

Rapport 2009-076

**Tilskuddsordninger
for regional
forsyningssikkerhet**

Tilskuddsordninger for regional forsyningssikkerhet

Utarbeidet for
Olje- og
energidepartementet

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	4
1 INNLEDNING	8
1.1 Bakgrunn og problemstilling	8
1.2 Forsyningssikkerhet som begrep	8
1.3 Vurderingskriterier.....	10
1.4 Om rapporten	11
2 INVESTERINGSINCENTIVER I DET NORSKE KRAFTSYSTEMET	12
2.1 Mulig markedssvikt	12
2.1.1 Incentiver til å investere i ny energi- eller effektkapasitet.....	13
2.1.2 Endringer i prissignaler som følge av større investeringer.....	17
2.1.3 Konesjonsprosesser	20
2.1.4 Forbruksreduksjoner/energieffektivisering.....	24
2.2 Hovedkonklusjoner vedrørende markedssvikt.....	25
3 MULIGE TILTAK FOR Å UTLØSE NY PRODUKSJON	27
3.1 Tilskudd pr. kWh produsert	27
3.1.1 Generelt om virkemiddelutformingene	27
3.1.2 Konsekvenser.....	28
3.1.3 Samlet vurdering.....	30
3.2 Anbudsbaserte tilskuddsordninger.....	30
3.2.1 Generelt om virkemiddelutformingene	30
3.2.2 Konsekvenser.....	31
3.2.3 Samlet vurdering.....	36
3.3 Kostnadsbasert kompensasjon	37
3.3.1 Generelt om virkemiddelutformingene	37
3.3.2 Konsekvenser.....	37
3.3.3 Samlet vurdering.....	38
4 MULIGE TILTAK FOR LAVERE KRAFTFORBRUK	39
4.1 Forsterkning av eksisterende ordninger.....	39
4.1.1 Generelt om virkemiddelutformingene	39
4.1.2 Konsekvenser.....	40
4.1.3 Samlet vurdering.....	40
4.2 Anbudsordninger	40
4.2.1 Generelt om virkemiddelutformingene	40
4.2.2 Konsekvenser.....	41
4.2.3 Samlet vurdering.....	43
4.3 Kostnadsbasert kompensasjon/målrettede tiltak.....	44
4.3.1 Generelt om virkemiddelutformingene	44
4.3.2 Konsekvenser.....	45
4.3.3 Samlet vurdering.....	45
5 KONKLUSJONER	47
5.1 Målet med et ekstra virkemiddel: Regional energisikkerhet	47
5.2 Markedssvikt: Sprangvise investeringer og langvarige konesjonsprosesser.....	47
5.3 Forslag til modeller.....	48
5.3.1 Anbudsbaserte ordninger	48

5.3.2	Siste utvei: Kostnadsbasert kompensasjon	51
	REFERANSER	52
	VEDLEGG 1: CADA-ORDNINGEN	54
	VEDLEGG 2: STATNETTS ORDNING MED ENERGIOPSJONER	55

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

I et vannkraftdominert kraftsystem kan det i noen situasjoner være behov for supplerende virkemidler for å sikre den regionale forsyningssikkerheten. Det skyldes at prissignalene i markedet ikke alltid vil gjenspeile den fulle samfunnsøkonomiske verdien av økt produksjon eller redusert forbruk og at forbruket av kraft kan vokse raskere enn nettet kan bygges ut. Virkemidlene skal bare initieres dersom det på forhånd er fastslått at energisikkerheten i regionen er lavere enn et definert nivå. Virkemidlene bør innrettes både mot ny produksjon og forbruksreduksjoner, og bør baseres på investeringsstøtte. For å ivareta krav til kostnadseffektivitet og overholde EUs statsstøtteregulering bør støtten tildeles gjennom anbudsordninger. Både ny produksjon og utvidelser i eksisterende verk bør kunne delta. På forbrukssiden er det mest aktuelt med en utvidelse av dagens ordning med energiopsjoner og energieffektiviseringstiltak i industrien, samt åpne for at det kan defineres varmepumpeprogrammer og fjernvarmeutbygginger som legges ut på anbud. I tillegg bør myndighetene åpne for å gå inn i direkte forhandlinger med markedsaktører dersom anbudsordninger ikke fører fram, for eksempel fordi konkurransen om å bygge ny kraftproduksjon eller gjennomføre stor-skala forbruksreduksjoner innenfor den aktuelle regionen er begrenset.

Bakgrunn

Selv om vi på nasjonalt nivå i Norge ikke skulle ha et forsyningssikkerhetsproblem, kan vi ha eller få vedvarende regionale ubalanser i kraftforsyningen på grunn av interne flaskehalsar. I det norske vannkraftsystemet er tilstrekkelig tilgang på energi den sentrale forsyningssikkerhetsutfordringen, jf. kraftsituasjonen i Midt-Norge. Slike regionale ubalanser kan håndteres på forskjellige måter via prissignalene i det ordinære markedet og andre deler av det eksisterende virkemiddelapparatet (nettariffer med mer). Det kan imidlertid være behov for å vurdere supplerende virkemidler. Internasjonalt har diskusjonen om slike virkemidler særlig dreid seg om markedet frambringer tilstrekkelig med *effektkapasitet*, og irske myndigheter har fått EU-godkjenning for en egen støtteordning for effektereserver, den såkalte CADA-ordningen (Capacity And Differences Agreements). Det er derfor interessant både å vurdere behovet for og utformingen av supplerende virkemidler innrettet mot norske forhold (energisikkerhet).

Problemstilling

Problemstillingen er å utføre en økonomisk analyse av:

Aktuelle prosedyrer som kan bidra til å utløse ny produksjon eller investeringer i forbrukseffektivisering i et område med ubalanse i kraftforsyningen.

Vi konsentrerer oss om tiltak som innebærer *investeringer* i ny kraftproduksjon eller forbruksreduksjoner, men vi drøfter også tiltak som er innrettet mot eksisterende produksjons- og forbruksapparat der det kan være relevant. Analysen har generell gyldighet og er ikke innrettet mot noen spesiell regional kraftsituasjon.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

Konklusjoner og tilrådinger

Regional energisikkerhet krever supplerende virkemidler

Markedsbasert kraftomsetning gir generelt et godt grunnlag for investeringer ved at markedsprisene gir signaler om verdien av ny kraftproduksjon – eller redusert kraftforbruk. Det kan imidlertid oppstå situasjoner hvor det er behov for supplerende virkemidler for å unngå at forsyningssikkerheten blir for dårlig, spesielt på regionalt plan. Risiko for energiknapphet er særlig viktig i et vannkraftsystem som det norske.

En viktig årsak til at markedet ikke nødvendigvis gir tilstrekkelig energisikkerhet, er at forbruket kan vokse raskt, for eksempel som følge av etablering av petroleumsvirksomhet eller utvidelser innen eksisterende industri. Selv om forbruksveksten skulle føre til økte kraftpriser i regionen, kan likevel incentivene til å bygge ny produksjon (eller redusere forbruket) være for svake, selv med tiltakende sårbarhet overfor tilsigssvikt. Det kan skyldes at ny kraftproduksjon kan fjerne flaskehalsar og dermed svekke prissignalene som skulle belønne ny produksjon i den spesifikke regionen. Samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer kan på den måten bli bedriftsøkonomisk ulønnsomme. Problemene forsterkes av at det kan ta lang tid å bygge ut ny overføringskapasitet, blant annet som følge av tidkrevende konsesjonsprosesser. Det er vanskelig å forbedre prissignalene eller forkorte konsesjonsbehandlingstiden på noen enkel måte som har generell anvendelse, uten at det medfører andre samfunnsøkonomiske kostnader (for sterke prissignaler, manglende ivaretagelse av miljøhensyn osv.).

På denne bakgrunnen bør myndighetene vurdere å innføre supplerende økonomiske virkemidler for å sikre den regionale forsyningssikkerheten når vi er i de situasjonene hvor markedsbaserte prissignaler og konsesjonsprosesser ikke gir tilstrekkelig rask respons i form av økt produksjon eller redusert forbruk. Det er tre mål som de nye virkemidlene skal oppfylle:

- *Energi:* De skal bedre den generelle energibalansen i regionen (økt produksjon eller redusert forbruk).
- *Timing:* De skal kunne settes i verk relativt raskt, og i hvert fall raskere enn en nettutbygging kan realiseres.
- *Lokalisering:* De skal gjennomføres i en spesifisert region.

Nye virkemidler må oppfylle krav til styringseffektivitet og kostnadseffektivitet og være i samsvar med øvrig regelverk i Norge og EU

Nye virkemidler som bidrar til økt lønnsomhet av ny kraftproduksjon eller forbruksreduksjoner i en region, må selvsagt oppfylle generelle krav til samfunnsøkonomisk effektivitet og enkelte andre kriterier:

- *Styringseffektivitet*, det vil si at virkemidlene faktisk gir tilgang på ekstra energi i situasjoner der det er usannsynlig at markedet gir tilstrekkelig forsyningssikkerhet. Det bør også tas hensyn til hvor enkelt det er å *implementere og overvåke* virkemidlet.
- *Kostnadseffektivitet*, det vil si at virkemidlet bidrar til måloppnåelse til lavest mulig kostnad for samfunnet. Dette innebærer både at de billigste tiltakene velges, og at tiltak som uansett er lønnsomme med eksisterende virkemidler i minst mulig grad får tilskudd (addisjonalitet). Videre er det ønskelig at tiltakene som realiseres

gjennom tilskuddsordningen, ikke fortrenger samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak som ellers ville blitt realisert i det ordinære markedet.

- I tillegg må virkemidlet falle innenfor EU-regelverket for *statsstøtte* samt elmarkedsdirektivet og direktivet om forsyningssikkerhet.

På grunnlag av disse kriteriene kan vi slå fast at ordninger basert på tilskudd pr. produsert kWh er lite effektive. Dels er det praktisk vanskelig å fastsette nivået på tilskuddet slik at den forventede lønnsomheten blir høy nok til at det investeres. Dels er de problematiske av juridiske grunner (de utgjør i praksis en form for *driftsstøtte*, noe som ofte vil være i strid med gjeldende regelverk for statstøtte). Mange av de samme ankepunktene kan reises mot ordninger basert på tilskudd pr. kWh *spart* forbruk.

Nye virkemidler bør omfatte både forbruk og produksjon og initieres på grunnlag av en nærmere vurdering av forsyningssikkerheten

Særlig ut fra hensynet til kostnadseffektivitet er det ønskelig at nye virkemidler omfatter både forbruk og produksjon. Det øker også sannsynligheten for at myndighetene får tilgang på nok prosjekter, slik at det kvantitative målet nås, det vil si økt styrings-effektivitet. Vi skal derfor i det følgende presentere tre forslag som godt kan kombineres ved at det kjøres parallelle prosesser, eller ved at de håndteres i én felles anbudsordning. Deretter presenterer vi et fjerde forslag som kan ses som en siste utvei dersom de tre primære virkemidlene ikke gir tilstrekkelig kapasitet.

De nye virkemidlene bør ikke være allmenne, men initieres som følge av et *inngrepskriterium* knyttet til risikoen for energiknapphet. I alle fire tilfellene forutsetter vi at den ansvarlige myndigheten har funnet det godtgjort at nærmere definerte krav til energisikkerhet ikke er oppfylt i en gitt region, men at det ikke er erklært en SAKS-situasjon (SAKS = Særlig Anstrengte KraftSituasjoner). Vi forutsetter med andre ord at det foreligger en økt *generell* risiko for rasjonering i regionen (og det er typisk opprettet et eget elspotområde), men ikke at vi befinner oss i en situasjon med høy *spesifikk* rasjoneringsrisiko.

Et gjenstående spørsmål er samspillet med konsesjonssystemet og behov for nettinvesteringer i tilknytning til den nye produksjonen. Det reiser imidlertid spørsmål som faller utenfor rammen av rapporten.

Forslag 1: Anbudsbasert investeringsstøtte til ny produksjon

En anbudsordning for investeringsstøtte til ny produksjon kan ha følgende bestanddeler:

- Det utlyses tilgjengelige tilskudd for ny produksjon oppad begrenset til et visst antall TWh pr. år. Alle teknologier likebehandles, og det er mulig for etablerte aktører og kraftverk å delta (det vil si kapasitetsutvidelser i eksisterende verk).
- Aktører byr inn et støttebeløp de trenger for å investere innen et gitt tidspunkt.
- Tilskuddet gis i form av en rundsum ved prosjektstart (investeringsstøtte).
- Det gjennomføres periodiske kontroller over levetiden til prosjektet (eventuelt en begrenset periode inntil ny nettkapasitet eller andre tiltak er på plass, for eksempel 5-10 år) for å sikre at kapasiteten er klar til å produsere ved behov.

En modell basert på forpliktelser til å by inn kapasitet og en finansiell kontrakt etter mønster av CADA vil også være mulig, men vil påvirke aktørenes vanddisponering. En

slik ordning vil derfor ha uønskede markedsvirkninger. En modell med ex ante investeringsstøtte er mindre inngripende i markedet. Motposten er at modellen kan bli mindre styringseffektiv uten slike krav. På den andre siden er det klart at aktører som mottar investeringsstøtte neppe vil ha interesse av å la verkene stå når det faktisk er bruk for dem, ettersom det kan ha en betydelig negativ omdømmeeffekt. Restriksjoner på minstevannføring, forbud mot å slippe vann forbi driftsklare turbiner og misbruk av dominerende stilling er andre faktorer som reduserer nytten av budforpliktelser.

For vannkraft og vindkraft er det uansett grunn til å vente at den nye kapasiteten vil utnyttes fullt ut uansett, og det er usannsynlig at administrativt fastsatte kriterier for når regulerbar vannkraft skal produsere (dersom slik produksjon har fått tilskudd) vil være bedre for forsyningssikkerheten enn investors egne markedsvurderinger.

Forslag 2: Anbudsbasert investeringsstøtte til fjernvarme eller varmepumper

Ordningen er helt analog med modellen for produksjon, men i stedet for ny produksjon er det konvertering av eloppvarming til fjernvarme eller varmepumper som bys inn. Det kan være aktuelt at myndighetene definerer områdene eller prosjektene i forkant.

For denne modellen vil virkningen på kraftmarkedet begrense seg til en nedgang i etterspørselen. Det skjer ingen endringer på produksjonssiden. Den regionale kraftbalansen og prisene vil åpenbart påvirkes, noe som har betydning for incentivene til å investere i lokal kraftproduksjon og inntjeningen i etablerte verk i regionen. Modellen er styringseffektiv i den forstand at potensialet for konvertering er godt kjent, samtidig som responsen på forbrukssiden til syvende og sist kan være usikker.

Forslag 3: Anbudsbaserte energiopsjoner/energieffektivisering

Dagens modell for energiopsjoner kan utvides i tid og eventuelt omfang med konkrete mål for mengden mulige forbruksreduksjoner i utvalgte regioner. Kraftintensiv industri vil ventelig være den primære målgruppen.

En ulempe er at kostnadene fort kan bli høye, ettersom verdien av å stenge ned industri avhenger av en rekke usikre faktorer (produktpriser, valutakurser med mer). Erfaringene med energiopsjoner i Norge så langt tyder på at potensialet er begrenset. Industrien bør også kunne delta med energieffektiviseringsprosjekter i konkurranse med ordinære energiopsjoner. Det vil kunne øke volumet som tilbys gjennom ordningen. Energiopsjoner fra petroleumsvirksomhet er antakelig usannsynlig i praksis, spesielt dersom man ønsker at energien skal være tilgjengelig om vinteren, når olje- og gassprisene gjerne er høye.

Kostnadsbasert kompensasjon for ny produksjon eller redusert forbruk som siste utvei

I de tilfellene hvor en anbudskonkurranse ikke gir de ønskede resultatene, for eksempel fordi det er manglende konkurranse mellom aktørene og/eller for få aktuelle prosjekter, kan kostnadsbasert kompensasjon være et alternativ. Ordningen tar form av direkte forhandlinger mellom det aktuelle myndighetsorganet og tilbyderer (tilbyderne).

En forutsetning for at modellen skal fungere effektivt, er at myndighetene har best mulig informasjon om mengden av mulige investeringsprosjekter og typiske kostnader ved sammenlignbare prosjekter. Begge deler bør det være mulig å oppfylle på grunnlag av eksisterende lokale energiutredninger og regionale kraftsystemutredninger, samt kostnadskataloger og eventuell gjennomgåelse av prosjektdata ved tredjepart.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Selv om vi på nasjonalt nivå i Norge ikke skulle ha et forsyningssikkerhetsproblem, kan vi ha eller få vedvarende regionale ubalanser i kraftforsyningen på grunn av flaskehalsar. I det norske vannkraftsystemet er tilstrekkelig tilgang på energi den sentrale forsyningssikkerhetsutfordringen, jf. kraftsituasjonen i Midt-Norge. Slike regionale ubalanser kan håndteres på forskjellige måter via prissignalene i det ordinære markedet og andre deler av det eksisterende virkemiddelapparatet (nettariffer med mer). Det kan imidlertid være behov for å vurdere supplerende virkemidler. Internasjonalt har diskusjonen om slike virkemidler særlig dreid seg om markedet frambringer tilstrekkelig med *effektkapasitet*, og irske myndigheter har fått EU-godkjenning for en egen støtteordning for effektreserver, den såkalte CADA-ordningen (Capacity And Differences Agreements). Det er derfor interessant både å vurdere behovet for og utformingen av supplerende virkemidler innrettet mot norske forhold (energisikkerhet).

Problemstillingen i denne rapporten er å utføre en økonomisk analyse av:

Aktuelle prosedyrer som kan bidra til å utløse ny produksjon eller investeringer i forbruksreduksjoner i et område med ubalanse i kraftforsyningen.

Vi konsentrerer oss om tiltak som innebærer *investeringer* i ny kraftproduksjon eller forbrukseffektivisering, men vi drøfter tiltak som er innrettet mot eksisterende produksjons- og forbruksapparat der det kan være relevant. Vi vurderer tiltakene både enkeltvis og som del av en samlet portefølje av løsninger der både produksjon og forbruk kan inngå. Analysen har generell gyldighet og er ikke innrettet mot noen spesiell regional kraftsituasjon.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

1.2 Forsyningssikkerhet som begrep

Vi bruker begrepene forsyningssikkerhet og leveringssikkerhet synonymt i arbeidet. Nordel har definert *leveringssikkerhet* som følger (Nordel, 2000):

- Med *energisikkerhet* menes kraftsystemets evne til, med en bestemt kvalitet, å levere ønsket mengde energi til forbrukerne.
- Med *effektsikkerhet* menes kraftsystemets evne til, med en bestemt kvalitet, å levere ønsket mengde effekt til forbrukerne.
- *Leveringssikkerhet* er en felles betegnelse for både energi- og effektsikkerhet.

I det norske vannkraftsystemet er energisikkerhet særlig viktig, og skiller diskusjonen om reservekapasitet fra diskusjonen i andre land og i den akademiske litteraturen, som i hovedsak har dreid seg om effektsikkerhet. Energisikkerhet er knyttet til risikoen for rasjonering, som igjen kan ses fra et generelt og et spesifikt perspektiv:

1. *Generell rasjoneringsrisiko*, som kan defineres som en situasjon der Norge eller et avgrenset geografisk område har utilstrekkelig produksjonskapasitet i et år med lite nedbør og hvor det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet til å dekke

det forventede forbruket, selv etter at det er tatt hensyn til forbruksreduksjoner som følge av høyere priser (jf. Midt-Norge).

2. *Spesifikk rasjoneringsrisiko*, som kan defineres som en situasjon der det er akutt fare for rasjonering, enten nasjonalt eller regionalt.

I det siste tilfellet har vi å gjøre med såkalte særlig anstrengte kraftsituasjoner. For å håndtere slike situasjoner finnes det i tillegg til Statnetts ordinære virkemiddelpakke knyttet til flaskehalshåndtering med mer, også en bestemt prosedyre som går under betegnelsen SAKS-tiltak, *Særlig Anstrengte KraftSituasjoner*, som omfatter energioptionsjener i forbruk og reservekraftverk. Statnetts totale omfang av virkemidler i forbindelse med anstrengte og svært anstrengte kraftsituasjoner omfatter følgende:

Tabell 1.1 Tiltak for å unngå at man kommer i en svært anstrengt kraftsituasjon

Fase	Tiltak	Virkning
Fase 1	Opprette separat Elspot-område	Høyere pris: Redusert forbruk og økt import
	Avlyse revisjoner	Økt sannsynlighet for utfall av produksjon
Fase 2	Informasjon mot allmennheten	Redusert forbruk
	Systemvern/reservetrafoer	Økt importmulighet
	Utkobling av kjeler	Redusert forbruk
	Spesialregulere <i>ned</i> produksjon	Økt importmulighet
	Spesialregulere <i>ned</i> produksjon	Sikre tilstrekkelig vann til kritiske verk
Fase 3	Driftskobling med redusert driftssikkerhet	Økt importmulighet
	Energiopsjoner	Redusert forbruk
	Reservekraftverk	Økt produksjon
Rasjonering	Begrensninger i kraftproduksjonen	
	Utkobling av forbruk	

Kilde: Statnett

Tema for denne rapporten er primært tiltak som reduserer den generelle rasjoneringsrisikoen i en region, men det kan være vanskelig i praksis å skille mellom de to situasjonene og vilkårene for at myndighetene skal gripe inn i markedet. En illustrasjon av hva tiltakene kan innebære, er følgende:

- 2 TWh tilgjengelig produksjonskapasitet eller mulig forbruksreduksjon
- Tilgjengelig i vinterhalvåret/tappesesongen

Når energisikkerhet skal vurderes, er det viktig å presisere om det geografiske området er på nordisk, nasjonalt eller regionalt nivå. Energisikkerheten kan nemlig være god på nasjonalt nivå, men dårlig regionalt. Slik det bemerkes i SAKS-rapporten fra Statnett til NVE (2005), er for eksempel sannsynligheten for en svært anstrengt kraftsituasjon, alt annet likt, større for enkeltområder i Norge enn for Norge som helhet.

Før innføringen av Energiloven var produksjonskapasiteten i Norge dimensjonert slik at forsyningsproblemer skulle inntre sjeldnere enn hvert 10 år. Det er i tråd med et typisk systemteknisk perspektiv på energisikkerhet som går ut på å dimensjonere energi-

systemet etter hvor mye produksjons- og overføringskapasitet som trengs for å oppnå et akseptabelt lavt nivå på forbruksavbrudd (inklusive avbrudd på grunn av rasjonering). I et rent vannkraftsystem blir dimensjoneringskriteriet ofte at det skal være nok magasinkapasitet til å tilpasse tilsigsvariasjoner med etterspørselsmønstrene forventet årlig forbruk. Flerårsmagasiner vil avhjelpe påfølgende tørrårsperioder.

SINTEF/Doorman et al. (2004) har i en rapport til Nordisk Ministerråd utviklet en metode for å vurdere blant annet energisikkerhet i forbindelse med en vurdering av sårbarheten i det Nordiske kraftsystemet. Delen av metoden som omhandler sårbarhetsvurderingen går ut på å definere hva som er de uønskede situasjonene, beskrive årsakene, definere sannsynligheten og deretter konsekvensene av situasjonene for å kunne definere risikoen for de uønskede situasjonene. SINTEF definerer tre uønskede situasjoner: Høye priser, rasjonering og avbrudd hvorav energisikkerhet i alle fall er knyttet til rasjonering. Ved å modellere tilsigsserien for Norge fra 1931 til 2000 for det gjeldende energisystemet og ulike scenarier for fremtiden kan man så se når systemet gir risiko for rasjonering. Ved å beslutte hva som er en akseptabel risiko kan man så definere størrelsen på de tiltak som er nødvendig for å gi den akseptable risikoen. Denne metoden går ut over det rent systemtekniske ved å inkludere begrepet risiko og konsekvensanalyse og definere konsekvensene blant annet basert på kostnadene for forbrukerne i kroner.

Et alternativ til å definere sannsynligheten for avvik er å definere en reservemargin for energitilgangen i prosent, som på New Zealand, hvor de også har et vannkraftdominert kraftsystem (Electricity Commission, 2007 og 2008). Kravet er satt til en vinterreservemargin på 17 prosent. De har valgt å gå bort fra å definere en ”1 av 60 tørrårsstandard” til et prosentkrav fordi de har vurdert det som klarere og lettere kommuniserbart enn andre typer krav. Det gir også en klart utgangspunkt for når ulike tiltak skal settes inn. Kravet innebærer fremdeles samme nivå på I New Zealand er vurderingen av energisikkerheten del av en årlig prosess som gjennomføres av regulatoren, the Electricity Commission.

For Norges del er det også mulig å benytte kriteriet for igangsetting av SAKS-tiltakene for å definere tilstrekkelig generell energisikkerhet. SAKS-tiltakene skal kun igangsettes dersom sannsynligheten for rasjonering overstiger 50 prosent. Ved å bruke definisjonen for den generelle rasjoneringsrisiko kan man for eksempel si at hvis sannsynligheten for å komme i en slik situasjon i løpet av de neste ti årene er over en hvis prosent så skal man iverksette tiltak for å bedre energibalansen. Det vil skape sammenheng mellom vurderingskriteriene.

Uansett metode for å definere energisikkerhet er en vurdering av prisfølsomheten til etterspørselen viktig for å vurdere faren for rasjonering og dermed manglende energisikkerhet. Her er det regionale aspektet igjen viktig, og det er sannsynlig at det vil være lavere fleksibilitet i etterspørselen i en region enn når flere regioner vurderes samlet. Dette vil da kunne forsterke sannsynligheten for rasjonering på regional basis.

1.3 Vurderingskriterier

De tre viktigste overordnede evalueringskriteriene for ulike ordninger er:

- *Styringseffektivitet*, det vil si at virkemidlene faktisk gir tilgang på ekstra effekt- og energikapasitet i situasjoner der det er usannsynlig at markedet (i vid forstand, inkl. regulerkraftmarkedet og andre ordninger osv.) gir tilstrekkelig forsynings-

sikkerhet. Styringseffektivitet krever blant annet at tiltaket har den ønskede virkningen, og at myndighetene faktisk har tilgang på tiltaket i anstrengte situasjoner. Det bør også tas hensyn til hvor enkelt det er å *implementere og overvåke* virkemidlet.

- *Kostnadseffektivitet*, det vil si at virkemidlet bidrar til måloppnåelse til lavest mulig kostnad for samfunnet. Dette innebærer både at de billigste tiltakene velges og at tiltak som uansett er lønnsomme med eksisterende virkemidler og markedsdesign, i minst mulig grad får tilskudd (addisjonalitet). Videre er det ønskelig at tiltakene som realiseres gjennom tilskuddsordningen ikke fortrenger samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak som realiseres i det ordinære markedet.
- I tillegg må virkemidlet falle innenfor EU-regelverket for *statsstøtte* samt elmarkedsdirektivet og direktivet om forsyningssikkerhet.

Det er gjennomført en egen utredning om juridiske spørsmål knyttet til utformingen av virkemidler for forsyningssikkerhet (Arntzen de Besche, 2009), med vekt på myndighetenes handlingsrom til å utforme tilskuddsordninger innenfor de relevante delene av EUs regelverk, som Norge er forpliktet til å følge gjennom EØS-avtalen. Deler av vurderingene i denne rapporten bygger på den juridiske utredningen. Tilsvarende er deler av den juridiske utredningen basert på de konkrete forslagene som er utviklet i arbeidet med den økonomiske utredningen. I denne rapporten konsentrerer vi oss om de to første kriteriene (styringseffektivitet og kostnadseffektivitet), men kommenterer kort viktige juridiske forhold der det er relevant.

Endelig må det påpekes at kostnadseffektiviteten og styringseffektiviteten ved eventuelle nye virkemidler må ses i lys av og tilpasses hva slags markedssvikt som kan tenkes å oppstå. Vi vil derfor også drøfte hva som kjennetegner incentivene til å investere i ny kapasitet og forbruksreduksjoner i Norge i dag. Dette er også et viktig spørsmål i forbindelse med det juridiske grunnlaget for en tilskuddsordning.

1.4 Om rapporten

Rapporten inneholder følgende kapitler:

- I kapittel 2 drøfter vi incentivene til å investere i ny produksjon og energieffektivisering/reduert kraftforbruk med dagens norske regelverk, og peker på mulige former for markedssvikt som kan motivere at det innføres ett eller flere nye virkemidler. Vi legger hovedvekten på energisikkerhet, men drøfter også kort effektsikkerhet.
- I kapittel 3 analyserer vi mulige nye virkemidler som kan utløse ny kraftproduksjon.
- I kapittel 4 analyserer vi mulige nye virkemidler for å realisere reduksjoner i forbruket av kraft.
- I kapittel 5 konkluderer vi i form av et sett med konkrete forslag til modeller for tilskuddsordninger for å styrke den regionale forsyningssikkerheten.

Supplerende beskrivelser av den irske CADA-ordningen og Statnetts gjeldende ordning med energiopsjoner er plassert i egne vedlegg.

2 Investeringsincentiver i det norske kraftsystemet

Behovet for ytterligere virkemidler i form av en tilskuddsordning må vurderes i lys av hvorvidt det eksisterende virkemiddelapparatet gir opphav til markedssvikt, og på hvilken måte. Viktige elementer i rammevilkårene er blant annet følgende:

- Elspot inklusive områdepriser
- Regulerkraftmarkedet (inklusive Elbas/nordisk harmonisering)
- RKOM (regulerkraftopsjonsmarkedet)
- Salg av systemtjenester
- Nettariffer – marginaltap, rabatterte fastledd (innfasingstariffen)
- SAKS-tiltak, inkludert reservekraftverk og energiopsjoner i forbruk

Andre relevante rammevilkår er blant annet skattesystemet for kraftproduksjon og Enovas støtteordninger for fornybar energi, fjernvarme og energieffektivisering.

I dette kapitlet ser vi nærmere på incentivene til å investere i ny kraftproduksjon, forbruksreduksjoner og energieffektivisering, gitt dagens rammevilkår for det norske kraftmarkedet. Vi legger spesielt vekt på å identifisere mulige former for *markedssvikt* som innebærer risiko for underinvesteringer i produksjon og/eller for høyt forbruk av kraft. Mye av materialet er hentet fra Econ Pöyry (2007a, 2007b). Vi henviser til disse rapportene samt Olje- og energidepartementet (2008) for en mer detaljert beskrivelse av regelverket.

2.1 Mulig markedssvikt

Det er mange mulige vridninger i investeringsincentivene for kraftproduksjon og forbruk. Både støtteordninger for fornybar energi og energieffektivisering, nettariffer, og skattesystemet for vannkraftproduksjon har vært gjenstand for debatt i de senere årene, jf. Econ Pöyry (2007a, 2007b). Eventuelle svakheter som følge av støtteordninger eller skattesystemet bør imidlertid primært rettes på ved endringer i disse virkemidlene og ikke ved innføring av nye ordninger. Vi diskuterer i stedet følgende tre mulige hovedårsaker til markedssvikt:

1. Incentivene til å investere i kapasitet generelt i det ordinære markedet, både med hensyn til energi og effekt
2. Endringer i prissignaler som følge av større investeringer i ny kapasitet i en region
3. Konesjonsprosesser

Drøftingen nedenfor er primært basert på konkrete eksempler fra kraftproduksjon, men de grunnleggende resonnementene på forbrukssiden blir i stor grad analoge. Vi diskuterer derfor også mulighetene for markedssvikt på forbrukssiden.

2.1.1 Incentiver til å investere i ny energi- eller effektkapasitet

I et marked vil prisene justeres slik at forbruk er lik produksjon. Slik er det også i kraftmarkedet. Men kraftmarkedet er kjennetegnet av at etterspørselastisiteten er svært lav på helt kort sikt (i timen). På kort sikt bestemmes etterspørselen i stor grad av temperaturene. Når det er kaldt, øker det momentane forbruket uavhengig av pris. Selv om vi normalt har nok effektkapasitet til å dekke etterspørselen, kan vi få en situasjon med knapphet i slike ekstreme tilfeller. For å sikre at det er mulig å danne et markeds-kryss i slike situasjoner, må markedet skaffe til veie mer kapasitet enn det vanligvis er bruk for.¹ Siden temperaturene kan svinge kraftig fra år til år, er det viktig at markedet har tilstrekkelig kapasitet til å håndtere situasjoner alle vet antagelig vil komme i løpet av en 10-20 års periode. I et system basert på vannkraft kan det dessuten oppstå situasjoner der tilgangen på vann blir for liten til å dekke etterspørselen over en lengre periode, selv om kraftetterspørselen er mer fleksibel på lengre sikt. Spørsmålet har altså både en effekt- og en energidimensjon som diskuteres i de to avsnittene nedenfor.²

Effekt

Når kraftprisen overstiger de kortsiktige produksjonskostnadene, vil produsenten motta et dekningsbidrag til sine kapitalkostnader. I et velfungerende marked med termisk produksjonskapasitet (kjernekraft, kullkraft, gasskraft), vil prisen normalt være lik de kortsiktige produksjonskostnadene til den marginale produksjonsenheten. Prisen vil derfor være høy under høylast (høy momentant forbruk) fordi man er nødt til å ta i bruk dyrere produksjonskapasitet enn under lavlast (lavt momentant forbruk). Den dyreste produksjonsenheten som er i produksjon i en time, tjener akkurat nok til å dekke de variable kostnadene, mens all annen kapasitet som produserer tjener et dekningsbidrag i tillegg. Den aller dyreste kapasiteten i systemet vil bare tjene et slikt dekningsbidrag når etterspørselen må reduseres ved økte priser, det vil si når det ikke er nok kapasitet tilgjengelig til å dekke etterspørselen, slik at prisen må begrense etterspørselen til et nivå som er lik kapasiteten. Da dannes det en pris som er høyere enn marginalkostnaden i den dyreste enheten. Men det forutsetter at det er en viss etterspørselastisitet på kort sikt slik at det faktisk dannes et markeds-kryss (likevekt).

Spørsmålet er om man vil ha tilstrekkelig etterspørselastisitet til å få markeds-klarering også når den underliggende etterspørselen er svært høy. Man stiller ofte spørsmålet om hvem som vil investere i den produksjonskapasiteten som statistisk sett bare skal brukes én time hvert 10. år. Med tilstrekkelig etterspørselastisitet vil imidlertid all produksjonskapasitet brukes hyppigere enn det. Derimot vil man i de samme timene få svært høye priser. Det er et empirisk spørsmål hvorvidt man har tilstrekkelig elastisitet på etterspørselssiden.

¹ Slike situasjoner kan naturligvis også oppstå dersom det skjer noe helt usedvanlig. For eksempel kan man tenke seg at svenske kjernekraftverk må stenges av en felles teknisk årsak. Vi er imidlertid opptatt av hvorvidt markedet fungerer slik man i alle "normale" tilfeller vil ha tilstrekkelig momentan kapasitet. I denne sammenheng regner vi en sprengkald vinterdag med usedvanlig høyt forbruk som innenfor "normalen".

² SINTEF/Doorman et al. (2004) konkluderer med at risikoen for effektknapphet fram mot 2010 er lav, men at den øker noe sammenlignet med 2005. Med hensyn til risikoen for større blackouts og energiknapphet er risikoen middels høy. Studien ble laget før det ble klart at det ble bygd ut to gasskraftverk i Norge (Kårstø og Mongstad). På den andre siden var det den gang uvisst om Barsebäck 2 ville bli stengt, noe som jo har skjedd siden. Det er også slik at en del av risikofaktorene er de samme som før de nordiske kraftmarkedsreformene. SINTEF foreslår flere tiltak for å redusere sårbarheten, herunder å redusere den regulatoriske/politiske usikkerheten som påvirker investeringsbeslutninger, økt etterspørselastisitet, bedre rammeverk for nordiske nettinvesteringer på tvers av landegrensene og forbedret overvåking av kraftsystemet.

I et vannkraftsystem, som det vi har i Norge, vil markedet normalt frambringe tilstrekkelig effektkapasitet. Det skyldes at produsentene kan tjene dekningsbidrag til effektinvesteringer fra to andre kilder enn høye priser i timene hvor det er knapphet på kapasitet. De to kildene er økt virkningsgrad og redusert spill av vann. Et vannkraftverk har i motsetning til et termisk verk høyest virkningsgrad når pådraget (det vil si kapasitetsutnyttelsen) er en del lavere enn 100 prosent, det vil si at man har lavere tap dersom det ikke produseres for full maskin. I tillegg kan et vannkraftverk komme i en situasjon der det ikke er ledig magasinkapasitet og høyt tilsig. Dersom tilsiget er stort vil det også lønne seg å ha mye installert effekt slik at man ikke trenger å spille så mye vann. Begge disse to momentene betyr at det kan lønne seg å ha mer installert effekt enn det som "normalt" benyttes.

Det har foreløpig ikke vært problemer med manglende markedsklarering i det norske kraftsystemet. I noen timer har det vært høye kapasitetspriser, men slike priser gir nettopp incentiver til å investere i effekt. Det kan imidlertid ikke utelukkes at det kan oppstå problemer med manglende markedskryss en gang i framtiden. Det som kan gi en slik situasjon vil være følgende:

Økt overføringskapasitet til land med anstrengt effektbalanse. Generelt kan større overføringskapasitet virke både positivt og negativt på effektbalansen. Virkningen avhenger av hvor anstrengt effektbalansen er i landet/området man knytter seg til. Det bidrar positivt dersom det andre landet/området har et annet forbruksmønster slik at spisslast ikke inntreffer samtidig. For Norges vedkommende vil økt overføringskapasitet til Sverige være mest utfordrende med hensyn til effektbalansen i dagens situasjon. Det skyldes både at Sverige har en vesentlig knappere effektbalanse, og at Norge og Sverige ofte har lasttopper samtidig. Når det er kaldt i Sverige, er det ofte kaldt i Norge og motsatt. I tillegg er forbruksmønsteret over døgnet ganske likt. Danmark og Nederland har bedre effektbalanse, sterkere overføringsforbindelser videre sørover og et forbruksmønster som er mer forskjellig fra det norske.

Økt forbruk, særlig lite fleksibelt forbruk. Med økt forbruk vil man også trenge mer effekt. Det er en viss vekst i effektterspørselen i alminnelig forsyning, men den største veksten framover vil antagelig komme i petroleumssektoren. Ulempen med sistnevnte er at dette forbruket antagelig vil være svært uelastisk. Kraftintensiv industri har vist seg å ha en viss elastisitet i etterspørselen. Her forventes det bare små endringer i kraftforbruket i nærmeste framtid, og det er antagelig mer sannsynlig med en liten nedgang enn en økning.

De forhold som tilsier at markedet fortsatt vil klare å finne balanse i toppplasttimer, er følgende:

Økt produksjonskapasitet. Det finnes mange planer for økt produksjonskapasitet. Selv om kun en liten andel av dette vil være regulerbar vannkraft, vil dette bidra positivt til effektbalansen. Selv vindkraft vil gi et positivt bidrag, særlig dersom den ligger forholdsvis spredt over landet. I så fall vil det være sjelden at alle vindmøller står stille samtidig slik at det ikke er noe effektbidrag fra vindkraften.

Økt etterspørsel elastisitet. Flexibiliteten i det eksisterende forbruket er økende. I kraftintensiv industri skjer det er en bevisstgjøring rundt de økonomiske mulighetene fleksibel etterspørsel representerer. Videre gjøres det tiltak for å installere toveis-kommunikasjon og automatisk måleravlesing. Dette vil gjøre det teknisk mulig og

økonomisk lønnsomt for alminnelig forsyning å redusere forbruket når kraftprisen er høy.

Opsjonsmarkedet for regulerkraft, RKOM. RKOM gir vannkraftprodusentene mulighet til å tjene ekstra på effektkapasitet. Den umiddelbare virkningen av RKOM var at det ble mindre effekt tilgjengelig i spotmarkedet, men på lengre sikt vil RKOM sannsynligvis bidra til å gi økt lønnsomhet av å holde ekstra effektkapasitet.

Statnett og NVE. Endelig vil vi påpeke at Statnett som systemoperatør er ansvarlig for den momentane balansen, og i den anledning overvåker markedsutviklingen. Statnett eier to mobile gasskraftverk som kan settes inn dersom man ikke får markedsklarering. Hvis det er manglende effekt i et gitt område forutsetter det imidlertid at situasjonen er forutsett siden det tar noe tid å flytte verkene. Det er imidlertid all grunn til å tro at en slik effektknapphet ikke vil komme fullstendig overraskende.

Energi

Knapphet på energi betyr at man har nok installert effekt, men at det er mangel på brensel (vann) for kraftverkene. Dette er en utfordring som er vanligere for vannkraftsystemer pga. de store årlige variasjonene i tilsiget (tilgang på brensel). I termiske systemer er det sjelden knapphet på energi fordi man kjøper brensel (kull, gass, uran) i markedet. Men også reduserte importmuligheter på grunn av manglende overføringskapasitet eller kraftig økning i forbruket (for eksempel som følge av ny industri) kan medføre energiknapphet. Felles for de ulike årsakene er at markedet har mer tid til å respondere enn i tilfelle med effektknapphet. Dersom knappheten skyldes manglende tilsig, er dette en situasjon som vil avsløres gradvis over tid. Skyldes knappheten derimot for eksempel utfall av overføringslinjer kan situasjonen oppstå brått. I dette tilfellet vil det imidlertid normalt ikke medføre en akutt "krise", fordi det er mulig å tappe ned magasinene mer enn planlagt. Men dersom linjen blir værende ute av drift lenge, kan situasjonen føre til at det blir mangel på vann som i en tørrårssituasjon.³ Ved energimangel i et vannkraftsystem vil prisene med andre ord stige gradvis.

Kortest tid til å respondere på en situasjon med energiknapphet har man på slutten av vinteren når magasinbefyllingen er lav (vårknipa). Hvis man da får problemer for eksempel pga. reduserte muligheter for import, kan situasjonen bli svært anstrengt. Spørsmålet er om rammebetingelsene gir tilstrekkelige incentiver til

- å investere i nok kapasitet til å produsere tilstrekkelig energi, og
- å spare tilstrekkelig vann

til å klare "vårknipa" i en anstrengt situasjon. Både investeringer og vanddisponering avhenger av hvilken betaling aktørene kan forvente å få for slik kapasitet eller for tilbakeholdt vann.

Man kan ikke uten videre gå ut fra at markedet vil håndtere alle knapphetssituasjoner som kan oppstå. Det kommer blant annet av at flere relativt usannsynlige hendelser kan inntreffe samtidig, og det er vanskelig, og neppe ønskelig, å utforme beredskapsstrategier for alle tenkelige (og utenkelige) situasjoner. Samtidig er det klart at hvis

³ Tørrårssituasjonen vinteren 2002/2003 skyldtes en kombinasjon av ekstremt lav nedbør høsten 2002 og at flere mellomriksforbindelser, både mellom Norge og Danmark og mellom Norden og Kontinentet, var ute av drift i lange perioder der vi normalt ville hatt import.

incentivene til å investere i tilstrekkelig (energi-)kapasitet ikke er til stede, øker det sjansene for at en svært anstrengt kraftsituasjon oppstår og i siste instans fare for rasjonering dersom forbruket ikke er tilstrekkelig prisfølsomt.

Statnett har de siste årene utredet hvordan svært anstrengte kraftsituasjoner skal håndteres. Det har resultert i et forslag til "tiltaksplan" i tre faser som vist i kapittel 1. Det forutsettes her at en krise utvikler seg trinnvis og at ulike tiltak settes inn på ulike stadier i kriseutviklingen. De samfunnsøkonomisk rimeligste tiltakene settes inn først, deretter de særskilte SAKS-tiltakene energiopsjoner i forbruk og reservekraftverk. Det siste tiltaket er at myndighetene (NVE) griper inn og setter markedsmekanismen til side og rasjonerer de tilgjengelige ressursene.⁴ Listen kan derfor også tjene som en beskrivelse av de ulike utviklingstrinnene i en energikrise.

Det er to utfordringer knyttet til SAKS-tiltakene energiopsjoner i forbruk og reservekraftverk. For det første vil selve bruken av tiltakene påvirke incentivene til å spare vann og til å investere i ny kapasitet. Blant annet vil prisdannelsen påvirkes av bruken av de mobile gasskraftverkene som Statnett har investert i. Jo senere tiltak iverksettes, og jo høyere prisene i markedet får gå før tiltak settes inn, jo større incentiver har produsentene til å spare på vannet og til å gjøre investeringer som gjør at de kan ha energi i reserve. Hvilken kompensasjon produsentene vil få for det vannet som er til rådighet i en eventuell rasjoneringsituasjon, spiller også en rolle.

Den andre utfordringen ligger i å skape klarhet hos markedsaktører om når vi har en SAKS-situasjon, og når den er alvorlig nok til at man kan iverksette rasjonering. Foreløpig er begge deler uklart, og det kan medføre at aktørene agerer i henhold til feilaktige forventninger og oppfatninger. Dersom aktørene tror SAKS-tiltak vil bli brukt hyppigere enn hva som faktisk skjer, vil de ikke ha tilstrekkelige incentiver til å investere i ny kapasitet eller til å disponere vannet riktig. Det er derfor viktig for markedstilpasningen både på kort og lang sikt at kriteriene for bruken av Statnetts gasskraftverk gjøres så klare som mulig.

Vi har ennå ikke vært i en situasjon der markedet eller myndighetene er blitt "testet" langs disse dimensjonene. Det betyr at det er for tidlig å trekke svært bastante konklusjoner når det gjelder markedets evne til å frambringe investeringer slik at behovet for SAKS-tiltak og andre tiltak minimeres. Imidlertid er det grunn til å tro at dersom markedet generelt frambringer samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer, vil den store fleksibiliteten i vannkraftsystemet, kombinert med importmulighetene fra utlandet, tilsi at de fleste overskuelige energiknapphetssituasjoner vil være håndterlige. Det fordrer imidlertid også at vanddisponeringen er optimal (innenfor gitt magasin- og effektkapasitet), noe som blant annet altså påvirkes av Statnetts bruk av mobile gasskraftverk og andre tiltak som påvirker prisdannelsen.

Konklusjoner fra den akademiske litteraturen

Spørsmålet er om det ordinære kraftmarkedet og eventuelle supplerende markeder for regulerkraft, hvor det bare omsettes energi og ikke effekt, kan gi tilstrekkelige investeringer i produksjonskapasitet. Dette har vært mye drøftet i den akademiske litteraturen, med hovedvekt på spørsmålet om effektsikkerhet. Joskow (2008) og Green

⁴ I Forsyningssikkerhetsmeldingen (St.meld. nr. 18, 2003-2004) skilles det mellom en "anstrengt kraftsituasjon" og en "svært anstrengt kraftsituasjon". Situasjonen vinteren 2002/2003 klassifiseres som en "anstrengt kraftsituasjon". I en "svært anstrengt kraftsituasjon" er det stor sannsynlighet for rasjonering.

(2008) gir begge et overblikk over debatten og beskriver kunnskapsstatus. Joskow konkluderer med at "the jury is still out on whether and how competitive power markets can stimulate levels of investment in new generating capacity in the right places at the right times consistent with political preferences for reliability". Green kommer heller ikke fram til noen entydig konklusjon.

2.1.2 Endringer i prissignaler som følge av større investeringer

Vi har ovenfor drøftet incentivene til å investere i ny energi- og effektkapasitet med vekt på hvordan prisene reflekterer verdien av knapphet på kapasitet i energi- eller effektdimensjonen. Implisitt har vi antatt at kapasiteten kan utvides i uendelig små enheter. I dette avsnittet drøfter vi spørsmålet om det finnes situasjoner der prissignalene ikke gjenspeiler den fulle samfunnsøkonomiske verdien av ny kapasitet når kapasiteten i stedet må utvides i større sprang.

Dersom vi har et system med en teoretisk perfekt markedsdesign som speiler både tap, flaskehals og kvalitet i hvert punkt i nettet (nodepriser), perfekt konkurranse i alle ledd og profittmaksimerende produsenter, der investeringer i nettet skjer ut fra samfunnsøkonomiske lønnsomhetsbetraktninger og investeringene er *skalerbare og reversible*, får vi riktige avveininger mellom investeringer i nett, produksjon og forbruk.⁵ Slik er det imidlertid ikke i virkeligheten: utvidelser av kapasiteten i kraftoverføring og produksjon vil normalt skje i sprang. Det gjelder også en del større forbruksenheter (industri, petroleumsvirksomhet). Samtidig har anleggene lang levetid og investeringene er økonomisk sett tilnærmet *irreversible*: Det vil sjelden være *lønnsomt* å ta ned igjen et anlegg som er bygget. Når man først skal bygge et nytt anlegg, er det på grunn av stordriftsfordeler ofte optimalt å ta hensyn til mulig vekst i etterspørselen etter kraftoverføring i løpet av anleggets levetid og dimensjonere anlegget for større uttak eller innmating enn hva den marginale etterspørselen tilsier isolert sett. Merk også at det er nødvendig å se på investeringens relative størrelse i det relevante området, det vil si at investeringen gir en merkbar endring i markedsbalanse, forsyningssituasjon og/eller priser i det aktuelle området (selv om det innebærer en liten endring i nasjonal målestokk).

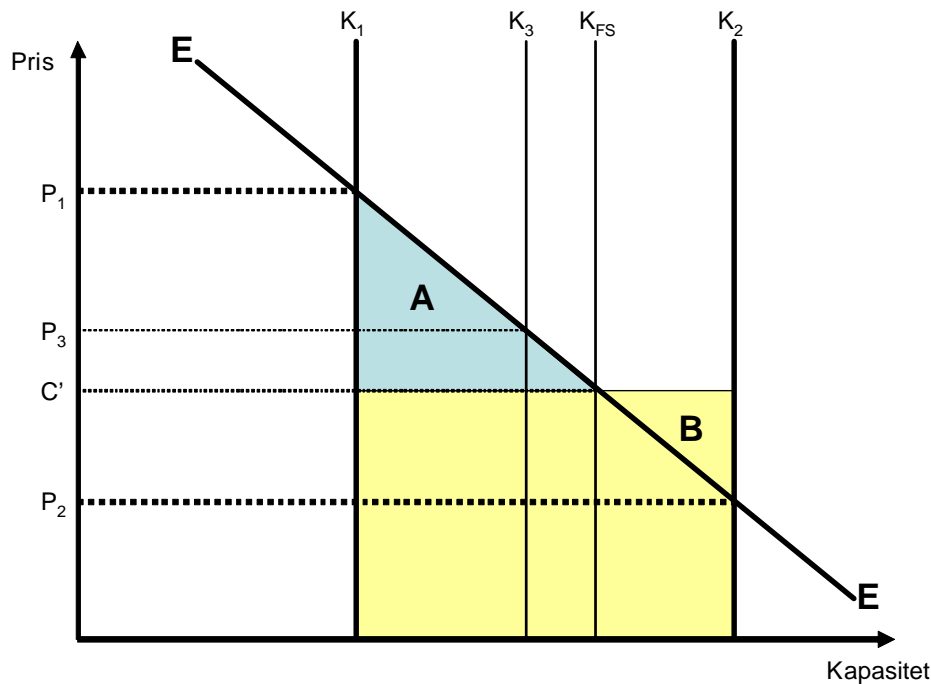
Ved *investeringer i produksjon* er optimal størrelse på den enkelte investering avhengig av hva slags teknologi som brukes. De senere årene har utviklingen gått i retning av at småskala kraftproduksjon har blitt mer konkurransedyktig (for eksempel kombinerte kraftvarmeverk). Økte muligheter for fjernkontroll og automatisering, kan også gjøre mindre vannkraftanlegg mer lønnsomme. Vannkraftanlegg kan i noen tilfeller skaleres innenfor visse grenser, og vi observerer at gamle anlegg i en del tilfeller ombygges for større ytelse. Også i slike tilfeller skjer utvidelsene ofte i bestemte trinn. Vindmøller var i utgangspunktet en typisk småskala produksjonsteknologi. Her har utviklingen gått i retning av større sprang: Trenden er at den enkelte møllen blir større, samtidig som møllene i økende grad plasseres i parker. Dette kan redusere miljø- og arealbelastning og lette drift og vedlikehold. Fortsatt er det likevel rimelig å betegne vindkraft som småskala produksjon – for eksempel sammenlignet med konvensjonelle termiske kraftverk.

⁵ Problemet med sprangvise investeringer er drøftet i Bråten (2000). Se også Joskow og Tirole (2005) og Hogan (2003) for en drøfting av sprangvise investeringer i transmisjonsnett. Mye av analysen er relevant også for produksjonsinvesteringer og det mer generelle koordineringsproblemet.

Lønnsomhet av produksjonsinvestering

Figuren nedenfor illustrerer problemet med sprangvise investeringer i et marked med nodepriser eller tilsvarende design som reflekterer verdien av flaskehals og tap gjennom priser og eventuelt nettatariffer. Linjen E-E viser etterspørselen etter et produkt (for eksempel kraft) i et marked. Ved kapasiteten K_1 , blir prisen P_1 . Vi antar at de totale marginale kostnadene ved å utvide produksjonen (kapasiteten) er konstante og lik C' . Vi skal bruke figuren til å drøfte hvilken betydning det har om en utvidelse av kapasiteten kan skaleres fritt eller må gjøres i bestemte sprang.

Figur 2.1 Sprangvise investeringer, lønnsomhet og prisvirkning



Vi merker oss følgende:

- Ved en kapasitet på K_1 , vil prisen være høyere enn gjennomsnittskostnadene ved å produsere en enhet til. Dersom kapasiteten er *fritt skalerbar*, vil det være samfunnsøkonomisk optimalt å utvide produksjonen til K_{FS} , og i et marked med perfekt konkurranse og fri skalerbar teknologi vil dette bli løsningen. Ved utvidelsen øker det samfunnsøkonomiske overskuddet tilsvarende arealet av den mørke trekanten A. Hele gevinsten er i dette tilfellet en økning i konsumentoverskuddet.
- Hvis kapasiteten ikke er fritt skalerbar, er den optimale løsningen K_{FS} ikke lenger mulig å oppnå. Anta at den minste mulige utvidelsen er til K_2 . Da vil prisen etter utvidelsen bli P_2 . Når vi antar at etterspørselskurven uttrykker betalingsviljen for mer produksjon, er en slik utvidelse samfunnsøkonomisk lønnsom. Kostnadene ved utvidelsen er illustrert ved rektangelet mellom K_1 og K_2 og under C' . Nyttien ved utvidelsen er lik arealet under etterspørselskurven. Slik eksemplet er valgt, vil total nytte av utvidelsen være større enn total kostnad. (En måte å se dette på: arealet av trekanten A er større enn arealet av B.) Selv om utvidelsen til K_2 er samfunnsøkonomisk lønnsom når man ikke kan gjøre mindre utvidelser, lar løsningen seg ikke uten videre realisere i et marked. Etter utvidelsen er prisen som nevnt P_2 , og denne prisen er for lav til å dekke kostnadene ved utvidelsen. Dette

reiser spørsmålet om hvordan vi i slike tilfeller kan sikre et optimalt omfang på investeringene.

- Dersom det er mulig å gjøre mindre sprang i kapasitetsutvidelsen, vil man komme nærmere en optimal løsning. Hvis det f.eks. er mulig å gjøre en utvidelse til K_3 , vil prisen bli P_3 og dermed høyere enn kostnadene. En slik løsning kan dermed realiseres av markedet.

Generelt vil en markedsaktør ikke gjennomføre en investering hvis prisen *etter* investeringen ikke er høy nok til å dekke kostnadene ved investeringen⁶. Uten andre inngrep vil sprangvise investeringer gi en markedsløsning der produksjonskapasiteten utbygges til det siste trinnet som er mindre enn K_{FS} i figuren (den kapasiteten vi ville fått dersom fri skalering var mulig). Den samfunnsøkonomisk optimale utbyggingen ved sprangvise investeringer kan derimot godt medføre at vi skal bygge ut mer kapasitet enn K_{FS} . En markedsløsning kan derfor i en del tilfeller gi en underinvestering sammenlignet med det som er samfunnsøkonomisk optimalt. I tilfeller hvor den samfunnsøkonomisk optimale løsningen innebærer mindre produksjon og forbruk enn K_{FS} (med en annen helning på etterspørselskurven), oppstår ikke problemet.

Hovedproblemet ved sprangvise investeringer, slik vi har beskrevet over, er knyttet til at investorene ikke mottar en tilstrekkelig stor andel av den samfunnsøkonomiske nytten av investeringene. I eksemplet med utvidelse til K_2 , tilfaller for mye av gevinsten forbrukerne i form av økt konsumentoverskudd. Dermed blir ikke den optimale løsningen realisert. I eksemplet med utvidelse til K_3 , blir det derimot en gevinst for investor, og markedet kan realisere løsningen uten inngrep.

Når et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt, er problemet at man ikke lykkes i å formidle tilstrekkelig mye av betalingsviljen fra de som har nytte av prosjektet, til de som skal bære kostnadene.

Problemet som beskrevet i figuren over vil neppe oppstå med bare én forbruker: forbrukeren vil da totalt sett komme best ut ved at prosjektet gjennomføres og han vil være villig til å betale for at prosjektet skal gjennomføres. Et slikt opplegg er vanskeligere å realisere når det er flere forbrukere involvert. Hver enkelt av dem vil tjene på å være gratispassasjer og la de andre forbrukerne betale. Det vil derfor i slike tilfeller være vanskelig å få fram den sanne betalingsviljen for mer produksjonskapasitet.

Prissignaler og sprangvise investeringer i praksis

Vi har ovenfor sett at forekomsten av sprangvise investeringer skaper utfordringer for vårt teoretiske idealmarked med nodepriser. Prisområder og dagens praksis med marginaltapsledd som fastsettes i forkant, kan ses som en pragmatisk tilnærming til nodeprising, og gir dermed signaler om hvor det er lønnsomt å øke produksjonen. Sprangvise investeringer kompliserer imidlertid bildet også for denne typen virkemidler.

⁶ En mer generell og presis formulering er at prisbanen i tiden etter investeringen må være slik at nåverdien av netto kontantstrøm dekker investeringskostnadene. Her er vi imidlertid bare opptatt av virkningen av en enkelt investering og antar som en forenkling at det er én fast pris uten investering og en annen og lavere fast pris med investeringen.

Investeringer kan fjerne prisforskjellen og gjøre investeringen ulønnsom

Mens nodepriser (og områdepriser) gir riktige signaler for både produksjon og investeringer, er de imidlertid ikke alltid nok for å få utløst investeringer. Selv om områdeprisene signaliserer hvor det er lønnsomt å investere, kan en investering i et lavprisområde snu situasjonen: et nytt produksjonsanlegg reduserer knappheten i området, og dermed faller prisen i området. En investor som bygger ut ny kraftproduksjon og dermed løser et lokalt forsyningsproblem kan oppdage at kraftprisene etter utbyggingen ikke er høyere enn utenfor området. Produsenter som lokaliserer seg slik at de fjerner en flaskehals eller reduserer risiko for utfall, får altså ikke uten videre betalt for det via kraftprisene. Dette kan føre til at investeringene ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme, selv om de er samfunnsøkonomisk lønnsomme (eller at det gjennomføres nettinvesteringer, selv om investeringer i ny produksjon er samfunnsøkonomisk sett mer lønnsomme).

På samme måte som en investering kan fjerne prisdifferansen, kan en investering forandre fortegnet på marginaltapsleddet, og dermed får ikke produsenten full uttelling for den samfunnsøkonomiske gevinsten av hans investering. I verste fall kan forandring av fortegnet gjøre investeringen ulønnsom.

Dette er spesielt relevant dersom kapasitetsutvidelser skjer i større sprang. For eksempel er det lønnsomt å bygge gasskraftverk av en viss minstestørrelse (noe som i hvert fall vil gjelde dersom CO₂-fangst skal være en del av prosjektene), noe som kan bety en betydelig økning av produksjonskapasiteten i en region (selv om det ikke nødvendigvis er det i nasjonal målestokk). Dette gjør at kraftbalanse og markedsforhold i et område endres betydelig som følge av investeringene.

For store prisområder

I dagens nordiske marked settes prisområdene på en uheldig måte: grensene mellom prisområdene bestemmes delvis ut fra landegrenser, ikke faktiske nettforhold, og prisene beregnes uten å ta tilstrekkelig hensyn til fysikkens lover.⁷ Derfor gir ikke områdeprisene fullgode signaler om hvor det er lønnsomt å lokalisere investeringen. De spesielt høye eller lave kraftverdiene vil ofte være relatert til helt spesielle lastsituasjoner. Det er derfor lokalisering av evnen til å produsere mye i de spesielle lastsituasjonene (høy reguleringsevne eller effektkapasitet), og tilsvarende evne til å redusere forbruket i de aktuelle timene, som har verdi for kraftsystemet. I de senere årene har Norge riktignok fått flere og mindre prisområder, for eksempel for å gjenspeile knapphetssituasjonen i Midt-Norge.

2.1.3 Konesjonsprosesser

Utbygging av ny kraftproduksjon som kobles til høyspentnettet krever konesjon etter energiloven,⁸ og det kreves normalt også konesjoner og forskjellige former for tillatelser i henhold til annet lovverk. Hvilke lover som kommer til anvendelse, avhenger delvis av hvilken produksjonsteknologi det er snakk om. Også investeringer i

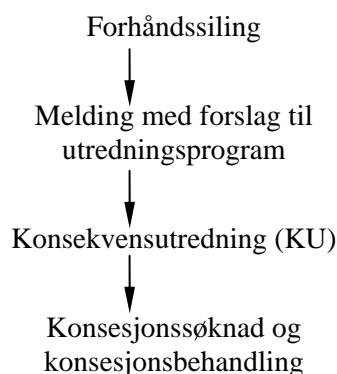
⁷ Se Bjørndal og Jörnsten (2001) for en analyse. For øvrig har Dansk Energi klaget Svenska Kraftnäts praksis med å flytte flaskehalsen til grensene ved interne svenske flaskehalsen inn til EU-kommisjonen i 2006.

⁸ Høyspentnettet er i denne sammenhengen definert som nett med spenningsnivå over 1 kV. I Ot.prp. nr. 62 (2008-2009) er det foreslått å utvide konesjonsplikten til å gjelde anlegg med lavere spenning, men dette vil etter hva vi forstår ikke omfatte småskala kraftproduksjon som knyttes til nett under 1 kV.

regional- og sentralnett, som kan avhjelpe flaskehalsar mellom regioner, krever konsesjon etter energiloven og andre tillatelsar.

I figuren nedenfor gir vi en oversikt over de viktigste trinnene i saksgangen, som i betydelig grad er sammenfallende for nett og produksjon. For en detaljert beskrivelse av systemet viser vi til Hammer (2007) og Rogstad (2007) og referansene der. Hvilke og hvor mange trinn et planlagt prosjekt må gå gjennom, er avhengig av energibærar og størrelse på prosjektet. Et større vannkraftprosjekt må gjennom samtlige stadier, mens et større gasskraftprosjekt og investeringar i regional- og sentralnettet slipper det første stadiet.

Figur 2.2 Stadier i saksbehandlingsprosessen ved investeringar i ny kraftproduksjon og investeringar i regional- og sentralnettet



Det første stadiet omfatter en siling av prosjekter ut fra om det er adgang til å søke om konsesjon for prosjektet eller ikke. Silingen har for vannkraftprosjektar blant annet skjedd gjennom verneplanar og Samlet plan for vassdrag. Andre former for siling kan for eksempel være politiske signaler om krav om CO₂-håndtering i gasskraftverk og kommunale reguleringsplanar som legger restriksjoner på arealbruk.

Det andre stadiet omfatter melding av prosjektet til ansvarlige myndigheter. Plan- og bygningsloven pålegger utbyggere på et tidlig stadium å melde fra om at planleggingen av prosjektet er satt i gang og komme med forslag til program for konsekvensutredningar.

Det tredje stadiet omfatter konsekvensutredningen: Det er i plan- og bygningsloven bestemmelser for hvilke tiltak som omfattes av plikten til konsekvensutredning. Det stilles også krav til hvilke forhold utredningen skal omfatte, til høring av utredningen og frister for høringsuttalelsar. Det er også regler for hvem som er ansvarlig myndighet for behandling og godkjenning av utredningen.

Det fjerde stadiet omfatter innsending og behandling av søknad om konsesjoner/-tillatelsar. Det må søkes om konsesjon eller tillatelse etter flere lover. Lovene regulerer hvilke krav som stilles til konsesjonssøknaden og hørings- og behandlingsrutiner, inkludert hvilken myndighet som fatter endelig vedtak i saken. For enkelte typer prosjekter er saksbehandlingen etter flere ulike lover parallell, mens for andre typer prosjekter følger konsesjonsbehandlingen etter ulike lover *etter hverandre*. Eventuelle anker til Olje- og energidepartementet eller andre instansar kan regnes som en del av konsesjonsbehandlingen.

Tabell 2.1 Relevante lover i konsesjonsbehandlingen av investeringer i ny kraftproduksjon

	Vannkraft	Vindkraft	Gasskraft	Bioenergi
Plan- og bygningsloven	x	x	x	x
Energiloven	x	x	x	x
Industri-konsesjonsloven	Gjelder fallrettigheter der det kan bygges ut mer enn 4000 naturhesterkrefter			
Vannressursloven	NVE har fått delegert myndighet til å gi konsesjon til kraftverk under 10 MW			
	Gjelder i prinsippet alle verk, men en del mikro- (<0,1 MW) og minikraftverk (<1 MW) er unntatt			
Vassdragsreguleringsloven	Gjelder bare vannkraftverk med reguleringsanlegg (magasin), småkraftverk under 10 MW er vanligvis unntatt			
Forurensingsloven			x	

Kilde: Olje- og energidepartementet, Hammer (2007)

Plan- og konsesjonssystemet påvirker beslutningene om investeringer i ny kraftproduksjon og nett på flere måter:

- Det kan settes grenser for hva slags investeringer som er tillatt og i hvilke geografiske områder.
- Det kan utformes vilkår for investeringer for å ivareta hensyn til miljø, tekniske systemkrav og andre forhold. Slike vilkår kan påføre utbygger kostnader ved at utformingen av kraftverkene må endres, eller det må gjøres forskjellige avbøtende tiltak.
- Prosessene for å få konsesjon og andre nødvendige tillatelser kan påføre utbygger økonomiske kostnader knyttet til selve prosessene.
- Utfallet av prosessen er beheftet med usikkerhet, både med hensyn til tiden det tar å få behandlet saken, hva slags utfall saken får (ja eller nei til konsesjon) og hvilke vilkår som eventuelt blir stilt.

Nedenfor drøfter vi nærmere egenskapene til dagens regelverk med hensyn til eventuell markedssvikt.

Plan- og konsesjonssystemet gir generelt gode muligheter for å ivareta miljøhensyn og forskjellige lokale og nasjonale interesser. Dette har imidlertid også en kostnadsside, både for ny produksjon og overføringskapasitet:

- Antallet lokale og sentrale myndigheter som skal involveres i saksbehandlingen er høyt. Det er også mange lover og forskrifter som inngår i saksbehandlingen. Det fører i seg selv til betydelige prosesskostnader og relativt langvarige prosesser. *Kostnadene* forbundet med saksbehandlingen kan deles inn i tre hovedtyper:

- Utbyggers kostnader til utredninger og analyser som kreves på de ulike stadiene av saksbehandlingsprosessen. Det omfatter både innkjøp av konsulenttjenester og arbeidsinnsats fra utbyggeren.
- Kostnader knyttet til offentlig saksbehandling i offentlige etater samt til innkjøp av utredninger når det offentlige dekker dette.
- Offentlige og private høringsinstansers kostnader knyttet til å sette seg inn i saken og utarbeide høringsuttalelser på forskjellige trinn i prosessen.
- Det kan være flaskehals i saksbehandlingen som følge av manglende kapasitet hos de relevante myndighetene.
- Manglende politisk avklaring av motstridende hensyn kan føre til ytterligere forsinkelser, og bidrar dessuten til å gjøre utfallet av saksbehandlingen mer uforutsigbart. For eksempel ble konsesjonsbehandlingen av Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø og Industrikraft Midt-Norges prosjekt på Skogn først avsluttet etter at regjeringen Bondevik I hadde gått av som følge av kabinettspørsmål om de aktuelle sakene.⁹
- Håndteringen av forskjellige miljøvirkninger kan skje på en lite systematisk måte, og manglende tallfesting kan gjøre det vanskelig å etablere tilstrekkelig funderte konklusjoner. Her må det imidlertid påpekes at et slikt informasjonsproblem vil gjøre seg gjeldende nesten uansett, selv om det kanskje kan reduseres med et bedre kunnskapsgrunnlag.
- Generelt er det også et press i retning av å gjøre sakene enda mer kompliserte enn de er i dag, nettopp fordi investeringer i kraftproduksjon kan ha mange forskjellige miljøvirkninger og fordi lovverket er svært omfattende, slik at det finnes en arena for de fleste typer innspill.

I sum fører alle disse faktorene til at mange konsesjonsprosesser blir dyre og lite forutsigbare. Manglende effektivitet og forutsigbarhet i prosessene fører til at investorene i ny produksjon påføres kostnader og risiko som i sin tur må kompenseres for at investeringene skal være lønnsomme. I den grad prosesskostnadene ikke kan gjenvinnes i markedet, vil det oppstå en risiko for underinvesteringer. Dette er mest problematisk for prosjekter med marginal lønnsomhet, som typisk vil være gasskraftprosjekter og fornybare prosjekter som vindkraft og bioenergi gitt dagens markedsforhold. For vannkraftprosjekter vil bildet være mer sammensatt. En del prosjekter har såpass god lønnsomhet at de kan bære betydelige prosesskostnader, mens andre er mer utsatt. Tilsvarende kan nettinvesteringer bli betydelig forsinket i forhold til det samfunnsøkonomisk optimale tidspunktet.

Uansett blir utfallet at en risikerer at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i nett og/eller produksjon ikke blir gjennomført, eller kommer for sent. Det er imidlertid vanskelig å anslå hvor store tap det dreier seg om. Over tid vil det også kunne skje tilpasninger i markedet eller rammevilkår og politikk på andre måter. Manglende investeringer resulterer i høyere priser, som igjen fører til at prosjekter blir lønnsomme på tross av prosesskostnadene. Det er også sannsynlig at manglende investeringer fører til et politisk trykk på å effektivisere beslutningsprosessene og eventuelt gjøre nye prioriteringer mellom miljøhensyn og for eksempel forsyningssikkerhet. Det samfunnsøkonomiske tapet er i dette perspektivet begrenset til en utsettelse av investeringer. I

⁹ At de aktuelle gasskraftverkene likevel ikke er blitt realisert, eller først er blitt besluttet bygget et antall år senere, skyldes primært kommersielle forhold.

tillegg kan utsettelsene få forretningsmessige konsekvenser for investorene. For eksempel kan en aktør ha sikret seg en gunstig gasskontrakt eller avtale om leveranser av vindmøller som det ikke blir mulig å utnytte på grunn av utsettelsen, noe som i verste fall kan medføre bedriftsøkonomiske tap og kanskje også samfunnsøkonomiske tap. De samlede samfunnsøkonomiske tapene kan bli betydelige i en periode, men de er likevel tidsbegrenset.

2.1.4 Forbruksreduksjoner/energieffektivisering

Vi har så langt i kapitlet drøftet forhold som kan påvirke investeringene i ny kraftproduksjon og forårsake markedssvikt. Hvorvidt incentivene til å realisere forbruksreduksjoner/energieffektivisering er samfunnsøkonomisk riktige i Norge i dag, er drøftet i blant annet Econ Pöyry (2007a). Hovedkonklusjonen er at energiloven og det tilhørende rammeverket gir et godt grunnlag for å treffe beslutninger om forbruksreduksjoner. I Norge slår endringer i markedsprisen på kraft raskt gjennom i sluttbrukerprisene, og forbrukerne reduserer sitt forbruk når prisene øker. Dette gjelder både på kort (noen måneders tidshorison) og lang sikt (noen års horison). Sammenlignet med våre nordiske naboland er både prisgjennomslag og forbruksrespons raskere i Norge. Det har sammenheng med at en relativt stor og økende andel av kundene har spotpriskontrakter, og at både avgiftsnivå og omsetningsmarginer er lavere i Norge. Energiloven bidrar derfor til å gi riktige prissignaler ut til forbrukerne. Til tross for riktige prissignaler finnes det likevel et samfunnsøkonomisk potensial for å øke energieffektiviteten ytterligere. Grunnet flere typer av barrierer, som mangel på informasjon og høye avkastningskrav hos brukerne, blir ikke hele dette potensialet utløst.¹⁰

Vi kan knytte følgende ytterligere kommentarer til spørsmålet om markedssvikt med hensyn til forbruksreduksjoner i lys av diskusjonen i avsnittene ovenfor om produksjon:

- I den grad kraftprisene ikke i tilstrekkelig grad belønner investeringer i ny produksjon, kan det bety at heller ikke forbrukerne får tilstrekkelig sterke signaler om verdien av å redusere forbruket. Som diskutert ovenfor er imidlertid ikke konklusjonene entydige verken teoretisk eller empirisk. Et beslektet spørsmål er om støtteordninger for energieffektivisering og konvertering fra elektrisitet til andre energibærere er tilstrekkelig til å utløse alle samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer som gir redusert kraftforbruk. Det er et omfattende spørsmål som blant annet krever en nærmere vurdering av verdsettingen av miljøvirkninger i forskjellige sammenhenger, og faller utenfor rammen av denne rapporten.
- Spørsmålet om konsesjon er ikke direkte relevant for forbruksreduksjoner, men kan ha en viss indirekte betydning dersom konsesjonspliktige tiltak er en forutsetning for å redusere kraftforbruket. Fjernvarmeutbygging er et eksempel på et tiltak som i mange tilfeller vil kreve konsesjon etter energiloven.¹¹ Vi har imidlertid ikke grunnlag for å hevde at konsesjonsprosessene for fjernvarme er noe vesentlig hinder for utbygging.

¹⁰ Kraftintensiv industri har riktignok stått overfor ikke-markedsbaserte priser gjennom kontrakter på stortingsbestemte vilkår, men disse er under utfasing. De siste kontraktene utløper i 2011.

¹¹ Produksjon og distribusjon av fjernvarme er konsesjonspliktig dersom anleggene har en installert effekt på minimum 10 MW og forsyner eksterne brukere. Det er også mulig å søke konsesjon for andre anlegg, dersom utbygger ønsker tilknytningsplikt til anleggene etter plan- og bygningsloven.

- Virkningen av sprangvise investeringer gjør seg derimot gjeldende også på forbrukssiden. Resonnementet blir i stor grad analogt med det vi presenterte for produksjon, men med motsatt fortegn. Anta at det er mulig å redusere kraftforbruket med en viss mengde, men til en kostnad (det vil si ikke fri skalering). Det kan for eksempel være et energieffektiviseringstiltak i industrien eller en fjernvarmeutbygging. Alternativene er altså null eller en betydelig forbruksreduksjon og ikke noen mellomting. Tiltaket resulterer i en vesentlig lavere regional kraftpris. Hvis kostnaden ved tiltaket er høyere enn besparelsen i form av lavere kraftforbruk, vil det ikke være lønnsomt bedrifts- eller privat-økonomisk. Prisreduksjonen for det gjenværende kraftforbruket kan imidlertid være så stor at tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt.¹² Verdien av prisreduksjonen overføres i stor grad til øvrige forbrukere i regionen.

2.2 Hovedkonklusjoner vedrørende markedssvikt

Vi trekker følgende hovedkonklusjoner når det gjelder mulige former for markedssvikt som påvirker incentivene til å investere:

- *Incentiver til å investere i ny kapasitet.* Det er blitt gjort investeringer i ny produksjonskapasitet de siste 10-15 årene, selv om omfanget har vært mindre enn toppnivåene på 1960- og 1970-tallet (jf. ECgroup, 2007). Norske kraftselskaper har dessuten svært omfattende planer om investeringer i ny produksjonskapasitet. Det kan likevel ikke utelukkes at incentivene til å investere i *reservekapasitet* (enten det dreier seg om energi eller effekt) er for svake. Verken teori eller empiri gir imidlertid grunnlag for entydige konklusjoner. En eventuell markedssvikt kan skyldes forhold i det ordinære energimarkedet (Nord Pools spotmarked samt tilhørende kontraktmarkeder) eller markedet for regulerkraft og systemtjenester. I det norske vannkraftsystemet, med mye reguleringsevne, er energisikkerhet uansett en større utfordring enn effektsikkerhet. Det tilsier at eventuelle manglende markeder for systemtjenester er et mindre problem enn eventuelle manglende incentiver i de ordinære markedene.
- *Endringer i prissignaler som følge av større investeringer.* Prissignalene i markedet er i noen tilfeller for svake fordi større investeringer gir endret kraftflyt og dermed endrede priser etter at investeringen er foretatt. Det kan for eksempel skyldes at ny produksjonskapasitet fjerner flaskehalser i nettet slik at områdeprisforskjeller utjevnes i stedet for å gi høyere verdi av ny kapasitet i områder med underskudd. En marginal investering (for eksempel et lite vannkraftverk) har ikke denne virkningen, men for investeringer som faktisk avhjelper anstrengte regionale kraftsituasjoner er det annerledes. Slike investeringer skjer gjerne i større sprang. Midt-Norge er et eksempel på at denne situasjonen er empirisk relevant. Ny produksjon i regionen av tilstrekkelig skala (for eksempel et 430 MW gasskraftverk) vil fjerne områdeprisforskjeller, og vil dessuten føre til betydelige endringer i marginaltapssatsene i regionen i disfavør av produksjon. Den samfunnsøkonomiske verdien av ny produksjonskapasitet vil i stor grad overføres til forbrukerne i regionen. Lignende virkninger kan oppstå på forbrukssiden også, ved at verdien av redusert kraftforbruk kan være høyere enn kraftprisen etter at forbruket er redusert.

¹² Vi forutsetter at den frigjorte kraftproduksjonen kan eksporteres ut av regionen, alternativt at det dreier seg om termisk produksjon med en relativt høy marginalkostnad, slik at verdien av eventuell tapt kraftproduksjon blir liten eller til og med null.

- *Konsesjonsprosesser.* Konsesjonsprosessene for ny produksjon og nett tar lang tid. Forbruket kan øke langt raskere enn ny produksjon eller nettkapasitet kan bygges ut, samtidig som forbruket ikke nødvendigvis responderer vesentlig på høyere priser. Jf. igjen Midt-Norge, hvor utvidelsen på Sunndalsøra og Ormen Lange kom på plass i løpet av få år, samtidig som det tar lang tid å realisere ny produksjons- og overføringskapasitet.

Etter vår vurdering er de to sistnevnte formene for markedssvikt mer sannsynlige og relevante enn den første. Det er imidlertid ingen opplagte gode løsninger på noen av problemene. Konsesjonsprosessene kan antakelig effektiviseres, men samtidig er det vanskelig å komme utenom at prosessene bør være relativt omfattende for å sikre at alle legitime interesser blir hørt. Når det gjelder sprangvise investeringer, er et virkemiddel som negative anleggsbidrag nærliggende rent teoretisk, men dette har mange praktiske svakheter, blant annet knyttet til risikoen for strategisk atferd fra investorer og ressurskrevende prosesser for å beregne og betale ut negative anleggsbidrag. På den måten kan det være et rom for å vurdere alternative virkemidler, enten i form av forsterkede generelle prissignaler eller støtteordninger, eller en anbudsbasert tilskuddsordning, med vekt på å styrke energisikkerheten. Det følger også av diskusjonen ovenfor at virkemidlene ikke bør være generelle, men innrettet mot spesielle situasjoner der det er særlig grunn til å tro at vilkårene for markedssvikt er oppfylt.

3 Mulige tiltak for å utløse ny produksjon

Vi har i de foregående kapitlene drøftet behovet for et ekstra virkemiddel for å stimulere til ny energikapasitet i gitte situasjoner, enten det skjer i form av ny kraftproduksjon eller forbruksreduksjoner. I dette kapitlet analyserer vi hvordan slike virkemidler kan utformes overfor ny kraftproduksjon, mens vi i neste kapittel tar for oss forbrukssiden. I siste kapittel beskriver vi hvordan tiltak på både forbruks- og produksjonssiden kan ses i sammenheng. Vi ser på følgende tre hovedmodeller for produksjon:

1. Tilskudd pr. kWh produsert
2. Anbudsbaserte tilskuddsordninger
3. Kostnadsbasert kompensasjon

I alle tilfeller legger vi til grunn at det er definert et sett av kriterier for når virkemidlene skal tre i kraft, jf. drøftingen av energisikkerhet i kapittel 1. Vi ser ikke på virkemidler for effektsikkerhet, men forutsetter i stedet at alle ordningene skal bidra til økt tilgang på energi i en region.

3.1 Tilskudd pr. kWh produsert

3.1.1 Generelt om virkemiddelutformingen

Med tilskudd pr. kWh produsert sikter vi til blant annet til ordninger basert på at elementer i dagens markedsdesign differensieres mellom regioner ut fra hensynet til forsyningssikkerhet (eventuelt differensieres i større grad enn i dag, slik at prissignalene forsterkes) og ordninger som bidrar til reduserte variable produksjonskostnader. Eksempler på slike ordninger er følgende:

- Påslag på markedsprisen i regionen, for eksempel i form av en regional kapasitetsbetaling i tillegg til Nord Pools områdepris.
- Utvidelse av dagens ordning med innfasingstariff, det vil si en økt rabatt på det residuale leddet i innmatingstariffen.
- Brenseltilskudd til kraftverk basert på gass, kull eller bio.

Det er mulig å tenke seg at forsterkningen gjelder all kraftproduksjon i en region, eller bare ny produksjon. Det kan i varierende grad være praktiske hindre for differensiering mellom ny og etablert produksjon. For det residuale leddet i innmatingstariffen er det relativt enkelt å rette inn signalet mot ny produksjon, jf. dagens innfasingstariff. I tillegg kan det være mulig å differensiere tilskuddene mellom teknologier. Det er også mulig å definere tilskudd pr. kWh som er konstante, eller tilskudd som varierer med andre faktorer som kraftpriser eller brenselpriser (det siste er særlig aktuelt for termiske kraftverk).

En oversikt over mulige virkemidler er vist i figuren nedenfor. Noen av ordningene påvirker kostnadene ved å produsere, mens andre gir økte inntekter pr. kWh. Et fellestrekk for virkemidlene er at de påvirker *driftsmarginen* pr. kWh produsert, det vil si differansen mellom markedspris og driftskostnader pr. kWh. Dette gjelder også det

residuale leddet for innmating, som jo er basert på gjennomsnittlig produksjon over en tiårsperiode.¹³

Figur 3.1 Mulige ordninger for tilskudd pr. kWh

Berettiget produksjon	Nye verk	Innfasingstariff Brenselstilskudd i termiske kraftverk	Påslag på markedspris (feed in premium)
	Alle verk	Regionspesifikke residuale ledd for innmating Brenselstilskudd	Regional "knapphetspremie"
		Reduserte kostnader	Økte inntekter
Type betaling			

Det er mulig å påvirke inntekter og kostnader via skattesystemet eller støtteordninger for fornybar energi i stedet for (eller i tillegg til) virkemidlene i figuren, men de prinsipielle virkningene er i all hovedsak de samme. Vi holder oss derfor til en relativt generell analyse av hvordan virkemidler som påvirker driftsmarginen pr. kWh kan tenkes å oppfylle de samfunnsøkonomiske kriteriene for utformingen av en tilskuddsordning.

3.1.2 Konsekvenser

En sentral utfordring med denne typen tilskudd er at tilskuddet må kalibreres eksakt for å utløse den riktige mengden ny kapasitet. De forventede ekstra inntektene fra tilskuddet pr. kWh må være nok til å gjøre prosjektene lønnsomme.¹⁴ Det stiller høye krav til myndighetenes informasjon om kostnadene ved ny produksjon. Myndighetene må også kjenne aktørenes kraftprisforventninger. Dersom tilskuddet settes for lavt, blir investeringene for lave i forhold til målet. Et for høyt tilskudd gir overinvesteringer.

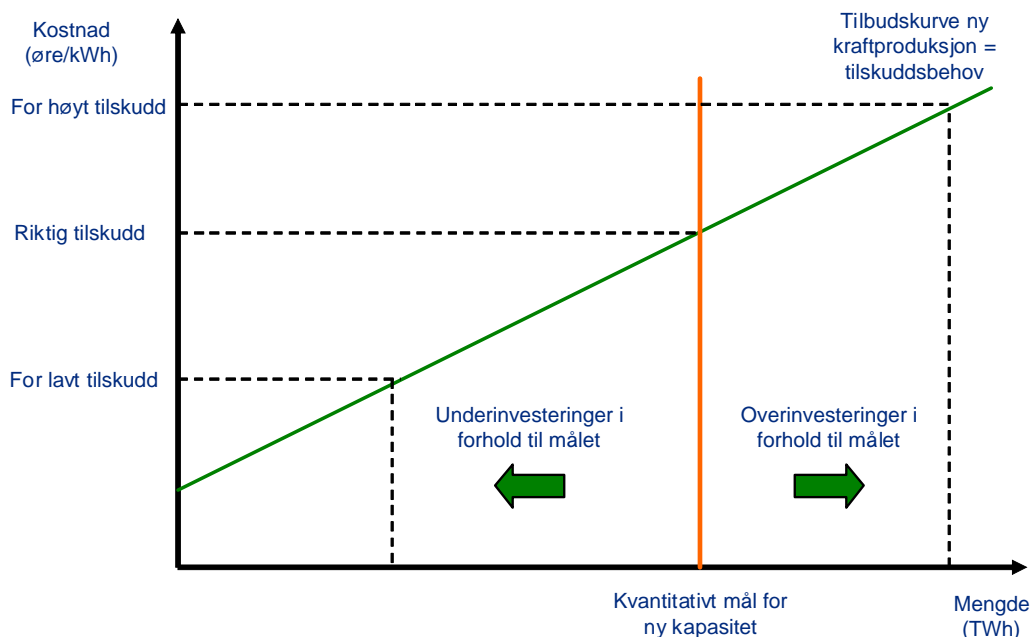
I figuren nedenfor viser vi konsekvensene for investeringene av ulike tilskuddsnivåer ved en gitt tilbudskurve for ny produksjon (det er mest nærliggende å tolke kurven som tilbudt mengde pr. krone tilskuddsbehov og ikke pr. fulle kostnader ved ny produksjon slik figuren er tegnet). Dette er i stor grad sammenfallende med diskusjonen om virkningene av feed in-tariffer vs. sertifikater i forbindelse med støtteordninger for fornybar kraftproduksjon (jf. drøftingen i Econ Pöyry, 2007b).

¹³ Som følge av at avregningsgrunnlaget for ny kraftproduksjon etableres over en lengre periode (jf. Statnett, 2008c), med to års tidsforsinkelse, vil endringen i produksjonskostnad pr. kWh være mindre enn en gitt nominell endring i det residuale leddet, men det er ikke viktig for konklusjonene vi trekker.

¹⁴ Jo kortere varighet av ordningen, desto større må tilskuddet pr. kWh være (for en gitt forventet inntekt fra det ordinære markedet).

I sum betyr dette at det er vanskelig å se for seg at målet for ny kapasitet blir nådd med slike ordninger. Derimot er det sannsynlig at de billigste prosjektene blir realisert først.

Figur 3.2 Investeringskonsekvenser av tilskuddsordninger pr. kWh



Det er vanskelig å sikre at termisk kapasitet er tilgjengelig og faktisk vil produsere når den først er bygd. Et effektivt tilskudd pr. kWh for termisk produksjon kan fort komme til å bli svært komplisert. Myndighetene må i praksis sørge for at tilskuddsordningen kompenserer for svingninger i brenselpriser for å sikre eller i det minste øke sannsynligheten for at kapasiteten vil være tilgjengelig (endogene brenselstilskudd). Et annet moment er at tilskuddet pr. kWh for termisk produksjon kan komme til å bli høyt pr. kWh faktisk produsert, ettersom det er usikkert hvor ofte verkene faktisk vil komme til å være i drift. På den andre siden er det sannsynlig at kraftprisene vil være relativt høye – og høyere enn marginalkostnaden ved å produsere i de termiske verkene – i situasjoner med risiko for knapphet på energi. Det reduserer behovet for ekstra kompensasjon pr. kWh og justeringsmekanismer, men fjerner det neppe helt.

Vannkraft og vindkraft vil i praksis produsere det som ressurstilgangen tillater over tid. Hvorvidt produksjonen faktisk vil skje når behovet er størst (fare for energiknapphet), er derimot mer usikkert. Den nye kapasiteten vil imidlertid redusere sannsynligheten for rasjonering på generelt grunnlag.

Fordelingsvirkningene mellom gamle og nye kraftverk kan bli betydelige dersom mye ny produksjon kommer inn – ”mye” i betydningen mer produksjon enn det som er nødvendig for å oppfylle målet om energisikkerhet. Dette kan også få en viss betydning for skatteinntektene til det offentlige, særlig grunnrenteskatten (selv om mye ny produksjon også gir høyere skatteinntekter, vil inntektene pr. kWh kunne gå ned i den aktuelle regionen). Dersom lite ny produksjon blir bygd, er fordelingsvirkningene små, men til gjengjeld er da styringseffektiviteten lav (målet for ny kapasitet nås ikke).

Markedsmaktproblemer kan oppstå dersom aktuelle nye prosjekter eies av én eller noen få etablerte aktører i regionen. Disse vil ha interesse av å beskytte inntjeningen i sin etablerte portefølje, ettersom ny produksjon reduserer den lokale kraftprisen og dermed

inntjeningen i de eksisterende verkene. Det øker i så fall risikoen for at tilskuddet må settes relativt høyt, og høyere enn det kostnadene ved ny produksjon tilsier.

En ordning basert på tilskudd pr. kWh kan være problematisk i forhold til statsstøttereguleringen i EU. Det skyldes at slike ordninger i praksis vil fungere som driftsstøtte, noe som har vært generelt vanskeligere (men ikke umulig) å få godkjent.

3.1.3 Samlet vurdering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene ved modeller basert på tilskudd pr. kWh produsert:

Tabell 3.1 Samlet vurdering av ordninger basert på forsterkning av eksisterende prissignaler til produksjon

Kriterium	Vurdering	Merknad
Kostnadseffektivitet	OK	Billigste prosjekter velges
Styringseffektivitet	Dårlig	Vanskelig å fastsette tilskuddsnivå pr. kWh, reiser mange praktiske spørsmål
Samsvar med regelverk	Dårlig	Driftsstøtte vanskelig i forhold til statsstøttereguleringen
Samlet vurdering	<i>Anbefales ikke</i>	

3.2 Anbudsbaserte tilskuddsordninger

3.2.1 Generelt om virkemiddelutformingen

Med anbudsbaserte tilskuddsordninger mener vi prosedyrer som har til formål å frambringe ny kraftproduksjon mot en ekstra betaling utover markedsprisen på kraft. Slike tilskuddsordninger kan utformes på en rekke forskjellige måter, men generelt vil de ha følgende bestanddeler:

- Det er definert en mengde ny produksjon som det skal gis tilskudd til. Aktørene skal deretter gi bud på en gitt mengde ny produksjon til en pris (som under fullkommen konkurranse vil tilsvare den fulle kostnaden ved ny produksjon, fratrukket forventede markedsinntekter), hvoretter myndighetene gir tilskudd til aktøren med laveste bud (eventuelt budene dersom det er flere prosjekter som kreves for å oppfylle målet for ny kapasitet).
 - Alternativt kan man tenke seg at Statnett eller NVE har beregnet et kronebeløp som tilsvarer den forventede samfunnsøkonomiske verdien av ny kapasitet, for eksempel i form av sparte nettkostnader (overføringstap, områdeprisforskjeller, avbruddskostnader) som følge av ny produksjon. I dette tilfellet vil aktørene by inn sine prosjekter til en pris som tilsvarer deres betalingsvilje for å få tilskuddet (de sparte nettkostnadene). Aktøren med *høyeste* bud vinner.
- Eventuelle restriksjoner på aktører og teknologier som kan delta, herunder etablerte aktørers adgang til å gi bud. Restriksjoner kan tenkes begrunnet med at ulike teknologier har forskjellig virkning på forsyningssikkerheten, for eksempel dersom 1 TWh vindkraft representerer en mindre forutsigbar energimengde enn en tilsvarende mengde regulerbar vannkraft eller termisk produksjon. Det kan også være aktuelt å begrense deltakelsen ut fra konkurransehensyn, for eksempel

dersom myndighetene ønsker å stimulere til økt konkurranse (eller forhindre at det skapes konkurransebegrensninger) i en region.¹⁵

- Varigheten av ordningen, det vil si over hvor mange år tilskuddet kommer til utbetaling. For eksempel kan ordningen utformes som en investeringsstøtte som gis ved idriftsettelsestidspunktet eller betales ut i faste årlige beløp. Det er også mulig å tenke seg tilskuddet i form av en finansiell kontrakt som avregnes over hele eller deler av levetiden til de aktuelle prosjektene og samordnes med inntektene fra faktisk produksjon (jf. CADA).
- Type anbudsordning/auksjonsform. Selve utformingen av tilbudet eller auksjonen kan ha betydning for utfallet, men vi diskuterer ikke det nærmere her (det finnes en omfattende samfunnsøkonomisk litteratur om temaet generelt).
- Andre typer forpliktelser for den som mottar tilskudd, for eksempel krav om tilgjengelig kapasitet.
- Kriterier for sammenligning, for eksempel kWh/tilskuddskrone.

I utgangspunktet antar vi at det ikke er aktuelt å legge begrensninger på aktører som kan delta, med mindre det er ønskelig av konkurransehensyn. Selv i de tilfellene hvor konkurransehensyn tilsier at enkelte aktører skal utelukkes, bør myndighetene likevel vurdere om ikke hensynet til forsyningssikkerheten skal ha forrang (og eventuelt håndtere risikoen for utøvelse av markedsrett gjennom andre virkemidler, for eksempel overvåkingstiltak og de generelle bestemmelsene i konkurranseloven om forbud mot misbruk av dominerende stilling).

Når det gjelder teknologier, vil vi legge til grunn likebehandling også her. Ettersom vi har mye regulerbar vannkraft i det norske systemet, vil for eksempel energitilskuddet fra vindkraft eller elvekraft være om lag likeverdig med andre teknologier (i forventning, i og med at produksjonen vil variere fra år til år) gitt at markedet for øvrig er designet slik at samspillet mellom den regulerbare vannkraften og øvrig produksjon blir mest mulig effektivt. I tillegg kan selvsagt miljøhensyn spille en rolle, men det er forhold som ivaretas gjennom konsesjonssystemet.

3.2.2 Konsekvenser

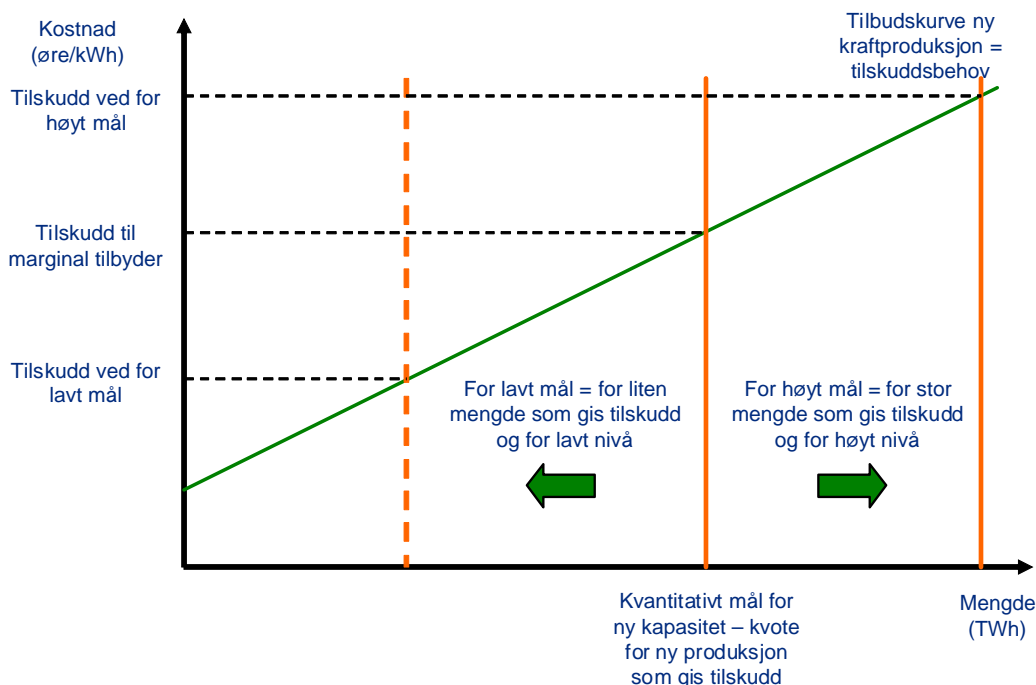
Investeringsbeslutninger

Anbudsbaserte tilskuddsordninger er godt egnet til å utløse investeringsbeslutninger ettersom de enkelt kan utformes slik at investor får inntekter uavhengig av faktisk produksjon, i motsetning til hva som er tilfelle med driftsbaserte tilskuddsordninger som vi drøftet i forrige avsnitt. Vi kan illustrere dette med utgangspunkt i en tilsvarende figur som 3.2 ovenfor. Tilbudskurven for nye prosjekter er den samme, men i dette tilfellet setter myndighetene et kvantitativt mål for mengden ny produksjon som skal bygges. Tilskuddsnivået bestemmes av målet og ikke omvendt. En utfordring er selvsagt om målet er satt riktig. Det må baseres på en nærmere vurdering av tilgjengelig produksjon i regionen, forventet etterspørselsutvikling og prisfølsomhet, kombinert med lastflytanalyser som viser hvor mye som kan importeres til regionen i ulike situasjoner. Det er en risiko for at disse vurderingene blir gale, men dette er prinsipielt ikke svært forskjellig fra de analysene som gjøres av Statnett i forskjellige sammenhenger. Vi vil

¹⁵ I CADA-saken ble for eksempel den dominerende irske produsenten ESB avskåret fra å delta.

tro at risikoen for å bomme på et slikt TWh-mål for energisikkerheten er lavere enn risikoen for å treffe galt med hensyn til nødvendig tilskuddsnivå.

Figur 3.3 *Konsekvenser for investeringer og tilskudd av anbudsordning med kvantitativt mål*



Det er imidlertid flere forhold som må tas med i betraktningen:

- Dersom den nye kapasiteten er vannkraft eller vindkraft, er det trolig at den tilgjengelige kapasiteten vil utnyttes fullt ut over hele levetiden (selvsagt med årlige variasjoner på grunn av tilsigs- og vindforhold). Både vannkraft og vindkraft har svært lave marginalkostnader, og vil derfor så å alltid velge å produsere så fremt det er mulig (tilstrekkelig vannføring eller vind).¹⁶ Det nødvendige tilskuddet relativt til produksjonskapasitet (tilskudd pr. kWh) blir derfor relativt lavt for slike teknologier.
- Dersom den nye kapasiteten er termisk, er det derimot usikkert hvor mye verket kommer til å produsere over tid. Det avhenger av forholdet mellom marginalkostnader i verket og kraftpris. Den forventede markedsinntekten av et termisk reservekraftverk som får tilskudd kan godt være svært lav eller til og med null. Det relative tilskuddet pr. kWh produksjonsevne kan derfor bli høyt.
- Dersom tilskuddet gis gjennom en form for kapasitetsbetaling eller finansiell kontrakt etter mønster av CADA-ordningen (se vedlegget) – eller på andre måter som gjør at verdien ikke er kjent på anbudstidspunktet – vil verdien av tilskuddet være usikker for investor. Det taler for at tilskuddet bør gis som investeringsstøtte for å redusere usikkerheten og dermed kostnadene ved ordningen. Det vil også øke sannsynligheten for at en tilstrekkelig mengde prosjekter blir budt inn.

¹⁶ Vannkraftverk med magasinkapasitet byr inn sin produksjon i markedet med utgangspunkt i vannverdien, som normalt er høyere enn marginalkostnaden. Det endrer imidlertid ikke konklusjonen om at vannkraft over tid vil produsere 100 prosent av tilsiget (med unntak av eventuelle flomtap).

En gjenstående utfordring for investeringsbeslutningene gjelder konsesjoner og andre tillatelser samt nettilgang:

- Alle former for kraftproduksjon krever konsesjon etter energiloven, i tillegg til at prosjektene må være i samsvar med kommunale reguleringsplaner. Vannkraft kan i tillegg kreve konsesjon etter industrikonsesjonsloven, vannressursloven og/eller vassdragsreguleringsloven avhengig av prosjektet det er snakk om. Termiske kraftverk basert på fossile brensler krever utslippstillatelse etter forurensingsloven. Disse prosessene kan ta tid, og det er knyttet usikkerhet til utfallet.
- Ny kraftproduksjon krever nettilgang. I noen tilfeller kan det være snakk om betydelige investeringer i nett, både bygging av de produksjonsrelaterte anleggene (for å knytte verket til nærmeste punkt i det eksisterende nettet) og forsterkninger i det eksisterende nettet. Slike investeringer tar tid, og det er heller ikke sikkert at de nødvendige nettinvesteringene vil få konsesjon.

Ideelt sett bør flest mulig slike usikre momenter være avklart på forhånd. I praksis kan en tenke seg at det stilles krav om at aktørene som deltar i anbudsordningen skal ha rettskraftig konsesjon. Det medfører imidlertid risiko for at ordningen blir diskriminerende ved at bare aktører med konsesjon kan delta. Det vil også virke kostnadsdrivende ved at full konsesjonsbehandling må gjennomføres for flere prosjekter, selv om kanskje bare ett eller noen få vil bli realisert. Dersom det ikke stilles krav, risikerer myndighetene i stedet at vinneren ikke får konsesjon, noe som er lite styringseffektivt. En mulig mellomløsning kan være å stille krav om at aktørene som deltar, skal ha sendt forhåndsmelding om prosjektet. Det krever at det gjennomføres en prosess som gir mer informasjon om prosjektet både for investor og myndigheter, og styrker kvaliteten på de prosjektene som faktisk bys inn, uten at konkurransen svekkes vesentlig. En del prosjekter vil falle bort gjennom en slik silingsmekanisme, men det er i hovedsak de prosjektene som uansett er urealistiske.

Tilgjengelighet av kapasitet og markedskonsekvenser

Som beskrevet i forrige avsnitt er anbudsbaserte tilskuddsordninger godt egnet til å utløse investeringer. Generelt vil ordningene bidra til redusert risiko for energiknapphet og i siste instans rasjonering. Hvorvidt kapasiteten *faktisk* vil være tilgjengelig og produsere ved risiko for energiknapphet, er et viktig kriterium for hvor vellykket ordningen er. Dette kan ikke ses uavhengig av markedsvirkningene, det vil si virkningene på i første omgang kraftprisene og vanddisponeringen og i neste omgang investeringsincentivene. Markedsvirkningene avhenger blant annet av hvordan tilskuddsordningen påvirker marginalkostnaden samt den generelle kapasitetssituasjonen. Med tilskudd etter modellen ovenfor, påvirkes ikke marginalkostnaden ved å produsere kraft når kapasiteten først er bygd. Et sentralt spørsmål for markedsvirkningene er derfor hvorvidt kapasiteten faktisk er tilgjengelig, på hvilke tidspunkter og til hvilke betingelser.

Tilskudd uten forpliktelser om å by inn kapasitet

En modell basert på tilskudd ved investeringstidspunktet garanterer i utgangspunktet ikke at kapasiteten er tilgjengelig når den trengs, det vil si for å avverge en anstrengt kraftsituasjon. Det samme gjelder tilskudd som gis over en lengre periode, enten det skjer i form av periodisert investeringsstøtte eller en form for finansiell kontrakt, så lenge tilskuddet er uavhengig av faktisk tilgjengelig kapasitet.

Det er mulig å kombinere tilskudd av denne typen med en forpliktelse for mottaker om at kapasiteten faktisk skal være driftsklar, for eksempel ved å pålegge mottaker å betale tilbake tilskudd dersom kapasiteten ikke er tilgjengelig. Dette krever et kontrollapparat for myndighetene, men er neppe særlig komplisert eller dyrt å iverksette i praksis gitt at vi snakker om et begrenset antall prosjekter i én eller noen få regioner.

Selv om det ikke følger med noen forpliktelse til å ha kapasiteten tilgjengelig, vil likevel det faktum at kapasiteten bygges, påvirke markedsaktørens forventninger om tilbuds-siden. På den måten vil både produsenter og forbrukeres prisforventninger påvirkes. Vannkraftprodusenter med reguleringssevne kan komme til å endre sin vanddisponering.

Tilskudd kombinert med forpliktelse til å by inn kapasitet

Det er mulig å kombinere tilskuddet med et krav til mottaker om at kapasiteten skal bys inn, enten kontinuerlig (innenfor eventuelle restriksjoner satt av tilgang på vann eller vind eller vedlikeholdsbehov) eller etter nærmere vurdering av myndighetene. I det siste tilfellet vil ordningen nærme seg en ordning med opsjoner på magasinkapasitet eller vanddisponering eller krav om minstefylling i magasinene. Det er virkemidler som har vært drøftet tidligere i norsk sammenheng, og hovedkonklusjonen synes å være at det vil ha en tvilsom verdi. Vi ser derfor bort fra de facto opsjonsordninger for den nye kapasiteten i det følgende.¹⁷

I tilfellet med en ”kontinuerlig” forpliktelse til å by inn kapasiteten, vil tilgjengeligheten være kjent med full sikkerhet. Det betyr også at markedsvirkningene sannsynligvis blir større enn i tilfellet uten en slik forpliktelse.

Det er også mulig å tenke seg at myndighetene stiller krav om at kapasiteten skal bys inn i nærmere angitte perioder, for eksempel dersom risikoen for rasjonering er vurdert til å være over en viss grense (men ikke så høy at SAKS-tiltak blir igangsatt). Blant annet reises spørsmålet om myndighetene eller markedsaktørene er best egnet til å vurdere risikoen for knapphet på kapasitet. Ex ante er det ingen grunn til å tro at myndighetene vil ha noe fortrinn. I beste fall kan Statnett og NVE tenkes å ha mer fullstendig informasjon enn markedsaktørene om magasininfylling i regionen, men det vil fortsatt være usikkerhet om framtidige tilsig og etterspørselsforhold.

Uansett kan forventninger om inngripen fra myndighetene i form av pålegg om å by inn kapasitet medføre at vannkraftprodusenter med reguleringssevne velger å disponere vannet sitt ”dristigere” – i den forstand at de styrer mot en lavere magasininfylling enn det de ville ha gjort uten forventninger om at en budforpliktelse vil tre i kraft. Det begrenser og i verste fall eliminerer effekten av den ekstra kapasiteten som er blitt utløst gjennom tilskuddsordningen.

Samlet vurdering: Krav om tilgjengelighet er verken nødvendig eller tilstrekkelig

Ut fra en samlet vurdering er det verken nødvendig eller tilstrekkelig å stille krav om at kapasiteten skal være tilgjengelig på gitte tidspunkter, utover et minimumskrav om at kapasitet som har fått tilskudd faktisk må bygges og være i driftsklar stand (med forbehold om ressurstilgang for vann- og vindkraft og vedlikeholdsbehov).

¹⁷ Se blant annet St.meld. nr. 18 (2003-2004), SKM Energy Consulting (2003) og Wolfgang et al. (2007).

En viktig årsak er at krav om tilgjengelighet påvirker produksjonsbeslutningene til andre aktører. For eksempel er det grunn til å vente at regulerbar vannkraft vil kjøres hardere i forkant av en periode med mulig energiknapphet dersom det er forventninger (eller visshet) om at myndighetene griper inn med krav om tilgjengelig kapasitet i forkant. Det begrenser eller fjerner tilgangen på ekstra kapasitet som myndighetene ønsket å utløse gjennom tilskuddsordningen. Krav om tilgjengelighet er derfor ikke *tilstrekkelig* til å ivareta forsyningssikkerheten. På dette punktet skiller energisikkerhet seg fra effektsikkerhet. Dersom effektsikkerhet er målet, kan et krav om tilgjengelighet være meningsfylt og til og med nødvendig.

Et annet moment i denne sammenhengen er at aktører som mottar tilskudd vil ha en egeninteresse av å sørge for at kapasiteten er tilgjengelig og faktisk produserer i de situasjonene hvor den er nødvendig for å opprettholde den regionale forsyningssikkerheten:

- For det første vil prisene i slike situasjoner være relativt høye, slik at de økonomiske incentivene til å produsere – i den grad ressurstilgangen tillater det for vannkraft og vindkraft – vil være sterke. Det øker sannsynligheten for at kapasiteten vil avhjelpe i situasjoner hvor det er risiko for energiknapphet regionalt.
 - For gasskraft eller annen termisk kraftproduksjon kan det selvsagt være tilfelle at brenselprisen er for høy til at produksjon finner sted likevel, men sannsynligheten for at det vil være lønnsomt å produsere, er (vesentlig) høyere enn i mer normale markedssituasjoner.
 - For regulerbar vannkraft kan det være tilfelle at magasinene er mer eller mindre tomme ved inngangen til den anstrengte perioden. Dette er det imidlertid vanskelig å gardere seg mot. I den grad slike situasjoner oppstår, er det grunn til å vente at det skyldes plutselige endringer i tilsigsforholdene hvor en rasjonell tilpasning *ex ante* viser seg å være gal *ex post*.¹⁸ Uansett vil jo kapasitetssituasjonen være bedret gjennom tilskuddsordningen. Dersom tilsiget har vært lavt i forkant av en vintersesong, vil det gjenspeiles i prisforventningene og vanddisponeringen.
- For det andre vil det ha en betydelig negativ effekt på omdømmet til en produsent som har mottatt tilskudd uten å produsere eller ha kapasitet tilgjengelig i en situasjon hvor det er økt fare for rasjonering. Det reduserer incentivene til å utøve markedsmakt og holde tilbake produksjon, i den grad det skulle være en problemstilling. Med fullkommen konkurranse er dette ikke noe problem.

Krav om tilgjengelighet er derfor heller ikke *nødvendig* for å styrke forsyningssikkerheten.

Risiko for strategisk atferd

En åpenbar utfordring ved anbudsbaserte ordninger er å sikre tilstrekkelig konkurranse. Dersom det bare er én aktør i en region som kan bygge ut ny produksjon, er det klart at konkurransen om tilskudd blir begrenset. Da vil tilbyder i prinsippet kunne utøve markedsmakt og tjene en monopolprofitt gjennom tilskuddsordningen. Samfunnsøkonomisk innebærer ikke dette nødvendigvis noe tap så lenge kapasiteten kommer inn

¹⁸ Tilsigssituasjonen 2002/2003 er et godt historisk eksempel, hvor første halvdel av 2002 var relativt våt, etterfulgt av en svært tørr høst.

i markedet til den sanne marginalkostnaden (eller vannverdi), men det representerer en uønsket omfordeling av inntekt og et for høyt støttenivå. I tillegg kan utøvelse av markedsrett føre til at ordningens legitimitet svekkes over tid.

Faktisk kan det også med et betydelig antall aktører på tilbudssiden oppstå incentiver og muligheter til å by strategisk for å maksimere tilskuddene. Dersom myndighetene har annonsert at de ønsker å avholde en auksjon for tilskudd til en viss mengde ny kapasitet, og det bare finnes en begrenset mengde nye prosjekter, vil de aktuelle tilbyderne vite med en høy grad av sikkerhet at de vil få tilskudd. De vil derfor ha incentiver til å by slik at de maksimerer tilskuddet, ettersom risikoen for ikke å motta tilskudd er lav. Tilskuddet blir dermed større enn det som er nødvendig for å utløse tiltaket.

Slik strategisk atferd utgjør igjen ikke nødvendigvis noe stort samfunnsøkonomisk problem, ettersom de samme prosjektene blir gjennomført som ville ha blitt valgt dersom det ikke var blitt utøvd strategisk atferd. Det vil likevel gjøre håndtering av ordningen mer komplisert og skape risiko for uønskede inntektsoverføringer, noe som i sin tur kan svekke legitimiteten til ordningen.

Det er også tenkelig at aktører kan ha incentiver og muligheter til å holde tilbake investeringer ut fra en forventning om at de vil få tilskudd når energisikkerheten blir svekket. Det krever i så fall at konkurransen om nye prosjekter i regionen er begrenset.

På den andre siden kan problemer med manglende konkurranse og strategisk atferd sannsynligvis lett avdekkes av myndighetene i mange tilfeller. Hva det faktisk koster å bygge ut ny kraftproduksjon, er det mulig å framskaffe objektiv informasjon om. Investors forventninger til for eksempel framtidige kraftpriser er det naturligvis vanskeligere å kontrollere, men det er mulig å snevre inn utfallsrommet for hva som er et rimelig tilskuddsnivå betraktelig. Et annet moment er at misbruk av dominerende stilling er forbudt i konkurranseloven. Når det gjelder mulighetene til å holde tilbake investeringer i påvente av tilskudd, vil risikoen begrenses dersom det finnes alternative tiltak på forbrukssiden eller i nettet. Selv om nettinvesteringer kan ta lang tid, vil verdien av å holde tilbake begrenses jo nærmere man er realisering av tiltak i nettet.

3.2.3 Samlet vurdering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene ved tilskuddsordninger basert på anbud:

Tabell 3.2 Samlet vurdering av anbudsordninger for tilskudd til ny produksjon

Kriterium	Vurdering	Merknad
Kostnadseffektivitet	OK	Med forbehold om strategisk atferd
Styringseffektivitet	OK	OK, gitt tilstrekkelig mengde prosjekter
Samsvar med regelverk	OK	Dersom prosedyrekrav ivaretas
Samlet vurdering	<i>Anbefales</i>	

Som diskutert ovenfor vil investeringsstøtte være bedre egnet enn andre former for tilskudd, og det er ikke nødvendig med krav om tilgjengelighet utover tekniske minimumskrav.

3.3 Kostnadsbasert kompensasjon

3.3.1 Generelt om virkemiddelutformingen

Det er også mulig å tenke seg at ny kapasitet skaffes til veie ved en målrettet prosedyre der myndighetene betaler en aktør direkte for å bygge, basert på antatte kostnader ved å investere. Dette er særlig aktuelt dersom anbudsbaserte ordninger ikke ventes å gi de ønskede resultatene, for eksempel på grunn av begrenset konkurranse og risiko for strategisk atferd.

Hovedforskjellen er altså at myndighetene ikke framskaffer den nye kapasiteten ved anbud, men en form for direkte forhandlinger. Dette kan skje på følgende måte:

- Myndighetene velger ut én eller et fåtall aktører/prosjekter som er aktuelle for å motta tilskudd.
- Deretter åpnes det forhandlinger mellom myndighetene og potensielle utbyggere om størrelsen på tilskuddet. Myndighetene antas å ha skaffet seg mest mulig informasjon om kostnadene ved ulike alternativer på forhånd.¹⁹
- Det inngås – dersom partene kommer til enighet – en konkret avtale om størrelse på tilskudd, formen på tilskuddet (engangsutbetalinger eller løpende vederlag), varighet av ordningen, eventuelle forpliktelser om tilgjengelighet av kapasitet eller budforpliktelser.

3.3.2 Konsekvenser

Virkningene på investeringsbeslutninger og markedskonsekvensene av en ordning med kostnadsbasert kompensasjon vil i all hovedsak være identisk med en anbudsbasert tilskuddsordning. Kompensasjonen bør gis som investeringsstøtte og uten spesielle vilkår om budgivning og tilgjengelighet.

Hovedforskjellen mellom ordningene er knyttet til selve prosessen for å framskaffe den nye produksjonen. Det er ikke nødvendigvis noen konkurranse mellom ulike aktører om tilskuddet. Med kostnadsbasert kompensasjon vil derfor en potensiell utbygger i utgangspunktet ha incentiver til å overdrive kostnadene ved prosjektet for å sikre seg et størst mulig tilskudd.

Samtidig vil vi understreke at myndighetene ikke nødvendigvis stiller med noen stor informasjonsulempe i utgangspunktet, ettersom det generelt er gode muligheter til å få nøytral og pålitelig informasjon om kostnadene ved å investere i ny kraftproduksjon. Markedsaktørens oppfatninger av risiko og kapitalkostnader samt framtidige inntektsmuligheter er selvsagt vanskeligere å kontrollere. Også her har imidlertid myndighetene muligheter for å skaffe seg manøvreringsrom dersom de kan spille på flere aktører. I ytterste konsekvens kan en tenke seg at myndighetene definerer det aktuelle prosjektet og deretter legger det ut på anbud, selv om det reiser en del spørsmål av både juridisk, økonomisk og praktisk karakter. Det vil også påløpe administrative kostnader knyttet til myndighetenes innsamling av informasjon og gjennomføring av forhandlingene.

¹⁹ Det kan for eksempel skje på grunnlag av kostnadskataloger, kraftsystemutredninger, innhenting av vurderinger fra tredjepart, egne erfaringstall eller lignende.

3.3.3 Samlet vurdering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene ved modeller basert på kostnadsbasert kompensasjon:

Tabell 3.3 Samlet vurdering av kostnadsbasert kompensasjon til ny produksjon

Kriterium	Vurdering	Merknad
Kostnadseffektivitet	OK	Avhengig av forhandlingsprosessen og myndighetenes tilgang på informasjon, forhandlingene kan kreve ekstra kostnader
Styringseffektivitet	OK	Dersom forhandlinger resulterer i investeringsbeslutning
Samsvar med regelverk	OK	Dersom prosedyrekrav ivaretas
Samlet vurdering	<i>Anbefales</i>	Dersom en anbuds konkurranse ikke gir ønsket resultat, for eksempel som følge av begrenset konkurranse

4 Mulige tiltak for lavere kraftforbruk

I forrige kapittel analyserte vi et utvalg mulige nye virkemidler innrettet mot kraftproduksjon. I dette kapitlet tar vi for oss mulige ordninger for å redusere kraftforbruket i en region med for lav forsyningssikkerhet. Vi ser på tre typer av tiltak:

1. Forsterkning av elementer i eksisterende markedsdesign og støtteordninger
2. Anbudsordninger
3. Målrettede tiltak/kostnadsbasert kompensasjon

4.1 Forsterkning av eksisterende ordninger

4.1.1 Generelt om virkemiddelutformingen

Med forsterkning av eksisterende ordninger mener vi tiltak som bygger på elementer i dagens markedsdesign, inklusive nettariffer, samt offentlig virkemiddelbruk i form av støtteordninger og avgifter. Felles for tiltakene er at de påvirker etterspørselen etter kraft på kort og lang sikt. Eksempler på slike er:

- Elavgiften
- Nettariffene, både nivå og struktur
- Støtte til installering av varmepumper
- Støtte til energieffektiviseringstiltak i bygninger og industrivirksomhet
- Støtte til utbygging av fjernvarme

Disse virkemidlene er i dag generelle, i den forstand at de gjelder på landsbasis når vi ser bort fra fritaket for elavgift og merverdiavgift på elektrisk kraft i deler av Nord-Norge samt forskjeller i kostnadsnivå mellom nettområder. Det er imidlertid fullt mulig å se for seg at avgifter og/eller støtteordninger differensieres mellom regioner på grunnlag av forsyningssikkerhet.

I det følgende konsentrerer vi oss om regionalt differensiert støtte til varmepumper og andre tiltak for energieffektivisering. Vi antar igjen at myndighetene ut fra gitte kriterier vurderer at forsyningssikkerheten i en region er for lav. På det grunnlaget kan det innføres en ekstra generell støtte til installering av varmepumper og andre effektiviseringstiltak i form av et kronebeløp (altså ikke pr. kWh). Alle tiltak som oppfyller visse kriterier vil være berettiget til den ekstra støtten.

Andre typer tiltak basert på eksisterende ordninger er neppe aktuelle av flere grunner. For eksempel er atferdsvirkningen av økte elavgifter antakelig små, i hvert fall i alminnelig forsyning. For industri kan økt elavgift (eller innføring av elavgift der det i dag er fritak) derimot få store økonomiske konsekvenser og resultere i nedlegging av virksomhet. Det vil føre til redusert kraftforbruk og økt regional forsyningssikkerhet. En slik virkemiddelbruk reiser imidlertid en rekke spørsmål av samfunnsøkonomisk, juridisk og politisk karakter som faller utenfor rammen av denne rapporten. Vi konsentrerer oss derfor i denne omgang om tiltak rettet inn mot alminnelig forsyning og kommer tilbake til forbruksreduksjoner i industrien i senere avsnitt.

4.1.2 Konsekvenser

Tiltak rettet inn mot forbruket i alminnelig forsyning har et potensial som er oppad begrenset til en andel av det samlede forbruket. Risikoen for *overinvesteringer* i forbruksreduksjoner – relativt til målet med hensyn til økt forsyningssikkerhet – er derfor begrenset. Det er derimot en risiko for *underinvesteringer* dersom forsterkning av eksisterende støtteordninger ikke fører at hele det teoretiske potensialet for forbruksreduksjoner utløses. Hvis støttebeløpet til varmepumper økes i en region med svak forsyningssikkerhet, vil det ganske sikkert føre til økt bruk av varmepumper, men det er også trolig at en betydelig andel av sluttkundene ikke vil respondere på den økte støtten. Det kan derfor bli behov for ”overkompensasjon” – og selv ikke det gir noen garanti for at ordningen får den ønskede virkningen. Uansett stilles det store krav til myndighetenes informasjonsgrunnlag for å finne riktig tilskuddsnivå, selv om responsen på forbrukssiden skulle være sterk. Disse virkningene ligner de vi fant ved tilskudd pr. kWh for kraftproduksjon.

På den andre siden er det mulig å se på tiltakene på forbrukssiden som del av en større portefølje hvor også produksjonssiden inngår. En utfordring blir da å koordinere tiltakene slik at de til sammen gir det ønskede resultatet.

4.1.3 Samlet vurdering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene ved modeller basert på forsterkning av eksisterende prissignaler til kraftforbrukere:

Tabell 4.1 Samlet vurdering av forsterkning av eksisterende prissignaler til kraftforbrukere

Kriterium	Vurdering	Merknad
Kostnadseffektivitet	OK	De billigste prosjektene velges først
Styringseffektivitet	Svak	Vanskelig å kalibrere støttenivå
Samsvar med regelverk	Usikker	Ikke vurdert
Samlet vurdering	<i>Anbefales ikke</i>	

4.2 Anbudsordninger

4.2.1 Generelt om virkemiddelutformingen

Med anbudsordninger mener vi ordninger der myndighetene lyser ut tilskudd for aktører som kan redusere kraftforbruket med en viss mengde energi på nærmere angitte vilkår.

En anbudsbasert ordning for forbruksreduksjoner kan være egnet for storskala forbruk, som industri eller petroleumsvirksomhet, selv om det også i teorien kan være tenkelig at flere forbrukere går sammen om å tilby koordinerte forbruksreduksjoner av en viss størrelse. I praksis vil imidlertid fort kostnadene ved å koordinere slike forbrukskutt på vegne av mange aktører overstige gevinstene. Én mulighet er en ordning der aktørene gir myndighetene en opsjon på å kreve redusert forbruk i en nærmere angitt periode. En slik ordning vil i praksis ha mange likhetstrekk med den gjeldende ordningen for energiopsjoner som Statnett har innført (jf. vedlegg 2), men vil ha en lengre varighet, typisk flere år i stedet for bare ett år/en sesong. En annen mulighet er å la aktørene by inn konkrete energieffektiviseringsprosjekter. Slike prosjekter er kanskje særlig aktuelle

innen kraftintensiv industri, men det kan tenkes at andre aktører kan tilby lignende prosjekter (vi drøfter varmpumper og fjernvarme i neste avsnitt).

En ordning for forbruk må ellers ha mange av de samme bestanddelene som tilsvarende ordninger for produksjon:

- Det er definert en mengde forbruksreduksjoner som det skal gis tilskudd til. Aktørene skal deretter gi bud på en gitt mengde kutt i forbruket til en pris, hvorefter myndighetene gir tilskudd til aktøren med laveste bud (eventuelt budene dersom det er flere prosjekter som kreves for å oppfylle målet for reduksjoner).
 - Alternativt kan man tenke seg at Statnett eller NVE har beregnet et kronebeløp som tilsvarende den forventede samfunnsøkonomiske verdien av forbruksreduksjoner, for eksempel i form av sparte nettkostnader (overføringstap, områdeprisforskjeller, avbruddskostnader) som følge av at forbruket reduseres. I dette tilfellet vil aktørene by inn sine kutt til en pris som tilsvarende deres betalingsvilje for å få tilskuddet (de sparte nettkostnadene). Aktøren med *høyeste* bud vinner.
- Eventuelle restriksjoner på aktører som kan delta.
- Varigheten av ordningen, det vil si over hvor mange år tilskuddet kommer til utbetaling. For eksempel kan ordningen utformes som en investeringsstøtte som gis ved idriftsettelsestidspunktet eller betales ut i faste årlige beløp, eventuelt kombinert med en opsjonspremie dersom anbudet resulterer i flerårige energiopsjoner i forbruk.
- Type anbudsordning/auksjonsform.
- Andre typer forpliktelser for den som mottar tilskudd, for eksempel krav om når forbruket skal kuttes og på hvilke vilkår.
- Kriterier for sammenligning, for eksempel kWh/tilskuddskrone.

I praksis virker det lite sannsynlig at petroleumsvirksomhet vil finne det økonomisk interessant å delta i en anbudsbasert tilskuddsordning for redusert energiforbruk, i hvert fall dersom det er snakk om opsjoner.²⁰ Det skyldes at verdien av å produsere olje og gass er høy i forhold til kraftprisen. Betalingsviljen for å kunne forbruke kraft vil derfor være relativt høy sammenlignet med for eksempel kraftintensiv industri. Verdien av spesielt gass vil også tendere til å være høyest om vinteren, når det sannsynligvis også vil være størst behov for forbruksreduksjoner i kraftsystemet. Vi vil derfor i det følgende bruke kraftintensiv industri som utgangspunkt for drøftingen av anbudsbaserte tilskudd til forbruksreduksjoner. Det er imidlertid ingen grunn til å legge begrensninger på hvilke aktører eller typer prosjekter som skal kunne delta i anbudene.

4.2.2 Konsekvenser

Beslutninger om forbruksreduksjoner

Det er klart at et tilskudd vil øke verdien av å redusere kraftforbruket i gitte situasjoner gjennom en opsjonsordning. Om det er tilstrekkelig til å sikre at forbruksreduksjoner

²⁰ Effektereserver er derimot en mer aktuell problemstilling for slike forbrukere. Kostnadene ved kortvarige reduksjoner i effektuttaket begrenses av muligheter for å lagre gass og olje. Dessuten vil det for en del aktører være mulig å erstatte lavere produksjon ett sted med høyere utvinning et annet sted.

faktisk finner sted, er mer komplisert å vurdere. Det er flere grunner til at tilskuddet ikke nødvendigvis vil gi de ønskede reduksjonen:

- Verdien av å redusere forbruket er beheftet med betydelig usikkerhet. Verdien avhenger blant annet av prisene på produktene som de aktuelle industribedriftene produserer, valutakurser, arbeidskraftkostnader osv. Dette er faktorer som kan være svært vanskelige å anslå ex ante. En ytterligere kompliserende faktor er at det i mange tilfeller vil være avtalemessige forhold, som for eksempel leveringsforpliktelser som ikke kan dekkes opp ved annen produksjon eller innkjøp, som begrenser fleksibiliteten på kort og mellomlang sikt.
- Over en lengre tidsperiode – flere år – vil usikkerheten være enda større. Det er vanskelig for en industribedrift å forplikte seg til å redusere forbruket på nærmere angitte vilkår over en så lang periode.²¹
- Det er også komplisert for aktørene å vurdere hva som faktisk kan tilbys av forbruksreduksjoner. Det har vist seg i evalueringer av ordningen for energiopsjoner som Statnett har i dag, at aktørene har måttet legge mye arbeid i å kartlegge sine muligheter til forbruksreduksjon (jf. igjen vedlegg 2). Her kan en mer langsiktig ordning bidra til å øke incentivene til at aktørene påtar seg et slikt arbeid.

Skal en opsjonsordning være interessant for industrien, krever det enten at tilskuddet settes svært høyt – hvilket skaper en risiko for at industrien legger ned uten at nedlegging er samfunnsøkonomisk lønnsomt – eller at godtgjørelsen utformes på en måte som kompenserer for usikkerheten. Da må betalingen i så fall knyttes til kraftpriser, produktpriser, valutakurser og andre relevante faktorer. I det siste tilfellet er det imidlertid betydelig usikkerhet om forbruksreduksjoner faktisk vil finne sted når de er nødvendige, med mindre myndighetene gis en rett til å beordre nedstengning i gitte situasjoner. Det betyr også at mye av den finansielle risikoen ved ordningen må bæres av myndighetene.

Et annet moment er at verdien av forbruksreduksjoner vil være høyest i anstrengte situasjoner med høye (forventede) priser. Da er det også mer sannsynlig at industrien stenger ned i betydelig omfang uansett, jf. erfaringene fra tørrårssituasjonen 2002/2003. Hva en tilskuddsordning basert på flerårige energiopsjoner kan bidra med netto, er derfor meget usikkert.

Når det gjelder energieffektivisering, er virkningene mer entydige gitt at prosjektene faktisk finnes og bys inn. Dette er snakk om konkrete tiltak for å redusere forbruket på permanent basis, uten at det medfører konsekvenser for bedriftenes produksjon. Det vil selvsagt alltid være en risiko for at myndighetene gir tilskudd til bedrifter som legger ned virksomheten i løpet av relativt kort tid (noe som for så vidt fører til at energisikkerheten styrkes). Ex ante er imidlertid ikke dette noen vesentlig svakhet ved ordningen. Når et effektiviseringstiltak bys inn, vil det normalt være en del av kostnadene og risikoen som bæres av bedriften selv under forventning om fortsatt drift. Det kan tenkes at bedriftens informasjonsfortrinn er så stort at den kan få effektiviseringen fullfinansiert uten at tiltaket er virksomt særlig lenge. Risikoen for at myndighetene skal fullfinansiere slike tiltak, begrenses likevel gjennom konkurransen

²¹ Her kan det tenkes at myndighetene i stedet kan tilby forhandlinger om kostnadsbasert kompensasjon som øker mulighetene for aktørene til å investere i teknologi og videreføre avtaler med sine kunder, noe som kan øke evnen til å tilby forbruksreduksjoner. Slike kontrakter blir likevel fort komplekse.

med andre tiltak både innen produksjon og forbruk og myndighetenes muligheter for å skaffe seg uavhengig informasjon om verdien og kostnadene ved tiltaket.

Myndighetene kan enkelt kontrollere risikoen for overinvesteringer i forbruksreduksjoner som følge av energieffektivisering eller opsjoner, ved at det settes et tak på mengden som er berettiget til tilskudd (antall TWh).

Markedsvirkninger

Lavere forbruk vil gi lavere kraftpriser og mindre verdi av eksisterende og ny produksjon i regionen (også via lavere områdepriser og marginaltapssatser). På den måten vil de ordinære incentivene i markedet til å investere i ny produksjonskapasitet svekkes. Dette er imidlertid ikke nødvendigvis noe stort samfunnsøkonomisk problem – i den grad forbruket reduseres, vil også forsyningsikkerheten styrkes.

Dersom det reduserte forbruket medfører en endret lastprofil, kan det på visse vilkår oppstå behov for nettinvesteringer. For eksempel kan bortfall av grunnlast – som kraftintensiv industri typisk vil være – medføre flaskehalser ut av området i perioder med mye uregulert produksjon. Det er imidlertid vanskelig å trekke generelle konklusjoner om virkningene.

Strategisk atferd

Også i dette tilfellet vil det kunne oppstå incentiver og muligheter for å agere strategisk. I noen regioner vil det være bare et fåtall aktører – kanskje bare én bedrift – som kan redusere forbruket i tilstrekkelig stor skala, enten det gjelder opsjonsordninger eller permanente effektiviseringstiltak. På samme måte som for produksjon kan det dessuten selv med fullkommen konkurranse oppstå muligheter for å by strategisk dersom alle de aktuelle forbrukerne vet med en høy grad av sikkerhet at de vil få tilskudd til å redusere forbruket.

Sammenlignet med kraftproduksjon er det grunn til å anta at myndighetenes informasjonsgrunnlag for å avdekke strategisk atferd er svakere. Myndighetene vil bare i begrenset grad ha tilgang på informasjon om kontraktsforhold, forventninger til kraftpriser, produktpriser og valutakurser samt reelle kostnadsforhold ved produksjonen av industrivarer. Betydningen av strategisk atferd begrenses imidlertid av muligheten for å bygge ny kraftproduksjon og tiltak rettet mot alminnelig forsyning. Storskala punktvisse forbruksreduksjoner trenger ikke å være det eneste alternativet.

Endelig vil det i en del tilfeller være vanskelig å vurdere hva som bør være referansenivået (baseline) for forbruksreduksjonen og hvordan selve reduksjonen skal måles. For eksempel kan en bedrift tilby 100 GWh lavere forbruk av et initialt nivå på 500 GWh, men bedriften har i utgangspunktet planer om å redusere forbruket med 100 GWh på grunn av lav lønnsomhet. Det er derfor en risiko for at tilskudd blir gitt til forbruk som uansett er planlagt redusert.

4.2.3 Samlet vurdering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene til anbudsordninger for redusert kraftforbruk:

Tabell 4.2 Samlet vurdering av anbudsordninger for redusert kraftforbruk

Kriterium	Vurdering	Merknad
Kostnadseffektivitet	OK	Forbehold om strategisk atferd, dessuten risiko for at tilskuddet vil fungere som en ekstra betaling i situasjoner hvor forbruket uansett ville ha blitt redusert (ved opsjoner)
Styringseffektivitet	OK	Antakelig i praksis utfordrende å få tilstrekkelige volumer pga. usikkerhet om verdien av å redusere forbruket for industrien, potensialet for permanente effektiviseringstiltak kan være større
Samsvar med regelverk	OK	Dersom prosedyrekrav ivaretas
Samlet vurdering	<i>Anbefales</i>	Potensialet kan være begrenset

4.3 Kostnadsbasert kompensasjon/målrettede tiltak

4.3.1 Generelt om virkemiddelutformingen

Vi diskuterte i forrige avsnitt anbudsbaserte ordninger der myndighetene ikke vet ex ante hvilke prosjekter som vil bys inn. Også på forbrukssiden er det imidlertid mulig å tenke seg modeller med kostnadsbasert kompensasjon, hvor myndighetene plukker ut aktuelle prosjekter eller aktører og deretter initierer forhandlinger om nødvendig tilskudd på grunnlag av kostnadene ved å gjennomføre de aktuelle tiltakene. Det kan dreie seg om tiltak rettet mot storskala forbruk. Det er imidlertid vel så interessant å drøfte modeller der myndighetene identifiserer mulige prosjekter innen fjernvarme, regionale varmpumpeprogrammer eller lignende. På samme måte som for produksjon må ordningen inneholde følgende elementer:

- Myndighetene velger ut én eller et fåtall aktører/prosjekter som er aktuelle for å motta tilskudd.
- Deretter åpnes det forhandlinger mellom myndighetene og potensielle utbyggere om størrelsen på tilskuddet. Myndighetene antas å ha skaffet seg mest mulig informasjon om kostnadene ved ulike alternativer på forhånd.²²
- Det inngås – dersom partene kommer til enighet – en konkret avtale om størrelse på tilskudd, formen på tilskuddet (engangsutbetalinger eller løpende vederlag), varighet av ordningen, eventuelle forpliktelser om faktiske forbruksreduksjoner eller lignende.

En beslektet variant er at myndighetene definerer et konkret fjernvarmeprosjekt eller et regionalt program for energieffektivisering (for eksempel installering av varmpumper i stor skala). Dette blir en mellomting mellom en anbudsordning (i og med at aktøren som skal gjennomføre prosjektet, ikke er bestemt ex ante) og en ordning med kostnadsbasert kompensasjon (ved at myndighetene identifiserer det aktuelle prosjektet ex ante). Denne ordningen har følgende prinsipielle elementer:

- Myndighetene definerer prosjektet som skal gjennomføres, herunder geografisk område, type prosjekt (fjernvarme, energieffektivisering eller annet) og antatt omfang avhengig av hva slags prosjekt det er snakk om (størrelse på varmenett og

²² Det kan for eksempel skje på grunnlag av kostnadskataloger, kraftsystemutredninger, innhenting av vurderinger fra tredjepart, egne erfaringstall eller lignende.

varmeproduksjon, antall bygg/type som skal omfattes). Hvor detaljert myndighetene ønsker å spesifisere prosjektene, må vurderes ut fra flere hensyn, herunder mulighetene for å få et tilstrekkelig antall tilbydere.

- Deretter legges selve gjennomføringen av prosjektet ut på anbud hvor alle aktører som oppfyller nærmere spesifiserte krav kan delta. Aktuelle krav må tilpasses prosjektet det er snakk om –for eksempel krever fjernvarmeutbygging over et visst omfang konsesjon etter energiloven, og da følger det krav til konsesjonærene av energiloven med forskrifter. For installering av varmepumper er andre krav mer relevante (kvalitet på pumper, gjennomførers tekniske kompetanse, økonomisk stilling osv.).
- Den eller de aktørene som byr inn det laveste behovet for tilskudd for å gjennomføre prosjektet, får tilslaget. Alternativt må det økonomisk mest fordelaktige tilbudet i henhold til definerte kriterier, velges (dersom tilbyderne konkurrerer på for eksempel prosjektutforming og kompetanse i tillegg til pris).

4.3.2 Konsekvenser

Kostnadsbasert kompensasjon eller målrettede tiltak er godt egnet til å utløse investeringer som gir redusert kraftforbruk ettersom tilskuddene i praksis blir skreddersydd til det enkelte prosjektet. Potensialet i TWh er imidlertid begrenset oppad til deler av forbruket i alminnelig forsyning i regionen, nemlig en andel av det samlede kraftforbruket som går til oppvarming, eventuelt eksisterende storskala forbruk (dersom det er snakk om energieffektivisering i industri eller lignende).

Det er ikke gitt at myndighetene vil greie å plukke ut de billigste prosjektene med denne metoden. Det er også en risiko for at strategisk atferd kan påvirke prosjektvalg og ikke minst størrelsen på tilskuddet som gis. Samfunnsøkonomisk er ikke det nødvendigvis noe stort problem, i og med at kostnadsbasert kompensasjon er mest aktuelt å bruke der hvor anbudsbaserte ordninger ikke fører fram, for eksempel fordi mengden mulige prosjekter er begrenset. Da blir i så fall de valgte prosjektene de samme uansett ordning, selv om størrelsen på tilskuddene kan variere. For høye tilskudd innebærer imidlertid en risiko for at ordningens legitimitet svekkes over tid.

Dersom myndighetene utformer prosjektet i utgangspunktet og deretter legger selve gjennomføringen ut på anbud, er det gode muligheter for at de valgte prosjektene blir gjennomført til en lavest mulig kostnad. Det er flere aktører både nasjonalt og internasjonalt med kompetanse på fjernvarme og energieffektivisering.²³ Det er selvsagt ingen garanti for at det riktige prosjektet blir valgt. I den grad tilbyderne inviteres til å konkurrere på mer enn bare pris, kan det bidra til økt samfunnsøkonomisk effektivitet sammenlignet med en ren priskonkurranse der myndighetene har definert alle andre parametre på forhånd.

4.3.3 Samlet vurdering

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de viktigste egenskapene til anbudsordninger for redusert kraftforbruk:

²³ Konkurransen om fjernvarmekonsesjoner i enkelte områder i Norge de seneste årene er en god indikator på det.

Tabell 4.3 Samlet vurdering av målrettede tiltak for redusert kraftforbruk

Kriterium	Vurdering	Merknad
Kostnadseffektivitet	OK	Avhengig av forhandlingene og myndighetenes tilgang på informasjon
Styringseffektivitet	OK	Potensialet kan være begrenset avhengig av historisk sammensetning av regionalt energiforbruk
Samsvar med regelverk	OK	Dersom prosedyrekrav ivaretas
Samlet vurdering	<i>Anbefales</i>	Potensialet kan være begrenset

5 Konklusjoner

5.1 Målet med et ekstra virkemiddel: Regional energisikkerhet

I det norske vannkraftsystemet er *energisikkerhet* særlig viktig. Dette skiller den norske diskusjonen om vi har tilstrekkelig med kapasitet til å sikre forsyningssikkerheten fra diskusjonen i andre land og fra den akademiske litteraturen, som i all hovedsak dreier seg om effektsikkerhet. Vi har derfor få holdepunkter fra internasjonal praksis og teori for utformingen av virkemidler som skal gi energisikkerhet.

Regional energisikkerhet er knyttet til risikoen for at det skal oppstå situasjoner der energitilgangen i et avgrenset område blir for liten til å dekke forbruket, dvs. at det oppstår behov for rasjonering. I et vannkraftsystem kan dette skje i år med lite nedbør og i områder som ikke har tilstrekkelig overføringskapasitet til å kompensere for manglende vann i magasinene, selv etter at det er tatt hensyn til forbruksreduksjoner som følge av høyere priser (jf. Midt-Norge). Det spesielle i vannkraftsystemet er at slike situasjoner utvikler seg over tid, og kan vare over en lengre periode når de først har oppstått.

SAKS-tiltakene angir en prosedyre for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner, og er innrettet mot situasjoner der det er akutt fare for rasjonering. De tiltakene vi drøfter her, har som mål å styrke den regionale energibalansen slik at sannsynligheten for at det blir nødvendig å sette i verk SAKS-tiltak, reduseres. De foreslåtte tiltakene skal settes inn når den generelle kraftbalansen i en region tilsier at det kan oppstå behov for rasjonering dersom tilsigene svikter, og der det vil ta tid å bygge ut ny overføringskapasitet til det aktuelle området. I en slik situasjon vil det være ønskelig å få sette i verk tiltak som kan bedre kraftbalansen i mellomtiden, det vil si tiltak som kan gi økt produksjon eller redusert forbruk inntil en eventuell nettførsterkning er på plass, for eksempel i 5 år. Det er med andre ord tre hovedkriterier for at tiltakene skal ha den ønskede virkningen:

- *Energi*: De skal bedre den generelle energibalansen i regionen (økt produksjon eller redusert forbruk).
- *Timing*: De skal kunne settes i verk relativt raskt, og i hvert fall raskere enn en nettutbygging kan realiseres.
- *Lokalisering*: De skal gjennomføres i en spesifisert region.

Det dreier seg altså om en støtte som skal påvirke *når* og *hvor* investeringer i ny energiproduksjon eller redusert forbruk foretas.

5.2 Markedssvikt: Sprangvise investeringer og langvarige konsesjonsprosesser

Vi trekker følgende hovedkonklusjoner når det gjelder mulige former for markedssvikt som påvirker incentivene til å investere:

- Det kan ikke utelukkes at incentivene til å investere i *reservekapasitet* (enten det dreier seg om energi eller effekt) er for svake. Verken teori eller empiri gir

imidlertid grunnlag for entydige konklusjoner. I det norske vannkraftsystemet, med mye reguleringsevne, er energisikkerhet uansett en større utfordring enn effektsikkerhet.

- Prissignalene i det ordinære markedet er i noen tilfeller for svake fordi større investeringer gir endret kraftflyt og dermed endrede priser etter at investeringen er foretatt. Det kan for eksempel skyldes at ny produksjonskapasitet fjerner flaskehalsen i nettet slik at områdeprisforskjeller utjevnes i stedet for å gi høyere verdi av ny kapasitet i områder med underskudd. En marginal investering (for eksempel et lite vannkraftverk) har ikke denne virkningen, men for investeringer som faktisk avhjelper anstrengte regionale kraftsituasjoner er det annerledes. Slike investeringer skjer gjerne i større sprang.
- Konesjonsprosessene for ny produksjon og ikke minst nett tar lang tid. Forbruket kan øke langt raskere enn ny produksjon eller nettkapasitet kan bygges ut, samtidig som forbruket ikke nødvendigvis responderer vesentlig på høyere priser.

Behovet for ett eller flere nye virkemidler for energisikkerhet begrunnes ved kombinasjonen av at a) investor ikke kan nyttiggjøre seg den fulle samfunnsøkonomiske verdien av et tiltak (ny produksjon eller lavere forbruk) i det ordinære markedet (kulepunkt 2 ovenfor) og b) ledetiden for investeringer i ny overføringskapasitet er vesentlig lengre enn tiden det tar å øke forbruket (kulepunkt 3).

Vi vil understreke at eventuelle nye virkemidler er et *situasjonsbetinget supplement* til det øvrige regelverket og ikke noen erstatning. De vil ikke gjøre SAKS-tiltak overflødige eller medføre endringer i den markedsdesign vi allerede har (inklusive nettpriser, skatter og støtteordninger for fornybar energi). Vi understreker også at det ikke er snakk om reservekapasitet i samme forstand som Statnetts mobile gasskraftverk eller på den måten det vanligvis forstås i termiske kraftsystemer (effektreserve). Snarere er det snakk om å bidra til å sikre at markedsaktørene får betalt for den samfunnsøkonomiske verdien av tiltak innen produksjon eller forbruk som i gitte situasjoner ikke belønnes fullt ut i markedet.

5.3 Forslag til modeller

5.3.1 Anbudsbaserte ordninger

Det er flere mulige virkemidler som kan benyttes for å frambringe ny produksjon eller forbruksreduksjoner. Ut fra hensynet til kostnadseffektivitet og styringseffektivitet er det ønskelig at ordningene baseres på anbud, og at de omfatter både produksjon og ulike typer forbruk, ikke bare én av delene. Det gir flere prosjekter, lavere kostnader og redusert risiko for at det kvantitative målet for energisikkerhet ikke nås. Dette kan skje gjennom parallelle prosesser for produksjon og forbruk. De ansvarlige myndighetene kan deretter velge en samlet portefølje av tilskuddsberettigede tiltak på grunnlag av de forskjellige prosessene.

Vi beskriver en mulig felles ordning senere, og ser først på mulige anbudsordninger for produksjon og ulike typer forbruksreduksjoner som kan organiseres i separate, men parallelle prosesser. Vi anbefaler følgende anbudsbaserte virkemidler som til sammen kan gi den ønskede mengden prosjekter som styrker den regionale forsyningssikkerheten:

Ny produksjon: Anbudsbasert tilskuddsordning - investeringsstøtte

Anbudsbasert tilskuddsordning med følgende komponenter:

- Kriteriet for at et anbud initieres, er at myndighetene – NVE eller Statnett – finner at nærmere definerte krav til energisikkerhet i en region ikke er oppfylt. Vi legger til grunn at dette kommer før det er aktuelt med SAKS-tiltak, men typisk etter at det er opprettet et eget elspotområde. Det vil si at vi befinner oss i en situasjon med en ex ante høy sannsynlighet for at den regionale forsyningssikkerheten blir for lav dersom tilsiget blir lavere enn en definert minimumsgrense (i motsetning til SAKS, hvor man allerede er i en situasjon med en høy sannsynlighet for rasjonering).
- Det utlyses tilgjengelige tilskudd for ny produksjon oppad begrenset til et visst antall TWh. Alle teknologier likebehandles, og det er mulig for etablerte aktører og kraftverk å delta (det vil si kapasitetsutvidelser i eksisterende verk).
- Aktører byr inn et totalt støttebeløp i kroner de trenger for å investere innen et gitt tidspunkt.
- Tilskuddet gis i form av en rundsum ved prosjektstart.
- Det gjennomføres periodiske kontroller over levetiden til prosjektet (eventuelt en begrenset periode, for eksempel 5-10 år) for å sikre at kapasiteten faktisk er klar til å produsere dersom det blir behov for det.

En modell basert på forpliktelser til å by inn kapasitet og en finansiell kontrakt etter mønster av CADA vil også være mulig, men vil påvirke aktørenes vanddisponering som beskrevet tidligere. En slik ordning vil derfor ha uønskede markedsvirkninger.

En modell med ex ante investeringsstøtte som vi har foreslått, er mindre inngripende i markedet ettersom det ikke er noen krav om budgivning eller tilgjengelighet utover rent tekniske krav til driftsklarhet. Motposten er naturligvis at modellen kan bli mindre styringseffektiv uten slike krav. På den andre siden er det sannsynlig at verdien av å produsere er høyere jo større risiko det er for energiknapphet, noe som øker sannsynligheten for at produksjon faktisk vil finne sted når kapasiteten først er bygd. Restriksjoner på minstevannføring, forbud mot å slippe vann forbi driftsklare turbiner og misbruk av dominerende stilling er andre faktorer som reduserer nytten av å ha budforpliktelser.

For vannkraft og vindkraft er det uansett grunn til å vente at den nye kapasiteten vil utnyttes fullt ut uansett, og det er usannsynlig at administrativt fastsatte kriterier for når regulerbar vannkraft skal produsere (dersom slik produksjon har fått investeringsstøtte under ordningen) vil være bedre for forsyningssikkerheten enn investors egne markedsvurderinger.

Et gjenstående spørsmål er knyttet til samspillet med konsesjonssystemet og behov for nettinvesteringer i tilknytning til den nye produksjonen. Skal ordningen fungere etter hensikten, er det viktig at flest mulig av de usikre faktorene vedrørende konsesjon og nettilknytning er avklart idet anbudet avgjøres. Dette reiser imidlertid spørsmål som faller utenfor rammen av denne rapporten.

Forbruksreduksjoner 1: Anbudsbaserte ordninger for større regionale satsinger på fjernvarme, varmepumper eller energieffektivisering

Inngrepskriteriet er igjen det samme. Vi tenker oss en ordning som er helt analog med modellen for produksjon, men hvor det i stedet for ny produksjon er konvertering av eloppvarming til fjernvarme eller varmepumper som bys inn. Vinnerprosjektene mottar investeringsstøtte. I den grad det er nødvendig for å få ordningen til å fungere, kan myndighetene definere områder eller prosjekter ex ante i noen grad.

For denne modellen vil virkningen på kraftmarkedet begrense seg til en nedgang i etterspørselen. Det skjer ingen endringer på produksjonssiden. Den regionale kraftbalansen og prisene vil åpenbart påvirkes, noe som har betydning for incentivene til å investere i lokal kraftproduksjon og inntjeningen i etablerte verk i regionen. Modellen er styringseffektiv i den forstand at potensialet for konvertering er godt kjent, samtidig som responsen på forbrukssiden til syvende og sist kan være usikker. Det kan være usikkert hvor mye forbruket faktisk blir redusert dersom kundene fortsatt har muligheter til eloppvarming, selv om det er sannsynlig med en vesentlig reduksjon.

Forbruksreduksjoner 2: Anbudsbaserte energiopsjoner/forbruksreduksjoner

Her ser vi for oss en modell hvor dagens modell for energiopsjoner utvides i tid og eventuelt omfang med konkrete mål for mengden mulige forbruksreduksjoner i utvalgte regioner.

En ulempe med denne modellen er at kostnadene fort kan bli høye, ettersom verdien av å stenge ned industri avhenger av en rekke usikre faktorer (produktpriser, valutakurser med mer). Erfaringene med energiopsjoner så langt tyder på at potensialet uansett er begrenset. Alternativt kan en se for seg at industrien kan delta med energieffektiviseringsprosjekter i konkurranse med ordinære energiopsjoner. Det vil kunne øke volumet som tilbys gjennom ordningen.

Energiopsjoner fra petroleumsvirksomhet er antakelig usannsynlig i praksis, spesielt dersom man ønsker at energien skal være tilgjengelig om vinteren, når olje- og gassprisene gjerne er høye (med forbehold om at lagring kan øke fleksibiliteten noe).

Alternativt kan en se for seg at industrien kan delta med energieffektiviseringsprosjekter i konkurranse med ordinære energiopsjoner. Det vil kunne øke volumet som tilbys gjennom ordningen.

Fellesmodell – anbud på samfunnsøkonomisk verdi av sparte nettkostnader

I utgangspunktet har vi antatt at ordningene beskrevet ovenfor organiseres som separate anbudskonkurranser, men der resultatene ses i sammenheng. Det er imidlertid mulig å utforme en anbudskonkurranse der myndighetene definerer en verdi av ny produksjon eller redusert forbruk basert på simuleringer av kraftflyt og samfunnsøkonomiske nettkostnader. På det grunnlaget kan verdien av ny produksjon eller redusert forbruk i form av lavere overføringstap, avbruddskostnader og områdeprisforskjeller estimeres pr. kWh. Deretter kan aktørene by inn sin betalingsvilje for å få utbetalt den samfunnsøkonomiske verdien pr. kWh. Den som betaler mest, får tilslaget. Det sikrer at de beste prosjektene blir prioritert.

Modellen reiser en del praktiske spørsmål, blant annet hvordan forbruk og produksjon i ulike punkter i nettet skal håndteres, men er prinsipielt interessant fordi den etterstreber

”global” kostnadseffektivitet ved at produksjon og forbruk håndteres innenfor samme modell.

5.3.2 Siste utvei: Kostnadsbasert kompensasjon

I de tilfellene hvor en anbudskonkurranse ikke gir de ønskede resultatene, for eksempel fordi det er manglende konkurranse mellom aktørene og/eller for få aktuelle prosjekter, kan kostnadsbasert kompensasjon være et alternativ. Dette kan i prinsippet være aktuelt både for ny kraftproduksjon og prosjekter på forbrukssiden.

En slik prosess initieres av det samme kriteriet som ved anbudsordningen, men tar form av direkte forhandlinger mellom det aktuelle myndighetsorganet og tilbyderne (tilbyderne).

En forutsetning for at modellen skal fungere effektivt, er at myndighetene har best mulig informasjon om mengden av mulige investeringsprosjekter og typiske kostnader ved sammenlignbare prosjekter. Begge deler bør det være mulig å oppfylle på grunnlag av eksisterende lokale energiutredninger og regionale kraftsystemutredninger, samt kostnadskataloger og eventuell gjennomgåelse av prosjektdata ved tredjepart.

Referanser

- Arntzen de Besche (2009): The Application of EEA Law to Incentive Schemes for Attracting New Electricity Generation or Demand-side Investments in the Security of Supply Interest. Report 30 June 2009.
- Bjørndal, M. og K. Jörnsten (2001): Koordinering av nordiske systemoperatører i kraftmarkedet - gevinster ved bedret kapasitetsutnyttelse og mer fleksibel prisområdeinndeling, SNF-rapport 29/2001, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.
- Bråten, J. (2000): Prissignaler i kraftmarkedet. ECON-rapport nr.56/2000/Enfo publikasjonsnr 464/2000.
- Doorman, G., G. Kjølle, K. Uhlen, E.S. Huse og N. Flatabø: Vulnerability of the Nordic Power System. Main Report. Report to the Nordic Council of Ministers. May 2004. TRA5962, SINTEF Energy Research.
- ECgroup (2007): Investeringer i kraftproduksjon – Kapasitetsutvikling 1975-2006. Rapport, ECgroup, 6/6-2007.
- Econ Pöyry (2007a): Energiloven og energieffektivisering. Rapport 2007-071, Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2007b): Vilkår for ny kraftproduksjon. Rapport 2007-097, Econ Pöyry.
- EU-kommisjonen (2003): State aid N 475/03-Ireland. Public Service Obligation in respect of new electricity generation capacity for security of supply.
- Green, Richard J. (2008): "Electricity Wholesale Markets: Designs Now and in a Low-carbon future", Energy Journal, Special Issue: The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, pp. 95-124.
- Hammer, U. (2007): Investeringer i kraftproduksjon og nett. En rettslig studie. Oslo, 9. mai 2007.
- Hogan, W. W. (2003) "Transmission market design", Arbeidsnotat, 4. april, Harvard University, Cambridge, Massachusetts.
- Joskow, P. og J. Tirole (2005) "Merchant transmission investment", Journal of Industrial Economics, Volume LIII June 2005, No. 2.
- Joskow, Paul L. (2008): "Lessons Learned from Electricity Market Liberalization", Energy Journal, Special Issue: The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery, pp. 9-42.
- Nordel (2000): Årsrapport 2000.
- Olje- og energidepartementet (2008): Fakta 2008. Energi og vannressurser i Norge.

- Ot.prp. nr. 62 (2008-2009): Om lov om endringer i energiloven. Olje- og energidepartementet.
- Rogstad, D. (2007): Energiltak og plan- og bygningsloven..Ås, 14. mai 2007.
- SKM Energy Consulting (2003): Virkemidler for å møte en knapp energibalanse. 15.09.2003.
- St.meld. nr. 18 (2003-2004): Om forsyningssikkerheten for strøm mv. Olje- og energidepartementet.
- Statnett (2005a): SAKS Hovedrapport – SAKS: Tiltak for å unngå eller meste Svært Anstrengte KraftSituasjoner. Desember 2005.
- Statnett (2005b): Søknad om aksept for videreutvikling og kriterier for håndtering av svært anstrengte kraftsituasjoner. Saksnr. 04/251. Desember 2005.
- Statnett (2006): Søknad om godkjenning av energiopsjonsordning i forbruk. Saksnr. 04/251. Mars 2006.
- Statnett (2007): Evaluering av forsøksordning for energiopsjoner i forbruk 2006/2007. Rapport. Mai 2007.
- Statnett (2007a): 420 kV ledning Ørskog Fardal. Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse. Februar 2007.
- Statnett (2008a): Evaluering av ordningen med energiopsjoner i forbruk fro sesongen 2007/2008. Rapport. Mars 2008.
- Statnett (2008b): Standardvilkår for energiopsjoner i forbruk 2008/2009. September 2008.
- Statnett (2008c): Prisstrategi for perioden 2010-2012. November 2008.
- Wolfgang, O., A. Haugstad, B. Mo, I. Wangensteen og G. Doorman (2003): Magasindisponering før og etter energiloven. TR A 6569, SINTEF Energiforskning.

Vedlegg 1: CADA-ordningen

Irland innførte i 2003 en økonomisk støtteordning for å sikre tilstrekkelig utvikling i utbygging av ny produksjonskapasitet. Studier hadde vist at landet stod overfor vesentlige leveringssikkerhetsutfordringer for vintersesongen fra og med 2005 hvis ikke tiltak ble implementert. En ordning ved navn *Capacity and Differences Agreements*, CADA, ble dermed introdusert og godkjent av EU-kommisjonen etter søknad i 2003 (EU-kommisjonen, 2003). Ordningen skulle sikre innføring av 531 MW ny kapasitet.

Ordningen er todelt. Den første delen innebærer at de utvalgte produsentene mottar en *kapasitetsbetaling* basert på sin kapasitetstilgjengelighet. Kapasitetsbetalingen er periodeveid for å sikre et prissignal som reflekterer verdien av å være tilgjengelig ved ulike tider pr. dag, uke og måned. Den andre delen innebærer at de utvalgte produsentene må tilbakebetale *differansen* hvis de har tjent mer på å selge kraften i kraftmarkedet enn hva de ville ha tjent ved å selge denne kraften til en forhåndsdefinert strike price, dvs. hvis kraftprisen er høyere enn strike price. Strike price er basert på den kortsiktige marginalkostnaden til en ny Combined Cycle Gas Turbine (CCGT), det vil si den mest effektive nye produksjonsenheten (i det irske markedet). Da dette blir de utvalgte produsentenes egen produksjonskostnad innebærer tilbakebetalingsmekanismen at de utvalgte produsentene ikke vil motta noen overkompensasjon. De utvalgte produsentene vil dermed kun motta den støtten som er nødvendig for å få etablert tiltaket utover det som markedskreftene selv ville ha bidratt med.

CADA er kun et finansielt instrument, alle de utvalgte produsentene selger kraften de genererer inn i kraftmarkedet på vanlig måte. En CADA-avtale har en maks varighet på ti år, men en utvalgt produsent kan når som helst gå ut av avtalen. Det siste vil lønne seg hvis verdien av kapasitetsbetalingene blir mindre enn forventet tilbakebetaling av differanser.

Ordningen blir administrert av en uavhengig part og overvåket av regulator. Den blir finansiert gjennom en avgift til elektrisitetsforbrukerne. Utvelgelse av produsentene skjer via en konkurransebasert prosess gjennom en anbudskonkurranse, hvor produsentene som tilbyr den billigste kapasiteten opp til ønsket kapasitet vinner.

Gjennomføringen av ordningen førte til bygging av to nye anlegg fra to ulike produsenter, et CCGT-anlegg på 400 MW og et CHP-anlegg (Combined Heat and Power) på 150 MW, totalt 450 MW. Det var syv budgivere i den første av to runder, og det dominerende kraftselskapet ESB var ekskludert fra konkurransen for å legge til rette for inntreden av mulige nye aktører i markedet.

Vedlegg 2: Statnetts ordning med energiopsjoner

Energiopsjoner i forbruk er en ordning som håndteres av Statnett og skal bidra til en reduksjon av forbruket ved en svært anstrengt kraftsituasjon (forkortet SAKS).²⁴ Formålet med ordningen er å redusere sannsynligheten for rasjonering i det norske kraftsystemet. En energiopsjon i forbruk er en avtale som gir Statnett rett til å kreve at en forbruksenhet i vintersesongen reduserer sitt forbruk mot betaling fra Statnett. Opsjonsordningen gjelder kun for forbruk.

Ordningen har vært i kraft siden vintersesongen 2006/2007. Bakgrunnen for ordningen er Statnetts ansvar som systemansvarlig for å sikre momentan balanse mellom forbruk og produksjon også i år med lite tilgang på energi. Statnett er da pålagt å ha virkemidler tilgjengelig for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner. Virkemidler for å håndtere slike situasjoner utformes av Statnett og må godkjennes av NVE. Virkemidlene skal kun innføres dersom de bidrar til en samfunnsmessig rasjonell håndtering av kraftsituasjonen og reduserer risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. De skal utarbeides etter samfunnsøkonomiske kriterier, noe som innebærer at fleksibilitet i forbruk, produksjon og overføring må tas tilstrekkelig hensyn til, i tillegg til forbrukernes avsavnsverdier. Virkemidlene skal også vurderes opp mot andre virkemidler som Statnett anvender i dag, slik som utvikling av overføringsnettet for kraft. Virkemidlene skal også være målrettede og ha en sikker og rask virkning i en svært anstrengt kraftsituasjon. NVE skal ved eventuell godkjenning av slike virkemidler legge stramme rammer i forhold til markedet for øvrig slik at virkemidlet fungerer som et reelt tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon og at investeringsbeslutningene til aktørene i markedet påvirkes minst mulig negativt.

Ordningen for energiopsjoner ble utarbeidet sammen med en rekke andre SAKS-tiltak av Statnett og lagt frem for NVE i 2005. NVE godkjente søknad fra Statnett i 2006 for en prøveordning for energiopsjoner på et år for vintersesongen 2006/2007. Statnett har deretter årlig søkt om og fått godkjent videreføring av ordningen. Statnett har ønsket å innføre ordningen permanent, men har så langt ikke fått godkjenning til dette av NVE. I tillegg til behov for godkjenning av selve ordningen, må Statnett søke NVE om godkjenning for å starte innløsningen av energiopsjonene som er kjøpt inn i den godkjente opsjonsordningen.

Innkjøpet av opsjonene foregår via en budgivningsprosess som gjennomføres av Statnett. Det blir satt en dato for innsending av bud til Statnett som deretter har to uker på å vurdere hvilke bud de vil akseptere. Budprosessen blir gjennomført før det hydrologiske året begynner for å unngå at aktører kan spekulere i et eventuelt behov for utløsning av opsjonene. I tillegg har Statnett mulighet til å inngå bilaterale avtaler i etterkant. Energiopsjonene er utformet med utgangspunkt i en standardavtale som legger rammen for hvordan budgivere kan spesifiserer sine bud. Budgiver gir bud for en forbruksreduksjon basert på den energimengden som forbruket kan reduseres med pr. uke, i tillegg til kostnadselementene opsjonspremie og innløsningspris.

Statnett vurderer budene ut fra den systemmessige nytten av opsjonene. Det er særlig viktig hvor den potensielle forbruksreduksjonen er plassert geografisk, hva som er

²⁴ Vedlegget er basert på Statnet (2005a og b, 2006, 2007, 2008a og b).

størrelsen på opsjonen (volumet), fleksibiliteten i budene og hva som er innløsningspris og opsjonspremie.

Vederlaget for energiopsjonene består av de to elementene opsjonspremie og innløsningspris. Budgiver vil motta opsjonspremien fra Statnett når opsjonen kjøpes, og innløsningsprisen dersom Statnett velger å innløse opsjonen. Statnett har som intensjon at opsjonspremien skal beregnes slik at den dekker de årlige kostnadene budgiver har ved å delta i energiopsjonsordningen, mens innløsningsbeløpet forutsettes å dekke kostnadene ved at Statnett tar i bruk opsjonen. Budgiver kan frem mot eventuell innløsning av opsjonen justere ned innløsningsprisen for best mulig å gjenspeile de faktiske kostnadene ved å gjennomføre forbruksreduksjonen.

Ordningen gjelder hele landet. Statnett vil vurdere kraftsituasjonen i ulike regioner og denne vurderingen vil være sentral for Statnetts kjøp. Statnett vil søke å sikre seg opsjoner som skal avhjelpe i en svært anstrengt kraftsituasjon i større eller mindre regioner samt på nasjonalt nivå. Det er ikke satt noen nedre grense for å kunne gi bud utover at forbruket må være omfattet av det forskriftsmessige kravet til timemåling, det vil si forbruk med forventet årlig energiuttak større enn 100.000 kWh med dagens regler.²⁵ I praksis vil det trolig være de større kraftforbrukerne (særlig industri) som kommer i betraktning.

Statnett vil trekke på de innkjøpte opsjonene hvis en svært anstrengt kraftsituasjon oppstår og NVE godkjenner at en innløsning av energiopsjonene kan starte. Statnetts kriterium for å vurdere en kraftsituasjon som svært anstrengt er at det foreligger en over 50 prosent sannsynlighet for rasjonering. Dette er en veiledende grenseverdi. Utvelgelse av opsjoner er da på nytt basert på samme kriterier som ved innkjøp av opsjoner.

Ved innløsning av opsjonene vil Statnett gi et varsel på minimum en uke. Varigheten på nedreguleringen er to uker basert på det angitte ukesevolumet som forbruket skal reduseres med. Nedreguleringsvolumet skal måles opp mot et normalforbruk som er gitt inn på budtidspunktet. Perioden hvor Statnett kan iverksette innløsning, det vil si vintersesongen, er uke 1-20. Statnett kan beslutte kontinuerlig nedregulering i det maksimale antallet uker som er budt inn av selger, men kan ikke beslutte nedregulering flere ganger i løpet av budaktiveringsperioden. Det er mulig for budgiver å spesifisere et maksimalt antall uker for nedregulering, minimum to uker, men kan ikke spesifisere for hvilke uker innenfor perioden opsjonene kan innløses.

Når Statnett benytter en energiopsjon, vil selger av opsjonen redusere sitt kjøp av kraft i spotmarkedet (eller via fysiske kontrakter). Det vil si at Statnett verken vil kjøpe eller selge kraft som følge av ordningen. Statnett vil heller ikke ha noe forhold til eventuelle prissikringskontrakter som selgeren av opsjonen eventuelt kan ha knyttet til den aktuelle forbruksenheten.

I tillegg til standardproduktet kan budgivere med svært høye kostnader og lang teknisk tilpasningstid for nedregulering eller oppregulering gi bud i et tilleggsprodukt som har en varighet på nedregulering på åtte uker og en varslingsstid på to uker. Det kreves særskilt begrunnelse for å gi bud etter tilleggsproduktet.

²⁵ Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester §3-3.

Statnett har gjennomført evaluering av ordningen for årene 2006/2007 og 2007/2008. For begge årene har ordningen i hovedsak vært lik slik at evalueringene kan ses sammenheng. Det har også vært etter bevisst ønske for å kunne bygge et bredere erfaringsgrunnlag med en slik ordning. Ordningen har blitt evaluert ut fra målet om at den skal fremme forbruksfleksibilitet og redusere risiko for rasjonering i tillegg til en vurdering av effektiviteten i ordningen. Evalueringen er gjort på grunnlag av følgende tre kriterier: Kraftsystemmessig nytte av energiopsjoner, kostnader ved ordningen og treffsikkerhet.

I 2006/2007 ble det mottatt 40 bud i standardproduktet og 12 i tilleggsproduktet fra totalt 20 budgivere. I 2007/2008 ble det mottatt 25 bud i standardproduktet og 12 i tilleggsproduktet i fra totalt 12 budgivere. Innbudt volum var lavere i både MW og GWh i 2007/2008 enn i 2006/2007, mens høyeste innbudte opsjonspremie og høyeste innløsningspris var vesentlig lavere. Tabellen under viser volum og pris for de kjøpte opsjonene.

Tabell v2.1 Energiopsjoner 2006/2007 og 2007/2008

Sesong	Volum - MW	Volum – GWh	Opsjonspremier - totalt i mill. NOK	Opsjonspremie i kr pr. MWh
2006/2007	415	891	26,1	29
2007/2008	405	420	14,9	37

Kilde: Statnett

Opsjonspremien pr. MWh ble høyere i 2007/2008 enn i 2006/2007 men den ble lavere per MW. Det ble også mottatt færre bud i andre sesong enn i første, men budene har vært oppfattet som mer reelle. Statnett oppgir at en årsak til økningen i realisert opsjonspremie har vært et regionalt fokus for kjøpene. Lavere innkjøpt volum i MWh har hatt sammenheng med mindre ønsket innkjøp i fra Statnett.

For begge årene er erfaringen at det ville vært ønskelig med et høyere volum og lavere priser på budene i ordningen. Kostnadene har vist seg å være høyere enn det Statnett hadde forventet. Opsjonspremien har vist seg høyere enn ventet også ved lav sannsynlighet for anvendelse fordi det har vist seg at aktørene uansett må foreta tiltak for å kunne møte forpliktelsene i opsjonen. De gjør derfor i liten grad en sannsynlighetsvurdering for anvendelse ved prising av opsjonene. Innløsningsprisen har i begge sesongene blitt påvirket av de generelt gode konjunktorene for industrien som har gitt høye produktpriser. I tillegg gjør graden av spesialisering i visse deler i industrien det tidkrevende og kostbart for bedriftene å skaffe alternative leveranser til sine kunder. Aktørene har også nevnt at det er vanskelig å videreføre energiopsjonen i kontrakter til sluttkundene. Kundeforpliktelser har altså vært viktig for dimensjonering av de tilbudte volumene.

Evalueringene viser at aktørene har brukt betydelige ressurser på å avdekke og estimere egne kostnader for å ha et grunnlag for prising av budene. En positiv virkning av dette er at det har økt aktørenes bevissthet rundt egen forbruksfleksibilitet. En annen erfaring er at sammenlignbare virksomheter har valgt å prise opsjonene på svært ulik måte, slik at det har vært vanskelig å vurdere størrelsen på de reelle kostnadene som ligger bak budene.

Statnett vurderer at volumene i ordningen så langt har gitt et verdifullt bidrag til håndtering av SAKS-situasjoner. Særskilt har det gitt en vesentlig reduksjon i

sannsynligheten for rasjonering i Midt-Norge og til en viss grad i Sør-Norge. Statnett har uansett uttrykt et ønske om at volumet skulle vært høyere for å sikre et enda mer kraftfullt virkemiddel. Tilbudt volum har vært avhengig av industriprosessens naturlige fleksibilitet, men også av selskapenes vurdering av ordningen. Flere aktører har ytret at endringer i utformingen av ordningen, det vil si mindre grad av standardisering, kan bidra til økte volumer.

Aktørene i ordningen er stort sett fornøyde selv om de har ønsket noen endringer i utformingen. Noe av dette har også blitt tatt til følge men i mindre grad da man har ønsket å videreføre ordningen så mye som mulig i samme utforming som tidligere nevnt. NVE har derimot flere ganger uttrykt opptil vesentlig usikkerhet rundt om energiopsjoner er et effektivt virkemiddel for å unngå rasjonering i en SAKS-situasjon. NVE har så langt vurdert at det ikke har fremkommet et entydig svar på dette i de periodene ordningen har vært og har derfor så langt godkjent ettårige forlengelser av ordningen. De har ikke godkjent en permanent innføring slik Statnett har ønsket. For året 2008/2009 ønsket NVE å legge strengere krav til grunn for ordningen i hovedsak knyttet til hvilke områder ordningen skulle kunne gjelde for. Dette ble påklaget av Statnett til Olje- og energidepartementet, som gav Statnett medhold. Ordningen ble dermed videreført i stort sett samme form som før og slik den har vært beskrevet over.