

Rapport 2006-064

**Innmatningsordning
for fornybar
elektrisitet**



Innmatningsordning for fornybar elektrisitet

Utarbeidet for
Olje- og
energidepartementet

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
1 INNLEDNING	5
1.1 Bakgrunn.....	5
1.2 ECONs oppdrag.....	5
1.3 ECONs tilnærming til oppdraget.....	6
1.4 Definisjoner og avgrensninger.....	6
2 MÅL OG VIRKEMIDLER FOR FORNYBAR KRAFT	7
2.1 Myndighetenes mål på miljø- og energiområdet	7
2.2 EUs mål for fornybar energi	8
2.3 Uklart forhold mellom mål og virkemidler.....	8
2.4 Hvilke mål skal støtte til fornybar kraftproduksjon dekke?	9
2.4.1 Vurderingskriterier for en støtteordning til fornybar kraft	10
3 MARKEDET FOR NY FORNYBAR KRAFT I NORGE	13
3.1 Teknologier og kostnader	13
3.2 Aktører	16
3.3 Rammebetingelser for ny fornybar kraft i Norge	17
3.3.1 Konsesjonsbehandlingen	17
3.3.2 Økonomiske rammevilkår.....	19
4 ALTERNATIVE UTFORMINGER AV INCENTIVMODELLER FOR FORNYBAR KRAFT	21
4.1 Innledning	21
4.2 Mengderegulering vs. Kompensasjonsregulering.....	22
4.3 Rettighetsbasert vs. søknadsbasert ordning	25
4.4 Teknologinøytralitet vs. differensiering mht. teknologier	28
4.5 Brukerfinansiering vs. statsstøtte.....	30
4.6 Konklusjon og perspektiver	30
5 ALTERNATIVE UTFORMINGER AV INNMATNINGSMODELLER... 35	
5.1 Evaluering av modellene	35
5.2 Kvantitative analyser	38
5.2.1 Kostnadskurver for vannkraft og vindkraft	38
5.2.2 Forventede støttenivåer.....	39
5.2.3 Risiko for Enova og investorer	45
5.3 Begrensning av statlige overføringer.....	48
5.3.1 Tilskuddsordning der de statlige subsidiene begrenses til en viss andel av kostnadene.....	49
5.3.2 Grunnrenteskatt.....	51
5.4 Virkninger for systemkostnadene	51
6 SKISSE TIL EN NORSK INNMATNINGSORDNING FOR FORNYBAR KRAFT	53
6.1 Hovedpunktene i forslaget.....	53
6.2 Utdyping og drøfting av forslaget.....	54
6.2.1 Produksjonsstøtte basert på tillegg i kraftprisen.....	54
6.2.2 Teknologinøytralitet.....	55
6.2.3 Seksårige reguleringsperioder.....	56

6.2.4	Grunnrenteskatt.....	57
6.2.5	Køordning basert på registreringstidspunkt.....	57
6.2.6	Samordning med Enovas øvrige støtteprogrammer.....	57
VEDLEGG 1:	AKTØRER.....	61
VEDLEGG 2:	BEREGNINGSRESULTATER.....	63
V2.1	OEDs lave alternativ for vindkraft.....	63
V2.2	OEDs høye alternativ for vindkraft	69

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

Regjeringen har besluttet å opprette en ny støtteordning for fornybar energi basert på et Grunnfond. Det er aktuelt å utforme støtten som en feed in-ordning eller innmatningsordning, som innebærer at alle prosjekter som er kvalifisert til støtte får den samme kompensasjonen pr. kWh (eventuelt differensiert mellom teknologier). En slik ordning kan utformes på flere måter. En modell der støtten gis som et fast påslag på kraftprisen, vil resultere i høyest samfunnsøkonomisk effektivitet. En slik modell er dessuten velegnet gitt at ordningen skal finansieres via et fond og håndteres av Enova SF. Modeller med garanterte faste priser eller minstepriser eksponerer Enova for kraftprisrisiko og gir store variasjoner i de årlige støtteutbetalingene. Ordningen kan gjøres teknologinøytral eller differensieres mellom teknologier avhengig av hvilke mål som prioriteres. Det må også innføres en prioriteringsmekanisme ettersom rammen for den samlede støtten begrenses av fondets avkastning.

Bakgrunn

Regjeringen har besluttet å opprette et Grunnfond for fornybar energi og energieffektivisering. Avkastningen fra fondet vil inngå i det eksisterende Energifondet som Enova forvalter. Avkastningen av fondet er anslått til 800 millioner kroner når fondskapitalen kommer opp i 20 milliarder kroner. Det innebærer at den samlede rammen for tiltak med sikte på å fremme fornybar energi og energieffektivisering vil komme opp i 1,5 milliarder pr. år fra og med 2010.

Som en del av Regjeringens styrkede satsning på fornybar energi, er det besluttet å utrede nærmere en såkalt feed in-ordning for fornybar elektrisitet (heretter kalt innmatningsordning). Innmatningsordningen skal være rammestyrkt og finansieres innenfor Enovas samlede rammer.

ECON Analyse har fått i oppdrag av Olje- og energidepartementet å gjennomføre en utredning om økonomiske sider av innmatningsordningen.

Problemstilling

Hovedproblemstillingen i utredningen er å vurdere effektivitets- og fordelingsvirkninger av aktuelle tilskuddsordninger for ny fornybar energi i Norge.

Rapporten gir i tråd med utredningens mandat en bred vurdering av ulike former for tilskuddsordninger. Rapporten beskriver også et konkret forslag for hvordan en tilskuddsordning i tråd med Regjeringens føringer for ordningen kan utformes.

Konklusjoner og tilrådinger

Egenskaper med ulike modeller

Vi benytter i denne utredningen en typologi der et hovedskille går mellom modeller basert på *mengderegulering* eller *kompensasjonsregulering*. Andre viktige dimensjoner er *finansieringsform*, om modellene er *rettighetsbasert* eller *søknadsbasert* og om modellene er *teknologinøytrale* eller *differensierer* mellom ulike fornybare teknologier.

I prinsippet er det mulig å fritt kombinere disse dimensjonene. Grønne sertifikater kombinerer for eksempel mengderegulering, et rettighetsbasert system, (tilnærmet) teknologinøytralitet¹ og brukerfinansiering. Prosjektspesifikk støtte slik den forvaltes av Enova i dag, kombinerer kompensasjonsregulering, søknadsbasert system, offentlig finansiering og delmål for ulike teknologier.

Når det gjelder egenskapene ved de ulike dimensjonene, kan en trekke følgende generelle konklusjoner:

- Tilgangen på aktuelle prosjekter som kvalifiserer for ordningen er viktig for valget mellom mengde- og kompensasjonssystemer, og også for valget mellom rettighetsbaserte og søknadsbaserte systemer. Dersom grensekostadskurven er flat slik at de fleste aktuelle prosjekter koster omtrent like mye, kan et kompensasjonssystem komme til å utløse færre – eller flere – prosjekter enn planlagt. Men dersom grensekostnadene er bratt stigende kan den støtten som akkurat utløser det dyreste prosjektet, overkompensere de billigste.
- Det er viktig å ha et gjennomtenkt forhold til overkompensasjon, og et svar dersom overkompensasjon oppleves som urimelig. Grunnrentebeskatning av prosjekter som mottar støtte er et mulig virkemiddel.
- Teknologinøytralitet gir i utgangspunktet billigste løsning, men noen teknologier vil trolig skvises ut, mens andre vil bli overkompensert. Disse forholdene, samt EUs statsstøtteregler, kan reise krav om teknologidifferensiering. Teknologidifferensiering kan være begrunnet i teknologisk innovasjonspotensial eller fordelingsvirkninger.

Man kan etter vår vurdering ikke konkludere på teoretisk-økonomisk grunnlag at én enkelt støttemodell peker seg ut fremfor andre. Erfaringer med ulike tilskuddsordninger i andre land gir heller ikke noe entydig svar på hvilken støttemodell som er å foretrekke.

¹ At ordningen med grønne sertifikater ikke er helt teknologinøytral, skyldes at produksjonsanlegg kun kan selge sertifikater i en begrenset tidsperiode. Siden for eksempel vannkraftanlegg har vesentlig lengre levetid enn vindkraftanlegg, får altså et vindkraftanlegg selge sertifikater for en større andel av sin kraftproduksjon enn et vannkraftanlegg. Ordningen er således ikke helt nøytral, men favoriserer teknologier med lave kostnader og kort levetid fremfor teknologier med noe høyere kostnader, men lengre levetid. Med en sertifikatperiode på 15 år blir imidlertid utslagene i en nåverdiberegning liten.

Den aktuelle modellen for denne utredningen, en rettighetsbasert kompensasjonsmodell basert på offentlig finansiering, peker seg ut dersom

- Administrasjons- og transaksjonskostnadene ved søknadsbaserte ordninger er eller antas å være store.
- Eventuell overkompensasjon til prosjekteiere kan håndteres gjennom utenforliggende virkemidler. Alternativt kan det være at overkompensasjon ikke anses som et viktig problem, for eksempel fordi prosjekteierne er offentlige, småbedrifter og bønder (minivannkraft).
- Det ikke er ønskelig å heve strømprisen ytterligere gjennom en særavgift.
- Antallet prosjekter som kvalifiserer til ordningen kan estimeres forholdsvis treffsikkert, noe som vil være tilfelle dersom grensekostnadskurven er forholdsvis bratt stigende. Alternativt kan man regulere mengden for eksempel ved kødannelse.

Utforming av en innmatningsordning

Vi har vurdert ulike utforminger av en innmatningsordning der produsentene blir kompensert for merkostnadene ved å produsere ny fornybar energi etter en fastlagt modell. Variantene som er analysert inkluderer:

- Fastpris, der produsentene garanteres en fast pris pr. levert kWh.
- Garantert minstepris, der produsentene mottar minsteprisen når markedsprisen for kraft ligger under minsteprisen, ellers får produsentene markedsprisen.
- Fast påslag, der produsentene får et fast tillegg pr. produsert kWh.

Konklusjonen er at en modell med fast påslag er den beste varianten.

En modell med fast påslag vil gi mindre usikkerhet i de årlige støtteutbetalingene og fjerne prisrisikoen for Enova sammenlignet med de øvrige variantene som er vurdert. Modellen er dessuten den beste modellen ut fra hensynet til effektiviteten i forhold til kraftmarkedet. Det skyldes at produsentene forholder seg til den løpende kraftprisen og at de dermed har mulighet til å styre produksjonen inn mot perioder med høye priser.

Skisse til innmatningsordning for fornybar kraft

Vi vil avslutningsvis skissere hvordan en innmatningsordning for fornybar kraft konkret kan utformes. Modellen tar hensyn til de føringene for hvordan modellen skal utformes som er gitt i mandatet, selv om det er en rekke detaljer som må analyseres nærmere før modellen kan implementeres. Vi foreslår følgende:

- Ordningen utformes som en rettighetsbasert innmatningsmodell basert på et tillegg til kraftprisen. Tillegget utformes som et fast kronebeløp pr. produsert kWh. Det forslås at støtten kommer til utbetaling hvert år over en standardisert levetidsperiode i forhold til faktisk produksjon i hvert enkelt år.
- Forskjeller i påslagene reflekterer antatte forskjeller i eksterne virkninger (for eksempel ulike innovasjonspotensial mellom teknologier). Også fordelingsvirkninger kan begrunne en differensiering mellom ulike

teknologier. Dersom man ikke har gode grunner til å anta at det er forskjeller i eksterne virkninger, eller dersom fordelingsvirkningene ikke vektlegges, bør ordningen gjøres teknologinøytral.

- Det innføres seksårige reguleringsperioder der tillegget i kraftprisen holdes fast for alle inngåtte kontrakter gjennom prosjektenes totale standardiserte levetidsperioder. Ved inngangen til en ny reguleringsperiode kan tilleggene justeres. Eventuelle justeringer gjøres på grunnlag av endringer i kraftpriser, kostnadsutviklingen for de ulike teknologiene samt de erfaringene man har høstet i den foregående perioden.
- Grunnrenteskatt innføres for de vannkraftanleggene som kommer inn under ordningen. For nye vannkraftanlegg som velger å stå utenfor ordningen, foreslås det ingen endringer i beskatningen.
- Prioriteringen mellom prosjekter innenfor Enovas ramme skjer i henhold til når prosjektene registreres hos Enova. Det betyr at prosjekter som har fått konsesjon for utbygging og som ønsker å komme inn under ordningen, må registrere seg hos Enova og at det etableres en køordning etter prosjektenes registreringstidspunkt.

Det legges til grunn at avkastningen fra det nye Grunnfondet skal samordnes med det eksisterende Energifondet som i dag forvaltes av Enova. Det samlede støttebeløpet for samtlige programmer er dermed begrenset av en totalramme på om lag 1,5 milliarder kroner fra og med 2010. Dette beløpet skal dekke en rekke ulike formål, som ulike former for tilskudd til fornybar kraft, varmeproduksjon og energieffektivisering, informasjon om energibruk og -effektivisering, støtte til umodne energiteknologier, vrakpantordning for oljekjeler, infrastruktur av fjernvarme og administrasjon av Enova. En rettighetsbasert tilskuddsordning for fornybar kraft må samordnes med Enovas øvrige støtteprogrammer, ikke minst for å sikre at ordningen ikke spiser opp en for stor del av den totale rammen.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Regjeringen har besluttet å opprette et Grunnfond for fornybar energi og energieffektivisering. I statsbudsjettet for 2007 blir det foreslått å skyte inn 10 milliarder kroner i fondet fra 1. januar 2007. Fondet foreslås økt med ytterligere 10 milliarder kroner fra 1. januar 2009. Avkastningen av fondet er anslått til 800 millioner kroner når fondskapitalen kommer opp i 20 milliarder kroner. Denne avkastningen vil inngå i det eksisterende Energifondet som Enova forvalter.

Gjennom Energifondet, som finansieres gjennom påslaget på nettariffen, forvalter Enova i dag om lag 700 millioner kroner årlig til støttetiltak for fornybar energi. Med avkastningen fra det nye grunnfondet vil Enova disponere om lag 1,5 milliarder kroner årlig. Regjeringen har varslet at den vil arbeide videre med å utforme en innmatningsordning (Feed in-ordning) for fornybar elektrisitet fra vindkraft, små vannkraftverk og biokraft-varmeanlegg, med sikte på å presentere en slik ordning i statsbudsjettet for 2007. Denne ordningen vil bli finansiert innenfor Enovas samlede rammer. Ordningen skal også forvaltes av Enova sammen med de øvrige oppgavene den nye satsingen innebærer. Sistnevnte omfatter å styrke infrastrukturen for fjernvarme, stimulere til energieffektivitet og oppvarming basert på fornybar energi i husholdningene og etablere en vrakpantordning for oljekjeler.

1.2 ECONs oppdrag

ECON har av Olje- og energidepartementet fått i oppdrag å analysere alternative utforminger av en tilskuddsordning for fornybar elektrisitet. Dette innebærer at utredningen har et bredere utgangspunkt enn bare å vurdere ulike utforminger av innmatningsordninger. Oppdraget har bestått av følgende deler:

- Generell redegjørelse for hvilke hensyn en tilskuddsordning bør ivareta.
- Beskrivelse av aktørene, markedet og rammeverket for tilskuddsordningen og hva som karakteriserer disse.
- Redegjørelse for og drøfting av egenskaper ved ulike innmatningsordninger som:
 - Fastpris: der staten overtar prisrisikoen og betaler mellomlegget ved markedspris lavere enn fastprisen og tjener inn mellomlegget ved markedspris høyere enn fastprisen.

- Minstepris: der staten overtar prisrisiko og betaler mellomlegget ved markedspris lavere enn minsteprisen, mens produsentene tar inn mellomlegget ved markedspris høyere enn minsteprisen.
- Fast premium/tillegg til markedspris: der produsentene beholder prisrisikoen og staten betaler et fast beløp pr. kWh til produsentene uavhengig av markedsprisen.
- Redegjørelse for og drøfting av aktuelle, alternative utforminger av en tilskuddsordning.
- Vurdering av ”feed in” mot alternative ordninger i lys av forutsetningene og andre viktige hensyn.
- Konklusjon med hensyn til hvilken innmatningsordning som er å foretrekke, gitt at man skal ha en innmatningsordning.
- Fremstilling av konklusjonene av drøftelsen med talleksempler som kan illustrere ulike egenskaper ved alternative ordninger.

Oppdraget omfatter ikke noen vurdering av ordningenes lovlighet i forhold til EØS-regelverket, ettersom dette ivaretas av en annen utredning.

1.3 ECONs tilnærming til oppdraget

Oppdraget er gjennomført i løpet av perioden juni-august. Vi har i denne perioden hatt møter med ulike bransjeaktører, som har lagt fram sitt syn på hvordan den nye ordningen bør utformes, se vedlegg 1 for en liste over de aktører vi har vært i kontakt med. Videre har vi foretatt en litteraturgjennomgang som grunnlag for å vurdere ulike ordningers egenskaper, og sett på erfaringene fra en del land med forskjellige støtteordninger for fornybar elektrisitet. Dessuten har vi utarbeidet en egen regnearkmodell for å gjøre enkle beregninger av virkningene av ulike innmatningsmodeller på realiseringen av ny produksjonskapasitet, støtteutbetaling over tid og utviklingen i produsentoverskuddet.

1.4 Definisjoner og avgrensninger

Fornybar elektrisitet omfatter all kraftproduksjon som er basert på fornybare energikilder, som for eksempel vann, vind, biomasse, bølger/tidevann og sol. Vi har i denne utredningen konsentrert oss om vann- og vindkraft, men biobasert kraft blir også behandlet i noen grad. Øvrige kraftkilder blir ikke behandlet, først og fremst grunnet at disse foreløpig er marginale energikilder og at kostnadsdata mv. for disse teknologiene ikke har vært tilgjengelige.

2 Mål og virkemidler for fornybar kraft

2.1 Myndighetenes mål på miljø- og energiområdet

Norske myndigheter har i dag en rekke overordnede mål knyttet til produksjon av kraft og miljøproblemene knyttet til dette. De viktigste målene er (jfr. St.prp. 1 (2005-2006 Olje- og energidepartementet):

- Reduserte utslipp av CO₂ og andre klimagasser for å oppfylle Norges forpliktelser under Kyoto-protokollen.
- Reduksjon av andre skadelige utslipp til luft (NO_x, VOC, PM etc.) for blant annet å oppfylle Gøteborg-protokollens krav.
- Ivareta hensyn til biologisk mangfold, kulturlandskap og friluftsliv i forbindelse med vassdragsutbygginger
- Sikre en effektiv, sikker og konkurransedyktig kraftforsyning.
- Sikre nødvendig fleksibilitet i energisystemet for å dekke opp svingninger i vannkraftproduksjonen.
- Gjennom offentlige støttetiltak i regi av Enova bidra til å realisere eller frigjøre/spare minst 12 TWh innen 2010 i form av:
 - 3 TWh vindkraft
 - 4 TWh vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, spillvarme og varmepumper, og
 - resten i form av redusert energibruk (sparing og energieffektivisering).
- Arbeide for at nye teknologiske løsninger som bygger opp under varig og langsiktig energiomleggingen blir tatt i bruk.
- Bidra til miljøvennlig bruk av naturgass i Norge.

I tillegg finnes det en rekke ulike delmål knyttet til forskning og utvikling, vannressursforvaltning mv.

2.2 EUs mål for fornybar energi

EC (2005) presenterer EUs mål for fornybar energiproduksjon og gjennomgår virkemiddelbruken for å fremme denne typen produksjon. Det heter i meddelelsen at det er alminnelig enighet om fordelene ved å øke fornybare energikilders andel av elektrisiteten som produseres i EU, ettersom dette medfører:

- Bedre energiforsyningssikkerhet
- Økt konkurransevne for fornybare energiteknologier
- Reduserte utslipp av klimagasser fra EUs elsektor
- Reduserte utslipp av forurensende stoffer på regionalt og lokalt plan
- Bedre økonomiske og sosiale utsikter for rurale distrikter og isolerte områder.

Derfor har EU satt som mål at 21 prosent av elforsyningen skal komme fra fornybare energikilder i 2010, jfr. Rådets direktiv 2001/77/EF. Medlemslandene har i overensstemmelse med dette fastsatt individuelle mål for elproduksjon fra fornybare kilder. Landene står fritt til å velge den støtteordning de foretrekker for å nå målene, og det kan de fortsette med i en overgangsperiode på minst 7 år etter vedtakelsen av en ny EU-forskriftsramme.

I 2003 utgjorde fornybare kilder 14 prosent av elproduksjonen i EU 25 (EC, 2005). De fornybare kildene omfatter biogass, biomasse og bioavfall, vannkraft, sol (photovoltaics og termisk), bølge- og tidevannskraftverk, vind og jordvarme.

2.3 Uklart forhold mellom mål og virkemidler

I denne rapporten fokuseres det på ny fornybar kraftproduksjon. De tallfestede målene for fornybar energiproduksjon kan betraktes som avledede mål av de øvrige eller som virkemidler for å nå de øvrige målene.

Ut fra økonomisk teori er det mest kostnadseffektivt å rette virkemiddelbruken direkte mot de målene man har satt seg. Det er også viktig å ha like mange virkemidler som en har mål. Flere virkemidler enn mål gjør systemet overbestemt, og vil ikke bidra til kostnadseffektive løsninger. Færre virkemidler enn mål gjør det derimot ikke mulig å oppnå alle målene samtidig bortsett fra i spesialtilfeller.

De virkemidler som drøftes i denne rapporten er ulike former for subsidier til produksjon av kraft basert på fornybare kilder. Grunnlaget for en slik subsidie bør være at den varen som subsidieres har en verdi ut over hva brukerne er villige til å betale (Hoel, 2006). I vårt tilfelle betyr dette at fornybar kraftproduksjon antas å ha en verdi for samfunnet som er høyere enn markedsprisen for kraft.

De mål som fornybar kraftproduksjon kan forventes bidra til er først og fremst de miljørelaterte målene om reduserte utslipp av klimagasser og andre stoffer, økt leveringssikkerhet og fleksibilitet og utvikling av ny energiteknologi. Vi vil nedenfor kort drøfte subsidier til fornybar kraftproduksjon kontra andre virkemidler for å nå disse målene.

Reduserte utslipp av klimagasser og øvrige stoffer til luft begrenses mest kostnadseffektivt gjennom kvotesystemer, avgifter, reguleringer eller evt. andre virkemidler rettet direkte mot utslippene slik en blant annet har i dag. I dag er det tilnærmet null utslipp fra kraftproduksjon i Norge, slik at en støtteordning for fornybar elproduksjon ikke kan begrunnes med reduserte innenlandske utslipp. En begrunnelse kunne eventuelt være å redusere utslippene i andre land ved å redusere importen av fossilbasert kraft eller å redusere eventuelle fremtidige utslipp fra kraftsektoren i Norge, men også dette kan gjøres mer effektivt gjennom andre virkemidler. Kyoto-protokollen fordeler utslippskravene mellom landene, og Norge har gjennom denne avtalen kun ansvar for egne utslipp. Det europeiske systemet for handel med utslippskvoter for CO₂ (EU ETS), som ble etablert 01.01.2005 som et første steg i implementeringen av Kyoto-protokollen i EU, gir bl.a. utslag i form av økt kraftpris som i seg selv vil medføre at fornybar produksjon blir mer lønnsom.

Ulemper knyttet til vann- og vindkraftutbygging ivaretas gjennom verneplaner og selve konsesjonsbehandlingen, hvor det settes krav for å begrense skadene ved en eventuell utbygging.

Hensynet til leveringssikkerhet for kraft og fleksibilitet i forhold til vannkraftsystemet ivaretas blant annet gjennom samspillet med kraftsystemene i andre land, og gjennom andre energibærere i det innenlandske varmemarkedet. En eventuell støtte til ytterligere leveringssikkerhet, gir imidlertid ingen grunn til å støtte utbygging av fornybare energikilder spesielt. Dette argumentet måtte i så fall tilsi en generell støtte til utbygging av all kraftproduksjon.

Et argument for å støtte elproduksjon fra vind, vann og biomasse kunne være å fremme teknologiutviklingen for disse måtene å produsere el på. EU har mål om dette og Norge har målet om å "arbeide for at nye teknologiske løsninger som bygger opp under varig og langsiktig energiomleggingen blir tatt i bruk". Det blir også hevdet at teknologien for små vannkraftverk ikke er tilfredsstillende utviklet for norske forhold. I dag leveres ofte "nedskalerte" storanlegg som blir unødige dyre og kompliserte, og mye importert teknologi passer ofte dårlig i Norge. En støtteordning for å fremme utbyggingen av små kraftverk kan muligens bidra til en langsiktig utvikling av teknologier som er billigere, mer effektive og passer bedre for norske forhold.

EUs målsetning om teknologiutvikling er nok avledet av ønsker om å støtte hjemlige produsenter av disse teknologiene. Vi har noen få slike teknologiprodusenter også i Norge, men ikke noe uttalt politisk mål om å støtte disse gjennom energipolitikken.

2.4 Hvilke mål skal støtte til fornybar kraftproduksjon dekke?

Gjennomgangen ovenfor viser at støtte til fornybar kraftproduksjon i de aller fleste tilfeller ikke er den beste måten å nå de bakenforliggende målene, muligens med unntak for ønsket om å fremme utvikling av energiteknologier. Støtte til fornybar elektrisitet kan imidlertid være et nest best virkemiddel, som kan brukes hvis de beste virkemidlene er praktisk vanskelig å bruke eller politisk uakseptable.

Regjeringen Stoltenberg har i Soria Moria-erklæringen stilt opp et mål om et mer miljøvennlig og variert energisystem, og deler av dette målet ble i juni 2006 konkretisert til et mål om 30 TWh økt fornybar energiproduksjon og energieffektivisering fra 2001 til 2016. Det er i lys av dette målet som innføringen av en støtteordning til fornybar kraftproduksjon drøftes videre i rapporten.

2.4.1 Vurderingskriterier for en støtteordning til fornybar kraft

En god støtteordning bør bidra til en rask og treffsikker måloppnåelse, være samfunnsøkonomisk effektiv, ha ønsket fordelingsvirkninger og ikke utsette Enova for uakseptabel risiko. Nedenfor drøftes disse kriteriene i noe mer detalj.

Effektivitet med hensyn på måloppnåelse

1. Treffsikkerhet mht. kvantitative mål

Kriteriet gjelder ordningens egenskaper med sikte på å treffe de kvantitative målene som myndighetene har for innfasing av ny fornybar kraft. På dette punktet kan det være store forskjeller mellom ulike modeller. En viktig grunn til forskjellene kan være ulikheter i informasjonsbehov når selve modellen skal implementeres. Modeller der treffsikkerheten er avhengig av at myndighetene kjenner de faktiske underliggende kostnadsforholdene, vil skåre lavt på dette kriteriet.

En viktig forutsetning for å oppnå de kvantitative målene er at det er attraktivt for aktørene å utvikle prosjekter og bygge ut anlegg for fornybar kraft. Både prosjektenes forventede lønnsomhet og risiko har betydning for dette. Støttenivå samt ordningens langsiktighet og forutsigbarhet bidrar til støtteordningens effektivitet mht. å få realisert prosjekter innenfor fornybar kraftproduksjon. Det er viktig å understreke at det ikke bare er ordningens økonomiske attraktivitet som har betydning for realiseringseffektiviteten. Også andre begrensninger som for eksempel nettilgang og administrative begrensninger knyttet til konsesjonsbehandlingstid mm. kan også virke inn.

2. Stimulans til innovasjon og teknologiutvikling

Som nevnt ovenfor er en vanlig begrunnelse for å etablere støtteordninger å stimulere til innovasjon og teknologiutvikling med sikte på å forbedre konkurranseevnen for nye fornybare teknologier. Et viktig kriterium for en støtteordning er dermed dets evne til å stimulere FoU-aktivitet som bidrar til kostnadsreduksjoner og som ellers ikke ville funnet sted. Et delaspekt vil gjelde ordningens evne til å støtte umodne teknologier med det største fremtidige potensialet.

Samfunnsøkonomiske effektivitetshensyn

3. Effektivitet i prosjektrealisering

Det er ønskelig at støtteordningen realiserer de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene først. Det er imidlertid ikke nødvendigvis slik at de prosjektene som gir størst volum (antall kWh) for et gitt støttebeløp er de beste. Verdien av kraften kan være ulike mellom ulike prosjekter. Dersom det er

flaskehals i nettet, vil for eksempel kraft produsert i underskuddsområdet være mer verdt enn kraft produsert i overskuddsområdet. Selv om et prosjekt således har noe høyere kostnad pr. kWh enn et annet, vil det være samfunnsøkonomisk mer lønnsomt dersom forskjellen i gjennomsnittlig spotpris mer enn oppveier kostnadsforskjellen.

Den marginale verdien av kraft reflekteres i spotprisen og denne varierer både over tid (fra time til time) og mellom ulike områder av landet. En støtteordning der produsentenes fortjeneste avhenger av kraftprisen vil derfor gjøre samfunnsøkonomisk mer lønnsomme prosjekter også mer bedriftsøkonomisk lønnsomme.

4. *Effektiv kraftproduksjon*

Noen vannkraftprodusenter har fleksibilitet i sin produksjon. Det betyr at de innenfor visse grenser kan velge å lagre tilsig og produsere kraften på et senere tidspunkt. Dette vil primært gjelde større vannkraftanlegg, men siden de første 3 MW blir/kan bli støtteberettiget vil dette punktet være relevant². Det er ønskelig at støtteordningen gir disse produsentene incentiver til å flytte sin produksjon til timer med høy kraftpris. Da vil den samlede effektiviteten i kraftmarkedet bli høyere enn om disse produsentene for eksempel har en jevn produksjon.

5. *Kostnadseffektivitet i investeringer og drift*

Støtteordningens egenskaper med hensyn til kostnadseffektivitet er knyttet til hvordan marginale endringer i kostnadene påvirker aktørenes økonomiske resultater. Modeller der støttebeløpet øker/redueres med økende/fallende kostnader, gir svakere incentiver til kostnadseffektivitet enn modeller der støttebeløpet gjøres uavhengig av kostnadene. Modeller der støttebeløpene gjøres avhengig av prosjektenes kostnader, vil generelt skåre lavt på dette kriteriet.

6. *Lite effektivitetstap ved finansieringen*

Det er ulike måter å finansiere støtteordningen, for eksempel over statsbudsjettet eller ved et påslag i nettariffene. Uansett, vil det være et effektivitetstap knyttet til finansieringen. Finansdepartementet (2005) anbefaler at en i samfunnsøkonomiske analyser legger til grunn at hver krone som finansieres over statsbudsjettet vil gi et samfunnsøkonomisk tap på om lag 20 prosent. Brukerfinansiering gir også samfunnsøkonomiske tap dersom den fører til at sluttbrukerprisen for strøm overstiger de marginale kostnadene. Det er derfor ønskelig med et så lite effektivitetstap som mulig. Det er derfor også ønskelig med så lavt støttebeløp per kWh som mulig.

7. *Administrasjonskostnader*

Dette punktet gjelder hvor kostbar ordningen er å administrere for myndighetene og hvilke ekstrakostnader ordningen påfører aktørene i form av utredninger,

² Hvordan man skal tilordne den samlede produksjonen i et kraftverk med mer enn 3 MW til henholdsvis de første 3 MW og de resterende MW må avklares. Én mulighet er å definere en andel av produksjonen lik andelen 3 MW utgjør av samlet effektkapasitet som grønn produksjon. Denne definisjonen kan gjøres gjeldende time for time. Andre definisjoner er også mulige.

rapporteringer og andre krav. Det er imidlertid viktig å merke seg at det bare er eventuelt ekstraarbeid utover hva utbyggere uansett må gjøre. Kostnader med å utarbeide materiale som selskapets styre trenger for å ta en investeringsbeslutning skal således ikke regnes med som administrasjonskostnader ved ordningen.

I tråd med at finansdepartementets råd om 20 prosent samfunnsøkonomisk tap for hver krone som finansieres over statsbudsjettet, bør ressursforbruk på offentlig hånd bør multipliseres med 1,2 for å ta hensyn til finansieringskostnadene.

Fordelingsvirkninger

8. Fordelingsvirkninger for produsenter, forbrukere og staten

Med fordelingsvirkninger mener vi hvordan ordningen påvirker produsent- og konsumentoverskudd for ulike grupper. For eksempel vil spesielle former på kostnadskurvene sammen med rettighetsbaserte ordninger kunne gi store utslag ved at produsenter med lave kostnader vil kunne komme svært gunstig ut. Om ordningen er brukerfinansiert eller finansieres gjennom skatteseddelen vil også påvirke fordelingsvirkningene. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er ikke en fordeling bedre enn en annen, men myndighetene kan ha politiske preferanser. Avhengig av disse preferansene, kan ulike modeller skåre ulikt på dette kriteriet.

Legale og administrative forhold

9. Ordningens innvirkning på Enovas budsjettbalanse og risikoeksponering

Enovas muligheter til å inngå avtaler med produsenter av fornybar kraft er begrenset av de rammene som er satt. Enova må sette av midler innenfor det enkelte års budsjetttramme som følger av de enkelte avtalene som Enova inngår med produsentene. Dersom støtten fordeles over flere år, må Enova enten ta forbehold i den enkelte kontrakt om Stortingets årlige bevilgningsvedtak, eller sette av midler til å dekke utbetalinger i hele avtaleperioden. Dette setter klare begrensninger på hvor mye usikkerhet som Enova kan ta med hensyn på støttebeløpenes størrelse. Ordninger med stor usikkerhet når det gjelder støttebeløpenes størrelse vil derfor skåre lavt på dette kriteriet.

3 Markedet for ny fornybar kraft i Norge

3.1 Teknologier og kostnader

Vindkraft

I følge NVEs hjemmesider (www.nve.no) er i alt 12 vindkraftanlegg satt i drift med en installert effekt på totalt 281,2 MW. Av disse er Statkrafts anlegg på Smøla det desidert største med en effekt på 150 MW. Dessuten har 10 anlegg med installert effekt på i alt 850 MW fått konsesjon, men disse anleggene er foreløpig ikke satt i drift. Ytterligere 36 anlegg på til sammen ca. 4.297 MW er under konsesjonsbehandling, og 45 anlegg er forhåndsmeldt. Endelig har 5 søkere fått avslag på konsesjonssøknaden.

Ifølge OED (2004) bør antall brukstimer kunne ligge på i overkant av 3.000 timer/år for en vindturbin på godt egnede steder (OED, 2004). Tabell 3.1. viser produksjonspotensialet for vindkraft når 3.000 brukstimer pr. år legges til grunn.

Tabell 3.1 Årlig produksjonspotensial for vindkraft. GWh.

Igangsatte anlegg	844
Konsesjonsgitte, men ikke idriftssatte anlegg	2.550
Anlegg under konsesjonsbehandling	12.891
Sum	16.285

Kilde: ECON

Vi har i tabell 3.1 forutsatt at alle anlegg som er under konsesjonsbehandling faktisk får konsesjon, noe som antakelig ikke er realistisk. Uansett ser vi av tabellen at vindkraft vil kunne utgjøre et tilskudd til kraftproduksjonskapasiteten i Norge på i størrelsesorden 15 -16 TWh/år.

Små vannkraftverk

Små kraftverk brukes vanligvis som en samlebetegnelse på følgende kategorier (OED, 2003):

- Mikrokraftverk: Installert effekt <100 kW
- Minikraftverk: Installert effekt mellom 100 kW og 1.000 kW
- Småkraftverk: Installert effekt fra 1.000 kW til 10.000 kW

NVE har utviklet en metode for digital ressurskartlegging av små kraftverk mellom 50 og 10 000 kW. Samlet er det funnet omkring 18 TWh i 4128 prosjekter, med investeringskostnad under 3 kr/kWh. I tillegg kommer omtrent 7 TWh fra Samlet plan slik at potensialet for små kraftverk under 10 MW med investeringsgrense 3 kr/kWh er rundt 25 TWh. NVE antar at det er realistisk å realisere ca. 5 TWh av dette potensialet i løpet av en ti års periode.

Av de kraftprosjekter som vurderes koblet (politisk) til ulike støtteordninger i dag, er det kun små vannkraftverk som ser ut til å bære seg økonomisk også uten støtte. (kfr vind, bølge, bio mv.)

NVE har per 1. juli 2006 139 søknader med et potensial på 1,7 TWh til behandling. I tillegg har man til kvalitetssikring og vurdering 83 prosjekter med et potensial på ca 1 TWh, der formell søknad ikke er mottatt.

Nedenstående tabell viser status med hensyn til konsesjonsbehandlingen i NVE for små kraftverk medio 2006. Disse prosjektene fordeler seg over landets fylker med en sterk overvekt på Vestlandet og i Nordland. Dagens Næringsliv har i en artikkel 7. juli 2006 fordelt NVEs prosjektoversikt på landets fylker, gjengitt som tabell 3.2:

Tabell 3.2 Status for NVEs behandling av små kraftverk medio 2006, fordelt på fylker. Årlige produksjonstall som omsøkt (dvs. brutto) og som gitt i endelige konsesjoner (i GWh).

Fylke	Gitte konsesjoner 1.1.2000 – 30.6.2006	Registrerte søknader og søknader på vei inn per 30.6.2006
Sogn og Fjordane	331,4	622,3
Nordland	146,2	628,5
Møre og Romsdal	150,3	424,2
Finnmark	30,0	14,5
Aust-Agder	32,7	74,6
Nord-Trøndelag	33,3	69,2
Hordaland	113,5	352,9
Hedmark	36,3	40,1
Buskerud	42,6	6,4
Oppland	25,8	28,9
Sør-Trøndelag	36,7	91,0
Vest-Agder	19,5	29,4
Telemark	14,5	85,1
Rogaland	21,0	102,8
Troms	2,8	106,8
Østfold	0,0	5,0
Akershus	0,0	1,0
Oslo	0,0	0,0
Vestfold	0,0	0,0
Sum	1.036,5	2.682,6

Kilde: Dagens Næringsliv (2006)

Utviklingen i antallet søknader – og innvilgede konsesjoner - har vært meget sterk de siste årene, som vist i tabell 3.3:

Tabell 3.3 Antall søknader om bygging av småkraftverk 2000-2006

År	Antall søknader	GWh
2000	6	47,1
2001	9	70,9
2002	12	125,4
2003	16	178,9
2004	25	247,8
2005	36	442,9
2006 (første halvår)	22	241,9

Kilde: NVE

Strømmen av søknader vil antagelig stabilisere seg på nåværende nivå, for så å avta, blant annet på grunn av behandlingskapasiteten. Antallet ferdigbehandlede søknader ventes også å stabilisere seg på mellom 40 og 50 per år med dagens bemanning.

Antallet avslag er beskjedent, men de fleste prosjekter reduseres for å lage dem mindre konfliktfylte. Det vanligste er pålegg om minstevannføring og reduksjon i installert effekt, sammen med flytting av inntak og kraftstasjonsplassering. Reduksjonen i forhold til omsøkt produksjon er skjønnsmessig anslått til 10 prosent og da som en kombinasjon av reduksjon pga. tiltak og som hele avslag.

Biobasert kraftproduksjon

Isachsen m.fl. (2005) anslår dagens biobaserte elproduksjon til ca. 0,5 TWh/år. Produksjonen skjer hovedsakelig i treforedlingsindustrien, i noen avfallsforbrenningsanlegg som gjerne er tilknyttet fjernvarme, og ved deponier og kloakkrenseanlegg.

Potensialet for biobasert elproduksjon er vurdert på bakgrunn av muligheten for kraftproduksjon i trelastindustrien, i fjernvarmeanlegg og fra avfall, jordbruk og skogbruk (Isachsen m.fl., 2005). For produksjonskostnader i området 20–100 øre/kWh vil det være mulig å skaffe til veie 450–500 GWh ny kraft innenfor et tidsperspektiv på 6 år. I tillegg kommer et potensial i treforedlingsindustrien på i størrelsesorden 300–500 GWh innenfor et tidsperspektiv på 15 år. Biogass kan bli produsert og utnyttet i relativt små anlegg for f.eks. gassmotorer, mens biobasert kraftvarmeproduksjon normalt vil innebære meget store anlegg for å være lønnsomme. I slike anlegg vil det være en utfordring å få avsetning for varmen til regningsssvarende priser, og det vil i følge Isachsen m.fl. (2005) dermed ikke være sannsynlig å tenke seg et stort antall slike anlegg.³

³ I ECON (2005) vises det til at den viktigste faktoren for bygging eller utvidelse av svenske kraftvarmeanlegg er at man har avsetning for den varmen som produseres. Støtten til den biobaserte kraften som produseres i disse anleggene (som gis i form av grønne sertifikater) vil kun påvirke utformingen av anleggene og muligens fremskynde investeringsbeslutningen, men vil i seg ikke være nok til å utløse en investering. Dette resonnementet vil sannsynligvis gjelde også for eventuelle norske kraftvarmeverk.

Birkeland m.fl. (2005) anslår at det innen 2016 kan introduseres ytterligere 10 TWh fornybar varme på Østlandet, forutsatt en gjennomsnittlig forbedring i rammebetingelsene på 10 øre/kWh. Det anslås at denne varmemengden vil erstatte om lag 6,8 TWh elkraft til oppvarming, og således indirekte bidra til økt krafttilgang.

3.2 Aktører

Myndighetsaktører

En rekke aktører er involvert i utbygging og drift av fornybare kraftressurser. På myndighetssiden vedtar *Stortinget* de lovene som regulerer utbygging og drift av anleggene, og gjør årlige vedtak om skatte-, avgifts- og støtteordninger for virksomhetene. *Regjeringen* ved *Olje- og energidepartementet (OED)* har ansvaret for å følge opp Stortingets vedtak, og departementet utarbeider blant annet forskrifter og regler for saksbehandlingen av søknader om utbygging og drift av anlegg for produksjon av fornybar kraft samt støtteordninger for å fremme dette. Andre særlig berørte departementer er *Miljøverndepartementet (MD)*, for vurdering av de miljømessige sidene ved utbygging og drift av anleggene, og *Finansdepartementet (FIN)*, for utformingen av de økonomiske rammebetingelsene for virksomhetene.

Under Olje- og energidepartementet er følgende etater sentrale i forvaltningen av virkemidlene rettet mot utbygging og drift av fornybar kraftproduksjon:

- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Direktoratet har ansvaret for forvaltning av vann- og energiressursene i Norge, herunder konsesjonsbehandling av søknader om utbygging og drift av anlegg for kraftproduksjon. NVE er konsesjonsmyndighet for utbygging av vann- og vindkraftanlegg etter vassdragsreguleringsloven, vannressursloven, energiloven og industrikonsesjonsloven.
- Enova SF har ansvar for å fremme mer effektiv energibruk, økt produksjon av ny fornybar energi og miljøvennlig bruk av naturgass, og administrerer støtteordninger til disse formålene.

Bransjeaktører

Følgende aktører er sentrale:

- Kraftprodusentene. Småkraftforeninga oppgir at et par hundre små vannkraftverk er i drift i Norge i dag, se www.smakraftverk.com. Småkraft AS er den største aktøren med 55 konsesjonssøknader inne hos NVE, to verk i drift og ytterligere fem under bygging, se www.smaakraft.no. Selskapet eies av Statkraft, Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK), Skagerak Energi, Trondheim Energiverk og Agder Energi. Selskapet har som mål å bygge ut småkraftverk tilsvarende en årsproduksjon på 2,5 TWh. For øvrig består eierne av små vannkraftverk stort sett av bønder og andre grunneiere. Når det gjelder vindkraft er en rekke av de større vannkraftprodusentene involvert. I tillegg er det etablert flere selskaper med formål å bygge ut vindkraftprosjekter. Disse har ofte vannkraftprodusenter på eiersiden.

- Utstysleverandører og rådgivere mv. Det finnes i dag en rekke norske leverandører av komplette produksjonsanlegg eller av ulike deler til et produksjonsanlegg. Videre er det flere rådgivende ingeniørfirmaer og lignende som tilbyr hjelp til prosjektering, utforming av søknader og prosjektstyring i gjennomføringen av investeringene.
- Næringsorganisasjoner. Energibedriftenes landforening (EBL) er en landsforening under NHO som organiserer kraftprodusenter, nettselskap og rene handelsbedrifter. Småkraftforeninga organiserer eierne av små kraftverk. Norsk vindkraftforening, Norwea, er interesseorganisasjonen for norsk vindkraftbransje, mens Norsk Bioenergiforening, NoBio, er interesseforeningen for norsk bioenergibransje.

Andre berørte aktører

Andre aktører kan direkte eller indirekte bli berørt av en kraftverksutbygging. Dette er kommunene, som er verter for ulike produksjonsanlegg og som ofte spiller en rolle i konsesjonsbehandlingsprosessen (se nedenfor). Videre kan privatpersoner i nærheten av anleggene bli berørt, og endelig har ofte miljøvernorganisasjonene synspunkter på utbygging av denne type anlegg.

3.3 Rammebetingelser for ny fornybar kraft i Norge

3.3.1 Konsesjonsbehandlingen

Vannkraftanlegg

De viktigste rammene for vannkraftutbygging er gitt gjennom verneplanene, Samlet plan for vassdrag, industrikonsesjonsloven, vassdragsreguleringsloven og vannressursloven (OEDs Faktahefte, 2004). I disse sakene forestår NVE det koordinerende arbeidet i søknadsfasen. Etter at et prosjekt er avklart i forhold til samlet plan, starter selve søknadsprosessen med en melding. Meldingen blir lagt ut til offentlig ettersyn og sendt på høring til lokale myndigheter og organisasjoner. Deretter vurderer NVE, i samråd med andre myndigheter og berørte kommuner, om tiltaket skal konsekvensutredes i medhold av plan- og bygningslovens regler om konsekvensutredninger (KU). For tiltak som skal konsekvensutredes, fastsetter NVE endelig konsekvensutredningsprogram etter å ha forelagt dette for Miljøverndepartementet. Stilles det ikke krav om KU skal konsekvensene av utbyggingen likevel beskrives grundig som en del av konsesjonssøknaden.

Når utredningsprogrammet er gjennomført presenteres dette sammen med konsesjonssøknaden. Søknaden med eventuell KU blir sendt på høring til berørte myndigheter, organisasjoner og grunneiere for uttalelse. NVE foretar deretter en samlet vurdering av saken, og oversender sin innstilling til OED som tilrettelegger saken for Regjeringen og legger fram en tilråding basert på NVEs innstilling og berørte fagdepartementers og lokale myndigheters syn. Deretter fatter Regjeringen vedtak om utbygging i form av en kongelig resolusjon. Store eller kontroversielle saker forelegges Stortinget i form av en proposisjon før konsesjonen formelt gis. Fra melding sendes første gang til endelig konsesjon eventuelt foreligger kan det ta mange år, avhengig av grad av konflikt med andre interesser.

NVE har fått delegert myndighet til å gi konsesjon etter vannressursloven for kraftverk med installert effekt <10 MW og som ikke innebærer regulering av vassdraget. Mange av kraftverkene med effekt <1 MW er fritatt fra konsesjonsplikt og trenger bare byggetillatelse, og disse søknadene behandles av kommunen. Dette bidrar til en raskere saksprosess. Likevel kan behandlingen av søknadene for bygging av små kraftverk ta mellom 4 og 5 år med den kapasiteten NVE har i dag til å behandle søknadene, se DN (2006). NVE regner med å kunne behandle mellom 40 og 50 konsesjonssøknader per år med den kapasiteten direktoratet har i dag. NVE arbeider for tiden med et sett av nye retningslinjer som skal sikre en bedre helhetlig forvaltning av kraftressursene.

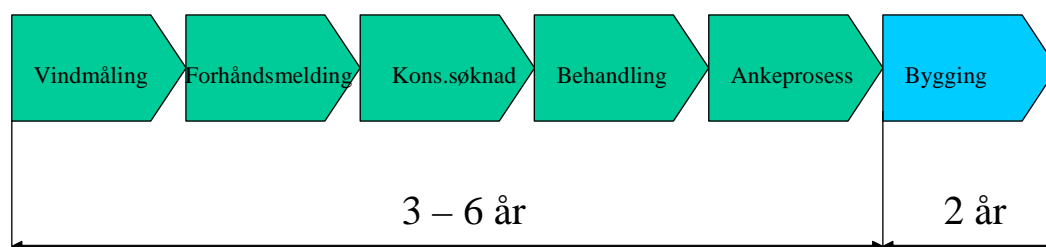
Annen kraftproduksjon

Vindkraftanlegg og annen kraftproduksjon enn vannkraft konsesjonsbehandles med hjemmel i energiloven. Eventuell saksbehandling etter plan- og bygningsloven vedrørende melding og konsekvensutredning er den samme som for utbygging vannkraftverk, se ovenfor. Hvis tiltaket ikke skal konsekvensutredes etter plan- og bygningsloven, starter saken med søknad til NVE. Konsekvensene av utbyggingen skal i et slikt tilfelle utredes i forbindelse med søknaden og NVEs behandling av denne. NVE vil i forbindelse med søknadsbehandlingen forestå høring og forelegge saken for berørte interesser, avholde eventuelle offentlige møter m.v.

En viktig forskjell fra kraftutbygginger etter vassdragslovgivningen er at NVE selv fatter vedtak i saker som behandles etter energiloven, og at det ikke avgies noen innstilling til departementet i disse sakene. Stortinget er heller ikke direkte involvert. Dersom det klages over NVEs konsesjonsvedtak iverksettes en ordinær klagebehandling etter forvaltningslovens regler. I klagebehandlingen er det vanlig at departementet har ytterligere en høring dersom saken tilsier det, og i tillegg avholdes vanligvis offentlig møte og befaring. Når OED har fattet klagevedtak vil konsesjonsvedtaket være endelig i den forstand at det ikke kan angripes på annen måte enn ved søksmål (OEDs Faktahefte, 2004).

Figur 3.1 viser de ulike prosjektfasene for vindkraftverk fra de første vindmålingene til bygging av anlegget. Det framgår av figuren at fasen fra man foretar vindmåling og til man har fått konsesjon for bygging kan ta 3-6 år. Selve byggingen av anlegget tar rundt 2 år. Vi har fra bransjehold fått opplyst at kostnadene for vindanalyser ligger på i størrelsesorden 0,5–1,5 mill. kr. for hvert prosjekt. Kostnadene knyttet til planlegging og konsesjonsbehandling ligger til sammenlikning på rundt 2,5–4 mill. kr. per prosjekt.

Figur 3.1 Prosjektfaser for vindkraftverk.



Kilde: Enviro Energi

3.3.2 Økonomiske rammevilkår

De små vannkraftverkene har i noen grad spesielle økonomiske rammebetingelser sammenliknet med øvrige vannkraftverk. Fra og med 2004 er vannkraftverk med installert effekt på opp til om lag 5 MW fritatt for naturressurs- og grunnrenteskatt (OED, 2003).⁴ Videre er produksjonen i små kraftverk fritatt for forbruksavgiften på elektrisk kraft (elavgift) ”når kraften er produsert i aggregat med generator som har merkeytelse mindre enn 100 kVA og leveres direkte til husholdningsbruk”.

For innmating av kraft i nettet er hovedregelen at innmatingstariffen består av to tariffledd: energiledd og andre tariffledd (OED, 2003). Energileddet for innmating skal reflektere det marginale tapet i nettet ved den økte produksjonen. Økt produksjon fra små kraftverk har i følge OED (2003) ofte en gunstig virkning på tapet i nettet. I enkelte tilfeller kan produksjon fra små kraftverk bidra til redusert tap i nettet, og skal da ha et negativt energiledd (dvs. få betalt per innmatet kWh). For andre tariffledd slår NVEs forskrifter fast at innmatingstariffene i sentralnettet skal være retningsgivende for innmating også på lavere nettnivå. Dette skal hindre diskriminering av små kraftverk.

Normalt vil det uansett være mest hensiktsmessig å nytte kraftproduksjonen fra små kraftverk til eget forbruk for å unngå kostnadene til netteiere. De fleste eiere av små kraftverk velger å selge kraften til det lokale e-verket. Fra bransjen er det påpekt at siden produksjonen er såpass liten og variabel er det mange e-verk som er lite positive til å inngå kjøpsavtaler, slik at prisen som tilbys derfor blir lav. De minste produsentene ønsker derfor en garantert minstepris fastsatt av myndighetene.

Dagens støtteordning gjennom Enova

All støtte til fornybar energi gis i dag i form av investeringsstøtte, og når det gjelder kraftproduksjon er det primært vindkraft som får støtte.⁵ Aktører/prosjekter som har fått konsesjon fra NVE til å bygge større vindkraftverk (minimum 1500 kW) kan søke om støtte på opp til 25 prosent av godkjente investeringskostnader. Enova beregner støttebeløpet slik at prosjektet oppnår en avkastning som ikke er større enn bransjens antatte krav til egenkapitalavkastning, oppad begrenset til 25 prosent av godkjente investeringskostnader. Den siste tildelingen av investeringsstøtte ble gjennomført medio 2005, og denne resulterte i at to prosjekter, Bessakerfjellet vindkraftpark og Ytre Vikna vindkraftpark, fikk tilsagn om 25 prosent investeringsstøtte. Totalt har 1,56 TWh vindkraft fått støtte fra Enova i perioden 2001-2005.

Enova prioriterer støtte til de mest kostnadseffektive prosjektene, med en viktig bibetingelse om at tilskuddet fra Enova utløser investeringsbeslutningen. Tilskudd til prosjekter utbetales etterskuddsvis, basert på påløpte godkjente investeringskostnader.

⁴ For øvrige vannkraftverk betales en skatt på 27 prosent av grunnrenten, dvs. av avkastningen utover normalavkastningen til innsatsfaktorene arbeid og kapital, samt en naturressursskatt på 1,3 øre/kWh (denne skatten er fradragberettiget krone for krone mot skatt på alminnelig inntekt).

⁵ Enova har i dag ikke ansvar for vannkraft, men vil i forbindelse med opprettelsen av det nye fondet få ansvar for de første 3 MW i nye vannkraftanlegg. Annen kraftproduksjon enn vind kan få støtte gjennom Enovas program for introduksjon av ny teknologi eller Enovas og forskningsrådets felles program for innovative energiløsninger.

4 Alternative utforminger av incentivmodeller for fornybar kraft

4.1 Innledning

Dette kapitlet gir i tråd med utredningens mandat en bred vurdering av ulike former for tilskuddsordninger. Vi benytter en typologi der et hovedskille går mellom modeller basert på *mengderegulering* eller *kompensasjonsregulering*. Andre viktige skillelinjer er *finansieringsform*, om modellene er *rettighetsbasert* eller *søknadsbasert* og om modellene er *teknologinøytrale* eller *differensierer* mellom ulike fornybare teknologier.

I alt har vi dermed fire dimensjoner ved modellene: reguleringstype, rettighetsbasing, finansiering og teknologinøytralitet. Andre dimensjoner, for eksempel om støtten utbetales i investerings- eller driftsfasen, kan også være viktige, men vi konsentrerer oss om de fire. Grønne sertifikater kombinerer således mengderegulering, et rettighetsbasert system, tilnærmet teknologinøytralitet og brukerfinansiering. Prosjektspesifikk støtte slik den forvaltes av Enova i dag, kombinerer kompensasjonsregulering, søknadsbasert system, offentlig finansiering og delmål for ulike teknologier. Innmatningsordninger kombinerer kompensasjonsregulering og et rettighetsbasert system med ulike former for finansiering og holdning til teknologi. I tabell 4.1 har vi plassert grønne sertifikater, Enovas tilskuddsordning, innmatningsordninger og mengdetilskudd etter offentlig godkjenning (auksjonsprinsipp med kvalifikasjons- eller godkjenningsskrav) i forhold til dimensjonene reguleringstype og rettighetsbasing.

Tabell 4.1 Tilskuddsmodeller for fornybar kraft. Eksempler.

	Mengderegulering	Kompensasjonsregulering
Rettighetsbaserte (lik støtte pr. kWh)	Grønne sertifikater	<i>Innmatningsordning</i>
Søknadsbasert (prosjektspesifikk støtte pr. kWh)	Offentlige anbud/forslag/søknad	Prosjektspesifikk støtte basert på dokumentert støttebehov (Enova)

I prinsippet er det mulig å fritt kombinere dimensjonene. For eksempel kan en tenke seg mengderegulering sammen med ulike former for finansiering og ulik holdning til teknologinøytralitet. En kan plassere seg på et ytterpunkt av en skala,

eller en kan, i hvert fall i noen tilfelle, velge mellomformer. For eksempel kan en, ved å lempe på saksbehandlingen i en søknadsbasert ordning, gradvis nærme seg en rettighetsbasert ordning.

Vi finner det hensiktsmessig å organisere denne bredere drøftingen av ulike tilskuddsmodeller på den måten at vi drøfter de fire dimensjonene etter tur. Først i hvert avsnitt introduseres selve dimensjonen (forklaring på hvordan modeller atskiller seg langs en dimensjon). Deretter vil vi drøfte alternativene i henhold til listen med kriterier som ble presentert i kapittel 2. Kun de kriteriene der det er forskjeller vil bli inkludert.

I kapitlet trekkes det få konklusjoner. Formålet er heller å gi en oversikt over forhold en regulator bør være oppmerksom på i valget av faktisk system, og et grunnlag for våre anbefalinger om innmatningsordning i senere kapitler.

4.2 Mengderegulering vs. Kompensasjonsregulering

Mengderegulering innebærer at myndighetene fastsetter en mengde (X MWh) eller en kvote (Y prosent) for hvor stor del av kraftforbruket som skal dekkes gjennom produksjon av ny fornybar kraft. Mengden eller kvoten kan skaffes til veie enten gjennom en ordning med grønne sertifikater, eller gjennom en anbudsordning. I mengderegulerte modeller styrer myndighetene med andre ord volumet, mens prisen bestemmes gjennom en markedsmekanisme.

Kompensasjonsregulering består i at myndighetene fastsetter et beløp som produsentene skal få i kompensasjon for å produsere kraft basert på nye fornybare energikilder. Hvor mye ny fornybar kraft som vil bli realisert, avhenger av størrelsen og utformingen av kompensasjonen. Når myndighetene fastsetter kompensasjonen, vil det være summen av produsentenes investeringsbeslutninger som bestemmer hvor mye ny fornybar kraft som vil bli produsert.

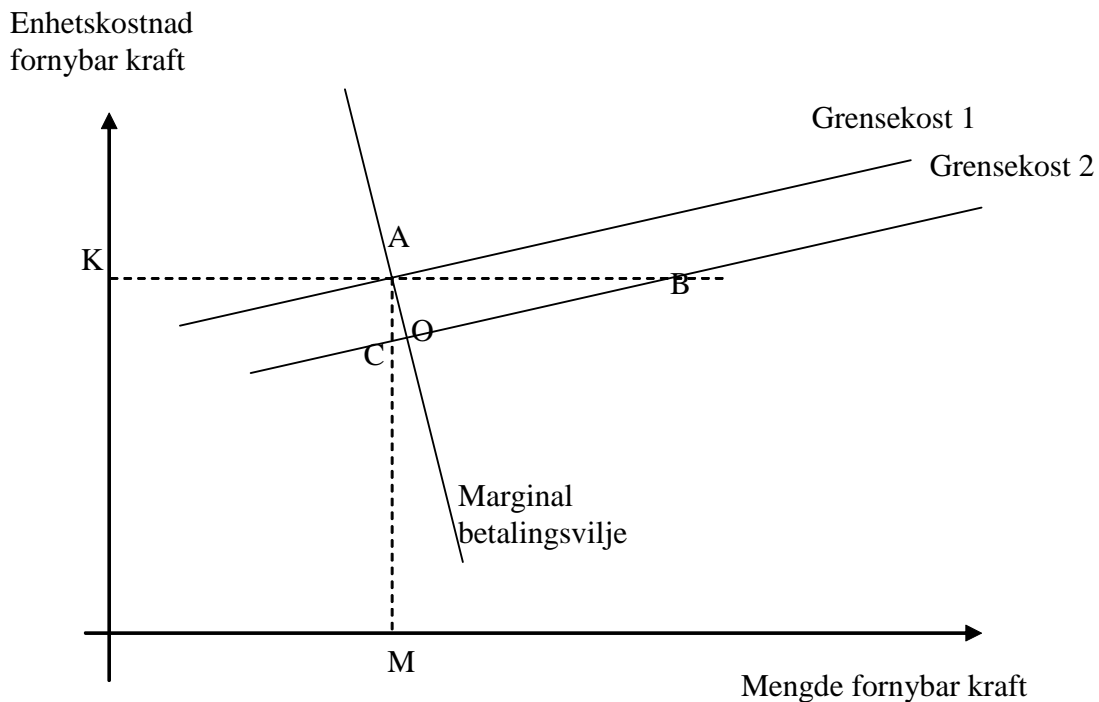
I en situasjon med stigende grensekostnader⁶ og full sikkerhet om merkostnaden ved fornybare teknologier spiller det ingen prinsipiell rolle om man benytter mengderegulering eller kompensasjonsregulering. Til enhver ønsket mengde av fornybar energi vil det finnes en kompensasjon, i form av et enhetstilskudd eller subsidium, som realiserer akkurat den ønskede mengden.

I den mer nærliggende situasjonen med usikkerhet omkring merkostnaden, bør en i valget mellom mengderegulering og kompensasjonsregulering ta hensyn til velferdstapet knyttet til henholdsvis uønsket mengde (i tilfellet kompensasjonsregulering) og uønsket kompensasjon (i tilfellet mengderegulering). Dette er innsikten fra Weitzman (1974) sin berømte miljøreguleringsmodell overført til det aktuelle tilfellet – og en presisering av punkt 1 fra ønskelista i kapittel 2.

⁶ I dette kapitlet bruker vi begrepene kostnad og grensekostnad for fornybar kraft om *merkostnaden* ved å produsere fornybart. Merkostnaden per enhet er kostnaden minus prisen. Merkostnaden er den relevante størrelsen i forhold til alle tilskuddssystemer. Mange steder i teksten har vi skrevet merkostnad om kostnadsbegrepet, men ikke overalt.

Figur 4.1 illustrerer situasjonen. Tilbudet av fornybar energi er her illustrert ved en forholdsvis flat grensekostnadskurve, slik situasjonen er dersom fornybar energi i stor grad består av vind (jf. kapittel 5). Marginal betalingsvilje etter fornybar energi er illustrert ved en forholdsvis bratt kurve som funksjon av kostnadene, slik situasjonen er dersom samfunnet har sterke preferanser for en bestemt mengde fornybar kraft, ”koste hva det koste vil”.

Figur 4.1 Mengderegulering og kompensasjonsregulering av fornybar kraft



I utgangspunktet er grensekostnaden for fornybar kraft lik Grensekost 1. Mengdereguleringen M og kompensasjonsreguleringen K (per mengdeenhet) gir samme resultat A . Etter et sjokk, eller simpelthen fordi regulator tok feil, flytter kostnadene seg til Grensekost 2, lavere enn Grensekost 1. Det åpenbarer store forskjeller mellom kompensasjonsregulering og mengderegulering. Mengderegulering fører til at punktet C blir realisert. I C er kompensasjonsbeløpet lavere enn det planlagte K . Det skyldes at merkostnadene ved fornybar produksjon er lavere enn planlagt. Mengden M er imidlertid som planlagt siden det jo er M man regulerer.

Kompensasjonsregulering fører til at punktet B blir realisert. I B er kompensasjonen per enhet som planlagt, men det utløses mer fornybar energi enn planlagt. Det skyldes at fornybar produksjon er mer lønnsomt enn planlagt.

Hovedforskjellen mellom mengderegulering og kompensasjonsregulering er denne: I ordninger basert på kompensasjonsregulering har myndighetene liten kontroll med hvor mye fornybar kraft som vil bli produsert. Myndighetene har derimot større kontroll med prisen, dvs. størrelsen på enhetstilskuddet. Kompensasjonsregulering betyr at myndighetene regulerer prisen, mens aktørene, eller markedet, bestemmer volumet. I mengderegulering er det omvendt: myndighetene regulerer mengden, mens markedet bestemmer prisen.

Evaluering i forhold til kriteriene i kapittel 2

1. *Trefferikhet mht. kvantitative mål*

Vi har i Figur 4.1 gjort målet for tilskuddsordningen noe mer sofistisert enn som beskrevet i kapittel 2. Målsetningen på figuren er skjæringspunktet mellom den marginale betalingsviljen og den gjeldende grensekostnadskurven, dvs. punkt O på figuren når Grensekost 2 er gjeldende. Verken C eller B er samfunnsøkonomisk optimale løsninger i situasjonen Grensekost 2. Det optimale er O. Hvorvidt C eller B er dårligst, kommer generelt an på helningen på kurvene for grensekostnad og marginal betalingsvilje. Figuren tegner en situasjon der C er bedre enn B (trekanten ACO er mindre enn trekanten ABO), dvs. at mengderegulering er å foretrekke fremfor kompensasjonsregulering. Det skyldes at den marginale betalingsviljen faller rask med økt volum, mens grensekostnadene stiger slakt med økt volum. Siden den marginale betalingsviljen faller raskt, spiller det liten rolle for optimal mengde om kostnadene ved å fremskaffe denne mengden er høy eller lav. Optimal mengde skal som sagt fram "koste hva det koste vil", den er lite følsom for pris. Grensekostnadskurven er til sammenlikning svært slak, slik at ved å holde kompensasjonen/subsidiet oppe, får man langt større kvantum enn det som var målsettingen. Dersom grensekostnadskurven er brattere enn marginal betalingsviljeskurven snus konklusjonen, og kompensasjonsregulering vil være å foretrekke fremfor mengderegulering.

Man kan med andre ord ikke på generelt grunnlag fastslå hvorvidt mengderegulering eller kompensasjonsregulering er best. Vi har ikke materiale til å anslå hvilken av de to kurvene (marginal betalingsvilje eller grensekostnader) som er brattest, dvs. minst følsom for kostnader og pris. Vi nøyer oss derfor med å si at dette er et forhold man bør se på når man vurderer om systemet skal være mengdebasert eller kompensasjonsbasert.

2. *Stimulans til innovasjon og teknologiutvikling*

Begge støttetypene kan gi lik støtte til alle teknologier (være teknologinøytral) eller teknologispesifikk. Det siste oppnås i mengderegulerte modeller ved å sette ulike mengdemål for de ulike teknologiene, mens det i kompensasjonsregulerte modeller settes ved ulike støttenivå for de ulike teknologiene. Man kan således ikke si at den ene modellen er bedre enn den andre for å fremme innovasjon.

3. *Effektivitet i prosjekterrealisering*

Det er etter vår vurdering liten eller ingen forskjell når det gjelder langsiktig markedseffektivitet. I en stilisert verden vil begge alternativene realisere de beste prosjektene først. Kapittel 5 viser imidlertid at det forskjell mellom ulike former for innmatningsordninger (en form for kompensasjonsregulering) når det gjelder kortsiktig markedseffektivitet.

I en kompensasjonsmodell kombinert med en offentlig budsjettskranke, vil en få en prosjektkø. Rasjonering gjennom kø gir samfunnsøkonomiske effektivitetsproblemer, først og fremst grunnet at de beste og billigste prosjektene ikke nødvendigvis blir valgt først. Da kan man lett få som resultat at en mengde prosjekter mellom punktene O og B på figur 4.1 bli valgt, mens prosjekter mellom

y-aksen og O ikke blir valgt. Jo brattere tilbudskurven er, jo større er de samfunnsøkonomiske tapene knyttet til dette.

6. *Lite effektivitetstap ved finansieringen*

I en evaluering utført av EU-kommisjonen konkluderes det med at grønne sertifikater så langt har gitt et høyt implisitt støttenivå sammenlignet med andre modeller, se EC (2005). En mulig årsak er at usikkerhet om fremtidige sertifikatpriser innebærer en høyere risikopremie. Det peker på en samfunnsøkonomisk kostnad ved mengdesystemet som ikke fanges opp av figur 4.1: Fordi K varierer i mengdesystemet, øker kostnadene ved prosjektene relativt til et kompensasjonsbasert system. I kapittel 5 diskuterer vi risikoegenskapene ved kompensasjonsbaserte systemer nærmere.

9. *Ordningens innvirkning på Enovas budsjettbalanse og risikoeksponering*

Det samlede støttebeløpet (støtte multiplisert med volum) er i figur 4.1 forventet å bli lik produktet MK .⁷ Når grensekostnadskurven skifter til eller viser seg å være lik Grensekost 2, så endres også det samlede støttebeløpet. Kompensasjonsregulering fører til høyere støttebeløp og dermed finansieringsbehov enn planlagt fordi kvantum øker. Mengderegulering fører derimot til lavere finansieringsbehov fordi støttebeløpet faller. Dersom grensekostnadene derimot er høyere enn forutsatt, får man motsatt resultat: Da er det kompensasjonsregulering som fører til lavere finansieringsbehov fordi kvantum synker, og mengderegulering fører til høyere behov fordi prisen øker. Tilsvarende resonnement kan gjøres om den marginale betalingsviljen hvis det er usikkerhet om den.

Usikkerhet omkring finansieringsbehovet er et problem for Enova. Slik vi har tegnet kurvene er usikkerheten størst i en modell med kompensasjonsregulering. Det skyldes at helningen på grensekostnadskurven er mindre enn 45° . Med en grensekostnadskurve som stiger brattere enn 45° vil imidlertid mengderegulerte modeller gi størst usikkerhet. Igjen kan vi altså ikke på generelt grunnlag si hva som er best av mengde- og kompensasjonsregulering.

4.3 **Rettighetsbasert vs. søknadsbasert ordning**

Med et *rettighetsbasert system* tenker vi på et system der alle kraftprosjekter som tilfredsstillt kravene til fornybarhet, får en rett til å motta tilskudd etter nærmere definerte regler. Siden regulator ikke vet annet om prosjektene enn at de tilfredsstillt kravene til fornybarhet, er det i praksis snakk om et tilskudd som er likt per enhet av en enkel indikator, og det er naturlig å tenke indikatoren som kWh. *Et slikt system faller altså i regelen sammen med lik støtte per kWh.*

Et *søknadsbasert system* gir tilskudd etter søknad, der en i tillegg til å tilfredsstille de formelle kravene til fornybarhet, må tilfredsstille andre krav og gjøres gjenstand for individuell behandling. I et søknadsbasert system er det enkelt å variere størrelsen på støtten pr. prosjekt.

⁷ Antatt at støttebeløpet er likt for alle prosjektene.

Evaluering i forhold til kriteriene i kapittel 2

1. *Trefferikhet mht. kvantitative mål*

Dersom det er stor usikkerhet og treg saksbehandling, kan det bli lite attraktivt å søke støtte. Det er rimelig å anta at dette kan bære et større problem i en søknadsbasert ordning. En rettighetsbasert ordning skårer således bedre på dette kriteriet.

2. *Stimulans til innovasjon og teknologiutvikling*

Det er ikke gitt at to prosjekter har samme effekt på innovasjon og teknologiutvikling selv om de benytter samme teknologi. Siden det kan tas individuelle hensyn, er det grunn til å tro at det søknadsbaserte systemet skårer best på kriteriet om stimulans til teknologiutvikling.

5. *Kostnadseffektivitet i investeringer og drift*

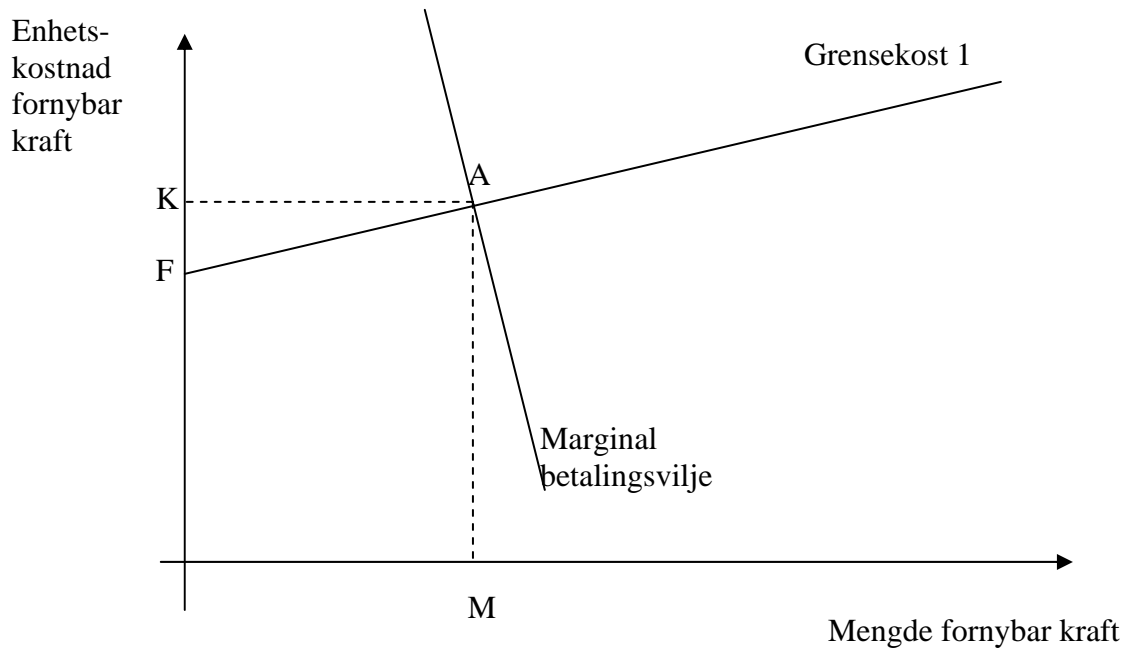
Det kan argumenteres for at det søknadsbaserte systemet medfører svakere kostnadsdisiplin siden støtten typisk vil være høyere jo høyere kostnadene er. I så fall skårer rettighetssystemet bedre på dette kriteriet.

6. *Lite effektivitetstap ved finansieringen*

Et søknadsbasert system gjør det i prinsippet mulig for regulator å støtte hvert prosjekt med nøyaktig det som trengs for å løfte vedkommende prosjekt fra uprofitabelt til profitabelt. Ser vi på figur 4.2, som er lik figur 4.1 før forandringen av grensekostnad, så gir et søknadsbasert system anledning til å støtte hvert prosjekt langs linjen FA med individuelle støttebeløp. Et rettighetsbasert system er derimot avhengig av ens støtte, K .⁸ Det medfører at man får et høyere finansieringsbehov. Forskjellen er indikert av trekanten KAF på figuren. Denne trekanten er imidlertid ikke et tap, men bare en inntektsomfordeling fra betalere til prosjekteiere. I inntektsoverføringen forsvinner det imidlertid noe samfunnsøkonomisk velferd i form av finansierings effektivitetstap. I norsk samfunnsøkonomisk planlegging benyttes ofte en tapsfaktor på 20 prosent. 20 prosent av KAF kan under denne forutsetningen ganske sikkert regnes som et samfunnsøkonomisk tap.

⁸ Husk at K også oppstår i mengdebaserte systemer. Mengderegulering, for eksempel i form av grønne sertifikater, gir således heller ingen løsning på problemet.

Figur 4.2 Rettighetsbasert versus søknadsbasert system. Administrasjons- og transaksjonskostnader ikke inkludert



Spørsmålet om rettighetsbasering versus søknadsbasering er altså fra et samfunnsøkonomisk ståsted et spørsmål om størrelsen på tap knyttet til KAF, som videre avhenger av fordelingspreferanser og hvor flat grensekostnadskurven er. Flate grensekostnader taler for rettighetsbasering. Hvis hovedtyngden av prosjektene ligger på vind som antydte før, kan tapet ved KAF være et mindre problem. (Kan fordi man også må treffe beliggenheten til kurven, den må med andre ord være flat i hele området.) Dersom det er mange teknologier og ulike geografiske forutsetninger for vann og vind, blir stigende grensekostnader en mer troverdig forutsetning og tapet forbundet med KAF større.

7. Administrasjonskostnader

For regulator er administrasjonskostnadene typisk ressursbehovet ved å behandle søknader. For prosjekteier er kostnadene transaksjonskostnader som a) øker usikkerheten omkring prosjektgjennomføring, og b) i beste fall forsinket prosjektene, samt c) krever tid og ressurser knyttet til søknadsskriving (kostnader forbundet med utarbeidelse av underlagsmateriale skal bare medregnes dersom dette materialet ellers ikke ville blitt laget). Moment c) medfører en kostnad også for avslåtte prosjekter (som imidlertid må veies mot at et rettighetsbasert system kanskje slipper gjennom prosjekter som ikke har livets rett). Enova har i dag en søknadsfrist pr. år for vindkraftprosjekter. Det innebærer at deres ordning kan medføre forsinkelser som representerer en kostnad for utbygger. Det er imidlertid mulig at man kan redusere denne ventetiden i et søknadsbasert system.

Transaksjonskostnadene kan for enkelte formål betraktes likt med en avgift som legges på prosjektene. Noen prosjekter, og da typisk de minst profitable, vil ikke fremmes pga. avgiften. Siden avgiften motsvares av reell ressursbruk, medfører den et såkalt førsteordens velferdstap i motsetning til et annenordenstap som

vanligvis er tilfellet med skatter og avgifter. Ressursforbruket på administrasjonssiden er også et førsteordenstap. Ressursforbruk på offentlig hånd bør multipliseres med 1,2 for å ta hensyn til finansieringskostnadene.

8. *fordelingsvirkninger for produsenter, forbrukere og staten*

I tillegg til at det er knyttet et effektivitetstap til inntektsoverføringen, kan myndighetene ha fordelingspreferanser. I mange tilfeller vil vi tro at sympatien for prosjekteierne er liten, for eksempel dersom offentlige tilskudd gjør dem i stand til å ta ut superprofitt. Hvis dette er tilfelle vil søknadssystemet skåre best på dette punktet.

Oppsummering

Avveiningen mellom rettighetsbasert og søknadsbasert system går etter vår vurdering i hovedsak mellom ønsket om å utløse mest mulig fornybar kraft per krone i finansieringsbehov på den ene siden, og hensynet til enkelhet og lite byråkrati på den andre siden.

Som nevnt innledningsvis er det mulig med mellomformer med enklere søknadsbehandling. Disse vil alt annet likt redusere førsteordenstapene, samtidig som noe av KAF vil beholdes av det offentlige. Vi har ikke hatt anledning til å se nærmere på hva slike mellomformer konkret skulle gå ut på, men en variant kunne være å skille mellom ulike teknologier, se under. En annen variant kunne kanskje være størrelsen til prosjektene.

4.4 Teknologinøytralitet vs. differensiering mht. teknologier

En teknologinøytral ordning gir samme støtte pr. enhet (kWh) til ulike prosjekter uavhengig av hvilken teknologi som benyttes.

2. *Stimulans til innovasjon og teknologiutvikling*

Dersom et bakenforliggende formål med ordningen er å stimulere til innovasjon og kostnadsreduksjon for fornybar energi, og mulighetene for innovasjon og kostnadsreduksjon varierer mellom teknologier, tilsier dette at støtten bør differensieres etter innovasjonspotensial. Enkelte andre forhold enn selve potensialet spiller også inn for støttebegrunnelsen. Det gjelder for eksempel hvor fragmentert industrien er – en samlet industri må forventes å internalisere mer av teknologieksternalitetene selv. Og det gjelder spørsmålet om innovasjonen er norsk – det er klart at å bidra til teknologiutvikling i norske bedrifter og/eller for norske forhold (klima, marked, geografi) er viktigere for Norge. Hvis noen av disse forholdene er gjeldende vil naturligvis en teknologinøytral ordning skåre dårligere på dette kriteriet.

I UK ble en ordning med grønne sertifikater innført i 2002. I en nylig offentliggjort utredning fra Carbon Trust (2006) anbefales det å supplere den gjeldende ordningen med grønne sertifikater med innmatningstariffer for vindkraft basert på offshore vindmølleparker. Begrunnelsen er ordningens manglende evne til å få i gang prosjekter basert på umodne teknologier og som derfor ikke kan

konkurrere innenfor en teknologinøytral ordning som grønne sertifikater er. Tilsvarende politisk-økonomisk dynamikk kan en komme til å oppleve i Norge dersom det viser seg, som det kan være grunn til å tro, at enkelte teknologier taper i konkurransen innenfor et teknologinøytralt system.

3. *Effektivitet i prosjekrealisering*

En teknologinøytral ordning vil gi den billigste løsningen. I motsatt fall vil man typisk finne prosjekter med lavt støttet teknologi som ikke realiseres til tross for at de er samfunnsøkonomisk mer lønnsomme enn prosjekter med høy støtte som faktisk realiseres. En teknologinøytral ordning skårer dermed best på dette punktet.

6. *Lite effektivitetstap ved finansieringen*

Spesielt i et rettighetsbasert system risikerer en å støtte prosjekteiere med mer enn de strengt tatt fortjener for å realisere prosjektet. Disse prosjektene får med andre ord mulighet for superprofitt/renprofitt. Det gir høyere finansieringsbehov og dermed større effektivitetstap.⁹ Ved å gjøre støttebeløpet teknologispesifikt kan man kanskje redusere dette tapet og den eventuelt uheldige fordelingen. For eksempel tyder dataene i kapittel 5 på at problemet med superprofitt er større for vannkraftprosjekter enn for vindkraftprosjekter. Det *kan* tale for å gi lavere støtte til vannkraftprosjekter. Da kan superprofitten til utbyggere av vannkraft reduseres. Kostnaden vil imidlertid være at noen vannkraftprosjekter ikke bygges ut til tross for at de har høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn for eksempel noen realisererte vindkraftprosjekter.

Det er imidlertid langt fra er sikkert at man har sterk korrelasjon mellom kostnader og teknologier. For eksempel er det i følge dataene ikke alle vannkraftprosjekter som er billige. Siden ordningen skal gjelde for en fremtidig situasjon der både kostnader og kraftpriser er annerledes enn nå, bør en etter vår vurdering være forsiktig med å bruke teknologi som indikator for kostnadsforskjeller. Før en kan gjøre det, bør en foreta statistiske beregninger av korrelasjonen mellom kostnad og teknologi (og også korrelasjonen med andre lett observerbare indikatorer som prosjektenes størrelse). Endelig bør det vurderes om ikke superprofitt kan inndras ved for eksempel en utvidelse av grunnrentebeskatningen for kraft, jf. senere diskusjon.

Annet

I tillegg til de mulige økonomiske begrunnelsene kan det foreligge juridiske argumenter for å differensiere mellom teknologier. EUs hovedtankegang er at prosjekter kan støttes med et beløp lik merkostnaden ved vedkommende prosjekt, men støtte utover det er konkurransevridende. I mangel av kostnadsdata for vedkommende prosjekt, kan den gjennomsnittlige merkostnaden for vedkommende teknologi benyttes. Vi kjenner ikke til hvordan den gjennomsnittlige merkostnaden per teknologi i tilfellet beregnes, og vil peke på at den avhenger av kraftpris, av ambisjonen for ordningen, av teknologisk utvikling og andre forhold. Den er med andre ord neppe en fast størrelse fra år til år.

⁹ Vi tror også de fleste oppfatter renprofitten som en ulempe ved et rettighetsbasert system.

Oppsummering

I kapittel 2 gjør vi et forsøk på å operasjonalisere målet for ordningen. Etter vår vurdering er det rimelig å si at ordningen innføres fordi man ønsker å fremme fornybar kraftproduksjon og forbruk. Dersom dette er riktig og målsettingen med ordningen altså bare er å støtte fornybar kraft, bør en fra et økonomisk perspektiv og som hovedregel ha en ordning som er teknologinøytral i forhold til alle valgbare fornybare teknologier. Det vil bidra til å oppfylle målet på den samfunnsøkonomisk sett billigste måten.

4.5 Brukerfinansiering vs. statsstøtte

Det er to nærliggende finansieringsformer for støtten, brukerfinansiering og statsstøtte.

Brukerfinansiering innebærer et tillegg i prisen for de som bruker en tjeneste, typisk tillegg i prisen på kraft eller nettariffen for kraftforbrukere. Dette tillegget i prisen kan for analytiske formål betraktes som en særavgift på tjenesten, dvs. en særavgift på kraft.

Alternativet til brukerfinansiering er *statsstøtte*, som nå eller i fremtiden må dekkes inn av høyere skatter og avgifter på ulike varer og tjenester. For enkelthets skyld kan vi tenke på statsstøttefinansiering som at et gjennomsnitt av skattene og avgiftene øker.

6. Lite effektivitetstap ved finansieringen

Spørsmålet blir altså hva som er samfunnsøkonomisk best av å finansiere ordningen ved en avgift på strøm eller avgift på "gjennomsnittsvaren/tjenesten" i samfunnet. Som nevnt over er det for samfunnsøkonomiske analyseformål anbefalt å legge til grunn et effektivitetstap på 20 prosent for gjennomsnittsvaren. Uten numeriske beregninger er det vanskelig å vite om særskatt på strøm gir større eller mindre effektivitetstap enn dette. Svaret avhenger ikke bare av priselastisiteten på strøm, men også av krysspriselastisiten mellom strøm og andre varer/tjenester, samt avviket mellom faktisk og optimal beskatning av strøm og andre varer og tjenester. Se for eksempel Vennemo (1992) for formler og diskusjon.

8. Fordelingsvirkninger for produsenter, forbrukere og staten

De to alternative finansieringsordningene vil gi ulike fordelinger mellom skattebetalere og strømkunder. Hvilken fordeling som er best avhenger av politiske preferanser.

4.6 Konklusjon og perspektiver

I dette kapitlet legger vi vekt på at ulike tilskuddsordninger for fornybar kraft skiller seg ad langs fire dimensjoner: reguleringstype, rettighetsbasering, finansiering og teknologinøytralitet. Andre dimensjoner kan også være viktige, men vi anser de nevnte fire som de viktigste. Grunnet mer eller mindre uavhengighet i dimensjonene kan konkrete modeller mer eller mindre fritt kombinere dimensjonene. Det er mulig å velge mellomformer mellom

rettighetsmodell og motstykket søknadsmodell, og tilsvarende for andre dimensjoner.

Innenfor hver dimensjon står en overfor avveininger. Avveiningene er diskutert i kapitlet. Tabell 4.2 oppsummerer diskusjonen og avveiningene.

Basert på diskusjonen og Tabell 4.2 kan man blant annet konkludere at

- Formen på grensekostnadene er viktig for valget mellom mengde og kompensasjonssystemer, og også for valget mellom rettighetsbaserte og søknadsbaserte systemer
- Det er viktig å ha et gjennomtenkt forhold til fordelingseffektene av rettighetsbaserte modeller og et svar dersom de oppleves som urimelige. Grunnrentebeskatning kan gi elementer til et svar.
- Teknologinøytralitet gir i utgangspunktet billigst løsning, men noen teknologier vil trolig skvises ut og andre vil få støtte uten at det er særlig behov for det (dvs. overføring). Disse forholdene samt EUs regler kan reise krav om teknologidifferensiering. Teknologidifferensiering kan være begrunnet i teknologisk innovasjonspotensiale, fordelingsvirkninger, eller underliggende delmål om støtte ikke bare til fornybar energi som sådan, men også de enkelte former for fornybar energi.

Tabell 4.2 Systemegenskaper, oppsummert. Valget av kategori innenfor hver dimensjon er tilfeldig.

Dimensjon	Pro	Con	Bemerkning
Mengdemodell (i motsetning til kompensasjonsmodell)	Kontroll med mengden	Liten kontroll med kompensasjonsbeløp	Kontroll med mengden er særlig en fordel dersom sterke mengdepreferanser er kombinert med flate grensekostnader, hvor sistnevnte gjør mengden følsomt for støtten. Variabel kompensasjon kan øke prosjektusikkerhet og føre til høyere avkastningskrav
Rettighetsmodell (i motsetning til søknadsmodell)	Lave administrasjons- og transaksjonskostnader	Mye bortkastet støtte i form av overføringer til prosjekteiere	Mengden av bortkastet støtte kommer an på helning og beliggenhet for grensekostnadskurven. Ulempen knyttet til bortkastet støtte avhenger av fordelingspreferanser. Administrasjons- og transaksjonskostnader er s.k. førsteordens tap
Teknologi-nøytralitet	Oppnår mål om produksjon og forbruk av fornybar kraft på billigste måte.	Kan ikke differensiere etter grad av teknologisk innovasjonspotensial. Kan ikke redusere unødvendig overføring til prosjekteiere dersom visse teknologier systematisk er billigere enn andre. Kan gi problemer ift EU	<i>Etter vår vurdering</i> er det vanskelig i praksis å skille mellom teknologienes innovasjonspotensial. Korrelasjonen mellom teknologi og kostnad bør undersøkes nærmere før en eventuelt søker å begrense overføringer til prosjekteiere den veien.
Bruker-finansiering	Unngår kostnaden ved alminnelig skattefinansiering	Pådrar seg en skattekil på tjenesten, i praksis prisen på strøm eller nettleie	Hva som er best kommer an på om tjenesten (strøm/nettleie) er et bedre eller dårligere skatteobjekt enn gjennomsnittsvaren/tjenesten i samfunnet.

Man kan etter vår vurdering ikke konkludere på teoretisk-økonomisk grunnlag at en enkelt tilskuddsordning peker seg ut fremfor andre. Den aktuelle modellen for denne utredningen, en rettighetsbasert kompensasjonsmodell basert på offentlig finansiering, peker seg ut dersom

- Fordelingsvirkninger anses ikke som et viktig problem, for eksempel fordi prosjekteierne er offentlige, småbedrifter og bønder (minivannkraft). En annen mulighet er at fordelingsproblemer håndteres av utenforliggende virkemidler.
- Administrasjons- og transaksjonskostnadene ved søknadsbasering fortøner seg som omfattende.
- Man har ønsker om å subsidiere med et gitt beløp. Det kan være tilfelle dersom man har anslått størrelsen på de eksterne virkningene. Alternativt kan ordningen være gunstig dersom det ikke er veldig viktig å oppnå en bestemt mengde fornybar kraft, eller man ønsker å kontrollere mengden gjennom kø. En annen mulighet er at grensekostnaden for fornybar kraft er relativt bratt stigende i det aktuelle intervallet. Bratt stigende grensekostnad innebærer at mengden regulerer seg selv.
- Det anses som ønskelig ikke å legge på strømprisen ytterligere gjennom en særavgift.

5 Alternative utforminger av innmatningsmodeller

I dette avsnittet vurderes ulike utforminger av innmatningsmodeller for ny fornybar kraft. Analysen inkluderer følgende varianter:

- **Fastpris**, der produsentene garanteres en fast pris pr. levert kWh. Staten tar hele prisrisikoen. Produsenten frigjøres dermed helt for prisrisiko, men beholder volumrisikoen.
- **Garantert minstepris**, der produsentene mottar minsteprisen når markedsprisen for kraft ligger under minsteprisen, ellers tar produsentene inn markedsprisen.
- **Fast påslag**, der produsentene beholder prisrisikoen og får et fast tillegg pr. produsert kWh.

5.1 Evaluering av modellene

1. *Trefferikkerhet mht. kvantitative mål*

Det argumenteres for at en fastprismodell vil gjøre det lettere å få realisert prosjekter, fordi det blir lettere å få reist lånekapital. Dette er et forhold som i særlig grad hevdes å gjelde mindre uavhengige vannkraftprodusenter. Dette argumentet er åpenbart riktig dersom man sammenligner med de andre innmatningsmodellene på basis av det samme forventede støttenivået. Men dersom staten tar prisrisikoen, vil det forventede støttenivået ligge lavere enn i modeller der produsentene beholder hele eller deler av prisrisikoen. Det reduserer etter vår vurdering relevansen av dette argumentet.

Vi ser derfor ikke at de tre alternativene atskiller seg mht dette kriteriet.

3. *Effektivitet i prosjektrealisering*

I en fastprismodell vil utbyggernes lønnsomhet ikke avhenge av den løpende spotprisen. Prosjekter som ligger gunstig til i forhold til flaskehalsen som håndteres ved prisområder vil således ikke premieres for dette. Tilsvarende vil vindkraftprosjekter som har høyere produksjon om vinteren ikke premieres for dette fremfor vannkraftprosjekter uten reguleringsevne som har høy produksjon når prisen er lav. Fastprismodellen vil derfor heller ikke gi riktige signaler om verdien av effektkapasitet i forbindelse med investeringsbeslutninger. Resultatet

kan bli at det ikke er de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene som velges først.

I modellen med minstepris reduseres dette problemet, men det fjernes ikke. Spesielt vil vannkraftprosjekter som har høy produksjon i perioder med lav kraftpris (flomperioder) komme for gunstig ut i forhold til andre prosjekter.

Modellen med fast påslag kommer best ut ved dette kriteriet. Der vil prosjektlønnsomhet avhenge av realisert kraftpris slik at samfunnsøkonomisk mer lønnsomme prosjekter også blir bedriftsøkonomisk mer lønnsomme.

En kan tenke seg en *variant av fastprismodellen* der støtten består av to komponenter: et fast påslag på prisen og et årlig støttebeløp som er lik samlet produksjon over året multiplisert med den timesveide forskjellen mellom en fast pris og den løpende spotprisen. Dette vil avlaste produsentene for prisrisiko, samtidig som prosjekter med høy kraftverdi vil prioriteres. En slik utforming vil fjerne denne svakheten ved en fastprismodell i forhold til et fast påslag.

4. *Effektiv kraftproduksjon*

Med en fastprismodell har produsentene heller ingen økonomiske incitamenter til å styre produksjonen inn mot tidsavsnitt der verdien av produksjonen er størst mulig. Ut fra hensynet til effektiviteten i kraftmarkedet har derfor en fastprismodell uheldige egenskaper. Dette hensynet er trolig viktigst for vannkraftanlegg som har størst fleksibilitet. Den samme varianten av fastprismodell som skissert over kan benyttes for å eliminere denne svakheten.

I forhold til effektiviteten i kraftmarkedet vil garantert minstepris gi bedre incentiver enn fastpris i de periodene kraftprisen ligger over minsteprisen, mens de samme problemene vil gjelde i perioder kraftprisen ligger under minsteprisen.

Også på dette kriteriet finner vi altså at et fast påslag skårer høyest.

6. *Lave finansieringskostnader*

Når prisrisikoen overføres fra produsenten til staten i modellen med fast pris, vil den risikojusterte avkastningen for et gitt støttenivå øke. Det betyr at nødvendig støttenivå for å utløse prosjekter går ned sammenlignet med de modellene der aktørene beholder prisrisikoen. Volumrisikoen antas å være usystematisk og vil i utgangspunktet ikke påvirke avkastningskravet for investeringene. Det betyr at fastprismodellen vil være den varianten for innmatingstariff som vil gi det laveste forventede støttenivået pr. kWh og dermed minst effektivitetstap forbundet med finansieringen.

Når produsentene tar hele prisrisikoen i modellen med fast påslag, er det å forvente at påslaget vil måtte settes slik at forventet kraftpris i markedet pluss påslag vil ligge noe over det sammenlignbare nivået for fastpris. Det forventede støttenivået vil derfor ligge noe høyere for denne varianten.¹⁰

¹⁰ Hvis vi måler risikoen ved standardavviket til kraftprisen, følger det direkte av definisjonen av standardavviket at risikoen er den samme for en gitt fordeling

Modellen med garantert minstepris skårer igjen et sted mellom de to andre modellene.

7. *Administrasjonskostnader*

En fastprismodell vil kreve oppbygging av kraftmarkedskompetanse hos Enova. Det vil øke de administrative kostnadene ved ordningen.

9. *Ordningens innvirkning på Enovas budsjettbalanse og risikoeksponering*

En viktig innvending mot fastpris er at staten, i dette tilfellet Enova, vil bli eksponert for pris og volumrisiko. Det vil medføre betydelige svingninger i Enovas utbetalinger. For å unngå disse svingningene kan Enova å styre risikoen for eksempel ved å inngå finansielle sikringskontrakter i tillegg. Det vil imidlertid medføre at Enova blir en aktør i kraftmarkedet. Det vil kunne reises prinsipielle innvendinger mot at en myndighet som Enova skal bli en aktiv aktør i kraftmarkedet.

Fastprisordningen vil kunne utformes som en fysisk eller en finansiell prissikringskontrakt mellom produsent og Enova. I det første tilfellet må Enova selge kraften videre i markedet, enten ved å melde kraften inn på Nord Pools spotmarked eller å inngå en ny fysisk kontrakt med aktuelle kjøpere. Dersom ordningen utformes som en finansiell kontrakt, vil Enova ikke ha behov for å selge kraften videre, men vil på samme måte som under alternativet med fysiske leveransekontrakter bli eksponert for betydelig svingninger i de årlige utbetalingene.

Også modellen med garantert minstepris vil gi store svingninger i utbetalingene, om enn ikke så store som fastprismodellen. Modellen med et fast påslag vil derimot ha betydelig mindre usikkerhet. Men på grunn av svingninger i volumet både hos vind- og vannkraftprodusentene vil modellen med et fast påslag i forhold til faktisk produksjon gi en viss usikkerhet i de årlige støtteutbetalingene. Denne usikkerheten kan bli betydelig selv om det vil ligge en viss diversifiseringseffekt ved at det er begrenset samvariasjon mellom den årlige produksjonen i de ulike produksjonsanleggene.

For å unngå problemet med volumrisiko er det mulig å knytte påslaget til forventet kraftproduksjon i stedet for til den realiserte produksjonen. I dette tilfellet vil ikke staten bli eksponert for volumrisiko, mens produsenten kun har en risiko knyttet til perioder hvor faktisk produksjon er høyere enn forventet, da man ikke vil motta støtte for denne "overproduksjonen". Hvis faktisk produksjon er lavere enn forventet vil produsenten tjene på et system hvor tilskuddet beregnes på forventet produksjon. Et system der støtten knyttes til forventet kraftproduksjon vil ha mange av de samme egenskapene som investeringsstøtte. Forskjellen er at støtten fordeles gjennom hele prosjektperioden i motsetning til investeringsstøtte der støtten betales ut med en gang. Et av problemene med en slik løsning er at produsentene får noe svakere incentiver til å maksimere faktisk produksjon (for eksempel ved å unngå å spille vann).

5.2 Kvantitative analyser

I dette kapitlet redegjør vi for et utvalg av de kvantitative analysene vi har gjennomført for å illustrere virkningene av forskjellige støtteordninger. For en presentasjon av alle beregnede alternativer vises det til vedlegg 2.

5.2.1 Kostnadskurver for vannkraft og vindkraft

For vannkraftverk med kapasitet mindre enn 10 MW samt vindkraft er våre kostnadsdata og regneeksempler basert på foreløpige anslag fra OED og NVE. Det foreligger to alternative datasett for vindkraft: ett lavt alternativ som viser en realisert mengde vindkraft på mellom 0 og 3,5 TWh innenfor et prisintervall på mellom 31 og 50 øre/kWh, og et høyt alternativ på mellom 2 og 5,5 TWh innenfor det samme prisintervallet. For vannkraftanlegg med en kapasitet mindre enn 10 MW viser dataene en realisert mengde kraft på mellom null og 2,2 TWh innenfor et prisintervall på mellom 9,5 og 103,5 øre/kWh. For disse anleggene representerer kostnadskurven bare de tre første MW for hvert anlegg. Det gjengis ikke tall for anlegg større enn 10 MW.

En ser at disse tallene er langt lavere enn de tekniske potensialene og hvor mye som faktisk foreligger til konsesjonsbehandling, gjengitt i kapittel 3. For vannkraft ligger noe av forklaringen i at man bare gjengir de tre første MW for hvert anlegg. Hovedforklaringen til forskjellene ligger imidlertid i at Olje- og energidepartementets tall er justert for flaskehals i konsesjonsbehandling og nettoppgradering samt kapasitetsproblemer hos entreprenører og leverandører. Kostnadskurvene representerer således anslag for hvor store volumer som kan bli realisert fram mot 2016 gitt disse begrensningene. En annen usikker faktor er kostnadene ved så vel vannkraft- som vindkraftprosjekter.¹¹

Kostnadsdata for vannkraft med en kapasitet større enn 10 MW (kun de tre første MW er forutsatt å få støtte) er basert på data fra Samlet plan. Ifølge www.nve.no er det et potensial for 15,4 TWh ny produksjon i kraftverk over 10 MW inklusive såkalte O/U-prosjekter (opprusting og utvidelser i eksisterende vannkraftverk) som ikke er varig vernet. Vi har for illustrasjonens skyld antatt at 40 prosent av dette potensialet lar seg realisere innen 2016, det vil si ca. 6 TWh. Av dette er bare en begrenset andel støtteberettiget, det vil si knyttet til de første 3 MW. Vi legger med andre ord også her til grunn et lavere potensial enn det tekniske, i stor grad av de samme grunnene som for småskala vannkraft og vindkraft.

Det hadde ideelt sett vært ønskelig å kunne ta utgangspunkt i kostnadskurver for analysene som ikke er justert for de nevnte forholdene. Dermed kunne en få vurdert potensialet for å fremskaffe ny produksjonskapasitet gitt ulike kraftpris- og støttenivåer, og deretter vurdert eksplisitt hvordan de nevnte begrensningene vil kunne slå ut for faktisk realisert produksjonskapasitet. Vi har imidlertid tatt utgangspunkt i de foreliggende dataene, og gjengir nedenfor noen beregninger basert på høyt alternativ for vindkraft. For beregninger for lavt alternativ vises det til vedlegg 2.

¹¹ Særlig for vindkraft har en de siste årene observert betydelige kostnadsøkninger.

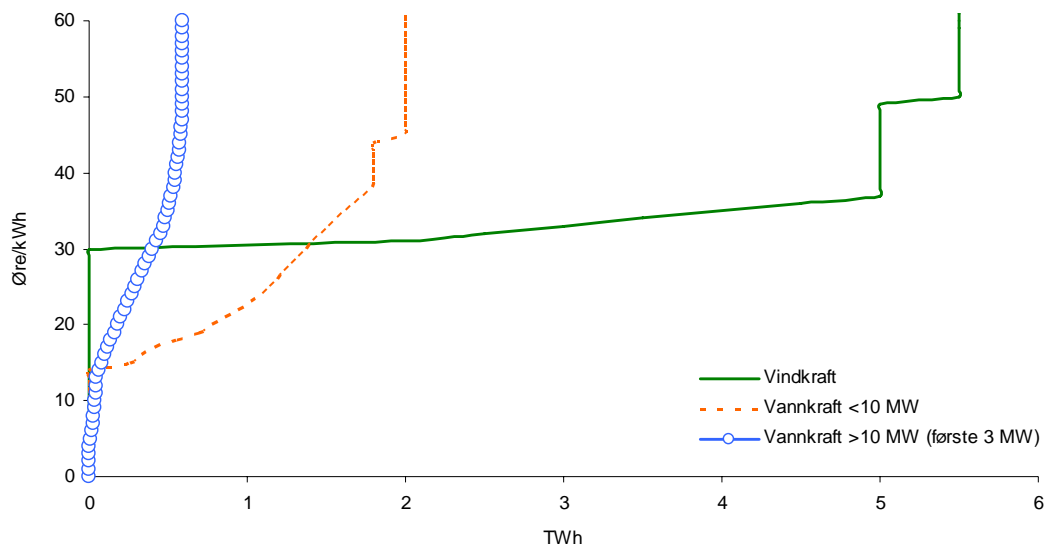
5.2.2 Forventede støttenivåer

Støttebehovet avhenger generelt av tre faktorer:

- Kostnadene ved de aktuelle teknologiene
- Forventede kraftpriser
- Utformingen av støtteordningen

Kostnadskurvene er gjengitt i figur 5.1. Vi har i figuren tatt hensyn til at bare vannkraft under 3 MW (opp til 3 MW i verk med installert effekt over 3 MW) skal være støtteberettiget. Videre har vi antatt at 70 prosent av produksjonen i verk under 10 MW er støtteberettiget, mens 10 prosent av produksjonen i verk over 10 MW vil få støtte (det vil si er knyttet til de første 3 MW).¹² Med disse forutsetningene får vi et totalt potensial på 5,5 TWh vindkraft, ca. 2 TWh vannkraft i verk under 10 MW og 0,6 TWh i verk over 10 MW.

Figur 5.1 Kostnadskurver for ulike kraftproduksjonsteknologier



Kilde: ECON

Gitt kostnadskurvene kan vi beregne støttebehovet i de ulike innmatningsmodellene under forskjellige forutsetninger om forventede kraftpriser. Vi antar i utgangspunktet at all støtteberettiget produksjon får samme støtte som den

¹² Anslaget på 70 prosent er basert på egne beregninger med utgangspunkt i NVEs digitale ressurskartlegging. Anslaget på 10 prosent i vannkraftverk over 10 MW er sjablonmessig ettersom vi ikke har data på prosjektnivå, bare pr. år, og tar utgangspunkt i en beregnet minimumsandel på ca. 5 prosent. Andelen støtteberettiget produksjon i verk over 10 MW kan åpenbart ikke overstige 30 prosent gitt en støttegrense på 3 MW. Vår forutsetning svarer til en gjennomsnittlig prosjektstørrelse på 30 MW i verkene over 10 MW. Et annet spørsmål er hvordan støtteberettiget produksjon skal beregnes i vannkraftverk med installert effekt over 3 MW. Én mulighet er å beregne støtten ut fra forholdet mellom installert effekt og grensen på 3 MW, slik at et verk på 30 MW ville få støtte for 10 prosent av sin produksjon pr. time. En kunne også tenke seg at støtten ble beregnet på grunnlag av den faktiske kapasitetsutnyttelsen pr. time, slik at prosentandelen av støtteberettiget produksjon vil variere (hvis produksjonen er 10 MWh i en gitt time, får verket støtte for 30 prosent, og hvis produksjonen er 30 MWh, får verket støtte for 10 prosent). Det kan i så fall gi incentiver til å disponere produksjonen slik at støtten maksimeres, noe som igjen kan redusere tilbudet av effekt i topplast (dette trenger ikke ha stor betydning i praksis). Vi tar ikke stilling til det spørsmålet her, men antar som beskrevet ovenfor at en andel av produksjonen i disse verkene får støtte.

marginale produksjonsenheten, det vil si at det ikke gjøres noe forsøk på å inndra produsentoverskuddet som støtten gir opphav til. Videre legger vi til grunn at de første 3 MW i alle nye vannkraftverk får støtte.

I praksis kan det være grunn til å anta at vindkraft kan oppnå en noe høyere gjennomsnittspris enn uregulerbar vannkraft. Det skyldes at vindkraften normalt har en høyere produksjon om vinteren, mens uregulerbar vannkraft produserer mest om sommeren. Vi har sett bort fra denne typen virkninger for å forenkle framstillingen.

Et annet moment er at vi med kostnadskurvene ovenfor har antatt implisitt at vannkraftverk med installert effekt over 3 MW blir bygd ut dersom forventet kraftpris pluss støtte er større enn kostnaden pr. kWh. Det er ikke nødvendigvis tilfelle fordi disse anleggene ikke vil få støtte for hele sin produksjon. Det betyr at vi overvurderer virkningene av støtten med hensyn til realisert ny energiproduksjon samt utbetalt støtte. Den praktiske betydningen er imidlertid antakelig relativt liten. Med utgangspunkt i erfaringstall for kostnadene ved ny vannkraftproduksjon har vi beregnet hvor stor andel av den aktuelle vannkraftproduksjonen som vil være lønnsom ved ulike kraftprisinivåer. Det gir en indikator på hvor mye vi eventuelt overvurderer investeringene i vannkraft ved ulike støttenivåer. Beregningene tyder på at ca. 90 prosent av den aktuelle vannkraftproduksjonen vil være lønnsom uansett med kraftpriser over 25 øre/kWh. Selv med kraftpriser ned mot 15 øre/kWh vil om lag halvparten av det samlede potensialet være lønnsomt.

Med våre forutsetninger gir figur 5.1 en indikasjon på nødvendig støttenivå for ulike forventninger om framtidig kraftpris. Vi ser av figuren at dersom man forventer at det langsiktige prisnivået vil ligge rundt 25 øre/kWh, så vil det ikke være lønnsomt å bygge ut noe vindkraftkapasitet. Med et påslag på forventet kraftpris på 10 øre/kWh vil en da kunne få realisert i størrelsesorden 4 TWh vindkraft, og dersom påslaget økes til 15 øre/kWh vil en kunne få realisert ytterligere 1 TWh, dvs. til sammen 5 TWh. For å få realisert de siste 0,5 TWh vindkraft må påslaget opp i hele 25 øre/kWh når forventet kraftpris er 25 øre/kWh. Dersom forventet framtidig kraftpris er 35 øre/kWh, som er om lag lik prisnivået i langsiktige leveringskontrakter på Nord Pool pr. august 2006 (fram til 2011), vil en kunne få realisert 4 TWh uten offentlig støtte. Med et påslag på i underkant av 5 øre/kWh vil ytterligere 1 TWh kunne bli realisert.

En del små vannkraftverk trenger i følge figur 5.1 noe mindre påslag enn vindkraften for å bli lønnsom. Med forventet kraftpris på 25 øre/kWh vil i overkant av 1 TWh være lønnsomt å bygge ut. Med et påslag på 10 øre/kWh vil knapt 2 TWh bli lønnsomt. Dersom forventet framtidig kraftpris ligger på 35 øre/kWh vil knapt 2 TWh bli lønnsomme uten støtte, mens et påslag på 10 øre/kWh på denne prisen vil realisere det meste av potensialet for små vannkraftverk.

Analysen viser at *aktørenes forventninger til framtidig kraftprisinivå* er viktig for hvor stor støtte som er nødvendig for å realisere potensialet for grønn kraft. Forventningene vil kunne variere fra aktør til aktør, noe som må tas med i vurderingen når støttenivået skal fastsettes. Figur 5.1 viser også at det kan være nødvendig med et svært høyt støttenivå for å få realisert de siste delene av

potensialet for både vind og vannkraft. Disse støttenivåene vil kunne gi svært store produsentoverskudd, noe som også må tas med i den samlede vurderingen.

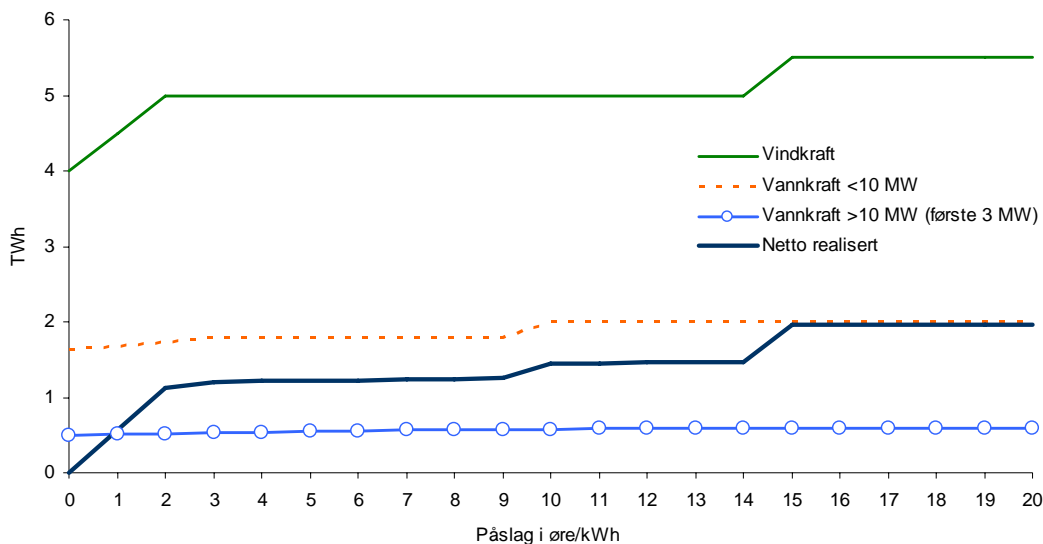
Vi har nedenfor beregnet realisert volum, støttenivå og produsentoverskudd for de ulike innmatningsmodellene med utgangspunkt i en langsiktig kraftpris på 35 øre/kWh.

Fast påslag i kraftprisen

Figur 5.2 viser realiserte volumer ved ulike påslag på en forventet kraftpris på 35 øre/kWh. Den heltrukne kurven viser volumet som netto blir realisert som følge av ordningen, det vil si det totale volumet fornybar produksjon fratrukket det som uansett er bedriftsøkonomisk lønnsomt ved 35 øre/kWh.

Figur 5.2 viser at netto realisert volum med et påslag på 5 øre/kWh er i overkant av 1 TWh, og at netto realisert volum øker til 1,5 TWh når påslaget økes til 10 øre/kWh. Påslaget må opp i hele 15 øre/kWh for at netto realisert volum skal komme opp i 2 TWh, som tilsvarer omtrent hele det potensialet som er reflektert i kostnadskurvene. Vi ser at det realiserede volumet øker sterkt ved påslag på 2 og 15 øre/kWh (jf. knekkpunktene i kurvene for vindkraft og netto realisert volum). Dette skyldes den underliggende kostnadskurven for vindkraft. Ved 37 øre/kWh inklusive støtte – det vil si 35 øre/kWh plus 2 øre påslag - er det meste av vindkraftpotensialet utløst. De resterende 0,5 TWh av det anslåtte potensialet er først lønnsomt ved 50 øre/kWh i samlet pris, det vil si ved et støttenivå på 15 øre/kWh gitt en forventet kraftpris på 35 øre/kWh.

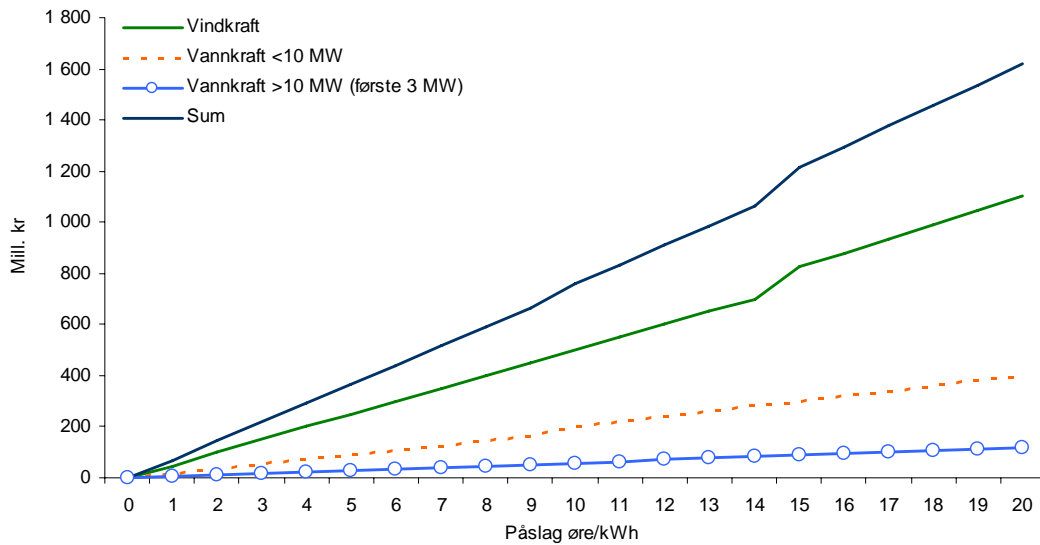
Figur 5.2 Realisert volum ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.



Kilde: ECON

I figur 5.3 viser vi de resulterende støttekostnadene for de ulike teknologiene og samlet sett pr. år. Et påslag på 5 øre/kWh gir en årlig utbetaling av støtte på i underkant av 400 mill. kr. Økes påslaget til henholdsvis 10 og 15 øre/kWh, så øker årlig støtteutbetaling til rundt 800 og 1.200 mill. kr/år.

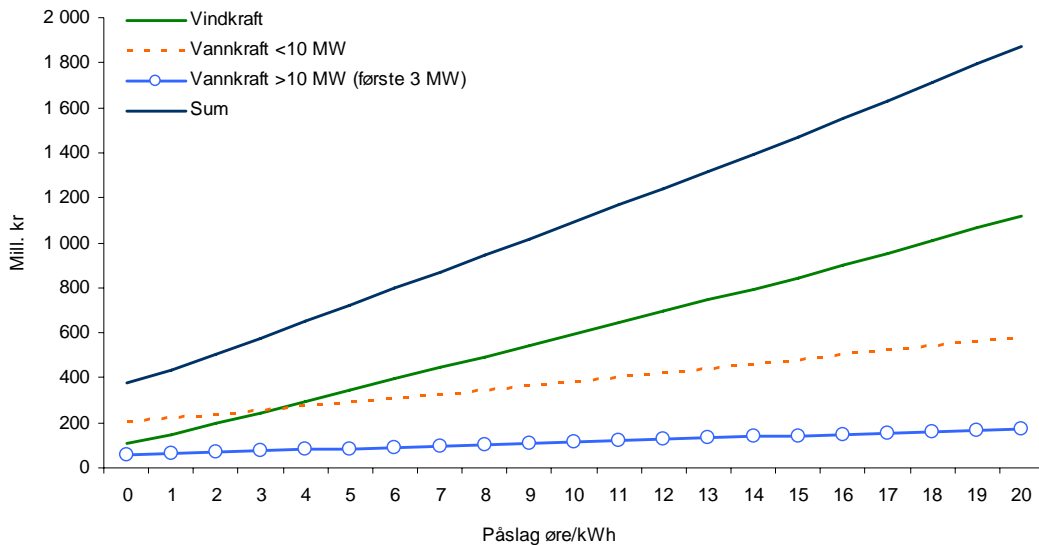
Figur 5.3 Støttenivå pr. år ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.



Kilde: ECON

I figur 5.4 viser vi de resulterende produsentoverskuddene før skatt, dvs. kraftpris pluss støtte minus produksjonskostnader. Vi ser at med et påslag på 5 øre/kWh vil produsentoverskuddet ligge på ca. 700 mill. kr pr. år. Økes påslaget til 10 og 15 øre/kWh, så øker produsentoverskuddet til henholdsvis ca. 1.100 og 1.500 mill. kr pr. år. Dette viser at det meste av den økte støtten havner som overskudd hos produsentene, noe som ikke er overraskende gitt kostnadskurvene i figur 5.1. Gjennom å sammenlikne figur 5.4 med figur 5.3, ser vi at vannkraftprodusentene står for en større andel av produsentoverskuddet enn av det totale støttebeløpet. Det skyldes at mange av vannkraftprosjektene som får støtte har lave kostnader. Produsentoverskuddet vil være gjenstand for skatt på alminnelig inntekt, og vannkraftverk med installert effekt over 5 MW vil i tillegg være gjenstand for grunnrenteskatt. Dette er det ikke tatt hensyn til i beregningene over.

Figur 5.4 Årlig produsentoverskudd før skatt ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh



Kilde: ECON

Tilsvarende figurer er også utarbeidet for alternativene med garantert minstepris og garantert pris. Disse viser omtrent samme bilde som figurene ovenfor, og er gjengitt i vedlegg 2.

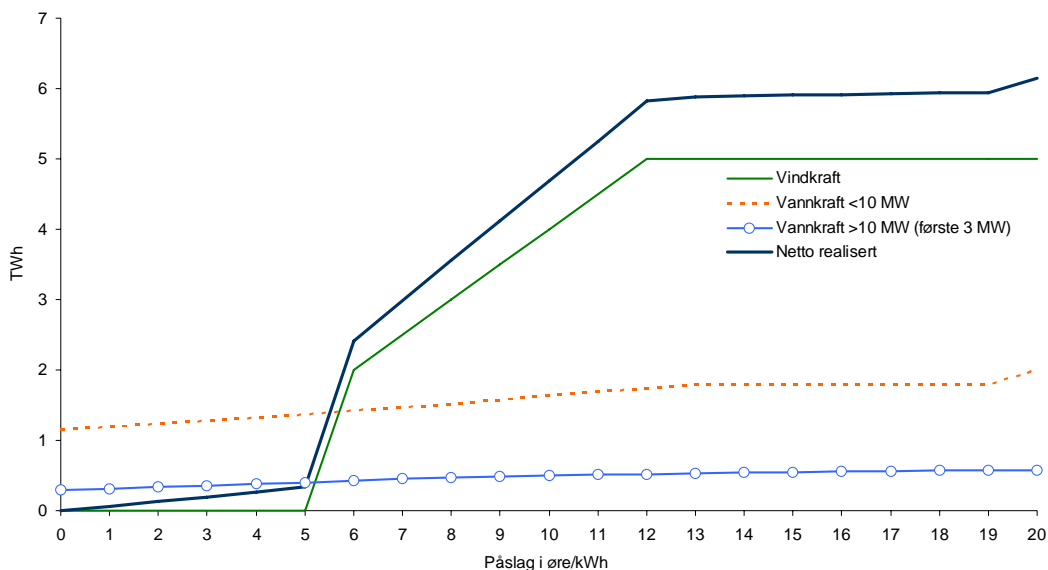
Figurene over viser at med et fast påslag på ca. 15 øre/kWh på en forventet kraftpris på 35 øre/kWh vil en kunne få netto realisert ca. 2 TWh ny kraft, fordelt med ca. 1,5 TWh vindkraft og 0,5 TWh netto vannkraft fra små kraftverk. Dette er svært nær det totale potensialet basert på OEDs vurderinger, når en tar hensyn til at en god del vannkraft uansett vil bli realisert til en kraftpris på 35 øre/kWh. Samlet støtte per år vil da ligge på ca. 1.200 mill. kr. Dette betyr bl.a. at en årlig har igjen ca. 300 mill. kr av en samlet pott på 1,5 milliarder kr til å støtte varme prosjekter, energieffektivisering mv.

Dersom påslaget reduseres til 10 øre/kWh, synker netto realisert mengde til 1,5 TWh, og årlig støtte faller til 800 mill. kr. Da vil Enova ha igjen 700 mill. kr. til å støtte andre tiltak. Dette viser at det er svært kostbart å få realisert de siste 0,5 TWh av potensialet for fornybar kraft, gitt OEDs kostnadskurver.

Realiserte volumer, støttebeløp og produsentoverskudd når kraftprisen er 25 øre/kWh

I figurene over viste vi sammenhengen mellom støtte, realisert volum, samlet støttebeløp og produsentoverskudd når forventet kraftpris er lik 35 øre/kWh. Vi har også gjort de samme analysene ved en pris på 25 øre/kWh. I figur 5.5 viser vi først hvor store volumer som blir realisert for ulike støttenivåer når kraftprisen er 25 øre/kWh. Vi ser igjen bare på modellen med fast påslag, ettersom bildet for de andre ordningene blir tilsvarende.

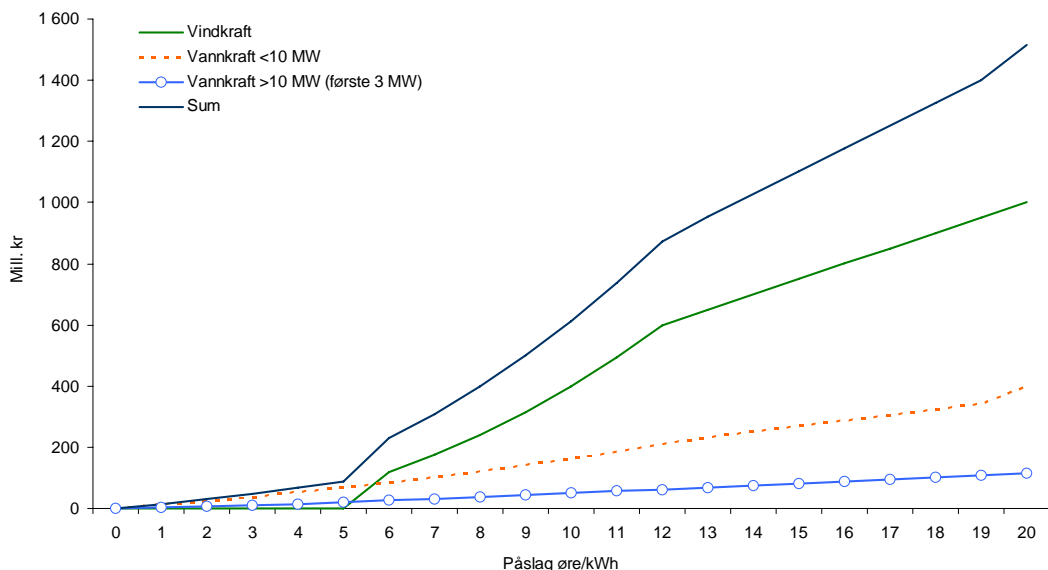
Figur 5.5 *Realisert volum ved ulike påslag på en markedspris på 25 øre/kWh.*



Sammenlignet med 35 øre-scenariet i figur 5.2 ser vi at påslaget må økes for å realisere et gitt volum. Dette er særlig merkbart for vindkraft. Kurven for vindkraft stiger vesentlig mer enn ved høyere priser. Ved 35 øre/kWh er 4 TWh vindkraft lønnsomt selv uten støtte; ved 25 øre/kWh er ingen vindkraftprosjekter lønnsomme. Det fulle potensialet for vindkraft realiseres ikke med mindre påslaget økes til 30 øre/kWh (ikke vist i figuren). Netto realisert volum som følge av støtteordningen blir naturlig nok høyere jo lavere forventet kraftpris er. Når prisen er 25 øre/kWh, vil et påslag på 10 øre/kWh gi 4,7 TWh ny kraft, mot 1,5 TWh ved en forventet pris lik 35 øre/kWh. Jo høyere forventet pris, desto flere prosjekter vil være lønnsomme uten støtte.

I figur 5.6 viser vi de tilsvarende støttenivåene.

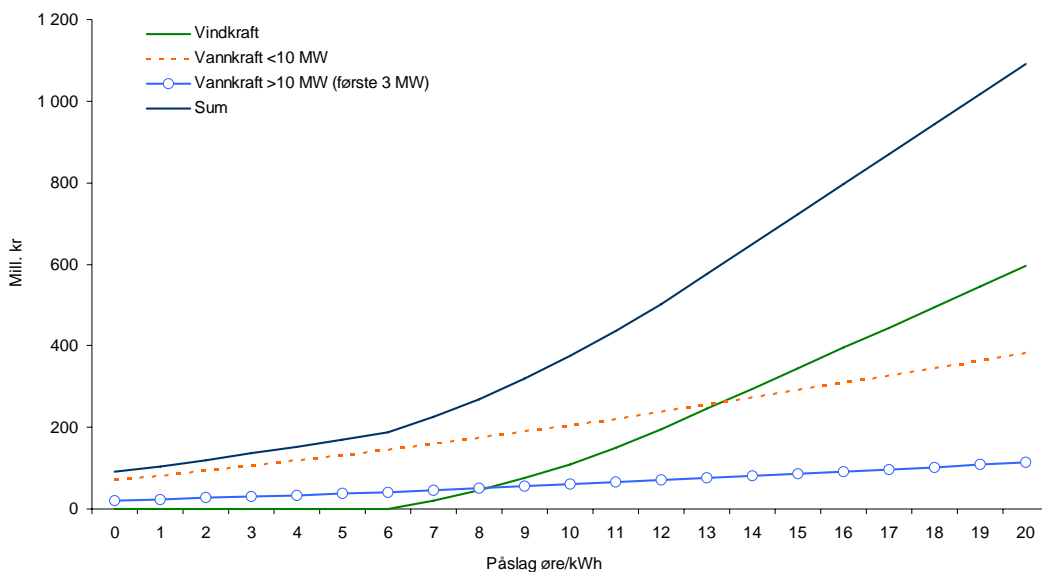
Figur 5.6 *Støttenivå pr. år ved ulike påslag på en markedspris på 25 øre/kWh.*



Sammenlignet med 35 øre-scenariet blir støttebeløpene *lavere* for et gitt påslag. Det skyldes at en gitt støtte fører til et lavere realisert volum når kraftprisen er lavere. 10 øre/kWh i støtte gir ca. 6,1 TWh støtteberettiget kraft ved forventet pris lik 25 øre/kWh og et støttebeløp på i overkant av 600 millioner kr. Med 35 øre/kWh i kraftpris er det derimot hele ca. 7,6 TWh som er støtteberettiget, med en tilhørende støttekostnad på nesten 760 millioner kroner.

I figur 5.7 viser vi produsentoverskuddene gitt støttebeløpene og en kraftpris på 25 øre/kWh.

Figur 5.7 Årlig produsentoverskudd før skatt ved ulike påslag på en markedspris på 25 øre/kWh



Produsentoverskuddene blir vesentlig lavere som følge av den lavere kraftprisen og fordi mengden støtteberettiget produksjon reduseres.

5.2.3 Risiko for Enova og investorer

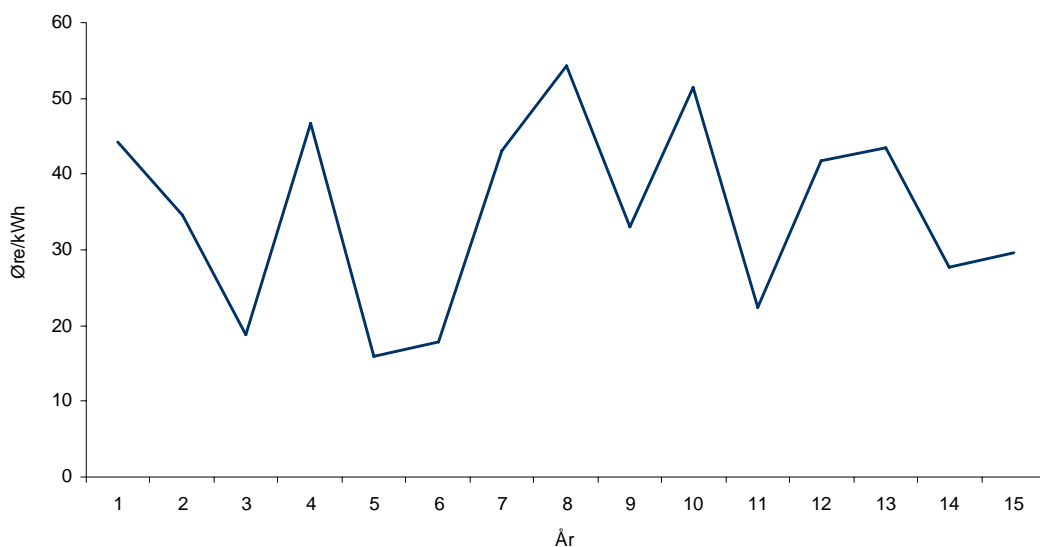
De tre innmatningsmodellene fordeler risikoen mellom Enova og investorer i fornybar kraftproduksjon på forskjellige måter:

- Med en støtte i form av et fast påslag i kraftprisen beholder produsentene hele pris- og volumrisikoen, men den forventede avkastningen øker.
- Med garantert minstepris tar Enova risikoen for at markedsprisen blir lavere enn det nivået som gir bedriftsøkonomisk lønnsomhet av en investering i fornybar kraftproduksjon (breakeven-prisen). Produsentene beholder oppsiden dersom markedsprisen blir høyere enn breakeven-prisen. Produsentene beholder imidlertid volumrisikoen.
- Med garantert pris tar Enova hele prisrisikoen, både oppsiden og nedsiden. Produsentene beholder også her volumrisikoen.

Vi har illustrert utfallsrommet ved følgende enkle simulering: Vi antar at vi befinner oss i en periode hvor Enova sitter med innmatningsforpliktelser i størrelsesorden x TWh vindkraft og y TWh vannkraft. Forpliktelsene varer i 15 år. I forrige avsnitt beskrev vi det forventede nivået på støttekostnadene gitt

forventede kraftpriser på 35 øre/kWh. Vi antar nå at kraftprisen varierer over tiårsperioden på samme måte som Nord Pools systempris i perioden 1996-2010 på årsbasis. Til og med 2005 har vi historiske spotpriser som grunnlag. For 2006-2010 har vi benyttet terminpriser på Nord Pool pr. 7. juli 2006 (faktiske spotpriser til og med 30. juni 2006). Vi har stokket årene i tilfeldig rekkefølge og justert alle priser til 2006-kroner. Terminprisene er nominelle priser, og er justert til 2006-kroner på grunnlag av en forventet inflasjon på 2,5 prosent pr. år. Den gjennomsnittlige prisen blir da ca. 25 øre/kWh. Deretter har vi multiplisert hvert års pris med en faktor for å få et gjennomsnittlig prisnivå som er lik terminprisene på 35 øre/kWh. Prisene slik de fremkommer med denne metoden er vist i figuren nedenfor.

Figur 5.8 Årlige kraftpriser i kontantstrømsimulering



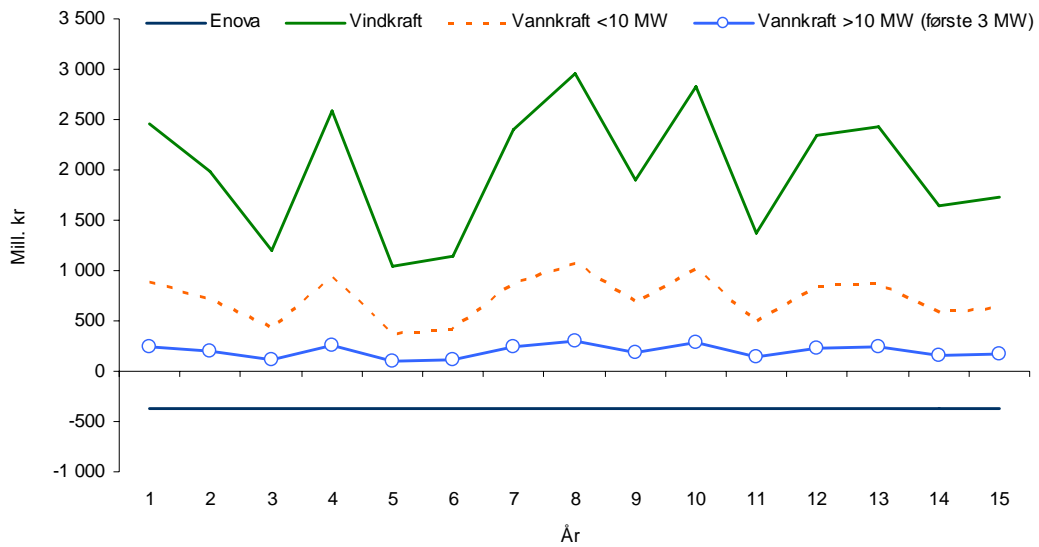
Kilde: ECON

I figurene 5.9–5.11 viser vi de årlige kontantstrømmene til henholdsvis Enova og investorene i vannkraft og vindkraft. Vi har benyttet garanterte fastpriser og minstepriser på 30 øre/kWh for vannkraft og 35 øre/kWh for vindkraft. Med utgangspunkt i kostnadskurvene ovenfor gir det 5,5 TWh vindkraft og 2,6 TWh vannkraft fordelt på 2 TWh under 10 MW og 0,6 TWh over 10 MW. For å gjøre det enkelt å sammenligne risikoegenskapene til modellene, har vi satt de respektive påslagene pluss forventet kraftpris (som er lik gjennomsnittet av prisene 1996-2005 i 2006-kroner) lik de garanterte prisene.¹³ Vi har sett bort fra produksjonskostnadene og ser bare på bruttoinntektene til produsentene (spotpris pluss støtte).

Figur 5.9 viser kontantstrømmene dersom ordningen med fast påslag på 5 øre/kWh på en forventet kraftpris på 35 øre/kWh for alle teknologiene velges.

¹³ I praksis skulle en vente at den garanterte fastprisen vil ligge lavere enn den garanterte minsteprisen, og prispåslaget i forhold til spotpris aller høyest. Det skyldes at de tre modellene stiller investor overfor forskjellig risiko, som i prinsippet bør reflekteres i investors kapitalkostnad.

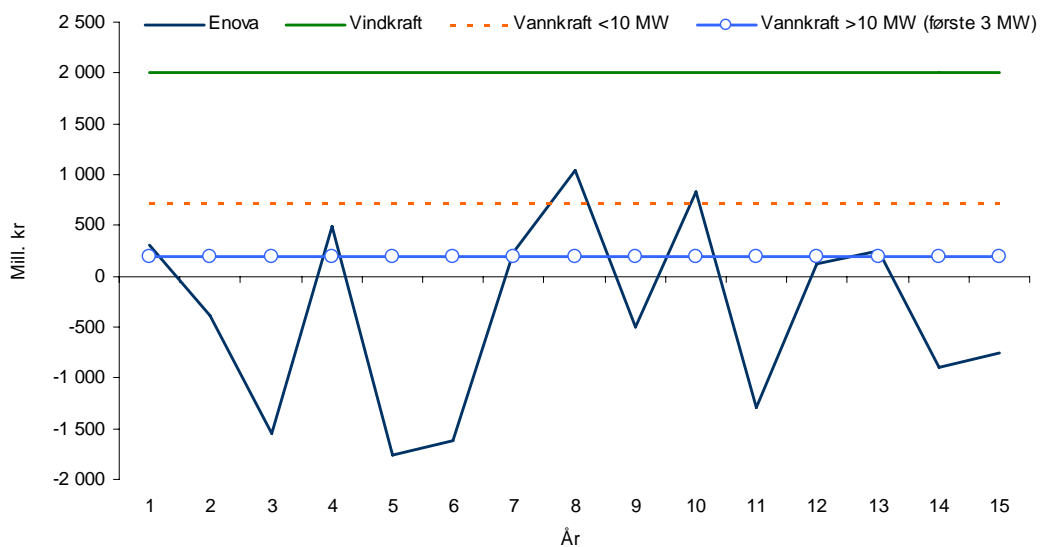
Figur 5.9 *Kontantstrømmer ved fast påslag på 5 øre/kWh.*



Kilde: ECON

Figur 5.10 viser kontantstrømmene dersom en garantert pris på 40 øre/kWh velges.

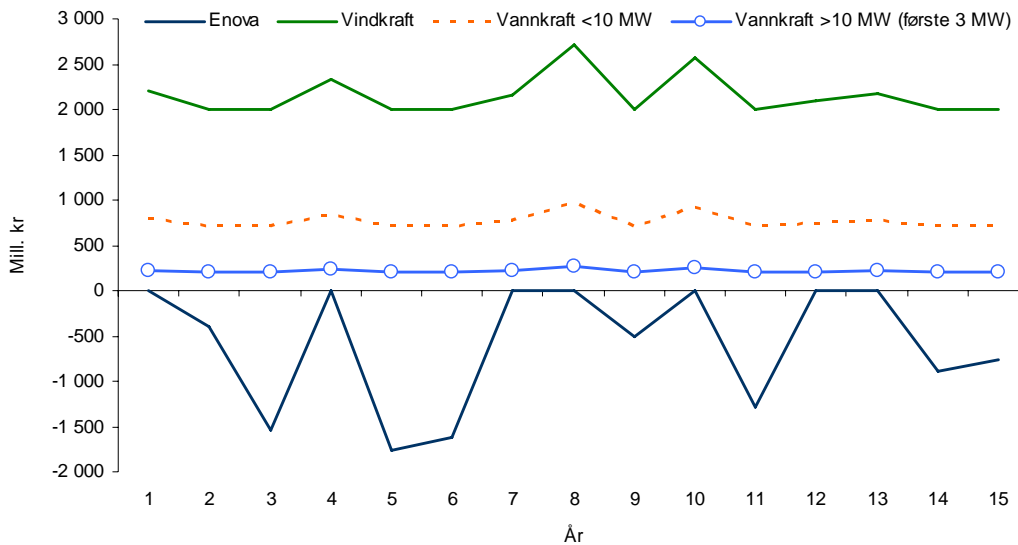
Figur 5.10 *Kontantstrømmer ved garantert pris lik 40 øre/kWh.*



Kilde: ECON

Figur 5.11 viser kontantstrømmene dersom en minstepris på 40 øre/kWh for velges.

Figur 5.11 Kontantstrømmer ved en garantert minstepris lik 40 øre/kWh.



Kilde: ECON

Ved å sammenlikne figurene 5.9–5.11 ser vi at alternativene med garantert pris eller garantert minstepris gir store svingninger i de årlige utbetalingene fra Enova, ettersom Enova i begge tilfellene tar hele prisrisikoen. I alternativet med fast påslag har Enova ingen prisrisiko, og de årlige utbetalingene blir dermed faste i modellen. I praksis vil imidlertid utbetalingene også i dette alternativet svinge litt fra år til år som følge av naturlige svingninger i produksjonen.

Verdien av riktige prissignaler

Forskjellige innmatningsordninger kan gi prissignaler til produsentene som gir opphav til samfunnsøkonomiske tap.

Prissignaler er særlig viktige for regulerbar vannkraft. Produksjonen i vindkraftverk styres i stor grad av vindforholdene og i mindre grad av prissignaler. Driftskostnadene er normalt små. Med en grense på 3 MW vil mye av den aktuelle vannkraftproduksjonen være elvekraftverk uten reguleringssevne av betydning, men noen slike verk vil ventelig ha en viss reguleringssevne, i hvert fall over døgnet. I tillegg vil de første 3 MW av større prosjekter etter planen omfattes av en ny støtteordning. Større vannkraftverk har gjerne reguleringssevne. Jo større anleggene er, desto mindre er imidlertid sannsynligheten for at gale prissignaler fra en støtteordning vil påvirke vanddisponeringen på en samfunnsøkonomisk uheldig måte.

5.3 Begrensning av statlige overføringer

De kvantitative analysene har vist at det samlede produsentoverskuddet kan bli relativt stort ved en rettighetsbasert innmatningsmodell. Det skyldes dels at noen anlegg som vil falle inn under støtteordningen, har kostnader som ligger under den langsiktige kraftprisforventningen. Høye produsentoverskudd for enkelte anlegg kan også bli resultatet dersom usikkerhet om de faktiske kostnadene fører til at kompensasjonen i ettertid viser seg å bli høyere enn nødvendig. Fall i

kostnadsnivået for eksempel ved at prisene på kapitalvarer faller vil også føre til økende inntjening for produsentene.

Nå er ikke høye produsentoverskudd i utgangpunktet et samfunnsøkonomisk effektivitetsproblem. Men unødvendige høye produsentoverskudd som kommer som et utilsiktet resultat av statlige overføringer gir både et effektivitetstap gjennom skattefinansieringen og kan gi uønskede fordelingsvirkninger. Det vil derfor være et mål å begrense de statlige overføringen knyttet til ordningen.

Det finnes ulike måter å begrense de statlige overføringene på. Vi vil her peke på to måter. Den ene er å utforme en tilskuddsordning der de statlige overføringene knyttes til en viss andel av kostnadene utover et fastsatt kostnadsgrænse. Den andre måten er å innføre grunnrenteskatt for anlegg som faller inn under ordningen.

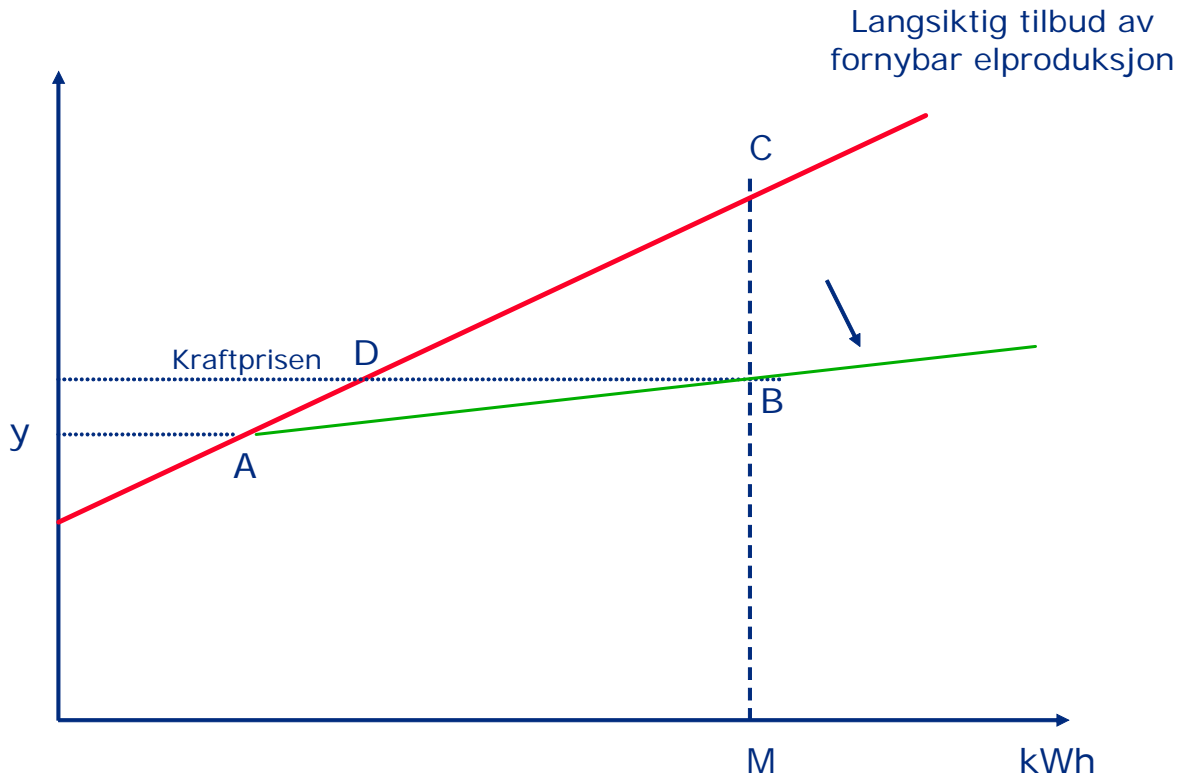
5.3.1 Tilskuddsordning der de statlige subsidiene begrenses til en viss andel av kostnadene

En mulig modell for å redusere de statlige overføringene vil være å innføre et system for kostnadsdeling mellom staten og produsentene. Figur 5.9 viser prinsippene for en slik modell introdusert av Michael Hoel ved Universitetet i Oslo. Den røde kurven viser tilbudskurven uten subsidier. Den øverste, horisontale linjen viser kraftprisen. Ved den gitte prisen vil markedet realisere mengden D , som er lavere enn myndighetenes mål om ny kraftproduksjon, markert med M i figuren.

Modellen er definert slik at alle produsenter av ny fornybar kraft får dekket en viss prosent av kostnadene over et gitt kostnadsnivå y . Da vil alle prosjekter som ligger til høyre for punktet A få en subsidie som avhenger av prosjektkostnadene. Tilbudskurven vil få en knekk og stige slakere fra punktet A . Hvis prosenten settes riktig, vil den nye modifiserte tilbudskurven krysse prislinjen i B , der det kvantitative målet oppnås. Støttebeløpet blir da lik trekanten ABC . Vi ser at dette er noe større enn det minste støttebeløpet som er mulig for å oppnå mengden M , nemlig trekanten DBC . Ved å sette y lik kraftprisen og andelen av merkostnaden som støtte lik 1, kan man få en støtte som i teorien er lik trekanten DBC (gitt at kostnadskurven er lineær slik vi har tegnet figuren). Problemet med de parameterverdiene er imidlertid at de gir svært svake incentiver til kostnadseffektivitet i investeringer og drift.

Problemet med modellen er at den vanskelig kan gjøres rettighetsbasert. Den må baseres på vurderinger av individuelle søknader, med de problemer som kan være knyttet til det, jfr diskusjonen ovenfor.

Figur 5.12 Tilkuddsordning hvor tilskuddet begrenses til en gitt andel av kostnadene.



Kilde: ECON

For å illustrere virkningene av denne modellen har vi sammenlignet det resulterende støttenivået med støttenivåene for en innmatningsordning basert på fast påslag, fast pris og garantert minstepris for et gitt kvantitativt mål for ny produksjon. Vi har tatt utgangspunkt i de samme kostnadskurvene som i forrige avsnitt. Vi antar at forventet kraftpris er 35 øre/kWh og påslaget 5 øre/kWh (som tilsvarer en garantert minstepris på 40 øre/kWh eller en tilsvarende fastpris når vi ser bort fra at støtteordningen kan påvirke kapitalkostnadene til investorene). Da blir det investert i 7,3 TWh ny produksjon, hvorav 5 TWh vindkraft. Det forventede støttebeløpet blir 367 millioner kroner pr. år i samtlige av innmatningsmodellene. Det samme volumet kan oppnås ved flere kombinasjoner av minimumskostnad (y) og prosentandel kostnadsdekning:

- Det maksimale støttebeløpet får vi ved minimumskostnad lik 0. Da må støtteandelen settes til 12 prosent av totalkostnaden for alle prosjekter (siden alle prosjekter har en positiv kostnad pr. forutsetning). Støttebeløpet blir 249 millioner kroner pr. år.
- Det minste støttebeløpet får vi ved å sette minimumskostnaden lik 35 øre/kWh (forventet kraftpris) og kostnadsdekningsandelen til 100 prosent utover dette nivået. Støtten blir da 20 millioner kroner pr. år.
- Ved å sette minimumskostnaden lik 25 øre/kWh og kostnadsdekningsandelen lik 30 prosent, blir støttebeløpet 141 millioner kroner pr. år.

Vi får med andre ord støttenivåer på 20-249 millioner kroner pr. år, sammenlignet med 367 millioner i de forskjellige innmatningsmodellene.

5.3.2 Grunnrenteskatt

En annen måte å begrense de totale statlige overføringene på og samtidig gjøre overføringene mer treffsikre i forhold til støttebehovet for hvert enkelt prosjekt, er å innføre grunnrenteskatt for de anleggene som kommer inn under ordningen. Det betyr at de mest lønnsomme prosjektene etter at støttenivået er tatt hensyn til, vil måtte betale deler av produsentoverskuddet tilbake til staten i form av grunnrenteskatt. Gitt en grunnrenteskattesats på 27 prosent vil nominelt 55 prosent av produsentoverskuddet inndras gjennom skatt på alminnelig inntekt (28 prosent) og grunnrente.¹⁴ Grunnrenteskatten inndrar med andre ord bare en andel av produsentoverskuddet, men andelen blir med dagens regler over 50 prosent når vi også tar hensyn til skatt på alminnelig inntekt.

Vannkraftverk over 5 MW vil være gjenstand for grunnrenteskatt uansett fra første produserte kWh i henhold til gjeldende skatteregler. Innføring av grunnrenteskatt for små vannkraftanlegg vil medføre økte administrative kostnader ved at disse må rapportere inn produksjonstall pr. time til skattemyndighetene, men de må jo uansett rapportere produksjonstall for å få utbetalt støtte under en innmatningsordning (det er naturligvis mulig å tenke seg forenklete ordninger vedrørende produksjonsrapportering både for støtteutbetaling og skatteformål).

Innføring av grunnrenteskatt kan begrenses til små vannkraftanlegg, eller utvides til også å omfatte de vindkraftanleggene som kommer inn under ordningen.

Fordelen med grunnrenteskatt er at den lett lar seg kombinere med rettighetsbaserte ordninger og er et etablert system, som med små administrative kostnader kan utvides til å omfatte andre typer kraftanlegg. Som en overskuddsbasert skatteform har også grunnrenteskatt generelt gode egenskaper ut fra skatteteoretiske betraktninger.

Det må også påpekes at støtten betales ut av Enova, mens grunnrenteskatten betales til Finansdepartementet. Bruk av grunnrenteskatt for å inndra produsentoverskudd påvirker på den måten ikke forventede utbetalinger og risiko for Enova.

5.4 Virkninger for systemkostnadene

Etablering av ny fornybar kraftproduksjon i den størrelsesorden som er reflektert i de kvantitative målene myndighetene har satt, vil påvirke de totale systemkostnadene for kraftsystemet i Norge og kanskje også i våre naboland. For eksempel vil realisering av vindkraftpotensialet i Nord-Norge kunne medføre behov for å forsterke forbindelseslinjene mellom Finnmark og Troms og sydover. Kraftvarmeanlegg basert på biobrensel vil kunne plasseres nærmere forbrukssentrene og vil ikke i samme grad belaste overføringskapasiteten mellom landsdelene. Det betyr at ulike typer kapasiteter vil ha ulike konsekvenser for de totale systemkostnadene over tid.

¹⁴ Den reelle skattesatsen vil blant annet avhenge av de skattemessige avskrivningsreglene og normrentene for beregning av friinntekt og fremføring av negativ grunnrenteinntekt, men vil ventelig ligge i nærheten av 55 prosent.

I noen grad vil de marginale kostnadene som anleggene påfører kraftsystemet bli reflektert i overføringstariffene. Men trolig vil det ikke være full overensstemmelse mellom de ulike kraftanleggenes langsiktige virkninger for fremtidige nettinvesteringer og de nettariffene som hvert enkelt anlegg forholder seg til på investeringstidspunktet.

Det er derfor grunn til å vurdere om ordningen bør utformes slik at virkningene for de fremtidige systemkostnadene blir tatt hensyn til ved å åpne for geografisk differensiering av tilskuddene.

6 Skisse til en norsk innmatningsordning for fornybar kraft

Vi vil i dette kapitlet presentere en skisse til hvordan en tilskuddsordning for fornybar kraft konkret kan utformes, *gitt at ordningen skal være innmatningsbasert*. Det presiseres vi anser denne ordningen som den beste forutsatt at man skal ha en tilskuddsordning. Vi har ikke vurdert denne ordningen opp mot alternative modeller som for eksempel dagens system slik det er administrert av Enova, eller andre modeller som ikke er innmatningsbaserte.

Først beskriver vi kort hovedpunktene i forslaget. Dernest gir vi en utdypende drøfting, herunder alternative utforminger av de enkelte delene av forslaget. Vi understreker at dette må betraktes som en *skisse*. I utformingen av en konkret innmatningsordning er det en rekke praktiske detaljer som myndighetene må ta stilling til, som vi ikke har hatt mulighet til å analysere i denne rapporten. Slik jeg tolket OED må vi ha noen eksempler.

6.1 Hovedpunktene i forslaget

Produksjonsstøtte basert på tillegg til kraftprisen

Det foreslås en rettighetsbasert innmatningsmodell basert på et tillegg til kraftprisen. Tillegget utformes som et fast beløp pr. produsert kWh. Det foreslås at støtten kommer til årlig utbetaling over en standardisert levetidsperiode i forhold til faktisk produksjon i hvert enkelt år.

Teknologinøytralitet

Det foreslås at påslagene ikke differensieres for ulike teknologier dersom det ikke er god grunn til å tro at det er forskjeller mellom teknologiene mht positive eksterne virkninger. De eksterne virkningene kan for eksempel være ulikt potensial for innovasjon eller grad av fragmentering av sektoren. Også fordelingsvirkninger *kan* tilsi at man skiller mellom ulike teknologier. Dersom det er god grunn til å tro at for eksempel potensialet for innovasjon varierer mellom teknologiene, bør påslagene differensieres for å reflektere dette.

Seksårige reguleringsperioder

Det foreslås å innføre seksårige reguleringsperioder der tillegget i kraftprisen holdes fast for alle inngåtte kontrakter gjennom prosjektenes totale standardiserte levetidsperioder. Ved inngangen til en ny reguleringsperiode kan tilleggene justeres. Eventuelle justeringer gjøres på grunnlag av endringer i kraftpriser, kostnadsutviklingen for de ulike teknologiene samt de erfaringene man har høstet i den foregående perioden.

Grunnrenteskatt

Det foreslås å innføre grunnrenteskatt for de vannkraftanleggene som kommer inn under ordningen. For nye vannkraftanlegg som velger å stå utenfor ordningen, foreslås det ingen endringer i beskatningen.

Køordning basert på registreringstidspunkt

Det foreslås at prioriteringen mellom prosjekter innenfor Enovas ramme skjer i henhold til når prosjektene registreres hos Enova. Det betyr at prosjekter som har fått konsesjon for utbygging og som ønsker å komme inn under ordningen, må registrere seg hos Enova og at det etableres en køordning etter prosjektenes registreringstidspunkt.

6.2 Utdyping og drøfting av forslaget

Nedenfor følger en noe grundigere drøfting av det foreslåtte forslaget. Vi vil imidlertid presisere at dette bare er en skisse til innmatningsordning. Det er en lang rekke detaljer som må fastsettes før en slik ordning kan begynne, for eksempel:

- Hvor lang tid før en ny reguleringsperiode skal det nye støttenivået offentliggjøres
- Er plassering i køen omsettelig
- Hvordan behandles reinvesteringer
- Skal de som får tilsagn om støtte forplikte seg til å realisere prosjektet

6.2.1 Produksjonsstøtte basert på tillegg i kraftprisen

Det foreslås at støtten beregnes som et fast tillegg pr. kWh i forhold til faktisk årsproduksjon. Vår vurdering er at et fast tillegg er en mer hensiktsmessig modell enn fastpris og minstepris. Vi legger da vekt på hensynet til effektiviteten i kraftmarkedet og de komplikasjonene som vil følge dersom Enova skal eksponeres for prisrisiko.

Med dette forslaget vil Enovas årlige støttebeløp i noen grad bli eksponert for volumrisiko, siden de årlige produksjonsvolumene vil svinge etter vind- og tilsigsforholdene. Volumrisikoen gjelder hovedsakelig vind og vannkraft, men uforutsette driftsstansperioder gjør at også andre teknologier vil være eksponert for en viss volumusikkerhet. For å fjerne volumrisikoen fullstendig kunne støtten ha vært knyttet til anleggenes forventede produksjon basert på vindmålinger for vindkraftanlegg og tilsigsmålinger for vannkraft. En slik ordning ville vært mer eller mindre ekvivalent med investeringsstøtte, med den forskjell at støtten ble

fordelt over tid og at beregningsgrunnlaget for støtten er annerledes enn for en ren investeringsstøtte.

Volumrisikoen i Enovas portefølje vil imidlertid bli begrenset gjennom diversifiseringseffekter. Diversifiseringseffektene vil redusere den totale volumusikkerheten i porteføljen over tid etter hvert som porteføljen av prosjekter, som kommer inn under ordningen, øker i omfang. Basert på vind- og tilsigs-målinger samt erfaringstall for planlagte og uforutsette driftstansperioder vil det kunne foretas simuleringer av volumusikkerheten i Enovas portefølje slik at det kan legges inn tilstrekkelige sikkerhetsmarginer i Enovas budsjetter.

Fordelen med å knytte støtten til faktisk produksjon er at støtten knyttes til en objektiv størrelse – det betales kun ved faktisk leveranse av kraft. Det skaper mindre rom for strategisk atferd, for eksempel i forhold til fastsettelsen av det forventede produksjonsvolumet.

Dersom ordningen skal være teknologinøytral må man bruke ulike levetidsperioder for ulike teknologier.

6.2.2 Teknologinøytralitet

Et valg mellom teknologinøytralitet eller differensiering må basere seg på en avveining mellom flere kryssende hensyn. Teknologinøytrale ordninger vil gi de sterkeste incentivene til teknologier med lave kostnader og dermed bidra til at målene om mer fornybar energi blir realisert på en kostnadseffektiv måte.

Mer umodne teknologier vil imidlertid lett kunne bli utkonkurrert. Hvis formålet med ordningen er å fostre opp umodne teknologier, vil derfor teknologinøytralitet kunne være mindre hensiktsmessig enn en differensiert ordning der en har muligheter til å fastsette nivået for støtten i forhold til ulikheter i kostnadsnivået. Med en differensiert ordning kan støtten på en mer treffsikker måte nå umodne teknologier som man ønsker å få stimulert, samtidig som man unngår å gi støtte til en rekke prosjekter som ville ha blitt realisert uansett støtte.

Hvis det er store kostnadsforskjeller mellom de ulike teknologiene som man ønsker å stimulere, vil teknologinøytrale ordninger kunne gi svært store økonomiske overskudd til eiere av prosjekter med lave kostnader. Det vil kunne resultere i et unødvendig stort støttebehov pr. kWh ny produksjonskapasitet. Gjennom innføring av grunnrentebeskatning vil en del av dette overskuddet trekkes inn fra produsentene.

Stor usikkerhet omkring hvor kostnadene ligger for de ulike teknologiene kan være et argument mot differensiering, siden datagrunnlaget for differensieringen da blir svakere. Det vil da kunne være bedre å starte ut med en teknologinøytral ordning og heller eventuelt innføre differensiering på et senere tidspunkt etter hvert som man vinner erfaring og innsikt i det reelle kostnadsforholdene.

Et annet forhold som også kan påvirke valget mellom teknologinøytralitet og differensiering er forholdet til statsstøttereglene i EØS-avtalen. Hvis det er slik at nødvendig støttenivå skal basere seg på en gjennomsnittsbetraktning, vil treffsikkerheten med hensyn på realisert volum i en teknologinøytral ordning bli svak når det er store kostnadsforskjeller mellom de ulike teknologiene.

Treffsikkerheten vil være et mindre problem dersom støttenivået kan tilpasses kostnadene for den marginale kapasiteten. I det siste tilfellet vil imidlertid problemet med overkompensasjon bli større.

Alt i alt er det vår vurdering at forskjeller mellom teknologier må reflektere (antatte) forskjeller i eksterne virkninger, muligheter for å redusere finansieringsbehovet eller forbedrete fordelingsvirkninger. Uten nærmere kjennskap til slike forskjeller, bør ordningen være teknologinøytral.

6.2.3 Seksårige reguleringsperioder

Siden den foreslåtte modellen er basert på kompensasjonsregulering, vil virkningen av støtteordningen for å realisere nye prosjekter være usikker. Usikkerheten gir også et potensielt overkompensasjonsproblem. Det er derfor nødvendig å ha mekanismer for å justere støttenivået etter hvert som en vinner erfaring. Samtidig er det viktig at modellen gir investorene størst mulig grad av forutsigbarhet i forhold til de fremtidige rammebetingelsene.

Hvor stor kompensasjonen skal være for de ulike teknologiene, bør bygges på forventninger om fremtidige kraftpriser og kostnader for de aktuelle teknologiene som skal støttes. En bør også benytte data fra andre lands erfaringer med tilsvarende støtteordninger i arbeidet med å fastsette hvor stor en støtte bør være.

Pris- og kostnadsutviklingen er usikre størrelser som vil endre seg over tid og det kan være ulike oppfatninger og forventninger hos de ulike aktørene. Usikkerheten rundt de sentrale størrelsene som er avgjørende for å få fastsatt det riktige støttenivået, gjør implementeringen av en innmatningsordning krevende.

Forslaget om reguleringsperioder gir muligheter for å bøte på disse problemene, ved at unøyaktige støttenivåer, som skyldes usikkerhet i fremtidige priser og kostnader, kan korrigeres på fastsatt tidspunkter i fremtiden. Et opplegget med reguleringsperioder med periodiske justeringer som baseres på veldefinerte faktorer, bidrar også til å gi aktørene en viss grad av forutsigbarhet, selv om forutsigbarheten er mindre enn støttenivåer som fastsettes en gang for alle.

Lengden på reguleringsperiodene, dvs. intervallene mellom hver gang tilleggene kan justeres, bør være lange nok til at det lar seg gjøre å utvikle prosjekter innenfor en reguleringsperiode med en viss tidsmessig margin. Høy usikkerhet om det nødvendige støttenivået trekker i retning av kortere reguleringsperioder. Erfaringer med utviklings og konsesjonsbehandlingstid kan kreve at støttenivået holdes i 5-6 år før det blir gjenstand for justeringer. Reguleringsperiodene bør derfor maksimalt ha en lengde på 5-6 år.

Forslaget innebærer at tilleggene holdes fast for hele den standardiserte løpetiden for alle prosjekter som inngår kontrakter med Enova i den gjeldende reguleringsperioden.

Grunnlaget for de justeringene som gjøres for den påfølgende reguleringsperioden bør knyttes til endringer i den forventede kraftprisen, kostnadsutviklingen for de ulike teknologiene, de erfaringene man har høstet når det gjelder interessen for å utvikle og igangsette prosjekter og måloppnåelsen i forhold til myndighetenes mål om fornybar kraft.

6.2.4 Grunnrenteskatt

Usikkerheten i kostnadsforholdene og formen på kostnadskurven, særlig for nye vannkraftanlegg, innebærer at en rettighetsbasert ordning vil føre til at mange anlegg høyst sannsynlig vil bli overkompensert. Overkompensasjon for en del anlegg er en uunngåelig konsekvens av et rettighetsbasert system, når det er forskjeller i produksjonskostnader mellom ulike anlegg.

Forslaget om å innføre grunnrenteskatt for alle vannkraftanlegg er en måte å redusere problemet med overkompensasjon. Det foreslås at anlegg som velger å stå utenfor støtteordningen vil beholde fritaksreglene for grunnrenteskatt. For produsenter vil det dermed bli en økonomisk avveining om en ønsker å få støtte eller ikke.

Det bør også vurderes om grunnrenteskatt også kan innføres for vindkraftanlegg. Siden kostnadskurven for vindkraftanlegg ser ut til å være flatere, vil riktignok problemet med overkompensasjon bli mindre, gitt at man treffer det rette støttenivået. Men usikkerhet om det faktiske støttenivået gjør at man kan komme i en situasjon med overkompensasjon også for vindkraftanlegg. Med en grunnrenteskatt også for vindkraftanlegg, kan en lettere argumentere for en romslig ramme for å ta høyde for usikkerheten i kostnadsforholdene.

6.2.5 Kjørdning basert på registreringstidspunkt

Tildeling av støtte skjer innenfor rammen av Enovas budsjetter. Det foreslås at prioritering av prosjektene skjer etter når prosjekter registreres hos Enova. Registrering kan først skje når prosjektene har fått konsesjon eller bygningstillatelse fra kommunen. Prosjekter som eventuelt ikke får støtte på grunn av at Enovas årlige ramme fylles opp, beholder sin plass i prioriteringskøen inn i neste periode.

Dette prioriteringsprinsippet, som litt folkelig kan kalles ”først til mølla får male først”, gir aktørene incentiver til å utvikle prosjektene raskt, slik at man kommer tidlig inn i en eventuell kø av prosjekter. Prosjekter som ikke får støtte ett år, vil beholde sin plass i køen inntil den eventuelle køen blir avviklet.

Et alternativ til kjørdning kan være å trekke lodd (slik det gjøres ved tildeling av barnehageplasser). Man kan også prioritere de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene. Da får man imidlertid noe høyere administrasjonskostnader. Dersom man ved en slik ordning lar støttebeløpet avhenge av enten hvert prosjekts lønnsomhet eller det dyreste, realiserte prosjektet er det imidlertid ikke lenger en innmatningsordning slik vi har definert det.

6.2.6 Samordning med Enovas øvrige støtteprogrammer

Det legges til grunn at avkastningen fra det nye Grunnfondet skal samordnes med det eksisterende Energifondet som i dag forvaltes av Enova. Det samlede støttebeløpet for samtlige programmer er dermed begrenset av en totalramme på om lag 1,5 milliarder kroner fra og med 2010. Dette beløpet skal dekke en rekke ulike formål, som ulike former for tilskudd til fornybar kraft, varmeproduksjon og energieffektivisering, informasjon om energibruk og -effektivisering, støtte til

umodne energiteknologier, vrakpantordning for oljekjeler, infrastruktur av fjernvarme og administrasjon av Enova. En rettighetsbasert tilskuddsordning for fornybar kraft må samordnes med Enovas øvrige støtteprogrammer, ikke minst for å sikre at ordningen ikke spiser opp en for stor del av den totale rammen.

Samordningen kan prinsipielt skje på en av to måter.

1. Ved at det etableres egne rammer for støtte til varme, energiøkonomisering og kraft, foruten aktiviteter som ikke har prosjektkarakter (rammer i rammen)
2. Ved at det etableres en felles køordning for samtlige prosjekter, uansett hvilket støtteprogram det tilhører. Støtte som ikke har prosjektkarakter, behandles separat med egen ramme i rammen.

I alternativ 1 må rammene reflektere realistiske potensialer for de ulike programmene. Denne ordningen tilsvarer den som brukes i dag, med egne målsetninger for hhv. vind, varme og energieffektivisering. Vindkraftmålsetningen må likevel tas opp i en generell kraftmålsetning.¹⁵ Rammer i rammen vil kunne gi uheldige utslag ved at noen teknologier møter køproblemer, mens andre teknologier blir gjenstand for romslige rammer.

I alternativ 2 vil alle prosjekter komme inn under køordningen som beskrevet i avsnitt 6.2.5. Ut fra samfunnsøkonomiske effektivitetshensyn er det mye som taler for dette alternativet. Det krever minst informasjon for Enova å gjennomføre og vil i større grad bidra til at de beste prosjektene med den sterkeste fremdriften blir prioritert. Svakheten med dette systemet er at noen av prosjektene i køen har en rettighetsbasert støtte, mens andre er gjenstand for en søknad. Dette vil kunne oppfattes som problematisk og uhensiktsmessig i flere henseenden. En måte å løse dette på er å gjøre støtten til alle prosjektene i køen rettighetsbaserte, men hvorvidt dette er hensiktsmessig eller ikke har det ikke vært mulig å vurdere.

¹⁵ Enova har i dag ikke noen målsetting knyttet til vann, men i og med at Enovas ansvarsområde nå utvides til også å omfatte vann vil en teknologinøytral ordning for fornybar kraft kreve at målsettingen knyttet til vind endres til fornybar kraft som inkluderer både vind og vann og eventuell annen fornybar kraftproduksjon.

Referanser

- Birkeland, H, Anders L.H. Eide og Jon Tveiten (2005): *10 TWh ny fornybar varme på Østlandet – en mulighet i 2016*. Norsk Bioenergiforening og Norsk Energi.
- Carbon Trust (2006): *Policy frameworks for renewables. Analysis on policy frameworks to drive future investment in near and long term renewable power in the UK*.
- EC (2005): *Meddelelse fra Kommissionen – Støtte til elektrisitet fra vedvarende energikilder. KOM(2005)627 endelig*. Kommissionen for de Europæiske Fællesskaber.
- Finansdepartementet (2005): *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*.
- DN (2006): ”Småkraft blir milliardbutikk”. Dagens Næringsliv fredag 7. juli 2006.
- OED (2004): *Faktahefte 2004 om energi- og vassdragsvirksomheten*. Olje- og energidepartementet, Oslo.
- OED (2003): *Strategi for økt etablering av små vannkraftverk*. Olje- og energidepartementet, Oslo.
- Hoel, Michael (2006): ”Bør ”grønn” kraft subsidieres?”, Europower, Juni 2006.
- Isachsen, Olav, Per F. Jørgensen, Lars Bugge og Peter Bernhard (2005): *Grønne sertifikater og biobrensel. Sertifikatmarkedets betydning for markedet for biobrensel*. Oppdragsrapport A 1 2005, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Menantea et al (2001): *Prices versus quantities: Environmental policies for promoting the development of renewable energy*. Institut D’conomie et de politique de l’energie, Grenoble.
- Vennemo, H. (1992): *The marginal cost of public funds: A comment on the literature*, Discussion Paper, Statistics Norway.
- Weitzman, M.L. (1974): ”Prices vs. Quantities”, *Review of Economic Studies*, 41, 477-491.

Vedlegg 1: Aktører

I arbeidet med utredningen har vi hatt møter med representanter for følgende organisasjoner og bedrifter:

Advokatfirmaet Schjødt

EBL, Energibedriftenes landsforening

Enova

Enviro Energi

NoBio, Norsk Bioenergiforening

Norsk Hydro

Norsk Vindkraftforening

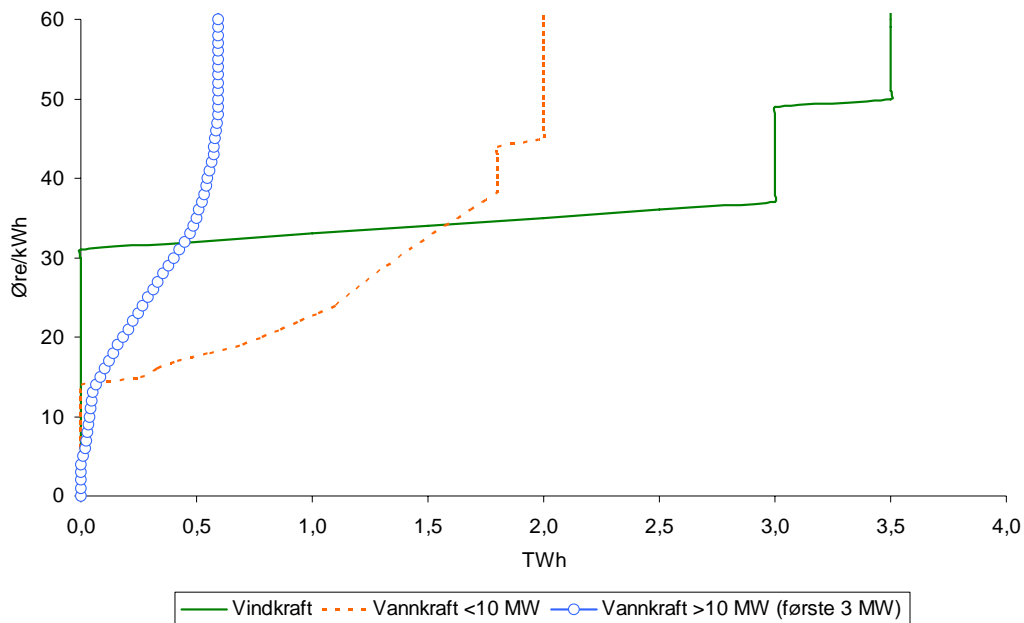
Olje- og energidepartementet

Småkraftforeninga

Vedlegg 2: Beregningsresultater

V2.1 OEDs lave alternativ for vindkraft

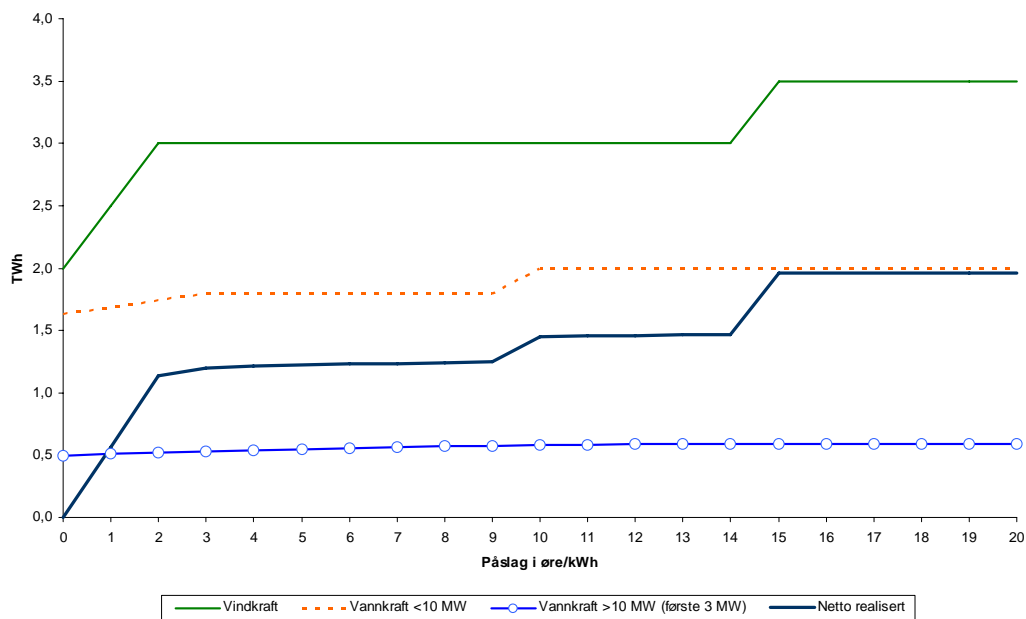
Figur V2.1 Kostnadskurver for ulike kraftproduksjonsteknologier



Kilde: ECON

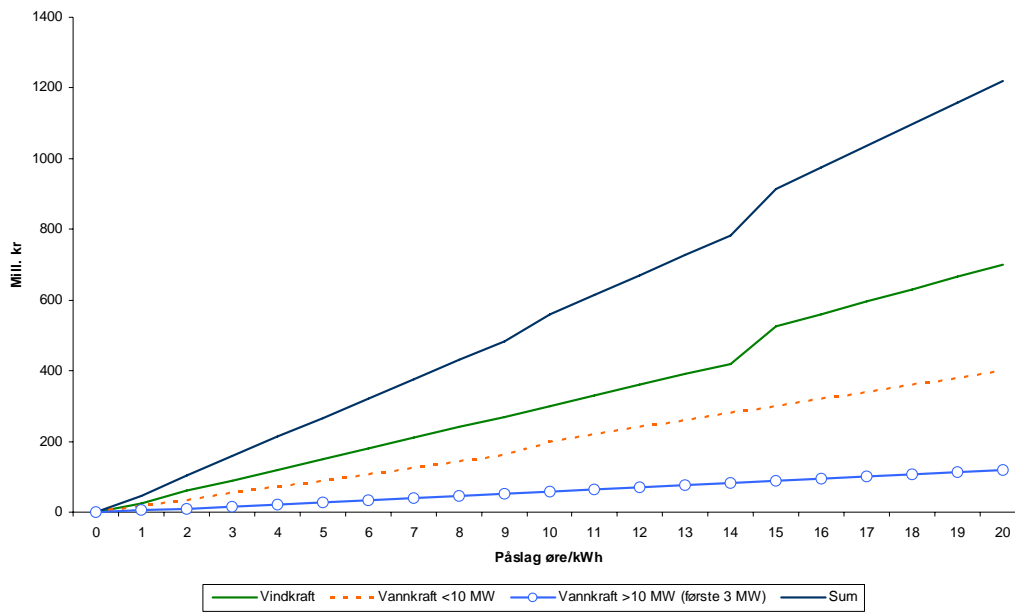
Fast påslag

Figur V2.2 Realisert volum ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.



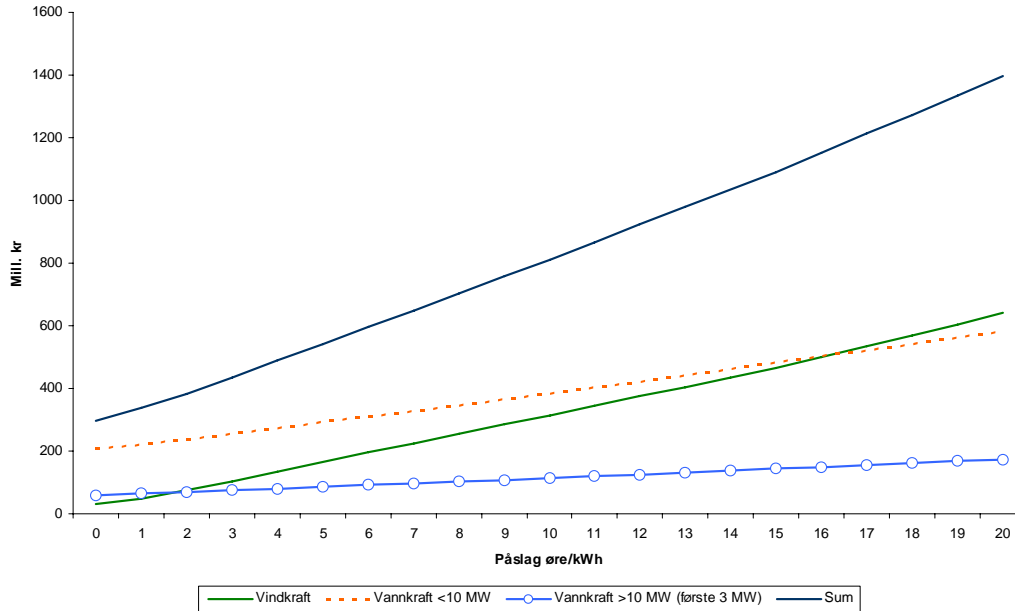
Kilde: ECON

Figur V2.3 Støttenivå ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.



Kilde: ECON

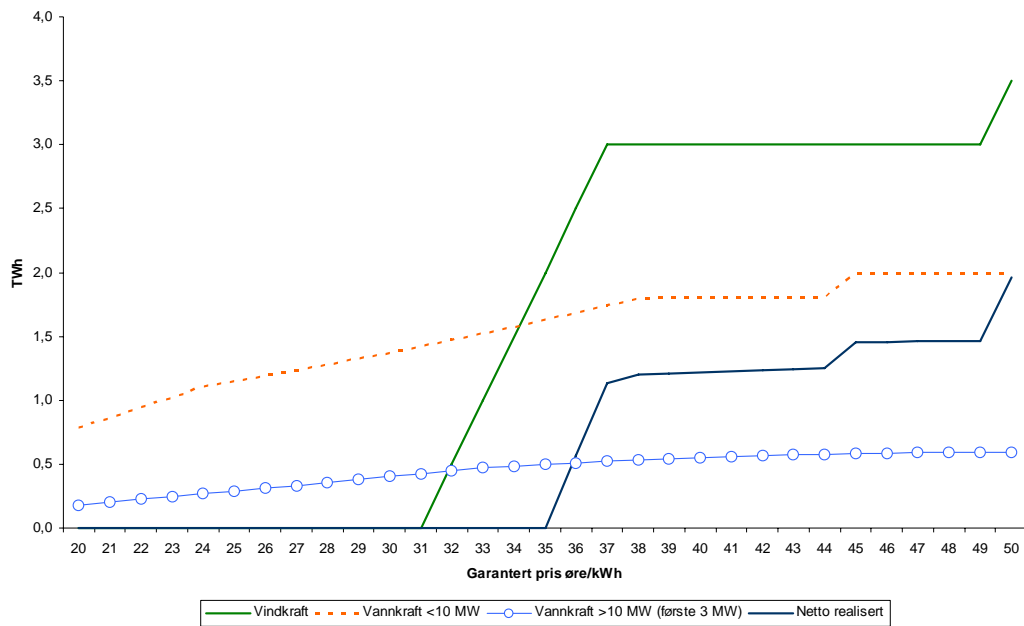
Figur V2.4 Produsentoverskudd ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.



Kilde: ECON

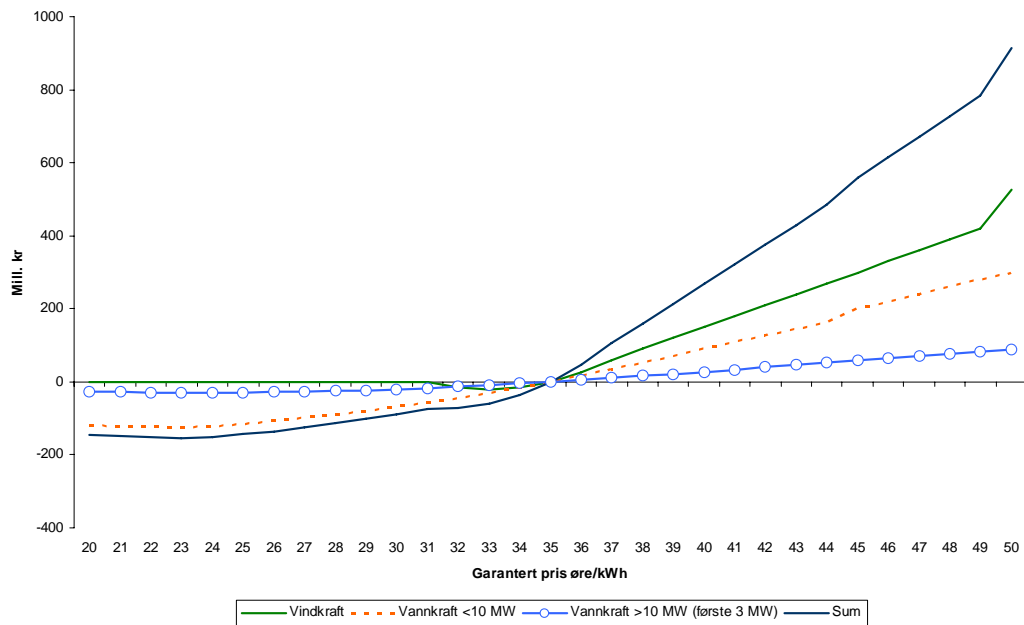
Fastpris

Figur V2.5 Realisert volum ved ulike nivåer for en fastpris.



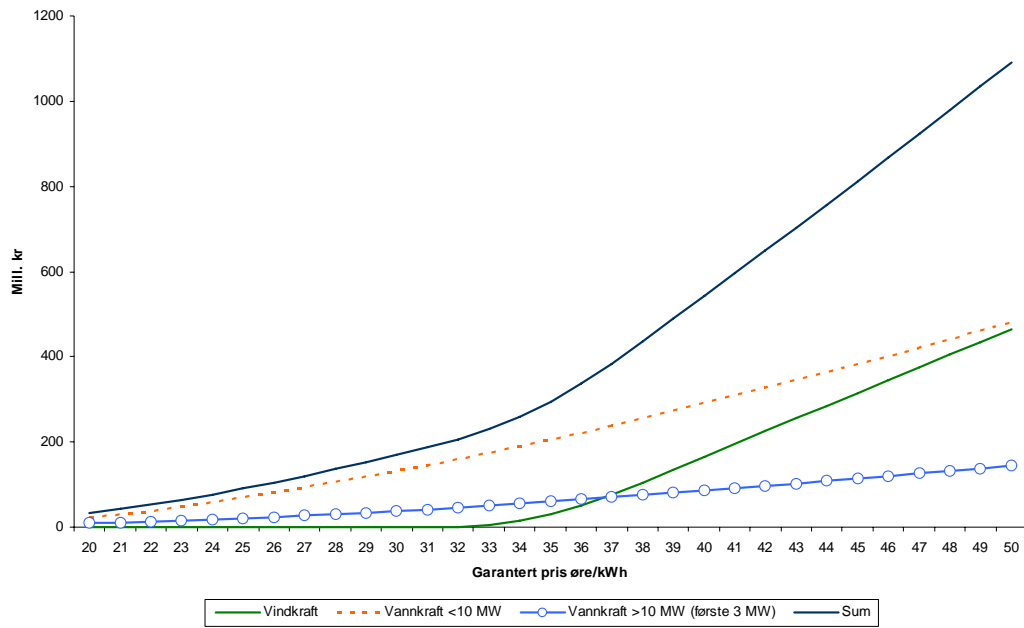
Kilde: ECON

Figur V2.6 Støttenivå ved ulike nivåer for fastpris.



Kilde: ECON

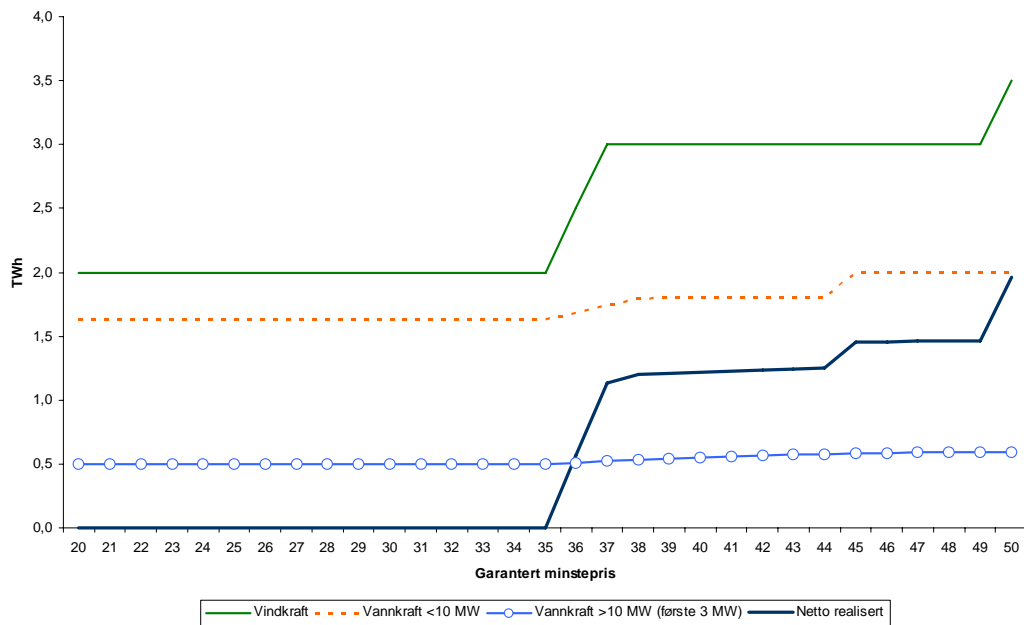
Figur V2.7 Produsentoverskudd ved ulike nivåer for fastpris.



Kilde: ECON

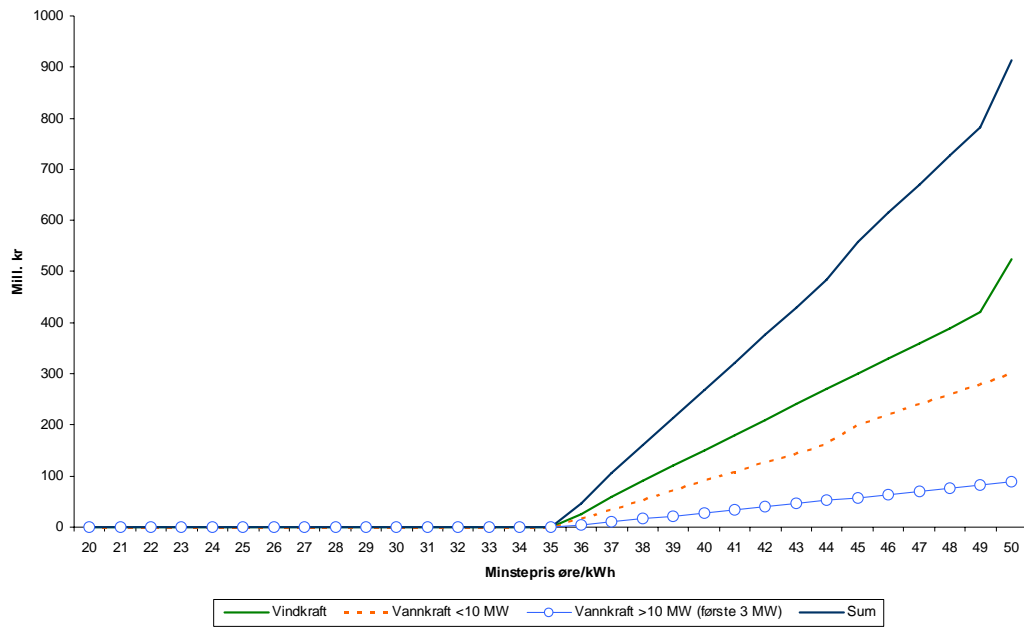
Garantert minstepris

Figur V2.8 Realisert volum ved ulike nivåer for en garantert minstepris.



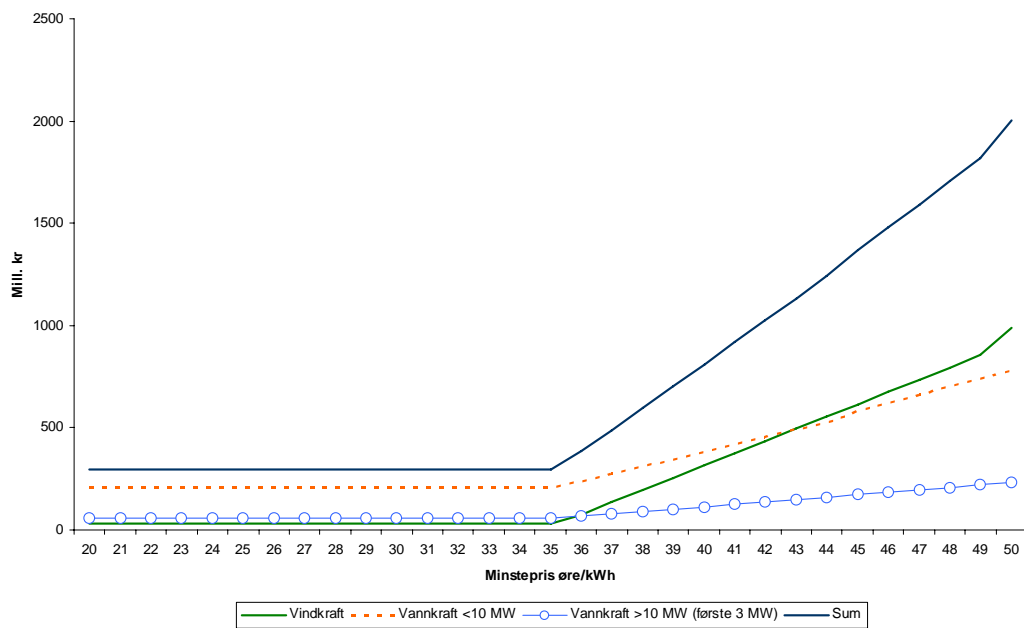
Kilde: ECON

Figur V2.9 Støttenivå ved ulike nivåer for garantert minstepris.



Kilde: ECON

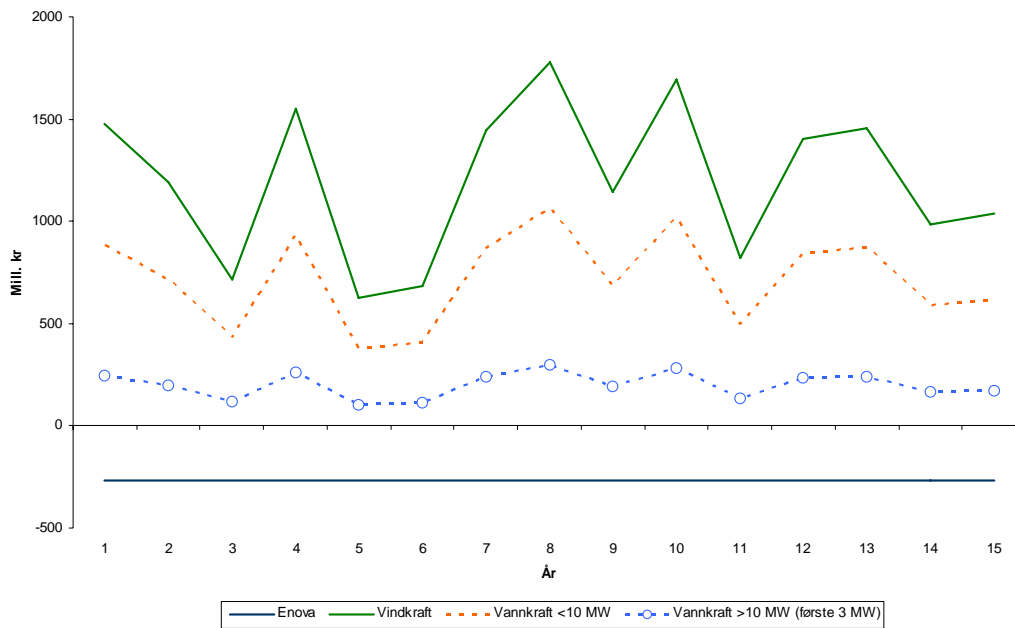
Figur V2.10 Produsentoverskudd ved ulike nivåer for garantert minstepris.



Kilde: ECON

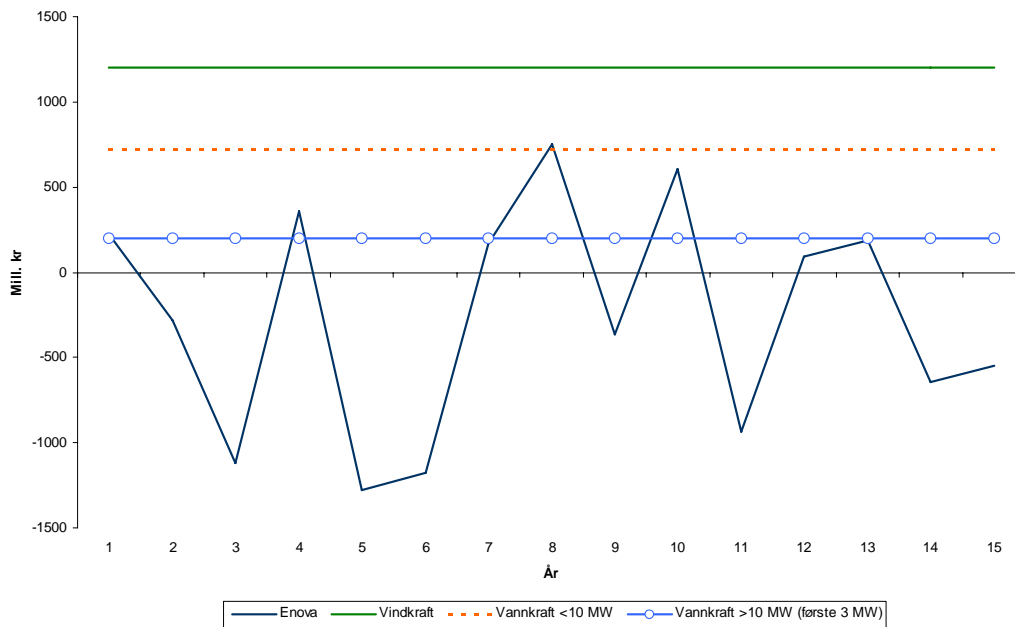
Kontantstrømmer

Figur V2.11 Kontantstrømmer ved fast påslag på 5 øre/kWh.



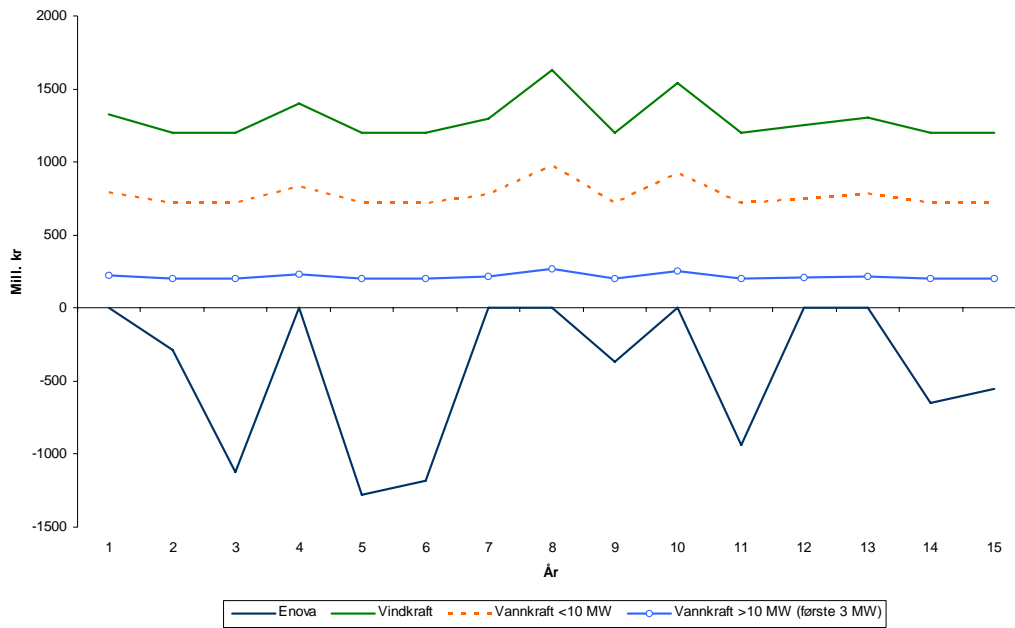
Kilde: ECON

Figur V2.12 Kontantstrømmer ved fastpris.



Kilde: ECON

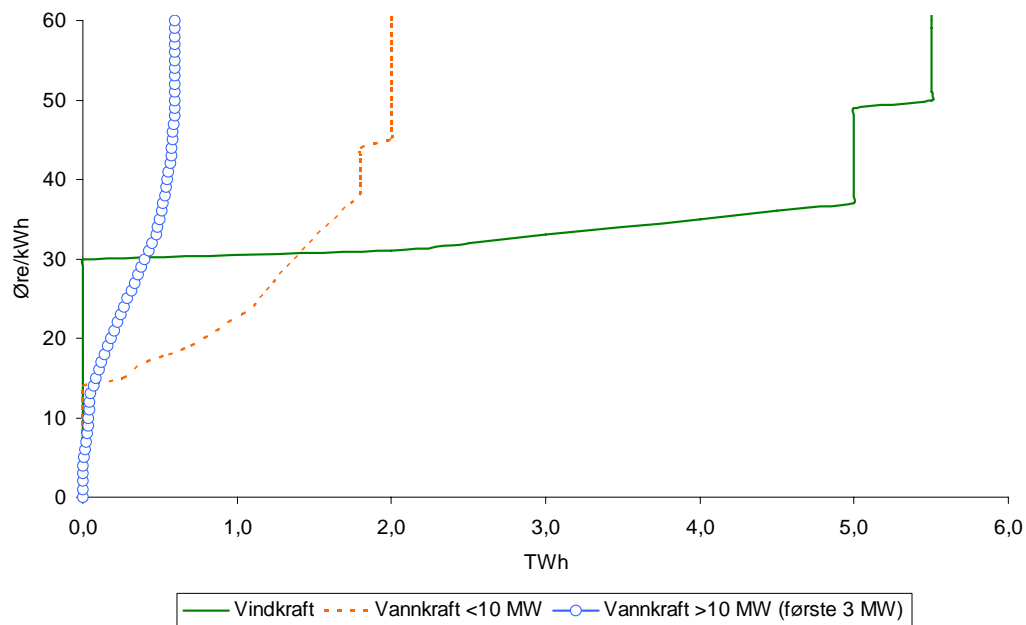
Figur V2.13 *Kontantstrømmer garantert minstepris.*



Kilde: ECON

V2.2 OEDs høye alternativ for vindkraft

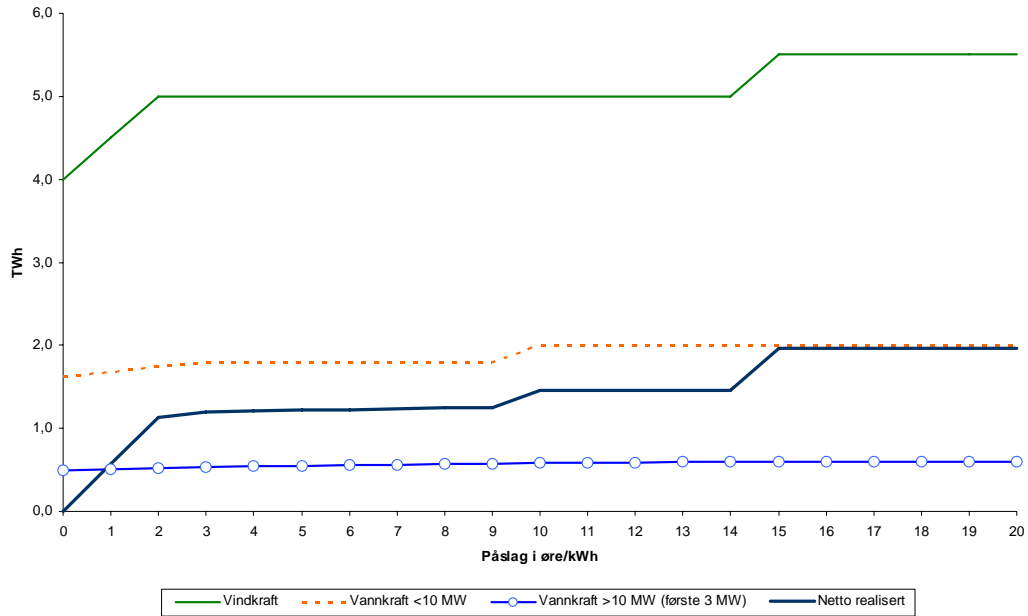
Figur V2.14 *Kostnadskurver for ulike kraftproduksjonsteknologier*



Kilde: ECON

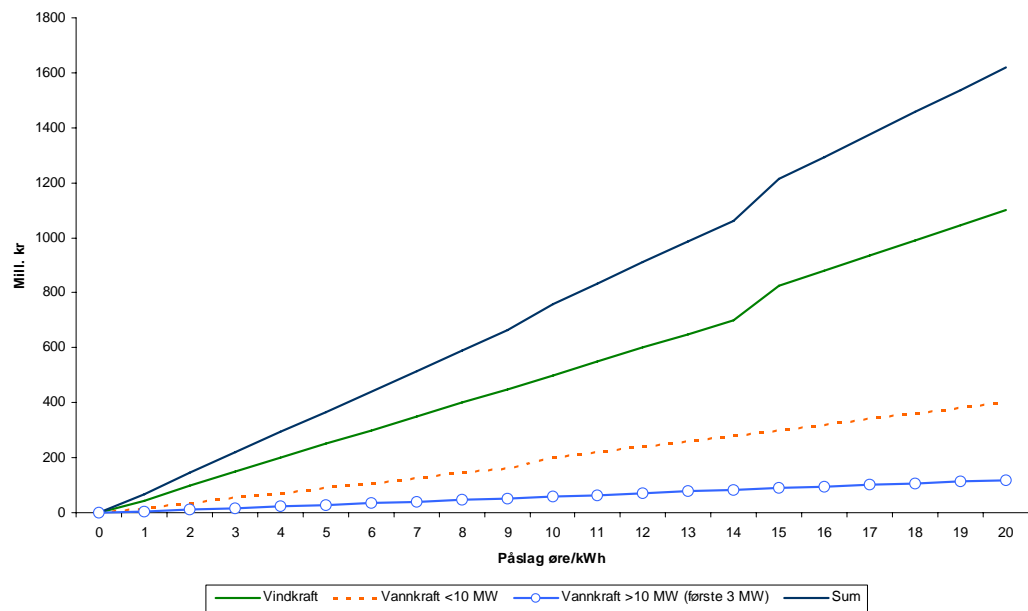
Fast påslag

Figur V2.15 Realisert volum ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.



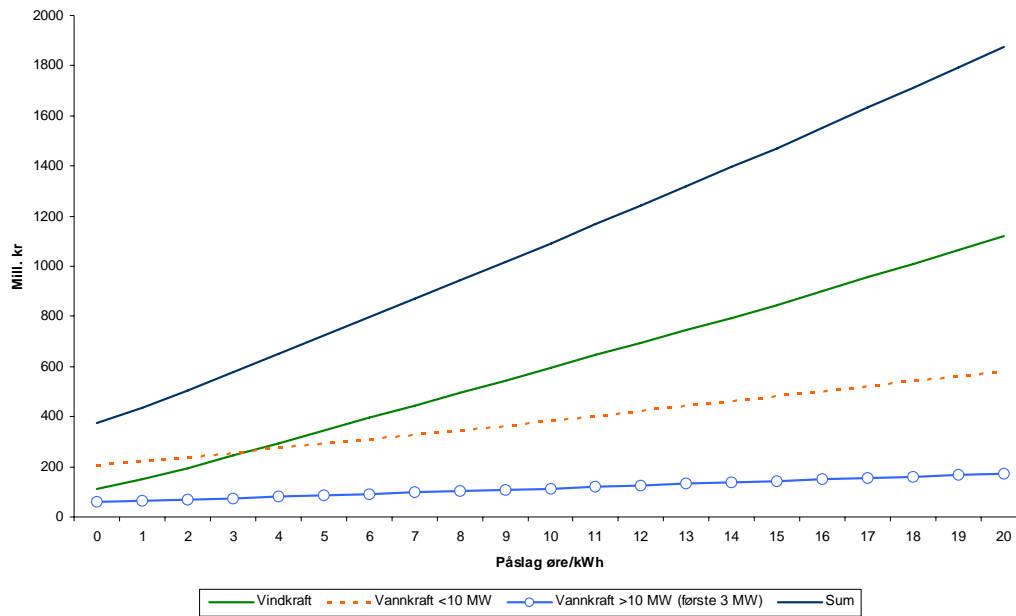
Kilde: ECON

Figur V2.16 Støttenivå ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.



Kilde: ECON

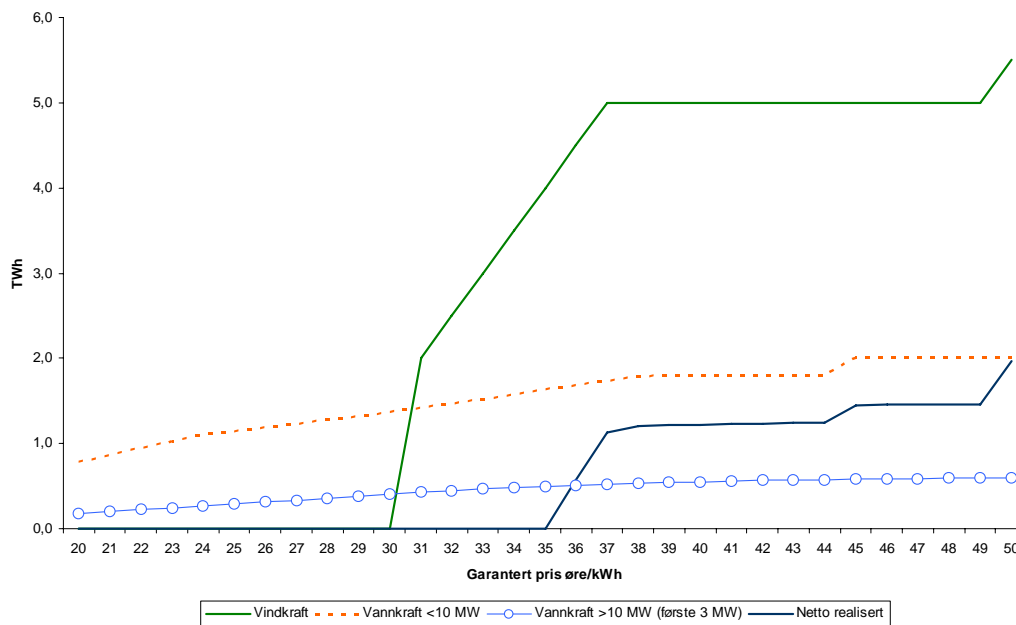
Figur V2.17 *Produsentoverskudd ved ulike påslag på en markedspris på 35 øre/kWh.*



Kilde: ECON

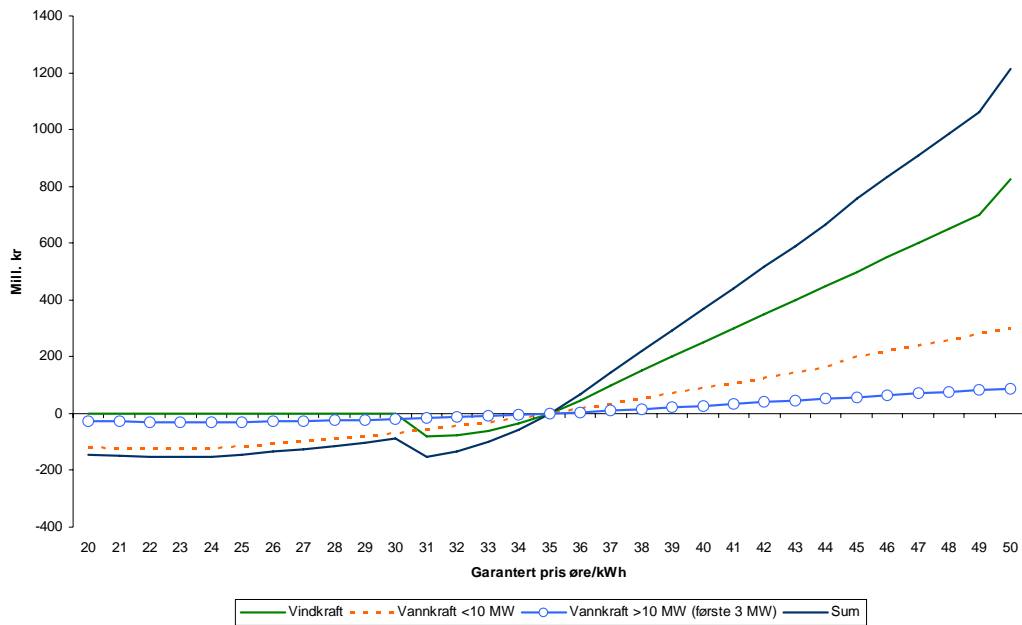
Fastpris

Figur V2.18 *Realisert volum ved ulike nivåer for fastpris.*



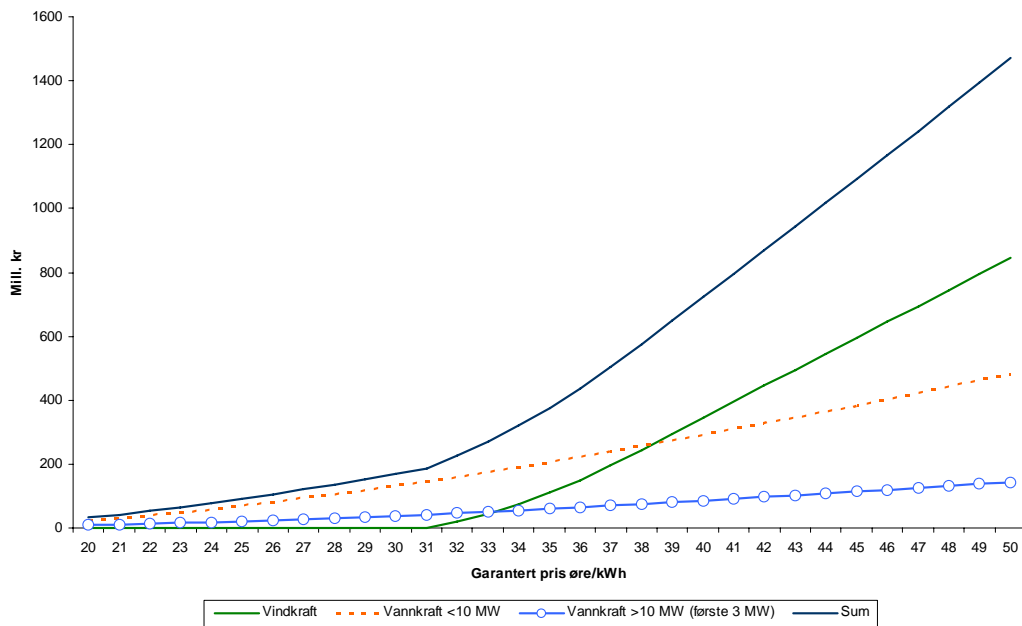
Kilde: ECON

Figur V2.19 Støttenivå ved ulike nivåer for fastpris.



Kilde: ECON

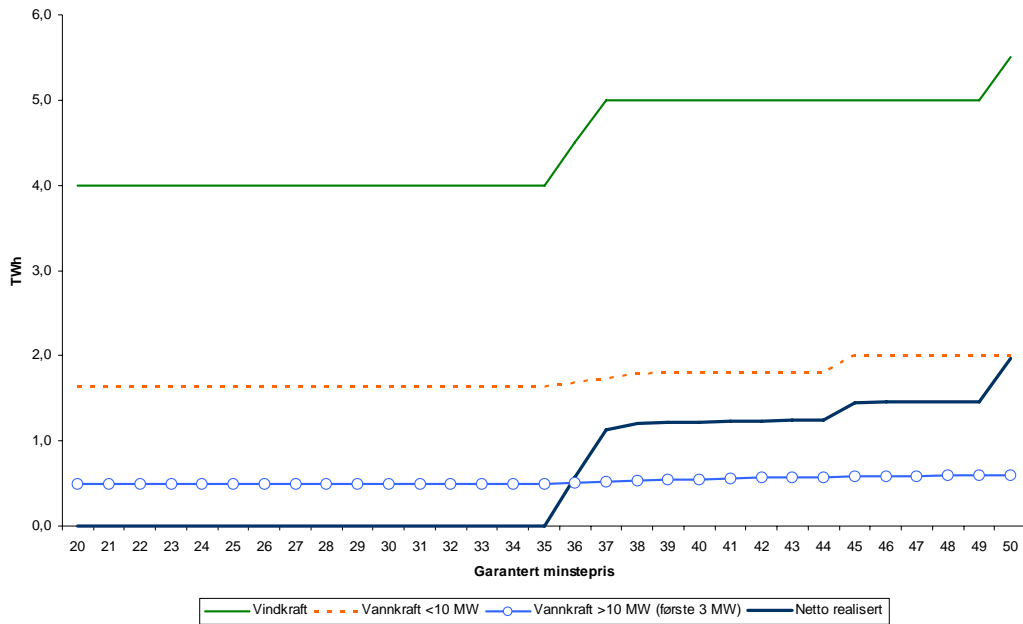
Figur V2.20 Produsentoverskudd ved ulike nivåer for fastpris.



Kilde: ECON

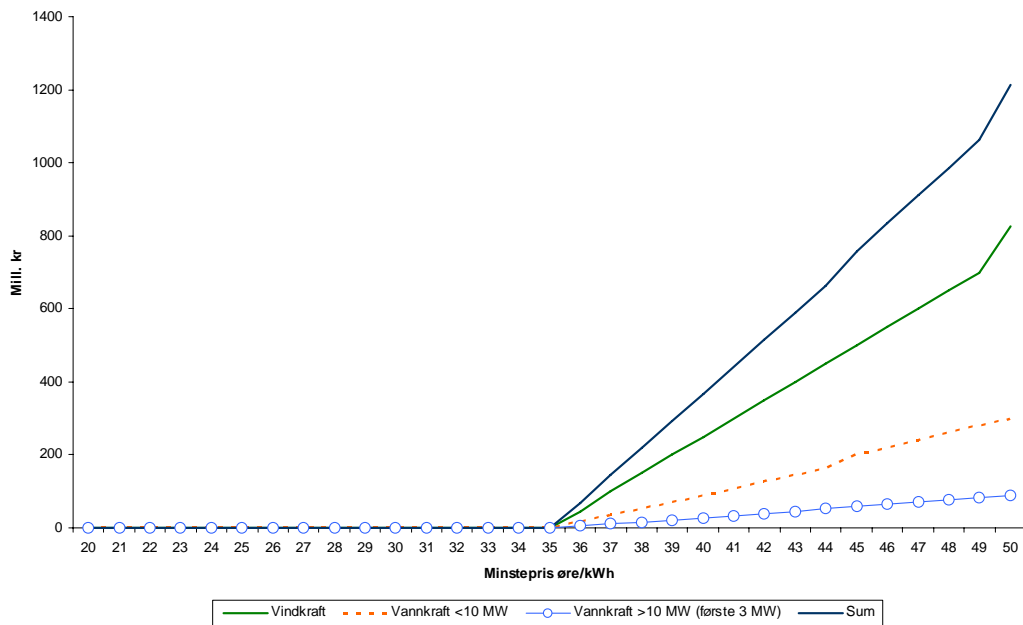
Garantert minstepris

Figur V2.21 Realisert volum ved ulike nivåer for en garantert minstepris.



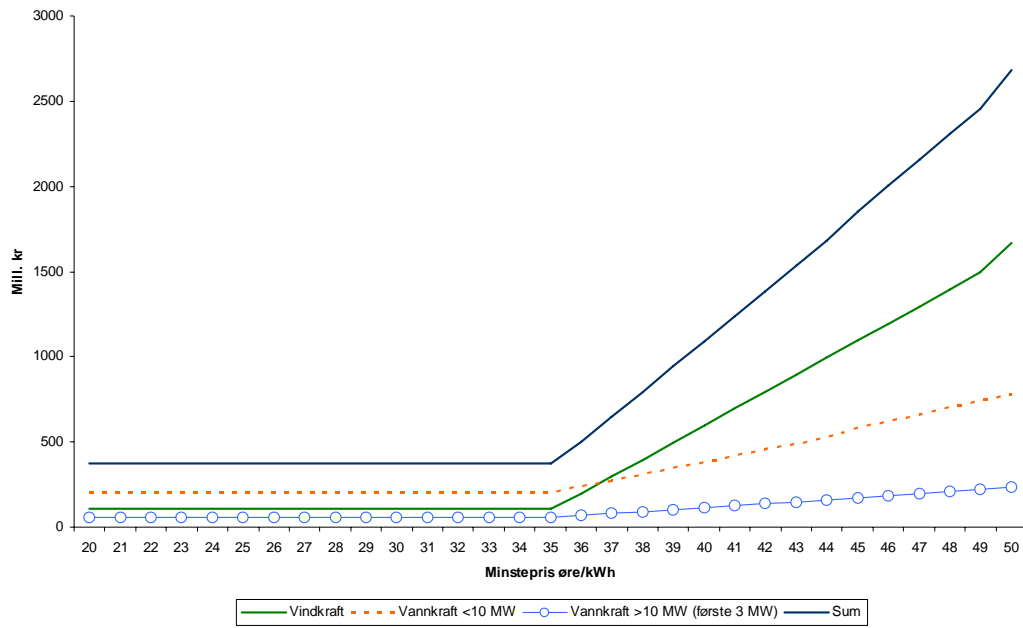
Kilde: ECON

Figur V2.22 Støttenivå ved ulike nivåer for garantert minstepris.



Kilde: ECON

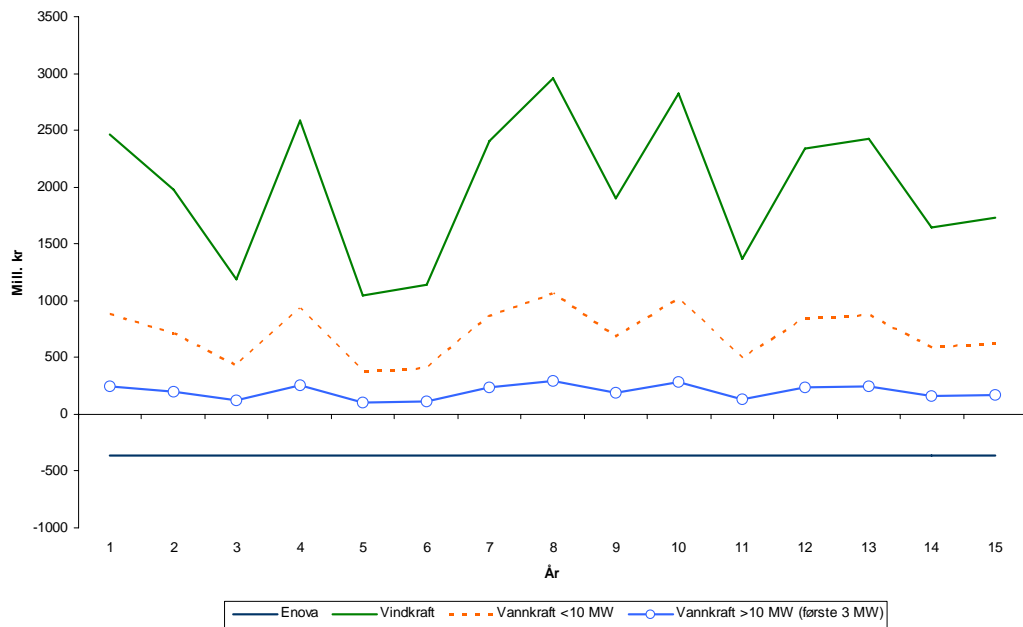
Figur V2.23 Produsentoverskudd ved ulike nivåer for garantert minstepris.



Kilde: ECON

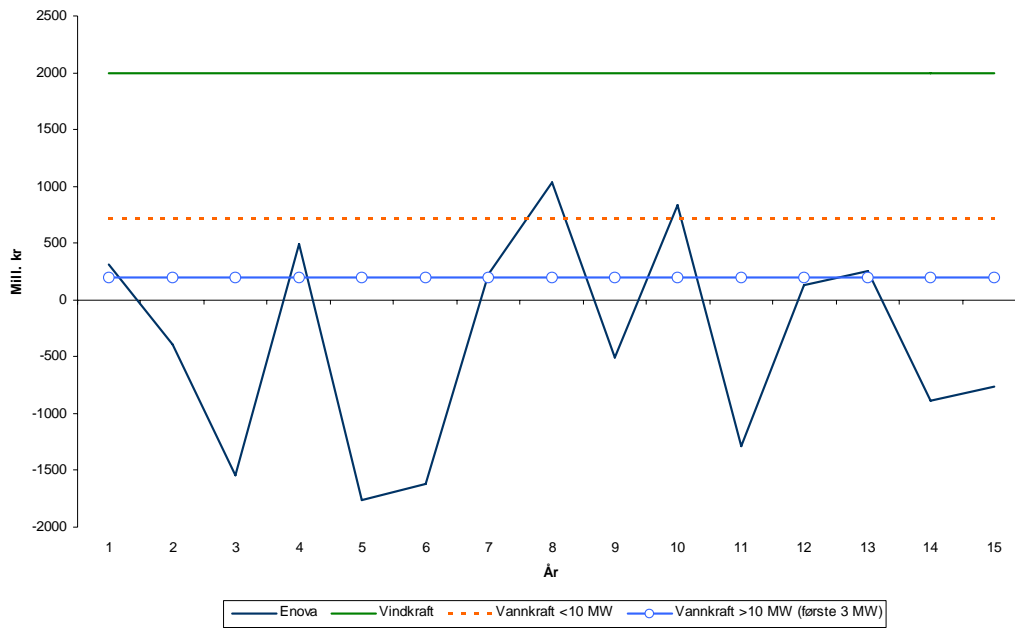
Kontantstrømmer

Figur V2.24 Kontantstrømmer ved fast påslag på 5 øre/kWh



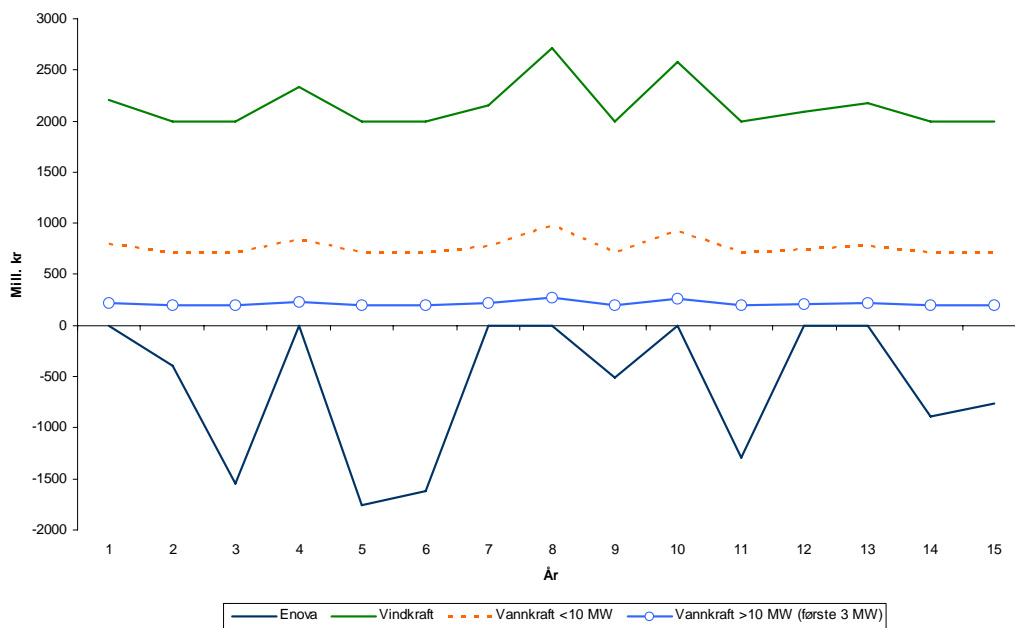
Kilde: ECON

Figur V2.25 *Kontantstrømmer ved fastpris.*



Kilde: ECON

Figur V2.26 *Kontantstrømmer ved garantert minstepris.*



Kilde: ECON