

SNF-rapport nr. 47/03

Energisertifikater og energisikkerhet i et markedsbasert kraftsystem

av

**Balbir Singh
Gjermund Nese**

**SNF-prosjekt nr. 3151
Energisikkerhet**

Prosjektet er finansiert av Statnett

**SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS
BERGEN DESEMBER 2003**

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo. Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale og i strid med åndsverkloven er straffbart og kan medføre erstatningsansvar.

ISBN 82-491-0306-8
ISSN 0803-4036

INNHALDSFORTEGNELSE

1. Innledning	1
2. Energisikkerhet og markedssvikt	6
2.1 Energisikkerhet som kollektivt gode	7
2.2 Energisikkerhet og markedsstruktur	9
3. Markedsdesign.....	13
3.1 Grad av desentralisering	13
3.2 Sentrale vurderinger ved valg av tiltak	15
4. Parallell til tiltak for utvikling av fornybar energi	18
5. Energisertifikater	22
5.1 Fysiske vs. finansielle krav.....	23
5.2 Varighet av prosentkravet	24
5.3 Håndheving og prisgrenser	24
5.4 Vurdering av energisertifikater	25
6. Oppsummering.....	27

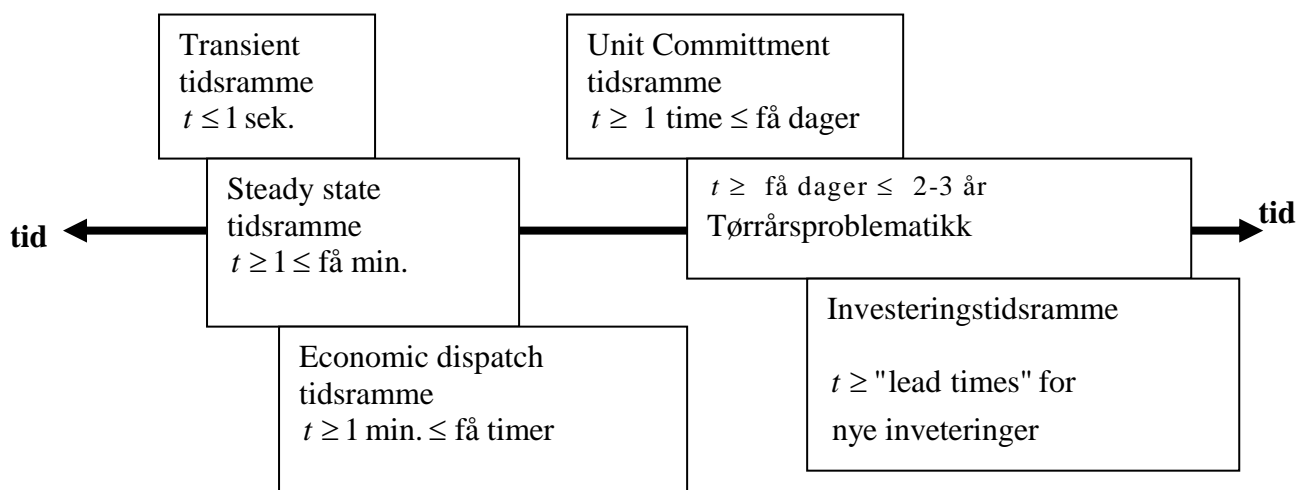
Energisertifikater og energisikkerhet i et markedsbasert kraftsystem

Problemstillingen rundt energisikkerhet synes å bli mer og mer aktuell. I Norge har ressurssituasjonen i det norske kraftmarkedet vinteren 2002/2003 i stor grad bidratt til å aktualisere problemet. Mye tyder på at det frie markedets tilsynelatende manglende evne til å generere tilstrekkelig energisikkerhet skyldes én eller flere former for markedssvikt, for eksempel at energisikkerhet har preg av å være et kollektivt gode og/eller at det er problemer knyttet til markedsrett i kraftmarkedet. Offentlige inngrep i det frie kraftmarkedet bør vurderes for å hindre at det skal oppstå energimangel i fremtiden. I rapporten skisseres det et tiltak basert på energisertifikater. Dette er et markedsbasert tiltak som til en viss grad bygger på ideene bak markedene for såkalte grønne sertifikater som benyttes for å øke innfasingen av miljøvennlige produksjonsteknologier for elektrisitet. Et annet analog er sentralbanken og/eller kredittilsynets reservekrav pålagt banker og forsikringsselskaper hvor både størrelse og form på reservene er spesifisert av myndighetene. Systemet med energisertifikater er blitt vurdert i henhold til en rekke kriterier og synes å kunne utgjøre et interessant alternativ til tiltak for bedret energisikkerhet. Det er imidlertid klart at systemet bør analyseres nærmere før en kan konkludere med at dette er veien å gå. Vesentlige spørsmål er hvordan kravet skal spesifiseres og hvilke effekter et system med energisertifikater vil ha på prisene i kraftmarkedet? Dette er ikke minst viktig i forhold til at Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked. Et annet interessant tema vil være å analysere systemets robusthet overfor aktører med markedsrett.

1. Innledning

Vinteren 2002/2003 var vi i Norge gjennom en periode der vi nærmet oss en situasjon med energimangel. Prisene på elektrisk kraft steg mot rekordhøye nivåer og faren for at myndighetene måtte innføre rasjoneringsiltak i form av utkopling av deler av kraftnettet ble oppfattet som reell, blant annet av Statnett. Nå viste det seg at de høye prisenes reduserende effekt på etterspørselen, samt betydelig økt tilsig av vann som kom i en periode fra midten av januar 2003, gjorde at en unngikk rasjoneringsiltak. Rasjonering av elektrisitet som følge av energimangel kan medføre betydelige samfunnsøkonomiske kostnader og dette er derfor et tiltak man i det lengste vil ønske å unngå. I denne rapporten vil vi diskutere ulike aspekter knyttet til temaet energisikkerhet. Med energisikkerhet mener vi i denne sammenhengen å sikre at det finnes tilstrekkelig elektrisk kraft tilgjengelig i systemet til å møte etterspørselen. Vi skiller her energisikkerhet fra effektsikkerhet. Effektsikkerhet henspiller på en mer kortsiktig problemstilling enn energisikkerhet. Utfordringen i forhold til effektsikkerhet ligger i å ha produksjons- og transmisjonskapasitet nok til å dekke kortere perioder, for eksempel én

time en kald vintermorgen, med topper i etterspørselen, såkalte "peaks".¹ Det kan derfor være manglende effektsikkerhet selv om energitilgangen over for eksempel et døgn er stor nok til å dekke døgnets totale etterspørsel. Dette skyldes at om man for eksempel er i en situasjon med overskuddsetterspørsel kl. 7 om morgenen kan man ikke kompensere for dette ved å ha tilsvarende overskuddstilbud kl. 3 om natten. Energisikkerhet kan dermed sees på som et ressurkapasitetsproblem (primærenergi) på mellomlang sikt. I et vannkraftsystem betyr dette begrenset tilgang til vann for produksjon av kraft. Problemene sist vinter dreide seg ikke om fare for rasjonering i enkelte timer på spesielt kalde dager. Det var et mer grunnleggende problem der det over tid var fare for vannmangel i kraftsystemet totalt sett over året. Årsaken til dette var at magasinene ble tappet for langt ned tidlig på året i forhold til den nedbørsmengde og etterspørsel som ble realisert om vinteren. Energisikkerhet dreier seg derfor mer om å sikre at vannet disponeres mellom ulike perioder² på en måte som ikke setter energisikkerheten i fare i tilfeller der man har såkalte tørrår, dvs. år med betydelig mindre nedbør enn normalt. Dette er en forskjell i forhold til det langsiktige problem som dreier seg om tilstrekkelige investeringer i kraftsystemet. Figur 1 er ment å illustrere forskjellen mellom disse tidshorizontene³.



Figur 1: Tidsramme for ulike problemstillinger knyttet til energireserver

¹ På mellomlang sikt tilgang til primærenergi (innsatsfaktor). I et vannkraftsystem betyr dette at det er tilstrekkelig vann i magasinene.

² Dette gjelder ikke bare mellom sesonger, men også mellom flere år når flerårsmagasiner har tilstrekkelig kapasitet.

³ Alvarado, F.L. (1993), "Technical foundations for pricing systems security". In "Service opportunities for Electric Utilities: Creating differentiated products" Oren, S., and Smith, S, Kluwer, Boston, pp 121 –145.

I et perfekt fungerende marked vil en kunne stole på at knapphetssituasjoner som den vi opplevde siste vinter løses gjennom stigende priser og følgelig redusert etterspørsel etter elektrisitet. Dette er også den gjeldende mekanismen som skal ta seg av energisikkerheten i dagens norske kraftsystem. For at denne løsningen skal fungere må en være oppmerksom på minst to sentrale kriterier. For det første må en være villig til å godta at det i knapphetsperioder kan genereres priser på nivåer som reflekterer forbrukernes avsavnsverdi. I det norske kraftssystemet betyr dette priser helt opp mot flere kroner per kWh.⁴ Dernest er det helt avgjørende at etterspørselstettheten i kraftmarkedet er tilstrekkelig høy til at økte priser faktisk reduserer etterspørselen til et nivå som kan møtes av produsentene. Erfaringene fra sist vinter tyder på at en ikke uten videre kan regne med at det norske kraftmarkedet oppfyller disse kriteriene. Den økonomiske belastning for husholdingene forbundet med stadig økende kraftpriser ble viet stor oppmerksomhet. I Norge finnes alternative energikilder til elektrisk kraft knapt tilgjengelig for vanlige konsumenter. Manglende substitusjonsmuligheter er med på å gjøre konsumentene ekstra sårbare overfor disse prisøkningene. Kraftkonsumentene kan til en viss grad sikre seg mot disse ekstrakostnadene gjennom å inngå fastpriskontrakter, og dette virker å bli mer og mer vanlig i dagens marked. Denne utviklingen vil imidlertid ikke være noen løsning på energisikkerhetsproblemet, snarere tvert i mot. Økende omfang av fastpriskontrakter og mangelen på substitusjonsmuligheter bort fra elektrisk kraft er med på å gjøre etterspørselstettheten i kraftmarkedet lav. Dette gjør at vi ikke uten videre kan stole på at kraftprisen isolert sett tar seg av energisikkerhetsproblemet.

Konsekvensene av at prisene eventuelt ikke er i stand til å klarere markedet i knapphetssituasjoner vil være at kraften må rasjoneres ved hjelp av andre midler enn pris. Slik kraftsystemet nå er utformet vil den eneste alternative rasjoneringsmekanismen i et slikt tilfelle være å koble ut deler av kraftnettet/kraftkundene. Denne ordningen har inntil nylig ikke vært gjenstand for særlig kritikk. Dette skyldes i hovedsak rik tilgang på kraft, lave priser og tilnærmet ingen risiko for å havne i situasjoner der rasjoning må skje ved utkobling. Historisk har Norge hatt overkapasitet på kraftsiden, men etter liberaliseringen av kraftmarkedet i 1991 har det blitt gjort begrensede investeringer i produksjons- og nettkapasitet. Samtidig har etterspørselen etter kraft økt og systemet er avhengig av import.

⁴ Samdal, K., G. Kjølle, O. Kvitastein, og B. Singh (2002) "Sluttbrukerens kostnader forbundet med strømbrudd og spenningsforstyrrelser" Report TR A5754, SINTEF, Trondheim. Kvitastein, O. og B. Singh (1991), "Leveringskvalitet på elektrisk kraft: Avbruddskostnader og avsavnsverdier" Rapport 9/91, 10/91, 11/91, SNF, Bergen

Med begrenset importkapasitet og et produksjonssystem ensidig basert på vannkraft gjør kraftsystemet seg stadig mer sårbart overfor variasjoner i nedbør. Dette kulminerte på mange måter sist vinter. Selv om situasjonen da ble betegnet som ekstrem og uvanlig er det grunn til å tro at slike situasjoner kommer til å bli mer og mer vanlig i tiden som kommer. Så lenge kapasiteten ikke økes og etterspørselen stadig stiger er det ingen grunn til å forvente at sist vinter bare var et unntak fra regelen om at rasjonering av kraft i Norge ikke er en aktuell problemstilling.

I tillegg har vi sett at knapphet på kraft i Norge genererer import av kraft produsert av mer forurensende teknologier, for eksempel dansk kullkraft. Energisikkerhet vil dermed også ha et miljømessig aspekt. Videre vil perioder som den vi var gjennom sist vinter kunne være med på å drive politikerne i retning av en re-regulering av kraftsektoren. I den opphetede debatt som fulgte vinterens kraftsituasjon kom det mange forslag⁵ til hvordan man skal unngå å havne i liknede situasjoner i fremtiden. Ikke alle var like godt tilpasset dagens liberaliserte kraftmarked. Det virker derfor å være en betydelig risiko for at gjentatte episoder med galopperende priser og trusler om rasjonering kan friste politikerne til å innføre tiltak som fort vil kunne innebære et tilbakeskritt for det liberaliserte kraftmarkedet i Norge. Mangel på energisikkerhet har dermed flere kostnadssider. Vi ønsker derfor å vurdere overgangstiltak som kan hindre at en havner i situasjoner der kraftmarkedet går direkte fra fri prisdannelse til rasjonering.

Energisikkerhetsproblemet kan i prinsippet tenkes løst gjennom utbygging av transmisjonskapasitet mellom land med over- og underskudd på produksjonskapasitet. En slik løsning vil være attraktiv ikke minst i forhold til at det ikke vil kreve noen inngrep i det frie markedet. En annen mulighet vil være å bygge ut mer innenlandsk produksjonskapasitet, og da spesielt ved bruk av produksjonsteknologier som ikke er nedbørsavhengige, dvs. gasskraft, vindenergi, bioenergi etc. Vi vil likevel i vår diskusjon se bort i fra disse mulighetene. I første rekke skyldes dette at det å bygge seg ut av problemene på denne måten vil måtte ta lang tid. Dernest er det grunn til å tro at markedet selv vil bringe fram slike løsninger på lang sikt dersom det oppfattes som lønnsomt. Vi vil derfor konsentrere oss om alternative løsninger som vil kunne implementeres innenfor rammene av dagens transmisjons- og produksjonsbegrensninger.

⁵ F. eks. EBLs forslag til etablering av energiopsjonsordninger finansiert av et "tørrårsfond", forslag som krever økning av minstevannstand-betingelser, reregulering av kraftmarkedet, etc.

Generelt vil enhver inngripen i den frie prisdannelse i et marked kunne være forbundet med samfunnsøkonomiske kostnader i form av redusert effektivitet. En innføring av tiltak bør derfor kunne begrunnes gjennom at markedet alene ikke er i stand til å sikre tilstrekkelig energisikkerhet. Videre må det sannsynliggjøres at de samfunnsøkonomiske kostnadene ved det frie markedets manglende energisikkerhet overstiger ulempene knyttet til tiltakets effekt på prisdannelsen i markedet. I forholdt til det siste, uttaler Statnett følgende: ”*Sannsynligheten for ressursknapphet i et fritt marked, samfunnets kostnader ved rasjonering og ulike konsekvenser for ulike aktører av denne, tilsier at det kan være behov for å se på tiltak som i et tørrår søker å sikre oss mot energimangel*”.

Diskusjonen rundt energisikkerhet er relativt fersk i Norge, men innenfor EU er dette temaet allerede viet oppmerksomhet i ”New Electricity Directive” (2003)⁶. Der heter det blant annet at medlemsstatene skal sørge for at energisikkerheten overvåkes og at tiltak skal implementeres som sikrer tilstrekkelig produksjonskapasitet. Der åpnes også for å pålegge selskapene i elektrisitetssektoren såkalte ”public service obligations” relatert til energisikkerhet.

Fokus på energisikkerhet kan således motiveres både ut fra empiriske og teoretiske betraktninger. Empirisk kan man først og fremst legge til grunn de tynne kraftreservene som preger elektrisitetssektoren ikke bare i Norge, men i størsteparten av EU-landene. Tabell 1 illustrerer dette.

Den teoretiske begrunnelsen for å diskutere energisikkerhet er knyttet til tvilen om hvorvidt strukturelle aspekter ved elektrisitetsmarkedet virker som hinder for energisikkerhet. Dette vil i første rekke være knyttet til imperfeksjoner og særegenheter ved elektrisitetsmarkedet, men kan også skyldes spesielle karakteristika ved energisikkerhet som gode.

I denne rapporten vil vi starte med å se nærmere på to mulige årsaker til at manglende energisikkerhet i det norske kraftmarkedet kan skyldes markedssvikt. Dette vil nærmere bestemt dreie seg om at energisikkerhet kan oppfattes som et kollektivt gode og/eller at det eksisterer en markedssvikt i form av at strukturen i kraftmarkedet, for eksempel i form av markedsmakt, er med på å sette energisikkerheten i fare. I kapittel 3 diskuterer vi

⁶ Se Knops, H.P.A.(2003) ”*Securing Electricity Supply: What is the potential of national measures in the European Market*”, Paper presented at the Research Symposium European Electricity markets, ECN, The Hague, Netherlands

rollefordelingen til de ulike aktørene i forbindelse med en eventuell innføring av tiltak for bedret energisikkerhet. Deretter vil vi vurdere mulige tilnærminger til hvordan markedssvikten kan angripes for å sikre det norske kraftmarkedet mot å havne i en rasjonerings-situasjon. Disse tiltakene omfatter blant annet et system for energisertifikater og en ordning med offentlige inngrep i lagerbeslutningene for vann ved bruk av energiopsjoner. I denne rapporten fokuseres det tiltaket med energisertifikater mens energiopsjoner behandles i Lund (2003).

Tabell 1: Oversikt over produksjonsreservekapasitet i en del europeiske land⁷

Land	Produksjonsreserver
Østerrike	34 %
Belgia	2 %
Frankrike	16 %
Tyskland	5 %
Hellas	7 %
Italia	9 %
Irland	-2 %
Nederland	7 %
Portugal	13 %
Spania	16 %
Storbritannia	12 %
Norden	1 %

2. Energisikkerhet og markedssvikt

Vårt utgangspunkt er at vi har en markedssvikt i det norske kraftsystemet som gjør at energisikkerheten ikke blir tilstrekkelig ivaretatt av det frie markedet. Markedssvikten fører til at det lagres for lite vann og gjør det nødvendig med offentlige inngrep i markedet for å oppnå

⁷ Kilde EURELECTRIC. Reservekapasitet angitt som % av topplast

den ønskede energisikkerheten. Vi tenker oss flere mulige årsaker til denne markedssvikten. For det første kan energisikkerhet være et kollektivt gode. Dette innebærer i så fall at konsumentenes betalingsvillighet for energisikkerhet er lavere enn samfunnets betalingsvillighet. En annen mulighet er at mangelen på energisikkerhet skyldes markedsstrukturen i det norske kraftmarkedet. Årsaken kan være forhold både på tilbuds- og etterspørselssiden av markedet. I første rekke tenker vi her på at markedsrett på produsentsiden kan føre til disponering av vannreservene på en måte som ikke er forenlig med energisikkerhet. Øvrige forhold ved elektrisitetsmarkedet som er relevante for problemstillingen kan være at det i dagens marked ikke eksisterer fullstendige markeder for leveringssikkerhet. Dette er delvis relatert til tankegangen rundt energisikkerhet som kollektivt gode. Ideelt sett vil man for eksempel ha et marked der konsumentene kan uttrykke sin betalingsvilje for energisikkerhet. Et annet forhold som gjelder for mange råvaremarkeder er at investeringer i ny produksjonskapasitet vanligvis skjer i sykluser og ikke i form av fortløpende marginale investeringer. Dette kan føre til perioder med overkapasitet i en tid etter at investeringene er foretatt, mens nye investeringer ikke utløses før det oppstår knapphet på kapasitet og tilstrekkelig høye priser som gjør investeringer lønnsomme. Dette kan være med på å forsterke problemene rundt energisikkerhet. Til slutt vil det i elektrisitetssektoren, som i andre nettverksnæringer, være en gjensidig avhengighet mellom investeringer i produksjonskapasitet og investeringer i nettverket. Disse må derfor sees i sammenheng. Dette stiller krav til prising av transmisjon. Det hjelper lite om man øker produksjonskapasiteten gjennom bygging av et nytt vannkraftverk eller vindkraftanlegg⁸ dersom det mangler økonomiske insentiver for utbygging av transmisjonsnett for å frakte den økte mengden elektrisiteten som produseres. På denne bakgrunn er det altså flere forhold som tilsier at markedet i perioder vil ha problemer med å generere tilstrekkelig energisikkerhet.

Nedenfor vil vi gå nærmere inn på at det liberaliserte kraftmarkedets manglende evne til å generere tilstrekkelig energisikkerhet kan skyldes at energisikkerhet er et kollektivt gode og/eller at det er markedsrett i kraftmarkedet.

2.1. Energisikkerhet som kollektivt gode

Det frie kraftmarkedets manglende evne til å generere ønsket energisikkerhet kan skyldes at energisikkerhet har preg av å være et kollektivt gode. Dette vil i så fall være en markedssvikt

⁸ Singh, B. (2003), "Renewable energy location and network congestion in a liberalised power market", Working Paper 12/03, SNF, Bergen.

som er generell for kraftmarkedet i den forstand at den ikke utelukkende gjelder for det norske markedet.

Et kollektivt gode kjennetegnes tradisjonelt av følgende tre karakteristika: For det første skal det være ikke-rivaliserende i konsum. Dette innebærer at én konsuments bruk ikke reduserer andre konsumenters nytte av å bruke godet. For det andre skal godet være ikke-ekskluderende. Det vil si at en persons bruk av det kollektive godet ikke skal hindre andre i å bruke det. Til slutt skal det være ikke-avvisende i den forstand at brukerne ikke kan reservere seg mot tilgang til godet. Når det ikke er mulig å utelukke enkeltkonsumenter fra å nyte godt av tilbudet av godet, kan en ikke bruk markedsmekanismen til å avstemme behov mot ressurser for slike goder⁹ (Sandmo 1986). En konsekvens av at et gode kan karakteriseres som et kollektivt gode er at det oppstår en forskjell mellom konsumentenes betalingsvilje og den nytte tilbudet av det kollektive godet gir dem. Ingen vil være villig til å betale for et gode man uansett vil ha tilgang til. Følgelig vil dette innebære at den samfunnsøkonomiske verdi av det kollektive godet er høyere enn betalingsvilligheten til konsumentene. Det kan derfor være i samfunnets interesse at myndighetene griper inn for å sikre produksjonen av kollektive goder.

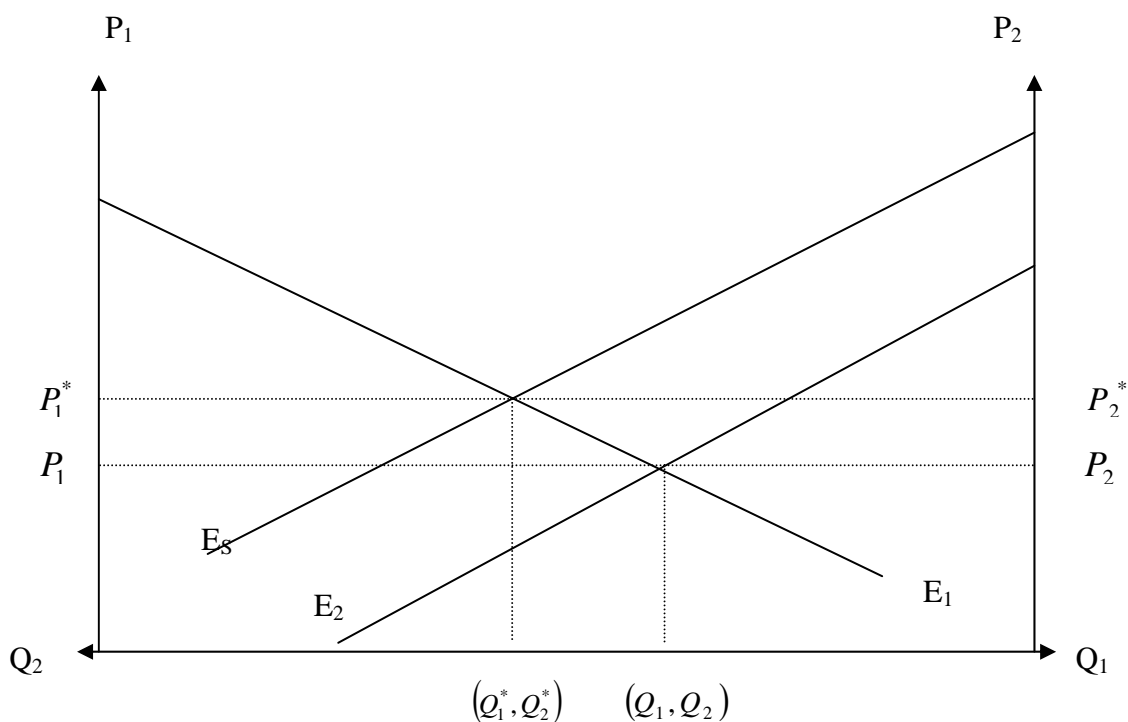
Energisikkerhet har preg av å være et kollektivt gode, i alle fall på kort sikt. Noen av kravene som er skissert ovenfor synes å være oppfylt. For eksempel er mulighetene til å utelukke enkeltkonsumenter begrenset. Energisikkerheten er en systemkarakteristik og gjelder for alle konsumenter uavhengig av deres betalingsvillighet. Tilsvarende kan ikke enkeltkonsumenter reservere seg mot denne energisikkerheten selv om de skulle ønske det.

Figur 2 illustrerer poenget der samfunnet verdsetter energisikkerhet høyere enn markedet. Figuren viser totaletterspørselskurvene, E_1 og E_2 i kraftmarkedet for to perioder, $t = 1, 2$, i et helt deterministisk system. Overlatt til seg selv ender selskapene opp med en produksjon fordelt mellom de to periodene gitt ved henholdsvis Q_1 og Q_2 til prisene P_1 og P_2 . Vi antar så at energisikkerhet verdsettes høyere av samfunnet enn av enkeltkonsumentene på grunn av at energisikkerhet er et kollektivt gode. Dette reflekteres gjennom samfunnets etterspørselskurve, E_s , som ligger over totaletterspørselskurven for konsumentene i periode 2. Ut fra energisikkerhetshensyn ønsker samfunnet dermed en likevekt der produksjonsfordelingen mellom periodene er gitt ved (Q_1^*, Q_2^*) til prisene (P_1^*, P_2^*) . Det vil si at det produseres mer i

⁹ Sandmo, A. (1986), "Privatisering". I "Markedsstruktur og konkurranse", Brunstad, R.J. og Hope, E. (red.), Bedriftsøkonomenes Forlag.

periode 2 enn det som et fritt marked vil generere. Ulike tiltak for å oppnå den ønskede likevekten vil bli diskutert i denne rapporten.

På lenger sikt kan man imidlertid tenke seg at den teknologiske utviklingen i retning av toveiskommunikasjon mellom leverandører og kunder i elektrisitetsmarkedet vil endre på dette. En kan da forestille seg en individbasert løsning der konsumentene gis mulighet til å ”forsikre” seg mot strømutkobling i tilfeller med rasjonering gjennom å betale en premie for dette. De som ikke ønsker å forsikre seg vil da være de første som kobles ut ved en eventuell rasjonering. I påvente av denne teknologien synes det imidlertid klart at energisikkerhet er et kollektivt gode og at myndighetene derfor vil måtte spille en sentral rolle i forhold til å bringe energisikkerheten opp på et ønskelig nivå.



Figur 2: Energisikkerhet som kollektivt gode

2.2. Energisikkerhet og markedsstruktur

En annen form for markedssvikt som kan tenkes å være årsak til manglende energisikkerhet er selve markedsstrukturen i det norske kraftmarkedet. I motsetning til argumentasjonen for at

energisikkerhet er et kollektivt gode vil dette være en markedssvikt som i utgangspunktet er spesiell for det norske markedet.

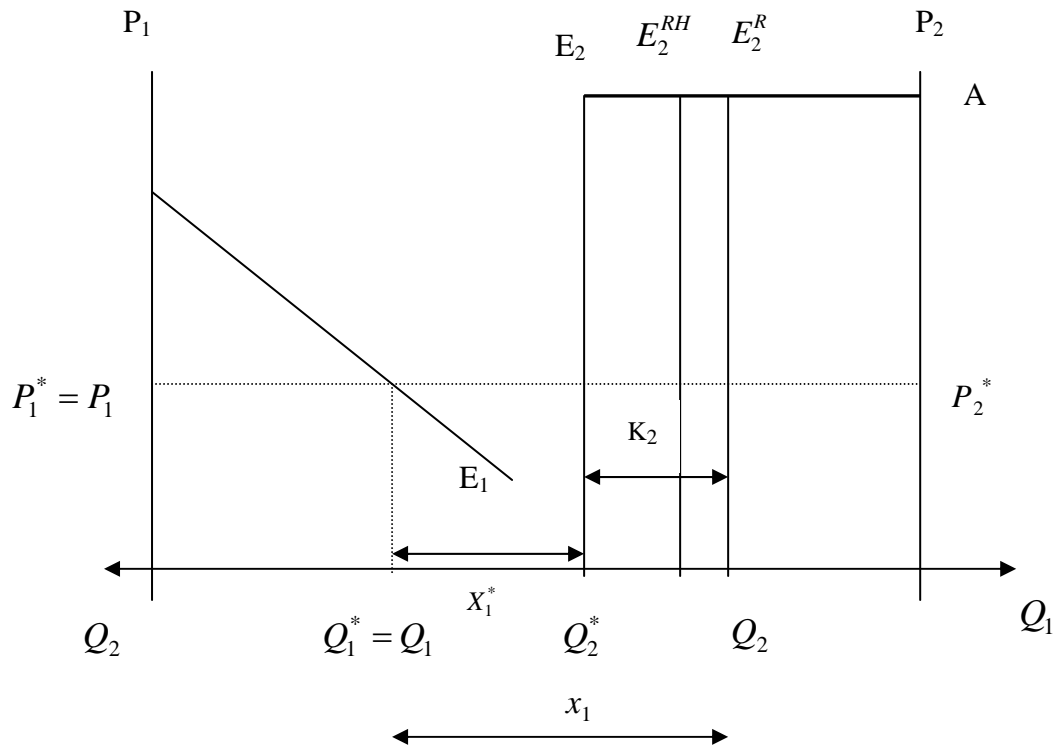
Markedsstrukturen i Norge er på mange måter spesiell i forhold til land det er naturlig å sammenlikne seg med, for eksempel Sverige, Danmark, Finland og England. Både tilbuds- og etterspørselssiden i det norske kraftmarkedet er mer preget av ensidighet enn hva tilfellet er i de nevnte landene. Produksjonen i Norge er så godt som utelukkende basert på vannkraft noe som blant annet gjør produksjonsevnen veldig følsom overfor variasjoner i nedbør. I andre land er som oftest produksjonen mer variert og i langt større grad basert på energikilder der tilbudet er mer forutsigbart og stabilt (atomkraft, kull, gass, biomasse etc.). Den negative effekten av den ensidige produksjonsevnen motvirkes til en viss grad av at Norge er en del av det integrerte nordiske kraftmarkedet og derfor kan importere kraft. Importmulighetene er imidlertid begrenset og flaskehals i overføringsnettet kan gjøre at det norske markedet blir skilt fra det nordiske markedet. På samme måte kan det oppstå flaskehals innad i det norske transmisjonssystemet slik at landet deles opp i ulike prisområder. Det er dermed ikke mulig å stole fullt og helt på at importert kraft kan løse en eventuell energimangel i Norge. Vi vil antakelig i økende grad oppleve at markedet i Norge blir mer og mer stramt i den forstand at det i forbindelse med perioder med lite nedbør kan bli energimangel og importbehovet for kraft øker. I et slikt stramt marked vil store kraftprodusenter kunne sitte med betydelig kontroll. For eksempel i dagens norske marked kontrollerer et enkelt konsern rundt 50% av produksjonskapasiteten og ca. 70% av lagringskapasiteten. Spørsmålet er hvilken evne og hvilke motiver et slikt konsern har til å utøve markedsmakt? Flaskehals i systemet påvirker utvilsomt evnen ved at de gir større muligheter til å utøve markedsmakt. Som følge av flaskehalsene vil markedsstrukturen stadig endre seg mellom "frikonkurranse" og markedsmakt. På denne måten blir både priser og lagring av vann forstyrret og en kan komme i situasjoner med svært høye kraftpriser og eventuelt rasjonering.

På etterspørselssiden skiller Norge seg ut med at energiforbruket i all vesentlighet er basert på elektrisitet, også til oppvarming. I andre land er bruk av for eksempel gass og vannbåren varme betydelig mer utbredt. I Norge finnes det derimot små tekniske muligheter til substitusjon og liten tilgang på alternative energikilder. Dette bidrar til å gjøre etterspørselen nesten uelastisk, særlig om vinteren. Det vil derfor være en usikker strategi å stole på at knapphet på energi kan løses ved hjelp av økende priser.

Det er dermed også forhold ved markedsstrukturen i det norske kraftmarkedet som gjør det aktuelt å vurdere innføring av tiltak for å sikre seg mot å havne i situasjoner der eneste vei til likevekt går gjennom rasjonering av kraft. Figur 3 gir en illustrasjon av energisikkerhetsproblemet i et tilfelle med markedsrett.

I figuren antar vi at markedslikevekten under frikonkurranse er gitt ved mengdefordelingen (Q_1^*, Q_2^*) i henholdsvis periode 1 og 2 og eksporten er lik X_1^* i periode 1. Tilhørende priser er (P_1^*, P_2^*) som vi forutsetter er like i begge perioder. Videre forutsetter vi at periode 1 og 2 er av ulike lengder med $T_1 > T_2$ slik at reell energiutvekslingskapasitet i periode 1 er større enn kapasiteten i periode 2, dvs. $K_1 = \bar{K} * T_1 > K_2 = \bar{K} * T_2$, der \bar{K} er teknisk utvekslingskapasitet. Dersom produsenten har markedsrett i periode 2 velger den å produsere og eksportere i periode 1 slik at tilbud i periode 2 er lik forventet residual etterspørsel, E_2^R , etter importkapasitet, K_2 , i periode 2. Da etterspørselsfunksjonen er uelastisk i periode 2 kan produsenten fritt bestemme markedspris i periode 2, dog begrenset oppover av A (forbrukernes rasjoneringskostnad).¹⁰ Likevekten er representert ved mengdepartet (Q_1, Q_2) , utveksling (X_1, K_2) og prisene $(P_1 = P_1^*, P_2 \geq P_1 \leq A)$. I forhold til likevekten under frikonkurranse gir dette høyere eksport i periode 1, import i periode 2 samt lavere innenlandsk produksjon i periode 2. Anta så at stokastikk, for eksempel en kald vinter i forhold til det som var forventet, gjør at etterspørselen er større enn det som var forventet, representert ved E_2^{RH} , og/eller at det skjer en nedgang i forventet tilsig. Dette vil resultere i fare for rasjonering av kraft i periode 2 ved tilpasningen under markedsrett. I dette tilfellet vil markedsrett gjøre at faren for rasjonering i periode 2 stiger sammenliknet med likevekten under frikonkurranse som følge av at det tappes for mye vann fra magasinene i periode 1. Energisikkerhet under et slikt scenario er avhengig både værforhold og konkurransestruktur i kraftmarkedet.

¹⁰ Vi forutsetter uelastisk etterspørsel for å illustrere problemstillingen. Det kan godt være at en del av etterspørselen er elastisk. Da vil produsenten tilpasse seg slik at vannmengden er lik den delen som er uelastisk.



Figur 3: Energisikkerhet og markedsmakt

Mangel på energisikkerhet i det norske kraftmarkedet kan altså skyldes at energisikkerhet er et kollektivt gode og/eller at markedet er utsatt for en markedssvikt. Resultatet er at overlatt til seg selv vil markedet kunne generere likevekter der vannreservene utnyttes på en måte som setter energisikkerheten i fare. Problemstillingen forsterkes av et stadig strammere marked der etterspørselen etter elektrisitet stadig øker samtidig som det ikke bygges ut ny produksjonskapasitet.¹¹

Utbygging av ny produksjonskapasitet i regi av nye aktører kan være en løsning på energisikkerhetsproblemet på litt lenger sikt. Vi vil nå komme inn på ulike alternativer til

¹¹ Hovedproblemet synes å være at det for tiden er politisk vanskelig å sette i gang med større utbygginger av produksjons- og nettkapasitet i Norge. Dette gjelder både vannkraft, gasskraft og nettf forbindelser til utlandet. Dessuten har man et lønnsomhetsproblem. Så lenge kraftprisen ikke stabiliserer seg på et varig høyere nivå, noe som kan være politisk uakseptabelt, er det lite attraktivt med nye utbygginger. Et unntak er investeringer i alternative produksjonsteknologier som blir utviklet med store statlige subsidier. Motivasjonen bak dette er i tilfelle mer knyttet til miljøpolitiske målsettinger. Hvorvidt slike teknologier bidrar til å løse energisikkerhetsproblemet er usikkert.

løsning på denne problemstillingen som kan iverksettes og fungere relativt raskt og som tar for gitt de gjeldende fysiske begrensninger i dagens kraftmarked. Dessuten vil enhver slik løsning måtte innebære en form for inngrep i dagens frie marked. Ut fra argumentasjonen ovenfor mener vi at dette vil kunne forsvares til tross for at det å påvirke den frie prisdannelse i et marked vil innebære en samfunnsøkonomisk kostnad.

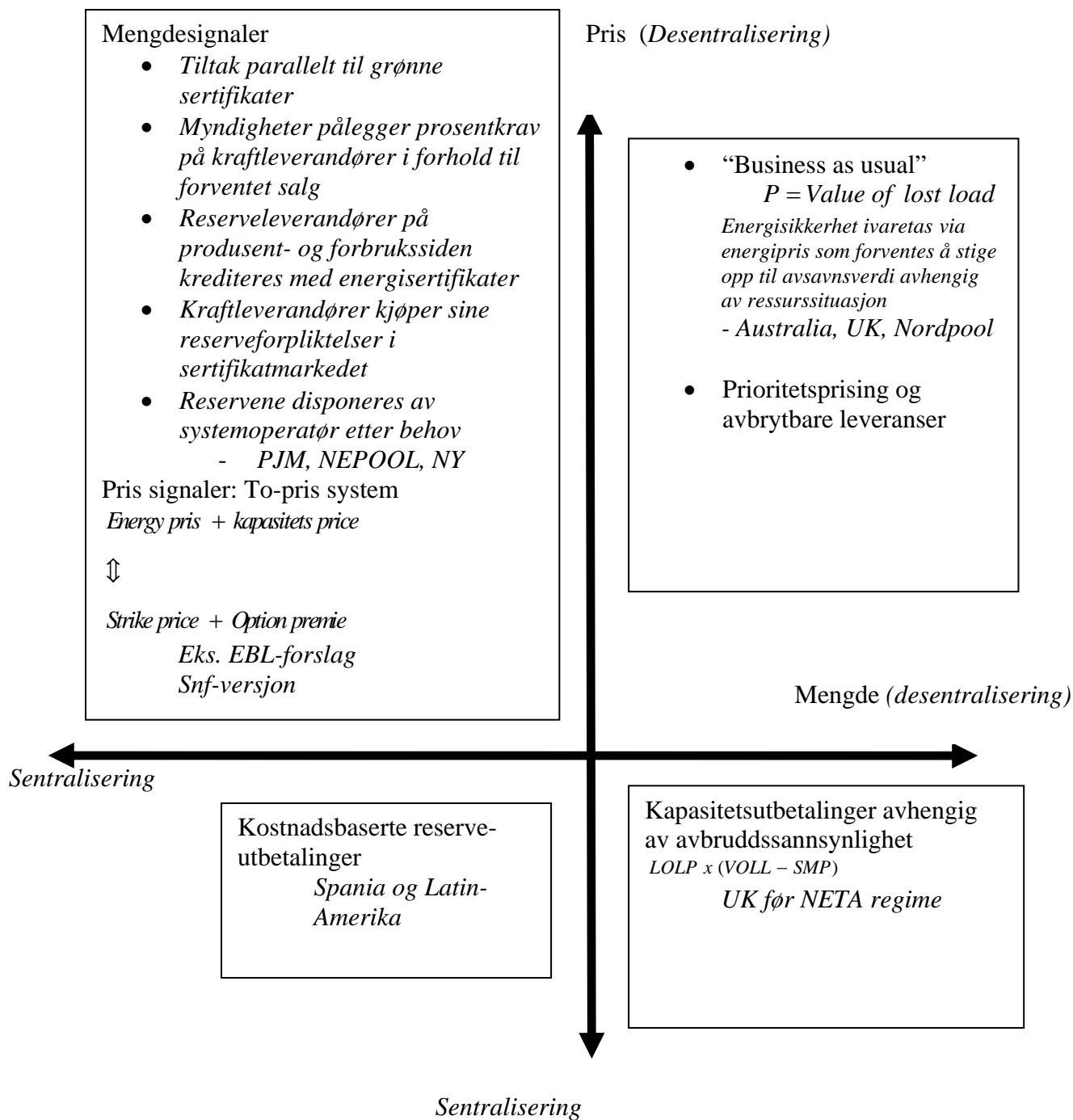
3. Markedsdesign

I forbindelse med en diskusjon av tiltak for bedret energisikkerhet er det naturlig å gjøre dette langs to grunnleggende dimensjoner; 1) i hvilken grad skal tiltaket være markedsbasert, dvs. grad av desentralisering, og 2) skal tiltaket fokusere på å gi pris- eller mengdesignaler?

3.1. Grad av desentralisering

Innføring av tiltak for økt energisikkerhet betyr at en tar høyde for markedets begrensede evne til å ordne opp i dette problemet på egenhånd. Tiltaket som velges vil derfor måtte medføre et inngrep i den "frie" markedsdannelse. Her vil det imidlertid kunne være store forskjeller mellom ulike tiltak når det gjelder i hvilken grad dette skjer i samspill med markedet eller i form av en "kommandoløsning" fra myndighetenes side. Det ene ytterpunktet vil være en fullstendig sentralisert løsning der ønsket energisikkerhet oppnås gjennom offentlige styring av tilgjengelig produksjonskapasitet til enhver tid. I motsatt fall kan man tenke seg desentraliserte tiltak der myndighetene minimerer sin rolle og i størst mulig grad overlater ressursallokeringen markedskreftene.

Figur 4 illustrerer dette i form av et pris- mengdediagram der graden av sentralisering øker fra venstre mot høyre langs mengdeaksen og fra toppen mot bunnen av prisaksen. Det gjeldende regimet i det nordiske kraftmarkedet er da plassert i 1. kvadrant med desentralisert bestemmelse av både pris og mengde. I 2. kvadrant overlates mengdebestemmelsen til markedet, mens prisen er gjenstand for en sentralisert styring. 3. kvadrant representerer et regime der både pris og mengde fastsettes av de sentrale myndigheter. I 4. kvadrant finner vi alternativer der myndighetene kommer med signaler angående mengde, mens prisen genereres i markedet på bakgrunn av de spesifiserte signaler angående kvantum.



Figur 4: Alternative tiltak for energisikkerhet

3.2. Sentrale vurderinger ved valg av tiltak

Som nevnt vil innføring av tiltak med sikte på å bedre energisikkerheten innebære inngrep i markedet som i sin tur kan resultere i en samfunnsøkonomisk kostnad. Liberaliseringen av det norske kraftmarkedet sees i hovedsak på som vellykket. Vesentlige inngrep i form av tiltak som er med på å undergrave det arbeid som er gjort i forhold til å skape et markedsbasert kraftsystem bør derfor unngås. I tilfeller der inngrep i markedet blir vurdert å være nødvendig må det være en målsetting å gjøre den samfunnsøkonomiske kostnaden ved tiltaket som velges lavest mulig. I prinsippet vil en ønske å velge tiltak basert på en kostnads- nytteanalyse der de alternative tiltakene kan rangeres ut fra sin samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Slike analyser er imidlertid vanskelige å gjennomføre med pålitelig resultat. Et alternativ til kostnads- nytteanalyse er å identifisere en del sentrale kriterier som bør tas hensyn til i vurderingen mellom ulike tiltak. Valg av tiltak kan så gjøres på bakgrunn av i hvilken grad de ulike alternativene oppfyller disse kriteriene. Nedenfor vil vi identifisere en rekke kriterier. Disse er knyttet til ikke-diskriminering, rollefordeling, fleksibilitet, forutsigbarhet, insentiv- virkninger, implementerings- og finansieringskostnader, samt praktisk gjennomføring.

Ikke-diskriminering

Ikke-diskriminering er et velkjent begrep i forbindelse med økonomisk regulering. Det sentrale her er at tiltaket utformes på en måte som gjør at alle aktører som reelt kan bidra til energisikkerhet omfattes av tiltaket. Om en aktør, uavhengig av om dette er en produsent, konsument eller et distribusjons-/nettselskap, bidrar til bedret energisikkerhet bør tiltaket sikre at aktøren krediteres for dette. Ikke-diskriminering vil på denne måten bidra til effektivitet gjennom å sikre at alle aktører som på en effektiv måte kan bidra til energisikkerhet får mulighet til dette.

Rollefordeling

I det norske markedet sitter både systemoperatøren, Statnett, og regulatoren, NVE, på mye informasjon når det gjelder vannreservene og eventuell risiko for energiknapphet i det norske kraftmarkedet. Det virker derfor åpenbart at disse selskapene vil spille en sentral rolle nær sagt uansett hvilket tiltak som velges. Myndighetene har tillagt Statnett, som systemansvarlig, ansvaret for å koordinere produksjonen og forbruket i kraftsystemet, iht. Forskrift for systemansvaret. Det er naturlig å vurdere Statnetts rolle i et system for energisikkerhet. I oppbyggingen av det liberaliserte elektrisitetsmarkedet har det vært vesentlig å skille

konkurransenutsatte deler (produksjon og salg) av systemet fra delene som er karakterisert ved naturlig monopol (nettvirksomheten). Statnetts rolle i kraftmarkedet er først og fremst å sikre den fysiske flyten av kraft i nettet. Selskapets økonomiske rolle begrenser seg til å delta i markedet bare i den utstrekning at det dekker sitt eget behov for kraft i forhold til å sikre den kortsiktige driften av nettet. Dette kan dreie seg om handel av kraft i forbindelse med for eksempel systemtap og systemtjenester. Utover dette er Statnetts rolle rent fysisk. En løsning for energisikkerhet bør ta hensyn til denne rollefordelingen.

Fleksibilitet

Til tross for at energisikkerhet er et aktuelt tema var sist vinters situasjon i kraftmarkedet en uvanlig hendelse. Vi har imidlertid argumentert for at slike situasjoner etter all sannsynlighet vil bli mer vanlige i tiden som kommer. Det betyr at tiltak for tørrårssikring/energisikkerhet vil være nødvendig å etablere permanent. Med tanke på den samfunnsøkonomiske kostnad knyttet til innføringen av et slikt tiltak vil et viktig kriterium være at tiltaket er fleksibelt i den forstand at det virker *ved behov* og at det ellers ikke har noen virkninger på effektiviteten i kraftmarkedet slik at markedet får fungere fritt uten virkninger som forstyrrer prisdannelsen. På denne måten kan man se på tiltaket som et permanent virkemiddel/beskranking som er bindende når kraftsystemet er utenfor normaltilstanden, men har ingen betydning i normaltilstand.

Forutsigbarhet

Aktørene i kraftmarkedet er som aktørene i de fleste andre markeder opptatt av forutsigbare rammebetingelser. Kraftmarkedet er allerede komplekst og utsatt for mange typer usikkerhet. Innføringen av tiltak for energisikkerhet vil kunne innebære en ny form for usikkerhet for disse aktørene. Denne usikkerheten er knyttet til for eksempel *når* det foreligger en situasjon som tilsier at det foreligger en mulig eller faktisk energisvikt, *hvilke* tiltak som utløses ut fra ulike kriterier, og hvilke instanser som fastlegger og utøver disse. I et allerede komplekst kraftmarked vil et permanent tiltak i minst mulig grad innebærer økt usikkerhet i markedet. I denne sammenheng kan det også være grunn til å vurdere tiltakets effekt på prisvolatiliteten i markedet. Det vil være ønskelig at tiltaket i minst mulig grad bidrar til volatile priser, da dette i seg selv er en kilde til økt usikkerhet.

Insentiver

I dagens kraftsystem, som hovedsakelig er offentlig eid, ligger det et moment av selvdisiplin for produsentene når det gjelder energisikkerhet. Gjennom å disponere sine vannreserver på en måte som resulterer i perioder med energimangel og høye priser blir produsentene utsatt for sterk negativ publisitet og reaksjoner fra sine offentlige eiere. Dette kan være med på, til en viss grad i alle fall, å disiplinere produsentsiden. En slik disiplin for selvregulering blir redusert i et system der man tenker seg en økende grad av privat deltakelse. Dette gjør det enda viktigere å ha gjennomsiktede og stabile tiltak. Ved å innføre et tiltak for energisikkerhet der man overlater ansvaret for energisikkerhet til et eget organ vil noe av denne selvdisiplinseffekten kunne forsvinne. En mulighet er da at produsentene i større grad enn før vil disponere sine vannreserver uten tanke for hvilke konsekvenser dette kan få i kommende perioder dersom tilsiget i til magasinene blir mindre enn forventet. En skal derfor ha i tankene at tiltak for energisikkerhet kan medføre en form for ansvarsfraskrivelse fra produsentsiden. Med tanke på de konsekvenser som en rasjonering vil medføre er det også grunn til å tro at det organet som får ansvaret for energisikkerheten i det norske kraftsystemet vil ha insentiver til å være i overkant forsiktig. En kan fort få en tankegang der de ansvarlige oppfatter at konsekvensene, i form av kritikk mot sin avgjørelse, av å ”ta feil” er større dersom det viser seg at rasjonering må innføres enn om det blir lagret mer vann enn nødvendig.

Implementeringskostnader og finansiering

Et annet moment som vil være sentralt i vurderingen av tiltak er hvordan tiltaket skal finansieres. Kostnaden kan oppfattes som en risikopremie som betales for å sikre seg mot risikoen for rasjonering. Ved innføring av et tiltak må man prinsipielt vurdere om dette skal skje i form av en belønningsmekanisme eller et pålegg. Belønning kan brukes for å stimulere aktørene i markedet til å endre sitt produksjons- eller forbruksmønster på en måte som tjener energisikkerheten¹². Selv om statlig finansiering av et slikt belønningsbasert tiltak vil kunne forsvares for eksempel ut fra tankegangen om at energisikkerhet er et kollektivt gode kan en slik løsning innebære endringer i dagens rollefordeling for både systemoperatør og regulator. Dette gjelder økonomiske disposisjoner som disse må ta på seg i tilknytning til implementering av et belønningssystem. I tillegg kommer transaksjonskostnader knyttet til

¹² Dersom hovedårsaken til energisikkerhetsproblemet er imperfekt konkurranse i markedet, fungerer belønning som et ”insentiv” for en dominant aktør til å opptre som pristaker. Alternativt kunne man tenke seg et system hvor man pålegger en ekstra grunnrenteskatt som tar vekk ekstrainntekter og dermed reduserer insentivene for strategiske adferd.

dekking av utgifter for disse aktørene. Energisikkerhetstiltak vil også kunne iverksettes i form av et offentlig pålegg til aktørene. En slik mekanisme vil i utgangspunktet innebære at kostnadene ved tiltaket belastes enkeltaktørene som utsettes for pålegget.

Så lenge energisikkerhetstiltak finansieres av norske aktører, enten det er staten eller markedsaktørene, vil en ønske å beholde nytteverdien som tiltaket skaper innenfor det norske markedet. Man ønsker ikke å eksportere norskfinansierte energisikkerhet gratis til. Dette vil en ikke oppnå sånn uten videre så lenge Norge er en del av et integrert nordisk og europeisk kraftmarked. I vurderingen av alternative tiltak er dette en viktig problemstilling som vil måtte tas hensyn til.

Andre vurderinger

Det vil i tillegg være en rekke andre vurderinger som må gjøres rundt valg av tiltak. Dette dreier seg i første rekke om den praktiske gjennomføringen. Det må finnes en overordnet ansvarlig instans som skal administrere tiltaket. Dernest vil det være spørsmål om hvor stor geografisk del av markedet som skal omfattes av tiltaket. Skal det gjelde for hele markedet, eller bare aktører innenfor det geografiske området der en eventuell energimangel oppfattes som sannsynlig? (Merk at dette ikke dreier seg om diskriminering. Tiltaket skal fremdeles være ikke-diskriminerende, selv om det bare innføres for en geografisk avgrenset del av markedet.) Videre er det helt sentralt at tiltaket faktisk virker i den forstand at det skjer en reell forbedring av energisikkerheten, dvs. at det faktisk skjer en overføring av vannreserver til perioder med knapphet. Ulike tiltak kan ha forskjellige konsekvenser av å gjøre slike feil. Videre må tiltaket som velges ta hensyn til EU/EØS reglementet om at tiltak som forstyrrer det frie markedet i størst mulig grad skal være markedsbaserte. Det vil derfor for eksempel være politisk problematisk å innføre subsidiebaserte virkemidler.

Vi vil nå komme inn på ulike alternativer når det gjelder tiltak for bedret energisikkerhet. I denne diskusjonen vil hvert enkelt tiltak bli vurdert i forhold til disse sentrale momentene.

4. Parallell til tiltak for utvikling av fornybar energi

Utgangspunktet for å diskutere tiltak for bedret energisikkerhet er at kraftmarkedet i perioder genererer likevekter der vannreservene er for lave i forhold til det som kreves for å sikre seg mot energiknapphet i senere perioder.

Problemstillingene rundt energisikkerhet har sine paralleller til en annen diskusjon hvor man har som utgangspunkt at dagens marked genererer likevekter med for liten andel grønn elektrisitet (elektrisitet produsert fra fornybare energiskilder) i forhold til det som er målsettingen. For eksempel, på samme måte som energisikkerhet har også utbygging av miljøvennlige produksjonsteknologier for elektrisitet preg av å være et kollektivt gode. Det vil være vanskelig å få enkeltaktører til å betale for bedret miljøkvalitet så lenge dette er et gode som, når det først er der, vil være tilgjengelig for alle.

Overlatt til seg selv er det derfor tvilsomt om kraftmarkedet er i stand til å generere verken energisikkerhet eller økt tilbud av grønn elektrisitet. Arbeidet rundt problemstillinger knyttet til tiltak for å skape insentiver til utvikling av grønn elektrisitetsproduksjon har på mange måter kommet lenger enn hva tilfellet er for energisikkerhet. Det vil derfor være naturlig å se på hvilke tiltak som benyttes for å fremme miljøvennlig kraftproduksjon og vurdere i hvilken grad liknende tiltak kan benyttes i forhold til energisikkerhet. Vi vil her fokusere på et system for såkalte grønne sertifikater.

Grønne sertifikater

Hovedproblemet er at overlatt til seg selv er det lite sannsynlig at kraftmarkedet vil få til den ønskede utvikling når det gjelder grønne teknologier. Dette er ikke noe nytt problem, og den tradisjonelle tilnærmingen har vært å gi økonomiske insentiver til teknologiene med ulike former for direkte og indirekte subsidier, for eksempel investeringssubsidier, skattelettelser og enhetssubsidier via et ekstra ”grønt” ledd i transmisjonstariffene. Liberaliseringen av elektrisitetsmarkedene har imidlertid introdusert en ekstra utfordring siden midlene som brukes nå skal være markedsstyrt med en minimal rolle for de offentlige instanser. En av de nyeste og mest populære ideene på dette området er markeder for såkalte *grønne sertifikater*. Disse er kort sagt ment å gi insentiver til innfasing av grønne teknologier og sikre en kostnadseffektiv utbygging av miljøvennlige produksjonsteknologier for elektrisitet. En rekke land er i ferd med å innføre grønne sertifikater. Sverige har allerede satt i gang sitt system mens Danmark ikke er langt unna å implementere sitt. Norske myndigheter har også omfavnet denne ordningen, og det ble nylig vedtatt å innføre grønne sertifikater her i landet fra 1. januar 2005.

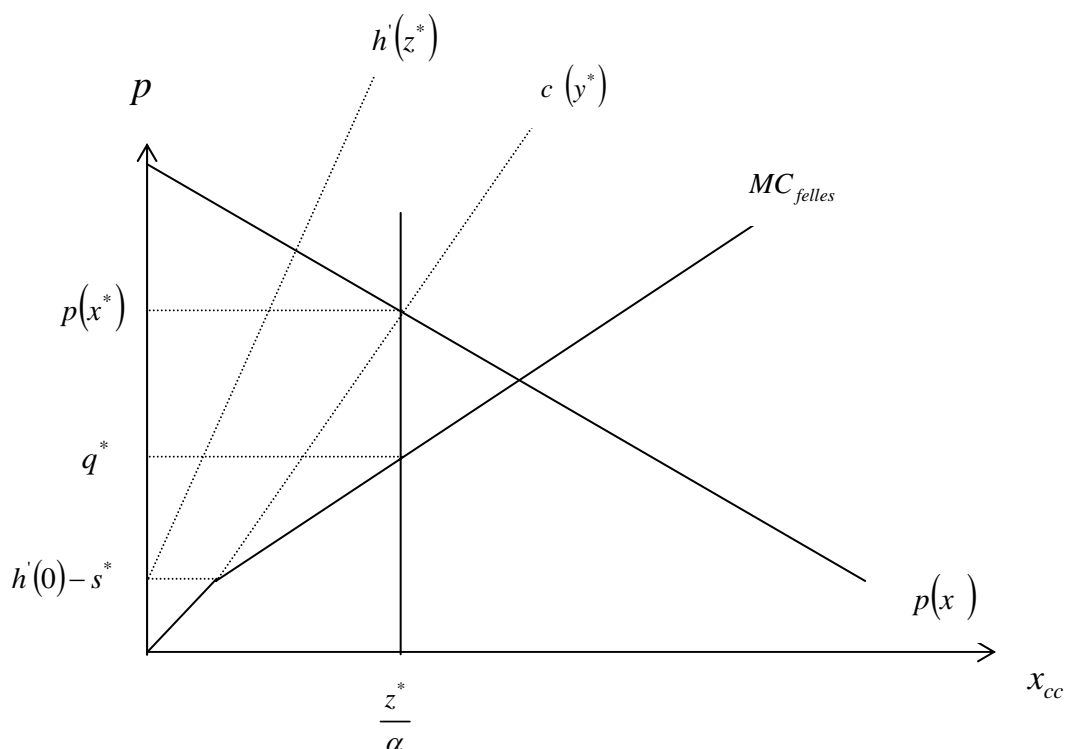
Om en tar utgangspunkt i sertifikatsystemene som er under innføring i Danmark og Sverige, kan systemet for grønne sertifikater i korthet beskrives som følger. Sertifikatmarkedet består

av selgere og kjøpere av grønne sertifikater. Selgerne er produsentene av grønn elektrisitet. Disse produsentene har lov å selge et antall sertifikater som korresponderer med den mengde grønn elektrisitet de leverer til elektrisitetsmarkedet. Kjøperne av sertifikater er elektrisitetskonsumentene. Konsumentene er pålagt av myndighetene å kjøpe en viss mengde grønne sertifikater, tilsvarende en prosentandel av sitt totale elektrisitetskonsum. Denne prosentandelen omtales gjerne som *prosentkravet*. Om en tenker seg at prosentkravet er på 20%, så innebærer dette at en femtedel av den mengde elektrisitet som en kunde etterspør skal stamme fra miljøvennlige produksjonsteknologier. Dette sikres gjennom å kreve at kunden kjøper ett grønt sertifikat per 5. kWh elektrisitet han konsumerer. På denne måten sikrer en at produsentene av grønn elektrisitet mottar en ekstrabetaling for sin produksjon sammenliknet med produsentene av sort elektrisitet. Begge produsenttypene mottar engrosprisen (q), men de miljøvennlige produsentene kan også selge grønne sertifikater og mottar derfor i tillegg den til enhver tid gjeldende sertifikatprisen (s). Prisen på elektrisitet i sluttbrukermarkedet utgjøres av engrosprisen pluss prosentkravet (α) multiplisert med sertifikatprisen. Formelt kan dette uttrykkes som i Tabell 2.

Tabell 2: Priser til de ulike aktørene i et system med grønne sertifikater

<i>Aktør</i>	<i>Pris per kWh</i>
Sluttbrukere	$q + \alpha s$
Produsenter av sort elektrisitet	q
Produsenter av grønn elektrisitet	$q + s$

Slik er det da meningen at tilleggskompensasjonen for produksjon av grønn elektrisitet skal dekkes inn gjennom sertifikatprisen. Samtidig skal myndighetene kunne nå målet om økte andeler grønn elektrisitet gjennom spesifisering av prosentkravet. Ved at sertifikatprisen bestemmes av markedet er det i tillegg antatt at utbyggingen av miljøvennlige teknologier vil skje kostnadseffektivt gjennom at de billigste teknologiene bli valgt først.



Figur 6: En illustrasjon av et system med grønne sertifikater

Figur 3 illustrerer en mulig likevekt i et kraftmarked med grønne sertifikater. x^* , y^* og z^* angir likevektskvantumene for henholdsvis totalt elektrisitetskonsum, sort elektrisitet og grønn elektrisitet. Grensekostnadene ved produksjon av sort og grønn elektrisitet er representert ved henholdsvis $c'(y)$ og $h'(z)$. Denne felles grensekostnadskurven, MC_{felles} , fremkommer ved horisontal addisjon av grensekostnadene for disse to teknologiene. I likevekt ender konsumentene opp med å betale en pris $p(x^*) = q + \alpha s^*$. Produsentene av sort elektrisitet mottar bare engrosprisen q^* , mens produsentene av grønn elektrisitet mottar $q^* + s^*$.¹³

¹³ En beskrivelse av systemet med grønne sertifikater kan finnes i for eksempel Nese, G. (2003), "Green Certificates in an international market". SNF working paper no. 75/02.

5. Energisertifikater

Et parallelt tiltak rettet mot energisikkerhet kan være å kreditere faktiske eller planlagte produksjonsreserver ved hjelp av et system med energisertifikater. Mens det ordningen med grønne sertifikater var produksjon av grønn energi som ble kreditert, vil en i forhold til problematikken rundt energisikkerhet kunne assosiere kredittene med lagret vann i magasinene og med reguleringskapasitet på forbrukssiden. På forbrukssiden kan dette dreie seg om nedregulering hos storforbrukere og lignende kapasitet som kraftleverandørene får tilgang til i egen kundemasse ved bruk av fleksible tariffer, for eksempel avbrytbare kraftkontrakter. Som i systemet for grønne sertifikater tenker vi oss at disse kredittene har form av å være omsettelige sertifikater. Etterspørselen sikres gjennom et pålegg til leverandørselskapene om å inneha en viss andel energisertifikater i forhold til sitt salg av energi, spesifisert gjennom et prosentkrav. På denne måten skapes et marked for energisertifikater.

Den vesentligste regulatoriske intervensjon i dette systemet vil være etableringen av et stipulert reservekrav, tilsvarende prosentkravet i systemet med grønne sertifikater. Det må understrekes at slike prosentkrav er ikke et særphenomen som gjelder energimarkedet. Lignende krav er vanlig i mange andre markeder. For eksempel i finansmarkedene, sentralbankens og/eller kredittilsynets reservekrav pålagt banker og forsikringsselskaper spesifiserer ikke bare størrelsen i forhold til aktørenes forpliktelser, men pålegger også begrensninger på hvor og i hvilken form slike reserver skal holdes. I forhold til et prosentkrav i et energisertifikatsystem kan systemoperatøren ses på som kraftmarkedets "sentralbank" som pålegger reservekrav i samarbeid med NVE, som også opptrer som kontroll organ for implementering av systemet. På lignende måte kan systemoperatøren pålegge prosentkrav i forhold til leverandørenes forventet forpliktelser både når det gjelder størrelse, form og lokalisering av reserver.

Vider er det viktig at reservekravet skal oppfylles på en effektiv måte gjennom handel i et energisertifikatmarked. Et reservekrav på for eksempel 10 % vil da innebære at leverandørselskapene er forpliktet til å stille med produksjons-/nedreguleringsreserver tilsvarende 10% av den mengde energi de har forpliktet seg til å levere i en spesifisert tidsperiode. Reservene skaffer de seg enten gjennom lagring av vann i sine egne magasiner eller ved å kjøpe energisertifikater tilsvarende denne energimengden i energisertifikat-

markedet. Markedet genererer dermed en pris på energisertifikater som skal gi incentiver til å bidra til energisikkerheten. Reservene er tilgjengelige for systemoperatøren som bruker disse etter behov. Benyttede reserver blir kompensert etter gjeldende pris i spotmarkedet. Et vesentlig poeng med å bruke energisertifikater som tiltak for energisikkerhet er at systemoperatørens rolle fortsatt er begrenset til de fysiske beslutninger. Prising, kostnader og kompensasjon blir bestemt i kraftmarkedet.

Energisertifikatsystemet kan kort oppsummeres på denne måten:

- 1) Regulator annonserer det pålagte reserveprosentkravet som må oppfylles av leverandørene. Kravet bestemmes for en periode på for eksempel 2-3 år.
- 2) Kraftleverandørene sender sine bud tilsvarende sitt behov for energisertifikater til sertifikatmarkedet. Behovet er basert på forventede leveranseforpliktelser og potensial for å oppnå nedregulering av kapasitet i egen kundemasse via bruk av fleksible tariffer.
- 3) Reserveleverandørene tilbyr energisertifikater i henhold til deres eksisterende eller planlagte fysiske ressursbase.
- 4) Energisertifikatmarkedet klareres og leverandørene betaler reserveleverandørene for sertifikatene.
- 5) Reserveleverandørene ordner eksisterende kapasitet eller planlegger investeringer i henhold til sine solgte energisertifikater. Leverandørene og produsentene handler energi i det vanlige spotmarkedet, gitt sine forpliktelser i energisertifikatmarkedet.
- 6) Reserver blir aktivert etter behov av systemoperatør.
- 7) Aktiverte reserver får en tilleggskompensasjon gitt ved spotmarkedprisen.

5.1. Fysiske vs. finansielle krav

Til tross for parallellene til det grønne sertifikatsystemet vil en ordning med energisertifikater skille seg fra dette på en del områder. Grønne sertifikater er et finansielt instrument der det ikke er nødvendig med en fysisk sammenheng mellom sertifikatene og den grønne elektrisiteten. Dette betyr at det ikke må være slik at konsumentene som kjøper sertifikatene også får levert elektrisiteten som gir opphav til dem. Elektrisiteten som er knyttet til sertifikatene kan gjerne selges i Nord-Norge, mens selve sertifikatene kjøpes av konsumenter i Sør-Norge. En kan til og med tenke seg handel med grønne sertifikater mellom land som ikke har noen mulighet til å utveksle fysisk kraft mellom seg. Med energisertifikater stiller det seg annerledes. Som følge av potensielle flaskehalsen i nettet er man avhengig av at det er en

fysisk sammenheng mellom energisertifikatene og de energireservene som gir opphav til dem. Det hjelper lite for energisikkerheten i Sør-Norge dersom alle sertifikatene selges av produsenter i Nord-Norge. Dersom reservene er lagret i magasiner i Nord-Norge og begrensninger i overføringskapasiteten hindrer denne kapasiteten å nå frem dit den trengs vil ikke energisertifikatsystemet bidra til økt energisikkerhet i Sør-Norge. Dette utgjør en ekstra utfordring ved energisertifikater i forhold til grønne sertifikater.

5.2. Varighet av prosentkravet

Prosentkravet kan spesifiseres på forskjellige måter. I likhet med grønne sertifikater kan energiprocentkravet spesifiseres som et fast sats. Prosentkravet kan for eksempel gjelde aktørenes forventede kontraktsforpliktelser på kvartalsbasis. Prosentkravet gjelder da på alle tidspunkt uavhengig av ressursituasjon, mens faktiske energireserver i systemet varierer etter forventet forbruk. I et vannkraftsystem som i Norge er det omvendt forhold mellom tilsig og forbruk over tid. For å ta høyde for et slikt ressurs- og forbruksmønster, kan en alternativ utforming av reservekravet uttrykkes som en ”reserveregel” som er en funksjon av forventede kontraktsforpliktelser og tid. I tilfellet med energisikkerhet vil reservekravet typisk være stabilt over to til tre år, gitt at lagringskapasiteten i et vannkraftbasert system sjelden har en lagringshorisont lenger enn dette.

5.3. Håndheving og prisgrenser

Et obligatorisk system for energisertifikater krever en eller annen form for håndhevingsmekanisme. Leverandørselskaper som står overfor kravet om en prosentandel reservekapasitet kan ha insentiver til unngå å møte denne forpliktelsen. Design av en passende straffemekanisme vil derfor være sentralt for at markedet skal fungere. Det er viktig at straffemekanismen tar utgangspunkt i forbrukernes kostnader knyttet til rasjonering av kraft.

Et annet aspekt som en skal være oppmerksom på er svingninger i sertifikatprisene. Om volatiliteten blir svært høy vil dette kunne være uheldig. I systemet med grønne sertifikater er det i de fleste land lagt opp til en øvre og en nedre grense for sertifikatprisene. Meningen der er at produsentene av grønn energi sikres en minimumspris for sine sertifikater i tilfeller der tilbudet overstiger etterspørselen etter sertifikater. Myndighetene garanterer da for denne prisen. I motsatt fall, dvs. ved overskuddsetterspørsel etter sertifikater vil maksimumsprisen slå inn. Konsumentene kan i slike tilfeller kjøpe sertifikater fra myndighetene til den fastsatte maksimumsprisen. Det er viktig å merke seg at systemet i disse tilfellene blir redusert fra å

være et markedsbasert system til å bli et system basert på rene subsidier. I energisertifikatsystemet synes det ikke å være behov for slike grenser. Det forventes at prisen på energisertifikatene blir lik null i normalår når det er tilstrekkelig med energi, mens i tørrår kan prisen stige opptil straffeprisen som blir lik det som er forbrukernes kostnad knyttet til rasjonering.

5.4. Vurdering av energisertifikater

Vi identifiserte tidligere i rapporten en rekke kriterier som eventuelle tiltak for bedre energisikkerhet bør vurderes opp mot. Vi vil nå se nærmere på i hvilken grad et system med energisertifikater oppfyller disse kriteriene.

Ikke-diskriminering

Energisertifikatsystemet vil i prinsippet kunne omfatte alle aktørene i kraftmarkedet, både på tilbuds- og etterspørselssiden. Systemet vil også skape insentiver for leverandørene til å utvikle tariffen som dekker både små og store kunder, for eksempel såkalte avbrytbare kontrakter. I første omgang vil dette være naturlig å vurdere i forhold til enkelte storforbrukere av kraft, men i et mer modent system, og med en mer utviklet teknologi, vil også mindre konsumenter kunne tenkes å delta i en slik ordning. Så vidt vi kan se det vil derfor et system med energisertifikater kunne tilfredsstill kriteriet om ikke-diskriminering.

Rollefordeling

Et tiltak for energisikkerhet bør i minst mulig grad endre på den rollefordeling som eksisterer i dagens liberaliserte kraftmarked. Et system med energisertifikater vil i første rekke måtte involvere myndighetene i forbindelse med fastsettelse av prosentkravet. Her vil både Statnett og NVE være naturlige deltakere. I utgangspunktet kan vi imidlertid ikke se behov for at verken Statnett eller NVE skal involveres i selve handelen med energisertifikater. Dette tyder dermed på at energisertifikater ikke vil føre til at den nåværende rollefordelingen i kraftmarkedet forstyrres i vesentlig grad.

Fleksibilitet

Behovet for fleksibilitet vil i et system med energisertifikater i første rekke bli ivaretatt gjennom prisen på sertifikatene. Systemet vil være operative hele tiden, uavhengig av om det er behov for det eller ikke! Dersom markedet for sertifikater fungerer effektivt vil prisen på sertifikater utvikle seg i takt med behovet for ekstra produksjonsreserver. I et våtår vil prisen

gå mot null, mens et tørrår vil drive prisen på sertifikater oppover. Det vil ikke være nødvendig å gjøre vurderinger av når det er behov for å innføre systemet.

Forutsigbarhet

Med mindre det blir behov for hyppige endringer i prosentkravet vil energisertifikatsystemet etter alt å dømme være et forutsigbart system. Som nevnt ovenfor vil systemet være operativt hele tiden, og det vil derfor ikke være noen usikkerhet knyttet til når det blir iverksatt. Det bør heller ikke være tvil blant aktørene om hvilke tiltak som utløses av hvilke kriterier. Eventuell usikkerhet vil i første rekke være knyttet til utviklingen i sertifikatprisen som vil bevege seg mellom null og en straffepris bestemt av regulator. Dersom straffeprisen er satt lik rasjoneringskostnaden vil dette systemet også være nøytralt når det gjelder langsiktige investeringssignaler i kraftsystemet. Her må man imidlertid være oppmerksom på at forutsigbarhet på dette området i stor grad vil være avhengig av en forutsigbar utvikling i sertifikatprisen. I et effektivt og likvid sertifikatmarked vil man antakelig kunne forvente dette. På den andre side, dersom sertifikatmarkedet er utsatt for markedsrett og/eller liten likviditet vil resultatet kunne bli volatile sertifikatpriser. Dette vil i så fall ikke være heldig for forutsigbarheten til energisertifikatsystemet.

Insentiver

Når det gjelder aktørenes insentiver i et system med energisertifikater så bør nok dette gjøres gjenstand for en mer grundig analyse. Det vil her i første rekke være interessant å vurdere systemets robusthet overfor eventuell misbruk av markedsrett. Et annet spørsmål er i hvilken grad det ansvarlige organ vil ha insentiver til å sette det "riktige" prosentkravet. Et for høyt prosentkrav vil øke ineffektiviteten til systemet. Samtidig må prosentkravet settes slik at det faktisk kan gi en reell bedring av energisikkerheten. Man kan selvsagt frykte at regulator vil være fristet til å sette et prosentkrav som er litt for høyt i frykt for konsekvensene av å sette det for lavt. Det er imidlertid vanskelig å se for seg at dette problemet skal være større i et energisertifikatsystem enn i eventuelle andre tiltak siden liknende problemstillinger antakelig vil være til stede i minst like stor grad der også.

Kostnads- nyttefordeling

Kostnadene ved energisertifikatsystemet vil i utgangspunktet måtte betales av kraftkundene i form av høyere kraftpriser pga. at noe av produksjonskapasiteten blir bundet opp gjennom prosentkravet. Her må man imidlertid huske på at det er et nordisk kraftmarked og at

priseffektene til en viss grad vil utjevnes over tid og på tvers av markedene ved handel med kraft med utlandet. Et relatert spørsmål vil være i hvilken grad et særnorsk energisertifikat-system vil påvirke prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet? Vil det for eksempel være slik at Norge øker sin energisikkerhet på bekostning av nabolandene? Igjen kreves en grundigere analyse for å svare på disse spørsmålene.

Andre vurderinger

En annen vurdering som bør gjøres er i hvilken grad energisertifikater vil være i overensstemmelse med EU/EØS reglementet? I og med systemets likhetstrekk med systemene basert på grønne sertifikater vil vi tro at energisertifikatsystemet vil være i tråd med den utvikling EU ønsker i retning av mer markedsbaserte fremfor subsidiebaserte tiltak. Videre synes systemet å være relativt lett å administrere. Noe som vil være en vesentlig fordel i forhold til kostnadene forbundet med å innføre og drive et slikt tiltak.

6. Oppsummering

Denne rapporten har tatt utgangspunkt i at problemstillingen rundt energisikkerhet synes å bli mer og mer aktuell. Ressurssituasjonen i det norske kraftmarkedet vinteren 2002/2003 har i stor grad bidratt til å aktualisere problemet. Mye tyder på at det frie markedets tilsynelatende manglende evne til å generere tilstrekkelig energisikkerhet skyldes en eller flere former for markedssvikt, for eksempel at energisikkerhet har preg av å være et kollektivt gode og/eller at det er problemer knyttet til markedsrett i kraftmarkedet. Dette gjør at offentlige inngrep i det frie kraftmarkedet bør vurderes for å hindre at det skal oppstå energimangel i fremtiden. I rapporten skisseres det et tiltak basert på energisertifikater. Dette er et markedsbasert tiltak som til en viss grad bygger på ideene bak markedene for såkalte grønne sertifikater som benyttet for å øke innfasingen av miljøvennlige produksjonsteknologier for elektrisitet. Et annet analog er sentralbanken og/eller kredittilsynets reservekrav pålagt banker og forsikringsselskaper hvor både størrelse og form av reserver er spesifisert av myndigheter. Systemet med energisertifikater er blitt vurdert i henhold til en rekke kriterier og synes å kunne utgjøre et interessant alternativ til tiltak for bedret energisikkerhet. Det er imidlertid klart at systemet bør analyseres nærmere før en kan konkludere med at dette er veien å gå. Et vesentlig spørsmål er hvordan kravet skal spesifiseres og hvilke effekter et system med energisertifikater vil ha på prisene i kraftmarkedet? Dette er ikke minst viktig i forhold til at Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked. Et annet interessant tema vil være å analysere systemets robusthet overfor aktører med markedsrett.