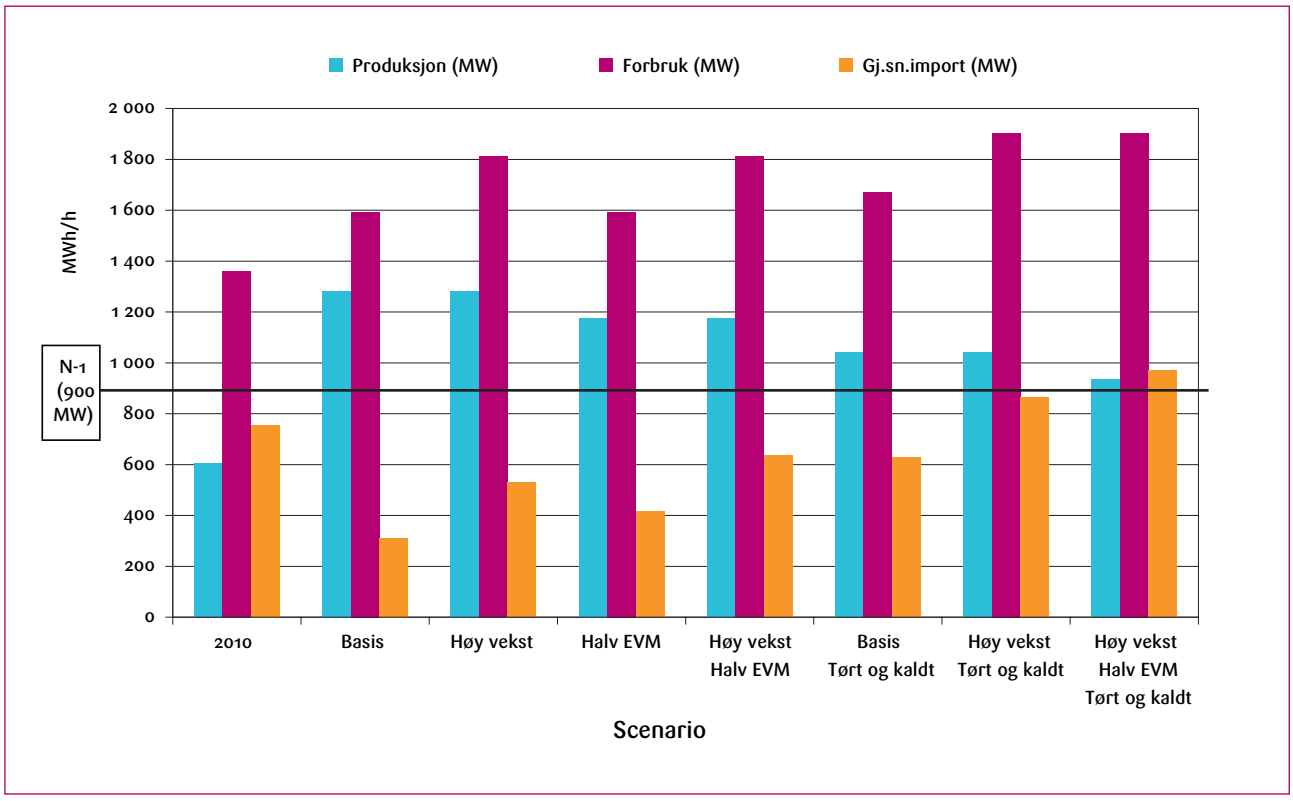
Ved normal magasinfylling ved inngangen til vinteren ser vi at energiregnskapet vil se bedre ut framover enn hva det var i 2009/2010, selv ved spesielt tørre og kalde vintre.[10]

[8] *Dette vil være et gjennomsnitt over alle døgnets timer, og alle døgn i løpet av vinteren.*

[9] *Vi forutsetter at magasinfyllingen ved utgangen av mars må være minst 15 prosent av fullt nivå for å dekke et eventuelt mindre underskudd i april, og for ha en viss sikkerhetsmargin mot slutten av vinteren.*

[10] *I figuren er det for vinteren 2010 vist faktisk gjennomsnittlig import. Dersom vi hadde lagt til grunn henholdsvis 77 (normal) og 15 prosent magasinfylling 1. desember og 1. april, ville importbehovet i 2010 vært litt under 700 MWh/h.*

Figur 5. *Gjennomsnittlig behov for import i BKK-snittet vinteren 2019/2020 i ulike scenarioer ved normal (77 prosent) initial magasinfylling. MWh/h.*



Kilde: Egne beregninger basert på ulike kilder

Dersom magasinfyllingen ved inngangen til en tørr og kald vinter er så lav som 60 prosent (*Lav mag, Tørt og kaldt*), viser Figur 4 at differansen mellom kortvarig N-1 grense og gjennomsnittlig importbehov ligger mellom 70 og 200 MWh/h, og situasjonen kan bli mer utfordrende enn vinteren 2009/2010. Ettersom importen typisk vil variere en del over døgnet og gjennom sesongen, er det da grunn til å forvente N-1/2 drift deler av vinteren. Sannsynligheten for at det skal komme en spesielt tørr og kald vinter samtidig som magasinfyllingen ved inngangen til vinteren er 60 prosent eller lavere, er imidlertid liten og anslås til under en halv prosent per år dersom observasjoner for de siste 18 år er representative for framtidige magasinfyllingsnivåer. I løpet av en tiårsperiode er det da under fem prosent sannsynlighet for at dette vil inntreffe ett av disse årene. Samtidig er det verdt å påpeke at magasinfyllingen ved inngangen til vinteren kan være betydelig lavere enn 60 prosent. Høsten 2002 var den helt ned i ned i 42 prosent. Med så lave nivåer vil selv normalt vintervær kunne gi en utfordrende energisituasjon. Utvalget anser likevel med utgangspunkt i analysen over at forsyningssituasjonen vil være akseptabel gitt at de grunnleggende forutsetningene omkring produksjonskapasitet, forbruk og nettforhold slår til (*Basis* scenariet). BKK-området som eget prisområde vil bidra til økt magasinfylling ved inngangen til vintersesongen.

Sensitivitetsanalyser

Det er som tidligere nevnt usikkerhet i prognosene, både når det gjelder forbruksvekst og produksjonskapasitet. Vi har derfor undersøkt effekten av å anta enten høyere forbruk (*Høy vekst* scenariet) eller lavere produksjonskapasitet (*Halv EVM* scenariet), se Tabell 1. Virkningen av høy årlig vekst og en eventuell utsettelse av full drift på EVM vil ha størst konsekvenser sent i perioden.

Figur 5 viser gjennomsnittlig importbehov i BKK-snittet i ulike scenarioer for vinteren 2019/2020, ved normal initial magasinfylling. Etter hvert som vi beveger oss mot høyre i Figur 5 er det avtakende sannsynlighet for at scenarioet skal inntreffe.

Vi ser at energisituasjonen blir vanskeligere dersom vi får en vedvarende høy årlig forbruksvekst (3 % per år) helt til 2020. Sannsynligheten for dette anses imidlertid å være relativt liten. Halv drift ved EVM gjør også energisituasjonen vanskeligere. Selv om forbruksveksten blir vesentlig høyere enn ventet, eller oppstart av den andre turbinen ved EVM skulle bli forsinket, vil imidlertid energisituasjonen være akseptabel ved normal temperatur og gjennomsnittlig magasinfylling ved inngangen til vinteren.

Dersom flere ugunstige forhold inntreffer samtidig kan forsyningssituasjonen bli spesielt vanskelig. Dersom kraftforbruket vokser raskere enn ventet eller EVM ikke kommer i full drift, kan tørre og kalde vintre gi opphav til utfordrende energisituasjoner, selv med normal magasinfylling ved inngangen til vinteren. Det samme gjelder dersom Modalen-Mongstad-Kollsnes skulle bli forsinket. Hvis det i tillegg er lite vann i magasinene når vinteren begynner, kan energisituasjonen bli mer utfordrende enn vinteren 2009/2010. Det vil i så fall være behov for utstrakt bruk av N-1/2 drift om dagens inndeling i anmeldelsesområder opprettholdes. Hvis både full drift ved EVM og Modalen-Mongstad-Kollsnes forsinkes, vil forsyningssikkerheten i BKK-området etter utvalgets vurdering være utilfredsstillende, om det ikke settes i verk tiltak for å forsterke kapasiteten i det eksisterende nettet (se neste kapittel).

Hva blir konsekvensene av energiknapphet?

Ved energiknapphet må N-1 kriteriet brytes over lengre perioder for få økt tilgang på energi til området. Nettet vil da driftes etter N-1/2 kriteriet, som betyr at en forhåndsdefinert del av forbruket mister strømmen *dersom* det skjer en kritisk feil i nettet. Jo lengre perioder med N-1/2 drift, jo større er sannsynligheten for utkobling. Basert på Statnetts feilstatistikk kan en forvente at dersom en har N-1/2 drift gjennom hele vintersesongen (4 måneder) er det 40 % sannsynlighet for at deler av området blir koblet ut en gang i løpet av sesongen. Varigheten av en feil i nettet er i de aller fleste tilfeller inntil noen få timer. Hvis feilen er langvarig og det ikke er tilgjengelig effektkapasitet i området, vil det være rullerende utkobling av forbrukere til feilen er rettet. Varigheten av dette kan i verste fall være mange dager eller uker.

7 TILTAK

I påvente av en eventuell sjøkabel eller annen alternativ løsning for BKK-området, kan forsyningssikkerheten forbedres gjennom ulike tiltak. Her vil vi fokusere på to av disse:

BKK-området som eget prisområde

Gitt at BKK Produksjon ikke utnytter sin markedsmakt i betydelig grad, vil et eget prisområde for BKK-området sende riktigere prissignaler til kraftprodusenter og forbrukere.[11] Dette vil stimulere til samfunnsøkonomisk bedre disponering av vannet i magasinene gitt dagens nettkapasitet, spesielt mellom høst- og vintersesongen, og til økt energieffektivisering og energisparing hos forbrukerne (se også diskusjon i Bye et al., 2010). Importkapasiteten vil bli utnyttet optimalt hele døgnet i vanskelige energisituasjoner.

Avanserte målesystemer (AMS), som blant annet måler timesforbruket, gjør at forbrukerene i større grad reagerer på prisvariasjoner. NVE har besluttet at fra 2018 skal samtlige kunder ha AMS. Utvalget anbefaler at BKK-området blir eget prisområde så snart som mulig, og at en framskyndet frist for installasjon av AMS i BKK-området vurderes.

For å undersøke effekten av BKK-området som eget prisområde nærmere har vi blant annet fått utført beregninger på Statnetts Samlast-model (Statnett, 2010b)[12]. Prisene i BKK-området skiller seg ikke mye fra prisene i resten av Sør-Norge når vi ser på gjennomsnittsprisene i vintersesongen. Den lave forskjellen i pris skyldes to forhold. For det første vil BKK-området i vintre med normale tilsig og temperaturer, og forventet produksjon ved EVM, være bra forsynt med kraft. Importbehovet vil bli dekket uten at det oppstår nevneverdige flaskehalser i BKK-snittet. For det andre undervurderer Samlast ifølge Statnett systematisk prisvariasjoner.[13] I vintre med hard belastning kan prisforskjellene bli større.

Forsterkninger av nettet

En Static Var Compensator (SVC-anlegg) regulerer spenningen i kraftsystemet og vil kunne løse dagens spenningsproblemer i BKK-snittet. Med et slikt anlegg kan den kortvarige N-1 grensen øke med om lag 120 MW. Dette vil kunne gi en klar forbedring av energisituasjonen. Hvis det kombineres med en forsert ombygging av ledningen

[11] *Foruten at misbruk av markedsmakt er forbudt, kan blant annet risiko for redusert omdømme bety at det heller ikke er spesielt lønnsomt fra en økonomisk synsvinkel. Dersom utnyttelse av markedsmakt skulle bli et problem, eksisterer det virkemidler for å motvirke dette. Problem med utnyttelse av markedsmakt vil dessuten også være tilstede i dagens situasjon hvor Statnett i stor grad benytter spesialreguleringer.*

[12] *I utvalgets rapport er det også presentert beregninger av kraftpriser i en maksimallasttime med og uten nytt prisområde. Beregningen er utført av Endre Bjørndal ved bruk av en modell basert på Bjørndal (2000).*

[13] *Dette henger blant annet sammen med at modellforenklinger gjør modellen mer fleksibel enn det systemet i virkeligheten er. På den annen side kan det hevdes at priselastisiteten i Samlast er lav når vi fokuserer på energisituasjonen gjennom en utfordrende vintersesong.*

Mauranger-Samnanger, vil både effekt- og energisituasjonen forbedres ytterligere ved at flaskehalsen i BKK-snittet flyttes utover, noe som gjør at flere vannmagasiner kommer innenfor snittet. Sammenlignet med dagens situasjon vil effektbalansen etter utvalgets skjønnsmessige vurdering kunne bedres med ca 300 MW, og energibalansen med mer enn 1 000 GWh på årsbasis.

Kostnadene ved et SVC-anlegg anslås til rundt 150 millioner kroner, mens en forsering av planlagt ombygging av Mauranger-Samnanger antas å ha en merkostnad på mellom 50 og 150 millioner kroner i tillegg til redusert vannverdi under ombyggingen. Et SVC-anlegg kan realiseres relativt raskt, men har ingen nytte når Sima-Samnanger er på plass, siden det da ikke vil være spenningsproblemer i nettet. Ombygging av Mauranger-Samnanger antas å ta flere år. Nytten av denne ombyggingen er størst i tiden fram til linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes er i drift, men den vil også ha gunstige effekter for BKK-området etter dette. Utvalget anbefaler at Statnett vurderer disse tiltakene.

Andre vurderte tiltak

Utvalget anbefaler dessuten at det vurderes i) muligheter for flere utstedere av effekt- og energiopsjoner med forbruk, ii) forsert utbygging av fjernvarme, iii) konsortier som til sammen kan levere bud på 25 MW i RK-markedet, iv) mindre restriktiv praksis for tilknytning av ny produksjon, og v) kompensasjon for uteblitt levering av kraft.

Utvalget anbefaler ikke restriksjoner på bruk av elektrisitet i Nordsjøen, investering i reservekraft eller minimumskrav til magasinfylling.

8 KONKLUSJON

Forsyningssituasjonen avhenger av utviklingen i forbruk og produksjonskapasitet og svingninger i vintertemperatur og nedbør. Jo større produksjonskapasitet innenfor BKK-området, jo bedre er forsyningssituasjonen. Det er forventet betydelige økninger i produksjonskapasiteten innenfor BKK-området, både som følge av en ny kraftlinje Modalen-Mongstad-Kollsnes og som følge av økt produksjon på Energiverk Mongstad (EVM).

Dersom Modalen-Mongstad-Kollsnes er på plass innen 2016 og EVM er i full drift fra 2015, vil forsyningssikkerheten i BKK-området med stor sannsynlighet være tilfredsstillende det neste tiåret selv om Sima-Samnanger ikke er på plass. Det kan imidlertid ikke utelukkes utfordrende forsyningssituasjoner, for eksempel som følge av lav magasinfylling ved inngangen til en tørr og kald vinter, og utvalget anbefaler derfor at BKK-området etableres som eget prisområde så snart som mulig. Brudd på en av de to forutsetningene vil øke sannsynligheten for en krevende effekt- og energisituasjon, spesielt om det ikke settes i verk flere av de tiltakene som utvalget foreslår. Hvis både full drift ved EVM og Modalen-Mongstad-Kollsnes forsinkes, vil forsyningssikkerheten i BKK-området etter utvalgets vurdering være utilfredsstillende, om det ikke settes i verk tiltak for å forsterke kapasiteten på de eksisterende ledningene i sentralnettet. Slike tiltak vil medføre en ekstra kostnad ved valg av sjøkabel fremfor luftspenn, men kan sikre en akseptabel forsyningssikkerhet i ventetiden.

Usikkerheten omkring utbyggingen av linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes og økt produksjon på EVM har ingen betydning for vurderingen av forsyningssikkerheten fram til og med 2014, da den forventete økte krafttilgangen fra disse prosjektene uansett ikke vil komme før 2015.

Det er svært lav sannsynlighet for at forsyningssituasjonen vil bli vanskelig før 2015. Realisering av sjøkabelløsning vil imidlertid ta tid, og det kan være nødvendig å starte prosessen ganske raskt om en ønsker å sikre at en sjøkabelforbindelse er klar innen 2020. Bygging av luftledningen går forholdsvis raskt (1–2 år). Dersom luftspenn er foretrukket fremfor sjøkabel, er det en positiv opsjonsverdi ved å vente med utbyggingen.

REFERANSER:

Bjørndal, M. (2000): *Topics on electricity transmission pricing*, SNF Report No 8/00, SNF, 2000.

Bye, T., M. Bjørndal, G. Doorman, G. Kjølle og C. Riis (2010): Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem, 2010. http://www.regjeringen.no/upload/OED/Rapporter/2010_1130_Flere_og_riktigere_priser_Et_mer_effektivt_kraftsystem.pdf

Drange, H. (2011): Kort vurdering av dagens og framtidig vintervær, med fokus på kuldeperioder, for Bergensregionen, vedlegg 2 til Sjøkabelutredningen, Utvalg III (2011).

Halvorsen, B. (2011a): Hva driver utviklingen i elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning?, vedlegg 3 til Sjøkabelutredningen, Utvalg III (2011).

Halvorsen, B. (2011b): Prisfølsomheten i elektrisitetsetterspørselen og dens betydning for strømmarkedet, vedlegg 4 til Sjøkabelutredningen, Utvalg III (2011).

Hope, E. (2010): Statnett mot Hardanger, Samfunnsøkonomen, Nr. 4, 37–40.

Sjøkabelutredningen, Utvalg III (2011): Konsekvenser av at man trenger lenger tid på en ny overføringsforbindelse til Bergensområdet (BKK-området). http://www.regjeringen.no/pages/15 604 222/Utvalg_III.pdf

Statnett (2004): Vurdering av strømforsyningen til BKK-området, Fellesutredning BKK og Statnett, 2004.

Statnett (2010a): Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009–2010, Statnett SF, 2010.

Statnett (2010b): Håndbok for Samlast, Del 1, Beskrivelse av Samlastmodellen, Versjon 2010, Statnett SF, 2010

Strøm, S og I. Rasmussen (2010): Ny kraftledning over Hardangerfjorden: En samfunnsøkonomisk optimal løsning?, Samfunnsøkonomen, Nr. 2, 20–27.

Tjøtta, S. (2010): Grønn tragedie i Hardanger, Samfunnsøkonomen, Nr. 6, 20–23.

FLYTTEPLANER?

Vi vet ikke om våre abonnenter flytter mer enn andre, men det virker slik. Hver måned får vi tidsskrifter i retur fordi adressaten har flyttet.

Spar oss for ekstra porto og deg selv for forsinkelser:

MELD FLYTTING!

Telefon: 22 31 79 90
E-post: sekretariatet@samfunnsokonomene.no

www.samfunnsokonomene.no

Samfunnsøkonomene takker alle som har sendt inn sin e-post adresse!

Er du usikker på om vi har din e-postadresse?
Kontakt oss på: **sekreteriatet@samfunnsøkonomene.no**

Foto: CF-Wesenberg/kolonihaven.no

TORSTEIN BYE
Fagdirektør, Statistisk sentralbyrå

Et mer effektivt kraftsystem

Flere, jevnere og lavere kraftpriser[1]

Vannbeholdningen i norske kraftmagasiner vinteren 2011 er prosentvis lavere enn noen gang tidligere. Likevel ligger kraftprisene under kostnaden ved utbygging av ny kraftproduksjonskapasitet. På tross av påstander om det motsatte, er også prisene stort sett om lag like i alle områder i Norge(sett over uker eller måneder). Lave priser er et kraftig signal om at vi ikke skal investere i mer produksjonskapasitet. Det deregulerte markedet vi fikk etter 1991 leverer fortsatt varene. Innimellom vil imidlertid kraftprisene være høye, og forskjellige i ulike områder. Det skyldes midlertidige kapasitetsproblemer og liten fleksibilitet i etterspørselen. Et velfungerende marked krever en effektiv organisering og gode insitamenter til aktørene slik at man kan minimere problemene i perioder med slike skranker og høy etterspørsel etter kraft. Målet er at du og jeg, gjennom varierende priser og tilpasning, kan hjelpe markedet å fungere og bidra til å gi best mulig signaler til nyinvesteringer. I denne artikkelen diskuteres hvordan man kan effektivisere et allerede rimelig godt fungerende kraftmarked. Nodeprising, økt fleksibilitet på etterspørsel- og tilbudssiden og mer relevant informasjon er stikkord.

1. BAKGRUNN

Vinteren 2009/2010/2011 var preget av uvanlig kulde, begrensinger i overføringskapasiteter og høye priser. Likevel har ikke prisene i 2010/2011 nådd samme nivå som 2009/2010 da prisene på noen tidspunkter var bortimot 30 ganger høyere enn normalt i deler av det nordiske kraftmarkedet. Den 17. desember 2009, 8. januar 2010 og 22. februar 2010 var prisene mellom 8 kr/kWh og 12 kr/kWh i flere timer. Prisnivået i dette markedet ligger vanligvis rundt 40–50 øre/kWh. Reaksjonen fra mange var at noe måtte være riv ruskende galt i et marked som kunne levere slike priser. Hva var grunnen til de ekstreme prisutslagene, var det et tegn på at markedet ikke fungerte optimalt, og hva bør i så fall gjøres for å effektivisere markedet? Og hvorfor har vi så høye priser generelt i Norge når vi har så mye tilgang på energi?

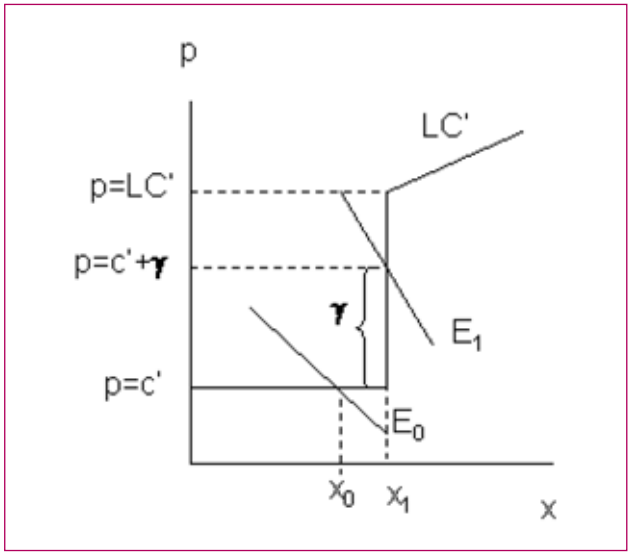
Før vi går inn på disse spørsmålene, vi vil kort forklare hvordan prisene bestemmes.

[1] *Deler av artikkelen baserer seg på Bye, Bjørndal, Doorman, Kjølle og Riis (2010). Takk for gode kommentarer til førsteutkast fra Jørgen Bjørndalen og en anonym referee.*

Hva sier teorien om dette?

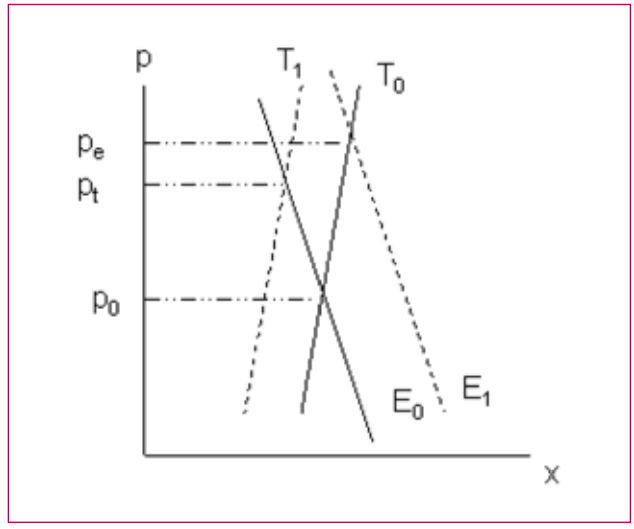
Kraftprisen bestemmes av litt ulike faktorer på lang og kort sikt. På *lang sikt* må prisen dekke både investerings- og driftskostnader for at investeringer skal være lønnsomme. På *kort sikt* må minst driftskostnadene dekkes. I det norske vannkraftrsystemet er det svært store forskjeller i de kortsiktige og de langsiktige kostnadene.

Figur 1. *Prisfastsettelsen i et kraftmarked med store forskjeller i kortsiktige og langsiktige kostnader*



Figur 1 illustrerer tilpasningen i et marked med stor forskjell på de kortsiktige enhets driftskostnadene (her forenklet antatt konstante = c') og totale enhetskostnader (altså inklusive investeringskostnadene) og gitte produksjonskapasiteter på kort sikt. Om sommeren kan den eksisterende etterspørselen, E_0, tilfredstilles til en pris lik driftskostnadene, dvs. ved p=c' og mengde x_0. På vinteren vil kapasiteten være begrenset, x_1, og prisen bys opp for å få likevekt med etterspørselen, E_1. Da oppstår en skyggepris på kapasiteten, γ. Prisen blir lik enhets driftskostnad pluss skyggeprisen på kapasitet. Denne skyggeprisen sier noe om verdien av å investere i ny kapasitet. Men det er ikke lønnsomt med nye investeringer før prisen blir lik de totale enhetskostnadene ved ny kapasitet, p=LC'. Av dette følger at skyggeprisen på kapasitet γ må være minst lik enhets annuiserte investeringskostnader, LC'-c'. Det er altså ikke tilstrekkelig at prisen er høy i bare noen perioder, den må i «gjennomsnitt» over den aktuelle kapasiteten og levetiden for denne være minst så høy for at prosjektet skal være lønnsomt. Av dette følger følgende: i) prisen kan variere svært mye i et system med begrensede kapasiteter i forhold til etterspørselen og ii) prisen kan i perioder være over totale enhetskostnader ved ny kapasitet uten å utløse investeringer i kapasitet. I et vannkraftmarked hvor man kan lagre vannet vil man forsøke å jevne ut prisene over perioder – se Førsunds artikkel annet sted i dette nummer.

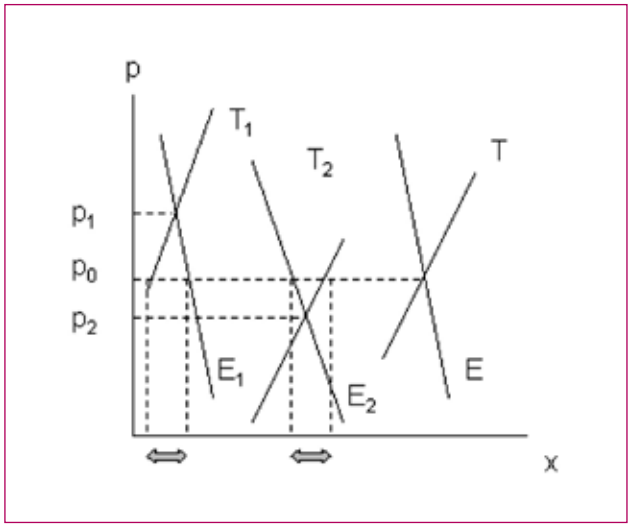
Figur 2. *Prisfastsettelsen ved varierende etterspørsel og tilbud når prisresponsen i begge er lav*



I praksis er sjelden kapasiteten eksakt utnyttet, men det kan være svært dyrt å utnytte den siste delen av denne. For eksempel kan verdien av vannet som benyttes i vannkraftproduksjon være svært høy på et fremtidig tidspunkt og dermed vil dette reflektere en alternativkostnad ved bruk av dette på kort sikt. Det betyr at vi har en vanlig stigende tilbudskurve men den kan være svært bratt (lite elastisk). Tilsvarende vil mange hevde at vi som forbrukere har liten mulighet til å tilpasse oss når prisene endres – altså at etterspørselskurven også er svært bratt (lite elastisk). Dette er illustrert i figur 2. Vi starter med en likevekt mellom tilbud og etterspørsel i periode 0, T_0-E_0 der prisen er lik p_0. Så øker etterspørselen kraftig på grunn av for eksempel ekstrem kulde, E_1. Da øker også prisen kraftig til p_e. Vi kan også få svikt i tilbudet ved for eksempel sviktende tilførsel av vann eller ved at atomkraft (i Sverige) tas ut til reparasjon eller lignende. Nytt lavere tilbud T_1 medfører da at prisen igjen går kraftig opp til p_t. Om jeg som forbruker eller du som produsent hadde vært mer fleksible (flatere kurver) så ville priseffektene i disse situasjonene blitt mindre. Hvordan kan vi så bli mer fleksible – jo ved å investere i fleksibilitet (for eksempel alternativ oppvarming i boligene våre). Lønnsomheten ved å investere i fleksibilitet vil avhenge av at vi i noen perioder opplever høyere priser. Vi kan da vri oss bort fra disse høyprisperiodene og utnytte situasjonen når prisen faller igjen. Om vi ikke utsettes for

høye priser vil vi ikke finne lønnsomhet i slike investeringer. Vi oppnår altså to effekter: i) ved å være fleksible blir priseffektene mindre enn de ellers ville vært og ii) ved å oppleve varierende priser vil det være lønnsomt å investere i fleksibilitet for å inngå de høye prisene. Vi hjelper altså markedet å fungere effektivt på både kort og lang sikt.

Figur 3. *Prisfastsettelsen ved handel mellom områder*



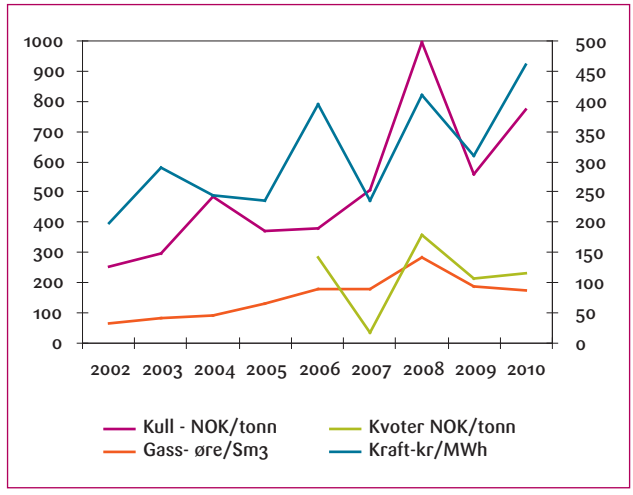
Så langt har vi sett på produksjonskapasiteter. Siden kraftproduksjon og forbruk sjelden er lokalisert på samme sted i like store mengder og kostnaden ved produksjon i ulike områder er ulik er det etablert overføringslinjer mellom områder. I figur 3 har vi illustrert to områder som begge har produksjon og forbruk, henholdsvis T_1-E_1 og T_2-E_2. Det er relativt dyrere å produsere i område 1 enn i område 2 og både tilbud og etterspørsel er mindre. Om dette var to områder uten overføringsforbindelse mellom dem så ville prisen i område 1, p_1 være høyere enn prisen i område 2, p_2. Så etablerer vi en overføringsforbindelse mellom områdene slik at de kan handle med hverandre. Da vil prisen i område 1 gå ned, p_0, og vi får større etterspørsel og mindre produksjon i området. Prisen i område 2 vil gå opp og de vil produsere mer og etterspørre mindre. Dette vil frigjøre kraft til overføring fra område 2 (som etterspør mindre og tilbyr mer) til område 1 (som etterspør mer og produserer mindre). Arealene mellom etterspørselskurven og tilbudskurven i de to områdene utgjør i utgangspunktet velferden i de to områdene. Når vi åpner opp for handel så utgjør arealet mellom de totale tilbuds og etterspørselkurvene (T-E) samfunnets velferd. Forskjellen mellom de to velferdsmålene gir verdien av kabelforbindelsen mellom områdene. Denne må da settes opp mot investeringskostnaden ved denne kabelforbindelsen (pluss driftskostnadene). Vi ser altså at investeringer i kabler mellom områder ikke skal foretas med en gang det oppstår prisforskjeller, men investeringskostnaden skal måles mot endringer i velferdsmålet. Tilsvarende resonnement gjelder når kabelforbindelsen er beskranket. Da blir prisene forskjellig i de to områdene men det er ikke opplagt at det likevel skal investeres siden verdien jo utgjøres av prisforskjeller og volum på lang sikt.

HVORDAN BESTEMMES PRISENE I PRAKSIS?

Lang sikt

I Norge produseres elektrisk kraft vesentlig ved hjelp av vann, i tillegg til noe gass og vind, mens kraften produseres ved bruk av gass, kull, olje og uran, og i stigende grad vind og biobrensel i våre naboland.

Figur 4. *Utviklingen i gjennomsnittpriser for noen energibærere. 2002–2010*



Med ledig kapasitet i overføringslinjene mellom landene vil prisen bli den samme i Norge og våre samhandelsland. Videre er utviklingen i gass- og kullpriser og prisen på utslippsrettigheter i kvotemarkedet for CO_2 viktige forklaringsfaktorer for prisutviklingen.

Figur 4 illustrerer hovedårsakene til at strømregningen har økt de siste 10 årene. Prissvingningene på kull og gass har vært store, men viktigere er det at nivået er om lag fordoblet fra 2002 til i dag. Sammen med introduksjon av kvotemarkedet for CO_2 har dette bidratt til å fordoble kraftprisen.

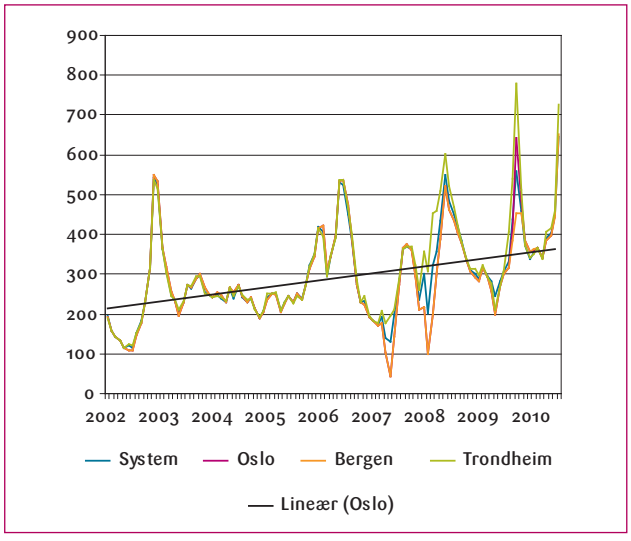
Det eksisterer også forwardmarkeder for kraft (finansielle markeder) som sier noe om forventet prisutvikling. På *http://www.nasdaqomxcommodities.com/* noteres slike kontrakter for 1 til 5 år fram i tid. Fremtidsprisen

på kraft i det nordiske markedet i 2014–2016 var i mars 2011 rundt 38 øre/kWh, det vil si om lag 10 prosent lavere enn gjennomsnittsprisen i 2010. Denne prisen er for lav til å initiere nye kommersielle investeringsprosjekter i kraftproduksjons-kapasitet i stort omfang. En hovedgrunn til de lave futuresprisene er norske og utenlandske myndigheters bruk av støtteordninger til nyinvesteringer (ENOVA i Norge, elsertifikater, støtte til energisparing). Investeringene er altså ikke lønnsomme for aktørene direkte i markedet, men betales delvis via skatteseddelen og de offentlige budsjettene. Den enkeltes personlige strømforbruk synes dermed å bli betraktet som en del av et kollektivt gode som andre må være med å betale for. Disse subsidiene tilfaller først og fremst de nye kraftprosjektene men også store kraftforbrukere gjennom lavere priser. Det er kanskje ikke så rart at industrien da støtter tiltakene.

Kort sikt

De kortsiktige prisene fastsettes på kraftbørsen Nord Pool Spot. Innen klokken 12 hver dag sender alle kraftleverandører og alle store etterspørrere inn bud som former stigende «tilbudsfunksjoner» og fallende «etterspørselsfunksjoner» for alle timer neste døgn.

Figur 5. *Områdepriser for kraft i Norge Gjennomsnittlige månedstall, Kr/Mwh*



Statnett har da allerede informert Nord Pool Spot om hvilke overføringskapasiteter de kan regne på mellom på forhånd bestemte områder. Nord Pool offentliggjør beregnet markedslikevekt i alle områder og timer et par timer senere. Om overføringskapasiteten mellom områder er beskrankende, regnes det ut en pris for hvert område. Når vi nedenfor omtaler kraftmarkedet er det dette markedet det refereres til.

De store fluktuasjonene i kraftprisen på kort sikt (time, uke) skyldes i hovedsak begrenset kapasitet i produksjon og overføring. På lenger sikt vil vannskranker ha betydning (måneder, kvartaler, sesonger). Når kapasiteten er gitt, er tilbudet gitt og prisvariasjonene vil kunne bli betydelige ved skift i etterspørselen, som vist i figur 1. Med mer vindkraft vil vindforhold få økt betydning for kortsiktige prisvariasjoner (se forøvrig Førsund i en annen artikkel i dette nummer).

Selv om det bygges ut større produksjonskapasitet, vil en ikke unngå prisfluktuasjoner. Dette skyldes den store variasjonen i vanntilsig og begrenset lagrings- og overføringskapasitet. Prisene vil da variere for å sikre likevekt mellom tilbud og etterspørsel til enhver tid og driftkostnaden ved vannkraftproduksjon er svært små. Alternativet til å la prisen gå ned med stor vanntilførsel ville være å la store mengder vann renne forbi driftsklare maskiner og rett i havet slik tilfellet var før deregulerингen i 1991 Dette var ren sløsing. Etter deregulerингen tillot man prisfall i stedet for sløsing med ressursene. Alternativet til å la prisen gå opp når skranker oppstår er å rasjonere på annen måte (ren rasjonering eller mothandel – se nedenfor).

Vannkraftanleggene og forbrukerne er spredd utover landet og er forbundet med overføringslinjer og distribusjonslinjer med begrenset kapasitet. Kraftsystemet må ha likevekt mellom tilbud og etterspørsel i alle deler av markedet hele tiden. Ulike priser i ulike områder som er fysisk adskilt gjennom nettbegrensninger vil sikre markedsklarering på en effektiv måte. Om prisene er ulike over lenger tid, gir det investeringssignaler til ny overførings- og produksjonskapasitet og til forbruksreduserende tiltak. Investeringer vil bidra til å redusere prisforskjeller mellom områder. Fra 2007 til 2010 har det vært til dels betydelige prisforskjeller mellom spesielt Sør-Norge og Nord-Norge i kortere perioder (timer, dager), mens den gjennomsnittlige prisforskjellen over hele året har vært relativt liten, se Bye (2011). Prisforskjellene har imidlertid vært for små eller vart i for korte perioder til å kunne forsvare store nettutbygginger. Figur 5 viser at svingningene i månedspriser klart overskygger prisforskjeller mellom områder. Variasjonen i månedspriser skyldes i hovedsak tilsigsforholdene i vannkraftmarkedet i kombinasjon med overføringsskranker mot utlandet, se Førsund (2007).

Hva var det så med dette kraftmarkedet som kunne gi så store prisforskjeller som vi hadde i fjor vinter?

Perioden desember 2009 til mars 2010 var preget av sterk kulde og dermed svært høy etterspørsel. Spesielt var det kaldt i de nevnte dagene og timene. Tilbudssiden var heller

ikke normal. I Sverige var store deler av kjernekraftkapasiteten ute av drift og det var unormalt lite vann i vannmagasinene. Med mer etterspørsel og mindre tilbud vil prisen gå opp, se figur 2 – men hvorfor så mye? På tilbudssiden var det ikke mer å ta av (figur 1), og på etterspørselsiden var det liten tilpasning til eskalerende priser (bratt etterspørselskurve i figur 2).

Det tredje forholdet som bidro til de høye prisene var at Norden ble delt inn i to prisområder. Sør-Norge hadde om lag normal pris, mens de høye prisene slo ut i resten av Norden. Forskjellen skyldes kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet mellom områdene, se figur 3. Slik områdene var definert var det ikke fysisk mulig å overføre mer kraft fra lavprisområdet til høyprisområdet. Grovt sett kan vi si at begrensningene lå to steder – Haslesnittet som overfører kraft fra Sør-Norge til Sverige og i forbindelsen mellom Sør-Norge og Nord-Norge.

Gitt historien over kan man stille flere viktige spørsmål til hvordan kraftmarkedet fungerte:

1 Benyttet eierne av kjernekraften markedsmakt og reduserte produksjonen med vilje slik at prisene eskalerte?
2 Ble overføringsnettet utnyttet optimalt?
3 Hvorfor var fleksibiliteten så liten på etterspørselssiden og kan denne bedres?
4 Hvorfor var fleksibiliteten på tilbudssiden så liten og hvordan kan denne bedres?

Med utgangspunkt i de ekstreme pristilfellene i fjor vinter, ble det satt ned et ekspertutvalg som skulle studere driften av kraftsystemet. Bye-utvalge; Bye, Bjørndal, Doorman, Kjølle og Riis (2010) la fram sin rapport 3. november 2010. Dette utvalget belyser flere av disse spørsmålene inngående.

Med hensyn til punkt 1) er Bye-utvalgets vurdering at eierne ikke utøvde markedsmakt. Kjernekraften var ute fordi produsentene hadde tekniske problemer. Når det gjelder de andre spørsmålene, vil vi diskutere disse i de følgende avsnittene.

2. BLE OVERFØRINGSNETTET UTNYTTET OPTIMALT?

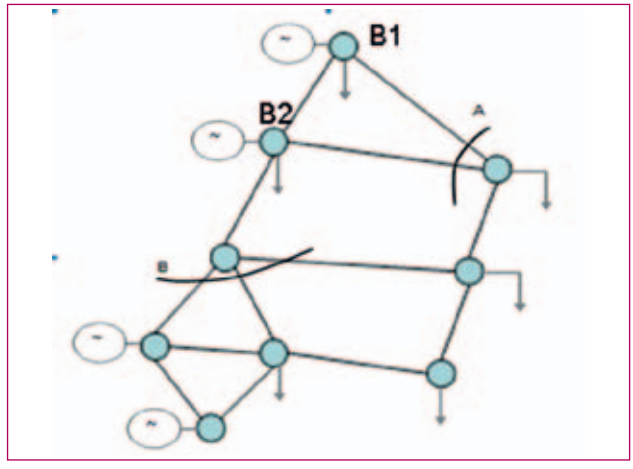
Som nevnt over var overføringsforbindelsen mellom Sør-Norge og Sverige og mellom Sør-Norge og Midt-Norge full på de kritiske tidspunktene, noe som ga to prisområder. Prisen spiller en viktig rolle ved at den forteller markedet om kostnaden i det området man befinner seg og ikke minst; den ber markedet om hjelp til å fikse klareringen. Desto større fleksibilitet i markedet, desto mindre blir prisforskjellene mellom markedene.

Om prisene ikke spiller denne rollen så må andre mekanismer sikre likevekt, for eksempel direkte rasjonering eller gjennom såkalte motkjøp. Motkjøp betyr at systemoperatøren, i dette tilfelle Statnett, henvender seg til noen tilbydere og evt store etterspørrere og ber dem om å øke produksjonen/redusere etterspørselen mot at de får betalt for dette. Kostnaden Statnett får ved dette legger de på nett-tariffen. Altså blir kostnadene spredd over alle forbrukerne uten at disse har mulighet til å påvirke omfanget. Videre innebærer motkjøp mot få deltakere at den fulle fleksibilitet i markedet ikke utnyttes. Kostnaden blir dermed unødvendig høy.

I dagens reguleringsregime deles markedet inn i noen på forhånd grovt definerte områder. Overføringsforbindelsen mellom Sør-Norge og Sverige ligger mellom to slike områder. Snittet kalles ofte Hasletrappen, fordi overføringskapasiteten fra Sør-Norge til Sverige trappes ned når temperaturer på Østlandet synker og forbruket stiger, se nedenfor. Det var her at den viktigste skranken oppsto vinteren 2009/2010.

Bye-utvalget peker på to fundamentale problemer med Statnett sin måte å fastsette overføringskapasitet på: i) problemer i selve fastsettingen av kapasiteten mellom to områder og ii) problemer med sikring av kapasitetsutnyttingen internt i områdene.

Figur 6. *Illustrasjon av nodeprising*

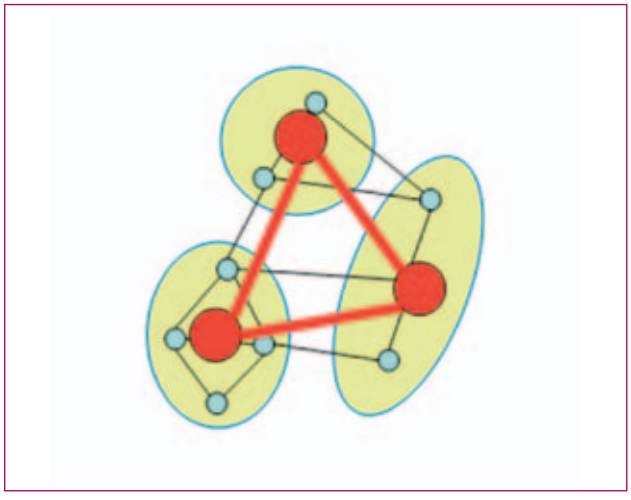


La oss først se på problemet med å fastsette kapasiteten mellom områder. Figur 6 og 7 illustrerer denne problemstillingen. Figur 6 illustrerer et nett som i eksempelet består av 9 *noder* (se kulene), hvor det både kan mates inn kraft fra produsenter og tas ut kraft av forbrukere. Mellom

disse nodene går det kraftlinjer som hver for seg har en gitt kapasitet. Anta for enkelhets skyld at vi kun ser på de tre øverste nodene (A, B1,og B2), at B1 og B2 er produksjonsnoder og A-noden er forbruksnode. Anta videre at effektkapasiteten på alle tre linjene som går mellom B1, B2 og A er 600 MW og at etterspørselen er 1200 MW i A. Da kan vi produsere 600 MW i hver av B1 og B2 og få oppfylt etterspørselen i A. Siden begge noder produserer 600 MW, vil forbindelsen mellom B1 og B2 bli nøytralisert. Alle andre kombinasjoner av produksjon i B1 og B2 vil gi mindre effekt i A.[2]

Hvis produksjonskostnadene i B1 og B2 er forskjellige, vil vi ved å gi kun ett prissignal som er likt for begge produsentene typisk ikke få produsert 600 MW i hver av nodene. Vi må altså sørge for forskjellige prissignaler til hver av dem om nettkapasiteten skal unyttes optimalt.

Figur 7. *Illustrasjon av områdeprising*



I stedet tar dagens system utgangspunkt i at flere noder samles i *områder*, se de små kulene som samles i noen større i figur 7. Innenfor de store områdene er prisene like.

Mellom de store områdene definerer man noen overføringskapasiteter som skal representere den samlede kapasiteten i flere linjer som går mellom områdene. Dette er tenkte kapasiteter da de ikke representer en fysisk linje mellom områdene. Disse virtuelle overføringskapasitetene beregner Statnett hver dag i forkant av at budene leveres Nord Pool Spot. Nord Pool Spot benytter disse i sin beregning av markedsklarering og områdepriser. Som forklart ovenfor vil kapasiteten i en linje avhenge av inn- og utmatingen i alle nodene. Det er ikke kjent før budene er gitt og markedsklareringen regnes ut.

To hovedpoenger er viktig. *For det første* vil inn- og utmatingen i hver node generelt variere fra time til time avhengig tilbud og etterspørsel. Statnett sin antagelse ved beregning av kapasiteten er derimot forenklet sagt at i morgen blir som i dag med noen mindre korreksjoner. *For det andre* påvirkes tilpasningen av det prissignalet man får i hver node. I dagens system får alle noder i et område det samme prissignal. Dermed blir ikke kapasitetsutnyttelsen optimal hverken mellom områder eller internt i områder. Dette er hovedankepunktet mot dagens ordning. I stedet foreslår Bye-utvalget å gå over til en nodeprismodell som beskrevet i figur 6 over.

Overføringsnettet og de høye kraftprisene

Hvilken betydning hadde så inndelingen av markedet for de ekstreme utslagene i kraftprisene vi hadde i fjor vinter? Da er vi tilbake til Hasletrappen. I forkant av markedsklareringen måtte Statnett gi Nord Pool Spot en kapasitet på denne overføringslinjen, som de kunne benytte i sine beregninger av markedslikevekten. I Oslo-området kommer kraften inn fra vest via tre hovedlinjer. Siden det var kaldt, antok man at etterspørselen i Oslo ville være så stor at det ikke ville være kraft igjen fra vest til å sende til Sverige gjennom Hasleforbindelsen. Kapasiteten på denne forbindelsen ble satt til null, og vi fikk effektive prisområder. Med nodeprising kunne en ha gitt forskjellige prissignal til hver av de tre linjene inn mot Oslo, den samlede kapasiteten inn mot Oslo-området kunne ha økt og man kunne sette kapasiteten i Hasle større enn null. I de aktuelle høypris-timene var tilbuds- og etterspørselskurvene svært bratte (figur 2 og figur 3). Da kunne bare små endringer i linjekapasiteter (her ville vi få økt tilbud til Sverige gjennom Hasleforbindelsen) ha redusert prisforskjellene betraktelig, kanskje fjernet dem helt, se Gaia (2010). En optimal kapasitetsfastsettelse i perioder med anstrengte markeder er helt fundamentalt for å unngå så høye priser i enkelte områder som vi hadde i fjor. Det vil man oppnå på en bedre måte med nodeprisning enn med områdeprising.

Flere prisområder vil altså lede til mindre prisforskjeller – ikke større som noen hevder i debatten. Bratte tilbuds- og etterspørselskurver er ikke bare et problem, men gir også signal om at litt bedre kapasitetsutnyttelse kan ha store effekter for utjevningen av priser, og for å få lavere priser.

[2] *Her er det mange andre fysiske forhold som resistans, redundans, loop-flow etc som kompliserer bildet, men det er nok å akseptere at slik er det for det videre resonnementet.*

Før vi går videre på de andre punktene 3) og 4), vil vi diskutere noen av betenkelighetene mot nodeprising som ble fremmet i forbindelse med fremleggingen av Bye-utvalget.

a) Mer markedsmakt med nodepriser?
I dagens norske kraftmarked er det betydelig konsentrasjon av eierskap, som gir grunnlag for utnyttelse av markedsmakt (å redusere produsert volum og øke pris). Når markedet er fullt integrert og det er ledig overføringskapasitet mellom områder i Norge og mellom Norge og utlandet, er konkurransen så stor at dette neppe er et problem. Når markedet deles opp og det blir få aktører i områdene øker det potensielle problemet. I et vannkraftsystem er det imidlertid ikke like lett å utnytte markedsmakt som i andre markeder, da total energimengde (og dermed kraftproduksjonen over en periode) er gitt gjennom nedbøren. Det er heller ikke tillatt å slippe vann forbi turbiner. Dette overvåkes av NVE. Muligheten er da å «flytte» vann fra perioder med liten elastisitet i etterspørselen til perioder med stor elastisitet (se for eksempel Johnsen og v.d. Fehr (2002)). Om produsenten skal tjene på dette må han kjenne elastisitetene på de to tidspunktene, og det i seg selv er ikke trivielt.

La oss likevel anta at det er mulig å utnytte slik markedsmakt. Da er denne muligheten strukturell, altså knyttet til eierskap innenfor lukkede områder/noder. Etter Bye-utvalgets mening er det ingen prinsipiell forskjell med hensyn til markedsmakt i en nodeprismodell og en områdeprismodell. Hvis det er kapasitetsproblemer mellom to noder i et områdesystem, må nettoperatøren løse dette problemet enten ved *motkjøp* eller *rasjonering*. I motkjøpsordningen, møter man den aktøren som har markedsmakt. I nodeprismodellen møter man hele markedet. Hele markedet er mer fleksibelt enn enkeltaktører, og desto mer fleksibelt marked, desto mindre mulighet til å utnytte markedsmakt. Det tilsier at en nodeprismodell er bedre rustet til å møte markedsmaktproblemet enn en områdeprismodell.

Videre er det lettere å avdekke hvem som eventuelt utnytter markedsmakt om man har én node med én produsent, og hvem som da risikerer de sanksjoner dette kan medføre. På grunn av eierkonsentrasjonen i det norske kraftmarkedet overvåker Konkurransetilsynet denne bransjen intensivt. Markedsmakt er altså et strukturelt problem og må møtes med strukturelle tiltak. Noen eksempler på slike tiltak er å i) splitte kapasiteten i anlegget mellom ulike eiere, ii) sørge for at andre eiere får konsesjon når ny kapasitet skal bygges i området iii) stimulere til mer fleksibel etterspørselside, og iv) utvide nettkapasiteten eller øke kapasitetsutnyttingen i eksisterende nett, Det siste vil bli bedre ved nodeprising enn områdeprising som vist over.

I de fleste potensielle noder i et norsk nodeprissystem vil det bare være én produsent. Normalt kan imidlertid ikke den ene produsentens monopolmakt benyttes. Fra en ren produksjonsnode er nettkapasiteten alltid like stor eller større enn produksjonskapasiteten i noden. I en blandet node (produksjon og forbruk) er kapasiteten normalt minst like stor som det største av maksimalforbruket og maksimalproduksjonen. Er nettkapasiteten så stor, kan den lokale produsenten uansett ikke forlange en høyere pris enn importkonkurransen til noden hvis han skal få solgt kraft. Normalt er det først når vi aggregerer noder opp til et anmeldingsområde at nettkapasiteten til og fra området ikke alene kan dekke etterspørselen ved import. Dersom én aktør har all produksjon i en rekke nabonoder, kan dermed importkonkurransen bli relativt svak. Nodepriser øker altså ikke problemet med markedsmakt men kan tvert imot redusere dette problemet. Prinsippielt er problemet strukturelt og tilstede både i nodeprismodellen og i områdeprismodellen.

b) Større usikkerhet?
Siden markedet blir mer oppdelt, vil innføring av nodepriser i utgangspunktet gi mange flere priser i kraftmarkedet enn det vi har i dag. I den forstand kan man si at nodeprising vil gi større usikkerhet for aktørene siden det blir flere områder og flere priser å forholde seg til.

På den annen side vil nodeprising sikre en mer effektiv utnyttelse av nettet, jfr. at kapasiteten i nettet samlet sett blir høyere om nodene får ulike prissignaler. Selv om vi får *flere priser* med nodeprising, vil *prisforskjellene bli mindre*. I den forstand vil usikkerheten minske for aktørene.

Et viktig moment er at man i dagens grove prisområdemodell innimellom må dele opp i flere områder for å kunne løse kapasitetsproblemene. For eksempel delte man først opp Sør-Norge i to områder i januar 2010 og ytterligere i tre områder i mars 2010, midt i vanndisponeringssesongen for aktørene. Dette innebar en ekstra usikkerhet ved at spillereglene ble endret. Denne usikkerheten vil man unngå med en nodeprismodell.

I dagens marked tilbys ulike instrumenter for å håndtere usikkerhet. Man har finansielle futures og forward markeder for å håndtere usikkerhet om verdien av vannet framover i tid, og man har CFD-er (constracts for differences) for å håndtere differanser mellom systemprisen og

områdepriser. I beregningen av systemprisen tas det ikke hensyn til nettskranker. Om det er grunnlag for å forsikre seg mot den usikkerhet som oppstår i et nodeprissystem, vil det dukke opp tilsvarende sikringsmarkeder. En kan tenke seg mange typer» CDF -er» hvor referanseprisen kan være systempris, alternativt et aggregat av nærliggende nodepriser eller lignende. Om ingen er villig til å overta risikoen for en annen ved slik prisusikkerhet, vil ikke slike sikringsmarkeder oppstå. Da kan et alternativ være å sikre seg fysisk gjennom faste kontrakter.

Et siste moment er at eventuelle kostnader som oppstår på grunn av usikkerhet ikke blir borte selv om man skjuler disse i en områdepris. Det betyr bare at nettoperatøren må dekke kostnaden ved at motkjøpsordningen blir påvirket av en adferd som ikke er i tråd med den underliggende usikkerheten.

c) Vi går mot utviklingen i Europa?

I dag beregner Nord Pool Spot markedsprisene i Norden basert på tilbud og etterspørselsbud i områdene. Det er for tiden på gang et arbeid i Europa i retning av å lage en felles algoritme for å regne ut markedspriser basert på bud fra Norden og andre europeiske land samlet. Foreløpig er utviklingen i Europa preget av relativt begrensede overføringskapasiteter mellom land. Tankeprosessen om systemer for å håndtere nettskranker beveger seg imidlertid mer og mer i retning av flere og flere områder. I den forstand er utviklingen i tråd med forslaget om nodeprising.

Parallelt med dette arbeides det med å endre metoden for fastsettelsen av overføringskapasitet mellom områdene på Kontinentet. Dagens metode er i liten grad utformet for å maksimere kapasitetsutnyttelsen, den legger større vekt på at en tildelt kapasitet skal kunne leveres uansett tilstand og drift i kraftsystemet. En modell som i større grad tar hensyn til den faktiske flyten i nettet åpner for å sette kapasiteten høyere. En slik flytbasert tilnærming ligger nok noen år frem i tid på Kontinentet, men det ryktes at foreløpige simuleringer antyder at dette alene vil være et tilstrekkelig tiltak for å fjerne de fleste prisforskjeller. Igjen vil dette da være i tråd med Bye-utvalgets vurderinger om at jo mer man tar hensyn til hele fysikken i selve markedsklareringen jo bedre kapasitetsutnyttelse, og jo færre skranker vil man støte på.

Sverige har nettopp vedtatt å gå fra ett område til fire områder etter en sak i EU-kommisjonen der Sverige ble beskyldt for å benytte nedskalering av nettkapasiteten mellom Sverige og Danmark for å løse interne flaskehalser i Sverige. Dette påførte Danmark store økonomiske tap i flere år. En bedre områdeinndeling i Sverige er derfor sterkt å anbefale for å oppnå en bedre samlet utnyttelse av overføringskapasiteten i det svenske og nordiske kraftsystemet. Argumentasjonen som nå brukes for dette er helt parallell til argumentasjonen om ytterligere inndeling og nodeprising.

Europa ligger etter Norge på dette området. En europeisk algoritme for beregning av markedspriser kan kombinere to hensyn, et felles litt grovere opplegg for Europa og en mer detaljert område/nodeinndeling av Norden. En mer detaljert inndeling av Norden vil gi effektivitetsgevinster for dette området, bedre utnyttelse av nettforbindelsene mellom Norden og Europa og dermed mer effektiv utnyttelse av den samlede kapasiteten i Europa. Altså en fordel for alle.

d) Vanskeligere å beregne vannverdier?

Nodeprising er forsøkt i simuleringsmodeller hvor man påpeker store effektivitetsgevinster og det er tatt i bruk i flere markeder, blant annet PJM (Pensylvania, Jersey and Maryland) i USA. PJM markedet fungerer utmerket (se Bye et al (2010). En innvending mot denne sammenligningen er at PJM er et termisk varmekraftsystem basert på kull etc, mens det norske markedet er vannbasert. I et vannbasert system optimaliseres bruken av vannet over tid ved at man beregner såkalte *vannverdier* – verdien av vannet til kraftproduksjon på ulike tidspunkter og steder. Beregningene baseres på antagelser om fremtidig vanntilførsel (om man for eksempel forventer mye regn, vil verdien av å lagre vannet falle) og fremtidig etterspørsel (om en forventer kaldt vær og økt etterspørsel vil vannverdien øke). De ulike aktørene bruker ulike metoder og antagelser for å beregne sine egne vannverdier, og man benytter sannsynlighetsfordelinger for de variable som gjerne er brukerspesifisert. Tatt i betraktning de store usikkerhetene knyttet til å anslå sannsynlighetsfordelinger for fremtidig etterspørsel, vanntilsig og evt nettskranker generelt synes den usikkerhet som følger av nodeprising tross alt å være underordnet. I dagens system må man prinsipielt også anslå verdien av nettskranker for å kunne anslå de lokale vannverdiene. Denne er ikke transparent i motkjøpsordningene som nyttes for å løse skranker innen et område. Igjen er det altså vanskelig å se at innvendningen som reises mot utvalgets forslag om nodeprising er av fundamental karakter, og i hvilken retning den i så fall ville slå ut.

Så til det andre spørsmålet om markedets funksjonsmåte:

3. HVORFOR VAR FLEKSIBILITETEN PÅ ETTERSPØRSELSIDEN SÅ LITEN OG HVORDAN KAN DENNE ØKES?

Fleksibilitet på etterspørselsiden henger sammen med fire fundamentale forhold.

For det første vil *den fysiske muligheten til å redusere forbruk* henge sammen med tidligere investeringsvalg. Har vi alternativer til elektrisk oppvarming, har vi noen muligheter til å stenge av noen rom når kraftprisen øker, eller har vi andre muligheter for redusert forbruk? De investeringene vi har gjort på disse områdene henger sammen med blant annet tidligere og forventede energipriser. Med små prisvariasjoner over tid vil det generelt være mindre lønnsomt å investere i løsninger som øker den teknisk fleksible muligheten enn om prisvariasjonene er større. Det er mer lønnsomt å investere i muligheten til å gå ut av kraftmarkedet om kraftprisene varierer.

For det andre påvirkes fleksibiliteten av *insitamentetene til å endre adferd*. For de som har faste priskontrakter spiller det ingen rolle hva markedsprisen er til enhver tid. Med løpende priskontrakter knyttet til spot-prisen vil det generelt kunne lønne seg å redusere forbruk ved økende pris. Likevel er nytten av dette begrenset dersom forbruket ikke måles og avregnes løpende. I dag måles og avregnes forbruket som et gjennomsnitt over en lengre periode (f.eks måned/kvartal) og til en gjennomsnittspris. Da var det svake insentiver til å redusere forbruket 17. desember 2009 kl 9. Det ble tidligere vedtatt at automatiske målesystemer (AMS) kombinert med timesavregning skulle installeres innen 1918. Bye-utvalget foreslo at dette måtte fremskyndes. For deler av landet (Midt-Norge) har man da også framskyndet dette kraftig (2013) etter at vi la fram vår rapport og for resten av landet skal det nå innføres innen 2016. Dette antas å øke fleksibiliteten og dermed bedre funksjonsmåten i kraftmarkedet slik at de høye prisperiodene kan minimeres. Noen har forsøkt å beregne hva vi kan spare på dette. Dette innbærer at man både må beregne hva prisen ville være før innføringen og hva prisen blir etter innføringen. Vi må altså huske at en viktig effekt av selve innføringen er et mer fleksibelt marked og dermed jevnere priser enn vi ellers ville hatt. En ren ex post betraktning er altså ikke tilstrekkelig for å beregne den samfunnsøkonomiske verdien av dette.

For det tredje påvirkes fleksibiliteten av *bevisstheten om mulighetene* til å redusere strømutgiftene. Stabile priser gir mindre insitamenter til å følge med på endringer i kraftmarkedet. Mer fleksible priser vil øke sparemulighetene i forhold til transaksjonskostnadene og dermed bedre prisresponsen. Et eksempel kan klargjøre dette: Kraftintensiv industri har kontrakter om både pris og volum på levering av kraft. Når prisen stiger godt over kontraktsprisen, kan det lønne seg for industrien å selge kraft tilbake til markedet. Selv om dette var svært lønnsomt 17. desember 2009, skjedde det ikke. Industrien hadde rett og slett ikke oppmerksomhet rettet mot denne muligheten. 8. januar 2010 reagerte de litt og 22. februar 2010 reagerte de mer. Her oppsto en læringseffekt. Når prisvariasjonen økte oversteg gevinsten transaksjonskostnaden ved å følge med og handle. Utvalget foreslår derfor at man bør se på om man kan få inn pris og volumkontrakter i større deler av markedet. Utvalget understreker også at læringseffekter er nok en grunn til at prisen bør få variere både i tid og rom, noe som er i tråd med forslaget om nodeprising.

Fleksibiliteten påvirkes også av at *budene gis på vegne av forbrukerne*. På Nord Pool spot byr for eksempel kraftleverandører på vegne av større forbrukergrupper, som har ulike typer kontrakter med kraftleverandørene. Leverandørene må anta noe om hvordan forbrukerne reagerer når prisen går opp og ned. Leverandørens innsikt om dette er selvsagt mangelfull, spesielt gjelder dette når prisen avviker svært mye fra det normale. I de aktuelle høypristimene skrudde flere kunder ned forbruket kraftig, selv om dette var irrasjonelt siden de verken ble målt eller avregnet i henhold til forbruket de enkelte timene. Aktørene som handlet på vegne av forbrukerne tok også feil, vi var faktisk mer fleksible enn de trodde. Hadde leverandørene bydd inn i henhold til faktisk fleksibilitet, ville prisen blitt lavere. Dette betyr isolert sett at aktørene bør ta hensyn til at vi er mer fleksible på høyere prisnivåer enn de tidligere trodde. Denne læringseffekten blir sterkere etter hvert som vi får mer erfaring med varierende priser. Videre vil en framskynding av AMS-systemer gi økte insitamenter til fleksibilitet som aktørene i neste omgang kan ta med i sine bud.

4. HVORFOR VAR FLEKSIBILITETEN PÅ TILBUDSSIDEN SÅ LITEN OG HVORDAN KAN DENNE BEDRES?

Som nevnt foran ville tilbudssiden i det anstrengte området (Midt- og Nord-Norge, Sverige) vært større om nettkapasiteten i Hasletrappen kunne ha trukket på en nodeprismodell. Utover dette er det flere forhold på tilbudssiden som antyder at fleksibiliteten kan bedres.

Siden kraftmarkedet må være i perfekt likevekt hele tiden er en times oppløsning for markedsklareringen for grov. Man har flere mekanismer for å håndtere dette. En av dem er

regulerkraftmarkedet (RK-markedet). Dette er et marked som åpnes kl 19.30 hver dag – dvs 7.30 timer etter budgivningen i elspotmarkedet. I dette markedet deltar produsenter og store forbrukere som kan regulere produksjon/forbruk opp og ned med 15 minutters varsel og opprettholde endringen ut resten av den aktuelle driftstimen. Budene kan endres inntil 45 minutter før driftstimen. Det er to viktige forskjeller på elspot og RK-markedet. For det første kjenner man prisen i elspotmarkedet ved bud i RK-markedet og for det andre vet aktørene noe mer om markedet siden de er nærmere driftstimen. Altså har RK-markedsdeltakere bedre informasjon om markedet. Det forklarer at prisen i regulerkraftmarkedet vanligvis varierer noe rundt elspotprisen. I de aktuelle tidspunktene i 2009 og 2010 ga prisklarering i RK-markedet en pris som var om lag normal (40–50 øre/kWh) mens elspotprisen var 30 ganger høyere. Dette gjenspeiler at tilbudskurven var ekstremt lite fleksibel i disse timene, så det å «ta feil» på hvor tilbudet lå hadde en ekstrem priseffekt. Kun en liten volumendring, som vi fikk i RK-markedet når informasjonen var bedre nærmere driftstimen slo altså drastisk ut.

Videre opereres det med *reservekraft*. Priser i området 12 kr/kWh tilsier at markedet var i nærheten av å ikke oppnå markedsklarering. Tilbuds- og etterspørselkurvene var så bratte at skjæringspunktet ikke fantes. I slike tilfeller ber Nord Pool etter mer kapasitet enten på overføringsnettet (for eksempel fra Statnett) eller fra reservekraftverkene som står der kun for slike situasjoner. I de aktuelle situasjonene aktiverte man reservekraft. Reservekraften kommer da inn til en pris som er lik det siste tilbudet i elspotmarkedet. Hadde dette vært en marginal endring kunne man si at det var greit, men oppstart av reservekraft er en diskret beslutning om en viss mengde – nærmest alt eller intet.

I situasjoner med svært bratte kurver vil små volumendringer slå ut på prisen, se figur 1 og figur 2. Hadde man budt kraften inn i det ordinære markedet på høye prisnivåer, ville prisen i elspot falt betydelig. Dette er eksempler på at fleksibilitet på tilbudssiden kan økes og bidra positivt til klarering av markedet til lavere priser.

5. OPPSUMMERING

Over det siste tiåret har prisen i kraftmarkedet blitt om lag fordoblet. Likevel er prisen lavere enn kostnaden ved å bygge ut ny kraft. På tross av dette har myndighetene innført et sett av virkemidler som vil redusere kraftprisene framover. I verste fall kan kapasitetsøkningen bli så stor og føre til så stort gap mellom prisene og kostnadene ved å bygge ut ny kraft at politikerne må reversere. En stadig endring av rammebetingelsene er svært uheldig for slike markeder. Dessuten er det uheldig at man ser på den enkeltes kraftforbruk som et kollektivt gode som betales over skatteseddelen. Dette stimulerer til økt forbruk, og de kollektive subsidiene tilfaller de som bruker mest energi.

I et marked som kraftmarkedet som er så sterkt preget av infrastruktur (små driftskostnader, høye investeringskostnader og begrensede kapasiteter) må en forvente at kapasitetsgrenser nås innimellom. Det er altfor kostnadskrevende å unngå dette. I et system med kapasiteter er det viktig at vi har et marked som sørger for å utnytte disse kapasitetene optimalt. Da må prisen gjenspeile slike kapasitetskostnader. Spesielt i kraftmarkedet hvor det må være likevekt hele tiden er det viktig at vi tar i bruk alle muligheter for å hjelpe markedet å fungere i slike situasjoner. Det gjør vi best ved å sende signaler om skranker til aktørene. Her burde prisenes rolle som gode informasjonsformidlere være opplagt. Et nodebasert system for kraftomsetning og prising vil styrke disse signalene til markedet. Dessuten, for at markedet skal få signaler om lønnsomheten i å investere i fleksibilitet, må vi sørge for at de som skal reagere når vi trenger det får fornuftige signaler og muligheter til å reagere. Det gjør vi ved å fortelle dem at priser vil variere.

Bye-utvalgets forslag vil gi et resultat som tittelen på utvalgets rapport antyder: Flere og jevnere priser. Vi kan da tillegge at, siden systemet blir drevet mer effektivt, vi også vil få lavere priser enn vi ellers ville ha fått. Det blir billigere å bruke strøm i Norge.

REFERANSER:

Bye, T. , M. Bjørndal, G. Doorman, G. Kjølle og C. Riis (2010): Flere og riktigere piser – Et mer effektivt kraftsystem. OED 2009 http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/rapporter/2010/ekspertutvalget-for-driften-av-kraftsyst.html?id=626£[FO]³571.

Førsund F. (2007): Hydro Power Economics, Springer Verlag 2007

Gaia (2010): Nordic Electricity peak prices during winter 2009–2010 v. Der Fehr, Nils-Henrik og T. A Johnsen (2002) Markedsmakt i kraftforsyningen, Økonomisk Forum 4, 2002

ØA (2011): Økonomisk Utsyn 2010, Økonomiske analyser 1, Statistisk sentralbyrå.

DN (2011): Blir vi lurt? Artikkel i Dagens Næringsliv 16. februar 2011

Norges Banks fond til økonomisk forskning

Bidrag til forskning

I samsvar med Fondets formål kan det i juni 2011 utdeles bidrag til forskning, især anvendt forskning, på det økonomiske område, herunder også opphold i utlandet i forbindelse med spesielle forskningsoppgaver. Det kan videre ytes bidrag til dekning av utgifter i forbindelse med gjesteforedrag og -forelesninger innenfor det økonomiske fagområde og for deltakelse i internasjonale forskningskonferanser. Kvinnelige forskere oppfordres til å søke.

Bidrag gis ikke til rene utdanningsformål. I 2011 kan det til sammen deles ut inntil kr. 300.000,-. Søknadsskjema og veiledning finnes på: **www.norges-bank.no/forskning/fond.html** Eventuelle spørsmål kan rettes til analysedirektør Sigbjørn Atle Berg, tlf. 22 31 61 76. **Søknadsfristen er 1. mai 2011.** De som søker om bidrag, vil innen midten av juni få beskjed om utfallet av behandlingen.

Pris til beste avhandling i makroøkonomi

Norges Banks fond til økonomisk forskning utlyser en konkurranse om beste doktoravhandling i makroøkonomi. Det er femte gang denne prisen skal deles ut. Første gang var i 1999.

Prisen som er på 50 000 kroner, deles ut av styret i fondet på bakgrunn av innstilling fra en særskilt oppnevnt sakkyndig komité bestående av to utenlandske økonomiprofessorer. Prisen kan eventuelt deles likt mellom to avhandlinger.

For å komme i betraktning må doktoravhandlingen være levert inn mellom 1. mai 2007 og 30. april 2010 ved norsk universitet eller høyskole, eller av norsk statsborger eller norsk resident ved et utenlandsk lærested. Avhandlingen trenger ikke være endelig godkjent av bedømmelseskomité ved innsending til priskonkurransen, men må være ferdig bedømt innen fondets evalueringskomité kommer med sin innstilling. Hovedtemaet i avhandlingen må være knyttet til makroøkonomi tolket i vid forstand. Både empiriske og rent teoretiske avhandlinger vil bli vurdert. Dersom ingen av de innsendte arbeider blir funnet gode nok av komitéen, forbeholder styret seg retten til ikke å dele ut noen pris.

Avhandlingene sendes i tre eksemplarer til sekretæren for Norges Banks fond til økonomisk forskning, Norges Bank, C51, Boks 1179, Sentrum, 0107 Oslo. **Innsendingsfrist er 24. juni 2011.** Alle som sender inn, vil få tilsendt bekreftelse på at avhandlingen er mottatt. Ytterligere opplysninger kan fås fra fondets styreleder Jon Vislie på telefon 22 85 51 17 eller fra fondets sekretær Sigbjørn Atle Berg på telefon 22 31 61 76. Det henvises også til fondets hjemmeside **www.norges-bank.no/forskning/fond.html**

Alle innsendinger vil bli behandlet anonymt, kun prisvinneren(e)s navn vil bli offentliggjort.

Jon Vislie
styreleder Norges Banks fond til økonomisk forskning

CATHRINE HAGEM
Seniorforsker, Statistisk sentralbyrå
KNUT EINAR ROSENDAHL
Seniorforsker, Statistisk sentralbyrå

Elsertifikater og fornybar kraft: Mål eller middel?

Hva er hensikten med den foreslåtte loven om elsertifikater? I denne kommentaren vurderer vi elsertifikater som et generelt virkemiddel i energi- og klimapolitikken, og som et virkemiddel for å oppfylle EUs fornybardirektiv.

INNLEDNING

Regjeringen fremmet før jul et lovforslag om å etablere et felles marked for grønne elsertifikater med Sverige. Forslaget til elsertifikatlov har nylig vært ute på høring. Ifølge forslaget skal all produksjon av *ny* fornybar elektrisk energi, det vil si fra anlegg med byggestart etter 7. september 2009, være berettiget elsertifikater. Det omfatter både vindkraft, biokraft, vannkraft og all annen fornybar kraftproduksjon. Også varig produksjonsøkning som følge av opprustning og utvidelser av eksisterende anlegg gir rett til slike sertifikater. Et elsertifikat kan selges i et eget marked, og gir derfor en ekstra inntekt til produsentene av slik energi. Et marked forutsetter imidlertid at det er både selgere og kjøpere. Dette oppnås ved at det ilegges sertifikatplikt på elektrisk energi levert til kraftbrukere. Det innebærer at for hver kWh forbruk av elektrisitet, må det anskaffes en bestemt andel elsertifikater.

Hva er så hensikten med denne loven? Ifølge høringsnotatet er formålet følgende: «Lovens formål er å bidra til økt produksjon av elektrisk energi fra fornybare energikilder.» Betyr dette at fornybar kraftproduksjon er blitt et mål i seg selv? Eller er det snarere slik at det er underforstått at fornybar kraft bidrar til å nå andre gode mål?

I den norske debatten trekkes fornybar kraftproduksjon ofte fram i forbindelse med klimaproblemet. I høringsnotatet er det en kort henvisning til Stortingets klimaforlik, men det er uklart i hvilken grad og på hvilken måte den nye loven skal bidra til å redusere utslipp av klimagasser. Utbygging av fornybar kraft trekkes også gjerne fram i perioder med høye strømpriser. I høringsnotatet er det lagt en del vekt på å diskutere tilpasning til EUs fornybardirektiv. Direktivet setter krav om andel fornybar energi av samlet energibruk innen 2020 i alle medlemsland. Fornybardirektivet er vurdert å være EØS-relevant og regjeringen vil forhandle med EU om innlemmelse av direktivet i EØS avtalen. Det er likevel uklart om elsertifikatloven er utformet med tanke på å oppfylle Norges antatte fornybarkrav.

Regjeringens avtale med den svenske regjeringen om grønne sertifikater har blant annet vært kritisert av Bye og Hoel (2009). Deres hovedfokus var den tvilsomme klimaeffekten av et grønt sertifikatmarked. Som følge av regjeringens forhandlinger med EU om implementeringen av EUs fornybardirektiv er det imidlertid nå også relevant å vurdere elsertifikatloven i lys av Norges antatte fornybarkrav. I denne kommentaren vil vi først vurdere elsertifikater og Elsertifikatloven uavhengig av EUs fornybardirektiv.

Deretter vil vi drøfte i hvilken grad Elsertifikatloven er treffsikker i forhold til å oppfylle Norges antatte krav i henhold til direktivet.

VURDERING AV ELSERTIFIKATER SOM VIRKEMIDDEL

Som nevnt blir fornybar kraft ofte nevnt i forbindelse med reduksjoner av klimagassutslipp, og vi vil derfor først og fremst fokusere på dette aspektet her. Tankegangen er som følger: Økt produksjon av fornybar energi fører til reduserte CO_2-utslipp gitt at det fortrenger bruken av fossil energi. Dette reiser minst to spørsmål: Er det selvsagt at økt fornybar produksjon fører til redusert bruk av fossile brensler? Er elsertifikater en effektiv måte å redusere CO_2-utslipp på (gitt at utslippene reduseres)? Svaret på begge disse spørsmålene er nei.

Vi starter med det siste. Det er velkjent at dersom en ønsker å redusere forbruket av en vare er det mest effektivt å beskatte denne varen direkte fremfor å subsidiere alternativene. Forslaget til elsertifikatlov tilsvarer å innføre et system med subsidier til ny fornybar elproduksjon, finansiert gjennom økt avgift på elforbruk. Samfunnsøkonomisk effektiv beskatning tilsier prinsipielt at avgifter på elforbruk skal tilsvare eventuelle negative eksternaliteter ved forbruket, og subsidiering av ny elproduksjon skal tilsvare eventuelle positive eksternaliteter ved produksjonen. Dette betyr at nivået på eventuelle avgifter og subsidier bør settes uavhengig av hverandre. Med mindre samfunnet har et pålagt mål om å nå en bestemt *andel ny* fornybar elproduksjon av total energibruk (jf. neste avsnitt), er det vanskelig å se noen gode argumenter for å ha et slikt selvstendig mål. Det er også vanskelig å se for seg at det er negative eksternaliteter direkte forbundet med elforbruket – eventuelle positive eksternaliteter ved fornybar elproduksjon kommer vi tilbake til nedenfor. Elsertifikater er derfor et lite effektivt virkemiddel for å redusere CO_2-utslippene fra fossil energi, i og med at både subsidie- og avgiftselementet i beste fall påvirker utslippene indirekte.

Det er mer effektivt å angripe CO_2-utslippene direkte gjennom avgifter eller kvoteplikt for slike utslipp. CO_2-utslipp fra kraftproduksjon og energiintensiv produksjon i Europa er i dag allerede regulert via EUs kvotesystem. Elsertifikater bidrar derfor ikke til å redusere de totale klimautslippene fra sektorer som er omfattet av EUs kvotesystem så lenge kvotesystemet ligger fast. I stedet kan det forventes lavere priser på utslippskvoter (Böhringer og Rosendahl, 2009). Det kan tenkes at elsertifikater, via endrede sluttbrukerpriser på elektrisitet, påvirker substitusjonen mellom ulike energivarer i sektorer som ikke er regulert av kvotesystemet. I så fall kan CO_2-utslippene også påvirkes. Som forklart under er det imidlertid uklart om dette fører til høyere eller lavere utslipp.[1] Noen vil også hevde at økt fornybar produksjon gjør det enklere for politikerne å stramme inn kvotemarkedet, ettersom en slik økning kan føre til lavere pris på utslipskvoter (THEMA, 2011). Etter vår mening kan elsertifikater like gjerne gi motsatt effekt i og med at de trolig øker de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å nå et gitt klimamål.

Klimaforliket på Stortinget angir et eget mål for norske utslipp av klimagasser i 2020. Det er derfor også interessant å spørre seg om elsertifikater kan bidra til å redusere CO_2-utslippene i Norge. Svaret på dette spørsmålet er også uklart. Det avhenger blant annet av hva som skjer med elprisene, og i hvilken grad prisendringer påvirker aktivitetsnivået i utslippsintensive sektorer og bruken av alternative fossile energikilder. Trolig vil lønnsomheten for gasskraftverket på Kårstø reduseres som følge av noe lavere markedspriser på el. Kraftkrevende industri derimot, som står for en fjerdedel av norske klimagassutslipp, skal få fritak for sertifikatplikt. Det medfører at denne industrien vil stå overfor lavere elpriser og dermed økt aktivitet og høyere utslipp. Det er mer usikkert om sluttbrukerprisen for andre forbrukere vil gå opp eller ned. Dermed er også effekten på CO_2-utslippene usikker. Høyere pris på elektrisitet vil typisk føre til økt forbruk av olje.

Kan det tenkes andre gode grunner for å innføre elsertifikater i Norge? Det kan argumenteres for at det er positive gevinster for samfunnet forbundet med økt produksjon av fornybar energi gjennom læringseffekter, som kan bidra til teknologiutvikling og lavere kostnader i framtida. Dersom samfunnets verdi av læringseffektene er større enn produsentens egen verdsetting, kan det være velferdsfremende å innføre virkemidler som gjør at produsentene internaliserer hele den samfunnsøkonomiske gevinsten. Det kan gjøres gjennom subsidier eller alternativt via et sertifikatmarked. Det er imidlertid lite trolig at alle typer teknologier har samme læringspotensial. Typisk vil det være mer læringseffekter forbundet med elproduksjon basert på nye umodne teknologier, som for eksempel havenergi, enn for kjente teknologier som vannkraft. Elsertifikatloven er foreslått å være teknologinøytralt, hvilket vil si at all ny

[1] *Nasjonale utslippsforpliktelser gjennom Kyotoprotokollen gjør at eventuelle lavere utslipp i sektorer utenfor EUs kvotesystem kan bli motsvart av økte utslipp i andre sektorer. Etter 2012 er det imidlertid ingen tilsvarende bindende utslippsforpliktelser, selv om enkeltland som Norge og EU har signalisert egne mål. EUs kvotesystem derimot har et klart definert utslippstak helt fram til og med 2020.*

fornybar kraftproduksjon subsidieres (gjennom sertifikatene) med samme sats per produserte kWh. I den grad loven også er tenkt å fremme teknologiutvikling for fornybar energi, kunne man tatt hensyn til dette gjennom en differensiering av retten til elsertifikater mellom de ulike kildene for fornybar energi.

Dersom hensikten med elsertifikatloven er å fremme ny kunnskap, vil vi samtidig bemerke at det i mange tilfeller vil være mer effektivt å støtte forskning, utvikling og demonstrasjon av nye teknologier fremfor å støtte storskala produksjon. Gjennom slik støtte kan Norge gi et viktig bidrag til en global kunnskapsgenerering innen klimavennlig teknologi.

ELSERTIFIKATLOVEN SOM ET MIDDEL FOR Å OPPFYLLE EUS FORNYBARDIREKTIV

I hvilken grad er elsertifikatloven tilpasset Norges antatte krav gjennom EUs fornybardirektiv? I prinsippet kan et grønt sertifikatmarked gi en kostnadseffektiv oppfyllelse av et fornybarkrav (se Golombek og Hoel, 2005, og Aune m. fl., 2010). Det stiller imidlertid en rekke krav til hvordan systemet utformes. Den foreslåtte loven om elsertifikater oppfyller ikke disse kravene på flere punkter.

For det første retter den foreslåtte loven seg bare mot andelen *ny* fornybar energi, mens fornybardirektivet stiller krav til den *totale andelen* fornybar energi i forbruket. Den foreslåtte loven gir dermed ikke tilstrekkelig sterke insentiver til redusert energiforbruk. Norge hadde i 2005 en fornybarandel på 58 %. Dersom Norge i likhet med andre EU-land får krav til økning i fornybarandelen, vil enhver kWh økning i energiforbruket måtte kompenseres med en økning i produksjon av fornybar energi på minst 0,58 kWh (avhengig av hva kravet blir). Forbruk av energi får dermed en ekstra samfunnsøkonomisk kostnad fordi alt energiforbruk må motsvares av en viss andel fornybar energi. Med andre ord: På grunn av fornybarkravet er det nå en negativ eksternalitet forbundet med energibruk, som bare delvis blir internalisert gjennom den foreslåtte loven om elsertifikater. For at forbrukeren av energi skal ta hensyn til denne eksterne kostnaden av energiforbruk må kostnaden reflekteres i prisene. I et velfungerende sertifikatmarked vil dette bli oppfylt dersom all fornybarproduksjon hadde rett på sertifikater og sertifikatkvoten (krav til antall sertifikater per konsumert enhet) tilsvarer kravet til *totalandelen* fornybar energi i forbruket. I det foreslåtte systemet er sertifikatkvoten betydelig lavere, siden systemet bare er rettet inn mot å finansiere *ny* fornybar energi. Sertifikatkvoten er anslått til å øke fra 3 % i 2012 opp til 18 % i 2020. Systemet sikrer dermed ikke at forbrukerne av elektrisitet internaliserer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved økt energiforbruk. Et alternativ til å la eksisterende fornybar produksjon også ha rett på sertifikater er å øke avgiften på bruk av elektrisitet (og ikke-fornybar energi, jf. neste punkt).

For det andre omfatter sertifikatordningen bare forbruk av elektrisitet, mens fornybardirektivet omfatter alt energiforbruk. Det foreslåtte systemet gir dermed ikke insentiver til å redusere annet energiforbruk enn elektrisitet. I henhold til EUs fornybardirektiv vil reduksjon i forbruket av elektrisitet *og* ikke-fornybar energi øke Norges fornybarandel.

For det tredje er leveranser eller forbruk av elektrisk kraft som fullt ut er fritatt for el-avgift, som for eksempel kraftkrevende industri, ikke sertifikatpliktig. Basert på forbrukstall for 2008 innebærer det at om lag 40 % av elforbruket er unntatt sertifikatplikt. EUs fornybardirektiv skiller imidlertid ikke mellom ulike anvendelser av elforbruk. Fritak for sertifikatplikt for noen sektorer innebærer derfor at andre sektorer må ha en høyere sertifikatplikt, gitt målet om en viss økning i fornybar energi. Dette leder til en ineffektiv allokering av energiressursene, og en økt byrde for dem som er omfattet. OED anslår i høringsnotatet at påslaget i elprisen som følge av sertifikatplikten blir 5,7 øre per kWh i 2020. Dersom alt elforbruk hadde vært omfattet ville påslaget vært begrenset til 3,4 øre per kWh.

Gitt at elsertifikatloven i første rekke innføres for å møte forpliktelsene under EUs fornybardirektiv, er det fornuftig at systemet er teknologinøytralt utformet, i og med at det sikrer en kostnadseffektiv fordeling av produksjonen av ny fornybar energi over ulike kilder og landegrenser (Sverige og Norge). Dersom andre hensyn tas i betraktning er ikke nødvendigvis teknologinøytralitet ønskelig (se over).

OPPSUMMERING

Fornybar energiproduksjon vil spille en stadig viktigere rolle i kampen for å redusere utslippene av klimagasser i Europa og resten av verden. Det er likevel ikke slik at enhver økning av fornybar kraftproduksjon er av det gode, og virkemidler som stimulerer til økt produksjon av fornybar kraft vil ikke nødvendigvis føre til reduserte utslipp av klimagasser. Ettersom fornybar kraftproduksjon i mange tilfeller er kostbart, både med tanke på penger og naturinngrep, er det viktig at det ikke gjøres til et mål i seg selv å bygge ut mest mulig fornybar kraft. Vi etterlyser derfor

en grundigere redegjørelse for hva som er det bakenforliggende målet med elsertifikatloven, og hvordan den nye loven skal oppfylle disse målene.

Basert på diskusjonen ovenfor vil vi videre konkludere med at elsertifikater på generelt basis er et lite hensiktsmessig virkemiddel i energi- og miljøpolitikken. Det gjelder spesielt i Norge som har lite kraftproduksjon basert på ikke-fornybar energi. I EU er situasjonen annerledes – der er det også en bekymring knyttet til importavhengighet for energi som kan tale for å stimulere egenproduksjon av energi. Forutsatt at Norge implementerer EUs fornybarhetsdirektiv kan elsertifikater likevel være et kostnadseffektivt virkemiddel også her. Det krever imidlertid en annen utforming enn det som er foreslått. Vi vil derfor anbefale at det benyttes virkemidler som i større grad tilpasses direktivet.

REFERANSER:

Aune, F. R., H. M. Dalen og C. Hagem (2010): Implementing EU's renewable target through green certificate markets. *Discussion Papers 630*, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T. og M. Hoel (2009): Grønne sertifikater-dyr of formålsløs moro, *Samfunnsøkonomen* Nr. 7 2009, 34–37.

Böhringer, C. and K.E. Rosendahl (2009): Satsing på fornybar kraft = satsing på kullkraft, *Samfunnsøkonomen* Nr. 7 2009, 4–9.

Golombek, R og M. Hoel (2005): Pliktige elsertifikater, Rapport 1/2005, Frischsenteret.

THEMA (2011): Renewables and Emissions. The Effect of Norwegian Renewable Investments on Carbon Emissions, THEMA Report 2011–2, THEMA Consulting Group.

ARILD HERVIK
Professor, Høgskolen i Molde
ANN LISBET BRATHAUG
Professor Emeritus, SSB
KÅRE P HAGEN
Seksjonssjef, NHH

Sjøkabel eller luftlinje i Hardanger: En samfunnsøkonomisk analyse[1]

Statnett fikk 2. juli 2010 konsesjon til å bygge en 420 kV kraftledning i luftspenn mellom Sima og Samnanger. På bakgrunn av sterke ønsker om en ny vurdering av sjøkabelalternativet på deler av strekningen, besluttet regjeringen i august 2010 at det skulle fortas en ny og uavhengig gjennomgang av dette alternativet. Utvalg IVs mandat var å se på de samfunnsøkonomiske virkningene av sjøkabelalternativer og sammenligne disse med virkningene ved det konsesjonsgitte luftalternativet. Utvalgets konklusjon var at sjøkabelalternativet og det konsesjonsgitte luftlinjealternativet er likeverdige med hensyn til forsyningssikkerhet. Sjøkabelalternativer med følgevirkninger kan ha en merkostnad for investeringer som utvalget anslår til rundt 30 milliarder kroner. Luftlinjealternativet innebærer på sin side betydelige naturinngrep.

1 GRUNNLAGET FOR DEN SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSEN

1.1 Mandat

Utredningen til utvalg IV skulle omfatte de samfunnsøkonomiske virkningene for forsyningssikkerheten i Bergensområdet, herunder kostnader til tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i Bergensområdet i perioden fra luftledningsalternativet ville vært på plass til en eventuell sjøkabel kan være på plass. Utredningen skulle omfatte vesentlige forhold, inkludert vurderinger av samfunnsøkonomiske virkninger knyttet til miljø og landskap. Utvalg IV skulle også vurdere de samfunnsøkonomiske virkninger på landsbasis ved en eventuelt økt bruk av sjøkabling også andre steder i landet.

1.2 Strukturen i analysen

Finansdepartementets veileder for samfunnsøkonomiske analyser redegjør for hovedstrukturen i samfunnsøkonomiske analyser. Diskusjonen under følger strukturen i veilederen, og gjengir de viktigste problemstillinger som har vært lagt til grunn i utformningen av den foreliggende analysen.

En samfunnsøkonomisk analyse må ta utgangspunkt i en problem- og formålsbeskrivelse, som gjør rede for de behov som prosjektet eller tiltaket retter seg mot. Det skal skilles

[1] *Artikkelen er basert på rapport fra Sjøkabelutvalg IV til OED av 1. februar 2011. Utvalget vil rette en takk til sekretariatet ved Christian Andersen, SNF, og Maria Sandsmark, Møreforsking, for god innsats.*

mellom beskrivelse av formål og behov på den ene siden og på den andre siden beskrivelse av tiltak og virkninger. Analysen av behovet må bygge på noen forutsetninger om fremtidig utvikling i produksjon, forbruk og andre deler av kraftnettet.

I prinsippet skal alle relevante alternativer vurderes for å sikre at man finner den optimale løsningen. I praksis må antallet alternativer begrenses. Utvelgelsen må være gjennomtenkt og begrunnet slik at man får frem en dekkende beskrivelse av det mulighetsområdet som eksisterer for problemløsningen, og slik at alternativene i utgangspunktet kan anses som aktuelle og relevante.

Tiltak vil variere med hensyn til kostnader til investering, drift og vedlikehold. Det kan også være ulike virkninger når det gjelder de problemer som tiltaket er rettet mot. Endelig kan tiltakene ha positive og negative virkninger på områder som ikke direkte inngår i målsetningen for prosjektet. Virkningene som tas med i beskrivelsen, må fange opp de viktigste dimensjonene for å beskrive effektene av tiltakene. Muligheten for å beskrive virkninger varierer. Noen virkninger kan prissettes, noen virkninger kan beskrives kvantitativt og andre igjen må beskrives kvalitativt. Det er ikke et krav at alt skal kunne prissettes for å kunne vurderes i en samfunnsøkonomisk analyse.

De ulike tiltakene må sammenlignes med utgangspunkt i alle de virkninger som er vurdert som relevante. Grunnlaget for sammenligningen er en konsekvensmatrise som både inneholder prissatte og ikke-prissatte effekter. Tiltakene vil ofte ha forskjellige egenskaper når det gjelder tid til planlegging og utbygging, og nytte- og kostnadseffekter som vil realisere seg over flere år.

1.3 Konsekvensmatrisen

Alle alternativer som diskuteres, skal beskrives ut fra en kombinasjon av prissatte og ikke-prissatte effekter. Argumenter som har vært fremmet i diskusjonen om Sima-Samnanger kan knyttes til kategoriene investerings- og driftskostnader, risikoen for avbrudd, konsekvenser for forsyningssikkerheten, hensynet til kraftsystemet i et bredere perspektiv og effekter for natur- og kulturmiljø og turisme. Konsekvensmatrisen fanger opp de nevnte dimensjonene og disse faller stort sett inn i de kategoriene som Statnett bruker i sine samfunnsøkonomiske analyser.[2] Konsekvensmatrisen under tar derfor utgangspunkt i Statnetts kategorier.

I en samfunnsøkonomisk analyse vurderes differansekostnaden (eller gevinsten) i forhold til null-alternativet. Dette betyr at alternativer som har samme verdi langs en av konsekvensene som null-alternativet vil få verdi null på denne variabelen.

Statnetts konsesjonssøknad fra 2006 gir et sammendrag av en samfunnsøkonomisk analyse. De prissatte effektene som er beskrevet i analysen, inneholder de variablene som er nevnt i tabellen med prissatte effekter. Det fremgår imidlertid av analysen fra 2006 at det var to variabler som dominerte i det samfunnsøkonomiske regnskapet. Dette var investeringskostnadene og reduksjonen i avbruddskostnader målt ved KILE verdier. Den metodikken som er beskrevet over, har også senere blitt brukt i analyser av avbruddsrisikoen i BKK-området, blant annet i et notat fra Statnett til OED om forsyningssikkerheten til BKK-området.

Tabell 1 *Oversikt over relevante prissatte effekter i analysen*

Prissatte effekter	
Investeringskostnad og driftskostnader for hovedtiltaket	Hovedtiltaket er de investeringer som gjøres langs den nye traseen.
Investeringskostnader og driftskostnader for midlertidige tiltak i en vente/anleggsperiode	Dette gjelder alle typer midlertidige tiltak som gjennomføres på nett-, produksjons-, eller etterspørselssiden (kjøp av opsjoner for reduksjon av forbruk, for eksempel)
Avbruddskostnader målt ved KILE	Dette er endring i avbruddskostnader som fremkommer som resultat av investeringene i tiltakene nevnt over. Det er primært knyttet til feil ved de ulike linjene inn mot BKK-området.
Overføringstap	Endring i kapasitet på linjene gir også endringer i flyt og overføringstap i nettet som helhet. Det er ikke tapet som kommer av flyten på den nye linjen som skal vurderes.
Flaskehalskostnader	Dette gjelder effekten av at kapasitetsskranker i nettet reduserer muligheten for import til et område eller eksport ut fra området. Eksport gjelder sommerkraft fra BKK-området. En ny forbindelse vil gi reduserte flaskehalser, og dermed en reduksjon i kostnadene.

[2] *Se for eksempel Statnetts Nettutviklingsplan 2010 side 22-24.*

Kostnadene ved investering i nye forbindelser i sentralnettet er vesentlige. I de anslagene som brukes vil det være en vesentlig usikkerhet. Hvor stor denne usikkerheten er, vil variere avhengig av hvor godt gjennomarbeidet og modent prosjektet er og hvor godt erfaringsgrunnlag det er i utgangspunktet. For store investeringer vil det være en besparelse i rentekostnader ved å utsette investeringstidspunktet. Hvis det tas hensyn til dette, må det samtidig legges vekt på eventuelle kostnader ved midlertidige tiltak som vil være nødvendige. Det må også tas hensyn til en eventuell økning i risiko for avbrudd jo senere et tiltak blir iverksatt. Kostnadene ved midlertidige tiltak ligger under Utvalg III sitt mandat og er derfor ikke vektlagt i den foreliggende analyse.

1.4 Forutsetninger for analysen

Følgende forutsetninger legges til grunn i analysen.

- Nettstruktur i BKK-området:
  - Det legges til grunn at Modalen-Mongstad-Kollsnes ferdigstilles i henhold til gjeldende planer, altså innen 2016.
  - Gjeldende praksis med deling av nettet i BKK-området i to deler, som forsynes fra nord og syd, tas hensyn til der det er relevant.
  - Etablert systemvern med mulighet for utkobling av alminnelig forsyning svarende til 85 000 personer tas hensyn til der det er relevant.
- Produksjon og forbruk i BKK-området:
  - Analysene baserer seg på Statnetts og BKKs anslag for forbruksutvikling når det gjelder energi og maksimal effektbelastning fra ulike forbrukssegmenter.
  - Det reelle overføringsbehov over kraftlinjene inn mot BKK- og Bergensområdet vil bli påvirket av hvor mye produsentene melder inn i markedet, og dette avhenger på sin side av forventninger om den fremtidige tilgang på vann i magasinene. Behovet for overføringskapasitet kan derfor ikke analyseres alene ut fra maksimal effekt i forbruk og produksjon.
- Igangsetting av CO_2 renseanlegg Mongstad med 23 MW forbruk utsettes til 2018
- Elektrifisering av Troll A (kompressor 3&4) vil bli gjennomført som planlagt
- Statnetts forutsetninger om avtaler om fleksibilitet i forbruk og produksjon legges til grunn.

2 FORSYNINGSSIKKERHET: BAKGRUNNEN FOR PROBLEMET OG BEHOVET FOR NETTINVESTERINGER

Samfunnets funksjonsdyktighet er kritisk avhengig av påregnelig kraftforsyning. Bortfall av kraftforsyning vil derfor etter noen tid kunne skape betydelige problemer for berørte hushold, og vil kunne føre til at livsviktige samfunnsfunksjoner stopper opp. Avhengighetsforholdet gjør at kraftleveranser må karakteriseres som en samfunnskritisk tjeneste. Dette betyr at kraftledningsnettet med tilhørende systemer som understøtter en stabil kraftforsyning, må anses som en kritisk infrastruktur for et velfungerende samfunn. I særlig grad gjelder dette sentralnettet siden de samfunnsøkonomiske konsekvensene av nettutfall ville være mer alvorlige der enn i de underliggende nett.

Tabell 2 *Oversikt over ikke-prissatte effekter som medtas i analysen*

Ikke-prissatte effekter	
Forsyningssikkerhet	Dette begrepet dekker betydning for stabilitet og driftssikkerhet som ikke fanges opp av de prissatte effektene. Her må grensedragningen være nøye spesifisert. Dette gjelder en overordnet robusthet i systemet som ikke gjelder utfall og feil på konkrete linjer. Både effekt- og energiperspektivet kan være relevant.
Natur- og miljøkonsekvenser	Her gis en overordnet beskrivelse av de natur-, by-, og friluftsområder som berøres og endres. I Statnetts og NVEs analyser brukes dimensjonene landskap, kulturminner og kulturmiljø, friluftsliv, naturmiljø, rein, jordbruk og skogbruk, reiseliv og turisme, verneinteresser og inngrepsfrie naturområder.
Systemtekniske effekter	Under dette punktet nevnes positive og negative effekter på kraftsystemet/nettet, som ikke er tatt hensyn til i de numeriske beregninger eller andre ikke prissatte effekter. Det kan for eksempel være fleksibilitet når det gjelder oppgraderinger i fremtiden eller fremtidige investeringer som kan bli nødvendige på sikt. Hensynet til en hensiktsmessig fremtidig overordnet nettstruktur inngår her. Opsjonsverdier kan være et relevant tema.
Velfungerende kraftmarked	Dette gjelder størrelsen på prisområder, konsekvenser for effektiv konkurranse og lignende.

Prinsipielt har forsyningssikkerhet karakter av fellesgode for alle dem som er avhengig av stabil kraftforsyning. En påregnelig og sikker kraftforsyning vil derfor ha en verdi utover verdien av faktisk bruk (såkalt ikke-bruksverdi) for alle som er tilknyttet nettet. Denne formen for eksistensverdi vil kunne variere mellom brukerne avhengig av hvilke reserveløsninger som den enkelte har investert i. En kunne tenke seg at betalingsvilligheten for leveringssikkerhet kunne fanges opp i nettleien. Men mangel på valgmuligheter for den enkelte bruker gjør at dette neppe er mulig i praksis. Det er derfor grunn til å anta at betalingsvilligheten for ulike grader av leveringssikkerhet i liten grad blir synliggjort i kraftmarkedet.

Kraftnettet i Norge dimensjoneres og driftes etter det såkalte N-1 kriteriet. Det betyr at kraftsystemet skal kunne tåle utfallet av en enkelt komponent i nettet uten at det medfører leveringsavbrudd for sluttbrukerne. Dette er et deterministisk og erfaringsmessig basert kriterium som har vist seg å virke bra i praksis. Det kan imidlertid implisere både for høy og for lav sikkerhetsgrad sett i forhold til en teoretisk optimal forsyningssikkerhet. I lys av at en ikke har pålitelige markedssignaler om verdien av forsyningssikkerhet å holde seg til, kan det forholdsvis strenge N-1 kriteriet virke fornuftig ettersom kostnadene forårsaket av underinvesteringer i forsyningssikkerhet kan være betydelig høyere enn kostnadene som følge av overinvesteringer.

3 PROBLEMBESKRIVELSE OG BEHOV FOR TILTAK

Inn mot Bergen er det tre viktige snitt som kan være begrensende for kraftflyten. Dette gjelder Bergenssnittet, BKK-snittet og Fardalsnittet. Produksjonskapasiteten i Bergensområdet er mindre enn etterspørselen, og det er derfor behov for import, spesielt i vinterperioden. Benytter man N-1 prinsippet, betyr det at maksimalkapasiteten på hver av linjene i et snitt skal være tilstrekkelig til å dekke hele tilførselsbehovet til området innenfor snittet.

De største problemene i dagens situasjon knytter seg til Bergenssnittet, men effektkapasiteten her påvirkes ikke av en eventuell ny forbindelse mellom Sima og Samnanger. Etablering av den konsesjonssøkte linjen Modalen-Mongstad-Kollsnes innen 2016, vil øke kapasiteten og gi N-1 drift over Bergenssnittet. Dette vil også øke tilgjengelig produksjonskapasitet om vinteren for BKK-området med 200 MW.

Under normale driftsforhold er kapasiteten på BKK- og Fardalsnittet tilstrekkelig til å håndtere importbehovet til BKK-området. Dette vil være tilfelle også de nærmeste årene, men det kan oppstå situasjoner med kritisk importbehov ved lavt tilsig og lav fyllingsgrad i magasinene. Prognoser viser forbruksvekst i BKK-området som gradvis øker flyten over BKK- og Fardalsnittet. Uten tiltak vil situasjonen frem mot 2020 bli stadig mer utfordrende. Systemvern og deling av nettet gir mulighet for å opprettholde forsyningen i anstrengte situasjoner, men gir samtidig økt risiko for utkobling av forbruk i situasjoner med feil i nettet. Situasjonen på kort sikt er ikke så alvorlig at det ikke er mulig å vente med den konsesjonsgitte linjen mellom Sima og Samnanger. Dermed er det relevant å diskutere alternative løsninger. Valg av andre løsninger enn den konsesjonsgitte har imidlertid en pris, enten ved at det medfører risiko for avbrudd i forsyningen i anstrengte situasjoner, eller ved at man må pådra seg kostnader for midlertidige tiltak.

Det er også viktig for forsyningssikkerheten i Bergensområdet at den planlagte utnyttelsen av kapasiteten på Energiverk Mongstad realiseres, samt at kortsiktige tiltak på forbrukssiden gjennomføres, inkludert et eget prisområde for BKK-området.

4 LUFTSPENN OG SJØKABELALTERNATIVET – VIRKNINGER FOR NATUR OG MILJØ

Leveringssikkerheten i kraftnettet avhenger av driftssikkerheten til kraftlinjene. Driftssikkerheten vil normalt avhenge av trasévalg for overføringslinjer og nettets fysiske robusthet. Kostnadene vil dels bestå i verdien av nødvendige materielle ressurser og arbeidskraft knyttet til investeringer og vedlikehold, og dels i miljøkostnader ettersom infrastruktur for overføring av kraft med nødvendighet vil innebære naturinngrep i varierende grad. Det minst kostnadskrevende trasévalget for netteier vil ofte ligge i nærheten av bebodde områder, og vil dermed føre til at mange blir eksponert for miljøinngrepene.

4.1 Konsesjonsgitt linje Sima-Samnanger

Landskapet omkring Hardangerfjorden, både hovedløp og sidearmer, hører til blant det mest storslagne av Norges fjordlandskaper og er svært verdifullt landskapsmessig sett. Til tross for storslagent naturlandskap er det likevel kulturpåvirkningen som vekker internasjonal oppmerksomhet. Hardangerfjorden er velkjent i nasjonal og internasjonal sammenheng og turister trekkes til Hardanger med cruisebåter. Fjellområdene rundt er karakterisert ved store snaufjellsområder med stor variasjon av landformer. Disse områdene er vannrike og noen vassdrag er

berørt av kraftutbygging. Områdene har tradisjonelt blitt brukt til seterdrift, mens dagens bruk av fjellet er knyttet til rekreasjon.

Den konsesjonsgitte luftledningen berører de indre fjordbygdene Sima, Osa, Ulvik, Granvin, Klyve og Norheimsund. Traséen er i hovedsak lagt i utkanten av bygdene og i overgangssoner mellom fjord og fjell. Den har ingen kryssinger med hovedløpet til Hardangerfjorden. Deler av traséen berører imidlertid flotte fjellområder og innebærer kryssing av fjordarmer, nærmere bestemt Osafjorden, Granvinsfjorden og Fyksesund. Fra hovedarmen til Hardangerfjorden er linjen synlig i området rundt Ålvik og noe østover mot utløpet av Granvinsfjorden.

4.2 Sjøkabel

Sjøkabel mellom Sima og Nordheimsund/Kvam gir ingen landskapsmessige konsekvenser der kabelen ligger i fjorden. Ilandføringen av sjøkabelen i Kvam kommune vil kreve landskapsmessige inngrep i et begrenset omfang.

4.3 Sammenligning luftlinje og sjøkabel

Begge de aktuelle alternativene representerer en akseptabel forsyningssikkerhet for BKK-området, og også for Bergensregionen når Bergenssnittet ikke lenger er begrensende for kraftflyten inn til regionen. Luftlinjealternativet er likevel mest robust vurdert ut fra forsyningssikkerhet, da det kan ta betydelig lengre tid å reparere feil på en sjøkabel under de dybdeforhold det er her tale om. På den annen side er det nokså klart at luftlinjealternativet fører til et større naturinngrep i Hardanger. Sjøkabel er det alternativet som minimerer miljøkostnadene totalt sett, men maksimerer de betalbare kostnadene.

Litt forenklet kan en si at problemstillingen når det gjelder valget mellom luftlinje eller sjøkabel mellom Sima og Samnanger har to dimensjoner. Den ene består i å avveie miljøkostnader mot betalbare, markedsbestemte kostnader. Den andre dimensjonen går ut på å avveie kostnadene ved forringet naturmiljø mot gevinster knyttet til økt forsyningssikkerhet for kraft.

5 BETALINGSVILLIGHET FOR NATUR- OG MILJØGODER

Den samfunnsøkonomiske verdien av et miljøgode kan deles inn i bruksverdi og eksistensverdi. Miljøkonfliktene rundt Sima-Samnanger prosjektet knytter seg først og fremst til de estetiske virkningene av synlige høyspentledninger. Mens landskapet rundt sidearmene har karakter av å være et regionalt fellesgode for de som bor og ferdes i området, kan hovedarmen til Hardangerfjorden ha preg av å være et nasjonalt symbol og derfor et fellesgode for hele landets befolkning.

Landskapet rundt Hardangerfjorden har blant annet identitet og verdi gjennom bosetting og kraftutbygging, slik at virkningen for eksistensverdien ikke er like negativ som den ville vært for et inngrep i uberørt natur. Sima-Samnanger prosjektet innebærer heller ingen kryssing av hovedarmen til Hardangerfjorden (den eksisterende linje fra Sauda til Mauranger krysser fjorden). Kraftlinjer er ikke i seg selv irreversible landskapsestetiske inngrep. Om en senere skulle finne at synligheten av høyspentledninger i området er uakseptabelt eller behovet ikke lenger er til stede, kan man fjerne linjer og master. Traséen vil imidlertid ha en betydelig negativ landskapsestetisk effekt. Dette påvirker de som bor i de berørte bygdene, og de som driver friluftsaktivitet i de berørte områdene.

Det er utarbeidet survey-baserte teknikker for utledning av økonomisk verdi av fellesgoder der tilgang og bruk ikke kan gjøres til gjenstand for kjøp og salg i vanlige markeder. Disse har særlig vært brukt til å estimere såkalt ikke-bruksverdi når det gjelder miljøgoder vidt definert. Det er imidlertid generelt vanskelig å foreta direkte jevnføringer mellom betalbare kostnader og kostnader i form av nyttetap forårsaket av redusert kvalitet av miljøgoder. Validiteten av slike metoder og estimater er også omdiskutert.

Det finnes i dag kun en enkelt studie av betalingsvillighet for å unngå nye 420 kV linjer i Norge, jf. SWECO (2009), men studien er ikke landskapsmessig direkte sammenlignbar med nettiltaket Sima-Samnager. I tillegg er det problematisk å benytte analysen til å angi et konkret kronebeløp for betalingsvillighet. En av grunnene til det er at det ikke knyttes betalingsforpliktelser til svarene i intervjuet. Hvis en blir bedt om å svare på hva en er villig til å betale for et miljøgode som det knyttes positive holdninger til, vil en helt uforpliktende kunne oppgi et høyt tall siden en vet at en ikke vil bli avkrevd betaling for dette. I tillegg er det en svakhet med den ovennevnte undersøkelsen at det ikke relateres til hva dette miljøgodet faktisk koster. Her ville det være nødvendig i intervjuet å informere om at det uavhengig av kablingsspørsmålet skal investeres for 40 mrd kr i høyspentnett de neste 10 år, som brukerne må dekke. Man skal i den sammenheng ta stilling til en mulig ekstraregning som følge av økt kabling.

Selv om man fikk mer fokus på betalingsforpliktelsen, gjenstår for øvrig et annet alvorlig problem, og det er informasjon om det man betaler for. Generelt vil den informasjonen man gir, styre svarene og det er den største faglige utfordringen. Her må intervjuobjektene få kunnskap om at man med dagens praksis allerede i stor grad betaler for kabling av distribusjonsnettet i tettstedene. Det man skal ta stilling til, er om man skal legge om praksis og også øke kablingen av høyspentnettet slik at det blir mindre synlig i terrenget i fjell og fjordlandskap. Det er også viktig at alle husstandene på Sør- og Østlandet informeres om at kablingen de skal betale for stort sett er nye nord/sør gående linjer fra Vestlandet og til Nord-Norge.

I den undersøkelsen dokumentert i SWECO (2009) kommer det frem at det man er mest villig til å betale for, er kabling i tettsteder, men ikke at dette er noe man allerede har betalt for ut fra gjeldende praksis. Med gjeldende praksis overstiger nok merkostnadene for kabling i tettsteder de 1 000 kr man oppgir å ville betale. Undersøkelsen viser også den inkonsistensen at man ikke får økt betalingsvillighet om man øker lengden på nettet. Det betyr at man får samme beløp om miljøinngrepet øker i omfang. Dette svekker og troverdigheten.

Med utgangspunkt i den etablerte litteraturen om verdsetting av miljø- og naturgoder, samt ovennevnte studie og drøftingen over, finner ikke utvalget grunnlag for å kunne angi et bestemt kronebeløp for verdien av å slippe å se kraftmaster/kraftledninger i terrenget, eller for andre miljø- og landskapsvirkninger. Utvalget mener at selv om slike undersøkelser kan gi nyttig informasjon, vil det alltid være stor usikkerhet ved anslag for nasjonal betalingsvillighet for et fellesgode som naturvern. Beslutninger om endret praksis vedrørende kabling av høyspentnettet bør derfor neppe baseres på et enkeltstående tall. Til syvende og sist bør dette være gjenstand for en politisk avveining der netto nytte av økt kabling må vurderes opp mot netto nytte av offentlig innsats for miljøvern på andre områder.

Det er for øvrig grunnlag for å anta at en positiv betalingsvillighet er tilstede og at det for estetiske virkninger er sterkere preferanser for kabling i tettbygde strøk enn i fjord/høyfjellstrøk, noe som nevnt også er i samsvar med dagens praksis for valg av kabling i distribusjonsnettet. Den økonomiske belastningen med å velge det mest miljøvennlige alternativet kan anskueliggjøres ved å dele merkostnaden ved sjøkabel på den relevante brukergruppen. Ansees miljøgodet som et nasjonalt fellesgode og fordeles på hele befolkningen, vil merkostnaden på 3,4 milliarder kr i gjennomsnitt beløpe seg til en gjeld på 1545 kr som blir ca 90 kr per husstand per år i 35 år. Ansees miljøgodet som et regionalt fellesgode, vil merkostnaden fordelt på innbyggerne i Hordaland beløpe seg til en gjeld på 16 190 kr eller cirka 1000 kr per husstand per år i 35 år.

6 SJØKABEL I HARDANGER MÅ VENTES Å FØRE TIL ØKT KABLING FOR ANDRE NYE NETTINVESTERINGER

Det er flere landskapsregioner i Norge som har karakter av å være nasjonale og regionale fellesgoder. Valg av sjøkabel på strekningen Sima-Norheimsund vil føre til endret praksis når det gjelder håndtering av miljøkonflikter ved luftledninger i sentralnettet og kan derfor utløse økt krav om sjø- eller jordkabel i en rekke foreliggende nettinvesteringsplaner. Siden kabling har vesentlig høyere investeringskostnader, vil økning i bruk av kabler påvirke sentralnettstariffen. Utvalget vurderer merkostnaden av endret kablingspraksis til å være 30 milliarder kroner, inkludert Sima-Samnanger investeringen. Utlignes dette beløpet på alle husstander i Norge blir det økt gjeld på 13 500 kr og et årlig beløp på 730 kroner i 35 år. Dersom merkostnaden fordeles på strømforbrukerne innen alminnelig forsyning etter forbruk – husholdninger og næringsliv – svarer dette til en økning i strømregningen på omkring 2,7 prosent, det vil si omkring 350 kroner for en husstand som bruker 20 000 kWh årlig.

7 SAMMENLIGNBARE OG RELEVANTE ALTERNATIV TIL SIMA-SAMNANGER

En samfunnsøkonomisk vurdering av den konsesjonsgitte Sima-Samnanger luftledningen og et alternativ med sjøkabel bør også omfatte alternativer som enten har lavere miljøkonsekvenser enn luftledningen eller har lavere investeringskostnader enn sjøkabel, gitt samme grad av forsyningssikkerhet. Null-alternativet i analysen er den konsesjonsgitte luftlinjen. Utvalget har vurdert et bredt spekter av alternative tiltak. En sammenstilling av tilgjengelige nytte- og kostnadselementer for de alternative tiltakene som ble vurdert som relevante for analysen, er opplistet i Tabell 3. Alternativene er vurdert relativt til null-alternativet med utgangspunkt i investeringskostnader, ferdigstillelsestidspunkt, forsyningssikkerhet og miljø. Det forutsettes at tiltakene Modalen-Mongstad-Kollsnes linjen og full kapasitetsutnyttelse ved Energiverk Mongstad realiseres etter tidsplan.

Tabell 3 *Sammenstilling av alternativer vurdert relativt til null-alternativet konsesjonsgitt linje Sima-Samnanger*

	Investeringskostnad	Ferdigstillelse	Forsyningssikkerhet	Miljø
Null-alternativet (konsesjonsgitt trasé)	1 100 mill	2012	**Akseptabel** Oppfyllelse av N-1 for BKK-snittet	**Dårlig** Betydelig miljøinngrep, med tre kryssinger av sidearmer til Hardangerfjorden
Sjøkabel	Merkost 3 400 mill	+ 5 år	**Like god** Venting betyr lite dersom realisering innen 2017	**Bedre** Ingen synlige master og linjer mellom Sima og Norheimsund men nye naturinngrep ved ilandføring av kabel. Ingen forbedring for Kvam hvis ilandføring i Norheimsund
Reservekraftverk og spenningsoppgradering Sauda-Aurland	Merkost 2–3 000 mill	+ 6–8 år	**Svakere** Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	**Bedre** Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring
Gasskraft og spennings-oppgradering Sauda-Aurland	Merkost 1 000 mill +høye merkost fordi gasskraft ikke er kommersielt lønnsomt	+ 6–8 år	**Svakere** Oppfyllelse av N-1 når ferdigstilt, men gir utfordringer i oppgraderingsperioden	**Bedre/Dårligere** Bruker store deler av opprinnelig trasé, men større master, nye krav til nærføring og parallell drift i byggeperioden gir miljøutfordring, og i tillegg klimakostnad for gasskraftverket
Sima-Samnanger 3.0	0	+ 1–2 år	**Like god** Venting betyr lite, men litt vanskeligere tilgjengelig for reparasjon	**Dårligere/ Like dårlig** Dårligere hvis uberørt natur er mer verdifull enn hyttemiljønatur
Sima-Evanger	Merkost 100 mill	+ 5–8 år	**Like god** Venting betyr lite	**Like dårlig** Unngår synlighet nær hovedarm av Hardangerfjorden, men mer nærføring til boliger og friluftsmiljø rundt Voss
Sauda-Samnanger	Merkost 200 mill	+ 5–8 år	**Svakere** Venting betyr lite, men svakere alternativ pga parallelle linjer	**Like dårlig/Dårligere** Betydelig mer nærføring til boliger og gir tre fjordspenn (hvorav ett er Hardangerfjorden) som ikke kan gå i parallell med eksisterende

En ny 420 kV ledning mellom Sauda og Samnanger har rundt 200 millioner kroner høyere investeringskostnader enn null-alternativet. Alternativet vurderes som svakere forsyningssikkerhetsmessig, fordi to tilførselslinjer da vil gå i parallell og dermed være mer utsatt for feil som følge av naturpåkjenninger. Miljømessig er en ny linje i parallell krevende på grunn av nærføring til boliger og tre fjordkryssinger. Tidsmessig realisering på 5–8 år etter null-alternativet vurderes ikke som kritisk for BKK-snittet.

Et alternativ som går fra Sima til Evanger vil gi en økning i investeringskostnader på rundt 100 millioner kroner sammenlignet med null-alternativet. Med realisert spenningsoppgradering av Evanger-Modalen forbindelsen, vil alternativet ha tilsvarende forsyningssikkerhet. Miljømessig vurderes imidlertid alternativet å gi minst like store konsekvenser. Traséen vil følge den konsesjonsgitte helt frem til og med kryssingen av Granvinsfjorden og deretter måtte gå nær bebyggelse i områdene rundt Voss.

Det omsøkte traséalternative Sima-Samnanger 3.0, der linjen går i fjellene nord for Kvamskogen, har de samme investeringskostnadene og vil kunne realiseres to år etter den konsesjonsgitte linjen. Forsyningssikkerhetsmessig vil linjene være tilnærmet like, men noe vanskeligere terreng for vedlikehold må påregnes. Miljømessig gir alternativet en forbedring i forhold til hytte- og friluftsliv ved Kvamskogen, men landskapsinngrepet over fjellet vil gi økt tap av inngrepsfrie naturområder og det er ikke gitt at det ene har større verdi enn det andre.

Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV linje mellom Sauda-Aurland er som tidligere nevnt en allerede planlagt nettinvestering. Utvalget har basert på Statnett (2010) anslått investeringskostnaden til 2 milliarder kroner, gitt at Sima-Samnanger forsterkningen er realisert. Uten denne linjen vil spenningsoppgradering gi forsyningssikkerhetsmessige utfordringer i oppgraderingsperioden og også øke byggekostnadene og kostnadene ved spesialregulering. En tidsmessig realisering på 8–10 år vil også gi økende problemer for driften over BKK-snittet på grunn av forventet stigning i kraftforbruket. Økte investeringskostnader ved forsert oppgradering anslås å være 2 milliarder hvor noe er merkostnader Sauda – Samnanger som følge av lengre byggeperiode, men det meste gjelder oppgraderingen Samnanger – Fardal som ikke inngår i planene frem til 2020. Et gasskraftverk i Bergens-området vil bidra til forbedret forsyningssikkerhet i en eventuell oppgraderingsperiode. Uten bedriftsøkonomisk lønnsomhet for gasskraft, må alternativet påregne merkostnader ved offentlig finansiering. Et reservekraftverk vil også gi forbedret forsyningssikkerhet i oppgraderingsperioden, men oppstartstid på 4 timer vil redusere nytten i forhold til et konvensjonelt verk i produksjon. Et reservekraftverk er imidlertid ikke ment å skulle produsere kraft sommerstid og bidrar derfor ikke til å løse driftsutfordringer i nettet i overskuddsperioder. Fordelen på miljøsiden er at den samme traséen kan benyttes i stor grad. Nye og større master, i tillegg til nye krav om å unngå nærføring til boliger, vil for øvrig måtte føre til økte landskapsinngrep i forhold til nåværende trasé. Behov for parallellføring i byggeperioden kan også gi økte miljøkostnader. Et gasskraftverk i drift vil i tillegg øke CO_2 utslippene i området. Alternativet med reservekraftverk vil koste rundt 2 mrd kr og bare halvparten hvis det kan avhendes etter oppgradering, og vil derfor mer ha preg av en forsikringskostnad.

Sjøkabelalternativet vil ha en merkostnad på rundt 3,4 milliarder kroner. Forsyningssikkerheten vurderes å være akseptabel, men den lange tiden det tar å reparere en eventuell feil, gir en økt sannsynlighet for at to linjefeil skjer samtidig. De synlige landskapsvirkningene er klart mindre enn i luftlinjealternativet, og derfor er alternativet bedre vurdert etter miljøkostnader. Landskapsinngrepene som knytter seg til landanleggene for sjøkabel vil på Sima siden være neglisjerbare, da området er et industriområde og allerede har betydelige kraftinstallasjoner. Ved ilandføring i Kvam kommune er det pekt på alternativer som enten berører bosetting i Norheimsund eller uberørt natur lengre sør. Landskapsinngrepene som følger av luftlinjetraséen fra ilandføringen av sjøkabelen til Samnanger, vil avhenge av valg av ilandføringssted.

7.1 Systemtekniske virkninger og virkninger for et velfungerende kraftmarked

Det som skiller nettalternativene i forhold til systemtekniske virkninger og virkninger for et velfungerende kraftmarked, er knyttet til tidspunktet for realisering. For nettutviklingen i Vestlands-området synes det som en tidlig realisering av en forsterkning inn mot BKK-området gir større mulighet for å realisere det mest lønnsomme småkraftpotensialet i Norge. I tillegg gir en tidlig realisering av gjennomgående 420 kV linjer på Vestlandet en systemteknisk gevinst. For et velfungerende kraftmarked vil en nettforsterkning inn mot BKK-området, uansett alternativ, redusere behovet for eget prisområde. Kostnadene knyttet til eget prisområde i form av fordelingsmessige konsekvenser og konkurranseulemper for næringslivet, samt økte muligheter for utøvelse av markedsmakt, vil potensielt øke jo lenger ut i tid en forsterkning etableres.

7.3 Fleksibilitet og realopsjoner

Utvalget vurderer det slik at forsyningssikkerheten i BKK-området (til forskjell fra Bergensregionen) ikke er kritisk de nærmeste årene, men at mer langsiktige tiltak bør være på plass etter 2020. Alle prosjektene på listen over mulige alternativer til forbedring av forsyningssituasjonen i BKK-området, vil dermed være akseptable fra et forsyningsmessig perspektiv innenfor dette tidsspennet. I forhold til null-alternativet peker spenningsoppgradering med reservekraftverk og sjøkabel seg ut som de mest aktuelle alternativene ved at de er bedre på miljø og er omtrent likeverdig med null-alternativet når det gjelder forsyningssikkerhet for BKK-området når linjen er etablert. Fra et miljømessig synspunkt er sjøkabel klart å foretrekke, men avbrudd på grunn av reparasjon av feil kan være mer langvarig med sjøkabel.

Med en forventet ferdigstillingstid på ca 7 år for sjøkabel og ca 10 år for spenningsoppgradering bør arbeidet med disse to alternativene iverksettes forholdsvis raskt i forhold til null-alternativet, som kan utsettes. Det betyr at sjøkabelalternativet og oppgraderingsalternativet ikke har realopsjonsverdi siden de ikke har frihetsgrader med hensyn til valg av tidspunkt for realisering. Dette innebærer bl.a. at det er svært begrensede muligheter for å utsette sjøkabelprosjektet i påvente av mulige teknologiske gjennombrudd mht til kabling.

Arbeidet med null-alternativet kan utsettes til 2018 og likevel være operativt innen 2020. Spørsmålet er hva en vinner med en slik utsettelse. Rent teoretisk kunne en tenke seg at det er en opsjonsverdi ved å vente med en forsterkning av forsyningssituasjonen i BKK-området ved at det kan inntreffe ting på etterspørselssiden som vil gjøre prosjektet overflødig.

Kostnadsgevinsten ved å utsette prosjektstart fra 2012 til 2018 vil, alt annet likt, bestå i at alle daterte kostnadselementer i investeringskalkylen skyves 6 år ut i tid. Det betyr at nåverdien av investeringen reduseres tilsvarende. Med 2010 som referansetidspunkt og en reell diskonteringsrente på 4 prosent betyr det at nåverdien av investeringen blir redusert til ca 865 mill. kroner, dvs en reduksjon i nåverdien av investeringskostnaden med 235 mill.

På den annen side vil utsettelse av luftlinjealternativet innebære at eksport av kraft ut av BKK-området blir utsatt tilsvarende. Det gjelder vann som renner over magasinene i vårflommen på grunn av manglende linjekapasitet ut av BKK-området. Omfanget av ikke realisert kraft som skyldes overflom er ikke kjent, men selv moderate mengder kan ha en betydelig verdi. Dernest gjelder den samme begrensning for eksport av småkraft ut av Hardangerområdet med et anslått potensial i underkant av 1TWh.

Når det ses bort fra realprisendringer, vil en utsettelse av luftlinjealternativet til 2018 føre til sparte rentekostnader på nettinvesteringen som utgjør ca 265 millioner kroner i nåverdi med 2010 som referansetidspunkt. Denne gevinsten må modifiseres med den samfunnsøkonomiske verdien av bortfallet av mulige kraftleveranser fra 2014 til 2020 som skyldes utsettelse av luftlinjealternativet. Det er vanskelig å anslå verdien av ikke realisert kraft, men den må utgjøre minst 235 millioner kroner i nåverdi i tiden frem mot 2020 for at det skal være en kostnad ved å holde opsjonen åpen. Det er forutsatt at etter 6 års utsettelse med beslutningen må opsjonen lukkes. Avhengig av forsyningssituasjonen vil det måtte treffes beslutning om linjen skal bygges eller ikke. Dersom luftlinjen viser seg å være overflødig, har en spart nåverdien av investeringsutgiftene som utgjør ca 865 millioner kroner. Dersom forsyningssituasjonen tilsier bygging, vil en ha spart finanskostnader med en nåverdi på 235 millioner kroner.

8 KONKLUSJONER

Utvalget kan ikke på faglig grunnlag ta stilling til en rangering av luftalternativet (konsesjonsgitt trasé) i forhold til sjøkabelalternativet. Disse to alternativene er likeverdige med hensyn til forsyningssikkerhet ved at de begge gir en tredje tilførselslinje til BKK-området. Sjøkabelalternativer med følgevirkninger kan ha en merkostnad for investeringer som utvalget anslår til rundt 30 milliarder kroner. Luftlinjealternativet innebærer på sin side betydelige naturinngrep. En rangering vil innebære en vurdering av betalingsvillighet for vern av miljøverdier mot de høye merkostnadene ved kabling. Utvalget har ikke hatt tilstrekkelig informasjon til å kunne foreta denne vurderingen.

Utvalget har sett på en rekke mulige alternativ til de to omtalte, men de fleste har enten like omfattende eller større miljøinngrep enn luftspenn Sima-Samnanger. Unntaket er spenningsoppgradering av Sauda-Aurland. Utfordringene og kostnadene knyttet til dette arbeidet er betydelige og gjennomføringen krever støtte fra ny produksjonskapasitet i tillegg. Imidlertid synes de samlede merkostnadene å være lavere enn kostnader til kabling inklusive eventuelle følgevirkninger. Alternativet spenningsoppgradering Sauda-Aurland i kombinasjon med reservekraftverk, for å oppnå akseptabel forsyningssikkerhet i oppgraderingsperioden, er imidlertid ikke utredet tilstrekkelig til at utvalget kan trekke en endelig konklusjon. Til tross for at oppgradering ikke gir en tredje linje inn til BKK-området, kan utvalget ikke utelukke at dette kan være det samfunnsøkonomisk sett beste alternativet.

En verdi av å vente med en ny tilførselslinje til BKK-området er knyttet til løpende oppdatering av forbruksutviklingen. Momenter som taler for rask realisering av ny tilførselslinje er merverdi for eksport av sommerkraft ut av BKK-området, realisering av småkraftpotensialet, økt energitilgang for Bergensområdet dersom BKK-snittet deles, og mulighet til mer kostnadseffektiv spenningsoppgradering av Sauda-Aurland.

REFERANSER

SWECO (2009) Verdsetting av estetiske effekter av kraftledninger, Rapport 040 209.

Stiftelsen Frischsenteret for sam5funnsøkonomisk forskning
Ragnar Frisch Centre for Economic Research

21. mars 2011

«Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning» er en stiftelse opprettet av Universitet i Oslo for å drive anvendt samfunnsøkonomisk forskning i samarbeid med Økonomisk institutt og andre miljøer ved Universitetet i Oslo. Frischsenteret har 46 medarbeidere i fulltids- og deltidsstillinger og hadde i 2010 en omsetning på 28 millioner. Ytterligere opplysninger om Frischsenteret finnes på www.frisch.uio.no.

Vår direktør gjennom 23 år skal over i annen stilling og det skal tilsettes ny

Direktør for Frischsenteret

Direktøren har den daglige ledelsen av Frischsenteret og rapporterer til styret. Direktøren deler sin tid mellom forskning, utadrettet virksomhet og administrasjon. Frischsenteret har svært kompetente og erfarne forskere som sammen med direktøren initierer nye prosjekter. Direktøren deltar selv aktivt i forskning. Direktøren har hovedansvaret for prosjektakkvisisjon og ansvaret for utarbeiding av budsjetter, økonomistyring og personalpolitikk. Den administrative organiseringen er for tiden under omlegging og den nye direktøren vil gå inn i denne prosessen.

Prosjekttilgangen er god og økonomien solid. Forskningsaktiviteten er høy og forskerne har et stort internasjonalt nettverk.

Den som tilsettes må ha samfunnsøkonomisk forskningskompetanse og erfaring med forskningsledelse. Ved vurdering av søkerne vil det bli lagt vekt på personlig egnethet, på det faglige nivået og på den samlete kompetansen i forhold til kravene i stillingen.

Lønns- og arbeidsbetingelser for øvrig avtales ved tilsetting. Frischsenteret har egen pensjonsordning og ordning med kompetansetid. Frischsenteret har Økonomisk institutt ved Universitetet i Oslo som sitt primære basismiljø. Frischsenteret holder til i Forskningsparken på universitetsområdet på Blindern.

***

Nærmere opplysninger kan fås ved henvendelse til direktør Erik Hernæs tlf 22 95 88 21 eller styreleder Diderik Lund, tlf 22 85 51 29.

Søknad vedlagt CV og publikasjonsliste sendes Frischsenteret, Gaustadalléen 21, 0349 Oslo og må være Frischsenteret i hende senest **2. mai 2011**.

DAG MORTEN DALEN
Professor, Handelshøyskolen BI
MICHAEL HOEL
Professor, Universitetet i Oslo
STEINAR STRØM
Professor, Universitetet i Torino

Markedsmakt og innovasjon på norsk sokkel[1]

En bekymring knyttet til Statoil/Hydro fusjonen i 2007 var at lønnsomheten i leverandørindustrien ville svekkes og at dette i neste instans ville dempe insentivene til innovasjon i denne industrien. I denne artikkelen ser vi på hvordan en fusjon mellom to oljeselskap påvirker forhandlingsresultatet for en underleverandør. Hvorvidt leverandøren taper eller vinner på fusjonen, viser seg å avhenge av kostnadsstrukturen til leverandøren. Hvis denne er kjennetegnet ved stordriftsfordeler, vil fusjonen være fordelaktig for leverandøren. Motsatt vil stordriftsulemper medføre at leverandøren taper på fusjonen. Selv om leverandøren, på grunn av stordriftsfordeler, skulle tjene på fusjonen, viser den modellbaserte analysen at innovasjonsincentivene svekkes.

1 INNLEDNING

Fusjonen mellom Statoil og Hydro i 2007 skapte debatt om konsekvensene for leverandørindustrien av økt konsentrasjon på operatørsiden på norsk sokkel. Det nye Statoil er den suverent største operatøren. I følge Osmundsen (2007) utgjorde operatørskapet til det fusjonerte Statoil/Hydro om lag 82 prosent av samlet produksjonsvolum (november 2006). Konsentrasjon av operatørskap eller utvinningslisenser gir ikke oljeselskapene markedsmakt i olje- og gassmarkedene. Til det er bedriftens produksjon i verdenssammenheng for liten. I gassmarkedet er bedriftene større i det internasjonale markedet hvor gassen leveres, men utøvelse av en eventuell markedsmakt i gassmarkedet ville uansett ikke vært noe problem for norsk økonomi i og med at det er utenlandske markeder som i så fall ville bli utsatt for markedsmakt. Gevinstene fra denne markedsmakten ville tilfalt norsk økonomi. Markedsmakt hos olje- og gasselskapene dreier seg derfor om den kjøpermakt disse selskapene kan ha overfor sine underleverandører.

Et sentralt spørsmål er om konsentrasjon av operatørskapet gir oljeselskapene økt kjøpermakt i den forstand at de kan fremforhandle – for dem – gunstigere avtaler med underleverandørene. En bekymring knyttet til Statoil/Hydro fusjonen var at lønnsomheten i leverandørindustrien ville svekkes og at dette i neste instans kunne dempe insentivene til innovasjon i denne industrien. I en kronikk i Teknisk Ukeblad skrev for eksempel Hans Henrik Ramm:[2] *«Monopolisering er drepende for innovasjon. Dominerende selskaper blir slappere og gir svakere utfordringer til sine leverandører.»*

[1] *Artikkelen er en utdyping av problemstillinger diskutert på et seminar i tilknytning til et oppdrag forfatterne gjennom Vista Analyse har for Oljedirektoratet. Alle resonnementer og synspunkter i artikkelen er basert på forfatternes egne vurderinger og skjønn, og er ikke påvirket av Oljedirektoratets eventuelle egne synspunkter.*

[2] *http://www.tu.no/leserinnlegg/article75128.ece*

Siden markedsmakt i sluttbrukermarkedet ikke er en aktuell problemstilling i forbindelse med fusjoner mellom oljeselskaper, vil den samfunnsøkonomiske effekten ene og alene være knyttet til hvilken effekt fusjonen har på kostnads- og teknologiutviklingen. Med effektive kontrakter mellom oljeselskapene og leverandørene, vil ikke slike fusjoner gi et samfunnsøkonomisk tap. Alle kjente effektiviseringsmuligheter vil implementeres og kontraktene utformes slik at ingen blokkerer de optimale valgene. Hvis mangfold er viktig for innovasjon – og viktig nok til å kompensere for kostnadene ved mangfoldet (for eksempel duplisering av investeringer) – vil oljeselskapet «holde liv» i dette mangfoldet. Dette aspektet var sentralt i diskusjonen i forkant av fusjonen. I Storingsproposisjonen om fusjonen slår regjeringen fast at *«en stor del av teknologiutviklingen i petroleumsnæringen foregår i leverandørindustrien»*[3], og uttrykte samtidig forventing om *«at det sammenslåtte selskapet vil ha stor interesse i å stimulere til fortsatt bred konkurranse og mangfold blant leverandørene. Konkurranse og mangfold er avgjørende for at selskapet kan sikre seg de beste teknologiske og de mest effektive løsningene.»*

Disse forventningene er solid fundert i økonomisk teori. Det er det fusjonerte selskapet som nyter godt av mangfoldet. Hvis mangfoldet på tross av dette skulle svekkes som følge av sammenslåingen, kan det være et uttrykk for at kostnadene ved «dupliseringer» mer enn spiser opp gevinstene. Disse avveiningene gjelder både for interne utviklingsaktiviteter i de to selskapene og for eksterne aktiviteter hos underleverandørene. Regjeringen var imidlertid, i sammen proposisjon, mer kategorisk i sin omtale av effekten av sammenslåingen på de bedriftsinterne utviklingsaktivitetene: *«Departementet legger til grunn at de sterke fagmiljøene i Statoil og Hydro videreføres i det sammenslåtte selskapet. Diskusjonene mellom disse miljøene vil ikke lenger foregå i utvinningstillatelsene, men det forventes at diskusjoner om ulike utvinningsstrategier, utbyggings- og driftsløsninger og teknologier vil fortsette internt i det sammenslåtte selskapet.»*

Dette er selvsagt et legitimt eiersynspunkt, men det er noe mer åpent om det å videreføre to fagmiljøer – som om fusjonen ikke var en realitet – er noe som tjener eierne økonomisk.

I denne artikkelen ser vi på hvordan en slik fusjon kan påvirke lønnsomheten og teknologiutviklingen hos underleverandørene:

- Hvilken sammenheng er det mellom konsentrasjon på operatørsiden (nedstrøms) og lønnsomheten i leverandørindustrien (oppstrøms)?
- Hvilken effekt har disse eventuelle endringene i kontraktsbetingelsene for leverandørindustriens insentiver til å investere i teknologiforbedringer?

En spørreundersøkelse blant 40 leverandørbedrifter som Økonomisk Rapport gjennomførte i forkant av fusjonen mellom Statoil og Hydro viste at om lag 80 prosent trodde de kom til å tape på fusjonen.[4] I en enkel modell sterkt inspirert (men her sterkt forenklet) av Inderst og Way (2003), der oljeselskapene og underleverandør forhandler om pris, viser vi under hvilke betingelser denne pessimismen kan ha vært overdrevet. Vi finner at en økt konsentrasjon på eier- og beslutningssiden nedstrøms faktisk kan være til fordel for oppstrømsbedriftene. Hvorvidt leverandøren taper eller vinner på en fusjon mellom nedstrømsbedriftene avhenger av egenskaper ved kostnadsstrukturen til leverandøren. Hvis denne er kjennetegnet ved stordriftsfordeler, vil fusjonen være fordelaktig for leverandøren. Motsatt vil stordriftsulemper medføre at leverandøren taper på en slik fusjon.

Dessuten finner vi en stikk motsatt sammenheng mellom lønnsomhet og innovasjon i leverandørindustrien enn det som ofte hevdes. Konklusjonen i den forbindelse er at økt konsentrasjon på kjøpersiden, blant nedstrømsbedriftene, kan gi selgerne, oppstrømsbedriftene, insentiver til å investere mindre i kostnadsreduksjoner – selv om lønnsomheten har økt. Kostnadsreduksjoner betyr i denne analysen at underleverandørene kan støtte et gitt utvinningsvolum med lavere kostnader. Hvilken effekt den ovenfor omtalte sammenslåing av ulike fagmiljøer har på selve utvinningsgraden (volum) berøres ikke direkte i denne analysen.

2 TRADISJONELL TEORI OM MARKEDSMAKT

Tradisjonell teori tar ofte utgangspunkt i en bedrift som er så stor på markedet for hva den produserer at den innser at produktprisen avhenger av hvor mye den produserer. Dette fører til at bedriften innskrenker produksjonen til et volum som er lavere enn «grensekostnad lik pris» skulle tilsi (som er det samfunnsøkonomisk effektive produksjonsvolumet). På denne måten får bedriften økt sitt overskudd, men prisen for dette er et enda større tap for kjøperen. Dermed gir dette et samfunnsøkonomisk tap.

[3] *St.prop. nr. 60 (2006-2007). Sammenslåing av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet.*

[4] *http://www.orapp.no/nyheter/article71679.zrm*

Som nevnt over er markedsmakt på produktsiden ikke en aktuell problemstilling for Statoil og andre selskaper på norsk sokkel. Derimot kan fusjoneringen mellom Hydro og Statoil gi markedsmakt på markedene for innsatsfaktorer, ofte kalt monopsonimakt. Uten slik markedsmakt vil produsenten kjøpe innsatsvarer til det punkt hvor marginalverdien av faktorene er lik deres pris. En monopsonist vil imidlertid innskrenke kjøp av innsatsfaktorer i forhold til dette for på den måten å redusere prisen den må betale per enhet av faktorene. På samme måte som i monopoltilfellet gir dette et samfunnsøkonomisk tap.

Det er neppe aktuelt for olje- og gassprodusenter å innskrenke sin produksjon for å presse ned prisen på innsatsfaktorer.[5] Imidlertid kan *sammensetningen* av innsatsfaktorer bli påvirket av at kjøperen har markedsmakt. Det vil lønne seg for kjøperen å vri innsatsen bort fra innsatsfaktorer som en kan påvirke prisen på og over til innsatsfaktorer som har en gitt pris (f. eks. gitt fra verdensmarkedet). Også dette vil innebære et samfunnsøkonomisk tap. Grunnen er at vi får en sammensetning av innsatsfaktorer som ikke minimerer samfunnets kostnader til den gitte produksjonen av olje og gass.

Den tradisjonelle teorien beskrevet over er i begrenset grad relevant for den norske sokkelen. Teorien forutsetter at det er mange selgere av hver homogen innsatsvare, og at selgerne er pristakere. Dette passer neppe særlig godt for underleverandører til olje- og gassprodusentene. Det er snarere slik at hver leverandør skreddersyr en leveranse til kjøperen, og at prisen bestemmes i forhandlinger mellom partene. Det er denne situasjonen resten av denne artikkelen vil se nærmere på.

3 MARKEDSMAKT OG FORHANDLINGER

Vi ser på en modell med to oljeselskaper og en leverandør. Leverandørkontrakter, her prisen som leverandøren mottar, bestemmes gjennom forhandlinger. Fusjon blant nedstrømsbedrifter påvirker forhandlingsutfallet, dvs. prisen som leverandøren får for det produktet som leveres. Fremstillingen vår er sterkt forenklet i forhold til analysen til Inderst og Wey, men den får likevel frem poenget i deres analyse og betyr samtidig at det vi viser kan generaliseres til mer kompliserte og generelle markedsforhold av direkte relevans for norsk sokkel.

3.1 Kort om Nash's forhandlingsløsning

Det antas ofte at utfallet av forhandlinger blir bestemt som i Nash's forhandlingsløsning. Vi starter derfor med en kort forklaring av denne, uten å gå inn på de bakenforliggende forutsetningene.

Se på et prosjekt med bruttoverdi V og kostnader K som fordeles mellom en selger (som får z) og en kjøper:

$$V - K = (V - z) + (z - K)$$

Som forenkling antar vi at partene har like stor forhandlingsmakt. Nash's forhandlingsløsning tilfredsstiller da to krav:

- Summen V-K blir maksimert
- z blir bestemt slik at Nash-produktet N = (V - z)(z - K) blir maksimert

I vår videre fremstilling vil både V og K være gitt, det er derfor bare den andre betingelsen som er av interesse. Rett frem regning gir at verdien av z som maksimerer N er gitt ved

$$(1) \qquad V - z = z - K = \frac{V - K}{2}$$

Den samlede gevinsten V-K av prosjektet deles altså likt mellom partene. Et tilsvarende resultat følger også fra en rekke andre forhandlingsteorier for den enkle problemstillingen vi har skissert.

Ligningen over innebærer

$$(2) \qquad z = \frac{V + K}{2}$$

Vi vil bruke denne ligningen, som vi kaller *forhandlingsutfallet*, i den følgende analysen.

3.2 Er kjøpermakt en fordel eller ulempe for underleverandøren?

Anta to oljeselskap A og B som hver ønsker å kjøpe et kvantum q fra en underleverandør. Den samlede leveransen fra underleverandøren er da Q=2q. Vi skal se på to tilfeller.

1 De to oljeseleskapene fusjonerer
2 De fusjonerer ikke

[5] *Produsentene vil selvsagt i sine forhandlinger forsøke å presse leverandørprisene ned, men poenget er at de ikke står overfor en enkel meny av volum og pris per enhet.*

3.2.1 Fusjon

For å forenkle antar vi at det fusjonerte oljeselskapet bruker leveransen Q til å lage et produkt som selges videre til pris P. Underleverandøren mottar beløpet z fra det fusjonerte oljeselskapet. La C(Q) være produksjonskostnaden til underleverandøren. Med referanse til notasjonen ovenfor er dermed V=PQ og K=C(Q) (og z=z). Vi forutsetter at det fusjonerte oljeselskapet og underleverandøren forhandler om betalingen til underleverandøren, dvs. om z. Fra ligningen for forhandlingsutfallet følger det derfor at

$$(3) \qquad z = \frac{PQ + C(Q)}{2}$$

La π_{A+B} være profitten til det fusjonerte oljeselskapet og la π_u være profitten til underleverandøren. Da er

$$(4) \qquad \pi_{A+B} = PQ - z$$
$$(5) \qquad \pi_u = z - C(Q)$$

Setter vi inn for z finner vi

$$(6) \qquad \pi_u = z - C(Q) = \frac{PQ - C(Q)}{2}$$

$$(7) \qquad \pi_{A+B} = PQ - z = \frac{PQ - C(Q)}{2}$$

Verdien av handelen mellom det fusjonerte oljeselskapet og underleverandøren deles likt (som vi også vet fra det generelle tilfellet beskrevet over).

3.2.2 Ingen fusjon

I dette tilfellet forhandler underleverandøren simultant med hvert av de to oljeselskapene. Som nevnt ovenfor leverer oppstrømsbedriften like mye til hvert av oljeselskapene, dvs $\frac{Q}{2}$. Profitten til de to oljeselskapene blir da

$$(8) \qquad \pi_A = P\frac{Q}{2} - z_A$$

$$(9) \qquad \pi_B = P\frac{Q}{2} - z_B$$

I og med at underleverandøren produserer Q totalt blir samlet profitt til underleverandøren overfor de to selskapene lik

$$(10) \qquad \pi_{uA} + \pi_{uB} = z_A + z_B - C(Q)$$

I forhandlingene med A antas det at selgeren allerede har inngått en avtale med B om å levere $\frac{Q}{2}$. Bruttoverdien av å levere også til A er $\frac{PQ}{2}$. Kostnaden er merkostnaden av å gå fra $\frac{Q}{2}$ til Q, som er $C(Q) - C(\frac{Q}{2})$.

Med $V = \frac{PQ}{2}$ og $K = C(Q) - C(\frac{Q}{2})$ gir den generelle Nash-formelen at

$$(11) \qquad z_A = \frac{P\frac{Q}{2} + \left[C(Q) - C(\frac{Q}{2})\right]}{2} = \frac{PQ}{4} + \frac{\left[C(Q) - C(\frac{Q}{2})\right]}{2}$$

Tilsvarende i forhandlinger med B, slik at

$$(12) \qquad z_A + z_B = \frac{PQ}{2} + \left[C(Q) - C(\frac{Q}{2})\right]$$

Setter vi inn dette i uttrykket for underleverandørens profitt (10) finner vi:

$$(13) \qquad \pi_{uA} + \pi_{uB} = P\frac{Q}{2} - C(\frac{Q}{2})$$

De to oljeselskapene får følgende profitt:

$$(14) \qquad \pi_A + \pi_B = P\frac{Q}{2} - \frac{z_A + z_B}{2} = \frac{PQ}{4} - \frac{1}{2}\left[C(Q) - C(\frac{Q}{2})\right]$$

Og dermed blir

$$(15) \qquad \pi_A + \pi_B = P\frac{Q}{2} - \left[C(Q) - C(\frac{Q}{2})\right]$$

Betingelsen for at underleverandøren er mest tjent med at nedstrømsbedriftene, de to oljeselskapene, funsjonerer, er da gitt ved

$$(16) \qquad \pi_u > \pi_{uA} + \pi_{uB}$$

dvs, fra (6) og (13)

$$(17) \qquad -\frac{C(Q)}{2} > -C(\frac{Q}{2})$$

eller

$$(18) \qquad C(Q) < 2C(\frac{Q}{2})$$

Betingelsen (18) innebærer at det er stordriftsfordeler i underleverandørens produksjon. Gitt slike stordriftsfordeler er det dermed en fordel for underleverandøren at han kan forhandle med ett selskap om en stor leveranse enn med to selskaper om to ganger halvparten så store leveranser. Merk at effekten er ikke knyttet til den faktiske utnyttelsen av stordriftsfordelene – produksjonsomfanget er i vår enkle modell uavhengig av eierskapet til operatørene på feltene. Effekten på lønnsomhet skyldes ene og alene effekten på forhandlingsresultat. Det er med andre

ord her kun en fordelingseffekt av fusjonen. Dersom det er to oljeselskaper, vil forhandlingsutfallet (z) bestemmes av hvilken merkostnad leverandøren har ved å levere Q/2 til det ene oljeselskapet (gitt forventningen om at kontrakten også inngås med det andre oljeselskapet). Kostnaden ved den andre kontrakten tas ikke i betraktning. Det er derfor nivået på denne merkostnaden (sammen med bruttoverdien) som avgjør prisen z. Med en fusjon er forhandlingene isteden forankret i totalkostnaden av å produsere Q. Med stordriftsfordeler er merkostnadene avtakende i produksjonsvolumet. Underleverandører på norsk sokkel med en kostnadstruktur som innebærer stordriftsfordeler, bør derfor hilse fusjoner av oljeselskaper velkommen. Da «tvinges» oljeselskapet til å bære en større andel av leverandørens totalkostnad.

Eksempler på kostnadsstrukturer med stordriftsfordeler er bl. a. lineære kostnadsfunksjoner, dvs.

(19) $C(q) = a + bq;\ a > 0 \text{ og } b > 0$

Koeffisienten a tar her hensyn til at det kan være faste kostnader.

Fra (19) får vi at (18) er oppfylt såsant a > 0. I de fleste tilfeller er det faste kostnader og ofte er kostnadsstrukturen ikke så mye forskjellig fra en lineær struktur.

Hva så med oljeselskapene selv – har de et insentiv til å fusjonere dersom (18) er oppfylt? Siden vi i denne enkle modellen har eksogent gitt totalproduksjon, nedstrømskostnad (her normert til 0) og markedspris på olje, er svaret åpenbart. Hvis leverandøren er tjent med fusjon, vil oljeselskapene tape på fusjon – og motsatt. Det er imidlertid mange andre grunner til fusjon, som ikke fanges opp i denne modellen: Gevinster i andre markeder og regioner, sterkere posisjon vis-a-vis myndighetene (rammebetingelser og skatt) og synergieffekter oljeselskapene i mellom (kompetanse og teknologi). Hvis slike effekter er utløsende faktorer for en fusjon, viser vår analyse at leverandørene faktisk kan tjene på dette.

4 ER MARKEDSMAKT NEDSTRØMS EN FORDEL ELLER ULEMPE FOR INNOVASJON OG UTVIKLING AV OPPSTRØMSTEKNOLOGI?

4.1 Innovasjonsutgifter inngår ikke i forhandlingene

Anta at nedstrømsbedriften kan bruke ressurser på innovasjoner som reduserer kostnadene. Anta videre at disse kostnadene er «sunk» når forhandlingene finner sted, slik at kostnadsfunksjonen C(q) ikke inkluderer innovasjonskostnadene. Anta at kostnadene utenom innovasjonskostnaden er $\alpha(I)C(q)$ hvor $\alpha'(I) < 0$, $\alpha''(I) > 0$ og I er innovasjonskostnaden. Hvor mye vil underleverandøren investere i innovasjoner?

Med fusjon, vil underleverandøren velge I slik at $\pi_u - I$ blir maksimert. Fra (6) betyr dette at

$$-\frac{\alpha(I)C(Q)}{2} - I \text{ blir maksimert.}$$

Rett frem regning gir optimumsbetingelsen

$$(20) \quad -\alpha'(I) = \frac{2}{C(Q)}$$

Uten fusjon vil underleverandøren velge I slik at $(\pi_{uA} + \pi_{uB})$ blir maksimert. Fra (13) betyr dette at $-\alpha(I)C(\frac{Q}{2}) - I$ blir maksimert. Rett frem regning gir optimumsbetingelsen

$$(21) \quad -\alpha'(I) = \frac{1}{C(\frac{Q}{2})}$$

Dersom (18) er oppfylt er $\frac{2}{C(Q)} > \frac{1}{C(\frac{Q}{2})}$. Fra ligningen over og betingelsen $-\alpha'' < 0$ innebærer dette at I er lavere med fusjon enn uten. Fusjon bidrar altså til å svekke underleverandørenes incentiver til innovasjoner. Grunnen er at de fusjonerte oljeselskapene kaprer en større andel av gevinsten ved reduserte totalkostnader enn det tilfellet er for to mindre og uavhengige oljeselskaper (som bare forhandler med utgangspunkt i merkostnadene). Det er denne forhandlingsgenererte «beskatningen» av innovasjonsgevinsten som forstyrrer investeringsinsentivene.

Konklusjonen på dette punktet er stikk motsatt av den koblingen mellom lønnsomhet og innovasjon som ble antydet i debatten om Statoil/Hydro-fusjonen. Her finner vi at fusjonen kan øke lønnsomheten til en leverandør – samtidig som innovasjonsinsentivene svekkes.

Utgangspunktet for denne drøftingen var at kostnaden ved innovasjon ikke ble tatt hensyn til i forhandlingene. Imidlertid kan en argumentere for at langsiktighet i relasjonen mellom underleverandør og oljeselskap tilsier at dette er en urealistisk forutsetning. I neste avsnitt ser vi derfor på tilfellet hvor alle kostnader er med i grunnlaget for forhandlingsløsningen.

4.2 Underleverandøren kan påvirke kostnadsfunksjonen.
Vi antar i dette tilfelle at (18) gjelder, dvs underleverandøren har stordriftsfordeler. For enkelthelts skyld ser vi på en lineær kostnadsfunksjon av typen (19), men resonnementet gjelder mer generelt.

La kostnadsfunksjonen være gitt ved

(22) $C(q) = a(b) + bq$

hvor vi nå antar at produsenten kan velge parameteren b, men jo lavere den er (dvs jo lavere marginalkostnadene er) jo høyre er a (den faste kostnaden), dvs $a'(b) < 0$. Vi antar videre at $a''(b) > 0$ (uten denne antagelsen vil ikke optimeringsproblemet ha en indre løsning).

Med fusjon vil underleverandøren velge a slik at π_u blir maksimert. Fra (6) betyr dette at $-\frac{a(b) + bQ}{2}$ blir maksimert. Rett frem regning gir optimumsbetingelsen

(23) $-a'(b) = Q$

Merk at ligningen over også er betingelsen for samfunnsmessig effektivitet, dvs at PQ-C(Q) skal være så stor som mulig.

Uten fusjon vil underleverandøren velge I slik at $(\pi_{uA} + \pi_{uB})$ blir maksimert. Fra (13) betyr dette at $-\left[a(b) + b\frac{Q}{2}\right]$ blir maksimert. Rett frem regning gir optimumsbetingelsen

(24) $-a'(b) = \frac{Q}{2}$

Siden $Q > \frac{Q}{2}$ og $-a''(b) < 0$ innebærer dette at marginalkostnaden b er mindre med fusjon enn uten.

Tolkningen av dette resultatet er at uten fusjon er det marginalkostnaden og ikke totalkostnadene som påvirker prisen underleverandøren får i forhandlingene. Dermed har underleverandøren svake insentiver til å senke sine marginalkostnader mot høyere faste kostnader.

5 KONKLUSJON

Økt konsentrasjon på norsk sokkel har ingen uheldige effekter i olje- og gassmarkedene knyttet til utøvelse av markedsmakt. De samfunnsøkonomiske effektene av fusjoner mellom oljeselskaper på sokkelen er knyttet til hvilken effekt disse fusjonene har på kostnads- og teknologiutviklingen i den vertikale kjeden oljeselskap – leverandører. Horisontale fusjoner nedstrøms kan gi oljeselskapene økt kjøpermakt overfor sine leverandører. I denne artikkelen har vi sett nærmere på mekanismen bak denne koblingen mellom horisontale fusjoner og kjøpermakt.

Kjøpermakt er her definert som oljeselskapenes evne til å fremforhandle gunstigere økonomiske avtaler (lavere pris) med sine underleverandørene. Vi viser at denne koblingen mellom fusjon og kjøpermakt ikke er entydig. Dersom underleverandørers kostnadsstruktur er preget av stordriftsfordeler har underleverandører mest å tjene på at oljeselskaper fusjonerer. Forklaringen ligger i at fusjonen tvinger forhandlingene til å internalisere totalkostnadene, i motsetning til merkostnaden med en del-leveranse uten fusjon.

Fordi det er mest å hente kostnadsmessig når oljeselskap ikke er fusjonert, vil innovasjoner som tar sikte på å redusere kostnader hos underleverandører bli sterkere når oljeselskap ikke er fusjonert i forhold til når de er det. Vi bør derfor forvente at innovasjon er sterkest på en sokkel hvor oljeselskapene ikke er fusjonerte. I tillegg viser dette at en fusjon av typen Staoil/Hydro kan gi en kombinasjon av økt lønnsomhet i leverandørindustrien og svakere innovasjonstakt.

Hvis kostnadene ved innovasjon ble tatt hensyn til i forhandlingene mellom underleverandører og oljeselskap, vil innovasjonen innebære lavere marginalkostnader og høyere faste kostnader ved fusjon av oljeselskapene.

LITTERATUR

Inderst, Roman og Christian Wey (2003): *RAND Journal of Economics*, Vol. 34, no 1, Spring 2003, 1–19.

Osmundsen, Petter (2007): Statoil/Hydro-fusjonen sett i et sokkelperspektiv. *Magma*. Nr.1 – 2007.

FINN R FØRSUND
Professor, Universitetet i Oslo

Innfasing av vindkraft*

Det er planer om en stor utbygging av fornybar kraft i Norge og Sverige fram til 2020. Halvparten av denne kraften vil være vindkraft. Men tilgjengeligheten av vindkraft og småskala vannkraft uten magasin avhenger helt av vær og vind. Denne usikkerheten vil få virkninger for hvordan de forskjellige teknologier for elektrisitetsproduksjon i Nord Pool – landene utnyttes. Det har vært sagt at vannkraften vil bli mer verdifull på grunn av dens nesten perfekte reguleringsevne både i kontinuerlig tid og over sesonger. Ved hjelp av figurer basert på en bakenforliggende formell modell undersøkes mulige typiske endringer i sammensetningen av produksjonen. Bruken av vannkraft vil skyves over til høyprisperioder og dermed kan lønnsomheten gå opp. Men dette avhenger av at det ikke innføres så mye vindkraft at gjennomsnittsprisen drives nedover. Om dette skjer vil også avhenge av hvor mye konvensjonell kullkraft som vil bli tvunget til å nedlegge. Det vil være en tendens til at vind vil bli brukt mer i perioder med lav pris enn høy pris. Tilgjengeligheten av vind senker prisen i perioder hvor vannkraften vil bli spart til høyprisperioder. Lønnsomheten av vindkraft vil dermed kunne bli lavere enn investorer har tenkt seg og gjøre større subsidier nødvendige (enten ved grønne sertifikater eller direkte subsidier fra staten). Varmekraft (karbonbasert og kjernekraft) vil også bli utsatt for større svingninger, men her vil kostnadene ved å regulere produksjonen sette en bremse.

* *Artikkelen er basert på et innspill om forskningstema til søknad om senter for miljøvennlig teknologi som nylig ble vedtatt opprettet. Jeg takker Torstein Bye og Lennart Hjalmarsson for nyttige kommentarer.*

1. INNLEDNING

Norge og Sverige har nylig inngått en intensjonsavtale om å øke produksjonen av fornybar kraft med over 26 TWh fordelt likt på landene innen 2020. I Norge vil dette være vindkraft og små vannkraftverk uten reguleringsmagasin. Introduksjon av uregulerbar kraft i et betydelig omfang vil kreve en omlegging i måten forskjellige teknologier for produksjon av elektrisitet vil bli utnyttet på. Innenfor Nord Pool har vi vannkraft, kjernekraft, kullfyrte kraftverk, gassfyrte kraftverk, kraftverk basert på biobrensel og kombinert varme og elektrisitetsverk. I Danmark er det i tillegg allerede en stor vindkraftproduksjon. Samspillsmønsteret for den eksisterende vindkraften internt i Danmark og i Nord Pool med andre teknologier peker på typiske endringer av drift av systemet et betydelig tillegg av ikke-regulerbar kraft vil kunne gi.

Det kan være grunn til å merke seg at det i de siste 10 år har vært en ganske svak vekst i elektrisitetsforbruket i Norge og Sverige; knapt 1 TWh per år, mens det legges opp til en økning på 2.6 TWh per år i de neste 10 år. Det kan se ut som markedsaktørene har tatt dette innover seg da «forward»-prisen i Nord Pool for 2016 ligger på 38 øre/kWh mens den nå er rundt 50 øre/kWh (*http://www.nasdaqomxcommodities.com/*). Aktørene har nok også regnet inn de store utbyggingsplanene for fornybar kraft i Tyskland, England og Holland som Nord Pool har eller vil få forbindelser med.

Men før vi går over til å studere samspillet under drift må det understrekes at spesielt betydelig ny vindkraft vil kreve en storstilt utbygging av transmisjonsnettet i Norge (se Statnett's nettutviklingsplan fra 2010). Lokalisering av vindkraft både på land og offshore vil i stor grad skje der hvor sentralnettet er svakt utbygd og mangler kapasitet til å ta imot vindkraften. Investeringer som er nødvendige bare på grunn av innfasing av vindkraft, må legges til investeringskostnadene for denne (Førsund, 2007b). En ekstra kostnadsfaktor er at ledningene må dimensjoneres etter maksimal vindkraftproduksjon som dermed gir en dårligere utnyttelse av ledningene enn ved regulerbar produksjon. Et rimelig anslag på linjekostnadene ved vindkraft, inkludert eventuelle miljøproblemer med nye linjer trukket gjennom uberørte naturområder, kan utgjøre betydelige beløp, men dette forholdet har vært omtrent helt fraværende i den politiske lanseringen av vindkraft. (Linjekostnadene er anslått til 2–6 øre/kWh for vindkraften i Hofstad (2007, s. 34), men dette virker som en undervurdering.)

Vannkraft med magasiner er ekstremt regulerbar; det tar bare sekunder å øke eller redusere produksjonen. Denne egenskapen har gjort at vannkraften er spådd en økt verdi ved bruk til reguleringsformål når vinden følger naturlige svingninger. Det har også vært snakket om Norges vannkraft som batteri for Europa på grunn av regulerbarheten fra en daværende olje- og energiminister. Regulerbarheten vil dermed kunne kaste enda mer av seg (Mathiassen 2011).

Vi vil prøve å kaste lys over disse problemstillingene ved bruk av en modellanalyse som er svært stilisert, men likevel kan illustrere noen interessante poenger. Vi vil betrakte et elektrisitetssystem basert på vannkraft og varmekraft før vindkraft blir introdusert. Selv om det er nærliggende å tenke på Nord Pool som bakgrunn er analysen basert på konstruerte eksempler. Investeringer vil ikke bli studert, bare selve driften gitt produksjonskapasiteter for de forskjellige teknologiene. Analysen vil ikke være formell, men vil bli gjennomført kun ved bruk av figurer. (Den formelle modellen finnes i Førsund and Hjalmarsson 2010.) Innsikten som tilbys vil derfor bygge på et fåtall typiske situasjoner som kan oppstå.

2. MODELLEN

Vi vil se på driftsmønsteret når vi har teknologiene vannkraft, konvensjonell varmekraft (kull- og gassfyrt), atomkraft og fornybar kraft bestående av vind, småskala elvekraftverk (dvs. uten vannmagasin) og solkraft. Felles for disse teknologier er at produksjonen bestemmes av naturen (vær og vind) og kan ikke påvirkes av oss på annen måte enn at produksjonen kan stenges. For enkelhets skyld vil vi bare snakke om vindkraft.

Vi vil anta (ganske realistisk) at det ikke er noen variable kostnader (dvs. kostnader som varierer med løpende produksjon) verken for vannkraft eller vindkraft. (Eventuelle variable kostnader er uansett så små at de ikke vil ha betydning for resonnementet nedenfor.) For konvensjonelle varmekraftverk representerer vi kostnadene for hele sektoren ved en kostnadsfunksjon med elektrisitetsproduksjonen som eneste variabel som uttrykker de variable kostnader ved de primære energibærere (kull og gass). Det forutsettes at marginalkostnaden er stigende. Det sees bort fra faste kostnader for alle teknologier. De aggregerte kostnadsfunksjonene bygger på at verkene utnyttes slik at ethvert produksjonsnivå oppnås med lavest mulige kostnader. Kullfyrte kraftverk kan være typiske grunnlastverk mens rene gassturbinverk kan være topplastverk

med høyere variable kostnader. Gassfyrt kombikraftverk (CCGT) som gjenvinner eksosvarme fra gassturbinen til drift av en dampturbin vil gjerne bli brukt som grunnlastverk. Kjernekraftverk er typiske grunnlastverk. Det kan dog være kostnadsforskjeller mellom disse verkene på grunn av forskjellig alder og størrelse slik at vi også her får en stigende marginalkostnadskurve,men de variable kostnader er bare knyttet til brenselet så forkjellene i marginalkostnader og forskjeller i enhetskostnader kan være neglisjerbar mellom verk. Empiri tilsier at marginalkostnadskurven vil ligge under marginalkostnadskurven for konvensjonell varmekraft og med en mye flatere profil.

Vindkraften vil variere med vær og vind mellom ytterpunktene null og den maksimale kapasitet. Vindmøller må koples ut hvis vinden blir for sterk (normalt over 25 m/s). Den betydelige variasjonen i produksjonen rundt et tall basert på den gjennomsnittlige vindfaktor, skaper et problem for tilbudssiden under ett, da vi må ha en løpende likevekt mellom forbruk og produksjon rent fysisk for at systemet skal være oppe med den spenningen forbruket er innstilt på. Den naturlige variasjonen i vindkraften må derfor fanges opp av de andre teknologiene. Vannkraften står her i en særstilling på grunn av den ekstremt korte reaksjonstiden for endring av produksjonen når magasinkapasiteten er tilstrekkelig (dvs. ligger i intervallet mellom null og den maksimale). Vi kan skille mellom to situasjoner: De predikerbare svingninger i vindkraften og svingningene som ikke kan predikeres. I det siste tilfellet vil slike svingninger i vindkraften komme i tillegg til svingninger i etterspørselen som ikke er predikert. De totale ikke-predikerte svingninger kan da både forsterke hverandre og utjevne hverandre, men det er vel rimelig å anta at disse svingningene blir større. Slike svingninger i løpende tid må håndteres av den ansvarlige for driften av systemet. Det er opprettet et regulermarked i Nord Pool for å kunne fange opp slike svingninger. Det er da gjerne vannkraften som får denne rollen på grunn av den ekstremt raske manøvreringsmuligheten opp eller ned i forhold til varmekraftteknologiene. Denne typiske rollen for vannkraft ligger bak utsagn om at vannkraften vil bli mer verdt med en betydelig økning av vindkraft (Førsund and Hjalmarsson, 2010). Men vi må da være oppmerksomme på at rent fysisk utgjør regulerkraft bare 2–3 % av total elektrisitetsproduksjon. Prediksjonsevnen er ganske god ett døgn i forkant for tilsig og etterspørsel, men det kan være et spørsmål hvordan dette stiller seg for vind. I Statnett (2011, s. 4) sies det at «vindkraften [er] både uregulerbar og veldig uforutsigbar på kort sikt». Dette må nok tas med en klype salt når det gjelder hvilket volum det kan være snakk om i spot-markedet. Det er nok de predikerbare svingningene i vindkraften som kan gjøre vannkraften til en typisk svingprodusent. Det er denne mulige utviklingen vi vil studere nærmere.

Bruken av regulerbar vannkraft innebærer i prinsippet at vi må gjøre en dynamisk analyse. Vi vil se på T tidsperioder som kan være timer, dager, uker eller sesonger innenfor en naturlig horisont på ett år. Vi vil se bort fra usikkerhet. Grunnleggende konsekvenser av innføring av vindkraft kan illustreres ved bare å bruke to perioder. Vi kan tenke på disse periodene som to sesonger innenfor et år, for eksempel sommer og vinter, eller som to perioder som følger etter hverandre innenfor en optimal løsning for T perioder med høyere tidsoppløsning. Vi innfører en samfunnsplanlegger som har summen av konsument- og produsentoverskudd i elektrisitetsmarkedet som målfunksjon. Modellen er partiell uten formell tilknytning til resten av økonomien. Ved løsning av den formelle modellen som ligger til grunn for vår analyse (modellen med førsteordensbetingelsene finnes i Førsund and Hjalmarsson 2010), viser det seg at utviklingen fra en periode til den neste henger eksplisitt sammen slik at vi kan betrakte to perioder som et vindu innenfor den generelle løsningen for T perioder (Førsund 2007a). Modellen fanger i hovedsak opp, på et meget aggregert plan, noen av mekanismene i Samkjøringsmodellen (Førsund et al. 2005) som brukes til produksjonsplanlegging av flere aktører i Norge. (I Førsund et al. (2008) er Samkjøringsmodellen brukt til en analyse av konsekvensene for utnytting av vannkraft ved innfasing av vindkraft i Finmark.) En diskusjon av hvordan en modell med et aggregert system kan forsvares ble først gitt (meg bekjent) i Hveding (1967); (1968).

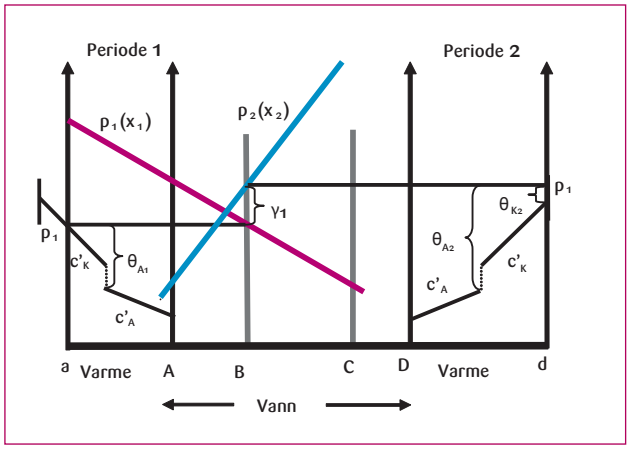
3. KONSEKVENSER AV VARIABEL VIND

Situasjonen før vindkraft

I Førsund (2007a) er det utviklet en type grafisk analyse som bygger på et badekarsdiagram for allokering av en ressurs til å drøfte kvalitative egenskaper ved løsningene for utnyttelsen av produksjonskapasitetene i elektrisitetssektoren. I figur 1 som vi vil kalle et energibadekar, er en mulig optimal løsning for utnytting av kapasitetene før vindkraft illustrert. Denne løsningen vil tjene som referanseramme for hvilken betydning introdusering av vindkraft kan ha for prisnivået.

Badekaret for vannkraft er satt inn i energibadekaret med vegger opp fra A og D. Tilgjengelig vann (merk at vann

Figur 1. *Situasjonen før vind med varmekraft og vannkraft*



måles i kWh) i periode 1 er AC, mens tilsiget i periode 2 er CD. Størrelsen av vannmagasinet måles ved BC. Linjene opp fra B og C er hjelpelinjer i analysen.

De marginale kostnadskurvene for konvensjonell varmekraft (c'_K) og for kjernekraft (c'_A) er identiske for de to periodene og tegnes derfor speilvendt for periodene. De starter fra veggene i vannbadekaret og går opp til venstre i periode 1 og til høyre i periode 2. Kapasitetene er gitt ved lengdene på marginalkostnadskurvene og markert ved en kort vertikal strek for konvensjonell varmekraft som forusettes å være dyrere enn kjernekraft. Vi ser bort fra tekniske endringer og prisendringer for primære energi. For enkelhets skyld er de marginale kostnadskurver gjort lineære. Det samme er de to etterspørselskurvene på prisform, $p_1(.)$ og $p_2(.)$, der etterspørselskurven for periode 1 er forankret i energibadekarveggen lengst til venstre opp fra punktet a og etterspørselskurven for periode 2 er forankret i energibadekarveggen (ikke eksplisitt synlig i figuren) lengst til høyre opp langs vertikalen fra punktet d. Elektrisitetsproduksjon/ forbruk for periode 1 (x_1) måles fra venstre til høyre og motsatt for forbruk i periode 2 (x_2).

Veggene for det totale energibadekar blir endogent bestemt i modellen. Vi gjør et valg med plasseringen som er konsistent med en optimal løsning. Periode 1 er en lav-etterspørselsperiode, mens periode 2 er en høy-etterspørselsperiode. Målfunksjonen for samfunnsplanleggeren vår innebærer at summen av arealene under etterspørselskurvene, dvs. arealet fra a til B i periode 1 og arealet fra d til B i periode 2, fratrukket arealene under marginalkostnadskurvene fra henholdsvis a til A og d til D, blir maksimert. I utgangspunktet vil like priser for begge perioder gi størst verdi av nettoarealene. Men en typisk situasjon er at vannmagasinet BC ikke er stort nok til å overføre så mye vann til perioden med høy etterspørsel at prisene kan bli like. Vi har derfor valgt en illustrasjon som fører til høyere pris i periode 2 enn i periode 1. Den lavere prisen i periode 1 fører til en lavere kapasitetsutnyttelse av konvensjonell varmekraft i periode1 enn i periode 2. Deler av denne teknologien fungerer da som topplast i periode 2 sammen med vannkraft. Differansen mellom prisene er skyggeprisen på magasinkapasiteten og angitt med γ_1. Vannverdien for periode 1 er lik prisen og lik marginalkostnaden for konvensjonell varmekraft. I periode 2 blir all varmekraft utnyttet og det er en positiv skyggepris θ_{K2} på kapasiteten. Vannverdien er lik prisen også i periode 2, men nå er prisen summen av marginalkostnaden for maksimal produksjon av konvensjonell varmekraft og skyggeprisen på kapasiteten. Kjernekraften er fullt utnyttet i begge perioder. Skyggeprisen på kjernekraft i de to periodene, θ_{A1} og θ_{A2}, er markert med vertikale klammer og er differansen mellom prisen og marginalkostnaden ved full kapasitetsutnyttelse.

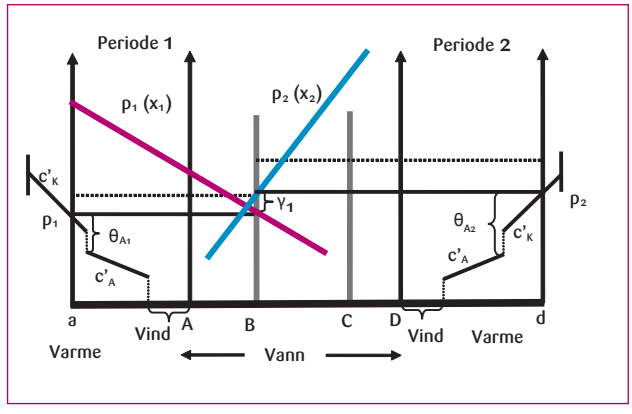
Hvis samfunnsplanleggeren skulle prøve en høyere pris i periode 1 ville kapasitetsutnyttelsen av varmekraft bli høyere. Men en høyere pris enn p_1 ville gi lavere total etterspørsel og dermed mindre bruk av vann, noe som fører til spill av vann. Vannet AB er låst inne til bruk i periode 1 da magasinet er begrenset til BC. De forskjellige prisene p_1 og p_2 gir en entydig løsning på maksimeringsproblemet.

Lik vindkraft i begge perioder

Vi introduserer nå vindkraft i modellen med en produksjon som settes lik i begge perioder, som markert i figur 2. Denne fordelingen tjener som referanse for å studere variabiliteten. Vi beholder den samme tilgangen på varmekraft og vann som i figur 1 og de samme etterspørselskurvene.

Et opplagt poeng med innføring av vindkraft i tillegg til de andre teknologiene når etterspørselskurvene holdes fast, er

Figur 2. *Samme vindkraft i begge perioder*



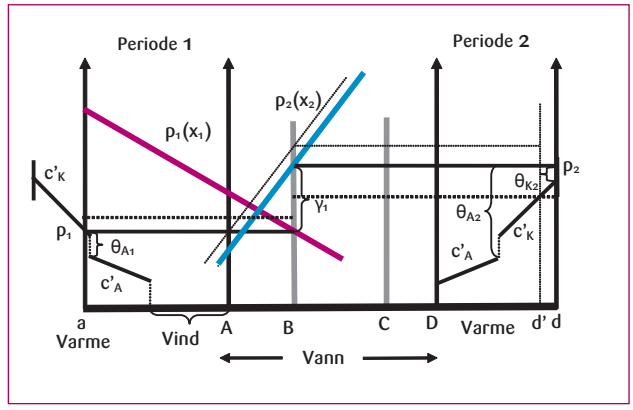
at produksjonen øker og prisene synker i begge perioder. Innledningsvis er den markerte lavere veksten i den foregående 10-årsperioden holdt opp mot den over dobbelt så store ambisjonen om vekst fram til 2020. Figur 2 kan derfor gi et realistisk bilde av hva som skjer med de gjennomsnittlige prisnivåene. Selv om vind skyver ut konvensjonell varmekraft i begge perioder, så øker det totale forbruket i periodene. I vår illustrasjon går det slik at det fremdeles er optimalt å overføre den maksimale vannmengde fra periode 1 til periode 2 når lik vindkraft i begge perioder legges til energibadekaret. Bruken av vannkraft i de to periodene forblir dermed uendret sammenliknet med situasjonen uten vind. Prisnivåene som gjaldt i tilfelle uten vindkraft er markert ved de horisontale stiplete linjene. Den lavere prisen i høy-etterspørselsperioden fører til at en full kapasitetsutnyttelse uten vind nå endres til en markert redusert kapasitetsutnyttelse. Denne prisen endres relativt mest. For periode 1 gjelder en tilsvarende nedgang i kapasitetsutnyttelsen. Det er varmekraft som tar hele den fysiske konsekvensen av innføring av vindkraft, mens vannkraft og kjernekraft beholder produksjonen, men blir påvirket ved at prisene synker. Dette betyr en lavere inntjening for både kjernekraft og vannkraft i begge perioder. Skyggeprisen på kjernekraft synker. Men konvensjonell varmekraft rammes mest økonomisk. Skyggeprisen på vindkraft i en periode er selve prisen.

Det er varmekraftkapasitet med høyest marginalkostnad som eventuelt vil nedlegges. Dette er vel en del av motivasjonen for investering i vindkraft da utslippet av klimagasser blir mindre. Det er rimelig at varmekraftverk med høyest marginalkostnad bruker mest primær energi per produsert kWh og dermed vil den mest forurensende del av varmekraft slås ut. Men hvis vi legger til grunn for nedleggelse den ubrukte delen av varmekraften ved jevn vind ved den høyeste kapasitetsutnyttelsen som vist i figur 2, kan det hende at dette nødvendigvis ikke er økonomisk fornuftig da vi trenger reservekapasitet når vinden reduseres eller faller helt bort.

Vind bare i periode1

For å studere virkningene av mulighetene for svingninger i vindkraft ser vi på de ekstreme situasjonene at all vindkraft, lik totalen for begge periodene i figur 2, nå kommer i bare en av periodene og ingen ting i den andre perioden. Situasjonen med all vind i periode 1 og ingen vind i periode 2 (med samme totale mengde for de to perioder under ett) illustreres i figur 3.

Figur 3. *Vindkraft bare i perioden med lav etterspørsel*



Den økte tilgangen på kraft i periode 1 og redusert tilbud i periode 2 fører til at en maksimal vannmengde ønskes overført til periode 1 slik som i situasjonen med lik vind i figur 2. Vannmagasinet BC er ikke stort nok til at så mye vann kan overføres fra periode 1 til periode 2 slik at prisene blir like. Differansen mellom prisene p_1 og p_2 er markert med en vertikal klamme langs linjen opp fra B. Denne differansen er lik skyggeprisen γ_1 på magasinets begrensning og har nå økt markert sammenliknet med situasjonen med jevn vind. Prisen i periode 1 blir høyere og prisen i periode 2 lavere enn ved jevn vind. Prisnivået med jevn vind er markert med de stiplete horisontale linjene. Dess større variasjon i vind dess større variasjon i prisene.

Vannkraften fordeles på samme måte som med lik vind i begge perioder. Det er konvensjonell varmekraft som nå er ekstrem svingprodusent. Kapasitetsutnyttelsen faller dramatisk i periode 1 til nær null mens den blir maksimal i periode 2 når vi sammenlikner med figur 2 med jevn vind i begge perioder. Fordi situasjonen uten vind og maksimal overføring av vann fra periode 1 til periode 2 er akkurat den samme som vist i figur 1 for situasjonen før vindkraft blir innført, vil illustrasjonen for periode 2 være akkurat den samme som i figur 1.

Både vind og kjernekraft blir fullt utnyttet. Skyggeprisen på kjernekraft er nå markert lavere i periode 1 enn i periode 2. Vinden blåser i perioden med lavest pris, mens så mye vann som teknisk mulig brukes i perioden med høyest pris. Det rimeligste utfallet er derfor at vannkraften totalt får en høyere belønning ved maksimal variasjon av vind enn ved lik vind i begge perioder hvis vinden bare blåser i perioden med lav etterspørsel. (Men merk at belønningen til vannkraft totalt er mindre enn situasjonen før vind ble innført som i figur 1.) Produksjonen er AB i periode 1 og BD i periode 2 med BD klart større enn AB.

Men for kjernekraft vil belønningen avhenge av om prisøkningen ved ingen vind i periode 2 er større eller mindre enn prisnedgangen med all vind i periode 1 da volumet er det samme i begge perioder.

Hvis konvensjonell varmekraft blir nedlagt som følge av innføring av vind som antydet i diskusjonen i forrige avsnitt, så ser vi hvordan det kan gå med prisen i den perioden vinden faller bort. Den tynne stiplete vertikale linjen opp fra d' viser den kapasiteten som er igjen hvis vi nedlegger unyttet kapasitet basert på gjennomsnittlig vind. Etterspørselskurven i periode 2 får et tilsvarende horisontalt skift til venstre markert ved den tynne stiplete etterspørselskurven. Den reduserte kapasiteten fører til at prisen i høyetterspørselsperioden uten vind da blir høyere enn den var i situasjonen uten vindkraft i det hele tatt. En slik situasjon gjør spesielt vannkraft, men også kjernekraft mer lønnsom enn uten vindkraften, foruten den gjenværende del av varmekraften. Det blir nå en positiv skyggepris på denne. Disse produsentene høster bokstavelig talt en «windfall profit».

Vind bare i periode 2

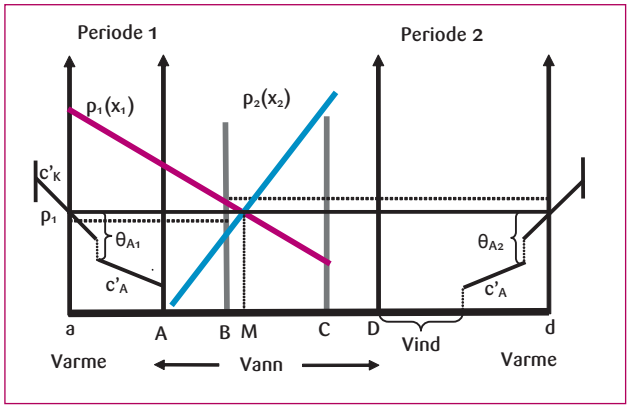
I Norge vil det normalt blåse mer om vinteren enn sommeren (Statnett 2011). Hvis vi skifter all vind til periode 2 og ingen vind i periode 1 får vi situasjonen illustrert i figur 4. Innføring av vind fører nå til at prisene blir utjevnet mellom periodene. Dermed blir utnyttelsen av konvensjonell varmekraft den samme i de to perioder. Veggen for energibadekaret skifter til høyre for periode 1 som mister vinden og skifter også til høyre i periode 2 som nå har all vinden. Etterspørselskurvene skifter horisontalt i samme retning slik at skjæringspunktet mellom etterspørselskurvene nå ligger innenfor vannlagerets yttergrenser i periode 1. I forhold til situasjonen i figur 3 så omfordeles vannet fra perioden med høy etterspørsel til perioden med lav etterspørsel; BM kommer nå i tillegg til AB i periode 1. Bare delen MC av vannlageret overføres nå til periode 2 mens AM brukes i periode 1. Maksimal variasjon av vind kan altså føre til den samme prisen i begge perioder i samspill med regulering av vannkraften. Prisene for situasjonen med lik vind i begge perioder fra figur 2 er også lagt inn som stiplete horisontale linjer i figur 4. Den økonomiske situasjon for vannkraft vil lett kunne forverres hvis vannmengden MD brukt i periode 2 er tilstrekkelig større en vannmengden AM brukt i periode 1. For kjernekraften vil den økonomiske situasjonen korrespondere direkte med hvilken absolutt prisendring som er størst.

4. VANNKRAFT SOM BATTERI

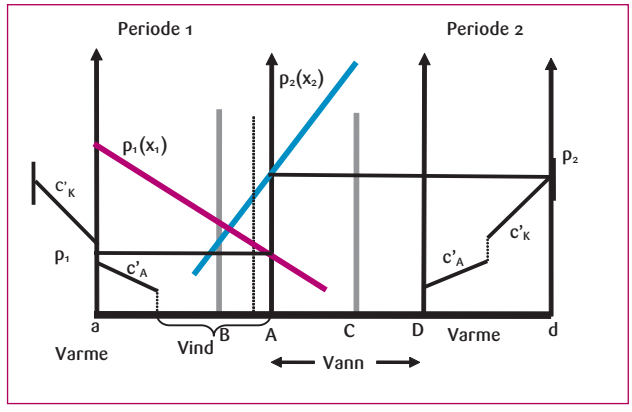
Virkninger innenfor Nord Pool

Med flere teknologier til å produsere elektrisitet er det mulig at vannkraft ikke skal brukes i alle perioder. Betingelsen for dette er at lagringsmulighetene for vann er tilstrekkelig store til å ta imot hele tilsiget i de perioder vannet ikke brukes. Denne situasjonen er illustrert i figur 5 (merk at ikke bare størrelsen av magasinet, men også beliggenheten av etterspørselskurvene i denne figuren er endret fra de foregående figurer). Det er nå nødvendig å tenke seg de to perioder som en del av et stort antall perioder innenfor planleggingshorisonten fordi det generelle faktiske forhold er at lagringskapasiteten er for liten til å få til en overføring mellom bare hovedsesongene som de to periodene slik at prisene blir like. Kapasiteten i de norske magasinene er 2/3 av normalt tilsig for et år. Hvis vi bruker en uke som periodelengde er det klart at det vil være mange perioder med en lagringsevne som overstiger tilsiget. Men det vil være noe spesielt hvis hele vannkraftsystemet ikke skulle bli brukt i det hele tatt. Situasjonen i figur 5 er mest realistisk hvis vi ser på en modell med mange magasiner, og

Figur 4. *Vind bare i perioden med høy etterspørsel*



Figur 5. *Ingen bruk av vann i en vindrik periode*



at noen av de store magasinene kun akkumulerer i lavprisperiodene (Førsund 2007a). Tilgjengelig vann i periode 1 er som før markert ved AC, men nå er lagringskapasiteten for vann, BC, større enn tilgjengelig vann i perioden. Prisen blir markert lavere i periode 1 enn i periode 2. Den samfunnsøkonomiske lønnsomme disponering av vann er ikke å bruke noe i periode 1, men bruke alt i periode 2. Vannverdien for periode 1 blir lik vannverdien for periode 2 og er høyere enn prisen i periode 1. Dermed skal alt vann overføres til periode 2.

Vi setter situasjonen på spissen ved at det ikke blåser noe i periode 2. Konvensjonell varmekraft blir igjen en markert svingprodusent. Figuren illustrerer at vi går fra ingen utnyttelse i det hele tatt i den vindrike perioden, mens det er akkurat full kapasitetsutnyttelse i perioden med høy etterspørsel uten noen vind. Vi kan merke oss at vannkraften nå selges kun til den høyeste pris. En maksimal variasjon i vind slik som illustrert, kan altså føre til økt lønnsomhet for vannkraft i snitt (og i en disaggregert modell økt lønnsomhet for verk med stor lagringskapasitet).

Litt tilfeldig har vi latt kjernekraften bli brukt fullt ut i begge perioder, men dette illustrerer et poeng. Det er en relativt lang prosess å kjøre ned og opp et kjernekraftverk og kostbart å kjøre opp igjen, slik at det kan hende det er samfunnsøkonomisk lønnsomt heller å spille vind enn å regulere ned og opp kjernekraft. Det samme forholdet gjelder for konvensjonell varmekraft (Førsund 2007a). Vi har sett bort fra dette i modellen vår. Det er interessant å merke seg at det ikke er tillatt å spille vindkraft i Tyskland. Andre teknologier blir tvunget til å tilpasse seg. Kostnadene ved å regulere varmekraft opp og ned har ført til at en negativ pris av og til tilbys i spotmarkeded i Nord Pool. Varmekraftverk kan spare penger på å tilby seg å betale for å få levere kraft.

Kabler til utlandet

Sparing av alt vann i en periode som illustrert i figur 5 viser muligheten for vannkraft i Norge til å fungere som et batteri for Europa. Sparingen kan skje over mange perioder. Når vannkraft ikke blir brukt vil vindkraft og import dekke forbruket. Vannkraften vil så bli produsert i perioder med høyere pris og også gå til eksport. En slik utveksling vil være lønnsom når det gjelder drift (merk at det kan fremdeles være et tapsprosjekt å investere i norsk vind) for norsk vannkraft hvis prisen i utlandet er høyere enn i Nord Pool. Visjonen om vår vannkraft som batteri for Europa kan altså også ha et klart profittmotiv! (Men det må ikke glemmes at det generelt ikke er så god forretning å eksportere vindkraft til Europa som har kostet oss mer enn prisen vi får.) Den gunstigste situasjonen for Norge er at vi importerer billig vindkraft fra Tyskland når det er overskudd der, og at vi så selger kraft tilbake når vinden uteblir i Tyskland og prisen skyter i været (Mathiassen 2011). Det er viktig å merke seg at handel med utlandet innebærer at for den økonomien vi ser på, vil utlandets priser i sin helhet bli gjeldende (Førsund 2007). Det er to forutsetninger som må være oppfylt: Utenlandsprisen blir ikke påvirket av handelsvolumet, og kapasiteten på kablene setter ingen begrensninger på handelen.

Med den store planlagte utbyggingen av vindkraft i land vi kan legge kabler til, land som England, Holland og Tyskland, så kan det godt hende at dette regnestykket ikke går opp lønnsomhetsmessig for batteri-landet; det blåser jo mest om vinteren! Med utsiktene til et press fra vindkraft med svært lave variable driftskostnader kan det bli risikable kabelprosjekter.

Pumpekraft

Batterifunksjonen kan forsterkes ved bygging av pumpekraftverk (se Wikipedia under «Pumped storage»). Gitt at det er plass i magasinene kan vann pumpes opp i magasinene når kraften er tilstrekkelig billig, for eksempel på grunn av overskudd av vindkraft og også ved normale forhold, men ved lav etterspørsel nattetider, spesielt i sommerhalvåret. Det brukes mer energi ved å pumpe opp vannet enn det som gjenvinnes ved å slippe vannet ned på turbinene igjen (størrelsesorden 15–30 %), slik at det må en viss prisdifferanse til for at dette skal være lønnsomt. (Årskostnader ved investeringer i vendbare turbiner, pumper og lignende kommer i tillegg ved en totalvurdering av et prosjekt).

Pumping av vann betyr økt tilsig på aggregert nivå i de aktuelle perioder. (Et pumpekraftverk kan være en selvstendig enhet spesialbygget for formålet eller kombinert med et normalt vannkraftverk.) Pumpekraftverk kan illustreres i figur 5 ved at den venstre veggen for periode 1 når det pumpes vann opp i magasinet i vannbadekaret, skifter utover til venstre. Dette er market ved den tynne stiplete vertikale linjen opp til venstre for A. Dette vil så føre til et tilsvarende skift til venstre i energibadekarets vegg, skift i kostnadskurvene til venstre og samme produksjon og pris i periode 1. I periode 2 blir det da mulig med større produksjon fordi mer vann overføres til perioden. Men hvis prisen i periode 2 bestemmes i økonomien vi ser på, så vil nå i den nye likevekten energibadekarveggen i periode 2 skifte til venstre, og vi ender opp med en lavere pris i periode 2. Dette må man altså ta med i beregningen ved beregning av lønnsomheten ved pumpekraft.

Ved eksport til utlandet er prisvirkningene igjen avhengig av om handelen påvirker utenlandsprisene eller ikke. Med fast pris vil vi i periode 1 importere så mye som etterspørrerne er interessert i å kjøpe uten begrensninger på kabelen. I hvilken utstrekning det blir plass til egen varmekraft i økonomien vår er helt avhengig av importprisen i forhold til egne kostnader ved varmekraftproduksjon. I periode 2 vil vi eksportere med utgangspunkt i mer vann, og fordelingen av intern produksjon på eksport og egen bruk vil avhenge av kostnadsforholdene for intern varmekraft. Vi kan godt ende opp med et mindre forbruk hjemme og en stor eksport til en høy pris som er gledelig for produsentene, men motsatt for forbrukerne. Batteri-Norge har en fordelingsside vi bør være oppmerksomme på.

Usikkerhet

Vår figuranalyse er gjennomført under forutsetning om full kjennskap til tilsig, vindforhold og etterspørsel for fremtidige perioder. Hvis usikkerhet om tilsig og vind trekkes inn, vil innføring av vindkraft kunne oppfattes som en forsterkning av denne usikkerheten sett fra et systemsynspunkt. Usikkerhet ved tilsig vil typisk føre til reduksjon av tilbudet i perioden etter at tilsiget ble mindre enn forventet, og motsatt hvis tilsiget ble høyere enn forventet (Førsund 2007a; Førsund et al. 2005). Nedtapping av vannmagasiner i vinterperioder med en allerede lav fyllingsgrad blir ekstra risikable hvis vinden da skulle svikte. Dette betyr at man må være mer forsiktig med vannet enn uten vind, og at prisnivået (ceteris paribus) dermed blir høyere enn uten usikkerheten vind fører med seg. Å holde tilbake vann på grunn av usikkerhet med vind kan betraktes som en kollektiv forsikring med den høyere prisen som en forsikringspremie[1].

Usikkert tilbud og usikker etterspørsel vil nødvendigvis føre til ubalanser i kontinuerlig tid. Reguleringsmarkedet skal ta seg av denne type usikkerhet. Den suverene reguleringsevnen til vannkraft gjør at denne egner seg best til slike reguleringsformål. Selv om den totale bruk av kraft til slike formål er relativt liten, vil det værer rimelig å tro at volumet vil øke med innføring av vindkraft i stor skala. Men vil dette i seg selv gi vannkraften økt lønnsomhet? Det er arbitrasjeprinsippet eller alternativkostnaden som bør ligge til grunn for den samfunnsøkonomiske betaling for reguleringskraft fra vannkraft (Førsund and Hjalmarsson 2010). Hvis en vannkraftprodusent blir bedt om å øke sin produksjon, så betyr det at den prisen han planla å få er høyere enn spotprisen. Han må derfor kompenseres med differansen, det vil si at reguleringsprisen blir den fremtidige gunstigste planlagte spotpris. Denne prisen avhenger av forventningene om fremtidige priser. Her kan sesongens forwardpriser benyttes til anslag. Hvis en vannkraftprodusent blir bedt om å redusere sin produksjon vil hans fulle tap per kWh, gitt at han ikke har ledig magasinkapasitet, akkurat måles ved spotprisen. Hvis han har ledig kapasitet så begrenses tapet til differansen mellom den prisen som vil gjelde på det tidspunktet som det nå blir mest lønnsomt å selge kraften på, og spotprisen. Dermed blir regulerprisen kun en betaling basert på denne differansen. Denne er også basert på forventninger. Disse forventningene ved regulering begge veier vil avhenge av det enkelte verks lagringskapasitet. Dess mindre lagringsevne (i forhold til tilsig) dess nærmere i tid kommer den alternative bruk til reguleringsbruken. Det kan dermed godt hende at den alternative prisen er den samme eller ganske nær spotprisen. Dette kan bety at det ikke er noen samfunnsøkonomisk kostnad ved nedregulering hvis det er ledig lagringskapasitet. (Vi ser bort fra betaling for tidsforskyving av et verks inntekter.) Vindkraft kan forsterke svingningene over periodene og dermed påvirke reguleringsprisen oppover basert på de predikerbare svingninger slik som illustrert i figurene foran. Men figur 4 illustrerer at det motsatte også kan skje. Ved salg av reguleringskraft til utlandet via kabler kan prisen bli et forhandlingsspørsmål.

4. KONKLUSJONER

Variasjonene i fornybar kraft som vind, sol og elvekraftverk drevet av vind og vær må nødvendigvis medføre at de andre teknologiene for å produsere elektrisitet må fange opp svingningene. Det må til enhver tid være likhet mellom etterspørsel og tilbud av elektrisitet. Vindkraft vil spesielt føre til en større svingning i tilgang på predikerbar kraft, men også øke avvikene i kontinuerlig tid. I vår modellanalyse er alle kontrollerbare teknologier like fleksible. Vi har ved hjelp av figurer vist at både konvensjonell varmekraft og vannkraft kan få større variasjoner i utnyttelse for å motvirke svingningene i vindkraft. Men disse utslagene vil bli dempet hvis vindkraft er korrelert med høy etterspørsel. Med en mer realistisk forutsetning om kostbar regulering opp og ned av konvensjonell varmekraft vil vannkraft ta en større del av sving-behovet i det kontrollerbare tilbudet enn det vår analyse har vist. Den perfekte fleksibiliteten til vannkraft blir belønnet ved at en større andel vannkraft vil bli brukt i perioder med høy pris. Men om vannkraft dermed blir mer lønnsomt enn uten vind, er et spørsmål om hvor prisnivået vil ligge med en betydelig økning i vindkraft og hvor stor andel konvensjonell varmekraft som vil bli tatt ut av produksjon på grunn av redusert lønnsomhet.

[1] *Iveren etter å regulere vannmagasinene i forkant av knapphetsperioder kommer gjerne i perioder med spesielt høye priser, se Teknisk Ukeblad (2011a).*

Vindkraft kan ikke unngå lavprisperioder. Hvis investeringer i vindkraft baseres på ureflektert bruk av gjennomsnittspriser kan investorene bli skuffet da andelen vind i lavprisperiodene kan bli større enn det som reflekteres i en gjennomsnittspris.

Mens vannkraft alltid vil bli fullt utnyttet i et lengre perspektiv, selv om lønnsomheten skulle gå ned, vil innføring av vind kunne parkere en del av konvensjonell varmekraft. Det er kapasitet med høyest marginalkostnad som eventuelt vil nedlegges. Dette er vel en del av motivasjonen for investering i vindkraft da utslippet av klimagasser blir mindre. Det er rimelig at varmekraftverk med høyest marginalkostnad bruker mest primær energi per produsert kWh og dermed vil den mest forurensende del av varmekraft slås ut. Men det er ikke dermed sagt at dette er den optimale måten å redusere bruk av varmekraftverk på. Mye taler for at investering i vindkraft subsidiert enten med grønne sertifikater betalt av forbrukerne eller ved «feed-in» tariffer er en kostbar regulering sammenliknet med å legge avgifter på klimautslipp. I Statnett (2011) (se også omtalen i teknisk Ukeblad 2011b) pekes det på den negative konsekvensen med grønne sertifikater at det vil gjøre det lønnsomt for vindkraft å tilby negative priser i situasjoner med for mye vindkraft for ikke å miste sertifikatvolum (men pristilbudet må være lavere enn sertifikatbetalingen).

Gitt den storstilte utbygging det satses på i land vi har og kan få flere kabelforbindelser til, så virker det ikke så lurt å satse på egen vindkraft i tillegg. En slik satsing kan rent økonomisk slå bena under en satsing på Norge som batteri unntatt ved en ekstremt negativ korrelasjon mellom tilgjengelighet av vind i Norge og land vi har (vil få) kabler til.

Når det gjelder de sannsynlige effekter av vindkraft i Norge med lavere gjennomsnittlige priser pekt på i artikkelen, kan det være fristende å ta fram et gammelt sitat av Kåre Willoch (1985, s. 4–5) når det gjelder politiske prinsipper for utbygging av kraft:

> *«Hvis man vil ha rimelig kraft, må man bygge ut så meget at det blir nok kraft til den pris man ønsker».*

Man kan lure på om kraftkrevende industri og berørte deler av LO ligger bak presset for å bygge ut fornybar energi på tross av at Norge allerede har over 98 % av elektrisitetsproduksjonen basert på bruk av fornybar vannkraft. Denne mistanken svekkes ikke akkurat ved de forbruksgruppene som er foreslått unntatt fra betaling av grønne sertifikater.

REFERANSER

Førsund FR (2007a). *Hydropower Economics*. New York: Springer Science+Business Media

Førsund FR (2007b). Investment in transmission. Working Paper No. 34/07, SNF Project No. 3215, Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen

Førsund FR and Hjalmarsson L (2010). Renewable energy expansion and the value of balance regulation power. Working Papers in Economics No. 441, University of Gothenburg

Førsund FR, Mo B, Singh B og Wolfgang O (2005). Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning, SNF-rapport nr. 30/05, Bergen

Førsund FR, Singh B, Jensen T and Larsen C (2008). Phasing in wind-power in Norway: network congestion and crowding-out of hydropower. *Energy Policy* 36(9), 3514–3520

Hofstad K (ed) (2007). Kostnader ved produksjon av kraft og varme. Håndbok, Norges vassdrags- og energidirektorat

Hveding V (1967). Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem. *Elektroteknisk Tidsskrift* 80 (25), 517–525

Hveding V (1968). Digital simulation techniques in power system planning. *Economics of Planning* 8(2), 118–139

Mathiassen S (2011). Batteri – Norge. *Dagens Næringsliv* fredag 11 mars, s. 2

Statnett (2011). Høringssvar til OED's forslag til ny lov om elsertifikater. Statnett 01.02.2011 (Statnett_SF[1].pdf)

Teknisk Ukeblad (2011a). Straff kraftselskapene for tomme magasiner. Publisert 03.01.2011

Teknisk Ukeblad (2011b). Statnett advarer mot vindkraften. Publisert 03.02.2011

Willoch K (1985). El-forsyningen foran store oppgaver, *Fossekallen* 31(7), 4–5

ROLF GOLOMBEK
Nestleder, Frischsenteret
SVERRE A. C. KITTELSEN
Seniorforsker, Frischsenteret
OLE LØFSNÆS
Pöyry Management Consulting, Norway
ARNDT VON SCHEMDE
Partner, THEMA Consulting Group

Hvordan påvirkes kraftsektoren av klimaendringer?

Hvordan vil drivhuseffekten påvirke kraftmarkedet i Vest-Europa? Virkningene vil komme gjennom tre kanaler; etterspørselen etter kraft vil endres pga. høyere temperatur, vannkraftproduksjonen vil skifte pga. endret tilsig av vann, og effektiviteten i termiske verk vil falle pga. høyere kjølevannstemperatur. Ved å benytte justerte versjoner av de numeriske likevektsmodellene LIBEMOD og BID finner vi at effekten av klimaendringene er små for kraftmarkedet i Vest-Europa. Resultatene fra LIBEMOD tilsier at gjennomsnittlig produsentpris for kraft faller med kun én prosent, mens produksjonen av kraft i Vest-Europa faller med fire prosent. De største effektene kommer i Norden der magasinbasert kraft har en høy markedsandel. Her stiger kraftproduksjonen med åtte prosent som følge av økt vanntilsig, både om vinteren og totalt over året. Økt tilsig av vann om vinteren reduserer overføringen av vann fra sommer til vinter. Det frigjorte sommervannet benyttes til økt kraftproduksjon, som primært eksporteres. Vi finner også at modellen BID gir langt på vei samme typer konklusjoner som LIBEMOD. Resultatene fra BID tilsier videre at endret klima kan medføre at det blir langt flere timer med meget høye kraftpriser.

1 INNLEDNING

Utslipp av drivhusgasser påvirker klimaet – en rekke studier analyserer hvordan temperatur, nedbør, vind og havhøyde kan bli endret som følge av menneskeskapte utslipp av drivhusgasser, se for eksempel IPCC (2007) og Stern (2007). Litteraturen rommer også studier om hvordan endrede klimaforhold kan påvirke økonomisk aktivitet, særlig i primærnæringene. Denne type studier har gjerne hovedfokus på endrede fysiske produksjonsbetingelser, og er i liten grad opptatt av hvordan slike skift kan påvirke markedspriser og dermed gi opphav til endrede insentiver for produksjon og konsum. Formålet med denne studien er å analysere hvordan endrede klimaforhold påvirker markedspriser, og dermed påvirker de økonomiske insentivene til investering, produksjon, handel og konsum. Vårt fokus er hvordan kraftmarkedet i Vest-Europa kan bli påvirket av endret klima gjennom endringer i produksjonsforhold og behov for energi. Disse effektene genererer

skift i tilbudet av og etterspørselen etter kraft, slik at prisen på kraft endres.

Kraftmarkedet påvirkes av endret klima gjennom tre kanaler. For det første gir endret temperatur skift i etterspørselen etter kraft – varmere sommere vil øke etterspørselen etter kraftbasert luftavkjøling («air condition»), mens varmere vintere vil redusere etterspørselen etter kraftbasert oppvarming. Både samlet etterspørsel etter kraft og sesongfordelingen vil derfor endres. For det andre vil endret nedbørsmønster påvirke produksjonsmulighetene for vannkraft. I Norden øker tilsiget av vann om vinteren, mens det avtar om sommeren. Vintereffekten er imidlertid så sterk at samlet tilgang på vann øker på årsbasis. En slik endring er gunstig, spesielt fordi det er tilgangen på vann om vinteren som er den største knapphetsfaktoren for vannkraftverk. Endelig vil høyere lufttemperatur heve temperaturen også i elver og hav. Dermed vil effektiviteten i kraftverk som benytter luft- eller vannavkjøling, for eksempel kullkraftverk og atomkraftverk, reduseres – dette er den såkalte Carnot effekten.

Økonomisk teori gir begrenset med prediksjoner for hvordan endret klima alt i alt vil påvirke priser og kvanta i kraftmarkedene. Om sommeren vil økt etterspørsel etter luftavkjøling presse opp kraftprisen, og denne effekten forsterkes av lavere tilbud av kraft fra vannkraftverk (mindre tilsig av vann) og lavere effektivitet i termiske verk. På den annen side gir økt sommeretterspørsel høyere omsatt kvantum, mens lavere tilbud fra vannkraftverk og termiske verk virker motsatt. For å anslå om sommerkvantumet alt i alt vil øke eller falle er det nødvendig å bruke en numerisk modell. Da vil en også kunne anslå størrelsesordenen på alle bruttoeffektene, for eksempel virkningen av hver av de tre klimaeffektene på sommerprisen, slik at også totalvirkningen på sommerprisen identifiseres.

I denne artikkelen bruker vi to numeriske modeller for å anslå hvordan kraftmarkedene kan bli påvirket av endret klima – en justert versjon av energimarkedsmodellen LIBEMOD, se Aune et al. (2008), og en justert versjon av kraftmarkedsmodellen BID, utviklet av ECON Pöyry.

Vårt hovedfokus er på bruk av LIBEMOD, som er en numerisk modell for kraft- og gassmarkedene i Vest-Europa. I LIBEMOD produseres kraft i hvert land i Vest-Europa, og kan enten brukes innenlands – i pumpekraftverk eller i husholdninger og bedrifter – eller eksporteres. Det siste krever internasjonal overføringskapasitet. I LIBEMOD kan kraft produseres med en rekke teknologier; oljekraft, gasskraft, kullkraft, atomkraft, pumpekraft, magasinbasert vannkraft, atomkraft og vindkraft. Sammensetningen av teknologiene varierer mellom land; i flere land er markedsandelen for noen teknologier null. Kraftprodusenter maksimerer overskuddet, gitt en rekke tekniske betingelser som må være oppfylt. For magasinbasert vannkraft gjelder to tilleggsbetingelser knyttet til i) hvor mye vann som kan overføres mellom sesonger (magasinets størrelse) og ii) sammenhengen mellom produksjon, tilsig av vann og vann i magasinet.

LIBEMOD fastlegger investeringer, produksjon, handel, konsum og markedsklarerende priser i hele energiindustrien i Vest-Europa. Dessuten bestemmes utslippet av CO_2 etter land og kilde. Modellen har en detaljert mikrostruktur slik at det er mulig å inkorporere de tre partielle klimaeffektene – endret temperatur, endret vanntilsig og endret effektivitet i termiske verk. Dette gjøres ved å endre a) etterspørselen etter kraft, b) tilsiget av vann til magasiner og c) effektiviteten i termiske verk.

Vi finner at hver av de tre partielle effektene har beskjeden effekt på gjennomsnittlige kraftpriser i Vest-Europa. Når i tillegg effektene virker i ulike retninger (se diskusjonen ovenfor), endres den gjennomsnittlige produsentprisen av kraft i Vest-Europa med kun én prosent. Produksjonen av kraft i Vest-Europa faller med fire prosent.

De største effektene kommer i Norden der magasinbasert kraft har en høy markedsandel. Her stiger kraftproduksjonen i LIBEMOD med åtte prosent som følge av økt vanntilsig, både om vinteren og totalt over året. Økt tilsig av vann om vinteren reduserer overføringen av vann fra sommer til vinter. Det frigjorte sommervannet benyttes til økt kraftproduksjon, som primært eksporteres; eksporten av kraft fra Norden dobles, noe som krever utbygging av overføringskabler til kontinentet.

BID er en ren kraftmarkedsmodell for store deler av Vest-Europa. Den har en avansert modellering av vannkraft, og en tidsoppløsning som dekker alle årets timer. I motsetning til LIBEMOD er kapasiteter og priser på fossile brensler eksogene i BID. Vi finner at i all hovedsak gir BID samme typer resultater som LIBEMOD.

2 KLIMAENDRINGER

To viktige kjennetegn ved klimaet er i) stor naturlig variasjon innenfor en kort tidsperiode, og ii) det tar lang tid før endringer i bakenforliggende faktorer får signifikant effekt

på klimaet. Meteorologer fremhever at det forventede klimaet om noe få tiår ikke er signifikant forskjellig fra dagens klima, og at en må gå nærmere hundre år frem i tid før en får signifikante forskjeller mellom dagens og fremtidens klima. Dette tilsier å bruke klimamodellenes fremskrivinger for siste del av dette århundret; i det følgende omtalt som klimaet i 2085, men reelt er det predikert klima for tidsrommet 2070–2100.

Ut fra meteorologisk kunnskap er det naturlig å studere effekten på økonomien i 2085 av endret klima, dvs. 2085 klima vs. dagens klima. Problemet er at vi vet lite om 2085 økonomien. Vi vet at dagens termiske kraftverk neppe kommer til å være i drift, men vi vet lite om fremtidige kraftverks teknologi og effektiviteter. Videre kan det bli mye mer lokal kraftproduksjon i 2085 enn i dag (solceller, vindmøller), slik at transport og distribusjon av kraft i 2085 kan være vesentlig endret fra dagens situasjon. Endelig kan sluttbrukernes etterspørsel i 2085, både nivået og elastisitetene, være helt annerledes enn i dag, for eksempel pga. endret bygningsmasse og næringsstruktur. Rett nok er det teknisk mulig å lage en økonomisk modell for 2085, men en slik modell vil gi en svært dårlig beskrivelse av 2085. Effektene i 2085 modellen av endret klima vil neppe ha informasjonsverdi.

Ett alternativ til å studere 2085 klimaeffekter i en 2085 økonomi er å studere virkninger av et fremtidig klima (her 2085) på økonomien i dag. Det ville rendyrke den komparative-statiske strategien: Hvordan ville kraftsystemet sett ut i dag hvis vi hadde hatt klimaet som forventes i 2085? En slik tilnærming ville stå overfor flere metodiske valg: Burde en bruke en kortsiktig modell der alle kapasiteter er gitt, eller en langsiktig modell med endogene investeringer? Det største problemet med denne strategien er likevel at det er en god del vi i dag vet om kraftsektorens og økonomiens endring de neste 20–30 årene, og som det er naturlig å ta hensyn til. Det fins bl.a. fremskrivninger for BNP-vekst i ulike land og regioner, kostnadsanslag for nye kraftteknologier, samt forpliktelser og programerklæringer om en aktiv klimapolitikk. Denne type informasjon bør utnyttes.

Et annet alternativ til å studere 2085 klimaeffekter i en 2085 økonomi er å studere virkninger av 2085 klima i en 2030 økonomi – vi tar utgangspunkt i en 2030 økonomi fordi noen få tiår fra i dag er en tilstrekkelig lang tidshorisont til å kunne gjennomføre omfattende investeringer i kraftsektoren, samtidig som dagens økonomiske og politiske strukturer trolig ikke vil bli vesentlig endret. Muligens vil virkninger av 2085 klima i en 2030 økonomi gi en noe bedre prediksjon for virkningene av 2085 klima i 2085 enn tilfellet der en ser på virkningene av 2085 klima på dagens økonomi. Dessuten: Jo lenger frem i tid vi går, jo større er sannsynligheten for at forventet 2085 klima vil inntreffe; basert på Hanssen-Bauer m. fl. (2009) anslår vi at det er nærmere 10 prosent sannsynlighet for at *forventet* 2085 klima vil inntreffe i 2030 i Norge. Vi vet også at vår tilnærming vil overdrive effektene av endret klima i 2030: Som vi skal se nedenfor er nettoeffektene av 2085 klima i 2030 uansett beskjedne – vår «prediksjon» for de faktiske klimaeffektene i 2030 er derfor enda mindre.

I denne analysen bygger klimaeffektene på ett av IPCC' scenariene (A1b), der forventet gjennomsnittstemperatur vil stige med 2,8 grader celsius frem til år 2100. I IPCC (2007) er dette scenariet analysert ved å benytte en global klimamodell. For vårt formål er det nødvendig å bearbeide resultatene slik at vi får prediksjoner for alle land i Vest-Europa, se Benestad (2008) for detaljer. Videre: Basert på Haugen og Iversen (2008) og Kjellström m. fl. (2011) legger vi til grunn at fremtidige vindforhold er usikre, og at det ikke er konsensus blant forskerne om hvordan vindforholdene kan ble endret, bortsett fra at det kan bli noe mer ekstremvind. Imidlertid kan ikke vindkraftverk utnytte ekstremvind. Vi legger derfor til grunn at vindforholdene ikke vil bli endret. Dette betyr at vi i denne studien fokuserer på virkninger av endret temperatur og nedbør. Nedenfor følger en mer detaljert forklaring av de tre klimaeffektene; endret etterspørsel etter kraft, endret tilbud av magasinbasert vannkraft, og endret effektivitet i termiske kraftverk.

2.1 Etterspørsel etter kraft

Høyere temperatur om sommeren vil øke etterspørselen etter luftavkjøling, mens høyere temperatur om vinteren vil redusere etterspørselen etter (kraftbasert) oppvarming. I litteraturen er det blitt standard å måle sommervarmen ved å ta utgangspunkt i antall dager i året – luftavkjølingsdager – med gjennomsnittstemperatur over 22 grader celsius. For hver av disse dagene beregnes hvor mange grader gjennomsnittstemperaturen overstiger 22 grader, og dette tallet summeres over året. Tilsvarende tar standardmålet for vinterkulda utgangspunkt i antall dager i året – oppvarmingsdager – med gjennomsnittstemperatur lavere enn 18 grader celsius. For disse dagene finner en forskjellen mellom gjennomsnittstemperaturen og 18 grader.[1]

[1] *La* T_d *være gjennomsnittstemperaturen på dag* d.

Sommervarmen måles ved $\sum_{d=1}^{d=365} maksimum(0, T_d - 22)$,

mens vinterkulda måles ved $\sum_{d=1}^{d=365} maksimum(0, 18 - T_d)$.

Eskeland et al. (2009), som bygger på Benestad (2008), har sammenliknet klimaet i år 2000 med det forventede klimaet i 2085. De finner at antall luftavkjølingsdager forventes å stige med 121 i Vest-Europa, mens antall oppvarmingsdager forventes å falle med 712. I det følgende skal vi legge til grunn at året er delt inn i to perioder – sommer og vinter – og at sommeren dekker alle luftavkjølingsdager, mens vinteren dekker alle oppvarmingsdager.

Eskeland et al. (2009) har er også estimert – basert på historiske data for hvert land i Vest-Europa – effekten på etterspørselen etter kraft om sommeren (vinteren) som funksjon av bl.a. luftavkjølingsdager (oppvarmingsdager). Ved å kombinere beregningene av endringer i luftavkjølingsdager og oppvarmingsdager med de økonometriske resultatene, finner de at klimaendringene fra 2000 til 2085 tilsier at sommeretterspørselen etter kraft i hele Vest-Europa stiger med 3,6 prosent, mens vinteretterspørselen etter kraft i Vest-Europa faller med 7,3 prosent. Eskeland et al. (2009) har også estimater for endret sommer- og vinteretterspørsel for hvert land i Vest-Europa – det er de sistnevnte estimatene som benyttes i denne studien. Som en tommelfingerregel faller vinteretterspørselen i den nordlige delen av Vest-Europa, mens sommeretterspørselen i Vest-Europa nesten ikke endres – det er sjeldent virkelig varmt i denne regionen. I den sydlige delen av Vest-Europa øker samlet etterspørsel fordi økningen i sommeretterspørselen er sterkere enn reduksjonen i vinteretterspørselen.

2.2 Tilgangen på vann i magasiner

Klimaendringer vil påvirke nødbørsmønsteret slik at tilgangen på vann i fosser og elver – vannavrenningen – endres. Vannavrenningen påvirker hvor mye vann som renner inn i vannkraftverkenes magasiner. Tilsiget av vann i magasinene avhenger også av temperaturen, dvs. andelen av nedbøren som kommer i form av snø, og når snøen smelter om våren. Endret temperatur vil derfor påvirke vanntilsiget (Dette tas hensyn til nedenfor). I Norden og alpene kommer det meste av tilsiget av vann til magasinene om sommeren fordi nedbøren om vinteren faller som snø som må smelte før den kan brukes i kraftproduksjon.

Benestad (2008) har beregnet endringen i vannavrenning etter årstid (sommer vs. vinter) og etter land i Vest-Europa for 2085 klimaet. For Norge benytter Lawrence (2009) samkjøringsmodellen til å transformere den beregnede endringen i vannavrenningen til endret magasintilsig. For øvrige land har vi antatt proporsjonalitet mellom disse to endringene.

Vi finner at i Norden øker det *årlige* tilsiget av vann til magasinene, mens det årlige tilsiget avtar i den sørlige delen av Vest-Europa. Samlet tilsig av vann i Vest-Europa faller med 15 prosent. Vintertilsiget i Norden og i alpene øker, mens sommertilsiget i den sørlige delen av Vest-Europa reduseres. Alt i alt endres nedbørsmønsteret slik at en større andel av vanntilsiget kommer i den nordlige delen av Vest-Europa, og en større andel kommer om vinteren.

2.3 Effektivitet i termiske verk

Høyere temperatur i kjølevannet påvirker den termiske effektiviteten i kraftverk. Strengt tatt er avhengigheten lineær, og betegnes ofte Carnot effekten. Linnerud et al. (2009) har estimert Carnot effekten på et panel med månedlige observasjoner for temperatur og produksjon av kraft i en rekke land i Vest-Europa. De finner at den termiske effektiviteten reduseres med 0,6 prosent for hver grad (Celsius) temperaturen stiger. For atomkraftverk er den tilsvarende reduksjonen 0,8 prosent.

Basert på informasjon i Benestad (2008) finner vi at forventet temperaturøkning i Vest-Europa fra 2000 til 2085 er 3,0 grader Celsius om sommeren og 2,8 grader Celsius om vinteren. Resultatene fra Linnerud et al. (2009) tilsier derfor at effektiviteten i fossilbaserte verk i 2085 – sammenliknet med 2000 – faller med 1,8 prosent om sommeren og 1,7 prosent om vinteren. For atomkraftverk er reduksjonen 2,4 (2,3) prosent om sommeren (vinteren). Tilbudet av fossilbasert kraft og atomkraft vil derfor reduseres, men det er ikke et sterkt geografisk eller sesongmessig mønster i tilbudsreduksjonen.

3. EN NUMERISK MODELL – LIBEMOD

Vi har tatt utgangspunkt i energimarkedsmodellen LIBEMOD, se Aune et al. (2008), for å finne virkningene i det vest-europeiske kraftmarkedet av endret klima. Dette er en likevektsmodell som omfatter gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa, og verdensmarkedene for kull og olje. I hvert vest-europeisk land er det (i modellen) investeringer i energiindustrien, samt utvinning, produksjon, handel og konsum av energivarer.

Kraft og gass handles mellom land, og transporteres i ledninger/gassrør. Kapasiteten på kraftledningene/gassrørene kan økes gjennom investeringer. I hvert land i Vest-Europa blir energi etterspurt i fire sektorer; kraftproduksjon (for eksempel etterspør gasskraftverk gass), husholdningssegmentet, industrisegmentet og transport (etterspør kun olje).

Kraft kan produseres i kullkraftverk, gasskraftverk, oljekraftverk, atomkraftverk, magasinkraftverk, pumpekraftverk, vindkraftverk og biokraftverk. Sammensetningen av kraftteknologiene varierer mellom land – noen teknologier har ingen markedsandel i flere land. Produksjonskapasiteten i kraftverk kan økes gjennom investeringer. Den produserte kraften omsettes i et marked der etterspørselen varierer over døgnet og mellom sesonger. Det tilsier at også kraftprisen vil variere over året.

Kraftprodusentene maksimerer overskuddet, gitt en rekke kostnadstyper og tekniske betingelser. Kraftprodusenten har kostnader til brensel, kaldstarter, vedlikehold og investeringer. Kapasiteten begrenser den momentane kraftproduksjonen. Dessuten begrenses årsproduksjonen av nødvendig vedlikehold. Kapasiteten kan imidlertid utvides gjennom investeringer.

Vannkraftprodusenter med magasin står overfor to ekstra tekniske betingelser. For det første fastlegger størrelsen på magasinet maksimal overføring av vann til neste sesong. I hver sesong må dessuten tilgangen på vann – summen av vann i magasinet i begynnelsen av en sesong pluss tilsiget av vann i løpet av sesongen – ikke være mindre enn bruken av vann – vann benyttet til kraftproduksjon pluss overføring av vann til neste sesong.

I LIBEMOD er det antatt effektiv konkurranse, og alle varer og tjenester omsettes til markedsklarerende priser. Modellen fastlegger alle kvanta og priser i energisektoren, samt utslipp av CO_2 etter sektor og land.

For å studere virkninger av klimaendringer har modellen blitt justert som følger: For det første har etterspørselssystemet blitt endret for å ta høyde for økt temperatur. For det andre har tilsiget av vann til magasiner blitt endret, og endelig har effektiviteten i termiske kraftverk blitt endret slik at også Carnot effekten er inkorporert i analysen.

4. RESULTATER – LIBEMOD

Vi bruker simuleringsmodellen LIBEMOD til å anslå effekten av endret klima på kraftsektoren i 2030 når det legges til grunn at forventet 2085 klima kommer allerede i 2030. Vi studerer kraftsektoren både før klimaendringen – omtalt nedenfor som basis – og etter klimaendringen, og presenterer både den total effekten av klimaendringen og virkningene av hver av de tre partielle effektene – endret kraftetterspørsel, endret tilbud av vannkraft og endret effektivitet i termiske verk og atomkraftverk.

I alle kjøringene legger vi til grunn den samme klimapolitikken (også i basis), nemlig at alle brukere av fossile brensler i Vest-Europa betaler 50 USD per tonn CO_2. Dette kan enten være en felles, lik karbonskatt i Vest-Europa, eller prisen på omsettbare klimakvoter innenfor et system der alle utslippskilder i Vest-Europa har kvotekrav. Den partielle effekten av å innføre en pris på utslipp av CO_2 er en kraftig reduksjon i CO_2-utslippene i Vest-Europa (i 2030) på 28 prosent. Reduksjonen fremkommer primært gjennom en omfattende nedskalering av produksjonen i kullkraftverk. Redusert tilbud av kraft presser opp kraftprisen – for eksempel øker produsentprisen på kraft med så mye som 75 prosent.

4.1 Priser og kvanta

De tre partielle effektene av endret klima påvirker kraftpriser og kraftmengder relativt forskjellig. Litt forenklet har en følgende effekter når vi bl.a. ser bort ifra muligheten for å overføre vann i magasiner mellom sesonger: Om *sommeren* øker kraftetterspørselen (pga. mer luftavkjøling), mens tilbudet av kraft avtar som følge av mindre tilsig av vann i magasinene og lavere effektivitet i termiske verk og atomkraftverk. Disse skiftene tilsier entydig at sommerprisen stiger, mens nettovirkningen på kraftproduksjonen er usikker. Om *vinteren* reduseres kraftetterspørselen (pga. mindre behov for oppvarming), mens tilbudet reduseres som følge av mindre vann i magasinene og lavere effektivitet (akkurat som om sommeren). Disse skiftene gir redusert kvantum, mens priseffekten er tvetydig. Det er derfor nødvendig å bruke en numerisk modell for å identifisere fortegnet på netto priseffekt. En numerisk modell vil også gi anslag på alle partielle og totale effekter.

Tabell 1 viser virkninger på pris og kvantum i LIBEMOD for hver av de tre partielle klimaeffektene og den totale klimaeffekten. Gjennomsnittlig produsentpris for kraft i Vest-Europa og i Norge stiger med én prosent som følge av summen av de tre partielle effektene. Om sommeren stiger produsentprisen i Norge med to prosent både om dagen og natten, på vinterdager er den uendret, mens den på vinternetter stiger med to prosent. Også for andre land er netto priseffekt marginal. Det samme er tilfelle for gjennomsnittlig produsentpris i Vest-Europa som følge av hver av de tre partielle effektene. For eksempel påvirkes omtrent ikke denne prisen av mindre tilsig av vann. Dette resultatet avspeiler den lave markedsandelen til vannkraft i Vest-Europa.

Tabell 1 *Virkninger av endret klima i 2030 i LIBEMOD. Prosentvise endringer.*

	Endret etterspørsel	Endret vanntilsig	Endret termisk effektivitet	Samlet effekt
Produsentpris				
V. Europa	-1	0	2	1
Norge	-1	0	2	1
Kraftproduksjon				
V. Europa	-4	0	-1	-4
Norge	0	7	0	7

Lavere tilsig av vann reduserer samlet vannkraftproduksjon i Vest-Europa (med 16 prosent), men samlet kraftproduksjon er likevel nesten upåvirket av denne partielle effekten. Derimot reduseres samlet kraftproduksjon i Vest-Europa som følge av lavere etterspørsel etter kraft om vinteren. Totaleffekten av klimaendringene er en reduksjon i kraftproduksjonen i Vest-Europa på fire prosent, mens kraftproduksjonen i Norge stiger med 7 prosent.

4.2 Krafthandel

Uten klimaeffekter (men med en utslippspris på 50 USD) er samlet krafteksport fra Norden nesten 50 TWh. Med alle klimaeffektene dobles krafteksporten fra Norden. Økt eksport krever investeringer i internasjonal transmisjonskapasitet. Vi finner at transmisjonskapasiteten på Nordens grense nesten dobles, primært pga. etterspørselseffekten.

Økt krafthandel reflekterer at klimaeffektene i Norden er forsjellige fra effektene i den sørlige delen av Vest-Europa. I Norge, men også langt på vei i Sverige, har vannkraft en betydelig markedsandel. Innenfor et vannkraftsystem overføres vann typisk fra den tilsigsrike sommeren til den tilsigsfattige vinteren for å jevne ut deler av forskjellen mellom (den moderate) sommeretterspørselen og (den høye) vinteretterspørselen. Selv etter overføringen av vann er gjerne sommerprisen lavere enn vinterprisen – vann i magasinene om vinteren er derfor mer verdifull enn vann i magasinene om sommeren. I Norden øker tilsiget av vann til magasinene, både totalt og om vinteren (det motsatte er tilfelle i de fleste andre land i Vest-Europa), mens sommeretterspørselen øker kun marginalt som følge av varmere vær i Norden. Disse forholdene innebærer at det i Norden blir overført mindre vann fra sommeren til vinteren. Dermed er det mer vann tilgjengelig for vannkraftproduksjon om sommeren (19 prosent), og det meste av denne kraften eksporteres for å møte økt etterspørsel etter luftavkjøling på kontinentet.

Det er den økte eksporten om sommeren som krever utbygging av det internasjonale transportnettet. I LIBEMOD gjennomføres kun lønnsomme nettinvesteringer, og disse bidrar til å jevne ut kraftprisene mellom Norden og resten av Vest-Europa. For å identifisere betydningen av nettinvesteringene har vi simulert klimaendringene når vi ikke tillater utbygging av det internasjonale transmisjonsnettet.

Som forklart ovenfor gir klimaendringene økt vannkraftproduksjon i Norden som følge av mer tilgang på vann. Når denne produksjonsøkningen ikke kan eksporteres (fordi det ikke er ledig kapasitet i det internasjonale transportnettet fra Norden), presses de innenlandske kraftprisene; reduksjonen i produsentprisen i Norge, Sverige og Finland er på hhv. 33 prosent, 18 prosent og 4 prosent. Hvis en alternativt tillater samfunnsøkonomisk optimale investeringer i det internasjonale nettet, øker produsentprisen i Norden med rundt én prosent.

5 BID – MODELL OG RESULTATER

BID er en kraftmarkedsmodell som dekker 11 land i Vest-Europa (disse er også med i LIBEMOD), samt Polen. I hvert modelland fremstilles kraft med ulike teknologier, mens etterspørselen etter kraft dekkes enten av innenlandsk produksjon av kraft eller import. Kraftprisene fastesettes i samspillet mellom etterspørselen etter og tilbudet av kraft.

Etterspørselen etter kraft, og dermed omsetningen av kraft, er brutt ned på timebasis. Tilbudet av kraft kommer fra vannkraft, termiske verk og vindkraft. Modelleringen av vannkraft bygger på anvendelse av stokastisk dynamisk programmering, der det sentrale er å beregne vannverdier under usikkerhet om fremtidig nedbør. Det teoretiske grunnlaget for vannkraftmodelleringen i BID bygger på Scott og Read (1996), mens Read og Hindsberger (2010) gir en detaljert gjennomgang av denne type vann-

verdiberegninger. I BID karakteriseres vannverdier av bl.a. reservoarets fyllingsgrad og forventet tilgang på vann.

I termiske verk avhenger marginalkostnaden av verkets effektivitet, brenselprisen og start-stopp kostnaden. Det er antatt at kraftproduksjonen er kostnadseffektiv, og til en gitt kraftpris tilbyr derfor et termisk verk en kraftmengde som svarer til verkets korttidsmarginalkostnad.

Vindkraftproduksjonen i BID bygger på historiske serier for hvor mye det blåser i ulike land i ulike uker. Basert på trekning fra de historiske seriene, der en tar hensyn til korrelasjon i vindstyrke mellom land, genereres ukeprofiler for vind. Kombinert med anslag på vindkraftkapasitetene får vi landspesifikke vindkraftproduksjoner.

I motsetning til LIBEMOD er etterspørselen etter kraft, kraftverkkapasiteter, kapasiteter for internasjonal transport av kraft og priser på fossil energi eksogene i BID. Dette er én mulig kilde til at de to modellene kan generere ulike resultater for hvordan kraftindustrien kan bli påvirket av endret klima. For å gjøre modellkjøringene mest mulig sammenlignbare rapporterer vi nedenfor resultater når etterspørselen etter kraft, kapasitetene i kraftproduksjon og i internasjonal transmisjon, og brenselprisene er de samme i LIBEMOD og BID.[2] Merk at BID har blitt justert tilsvarende som LIBEMOD for å studere virkninger av klimaendringer; etterspørselen har blitt endret for å ta høyde for økt temperatur, tilsiget av vann til magasiner blitt endret, og endelig har effektivitetene i termiske kraftverk blitt endret.

Tabell 2 presenterer virkningen på kraftprisen av endret klima i 2030. Tabellen gir resultater for både Norge og Tyskland (som tas som en indikator for virkningene på kontinentet). I begge modellene faller kraftprisen i Norge: Her øker kraftproduksjonen pga. mer tilsig av vann, mens etterspørselen etter oppvarming om vinteren faller. Som vi ser av tabellen er prisreduksjonen noe større i LIBEMOD (6 øre/kWh) enn i BID (4 øre/kWh). Denne forskjellen reflekterer ulik modellering av tilbudssiden: LIBEMOD beregner en langtidslikevekt for energimarkedene, mens BID beregner en korttidslikevekt der marginal vannverdi avspeiler bl.a. usikkerhet i fremtidig vanntilgang (se diskusjonen ovenfor).

[2] *For LIBEMOD innebærer dette å låse overføringskapasitetene til et nivå som er optimale med uendret klima. Disse overføringskapasitetene er lavere enn de optimale etter en klimaendring.*

I begge modellene øker kraftprisen i Tyskland: Her endres produksjonsbetingelsene lite, samtidig som kraftoverskuddet fra Norden eksporteres til kontinentet. For Tyskland er priseffekten større i BID (5 øre/kWh) enn i LIBEMOD (1 øre/kWh).

Tabell 2 *Prisvirkninger i BID og LIBEMOD av endret klima (øre/kWh)*

	Norge			Tyskland		
	Ingen klima-effekt	2030 klima	Endring	Ingen klima-effekt	2030 klima	Endring
BID	57	53	-4	61	66	5
LIBEMOD	61	55	-6	65	66	1

Som angitt ovenfor har BID en tidsoppløsning som svarer til 365*24 perioder i året, mens LIBEMOD har kun 4 perioder i løpet av et år. Tabell 3 gir informasjon om frekvensen av de aller høyeste kraftprisene i Tyskland i løpet av et år i BID – vi rapporterer andel av året der prisen ligger i et bestemt prisintervall. Fra tabellen ser vi at uten klimaendring er prisen minst tre ganger høyere enn gjennomsnittsprisen i 0,5 % av årets timer. Det tilsvarende tallet med klimaendring er hele 3,1 %. Derimot ser vi at for noe lavere priser er det liten forskjell mellom de to tilfellene; uten klimaendring er prisen minst dobbelt så høy som gjennomsnittsprisen i 3,3 % av årets timer, mot 3,5 % i tilfellet med klimaendring. Resultatene var BID tilsier at klimaforandring kan medføre at det blir langt flere timer med ekstreme priser (her definert som priser som er mer enn tre ganger årsgjennomsnittsprisen), men dette resultatet reflekterer også at det i BID ikke bygges ut mer overføringskapasitet som følge av endret klima.

Tabell 3 *Andel av året med meget høye kraftpriser i Tyskland i BID*

	Pris høyere enn to ganger gjennomsnittsprisen	Pris høyere enn tre ganger gjennomsnittsprisen
Uten klimaendring	3,3 %	0,5 %
Med klimaendring	3,5 %	3,1 %

6 AVSLUTNING

Denne flerfaglige studien dokumenterer at virkningene i kraftbransjen av endret klima kan bli små i de fleste land i Vest-Europa. Hver av de tre partielle klimaeffektene – endret etterspørsel, endret vannkraftproduksjon og endret termisk effektivitet – påvirker gjennomsnittlig kraftpris i Vest-Europa marginalt, mens den samlede klimaeffekten

er en reduksjon i produsentprisen på kun én prosent. Også virkningen på kraftproduksjonen er beskjeden – endret klima reduserer kraftproduksjonen i Vest-Europa med kun fire prosent. Derimot er det mulig at frekvensen av spesielt høye priser på kontinentet kan øke betydelig.

De største effektene kommer i Norden, der vannkraft har en høy markedsandel, og tilsiget av vann øker. Økt tilsig av vann innebærer høyere kratproduksjon, og en betydelig del av denne økningen eksporteres, noe som krever utbygging av det internasjonale transportnettet. I Norden overføres mindre vann i magasinene fra sommeren til vinteren, slik at optimal magasinkapasitet reduseres. En kan derfor være fristet til å foreslå følgende handlingsregel: Stopp (eller reduser) utbyggingen av vannkraftmagasiner i Norge, men bygg flere overføringslinjer til kontinentet.

REFERANSER

Aune, F. R., R. Golombek, S. A. C. Kittelsen og K. E. Rosendahl (2008), Liberalizing European Energy Markets. An economic analysis. Edward Elgar, Cheltenham UK.

Benestad, R.E. (2008), Heating Degree Days, Cooling Degree days and Precipitation in Europe Analysis for the CELECT-project. met.no Report 4/2008 CLIMATE.

Eskeland, G.S., and T.K. Mideksa (2009), Climate change adaption and residential electricity demand. CICERO working paper 01.

Hanssen-Bauer, I., H. Drange, E.J. Førland, L.A. Roald, K.Y. Børsheim, H. Hisdal, D. Lawrence, A. Nesje, S. Sandven, A. Sorteberg, S. Sundby, K. Vasskog og B. Ådlandsvik (2009), Klima i Norge 2100. Bakgrunnsmateriale til NOU Klimatilpassing. Norsk klimasenter, Oslo.

Haugen, J.E. og T. Iversen (2008), Response in extremes of daily precipitation and wind from a downscaled multimodel ensemble of anthropogenic global climate change scenarios. *Tellus*, 60A, 411–426.

IPCC (2007), *Climate Change 2007: Impacts, Adaption and Vulnerability.* Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Parry, M.L., O. F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden og C.E. Hanson (red.), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom og New York, NY, USA.

Kjellström, E., G. Nikulin, U. Hansson, G. Strandberg og A. Ullerstig (2011), 21st century changes in the European climate: uncertainties derived from an ensemble of regional climate model simulations, *Tellus A*, 63, 24–40.

Lawrence, D., I. Haddeland and E. Langsholt (2009), Calibration of HBV-models for Norway using PEST parameter estimation routines, Norwegian Water Resources and Energy Directorate Report series No. 1 2009, NVE, Oslo.

Linnerud, K., T.K. Mideksa and G.S. Eskeland (2009), The impact of climate change on thermal power supply. Manuscript, CICERO.

Read, M.G. og M. Hindsberger (2010), Constructive Dual DP for Reservoir Optimization i Pardalos, P.M., M.V. F. Pereira og N. A. Iliadis (red.): Handbook of Power Systems I, Springer.

Scott, T.J. og M.G. Read (1996), Modeling Hydro Reservoir Operating in a Deregulated Electricity Market, *International Transactions in Operational Research*, Vol. 3, 243–253.

Stern, N. (2007), The Economics of Climate Change. The Stern Review. Cambridge University Press: Cambridge, United Kingdom and New York, USA.

BENTE HALVORSEN
Seniorforsker, Statistisk sentralbyrå

Forsyningssikkerhet, regionale strømpriser og naturvern.

Hvilken rolle spiller markedet for konflikten i Hardanger?

I forbindelse med utbygging av ny overføringslinje fra Sima til Samnanger har de politiske konfliktlinjene gått mellom forsyningssikkerhet og naturverninteresser. Debatten tar imidlertid ikke hensyn til hvordan strømmarkedet fungerer. Denne artikkelen diskuterer hvilken rolle markedet spiller i anstrengte kraftsituasjoner. Den argumenterer for at dersom man tillater ulike regionale priser, kan forsyningssikkerheten økes og samtidig behovet for naturinngrep reduseres.

INNLEDNING

En av de store energipolitiske konfliktene i 2010 var vedtaket om bygging av de såkalte «Monstermastene» i Hardanger. Grunnlaget for vedtaket var en bekymring for forsyningssikkerheten i Bergensområdet, hvor nettet i perioder er kjørt på en høyere belastning enn det man liker ut fra et forsyningssikkerhetsperspektiv. BKK-området (som i hovedsak består av Bergen og omegn) hadde, i følge Statnett, en uakseptabel lav forsyningssikkerhet i over 1300 timer i løpet av de tre første månedene i 2010 (Statnett, 2010).[1] Mastene vil medføre et ikke ubetydelig inngrep i naturen, og det tok ikke lang tid før man fikk en stor konflikt mellom behovet for forsyningssikkerhet og natur- og kulturverninteresser. Fire utvalg ble satt ned høsten 2010 for å diskutere muligheten for sjøkabel over de mest kontroversielle strekkene langs Hardangerfjorden.[2]

En underliggende forutsetning i hele denne prosessen er at det er behov for å bygge ut nye kable til området. Dette er en forutsetning som er lite diskutert i mediene, men som enkelte økonomer stiller spørsmålstegn ved. For eksempel mener Tjøtta (2010) at et konvensjonelt gasskaftverk på Kollsnes vil overflødiggjøre mastene i Hardanger, mens Rasmussen og Strøm (2010) stiller spørsmålstegn ved om forbruksutviklingen i området krever en utvidelse av linjenettet. Sjøkabelutvalg nr III, som hadde ansvaret for å utrede

[1] *I rapporten fra sjøkabelutvalg nummer III anslås dette tallet til 25 timer med ren effektknapphet og 700 timer med redusert driftssikkerhet (N-0 eller N-1/2). Se OED (2011) for mer informasjon.*

[2] *Rapportene fra disse utvalgene kan finnes på http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/rapporter/2011/rapporter-mottatt-fra-de-fire-utvalgene-.html?id=632262.*

konsekvensene av at man trengte lengre tid på en ny overføringsforbindelse, er også tvilende til hvor kritisk knapphetssituasjonen i BKK-området er, og peker på ulike virkemidler for hvordan en slik knapphetssituasjon best kan løses. Rapporten fra utvalg III konkluderer bl.a. med at energisituasjonen i BKK-området er mer utfordrende enn effektsituasjonen, og at man derfor bør skille ut BKK-området som et eget anmeldingsområde for å synliggjøre disse kapasitetsskrankene for aktørene i markedet. Det vil gi riktige incentiver til utbygging av ny kapasitet både i kraftproduksjon og i overføringsnett, og gi forbrukerne incentiver til å redusere sitt forbruk (se også Bye m.fl., 2010).

Vestlandet ble skilt ut som et eget prisområde 15. mars 2010, med begrunnelse av at det er lite vann i magasinene.[3] Selve BKK-området, hvor problemet er, er imidlertid ikke skilt ut som et eget prisområde. Mange ønsker ikke å skille ut Bergensområdet som eget nettområde på kraftbørsen, bl.a. av frykt for at man skal få betydelig høyere priser i denne regionen enn i resten av landet, slik man i perioder har hatt i Midt-Norge. Det innebærer at forbrukerne i området ikke får prissignaler om hvor alvorlig kraftsituasjonen i området er, noe som hindrer en kostnadseffektiv løsning av problemet.

I denne artikkelen benyttes et generelt analyseapparat for hvordan et vannkraftdominert marked allokerer knappe ressurser. Artikkelen søker ikke å beskrive alle detaljer ved situasjonen i Hardanger, men illustrere noen underliggende sammenhenger i markedet som er av stor betydning for kraftsituasjon i området. Artikkelen argumenterer for at ønsket om å skjerme forbrukerne i Bergensområdet fra den faktiske kostnaden for samfunnet ved deres konsum reduserer forsyningssikkerheten til området. Dermed øker behovet for å bygge ut ny og kostbar overføringskapasitet. Siden prisene i området ikke gjenspeiler ressurstilgangen, har vi heller ingen holdepunkter for å si om denne utbyggingen er kostnadseffektiv eller ikke. Man står dermed i fare for å gjøre relativt store naturinngrep uten mulighet til å vurdere om utbyggingen er samfunnsøkonomisk lønnsom, fordi man av politiske hensyn ikke ønsker å la markedet fungere tilstrekkelig optimalt.

[3] *Les mer på http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/Deler-av-Vestlandet-blir-eget-markedsomrade-for-kraft.*

2. SAMSPILL MELLOM ULIKE DELER AV STRØMMARKEDET

Det norske elektrisitetsmarkedet består av flere markeder, både spot- og sluttbrukermarkeder. For å forstå hvilken rolle kraftmarkedet har i en knapphetssituasjon, må man forstå hvordan de ulike delene av markedet fungerer sammen. Det vil bl.a. avhenge av er hvor lang tid det tar fra en endring i spotprisen slår ut i endrede sluttbrukerpriser, hvor store prisendringene blir og hvilken etterspørselsrespons prisendringene medfører.

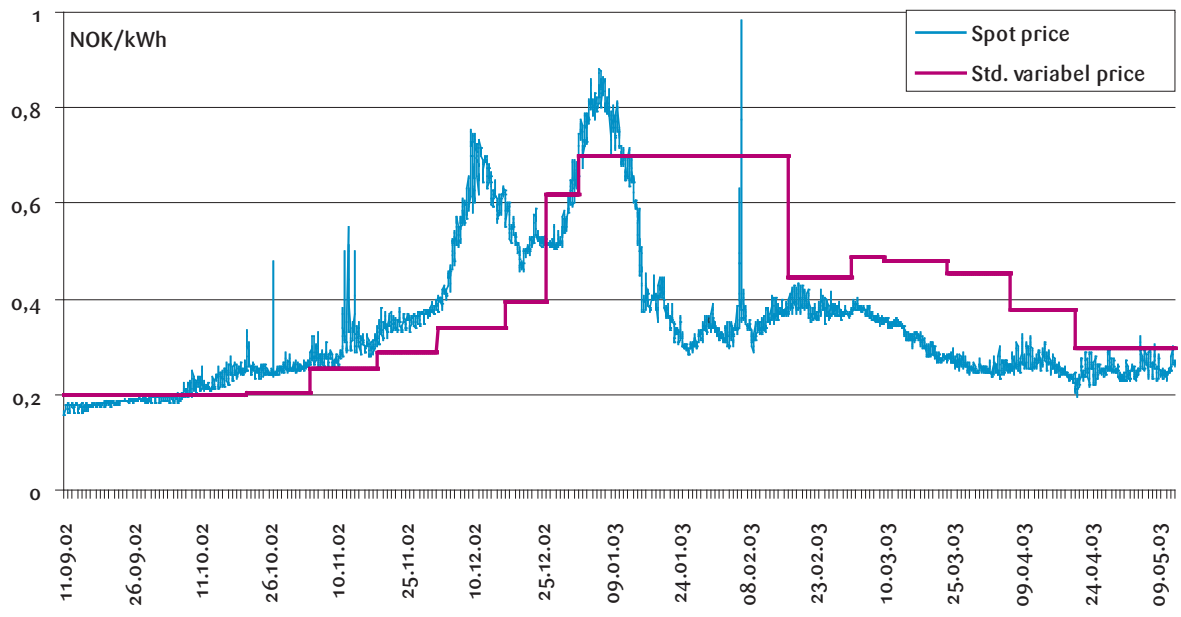
2.1 Gjennomslag av spotpris til sluttbrukerprisene

Store deler av sluttbrukermarkedet er eksponert for spotprisen, enten direkte via spotpriskontrakter eller indirekte via variabelpriskontrakter (Ericson m.fl., 2008). Hvor lang tid det tar fra spotprisen endrer seg til sluttbrukerprisen endres, varierer mellom ulike kontraktsformer. For spotpriskontrakter vil endringen være umiddelbar: For kunder som er knyttet til timesspotprisen og har timesmålere, endres sluttbrukerprisen i takt med timesspotprisen, og for kunder knyttet til månedsspotpriskontrakter endres deres sluttbrukerpris i takt med månedsspotprisen. For fastpris- og variabelpriskontrakter vil prisen imidlertid avvike fra spotprisen, og være fast over lengre perioder av gangen (fra et par uker til år). I hvilken grad disse kontraktene følger spotprisen avhenger av adferden til strømforhandlerne som forsyner sluttbrukerne.

Figur 1 gir et eksempel fra vinteren 2002/2003 på hvordan nivåendringer i spotprisen etter en stund slår over i en standard variabel priskontrakt fra Hafslund. Figuren viser at spotprisen og variabelprisen følger hverandre relativt bra i perioder hvor spotprisen er stabil, men at avstanden øker i perioder med store endringer i nivået på spotprisen. Etter en stund følger imidlertid sluttbrukerprisen etter.

Ericson m.fl. (2008 og 2009) estimerer hvor lang tid det tar fra prisendringer i spotmarkedet når gjennom til ulike kundegrupper i alminnelig forsyning, og finner at de fleste kraftleverandørene, både landsdekkende og lokale, tar omtrent like mye hensyn til endringer i spotprisene når de fastsetter variabelpriskontrakten. I løpet av 2–3 måneder vil mesteparten av endringene i engrosprisen ha slått gjennom til de fleste kundene. De konkluderer at på *mellomlang sikt* er de norske engros- og sluttbrukermarkedene relativt godt integrerte, ved at endringer i engrosprisene slår over i sluttbrukerprisene i løpet av noen få

Figur 1. *Spotpris time for time (i Oslo/østlandsregionen) og pris tilbudt fra Hafslund energi gjennom en standard variabel kontrakt, vinteren 2002/2003.*



Kilde: Nord Pool Spot AS and Hafslund

måneder. På *kort* sikt (fra time til time eller dag til dag) er imidlertid de to markedene langt mer atskilte, siden det kun er et fåtall kunder som er eksponert for timespotprisen direkte via sine kraftkontrakter. Det gjør at et flertall av kundene i alminnelig forsyning ikke står overfor priser som gjenspeiler kostnadene ved deres forbruk fra dag til dag.[4] Ettersom flere konsumenter går over til kontraktstyper knyttet til spotprisen, vil gjennomslagshastigheten trolig øke i tiden fremover. Dette vil avhenge av hvorvidt det blir mer vanlig med sluttbrukerkontrakter knyttet til times- eller dagsspotpriser, ettersom flere kunder får installert automatisk målerutstyr som muliggjør avlesning av forbruket fra time til time.

[4] *Se Ericson m.fl. (2008 og 2009) for mer informasjon.*

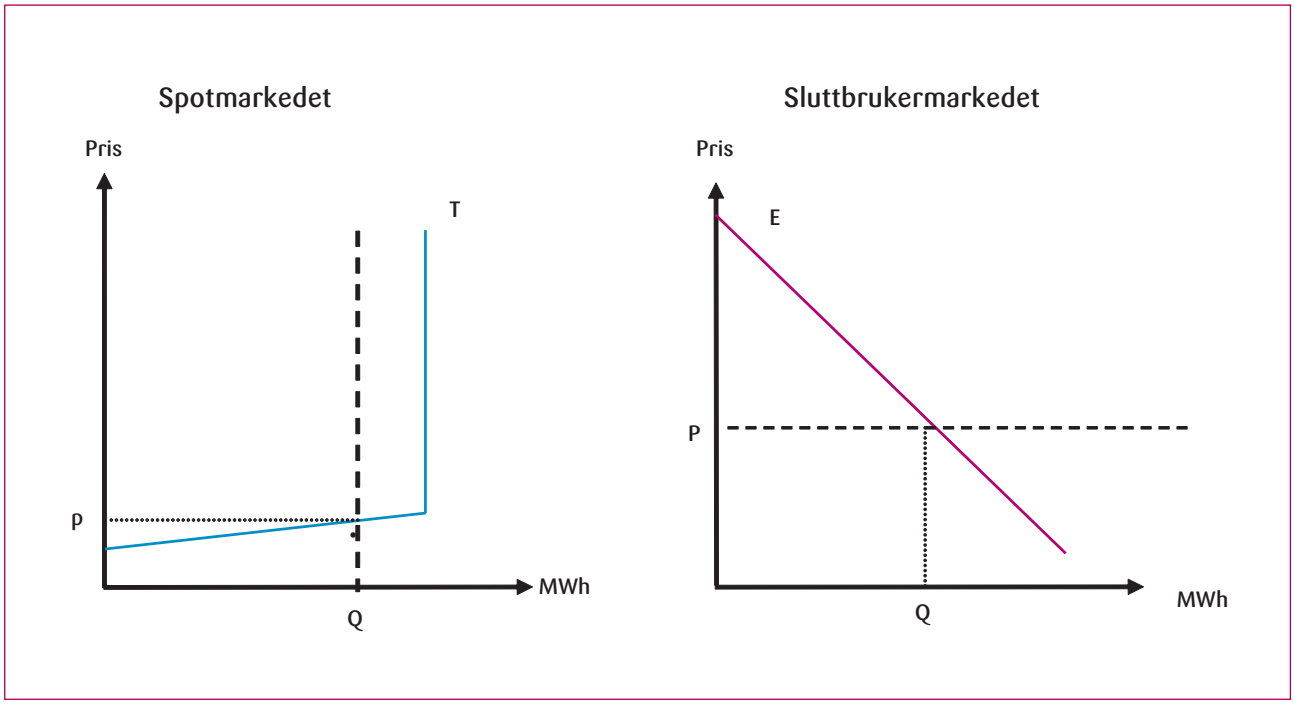
2.2. Modell for samspillet mellom spot- og sluttbrukermarkedet[5]

For å diskutere hvilken rolle markedet spiller for konflikten i Hordaland, vil jeg bruke en modell som beskriver samspillet mellom spot- og sluttbrukermarkedene i et vannkraftdominert marked. Denne modellen kan brukes til å illustrere hvordan markedet allokerer kraft, både på kort og lang sikt.

De fleste sluttbrukere har kontrakter der prisen ikke er direkte knyttet opp mot timesspotprisen, og hvor prisen er fast over en lengre periode. Det gjør at de fleste strømkundene har få incentiver til å tilpasse forbruket til kortsiktige endringer i spotmarkedsprisen. Effekten på etterspørselen i kraftmarkedet av at sluttbrukerprisen ikke varierer på kort sikt (dvs. før endringer i timesspotprisen slår over i sluttbrukerprisen) er illustrert i Figur 2.

[5] *Se Ericson og Halvorsen (2007) og (2010) for en nærmere beskrivelse av denne modellen.*

Figur 2. *Sammenheng mellom sluttbruker- og spotmarkedet*

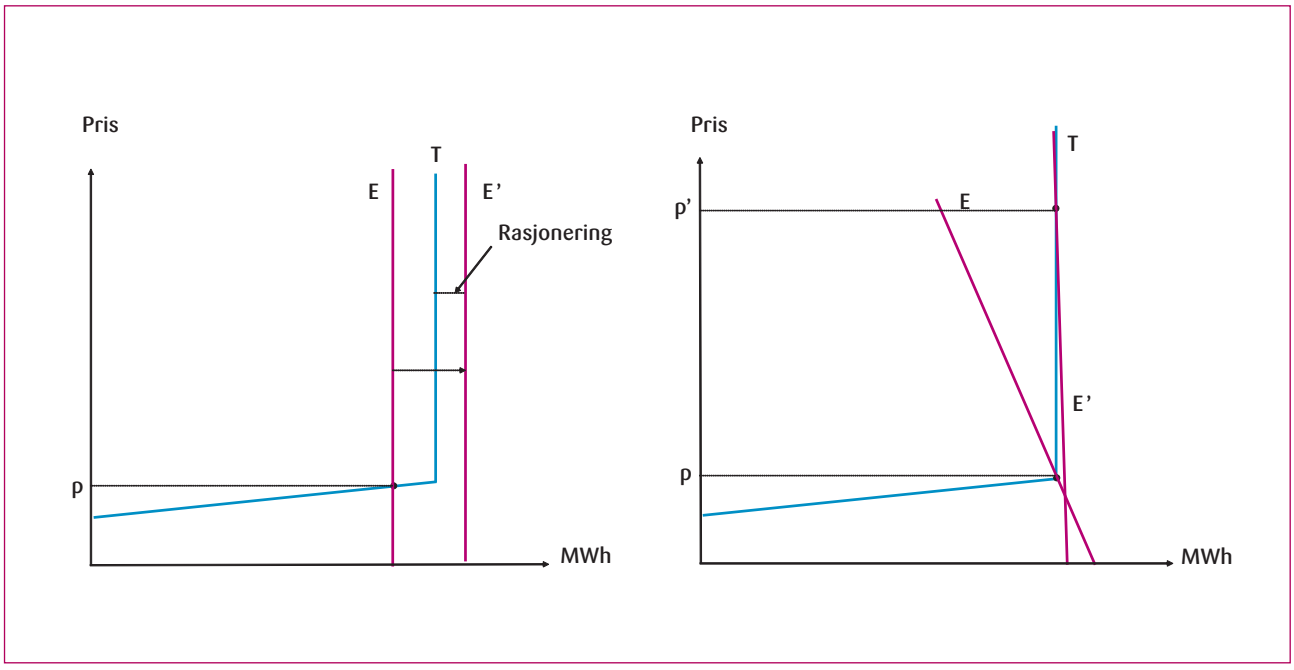


Høyre siden av figuren viser etterspørsel i sluttbrukermarkedet (E) mens den venstre siden viser tilpasningen i spotmarkedet. I figuren ser vi på en situasjon hvor prisen i sluttbrukermarkedet (P) er fast på kort sikt, noe som kan tolkes som en horisontal tilbudskurve. Etterspørselskurven i sluttbrukermarkedet er elastisk, dvs. at konsumentene reagerer på prisendringer, men i og med at sluttbrukerprisen ikke endres på kort sikt, er det ingen grunn for konsumentene til å bry seg om kortsiktige variasjoner i spotprisen (p). Kraftleverandørene på sin side må betjene konsumentenes etterspørsel ved å by uelastisk etterspørsel (Q) i spotmarkedet på vegne av disse kundene. Dette er vist til venstre i figuren som en fullstendig uelastisk etterspørselskurve i spotmarkedet. Som et resultat av denne prisstrukturen, er sluttbruker- og spotmarkedet bare delvis integrert på kort sikt for alminnelig forsyning, slik at kortsiktige svingninger i spotprisen kun i liten grad vil påvirke forbruket i sluttbrukermarkedene. Dette innebærer at en stor del av etterspørselen i alminnelig forsyning vil framstå som uelastisk på kort sikt i spotmarkedet. På litt lengre sikt vil man forvente at mer permanente nivåendringer i spotprisen vil overføres til sluttbrukerprisene og dermed påvirke etterspørselen.

Markedets allokering av effekt

Allokeringen av *effekt* skjer i spotmarkedet fra time til time. Den akkumulerte allokeringen av effekt over en periode gir spotmarkedets allokering av *energi*. Hvor godt spotmarkedet håndterer en eventuell anstrengt *effekt*situasjon avhenger av den kortsiktige prisresponsen i spotmarkedet og nivået på etterspørselen fra sluttbrukermarkedet. Figur 3 viser tilpasningen i spotmarkedet i to ulike tilfeller: Venstresiden viser spotmarkedet i tilfellet uten etterspørselsrespons, mens høyresiden viser to tilfeller med ulik grad av prisfølsomhet i etterspørselen. Det antas at produsentenes bud inn til spotmarkedet skal dekke de marginale og alternative kostnadene i produksjonen. I et hovedsakelig vannbasert kraftsystem vil alternativkostnadene av dagens produksjon avhenge av verdien på vannet i magasinene, både i denne perioden og i fremtidige perioder (Førsund, 2005). Dersom det er mye vann i magasinene, vil vannet ha en lavere alternativverdi (verdien av å utsette produksjonen til neste periode) enn dersom det er lite vann. Når kapasitetsgrensen nås, antar vi at tilbudskurven blir vertikal, dvs. det ikke er mulig å skaffe til veie mer effekt utover dette nivået. Hvor langt utover i diagrammet tilbudskurven ligger, vil avhenge av den installerte effektkapasiteten. Den tilgjengelig kapasiteten avhenger både av produksjon og overføringskapasiteten. Reduksjon i tilgangen på effekt skifter tilbudskurven innover i diagrammet.

Figur 3. *Tilpasning i spotmarkedet med en fullstendig uelastisk kortsiktig etterspørselskurve (venstre side), og med ulik prisrespons i etterspørselen (høyre side).*



I venstre del av figuren er etterspørselen tegnet inn som en vertikal kurve, dvs. at etterspørselen er gitt og det finnes ingen prisrespons på kort sikt. Markedet vil klarere så lenge etterspørselskurven (E) krysser den stigende delen av tilbudskurven (T), dvs. at det er nok effekt i markedet til å dekke den løpende etterspørselen. Dersom etterspørselen skifter ut til (E'), vil markedet ikke lengre klarere og det oppstår behov for rasjonering. Ved fullstendig uelastiske etterspørselskurver kan man derfor oppleve at markedet ikke klarerer i en situasjon med knapphet i tilgangen på effekt.

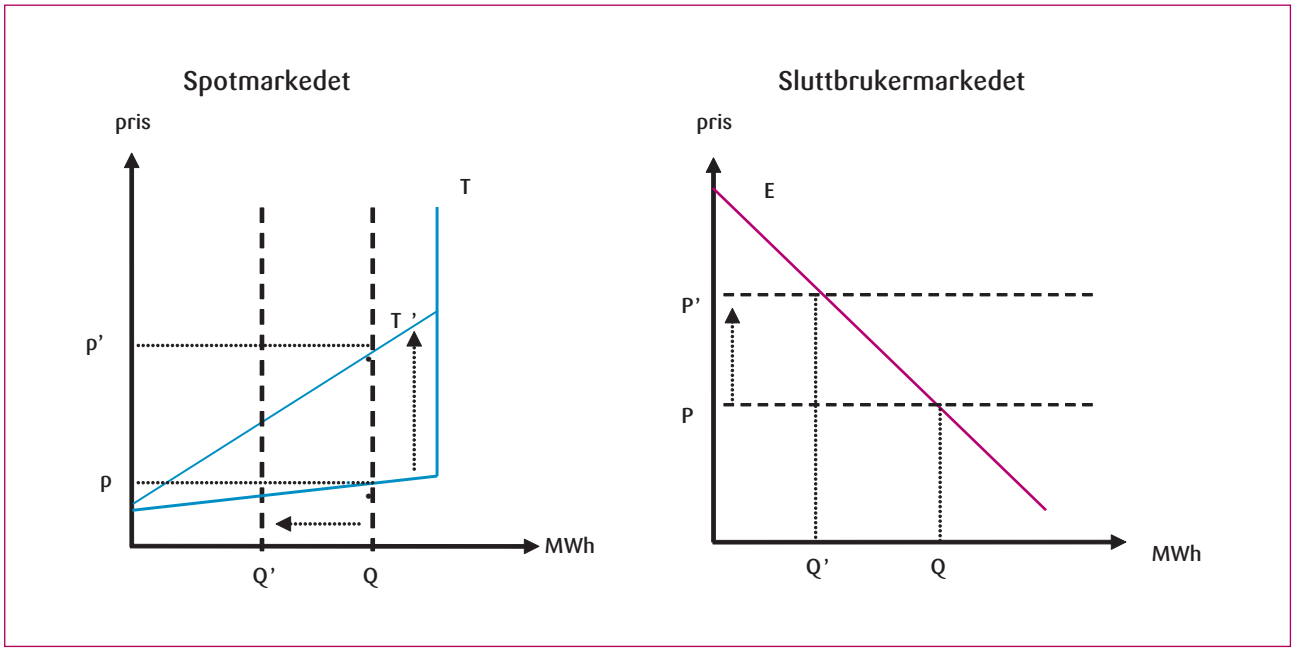
I slike tilfeller har Statnett, som nettansvarlig, flere muligheter til å regulere markedet og sikre kraftforsyningen, bl.a. ved motkjøp eller å endre maksimumsoverføringskapasiteten til området. I regulerkraftmarkedet kan ulike tilbydere og etterspørrere by inn hva de krever av kompensasjon for henholdsvis å øke produksjonen eller redusere forbruket. Dette markedet brukes til å opprettholde forsyningen dersom det viser seg at det ikke er balanse mellom tilbudet og etterspørselen i nettet. Statnett kan også styre hvor stor kapasitet de vil tillate i enkelte overføringsforbindelser. Normalt kjører Statnett med et såkalt N-1-kriterium. Det vil si at dersom en linje inn til et forsyningsområde faller ned, vil det ikke medføre at strømmen forsvinner til noen av forbrukerne i område. Av og til blir sikkerheten i nettet redusert til N-1/2, dvs. at enkelte forhåndsavtalte kunder mister strømmen i en kortere periode dersom en av linjene faller ut, eller N-0-kriteret, som innebærer at strømmen går dersom en av linjene faller ut.

Markedets allokering av energi

Fra diskusjonen over vet vi at spotmarkedet vil kunne håndtere knapphet på effekt så lenge etterspørselen reagerer på prisendringer. Spørsmålet blir om spotmarkedet også klarer å allokere kraftresursene over en lengre periode. Figur 4 illustrerer hvordan spotmarkedet allokerer vannressursene over en lengre periode. Venstre del av figuren viser spotmarkedet mens høyre del viser hva som skjer i sluttbrukermarkedet. Vi ser på tilfellet hvor den kortsiktige etterspørselen er fullstendig uelastisk (ingen har kortsiktige incentiver til å endre forbruket) og hvor det er tilstrekkelig effekt til å forsyne etterspørselen på kort sikt. Vi sammenligner to situasjoner: en med god tilgang på energi og en med uventet nedbørssvikt og tilhørende potensiell knapphet på energi.

I situasjonen med god tilgang på energi vil produsentene by inn en lav tilbudskurve (T) for ikke å risikere å sitte igjen med for mye vann mot slutten av sesongen. I tilfellet med nedbørssvikt vil alternativverdien av vannet i senere perioder øke (se Førsund, 2005, for en mer utfyllende

Figur 4. *Tilpasningen i spot- og sluttbrukermarkedet i et system med nok tilgang på effekt*



beskrivelse av hvordan produsentens tilpasning avhenger av vannverdien). En rasjonell produsent vil se dette og kreve en høyere pris for å bruke vannet nå og ikke spare vannet til neste periode hvor verdien av vannet er høyere. Dette er vist ved et skift oppover i tilbudskurven (til T').[6] Effektknapphet illustreres m.a.o. ved at tilbudskurven skifter innover i diagrammet, mens knapphet på energi skifter kurven oppover. Dette fører til at spotprisen stiger (fra p til p'). På kort sikt vil ikke konsumentene redusere forbruket, fordi sluttbrukerprisen ikke endres umiddelbart. Dersom kundenes leverandører forventer at situasjonen vil vedvare, vil de i neste runde øke sluttbrukerprisene (fra P til P'), illustrert til høyre i figuren. Kundene vil så tilpasse seg denne nye prisen og redusere forbruket fra Q til Q'. Dette vil så leverandørene ta hensyn til i sin anmelding i spotmarkedet, slik at etterspørselen i spotmarkedet skifter mot venstre.

3 ETTERSPØRSELENS PRISFØLSOMHET

Så lenge det finnes prisfølsomhet i etterspørselen og/eller tilbudet, vil markedet kunne allokere strøm både på kort og lang sikt. Jo mer prisfølsomt tilbudet og/eller etterspørselen er, jo mer robust vil markedet være og jo mindre prissvingninger vil vi få.

For å illustrere prisfølsomheten i tilbuds- og etterspørselskurvene i *spot*markedet ser vi på budkurvene for en spesifikk time den 6. februar 2003 (se figur 5).[7] Dette var en time med ekstremt høyt press i markedet, noe som førte til den enkeltstående pristoppen illustrert i figur 5.

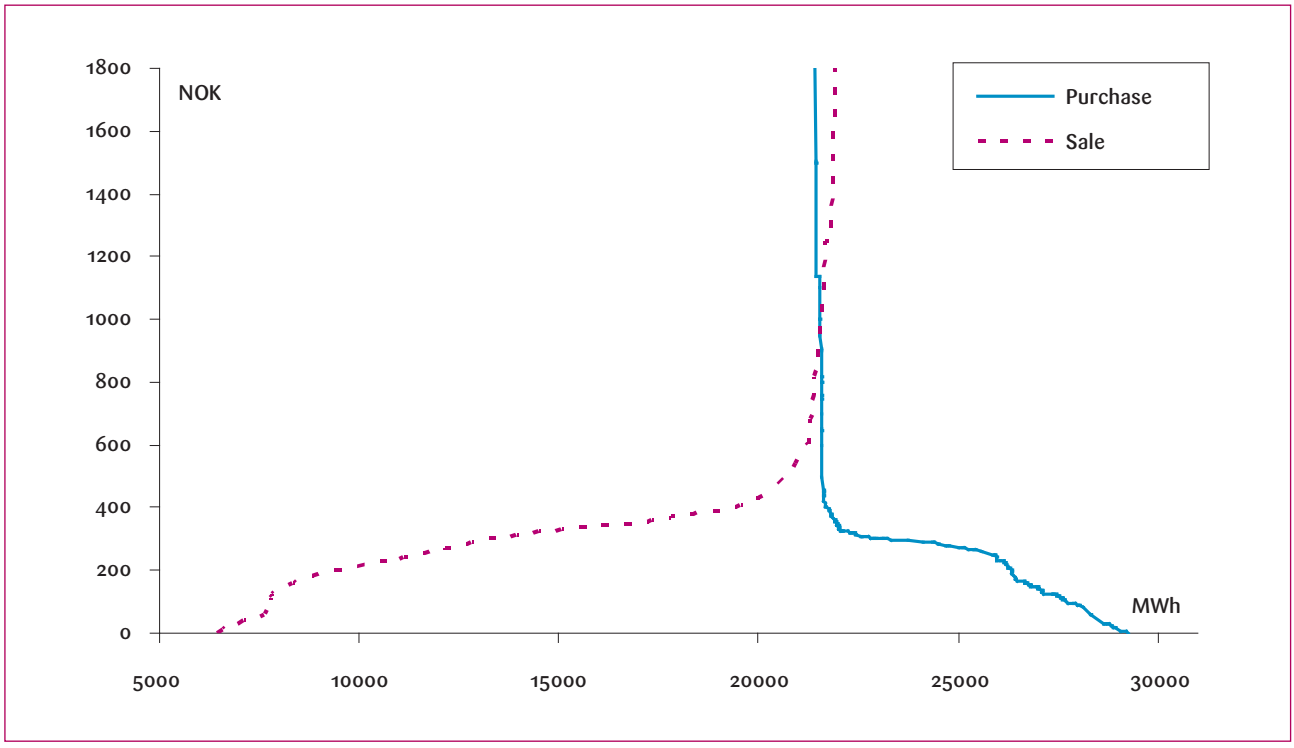
Vi ser av figur 5 at begge bud-kurvene har et relativt flatt parti hvor de er prisfølsomme. Når man nærmer seg (kapasitets)grensene blir begge kurvene bratte. I dette området er prisfølsomheten lav, men likevel forskjellig fra null. I hovedmengden av timene krysser kurvene i den elastiske delen. Men i enkelte anstrengte perioder/timer kan kurvene krysse på den uelastiske delen av kurven.

Bye og Hansen (2008) har estimert både kortsiktig og langsiktig prisrespons i etterspørselen i spotmarkedet. Disse estimatene gir gjennomsnittlig prisrespons (i klaringspunktet) i etterspørselen i spotmarkedet over perioden

[6] *Her antar vi at den kortsiktige produksjonskapasiteten ikke påvirkes av økningen i vannverdiene.*

[7] *De ulike tilbyderne og etterspørrerne i markedet byr inn sine bud for neste dag. Basert på disse budene konstrueres budkurver (se figur 5), som brukes til å beregne spotmarkedsprisen for hver time neste dag. Disse budkurvene brukes også til å vurdere nettkapasiteten i ulike deler av nettet. Dersom det oppstår nettskranker i noen av anmeldingsområdene, vil det bli beregnet egne budkurver og en egen pris for nettområdet.*

Figur 5: *Tilbuds- og etterspørselskurver i el-spotmarkedet på Nord Pool. Time 17:00–18:00, 6. februar 2003.*



Kilde: Nord Pool Spot AS.

ligningen er estimert for. De finner at spesielt på vinteren eksisterer det en ikke ubetydelig prisfølsomhet i etterspørselen i spotmarkedet, selv fra time til time. På sommeren er denne prisfølsomheten lavere, men på lengre sikt vil det selv på sommeren være en viss prisrespons i etterspørselen i spotmarkedet. Det betyr at man har en viss umiddelbar prisrespons i klareringspunktet på endringer i timesprisen, og at den på lengre sikt, når denne endringen er slått gjennom til sluttbruker, har en betydelig høyere effekt.

Det neste spørsmålet er om det finnes prisrespons i etterspørselen i sluttbrukermarkedet, både på kort og litt lengre sikt. Hvis vi ser på husholdningene, småindustri og tjenesteytende næringer, som utgjør en stor del av sluttbrukermarkedet, er de fleste på lengre priskontrakter og ikke timeskontrakter. Det er derfor den langsiktige elastisiteten (f.eks. estimert på årsdata), hvor eventuelle spotprisendringer har slått gjennom til sluttbrukerprisene og forbrukerne har fått tid til å tilpasse seg, som er mest relevant for dagens situasjon. Utviklingen går imidlertid i retning av at nyere teknisk utstyr som toveismålere og automatisk utkobling av varmtvannsberedere og lignende, vil kunne øke den kortsiktige fleksibiliteten hos sluttbrukerne. Det er derfor også interessant å se på den kortsiktige prisresponsen hos kunder som har installert slikt utstyr, for å vurdere om det vil kunne føre til en mer prisfølsom etterspørsel også i spotmarkedet.

Det finnes flere norske undersøkelser av etterspørselsresponsen både på kort, og på litt lengre sikt. Hovedtyngden av disse fokuserer på husholdningssektoren. Ericson har gjennomført flere analyser av hvordan husholdninger som har fått installert nytt automatisk måleutstyr tilpasser seg til prisendringer fra time til time (Ericson, 2007). Han finner at husholdninger som ikke har timespriskontrakter (enten på kraft- eller nett-tariffen), hadde lavere prisrespons fra time til time enn andre husholdninger. Han finner også at utkobling av for eksempel varmtvannstanker kan flytte last til andre perioder, men at man kan få problemer med en ekstra effekttopp dersom alle kundene kobles inn samtidig. Han finner også at det er en fare for at vinninga går opp i spinninga dersom ikke utkobling av last blir koordinert med andre tiltak for å øke prisfleksibiliteten på kort tid, som for eksempel timesvariasjoner i prisen, for å unngå at lasten kobles inn i høyprisperioder. Disse analysene illustrerer at slike virkemidler (timesspotkontrakter,

time-of-use-tariffer og automatisk utkobling) har stort potensial til å øke den kortsiktige prisresponsen i husholdningene, men at det forutsetter en gjennomtenkt og koordinert innsats fra flere tilbydere i sluttbrukermarkedet. Det er blitt gjennomført relativt mange norske studier av mer langsiktig prisrespons i husholdningenes energiforbruk basert på årsdata (se bl.a. Halvorsen m.fl., 2005a, b og c, Halvorsen og Larsen, 2001a og b, Nesbakken, 1999 og 2001, Halvorsen og Nesbakken 2002). I alle analysene finner man en betydelig prisfølsomhet i husholdningenes etterspørsel på litt lengre sikt. Denne prisfølsomheten vil imidlertid variere over tid, mellom ulike husholdningsgrupper og mellom ulike typer av forbruk (til oppvarming eller til apparater).

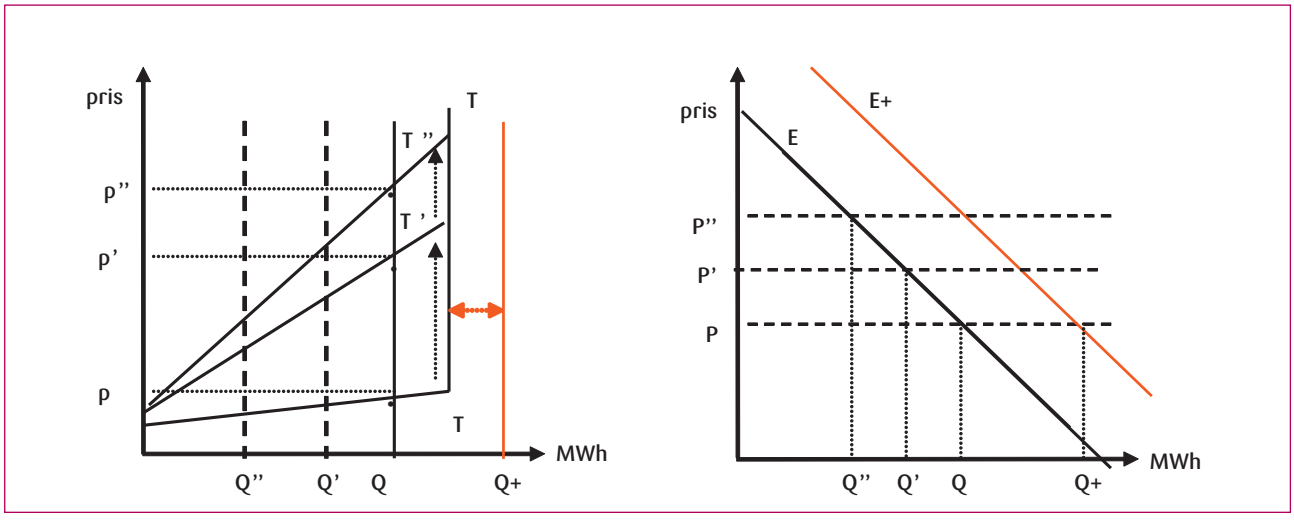
For å oppsummere den empiriske litteraturen på elektrisitetsetterspørselens prisfølsomhet, finner vi at deler av etterspørselskurven i spotmarkedet er relativt bratt, men ikke fullstendig uelastisk, mens etterspørselen i sluttbrukermarkedet er relativt fleksibel, i det minste for husholdningssektoren. I resten av analysen vil jeg begrense diskusjonen til dette tilfellet.

4. HVA MED SITUASJONEN I BERGENSOMRÅDET?

I følge rapporten til sjøkabelutvalg III er hovedproblemet i BKK-området en anstrengt energisituasjon, noe som til tider krever stor import av kraft til området, snarere enn et rent effektproblem i overføringsnettet. Et alternativ til å bygge ut nettkapasiteten for å løse dette problemet, er å bruke den prisingsmekanismen som ligger i kraftmarkedet mer aktivt. Det gjør at sjøkabelutvalg III har anbefalt å skille ut Bergensområdet som eget anmeldingsområde på kraftbørsen slik at prisene bedre reflekterer den ressurstilgangen som er i området. Det har vært stor motstand mot å skille ut et så avgrenset område, både fra politisk hold, NVE og Statnett. Årsaken er at lokalbefolkningen i perioder kan få høyere priser der enn i resten av landet, noe som er politisk problematisk. Man har derfor valgt en mellomløsning, ved å inkludere hele Vestlandet i dette prisområdet, hvor det i store deler av området ikke har noen presset kraftsituasjon. Den pressede situasjonen i BKK-området gjør at dette området i perioder er lukket fra resten av Vestlandsregionen, som prisområdet i dag omfatter. Et viktig spørsmål er hvordan et slikt kompromiss påvirker forsyningssikkerheten i det pressede området.

Figur 6 illustrerer hva som skjer dersom prisen på kraft i spotmarkedet ikke reflekterer de reelle kostnadene i det lukkede pressområdet. Anta at tilbudet for hele et større prisområde (for eksempel Vestlandet) er gitt ved T, mens tilbudet for pressområdet er gitt ved TT'. Det fører til at spotprisen for prisområdet blir *p*, mens den prisen for det pressede området burde være *p'*. Den prisen sluttbrukerne da står overfor vil da bli *P* og ikke *P'*, som gjenspeiler den reelle skyggeprisen på kraft i pressområdet. Det medfører at etterspørselen i pressområdet blir for høy ($Q' > Q$). Det høye forbruket (Q) er det som blir budt inn i spotmarkedet. Det vil føre til at energisituasjonen i pressområdet blir enda mer presset, slik at tilbudskurven for pressområdet presses opp til T"T. Dersom sluttbrukerne hadde stått overfor prisene fra denne tilbudskunden, ville det har redusert forbruket ytterligere. Siden de derimot tilpasser seg prisen i prisområdet, vil det ikke skje noe verken med prisene

Figur 6: *Tilpasningen i strømmarkedet i et område med knapphet i tilgangen på kraft, når dette området ikke skilles ut som eget prisområde*



eller med etterspørselen (som ligger fast på Q),[8] og energisituasjonen vil gradvis forverres. Dersom det da plutselig blir kaldt, slik at etterspørselen skifter til $E+$, vil det kunne oppstå en situasjon hvor etterspørselen skifter så langt ut at det vil oppstå et underskudd på kraft i pressområdet.

Dersom man ikke skiller ut de områdene hvor presset er høyest som egne prisområder på spotmarkedet, vil prisen til forbruker bli for lav relativt til hva ressurssituasjonen tilsier, og slike ubalanser vil oppstå. Denne ubalansen kan enten reguleres i regulerkraftmarkedet, ved at man tilbyr lokale produsenter en høyere pris enn markedsprisen for å øke produksjonen/redusere forbruket, eller at man kan endre kriteriet for hvor mye kraft man tillater å importere til området over det eksisterende linjenettet (for eksempel å gå over til N-1/2 eller N-0), noe som vil skifte tilbudskurven i spotmarkedet mot høyre i diagrammet (ikke vist i figuren).

Denne analysen tar selvfølgelig ikke inn over seg alle de detaljene som finnes i dagens kraftmarked og situasjonen i Hordaland. Analysen illustrerer imidlertid et svært viktig poeng, og det er at dersom etterspørselen er for høy relativt til hva ressurssituasjonen i et område tilsier over en periode, vil det føre til en akkumulert ubalanse i kraftmarkedet. Det vil øke behovet for å regulere markedet og/eller kjøre nettet på høyere kapasitet enn hva som er ønskelig ut fra forsyningssikkerhetshensyn. Situasjonen med ubalanse i kraftmarkedet, behov for reguleringer og redusert forsyningssikkerhet vil forverres helt til etterspørselen går ned av seg selv, enten som følge av redusert behov (våren) eller økte priser. Jo større ubalansen er blitt, jo høyere må prisene opp for å redusere etterspørselen og øke tilbudet tilstrekkelig for å gjenopprette balansen i markedet. På grunn av de reguleringsmekanismene Statnett har i slike situasjoner, vil ikke markedet nødvendigvis bryte sammen, men en langvarig situasjon med ubalanse i kraftmarkedet i en mindre region kan føre til redusert forsyningssikkerhet. En slik reduksjon av forsyningssikkerheten vil også drive frem et behov for å bygge ut overføringskapasiteten til området, med de konsekvenser det får for natur- og kulturlandskapet. Dersom man tillater regionale prisforskjeller, vil etterspørselen tilpasse seg kraftsituasjonen i området, og behovet for å bygge ut overføringskapasitet vil reduseres.

[8] *Det innebærer en underliggende forutsetning om at forholdene i pressområdet ikke påvirker samlet tilbuds- og etterspørselsforholdene i prisområdet i nevneverdig grad. Dette er ikke helt representativt for situasjonen i Bergensregionen, men det er gjort for å illustrere poenget uten å forvanske analysen unødvendig.*

5. KONKLUSJONER

Fra den politiske diskusjonen i denne saken kan man få inntrykk av at målkonfliktene går mellom utbygging og forsyningssikkerhet på den ene siden og naturvern på den andre siden. Denne analysen viser at sammenhengene ikke er så enkle, og at det også finnes målkonflikter mellom like regionale priser på den ene siden og forsyningssikkerhet og naturvern på den andre siden. Av politiske hensyn ønsker man ikke at enkeltforbrukere i pressområder skal ha en vesentlig høyere pris på strøm enn andre forbrukere. Av den grunn gjør man prisområdene større, og velger å løse ubalansene ved å regulere markedet og redusere forsyningssikkerheten ved å tillate en høyere import av kraft til området enn N-1-kriteriet tilsier. Det ivaretar kanskje de distriktspolitiske hensynene, men på bekostning av forsyningssikkerheten og stabiliteten i markedet. Det fører også til et for høyt konsum, og dermed et høyere press på utbygging av kapasitet enn nødvendig. Dersom man tillater regional prising i spesielle pressområder, vil man unngå slike problemer, samtidig som forbruket i området er i tråd med de ressursene som faktisk finnes. Man vil også gi incentiver til utbygging av ny kraft, og redusere risikoen for unødvendige naturinngrep. Det kan godt tenkes at en utbygging av nye overføringsforbindelse til BKK-området er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men det vet man ikke med mindre man tillater konsumentene å stå overfor de prisene som gjenspeiler kostnadene ved deres konsum. Å bruke markedet mer aktivt er den sikreste måten å sjekke om en utbygging er ønskelig for samfunnet som helhet eller ikke.

Mange har argumentert med at høye strømpriser er en indikasjon på at markedet ikke er i stand til å allokere kraft på en tilstrekkelig måte. Argumentet er at det er for lite fleksibilitet i etterspørselen til at markedet vil kunne løse en anstrengt kraftsituasjon. Det stemmer at etterspørselen er relativt ufleksibel på kort sikt, og det er derfor man har et regulerkraftmarked til å håndtere ubalanser på grunn av effektknappet. Dersom hovedproblemet er knapphet på energi, som av og til gir seg utslag i effektknapphet (som er situasjonen i Bergensområdet i følge rapporten fra sjøkabelutvalg III), vil det være de mer langsiktige prisresponsene i sluttbrukermarkedene som er av betydning for markedets evne til å løse en spent energisituasjon. Alle empiriske analyser på norske data tyder på at det er en ikke ubetydelig prisrespons på langsiktige prisendringer (se for eksempel vedlegg 4, OED, 2011). Det finnes også eksempler på at økte priser medfører store strukturelle endringer i energiforbruket i løpet av relativt kort tid. En av de største strukturelle endringene i husholdningene skjedde med utfasingen av oljebasert oppvarmingsutstyr etter OPEC I og II. Et

annet eksempel er den enorme energieffektiviseringen som for øyeblikket foregår i norske hjem, bl.a. som følger av økte energipriser. Dette er eksempler som illustrerer hvordan økte priser kan være en kraftig driver for endringer i forbruksmønsteret over tid.

Avslutningsvis vil jeg understreke viktigheten av den underliggende markedsmekanismen for hvilke tiltak som bør velges. Ubalanser i markedet forsvinner ikke før de underliggende strukturene er endret, for eksempel vet at man tillater markedet å virke så optimalt som mulig. En prising på nodenivå, som foreslått i rapporten fra Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet (se Bye m.fl., 2010), vil selvfølgelig være den mest optimale bruken av markedet til å allokere ressursene. Mange ser det imidlertid som for komplisert å dele markedet i så mange deler. Et alternativ er å videreføre den strategien man har i dag, med å skille ut enkelte prisområder når en press-situasjon oppstår, men tillate at prisområdet defineres etter ressurstilgangen, og unngå å inngå kompromisser på grunn av andre politiske målsetninger. At man er villig til å skille pressområder ut som egne prisområder behøver ikke å bety at man ikke skal ta andre politiske hensyn enn riktig prising i energipolitikken. Men det er viktig at man unngår å bruke virkemidler som har uheldige konsekvenser for markedets funksjonsevne. Å bruke markedet effektivt som allokeringsmekanisme er den sikreste måten å vurdere om slike utbygginger er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og unngå at unødvendige naturinngrep.

REFERANSER:

Bye, T. og P.V. Hansen (2008): «How do spot prices affect aggregated electricity demand?», *Discussion Papers* 527, Statistisk sentralbyrå.

Bye, T, M. Bjørndal, G. Doorman, G. Kjølle og C. Riis (2010): «Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem». Rapport fra ekspertutvalget om driften av kraftsystemet.

Ericson, T. (2007): «Short-term electricity demand response», Doctoral theses, 2007:53, Norwegian University of Science and Technology.

Ericson, T. og B. Halvorsen (2007): «Har vi en potensiell kraftkrise i Midt-Norge?», *Økonomiske analyser 3/2007*, Statistisk sentralbyrå.

Ericson, T. and B. Halvorsen (2010): «The allocation of power and energy in liberalized electricity markets», *Discussion Papers* no 612, Statistics Norway.

Ericson, T., B. Halvorsen og P. V. Hansen (2008): «Hvordan påvirkes strømprisene i alminnelig forsyning av endret spotpris?», *Rapporter 2008/54*, Statistisk sentralbyrå.

Ericson, T., B. Halvorsen og P.V. Hansen (2009): «Hvordan påvirkes husholdningenes strømpris av endret spotpris?», *Økonomiske analyser 2/2009*, Statistisk sentralbyrå.

Førsund, F. (2007): «*Hydropower economics*», Springer Science and Business Media, LLC, New York.Halvorsen, B. and B. M. Larsen (2001a): 'The Flexibility of Household Electricity Demand over Time'. *Resource and Energy Economics*, 23.

Halvorsen, B. and B. M. Larsen (2001b): 'Norwegian residential electricity demand. A microeconomic assessment of the growth from 1976 to 1993.' *Energy Policy,* 29.

Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2001): 'Hvordan utnytte resultater fra mikroøkonometriske analyser av husholdningenes energiforbruk i makromodeller? En diskusjon av teoretisk og empirisk litteratur om aggregering', *Rapporter 2001/2*, Statistisk sentralbyrå.

Halvorsen B and R. Nesbakken (2002): 'A conflict of interests in electricity taxation. A micro econometric analysis of household behaviour', *Discussion Papers 338*, Statistics Norway.

Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2005a): 'Pris- og inntektsfølsomhet i ulike husholdningers etterspørsel etter elektrisitet, fyringsoljer og ved', *Rapporter 2005/8*, Statistisk sentralbyrå.

Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2005b): 'Norske husholdningers energiforbruk til stasjonære formål 1960 – 2003 – En diskusjon basert på noen analyser i Statistisk sentralbyrå', *Rapporter 2005/37*, Statistisk sentralbyrå.

Halvorsen, B., B.M. Larsen og R. Nesbakken (2005c): 'Lys og varme gjennom 43 år: Energiforbruket i Norske boliger fra 1960 til 2003', *Økonomiske analyser 5/2005*, Statistisk sentralbyrå.

Halvorsen, B., B. Larsen og R. Nesbakken (2007): «Simulering av husholdningenes elektrisitetsforbruk: Dokumentasjon av mikrosimuleringsmodellen SHE», *Rapporter* 2007/7, Statistisk sentralbyrå

Nesbakken, R. (1999): «Price sensitivity of residential energy consumption in Norway», *Energy Economics* **21**, 493–515.

Nesbakken, R. (2001): «Energy Consumption for Space Heating: A Discrete-Continuous Approach», *Scandinavian Journal of Economics* **103**(1), 165–184.

OED (2011): «Konsekvensene av at man trenger lenger tid på en ny overføringsforbindelse til Bergensområdet (BKK-området). Rapport fra sjøkabelutredningen utvalg III, 1. februar 2011.

Rasmussen, I. og S. Strøm (2010): « Ny kraftledning over Hardangerfjorden: En samfunnsøkonomisk optimal løsning?», *Samfunnsøkonomen*, 2/2010, s 20 – 27.

Statnett (2010): «Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009–2010», Notat til OED 10.09.2010, *http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/ Sima %20- %20Samnanger/Dokumentliste/Andre %20dokumenter/Oppdatert %20vurdering %20 av %20forsyningssikkerheten %20inn %20mot %20 Bergensomr %c3 %a5det %20(OED, %20 100 910).pdf.*

Sigve Tjøtta (2010): «Grønn tragedie i Hardanger», Samfunnsøkonomen nr. 5.

NILS-HENRIK MØRCH VON DER FEHR
professor, Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo[1]

Den økonomiske reguleringen av strømnettet

Til tross for at den økonomiske reguleringen av strømnettet er faglig velfundert, gjennomarbeidet og utviklet over en lang periode i nært samarbeid med berørte selskaper, er den i de senere år blitt sterkt kritisert i deler av bransjen. Mye av kritikken er overdreven og urimelig, men deler av den er treffende; det er behov for justeringer av reguleringsregimet.

INNLEDNING

Bakgrunnen for mye av kritikken er en bekymring for utilstrekkelig avkastning på nye investeringer. Ifølge bransjeorganisasjonen Energi Norge gir reguleringsregimet *«utydelige og svake investeringsinsentiver i en bransje med stort akkumulert investeringsbehov, stort behov for nyinvesteringer for å knytte til og transportere ny kraftproduksjon, nyinvesteringer med tanke på forsyningssikkerheten»* (Energi Norge, 2009).

Kritikken av reguleringsmodellen retter seg først og fremst mot metoden for beregning av kostnadsnormer, den såkalte DEA, og hvorvidt denne er egnet til å avdekke reelle forskjeller i langsiktig effektivitet mellom nettselskapene. Energi Norge mener således at *«både oppgaver, selskaper og rammebetingelser varierer i en slik grad at det ikke er mulig fullt ut å ta hensyn til dette på en tilfredsstillende måte gjennom en DEA-analyse»* (Energi Norge, 2009). Store deler av kritikken er allikevel mer generell og dreier seg om selve grunnlaget for reguleringen, regulatorisk usikkerhet, det normbaserte incitamentssystemet, sammenligninger på tvers av selskaper, det datamessige underlaget såvel som de konkrete beregningene.

Jeg vurderer den økonomiske reguleringen av strømnettet med utgangspunkt i den omtalte kritikken. Jeg legger til grunn målsetningene i energiloven og den vanlige forståelsen av disse. Deler av kritikken kan oppfattes som en alternativ forståelse av lovverket, men det ligger utenfor rammen av denne artikkelen å foreta en mer grunnleggende diskusjon av nettvirksomhetens samfunnsøkonomi og underliggende samfunnsmessige hensyn.

REGULERINGSREGIMET

Dagens reguleringsregime trådte ikraft 1. januar 2007 og representerer en videreføring av det systemet med fastsettelse av årlige inntektsrammer for det enkelte netteselskap som har vært i bruk siden 1997 (NVE, 2009a). For hvert år fastsetter NVE det enkelte nettselskaps tillatte inntekt.

[1] *Artikkelen bygger på et arbeid jeg nylig har utført for Olje- og energidepartementet; se von der Fehr (2010) for en mer detaljert diskusjon og henvisning til ytterligere kilder. Jeg er takknemlig for nyttige kommentarer til artikkelen fra en anonym konsulent.*

Selskapene setter selv sine tariffer (nettleie), som sammen med kundenes forbruk bestemmer den faktiske inntekten. Avvik mellom tillatt inntekt og faktisk inntekt omtales som mer- og mindreinntekt. Merinntekt skal tilbakeføres til kundene gjennom reduserte tariffer i fremtiden, mens mindreinntekt kan hentes inn gjennom økte tariffer.

Tillatt inntekt (TI) er summen av inntektsramme (IR), kostnader for uttak og innmating i overliggende nett (KON) og eiendomsskatt (E), fratrukket avbruddskostnader (KILE):

$$TI = IR + KON + E - KILE.$$

Mens kostnader i overliggende nett og eiendomsskatt kan betraktes som utenfor selskapenes kontroll, er avbruddskostnadene en del av reguleringsregimet. KILE-beløpet beregnes med utgangspunkt i tidspunktet for, varigheten og omfanget av det enkelte avbrudd.

Inntektsrammen er lik et veiet gjennomsnitt av faktiske kostnader (FK) og en kostnadsnorm (KN), med vekter på henholdsvis 40 og 60 prosent:

$$IR = 0.4 \cdot FK + 0.6 \cdot KN.$$

Fordi kostnadene ikke kan overveltes fullstendig i inntektene, har selskapet incitament til å holde dem nede.

Kostnadene beregnes som summen av drifts- og vedlikeholdskostnader, avbruddskostnader (KILE), verdien av overføringstap, avskrivninger og avkastning på investert kapital. Drifts- og vedlikeholdskostnader beregnes utfra regnskapene og blir i likhet med avbruddskostnadene korrigert for prisstigning. Overføringstapet regnes i henhold til en referansepris for det året inntektsrammen gjelder for. Avkastningen på investert kapital beregnes med utgangspunkt i bokførte verdier og en referanserente basert på effektiv rente på 5-årige statsobligasjoner.

Kostnadsnormene er ment å være frikoblet fra selskapenes faktiske kostnader og gjenspeile kostnadsbehovet over tid når etterspørselen etter nettjenester tilfredsstilles på en gjennomsnittlig effektiv måte. Normene skal fastsettes på bakgrunn av sammenlignende effektivitetsanalyser, hensyn tatt til relevante forskjeller i selskapenes rammebetingelser.

Sammenligningen av selskapene tar utgangspunkt i deres faktiske kostnader samt et antall indikatorer for oppgaver og rammebetingelser. Disse indikatorene er ment å fange opp forhold som har betydning for kostnadsnivået, men som selskapene ikke selv har herredømme over. For eksempel vil et nettselskap som opererer i et område med store geografiske avstander gjerne ha høyere kostnader enn et selskap som opererer i et område med små avstander; for å ta hensyn til dette, inngår linjelengde i beregningene. I tillegg inngår indikatorer for levert energi, antall abonnenter, tekniske nettkarakteristika, geografi og klima.

NVE foretar utvalget av indikatorer i tre trinn, der man først vurderer variablenes teoretiske og praktiske begrunnelse, dernest hvorvidt variablene har statistisk signifikant forklaringskraft for kostnader eller kostnadsnormer, og tilslutt om de gir signifikante utslag i beregningen av kostnadsnormene. Første trinn skjer i samarbeid med nettselskapene, mens andre og tredje trinn skjer internt i NVE.

Sammenligningen av kostnader skjer ved en såkalt dataomhyllingsanalyse (eng. Data Envelopment Analysis, DEA). I denne analysen beregnes et sett av referanseselskaper, selskaper som har lavest totalkostnad hensyn tatt til oppgaver og rammebetingelser. Referanseselskapene er pr. definisjon kostnadseffektive og gis derfor i utgangspunktet et DEA-resultat på 100 prosent.

Utfra ett eller flere referanseselskaper beregnes det for hvert av de øvrige nettselskapene et korresponderende mønsterselskap, definert som et veiet gjennomsnitt av referanseselskapene slik at mønsterselskapet har tilsvarende oppgaver og rammebetingelser (dvs. verdier på indikatorene) som nettselskapet selv; mønsterselskapet danner med andre ord en målestokk for hvor lave kostnader nettselskapet kunne hatt dersom det hadde et kostnadsnivå som tilsvarte et gjennomsnitt av nivåene til referanseselskapene.

DEA-resultatet for det enkelte selskap er definert som forholdet mellom kostnadene til mønsterselskapet og selskapets faktiske kostnader. Disse resultatene kalibreres i forhold til gjennomsnittet for alle nettselskapene; et selskap med et opprinnelig DEA-resultat lik gjennomsnittet ender derfor opp med et kalibrert resultat lik 100 prosent.

Kostnadsnormen for det enkelte selskap er definert som selskapets faktiske kostnader multiplisert med det kalibrerte DEA-resultatet. Disse normene kalibreres på nytt i forhold til de faktiske kostnadene for alle selskapene sett under ett; selskapenes endelig kostnadsnormer er satt slik at summen av kostnadsnormene er lik summen av de faktiske kostnader.

Sluttresultatet blir at kostnadsnormen for det enkelte selskap reflekterer gjennomsnittsselskapets kostnadsnivå, korrigert for relevante forskjeller. Det innebærer at kostnadsnormen til det enkelte selskap er uavhengig av selskapets faktiske kostnader, og at i sum er kostnadsnormene tilstrekkelige til å dekke selskapenes faktiske kostnader.

VURDERING

Som nevnt er kritikken av den økonomiske reguleringen av nettselskapene både omfattende og mangslungen; min analyse er tematisert etter de hovedspørsmål som kritikken reiser.

Incitamenter

Det grunnleggende problem er at ingen riktig vet hvordan et nett som ivaretar målsetningene i energiloven, ser ut. Problemet forsterkes ved at de som er nærmest til å vite det, har interesser som ikke samsvarer med disse målsetningene. Utfordringen for myndighetene er å utforme reguleringene slik at aktørene fatter sine beslutninger i tråd med målsetningene.

En grunnleggende del av denne oppgaven består i å fordele rettigheter og plikter. Brukerne av strømnettet – produsenter og forbrukere av strøm – er gitt vide rettigheter når det gjelder å knytte seg til og benytte nettet, og nettselskapene er forpliktet til å iverksette nødvendig tiltak for å tilfredsstille brukernes behov. Nettselskapenes handlingsrom er også begrenset av plikter pålagt gjennom konsesjonsvilkår og forskrifter med hjemmel i energiloven, og ved at en rekke beslutninger om utbygging krever godkjennelse eller konsesjon fra myndighetene.

Mens aktørenes rettigheter og plikter definerer deres handlingsrom, påvirker den økonomiske reguleringen incitamentene til å benytte handlingsrommet. For nettselskapene gjelder det spesielt avveiningen mellom kapasitet og kvalitet på den ene side og kostnader på den annen.

Gitt alle begrensninger på nettselskapene kunne man kanskje være fristet til å konkludere med at deres handlingsrom er begrenset i den grad at de i realiteten ikke har noen valg; kapasitet og kvalitet er bestemt av brukernes etterspørsel og de krav som ligger i offentlige reguleringer, og den økonomiske reguleringen bør derfor begrenses til å sikre selskapene en rimelig avkastning på de investeringer de uansett er nødt til å gjennomføre.

Dette er å gå for langt. Selv om selskapenes handlingsrom er begrenset, er det på ingen måte fullstendig innsnevret. Selskapene kan blant annet påvirke omfanget av drift og vedlikehold og tidspunktet for fornyelse og oppgraderinger, samt velge kapasitet og kvalitet som går utover myndighetsfastlagte minstekrav. Erfaringene fra tidligere tider – og spesielt den overkapasitet som ble bygget opp frem til innføringen av dagens reguleringsregime – viser at når forholdene ligger tilrette for det, vil selskapene pådra seg unødvendig høye kostnader. Skal man oppnå kostnadseffektivitet, må man gi selskapene incitamenter til å drive effektivt.

Inntektsramme

Tradisjonelt var nettselskapene avkastningsregulert, i Norge såvel som i de fleste andre land. Avkastningsregulering gir sterke incitamenter til å investere, men svake incitamenter til å drive kostnadseffektivt, og ordningen er derfor mange steder erstattet med regimer som i sterkere grad oppmuntrer til effektivitet. I Norge gikk man som nevnt over fra avkastningsregulering til inntektsrammeregulering i 1997.

Med en gitt inntektsramme kan selskapene bare forbedre sine økonomiske resultater ved å redusere kostnadene, ved effektivisering eller ved å begrense omfanget av virksomheten. Om etterspørselen avhenger av prisene, vil heving av prisene gi fall i omsatt volum; derved blir (kort- og langsiktig variable) kostnader lavere, samtidig som inntektene opprettholdes.

Det er ikke noe incitamentet til å begrense omfanget av virksomheten om prisene reguleres direkte, istedenfor via inntektene; tvertimot vil selskapene ønske å øke volumet, ihvertfall sålenge pristaket ligger høyere enn enhetskostnadene. Om selskapene skal ha incitament til å ekspandere virksomheten – i de minste til ikke å redusere den – er pristakregulering å foretrekke fremfor inntektsrammeregulering (von der Fehr, Hagen og Hope, 2002).

Som forklart ovenfor, har nettselskapene begrensede muligheter til å styre omfanget av virksomheten; volumet er i stor grad etterspørselsbestemt, og etterspørselen er lite prisfølsom,[2] samtidig som myndighetsbestemte regler for kvalitet og sikkerhet begrenser selskapenes muligheter til å redusere omfanget av både drift og investeringer (Bjørndal og Johnsen, 2004). Gitt at hensynet til omfanget av virksomheten er underordnet, blir andre, mer praktiske forhold avgjørende; pristakregulering er mer krevende

[2] *Se Bye og Hansen (2006) for en analyse av etterspørselens prisfølsomhet med litteraturhenvisninger.*

å implementere når virksomheten omfatter mange tjenester, og kan gi selskapene mindre frihet til å tilpasse sine priser til lokale etterspørsels- og kostnadsforhold. På denne bakgrunn er det ikke overraskende at mange land etterhvert har valgt inntektsrammeregulering.

I sin reneste form innebærer inntektsrammeregulering at inntektene er uavhengige av kostnadene i den underliggende virksomhet, men i den norske utformingen er inntektene delvis knyttet til kostnadene. Slik sett fremstår det norske regimet som en mellomting av inntektsramme- og avkastningsregulering, og kan vel så gjerne ses som en inndeknings- som en incitamentsmekanisme. Sett fra et incitamentssynspunkt spiller det forsåvidt ikke noen rolle hvor stor rammen er; det er det faktum at selskapet beholder deler av besparelsen, som gir incitament til å redusere kostnadene. Sett fra et inndekningssynspunkt er imidlertid størrelsen på rammen helt avgjørende; selskapet vil bare få dekket sine kostnader dersom inntektsrammen er større enn de laveste kostnader selskapet er istand til å nå.

Kostnadsnorm og normkostnader

Kostnadsnormene beregnes med utgangspunkt i selskapenes faktiske totalkostnader, etter en analyse av om de ligger på et rimelig nivå, eller om det finnes et effektiviseringspotensial som innebærer at virksomheten kan drives til lavere kostnader. Et alternativ til denne «ovenfra og ned»-tilnærmelsen er å bygge kostnadsnormen «nedenfra og opp», ved å fastlegge normer for kostnadene i de ulike deler av virksomheten og så summere disse til en samlet kostnadsnorm.

Hovedutfordringen med denne tilnærmelsesmåten – såkalt Aktivitetsbasert kalkulasjon eller ABC (eng. Activity Based Calculation) – er å finne den underliggende kostnadsstrukturen. Det består dels i å gruppere kostnadene og dels i å definere underliggende aktiviteter som bestemmer kostnadene i hver gruppe.[3] Når kostnadsstrukturen er fastlagt, definerer man normer for nødvendige kostnader (som f. eks. administrasjonskostnader pr. kunde og nyverdi pr. anleggstype). Utfra normkostnadene og omfanget av den enkelte aktivitet (som f.eks. antall kunder og oppbygningen av nettanlegg) finner man så det nødvendige kostnadsnivået.

Normkostnadsmetoden kan baseres på uavhengige studier av nødvendige kostnader for den enkelte aktivitet. Det forutsetter at de nødvendige kostnadene ikke varierer særlig mellom selskapene, eller krever i det minste beregninger av justeringsfaktorer som korrigerer for slike forskjeller. Det er vanskelig å se hvordan man skal kunne beregne justeringsfaktorer uten å benytte den informasjon som ligger i selskapenes faktiske kostnader, og i praksis må derfor normkostnadsmetoden også i stor grad baseres på faktiske kostnader.

Når kostnadsnormen er basert på den faktiske aktivitet, betyr det at kostnadsnormen vil øke parallelt med aktiviteten. Spesielt vil investeringer automatisk utvide kostnadsnormen i takt med anskaffelsen av nytt utstyr, og normkostnadsmetoden gir derfor sterke incitamenter til å investere. Incitamentet til å investere blir forsterket i den grad nye investeringer reduserer driftskostnadene. I praksis vil det være vanskelig å regulere normen for driftskostnadene slik at den fanger opp gevinster av investeringer i nettet (i den grad driftsaktivitetene er knyttet til omfanget av nettet, vil normen for driftskostnadene tvertimot øke med investeringer i nettet), og det vil derfor være en systematisk tendens til å overinvestere.

De ulike metodene har sine fordeler og ulemper, men det er ikke godtgjort at dagens metode for beregning av kostnadsnormer bør erstattes av en norm- eller oppgavebasert metode.[4] Der hvor forholdene ligger tilrette for det, kunne kostnadsberegninger basert på normkostnader utgjøre et supplement.[5] NVE har gode data for oppbygningen av regional- og sentralnettene, og har således et grunnlag for å beregne normer for kapitalkostnadene også på denne måten. Med tillegg av en vurdering av nødvendige driftskostnader, kan man etablere en form for konsistenssjekk av de kostnadsnormene som beregnes med dagens metode.

Sammenligning av selskaper

Det er en grunnleggende tanke i moderne økonomisk reguleringsteori at utformingen av normen for en bestemt aktør kan forbedres gjennom å utnytte informasjon om andre aktører, såkalt målestokkonkurranse. Strengt tatt behøves det ikke mer enn statistisk korrelasjon mellom de forhold som påvirker virksomheten til forskjellige aktører, for at målestokkonkurranse kan ha verdi. I praksis er imidlertid målestokkonkurranse nyttig bare dersom det er stor grad av sammenlignbarhet mellom virksomhetene. Sammenlignbarheten kan forbedres dersom man

[3] *Bjørndal, Bjørnenak og Johnsen (2003) foreslår å skjelne mellom henholdsvis kunderelaterte og nettrelaterte kostnader, mens Sand, Nordgård og Samdal (2006) foreslår en mer detaljert oppdeling.*

[4] *Se Econ (2008a) for en sammenligning av incitamenter til investeringer og effektivisering.*

[5] *Agrell og Bogetoft (2008) diskuterer mulighetene for å kombinere ulike metoder.*

kan kontrollere for virkningen av andre, utenforliggende faktorer som har betydning for virksomhetene, men som aktørene ikke selv har herredømme over.

Enkelte har tatt til orde for at det er umulig å sammenligne effektiviteten i nettselskapene fordi betingelsene er så forskjellige. Det er å overdrive. For det første er det betydelig grad av enighet om hvilke forhold som kan ha betydning for selskapenes kostnader, herunder omfanget og typer av oppgaver og strukturelle og naturgitte rammebetingelser. For det andre viser økonometriske analyser at det er mulig å forklare deler av variasjonen i kostnadene mellom ulike selskaper ved indikatorer som reflekterer oppgaver og rammebetingelser.

Man kunne innvende at sålenge man ikke er sikker på om man har rensket ut all variasjon som skyldes ulike betingelser, kan man heller ikke være sikker på hvor meget av den gjenværende variasjon som skyldes genuine effektivitetsforskjeller. Det er riktig nok, men det faktum at virksomhetene eventuelt ikke er fullstendig sammenlignbare, er ikke et argument for ikke å sammenligne, men snarere et argument for å utvise forsiktighet ved bruken av resultatene. I og med at man har kunnet teste stort sett alle de faktorer som nettselskapene selv mener kan ha vesentlig betydning for deres kostnader, må det kunne antas at ihvertfall deler av den resterende variasjon må tilskrives effektivitetsforskjeller. Man må derfor kunne legge til grunn at sammenlignende effektivitetsstudier kan gi nyttig informasjon for de regulerende myndigheter. Spørsmålet er ikke om det er mulig å sammenligne nettselskapene, men hvordan dette best kan gjøres, gitt det datagrunnlag og de beregningsmetoder man har til rådighet.[6]

DEA

DEA er basert på en rekke forutsetninger, hvorav noen følger fra den underliggende teori og noen må velges i den konkrete anvendelse; de sistnevnte gjelder blant annet sammenhengen mellom virksomhetens størrelse og effektivitet (skalaegenskaper), utvalget av variabler (input og output), behandlingen av ekstreme observasjoner (minimums- og maksimumsverdier) og eventuelle særskilte restriksjoner på beregningsresultatene.

Hverken økonomisk teori eller praktisk kunnskap gir entydig veiledning i valget av forutsetninger. Med god innsikt i teorien, eksperimentering med ulike alternativer, bruk av statistiske metoder og grundig kjennskap til den praktiske virkelighet kan man komme et godt stykke på vei, men det må utøves et omfattende skjønn, der svarene ikke er åpenbare, og der ulike sett av forutsetninger kan gis rimelige begrunnelser.

Dette ville ikke være noe problem hvis resultatene var lite følsomme for valget av forutsetninger. Et illustrerende eksempel er fjerningen av variabelen som var ment å fange opp anlegg i grensesnittet mellom distribusjonsnett og regionalnett, som fikk betydning for resultatene til flere selskaper; for Evenes kraftforsyning falt resultatet fra 100 til 64 prosent. Evenes kraftforsyning klaget, men NVE svarte at *«selskapet kommer for godt ut når grensesnittsvariabelen er inkludert i modellen, og det er en tilsiktet virkning at selskapets DEA-resultat skal falle betydelig»* (NVE, 2009b, s. 5). Poenget er imidlertid ikke hva som er riktig, men at beskjedne endringer i forutsetningene kan gi dramatiske utslag.

Problemet med DEA stikker imidlertid dypere. Nettselskapene er satt til å ivareta en rekke ulike og tildels motstridende hensyn, og det kan være flere legitime fortolkninger av hvordan disse bør avveies (f.eks. ulik prioritering av leveringskvalitet i forhold til tariffer). Det kan også være ulike måter å ivareta hensynene på (f.eks. valg av teknologi, investeringstakt, vedlikeholdsomfang og innretning av driften), uten at en bestemt måte alltid kan sies å være den beste. DEA-resultatene reflekterer forskjeller i fortolkninger av formålet med virksomheten og ulike måter å ivareta det på, og kan ikke uten videre tas som uttrykk for effektivitetsforskjeller, eller at virksomheter drives i strid med myndighetenes målsetninger.

Disse momentene tilsier ikke at DEA er ubrukelig eller uten verdi; metoden er meget nyttig for å identifisere potensielle effektivitetsforskjeller. De tilsier imidlertid at metoden ikke uten videre kan benyttes til å fastsette kostnadsnormer; det er ikke grunnlag – hverken teoretisk eller empirisk – for en mekanisk oversettelse av DEA-resultatene til effektivitetsmål.

Man kunne hevde at andre elementer i reguleringsregimet motvirker eller opphever problemet med selve DEA-metoden. Det er det åpenbart noe i; blant annet motvirker kalibreringen, vektingen av kostnadsnormene og risikopåslaget i referanserenten negative utslag i DEA-resultatene. Allikevel er det ikke gitt at disse elementene løser problemet med DEA-metoden fullt ut; spesielt er det ikke gitt at de representerer den beste måten å løse problemet på.

[6] *Agrell og Bogetoft (2005) diskuterer forskjellige metoder og deres egnethet ved regulering av nettselskapene.*

Den direkte løsningen er i større grad å frikoble fastsettelsen av kostnadsnormene – og dermed inntektsrammene – fra DEA-resultatene. En relativt forsiktig modifisering er å innføre gradvis justering av kostnadsnormene, for eksempel ved at resultatene fra DEA ble transformert til årlige effektiviseringskrav, eller ved at resultatene fra siste beregningsår ble vektet med resultatene fra tidligere år. Det ville redusere kortsiktige variasjoner og gi større påregnelighet med hensyn til inntektsrammene.

Et større skritt ville være å åpne for revisjon av kostnadsnormene der DEA-resultatene fremstår som urimelige. Det kunne gjøres av NVE selv, med utgangspunkt i forhåndsdefinerte krav og ved hjelp av alternative, supplerende analyser, eller ved innføring av en klageadgang, der selskapene fikk anledning til å utfordre rimeligheten av sine DEA-resultater.

Om man ville ta skrittet fullt ut, kunne man gjøre inntektsrammene eksplisitt skjønnsmessige. DEA-resultatene kunne være utgangspunktet, men selve inntektsrammene ble fastsatt etter et mer overordnet skjønn. Alternativt kunne man gjøre som i Storbritannia, der nettselskapene inviteres til å inngi forslag, men der myndighetene, etter selvstendige analyser – herunder DEA – og dialog med selskapene, fastsetter inntektsrammene.

Hvis man helt eller delvis åpner for å frikoble inntektsrammene fra DEA-resultatene, reiser det seg umiddelbart to innvendinger. Den første er økte muligheter for det enkelte nettselskap til å påvirke sin inntektsramme. Slike påvirkningsmuligheter er ønskelige i den grad de bidrar til mer realistiske inntektsrammer, men reguleringen bør ikke fremstå som et forhandlingsspill – regelverket tilsier at det er reguleringsmyndigheten som skal ha siste ord.

Den andre innvendingen gjelder merarbeid med alternative analyser og utvidet dialog med nettselskapene. En besnærende egenskap ved dagens reguleringsregime er at det krever lite ressurser; riktignok er selve metoden arbeidskrevende, men når den er fastlagt, er det fort gjort å fastsette det enkelte selskaps kostnadsnorm – det er attraktivt gitt det store antall selskaper som reguleres. Mer skjønnsmessig og individualisert behandling vil kreve flere ressurser, både hos myndighetene og aktørene selv.

Til syvende og sist blir dette en avveining mellom kvaliteten på det endelige resultat og kostnadene ved de administrative ressurser. En annen sak er at reguleringen kunne innrettes slik at et eventuelt utvidet skjønn ble begrenset. Skjønnet kunne anvendes selektivt, for eksempel etter hvilke selskaper som fremstår som spesielle i kraft av sin størrelse, lokalisering eller hvilke resultater de oppnår i (DEA-)analysene. Ved å fastsette inntektsrammene for lengre perioder, ville man også redusere antallet saker, ikke minst når det gjelder klager. Man kunne også vurdere klagebehandlingen i lys av regelverket, eventuelt i form av begrensninger på hvilke deler av reguleringsvedtakene som kunne påklages.

Kalibrering og gjennomsnittsbetraktninger

Som forklart ovenfor, er kostnadsnormene kalibrert slik at bransjen sett under ett får dekket faktiske kostnader. I en viss forstand strider dette mot selve grunntanken i DEA; metoden finner de selskaper som er effektive og måler hvor langt de øvrige ligger bak fronten; det kunne derfor være naturlig å la de effektive selskapene oppnå normal avkastning, mens de øvrige ble «straffet» gjennom en lavere avkastning, for å gi dem incitament til å kare seg frem til fronten. Når NVE valgte å innføre kalibrering fra 2007, var det dels for å heve gjennomsnittsavkastningen (for å motvirke betydningen av at man anvender bokførte verdier og lineære avskrivninger i DEA), og dels for at kostnadsnormen skulle være mindre følsom for svingninger og feil i kostnadsgrunnlaget til referanseselskapene.

Beregningsmetoden sikrer altså at selskaper som utvikler seg som gjennomsnittet i bransjen, oppnår normal avkastning. Det samme gjelder selskaper som avviker fra gjennomsnittet, men der avvikene oppfanges av DEA. Selskaper som avviker fra gjennomsnittet, men der avvikene ikke oppfanges av DEA, er imidlertid ikke sikret normal avkastning selvom de driver virksomheten gjennomsnittlig effektivt.

Representanter for bransjen hevder at dagens reguleringsregime medfører systematiske skjevheter, underbygget med eksempler på investeringsprosjekter som ikke oppnår tilstrekkelig lønnsomhet. Et gjennomgående problem med disse eksemplene er at det ikke er klart om prosjektene er rasjonelle i energilovens forstand.

Man kan imidlertid spørre om det er rimelig at eventuelle skjevheter i beregningene behandles symmetrisk. Dersom utslag i avkastningen påvirker selskapenes investeringer, vil for lav avkastning lede til underinvestering, mens for høy avkastning vil gi overinvestering. Sett fra brukernes synspunkt er det ikke nødvendigvis likegyldig hvilken vei feilen går – mange vil nok mene at konsekvensene av underinvestering, med påfølgende reduksjoner i kapasitet

og kvalitet, er mer alvorlige enn en eventuell «gold plating» av nettverket.

Det er isåfall et selvstendig argument for å frikoble kostnadsnormen fra DEA-resultatene, og spesielt for å innføre mekanismer som kan forhindre systematiske skjevheter i retning av for lav avkastning. Mens kalibreringen hever avkastningen for alle nettselskaper (og slik sett er et lite treffsikkert virkemiddel for å forhindre at enkeltselskaper påføres urimelige lav avkastning), er det særlig viktig å sikre avkastningen til selskaper som systematisk kommer for dårlig ut i effektivitetsberegningene – tvilen bør komme tiltalte til gode, om en så må si.

Beregningsgrunnlag

Den økonomiske reguleringen er basert på et stort og omfattende datamateriale av gjennomgående god kvalitet. NVE og selskapene selv nedlegger dessuten betydelig arbeid i å rette opp feil og mangler. Slik sett virker den sterke kritikken mot datagrunnlaget overdreven.

På noen områder er datagrunnlaget allikevel ikke fullt ut tilfredsstillende. Regnskapsreglene medfører at bokførte verdier systematisk undervurderer verdiene av eldre anlegg, fordi avskrivningene i tidlige perioder er for store sammenlignet med den faktiske reduksjonen i anleggenes evne til å levere tjenester. Selskaper med stort innslag av eldre nett fremstår derfor med relativt sett for gode DEA-resultater, mens selskaper som oppgraderer sine nett gjennom å bytte ut utrangerte anlegg, får dårligere DEA-resultat selv om nettenes kapasitet og kvalitet forsåvidt forblir uforandret.

Som forklart ovenfor, har det vært foreslått å erstatte regnskapsmålet for kapitalen med normkostnader basert på informasjon om anleggenes oppbygning og kostnader for de enkelte komponenter. Denne angrepsmåten hemmes imidlertid også av mangelfullt datagrunnlag; informasjonen om kostnader eller priser på anleggskomponenter er ikke fullt ut tilfredsstillende, og det mangler fullgodt datagrunnlag for fysiske karakteristika ved nettene.

Uansett hvordan man velger å korrigere målefeilen i den økonomiske verdsettelsen av anleggskapitalen, møter man altså problemet med mangelfullt datagrunnlag. Så lenge man benytter en «ovenfra og ned»-fastsettelse av den økonomiske verdien av anleggskapitalen, er det vanskelig å se at det eksisterer noe egentlig alternativ til de alminnelige regnskapsregler; i prinsippet kunne man tenke seg egne, regulatoriske «skyggeregnskaper», men det er neppe realistisk. Man kunne imidlertid tenke seg å supplere regnskapsstørrelsene med andre indikatorer, for eksempel for alderssammensetningen av kapitalen i de sammenlignende analysene der datagrunnlaget ligger tilrette for det (kfr. Bjørndal og Bjørndal, 2006).

Usikkerhet og transparens

Det kan fremstå som noe av et paradoks at nettselskapene oppfatter regimet som uforutsigbart og vanskelig å forstå når fastsettelsen av inntektsrammene vitterlig er fullstendig gjennomsiktig; alle relevante data og beregningsverktøy er åpent tilgjengelige, og enhver kan selv etterprøve resultatet av beregningene både for seg selv og andre.

Paradokset synes å ha to forklaringer. For det første er beregningsmetoden komplisert og vanskelig å formidle til uinnvidde. Det kan derfor være krevende for administrasjonen å forklare beslutningstagerne i ledelse og styre hvilke rammebetingelser selskapet står overfor og dermed konsekvensene av ulike handlinger.

For det andre vil analyser med utgangspunkt i metoden for fastsettelsen av inntektsrammene ikke gi særlig god innsikt i konsekvensene av ulike handlinger. Som forklart ovenfor, gjøres det jevnlig lønnsomhetsberegninger av investeringsprosjekter der man forsøker å ta hensyn til hvordan investeringene vil påvirke DEA-resultatene, og disse viser ofte manglende lønnsomhet, selv for prosjekter som selskapene selv anser det nødvendige å gjennomføre.

Det er allikevel vanskelig å se at graden av transparens og forutsigbarhet er spesielt kritikkverdig. For det første er usikkerheten knyttet til fastleggelsen av inntektsrammene, begrenset sammenlignet med den politiske og regulatoriske usikkerhet som selskapene står overfor. For det andre synes det som selskapene velger å forholde seg til reguleringene på en måte som ihvertfall ikke er tilsiktet, og som heller ikke er hverken nødvendig eller tilrådelig.

Usikkerhet i måten inntektsrammene blir fastsatt på – som dels skyldes at beregningsgrunnlaget endres ettersom selskapene utvikler seg, og dels at metoden justeres over tid – kan ganske sikkert oppleves som ubehagelig, men for et prosjekt med en levetid på mange tiår, drukner den i risiko knyttet til reguleringsregimet spesielt og politiske og markedsmessige rammebetingelsene mer generelt. Ser man noen tiår tilbake, er det ikke endringer i detaljene, men snarere fundamentale reformer, samt grunnleggende endringer i markedsmessige og politiske forutsetninger, som karakteriserer utviklingen. Ser man noen tiår fremover, er det neppe reguleringene, men snarere demografiske,

industrielle, miljømessige og energipolitiske forhold som vil være avgjørende for hvordan bransjen utvikler seg.

Slik sett blir det nokså meningsløst å foreta konsekvensanalyser av langsiktige investeringer med utgangspunkt i gjeldende modell for inntektsrammene. Er det én ting som er sikkert, er det at modellen ikke vil ligge fast over tid. Trendforlengelser med utgangspunkt i et bestemt år sier i praksis ingenting om hvilken avkastning selskapene kan forvente seg. I den grad nettselskapene skal gjennomføre konsekvensanalyser, bør oppmerksomheten rettes mot andre og mer grunnleggende markedsmessige og politiske rammebetingelser.

Nettselskapene står – i likhet med enhver annen som skal fatte langsiktige beslutninger – overfor usikkerhet. Denne usikkerheten er fundamental og lar seg ikke eliminere – spesielt kan ikke myndighetene gi noen garantier for hvilke rammebetingelser selskapene vil stå overfor i fremtiden. Den eneste garanti nettselskapene har, er at myndighetene vil respondere på bransjens utfordringer. Basert på historiske erfaringer, er det grunn til å forvente at myndighetene også i fremtiden vil være lydhøre overfor bransjens behov og tilpasse reguleringsregimet ettersom markedsmessige og politiske forhold tilsier det.

Slik sett står nettselskapene overfor mindre usikkerhet enn i de fleste andre bransjer. Mens andre risikerer store tap dersom forventningene ikke slår til, kan nettselskapene regne med at rammebetingelsene vil bli justert dersom forutsetningene endrer seg. Sålenge selskapene opptrer i overensstemmelse med de grunnleggende målsetninger i energipolitikken, kan de med stor grad av sikkerhet forvente rimelig lønnsomhet. Spesielt er det vanskelig å tenke seg at myndighetene vil la et effektivt drevet nettselskap gå på vedvarende tap.

KONKLUSJON

Kritikken av den økonomiske reguleringen av nettselskapene har utgangspunkt i selskapenes bekymring for at de ikke skal gis tilstrekkelig rom til å finansiere nødvendige investeringer. Det hevdes at inntektsrammene er for stramme, og at metoden for fastsettelse av rammene straffer selskaper som fornyer og utvider anleggskapitalen; reguleringen er innrettet mot kortsiktig kostnadseffektivitet, ikke mot langsiktig kapasitetsutvidelse og kvalitetsheving.

Det er vanskelig å dele selskapenes bekymring for at de ikke skal få dekket sine kostnader (ihvertfall hvis kostnadene er rimelige). I reguleringen av norsk kraftforsyning er det ikke sultefôring som har vært karakteristisk, men snarere en, om ikke romslig, så ihvertfall solid økonomi; overinvestering – ikke underinvestering – har vært problemet. Reguleringen er de siste 10–15 år strammet til, med den konsekvens at bransjen er blitt slanket og effektivisert, men det er neppe grunnlag for å hevde at dette har gått på kapasiteten og kvaliteten løs.

Dessuten har reguleringsmyndighetene alltid utvist betydelig pragmatisme og fleksibilitet overfor bransjens utfordringer. Mens reguleringene ga rom for vekst og utvikling på 1970- og 80-tallet, var det nåværende regime et svar på at bransjen hadde nådd et punkt der effektiv utnyttelse av eksisterende kapasitet var det dominerende hensyn. Det nåværende regime er løpende tilpasset ettersom ny kunnskap og nye problemstillinger er kommet til seg. Det er ingen grunn til å tro at reguleringsmyndighetene skal vise seg mindre lydhøre for bransjens utfordringer, så lenge disse utfordringene er reelle og kan dokumenteres.

Det norske reguleringsregimet styrer på den ene side nettselskapenes aktiviteter direkte, gjennom blant annet tilknytningsplikten og krav til leveringskvalitet, og på den annen side indirekte gjennom incitamenter til kostnadseffektiv drift. Sett under ett, sikrer regimet nødvendige investeringer samtidig som det oppmuntrer til rasjonell og effektiv drift; det samsvarer både med teoretiske prinsipper og andre lands praksis.[7]

En tolkning av kritikken er at nettselskapene for første gang er tvunget til å ta på alvor konflikten mellom langsiktige og kortsikte hensyn – mellom statisk og dynamisk effektivitet. Mens selskapene i den tidlige vekstfase kunne overvelte kostnadene på kundene, og mens de i den etterfølgende kostnadsreduksjonsfase kunne utnytte potensialet for effektivisering, står de nå i en situasjon der effektiviseringspotensialet langt på vei er uttømt samtidig som behovet for utvidelse og fornyelse melder seg pånytt. I denne situasjonen bør og skal selskapene avveie gevinstene og kostnadene ved investeringer, hensyn tatt til drifts- og vedlikeholdskostnader, kapasitet og kvalitet; en for rask investeringstakt medfører unødvendig høye kostnader, mens en for langsom takt innebærer unødvendig store drifts- og vedlikeholdskostnader, samt fare for kapasitetsmangel og kvalitetssvikt.

[7] *Se Haney og Pollitt (2009) for en sammenligning av reguleringsregimene i 40 land, som blant annet viser at Norge hevder seg godt når det gjelder internasjonal "best practice".*

Selv om reguleringsregimet i det store og hele gir selskapene incitamenter til å avveie statiske og dynamisk hensyn, har det enkelte svakheter. Det gjelder spesielt behandlingen av anleggenes alder og levetid og sammenligningen på tvers av selskapene. Avskrivningsreglene korresponderer ikke til utviklingen av verdien til anleggskapitalen, noe som gjør det vanskelig å sammenligne effektiviteten i selskaper med ulike alderssammensetning av kapitalen. Den mekaniske anvendelsen av DEA-resultatene til fastsettelse av kostnadsnormer har heller ikke en fullgod begrunnelse, hverken fra et prinsipielt eller et praktisk synspunkt.

Det er ikke åpenbart hvilken betydning disse svakhetene har; spesielt er det ikke gitt at enkeltselskaper kommer skjevt ut, ihvertfall ikke hvis man ser resultatene over tid. Ikke desto mindre er det grunn til å vurdere tiltak for å bøte på svakhetene, ved bedre representasjon av alderssammensetningen av anleggskapitalen gjennom korreksjon av skjevhetene i regnskapsreglene, og ved større frikobling mellom DEA-resultatene og kostnadsnormene.

Ambisjonsnivået for reguleringen er høyt. Den skal gi brukerne den kapasitet og kvalitet de har behov for, samtidig som betalingen skal holdes på et lavest mulig nivå. I en streben etter å ivareta disse hensynene, risikerer man å gjøre to feil: På den ene side kan man overinvestere i kapasitet og kvalitet, med den følge at betalingen blir unødvendig høy; på den annen side kan man holde betalingen så lav at kapasiteten og kvaliteten blir skadelidende. Det er grunn til å tro at brukerne – og dermed deres politiske representanter – vil anse den sistnevnte feilen som verst. Isåfall bør man ved videreutviklingen av reguleringen være særlig opptatt av at nettselskapene får tilstrekkelige inntektsrammer til å gjennomføre nødvendige investeringer.

REFERANSER

Agrell, Per og Peter Bogetoft (2005), NVE Network Cost Efficiency model – Final Report, skrevet på oppdrag fra Norges vassdrags- og energidirektorat NVE, SUMICSID 2005–01–13.

Agrell, Per og Peter Bogetoft (2008), Benchmarking of the RTO Benchmarking Model in Norway – Final Report, rapport skrevet på oppdrag fra Energibedriftenes landsforening (EBL), SUMICSID 2008–04–09.

Bjørndal, Endre og Mette Bjørndal (2006), Nettregulering 2007 – effektivitetsmåling, gjennomsnittlig effektivitet og aldersparameter, SNF-rapport nr. 37/06, Samfunns- og næringslivsforskning.

Bjørndal, Mette, Trond Bjørnenak og Thore Johnsen (2003), Aktivitetsbasert kalkulasjon for regulerte tjenester – erfaringer, prinsipielle retningslinjer og mulig anvendelse for nettvirksomhet i kraftsektoren, SNF-rapport nr. 33/2003, Samfunns- og næringslivsforskning.

Bjørndal, Mette og Thore Johnsen (2004), Nyverdibaserte nettrelaterte kostnader, SNF-rapport nr. 24/04, Samfunns- og næringslivsforskning.

Bye, Torstein og Petter Vegard Hansen (2006), A simultaneous multimarket model for the demand elasticity – an econometric study of Sweden and Norway, Discussion Papers, Statistisk sentralbyrå.

Econ (2008), Benchmarkingmodeller og incentiver, Econrapport 2008–031, Econ Pöyry AS.

Energi Norge (2009), Inntektsrammereguleringen – nettselskapenes utfordringer og insentiver, notat datert 23. desember 2009.

von der Fehr, Nils-Henrik M. (2010), Den økonomiske reguleringen av strømnettet – en gjennomgang, skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartmentet, 29. september 2010.

von der Fehr, Nils-Henrik M., Kåre Petter Hagen og Einar Hope (2002), Nettregulering, SNF-rapport 1/02, Samfunns- og næringslivsforskning.

Haney, Aoife Brophy and Michael G. Pollitt (2009), Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators, Energy Policy 37 (12), 5814–30.

NVE (2009a), Klager på enkeltvedtak om inntektsrammer for 2007, notat til Olje- og energidepartementet av 21. oktober 2009, Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE (2009b), Oppsummering av merknader til NVEs forslag om endring i normkostnadsmodellen for 2010, 25. november 2009, Norges vassdrags- og energidirektorat.

Sand, Kjell, Dag Eirik Nordgård og Knut Samdal (2006), Oppgavebasert normmodell for nettregulering, SINTEF Energiforskning.

Kandidattreffet – 2011

VERA GRØNSUND
MARI EMILIE BECK
Begge er studenter ved Universitetet i Oslo

17. februar ble det for tredje år på rad arrangert kandidattreff for masterstudenter i samfunnsøkonomi. Plasseringen for årets kandidattreff var Radisson BLU Scandinavia hotel i Oslo. Omtrent 70 masterstudenter fra Oslo, Bergen, Trondheim og Tromsø deltok for å få et innblikk i hvordan det er å jobbe som samfunnsøkonom i både offentlig og privat sektor. Treffet ble arrangert av Samfunnsøkonomene i samarbeid med studentforeningen EconLink ved Universitetet i Oslo.

Dagen ble innledet med velkomsttale av generalsekretær i Samfunnsøkonomene, Ragnar Ihle Bøhn, som rådet studentene til å gripe muligheten og vise seg frem for eventuelle fremtidige arbeidsgivere. Ihle Bøhn poengterte også hvor viktig det er å bli kjent med de ulike virksomhetene, og skape nye kontakter. Deretter fulgte bedriftspresentasjoner med henholdsvis Econ Pöyry, Finansdepartementet, Frischsenteret, Konkurransetilsynet, Statistisk sentralbyrå og Norges Bank.

Den første presentasjonen var Econ Pöyry, representert ved Terje Rognlien som fortalte kort om bedriften og hva unge samfunnsøkonomer kan bidra med i et konsulentfirma. To unge økonomer ansatt i Econ Pöyry bidro til å styrke inntrykket av firmaet som en spennende og ettertraktet arbeidsplass. Econ var den eneste bedriften som holdt presentasjonen uten bruk av slides, noe som gjorde at studentene rettet sin fulle oppmerksomhet mot Rognlien. Neste presentasjon var ved Finansdepartementet hvor Frid Fjose Berg fortalte om spennende og dagsaktuelle arbeidsoppgaver i et ungt fagmiljø. Frischsenteret stilte med forskeren Simen Markussen som la ut om flere aktuelle forskningsprosjekter, og muligheten for å ta en doktorgrad i samarbeid med stiftelsen.

Torje Hogsrud Andreassen tok turen fra Bergen for å presentere Konkurransetilsynet. Nyansatte Hogsrud Andreassen fortalte engasjert om sin spennende hverdag i en brukerorientert etat som bidrar til effektiv konkurranse i næringslivet. Han kunne også fortelle om utfordrende arbeidsoppgaver fra dag én, flotte lokaler sentralt plassert i Bergen og et inspirerende arbeidsmiljø. Statistisk sentralbyrå var obligatorisk deltager på et treff for samfunnsøkonomistudenter. SSB bidro med en lærerik presentasjon der det ble understreket viktigheten av samfunnsøkonomers kompetanse. Norges Bank avsluttet presentasjonsrunden med et kort foredrag om hvordan studentene kan være med å forvalte Norges finansformue.

SSB bidro med en lærerik presentasjon der det ble understreket viktigheten av samfunnsøkonomers kompetanse.

Tradisjonen tro, ble det arrangert caseløsning, og i år var det i regi av Norges Bank. Temaet for caset var stabilisering av økonomien i forbindelse med en bankkrise, et tema som både er dagsaktuelt og velkjent for studentene. Caset var delt inn i to deler, der den første delen omhandlet begynnende uro i markedet, og den andre delen overgangen til bankkrise. Studentene delte seg inn i grupper og arbeidet i underkant av en time med å finne alternative løsninger på problemstillingen. Representantene fra Norges Bank gikk gjennom forslagene for å kåre en vinner samtidig som det ble servert lunsj. På menyen stod nydelig ørret med tilbehør etterfulgt av en velsmakende brownie. Dette var en glimrende mulighet for studentene til å ha en personlig og uformell samtale med arbeidsgiverne og ansatte i de forskjellige virksomhetene.

Deretter presenterte de tre beste gruppene sine løsninger av caset. Denne gangen var det Anders Thorbjørnsen, Mari Betanzo og Heidi Thormodsen Lea fra Universitet i Oslo som stakk av med seieren. Trioen hadde funnet kreative løsninger, noe som imponerte juryen. Vinnerne ble premiert med et

myntsett fra Norges Bank og Samfunnsøkonomenes sekk.

Studentene fra Oslo og Bergen var i klart flertall, men det kom også flere fra Trondheim og én hadde tatt turen helt fra Tromsø. Tromsøstudenten Sindre Myhr mente caseløsning er en verdifull erfaring, da det er noe man får liten kjennskap til gjennom studiet. «I Tromsø er det få samfunnsøkonomistudenter, og Kandidattreffet er en god anledning til å finne ut hva slags jobber som finnes der ute», kunne en begeistret Myhr meddele. «Det er absolutt verdt turen!»

Kandidattreffet er en god anledning til å finne ut hva slags jobber som finnes der ute»

Avslutningsvis var det mini-intervjuer, og stands der studentene kunne stille spørsmål og få råd angående jobbmuligheter og samarbeid om masteroppgaver. For mange av de unge samfunnsøkonomene var mini-intervjuene dagens høydepunkt. Flere av studentene hadde forberedt seg godt, og sendt inn CV på forhånd. Arbeidsgivere fortalte at intervjuet er helt avgjørende i en jobbsøkerprosess, og at de første fem til ti minuttene er svært viktige. Mini-intervjuene var derfor viktig erfaring uavhengig om de førte til ansettelse eller ikke.

Terje Rognlien fra Econ Pöyry kunne meddele at Kandidattreffet er en unik mulighet til å fortelle om bedriften, og komme nærmere studentene.

Terje Rognlien fra Econ Pöyry kunne meddele at Kandidattreffet er en unik mulighet til å fortelle om bedriften, og komme nærmere studentene. Konsulentselskapet bruker mye tid på å forberede seg og gjøre seg opp en mening om søkerne før mini-intervjuene. Han legger vekt på viktigheten av å stille utenomfaglige spørsmål, da det gir et inntrykk av søkerne. Han er positiv til denne rekrutteringsprosessen, i stedet for å se gjennom et stort antall søknader der det er vanskelig å få et riktig inntrykk av kandidaten.

Dagen ble avrundet med en uformell samling, der både studenter og ansatte i foretakene fikk anledning til å bli bedre kjent. Festen var plassert på Blindern i en av de mange studentkjellerne. De fleste av studentene dukket opp i løpet av kvelden, og det ble en hyggelig avslutning på årets Kandidattreff.

Responsen fra både studenter og virksomheter var svært positiv, og flere la vekt på at det var et godt gjennomført og lærerikt arrangement. Både arrangørene, virksomhetene og studentene fortjener all honnør for enda et vellykket Kandidattreff.

FLYTTEPLANER?

Vi vet ikke om våre abonnenter flytter mer enn andre, men det virker slik. Hver måned får vi tidsskrifter i retur fordi adressaten har flyttet.

Spar oss for ekstra porto og deg selv for forsinkelser:

MELD FLYTTING!

Telefon: 22 31 79 90
E-post: sekretariatet@samfunnsokonomene.no

www.samfunnsokonomene.no

MEDLEM?

Er du medlem av Samfunnsøkonomenes Forening?
Vi vil gjerne ha din e-postadresse.
Send til: nina.risasen@samfunnsokonomene.no

www.samfunnsokonomene.no

Veiledning for bidragsytere

1. Samfunnsøkonomen trykker artikler om aktuelle økonomifaglige emner, både av teoretisk og empirisk art. Temaet bør være av interesse for en bred leserkrets. Bidrag må ha en fremstillingsform som gjør innholdet tilgjengelig for økonomer uten spesialkompetanse på feltet.

2. Manuskripter deles inn i kategoriene artikler, aktuelle kommentarer, debattinnlegg og bokanmeldelser. Bidrag i førstnevnte kategori sendes normalt til en ekstern fagkonsulent, i tillegg til vanlig redaksjonell behandling.

3. Manuskriptet sendes i elektronisk format i Word til Samfunnsøkonomenes Forening ved sekretariatet@samfunnsokonomene.no, eller direkte til en av redaktørene. Bidragene skal leveres med dobbel linjeavstand og 12 pkt skrift. Artikler bør ikke overstige 20 A4-sider, aktuelle kommentarer 12 sider, debattinnlegg og bokanmeldelser 6 sider.

4. Artikler og aktuelle kommentarer skal ha en ingress på max. 100 ord. Ingressen bør oppsummere artikkelens problemstilling og hovedkonklusjon.

5. Alle bidrag skal være ferdig korrekturlest.

6. Forfattere av artikler og aktuelle kommentarer må sende inn et elektronisk fotografi (portrett) med minimum oppløsning 300 dpi

7. Matematiske formler bør brukes i minst mulig grad. Unngå store, detaljerte tabeller. Alle figurer og tabeller skal det henvises til i teksten med figur- og tabellnummer (ikke benytt formen «ovenfor» eller «under» o.l.).

8. Referansene skal følge Harvard Style of Referencing
   Referanselisten:
   Tidsskrifter: Isachen, A. J. og J. T. Klovland (1982): Pengemengde og inflasjon, hvordan gikk det?, Sosialøkonomen 36(1), 11-13.
   Bøker: Johansen, L. (1982): Kriser og beslutningssystemer i samfunnsøkonomien. Universitetsforlaget, Oslo.
   Working papers/rapporter: Finstad, A. G. Haakonsen og K. Rypdal (2002): Utslipp til luft av dioksiner i Norge – Dokumentasjon av metode og resultater, Rapporter 7, Statistisk sentralbyrå.

9. Referansene i teksten:
   Hhv én, to og flere enn to forfattere: «...Johansen (1982), Isachen og Klovland (1982), Finstad m. fl. (2002)».
   Referanser i paranteser: «...(Johansen, 1982; Hoel, 2008)...».

Transportøkonomisk institutt
Stiftelsen Norsk senter for samferdselsforskning

Transportøkonomisk institutt (TØI) er et nasjonalt senter for samferdselsforskning. TØI har et flerfaglig miljø med rundt 70 forskere. Våre oppdragsgivere er Norges forskningsråd, offentlig forvaltning, lokale myndigheter og næringslivet. Instituttets virksomhetsidé er å utvikle og formidle kunnskap om samferdsel med vitenskapelig kvalitet og praktisk anvendelse. En betydelig del av instituttets virksomhet er internasjonale prosjekt. Instituttet er en del av CIENS-grupperingen og holder til i Forskningsparken på Blindern.

Forskningsledere/Seniorforskere

TØI søker etter godt kvalifiserte forskningsledere til å videreutvikle instituttets virksomhet innen fagfeltene **Samfunnsøkonomiske analyser** og **Regionale analyser**. Fagfeltet Samfunnsøkonomiske analyser omfatter blant annet utvikling av metoder og beregning av enhetspriser i nyttekostnadsanalyse, samt kvalitetssikring av store offentlige prosjekt. Innenfor fagfeltet Regionale analyser studerer en blant annet infrastrukturinvesteringer, romlig konkurranse og regionforstørring.

Forskningslederne skal lede arbeidet med teoretisk og metodisk utvikling av fagfeltene og har en viktig rolle i å utvikle en oppdragsportefølje i samarbeid med forskerne og instituttledelsen. 8-10 forskere er tilknyttet prosjekter innenfor hvert fagfelt. Det legges vekt på gode evner til samarbeid og til å formidle forskningsresultater både til fagfeller, beslutningstakere og allmennheten.

Stillingene krever erfaring fra oppdragsvirksomhet, kompetanse tilsvarende forsker II/ førsteamanuensis og innebærer fast ansettelse som forsker ved instituttet, mens selve funksjonen som forskningsleder er en åremålsstilling.

Det er også aktuelt å ansette godt kvalifiserte seniorforskere knyttet til fagfeltene. Vi tilbyr god lønn og et inspirerende faglig fellesskap i skjæringsflaten mellom forskning, politikk og marked.

Du kan få vite mer om stillingene ved å ringe avdelingsleder Kjell Werner Johansen (22 57 38 37), fungerende avdelingsleder Randi Hjorthol (22 57 38 67) eller instituttsjef Lasse Fridstrøm (416 11 402)

Søknad sendes innen 6. mai 2011.

Transportøkonomisk institutt
Gaustadalléen 21, 0349 Oslo
http://www.toi.no E-post: toi@toi.no

Retur: Samfunnsøkonomenes Forening, PB. 8872 Youngstorget, 0028 OSLO

DISTRIBUERT AV POSTEN NORGE

posten

NORGE P.P. PORTO BETALT