

Investeringer i ny fornybar elektrisitet: Subsidiert av ulike teknologier under usikkerhet

Margrethe Sørseth



Masteroppgave ved økonomisk institutt

UNIVERSITETET I OSLO

Lvert 2.5.2011

Investeringer i ny fornybar elektrisitet: Subsidier og teknologivalg under usikkerhet

© Forfatter

År: 2011

Tittel: Investeringer i ny fornybar elektrisitet: Subsidiering av ulike teknologier under usikkerhet

Forfatter: Margrethe Sørseth

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Bakgrunnen for denne oppgaven var et ønske om å si noe om hvilken effekt innføringen av elsertifikater kunne ha på valget mellom ulike fornybare teknologier. Med et marked for elsertifikater vil myndighetene øke produksjonen av ny fornybar elektrisitet, ved at produsentene mottar et elsertifikat per produserte MWh. Hvilke produsenter som får rett til elsertifikater baseres på prinsippet om teknologinøytralitet, slik at markedet vil premiere de teknologiene som er relativt mest effektive over perioden. En konsekvens av dette kan være en relativ lock-out av mindre modne fornybare teknologier, som under sertifikatmarkedets levetid ikke vil være konkurransedyktig med de mer tradisjonelle fornybare teknologiene.

Et elsertifikat vil fungere som en produksjonssubsidie til produsenter av ny fornybar elektrisitet. En slik subsidie rettfærdiggjøres ved at det er positive eksterne virkninger knyttet til produksjonen. På den ene siden vil økt produksjon av fornybar energi bidra til å fase ut produksjon fra fossile energikilder, og på den annen side finnes det spillover-effekter knyttet til bruken av nye fornybare teknologier. Myndighetene kan imidlertid utforme subsidiepolitikken på ulike måter for å komme i mål med internasjonale klimaforpliktelser. Vi vil se på et tilfelle der myndighetene setter seg to ulike mål for å nå målsettingen om økt produksjon av fornybar elektrisitet. I den første målsettingen utformer myndighetene subsidiene slik at de med en viss grad av sannsynlighet vil nå målet om X TWh ny produksjon, mens de i den andre kun tar sikte på å øke total forventet produksjon.

Vi bruker en realopsjonsanalyse for å finne kraftprodusentens investeringsbetingelser under usikkerhet om pris- og kostnadsutviklingen. Elektrisitetsprisene og enhetskostnadene behandles som stokastiske variabler, og deres utvikling modelleres i en Monte Carlo-simulering. Produsentene vil ha en opsjon over én type fornybar teknologi, og de to teknologiene vil skille seg fra hverandre ved at de kan karakteriseres som relativt modne og umodne teknologier. Enhetskostnadene for de to teknologiene følger to stokastiske prosesser som antas å være uavhengige.

Totalt N^* prosjekter må startes før utløpet av 2020 for å nå målsettingen om X TWh ny produksjon. Vi pålegger ulike subsidiesatser til hver av teknologiene, og identifiserer de

subsidiesatskombinasjonene som vil føre til at vi vil oppnå produksjonsmålet med 95 % sannsynlighet. Alternativt kan myndighetene bruke den samme totale subsidieraten til å oppnå en høyest mulig forventningsverdi av den nye produksjonen. De vil da fordele subsidiene mellom de to teknologiene på en slik måte at det forventede antall investeringsprosjekter blir høyest mulig. Vi vil se på hva de to målsetningene impliserer om fordeling av subsidier mellom de to teknologiene, og forsøke å forklare hva som kan ligge bak slike eventuelle ulikheter.

Hypotesen vi ønsker å teste, er om myndighetene vil gå for en jevnere fordeling av subsidiene når de følger en målsetting der de ønsker å nå målet om N prosjekter med 95 % sikkerhet. Dette begrunnes ved at det under teknologisk usikkerhet og stokastisk uavhengige enhetskostnader kan være risikabelt å binde seg til kun én av teknologiene. Det kan dermed ligge en diversifiseringsgevinst for myndighetene ved å satse på flere teknologier. Om myndighetene satser på begge teknologier, kan det således øke sannsynligheten for å nå målet. Vi vil se på om det da vil lønne seg å subsidiere de to ulike teknologiene med ulike rater, og om denne fordelingen av subsidier vil endres gitt at myndighetene følger en målsetting om å maksimere forventet antall prosjekter. Vi vil da vurdere om såkalte lock-out effekter av umoden teknologi kan sies å være sterkere eller svakere avhengig av hvilket mål myndighetene setter seg.

Resultatene fra simuleringene støtter ikke hypotesen om at det finnes diversifiseringsgevinster for myndighetene ved å satse på flere teknologier. De subsidiekombinasjoner som fører til at vi når målet med 95 % viser at det vil være mer kostbart, i form av økte subsidiesatser, å spre subsidiene over begge teknologier. Myndighetene vil kunne komme i mål med lavere subsidier dersom de kun subsidierer én av teknologiene, og dette gjelder også for den relativt mer umodne teknologien. Ettersom summen av subsidiesatser vil være høyere for jevnere fordelinger av subsidier, vil forventet antall realiserte prosjekter være høyere her. Vi tar så utgangspunkt i en gitt sum av subsidiesatser som sikrer 95 %-målet, og ser hvordan en endret fordeling av denne påvirker sannsynligheten for å nå målet, samt antall forventede prosjekter. For høyere subsidiesatser vil myndighetene faktisk kunne klare å eliminere all risiko dersom de velger å subsidiere kun en av teknologiene. En jevnere fordeling av lavere subsidiesatser medfører at vi ikke lenger vil være 95 % sikre på å nå målet om N^* prosjekter. Vi kan dermed ikke si at en økt grad av diversifisering mellom

teknologiene øker sannsynligheten for å nå målet. Derimot ser vi at forventet antall prosjekter øker svakt for jevnere fordelinger av høyere gitte subsidiesatsene som sikrer 95 %-målet. Det kan således finnes gevinster ved å subsidiere begge teknologier, men disse kan ikke karakteriseres som diversifiseringsgevinster ved redusert risiko. At vi forventer flere prosjekter kan skyldes avtagende skalaavkastning av subsidiering innenfor hver teknologi. En vil da få stadig færre prosjekter på marginen desto mer vi subsidierer teknologiene. Dette trekker i retning av å subsidiere begge teknologiene selv om myndighetene kun ønsker å maksimere forventet antall prosjekter. Funnene fra analysen må likevel tolkes med forsiktighet ettersom vi betrakter en konstant sum av subsidiesatser, som kun gir mening i tilfellet hvor det produseres omtrent like mye med de to teknologiene.

Hypotesen er siden testet for ulike parameterverdier som kjennetegner teknologienes kostnadsutvikling. Vi har henholdsvis forsterket forskjellen mellom teknologiene, ved å øke læringsraten og usikkerhet for den umodne teknologien, samtidig som vi har redusert de samme parameterne for den modne teknologien. Deretter har vi isolert effekten av usikkerheten om kostnadsutviklingen. Vi finner at hovedresultatet fra base scenario holder i begge tilfeller; sannsynligheten for å nå målet om N^* prosjekter vil ikke øke for en jevnere fordeling av subsidiene.

Forord

Denne masteroppgaven ble skrevet av undertegnede vår 2011 ved Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo. Temaet for oppgaven ligger under fagområdene investeringsteori, offentlige reguleringer og miljø- og ressursøkonomi. Oppgaven ble veiledet av Diderik Lund, professor ved Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo.

En særlig takk rettes til min veileder Diderik Lund for idé til problemstilling, samt god oppfølging og veiledning underveis i prosessen. Videre vil jeg takke Kristin Linnerud ved CICERO for videre inspirasjon til tema og gode tips til litteratur. Snorre Kverndokk ved Frischsenteret, og Senter for Utvikling og Miljø (SUM), har også vært behjelpelig med kilder.

Oslo, 2. mai 2011

Innholdsfortegnelse

Investeringer i ny fornybar elektrisitet: Subsidier og teknologivalg under usikkerhet	IV
Sammendrag	VI
Forord	X
1. Innledning	1
2. Oversikt og tidligere litteratur	5
2.1 Tidligere litteratur	5
2.2 Diskusjonen om elsertifikater	8
3. Modell og metode	13
3.1 Realopsjonstilnærmingen	13
3.2 Forutsetninger	15
3.3 Realopsjonsmodellen	18
3.4 Monte Carlo – simuleringer	26
4. Resultater	28
5. Konklusjon	36
Litteraturliste	38

Liste over figurer og tabeller:

Figur 3.3.1: Triggerpris for teknologi 1 som funksjon av prisvolatilitet	23
Figur 3.3.2: Verdien av investeringsopsjonen, teknologi 1	24
Figur 3.3.3: Simulert pris-kostnadsbane for teknologi 1 over perioden 2012 – 2020	25
Figur 3.4.1: Sannsynlighetstetthets pris-kostnadsrate, teknologi 1	27
Figur 3.4.2: Sannsynlighetstetthets pris-kostnadsrate, teknologi 2	27
Tabell 4.1: Frekvenstabell, teknologi 1 og 2	28
Tabell 4.2: Oversikt over subsidiekombinasjoner som sikrer $P(N \geq N^*) = 95\%$	31
Tabell 4.3: $P(N \geq 13)$ og $E[N]$ for $\hat{s} = 0,75$	32
Tabell 4.4: $P(N \geq 13)$ og $E[N]$ for $\hat{s} = 0,63$	34
Tabell 4.5: $P(N \geq 13)$ og $E[N]$ for $\hat{s} = 0,51$	34

1. Innledning

Myndighetene har forpliktet seg gjennom EUs fornybardirektiv til å øke produksjonen av fornybar energi i det indre elektrisitetsmarkedet. Til dette formål vil myndighetene innføre elsertifikater, som vil virke som en produksjonssubsidie til produsenter av ny fornybar elektrisitet. En subsidie til fornybar elektrisitet rettfærdiggjøres ved at det er knyttet positive eksternaliteter til produksjonen som ikke er internalisert i markedsprisen for elektrisitet. Hovedsakelig snakker vi om to typer eksterne virkninger. Den første går på reduserte klimagassutslipp som følge av at økt produksjon av fornybar energi vil erstatte noe av produksjon fra fossile kilder, og dermed redusere de negative eksterne virkningene knyttet til denne produksjonen. For det andre finnes det positive spillover-effekter knyttet til produksjonen og spredningen av fornybare teknologier i form av læringseffekter. Enhetskostnadene reduseres når akkumulert erfaring med teknologien øker, selv om hver enkelt bedrift ikke vil ta dette innover seg idet de investerer i teknologien. Subsidier til fornybare løsninger vil bidra til å gjøre de fornybare teknologiene levedyktige i konkurransen med etablerte, tradisjonelle teknologier, og gjennom læringseffekter vil disse teknologiene bli stadig mer effektive. På grunn av disse eksterne virkningene er det ventet at den totale produksjonen, eventuelt andelen, av fornybar energi vil være lavere enn det som er optimalt samfunnsøkonomisk sett.

Norge har gjennom elsertifikatordningen forpliktet seg til å finansiere en viss produksjonsøkning innen 2020, selv om et eksakt produksjonsmål ikke vil inngå i den endelige juridiske avtalen mellom Norge og Sverige. Omfanget av den faktiske produksjonsøkningen vil avhenge av konsesjonskrav, produksjonskostnader og hvor mange teknologier ordningen endelig vil omfatte i hvert land¹. Likevel kan en anta at myndighetene vil utforme sertifikatene på en slik måte at de vil være mest mulig sikre på å komme nær det opprinnelige ambisjonsnivået for produksjonsøkningen. I vår modell står myndighetene overfor et minimumsmål på produksjonsøkningen de ønsker å oppnå. Dette målet antar vi internaliserer de positive eksterne virkningene ved økt produksjon av fornybar energi, og vil her være eksogent gitt. For å nå målet vil

¹ OED (2010), side 12

myndighetene subsidiere produsentene av ny fornybar energi, slik at et gitt antall prosjekter (med en gitt kapasitet) vil bli startet opp innen utgangen av 2020, altså 9 tidsperioder (år) fra nå. Vi har to ulike teknologier som konkurrerer om de samme subsidiene, og disse kan karakteriseres som relativt modne og umodne teknologier ved egenskaper vi senere kommer tilbake til.

I internasjonale klimaforhandlinger delegeres ansvaret for å korrigere de eksterne virkningene til nasjonalstatene. De nasjonalstatene som ratifiserer internasjonale klimaavtaler forplikter seg på den måte til å utføre tiltak på hjemmebane som skal bidra til å korrigere globale problem. Den globale målsetningen om reduserte utslipp og økt spredning av nye teknologier blir dermed overført til nasjonalstaten, som i sin tur da vil følge sine egne målsetninger for å nå disse globale målene. Det diskuteres om denne oppdelingen i nasjonale målsetninger kan føre til at selve hovedmålet fortrenses: Idet nasjonale myndigheter tar over ansvaret, kan de tenkes å føre en politikk hvor de blir så fokusert på å nå målsetningen at de fortrenger den egentlige målsetningen om reduserte utslipp og videreutvikling av nye teknologier. Internasjonalt vil det juridisk sett være nødvendig å delegere ansvaret for klimaproblemet. En slik ansvarsfordeling impliserer likevel ikke at vi bestandig vil få de utfall som er optimale ut i fra et globalt perspektiv. En målsetning om å nå X TWh ny fornybar elektrisitet kan således lede myndighetene til å utforme virkemidler som ikke ivaretar de internasjonale målene på en best mulig måte. Hvordan de utformer målsetningen kan dermed ha betydning for både hvor mye utslippene reduseres, og hvilken grad av teknologisk utvikling en vil ha i framtiden.

Vi skal se på to ulike måter myndighetene kan utforme en slik målsetning på. For å nå målet om X TWh ny produksjon, må N^* prosjekter startes opp innen 2020. Først betrakter vi en situasjon der myndighetene utformer subsidiene på en slik måte at de vil være 95 prosent sikre på å nå målet om N^* oppstartede prosjekter, altså slik at:

$$P(N \geq N^*) = 0,95 = 95\%$$

Vi kan i prinsippet tenke oss at myndighetene ønsker å være 100 % sikre på å komme i mål. I vår realopsjonsmodell, hvor det er usikkerhet om pris- og kostnadsutviklingen, kan 100 % sikkerhet kun oppnås dersom subsidiene er så høye at målet om N^* prosjekter oppnås med en gang, altså i periode 0. Dersom produsentene utsetter investeringen, vil det under stokastiske prosesser alltid være en viss sannsynlighet for at

prisene faller eller kostnadene øker så mye at vi ikke når målet om N^* prosjekter. Sannsynligheten for ikke å nå målet kan slik bare elimineres ved å subsidiere så kraftig at målet nås før det er noen mulighet for slike endringer i prisene og kostnadene. Det er kostbart å redusere risiko, og vi kan anta at det blir stadig mer kostbart desto sikrere vi ønsker å være på å oppnå produksjonsmålet. Subsidiesatsene som kreves for å nå målet vil dermed øke kraftig inntil vi når vi det subsidienivået som sikrer at tilstrekkelig mange prosjekter startes umiddelbart. Vi forutsetter at myndighetene tar utgangspunkt i å redusere, men ikke eliminere risikoen fullstendig.

Til tross for at myndighetene ved denne målsetningen vil være 95 % sikre på å komme i mål med ambisjonsnivået om X TWh, vil ikke en slik målsetning i seg selv bidra til å løse de bakenforliggende utfordringene ved økte klimagassutslipp på en best mulig måte. I internasjonale avtaler enes landene om produksjonskvoter ut i fra hva som oppleves som en rettferdig fordeling av kostnadsbyrden. Globalt sett, vil det derimot være mer effektivt, med hensyn til de negative følgene av økte CO₂ – utslipp, om produksjonen av fornybar energi var så høy som mulig. Ved å følge en slik målsetting vil i størst mulig grad utradere bruken av fossile energikilder, og samtidig maksimere effekten av læring. Når vi antar at det internasjonalt er svært mange stokastisk uavhengige teknologier, vil en oppnå høyest samlet forventet produksjon hvis hvert land maksimerer forventet produksjon uten noen nasjonal diversifisering. Vi sammenligner dette tilfellet, hvor myndighetene ønsker å gjøre produksjonen så høy som mulig, med tilfellet der de ønsker å nå målet med 95 prosent sannsynlighet. Myndighetene bruker da de samme subsidiene på å maksimere forventet antall prosjekter, og subsidiene fordeles på en slik måte at det forventede antall prosjekter blir så høyt som mulig:

$$\max \left\{ \frac{1}{m+1} \sum_{i=0}^m f_i \times i \right\},$$

der f_i er sannsynligheten for å oppnå i prosjekter innen utgangen av 2020. Det kan totalt startes m prosjekter med de to teknologiene over hele perioden, som vil ha et mulig utfall $i = 0, \dots, m$. Fra disse beregningene vil vi kunne si noe om optimal fordeling av subsidier mellom de to teknologiene, gitt målsetningen myndighetene har satt seg. Vi vil se på om de to ulike måtene å nå N antall prosjekter på vil implisere en ulik fordeling av subsidier mellom den umodne og modne teknologien.

Hypotesen er at dersom myndighetene følger en målsetting om å oppnå N^* prosjekter med en viss grad av sannsynlighet vil dette føre til en større grad av fordeling av subsidiene mellom de to teknologiene, enn en målsetting om å maksimere forventet antall prosjekter. Enhetskostnadene til hver av teknologiene er forventet å avta over tid, men vil følge uavhengige stokastiske prosesser, slik at sannsynlighetsfordelingen over de fremtidige enhetskostnadene til en teknologi vil være uavhengig av hvordan den andre teknologien utvikler seg. Årsaken til at myndighetene da kan tenkes å fordele subsidiene jevnere under 95 %-målet, kan være at det finnes diversifiseringsgevinster ved å investere i begge teknologiene under teknologisk usikkerhet. Når de to kostnadsutviklingene er ukorrelerte, kan det være mulig for myndighetene å redusere risiko ved å diversifisere den teknologiske porteføljen. Myndighetene kan herunder ha en form for risikoaversjon ved at de kan være villige til å subsidiere begge teknologier selv om den ene teknologien i dag er mer effektiv, og en dermed kan sikre måloppnåelse på en mer kostnadseffektiv måte. De kan således være villig til å akseptere en noe lavere forventet avkastning på subsidiene (i form av færre prosjekter), mot redusert risiko for ikke å komme i mål ettersom vi har usikkerhet om kostnadsutviklingen til teknologiene.

På den annen side, dersom myndighetene følger en målsetning der de utelukkende søker å maksimere forventet avkastning, vil de aldri foretrekke en diversifisert portefølje framfor en annen som gir høyere forventet avkastning². Dersom de for en gitt subsidiesats forventer å få flere prosjekter igjen ved kun å satse på den modne teknologien, vil de legge alle subsidiene til denne teknologien ettersom dette vil gi det høyeste totale antall forventede prosjekter. Vi vil se på hva disse ulike målsetningene impliserer om fordelingen av subsidier mellom teknologiene, og se om vi kan finne støtte for at en større grad av diversifisering i den teknologiske porteføljen kan bidra til å øke sannsynligheten for å nå målet om N^* oppstartede prosjekter innen 2020.

Modellene og simuleringer over de stokastiske variablene (P_t, C_{1t}, C_{2t}) er utarbeidet i Microsoft Excel 2010.

² Markovitz (1991)

2. Oversikt og tidligere litteratur

2.1 Tidligere litteratur

Det finnes en rekke studier som anvender realopsjonsteori for å analysere investeringsatferd i energisektoren. Realopsjonsmetoden slik den er fremstilt av Dixit og Pindyck (1994), beskriver investorens valg stilt overfor usikkerhet og irreversible beslutninger, omgivelser som er høyst overførbare til mange investeringsprosjekter innen miljø- og ressurssektoren. Mezey og Conrad (2010) gir en oversikt over eksisterende litteratur, og illustrerer hvordan realopsjoner kan anvendes innen miljø- og ressursøkonomi gjennom enkle modeller.

En av grunnene til realopsjonsanalysens store utbredelse er at den kan brukes til å kvantifisere ulike former for risiko. Davis og Owens (2003) bruker realopsjonsanalyse til å beregne verdien av fornybare teknologier under usikre priser på fossile brennstoff. De finner at myndighetenes bevilgninger til forskning og utvikling (F&U) av de fornybare teknologiene er sub-optimale. Rothwell (2006) identifiserte ulike risikopremier i forbindelse med investeringer i atomkraftverk, der han tar høyde for usikkerhet i både pris-, kostnads- og produksjonsutviklingen. Blyth et al. (2007) benytter en realopsjonsmetode utviklet for Det Internasjonale Energibyrådet (IEA) for å studere opsjoner knyttet til investeringer i ikke-fornybare energikilder og investeringer i karbonfangst, og –lagringsteknologier. Politisk usikkerhet, representert ved en usikker CO₂-pris, skaper en risikopremie som leder aktørene til å utsette investeringene i påvente av mer informasjon. De konkluderer med at myndighetene bør sikre langsiktige og forutsigbare rammer dersom de ønsker å øke investeringer i lav-karbondeteknologier. Ishii og Yans (2004) empiriske analyse av amerikanske kraftselskapers investeringsatferd bekrefter dette funnet.

Når det kommer til realopsjonsmetoden og valg av ulike teknologier, evaluerte Grenadier og Weiss (1997) optimale investeringsstrategier for en bedrift som står ovenfor stokastiske teknologiske innovasjoner. Innovasjonene er usikre både med hensyn til når de kommer, og hvor profitable nyvinningene vil være, og læring inkorporeres ved at investering i nye teknologier er mer lønnsomt dersom bedriften

allerede har investert i eksisterende teknologier. Kumbaroglu et al. (2008) ser på hvordan fleksibilitet med hensyn til timing kan påvirke spredningen av ulike fornybare energiteknologier. Studien konkluderer med at subsidier eller andre støtteordninger vil være helt nødvendige for å akselerere kostnadsreduksjoner gjennom læringseffekter for at fornybare energikilder skal bli konkurransedyktige, og bli utbredt på lengre sikt. Siddiqui og Fleten (2010) analyserer bedriftens valg mellom to fornybare energikilder, der en investerer sekvensielt i den umodne teknologien før den kan produsere for det kommersielle markedet. I kommersialiseringsstadiet dras enhetskostnadene ned gjennom læringseffekter, og verdien av dette stadiet, i.e. verdien av læring, er funnet å være høyere for midtre nivå på prisvolatiliteten. Her vil bedriftene vente lenge nok til at teknologien er konkurransedyktig med andre teknologier, samtidig som den relative verdien av læring er synlig ettersom den eksisterende teknologien (gitt kapasitetsbegrensninger) ikke vil være aktuell for høyere nivåer av prisvolatiliteten.

Norsk forskning innen realopsjoner har naturlig nok hatt et fokus på naturressurser³. Blant annet studerte Fleten et al. (2007) valg mellom ulike kapasiteter av vindkraft under prisusikkerhet, og hvordan optimale valg endres med volatiliteten. Fleten og Ringen (2009) utført en studie av potensialet for ny fornybar energi i Norge i det norsk-svenske sertifikatregime. De ser på en stokastisk utvikling i elektrisitetspris og sertifikatpriser, og gjør beregninger for hvor mye ny vind- og vannkraft som vil bli produsert i Norge avhengig av produksjonsmålet som settes. Et samarbeidsprosjekt mellom bl.a. CICERO og NTNU utarbeider i skrivende stund en studie om hvordan norske vindkraftverk og småskala vannkraftverk påvirkes av usikkerheten om klimapolitikk⁴. Et av formålene er å se på hvordan bedre virkemidler kan bidra til å redusere investeringsrisiko og kostnaden av å oppnå klimaforpliktelsene.

McDonald og Schrattenholzer (2001) utførte en empirisk analyse av læringseffekter for en rekke energiteknologier. De estimerer ulike læringsrater, hvor usikre de er, og hvorvidt de kan anvendes i langsiktige modeller. Neij (1997) bruker læringskurver for å analysere spredningen av fornybare energiteknologier, og finner at enhetskostnadene til fornybare teknologier vil avta raskere enn de for mer konvensjonelle, ikke-fornybare teknologiene. Videre viser han til at utbredelsen av fornybare teknologier vil være større

³ Fleten et al. (2010)

⁴ Fleten et al. (2010)

dersom virkemidler støtter opp om utviklingen, ettersom store investeringer vil være nødvendige for å gjøre de nye teknologiene konkurransedyktige.

Det er et voksende felt innen akademia som ser på hvordan subsidier kan bidra til å oppnå klimaforpliktelsene. Kverndokk et al. (2004) sammenligner virkemidlene skatt og subsidier under induisert teknologisk endring. De finner at subsidier til eksisterende teknologier i et nest-best scenario under ufullkommen informasjon og rigide støtteordninger ikke nødvendigvis vil øke velferden. Disse subsidiene kan bidra til å undertrykke utviklingen (eng: crowd-out) av nye teknologier, dersom vi ikke samtidig subsidierer de positive spillover-effektene fra denne produksjonen. De konkluderer med at subsidiering av eksisterende teknologier kan medføre lock-in av nye, og potensielt bedre teknologier som kommer i fremtiden, slik at myndighetene bør innhente så mye informasjon som mulig før de eventuelt "velger en vinner" (eng: picking a winner). Kverndokk og Rosendahl (2007) studerer optimal fordeling og timing av subsidier når vi har læringseffekter. De finner også at teknologisk lock-in kan forekomme dersom kun de eksisterende karbonfrie teknologiene blir subsidiert. Dersom læringspotensialet er høyere for nyere og mer avanserte fornybare teknologier, kan kostnadene ved å "velge feil vinner" være betydelige. Generelle anbefalinger om hvordan en skal velge rett vinner er komplisert, ikke minst ettersom det vil være usikkerhet omkring når de nye teknologiene vil komme på markedet, og hvilket kostnadsnivå og læringspotensial de faktisk vil ha. Et annet interessant resultat er at kostnadene av å utsette en skattlegging av karbonintensive teknologier vil være lavere enn kostnaden av å utsette subsidier, ettersom en forsinkelse i subsidier av fornybare løsninger både vil påvirke framtidig kapasitet og kostnadsnivå. Gerlagh et al. (2009) finner at i situasjoner der myndighetene ikke direkte kan bestemme utviklingen av ulike energiteknologier, vil en nest-best løsning implisere at myndighetene bør skape en etterspørsel etter miljøvennlige alternativer. Omfanget av et slikt løft bør videre være relativt større i startfasen for klimaendringene, hvor kostnaden av disse teknologiene vil være høye.

2.2 Diskusjonen om elsertifikater

Et pliktig elsertifikatmarked er et lovpålagt marked for produksjon og salg av ny fornybar elektrisitet. Kraftprodusenter som omfattes av ordningen, vil bli tildelt et sertifikat per MWh de produserer over en periode på 15 år. Kostnadene vil i siste omgang fordeles på utvalgte sluttbrukere av elektrisitet, hovedsakelig den delen av forbruket som betaler el-avgift etter ordinære eller reduserte satser. Kraftkrevende industrier, som står for om lag 40 prosent av det samlede elektrisitetsforbruket, vil være unntatt fra ordningen. Hensikten med elsertifikatorordningen er å fremme produksjon av ny fornybar energi ved å sikre produsenter en ekstraintekt ved salg av sertifikater i et eget marked. I 2009 ble det stadfestet at regjeringen vil innføre et felles sertifikatmarked med Sverige, og i desember 2010 ble det lagt fram en protokoll som demonstrerer prinsippene for samarbeidet. Det tas sikte på å utbygge ny kapasitet av en størrelsesorden på 26,4 TWh fram mot 2020, hvorav landene hver skal stå for 13,2 TWh. Kapasiteten er som nevnt tidligere likevel kun et uttrykk for hvor mye ny fornybar energi hvert av landene ønsker å finansiere. Ordningen ventes innført ved inngangen til 2012, og innen den tid må landene enes om de resterende prinsippene for samarbeidet, samt koordinere sine konsesjonsreglement. Den endelige avtalen vil først tre i kraft når begge land har godkjent en bindende juridisk avtale⁵.

Innføringen av et marked for elsertifikater har generelt sett blitt møtt med skepsis fra norske samfunnsøkonomer. Formålet med elsertifikater er i følge Høringsnotatet (2010) å øke produksjonen av ny fornybar elektrisitet, uten at lovutkastet direkte spesifiserer hvorfor en slik produksjonsøkning er ønskelig. Det henvises til EUs fornybardirektiv, klimaproblemet, og en rekke underliggende hensyn; deriblant forsyningsikkerhet, lavere og mer stabile elpriser, og støtte til videreutvikling av fornybare løsninger. Uklarhet om den egentlige målsetningen, samt elsertifikatenes tosidighet idet de utgjør både en form for subsidie og skatt, har vært gjennomgangstema i den økonomiske debatten. Bye og Hoel (2009) identifiserer tre konsekvenser ved å innføre et marked for elsertifikater: i) lavere produsentpris på elektrisitet, ii) mer produksjon av fornybar energi, og iii) potensielt mindre produksjon fra energikilder som ikke er subsidieberettiget (gitt at tilbudet ikke er perfekt uelastisk). Slik viser de at

⁵ OED (2010)

elsertifikater vil være effektivt med tanke på målsetningen, men det stilles videre spørsmålstegn ved om a) ikke dette kan oppnås på en mer kostnadseffektiv måte, og b) økt produksjon av fornybar elektrisitet er et mål i seg selv. Golombek og Hoel (2005) finner at pliktige elsertifikater ikke vil være et kostnadseffektivt middel for å oppnå hverken effektiv produksjon av kraft, økt forsyningssikkerhet, eller lavere utslipp av CO₂. De tar også opp målproblematikken rundt innføring av elsertifikater, og at det er vanskelig å se hvorfor økt produksjon av fornybar energi skal være et mål i seg selv. Både overordnede mål, som bærekraftig utvikling og økt velferd, og sekundære mål, som økt forsyningssikkerhet og utslippsbegrensninger, vil allerede være fanget opp av andre målsetninger og virkemidler. Blant de nyeste bidragene til debatten finner vi Hagem og Rosendahl (2011), som skriver i en kronikk i DN at elsertifikater hverken vil være et effektivt virkemiddel for å øke produksjon av fornybar energi eller for å redusere utslippet av klimagasser. De finner derimot støtte for at et elsertifikatmarked kan oppfylle kravet om en gitt andel fornybar energi på en kostnadseffektiv måte, men at betingelsene for dette ikke er oppfylt slik lovutkastet framstår i dag. De peker på at elsertifikater kun omfatter andelen ny fornybar elektrisitet, og ikke den totale andelen energiforbruk som gitt i EUs fornybardirektiv. I Norge vil videre om lag 40 % av elforbruket være unntatt fra sertifikatplikten, selv om direktivet ikke skiller mellom ulike anvendelser av energien. Følgene av dette er at vi får for få sertifikater, og dermed svekkede insentiver til energieffektivisering. Vi får også en ineffektiv allokering av energiresursene ved at de sektorene som i dag er unntatt elavgifter også fritas fra sertifikatplikten.

Golombek og Hoel betrakter sertifikatene som en kombinert skatt og subsidie ettersom markedet for elsertifikater gir noen produsenter rett til å selge sertifikater og andre plikt til å kjøpe dem. En slik todeling gjør det interessant å betrakte en situasjon der myndighetene har flere mål med virkemiddelet. De illustrerer dette i et eksempel hvor myndighetene utformer subsidiene med tanke på å internalisere læringseffekter i produksjon av fornybar energi. Subsidiene finansieres ved en implisitt skattlegging av utslippsintensive teknologier, slik at sertifikatene altså skal bøte for to typer eksterne virkninger. Gitt at en står overfor et krav om provenynøytralitet, viser de at elsertifikater generelt aldri vil kunne gjøre det bedre enn en optimal kombinasjon av

skatter og avgifter. Det er altså komplisert å realisere flere mål ved hjelp av ett virkemiddel, og dette gjelder også for elsertifikater.

Et argument bak en økt satsing på fornybare energi er altså at elsertifikater kan bidra til reduserte klimagassutslipp fra fossile energikilder. Det er velkjent i debatten omkring ulike virkemidler i klimadebatten, at dersom formålet er å redusere CO₂-utslipp, vil det være mer effektivt å skattlegge denne produksjonen direkte, heller enn å subsidiere alternativene. Bye og Hoel finner at subsidier til fornybar energi ikke i seg selv vil kunne gi lavere utslipp av CO₂, og videre at effekten på både norske og totale utslipp vil være usikker. For Norges del begrunnes det ut i fra karaktertrekk ved den norske kraftsektoren, samt særbestemmelsene som unntar kraftkrevende industri fra ordningen. Eksisterende kraftproduksjon er allerede omtrent 98 % vannkraftbasert, og økt produksjon av ny fornybar elektrisitet vil således ikke bidra til å redusere innenlandske utslipp ved å erstatte fossilbasert elproduksjon. Tilbudet av vannkraft er dessuten svært prisuelastisk, og det kan dermed ikke ventes at denne produksjonen vil reduseres nevneverdig. Ny fornybar energi vil altså i stor grad komme i tillegg til eksisterende produksjon. Hagem og Rosendahl argumenter også for at det er usikkert i hvilken grad elsertifikater kan bidra til å redusere utslippene. De skriver at en ikke kan forvente reduserte utslipp fra kraftkrevende industri ettersom de vil stå ovenfor lavere elpriser. Om husholdninger og andre sektorer vil redusere sine utslipp, avhenger av virkningene på elprisen, og hvilke energikilder elektrisitet eventuelt substitueres med. Bye og Hoel spår at produksjonsøkningen vil bli så stor at subsidieeffekten vil dominere avgiftseffekten (ved økte sluttpriser), slik at elprisene reduseres. Om oljefyring så er substituttet til elektrisitet, vil forbruket av olje til oppvarming falle slik at utslippene reduseres. I motsatt fall vil økte elpriser føre til økt bruk av oljefyring, slik at utslippene fra denne sektoren paradoksalt nok kan øke.

Videre skriver Bye og Hoel at det vil være rimelig å anta at en stor del av den fornybare elektrisitetsproduksjonen vil eksporteres, gitt ambisjonen om 13,2 TWh. Økt eksport av norsk fornybar energi vil kunne føre til lavere kvotepriser for CO₂, ved at flere utslippstillatelser blir tilgjengelig i markedet hvor de eksporteres. Dette gir et signal til aktørene om at det er billig å redusere utslipp, som i sin tur vil gjøre det mindre attraktivt å drive F&U for å gjøre nye fornybare teknologier lønnsomme. De argumenter da for at mulighetene til å få med flere land på forpliktende klimaavtaler på senere

tidspunkt slik vil minske, ved at kostnadene oppleves som for høye. At produksjonsstøtte vil være viktig for å få ned kostnadene på fremtidige utslippskutt, brukes også som argument for å bygge ut mer fornybar energi. Bye og Hoel spør da om det ikke finnes andre og mer effektive virkemidler for å realisere disse målene. Elsertifikater bryter med prinsippet om ett virkemiddel for hver markedssvikt, ved at man ikke skiller mellom eksternalitetene knyttet til miljø på den ene siden, og F&U på den andre. Hagem og Rosendahl setter også spørsmålsteget ved om elsertifikater er det beste instrumentet for å gjøre fornybare teknologier konkurransedyktige. De argumenterer for at direkte støtte til F&U i mange tilfeller vil være mer effektivt for å fremme disse teknologiene, heller enn å subsidiere en storstilt utbygging av kjente teknologier⁶.

To rapporter finansiert av Olje- og energidepartementet⁷ ser blant annet på effekten elsertifikater kan ha på læring og opptak av nye, umodne teknologier. De argumenterer for at elsertifikater i essens vil fungere som en produksjonssubsidie til ny fornybar energi, som kan forsvares ved at det finnes positive eksternaliteter i læring som ikke er internalisert i kraftprisene. De bedriftene som senere etablerer seg i markedet, kan dra nytte av de første bedriftenes erfaringer uten at disse blir tilstrekkelig kompensert for kostnadene forbundet med å etablere seg først i markedet. Dette kan dreie seg både om kostnader forbundet med å teste og utbedre en ny teknologi, og kostnader forbundet med risiko ved å være den første som investerer. Elsertifikater kan motvirke dette ved at det blir relativt mindre kostbart å være pioner (eng: first mover) i markedet.

Rapportene finner at elsertifikatmarkedet har en særlig utfordring når det kommer til denne problemstillingen ved at elsertifikater vil oppmuntre til bruk og videreutvikling av de relativt mest modne teknologiene. Under prinsippet om teknologinøytralitet vil insentivene til å investere i mindre effektive og utbredte teknologier svekkes, og vi får en relativ lock-out av umodne teknologier.

Det er imidlertid viktig å ha klart for seg at de subsidiene som overføres produsenter av ny fornybar elektrisitet er ment å kompensere for læringseffekter i produksjonen. Disse læringseffektene vil i sin tur bidra til å øke produktiviteten blant alle bedrifter, ved at vi har spillover-effekter mellom bedriftene. Det vil likevel i mange tilfeller være vanskelig

⁶ Hagem og Rosendahl (14.2.2011)

⁷ Bye et al. (2002a) og Bye et al. (2002b)

å peke ut akkurat hva som gjør teknologier mer effektive; læringseffekter, stordriftsfordeler, målrettet F&U, samt generelle tekniske gjennombrudd kan alle bidra til å redusere enhetskostnadene over tid. Dette har selvsagt betydning for hvilke tiltak som bør igangsettes for å sette fart på den teknologiske utviklingen, om myndighetene finner dette ønskelig og nødvendig. Tidligere studier har kommet fram til at målrettet F&U kan være minst like viktige som læringseffekter, slik at det er mulig at hensynet til utviklingen av nye teknologier best kan ivaretas med andre virkemidler enn elsertifikater, som Hagem og Rosendahl også viser til.

I den grad en kan sammenligne målsetningen under elsertifikatordningen, med de hypotetiske målsetningene vi har behandlet, vil elsertifikater på mange måter samsvare bedre med målsetningen om å maksimere total forventet produksjon. Det er imidlertid mange faktorer under sertifikatordningen som skiller seg fra subsidiemodelleringen i våre analyser, som vi skal gå nærmere inn på i seksjon 3.2. Under elsertifikater vil ikke myndighetene direkte forplikte seg til en viss subsidie, de vil snarere kun ha mulighet til å påvirke sertifikatprisene indirekte ved at de bestemmer hvor stor andel av den totale etterspørselen som skal rettes mot ny fornybar elektrisitet hvert år. Prisene for elsertifikater vil bestemmes i markedet, og vil avhenge av knappheten på kvoter, altså blant annet av hvor mye ny fornybar energi som faktisk blir utbygd i Norge og Sverige mellom 2012 og 2035, samt forhold på etterspørselssiden. Vi har også modellert subsidiene som en prosentvis sats på enhetskostnadene, som vil påvirke pris-kostnadsraten til de respektive teknologiene. Subsidiene vil dermed bevege seg i samme retning som forholdet mellom pris og kostnader. Det er ikke gitt at elprisen og sertifikatprisen vil ha en positiv korrelasjon på denne måten. Når tilbudet av fornybar energi øker, vil det generelt tale for en lavere elpris og en lavere sertifikatpris, ettersom tilbudet av sertifikater vil øke. Dersom en betrakter sertifikatprisen isolert, vil reduserte sertifikatpriser øke etterspørselen etter elektrisitet. Det vil trekke i retning av økte elpriser ettersom sertifikatmarkedet kun utgjør en andel av det totale kraftmarkedet. Virkningen på kraftprisen av en endret sertifikatpris vil generelt derfor avhenge av hvor mye den totale etterspørselen endres for en gitt prisendring, og videre av hvor høy kjøpspliktandelen er⁸. Myndighetene legger opp til at denne andelen skal økes gradvis

⁸ Golombek og Hoel (2005)

over sertifikatenes levetid, fra om lag 3 % i 2012, til nær 20 % i 2020⁹. Sertifikatene vil videre ha en levetid på 15 år, og vil altså ikke pågå til evig tid slik vi har modellert subsidiene i våre simuleringer.

3. Modell og metode

3.1 Realopsjonstilnærmingen

En realopsjon kan betraktes som en rett eller tillatelse, men ikke en plikt, til å foreta en beslutning i fremtiden. Vi skal i seksjon 3.2 se på en opsjon over en kapitalinvestering, der investoren har diskresjon over timingen på investeringen. I denne modellen kan opsjonen maksimalt brukes en gang, som kalles å utøve opsjonen. Begrepet realopsjoner stammer fra finansteorien, og er et redskap for å analysere lønnsomheten av investeringsprosjekter under usikkerhet. Real sikter til at vi snakker om opsjoner tilknyttet fysiske aktiva, som land, fasiliteter og maskiner, og ikke finansielle instrumenter. I opsjonsteorien er det videre kostbart å tilpasse seg til endrede markedsforhold, ved at investeringen vil innebære en form for irreversibel kostnad idet du utøver investeringsopsjonen.

For å kunne analysere lønnsomheten av et investeringsprosjekt, må en danne seg et bilde av de fremtidige kontantstrømmene fra prosjektet. Fra et tradisjonelt nåverdiperspektiv (eller Discounted Cash Flow (DCF)) vil investoren umiddelbart skrinlegge et prosjekt dersom dagens investeringskostnader overstiger verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Tilnærmingen kan karakteriseres som en "nå eller aldri" strategi, der en ikke tilstrekkelig tar høyde for hverken den usikkerheten som vil påvirke verdien av kontantstrømmene, eller den fleksibiliteten som preger faktiske investeringsprosjekter. Yang et al. (2008) identifiserer tre sentrale karaktertrekk ved investeringer i kraftsektoren; i) investeringsbeslutningen vil være helt eller delvis irreversibel, ii) det vil være usikkerhet om priser, kostnader, markedsutvikling og ulike former for reguleringer som påvirker de fremtidige inntektene, og iii) uten sentralisert planlegging vil investorene ha diskresjon over timingen til prosjektet.

⁹ OED (2010), side 23

Investeringsbeslutningen vil i mange tilfeller representere en irreversibel inngripen i miljøet hvor kraftverket bygges, og investeringskostnadene vil i mindre eller større grad være irreversible, avhengig av hvor bedriftsspesifikk teknologien er. Videre kjennetegnes faktiske markeder av usikkerhet og stadige endringer. Produsenter av fornybar energi står ovenfor volatile priser på elektrisitet, og produksjonskostnader kan utvikle seg på en mindre gunstig måte enn forventet. Den forventede pris- og kostnadsutviklingen påvirkes av mange forhold: ny teknologi blir tilgjengelig, konkurransesituasjonen endres, og nye reguleringer introduseres på markedet. Produksjonen fra fornybare kilder vil variere av naturlige årsaker, og etterspørselen vil videre avhenge av hva som skjer i andre markeder. Svingninger i olje- og gasspriser, og endringer i kvotemarkedet, vil også påvirke lønnsomheten av investeringer i fornybar energi. Kontantstrømmene fra prosjektet vil påvirkes av slike endringer, og sannsynligvis vil de realiserte inntektene være ulik de en initialt forventet. Etter hvert som ny informasjon kommer til, vil deler av usikkerheten om markedsforhold og fremtidige kontantstrømmer gradvis avklares for beslutningstakerne, og investorene kan ha mulighet til å dra nytte av denne informasjonen ved å tilpasse strategien til de nye forholdene. Det vil i hovedsak dreie seg om valgmuligheter en kan ha før prosjektet igangsettes, eller i løpet av prosjektets driftstid, for enten å tjene på nye vekstmuligheter i markedet, eller redusere fremtidige tap i tilfelle vi har en ugunstig markedsutvikling.

Vi skal betrakte et tilfelle hvor produsenten har en opsjon over å investere i en teknologi, der han har diskresjon over investeringstidspunktet. Denne opsjonen vil ha en verdi for produsenten ved at han ved hver tidsperiode t , vil ha mer informasjon om den fremtidige forventede pris- og kostnadsutviklingen, som reduserer usikkerheten overfor de fremtidige inntektene.

I denne modellen betrakter vi én opsjon, men i realiteten vil et investeringsprosjekt bestå av mange, og ofte sammensatte opsjoner. Vi kan for eksempel ha mulighet til senere å endre kapasiteten, suspendere et prosjekt midlertidig, eller investere i en fleksibel teknologi¹⁰. Mange faktiske investeringsprosjekt kan karakteriseres som en serie av sammenhengende opsjoner, og strategien blir da en beskrivelse av når en bør utøve de ulike opsjonene. Realopsjonstilnærmingen gjør det mulig å sette en verdi på

¹⁰ Trigeorgis (2001), side 104 – 105

denne fleksibiliteten en kan ha i forhold til timingen av investering og valg av teknologi, som vi skal se nærmere på i seksjon 3.3.

3.2 Forutsetninger

Vi gjør en rekke antagelser for analysen. Den første er at elektrisitetsprisen er eksogent gitt i modellen, og derfor ikke vil avhenge av den nye kapasiteten som tilføres. Det er i den forstand viktig å presisere at den forenklete modellen jeg tar utgangspunkt i, ikke vil ha et produksjonsmål i den størrelsesorden myndighetene har satt seg til 2020. Dersom vi skulle sett på en tilførsel av 13,2 TWh, vil det være vanskelig, gitt dagens beskrankninger i overføringskapasiteten, å forestille seg at dette ikke vil ha innvirkninger på elektrisitetsprisen. I modellen betrakter vi et kapasitetsmål gitt ved 500 MW. Dette gir en total produksjonsøkning på om lag 1,5 TWh, om man legger 3000 driftstimer til grunn¹¹. Hvert prosjekt vil ha en installert kapasitet på 40 MW. Vi antar for enkelthets skyld at begge teknologier vil ha den samme kapasiteten. For å nå målsetningen om $X \geq 500$, må da minst 13 prosjekter være oppstartet innen utgangen av 2020. N^* vil da være gitt ved 13.

I tråd med standard realopsjonsteori antar vi at den langsiktige elektrisitetsprisen vil følge en geometrisk brownsk bevegelse (GBM: Geometric Brownian Motion), dvs.

$$3.2.1 \quad dP_t = \alpha P_t dt + \sigma P_t dz_t,$$

der α er årlig vekstrate i P_t (drift per tidsenhet t), mens σ er et mål på volatiliteten i den underliggende stokastiske bevegelsen. dz_t er tillegget i en Wienerprosess, og vil ha en rekke egenskaper som er nødvendige for våre senere beregninger.

Bedriftene har en opsjon over en teknologi de vil investere i, der de har valget mellom en moden eller en umoden teknologi, som vi kaller teknologi 1 og 2 henholdsvis. De kan utøve opsjonen ved hver tidsperiode t , der hver t angir ett år. Alle bedrifter kan altså da kun investere en gang om året, da vi kan tenke oss at forholdene er mest gunstige for utbygging for eksempel.

¹¹ Enova (2007)

Driftskostnadene til hver av teknologiene antas å være gitt utenfor modellen, dvs. deres utvikling vil ikke avhenge av om bedriften investerer eller ikke. Vi kan tenke oss en situasjon der spillover-effekter er fullstendig overførbare, og kunnskapen flyter perfekt mellom bedriftene. Videre vil kostnadsutviklingen til de to teknologiene være ukorrelerte. Utviklingen i enhetskostnadene til teknologi i følger en GBM, og vil være gitt ved:

$$3.2.2 \quad dC_{it} = -\mu_i C_{it} dt + \sigma_{ic} C_t dz_{it}^c, \quad i = 1, 2$$

der μ_i måler den årlige kostnadsreduksjonen, σ_{ic} den teknologiske risikoen forbundet med teknologi i , og dz_{it}^c tillegget i en Wienerprosess. I hver teknologi vil læringseffektene pågå for evig, slik at enhetskostnadene er forventet å avta til evig tid. En bedre tilnærming til virkeligheten ville nok være gitt ved en avtakende marginalavkastning på læringseffekter, men ettersom det er svært vanskelig å spå hvordan ulike læringsrater vil falle over tid, og for ikke å komplisere analysen, er denne i modellen konstant gitt ved μ_i .

Vi antar at $E[dz_{1t}^c dz_{2t}^c] = \text{corr}(C_1, C_2) = 0$, slik at det ikke vil være noen korrelasjon mellom de to prosessene som definerer kostnadsutviklingen for teknologi 1 og 2. Videre antar vi også at $E[dz_t dz_{it}^c] = \text{corr}(P, C_i) = 0, i = 1, 2$, det vil si prisutviklingen heller ikke vil korrelere med utviklingen av enhetskostnadene til noen av teknologiene.

Vi ser at 3.2.1 og 3.2.2 også kan skrives på formen:

$$3.2.1' \quad \frac{dP_t}{P_t} = \alpha dt + \sigma dz_t$$

$$3.2.2' \quad \frac{dC_{it}}{C_{it}} = -\mu_i dt + \sigma_{ic} dz_{it}^c, \quad i = 1, 2$$

I GBM vil de umiddelbare forventningsverdier og standardavvik være proporsjonale med pris- og kostnadsnivået. Av denne grunn vil den logaritmiske (\approx prosentvise) endringen i prisene (kostnadene) være normalfordelte med en forventningsverdi α (μ_i) og varians σ^2 (σ_{ic}^2) per t , mens den underliggende variabelen (P_t, C_{it}) vil være lognormalfordelt. Lognormalitet sikrer at prisene og kostnadene ikke kan anta negative verdier, og GBM er derfor en utbredt måte å modellere utviklingen av elektrisitetspriser

under usikkerhet. Disse stokastiske prosessene er en undergruppe av Itoprosesser, noe vi senere vil bruke i beregningen av opsjonsverdiene for de ulike teknologiene.

For å forenkle, slik at vi kan bruke standard realopsjonsteori, vil vi ikke se på situasjonen med et fast prissubsidie, men vil betrakte en subsidiesats som beveger seg proporsjonalt med prisen P . Samtidig vil produsentene motta subsidien for evig, for å forenkle analysen. Det er klart at vil være urealistisk at myndighetene vil forplikte seg til å betale et subsidiebeløp de ikke kjenner størrelsen på, ettersom myndighetene normalt vil stå ovenfor budsjettbeskrankninger der de vil velge den fordeling av subsidier (s_1, s_2) som vil gi flest investeringer gitt et fast subsidiebeløp (\hat{s}). Det finnes metoder for å beregne subsidier under GBM, ved for eksempel å subsidiere et fast årlig beløp eller de initiale investeringskostnadene. Subsidier har også blitt modellert som en forsikring ved å garantere for en viss minimumsavkastning¹², men dette ligger dessverre utenfor vår modells rekkevidde. Det kan herunder nevnes at det under usikkerhet og stokastiske prosesser generelt ikke vil være likegyldig hvordan subsidiene utformes, selv om vi ikke vil gå inn å vurdere ulike subsidieformer som sådan. Modellens fokus vil da ikke være på optimale subsidier, ettersom myndighetene ikke kan forplikte seg til usikre subsidier til evig tid. Vi fokuserer på hvordan myndighetene vil fordele en subsidie mellom to teknologier, og hvordan subsidiene påvirker investeringene i henhold til myndighetenes målsetninger. For produsentene vil ikke subsidiene på sikt (etter 15 tidsperioder) være utslagsgivende ettersom inntektene kommer stadig lengre inn i framtiden, og dermed blir av marginal betydning for dagens investeringsbeslutning.

Videre vil bedriftene diskontere alle kontantstrømmer fra prosjektet med den risikjusterte realavkastningsraten ρ , som antas større enn α . For å investere i kraftverket må produsentene betale en startkostnad I , som dekker kostnaden av utbygging, materialer, maskiner, lisens etc. En bedrift vil heller ikke kunne investere i begge teknologiene, ettersom bedriften kun vil ha konsesjon for å bygge ett kraftverk. Vi betrakter derfor tilfellet der hver bedrift eier en opsjon over én av teknologiene.

Prosjektene vil være karakterisert av økende enhetskostnader, slik at hvert prosjekt av hver teknologi som startes fram mot 2020 vil koste stadig mer på marginen. Dette begrunnes ved at de første prosjektene vil ha tilgang til de beste lokasjonene, og de

¹² Song (2010)

påfølgende prosjektene vil stå ovenfor stadig dårligere ressursgrunnlag, lengre avstand til kraftnettet etc. Vi modellerer dette som at hvert prosjekt har en konstant økning i enhetskostnadene av typen: $C_{i2} = 1,1 \times C_{i1}, C_{i3} = 1,2 \times C_{i1}, \dots, C_{i20} = 2,9 \times C_{i1}, i = 1, 2$. For hver teknologi ser vi på totalt 20 mulige investeringsprosjekter som kan startes opp fram mot 2020. Dette gir totalt 40 prosjekter som kan startes opp i perioden.

Subsidiene legges i modellen til de heterogene driftskostnadene $C_{i1}, \dots, C_{i20}, i = 1, 2$, slik at produsentene for høyere subsidiesatser vil stå overfor stadig høyere forventede fremtidige dekningsbidrag. Alternativt kunne vi ha modellert prosjektene med heterogene investeringskostnader, der disse tiltar etter samme prinsipp som beskrevet ovenfor. Ved å subsidiere disse, vil myndighetene kunne redusere ventetiden ved at den direkte kostnaden ved investering avtar. Beregningsteknisk vil denne metoden by på færre utfordringer enn tilfellet der myndighetene subsidierer driftskostnadene, ettersom det ikke er noen usikkerhet omkring investeringskostnadene. Vi har likevel ikke gått for denne metoden i vår modell fordi den direkte kapitalkostnaden her ser ut til å være av marginal betydning for bedriftenes investeringstilbøyelighet. De foreløpige simuleringene der myndighetene subsidierer investeringskostnadene impliserer da at myndighetene må forplikte seg til urealistisk høye subsidiebeløp for å kunne være 95 % sikre på å nå produksjonsmålet om 13 prosjekter.

3.3 Realopsjonsmodellen

Vi betrakter altså en produsent, som holder en opsjon over å investere i enten en moden eller umoden teknologi, som vi tidligere har gitt benevnelsen teknologi 1 og 2. De to teknologiene kjennetegnes ved ulike læringsrater, og ulik grad av teknologisk risiko. Vi antar at læringskurven vil være mindre bratt for modnere teknologier, slik at $\mu_1 < \mu_2$, og at det vil være høyere usikkerhet om kostnadsutviklingen for umodne teknologier, $\sigma_{c2} > \sigma_{c1}$. Den umodne teknologien vil også være relativt mindre effektiv, som fanges opp ved at de initiale driftskostnadene vil være høyere enn for den modne teknologien. Det forventes likevel for en framtidig $t^* > 0$ at den umodne teknologien vil være mer effektiv enn den modne teknologien, slik at $C_{2t^*} < C_{1t^*}$. Investeringskostnadene vil i mange tilfeller også være høyere for mindre modne teknologier, ettersom bedriften ofte

må foreta noen investeringer før teknologien er klar for kommersiell produksjon. I modellen setter vi likevel $I_1 = I_2$ for å rendyrke effekten av de andre parameterne. Kapasiteten til et kraftverk er gitt ved 40 MW, og settes som nevnt lik for begge teknologier. Dette vil gi en årlig produksjon på 120 MWh. Videre antar vi at anlegget står klart for produksjon umiddelbart etter at investeringsbeslutningen er tatt, slik at produsenten ikke vil ha noen tidsforsinkelser ved utbyggingstid.

Vi betrakter først tilfellet der produsenten står ovenfor en nå-eller-aldri beslutning om å investere i den modne eller umodne teknologien. Den forventede nåverdien (Net Present Value – NPV) av prosjektet vil være gitt ved $F^{NPV}(P_0, C_0) - I$; de forventende kontantstrømverdiene, minus de initielle investeringskostnadene I . For at investeringen skal være lønnsom, må vi ha at verdien av fremtidig dekningsbidraget overstiger kapitalutlegget en må ut med i inneværende periode, det vil si:

$$3.3.1 \quad X \left[\int_0^\infty [P_t | P] e^{-\rho t} dt - \int_0^\infty E[C_t | C] e^{-\rho t} dt \right] - I \geq 0,$$

der uttrykket i klammen løses ved integralene:

$$\int_0^\infty P e^{\alpha t} e^{-\rho t} dt - \int_0^\infty C e^{-\mu t} e^{-\rho t} dt = \frac{P}{(\alpha - \rho)} [e^{(\alpha - \rho)t}]_0^\infty - \frac{C}{-(\mu - \rho)} [e^{-(\mu - \rho)t}]_0^\infty = \frac{P}{\rho - \alpha} - \frac{C}{\rho + \mu}$$

Dette gir følgende betingelse:

$$3.3.2 \quad X \left(\frac{P}{\rho - \alpha} - \frac{C_0}{\rho + \mu_i} \right) \geq I$$

I modellen er parameterverdiene gitt ved $\alpha = 0,04$, $\rho = 0,08$, $\mu_1 = 0,04$ og $\mu_2 = 0,06$. Investeringskostnadene er gitt ved $I = 640$ for begge teknologier, målt i millioner kroner. P_0 er gitt ved 240 kr/MWh, og driftskostnader har en startverdi på 180 kr/MWh for teknologi 1, og 220 kr/MWh for teknologi 2. Kostnadsanslagene er hovedsakelig hentet fra Olje- og energidepartementet¹³, og parameterne for usikkerhet og læringsrater er inspirert av tall fra Siddiqui og Fleten (2010).

Med våre tall og parametere vil begge prosjektene vil ha en negativ nåverdi, slik at ingen av prosjektene vil være lønnsomme ved inngangen til 2012 ifølge en deterministisk nåverdtilnærming. Vi skal se hva som skjer når vi introduserer usikkerhet, og tar hensyn til at investoren vil være fleksibel ovenfor timingen av investeringsbeslutningen.

¹³ OED (1998) og OED (2008-2009)

For å finne verdien av et investeringsprosjekt under usikkerhet, må vi identifisere de prisene som utløser investering i de ulike teknologiene. Som vi skal vise nedenfor, vil det optimale for produsenten være å følge en strategi i hver periode t , hvor han investerer umiddelbart etter å ha observert en pris-kostnadsrate p_t som overstiger en barrierepris p^* . Vi følger metoden slik den er angitt i Dixit og Pindyck (1994), kapittel 3 og 4.

Verdien av investeringen vil for begge teknologier være gitt ved:

$$3.3.3 \quad F(P, C) = \begin{cases} F_0(P, C), & p < p^* \\ F_1(P, C) - I, & p \geq p^* \end{cases}$$

Her er $F_1(P, C)$ verdien av et aktivt prosjekt, i.e. verdien av rettighetene til prosjektets kontantstrømmer, som påløper til evig tid. Vi ser da at $F(P, C)$ for $p \geq p^*$, vil være gitt ved verdien av fremtidige dekningsbidrag fratrukket de initiale investeringskostnadene bedriften må ut med for å utøve opsjonen. $F_1(P, C) - I$ er da lik:

$$3.3.4 \quad X \left(\frac{P}{\rho - \alpha} - \frac{C}{\rho + \mu} \right) - I$$

For å beregne verdien av det passive prosjektet, det vil si opsjonsverdien, anvender vi en metode for optimale valg under usikkerhet, kjent som dynamisk programmering. I essens går denne metoden ut på å velge den strategien i hver periode som maksimerer den forventede nåverdien av alle framtidige inntektsstrømmer, gitt optimale valg i hver framtidige t . Idet prosjektet antar en evig tidshorison, vil den forventede nåverdien selvfølgelig bero på verdien av P_t, C_t , men vil være uavhengig av tidsperioden t som sådan. Verdien av et passivt prosjekt vil være gitt ved den diskonterte verdien av forventede fremtidige inntekter, slik at Bellmannligningen for $F_0(P, C)$ i kontinuerlig tid vil være gitt ved:

$$3.3.5 \quad \rho F_0(P, C) = \frac{1}{dt} E[dF_0(P, C)]$$

For å finne differansialet dF_0 , ekspanderer vi høyre side ved hjelp av Itos Lemma, og finner at:

$$3.3.6 \quad E[dF_0] = \left(\frac{1}{2} \sigma^2 P^2 \frac{\partial^2 F_0}{\partial P^2} + \alpha P \frac{\partial F_0}{\partial P} + \frac{1}{2} \sigma_c^2 C^2 \frac{\partial^2 F_0}{\partial C^2} - \mu C \frac{\partial F_0}{\partial C} \right) dt$$

Setter inn i 3.3.5, og finner at:

$$3.3.7 \quad \frac{1}{2}\sigma^2 P^2 \frac{\partial^2 F_0}{\partial P^2} + \alpha P \frac{\partial F_0}{\partial P} + \frac{1}{2}\sigma_c^2 C^2 \frac{\partial^2 F_0}{\partial C^2} - \mu C \frac{\partial F_0}{\partial C} - \rho F_0 = 0$$

Ettersom det er forholdet mellom pris og kostnad som har betydning for investeringsbeslutningen, må vi omforme 3.2.7 slik at den uavhengige variabelen blir pris-kostnadsraten P/C . Vi definerer $p \equiv \frac{P}{C}$, og antar at $F_0(P, C)$ er homogen av grad 1 i P og C . Da vil F_0 kunne omformes:

$$F_0(P, C) = C F_0\left(\frac{P}{C}, 1\right) = C f_0(p)$$

Vi deriverer gjennom $C f_0(p)$ mhp. P og C , og omskriver slik 3.3.7:

$$3.3.8 \quad \frac{1}{2} \frac{\partial^2 f_0}{\partial p^2} p^2 (\sigma^2 + \sigma_c^2) + \frac{\partial f_0}{\partial p} p (\alpha + \mu) + f_0 (\rho + \mu) = 0$$

Vi har da en ordinær differensialligning av 2. orden, med én uavhengig variabel p ¹⁴. Vi vil identifisere barriereprisen p^* , som utløser investering i teknologi i .

Løsningen vil ta den generelle formen:

$$f(p) = a_i p^{\beta_i}, i = 1, 2$$

Vi finner 1. og 2. ordens deriverte, setter inn i (4), og finner at:

$$p^\beta \left[\beta(\beta - 1) \frac{1}{2} (\sigma^2 + \sigma_c^2) + \beta(\alpha + \mu) - (\rho + \mu) \right] = 0$$

Ettersom $p^\beta \neq 0$, vil kvadratligningen i klammen ha røtter $\beta_1 > 1$ og $\beta_2 < 0$, der:

$$3.3.9 \quad \beta = \frac{-(\alpha + \mu - \frac{1}{2}(\sigma^2 + \sigma_c^2)) \pm \sqrt{(\alpha + \mu - \frac{1}{2}(\sigma^2 + \sigma_c^2))^2 + 2(\sigma^2 + \sigma_c^2)(\rho + \mu)}}{\sigma^2 + \sigma_c^2}$$

Vi ønsker at $f_0(p) \rightarrow 0$ når $p \rightarrow 0$. Siden $\beta_2 < 0$, vil $a_2 p^{\beta_2} \rightarrow \infty$ når $p \rightarrow 0$, og dermed er $a_2 = 0$. $f_0(p)$ er da gitt ved $a_1 p^{\beta_1}$.

Den endelige løsning vil ta formen:

¹⁴ Siddiqui og Fleten (2010)

$$3.3.10 \quad f(p) = \begin{cases} a_1 p^{\beta_1}, & p < p^* \\ X \left(\frac{p}{\rho - \alpha} - \frac{1}{\rho - \mu} \right) - I, & p \geq p^* \end{cases}$$

Barriereprisen p^* og konstanten a_1 identifiseres ved to betingelser; value matching og smooth pasting¹⁵. Value matching forteller oss at, idet vi investerer, vil verdien av nettokontantstrømmene minus investeringskostnaden være lik verdien av fortsatt å holde opsjonen. Smooth pasting krever at verdiene også skal tangere i grensen p^* , slik at $f_0(p)$ vil være både glatt og kontinuerlig i p^* :

$$3.3.11 \quad a_1 p^{*\beta_1} = X \left(\frac{p^*}{\rho - \alpha} - \frac{1}{\rho + \mu} \right) - I$$

$$3.3.12 \quad a_1 \beta_1 p^{*\beta_1 - 1} = \frac{X}{\rho - \alpha}$$

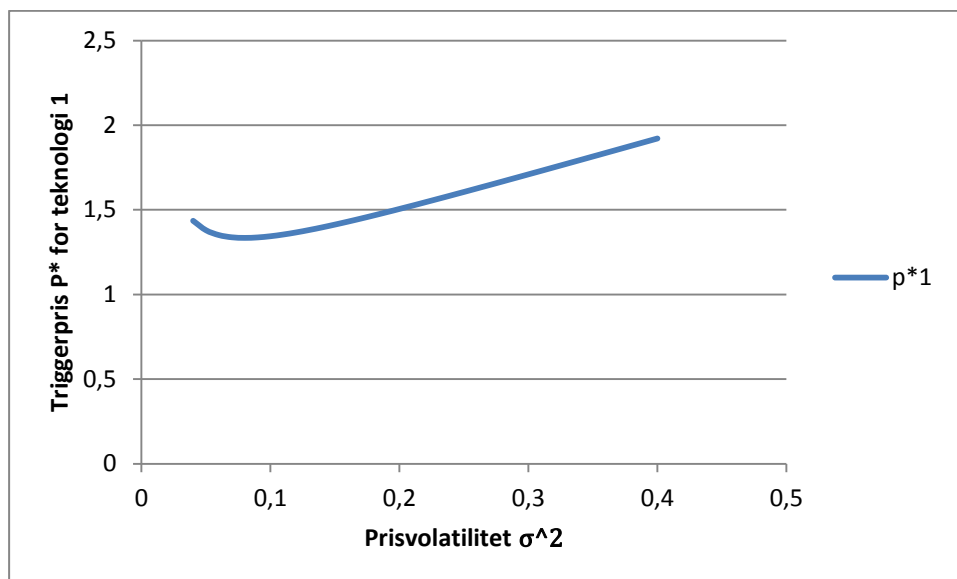
Vi finner at barriereprisen og a_1 er gitt ved:

$$3.3.13 \quad p^* = \frac{\beta_1}{\beta_1 - 1} (\rho - \alpha) \left[\frac{1}{\rho + \mu} + \frac{I}{X} \right]$$

$$3.3.14 \quad a_1 = \frac{X p^{*(\beta_1 - 1)}}{\beta_1 (\rho - \alpha)}$$

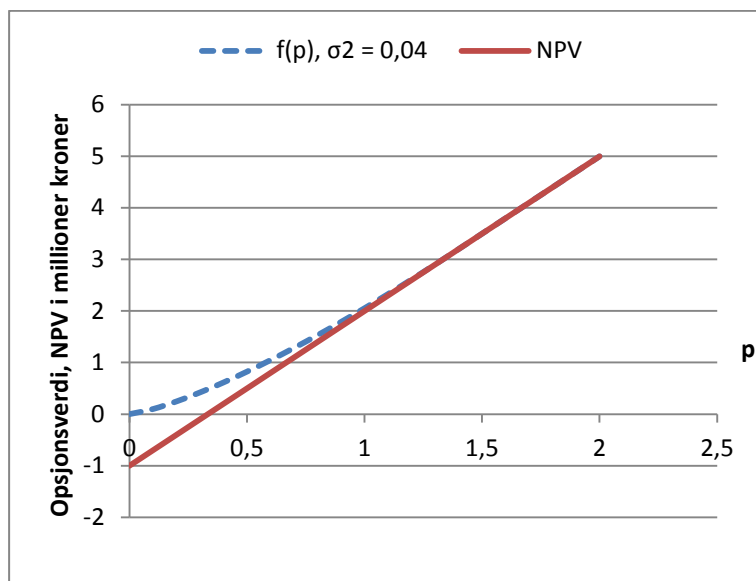
Prisen som utløser investering i teknologi i vil være høyere for lavere forventet prisvekst α , og for høyere forventet kostnadsreduksjon, μ . Gitt parameterne i vår modell ser vi også at p^* avtar med diskonteringsraten ρ . Ved en lavere diskonteringsrate vil fremtidige inntekter oppfattes som relativt mer betydningsfulle, slik at det blir mer attraktivt å investere i dag. Usikkerheten knyttet til både pris- og kostnadsutviklingen virker på barriereprisen gjennom β_1 . Denne illustrerer hva usikkerhet og irreversibilitet gjør med investeringstilbøyeligheten, ved at økt usikkerhet øker β_1 , som i sin tur øker prisbarrieren p^* . Dette illustreres i figur 3.3.1, der vi ser hvordan p^* endres for økte verdier av prisvolatiliteten σ .

¹⁵ Dixit og Pindyck (1994), side 109



Figur 3.3.1: Triggerprisen som funksjon av prisusikkerheten σ^2 , illustrert for teknologi 1. Økt usikkerhet øker investeringsbarrieren, som leder investorene til å utsette investeringene.

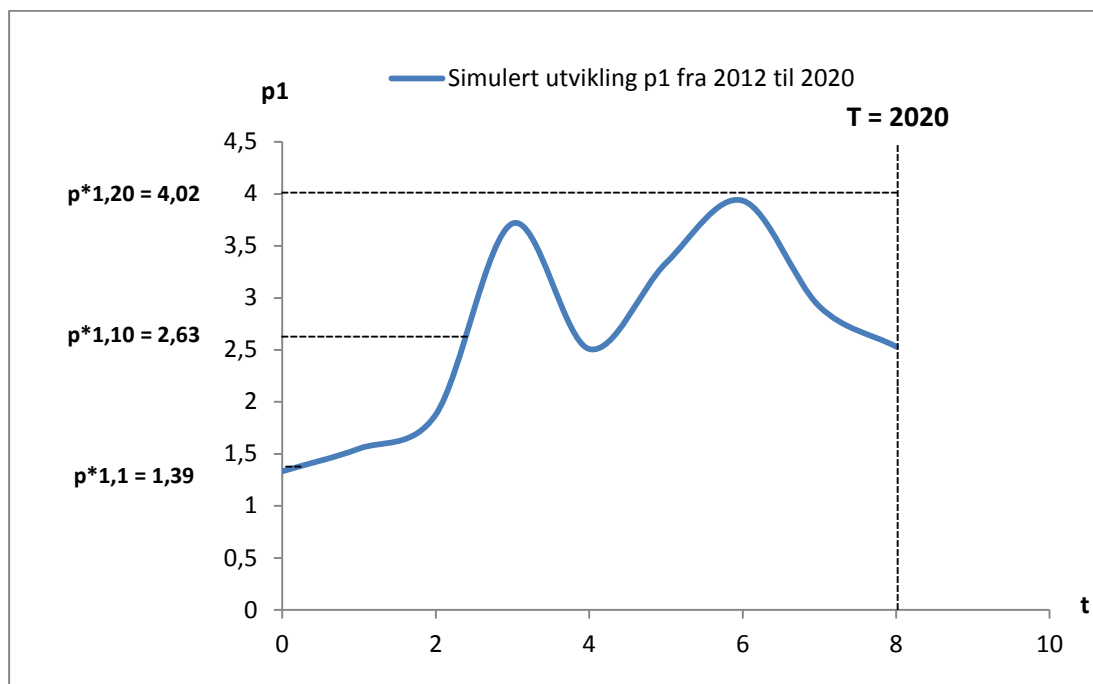
Når p^* øker, øker verdien av å vente. Med andre ord stiger opsjonsverdien, dvs. verdien av den fleksibiliteten investorene har over timingen til investeringen. Denne verdien kan en finne ved å se på differansen mellom NPV og opsjonsverdien i hver periode. Når produsentene utøver opsjonen, oppgir de samtidig den fleksibiliteten opsjonen gir dem for alle fremtidige tidsperioder. Vi ser da at opsjonsverdien $f_o(p)$ kan tolkes som investeringsbeslutnings alternativkostnad: idet opsjonen utøves, vil investoren motta inntekter verdsatt til $f_1(p)$, men samtidig miste investeringsopsjonen verdsatt til $f_o(p)$. Barriereprisen vil være gitt ved punktet der NPV tangerer opsjonsverdien, hvor verdien av fortsatt å holde opsjonen vil være akkurat lik verdien av å utøve den, og motta inntektene fra prosjektet til evig tid. Vi har illustrert denne betingelsen for teknologi 1 i figur 3.3.2, som viser sammenhengen mellom verdien av investeringen og pris-kostnadsraten.



Figur 3.3.2: Verdien av investeringsopsjonen som funksjon av pris-kostnadsraten p . For $p = 1,39$ vil NPV tangere opsjonsverdien $f_0(p)$.

Barriereprisene for teknologi 1 og 2 er gitt ved 1,39 og 1,45 henholdsvis. Dette vil være de prisene som utløser investering i de to billigste prosjektene av hver type. Pris-kostnadsraten ved inngangen til 2012, $\frac{P_0}{C_{0i}}$, vil være lavere enn prisbarrierene for begge teknologier, slik at ingen produsenter investerer i periode 0. I hver påfølgende tidsperiode observerer produsentene pris- og kostnadsutviklingen. Dersom de ved inngangen til tidsperioden observerer en pris-kostnadsrate som overstiger 1,39 (1,45), vil de umiddelbart utøve opsjonen og investere i teknologi 1 (2). De prosjektene som er mest effektive investerer først, og siden følger de prosjektene med høyere enhetskostnader. Alle prosjekter av en teknologi vil dermed ikke investere med det samme, ettersom de prosjektene med høyere enhetskostnader står ovenfor høyere prisbarrierer. I resten av kapittel 3 vil kostnader referere til enhetskostnadene for de billigste prosjektene av begge teknologityper.

Både prisene og kostnadene følger stokastiske prosesser, som betyr at en investering både kan utløses av tilstrekkelige høye priser, eller lave kostnader, eller en kombinasjon av begge deler. I figur 3.3.3 har vi illustrert hvordan en pris-kostnadsbane kan bevege seg over de 9 tidsperiodene. På x-aksen har vi plottet prisbarrierene som vil gjelde for prosjekt 1, 10 og 20 for å illustrere effekten av økende enhetskostnader.



Figur 3.3.3: En simulert pris-kostnadsbane for teknologi 1 over perioden fra $t = 0$ (2012) til $T = 8$ (2020). Prosjektene med høyere enhetskostnader vil ha høyere triggerpriser, og figuren illustrerer når en kan forvente investering i disse prosjektene gitt en slik utviklingsbane for $p_1 = \frac{P_1}{C_1}$.

Fleten et al. (2010) ser blant annet på om usikkerhet knyttet til innføringen av elsertifikater har påvirket timingen til investeringene¹⁶. Resultatene kan altså vise om en ser at usikkerhet har bidratt til å utsette investeringene for et utvalg kraftprodusenter. Det er imidlertid flere forhold som kan forklare at innføringer av et slikt virkemiddel kan påvirke investeringstidspunktet. Generelt kan både usikkerhet og vekst (i modellen representert ved α, μ_1, μ_2) øke verdien av å vente¹⁷. Forventninger om høyere fremtidig prisvekst og fremtidige kostnadsreduksjoner kan lede produsentene til å utsette investeringene, ved at produsentene forventer høyere inntekter i fremtiden. Dersom produsentene i perioden fram mot 2012 har utsatt investeringene i ny fornybar elektrisitet, kan det således også skyldes forventninger om inntektsøkninger ved salg av elsertifikater etter ordningen er innført. Usikkerhet vil på sin side lede produsentene til å vente med å investere til de får mer informasjon om hvilke inntekter de kan forvente i fremtiden. Under forhandlingene med Sverige har det blant annet hersket usikkerhet om

¹⁶ Linnerud (2011)

¹⁷ Dixit og Pindyck (1994), side 140

hvilke teknologier som omfattes av ordningen, bestemmelsene rundt tilbakevirkende kraft etc. Dersom produsentene har vært usikre på både om et marked for elsertifikatmarked vil innføres, og videre om de selv vil omfattes av ordningen, kan dette da ha ledet dem til å utsette investeringene i påvente av mer informasjon.

På den annen side er det heller ikke gitt at usikkerhet bestandig vil øke verdien av å utsette investeringen. Dersom vi for eksempel har usikkerhet knyttet til den fulle kostnaden av å utvikle et gitt prosjekt, vil denne usikkerheten bare kunne løses ved å investere i prosjektet. For tilstrekkelig høy usikkerhet kan investering være lønnsomt selv om vi står ovenfor en negativ NPV, ettersom investeringen vil gi informasjon om faktiske kostnader, og dermed om forventede fremtidige inntekter¹⁸. Denne type teknologisk risiko er ikke behandlet under, men er ofte høyst aktuell når det gjelder utvikling og kommersialisering av nye teknologier, hvor en ofte står ovenfor sekvensielle valg.

3.4 Monte Carlo – simuleringer

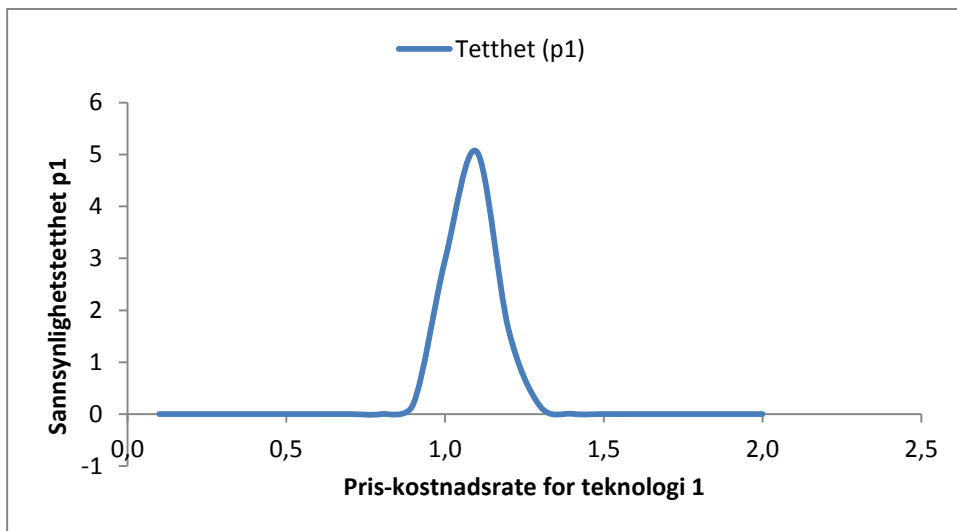
For å simulere pris- og kostnadsutviklingen fram mot 2020 har vi brukt en Monte Carlo-simulering (MCS) av de lognormale prosessene P_t , C_{1t} og C_{2t} . Som nevnt vil disse prosessene følge geometriske brownske bevegelser, og dermed ha konstant drift og stokastiske sjokk. Gitt disse parameterne vil en MCS ved gjentatte trekninger generere en sannsynlighetsfordeling for variablene. Etter å ha simulert de stokastiske prosessene et tilstrekkelig antall ganger, vil utfallenes fordeling ifølge de store talls lov gå mot sin sanne fordeling. Vi har i vår modell gjort $K = 20\,000$ simuleringer over elektrisitetsprisen og enhetskostnadene. Basert på disse trekningene vil vi kunne si noe om hvor mange prosjekter vi kan forvente, gitt de K simuleringene vi har gjort for pris-kostnadsratene p_{1t} og p_{2t} . Ettersom normalitet bevares ved addisjon, vil lognormalitet bevares ved multiplikasjon, slik at $p_{it} = \frac{P_t}{C_{it}}$ ($i = 1, 2$) vil ha en lognormal fordeling¹⁹.

Sannsynlighetstettheten til p_{1t} og p_{2t} ved $t=1$ illustreres i figur 3.4.1 og 3.4.2 henholdsvis. Ettersom denne raten vil avhenge av to stokastiske prosesser vil dens

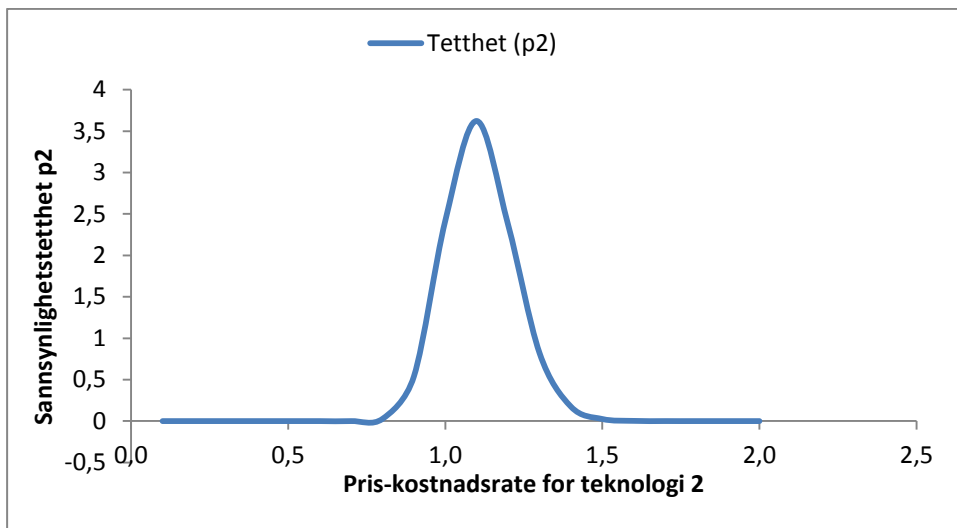
¹⁸ Dixit og Pindyck (1994), side 48

¹⁹ McDonald (2003), side 571

lognormale fordeling være gitt ved en total forventningsverdi og varians lik summen av forventningsverdien og variansen til prisene og kostnadene. Vi ser at pris-kostnadsraten til teknologi 1 vil ha en mindre spredning (ligge tettere opp mot forventningsverdien) enn teknologi 2, ettersom usikkerheten omkring kostnadsutviklingen vil være mindre for den relativt modnere teknologien.



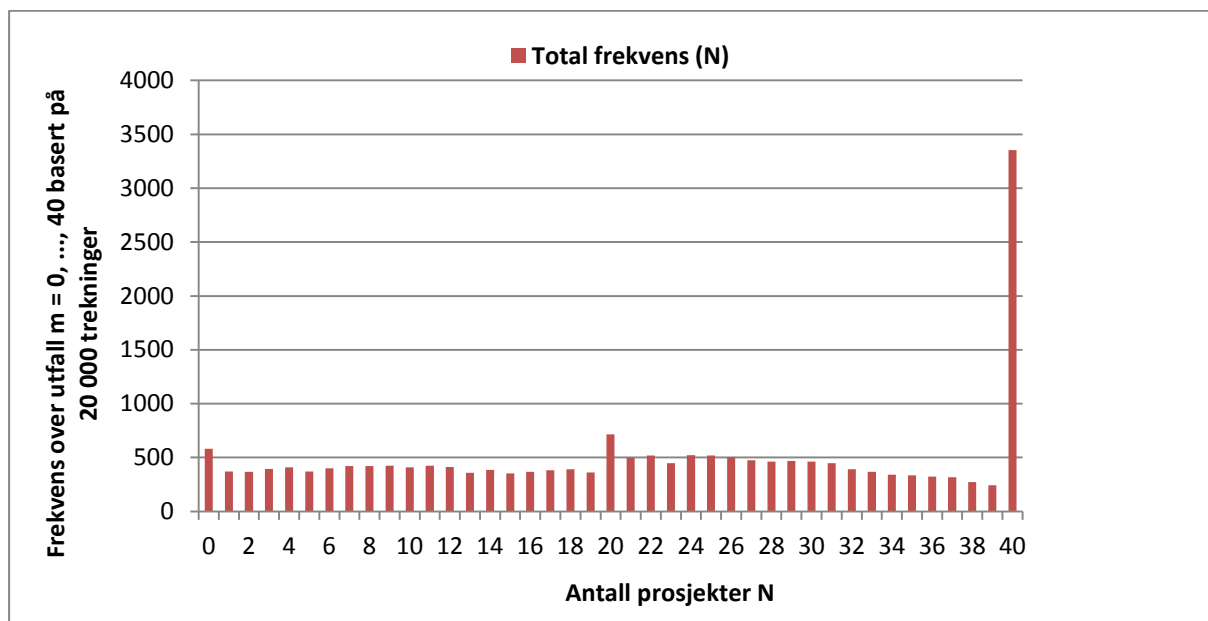
Figur 3.4.1: Sannsynlighetstettheten til pris-kostnadsraten for teknologi 1 (p_1) i periode 1.



Figur 3.4.2: Sannsynlighetstettheten til pris-kostnadsraten for teknologi 2 (p_2) i periode 1.

4. Resultater

I modellen vil vi ha 40 ulike p^* , 20 for hver av teknologiene. De ulike barriereprisene gjenspeiler at produsentene står overfor stadig høyere, og dermed heterogene driftskostnader. For hvert sett av de tre utfallsbanene P_t , C_1 og C_2 vil vi ha to utfallsbaner som definerer utviklingen i pris-kostnadsraten; $p_1 = \frac{P}{C_1}$ og $p_2 = \frac{P}{C_2}$. Hvilke prosjekter som realiseres over de ni periodene bestemmes av om vi vil se en p som overstiger $p_{1,1}^*, \dots, p_{1,20}^*$ for teknologi 1 og $p_{2,1}^*, \dots, p_{2,20}^*$ for teknologi 2 fram mot 2020. Vi finner da maks-verdien av p_1 og p_2 for hvert utfall over niårsperioden, og sammenligner disse med barriereprisene som vil gjelde for hver av de 20 prosjektene innen hver teknologi. Vi summerer så antall realiserte prosjekter, og får dermed en fordeling over antall prosjekter $m = 0, 1, \dots, 20$ vi kan forvente å se fram til utgangen av perioden i 2020. Summert over begge teknologier vil vi da maksimalt kunne få 40 prosjekter. Vi har illustrert denne fordelingen under i en frekvenstabell (tabell 4.1) for summen av realiserte prosjekter (teknologi 1 og 2), i tilfellet uten subsidier.



Tabell 4.1: Frekvenstabell over forventet antall prosjekter av begge teknologier. Frekvensen angir for hvor mange ganger vi vil få utfall på $m = 0, \dots, 40$ over de 20 000 trekningene vi gjør over pris-kostnadsbanene til teknologi 1 og 2. Tabellen illustrerer fordelingen av prosjekter i tilfellet uten subsidier. Subsidier vil føre til at flere prosjekter starter opp, og vil dermed flytte sannsynlighetsfordelingen mot høyre i tabellen.

Uten subsidier vil vi allerede være 73 % sikre på å nå målet om 13 oppstartede prosjekter. Forventet antall prosjekter er gitt ved 22, og ligger dermed betydelig høyere enn målet om 13 prosjekter. Likevel må vi opp i relativt høye subsidiesatser før vi er 95 % sikre på å nå målet, som kan være et tegn på høy usikkerhet om forventningsverdien, det vil si om hvor mange prosjekter som faktisk vil bli realisert.

Vi starter med å se på tilfellet der vi kun har en eksisterende, relativt moden teknologi. I tilfellet uten subsidier vil sannsynligheten for å nå målet om 13 prosjekter være redusert til 48 %, og forventningsverdien ligger tett opp mot 12 prosjekter. For å oppnå 13 prosjekter med 95 % sannsynlighet, må myndighetene subsidiere denne teknologien med en subsidiesats på 56 %. Denne satsen gir et forventet antall prosjekter på 19.

Vi betrakter så tilfellet med to teknologier. Vi vil referere til dette tilfellet som base scenario, og volatilitetsparameterne vil være gitt ved $\sigma^2 = 0,04$, $\sigma_{C_1}^2 = 0,03$ og $\sigma_{C_2}^2 = 0,06$. Myndighetene ønsker å fordele subsidiene mellom de to teknologiene på en slik måte at de vil være 95 % sikre på å nå målet om 1,5 TWh ny produksjon, eller 13 nyoppstartede prosjekter, innen 2020. Vi vil ikke kunne si noe om hvor stort subsidiebeløpene vil bli i kroner og øre, selv om vi kan gå ut ifra at myndighetene naturligvis vil ønske at det samlede subsidiebeløpet er så lavt som mulig. Størrelsen på subsidiene vil være usikre ettersom de er modellert som prosentvise satser som følger en usikker prosess. Hvilket beløp vi snakker om i kroner og øre vil ikke bare variere med pris-kostnadsraten, men vil også avhenge av hvor mange prosjekter som faktisk startes opp. Øker subsidieratene, vil en ikke bare sette i gang nye prosjekter, men vil også måtte gi mer til de prosjektene som uansett starter opp. I modellen tilnærmer vi oss myndighetenes budsjettbetingelse om et gitt subsidiebeløp (\hat{s}) ved å holde summen av subsidiesatser ($s_1 + s_2$) til de to teknologiene konstant. Det er imidlertid viktig å bemerke at denne tilnærmingen kun vil være gyldig dersom det produseres (omtrent) like mye med de to teknologiene. Ettersom produksjonen er usikker, er det usikkert hvor mye som vil produseres av teknologi 1 og 2 henholdsvis. Subsidiebeløpet vil normalt ikke være proporsjonalt med summen av satsene, eller være en funksjon av summen av ulike subsidiesatser. Eksempelvis vil subsidiebeløpet være en funksjon av $2s_1 + s_2$ dersom produksjonen med teknologi 1 var dobbelt så høy som produksjonen av teknologi 2. At vi under ser på hva som skjer når vi endrer fordelingen av en gitt øvre subsidiesats $\hat{s} = s_1 + s_2$ blir da å betrakte som et spesialtilfelle som kun vil være

meningsfullt når utfallet er at det produseres omtrent like mye med hver av de to teknologiene. Dette vil selvsagt ha betydning for hvilke konklusjoner vi kan dra med hensyn til anbefalinger til optimal politikk, som vi senere kommer tilbake til.

Når vi da har to teknologier som konkurrerer om gitt subsidiesats ($\hat{s} = s_1 + s_2$), må vi først identifisere de subsidiekombinasjoner som fører til at vi når målet med en sannsynlighetsgrad på 95 %. Vi ser på hvordan subsidiesatsen til teknologi 1 endres, for ulike subsidier til teknologi 2, gitt at vi skal være 95 % sikre på at vi overstiger 13 oppstartede prosjekter innen 2020. Deretter betrakter vi summen av subsidiesatsene, og vurderer hvordan en endret fordeling av disse slå ut i forhold til målsetningen om å nå 13 prosjekter med 95 % sannsynlighet, eller et høyest mulig forventet antall prosjekter henholdsvis.

Resultatene viser at dersom vi kun subsidierer én av teknologiene, vil vi måtte subsidiere teknologi 1 og 2 med en subsidiesats på 0,51 og 0,58 henholdsvis. Det vil altså, ikke overraskende, være mer kostbart kun å subsidiere den relativt sett mer umodne teknologien. Når vi beveger oss mot en jevnere fordeling av subsidiene og øker subsidiesatsen til teknologi 2, vil den påkrevde subsidiesatsen til teknologi 1 naturlig nok falle. Vi ser at den totale subsidiesatsen, altså summen av subsidier til teknologi 1 og 2, vil være høyere for alle subsidiekombinasjoner (s_1, s_2) relativ til situasjonen der myndighetene kun velger én av teknologiene. Den totale subsidiesatsen vil være høyest ($\hat{s} = 0,75$) for relativt jevne fordelinger av subsidier ($s_1 \in (40 - 45 \%, s_2 \in (35 - 30 \%)$). Som følge av høyere subsidiesatser, vil naturlig nok også det forventede antall realiserte prosjekt være høyest her. Kombinasjonen av subsidiesatser og forventet antall prosjekter illustreres under i tabell 4.2.

$s_1 \downarrow, s_2 \rightarrow$	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	58
51	29,4												
50		29,7											
49			30,2										
48				30,5									
47					31								
45						31,4							
41							31,6						
39								32					
35									32				
30										32,1			
20											31,3		
11												30,9	
0													29,9

Tabell 4.2: Oversikt over de subsidiekombinasjoner som fører til at myndighetene vil være 95 % sikre på å nå målet. De diagonale verdiene viser forventet antall prosjekter som følger av disse subsidiekombinasjonene.

Dersom vi tar utgangspunkt i den subsidiesatsen \hat{s} som gir det høyeste antall forventet prosjekter, som samtidig sikrer at vi er 95 % sikre på å nå målet, kan vi se om en annen fordeling av subsidiene vil slå ut på sannsynligheten $P(N \geq 13)$ og forventningsverdien $E[N]$. Dette illustreres under i tabell 4.3. Vi finner at dersom en gir hele denne satsen til enten teknologi 1 eller 2, vil en være 100 % sikker på å nå målet, mens forventet antall realiserte prosjekter i begge tilfeller reduseres. Forventet antall prosjekter øker i takt med at sannsynligheten for å nå målet går ned mot 95 % fra begge sider, som en kan lese ut i fra tabellen.

$s_1 \downarrow, s_2 \rightarrow$	0	5	10	20	30	40	50	60	70	75
75	30,7 (1)									
70		31,3 (1)								
65			31,7 (1)							
55				32,0 (0,98)						
45					32,0 (0,96)					
35						32,1 (0,95)				
25							32,2 (0,96)			
15								32,0 (0,98)		
5									32,0 (1)	
0										31,6 (1)

Tabell 4.3: Tabellen angir hvordan forventet antall prosjekter $E[N]$ og $P(N \geq 13)$ (i parentes) endres for ulike fordelinger av en gitt subsidiesats $\hat{s} = 0,75$. For jevnere fordelinger av \hat{s} øker forventet antall prosjekter samtidig som sannsynligheten for å oppnå 13 prosjekter reduseres.

En kan dermed ikke si at en øker sannsynligheten for å nå målet ved å satse på flere teknologier. En jevnere fordeling av subsidiesatsene vil ikke øke sannsynligheten for å nå målet; faktisk vil en tvert imot ha eliminert all risiko dersom en gir hele subsidiesatsen til en av teknologiene under forutsetning om at myndighetene faktisk er villig til å subsidiere så mye at summen av disse satsene er 0,75. Resultatene viser at en målsetning om å øke total forventet produksjon på sin side heller kan lede myndighetene til å subsidiere begge teknologier og slik diversifisere den teknologiske porteføljen. Dette kan ikke forklares ved at det finnes diversifiseringsgevinster. Snarere kan det forklares ved at subsidiene har skalaegenskaper, og i dette tilfellet vil det være snakk om avtagende skalaavkastning ved subsidiering. Når subsidiesatsene øker marginalt vil det øke investeringene i begge teknologier, men stadig mindre på marginen ettersom de totale subsidiesatsene øker. De mest effektive prosjekter av begge typer realiseres først, og siden vil ytterligere subsidier av en hvilken som helst teknologi gi

stadig færre prosjekter på marginen. En står igjen med stadig flere av de kostbare prosjektene som krever stadig høyere subsidier for å bygges ut. Vi ser på samme tid at forventet antall prosjekter vil øke desto mer enn subsidierer teknologi 2 relativ til teknologi 1. Det kan derfor tenkes at skalaavkastningen av subsidier kan være sterkere for den umodne teknologien.

De samme skalaeffektene på forventet antall realiserte prosjekter finner vi derimot ikke for lavere summerte subsidiesatser. Vi har illustrert dette for $\hat{s} = 0,51$ som sikrer 95 %-målet dersom myndighetene kun satser på teknologi 1, og $\hat{s} = 0,63$, som sikrer 95 %-målet for en fordeling $s_1 = 0,48$ og $s_2 = 0,15$. For disse subsidiesatsene vil ikke lenger forventet antall prosjekter øke i takt med en jevnere fordeling, som vil være tydeligere jo lavere subsidiesatsene er (tabell 4.4 og 4.5) Når subsidienivået går tilstrekkelig lavt for begge teknologier vil vi få så få prosjekter at en ytterligere fordeling leder til færre prosjekter totalt.

Samtidig holder resultatet ovenfor for begge subsidienivå når det gjelder sannsynligheten for å oppnå 13 prosjekter; jo mer vi subsidierer kun én av teknologiene, desto mer sikker vil myndighetene være på å komme i mål. Vi finner således ikke støtte for at det finnes diversifiseringsgevinster for myndighetene ved at en økt grad av fordeling av subsidiene øker sannsynligheten for å komme i mål. Dersom vi fordeler subsidiene jevnere vil en for lavere subsidiesatser \hat{s} ikke lenger kunne være 95 % sikker på å nå målsetningen om minst 13 oppstartede prosjekter.

$s_1 \downarrow, s_2 \rightarrow$	0	5	10	20	30	40	50	60	63
63	30,6 (1)								
58		30,5 (1)							
53			30,6 (0,97)						
43				30,5 (0,93)					
33					30,4 (0,92)				
23						30,3 (0,92)			
13							30,7 (0,94)		
3								30,4 (0,96)	
0									30,7 (0,98)

Tabell 4.4: Tabellen angir hvordan forventet antall prosjekter $E[N]$ og $P(N \geq 13)$ (i parentes) endres for ulike fordelinger av en gitt subsidiesats $\hat{s} = 0,63$. For jevnere fordelinger av \hat{s} reduseres både forventet antall prosjekter og sannsynligheten for å oppnå 13 prosjekter.

$s_1 \downarrow, s_2 \rightarrow$	0	10	20	30	40	51
51	29,4 (0,95)					
41		29,1 (0,91)				
31			28,8 (0,89)			
21				28,8 (0,88)		
11					28,7 (0,89)	
0						28,9 (0,92)

Tabell 4.5: Tabellen angir hvordan forventet antall prosjekter $E[N]$ og $P(N \geq 13)$ (i parentes) endres for ulike fordelinger av en gitt subsidiesats $\hat{s} = 0,51$. For jevnere fordelinger av \hat{s} reduseres både forventet antall prosjekter og sannsynligheten for å oppnå 13 prosjekter.

Vi skal nå se på hva som skjer med fordelingen av subsidier i henhold til de to målsetningene når vi forsterker forskjellene mellom teknologiene. Vi øker læringsraten og kostnadsvolatiliteten til teknologi 2, og reduserer samtidig disse for teknologi 1, slik at de nye parameterne vil være gitt ved $\mu_2 = 0,07$, $\sigma_{2c}^2 = 0,07$, $\mu_1 = 0,03$ og $\sigma_{1c}^2 = 0,02$.

Endringer i disse parameterne virker på investeringsbeslutningen ved at de endrer triggerprisen som leder produsentene til å utøve opsjonen. I vår modell vil de nye triggerprisene være gitt ved $p_1^* = 1,37$ og $p_2^* = 1,45$. Vi ser altså at investeringsbarrierene til teknologi 1 avtar svakt, men vil ikke få de store utslagene i triggerprisene ettersom læringsrate og usikkerhet har motstridende effekt på p_1^*, p_2^* . For disse parameterne identifiserer vi igjen hvilke subsidiekombinasjoner som fører til at myndighetene vil oppnå målet med 95 % sannsynlighet, og ser på hvordan $E[N]$ og $P(N \geq 13)$ endres dersom vi endrer fordelingen av en gitt \hat{s} som sikrer 95 %-målet. De subsidiesatsene som kreves for å sikre dette målet vil være uendret fra base scenario. Vi betrakter derfor igjen de høyeste og laveste summene av subsidiesatser som sikrer dette, $\hat{s} = 0,75$ og $\hat{s} = 0,51$ henholdsvis. For begge subsidienivå finner vi at sannsynligheten for å nå målet reduseres desto jevnere subsidiene fordeles. For $\hat{s} = 0,75$ vil forventet antall prosjekter øke for en jevnere fordeling av subsidiene, mens forventningsverdien avtar for jevnere fordelinger for et samlet subsidienivå på 0,51. I motsetning til base scenario, hvor forventet antall prosjekter stiger desto mer vi fordeler til teknologi 2, vil forventet antall prosjekter nå øke desto mer vi fordeler til teknologi 1. Dette gjelder for begge subsidienivåene.

Det kan være interessant å isolere effekten av usikkerhet, for blant annet å se hvordan effekten av endrede triggerpriser virker inn på fordelingen av subsidiene. Dersom vi fra base scenario kun endrer på usikkerheten, og setter $\sigma_{1c}^2 = 0,02$, $\sigma_{2c}^2 = 0,07$, vil de nye barriereprisene være gitt ved $p_1^* = 1,33$, og $p_2^* = 1,48$. Det er altså blitt relativt sett mindre attraktivt å investere i den umodne teknologien. Vi finner at dersom myndighetene her kun går for en av teknologiene, vil de måtte gi en subsidiesats på 0,49 og 0,59 til teknologi 1 og 2 henholdsvis. Myndighetene vil måtte garantere for en relativt lavere sats dersom de kun går for den modne teknologien, og en relativt høyere sats dersom de kun går for den umodne teknologien, målt i forhold til base scenario. Den fordelingen som gir den høyeste totale subsidiesatsen ($\hat{s} = 0,74$) under 95 %-målsetningen, gir også her det høyeste antall forventede prosjekter. En skjevare fordeling av denne, vil øke sannsynligheten for at vi når målet, samtidig som forventningsverdien avtar svakt. Skalaavkastningen ved å subsidiere teknologi 2 er igjen sterkere, ettersom relativt færre prosjekter av denne typen vil starte uten en slik subsidiering, gitt de høyere barriereprisene.

5. Konklusjon

Vi har her sett på om to ulike målsetninger for å øke produksjonen av ny fornybar elektrisitet. Vi ville teste om målsetningen der myndighetene vil være 95 % sikre på å nå produksjonsmålet på 1,5 TWh ville implisere en jevnere fordeling av subsidier enn dersom myndighetene i stedet fulgte en målsetning der de maksimerer total forventet produksjon. Med bakgrunn i funnene fra analysen, kan vi ikke si at det vil finnes diversifiseringsgevinster for myndighetene ved å satse på begge teknologier. En jevnere fordeling av subsidiesatsene vil derimot trekke i retning av redusert sannsynlighet for å nå målet om 13 oppstartede prosjekter innen 2020. På samme tid kan en jevnere fordeling øke forventningsverdien, altså hvor mange prosjekter som forventes realisert over perioden. Dette vil gjelde for høyere subsidiesatser \hat{s} , hvor vi kan tenke oss at vi har tiltakende skalaavkastning ved subsidiering. For lavere subsidiesatser vil forventet antall prosjekter reduseres for jevnere fordelinger, og vi ser dermed ikke de samme skalaeffektene for disse subsidienivåene. Myndighetene vil heller ikke lenger kunne være 95 % sikre på å nå målet for jevnere fordeling av disse satsene. En kan dermed ikke konkludere med at lock-out effekter av mindre modne teknologier vil være sterkere dersom myndighetene følger en målsetning om å maksimere total forventet produksjon. Det er derimot ikke gitt at en ikke vil se sterkere eller svakere tegn på lock-out-effekter dersom en skulle ha endret på parameterne eller forutsetningene for modellen.

Resultatene kan, på grunn av forutsetningen om konstante summerte subsidiesatser, ikke gi grunnlag for anbefalinger av optimal politikk, ettersom en slik konstant sum ikke kan betraktes som en rimelig definisjon av myndighetenes mulighetsområde på generell basis. Under disse forutsetningene kan resultatene tyde på at myndighetene kun vil gå for den modne teknologien dersom de ønsker å minimere de summerte subsidiene, målt ved summen av de to subsidiesatsene, samtidig som de vil være 95 % sikre på å nå målet. Det er derimot ikke gitt at myndighetene vil gå for den subsidiesatsen som blir lavest total sett, ettersom en subsidiesats her som nevnt ikke vil kunne si noe sikkert om totale kostnader. I prinsippet kan en tenke seg at myndighetene kunne være likegyldig til hvilken subsidiekombinasjon som ble valgt, så lenge de ville nå målet om økt produksjon med 95 % sannsynlighet. I modellen karakteriseres hvert prosjekt innen hver teknologi av stadig høyere enhetskostnader, og det vil slik ikke være gitt at det vil

være mer kostnadseffektivt å subsidiere kun en av teknologiene. Myndighetene må da for hver teknologi subsidiere stadig flere av de relativt kostbare prosjektene dersom de velger kun en teknologitype. Det vil således kunne være dyrere å satse på én teknologi, mot å subsidiere noe av begge, ettersom billigere prosjekter av begge teknologier vil startes først. Hva som slik sett blir mest kostnadseffektivt i kroner og øre, har vi ikke beregnet for subsidiene slik de pålegges de to teknologiene i vår modell. Det er mulig å beregne samlet forventet subsidiebeløp ved for eksempel å gjøre en iterasjonsprosess. Man kan da beregne forventet beløp som følger av et par av subsidiesatser s_1, s_2 , justere satsene opp eller ned og beregne forventingen på nytt etc. Dette vil kunne gi en serie subsidiepar der forventet beløp er konstant, og en kan sammenligne effekten disse ulike subsidiekombinasjoner vil ha på forventet produksjon og sannsynligheten for å nå produksjonsmålet. Alternativt kunne en også gjort de samme simuleringene der en i stedet subsidierte investeringskostnadene, som nevnt i seksjon 3.2. Myndighetene kan herunder bestemme seg for et øvre tak for de 13 første prosjektene uavhengig teknologi, og problemet vil da være hvordan en best mulig skal fordele beløpet mellom teknologiene i henhold til myndighetenes målsetninger. Ethvert prosjekt som eventuelt startes opp etter at produksjonsmålet er nådd kan potensielt betraktes som en ekstragevinst for myndighetene dersom de er villige til å subsidiere også disse prosjektene.

Dette finnes altså både alternative metoder å løse problemstillingen vår på, og metoder for å forske videre på modellen vi har presentert, og begge vil således kunne styrke resultatenes overføringsverdi til anbefalinger om optimal politikk under rimeligere antagelser om budsjettbetingelsen. Fokuset i oppgaven har derimot vært på fordeling av gitte subsidienivåer mellom to teknologier, og om en økt grad av fordeling av disse kan sies å øke sannsynligheten for å oppnå en gitt produksjonsøkning av ny fornybar elektrisitet. Hvilken total subsidiesats myndighetene er villig til å akseptere kan til syvende og sist også være avhengig av hvor høyt de venter forventningsverdien, eller den forventede produksjonsøkningen. Det er derfor mulig å tenke seg at myndighetene herunder vil akseptere noe høyere subsidiesatser, gitt at dette vil øke total forventet produksjon.

Litteraturliste

Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., Wilson, T., Yang, M. (2007): "Investment risks under uncertain climate change policy", *Energy Policy* 35, 5766 – 5773

Bye, T., Hoel, M. (2009): "Grønne sertifikater – dyr og formålsløs fornybar moro", *Samfunnsøkonomen* nr. 7, 34 – 37

Bye, T., Greaker, M., Rosendahl, K.E. (2002a): "Grønne sertifikater og læring", *Rapporter 2002/27*, Statistisk sentralbyrå

Bye, T., Olsen, O.J., Skytte, K. (2002b): "Grønne sertifikater – design og funksjon", *Rapporter 2002/11*, Statistisk sentralbyrå

Davis, G.A., Owens, B (2003): Optimizing the level of renewable electric R&D expenditure using real options analysis, *Energy Policy* 31, 1589 – 1608

Dixit, A.K., Pindyck, R.S. (1994): *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, Princeton, New Jersey

Enova (2007): "Fornybar energy 2007", www.enova.no/file.axd?fileID=11, utført av Sweco Grøner og finansiert av NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, nedlastet 20.02.2011

Fleten, S., Maribu, K.M., Wangensteen, I. (2007): "Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty", *Energy* Volum 32, Issue 5, 803 - 815

Fleten, S., Ringen, G. (2009): New renewable electricity capacity under uncertainty: The potential in Norway", *MPRA Paper no. 12857*

Fleten, S., Heggedal, A.M., Keppo, J.S., Linnerud, K. (2010): "Investment in renewable electricity under climate policy uncertainty (PURELEC)", finansiert av RENERGI-programmet ved Norges Forskningsråd (Prosjektskisse)

- Gerlagh, R., Kverndokk, S., Rosendahl, K.E. (2009): "Optimal Timing of Climate Change Policy: Interaction Between Carbon Taxes and Innovation Externalities", *Environmental and Resource Economics* 43: 369 – 390
- Golombek, R., Hoel, M (2005): "Pliktige elsertifikater", Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning, Rapport 1/2005
- Grenadier, S.R., Weiss, A.M. (1997): "Investment in technological innovations: An option pricing approach", *Journal of Financial Economics* 44, 397 – 416
- Hagem, C., Rosendahl, K.E. (2011): Elsertifikater uten klare mål, kronikk i *Dagens Næringsliv* (DN) 4.2.2011
- Hagem, C., Rosendahl, K.E. (2011): Grønne mål og virkemidler, innlegg i DN 14.2.2011
- Ishii, J., Yan, J. (2004): "Investment under Regulatory Uncertainty: U.S. Electricity Generation Investment Since 1996", CSEM WP 127, UCEI
- Kverndokk, S., Rosendahl, K.E., Rutherford, T.F. (2004): "Climate Policies and Induced Technological Change: Which to Choose, the Carrot or the Stick?", *Environmental and Resource Economics* 27: 21 – 41
- Kverndokk, S., Rosendahl, K.E. (2007): "Climate policies and learning by doing: Impacts and timing of technology subsidies", *Resource and Energy Economics* 29, 58 – 82
- Kumbaroglu, G., Madlener, R., Demirel, M. (2008): "A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies", *Energy Economics* Volume 30, Issue 4, 1882 – 1908
- Linnerud, K. (2011): "Climate policy uncertainty and investment behavior: Evidence from small hydropower plants", slides fra presentasjon av PURELEC-prosjektet (Fleten et al. (2010)) ved konferansen "Energy and the Environment" (Norges Handelshøyskole (NHH) 20.-21.1.2011), Norwegian Association for Energy Economics (NAEE)
- Markowitz, H.M. (1991): *Portfolio selection: efficient diversification of investment*, 2nd edition, Basic Blackwell

- McDonald, A., Schrattenholzer, L. (2001): "Learning rates for energy technologies", *Energy Policy* 29, 255 – 261
- McDonald, R.L (2003): *Derivative Markets*, Pearson Education, Inc.
- Mezey, E.W., Conrad, J.M. (2010): "Real Options in Resource Economics", *The Annual Review of Resource Economics* 2:33 – 52
- Neij, L. (1997): "Use of experience curves to analyze the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology", *Energy Policy* Volume 25, Issue 13, 1099 – 1107
- Olje- og energidepartementet (OED) (1998): NOU 1998:11: Energi- og kraftbalansen fram mot 2020: [NOU 1998: 11 - regjeringen.no](http://www.regjeringen.no)
- OED (2008 - 2009): Ot. prp. nr. 107: [Ot.prp. nr. 107 \(2008-2009\) - regjeringen.no](http://www.regjeringen.no)
- OED (2010): Høringsnotat (forslag til lovvedtak) om lov om elsertifikater
- Rothwell, G. (2006): "A real options approach to evaluating new nuclear power plants", *Energy Journal* 27, 37–54.
- Siddiqui, A., Fleten, S. (2010): "How to proceed with competing alternative energy technologies: A real options analysis", *Energy Economics* 32, 817 – 830
- Song, F. (2010): "Essays on land use for energy crop production and effects of subsidies under uncertainty and costly reversibility", Dissertation submitted to Michigan State University
- Trigeorgis, L.T. (2001): "Real Options: An Overview", *Real Options and Investment under Uncertainty*, Massachusetts Institute of Technology. Ed: Schwartz, E.S; Trigeorgis, L.
- Yang, M., Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., Wilson, T. (2008): "Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy", *Energy Economics* 30, 1933 – 1950