

NOTAT fra Energiveteranene¹

Evaluering av Energiloven

Energiloven sier at all kraftproduksjon og kraftomsetning skal skje innenfor et markedsbasert system. Markedet tar imidlertid ikke ansvar for:

- Leveringssikkerheten, dvs:
 - tilstrekkelig med energi til akseptable priser
 - tilstrekkelig med energi også i tørrår
 - tilstrekkelig med effekt kapasitet
 - koordinering av nett og produksjon for sikker kraft i alle regioner
 - sikkerhet mot sabotasje eller naturkatastrofer
- Klimautfordringene i energisektoren i valg av produksjonsmetode
- Innfri kraftkrevende industris ønske om et eget regime for industrikraft.

Det er derfor et politisk ansvar å gi rammebetingelser for Markedet slik at de overordnede samfunnsmessige behovene kan tas vare på og at markedet kan gjøre sin del av oppgaven. Markedet har imidlertid på en utmerket måte løst de kortsiktige oppgavene som:

- Lik pris i hele landet
- Riktig rekkefølge på investeringene
- Effektivisering av kraftbransjen

Det er Oed og NVE som har hatt oppgaven med å gi de rette rammebetingelsene. Er målene nådd? Det er det vi her skal diskutere.

Vi viser også til vedlagte rapport av 15. mars d. å av Bostad, Fleischer, Faanes, Tveit og Vinjar.

Vilkår for ny kraftproduksjon.

Kraftmarkedet, selv med en 2-delning av spotprisen, syd og nord for Dovre og senere en 3. region for Midt-Norge har øyensynlig ikke gitt et godt nok signal til investorene om investering i ny produksjon eller nett.

I følge energiloven har ingen ansvar for kraftballansen, og man kan spørre seg om hvor høy må spotprisen må være for å utløse investeringer.

Hvorfor investerte ikke Hydro i Midt-Norge? De måtte vite at det lokalt for Midt-Norge ville bli for lite kraft selv om spotprisen ikke ga signalet.

¹ Energiveteranene er en uavhengig gruppe personer med bakgrunn fra norsk energiforsyning:

Hans O. Bjøntegård, Erling Diesen, Erik Fleischer, Hans H. Faanes, Ingvald Haga, Jon Ingvaldsen, Finn Lied, Lars Thue, Jon Tveit og Gunnar Vatten. (Se <http://www.energiveteranene.no>)

Har ikke Oed/NVE et ansvar som kunne ha forhindret linjebygging i den sårbare naturen på Nordvestlandet og hastetiltak som mobile gasskraftverk?

Denne situasjonen viser at markedet må overvåkes mye bedre enn tilfellet har vært og spesielt ved større utbygginger av industri og større kraftverk. Investeringer i energiforsyningen kan ta lenger tid enn utbygging av industrien.

Alle større industriutbygginger burde derfor ha en plan for sin energiforsyning før de får konsesjon. Et kraftkjøp vil ikke være tilstrekkelig, men planen må også vise hvordan kraften skal føres fram samtidig med annet normalt forbruk

CO₂-kvoter er en straff på kraftproduksjon fra fossile energikilder. Trenger man da grønne sertifikater (ev. feed in tariff) i tillegg for å belønne forurensningsfri produksjon?

Da ideen om grønne sertifikater ble lansert i slutten av 90-tallet var kraftprisen på 10-18 øre/kWh og støtte til ny fornybar energi var nødvendig for å få den realisert. Slike sertifikater må nå sees i sammenheng med CO₂-kvotesystemet som ble lansert senere CO₂-systemet løfter energiprisen med 10-15 øre/kWh de neste årene og gir dermed automatisk støtte til all forurensningsfri energi. Etter 2012 forventes kvotekostnadene å øke ytterligere. Og det trengs hvis ordningen skal lykkes med å få kullkraftverkene ut av markedet hvis de ikke starter med rensing. I tillegg har en strammere kraftbalanse i hele Norden økt kraftprisen med 10-15 øre/kWh siden 90-tallet.

Til neste år vil norske forbrukere bruke 5-10 milliarder kroner ved økte kraftpriser pga av CO₂-kvotesystemet selv om kostnadene for vår kraftproduksjon er like lav som før.

Det er positivt at denne høye kraftprisen vil stimulere /utfordre alle produsenter i Norge til å produsere mer ren kraft eller varme.

Heleide offentlige produksjonsselskaper (med god økonomi pga CO₂-kvotelostnader som hever kraftprisen men ikke kostnadene for produksjon fra vannkraftverk) kan pålegges å realisere forurensningsfrie prosjekter.

Et alternativ til statssubsidier til CO₂ rensing på Mongstad, som lettere ville kunne aksepteres av EU, ville være å pålegge Statkraft å realisere et slikt prosjekt. Med økende CO₂ kvotepris får Statkraft en årlig gevinst i milliardklassen.

Skal vi lykkes i klimasaken må EU stanse med gratisutdeling av utslippskvoter. For sine nye gasskraftverk i Tyskland fikk Statkraft tildelt 2/3 av sine kvoter gratis. Med en slik politikk vil selv kullkraftverkene ha en bedre avkastning på driften nå enn før kvotemarkedet ble etablert. En slik politikk fører ikke til reduserte utslipp og underminerer hele systemet. Forbrukerne får lite klimatiltak igjen for de store beløp de betaler inn.

Kapitalen fra CO₂-kvotemarkedet

På grunn av vår rene vannkraftproduksjon skaper CO₂-kvotesystemet store inntekter for kraftprodusentene i kraftmarkedet, 5-10 milliarder kroner pr år. Denne kapitalen er betalt inn av norske forbrukere og tilfaller vesentlig staten som eierinntekter siden de eier ca 50 % av produksjonen og innkasserer skatt på overskudd hos kraftselskapene. Det er ikke drøftet offentlig hva denne kapitalen skal brukes til. Den bare forsvinner i statskassen. Eksempelvis ville det som ble betalt inn i 2005 og 2006 ha finansiert CO₂ rensing på både Mongstad og Kårstø og i tillegg kunne gi støtte til utvikling av vindprosjekter til havs. I de neste 10 årene vil det bli betalt inn anslagsvis 150-200 milliarder kroner fra forbrukerne. Det vil rekke til alle de klimavennlige prosjekter som det er mulig å tenke som elektrifisering fra land av Nordsjøen og CO₂-rensing. Norske forbrukere forventer at denne kapitalen blir brukt på en effektiv måte til fremme av bedre klima.

Nettutbygging

Nettet er samfunnets infrastruktur i kraftforsyningen. Det skal gå foran slik at markedet kan utløse de produksjonsmuligheter som finnes i området.

”Førstemann til mølla ” prinsippet som praktiseres av NVE gir ikke grunnlag for et marked for nye investeringer i småkraft der det ikke er et sterkt nok nett. Der det er muligheter for samfunnsøkonomiske lønnsomme utbygginger bør netteier gå foran og legge tilrette for investeringer der det overordnede nett har kapasitet til å ta imot mer. Nettet, som er en monopolvirksomhet, er samfunnets infrastruktur og de bør derfor drives ut fra samfunnsøkonomiske kriterier på alle spenningsnivå. For små nettselskap vil dette kanskje være et problem, men ikke for de store. Sammenslåing av små nettselskap bør derfor oppfordres. Reguleringsregimet må revideres og utformes med sikte på å kunne oppnå en langsiktig tilrettelegging for tilknytting av ny produksjon og nytt forbruk. Reguleringsregimet bør også gjennomgåes med sikte på å hindre at netteiere kan selge nedskrevne anleggsdeler, og så leie dem tilbake, for derigjennom å kunne øke nettariffen.

Vertikal organisering

Det ville være en fordel for markedet om den opprinnelige intensjonen om å skille nett og produksjon i to atskilte selskap ble opprettholdt. I småkraftmarkedet konkurrerer nettselskapene med småkraftutbyggerne om å bygge småkraft, og nettselskapet bestemmer hvilket anleggsbidrag konkurrenten skal betale, uheldig rolleblanding.

Magasindisponering.

SEFAS-rapporten om magasindisponering viser at produsentene i noen grad har endret sin driftsfilosofi etter at energiloven ble innført. En svakhet ved denne rapporten er at den fokuserer på midlere forhold, mens forsyningssikkerhetsproblemene er knyttet til de tørre årene. Det har derfor vært ønskelig å få belyst slike situasjoner spesielt.

Disponering av vannmagasiner treffes ut fra en vurdering av dagens kraftpris mot den forventede fremtidige pris. Forventningsverdien av den fremtidige pris fremkommer som sannsynlighetsanalyser av bl.a. tilsigsforholdene.

I en situasjon hvor det er leveringsinnskrenkninger, vil de samfunnsmessige kostnader kunne bli betydelige, og langt større enn den pris som vil opptre på kraftbørsen og som produsenten vil legge til grunn. Dette kommer av at de kraftkvanta som blir udekket ikke vil inngå i prisdannelsen på kraftbørsen

Av dette følger:

- Kraftsituasjonen forverres i tørre år.
- Uheldige miljøforhold ved sterkt nedtappede magasiner.

For å oppnå en mer samfunnsmessig magasindisponering kan to tiltak være aktuelle:

I. Gjennomgang av manøvreringsreglementene for de større magasinene med sikte på å sette mer restriktive grenser for magasindisponeringene.

SEFAS rapporten bør suppleres med en konkret gjennomgang av hvordan nye restriksjoner på magasindisponeringen kan bedre forsyningssikkerheten. Videre bør følgende punkter analyseres:

- skille flerårsmagasiner fra resten av magasinene ved simuleringene
- sjekke om flerårsmagasiner har tilstrekkelig installert effekt for at denne energien kan tas ut når det er behov for den, som foreksempel på slutten vintersesongen i løpet av 2-3 måneder
- sammenligne verdien av magasinreserven i flerårsmagasiner opp mot manglende nettkapasitet for import i en tørrårssituasjon.
- vise hvor denne reserven ligger i forhold til sentralnettet
- beregne tapet for produsentene og konsekvensene for kraftprisene hvis deler av flerårsmagasiner ikke kan benyttes fritt i markedet.
- vise hvilke produsenter som får tapene.
- beregne tapet for samfunnet ved manglende kraft dvs ved rasjonering.

II. Overgang til mer langsiktige kraftkontrakter, slik at produsentene tar en større del av risikoen ved kraftmangel.

Følgene type tariff er eksisterende for alminnelig forsyning i Norge:

- a. "Spotpris".
Veiet månedsmiddel av NordPools børpris
- b. "Standard variabel pris"
Standard variabel kraftpris tar utgangspunkt i den enkelte leverandørs skjønn og markedsforventninger og kan endres med 2 ukers varsel.
Den overveiende del av leveransene til alminnelig forsyning har denne tariffen.
- c. "1-5 års fastpris"
I perioden hvor avtalen gjelder kan kunden ikke skifte leverandør. På den annen side er leverandøren forpliktet til å levere strøm for den avtalte prisen, uansett hva som skjer med kraftprisen i markedet

De to dominerende tariff typer, a og b, har meget korte bindingstider. For disse to tariffene er det forbrukeren som har risikoen og ulempene ved kraftmangel

Fastpriskontrakter har den ulempe at forbruker ikke får noen insentiver til å tilpasse sitt forbruk til den aktuelle kraftsituasjon.

Fordelen med fastpriskontrakter er at produsentene får insentiver til riktigere magasindisponering, og også i noen grad kan få redusert risikoen ved nye utbyggingsprosjekter.

Ved å innføre en fastpristariff med muligheten for tilbakesalg til spotpris oppnåes både at forbrukerne får insentiver til å tilpasse sitt forbruk til kraftsituasjonen, og at produsentene får større insentiver til samfunnsøkonomisk riktige magasindisponering og utbygginger.

Ideelt krever en slik tariff toveiskommunikasjon (som vil bli obligatorisk i løpet av forholdsvis kort tid) med forbruker, men med eksisterende måleravlesnings - og estimeringsrutiner kan en slik tariff innføres allerede i dag.

Harmonisering av lovgivningen ved leveringsinnskrenkninger i de enkelte land i NordPool - systemet

Det er en stor svakhet at reglene for leveringsinnskrenkninger ved ekstraordinære forhold ikke er harmoniserte i de enkelte land innen NordPool systemet. I prinsippet kan vi komme til å oppleve at leveringer må innskrenkes i Norge samtidig som vi har en netto eksport. Det må stilles spørsmål om markedsomsetning kan fortsette i en slik situasjon.

Effektkapasitet

I mange år etter at Energiloven ble innført trodde de ansvarlige for rammebetingelsene at markedet også kunne frembringe nok effekt i markedet.

Omsider skjønnte myndighetene at energimarkedet ikke klarerte markedet for effekt, og Statnett fikk etter hvert oppgaven med ansvaret.

De kjøper nå effektreserve i industrien og betaler for effektutbygging.

Men hvordan er denne effektkapasiteten i dag og hvordan fordeler den seg i regionene?

Det hører offentligheten lite om. Bør vi ikke det?

Siden kraftbalansen i Midt-Norge ble oversett er det grunn til å stille spørsmål også med effektbalansen.

Vurdering av energiloven

Rapport utarbeidet av:

**Birger Bostad
Erik Fleischer
Hans H. Faanes
Jon Tveit
Asbjørn Vinjar**

Oslo/Bærum 15. mars 2007

1. Innledning.

En langsiktig, pålitelig kraftforsyning er i dag en forutsetning for et samfunn dersom det skal ivareta næringslivets interesser og menneskenes velferd. Selv kortvarige svikt i forsyningen skaper store tap og ulemper for forbrukerne. Omfattende driftsforstyrrelser i Nord Amerika og Europa høsten 2003 var effektive illustrasjoner på dette. Det registreres også at i krigssituasjoner er noe av det første en angriper vil forsøke å gjøre er å sette kraftforsyningen ut av funksjon.

Miljøhensyn har blitt en sentral problemstilling i all energiforsyning. Sett i lys av klimaproblemene er det en formidabel global utfordring å frembringe nok forurensningsfri energi til en økende verdensbefolkning.

Det er av flere² reist spørsmål om hvorvidt et markedsbasert regime kan møte disse utfordringene, og det må være en prioritert oppgave å utrede hvordan et fremtidig bærekraftig regime kan utformes.

Det ligger imidlertid utenfor vår målsetning med denne gjennomgang av energiloven å vurdere dette problem. Vi baserer derfor denne uttalelsen på at energilovens mål om at "samfunnsmessig best mulig utnyttelse av energiressursene gjennom markedsstyring" fortsatt skal gjelde. I forlengelsen av dette baserer vi uttalelsen på at Norge fortsatt skal være deltager i den internasjonale kraftbørsen NordPool.

Energiloven introduserer en klar endring fra det gamle regimet.

Målsetning i det gamle regimet var å skaffe forbrukerne tilstrekkelig kraft til rimeligst mulig pris, mens energilovens formål er en best mulig samfunnsøkonomisk utnyttelse av energiressursene.

2. Positive erfaringer med energiloven.

De viktigste målene med energiloven var følgende:

2.1 Lik engrospris i hele landet.

Dette målet er så godt som oppnådd. Den store prisforskjellen mellom de store byene og distriktene er nå borte da det er en felles engrospris i hver av de 3 regionene i Norge og fordi det er innført fritt valg av strømleverandør. Prisforskjellene mellom regionene er ikke store. Lavere pris var ikke et mål med den nye loven, selv om noen politikere trodde det og av den grunn støttet reformen. Markedsreformen har heller ikke etter at markedene stabiliserte seg, medført lavere priser (At liberaliseringen av kraftmarkedet i EU er blitt solgt med argumentet om at dette ville gi lavere priser er en annen sak.)

2.2 Riktig rekkefølge på investeringene, dvs. at de billigste prosjektene skal bygges først.

Det som er oppnådd er i alle fall å eliminere de dyreste. Tidligere feilinvesteringer som følge av kostnadsdekning gjennom monopoltariffer er eliminert. Imidlertid har de langsiktige verdiene ved vurdering av vannkraftverk og vannkraftprosjekter ikke kommet til sin rett.

2.3 Effektivisering av hele bransjen.

En betydelig strukturrasjonalisering og effektivisering i bransjen har skjedd selv om kostnadene ved omsetning har økt. Om kvaliteten på nettene over tid er tilfredsstillende, gjenstår å se. Innføring av marked har ført til en synliggjøring av verdiene i hele kraftforsyningen. Presset på selskapene for å gi tilfredsstillende avkastning på kapitalen har vært en sterk drivkraft bak alle mulige effektiviseringstiltak.

Fusjoner, spesielt av distribusjonsverk, har ført til samordninger av utbygginger, reduserte kostnader til personell, vaktentraler, lager, utstyr osv.

2.4 Skille mellom konkurranseutsatt- og monopolvirksomhet.

Skille mellom de forskjellige ledd i kjeden fra produsent til sluttforbruker hindrer kryssubsidiering, og avdekker de spesifikke kostnadene for hvert ledd – spesielt mellom produksjon og nettvirksomhet. På den måten vil en få frem de riktige kostnadene på hver enkelt virksomhet. En hovedforutsetning for markedsbasert omsetning er at aktørene fremstår

² Bl.a.: Hvelplund og Meyer: "Problematisk liberalisering af elektricitetsmarkedet i EU". NyAgenda januar 2007

som uavhengige handelenheter. Selv om Statkraft er dominerende i det norske systemet, og at krysseierskap i stor grad forekommer, er konkurransen i NordPool - systemet i de fleste situasjoner god nok til å forhindre at noen av aktørene kan utøve markedsmakt.

2.5 Etablering av en felles markedsplass

For å forme en markedsplass var det nødvendig å samle det landsomfattende overføringsnett i ett selskap – Statnett SF. Dette synes i hovedsak å virke tilfredsstillende.

3. Årsaker til imperfeksjoner i markedsstyringen av energiforsyningen.

Energilovens formål er en "samfunnsmessig best mulig utnyttelse av energiresursene gjennom markedsstyring". I en markedsstyring treffes beslutningene ut fra bedriftsøkonomiske kriterier. For at summen av alle de bedriftsøkonomiske beslutninger skal lede til en samfunnsmessig optimal utnyttelse av energiresursene, må alle aktører gis rammebetingelser slik at de føler de samfunnsmessige kostnader og ulemper.

I dagens energisystem er det flere forhold som kan føre til at vi ikke oppnår den "samfunnsmessige best mulig utnyttelse av energiresursene":

3.1 Disponering av vannmagasiner

Når det gjelder disponering av vannmagasinene treffes beslutningene ut fra en vurdering av dagens pris mot den forventede fremtidige pris. Forventningsverdien av den fremtidige pris fremkommer først og fremst som en sannsynlighetsanalyse av tilsigsforholdene. I en situasjon hvor det er leveringsinnskrenkninger pga ekstraordinære forhold³ vil de samfunnsmessige kostnader kunne bli betydelige, og langt større enn den pris som vil opptre på kraftbørsen og som produsenten vil legge til grunn. Dette kommer av at de kraftkvanta som blir udekket ikke vil inngå i prisdannelsen på kraftbørsen.

Dette fører til at fremtidige vanskelige situasjoner vektlegges for lite ved magasindisponeringer.

Prinsipielt eksisterer også et annet forhold som kan føre til at magasiner tappes for langt ned. Høyt magasininnhold er ikke i produsentenes interesse siden det vil presse kraftprisene og fortjenesten nedover. Dette gjelder kun i spesielle situasjoner hvor store produsenter i NordPool systemet kan utøve en viss markedsmakt.

Av dette følger:

- Kraftsituasjonen forverres i tørre år.
- Uheldige miljøforhold ved sterkt nedtappede magasiner.
- Dette gir bedriftsøkonomisk gevinst men samfunnsøkonomisk tap

For å oppnå en mer samfunnsmessig magasindisponering kan to tiltak være aktuelle:

- *Gjennomgang av manøvreringsreglementene for de større magasinene, spesielt flerårs-magasiner i kraftsystemet med sikte på å sette mer restriktive grenser for magasindisponeringene. (De nåværende grenser ble satt under et helt annet regime, hvor produsentene direkte eller indirekte hadde leveringsplikt under alle normale produksjonsforhold og derfor måtte holde magasin vann i reserve.)*
- *Overgang til mer langsiktige kraftkontrakter, slik at produsentene tar en større del av risikoen ved kraftmangel. Se for øvrig pkt. 3.5 nedenfor om tariffen.*

3.2 Leveringsinnskrenkninger ved ekstraordinære forhold.

Det er en stor svakhet at reglene for leveringsinnskrenkninger ved ekstraordinære forhold ikke er harmoniserte i de enkelte land innen NordPool systemet. I prinsippet kan vi komme til å oppleve at leveringer må innskrenkes i Norge samtidig som vi har en netto eksport. Det må stilles spørsmål om markedsomsetning kan fortsette i en slik situasjon.

Det bør derfor foretas en harmonisering av lovgivingen ved leveringsinnskrenkninger i de enkelte land innen NordPool systemet. Dessuten bør NordPools rolle i situasjoner med lovpålagt rasjonering, eller hvor rasjonering truer, avklares.

³ Med leveringsinnskrenkninger pga ekstraordinære forhold menes her tvangsmessige tiltak som går ut over de frivillige ordninger som f.eks. utkobling av industrilast og sparekampanjer.

3.3 Utbygging av ny produksjonskapasitet.

Det er grunn til å tvile på om det markedsstyrte kraftomsetningsregimet gir de riktige signaler og incentiver til utbygging av ny kraftproduksjon. I teorien skal utbygging av ny kraft utløses når forventningsverdien av fremtidig kraftpris blir større enn kostnadene for utbygging av ny kraft. Flere forhold kan medføre at utbygging av ny kraft først utløses når fremtidig kraftpris vurderes til å ligge markert over kostnaden for utbygging av ny kraft:

- I NordPool systemet, og spesielt i Norge, er kraftomsetningen dominert av kortsiktige kraftkontrakter (spotkontrakter og standard variabel pris). Den økonomiske risiko ved kraftmangel ligger derfor ikke på produsent. Det motsatte forhold gjør seg gjeldene. Kraftutbygger har en økonomisk risiko ved et utbyggingsprosjekt så lenge det ikke er sikret med langsiktige kraftkontrakter.
- Det er de etablerte kraftprodusenter som for en stor del har rettighetene til nye større kraftprosjekter. Disse kraftprodusenter vil kunne tjene mer på at prisen stiger pga anstrengt kraftsituasjon, enn på salg av et større kraftvolum.
- Mangel på nye investeringer kan også forklares med at det helt frem til 2003 var meget lave priser som ikke tilfredstilte utbyggernes krav til nødvendig avkastning på investeringen. Lave priser skyldes stadige utvidelser av NordPool, Sverige i -95, Finland i -98 og Danmark i 2001. Først etter krisevinteren 2002/03 mente utbyggerne at vi fikk priser som kunne forsvare større investeringer.
Det burde imidlertid være å forvente at kraftutbygging blir planlagt med perspektiver ut over dagens kraftsituasjon, spesielt i lys av kraftverkens lange levetider og fordi det tar fra 3 til 7 år å realisere nye prosjekter.
- Markedet for nye utbygginger er preget av politiske og miljømessige restriksjoner som hemmer en fri etablering, som er en betingelse for et velfungerende kraftmarked.

Konklusjonen må være at utbyggingen av både produksjon og nett bør overvåkes av myndighetene på en strengere måte enn i dag (se også pkt. 3.4).

Insentiver for å fremme kraftutbyggingsprosjekter kan lett forstyrre markedsmechanismene, men følgende tiltak bør kunne vurderes:

- *Ulike former for støtte til utvikling av ny teknologi som kan muliggjøre mer effektiv kraftproduksjon, rensing og kraft fra nye energikilder.*
- *Foretrekke nye aktører når konsesjoner til større termiske kraftutbyggingsprosjekter skal gies. Nye aktører vil si aktører som ikke allerede har interesser vedrørende kraftpriser fra eksisterende produksjon.*
- *Overgang til mer langsiktige kraftkontrakter vil minske risikoen ved nye utbyggingsprosjekter. Se for øvrig pkt. 3.5 nedenfor.*

3.4 Fragmentert planlegging av produksjon, nett og forbruk.

Det tar normalt lang tid fra planleggingen av ny produksjonskapasitet eller nye overføringslinjer starter til anleggene står ferdige. Planleggingen må bl.a. av denne grunn være langsiktig, og ha god informasjon om forbruksutviklingen, spesielt planer om etablering eller utvidelser av større industrivirksomheter.

Situasjonen i Midt-Norge, hvor det ble gitt konsesjon til utbygging av "Ormen Lange" før det forelå vedtak om utbygging av nye overføringslinjer eller ny produksjon i området, tyder på at informasjonen og koordineringen mellom de ulike konsesjonsgivende myndigheter har vært for svak.

Utbygging av parallelle infrastrukturer for ulike energibærere (elektrisitet, gass, fjernvarme) er kostbart og bør sees under ett av konsesjonsgivende myndighet. De bør da vurdere så vel økonomiske som miljø- og ressurs hensyn. F.eks. vil detaljdistribusjon av gass i noen tilfeller kunne være et dårlig alternativ fra alle disse synspunkter. Lokal brenning av gass gjør CO₂ fangst umulig, en dårligere ressursutnyttelse enn å utnytte gassen gjennom elektrisitet og varmepumper, samt økte kostnader ved en ekstra infrastruktur.

Markedet er lite egnet til å utvikle langsiktige samfunnsøkonomiske strategier for energiforsyning. Derfor bør konsesjonsgivende myndigheter styrkes og samordnes. Utbyggingen av

både produksjon og nett bør overvåkes av myndighetene på en strengere måte enn i dag, for å sikre balanse i alle regioner til rett tid. NVE bør ha det overordnede ansvar for en aktiv koordinering av dette.

3.5 Tariffer.

Følgene type tariffer eksisterer for alminnelig forsyning i Norge:

- a) "Spotpris".
Veiet månedsmiddel av NordPools børpris.
- b) "Standard variabel pris"
Standard variabel kraftpris tar utgangspunkt i den enkelte leverandørs skjønn og markedsforventninger og kan endres med 2 ukers varsel.
Den overveiende del av leveransene til alminnelig forsyning har denne tariffen.
- c) "1-3 års fastpris"
I perioden hvor avtalen gjelder kan kunden ikke skifte leverandør. På den annen side er leverandøren forpliktet til å levere strøm for den avtalte prisen, uansett hva som skjer med kraftprisen i markedet.

De to dominerende tariff typer a og b har meget korte bindingstider. For disse to tariffene er det forbrukeren som har risikoen og ulempene ved kraftmangel. Det er et ekstra problem for Norge at det i Sverige er fastprisavtaler som dominerer markedet. I en situasjon med kraftknapphet er det derfor de norske forbrukere som møter de høye priser, og tvinges til forbruksreduksjoner, mens de svenske forbrukere ikke i den grad berøres av forholdene. Dette ble illustrert i november/ desember 2003 hvor kraftprisen til norske forbrukere var over 80 øre/kWh samtidig som det var en netto eksport fra landet.

I forhold til spotpris er standard variabel pris av konkurransemessige grunner en uheldig tariff form fordi sammenligningen mellom de ulike leverandører er vanskelig. Leverandørene endrer sine priser på ulike tidspunkter, og denne prisen garanteres bare for 2 uker.

Fastpriskontrakter har den ulempe at forbruker ikke får noen insentiver til å tilpasse sitt forbruk til den aktuelle kraftsituasjon.

Fordelen med fastpriskontrakter er at produsentene får insentiver til riktigere magasindisponering, og også i noen grad kan få redusert risikoen ved nye utbyggingsprosjekter.

Det anbefales at tariff formen "standard variabel pris" utgår.

Ved å innføre en fastpristariff med muligheten for tilbakesalg til spotpris oppnåes både at forbrukerne får insentiver til å tilpasse sitt forbruk til kraftsituasjonen, og at produsentene får større insentiver til samfunnsøkonomisk riktige magasindisponering og utbygginger.

Ideelt krever en slik tariff toveiskommunikasjon med forbruker, men med eksisterende måleravlesnings - og estimeringsrutiner kan en slik tariff innføres allerede i dag.

3.6 Problemet med vertikalintegreerte kraftselskaper

Energiloven forutsetter at selve elektrisitetsproduksjonen og omsetning til sluttbrukere skal konkurransenutsettes, mens så ikke er tilfellet med nettvirksomhetene siden de er naturlige monopoler.

For å hindre kryssubsidiering mellom nett og produksjon forutsetter energiloven et skille mellom disse virksomhetene. Det klareste skille oppnås når disse virksomhetene er organisert i uavhengige selskaper, slik som f.eks. Statkraft og Statnett ble organisert da energiloven ble satt ut i livet. I dag er de fleste regionale kraftselskaper organisert som vertikalintegreerte konserner som har produksjon, nett og salg i ulike datterselskaper, og med krav om atskilte regnskaper. Dette er godkjent av NVE, som er monopolkontrollør.

Det er hevdet fra enkelte lokale distribusjonsverk at ovenforliggende regionale kraftselskap utnytter sin posisjon som vertikalintegreert selskap til å føre kostnader fra produksjonsanlegg som nettkostnader slik nettariffen økes og at det i realiteten foregår en subsidiering av produksjonsvirksomheten.

Gjennom nettmonopolene er sluttbrukerne fast knyttet til et bestemt nettselskap. Siden dette nettselskapet har et søsterselskap som driver salg, vil forbrukerne ha lett for å velge dette selskapet som sin kraftleverandør. Dette er en uheldig praksis som forsterkes ved at den mest utbredte tariff, ”standard variabel pris” av konkurransemessige grunner er en uheldig tariffform fordi sammenligningen mellom de ulike leverandører er vanskelig.

På den annen side kan produksjon, overføring og salg i atskilte selskaper medføre flere ansatte, og vanskeligere og mer byråkratisk kommunikasjonen mellom virksomhetene. På den måten kan slik oppsplitting motvirke rasjonalisering og kostnadsreduksjoner hvis ikke annen strukturrasjonalisering finner sted.

Alt i alt er det grunner til å foretrekke at den opprinnelige intensjon om et fullstendig organisatorisk skille mellom nett og produksjon blir håndhevet.

Med mer transparente tariffer (se pkt. 3.5) vil det ikke være spesielt konkurransevridene at nett og salg ligger i samme konsern.

3.7 Konkurransen og innteksreguleringen, spesielt i nettselskapene har ført til nedbemanning av fagpersonell. Dette svekker kompetansen og går ut over vedlikehold og service

4. Grunnrente.

Med et markedsbasert omsetningssystem blir elektrisk kraft til enhver tid priset etter dyreste enhet som må tas i bruk for å skaffe balanse mellom tilbud og etterspørsel. Dette har de siste årene vært kull- og gasskraftverk i NordPool området og i de land NordPool utveksler kraft med. Pga økte brenselpriser har dette ført til høye priser for kundene og enorme overskudd (grunnrente), i størrelsesorden 10-15 milliarder kr/år fra våre billige vannkraftverk (før virkningen av CO₂ kvoter på kraftprisen). For Norge er det en lykke at det alt vesentlige av vannkraftressursene eies av det offentlige slik at vi er sikret at denne avkastningen ikke går ut av landet.

Ved innføringen av CO₂ avgift på bruk av fossile brenslere øker driftskostnadene for de termiske kraftverkene. I store deler av året er det de som er bestemmende for markedsprisen for kraft. Derved får norske vannkrafteiere som ikke har noen kostnadsøkning, en ytterligere gevinst i størrelsesorden 10-15 milliarder kr/år som følge av denne miljøavgift. Og sannsynligvis med stadig økende gevinst når Kyoto avtalen utvides i 2012.

I tillegg må kundene (unntatt i Finnmark og noen kommuner i Nord Troms) betale til staten en forbruksavgift samt en avgift til energifondet på til sammen vel 11 øre/kWh. Disse avgifter utgjør ca 10 milliarder kr/år.

Til sammen tas det således inn fra kraftkundene ca 20-25 milliarder kroner/år i ”miljøskatter” som ender i de offentlige felleskasser. Denne årlige kapitalinntekten kunne benyttes til å bekjempe klimaproblemet, bl.a. CO₂ rensing av gass- og kullkraftverk og forsyning av plattformene i Nordsjøen med kraft fra land. (Norges største CO₂ utslipp er fra 50 TWh kraftproduksjon fra gassturbiner på plattformene i Nordsjøen (ca 30 % av Norges totale utslipp). Betydelige deler av denne produksjonen kan erstattes med kraftproduksjon fra gasskraftverk på land med CO₂ rensing. Det ville kreve investeringer i størrelsesorden ca 150-200 milliarder kroner.)

5. Oppsummering - konklusjoner

Denne uttalelsen er ikke et svar på spørsmålet om hvordan vi skal møte den store globale utfordring med å frembringe nok forurensningsfri energi til en økende verdensbefolkning. Uttalelsen er basert på at inntil videre skal energilovens mål om at samfunnsøkonomisk best utnyttelse av energiressursene gjennom markedsstyring fortsatt gjelde. I forlengelsen av dette baseres uttalelsen på at Norge fortsatt skal være deltaker i den internasjonale kraftbørsen NordPool.

Positive erfaringer med energiloven er blant annet:

- Lik engrospris for elektrisk energi til alle forbrukere i hele landet.
- Strukturrasjonalisering og effektivisering, spesielt innen nettvirksomheten.
- Eliminering av en del feilinvesteringer som skyltes at alle kostnader ble dekket gjennom monopoltariffer.

Forslag til å forbedre markedsstyringen:

For å oppnå en mer samfunnsøkonomisk magasindisponering kan to tiltak være aktuelle:

- Gjennomgang av manøvreringsreglementene for de større magasinene, spesielt flerårsmagasiner i kraftsystemet med sikte på å sette mer restriktive grenser for magasindisponeringene.
- Overgang til mer langsiktige kraftkontrakter, slik at produsentene tar en større del av risikoen ved kraftmangel.

Hensynet til leveringsinnskrenkninger ved ekstraordinære forhold:

- Det bør foretas en harmonisering av retningslinjene ved kraftunderskudd i de enkelte land innen NordPool systemet. Dessuten bør NordPools rolle i situasjoner med rasjonering, eller hvor rasjonering truer, avklares.

Utbygging av ny kraftproduksjon:

- Foretrekke nye aktører når konsesjoner til større termiske kraftutbyggingsprosjekter skal gies. Nye aktører vil si aktører som ikke allerede har interesser vedrørende kraftpriser fra eksisterende produksjon.
- Ulike former for støtte til utvikling av ny teknologi som kan muliggjøre mer effektiv kraftproduksjon, rensing og kraft fra nye energikilder.
- Konsesjonsgivende myndigheter bør styrkes og samordnes for å unngå fragmentert planlegging av produksjon, nett og forbruk.
- Ved å innføre en fastpristariff med muligheten for tilbakesalg til spotpris oppnåes både at forbrukerne får insentiver til å tilpasse sitt forbruk til kraftsituasjonen, og at produsentene får større insentiver til samfunnsøkonomiske magasindisponeringer og utbygginger. Det anbefales at tariffformen "standard variabel pris" utgår
- Utbyggingen av både produksjon og nett samt valg av energibærer bør overvåkes av myndighetene på en strengere måte enn i dag, for å sikre balanse i alle regioner til rett tid. NVE bør ha det overordnede ansvar for en aktiv koordinering av dette.

Hensynet til kryssubsidiering.

- Det er å foretrekke at den opprinnelige intensjon om et fullstendig organisatorisk skille mellom nett og produksjon blir håndhevet.

Grunnrente:

- Innføring av CO₂ avgift på termisk kraftproduksjon gir en ekstra grunnrente på vannkraftproduksjon som er stor nok til å kunne finansiere rensing av gasskraftverk og andre betydelige miljøtiltak i Nordsjøen