

# **Insentiver til investering i fornybar kraft**

*Strategiske vurderinger av store kraftprodusenter*

**Birte Solvang Hjorth og Silje Holm**

**Veileder: Lars Mathiesen**

Masteroppgave innen profilene: «Strategi og Ledelse» og «Energy,  
Natural Resources and the Environment»

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Denne utredningen tar sikte på å avdekke sentrale faktorer som påvirker insentivene til å investere i fornybar kraft, samt undersøke hvilke strategiske vurderinger store norske kraftprodusenter gjør i denne forbindelse. Temaet for oppgaven aktualiseres av den nyopprettede sertifikatordningen, som er en følge av at myndighetene har bestemt at en viss andel fornybar kraft skal bygges ut.

Vi har avdekket at kraftprisen er den viktigste faktoren som påvirker insentivet til investeringer i fornybar kraft. Vi har også sett at det forventes at utbygging av nye prosjekter vil medføre en redusert kraftpris. Dette gjør at investeringsinsentivene ikke er helt klare. Vi har imidlertid funnet indikasjoner på at de store kraftprodusentene tenker strategisk rundt kraftprisen. Oppgaven viser at strategisk atferd gjennom utøvelse av markedsmakt kan påvirke kraftprisen til store aktørers fordel, slik at de likevel vil ønske å foreta investeringer i fornybar kraft.

## Forord

Denne oppgaven er skrevet som en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole (NHH) og utgjør 30 studiepoeng. Utredningen er basert på den teori og kunnskap vi har tilegnet oss gjennom studiene. Vi har valgt ulike fordypningsområder, den ene i profilen «Energy, Natural Resources and the Environment» og den andre i profilen «Strategi og ledelse». Kunnskapen vi har tatt med oss fra de to ulike fordypningsområdene har vært komplementerende, og vi tror at tverrfagligheten har styrket oppgaven.

Det har vært spennende og lærerikt å jobbe med oppgaven, men tidvis også svært krevende. I arbeidsprosessen har vi fått god hjelp av en rekke personer. Vi ønsker særlig å rette en takk til alle respondentene som har tatt seg tid til å dele verdifull innsikt med oss. En stor takk går også til familie og venner for oppmuntring og støtte underveis. Til slutt ønsker vi å takke vår veileder, Lars Mathiesen, som gjennom hele arbeidet med oppgaven har gitt oss god faglig veiledning og alltid har vært tilgjengelig når vi har kontaktet han.

Bergen, Juni 2012

Silje Holm

Birte Solvang Hjorth

---

# Innholdsfortegnelse

<b>1. INNLEDNING.....</b>	<b>7</b>
1.1 BAKGRUNN.....	7
1.2 PROBLEMSTILLING .....	8
1.3 OPPGAVENS STRUKTUR .....	8
<b>2. BESKRIVELSE AV KRAFTMARKEDET .....</b>	<b>10</b>
2.1 VERDIKJEDEN.....	10
2.2 PRODUKSJON AV KRAFT .....	12
2.3 KONSUM AV KRAFT .....	12
2.4 RIVALISERING I PRODUKSJONSLEDDET.....	13
2.5 SERTIFIKATORDNINGEN.....	16
2.6 UTBYGGING AV NYE ANLEGG .....	17
<b>3. INVESTERINGSANALYSE .....</b>	<b>19</b>
3.1 TEORI OM INVESTERINGSANALYSER.....	19
3.2 INVESTERINGSANALYSE AV KRAFTPROSJEKTER .....	21
3.3 EKSEMPEL PÅ ET FORNYBART PROSJEKT .....	30
3.4 OPPSUMMERING INVESTERINGSANALYSE.....	31
<b>4. MODELL OM DEN DOMINERENDE AKTØR.....</b>	<b>33</b>
4.1 TEORI .....	33
4.1.1 <i>Markedsstruktur</i> .....	33
4.1.2 <i>Markedsmakt</i> .....	34
4.1.3 <i>Teori om den dominerende aktør</i> .....	35
4.2 ANALYSE .....	37
4.2.1 <i>Markedsmakt i kraftbransjen</i> .....	37
4.2.2 <i>Anvendelse av modellen om den dominerende aktør</i> .....	39
<b>5. INTERVJU MED AKTØRER I KRAFTMARKEDET .....</b>	<b>52</b>
5.1 METODE .....	52
5.1.1 <i>Forskningstilnærming</i> .....	52
5.1.2 <i>Metode for datainnsamling</i> .....	53
5.1.3 <i>Analyse av data</i> .....	55

---

5.1.4	<i>Dataenes kvalitet</i> .....	56
5.2	RESULTATER .....	58
5.2.1	<i>Lønnsomhet</i> .....	59
5.2.2	<i>Sertifikatorordningen</i> .....	65
5.2.3	<i>Samfunnsansvar</i> .....	66
5.2.4	<i>Overføringskapasitet</i> .....	66
5.2.5	<i>Rivalisering</i> .....	68
5.2.6	<i>Forventninger til deltakelse</i> .....	71
<b>6.</b>	<b>ANALYSE AV STRATEGISKE VURDERINGER</b> .....	<b>74</b>
6.1	INSENTIVER TIL INVESTERING .....	74
6.2	DELTAKELSE I UTBYGGING .....	77
6.2.1	<i>Vurdering av modellen om den dominerende aktør</i> .....	78
6.2.2	<i>Opsjonsbasert tankegang</i> .....	83
<b>7.</b>	<b>AVSLUTNING</b> .....	<b>86</b>
7.1	KONKLUSJON .....	86
7.2	FREMLEGG TIL VIDERE FORSKNING .....	87
7.3	SVAKHETER.....	88
<b>8.</b>	<b>KILDER</b> .....	<b>90</b>
<b>9.</b>	<b>VEDLEGG</b> .....	<b>93</b>
	VEDLEGG 1: OVERSIKT OVER NORGES STØRSTE KRAFTPRODUSENTER .....	93
	VEDLEGG 2: INTERVJUAGENDA .....	94
	VEDLEGG 3: INTERVJUGUIDE .....	95

---

## Tabell- og figurliste

TABELL 1: PRODUKSJONSFORDELING TEKNOLOGIER.....	12
TABELL 2: DE STØRSTE KRAFTPRODUSENTENE I NORGE.....	15
TABELL 3: NÅVERDIER.....	20
TABELL 4: INVESTERINGSKOSTNADER .....	21
TABELL 5: MARGINALE DRIFTSKOSTNADER .....	23
TABELL 6: PROSJEKTINFORMASJON .....	30
TABELL 7: INTERNRENTE SMÅSKALA KRAFTPROSJEKT.....	31
TABELL 8: BENEVNELSER I GRUNNMODELLEN.....	43
TABELL 9: FREKVENSTABELL LØNNSOMHET.....	60
TABELL 10: FREKVENSTABELL SERTIFIKATORDNINGEN.....	65
TABELL 11: FREKVENSTABELL SAMFUNNSANSVAR .....	66
TABELL 12: FREKVENSTABELL OVERFØRINGSKAPASITET .....	67
TABELL 13: FREKVENSTABELL RIVALISERING .....	69
TABELL 14: FREKVENSTABELL FORVENTNING TIL DELTAKELSE .....	71
FIGUR 1: PRISOMRÅDENE I NORGE .....	11
FIGUR 2: ENERGIFORBRUK ETTER NÆRING OG ENERGIKILDE.....	13
FIGUR 3: ILLUSTRASJON AV FORHOLDET MELLOM TILBUD OG ETTERSØRSEL ETTER KRAFT .....	24
FIGUR 4: UTVIKLING I GJENNOMSNIITTLIG SYSTEMPRIS PÅ NORD POOL SPOT.....	25
FIGUR 5: ILLUSTRASJON AV SERTIFIKATPRISEN .....	28
FIGUR 6: PRISSETTING AV EN DOMINERENDE AKTØR .....	36
FIGUR 7: MARKEDSLØSNING MED EN DOMINERENDE AKTØR OG HALEHENG .....	42
FIGUR 8: MARKEDSLØSNING OVER TO PERIODER DER HALEHENGET STÅR FOR ALL UTBYGGING.....	44
FIGUR 9: MARKEDSLØSNING OVER TO PERIODER DER DEN DOMINERENDE AKTØREN STÅR FOR ALL UTBYGGING .....	46

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Norge er et av de landene i verden som har høyest kraftforbruk<sup>1</sup> per innbygger. Kraft er en betydningsfull faktor i næringslivet så vel som i den enkelte private husholdning. Dette viser kraftmarkedets viktige stilling i det norske samfunnet, og er også grunnen til at kraftmarkedet og dets mange aktører til stadighet er i mediernes søkelys. I de seneste årene har tilbakevendende temaer som forsyningsikkerhet i det norske kraftnettet blitt debattert. Få har vel for eksempel unngått å få med seg diskusjonen rundt «monstermastene». En annen omdiskutert faktor er hvordan kraft produseres – både i Europa og Norge – og hvilke innsatsfaktorer som benyttes i produksjon. Norge er i så måte i en særstilling. Kraftproduksjonen her i landet domineres av fornybar kraft, i hovedsak med vann som innsatsfaktor. Likevel har myndighetene vedtatt at enda mer fornybar kraft skal bygges ut. Fra 01.01.2012 ble Norge en del av et norsk-svensk sertifikatmarked som skal fremme økt produksjon av fornybar kraft. Bestemmelsen om opprettelsen av et sertifikatmarked har heller ikke gått upåaktet hen i mediene. Dette fanget vår interesse og skapte bakgrunnen for denne oppgaven.

Vi ønsket at vår utredning skulle ta for seg et aktuelt tema og at den samtidig kunne bidra med ny innsikt ved å belyse en problemstilling som det ikke er forsket mye på. Mer fornybar kraft i markedet er i utgangspunktet noe som høres fornuftig ut, men synspunktene har likevel vært delte blant ulike aktører. Vi syntes det virket interessant å vurdere denne problemstillingen ut ifra produsentenes perspektiv, da det er de som faktisk må foreta investeringene. Særlig ønsket vi å ta for oss de største kraftprodusentene da disse har en stor portefølje av kraftverk som ikke vil berøres direkte av ordningen.

Norge er en aktør i det nordiske kraftmarkedet sammen med Sverige, Danmark og Finland. Gjennom overføringsforbindelser er det nordiske kraftmarkedet tilknyttet det nord-europeiske markedet, blant annet Nederland og Tyskland. Utredningen er imidlertid avgrenset til kun å se på det norske kraftmarkedet. Årsaken til dette er tidsmessige begrensninger knyttet til oppgavens omfang på ett semester.

---

<sup>1</sup> Kraft referer i denne oppgaven til elektrisk kraft eller elektrisitet.

Oppgaven er skrevet med grunnlag i økonomisk teori, innenfor feltet konkurranseanalyse og har en kvalitativ tilnærming.

## 1.2 Problemstilling

Vår oppgave forsøker å kaste lys over de store kraftprodusentenes perspektiv på utbygging av fornybar kraft. Analyseobjektet for denne oppgaven er derfor de store norske kraftprodusentene. Med «store» referer vi her til de aktørene som har størst årlig kraftproduksjon. Vi ønsker å finne ut hvilke faktorer som påvirker de store kraftprodusentenes investeringsbeslutninger. Deretter ønsker vi å se på hvordan strategisk atferd kan påvirke insentivene for investering. Videre vil vi sette dette sammen med kraftprodusentenes egne oppfattelser og antatte atferd. Problemstillingen vi har utarbeidet på bakgrunn av dette er:

*Hva påvirker insentivene til investeringer i utbygging av fornybar kraft, og hvilke strategiske vurderinger foretar store norske kraftprodusenter i denne forbindelse?*

Med strategiske vurderinger mener vi hvordan man kan oppnå gode prestasjoner innenfor de markedene og bransjene som en bedrift opererer i (Barney, 2007).

## 1.3 Oppgavens struktur

For å besvare problemstillingen vår på best mulig måte er oppgaven delt inn i seks kapitler. Først gir vi en innføring i det norske kraftmarkedet. I denne delen ønsker vi å gi lesere uten forkunnskap om kraftmarkedet en kort introduksjon til nødvendig bakgrunnsinformasjon. Vi vil også beskrive kraftmarkedets struktur, som vil ha innvirkning for valg av teori senere i oppgaven.

I kapittel 3 tar vi for oss teori om en enkel investeringsanalyse, og deretter bruker vi teorien til å avdekke de viktigste faktorene i lønnsomhetsvurderinger av kraftprosjekter. Resultatene vil gi en indikasjon på hva som ligger bak insentivene til å investere i fornybar kraft.

Basert på markedsstrukturen i kraftmarkedet og innsikt fra investeringsanalysen vil vi i kapittel 4 vurdere hvorvidt kraftprodusenter kan utøve strategisk atferd. Vi vil først i kapittelet presentere teori om markedsstrukturer, markedsrett og modellen om den



dominerende aktør. Deretter vil vi anvende teorien til å vurdere hvorvidt kraftprodusenter kan foreta strategiske valg basert på evne til å påvirke kraftprisen.

For å kunne gjøre en vurdering av den teoretiske tilnærmingen som har blitt presentert i de foregående kapitlene, har vi gjennom intervjuer forsøkt å avdekke kraftprodusentenes faktiske strategiske vurderinger knyttet til utbygging av fornybar kraft. I kapittel 5 presenterer vi derfor metodiske valg for datainnsamling- og behandling, samt resultater fra de gjennomførte intervjuene.

I kapittel 6 setter vi sammen funnene fra den teoretiske tilnærmingen i kapittel 3 og 4 med funnene fra intervjuene som presentert i kapittel 5. Vi presenterer i dette kapitlet en drøftelse som forsøker å sette teori i perspektiv av aktørenes egne synspunkter i forbindelse med investeringsinsentiver.

I kapittel 7 følger en konklusjon basert på vår diskusjon av teori og intervjuresultater. Avslutningsvis påpeker vi begrensninger ved utredningen som kan ha hatt betydning for resultatet samt fremlegg til videre forskning.

## 2. Beskrivelse av kraftmarkedet

For å få en forståelse av konteksten beslutningstakerne i kraftmarkedet gjør investeringer i, er det hensiktsmessig å se på konkurranseomgivelsene. Vi vil i dette kapitlet presentere bakgrunnsinformasjon som det er formålstjenlig å ha kunnskaper om for oppgavens videre gang. Vi vil først presentere noen grunnleggende trekk ved kraftmarkedet og gjøre en vurdering av konkurransen mellom aktørene. Til slutt vil vi beskrive den nyopprettede sertifikatordningen og prosessen rundt utbygging av nye fornybare kraftprosjekter.

### 2.1 Verdikjeden

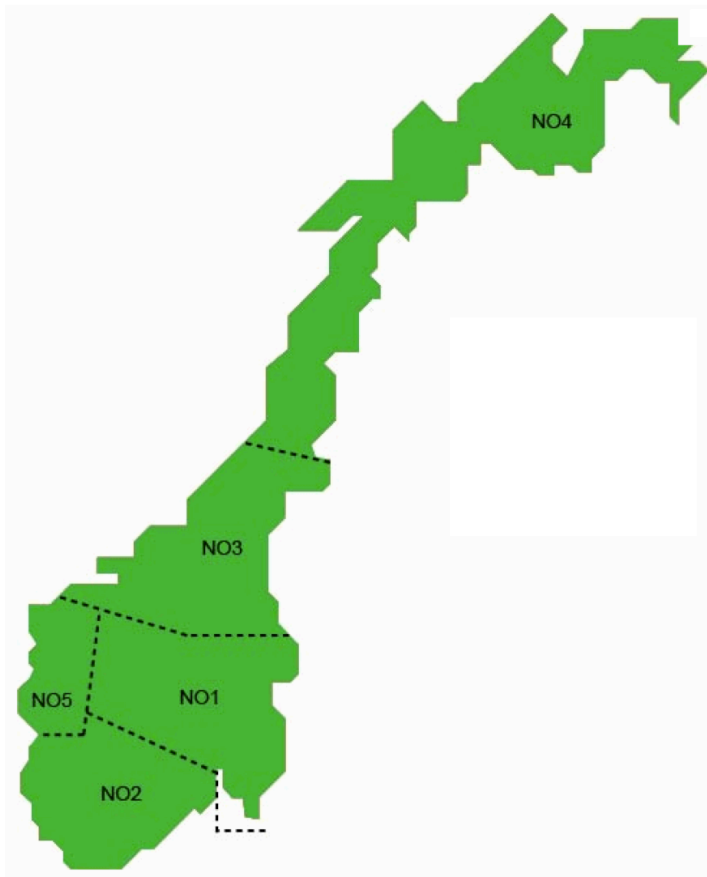
Elektrisk kraft produseres av en produsent og overføres via kraftnettet til sluttbrukeren. I hovedsak kan verdikjeden deles opp i fire ulike deler: produksjon, engroshandel, sluttbrukeromsetning og overføring/distribusjon av kraft. Engroshandel og sluttbrukeromsetning utgjør til sammen den totale omsetningen av kraft.

Engroshandelen foregår i hovedsak mellom kraftprodusenter, kraftleverandører, stor industri og andre større enheter. I engrosmarkedet er det vanlig å skille mellom fysisk og finansiell krafthandel. Fysisk krafthandel foregår ved at aktørene handler standardiserte timeskontrakter på den nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot. Man kan også inngå bilaterale avtaler, eksempelvis kan en vannkraftprodusent og en kraftleverandør avtale en handel som innebærer et gitt volum til en gitt pris. Det finansielle markedet, NASDAQ OMX, omfatter finansielle instrumenter for risikostyring, spekulasjon og prissikring. For eksempel kan produsenter og kraftleverandører prissikre fremtidig fysisk handel.

Sluttbrukermarkedet består av alle som kjøper kraft til eget forbruk. Man skiller vanligvis mellom små og store sluttbrukere. Førstnevnte kjøper som regel kraft fra en kraftleverandør, mens sistnevnte kjøper gjerne direkte i engrosmarkedet. Det norske kraftmarkedet er liberalisert, det vil si at sluttbrukerne står fritt til å velge kraftleverandør og hva slags type kontrakt de ønsker.

I motsetning til produksjon og salg av kraft, er overføring og distribusjon av kraft en naturlig monopolvirksomhet. I Norge er kraftmarkedet delt inn i fem permanente prisområder, slik figur 1 viser.

Figur 1: Prisområdene i Norge



(Statnett, 2011b)

Prisområdene er opprettet av Statnett<sup>2</sup> for å styre kraftflyten i Norge. For at kraften skal bli fraktet dit den behøves, regulerer Statnett tilbud og etterspørsel i de ulike områdene. Statnett kan også opprette lokale prisområder for å regulere ut kapasitetsbegrensninger.

De fem prisområdene er knyttet sammen i et felles kraftnett. Nettet kan deles inn i sentral-, regional- og det lokale distribusjonsnettet. Statnett eier og driver den største delen av sentralnettet. Sentralnettet utgjør «motorveiene» i den norske kraftforsyningen. De regionale kraftselskapene har ansvar for regionalnettet, som fungerer som «fylkesveier» i overføringskapasiteten. Distribusjonsnettet transporterer til slutt kraften ut til den lokale forbrukeren (Statnett, 2011a). Kraftsystemet er bygget ut i takt med forbruk og produksjon.

---

<sup>2</sup> Statnett er systemoperatør med ansvar for å utvikle og drifte kraftnettet.

Det er imidlertid ikke slik at det er nok ledninger til at kraft kan produseres hvor som helst og distribueres hvor som helst. (Statnett, 2010)

Da denne utredningen sentrerer rundt produsentenes strategiske vurderinger vil oppmerksomheten i den videre teksten i særlig grad rettes mot produsentleddet i verdikjeden.

## 2.2 Produksjon av kraft

I Norge domineres kraftproduksjonen av vannkraft. Som tabell 1 viser, utgjør vannkraft og vindkraft rundt 96 prosent av elektrisitetsproduksjonen.

*Tabell 1: Produksjonsfordeling teknologier*

<b>Elektrisitetsbalanse</b>	<b>Produksjon Jan -Des 2011 (GWh)</b>	<b>Prosent</b>
Vannkraft	122 079	95,3
Varmekraft (termisk)	4 772	3,7
Vindkraft	1 293	1
Produksjon i alt	128 144	100

(Statistisk Sentralbyrå, 2012)

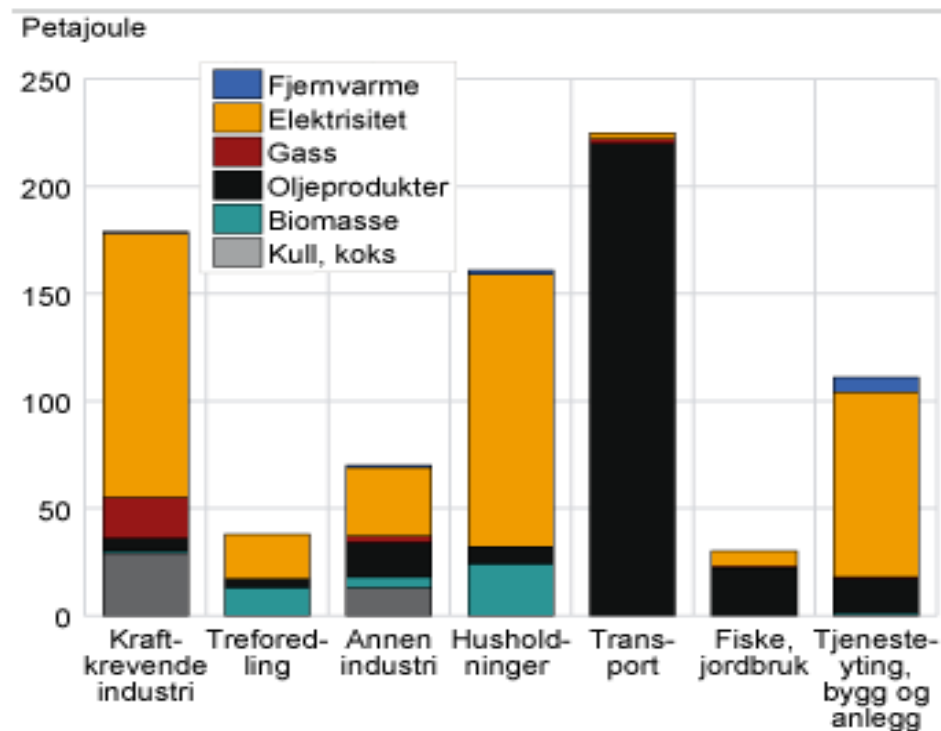
Tabellen viser at brorparten av norske kraftprodusenter benytter vann som primærenergi. Vann er en fornybar naturressurs og er gratis å benytte seg av, men tilgangen begrenses av nedbørsforhold og tilsig<sup>3</sup>. Likedan gjelder for vind som innsatsfaktor i produksjon; det er gratis i bruk, men begrenses naturlig av vindforhold. Slik ser man at forhold som ligger utenfor produsentenes kontroll, knyttet til bruk av vind og vann som primærenergi, skaper usikkerhet rundt produksjon. Vannkraftprodusenter med magasin har imidlertid mulighet til å redusere denne usikkerheten gjennom lagring av vann.

## 2.3 Konsum av kraft

Kraftforbruket per innbygger i Norge er omtrent ti ganger høyere enn verdensgjennomsnittet. Årsaken til dette er i hovedsak at Norge har en kraftkrevende industri og at nordmenn i større grad bruker elektrisitet til oppvarming enn andre land (Statistisk Sentralbyrå, 2009). Kundegruppen kan grovt deles inn i husholdninger, bygg og industri (Statnett, 2011a). Som figur 2 viser har elektrisitet en sentral rolle i Norge når det gjelder energi til de fleste formål.

<sup>3</sup> Tilsig er den vannmengden som renner til magasiner fra et nærliggende område.

Figur 2: Energiforbruk etter næring og energikilde



(Statistisk Sentralbyrå, 2009)

Som man ser av figuren over er det kun transportbransjen og fiske- og jordbruksbransjen som domineres av en annen kilde til energi enn elektrisitet. I fremtiden er det forventet at stadig mer av energiforbruket vil være elektrisitet, også innenfor transport og næringsliv (Statnett, 2011a). På bakgrunn av dette ser man at elektrisitet er å regne som et nødvendighetsgode for norske konsumenter. Med dette følger det at etterspørselen er relativt uelastisk, særlig på kort sikt. Etterspørselen vil imidlertid variere i løpet av et år. Normalt er etterspørselen høyere om vinteren når det er kaldt, enn om sommeren når det er varmt.

## 2.4 Rivalisering i produksjonsleddet

Porter (1998) presenterer femfaktormodellen for å analysere konkurranseforholdene i en bransje. Rammeverket tar for seg fem krefter som påvirker lønnsomheten i en bransje. Vi vil i dette avsnittet se på intern rivalisering, én av de fem kreftene. Ved å se på rivaliseringen i bransjen ønsker vi å kunne si noe om intensiteten i konkurransen mellom produsentene.

Kraft er en homogen vare, og alle de norske kraftprodusentene er tilknyttet det samme kraftnettet. Det betyr i teorien at en kjøper vil være likegyldig til hvilken produsent han

kjøper fra. Alle de norske kraftprodusentene er tilknyttet det samme kraftnettet. Det er imidlertid begrensninger i kapasiteten som forhindrer en kraftprodusent fra å kunne levere kraft til en sluttbruker med en hvilken som helst lokalisering. I prinsippet er derfor ikke enhver kraftprodusent direkte konkurrenter. Vi vil i denne oppgaven se bort ifra dette, og det antas derfor at det relevante markedet består av samtlige norske kraftprodusenter.

Den daglige konkurransen mellom kraftprodusentene foregår på kraftbørsen Nord Pool Spot. Et døgn er delt inn i 24 markeder – ett per time. Hver time angir den enkelte produsent hvor mye den vil selge, og til hvilken pris. Nord Pool Spot setter sammen meldt kjøp og salg slik at en markedsklarerende pris blir realisert (Sørgard, 1997). På grunn av kapasitetsbegrensninger hos de enkelte aktørene, er aktørene avhengige av konkurrentenes tilstedeværelse for å dekke markedsetterspørselen.

Produsentsiden i kraftmarkedet består av totalt 174 aktører med konsesjonsrett utstedt fra Norges vassdrags- og energidirektorat<sup>4</sup>, hvorav 21 kun driver med produksjon (OED, 2008b). Ved første øyekast kan det se ut til at kraftmarkedet kan karakteriseres som et frikonkurransemarked. Basert på antall aktører skulle en tro at konkurransen blant produsenter av elektrisk kraft i Norge er høy. Det er imidlertid slik at noen få kraftprodusenter ser ut til ha en dominerende posisjon. De ti største kraftprodusentene i Norge er vist i tabellen nedenfor. Komplette liste fra NVE over de største kraftprodusentene, samt en forklaring på hvordan produksjonsandelene er beregnet, finner man i vedlegg 1.

---

<sup>4</sup> Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er et myndighetsorgan med ansvar for å forvalte vann- og energiressursene i Norge.

Tabell 2: De største kraftprodusentene i Norge

Selskap	Sum årlig produksjon GWh	% av total produksjon
1 Statkraft Energi AS/ Statkraft SF	48 716	36,7 %
2 E-CO Energi AS	11 947	9,0 %
3 Norsk Hydro ASA	8 670	6,5 %
4 Agder Energi Produksjon AS	7 894	6,0 %
5 BKK Produksjon AS	6 099	4,6 %
6 LYSE Produksjon AS	4 904	3,7 %
7 Statoil	4 838	3,7 %
8 NTE Energi AS	3 446	2,6 %
9 Hafslund Produksjon AS	2 173	2,0 %
10 EB Kraftproduksjon AS	2 173	1,6 %
Sum	101 300	76,3 %
Total årlig produksjon	132 700	100 %

(NVE, 2012c)

Tabell 2 viser at de ti største kraftprodusentene stod for over  $\frac{3}{4}$  av total kraftproduksjon per 01.01.2011. Denne informasjonen trekker i retning av at rivaliseringen er relativt lav i bransjen. Når det er få aktører som står for det meste av produksjonen har man i tillegg en indikasjon på et marked der noen aktører kan påvirke markedsprisen.

Eierskapsforholdene i kraftmarkedet tilsier også at rivaliseringen trolig er noe lav. Kraftbransjen er preget av krysseierskap, hvilket betyr at flere av de største kraftprodusentene har indirekte og direkte eierskapsrelasjoner i andre selskap. Selv om en eierandel i et selskap ikke nødvendigvis gir direkte mulighet til å styre et selskap, vil slike bånd kunne dempe konkurransen. Årsaken til dette er at den ene aktøren får en del av det den andre aktøren tjener (Konkurransetilsynet, 2009).

En annen faktor som kan ha innvirkning på konkurransen i kraftbransjen er at den preges av offentlig eierskap. De fleste store kraftprodusentene er eid av det offentlige, enten på statlig, fylkeskommunalt eller kommunalt nivå. I henhold til norsk lovgivning – industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven – stilles det ulike krav til eierskap i store og små kraftverk. For kraftverk som har eierskap til vannfall over en viss størrelse er det krav til minst  $\frac{2}{3}$  offentlig eierskap. Vannkraftverk av mindre størrelse og vindkraftverk kan i sin helhet ha private aktører. Offentlig eierskap er utpreget på grunn av kraftverkernes viktige samfunnsrolle som innebærer forvaltning av naturressurser og produksjon av elektrisitet. Det virker rimelig å anta at konkurransen på et generelt grunnlag er lavere i en bransje hvor det offentlige har en stor eierandel enn der kun private aktører opererer.

Et annet moment som påvirker konkurransen blant kraftprodusentene er at det norske kraftmarkedet er delt inn i fem prisområder, slik det fremgår av figur 1. Inndelingen i prisområder fører til at det enkelte prisområdet får en større konsentrasjon av selskaper enn dersom hele landet var et prisområde. Det kan dermed tenkes at produsentene blir mer regionsfokuserede, og at konkurranse på tvers av prisområdene blir mindre merkbar. Det er imidlertid slik at prisområdene er knyttet sammen med overføringsforbindelser. Dette øker konkurransen mellom produsentene. Når overføringskapasiteten er tilstrekkelig vil det være én og samme pris i alle områdene. Dette vil være tilfelle i de fleste av årets 8760 timer. Dersom det er flaskehalsar – når overføringsnettet ikke er i stand til å overføre nok kraft – vil prisene derimot være forskjellige. Ulike kraftpriser i områdene vil gi insentiv til eksport av kraft der prisen er lav og import av kraft der prisen er høy. Enkelte prisområder har vært eksponert for prisdifferanser på grunn av permanente flaskehalsar i nettet.

Oppsummert ser man at kraftbransjen består av svært mange produsenter, men at det likevel er en liten gruppe av produsenter som står for store deler av produksjonen. Dette demper rivaliseringen, likeså gjør utbredt krysseierskap og offentlig eierskap. Inndeling i ulike prisområder trekker i samme retning, men balanseres av overføringsforbindelser mellom regionene. Totalt sett er det rimelig å anta at rivaliseringen blant kraftprodusentene er lav. Dette antyder at lønnsomheten er god for aktørene. En bransje med god lønnsomhet og en gruppe av relativt få og store kraftprodusenter indikerer at man har med et oligopolistisk marked å gjøre. Den store andelen av relativt små aktører antyder imidlertid at de store aktørene blir noe disiplinert og at markedet ikke har en ren oligopolistisk struktur.

## 2.5 Sertifikatordningen<sup>5</sup>

Med bakgrunn i EUs fornybardirektiv samt ønske om et bedre klima, økt forsyningssikkerhet og verdiskapning, er det et uttalt mål fra myndighetene å øke andelen fornybar kraftproduksjon i Norge. For å gjøre fornybar kraft mer konkurransedyktig har myndighetene besluttet å innføre et felles marked med Sverige for grønne sertifikater fra og

---

<sup>5</sup> I forbindelse med sertifikatordningen har vi inntrykk av at det har oppstått begrepsforvirring rundt forskjellen på grønne sertifikater og elsertifikater. I prinsippet er det ikke forskjell på disse begrepene, men enkelte referer til grønne sertifikater som det produsentene mottar for støtteberettiget produksjon, og elsertifikater som de grønne sertifikatene som selges videre på elsertifikatmarkedet. I vår oppgave vil vi ikke skille mellom begrepene.



---

med 1. januar 2012 (Lovdata, 2011). Dette er en markedsbasert ordning hvor produsenter av støtteberettiget kraft mottar sertifikater basert på sitt produserte volum som de kan selge videre. Grønne sertifikater utstedes for produksjon av kraft basert på de fornybare energikildene vann, vind, sol, havenergi, geotermisk energi og bioenergi. Produksjon av én megawatt-time (MWh) elektrisk energi basert på en av de nevnte fornybare energikildene kvalifiserer til ett grønt sertifikat. Etterspørselen etter grønne sertifikater er sikret gjennom en myndighetspålagt kvotekurve som angir en årlig prosentandel av totalt konsum som skal komme fra ny fornybar produksjon. Ordningen vil i praksis være en ekstra inntektskilde for produsentene. Formålet er å øke andelen fornybar produksjon i Norge og Sverige med totalt 26,4 terrawattimer (TWh) innen 2020.

Sertifikatorordningen er teknologinøytral og i prinsippet vil all ny fornybar kraftproduksjon kvalifisere som mottager av grønne sertifikater. Ordningens levetid er satt fra 2012 til 2035. Et enkelt prosjekt er sertifikatberettiget i 15 år. I Norge vil det vil kun gis støtte til prosjekter med byggestart innen utgangen av 2020 (OED, 2011a).

Det er viktig å bemerke at det ikke foreligger noen krav til om utbyggingene skal finne sted i Norge eller Sverige. Halvparten av investeringene skal imidlertid komme fra de respektive landene. Fokuset i denne oppgaven ligger på store norske kraftprodusenters insentiver til investering, utredningen vil ikke ta for seg i hvilket land investeringene faktisk vil forekomme.

## 2.6 Utbygging av nye anlegg

Det er forventet at utbygging av ny fornybar kraft i Norge i hovedsak vil være vannkraft og vindkraft. Fokuset i dette avsnittet vil derfor ligge på disse teknologiene. I utgangen av juni 2012 var det søkt om konsesjoner tilsvarende en produksjonskapasitet på om lag 9 og 77 TWh for henholdsvis vann- og vindkraft (NVE, 2012a; NVE, 2012b).

Utbygging av vannkraft kan omfatte større eller mindre kraftverk. Små kraftverk er kraftverk med produksjonskapasitet under 10 megawatt (MW) (NVE, 2012d). Større kraftverk er utbygging med installasjoner større enn 10 MW (NVE, 2010a). Utbygging av vindkraftparker kan skje på land eller til havs.

Prosesen fra prosjekt til utbygging er en omfattende og tidkrevende prosess. En potensiell eller eksisterende produsent må søke om konsesjon hos NVE til bygging av et kraftverk. Årsaken til dette er at reguleringer i naturen kan føre til skade eller ulempe som berører allmenne interesser. Konsesjonsprosessen avhenger dog av størrelsen på kraftverket som skal bygges. Større kraftverk får en innstilling fra NVE, men må til endelig behandling i OED. Konsesjon for mindre kraftverk blir behandlet hos NVE. Kraftverk som er under en viss størrelse kan søke om fritak fra konsesjon. Et konsesjonsgitt anlegg møter ofte motstand fra ulike interessegrupper og konsesjonen kan bli påklaget. Klager som sendes inn må behandles av OED, hvilket forlenger prosessen.

Ved utbygging av nye anlegg er lokalisering av kraftproduksjon en viktig faktor. Særlig gjelder dette for vindkraftprodusenter. Årsaken til det er at det foreløpig er bygget ut minimalt med vindkraft i Norge, slik at det fortsatt er mulig å få kontroll over nye områder. En investor ønsker å finne egnede områder med mye vind. For småskala vannkraftaktører vil en tro at en lignende problemstilling er å finne, men i mindre grad. For produsenter av storskala vannkraft er konkurransen om nye lokaliseringer i mindre grad gjeldende da de stort sett har opparbeidet seg sine lokaliseringer gjennom mange år, samt at det er få steder å ta av for å bygge ut ny storskala vannkraft.

Lokalisering er også en viktig faktor i forbindelse med nettilgjengelighet. Utbygging av et kraftverk krever at man får koblet seg til kraftnettet for å få levert den produserte kraften til forbrukeren. Manglende nettkapasitet i et område kan være et hinder ved utbygging av ny produksjonskapasitet. Kostnaden for å knytte seg til nettet vil variere fra prosjekt til prosjekt, og er både avhengig av omfanget av nett som må bygges samt hvem som må ta kostnaden. Dersom en aktør vil bygge et kraftverk og må koble seg til kraftnettet via en produksjonsradial<sup>6</sup>, må aktøren selv betale et anleggsbidrag. Denne ekstrakostnaden unngås dersom man har mulighet til å knytte seg direkte til et masket<sup>7</sup> nett. Således ser man at ulik nettilgang avhengig av lokalisering kan påvirke lønnsomheten til et prosjekt.

---

<sup>6</sup> En produksjonsradial er en direkte enkeltstående linje som går fra et punkt til et annet.

<sup>7</sup> Et masket nett er en ringforbindelse, det vil si at det består av flere punkter for innmating og uttak av kraft.

### 3. Investeringsanalyse

I denne delen av oppgaven ønsker vi å se på om bedriftene har insentiv til å investere i enkeltprosjekter knyttet til fornybar kraft i et tilnærmet perfekt marked. Ved å forutsette et perfekt marked ser vi blant annet bort i fra at enkeltaktører har markedsrett, dette skal vi imidlertid komme tilbake til senere i oppgaven. Hensikten med denne delen er å finne ut hvilke faktorer knyttet til lønnsomhet som er mest relevante i kraftbransjen, hva de reelt sett innebærer og se på hvordan disse faktorene påvirker hverandre. Vi vil illustrere med eksempler.

Man kan foreta lønnsomhetsvurderinger av prosjekter på flere måter. Vi skal her benytte en enkel investeringsmodell og diskutere faktorene som inngår i en kontantstrømanalyse for å finne netto nåverdi (NNV) av ulike investeringsalternativer.

#### 3.1 Teori om investeringsanalyser<sup>8</sup>

Formålet med å gjennomføre investeringsanalyser er å vurdere ulike alternativer som et ledd i en beslutningsprosess. Metoden gjør det mulig å evaluere alternativer opp mot et finansielt marked hvor man ser på hvilken avkastning de ulike investeringene gir i forhold til hverandre. I investeringsanalyser er det alltid en mulighet å ikke gjennomføre investeringen.

*«En investering er definert som en forpliktelse av kapital på investeringstidspunktet mot å oppnå en fortjeneste på et senere tidspunkt»* (Luenberger, 1998). Med andre ord vil det si at investeringer er en utgift på nåværende tidspunkt som vil bringe inntekter i fremtiden. Det er knyttet risiko til et prosjekt avhengig av hva det innebærer og tidshorisonten for investeringen. I det følgende vil vi gå gjennom faktorene i modellen samt risiko og begrensninger.

##### ***Kontantstrøm***

En analyse av et prosjekts kontantstrøm innebærer å se på resultatet av totale inn- og utbetalinger. Det er viktig at man opererer med enten reelle tall (justert for inflasjon) eller nominelle tall, slik at man kan sammenligne tallene.

---

<sup>8</sup> Teori om investeringsanalyser er basert på Luenberger (1998).

## Nåverdiberegning

Et prosjekts nåverdi angir dagens verdi av en fremtidig kontantstrøm og reflekterer at en krone i dag ikke har samme verdi på et tidspunkt i fremtiden. Netto nåverdi er verdien i dag av alle verdsatte nytte- og kostnadselementer i et prosjekt.

Gitt en kontantstrøm ( $x_0, x_1 \dots x_n$ ) og en rente på  $r$  er nåverdien til kontantstrømmen:

$$NNV = x_0 + \frac{x_1}{1+r} + \frac{x_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{x_n}{(1+r)^n}$$

der  $x_0$  = investering i dag

$x_t$  = differansen mellom inn- og utbetalinger i periode  $t$ ,  $t = 1, \dots, n$

$r$  = kalkulasjonsrente

$n$  = prosjektets (økonomiske) levetid

## Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten er avkastningskravet man krever å få av en investering, og den representerer hvordan man alternativt kunne foretatt investeringer med tilsvarende risiko. Kalkulasjonsrenten er svært avgjørende for et prosjekts lønnsomhet. Dette kan illustreres ved et enkelt regneeksempel. I tabellen nedenfor vises nåverdien av 50 kroner om 20 år til ulike rentesatser.

Tabell 3: Nåverdier

Rente	0%	5%	10%	15%
Nåverdi (kr)	50	19	7	3

En høy kalkulasjonsrente betyr at den beregnede nåverdien av fremtidig årlig avkastning blir lavere. Et prosjekts internrente angir hvilken rentesats som tilsvarer NNV lik null i kontantstrømmen.

## Risiko

Det er vanlig å skille mellom systematisk og usystematisk risiko. Det er bare et prosjekts systematiske risiko som er relevant. Usystematisk risiko kan diversifiseres bort av prosjekteier. For å kompensere for usikkerhet er det vanlig å sette opp forventningsverdier til

de ulike komponentene og gjennomføre sensitivitetsanalyser. En risikopremie kommer i tillegg til kalkulasjonsrenten.

### *Begrensninger i modellen*

Generelt har man at bedriftene vil ønske å investere i et prosjekt når nåverdien er positiv. Beslutningstakere står imidlertid som oftest overfor ressursmessige begrensninger i form av for eksempel mangel på kapital. Det kan også være slik at noen prosjekter er gjensidig utelukkende. Med andre ord vil det ikke i praksis være mulig å bygge ut alle prosjekter med positiv nåverdi (NVE, 2003, s. 14).

## 3.2 Investeringsanalyse av kraftprosjekter

### *Investeringskostnader*

Kraftbransjen preges av høye initiale kostnader knyttet til utbygging. For å sammenligne kostnadene ved ulike prosjekter og på tvers av teknologier er det vanlig å se på kroner per kilowattime (kWh), der kWh er forventet årsproduksjon. Et annet sammenligningstall kan være investerte kroner per kilowatt (kW).

Det antas at de rimeligste prosjektene blir bygget ut først. NVE skriver i sin håndbok om «Kostnader ved produksjon av energi» at prosjekter med kostnader på under 2 kroner per kWh anses for å være lønnsomme, og at den øvre grensen for utbyggingskostnader per kWh ligger på rundt 4,5 kroner (NVE, 2011, s. 36). Økte kraftpriser vil kunne gjøre prosjekter med høyere utbyggingskostnader lønnsomme.

I tabellen under vises en oversikt over gjennomsnittlig investeringskostnad for forskjellige teknologier. Det er viktig å merke seg at ulike teknologi og kraftverk av forskjellige størrelser kan ha ulike kostnader. Gjennomsnittstallene kan derfor bare gi en indikasjon på kostnadsnivået.

*Tabell 4: Investeringskostnader*

<b>Teknologi</b>	<b>Investering kr/kWh</b>	<b>Investering kr/kW</b>
Storskala vannkraft	2 – 3,5 kr/kWh	12 000 – 20 000 kr/kW
Småskala vannkraft	3 – 4 kr/kWh	12 000 – 20 000 kr/kW
Landbasert vindkraft	3 – 4 kr/kWh	13 000 kr/kW
Vindkraft offshore	3 – 5 kr/kWh	17 000 – 25 000 kr/kW

(NVE, 2011), (OED, 2009)

Investeringsutgiftene til et vannkraftverk er betydelige og i hovedsak knyttet til bygningsarbeider og mekanisk og elektronisk utstyr. Særlig kostnadene knyttet til bygningsarbeid varierer mye fra prosjekt til prosjekt. I tillegg kommer kostnader knyttet til oppkobling til kraftnettet.

Fra tallene i tabell 4 fremgår det at investering per kilowatt er omtrent lik for småskala og storskala vannkraft. En forklaring på at investeringskostnad per kilowattime likevel er lavere for storskala vannkraft kan være knyttet til driftstid. Produksjonen i et småskalaanlegg vil variere med mengden vann som er tilgjengelig. Vannføringen i norske elver henger tett sammen med årstidene, med mye vann om våren og lite vann om vinteren. Et større anlegg er ofte tilknyttet magasiner eller større elver der man kan produsere jevnt hele året og dermed oppnå en lavere gjennomsnittskostnad per time.

Om lag 75 prosent av kostnadene i forbindelse med utvikling av en vindturbin påløper før driften kan starte. Disse kostnadene er relatert til selve turbinen, grunnarbeid og kobling til kraftnettet (European Wind Energy Association, 2009). Fordi vind er en ikke-regulerbar energikilde vil de totale enhetskostnadene per kWh for et vindkraftverk i stor grad være avhengig av brukstid, det vil si effektiv tid hvor man produserer kraft i løpet av årets 8760 timer. I Norge varierer brukstiden for en vindmølle normalt mellom 2000 og 3000 timer per år. Faktorer som påvirker brukstiden er for eksempel vindhastighet, klimatiske forhold, størrelsen på vindparken og teknologi (NVE, 2011, s. 41). Som for vannkraft er investeringsutgiftene for vindkraftverk langt høyere enn driftskostnadene.

Det er et markant skille mellom investeringskostnadene til landbaserte- og offshore vindkraftverk. Tall fra utenlandske offshore-vindprosjekter viser at investeringskostnadene per dags dato ligger rundt en tredjedel høyere enn prosjekter på land for tilsvarende installasjoner. Til tross for utfordringer knyttet til oppsett og drift av offshore vindkraftverk er mulighetene til kraftproduksjon i større skala betydelige. Økt satsning vil føre til utvikling av bedre og mer tilpasset teknologi, og redusert kostnadsnivå på lengre sikt (NVE, 2011, s. 40).

### ***Marginalkostnad***

#### **Driftskostnader**

Kraftproduksjon generelt preges av relativt lave driftskostnader. For nye vannkraftverk har NVE beregnet at årlige driftskostnader utgjør om lag 1 prosent av den totale investeringen.

Under følger en oversikt over gjennomsnittlige driftskostnader ved ulike produksjonsteknologier.

*Tabell 5: Marginale driftskostnader*

<b>Teknologi</b>	<b>Driftskostnader</b>
Storskala vannkraft	2 – 4 øre/kWh
Småskala vannkraft	2 - 4 øre/kWh
Landbasert vindkraft	8 - 10 øre/kWh
Vindkraft offshore	15 – 20 øre/kWh

(NVE, 2011), (OED, 2009)

Til sammenlikning har vannkraft marginale produksjonskostnader tilsvarende omtrent en tredjedel av kostnadene forbundet med produksjon av fossil kraft (olje, gass, kull).

### **Alternativkostnad**

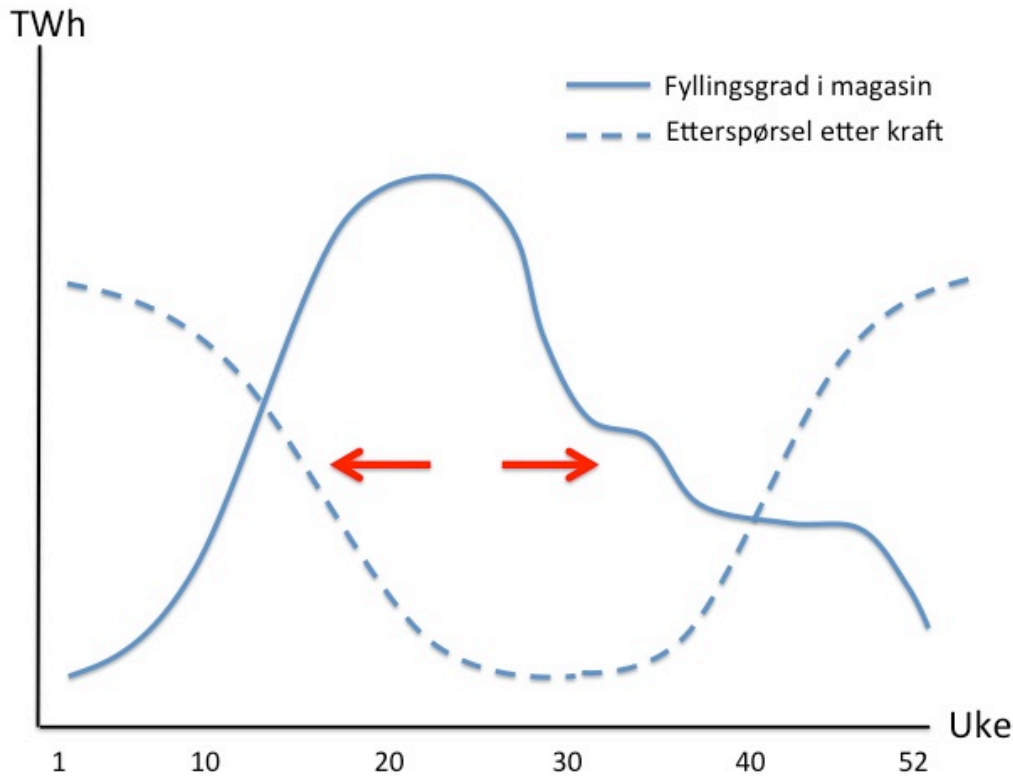
Som tidligere nevnt har innsatsfaktorene i fornybar kraftproduksjon – vann eller vind – i seg selv ingen kostnad for den enkelte kraftprodusent. Det er dermed lett å trekke en slutning om at marginkostnaden kun er knyttet til de operasjonelle kostnadene. I realiteten blir dette imidlertid ikke riktig fordi kraftprodusenter i tillegg må ta hensyn til alternativkostnaden, som er representert ved verdien av å kunne lagre kraften for å selge den senere. Marginkostnaden består dermed av to komponenter; operasjonelle driftskostnader og alternativverdien. I teorien er det mulig for vindkraftprodusenter å lagre produsert kraft i batterier, men da dette er lite utbredt velger vi å se bort ifra dette og konsentrere oss om vannkraftprodusenters mulighet til å lagre vann i magasiner.

Dersom man har tilgang til et magasin blir vurdering av vannets verdi, det vil si vannverdien, betydningsfull. Vannverdien er strategisk viktig fordi en produsent som besitter et magasin må foreta en vurdering av når han ønsker å selge kraften sin. Muligheten til å flytte vann mellom perioder, gjennom lagring av vann i magasin, gir produsenter som besitter magasiner en fordel. Vannverdien vil være sentral videre i oppgaven.

Viktigheten av å kunne regulere kraftproduksjonen forsterkes av at det ikke er naturlig samsvar mellom når det er tilbud av, og etterspørsel etter, kraft. Etterspørselen drives i stor grad av temperaturer og er dermed høyest om vinteren. Tilbudet drives derimot av tilgjengelig vannmengde, som i stor grad påvirkes av snøsmelting som foregår om våren. Figuren under illustrerer forholdet mellom etterspørsel etter kraft og fyllingsgrad i magasiner

for et typisk kalenderår. Kraftprodusenter som har magasin ønsker å flytte vann fra perioder der tilbudet er stort til perioder der etterspørselen er høy, markert med røde piler i figuren.

Figur 3: Illustrasjon av forholdet mellom tilbud og etterspørsel etter kraft



(OED, 2012)

En kraftprodusent søker å optimalisere verdien av magasinet ved å vente med å produsere til prisen er høy. Dersom aktøren tror at prisen vil bli høyere på et senere tidspunkt har han insentiv til å spare vannet. Ved lav kraftpris kan det derfor bli aktuelt å kjøpe kraft fra andre produsenter i markedet fremfor å bruke vannet som er lagret i magasinet for å dekke sine forpliktelser.

Et alternativ til å flytte vann mellom perioder er å benytte seg av det finansielle markedet, NASDAQ OMX. Gjennom finansielle kontrakter kan en redusere risikoen og prissikre verdien av vannet i magasinet ved å inngå avtaler om en fremtidig pris. Dette kan gjøres for hele eller deler av produksjonen.

For kraftprodusenter som besitter pumpekraftverk åpner det seg en tredje mulighet knyttet til regulering av produksjon. Ved store prisforskjeller, for eksempel mellom dag og natt, kan



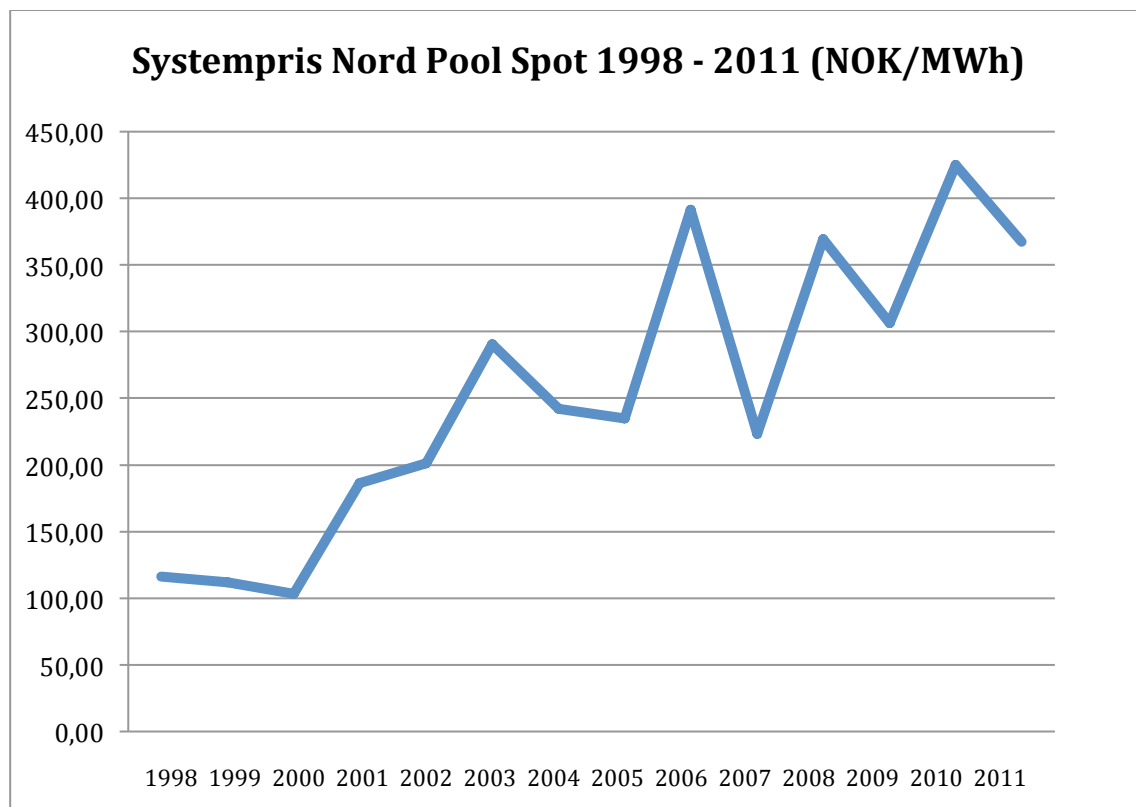
det i enkelte perioder lønne seg å bruke kraft til å pumpe vannet tilbake i magasinet. Hvis man kan pumpe vann om natten, når prisen er lav, for så å benytte det samme vannet i produksjon senere, når prisen er høyere, kan produsenten oppnå gevinst.

### **Kraftpris**

Kraftprisen avhenger av mange faktorer. På kort sikt har for eksempel temperatur, nedbørsmengde, pris på andre energikilder og CO<sub>2</sub> innvirkning på prisen. På lengre sikt får faktorer som utvikling i marginalkostnad, etterspørsel, tilgjengelig kjernekraft, produksjonsmønster, klimaendringer, utbygging av overføringsforbindelser, utbedring av eksisterende nett, økonomiske konjunkturer og politikk, mer å si for prisutviklingen (OED, 2008a, s. 99). Vekslende temperatur- og nedbørsmengder påvirker tilbudet og etterspørselen, og fører til at svingningene i kraftprisen kan variere mye i løpet av et år. I 2011 var gjennomsnittsprisen 36 øre per kWh solgt på kraftbørsen Nord Pool Spot (Nord Pool Spot).

Grafen i figur 4 viser den historiske utviklingen i gjennomsnittlig systempris på Nord Pool fra 1998 til 2011. Prisene er i norske kroner og per megawatt-time. Som vi ser har den gjennomsnittlige prisen variert fra rundt 100 kr/MWh til opp mot nesten 450 kr/MWh (Nord Pool Spot).

*Figur 4: Utvikling i gjennomsnittlig systempris på Nord Pool Spot*



Som nevnt er produksjonskostnadene lave, den fremtidige kraftprisen reflekterer derfor forventede utbyggingskostnader. Økt kraftutveksling med utlandet vil føre til at den norske kraftprisen i større grad påvirkes av prisene i utlandet (NVE, 2011, s. 14).

### ***Kalkulasjonsrente***

Som nevnt preges kraftbransjen av store og langsiktige investeringer og dermed får renten mye å si for utfallet av nåverdiberegningene. Et omdiskutert tema er hvilken kalkulasjonsrente som skal benyttes i lønnsomhetsvurderinger av kraftprosjekter. Det er som regel ikke samsvar mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk kalkulasjonsrente. Årsaken til at samfunnsøkonomisk lønnsomhet ikke nødvendigvis tilsvarer bedriftsøkonomisk lønnsomhet, kommer av at man enten ikke verdsetter konsumentoverskudd likt eller at man har en form for markedssvikt. Den samfunnsøkonomiske renten vil under gitte forhold angi den totalt sett mest korrekte rentesatsen. Det er imidlertid stort sett private aktører som foretar investeringer og man må dermed benytte bedriftenes avkastningskrav for å få et bilde av hvilke prosjekter som vil bli gjennomført. Bedrifter vil sjelden oppgi sin kalkulasjonsrente fordi det sier noe om hvordan bedriften alternativt kan bruke kapital og hvilken risiko bedriften vurderer prosjekter til.

NVE fastsetter standardiserte satser for kalkulasjonsrenter som benyttes i analyser av prosjekter som ligger inne til konsesjonsbehandling i kraftbransjen. Kalkulasjonsrenten består av en risikofri rentedel på 3,5 prosent og et risikotillegg. For vann- og vindkraftprosjekter er det vanlig med et risikotillegg på 4,5 prosent slik at kalkulasjonsrenten ligger på totalt 8 prosent. Større prosjekter kan vurderes separat og få en annen kalkulasjonsrente (NVE, 2003, s. 26).

På grunn av at teknologi for vind- og vannkraft ikke befinner seg på samme stadium i forhold til modenhet, må man vurdere hvorvidt det er rimelig å benytte samme kalkulasjonsrente for vind- og vannkraftprosjekter. På den ene siden kan man argumentere for at produktet som kommer ut – elektrisitet – er det samme, og står overfor lik pris og således bør vurderes likt. Videre kan man peke på at kraftbransjen som helhet står overfor lavere risiko enn andre bransjer på grunn av lav etterspørselastisitet og langsiktighet i investeringer slik at relativt små forskjeller ikke burde tas hensyn til. På den annen side kan det hevdes at det er mindre usikkerhet knyttet til produksjon av vannkraft fordi det ikke forventes store gjennombrudd teknologisk sett i de kommende årene og fordi man i større grad har mulighet til å regulere kraftproduksjonen. For vindkraft er det forventet at ny

---

teknologi skal føre til lavere kostnader og mer effektiv produksjon i årene fremover, men man har også mindre muligheter for fleksibilitet i produksjonen. På bakgrunn av det ovennevnte ser risikoen ut til å være noe høyere for vindkraft enn for vannkraft.

### *Levetid*

Den fysiske levetiden for et typisk stort vannkraftverk regnes å være rundt 60 år. Teknologisk utvikling er med på å flytte denne grensen ytterligere utover ved at nye kraftverk bygges på steder som ligger skjermet, for eksempel inne i fjell eller under bakkenivå. Ifølge NVE er det vanlig å benytte økonomisk levetid på 40 år i investeringsanalyser av større vannkraftverk (NVE, 2011, s. 36). Beregnet levetid for småskala vannkraftverk ligger på rundt 30 år, altså noe kortere enn større anlegg (NVE, 2010b).

Vindmøller designes for en fysisk levetid på 20 år, og det er også dette tallet det er vanlig å benytte i økonomiske analyser. Observasjoner viser imidlertid at vindmøllene kan opprettholde driften utover beregnet levetid. Verdien av forlenget levetid må sees i sammenheng med at vindkraftteknologi er i en utviklingsfase. Man vil antakelig se teknologiske gjennombrudd som trolig kan forlenge levetiden for nye installasjoner, men som også vil redusere verdien av gamle anlegg med utdatert teknologi.

### *Grønne sertifikater*

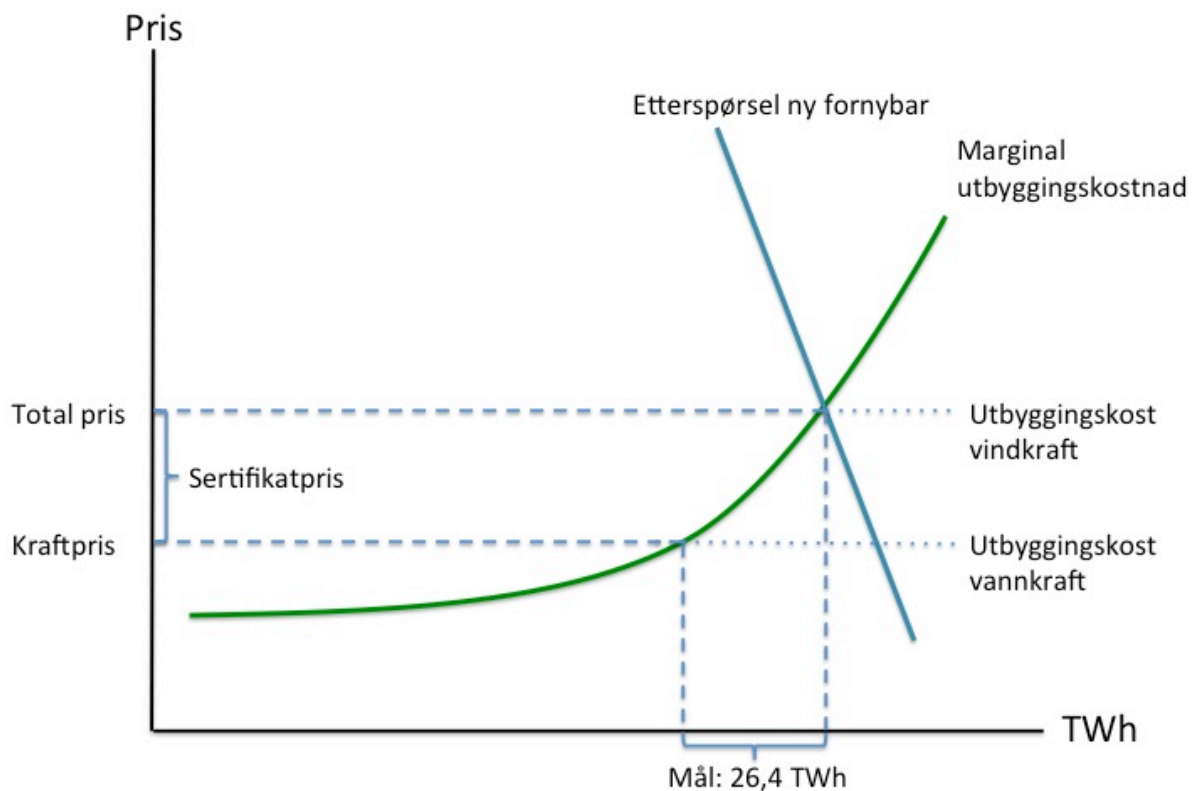
Det er per dags dato mer kostbart å bygge ut fornybare teknologier enn konvensjonell teknologi. De ambisiøse politiske målsetningene knyttet til utbygging av fornybar kraft vil trolig ikke oppnås dersom markedskreftene får styre. En måte å løse dette problemet på er å opprette et separat sertifikatmarked på siden av kraftmarkedet. Produsenter av fornybar kraft vil motta grønne sertifikater basert på sitt produksjonsvolum som de kan selge videre på sertifikatmarkedet, og på den måten finne lønnsomhet i ellers ikke lønnsomme prosjekter (Morthorst, 2000). Inntektene fra grønne sertifikater øker det relevante prosjektets kontantstrøm i ordningens levetid.

For å sikre etterspørselen etter grønne sertifikater har myndighetene opprettet en kvotekurve som angir en prosentvis andel kraft som skal komme fra ny fornybar produksjon. I 2012 er denne andelen satt til 3 prosent. Andelen skal stige jevnt frem til 2020, hvor kravet er at 18,3 prosent av kraften skal komme fra ny fornybar kraft (OED, 2011b). Det er kraftleverandører og enkelte kraftkunder som er pålagt å kjøpe sertifikater, den ekstra kostnaden

viderefaktureres til sluttbrukeren. Under følger en noe forenklet fremstilling og illustrasjon av prisdannelsen for grønne sertifikater. For oppgavens videre gang er det ikke hensiktsmessig med en grundigere gjennomgang av dette.

I utgangspunktet er det kraftprisen som avgjør hvilke prosjekter som anses som lønnsomme og blir bygget ut, altså hvor stort tilbudet av kraft blir. Myndighetene angir en bestemt etterspørsel etter ny fornybar kraft gjennom kvotekurven, som er høyere enn tilbudet basert på kraftprisen. Det oppstår dermed et gap mellom tilbud og etterspørsel etter ny fornybar kraft. Prisen på de grønne sertifikatene utgjør differansen mellom kraftpris og prisen som må til for å dekke etterspørselen. Produsenter av støtteberettiget fornybar kraft mottar kraftpris pluss sertifikatpris tilsvarende «total pris» i figur 5, og vil ønske å bygge ut fornybare prosjekter inntil marginalkostnaden på det siste prosjektet som blir bygget ut er lik «total pris». På den måten vil man oppnå ønsket mengde utbygging, og nå målet som er satt. I teorien vil det være negativ korrelasjon mellom kraftprisen og sertifikatprisen slik at dersom kraftprisen går opp vil sertifikatprisen gå ned, og omvendt.

Figur 5: Illustrasjon av sertifikatprisen



---

Som nevnt tidligere er det forskjeller i marginale utbyggingskostnader for ulike produksjonsteknologier. For å illustrere dette har vi markert gjennomsnittlige utbyggingskostnader langs marginalkostnadskurven på høyre side av figuren ovenfor. Vi ser at noen vannkraftprosjekter vil være lønnsomme uten sertifikatinntekter. Ordningen vil føre til at også noen vindkraftprosjekter blir bygget ut. Markedsanalytikere anslår at den langsiktige marginale utbyggingskostnaden for vindkraft på land vil ligge rundt 70 – 80 € per MWh (Norwea, 2011). Dette betyr at en må oppnå en total pris på mellom 50 og 60 øre/kWh omregnet i norske kroner. Med en gjennomsnittlig kraftpris på 35 øre betyr det at sertifikatprisen må ligge på rundt 20 øre/kWh. Dersom kraftprisen går ned må sertifikatprisen øke.

Vi har nå sett hvordan prisdannelsen på grønne sertifikater foregår. Det er imidlertid flere forhold som kan medvirke til at man ikke oppnår den teoretiske prisen. Et forhold å ta i betraktning er at utbygging ikke nødvendigvis skjer i takt med etterspørselen, det vil si kvotekurven. Sertifikatene kan lagres, men produsenter av sertifikatberettiget kraft kan være så avhengig av sertifikatinntektene at de vil selge sertifikater uavhengig av prisen ettersom de produserer. Dette kan bidra til å presse sertifikatprisen ned i perioder og under den prisen som er forventet, og som er nødvendig, for å få til ønsket mengde utbygging. Selv om mengden grønne sertifikater skal jevne seg ut over tid er det ikke sikkert den vil gjøre det for enkeltprosjekter. En annen utfordring er knyttet til risiko rundt fremtidige inntekter for investorer. I kraftmarkedet kan en produsent inngå lange forwardkontrakter, på for eksempel 20 år, med energiintensive industrikunder og slik sett sikre seg en jevn kontantstrøm i mange år fremover. Dette reduserer risikoen i investeringen. I sertifikatmarkedet er det imidlertid vanskelig å finne kjøpere med et slikt langsiktig perspektiv fordi nevnte industrikunder er fritatt fra å kjøpe sertifikater. De som er sertifikatpliktige har stort sett spotprisavtaler eller en kortere tidshorisont på kraftavtalene sine. Mangelen på langsiktige kjøpere fører til at enkelte investorer kan vegre seg for å foreta investeringer fordi risikoen blir for stor.

### *Risiko*

Man kan få en pekepinn på risikonivået i en bransje ved å se på parametere som prisusikkerhet, volumusikkerhet og tidsperspektiv. Kraftbransjen kan sies å være relativt stabil på flere av disse faktorene. Kraftprisen kan variere en god del og det er denne det er knyttet størst usikkerhet til. På kort sikt har forbrukerne liten mulighet til å substituere bort forbruket sitt slik at etterspørselen til en viss grad er kjent. Vær- og vindforhold som

påvirker volumet man kan produsere er derimot gjenstand for variasjon fra år til år. Investeringsprosjekter i kraftbransjen har normalt lang levetid. I løpet av denne tiden kan rammebetingelsene endre seg slik at den opprinnelige analysen blir feilaktig.

### 3.3 Eksempel på et fornybart prosjekt

Målet med de grønne sertifikatene er å gjøre fornybar kraft mer konkurransedyktig. I investeringsanalysen vil det medføre at inntektene øker som et påslag på produksjonen. Vi skal nå gå igjennom et reelt småskala vannkraftprosjekt for å vise effekten av de grønne sertifikatene i nåverdiberegningen. Eksempelet er forenklet ved at vi blant annet har sett bort ifra skatt og kostnader i forbindelse med tilknytning til kraftnettet.

#### *Utbygging av småskala vannkraft*

Prosjektet har en antatt årsproduksjon på 15 000 MWh og er dermed kvalifisert for å motta 15 000 grønne sertifikater årlig.

Tabellen nedenfor viser relevant informasjon i forhold til nåverdiberegning av prosjektet.

*Tabell 6: Prosjektinformasjon*

Investering	45 millioner
Produksjonskostnad	5 øre/kWh
Andre kostnader	10 øre/kWh
Kraftpris	36 øre/kWh
Økonomisk levetid	30 år
Årlig produksjon	15 000 000 kWh
Sertifikatpris	0,20 øre/kWh
Sertifikatenes levetid	15 år

Vi har beregnet nåverdien av prosjektet på bakgrunn av følgende formel:

$$NV = -45 \cdot 10^6 + \sum_{t=1}^{15} \frac{(0,36 - 0,15) \cdot (15 \cdot 10^6)}{(1+r)^t}$$

Inntektene fra de grønne sertifikatene er lagt til kontantstrømmen i den relevante perioden i beregninger inkludert grønne sertifikater.

Det virker rimelig å anta at den fremtidige markedsprisen vil gjenspeile utbyggingskostnadene. Derfor velger vi å se på ulike fremtidige prisscenarioer. Tabellen nedenfor angir prosjektets internrente gitt ulike kraftpriser med og uten sertifikatordningen.

*Tabell 7: Internrente småskala kraftprosjekt*

<b>Kraftpris</b>	<b>Uten grønne sertifikater</b>	<b>Med grønne sertifikater</b>
Lav – 25 øre/kWh	0 %	7,27 %
Middels – 36 øre/kWh	5,66 %	12,28 %
Høy – 45 øre/kWh	9,31 %	15,81 %

Hvis vi skal ta utgangspunkt i NVEs krav om 8 prosents kalkulasjonsrente ser vi at prosjektet i dette tilfellet ikke kan vurderes som lønnsomt med mindre den fremtidige kraftprisen blir høyere enn forventet, dersom man ikke mottar inntekt fra salg av grønne sertifikater. Vi observerer at prosjektet heller ikke anses som lønnsomt av NVE dersom kraftprisen blir svært lav selv om man regner med inntektene fra grønne sertifikater. Hva som bedømmes som bedriftsøkonomisk lønnsomt er det vanskelig å si noe om, men det vi vet er at dette prosjektet har fått konsesjon og har blitt utbygget, så det anses som lønnsomt også fra bedriftens ståsted. Vi observerer at usikkerhet knyttet til fremtidig pris reduseres kraftig som følge av den garanterte inntekten fra de grønne sertifikatene representert ved store forskjeller i internrenten.

### 3.4 Oppsummering investeringsanalyse

Til tross for at vår gjennomgang av investeringsanalysen har vært forenklet og generell for hele kraftbransjen, mener vi likevel at vi har fått med viktige poenger vi ønsker å ta med oss videre i oppgaven. I dette kapittelet har vi sett at den mest kritiske og avgjørende faktoren for lønnsomheten til fornybare energiprojekter er kraftprisen. Denne faktoren er det knyttet størst usikkerhet til. På grunn av lave driftskostnader forventes det at det er sammenheng mellom fremtidig kraftpris og fremtidige utbyggingskostnader. I forbindelse med utbygging av ny fornybar kraft vil man kostnadmessig ligge i det øvre sjiktet fordi de mest lønnsomme prosjektene allerede er bygget ut. Ut ifra NVEs beregninger har vi sett at enkelte vind- og småskala vannkraftprosjekter ikke kan regnes for å være bedriftsøkonomisk lønnsomme dersom de ikke mottar noen form for tilskudd. Dette innebærer at man ikke nødvendigvis har insentiv til å foreta investeringer i fornybar kraft basert på en kontantstrømanalyse. Vi har

imidlertid sett at grønne sertifikater vil ha en positiv effekt på nåverdien til støtteberettigede prosjekter og at ulønnsomme prosjekter kan løftes til å bli lønnsomme.



---

## 4. Modell om den dominerende aktør

Fra den enkle investeringsmodellen så vi at kraftprisen er svært avgjørende for hvilke prosjekter som anses som lønnsomme og blir bygget ut. I denne delen ønsker vi derfor å undersøke om aktørene i kraftbransjen kan påvirke kraftprisen – et av de parameterne som er viktigst for incentivet til å investere i utbygging av fornybar kraft. Utgangspunktet for analysen er at myndighetene krever en viss utbygging av fornybar kraft. Store aktører må derfor foreta en strategisk vurdering av hvorvidt de ønsker å delta eller ikke i denne utbyggingen.

Vi vil benytte mikroøkonomisk teori basert på kjennskap til markedsstrukturen i kraftbransjen. Fra det innledende kapitlet om kraftbransjen så vi at markedsstrukturen har oligopolistiske trekk med et fåtall store aktører. Samtidig så man at bransjen består av et betydelig antall små aktører. På bakgrunn av dette har vi funnet det hensiktsmessig å fremstille situasjonen i modellen om den dominerende aktør.

I det følgende vil vi presentere relevant teori. Vi vil først gi en kort innføring i ulike markedsstrukturer og begrepet markedsrett, for så å presentere teori om den dominerende aktør. Deretter vil vi analysere kraftmarkedet innenfor modellens rammer for å forsøke å avdekke om det er i en stor aktørs interesse å delta i utbyggingen av fornybar kraft.

### 4.1 Teori<sup>9</sup>

#### 4.1.1 Markedsstruktur

Strukturen i et marked beskriver antall bedrifter og størrelsesfordelingen mellom disse. Ulike markedsstrukturer strekker seg mellom ytterpunktene fullkommen konkurranse og monopol.

Fullkommen konkurranse består av mange aktører som hver enkelt er en prisfast kvantumstilpasser. Det vil si at ingen av aktørene alene kan påvirke prisen, med andre ord har de ingen markedsrett. I et slikt marked vil konkurransen bli svært hard, og prisen vil

---

<sup>9</sup> Fremstillinger i dette kapitlet er basert på Pindyck og Rubinfeld (2009) og Besanko, Dranove, Shanley og Schaefer (2010).

presses ned til aktørenes marginalkostnad. Marginalkostnaden (MK) er kostnadsøkningen forbundet med en økning i produksjon med én enhet.

Et monopol består av én tilbyder som betjener markedet alene. Monopolisten kan sette pris uten å måtte vurdere responsen fra rivaler, med andre ord har monopolisten absolutt markedsrett. En monopolist må vurdere egne kostnader og kundenes betalingsvilje for å oppnå profittmaksimerende produsert kvantum. Monopolistens gjennomsnittlige inntekt, det vil si pris per solgte enhet, er ekvivalent med markedets etterspørselskurve som viser pris per enhet som en funksjon av salgsnivå. Monopolistens tilpasning vil være der marginalkostnad er lik marginalinntekt, det vil si der hvor kostnad og inntekt ved å øke produksjonen med én enhet er lik hverandre.

Oligopol er en markedsstruktur som ligger mellom de to ytterpunktene fullkommen konkurranse og monopol. Et oligopol er et marked der noen få bedrifter står for majoriteten av total produksjon. I et marked med få aktører vil aktørenes strategier påvirke hverandre. Bedriftene vil således bestemme pris eller produsert mengde (kvantum) basert på en strategisk vurdering av blant annet rivalenes respons. Dette betyr at en bedrift må tenke nøye gjennom hvordan egne handlinger vil påvirke rivaler og hvordan rivalers atferd vil påvirke en selv. Likevekten (Nash-likevekt) er der hver enkelt bedrift gjør det beste den kan gitt konkurrentens atferd. Pris og volum i likevekt vil ligge mellom løsningene man finner i fullkommen konkurranse og monopol.

### **4.1.2 Markedsrett**

Et sentralt moment i de to sist presenterte markedsstrukturene – monopol og oligopol – er evnen en aktør har til å påvirke pris. Evnen til å manipulere prisdannelsen i et marked omtales ofte som markedsrett. En mer presis definisjon av markedsrett er «...*et foretaks evne til å kunne gjennomføre ikke-ubetydelige prisendringer uten at dette får merkbar innvirkning på omsatt kvantum*» (Konkurranselovutvalget, 2003). En aktør med markedsrett vil i mindre grad påvirkes av andre aktørers tilstedeværelse og kan heve prisen over marginalkostnad slik at lønnsomheten bedres.

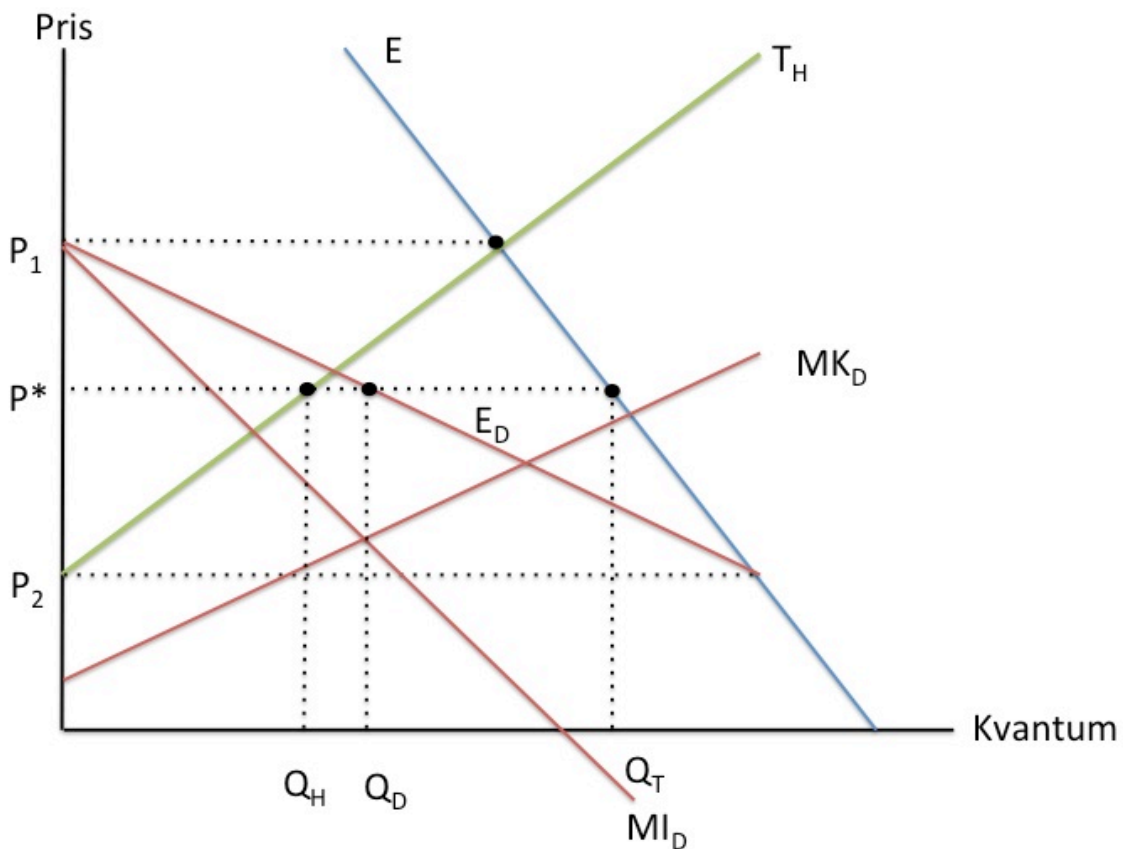
Hvorvidt en aktør faktisk har markedsrett krever en omfattende vurdering av konkurranseforholdene. Landes og Posner (1981) bruker en metode for måling av markedsrett hvor de i hovedsak legger til grunn elastisiteten i tilbud og etterspørsel samt

den aktuelle aktørens markedsandel. En slik måling av markedsrett ligger imidlertid utenfor denne oppgavens omfang. En forenklet metode er da å bruke markedsandel. Konkurransetilsynet bruker markedsandel som indikasjon på om et foretak har en dominerende stilling (Konkurransetilsynet, 2007), med andre ord om aktøren har markedsrett eller ikke. Tilsynet mistenker at en dominerende stilling foreligger dersom en aktør har en markedsandel på over femti prosent i en viss periode. Det er viktig å presisere at Konkurransetilsynet ikke bruker markedsandel ensbetydende med markedsrett, men for enkelthets skyld vil vi i denne utredningen likevel anta at markedsandel er tilstrekkelig for å si noe om en aktørs dominans.

### **4.1.3 Teori om den dominerende aktør**

Teori om den dominerende aktøren beskriver en oligopolistisk bransje hvor en bedrift står for en stor andel av total omsetning, og en gruppe mindre bedrifter (n) betjener resten av markedet. Den dominerende aktøren setter sin profittmaksimerende pris, samtidig som den tar innover seg responsen til de mindre bedriftene. Gruppen av mindre bedrifter – «halehenget» – tar den dominerende aktørens pris for gitt og produserer deretter. Halehengsbedriftene blir å regne som prisfaste kvantumstilpassere, slik man observerer i et marked med frikonkurranse. Spørsmålet blir så å vurdere hvilken pris  $P^*$  den dominerende aktøren kommer til å sette. Figur 6 viser prissettingen i et slikt marked.

Figur 6: Prissetting av en dominerende aktør



Den dominerende aktøren må ta hensyn til at produksjonen til de mindre aktørene er avhengig av prisen som han selv setter. En antar at den totale etterspørselen i markedet er kjent og vises av linjen E. Videre antar man også at halehenget vil produsere der pris er lik marginalkostnad, slik aktører under perfekt konkurranse gjør. Det betyr at det totale tilbudet fra gruppen av mindre aktører  $Q_H$ , vil være lik det samlede tilbudet til gruppen, det vil si at  $Q_H = q_1 + q_2 + q_3 + \dots + q_n$ . Tilbudskurven til halehenget benevnes med  $T_H$ .

Ved å sette pris vil den dominerende aktøren avgjøre halehengets tilbud  $Q_H$  og dermed det resterende volumet  $E_D$ , som den selv vil møte. Etterspørselen som den dominerende aktøren møter kalles for residual etterspørselen, og er forskjellen mellom den totale etterspørselen og halehengets tilbud ( $E_D = E - Q_H$ ). Til en pris  $P_1$  vil halehenget dekke hele markedet. Tilsvarende vil den dominerende aktøren dekke hele markedet selv dersom pris er lik  $P_2$ . Dette viser at den dominerende aktøren vil møte etterspørselskurven  $E_D$  for priser mellom  $P_1$  og  $P_2$ .

---

Den dominerende aktøren har marginalinntektskurven  $MI_D$ , som korresponderer til etterspørselskurven  $E_D$ , og marginalkostnadskurven  $MK_D$ . Den dominerende aktøren har monopol på residualetterspørselen, og vil derfor tilpasse seg der marginalkostnaden er lik marginalinntekten. Man finner da fra etterspørselskurven  $E_D$  at den dominerende aktøren vil tilby kvantumet  $Q_D$  til den profittmaksimerende prisen  $P^*$ . Gruppen av små aktører vil ta denne prisen for gitt og tilby inntil pris er lik marginalkostnad, et kvantum lik  $Q_H$ .  $P^*$  er lavere enn prisen den dominerende aktøren ville ha oppnådd hvis han var monopolist, slik ser man at den dominerende aktøren disiplineres av halehengets tilstedeværelse. Det totale kvantumet er gitt ved  $Q_T$ , der  $Q_D + Q_H = Q_T$ .

## 4.2 Analyse

Vi vil først begrunne hvorfor bruk av modellen om den dominerende aktør er legitim for vårt formål. Deretter vil vi presentere anvendelse av modellen.

### 4.2.1 Markedsmakt i kraftbransjen

En sentral forutsetning for anvendelse av modellen om den dominerende aktør er antakelsen om at aktøren faktisk besitter en dominerende posisjon og har mulighet til å utøve markedsmakt. Som presentert i teoriavsnittet baseres markedsmakt på en aktørs markedsandel i denne oppgaven. Et problem med en slik målemetode på kraftbransjen er imidlertid at de største kraftprodusentene i Norge ikke har så store markedsandeler, som vist av tabell 2 i beskrivelsen av kraftmarkedet. Selv om de største kraftprodusentene til sammen kontrollerer majoriteten av markedsandelene, kan en da stille spørsmålsteget ved om de store kraftprodusentene egentlig har dominerende posisjoner. I så fall er det ikke nødvendigvis slik at kraftprodusentenes produksjonsvolum kan påvirke kraftprisen i markedet. Kraftmarkedet er dog delt inn i fem ulike prisområder, og det betyr at en liten aktør nasjonalt likevel kan være en dominerende aktør i sitt prisområde. Det er derfor grunn til å tro at markedsandelene til selskapene er høyere i de respektive prisområdene. Videre er det som tidligere nevnt slik at det er ett marked per time. I løpet av et år har man derfor 8760 markeder. Det kan være slik at en aktør har markedsmakt i noen timer og ikke i andre. Det at landet er delt inn i prisområder og at prisene kan være ulike i en del timer kan derfor

innebære at en produsent i et prisområde har markedsrett kun i den eller de timene prisen er høy, men ikke ellers.

Om markedsandelene er over femti prosent, i tråd med Konkurransetilsynets praksis, er vanskelig å si. Landes og Posner (1981) påpeker imidlertid i sin artikkel at jo mindre elastisk etterspørselen i et marked er, og jo lavere halehengets tilbudselasticitet er, desto mindre markedsandel vil en dominerende aktør kunne besitte og likevel inneha muligheten til å heve prisen betydelig over grensekostnad. I kapittel 2 argumenterte vi for at markedsetterspørselen i kraftbransjen er relativt uelastisk. Som vi vil se senere i dette kapitlet er tilbudselasticiteten til halehenget lav på grunn av kapasitetsbegrensninger. Dermed ser vi at kraftbransjen har nettopp disse karakteristikene som Landes og Posner beskriver, hvilket indikerer at det er grunn til å mistenke markedsrett til tross for at markedsandelene ikke er over femti prosent. Dette bekrefter fortsatt ikke at markedsandel er synonymt med markedsrett, men på bakgrunn av denne informasjonen er det likevel rimelig å forutsette at de største kraftprodusentene har dominerende posisjoner, og at markedsandel således er en god pekepinn på at markedsrett forekommer i bransjen. Vi vil i den videre diskusjonen av markedsrett ta utgangspunkt i produksjon av vannkraft.

Muligheten til å utøve markedsrett for en vannkraftprodusent er nært knyttet til reguleringsevnen ved kraftverket. Kraftprodusentene kan ha mulighet til å påvirke pris ved å flytte vann mellom perioder, det vil si å lagre vann til produksjon i en senere periode. Andre kilder til markedsrett er spill av vann, hvilket innebærer at kraftprodusenten lar vann gå tapt, og bruk av pumpekraftverk. Man må ta hensyn til at kraftprodusentene står overfor perioder med ulik nedbør og tilsig samt ulik etterspørsel. Nedbørsmengden er for eksempel vanligvis større om sommeren enn om vinteren. Etterspørselen etter kraft varierer blant annet med årstid og tid på døgnet. Etterspørselen er større i vinterhalvåret enn sommerhalvåret, likeledes er etterspørselen større om morgenen enn om natten. En aktør vil ønske å produsere mest når han kan få en høy pris for varen sin. For en vannkraftprodusent betyr dette at det er ønskelig å redusere produksjon dersom det kan gi en høyere pris i markedet, og produsere mer i perioder der det gir ingen eller en mindre prisreduksjon (ECON Analyse, 2004).

Som nevnt tidligere vil anledning til utøvelse av markedsrett også påvirkes av det faktum at det norske kraftmarkedet er delt inn i ulike prisområder. Forutsetninger for produksjon kan variere innenfor ulike regioner. Dette fører til at det produseres mer kraft i noen områder enn

---

andre. Sammen med begrensninger i overføringskapasiteten mellom prisområdene bidrar dette til å påvirke en aktørs mulighet for markedsrett.

Det er imidlertid viktig å bemerke at kraftproduksjon er regulert. Markedet kan ikke oppleve å gå «tom» for kraft, da det kan få ytterst alvorlige følger. Statnett melder til enhver tid inn hvor mye kraft som behøves. NVE legger også føringer for hvor mye vann som kan lagres i magasiner. Dette begrenser aktørenes mulighet for å påvirke prisen.

### *Oppsummering markedsrett*

Som nevnt tidligere innehar de ti største kraftprodusentene i Norge om lag 75 prosent av det totale markedet. Samlet sett har disse aktørene derfor en dominerende posisjon. Hver enkelt aktør har imidlertid ikke en betydelig andel på nasjonalt plan, men innenfor sitt prisområde kan disse aktørene likevel være dominerende. Kraftbransjens tilbuds- og etterspørselsforhold antyder også at en lavere markedsandel kan indikere markedsrett. Muligheten for markedsrett begrenses imidlertid av reguleringer. Likevel er det grunn til å tro at de største kraftprodusentene kan ha muligheten til å utøve markedsrett, og det vil derfor være interessant å vurdere situasjonen i modellen om den dominerende aktøren.

#### **4.2.2 Anvendelse av modellen om den dominerende aktør**

Vi vil først presentere en grunnmodell for prisdannelsen i kraftmarkedet. Deretter vil modellen anvendes på utfallet der de mindre aktørene står for all utbygging, for så å se på utfallet der bare den store aktøren deltar i utbygging. Modellen tar med andre ord kun høyde for at én aktør – enten den store eller de små – står for all utbygging. Vi ønsker å presisere at dette er teoretiske ytterpunkter, og at situasjonen er mer kompleks i virkeligheten da det er fullt mulig at både små og store aktører deltar i utbygging samtidig. Analysen kan derfor bare gi indikasjoner på hvordan aktørene vil handle. Vi antar i grunnmodellen at aktørene kun er involvert i produksjon av vannkraft. Videre har vi i grunnmodellen sett bort i fra muligheter for eksport av kraft ut av prisområdet, men vil diskutere effekten av dette, begrensninger i magasinkapasitet samt hvordan vindkraft vil påvirke modellen senere.

## *Grunnmodell<sup>10</sup>*

Grunnmodellen består av et fiktivt, representativt prisområde hvor det skal bygges ut en andel fornybar kraft. I prisområdet finnes det én dominerende kraftprodusent, og flere mindre kraftprodusenter som tilpasser sin produksjon til markedsprisen. I denne modellen er den store aktørens dominerende stilling basert på fordelingen av markedsandeler mellom den store aktøren og de små aktørene. Vi antar at prisområdet vi ser på har lik produksjonsfordeling som på landsbasis, det vil si at den dominerende aktøren har  $\frac{3}{4}$  av markedsandelene. Den dominerende aktøren er en storskala vannkraftprodusent som har mulighet til å regulere sin produksjon ved hjelp av et magasin. Småaktørene har kun uregulerbar produksjon i form av småskala vannkraft. På bakgrunn av markedsandelen og muligheten til å påvirke pris med magasin, legger vi til grunn at den store aktøren har en viss grad av markedsrett. En aktør med markedsrett ønsker, i forhold til en aktør som er pristaker, å tilby et lavere kvantum som fører til at prisen går opp. Det er viktig å presisere at denne modellen er forenklet til kun å bestå av to aktører; én stor og én gruppe mindre aktører. Siden markedet i realiteten består flere store aktører av ulik størrelse og mange små aktører innenfor et prisområde, vil modellen dermed overvurdere de store aktørenes reelle markedsrett.

Modellen vil omfatte to perioder med henholdsvis høyt og lavt tilbud av kraft. Tilbudet bestemmes av den mengden vann som er tilgjengelig som følge av nedbør og tilsig. Vi antar at det ikke er tillatt å la vann gå til spille eller pumpe vann tilbake til magasinet. For å få et realistisk bilde av periodeinndelingen antar vi at de to periodene til sammen utgjør et kalenderår. Periode 1 tilsvarer vår og sommer og beskrives av stort tilsig og nedbør (våt periode). Periode 2 tilsvarer høst og vinter der det er lite tilsig og nedbør (tørr periode). I den første perioden antar vi at produksjon av både uregulerbar og regulerbar kraft er mulig fordi vanntilgangen er stor. I den andre perioden antar vi at det er for små vannmengder til å produsere kraft uten et magasin, derfor vil det kun være den dominerende aktøren som er på markedet.

Når man skal vurdere den dominerende aktørens mulighet for å påvirke prisen, står en av vannkraftens spesielle egenskaper sentralt. I denne modellen er en slik avgjørende faktor

---

<sup>10</sup> Grunnmodellen er basert på Mathiesen (2012).



---

produsentenes marginalkostnad. Det er hensiktsmessig å få en forståelse av denne komponenten først. Deretter vil vi presentere de resterende komponentene samt en illustrerende figur. Vi vil starte med å se på den første perioden der tilbudet av kraft er stort.

Som vist i investeringsanalysen i avsnitt 3.2 består marginalkostnaden i vannkraftproduksjon av to komponenter, nemlig operasjonelle driftskostnader og vurdering av vannets verdi. De operasjonelle kostnadene er svært lave, og settes i modellen til å være lik null. Dette antas å være likt for både den dominerende aktøren og halehenget. Vannverdien vil derimot være ulik for en aktør med og uten magasin. Småaktørene, som er produsenter uten magasin, har ikke mulighet til å flytte vann fra en periode til en annen. Vannverdien, og dermed også marginalkostnaden for denne gruppen av aktører anses derfor å være lik null. Det prinsipielt interessante blir dermed å studere hvordan en stor produsent med magasin vurderer vannets verdi.

Den dominerende aktøren besitter et magasin og må av denne grunn gjøre en vurdering av produksjon av kraft fra en enhet vann i første periode, mot alternativet som er å lagre den samme enheten vann i magasin og produsere i neste periode. En enhet vann kan bare brukes i én av periodene. Vurderingen av vannverdien avhenger av forventninger til kraftprisen, det vil si om den dominerende aktøren tror produksjon i første periode gir et potensielt inntektstap i neste periode. Som eneste tilbyder i periode 2, der kraftproduksjon utelukkende baseres på vann som er lagret i magasiner, har den store aktøren insentiv til å spare noe av vannet til den tørre perioden. Det er derfor rimelig å anta at den store aktøren vurderer vannverdien til å være positiv og av betydelig størrelse. I modellen vil den dominerende aktørens vurdering av vannverdien avhenge av om han opptre alene på markedet eller møter konkurranse i første periode. Vi vil nå anvende grunnmodellen på de to ulike scenarioene der småskala bygger ut og den dominerende aktøren bygger ut.

### **Småskalaaktørene bygger ut**

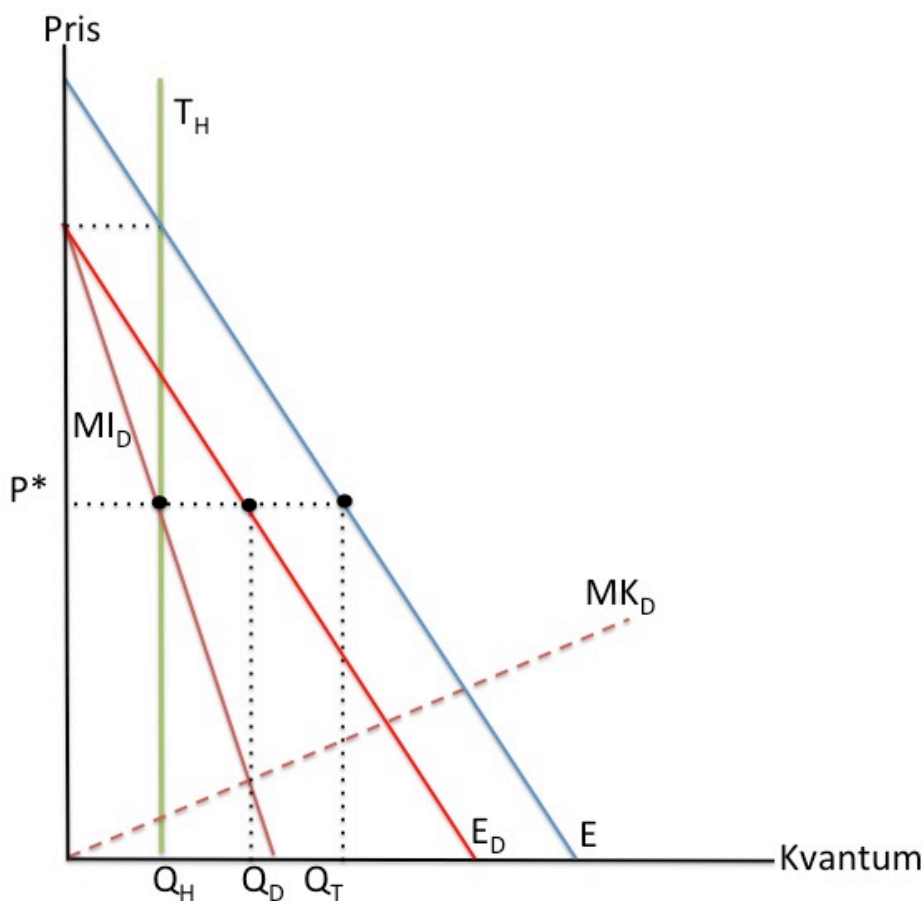
Det forutsettes her at de små aktørene står for all utbygging og at den store aktøren ikke deltar i utbygging av fornybar kraft.

Den totale markedsetterspørselen vises av linjen merket med E. Fra det innledende kapittelet vet vi at etterspørselen etter kraft er relativt uelastisk, derav den bratte kurven. Halehengets tilbud finner man ved å slå sammen hver enkelt av de små aktørenes tilbudskurver til en aggregert tilbudskurve merket  $T_H$ . Denne tilbudskurven bestemmes av marginalkostnad og

kapasitetsbegrensninger. Siden marginalkostnaden i modellen anses for å være lik null, blir det kun begrensninger i kapasitet som er gjeldende. Det avgjørende for tilbudet blir derfor vanntilgangen, som er gitt utenfor de små bedriftenes kontroll. De små produsentene vil derfor produsere det samme kvantumet uavhengig av pris, hvilket betyr at de i modellen har et perfekt uelastisk tilbud. Dette fører til at den aggregerte tilbudskurven strekker seg som en vertikal linje ut fra kapasitetsgrensen. Den dominante aktøren står overfor residualletterspørselen. Residualletterspørselen er differansen mellom den totale markedsetterspørselen og halehengets tilbud, og vises av linjen  $E_D$ .

Vannverdien skisseres i figuren med en stigende marginalkostnadskurve ( $MK_D$ ). Kurven er stigende fordi jo mer som produseres i første periode, desto mindre kan produseres i neste periode. Dette øker kostnaden ved å produsere i første periode kontra i andre periode.

Figur 7: Markedsløsning med en dominerende aktør og haleheng



Tabell 8: Benevnelser i grunnmodellen

<b>Benevnelser i grunnmodellen</b>	
$E$ = Total markedsetterspørsel	$Q_D$ = Kvantum tilbudt av dominerende aktør
$T_H$ = Tilbudskurve haleheng	$MI_D$ = Marginalinntekt dominerende aktør
$P^*$ = Pris likevekt	$MK_D$ = Marginalkostnad dominerende aktør
$Q_T$ = Totalt tilbudt kvantum	$E_D$ = Etterspørselskurve for dominerende aktør (residualetterspørselen)
$Q_H$ = Kvantum tilbudt av haleheng	

Figur 7 skisserer likevekten. Gruppen av små aktører vil tilby kraft lik sin vannmengde, vist av den vertikale tilbudskurven. Den dominerende aktøren vil da stå overfor residualetterspørselen  $E_D$ , og vil tilpasse seg til denne som en monopolist. Dette fører til at markedet oppnår likevektsprisen  $P^*$ , som nødvendigvis er lavere enn den prisen som ville blitt utfallet i et rent monopol da den dominerende aktøren ikke er alene i markedet.

Problemet med denne modellen er at det er vanskelig å anslå hvor bratt marginalkostnadskurven faktisk er. Som resonnementet ovenfor viser, er det rimelig å anta at vannverdien er stigende, men den faktiske helningen er problematisk å fastslå. Modellen er derfor noe unøyaktig. Dette er uheldig fordi marginalkostnaden er kritisk for hvilken likevekt man vil se i markedet. Slik det fremgår av modellen vil ulik helning på marginalkostnadskurven ha betydning for hvilken likevekt som oppnås.

Vi vet at den dominerende aktøren i første periode har en alternativkostnad som er knyttet til den marginale inntekten han kan få som monopolist i andre periode. Ved å utnytte denne informasjonen vil man kunne avlede marginalkostnadskurven i den første perioden og få en mer presis modell. For å eksplisitt trekke inn vannverdien, nemlig verdien av vann overført til neste periode, vil vi utvide figur 7 til å omfatte begge perioder.

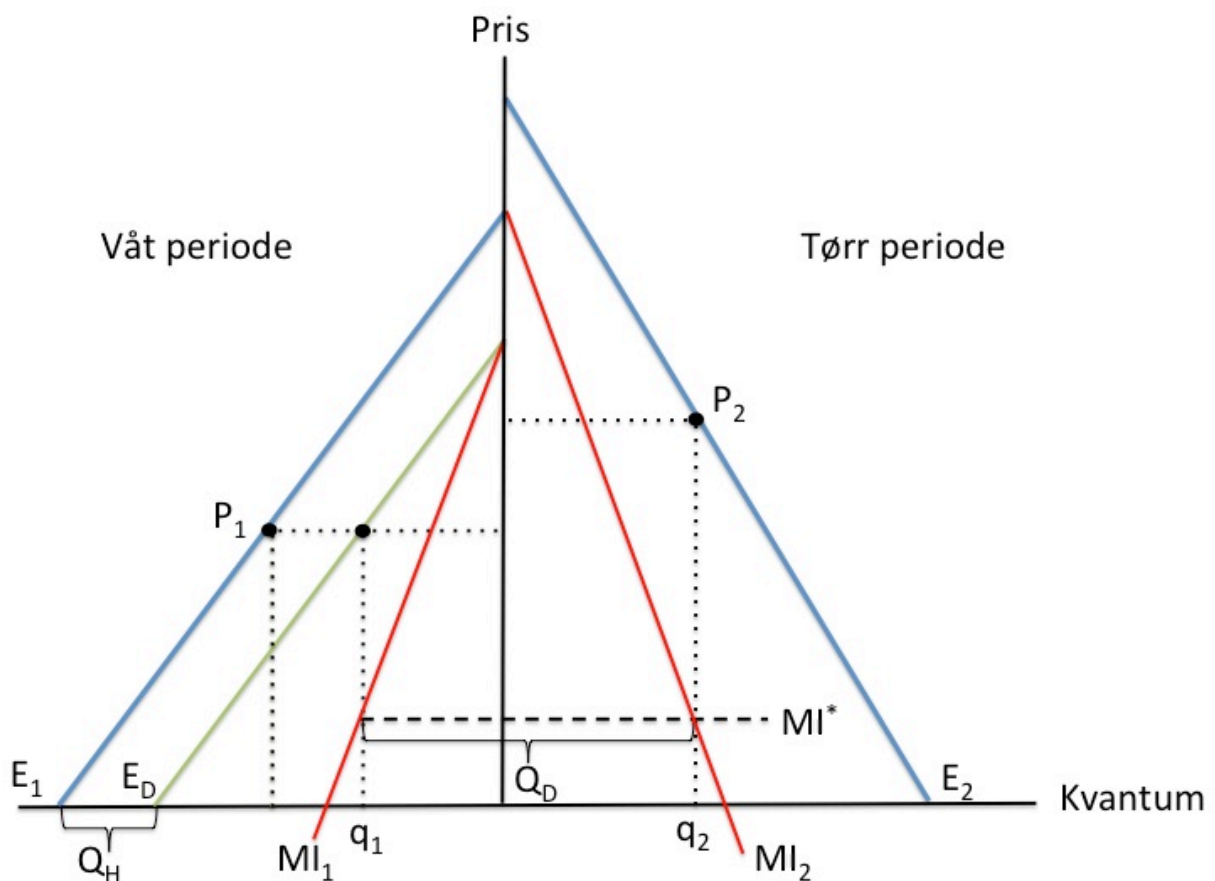
Den nye figuren deles i to perioder, og er vist på neste side. Venstre halvdel viser periode 1 – den våte perioden – med kvantum målt mot venstre. Høyre halvdel viser periode 2 – den tørre perioden – med kvantum målt mot høyre. Den felles vertikale aksene måler pris.

$E_1$  og  $E_2$  er benevnelsen på den totale etterspørselen i henholdsvis første og andre periode. Som forklart tidligere endrer etterspørselen etter kraft seg i takt med årstidenes temperaturforskjeller. Fordi man om vinteren i langt større grad er avhengig av kraft til

oppvarming og fordi mange konsumenter ikke har mulighet til å benytte andre oppvarmingskilder enn elektrisitet, virker det rimelig å anta at etterspørselen er større og mindre elastisk i den tørre perioden. I modellen vil dette vises ved at etterspørselskurven  $E_2$ , flyttes utover og har en brattere helning enn etterspørselskurven i den første perioden.

Småskalaaktørens tilbud i første periode er lik kapasiteten til denne gruppen, merket  $Q_H$ . Den store aktøren står da overfor residualetterspørselen ( $E_1 - Q_H = E_D$ ) i den våte perioden. Som tidligere nevnt vil den store aktøren tilpasse seg som monopolist overfor residualetterspørselen i første periode og som monopolist overfor markedsetterspørselen i andre periode. Den dominerende aktøren skal fordele sin totale produksjon ( $Q_D$ ) mellom de to periodene.

Figur 8: Markedsløsning over to perioder der halehenget står for all utbygging



I denne figuren finner vi de to løsningene simultant, og ikke sekvensielt – i motsetning til i forrige figur hvor løsningen i periode 1 var avhengig av et anslag på løsning i periode 2, nemlig vannverdien. Den dominerende aktøren har en gitt mengde vann ( $Q_D$ ) til fordeling

---

mellom periode 1 og periode 2. En andel av vannmengden  $Q_D$  lagres i magasinet. Vi antar at magasinkapasiteten ikke utgjør noen begrensning. Den dominerende aktøren tilpasser seg optimalt ved å tilby et kvantum slik at marginalinntekten blir lik i begge periodene (merket med linjen  $MI^*$ ), gitt den tilgjengelige mengden vann. Som nevnt over bestemmes vannverdien i den våte perioden av marginalinntekten i den tørre perioden. Løsningen finner man ved å tenke på vannmengden som et linjestykke med lengde  $Q_D$ . Man fører linjestykket opp fra den horisontale akse til der det berører de to marginalinntektskurvene. Vi ser at tilpasningen innebærer at marginalinntekt i begge perioder er lik marginalkostnad – vannverdien – i periode 1.

Vi har nå gått igjennom en grunnmodell med to perioder der den dominerende aktøren ikke deltar i utbygging av fornybar kraft. Den dominerende aktøren fordeler sin produksjon over to perioder slik at han optimerer egen profitt. Utøvelsen av markedsrett fører til at den dominerende aktøren selger mindre i første periode enn om han ikke hadde hatt markedsrett, slik at prisen i denne perioden går opp. Prisen i første periode blir derfor til småaktørenes gunst og utgjør således et insentiv til investeringer for små aktører, som bare tilbyr i den første perioden.

### **Stor aktør bygger ut**

I dette scenarioet ønsker vi å modellere tilfellet der den store aktøren står for all utbygging av fornybar kraft. Utfallet i dette scenarioet vil sammenlignes med utfallet der de små aktørene stod for utbygging. Vi vil se nærmere på hvilken effekt den store aktørens utbygging vil ha på prisen i de to periodene. For å redegjøre effekten av at det er den store aktøren som bygger ut, antar vi at det kun er den store aktøren som foretar utbygging tilsvarende mengden  $Q_H$  i forrige scenario.  $Q_H$  er, som tidligere, uregulerbar kraft som må produseres i den våte perioden. Den store aktørens totale vanntilgang ( $Q_D + Q_H$ ) er lik samlet vanntilgang fra scenarioet foran.

Figur 9 viser den nye tilpasningen. For å illustrere forskjellene mellom scenarioene vises utfallet fra scenarioet der småaktørene bygger ut i oransje markert med «deltar ikke»



aktøren står for utbygging vil profitten tilsvare arealet av det sort-stiplede rektangelet:  $(q_1^{\text{Deltar}} * P_1^{\text{Deltar}}) + (q_2^{\text{Deltar}} * P_2^{\text{Deltar}})$ .

Slik modellen er satt opp vil alternativet «delta» gi høyest profitt for den dominerende aktøren. Den intuitive forklaringen på dette er at man som monopolist i begge perioder vil tjene mer enn om det var konkurrenter tilstede i markedet i en av periodene. Salgsinntekten kan gå ned ved økt kvantum selv om man er monopolist (dersom  $MR < 0$ ), men så lenge et gitt kvantum ( $Q_D + Q_H$ ) skal selges er det åpenbart best å stå for alt salget selv. Basert på denne tankegangen har den dominerende aktøren insentiv til å delta i utbygging av fornybar kraft.

Før vi trekker denne konklusjonen må vi imidlertid ta hensyn til at det koster å investere i ny produksjon  $Q_H$  og at denne kostnaden må trekkes fra de økte salgsinntektene. Det er ikke gitt at den dominerende aktøren er bedre stilt enn de små aktørene, men det kan tenkes at de store aktørene på et generelt grunnlag har visse fordeler. Som stor aktør kan man ha et kapitalmessig fortrinn. Med dette menes det at store, solide selskaper enklere kan innhente kapital enn mindre aktører. Videre er det grunn til å tro at en stor aktør besitter sterk kompetanse og har erfaring fra utbygging av lignende kraftverk som han kan dra nytte av. Dersom nye anlegg kan bygges i tilknytning til eksisterende anlegg kan man også oppnå stordriftsfordeler. Ut i fra de nevnte momentene kan det se ut til at en stor aktør har et kostnadmessig fortrinn. Dette vil i så fall støtte resonnetet om at den dominerende aktøren har insentiv til å delta i utbygging.

### **Helningen på etterspørselskurven**

I grunnmodellen er det antatt at etterspørselen i periode 1 er lavere enn etterspørselen i periode 2. Dette virker, som argumentert for tidligere, som en realistisk antakelse. Vi kan imidlertid ikke si noe om helningen på kurvene uten å beregne den eksakte priselastisiteten i etterspørselen. For at modellen skal kunne si noe om den store aktøren ønsker å delta i utbygging eller ikke, er det derfor nødvendig med en utdypende kommentar rundt dette.

I figur 9 ser vi at prisen som realiseres i periode 2 blir relativt sett høyere dersom den dominerende aktøren ikke deltar i utbygging. Hvis etterspørselskurven,  $E_2$ , blir bratt nok kan prisen bli så høy at den utjevner den dominerende aktørens økte volumeffekt av å delta i utbygging. Hvilken priselastisitet dette tilsvarer kan man ikke si noe om uten å gjøre beregninger. Slike beregninger er utenfor denne utredningens omfang.

## *Endrede rammebetingelser i grunnmodellen*

I modellen har det blitt gjort en rekke forenklende antakelser. I det følgende vil vi diskutere i hvilken grad mulighetene for kraftutveksling inn og ut av prisområdet, begrensninger i magasinkapasitet og vindkraft hver for seg vil påvirke utfallet av modellen.

### **Kraftutveksling**

Hittil har vi bare sett på muligheten for å selge kraft innenfor eget prisområde. Dette er en lite realistisk antakelse da det eksisterer koblinger mellom de ulike prisområdene innenlands, samt enkelte overføringsforbindelser til utlandet. Det er derfor interessant å se på hvilken effekt det vil ha i modellen dersom det åpnes for å eksportere og importere kraft ut av prisområdet. Det virker rimelig å anta at eksport og import har motsatte effekter på prisen, derfor vil vi kun forklare hvordan eksport påvirker modellen.

Vi antar at den dominerende aktøren står fritt til å velge hvor stort kvantum han vil eksportere og at han tar prisen i eksportmarkedet for gitt. Videre antas det at prisen utenfor prisområdet er positiv og lavere enn innenfor det aktuelle prisområdet. Den dominerende aktøren vil ønske å eksportere kraft ut av prisområdet inntil marginalinntekten av å selge kraft i de to periodene er lik marginalinntekten av å eksportere kraft. Det forutsettes at den dominerende aktøren ikke kan påvirke prisen i eksportmarkedet, dermed blir marginalinntekten lik prisen i eksportmarkedet. Eksportmuligheter gjør at den dominerende aktøren kan redusere sitt totale kvantum tilbudt innenfor prisområdet, og dermed øke pris og profitt. Dersom halehenget deltar i utbygging vil det tilby det samme kvantumet i den våte perioden uavhengig av hva den store gjør, så lenge prisen er over deres marginkostnad.

Eksportmuligheter vil være gunstig både for småaktørene og den dominerende aktøren og utgjør et insentiv til investeringer i fornybar kraft, uavhengig av hvem som deltar i utbygging. Man må imidlertid huske på at dersom alle prisområder har mulighet til å eksportere vil den gunstige effekten for hvert enkelt prisområde reduseres. Eksistensen av utlandsforbindelser og eventuelle utvidelser av mulighetene for kraftutveksling til utlandet åpner for netto eksport ut av norske prisområder. Om dette skjer vil man se effekten som forklart ovenfor i enda større grad.

Avhengig av kraftsituasjonen i et prisområde kan man også få behov for å importere kraft. Dette vil ha en reduserende effekt på prisen da en større mengde kraft kommer inn i



---

prisområdet. I vår modell vil derfor import ikke utgjøre et insentiv til investeringer. Det er imidlertid viktig å nevne at import kan være hensiktsmessig av andre grunner.

Vi har tatt for oss et fiktivt prisområde og sett på hvordan kraftutveksling vil påvirke prisen i dette området. Vi ønsker å presisere at i realiteten vil forsyningssituasjonen variere mellom de ulike prisområdene i Norge, og at våre funn derfor ikke nødvendigvis har entydige virkninger. Produksjonsmulighetene samt omfanget og kvaliteten på nettet varierer i vårt langstrakte land. På grunn av disse forskjellene har enkelte prisområder et større behov for å importere kraft, mens andre områder har overskuddskraft de ønsker å eksportere. I prisområde NO3 i Midt-Norge har man for eksempel sett en trend til netto import, mens man i prisområde NO5 på Vestlandet har hatt et produksjonsoverskudd de siste årene.

### **Begrenset magasinkapasitet**

I grunnmodellen antok vi at magasinkapasiteten ikke utgjorde noen begrensning for hvor mye vann den store aktøren kunne lagre til den tørre perioden. I realiteten står man imidlertid overfor både naturlige begrensninger relatert til magasinets størrelse og variasjoner i tilsig, samt myndighetsreguleringer av vannstanden i magasinet.

Uavhengig av hvem som bygger ut vil muligheten til å lagre mindre vann naturlig nok medføre at den store aktøren ønsker å selge mer i den våte perioden. Økt tilbudt kvantum medfører lavere pris i periode 1. Redusert kvantum i den tørre perioden vil føre til at prisen i denne perioden går opp. Kapasitetsbegrensningen gjør at den optimale tilpasningen med lik marginalinntekt i begge perioder ikke blir mulig. På bakgrunn av ovennevnte argumentasjon ser vi at begrensninger i magasinkapasiteten reduserer insentivet til å foreta investeringer for små aktører. Den store aktørens insentiv reduseres også fordi han ikke kan tilpasse seg slik han ønsker.

### **Vindkraft**

Vi har brukt grunnmodellen til å studere produksjon av vannkraft. Det spiller imidlertid ingen rolle for anvendelsen av modellen hva slags type kraft man tar for seg, det som er avgjørende er i hvilken eller hvilke perioder man har mulighet til å produsere. Ved kun å se på vannkraft utelukket vi at den lille aktøren kunne tilby kraft i den tørre perioden. Da det også er aktuelt med utbygging av vindkraft i Norge ønsker vi å se på hvordan dette vil påvirke utfallet. Innlemmelsen av vindkraft gjør at forutsetningen for når en aktør kan produsere kraft blir annerledes.

Det antas først at utbygging av vindkraft skjer i regi av småaktørene. Videre antas det at det blåser hele året og at halehengets tilbud blir  $\frac{1}{2}Q_H$  i begge perioder. Den samlede krafttilgangen er fremdeles  $Q_D + Q_H$ .

Fordi småaktørene nå tilbyr  $\frac{1}{2}Q_H$  i begge perioder vil den store aktøren stilles overfor økt etterspørsel i periode 1 og redusert etterspørsel i periode 2, relativt til om hele halehengets tilbud hadde vært småskala vannkraft i den våte perioden. Den store aktøren stilles nå overfor etterspørselen  $E - \frac{1}{2}Q_H$ . Optimal tilpasning blir fremdeles der marginalinntekten i de to periodene er lik. Relativt til scenarioet i figur 8, der småaktørene bygger ut, vil den store aktøren nå tilby mer i periode 1 og mindre i periode 2. Investeringer i vindkraft medfører økte inntekter for småaktørene fordi den dominerende aktøren vil heve prisen i periode 1, relativt til prisen som ble realisert når all utbygging var uregulerbar vannkraft. Den dominerende aktøren vil ikke lenger kunne tilpasse seg som monopolist i periode 2, dette resulterer i et relativt prisfall i periode 2, sammenlignet med tilfellet der småaktørene bygger ut vannkraft. I forhold til scenarioet der småaktørene deltok i utbygging i form av småskala vannkraft vil dette scenarioet være mindre lønnsomt for den dominerende aktøren.

Vi fant at store aktørers utbygging av vannkraft trolig vil gi et mer fordelaktig resultat for den dominerende aktøren enn om småskalaaktørene bygger ut vannkraft. Dette funnet vil være tilsvarende for vindkraft, men prisutslagene vil relativt sett bli mindre da vindkraft kan tilbys i begge perioder. Dette innebærer at den dominerende aktøren finner det mer lønnsomt å bygge ut vannkraft enn vindkraft, gitt at forholdet mellom etterspørselskurvene i de to periodene er som antatt.

### *Oppsummering av modellen om den dominerende aktør*

Vi har i dette kapittelet satt opp en grunnmodell med utgangspunkt i mikroøkonomisk teori og anvendt modellen på kraftmarkedet. Formålet har vært å kunne si noe om hvordan insentivet til investeringer i fornybar kraft påvirkes av muligheten til utøvelse av markedsrett. Vi har sett på hvordan en dominerende aktør med markedsrett kan påvirke prisen gjennom sin vurdering av vannverdien. Den dominerende aktøren utnytter sin markedsrett, og påvirker dermed prisen ved å velge når han vil selge.

Modellen må sees i lys av at sertifikatordningen krever at noen bygger ut. Vi har funnet at småaktørene vil ha insentiv til å delta dersom den store aktøren ikke deltar. Det innebærer at den dominerende aktøren kan velge å ikke delta i utbygging innenfor modellens rammer.

Spørsmålet blir dermed hvorvidt den dominerende aktøren finner det mer fordelaktig at han selv står for utbyggingen.

I modellen fant vi at den dominerende aktøren i utgangspunktet vil tjene mest på å foreta investeringer og delta i utbygging av fornybar kraft, dette gjelder både for vannkraft og vindkraft. Investering i vannkraft fremstår som et bedre alternativ enn vindkraft. Utfallet kan endres dersom etterspørselen i den tørre perioden er svært uelastisk. Videre har vi i modellen funnet at eksportmuligheter gir økt insentiv til investeringer og at import og begrenset magasinkapasitet har motsatt effekt. Dersom småaktørene står for utbygging vil det være mest fordelaktig for den dominerende aktøren at de små aktørene deltar i form av småskala vannkraft.

Det bør nevnes at modellen vi har presentert i dette kapittelet er svært stilisert og at dette har hatt innvirkning på utfallet. Forenklingene i modellen er imidlertid utformet med hensikt for å forsøke å fange opp viktige momenter. En mer kompleks og realistisk modell ville hatt vanskeligheter med å gi en klar konklusjon.

## 5. Intervju med aktører i kraftmarkedet

Vi har i de to foregående kapitlene forsøkt å belyse problemstillingen ved hjelp av økonomisk teori. Vi har sett hvilke faktorer som påvirker en investeringsbeslutning og hvordan markedsstrukturen har innvirkning på en aktørs atferd, og dermed insentivet til å investere. Til sammen har de to kapitlene gitt et teoretisk utgangspunkt for å vurdere hvilke avveininger en stor kraftprodusent gjør i forbindelse med en investeringsbeslutning. Hensikten med dette kapitlet er å sette teorien i perspektiv og avdekke hvilke strategiske vurderinger store kraftprodusenter faktisk gjør i forbindelse med utbygging av fornybar kraft. For å belyse dette, og for eventuelt å avdekke andre aspekter som er essensielle i en slik beslutning, har vi gjennomført intervjuer med en rekke store aktører i kraftbransjen. Nedenfor vil vi først presentere de metodiske valgene vi har gjort i datainnsamlingen. Vi vil deretter presentere resultatene fra intervjuene.

### 5.1 Metode<sup>11</sup>

Vi vil her begrunne våre valg for datainnsamling og analyse av dataene. Vi vil også vurdere styrker og svakheter ved metoden samt etiske problemstillinger.

#### 5.1.1 Forskningstilnærming

Kraftbransjen er en velkjent og grundig studert bransje, men utredningen vår har en problemstilling som det er lite forsket på, så vidt det er oss bekjent. Vi ønsker derfor med denne oppgaven å bidra til økt innsikt rundt vårt tema. Det betyr at den overordnede tilnærmingen i denne utredningen i hovedsak vil være av utforskende, såkalt induktiv, art. En induktiv tilnærming forsøker å finne nye teoretiske sammenhenger ved hjelp av datamaterialet. Det bør imidlertid nevnes at vi i kapittel 3 og 4 har benyttet oss av velkjent teori for å gjøre grunnleggende analyser. På bakgrunn av dette vil tilnærmingen derfor også gå i retning av å være noe deduktiv. Deduktiv tilnærming innebærer at man benytter eksisterende teori.

---

<sup>11</sup> De metodiske valgene er basert på veiledende fremstillinger i hovedsak hentet fra Saunders, Lewis og Thornhill (2009), Kvale og Brinkmann (2010) og Thagaard (1998).

---

### 5.1.2 Metode for datainnsamling

Saunders, Lewis og Thornhill (2009) anbefaler å innhente kvalitative data når man i hovedsak har en induktiv tilnærming. For å kunne belyse vår problemstilling etter beste evne har vi derfor innhentet kvalitativ informasjon.

Det finnes i hovedsak to typer data som kan legges til grunn for en analyse; primærdata og sekundærdata. Som tidligere nevnt foreligger det lite informasjon på dette temaet. Vi vil derfor være nødt til å benytte primærdata.

Primærdata kan samles inn gjennom i hovedsak observasjoner eller intervjuer. For vårt formål er det intervjuer som vil være en hensiktsmessig metode. Intervjumetoder spenner i hovedsak fra strukturert til ustrukturert form. For innhenting av kvalitative data er dybdeintervjuer eller semi-strukturerte intervjuer best egnet. For denne utredningen fant vi det mest hensiktsmessig å foreta delvis (semi) strukturerte intervjuer. Delvis strukturerte intervjuer er en mellomting mellom de to ytterpunktene og innebærer at intervjueren kun har en liste med emner som skal dekkes, samt forslag til spørsmål. Årsaken til valg av intervjumetode er at det er ønskelig å ha en viss struktur på intervjuet, slik at man får dekket de emnene og spørsmålene som er viktig å stille. Det gir oss som intervjuere mulighet til å styre samtalen i ønsket retning, samt bevare muligheten til å stille oppfølgingsspørsmål. Intervjuobjektene får likevel sjansen til å snakke relativt fritt, slik at informasjon som er viktig for utredningens problemstilling kan komme frem, selv om vi som intervjuere ikke hadde tenkt på dette på forhånd.

#### *Utvalg*

Utvalget i en kvalitativ studie skal være av strategisk art. Det innebærer at intervjuobjektene man velger innehar egenskaper som er strategiske i forhold til å kunne besvare problemstillingen. Til grunn for denne utredningen ligger et utvalg på syv aktører, som alle har en viktig rolle i kraftmarkedet. Noen av informantene er kraftprodusenter, og disse ble valgt ut med utgangspunkt i en liste over de 21 største kraftprodusentene i Norge (vedlegg 1).<sup>12</sup> Aktørene har hovedsete i Sør-Norge. Hver informant er gitt en kode i form av et nummer fra 1 til 7, og kodene er fordelt i tilfeldig rekkefølge. Utvalgets størrelse er basert på tidsbegrensningen knyttet til masteroppgavens omfang på ett semester.

---

<sup>12</sup> Av konfidensialitetshensyn har vi valgt å ikke ytterligere beskrive fordelingen i utvalget.

## *Intervjuguide*

Før en skal gjennomføre et forskningsintervju er det viktig å ha tenkt godt gjennom hva en ønsker å få ut av intervjuet. Vi valgte derfor å sette opp en intervjuguide. En intervjuguide er et manuskript som strukturerer intervjuforløpet mer eller mindre stramt.

Intervjuguiden startet med en innledning og en generell del. Deretter hadde vi ført opp fire temaer. Gjennom disse temaene siktet vi på å innhente verdifull informasjon som direkte kunne bidra til å belyse problemstillingen.

De to første temaene – «Lønnsomhet» og «Konkurrenters atferd» – er basert på teori. «Lønnsomhet» er åpenbart avgjørende i en investeringsbeslutning. I lys av investeringsanalysen foretatt i kapittel 3 i denne utredningen ønsket vi derfor å finne ut hvordan aktørene vektet de ulike parameterne. Det andre temaet – «Konkurrenters atferd» – innebærer hvordan aktørenes eksistens påvirker hverandres insentiver til å investere. Vi ønsket å få en forståelse for hva informantene tenkte rundt dette, og sette deres tanker opp mot det teorien sier vil skje i et oligopolistisk marked, vist i kapittel 4 om den dominerende aktør.

De to siste temaene – «Overføringskapasitet» og «Posisjonering» – er knyttet til sentrale egenskaper ved kraftbransjen. «Overføringskapasitet» er en viktig faktor i kraftbransjen og har en direkte effekt på kraftprisen. Det var derfor et interessant tema å samtale med informantene om. Med overføringskapasitet mener vi kraftutveksling mellom prisområder samt mellom Norge og utlandet. «Posisjonering» er en oppsamlingskategori der vi planla å gå inn på eventuelle andre viktige faktorer som påvirker investeringsbeslutninger. Vi ville først gi intervjuobjektene muligheten til selv å nevne faktorer vi eventuelt hadde utelatt, og deretter stille noen spørsmål vi hadde forberedt.

I forkant av hvert intervju sendte vi ut en agenda for samtalen til informantene. Ved å sende ut en agenda på forhånd ville vi gi intervjuobjektene mulighet til å forberede seg, slik at selve intervjuet kunne bli mest mulig effektivt. Intervjuguiden og agendaen er vedlagt og merket med henholdsvis vedlegg 3 og 2.

## *Behandling av data*

Dersom intervjuobjektene tillater det, er det en fordel å bruke en lydopptaker fordi det som blir sagt bevares, samtidig som intervjueren kan ha fullt fokus på informanten. Vi valgte derfor å benytte en lydopptaker for alle intervjuene. Etter hvert intervju måtte vi transkribere

---

lydfilene fra muntlig samtale til skriftlig tekst. Dette er nødvendig for å gjøre intervjuet tilgjengelig for analyse. Vår strategi for transkriberingen var å skrive ned alt som ble sagt, mer eller mindre ordrett, fordi vi var interessert i meningsinnholdet og i mindre grad hvordan det ble sagt.

Intervjuene vi utførte varte fra cirka 40 til 60 minutter. Totalt hadde vi 378 minutter med lydopptak og fikk til sammen 54 A4-sider med transkribert materiale. Av hensyn til mengden transkribert materiale har vi valgt å ikke legge det ved i utredningen.

### **5.1.3 Analyse av data**

Saunders, Lewis og Thornhill (2009) anbefaler å analysere kvalitative data ved summering, kategorisering og/eller som en fortelling. Vi har valgt å bruke en kombinasjon av summering og kategorisering av dataene ettersom dette bygger på en velkjent analyseform som også ble presentert i Thagaard (1998) og Kvale og Brinkmann (2009).

Kategorisering innebærer at man deler datamaterialet i kategorier, hvorav hver kategori inneholder enheter som omhandler det samme temaet. Kategoriseringsprosessen startet med at vi identifiserte de analytiske enhetene – setninger og avsnitt – i det transkriberte intervjuet.

Vi endte til slutt opp med å kategorisere på to nivåer. Hovedkategorier er de mer generelle kategoriene, mens underkategoriene er mer spesifikke. Noen av kategoriene er knyttet til teori og kunnskap om kraftbransjen, andre kategorier ble til underveis i arbeidet med analysen.

#### ***Presentasjon av data***

Inndelingen av datamaterialet i kategorier bidrar til å avdekke tendenser i datamaterialet. Selv om det er meningsinnholdet som er vårt fokus, valgte vi å presentere funnene våre ved bruk av en kombinasjon av frekvenstabeller og sitater. Frekvenstabellene presenteres i avsnitt «5.2 Resultater». Tabellene er delt i to; venstresiden viser hovedkategorier og underkategorier med tilhørende forklaringer, mens høyresiden viser hvilke informanter som har uttalt seg om det aktuelle fenomenet. Frekvenstabellene bidrar til at man stykker opp materialet og distanserer seg fra hva som faktisk ble sagt. For å knytte det nærmere opp mot det som faktisk ble sagt, valgte vi å supplere tabellene med sitater.

### 5.1.4 Dataenes kvalitet

I dette avsnittet ønsker vi å rette fokus mot styrker og svakheter ved innsamlingen og behandlingen av datamaterialet. Sentrale begrep er i den forbindelse dataenes reliabilitet og validitet samt etiske problemstillinger.

#### *Reliabilitet*

Reliabilitet, eller pålitelighet, dreier seg om hvorvidt metoden for hvordan man samler inn og analyserer data fører med seg konsistente funn. I denne oppgaven kan det tenkes at påliteligheten særlig kan ha blitt påvirket av egenskaper ved oss som intervjuere og bruk av båndopptaker.

Kvaliteten på et intervju avhenger av forskerens intervjukvalifikasjoner. Vi hadde lite erfaring med intervjusituasjonen, og la derfor ned mye arbeid i å lage en intervjuguide som skulle hjelpe oss med å gjennomføre intervjuet. Struktur i intervjuet styrker påliteligheten. Det bør likevel nevnes at intervjuguiden ble utformet på bakgrunn av vårt valg av teori og aspekter ved kraftbransjen vi på forhånd synes det virket interessant å samtale om. Et annet utvalg av teori og/eller egenskaper ved bransjen kunne ha gitt andre svar. Vi forsøkte imidlertid å motvirke denne effekten gjennom å være fleksible i samtaleflyten og unngå ledende spørsmål. I tillegg avsluttet vi med et tema der vi først lot intervjuobjektet komme med faktorer han eller hun synes var viktig, men som vi ikke hadde spurt om.

I fortolkningen av datamaterialet bør det også nevnes at vi er uerfarne. Det kan derfor tenkes at en erfaren forsker ville ha analysert og tolket intervjumaterialet annerledes. Påliteligheten i analysen styrkes dog av at vi er to forskere som grundig diskuterte fremgangsmåten for analysen. I transkriberingen av intervjuene kan flere forskere derimot bety ulik vektlegging av hva som ble sagt. Vi forsøkte å motvirke dette ved å transkribere mer eller mindre ordrett det som ble sagt.

Et siste moment som kan ha påvirket påliteligheten er bruken av båndopptaker. Vi ba om informantens samtykke til å bruke båndopptaker, og fikk det av samtlige informanter. Likevel kan det tenkes at informantene ble noe mer restriktive i uttalelsene i frykt for å kunne bli sitert ordrett. Ifølge Thagaard (1998) er imidlertid den reelle faren for dette lav. Ingen av informantene motsatte seg bruk av lydopptaker. For å motvirke eventuell selv-sensur var vi nøye på å garantere full anonymitet og konfidensialitet. I analysen har vi etter beste evne forsøkt å hindre at det skal være mulig å gjenkjenne de ulike informantene.



---

På bakgrunn av det ovennevnte mener vi det er rimelig å argumentere for at påliteligheten i denne utredningen er godt ivaretatt.

### ***Validitet***

Validitet dreier seg om tolkningen av dataene og hvorvidt de tolkningene man som forsker kommer frem til er gyldige. Det er vanlig å skille mellom intern og ekstern validitet.

Intern validitet dreier seg om en effekt faktisk kan tilskrives en spesifikk årsak, eller om det kan være andre utenforliggende faktorer som påvirker (Pedersen, 2011). Kvalitativ forskning baserer seg på data i form av subjektive tolkninger. Svarene vi fikk kan derfor variere i validitet. Siden vi gjennomførte intervjuene selv og hadde mulighet til å komme med oppfølgingsspørsmål, kunne vi be informanten om å oppklare eventuelle uklarheter. I analyseringen var vi nøye på å ikke «overtolke» svarene, men forsøkte å bevare den faktiske meningen. Disse momentene styrker den interne validiteten.

Hovedtrusselen mot den interne validiteten i denne oppgaven er at vi ønsket å innhente informasjon som er knyttet til en bedrifts strategi. Strategien til en bedrift er sensitiv informasjon og det er ikke realistisk å forvente at informantene ville utdype denne i særlig grad. Det kan derfor tenkes at svarene vi fikk ikke reflekterer virkeligheten fullt ut. For å motvirke dette sikret vi anonymitet. I tillegg forsøkte vi å stille indirekte spørsmål som likevel kan gi en god indikasjon på hvilke vurderinger kraftprodusentene foretar. Den interne validiteten synes derfor å være tilfredsstillende. Det bør nevnes at anonymisering av informantene også kan være en ulempe fordi det fører til at man mister noe av konteksten informasjonen ble gitt i. Vi anser imidlertid beskyttelse av informantene som en viktigere faktor.

Ekstern validitet handler om hvilken mulighet man har for å generalisere dataene. Utvalget vårt bestod av kun syv informanter og baserte seg på en kvalitativ forskningsmetode. Vi hadde altså ikke et representativt utvalg og resultatene er således ikke vitenskapelige. Det gir et svakt grunnlag for å kunne overføre resultatene til en annen studie eller situasjon. Lav ekstern validitet er imidlertid ikke en direkte svakhet med oppgaven da målet heller ikke var å kunne generalisere funnene.

### ***Etiske vurderinger***

Forskningsetikk dreier seg om at man som forsker tar passende valg og justerer atferd i forhold til de som er gjenstand for ditt arbeid og de som påvirkes av arbeidet. Kvale og

Brinkmann (2009) påpeker at det særlig er fire etiske problemstillinger som er viktige i forskning. Disse er informert samtykke, konfidensialitet, konsekvenser for berørte av forskningen og forskerens rolle.

Informert samtykke innebærer at deltakerne blir informert om formålet med intervjuet og hvordan undersøkelsen i hovedtrekk vil foregå. Vi informerte deltakerne om formålet med oppgaven både i første henvendelse, ved tilsendelse av agendaen og i starten av hvert intervju. I forkant av intervjuet var vi også nøye med å presisere at oppgaven vil offentliggjøres.

Konfidensialitet i forskningen innebærer at private data som identifiserer forskningsdeltakerne, ikke avsløres. Av hensyn til informantenes konfidensialitet har vi unnlatt å oppgi den eksakte fordelingen av utvalget. Gjennom behandlingen og analysen av datamaterialet gav vi informantene en kode og har etter beste evne forsøkt skjule informantens identitet.

Sistnevnte punkt er knyttet til Kvale og Brinkmann (2009) sine to siste etiske retningslinjer. Konsekvenser for berørte dreier seg om å minimere den skade man kan påføre andre som følge av forskningsprosjektet. Vi har etterstrebet at analysen og våre funn skal være så nøyaktige som mulig. Det innebærer at vi har vært varsomme med å tolke utsagn utover det som faktisk ble sagt, og har forsøkt å bevare den sanne meningen. Det bør imidlertid nevnes at vi har utelatt å ta med informasjon som vi fant lite relevant. Det kan tenkes at informantene vil være uenige i denne seleksjonen, hvilket i så fall er en svakhet ved oppgaven. Samlet sett tror vi likevel at dette forskningsprosjektet har oppfylt gode etiske retningslinjer.

## 5.2 Resultater

I dette kapittelet vil vi presentere de funnene vi kom frem til etter gjennomgang av datamaterialet fra intervjuene og den etterfølgende kategoriseringen. Resultatene vil legge grunnlaget for den videre analysen.

I kategoriseringsprosessen kom vi frem til et sett hovedkategorier som kan forklare hva som påvirker en stor kraftprodusents insentiver til å investere i fornybar kraft. Vi vil i det følgende ta for oss hver enkelt hovedkategori og gi en kort skildring av de. Som forklart i

metodedelen vil vi presentere funnene ved å bruke en kombinasjon av frekvenstabeller og sitater.

Det er viktig å bemerke at kategoriseringen er gjort med utgangspunkt i det som faktisk ble sagt. Det betyr at man ikke kan trekke en slutning om at informanten mener det motsatte hvis den ikke er registrert under en kategori. Intervjuformens løse struktur gjorde at ikke alle informantene nødvendigvis uttalte seg spesifikt om de samme fenomenene. Det kan derfor også tenkes at en informant kan være enig i andres uttalelser uten at det er registrert.

Vi har av konfidensialitetshensyn unnlatt å nevne hvilken informant som kommer med hvilket utsagn. Av samme årsak har vi nøytralisert alle sitatene slik at det unngås en eventuell avsløring av informantenes posisjoner i kraftmarkedet.

### **5.2.1 Lønnsomhet**

«Lønnsomhet» var et tema i intervjuguiden. I gjennomgangen av intervjuene fikk vi bekreftet at lønnsomhet er en faktor som påvirker kraftprodusentenes insentiver til investeringer. Temaet utgjør derfor en viktig hovedkategori. Innenfor lønnsomhet trakk intervjuobjektene frem flere momenter og vi har identifisert de viktigste av dem som underkategorier, presentert i frekvenstabellen på neste side.

Tabell 9: Frekvenstabell lønnsomhet

Lønnsomhet	Informant
<b>Kraftpris</b>	
Avgjørende i lønnsomhetsberegninger	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Stor risiko knyttet til kraftprisen	5, 6, 7
Frykt for at kraftprisen går ned når tilbudet øker	1, 2, 4, 5, 6, 7
Redusert kraftpris uheldig for eksisterende produksjon	2, 4, 5, 6, 7
<b>Sertifikatpris</b>	
Tas med i lønnsomhetsvurdering	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Sum kraftpris og sertifikatpris er avgjørende	2, 4, 5, 6
Frykt for at den teoretiske prisen ikke oppnås	3, 4, 5, 6, 7
<b>Avkastningskrav</b>	
Konkurrenter ligger på likt nivå	1, 3, 4, 5, 6
<b>Investeringskostnad</b>	
Er av betydelig størrelse	2, 4, 5, 7
<b>Finansiering</b>	
Utfordring for aktørene å skaffe kapital	4, 5, 7
De store aktørene har en kapitalmessig fordel	1, 4, 5
Konsolidering blant små vindkraftaktører	4, 5, 7
<b>Offentlig eierskap</b>	
Påvirker investeringsmuligheter	1, 2, 4
<b>Tidshorisont</b>	
Tenker lenger enn 2020 (sertifikatordningen)	2, 6, 7
<b>Teknologiutvikling</b>	
Følger med på utvikling	4, 5, 6, 7
Forventer ingen nærstående kostnadsreduksjon	1, 2, 7

### *Kraftpris*

Ikke overraskende svarte aktørene at kraftprisen står sentralt i lønnsomhetsvurderinger.

Tabellen under viser ulike aspekter ved kraftprisen som ble trukket frem.

### Utdrag fra tabell 9

Kraftpris	Informant
Avgjørende i lønnsomhetsberegninger	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Stor risiko knyttet til kraftprisen	5, 6, 7
Frykt for at kraftprisen går ned når tilbudet øker	1, 2, 4, 5, 6, 7
Redusert kraftpris uheldig for eksisterende produksjon	2, 4, 5, 6, 7

Det var enighet blant samtlige intervjuobjekter om at kraftprisen er særdeles viktig for lønnsomheten. Aktørene forklarte dette med at andre normalt viktige størrelser i

lønnsomhetsvurderinger, som investeringskostnad og marginalkostnader, er relativt stabile og forutsigbare i kraftbransjen. Kraftprisen, som i større grad kan variere, blir derfor utslagsgivende for resultatet. Selv om ikke alle eksplisitt trakk frem risiko knyttet til kraftprisen under intervjuene kan en felles oppfatning blant aktørene illustreres i det følgende sitatet: *«Vi kjenner kostnadene relativt godt, risikoen er knyttet til inntektene».*

I forbindelse med kraftpris så det ut til at aktørene var særlig opptatt av hva som kom til å skje med prisen som følge av en økt andel kraft i markedet. De fleste informantene forventet en prisnedgang og så på dette som uheldig for en produsent med en stor eksisterende produksjonsportefølje. Enkelte aktører sa at det er en urettferdig effekt som rammer store aktører spesielt. Sitatet som følger illustrerer oppfatningen blant aktørene: *«..det blir en ekstrem økning i tilbudet av kraft og fare for lavere kraftpris og det straffer på en måte resten av produksjonen fordi prisen på den går ned».* En annen aktør fokuserte på forholdet mellom ekstraintekt og reduserte inntekter: *«Prisnedgangen er av større betydning enn effekten av at noen prosjekter blir lønnsomme som følge av ordningen – det er ikke veldig mange».* En respondent satte effekten inn i et makroperspektiv: *«Effekten av at grovprisen går ned rammer jo hele produksjonen i Norge og er økonomisk sett mye større».*

### Sertifikatpris

Salg av grønne sertifikater utgjør en del av inntektsgrunnlaget i nye prosjekter. Aktørene så ut til å ha sammenfallende oppfatninger knyttet til betydningen av – og forventninger til – sertifikatprisen.

#### Utdrag fra tabell 9

Sertifikatpris	Informant
Tas med i lønnsomhetsvurdering	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Sum kraftpris og sertifikatpris er avgjørende	2, 4, 5, 6
Frykt for at den teoretiske prisen ikke oppnås	3, 4, 5, 6, 7

Alle respondentene svarte at sertifikatinntektene ville regnes inn i lønnsomhetsvurderingen av støtteberettigede prosjekter slik sitatet viser: *«De [sertifikatene] regnes inn som en viktig del av inntektsgrunnlaget».*

Informantene var nøye med å presisere at det var summen av de totale inntektene som ville være gjeldende i vurderingen av enkeltprosjekter: *«..summen av kraftpris pluss sertifikatpris må gjøre det lønnsomt å bygge ut prosjektene».*

Det var svært viktig for aktørene å få frem at sertifikatinntektene ikke vil være veldig betydningsfulle i en større sammenheng. Følgende sitat bekrefter dette: *«De [sertifikatene] vil på ingen som helst måte, under noen omstendigheter, kompensere for inntektstapet på den eksisterende kraften».*

Aktørene uttrykte usikkerhet knyttet til forventninger til sertifikatprisen. Så mange som fem aktører nevnte at de var bekymret for at den teoretiske prisen man har regnet seg frem til ikke vil realiseres. Aktørene nevnte ulike årsaker til dette, blant annet usikkerhet i systemet, sertifikatoverskudd og forskjell i lønnsomheten på ulike typer prosjekter. Med ulike prosjekter menes her for eksempel småkraft, vindkraft og opprustningsprosjekter. Sitatet illustrerer en forklaring: *«Det er betydelig risiko for at sertifikatprisen ikke blir høy nok til å løfte de [minst lønnsomme prosjektene] i mål».*

Tre av syv informanter nevnte også at det sertifikatoverskuddet man har sett siden sertifikatordningens oppstart 01.01.2012 har vært lite heldig for incentivet til å investere. Enkelte av informantene var skeptiske til hvor raskt overskuddet ville utjevnes – og om markedet vil fungere slik det i teorien skal. En aktør forklarte det slik: *«De som har investert vil alltid ha incentiver til å selge [sertifikater] .. dette gjør at teorien ikke alltid stemmer med virkeligheten».*

### ***Avkastningskrav***

På spørsmål om størrelsen på – og betydningen av – avkastningskrav for investeringer i fornybare prosjekter fikk vi ingen konkrete tall. Respondentene mente imidlertid at kraftprodusenter trolig ligger på nivå med sine nærmeste konkurrenter.

### ***Investeringskostnad***

Investeringskostnaden ble trukket frem av fire informanter som viktig i lønnsomhetsanalyser. Aktørene gav inntrykk av at investeringskostnaden er viktig fordi den er av betydelig størrelse, men at den ikke er interessant utover dette. Vi fikk inntrykk av at hovedårsaken til at investeringskostnaden ikke får mer fokus er at aktørene i svært liten grad kan påvirke denne, slik sitatet viser: *«Kapitalkostnaden styres av verdensmarkedet og treffer alle prosjekter som er i samme tidsfase».*

## Finansiering og offentlig eierskap

### Utdrag fra tabell 9

Finansiering	Informant
Utfordring for aktørene å skaffe kapital	4, 5, 7
De store aktørene har en kapitalmessig fordel	1, 4, 5
Konsolidering blant små vindkraftaktører	4, 5, 7
Offentlig eierskap	
Påvirker investeringsmuligheter	1, 2, 4

Finansiering var en faktor som gjennom resultatene så ut til å påvirke lønnsomheten. Tre av informantene nevnte at det å finansiere nye prosjekter ikke alltid var like lett, slik dette sitatet viser: «*Det er en stor utfordring å skaffe kapital. Det er mange investeringer som skal gjøres; både på nett, utbygging av ny produksjon og installering av målere – og det er en utfordring*». Respondenten nevnte dette i forbindelse med en eventuell investeringsbeslutning. Slik ser man at knapphet på kapital kan påvirke aktørenes evne til å foreta investeringer i ny fornybar kraft. Enkelte av informantene mente imidlertid at de store kraftprodusentene har mer kapital, eller har enklere for å hente kapital, enn mindre aktører. Følgende sitat støtter opp om dette: «*Det er mange store og solide selskap som har god tilgang på kapital i Norge. I forhold til mindre aktører er dette en fordel*». Samme informant nevner at det ofte er slik at små aktører oppsøker større aktører med forespørsel om samarbeid på prosjekter. Dette illustrerer trolig de store aktørenes posisjon i det norske kraftmarkedet.

Et annet moment som var nevnt av tre respondenter i forbindelse med konkurranse om kapital, er en trend der man ser en konsolidering blant små vindkraftprodusenter. På spørsmål om hvordan aktørene har posisjonert seg svarer en informant: «*For vindkraft er det nok mange som har hatt forretningsideen og utviklet prosjekter som de selger videre til noen som er større når det begynner å nærme seg noe*». Årsaken til eierskapsendringene mente informantene var at mange av de mindre vindkraftprodusentene ikke har nok kapital til å reise et prosjekt.

En annen faktor som kom frem i resultatene er tett knyttet opp til finansiering, og dreier seg om utbredt offentlig eierskap i kraftbransjen. Tre av syv informanter bemerket at det å være offentlig eid kan påvirke evnen til å investere negativt. En respondent uttalte: «*Store kraftselskaper er jo stort sett offentlig eid. Deres lønnsomhet og overskudd griper rett inn i økonomien til det offentlige*». Aktørene forklarte at offentlig eie kan ha en bakside ved at når

et utbytte er satt skal det vanskelig la seg reversere, fordi den offentlig instansen som utbyttet tilhører har regnet det inn i sitt budsjett. Dette betyr at selskapenes egenkapital kan bli belastet, hvilket igjen begrenser forutsetningen for å foreta økte investeringer.

En annen faktor som enkelte av informantene også nevnte er at vannkraftverk av en viss størrelse krever noe offentlig eie, i motsetning til mindre kraftverk (både småskala vannkraftverk og vindkraft) der det ikke er samme krav. En informant uttalte: «*Det er et mye hardere marked i småkraftmarkedet [enn storskalakraftmarkedet] fordi der kan private utbyggere operere. På prosjekter over en viss størrelse med reguleringer og lignende må det være <sup>2</sup>/<sub>3</sub> offentlig eierskap*». Det oppfattes med andre ord som enklere å investere i mindre kraftverk enn større kraftverk, hvilket det er rimelig å anta vil påvirke konkurransen.

### ***Tidshorisont***

Tre respondenter oppga tidshorisont som en relevant faktor i lønnsomhetsvurderinger. Det kom frem at aktørene har et langsiktig perspektiv på sine investeringer. En aktør sa at det er prosjektenes økonomiske levetid som er relevant.

### ***Teknologiutvikling***

Teknologiutvikling kan føre til at det blir enten rimeligere å produsere eller rimeligere å kjøpe inn utsyr.

### **Utdrag fra tabell 9**

<b>Teknologiutvikling</b>	<b>Informant</b>
Følger med på utvikling	4, 5, 6, 7
Forventer ingen nærstående kostnadsreduksjon	1, 2, 7

Ingen av aktørene trakk frem teknologiutvikling som en betydningsfull faktor i lønnsomhetsvurderinger. Flere aktører nevnte at de følger med på hva som skjer på verdensmarkedet, men at det ikke forventes teknologisk utvikling innen tradisjonell vannkraft. Enkelte aktører trodde vindkraft kom til å bli rimeligere i årene fremover og at den største utviklingen ville skje innen vindkraft til havs. En felles oppfatning så imidlertid ut til å være at lønnsom utbygging av offshore vindkraft ligger for langt frem i tid i forhold til å motta sertifikater innen 2020.



## 5.2.2 Sertifikatorordningen

Et samtaleemne som gikk igjen i alle intervjuene var den nyopprettede sertifikatorordningen. Aktørene hadde relativt samstemte oppfatninger om hvordan ordningen vil påvirke deres insentiv til å investere i fornybar kraft. De viktigste faktorene er nevnt i frekvenstabellen nedenfor.

Tabell 10: Frekvenstabell sertifikatorordningen

Sertifikatorordningen	Informant
<b>Konsesjonsbehandling</b>	
Frykter flaskehals	1, 2, 3, 4, 6, 7
<b>Rammebetingelser</b>	
Uheldig med forskjeller mellom Norge og Sverige	2, 3, 4, 6, 7

### *Konsesjonsbehandling*

Seks av syv informanter uttrykte en bekymring for at konsesjonsbehandlingen av prosjekter kan bli en flaskehals. I denne sammenhengen referer flaskehals til om kapasiteten i behandling av konsesjoner er god nok til at de prosjektene som søker om konsesjon faktisk rekker å få konsesjon innen rimelig tid, slik at prosjektene kan påbegynnes før 2020. Ett av utsagnene var: «*Hele bransjen er opptatt av at konsesjonsprosessen må gå fort nok, vi må liksom ikke tape kampen om å realisere prosjekter i Norge fordi konsesjonsprosessen går for seint*». Informanten snakker her om å «tape kampen» i forhold til Sverige. To av informantene spekulerte også i at de prosjektene som ikke allerede ligger inne med søknad om konsesjon eller var «meldt» neppe ville ha mulighet til å bli realisert innen 2020. Utsikter for vedvarende flaskehals i konsesjonsbehandlingen kan i så fall redusere insentivet til å søke konsesjon.

### *Rammebetingelser*

Flere informanter nevnte at ulike rammebetingelser for den svenske og norske sertifikatorordningen kan være førende for i hvilket land man vil ha insentiv til å investere. En av informantene nevnte at forskjell i skattesystemene i de to landene favoriserer investeringer i Sverige. De fleste informantene nevnte at ulikt regelverk for overgangsordning gir et større insentiv til å investere i Sverige i motsetning til i Norge. Informantene forklarte at det i Sverige er slik at selv om man ikke klarer å realisere prosjektet innen tidsfristen, vil man fortsatt få sertifikater, men med en avkortning basert på

hvor lenge etter fristen prosjektet hadde oppstart. I Norge har man ikke dette. Informantene mener at mangelen på en overgangsordning gjør det mer risikabelt å gå i gang med kraftprosjekter her i landet, særlig for prosjekter som vil ta lang tid å utvikle. Dette illustreres av følgende sitat: «*Det kan være at man lar være å jobbe med gode prosjekter som man vet vil ta lang tid fordi man ser at man sannsynligvis ikke får realisert prosjektet innen 2020 – eller i hvert fall at det er stor risiko for at man ikke får gjort det. Så derfor tar man ikke sjansen*».

### 5.2.3 Samfunnsansvar

Kraftprodusentene utfører en grunnleggende funksjon i samfunnet og vi ønsket derfor å høre hvorvidt samfunnsansvar var en faktor i investeringsbeslutninger.

Tabell 11: Frekvenstabell samfunnsansvar

Samfunnsansvar	Informant
Generelt opptatt av samfunnsansvar	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Ikke direkte insentiv til utbygging	1, 2, 4, 5
Ønsker å bidra til oppnåelse av politiske mål	1, 2, 7

Det må presiseres at dette temaet var noe vi eksplisitt spurte aktørene om etter at vi hadde gitt de mulighet til å nevne andre relevante faktorer i forhold til hva som påvirker insentivet til investeringer. Ingen trakk i utgangspunktet frem samfunnsansvar som en viktig faktor, men samtlige aktører bekreftet at det var viktig for dem å vise samfunnsansvar. Tre av respondentene trakk frem at offentlig eierskap gjør at aktørenes virke kan sammenfalle med å vise samfunnsansvar. Det kom derimot tydelig frem at aktørenes samfunnsansvar ikke nødvendigvis er knyttet til utbygging av fornybar kraft.

### 5.2.4 Overføringskapasitet

I gjennomgang av datamaterialet så vi at aktørene vurderte begrensinger i kraftutvekslingsmulighetene for å være en innvirkende faktor på kraftprisen, og at det igjen har innflytelse på investeringsbeslutninger. Vi valgte derfor å videreføre temaet fra intervjuguiden til også å være en hovedkategori i presentasjonen av resultatene. Vi delte hovedkategorien inn i innenlands og utenlands kraftoverføring slik det fremgår av frekvenstabellen nedenfor.

Tabell 12: Frekvenstabell overføringskapasitet

Overføringskapasitet	Informant
<b>Til utlandet</b>	
Motiverer utbygging	2, 4, 5, 7
Prisstabiliserende effekt	1, 2, 4, 5, 7
Mulighet for høyere priser	1, 2, 4
Potensiale for å erstatte fossil kraft	2, 4, 6
Øker sikker levering	1, 2, 4, 7
<b>Innenlands</b>	
Motiverer utbygging	1, 2, 4, 5, 7
Avgjør hvor det er lønnsomt å bygge ut	1, 3, 4, 5

### **Kraftutveksling til utlandet**

Alle respondentene trakk frem overføringskapasitet til utlandet som sentralt for investeringsbeslutninger. En oppfatning som gikk igjen var et ønske om bedre forbindelse mellom Norge og utlandet, slik sitatet illustrerer: «*Vi skulle gjerne sett at de [planer om forbindelser til utlandet] var enda større enn det de er*».

Hovedmotivasjonen for aktørenes fokus på utlandsforbindelser var i stor grad knyttet til oppnåelse av høyere priser på kraft som produseres. Sitatene som følger representerer aktørenes oppfatning: «*Det er store forretningsmuligheter i å knytte seg til kontinentet for å få realisert høyere verdi av vannkraften*»; «*Overføringskabler [til utlandet] er helt klart viktig for å få en avkastning som er akseptabel*».

En annen, nært beslektet positiv effekt som ble trukket frem av fem respondenter var at utlandsforbindelser vil redusere risikoen ved nye investeringer. En aktør sa: «*Muligheten for å eksportere overskuddskraft i de våte årene vil ha en viktig prisstabiliserende effekt som gjør investeringene tryggere*».

Andre effekter, mindre knyttet til insentivet til investeringer ble også nevnt av flere informanter. Dette var relatert til at man først vil få en miljøeffekt dersom den økte andelen kraft kommer til erstatning for fossil kraft på kontinentet, og at økte overføringsmuligheter vil bedre forsyningssikkerheten i Norge.

Aktørene trakk frem enkelte hindringer for etablering av forbindelser til utlandet. For det første er det svært kostbart, og som følgende sitat viser er det utfordringer knyttet til selve prosessen med søknad og bygging: «*Det er en kamp om ressurser og konsesjonsressurser i NVE, det blir jo noen flaskehalsen rundt omkring og det er en utfordrende jobb*».

En aktør påpekte de negative følgene av at man eventuelt ikke får på plass nødvendige forbindelser: *«Da får du lavere priser, redusert utbytte til eierne, manglende insentiver for energieffektivisering og mange suboptimale konsekvenser»*. Den samme aktøren uttrykte også at det er behov for en endring i bransjen i forhold til ressursene som settes av fra myndighetenes, og selskapenes, side for å nå de målene som er satt: *«Hvis man ser på investeringstakten, både i kraftproduksjon og på nettinvesteringer, de siste årene opp mot den ønskede investeringstakten, så vil man se at et eller annet ikke går i hop»*.

## Kraftutveksling innenlands

### Utdrag fra tabell 12

Innenlands	Informant
Motiverer utbygging	1, 2, 4, 5, 7
Avgjør hvor det er lønnsomt å bygge ut	1, 3, 4, 5

Intervjuobjektene sa også at det innenlandske nettet legger føringer for investeringsbeslutninger. Slik følgende sitat viser: *«Det lokale og regionale nettet avgjør hvor det er aktuelt å bygge ny produksjon»*.

Det innenlandske nettets fysiske utspreddning begrenser hvor man kan bygge nye anlegg. Kapasiteten i enkelte områder er allerede utnyttet tett opp mot maksgrensen, slik at ny kraft ikke kan tilføres. Sitatet uttrykker aktørenes tanker rundt områder med begrensninger i kapasiteten: *«Innenfor et prisområde kan man få overskuddskapasitet hvis ikke kapasiteten i nettet er god nok og sånn sett senke prisen. Det gjør det mindre lønnsomt å investere der»*. En annen aktør uttrykker seg på en annen måte ved å påpeke at det vil være mer attraktivt å investere i områder dersom man får økte overføringsforbindelser: *«Det er klart at hvis man klarer å bygge ned flaskehalsen til områder med høyere pris så er det veldig positivt for lønnsomhetsvurderinger»*.

Hovedårsaken til at aktørene ønsker flere forbindelser både innenlands og til utlandet syntes å være klar. En aktør uttalte: *«Tar man vekk barrierene [i nettet] vil det slå positivt ut i form av høyere priser»*.

## 5.2.5 Rivalisering

Vi innlemmet aktørers atferd i intervjuguiden fordi vi ønsket å avdekke hvordan aktørene vurderer konkurransen i markedet, og hvordan den påvirker insentivet til investering.

Funnene våre tilsa at dette også er sentralt for informantene, og vi opprettet derfor kategorien «Rivalisering». Rivalisering er et vidt begrep og omfatter en rekke underkategorier, som frekvenstabellen under illustrerer.

Tabell 13: Frekvenstabell rivalisering

Rivalisering	Informant
<b>Lokalisering</b>	
Regionvis inndeling påvirker konkurransen	1, 4, 7
<b>Andre aktørers handlinger</b>	
Tar beslutninger uavhengig av andre aktørers enkeltprosjekter	2, 5, 6
Tar beslutninger i lys av makroeffekten	2, 4, 5, 6
<b>Magasinkapasitet</b>	
Økt betydning ved tilføring av uregulerbar kraft	1, 2, 4, 5, 6
Kan ikke påvirke pris	1, 3, 4, 5
Kan påvirke pris i perioder	1, 5

### Lokalisering

En faktor som demper konkurransen mellom de store vannkraftprodusentene er at de mer eller mindre holder til og produserer kraft i ulike regioner. Tre av de syv informantene påpekte at regionvis inndeling demper konkurransen ved utbygging av stor vannkraft, slik en aktørs utsagn viser: «Man har jo de store selskapene, der er det veldig liten samrøre knyttet til at noen vil utvikle prosjekter i en annen sitt område. Det er på en måte en regionvis inndeling, som ikke er formalisert eller skrevet ned noe sted».

### Andre aktørers handlinger

#### Utdrag fra tabell 13

Andre aktørers handlinger	Informant
Tar beslutninger uavhengig av andre aktørers enkeltprosjekter	2, 5, 6
Tar beslutninger i lys av makroeffekten	2, 4, 5, 6

Et annet moment som kom frem da det ble snakket om rivalisering var hvorvidt aktørene tok hensyn til andre aktørers agering i sine egne beslutninger. Tre av aktørene var tydelige på at de tror produsenter i beslutningstaking i liten grad vektlegger andre aktørers tilstedeværelse. Informantene skilte ikke mellom store eller små aktører i denne sammenhengen. De samme tre aktørene og ytterligere én informant sa seg imidlertid enig i at selv om de ikke tror produsentene i stor grad har fokus på andre aktørers enkeltprosjekter og dets påvirkning på dem selv, så er makroeffekten eller den indirekte effekten særdeles viktig. Med makroeffekt

menes det at summen av den samlede utbyggingen i kraftmarkedet vil ha en påvirkning på den forventede kraftprisen. Dette må ses i lys av sertifikatordningen som setter krav til at noe utbygging må skje. Utsagnet illustrerer hvordan de fire informantene tenkte rundt dette: «*Det er isolert sett ikke viktig hvilken pris andre får eller hva de driver med. Det viktige er den indirekte effekten andre aktører har på prisen*».

Således ser man at aktørene tror at produsenter tar innover seg rivalers atferd, men på et mer aggregert nivå. Enkelte av informantene uttrykte i denne sammenheng at deltakelse i utbygging av ny kraft da vil kunne skje for å minimere skadene som økt mengde kraft fører med seg, uttrykt ved følgende sitater: «*Så egentlig er det riktige å forsøke å tilrive seg mest mulig av sertifikatinntektene*» og «*Alle de store har ambisjoner om å ta sin del av kaka*». Dette antyder at informantene tror at store produsenter ser det som mest fornuftig å delta i utbyggingen selv fordi alternativet – å la være å delta – likevel ikke kan reversere de negative følgene.

## **Magasinkapasitet**

### **Utdrag fra tabell 13**

<b>Magasinkapasitet</b>	<b>Informant</b>
Økt betydning ved tilføring av uregulerbar kraft	1, 2, 4, 5, 6
Kan ikke påvirke pris	1, 3, 4, 5
Kan påvirke pris i perioder	1, 5

En siste faktor som flere av informantene nevnte, er at det å besitte magasinkapasitet setter en produsent i en spesiell posisjon i forhold til produsenter som ikke har det. Sertifikatordningen oppmuntrer til produksjon av særlig uregulerbar fornybar kraft. Fem av syv informanter tror det vil bli desto viktigere å besitte magasinkraft. De tror altså at det vil ha en ekstra verdi for en produsent å kunne produsere når de uregulerbare anleggene ikke kan det. Fire av informantene avkrefter imidlertid at magasinkapasitet kan brukes til å påvirke kraftprisen. En av informantene begrunner det med at det er så strenge regler for hvordan magasinet kan reguleres og at myndighetene ønsker å forhindre at noen aktører skal få markedsmakt. En annen respondent mener at de store kraftprodusentene ikke opererer slik, men at fokuset i sin helhet er på kontinuerlig vurdering av vannverdi og pris. En aktør tror det er lite sannsynlig at man ved magasinkapasitet kan påvirke pris innenfor et prisområde, og uttalte: «*Hvis et prisområde blir enda mindre enn det det er i dag, så vil en nok få enda større mulighet til å styre prisen i området fordi det er færre konkurrenter*».

En respondent påpekte imidlertid at en stor kraftprodusent i enkelte tilfeller må opptre ansvarlig overfor forsyningssikkerheten i sitt prisområde, og at det er sammenheng mellom en stor produsents produksjonsnivå og kraftprisen: «Hvis man sparer på vannet for å ha kraft utover våren og sånn sett er ansvarlige for å ikke skulle gå tom for vann, fører det til at kraftprisen går opp. Når en stor aktør produserer for fullt går prisene ned [i det aktuelle prisområdet]». En annen respondent mente at kraftprodusenter på et generelt grunnlag ikke kan påvirke kraftprisen, men mente dog at en stor produsent trolig kan påvirke prisen i perioder.

### 5.2.6 Forventninger til deltakelse

I denne utredningen forsøker vi å gå nærmere inn på hvorvidt kraftprodusenter har insentiv til å investere i fornybar kraft. For å sette funnene våre i perspektiv synes vi det er interessant å belyse utviklingen slik aktørene tror den blir.

Tabell 14: Frekvenstabell forventning til deltakelse

Forventninger til store aktørers deltakelse i utbygging	Informant
<b>Vannkraft</b>	
Begrenset mulighet for nye prosjekter i stor vannkraft	1, 3, 4, 6, 7
Oppgradering av eksisterende anlegg	1, 2, 3, 4, 6, 7
Småskala	1, 6
<b>Vindkraft</b>	
Positiv holdning til deltakelse	1, 2, 3, 5, 7
Negativ holdning til deltakelse	6
Stereke kamp om enkeltprosjekter i vindkraft	4, 5, 6
<b>Konsesjoner</b>	
Bekrefter opsjonsbasert tankegang i vindkraft	1, 3, 5, 6, 7
Mindre opsjonsbasert tankegang i vannkraft	1, 2, 3

Som man ser av frekvenstabellen tror våre informanter at de store aktørene særlig vil involvere seg i oppgradering og fornyelse av eksisterende anlegg. Et par tror også at noe småskala vannkraft vil bygges ut av de større aktørene, men at vi ikke vil se noe ny stor vannkraft. Flere av informantene hadde en positiv holdning til at man vil se utbygging av vindkraft. Det betyr ikke nødvendigvis at informantene tror at produsentene per dags dato har konkrete utbyggingsplaner, men de ser på vindkraft som en reell mulighet for store kraftprodusenter.

I tilknytning til utbygging av vannkraft nevnte fire av syv aktører at det er få mulige områder som er tilgjengelig for utbygging av stor vannkraft, slik følgende utsagn illustrerer: «*Det er vel sånn at 40 prosent av vassdragene i Norge er vernet [...] Så jeg tror ikke det finnes så mange steder hvor man kan bygge store vannkraftverk lenger*».

Mangel på områder for utbygging av stor vannkraft innskrenker naturlig nok mulighetene for etablering av nye anlegg. Flere aktører presiserte imidlertid at selv om utbygging av nye, store vannkraftverk er problematisk, kan en utbedring av de eksisterende være en mulighet, slik som sitatet viser: «*I stor vannkraft er jo det aller meste bygget ut allerede. Da er jo spørsmålet om man kan gjøre noen opprustnings- og utvidelsestiltak på det man allerede har*». Aktørene nevnte en rekke fordeler knyttet til å utbedre eksisterende anlegg, blant annet at utnyttelse av stordriftsfordeler og oppnåelse av en større volummessig effekt av utbyggingen i forhold til småkraftverk. Konkurransen for lokalisering av stor vannkraft ser ut til å være nærmest ikke-eksisterende, og det av naturlige årsaker.

Når det kommer til områder for lokalisering av nye vindkraftanlegg er konkurransen derimot sterk ifølge tre informanter. Aktørene presiserer at det er vanskelig å få tak i de «beste plassene», det vil si der det blåser mest. Således ser man at kamp om lokalisering er ulik for prosjekter som benytter forskjellig teknologi.

### ***Konsesjoner***

Et annet interessant funn var at flere av informantene bekreftet en «opsjonsbasert tankegang». Med det menes det at en aktør søker konsesjon om bygging av et kraftverk før han har tatt investeringsbeslutningen og på den måten sikrer seg muligheten til å bygge i fremtiden. Slik atferd vil gjøre konkurransen hardere og kan påvirke det antall utbygginger man faktisk vil se. Fem av syv aktører mente at dette foregikk i vindkraftbransjen. En aktør uttalte: «*Det er konkurranse innenfor vindkraft om å finne de beste stedene – der det blåser mest. Det er vanskelig å komme etter og få gode nok prosjekter.*» De fem informantene var samstemte i at for å sette opp en vindkraftpark er det nødvendig med gode vindforhold, men at utbygging av vindkraft er kostbart og foreløpig ikke en veletablert teknologi i Norge. Derfor mente informantene at man ser en tendens til at aktører sikrer seg områder og søker konsesjoner, uten at dette betyr at en faktisk investeringsbeslutning vil tas.

Tre informanter mente at opsjonsbasert tankegang nærmest er fraværende for store vannkraftprodusenter. En aktør forklarer det slik: «*Store selskap har vel mer en tradisjon for*



*å ønske å realisere det de går inn i og får konsesjon på. De har kapital, kunnskap og ingeniører – med andre ord gjennomføringsevnen».* En av informantene nevner også at konsesjonssøking for et stort vannkraftverk ser ut til å være mer omfattende og krevende enn for mindre prosjekter. Det kan tenkes at dette påvirker incentivet til å søke om konsesjon.

En aktør mente at kampen om de beste lokaliseringene for nye vindkraftprosjekter foregikk for noen år siden. *«Konkurransen nå handler nok først og fremst om å ha sikret seg de beste stedene tidligere».* Forklaringen på dette var at utbygging av vindkraft er en tidkrevende prosess og for å rekke ferdigstilling før fristen i 2020 burde man derfor ha konsesjonen på plass allerede.

## 6. Analyse av strategiske vurderinger

I de tre foregående kapitlene har vi vært gjennom ulike tilnærminger for å belyse hva som påvirker kraftprodusenters insentiver til å investere i fornybar kraft. I kapittel 3 tok vi for oss en enkel investeringsanalyse der vi avdekket hvilke faktorer teorien utpeker som viktige i en investeringsbeslutning og knyttet disse opp mot kraftmarkedet. I kapittel 4 presenterte vi en modell som tar for seg konkurranseforholdene i kraftbransjen og viser hva en stor kraftprodusent er tjent med å gjøre – delta i utbygging eller ikke – når han tar innover seg andre aktørers atferd. Tilslutt, i kapittel 5, la vi frem aktørenes faktiske tanker og strategiske vurderinger. Hensikten med denne delen er å finne sammenhenger og eventuelle ulikheter mellom det teorien predikerte og det aktørene selv sier. Ved å sette resultatene fra intervjuene i kapittel 5 opp mot de teoretiske perspektivene presentert i kapittel 3 og 4, søker vi å besvare problemstillingen vår som er:

*Hva påvirker insentivene til investeringer i utbygging av fornybar kraft, og hvilke strategiske vurderinger foretar store norske kraftprodusenter i denne forbindelse?*

I den første delen av diskusjonen skal vi konsentrere oss om faktorer knyttet til forhold ved kraftmarkedet og bedriftens eksterne omgivelser som påvirker insentivene til investering. I hvilken grad modellen vi satte opp og benyttet i kapittelet om den dominerende aktør er realistisk, og i tråd med aktørenes forventninger til deltakelse i utbygging, er tema for andre del av diskusjonen. Vi vil også diskutere strategiske vurderinger som kom frem under intervjuene, men som modellen ikke fanger opp.

### 6.1 Insentiver til investering

I investeringsanalysen fant vi at kraftprisen står svært sentralt i lønnsomhetsvurderinger av kraftprosjekter. En høy kraftpris vil utgjøre et betydningsfullt økonomisk insentiv til å foreta investeringer. Kraftprisen er uten tvil den variabelen det er knyttet størst usikkerhet til. Den fremtidige kraftprisen gjenspeiler kostnadene ved utbygging av ny kapasitet. Viktigheten av kraftprisen ble trukket frem av samtlige informanter under intervjuene. Det kom klart frem at aktørene er særlig opptatt av makroeffekten på kraftprisen i forbindelse med utbygging av fornybar kraft og at det i stor grad er forventninger til kraftprisen som styrer investeringsbeslutninger.

---

Den lovpålagte sertifikatordningen medfører at det totale tilbudet av kraft vil øke. Dette vil, i henhold til klassisk teori om tilbud og etterspørsel, medføre at kraftprisen går ned. En redusert kraftpris vil være til ugunst for kraftprodusentene og en kan ikke forvente at de i utgangspunktet stiller seg positive til å foreta investeringer.

Salg av grønne sertifikater er den rådende insentivordningen myndighetene legger opp til for å fremme investeringer i fornybar kraft. Sertifikatordningen skal stimulere til at tilstrekkelige investeringer faktisk blir gjennomført. Som vi så i investeringsanalysen blir usikkerheten knyttet til fremtidige inntekter merkbart redusert for støtteberettigede prosjekter som følge av sertifikatinntektene. I samtale med aktørene fikk vi bekreftet at sertifikatinntektene blir regnet med i lønnsomhetsvurderingene, men at det er summen av sertifikatpris og kraftpris som er avgjørende. Som nevnt tidligere skal sertifikatpris og kraftpris i teorien tilpasse seg hverandre slik at en lavere kraftpris følges opp av en høyere sertifikatpris, og omvendt. For enkeltprosjekter ser vi at sertifikatordningen i utgangspunktet utgjør et insentiv til investeringer. En rekke aktører uttrykte imidlertid tvil knyttet til om den teoretiske prisen faktisk vil oppnås. Avviket mellom teori og praksis begrunnes blant annet med ulike rammebetingelser i Norge og Sverige og at progresjonen i ordningen forhindres av lang konsesjonsbehandlingstid. Usikkerhet knyttet til ordningen svekker aktørenes insentiver.

En kraftprodusent må ta hensyn til hele sin portefølje når han skal foreta investeringer. En stor produsent må vekte de ekstra sertifikatinntektene opp mot prisnedgangen på hele sin eksisterende produksjon. For store aktører som nesten utelukkende har produksjon som ikke er støtteberettiget vil derfor effekten av redusert kraftpris veie tyngre. Dersom man ser et prisfall i markedet vil sertifikatordningen på dette punktet favorisere mindre aktører, og en ser at insentivet til investering i fornybar produksjon blant store kraftprodusenter dempes.

Overføringskapasitet er ikke en del av den opprinnelige investeringsanalysen, men under intervjuene kom det frem at overføringskapasitet er tett knyttet opp mot kraftprisen og at temaet står sentralt for aktørene. Det syntes å være enighet om at forbedret kraftutveksling både innenlands og til utlandet er en nødvendig forutsetning som må på plass for at man skal ha insentiv til å investere.

I grunnmodellen vi satte opp i kapittel 4 så vi at muligheter for eksport og import i utgangspunktet har motsatte effekter på prisen. Eksport vil i teorien utgjøre et insentiv i form av økt kraftpris. Samtlige aktører er enige i at overføringsmuligheter påvirker insentivet til

utbygging av fornybar kraft. Hovedårsaken til dette ser ut til å være i tråd med våre funn i intervjuene, nemlig frykt for at prisene går ned som følge av økt tilbud fordi man ikke får sendt kraften ut. Dette gjelder for det norske kraftmarkedet som helhet men ikke nødvendigvis innenfor hvert enkelt prisområde. Ut i fra det aktørene sa, virker det som eksport er knyttet til insentivet for investering, mens import i større grad er viktig for andre hensyn.

I teorien vil løsningen på overskuddsproblemet være netto krafteksport ut av det norske markedet. Aktørene ser ut til å være enige i dette og ser på eksport til utlandet som en stor forretningsmulighet. Det virket imidlertid ikke som respondentene hadde en forventning til at dagens overføringsforbindelser kan kompensere for den forventede reduksjonen i kraftprisen. Respondentene uttrykte et ønske om at planene for overføringsforbindelser gjerne skulle ha vært mer omfattende enn de er i dag. Problemet er imidlertid at det er svært kostbart å bygge overføringsforbindelser og at det er en langvarig prosess, hvilket respondentene var innforståtte med. Dagens overføringsforbindelser og planer for utbedring ser således ikke ut til å gi tilstrekkelig insentiv til å bygge ut mer fornybar kraft. Aktørene gav uttrykk for at bedre overføringsforbindelser, som kan bidra til mer stabile og høyere priser, er den viktigste faktoren som kan bidra til å begrense den forventede prisreduksjonen. Således ser man at forbedring av overføringsforbindelsene vil påvirke viljen til å investere i fornybar kraft for produsentene.

Selv om inntektssiden av lønnsomhetsvurderingene i kraftbransjen syntes å veie tyngst spiller også kostnader en viktig rolle. Investeringsanalysen trakk frem investeringskostnad, avkastningskrav og tidshorisont som betydningsfulle faktorer i lønnsomhetsvurderinger. Disse faktorene ble bekreftet som viktige av aktørene under intervjuene. Ut ifra det som ble sagt virker det som disse faktorene oppfattes som relativt stabile og like for alle aktørene og de ble ikke beskrevet nærmere. Det kan dermed se ut til at investeringskostnad, avkastningskrav og tidshorisont i mindre grad er førende for insentivene til investering.

En kostnadsrelatert faktor som ble trukket frem var finansiering. Denne faktoren går ikke direkte på insentivet til å foreta investeringer, men vi går ut ifra at investeringsevnen har noe å si for hvorvidt en har insentiv til å investere i utgangspunktet. Selve investeringskostnaden kan utgjøre over 75 prosent av de totale kostnadene og denne må produsentene ut med i forkant av prosjektstart. Basert på svarene fra intervjuene ser det ut til at de store aktørene har en kapitalmessig fordel fordi de er en stor aktør i forhold til små aktører. En stor aktør vil

---

kunne dra nytte av sin solide posisjon i markedet og har lettere for å innhente kapital. Høyere investeringsevne utgjør trolig et insentiv for store aktører.

En annen interessant faktor knyttet til finansiering er eierskapsstrukturen i den norske kraftbransjen. Flere aktører presiserte at offentlig eierskap kan påvirke investeringsmulighetene til en stor kraftprodusent. Mange av de store kraftprodusentene er mer eller mindre offentlig eid og må dermed levere en jevn strøm av utbytte, noe som reduserer investeringsevnen. På dette punktet er det tvil om offentlig eierskap øker eller reduserer insentivet til å foreta investeringer. Årsaken til det er at aktørene på den ene siden oppfordres, og på en måte forpliktes til å investere for å oppnå politiske mål, men på den andre siden begrenses de av økonomiske rammebetingelser fra samme instans.

Teknologiutvikling kan potensielt gjøre at kostnadsstrukturen endrer seg, og på den måten gjøre det mer attraktivt å foreta investeringer. Innenfor den relevante tidshorisonen ser det imidlertid ikke ut til at aktørene forventer endringer på dette området. Det ser dermed ut til at teknologiutvikling i liten grad påvirker insentivet til investeringer.

Forfatterne tenkte at et ønske om å vise samfunnsansvar, i lys av at kraft spiller en avgjørende rolle i dagens samfunn, kunne påvirke kraftprodusentenes insentiver til investering. Under intervjuene fant vi imidlertid at dette liten grad virker inn på investeringsbeslutninger.

Det syntes å være godt samsvar mellom teori og praksis i lønnsomhetsvurderinger av kraftprosjekter. Investeringsanalyse er en svært grunnleggende og velutprøvd metode, man kan derfor ikke forvente at svarene skal avvike mye fra denne. En forklaring på at vi har fått ganske like svar fra aktørene på de fleste punktene kan være at de store norske kraftprodusentene befinner seg i relativt like posisjoner, og at konkurranseforholdene oppfattes å være mer eller mindre identiske for alle.

## 6.2 Deltakelse i utbygging

Som vi har sett i den foregående diskusjonen har aktørene i kraftbransjen ikke utelukkende klare insentiver til å investere i fornybar kraft. Det kan se ut til at store aktører vil se flere umiddelbare ulemper enn fordeler ved å få en økt andel fornybar kraft inn i markedet. Myndighetenes bestemmelser krever imidlertid at en gitt mengde investeringer foretas

gjennom opprettelsen av kvotekurven. For aktørene i kraftmarkedet betyr dette at de må foreta en vurdering av hvorvidt de ønsker å delta i denne utbyggingen eller ikke.

### **6.2.1 Vurdering av modellen om den dominerende aktør**

I kapittel 4 tok vi for oss en teoretisk modell som viste hvordan muligheten for å utøve markedsrett kunne ha innvirkning på prisen, og dermed insentivet til å investere i kraftutbygging for en stor kraftprodusent. Vi analyserte to scenarier innenfor et prisområde. I første tilfelle stod småaktører for all utbygging, og i det andre tilfellet stod en stor aktør for all utbygging. Man så at den store aktøren vil komme mest fordelaktig ut dersom han deltok i utbyggingen av fornybar kraft selv, fremfor å overlate utbyggingen til gruppen av små aktører. Som tidligere nevnt bygger modellen imidlertid på en rekke forenklete antakelser. Vi vil derfor i det følgende sammenstille aktørenes uttalelser med teorien for å gjøre en vurdering av hvorvidt det er samsvar mellom teorien og hvordan aktørene selv tenker.

#### *Aktørenes syn på markedsrett*

I modellen la vi til grunn at de store aktørene hadde markedsrett som følge av en høy markedsandel og besittelse av regulerbar produksjon. Et interessant funn vi gjorde er imidlertid at aktørene selv hevder at de store kraftprodusentene ikke kan påvirke kraftprisen, selv om de har magasiner og kan regulere produksjonen sin. Med andre ord avkrefter våre informanter tilsynelatende at de store kraftprodusentene har markedsrett. Hvis dette er tilfelle vil resultatet fra modellen om den dominerende aktør i kapittel 4 ikke være gyldig. Om det er slik at kraftprodusentene faktisk har markedsrett, er det imidlertid neppe noe de vil vedkjenne seg. Årsaken til dette er at markedsrett i et forbrukerperspektiv er en klar ulempe, og myndighetene forsøker derfor å unngå at aktører kan utøve markedsrett. Vi ønsker å komme med en mer utførlig diskusjon rundt temaet markedsrett fordi enkelte uttalelser kan tyde på at aktørene har et bevisst forhold til prispåvirkning, selv om de ikke mener at de har markedsrett.

Flere av aktørene mente at en stor kraftprodusent ikke kan påvirke kraftprisen. Det ble blant annet sagt at det å påvirke pris rett og slett ikke er en problemstilling for de store aktørene. Likevel ble det nevnt at aktørene har en kontinuerlig vurdering av vannverdi, og at produksjon vil foregå når kraftprisen er høy, og utsettes når kraftprisen er lav. Uttalelsen er i tråd med modellen vi satte opp i kapittel 4, og viser at aktørene har en strategisk tankegang rundt flytting av vann mellom perioder. Dette kan indikere at selv om aktørene ikke

---

nødvendigvis har som formål å forsøke å påvirke prisen i en fordelaktig retning, kan resultatet av handlingene deres likevel bli at man påvirker prisen. På bakgrunn av dette er det grunn til å tro at vår diskusjon rundt en strategisk vurdering av vannverdien og mulighet for utøvelse av markedsrett er reell. Det bør nevnes at hvor mye man kan påvirke prisen vil imidlertid avhenge av flere faktorer, blant annet magasinkapasitet og konkurranseforhold.

Et annet funn vi avdekket er at enkelte aktører tror det faktisk at kraftprodusentene i stor grad er lokalisert i ulike regioner, legger en demper på konkurransen. Dette er ytterligere én faktor som trekker i retning av at det ikke er urimelig å anta at noe markedsrett forekommer hos de største kraftprodusentene. Det ble også trukket frem at i et mindre prisområde, vil man ha en relativt større evne til å påvirke prisen, og dermed er utsikten for å utøve markedsrett bedre. Dette kan relateres til diskusjonen om markedsrett i kapittel 4. Der argumenterte vi for at muligheten for markedsrett er større innenfor hvert enkelt prisområde enn dersom man ser alle områdene under ett. Igjen viser dette at selv om informanten avkrefter muligheten for å påvirke pris, ser informanten imidlertid at det er en mulighet for det. Dette er i så fall i overensstemmelse med modellen om den dominerende aktøren, hvor handlingene foregår i et fiktivt, men representativt prisområde.

Muligheten for utøvelse av markedsrett påvirkes ikke bare av størrelsen på markedet, men kan også variere mellom ulike perioder. Til tross for at aktørene selv ikke mener at store kraftprodusenter har mulighet til å utøve markedsrett, kan det argumenteres for at utnyttelse av markedsrett forekommer i enkelte perioder. Med perioder menes her enkelte timer i døgnet eller tider på året der det er særskilt avvik mellom tilbud og etterspørsel, for eksempel knyttet til ekstremkulde. Dette ble bekreftet av én respondent som mente at en stor produsent antakelig kan legge føringer for prisen i sitt prisområde i situasjoner der han må sikre kraftforsyningen, nettopp fordi produsenten er største aktør. Utsagnet tyder på at store aktører helt reelt påvirker prisen i perioder. Ingen av aktørene påpekte at det er mulig å ha markedsrett i bare én eller noen få timer. En aktør nevnte dog at vannverdien vurderes «kontinuerlig». En rimelig tolkning av dette er at vurderingen skjer hver time fordi kraft handles på timesbasis på Nord Pool Spot. Dette indikerer igjen at kraftprodusentene har mulighet til å påvirke prisen i perioder.

Flere aktører nevnte at de tror at sertifikatordningen vil føre til en økt andel uregulerbar kraft. Noen av aktørene tror tilførsel av uregulerbar kraft vil øke verdien av den regulerbare kraften. Årsaken til dette er at når regulerbar kraft blir en relativt knappere faktor vil det å

inneha magasiner få større verdi, fordi de som besitter magasiner kan produsere når behovet er størst. På bakgrunn av dette ser det ut til at sertifikatordningen bidrar til å øke den relative evnen til å påvirke pris for aktører som besitter magasin. Dette er fordelaktig for den store aktøren. Resonnementet holder for øvrig kun når andelen regulerbar kraft holdes konstant eller øker mindre enn andelen uregulerbar kraft.

Det ble også nevnt en annen effekt av at andelen uregulerbar kraft øker, nemlig at vannverdien reduseres. Dette er i tråd med modellen om den dominerende aktør og må sees i sammenheng med aktørenes forventning til lavere kraftpris, som følge av at markedet utvides. En prisnedgang er ikke gunstig for kraftprodusentene.

Ved første øyekast kan de se ut til at de to oppfattelsene om konsekvensen av en økt andel uregulerbar kraft er motsigende. Det er imidlertid ikke tilfelle. Det første utsagnet refererer til den strategiske verdien ved å besitte magasiner i perioder der uregulerbar kraft ikke kan dekke markedsetterspørselen. Det andre utsagnet referer til at når andelen uregulerbar kraft øker, vil en aktør med magasin ha insentiv til å spare mer vann til perioder der uregulerbar kraft i mindre grad kan tilbys, og vannverdien går ned i denne perioden. Når tilbudet øker, går prisen ned. Ut ifra hva aktørene selv sa virker det som om de tror priseffekten vil dominere den relative betydningen av regulerbar kraft. Dette betyr at effekten av økt evne til å påvirke kraftprisen «spises opp» av en lavere kraftpris, hvilket igjen tyder på at markedsmakten likevel ikke vil øke når andelen uregulerbar kraft vokser.

Aktørene trakk frem myndighetsregulering som en naturlig barriere for utøvelse av markedsmakt. Dette ser ut til å være en reell faktor å ta i betraktning da myndighetene opererer med restriksjoner for hvor mye vann som kan lagres i magasinet til enhver tid. Slike restriksjoner reduserer muligheten for å utøve markedsmakt. I grunnmodellen antok vi at aktørene ikke hadde noen begrensninger i lagringskapasiteten, hvilket er svært forenklende. Senere i kapittelet tok vi imidlertid høyde for dette. Vi fant at begrensning i magasinkapasitet vil redusere mulighet for å utøve markedsmakt. Således ser man at det er samsvar mellom det aktørene sa og det teorien viser.

### ***Forholdet mellom store og små aktører***

I modellen argumenterte vi for at det finnes én dominerende aktør og flere småaktører – halehenget – innenfor et prisområde. Ifølge teorien vil en dominerende aktør sette sin pris



---

basert på den responsen han forventer fra småaktørene samlet sett. Det er interessant å se om aktørene selv opplever at store kraftprodusenter faktisk utøver slik atferd.

Under intervjuene sa flere av informantene at kraftprodusentene ikke er opptatt av hva andre aktører isolert sett foretar seg. Basert på dette kan det virke som kraftprodusenter ikke påvirkes av andre aktører eller bryr seg om hvordan andre aktører påvirker dem. Således skulle man tro at de store kraftprodusentene nærmest har en form for monopolstilling. Det kom imidlertid frem at flere av informantene mente at kraftprodusentene blir påvirket av makroeffekten av den samlede utbyggingen. Man ser da at selv om produsentene ikke påvirkes av enkeltagering fra andre, bryr de seg om den aggregerte effekten av konkurrenters atferd, akkurat slik som den store kraftprodusenten tok hensyn til halehenget i modellen om den dominerende aktør. Slik ser man at kraftprodusentene har en atferd som tilsvarer en dominerende aktørs atferd. Dette indikerer et samsvar mellom vårt teoretiske grunnlag og de faktiske forholdene.

### *Forventninger til deltakelse*

Under intervjuene spurte vi aktørene om de så for seg at store kraftprodusenter vil delta i utbygging fremover, og i så fall på hvilken måte. Det må presiseres at det her er snakk om forventninger og at det ikke er gitt at forventningene sammenfaller med det faktiske utfallet.

Den teoretiske modellen kom frem til at store aktører vil se på det som en fordel at de selv står for utbyggingen. I tråd med teorien trodde samtlige informanter at store aktører vil se på det som fordelaktig å delta. Flere informanter sa at de tror at kraftprodusentene vil ønske å tilrive seg «en del av kaka» da produsentene tar for gitt at utbygging vil skje, enten det er ønskelig eller ei, som et resultat av myndighetenes bestemmelser. For en stor produsent fant vi videre i modellen at utbygging av småskala vannkraft vil gi et bedre resultat enn utbygging av vindkraft.

Den teoretiske modellen baserte seg på utbygging av småskala vannkraft. På dette punktet observerte vi et avvik i forhold til modellen. Det viste seg at aktørene i mindre grad tror store aktører vil stå for utbygging av småkraft. Kun to informanter trodde at de store kraftprodusentene kommer til å delta i form av småkraftverk. Ingen informanter tror det kommer til å bli bygget ut flere magasinkraftverk fordi det ikke finnes egnede områder for dette i Norge.

Vi fant at den dominerende aktøren vil ønske å delta i utbyggingen av vindkraft, fremfor at småaktørene bygger ut. De fleste aktørene ser ut til å dele oppfatningen om at utbygging av vindkraft blant store aktører vil forekomme. Et usikkerhetsmoment er likevel at norske kraftprodusenter per dags dato har liten erfaring med drift og utbygging av vindkraft. Selv om våre informanter uttrykte at de tror at store kraftprodusenter vil involvere seg i vindkraft, så vi likevel en noe avventende holdning. Dette gjenspeiles i at de store aktørene – så vidt våre informanter opplyste – har få konkrete planer om utbygging av vindkraft. Vi fant videre at dersom småaktørene bygger ut vindkraft i stedet for vannkraft vil det føre til et dårligere utfall for den store aktøren.

Et annet moment som ble trukket frem i forbindelse med vindkraft var at små aktører ikke har den nødvendige kapitalen som trengs for å foreta investeringene. Respondentene forventer derfor en konsolidering blant små kraftprodusenter og at de mindre produsentene vil forsøke å selge prosjekter til, eller samarbeide om prosjekter med, større aktører. Dette støtter opp om forventningen til at store aktører vil stå for utbygging av vindkraft.

Hittil har vi tatt for oss utbygging av nye vannkraftverk og nye vindkraftverk. Det syntes imidlertid å være enighet blant respondentene om at det mest aktuelle for store kraftprodusenter er å delta i form av oppgradering av eksisterende vannkraftanlegg. Grunnen til at aktørene ser på oppgradering av eksisterende anlegg som mest aktuelt, er at det gir et kostnadmessig fortrinn ved utnyttelse av stordriftsfordeler i tilknytning til eksisterende anlegg. I tillegg kan oppgradering av et stort anlegg trolig resultere i en større andel ny produksjon enn opprettelse av ett eller flere nye småkraftverk, dette var noe flere aktører påpekte. Selv om vi ikke modellerte oppgradering av eksisterende anlegg direkte, vil grunnmodellen likevel kunne beskrive situasjonen. Utfallet vil være knyttet til når den ekstra kraften kan produseres. Dersom det er snakk om å oppgradere regulerbare anlegg vil vindkraftutfallet være beskrivende. Årsaken til det er at regulerbar kraft kan produseres i begge perioder, i likhet med vindkraft slik det er antatt i modellen. Dersom det er oppgradering av uregulerbare anlegg vil småkraftutfallet være mest dekkende fordi uregulerbar kraft antas i modellen å bare kunne produseres i en av periodene.

Vi har nå sett at de store aktørene vil ønske å delta i utbygging, både fra et teoretisk perspektiv og ut ifra aktørenes egen oppfattelse. I motsetning til modellen om den dominerende aktøren er deltakelse i form av vannkraft eller vindkraft i realiteten ikke

---

gjensidig utelukkende. Aktørene har gitt uttrykk for at de forventer utbygging av både vind og vann, men at det er knyttet mindre usikkerhet til utbygging av vannkraft.

### *Oppsummering*

Som vist over avkrefter informantene tilsynelatende at kraftprodusentene har markedsrett, men de kommer imidlertid med andre utsagn som argumenterer for at noe markedsrett trolig er å finne blant de største kraftprodusentene. På bakgrunn av de ovennevnte argumentene virker det rimelig å anta at de største kraftprodusentene kan ha noe markedsrett. Basert på svarene vi fikk fra aktørene ser det ut til at forholdet mellom den dominerende aktøren og småaktørene er som antatt i modellen. Vi fant at de store kraftprodusentene opptrer som en dominerende aktør. Således ser det ut til at de viktigste antakelsene i modellen holder. Det ser ut til å være et relativt godt samsvar mellom aktørenes forventninger til utbygging av fornybar kraft og modellens resultat. Aktørene uttrykker imidlertid en litt avventende holdning til utbygging av vindkraft. Å bruke modellen om den dominerende aktøren for å kunne si noe om aktørenes insentiver til å investere i kraftbransjen ser ut til å være legitim.

### **6.2.2 Opsjonsbasert tankegang**

I modellen om den dominerende aktøren så vi kun på aktørenes insentiv til å investere basert på kraftprisen. Modellen tar ikke høyde for strategiske vurderinger ut over evnen til å påvirke pris. Vi fant at det vil være mer lønnsomt å bygge ut småskala vannkraft enn vindkraft. At aktørene likevel viser interesse for utbygging av vindkraft, men venter med å ta investeringsbeslutninger, kan bety at de anser det som strategisk viktig å sikre seg en eventuell god posisjon i dette markedet. Under intervjuene kom det frem at konsesjoner blir brukt som et verktøy i strategisk posisjonering.

Noen av våre respondenter mente at det å sikre seg konsesjonsrettigheter er en reell trend. Her oppfattet imidlertid aktørene at det er forskjell på vind- og vannkraft. Enkelte av informantene mente at man ikke benytter konsesjoner som opsjoner innen vannkraft fordi det er liten usikkerhet knyttet til utbygging av vannkraftprosjekter. Som det har blitt påpekt tidligere er det større usikkerhet knyttet til utbygging av vindkraft. Hittil er lite vindkraft bygget ut i Norge, hvilket betyr at det er relativt mange prosjekter å ta av. Disse faktorene gjør at aktørene ser nytten av å benytte seg av konsesjonsopsjoner innen vindkraft, uten at det ble spekulert i hvorvidt store aktører vil følge en slik strategi. Det ser ut til at noen

aktører i vindkraftsegmentet ønsker å sikre seg muligheten til å bygge ut vindkraft, men venter med å ta den endelige investeringsbeslutningen. Som tidligere nevnt er strategi et sensitivt tema, og det er ikke å forvente at slik opportunistisk atferd ville bli bekreftet.

Den noe avventende holdningen til utbygging av vindkraft kan forklares ut i fra to ulike teoretiske perspektiver; opsjonsteori og spillteori. Opsjonsteorien fokuserer på at usikkerhet knyttet til fremtidig pris gjør at aktørene ser verdien av å vente med å foreta investeringer. Om mulig vil aktørene ønske å bygge ut gradvis i moduler for å lære av utviklingen man ser i markedet (Bearly, Myers, & Marcus, 2011). En slik tankegang innen vindkraftbransjen virker ikke urimelig da det forventes en prisnedgang som følge av innføringen av grønne sertifikater.

En annen måte å vurdere den avventende holdningen på kan baseres på strategisk litteratur om spillteori. Usikkerheten består i å ha en rasjonell opponent. Ifølge Stackelbergs duopolmodell vil en aktør som handler først dra nytte av å ha førstetrekksfordel fordi en rasjonell opponent tar sin konkurrents handling med i sin beslutning (Pindyck & Rubinfeld, 2009). Ved å bygge ut først eller sikre seg konsesjoner vil en aktør kunne påvirke andre konkurrenters beslutninger og på den måten sette seg selv i en gunstig situasjon. Dette er i tråd med aktørenes utsagn om at mange besitter vindkraftkonsesjoner uten at de nødvendigvis kommer til å benytte seg av de.

Hvorvidt aktørene tenker i tråd med opsjonsteori eller spillteori skal vi ikke gå nærmere inn på, men begge innfallsvinkler ser ut til å passe med utbygging av vindkraft i Norge.

Et element som reduserer insentivet til å besitte opsjoner er imidlertid sertifikatordningens levetid. Dette var noe aktørene også påpekte i forbindelse med at tidsfristen for å komme med i ordningen ligger såpass nært frem i tid. Kraftbransjen preges som nevnt av lang ledetid. Fra prosjektplanlegging til ferdig anlegg tar det ofte flere år, avhengig av anleggets størrelse. Enkelte aktører uttrykte at det ikke vil være mulig å komme opp med nye prosjekter innen vindkraft om man skal rekke fristen i 2020 på grunn av lang konsesjonsbehandlingstid. Dette gjelder særlig for store prosjekter. Det ble også sagt at konkurransen om de beste prosjektene foregikk for en tid tilbake. Til sammen tyder dette på at sertifikatordningen begrenser aktørenes opsjonstankegang. En kan for øvrig spørre seg selv om sertifikatordningen er det eneste som påvirker en eventuell opsjonsbasert tankegang.

Det er ikke usannsynlig å tro at aktørene har et lenger tidsperspektiv enn 2020, i så måte skulle man tro at en opsjonsbasert tankegang også er interessant i dag.

Det kan se ut til at posisjonering i vindkraftmarkedet gjennom konsesjonsopsjoner er en reell strategisk vurdering for kraftprodusentene. Det faktum at det er søkt om konsesjoner for nesten 80 TWh vindkraft (NVE, 2012b), langt over den ønskede mengden fornybar kraft som skal bygges ut, vitner om at mange aktører har sikret seg posisjoner i dette markedet. Årsaken til at man sikrer seg posisjoner ser ut til å være på grunn av usikkerhet knyttet til utviklingen i vindkraftbransjen. Konsesjonsrettighetene påvirker aktørenes mulighet, og dermed også insentiver til investering i fornybar kraft.

## 7. Avslutning

### 7.1 Konklusjon

En del av problemstillingen rettet seg mot insentivene store norske kraftprodusenter har til å foreta investeringer i fornybar kraft. I denne oppgaven har vi funnet at produsenter anser kraftprisen som den avgjørende faktoren i investeringsbeslutninger. Kraftprisens sentrale rolle gir grunn til å tro at insentivene til investeringer er sterkt knyttet til denne.

Myndighetene har bestemt at andelen fornybar kraftproduksjon i Norge skal øke. Dersom den ekstra andelen kraft ikke finner en ny anvendelse vil det føre til en reduksjon i kraftprisen. Produsentene stiller seg i utgangspunktet lite villige til å foreta investeringer fordi en reduksjon i kraftprisen reduserer verdien av hele deres eksisterende produksjonsportefølje. De økonomiske konsekvensene blir større for en stor produsent i forhold til en liten produsent.

For å motvirke de negative effektene har ordningen med utstedelse av grønne sertifikater blitt opprettet. Både investeringsanalysen og samtaler med aktørene viste at sertifikatene isolert sett vil gi insentiv til å foreta investeringer i enkeltprosjekter, men det er tvil blant aktørene om ordningen vil fungere som den er tiltenkt. Sertifikatinntektene vil ikke veie opp for det samlede tapet som oppstår ved en prisnedgang, og fremstår dermed ikke som et sterkt nok insentiv for store aktører til å investere i fornybar kraft.

Det syntes å være enighet om at forbedring av innenlands nett og økt overføringskapasitet til utlandet vil kunne redusere prisnedgangen. Aktørene tror tilstrekkelig nettutbygging kan utjevne den negative priseffekten, og øke insentivet til å investere i fornybar kraft. Utfordringen er å få plass overføringsforbindelser da det er både kapital- og tidkrevende.

På bakgrunn av det ovennevnte ser vi at store kraftprodusenter i utgangspunktet ikke har helt klare insentiver til å foreta investeringer. Det er imidlertid slik at myndighetene, gjennom opprettelsen av kvotekurven, har bestemt at utbygging skal forekomme. Dette dreier problemstillingen over til å angå hvorvidt store aktører finner det fordelaktig at de selv står for utbyggingen, eller ikke. Med andre ord, om strategiske vurderinger kan gjøre at de likevel ønsker å foreta utbygging de tilsynelatende ikke finner fordelaktig.

---

Kraftmarkedets struktur åpner for at store aktører har noe markedsmakt. Vår teoretiske modellering av markedet viste at dominerende aktører, gjennom strategisk utøvelse av markedsmakt kan påvirke kraftprisen slik at de finner det mer fordelaktig å stå for utbygging selv. Vi fant støtte til dette resultatet under intervjuene med aktørene. Selv om deltakelse i utbygging ikke virker som det mest rasjonelle i utgangspunktet, foretar de store kraftprodusentene en strategisk vurdering og bruker sin markedsmakt til å påvirke kraftprisen til egen fordel. Dette støtter opp om vårt funn om at kraftprisen er sentral for insentivene til investering i fornybar kraft.

Forventninger til deltakelse gjenspeiles i den noe lunkne holdningen aktørene har til utbygging. Aktørene vil først gå for de minst risikofylte alternativene og oppgradere eksisterende anlegg. Utbygging av småkraft ser ut til å være mindre attraktivt for store aktører. Mange holder muligheten for utbygging av vindkraft åpen og følger utviklingen tett ved å posisjonere seg i dette markedet. Det ser ut til at en opsjonsbasert tankegang er en strategisk vurdering som er utbredt innen vindkraftbransjen.

## 7.2 Fremlegg til videre forskning

Resultatene fra analysen kan bidra til å øke bevisstheten rundt insentivene til investeringer som foreligger i kraftbransjen. Våre funn kan være av interesse for både små og store produsenter, samt for regulatorer i kraftbransjen. Det er imidlertid flere videre undersøkelser som kunne vært interessant å utføre.

Vår oppgave har tatt for seg de store produsentene på det norske kraftmarkedet. Som vi har nevnt flere ganger i utredningen er det slik at den norske kraftbransjen består av et betydelig antall små produsenter i tillegg til de største. Å se hvilke insentiver en liten aktør har til å bygge ut fornybar kraft kan derfor også være interessant.

Videre har denne utredningen i hovedsak fokusert på produsenter av vannkraft. Det er imidlertid en enighet i kraftbransjen om at mye av den fornybare kraften som vil bygges også vil være vindkraft. Det er allerede gitt svært mange konsesjoner for vindkraft, men mye av det som er søkt er fortsatt ikke bygget ut. Det vil derfor være interessant å undersøke nærmere hva som ligger bak insentivene for å bygge ut vindkraft og om produsenter av vindkraft tenker annerledes enn vannkraftprodusenter. Vi fant i vår utredning at det er en

tendens til strategisk tenkning rundt anskaffelsen av konsesjoner, dette kan være en annen interessant problemstilling å ta for seg.

Denne utredningen har ikke tatt for seg i hvilket land – Norge eller Sverige – utbyggingen av fornybar kraft vil finne sted. Dette kan være en ytterligere spennende innfallsvinkel.

I lys av sertifikatordningen ser man at mye av den fornybare kraften som bygges ut vil være uregulerbar. I et samfunnsøkonomisk perspektiv kunne derfor et siste interessant moment være å undersøke hvilke effekter dette vil ha for forsyningssikkerheten.

### 7.3 Svakheter

Vi har gjennom arbeidet med oppgaven tatt en del forutsetninger og valg som kan ha påvirket resultatene vi har funnet. Vi har forsøkt å holde forutsetninger så realistiske som mulig, og vi har forsøkt å være nøyaktige i analysen. Likevel vil en oppgave av denne art alltid ha noen usikkerhetsmomenter og svakheter. I denne delen vil vi kort påpeke noen momenter som kan ha bidratt til å påvirke funnene våre, i hovedsak knyttet til modellen om den dominerende aktør.

I forbindelse med modellen om den dominerende aktør presentert i kapittel 4 forutsatte vi at den store aktøren har markedsrett. I virkeligheten er det imidlertid ikke sikkert at dette stemmer. Vi forutsatte videre at markedsandel er tilstrekkelig for å bestemme markedsrett, men om de største aktørene faktisk har stor nok markedsandel er også usikkert. Dersom antakelsen om markedsrett er uriktig kan man stille spørsmålsteget ved resultatene ved modellen om den dominerende aktør. Tatt i betraktning at en aktør kan ha markedsrett så kort som bare én eller få timer innenfor sitt eget prisområde, tror vi likevel at modellen kan gi en valid tolkning.

En annen viktig faktor i modellen er priselastisiteten i etterspørselen. Uten å innhente data om konsum av kraft kan man ikke fastsette de eksakte etterspørselsforholdene. Vår tolkning av etterspørselskurvene i de ulike periodene har påvirket utfallet av modellen. Det er viktig å presisere at en annen tolkning kunne gitt et annet svar. Etterspørselskurvene i modellen er imidlertid basert på informasjon om konsum av kraft i Norge og vi mener at vi således har gjort en realistisk tolkning.



I modellen om den dominerende aktør antok vi videre at uregulerbar kraft bare kan produseres i én av periodene. I virkeligheten vil det imidlertid være mulig å produsere uregulerbar kraft hele året, men relativt sett i mindre grad om vinteren enn om sommeren.

I en kvalitativ analyse vil naturlig nok forfatterens utforming av metode for datainnsamling samt tolkning av dataene kunne påvirke resultatet. I denne forbindelse viser vi til diskusjonen om dataens kvalitet i avsnitt 5.1.4.

## 8. Kilder

Barney, J. B. (2007). *Gaining and Sustaining Competitive Advantage* (3. utg.). Ohio, USA: Pearson Education.

Bearly, R., Myers, S., & Marcus, A. (2011). *Fundamentals of Corporate Finance* (6. utg.). New York, USA: McGraw-Hill Irwin.

Besanko, D., Dranove, D., Shanley, M., & Schaefer, S. (2010). *Economics of Strategy* (5. utg.). New Jersey, USA: John Wiley & Sons.

European Wind Energy Association. (2009). *Economics of Wind Energy*. European Wind Energy Association.

ECON Analyse. (2004). *Overvåkning av markedsrett i kraftmarkedet*. Konkurransetilsynet og NVE .

Kvale, S., & Brinkmann, S. (2010). *Det kvalitative forskningsintervju*. Oslo, Norge: Gyldendal Norsk Forlag.

Konkurranselovutvalget. (2003). *Norges offentlige utredninger. Ny konkurranselov*. Hentet mai 25, 2012 fra Regjeringen.no:  
<http://www.regjeringen.no/Rpub/NOU/20032003/012/PDFS/NOU200320030012000DDDPDFS.pdf>

Konkurransetilsynet. (2007). *Konkurranseloven § 11: Forbud mot utilbørlig utnyttelse av dominerende stilling*. Hentet mai 25, 2012 fra Konkurransetilsynet.no:  
[http://www.konkurransetilsynet.no/Global/Faktaark/§11\\_DOMINERENDE\\_STILLING.pdf](http://www.konkurransetilsynet.no/Global/Faktaark/§11_DOMINERENDE_STILLING.pdf)

Konkurransetilsynet. (2009). *Konkurransen i Norge*. Hentet mai 24, 2012 fra Konkurransetilsynet.no:  
[http://www.konkurransetilsynet.no/imagevaultfiles/id\\_1817/cf\\_5/konkurransen\\_i\\_norge.pdf#search=statkraft%20%20%20agder%20energi](http://www.konkurransetilsynet.no/imagevaultfiles/id_1817/cf_5/konkurransen_i_norge.pdf#search=statkraft%20%20%20agder%20energi)

Landes, W., & Posner, R. (1981). Market Power in Antitrust Cases. *Harvard Law Review* (94), ss. 937-996.

Luenberger, D. G. (1998). *Investment Science*. Oxford: Oxford University Press.

Lovdata. (2011). *LOV 2011-06-24 nr 39: Lov om elsertifikater*. Hentet mai 24, 2012 fra Lovdata.no: <http://www.lovdata.no/all/hl-20110624-039.html>

NVE. (2012a, 29. mai). *Konsesjonssaker - Vannkraft*. Hentet mai 29, 2012 fra Nve.no:  
<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vannkraft/>

NVE. (2012b, 29. mai). *Konsesjonssaker - Vindkraft*. Hentet mai 29, 2012 fra Nve.no:  
<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/>

NVE. (2011). *Kostnader ved Produksjon av kraft og varme*. Norges vassdrags- og energidirektorat. Oslo: NVE.

---

NVE. (2012c, 20. februar). Oversikt over Norges kraftprodusenter.

NVE. (2003). *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

NVE. (2012d). *Små kraftverk*. Hentet mai 24, 2012 fra Nve.no:  
<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vannkraft/Smaakraft>

NVE. (2010a). *Større kraftutbygging*. Hentet mai 24, 2012 fra Nve.no:  
<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vannkraft/Stoerre-kraftutbygging/>

NVE. (2010b). *Teknisk- økonomisk dimensjonering av småkraftverk*. Hentet mai 25, 2012 fra Nve.no: [http://www.nve.no/PageFiles/9689/Knut%20Helgesen\\_Teknisk-økonomisk%20dimensjonering%20av%20småkraftevrk.pdf](http://www.nve.no/PageFiles/9689/Knut%20Helgesen_Teknisk-økonomisk%20dimensjonering%20av%20småkraftevrk.pdf)

Norwea. (2011). *Markedskraft venter økte elsertifikatpriser*. Hentet mai 24, 2012 fra Norwea.no: <http://norwea.no/nyheter/aktuelt/nyheter/markedskraft-venter-oekte-elsertifikatpriser.aspx?Action=1&currentPage=38&M=NewsV2&PID=721>

Nord Pool Spot. (u.d.). *Elspot Prices*. Hentet mai 25, 2012 fra Nordpoolspot.com:  
<http://nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>

Mathiesen, L. (2012, 8. mars). Prisdannelse på elektrisitet i en region med etablert vannkraft og potensiell vannkraft. NHH, Bergen.

Morthorst, P. E. (2000). The development of a green certificate market. *Energy Policy* (28).

OED. (2012). *Egenskaper ved det norske kraftsystemet*. Hentet mai 25, 2012 fra Regjeringen.no - Olje- og energidepartementet:  
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/4.html?id=675435>

OED. (2008a). *Faktahefte om energi og vannressurser i Norge*. Oslo: Olje- og energidepartementet.

OED. (2011a). *Forskrift om elsertifikater*. Hentet mai 25, 2012 fra Regjeringen.no - Olje- og energidepartementet:  
[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Elsertifikater/2011-14923\\_Forskriften\\_doc\\_847057.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Elsertifikater/2011-14923_Forskriften_doc_847057.pdf)

OED. (2011b). *Grunnlagsnotat om de norske elsertifikatkvotene*. Hentet mai 25, 2012 fra Regjeringen.no - Olje- og energidepartementet:  
[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat\\_om\\_de\\_norske\\_elsertifikatkvotene.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Grunnlagsnotat_om_de_norske_elsertifikatkvotene.pdf)

OED. (2009). *Kostnader for vindkraft*. Hentet mai 25, 2012 fra Regjeringen.no - Olje- og energidepartementet: <http://www.regjeringen.no/nn/dep/oed/dokument/proposisjonar-og-meldingar/Odelstingsproposisjonar/2008-2009/otprp-nr-107-2008-2009-/4/4.html?id=569864>

OED. (2008b). *Organisering og eierskap i kraftsektoren*. Hentet mai 24, 2012 fra Regjeringen.no - Olje- og Energidepartementet:

[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/EVfakta08/Evfakta08\\_kap05\\_no.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/EVfakta08/Evfakta08_kap05_no.pdf)

Pedersen, P. (2011, Høst). Experimental designs, validity and sampling. Forelesning i STR402. NHH, Bergen, Norge.

Pindyck, R., & Rubinfeld, D. (2009). *Microeconomics* (7. utg.). New Jersey, USA: Pearson Education, Inc.

Porter, M. E. (1998). *Competitive Strategy. Creating and Sustaining Superior Performance*. New York, USA: The Free Press.

Saunders, M., Lewis, P., & Thornhill, A. (2009). *Research methods for business students* (5. utg.). Essex, England: Pearson Education Limited.

Statistisk Sentralbyrå. (2012). *Elektrisitetsstatistikk, månedlig*. Hentet mai 25, 2012 fra Ssb.no: <http://www.ssb.no/elektrisitet/tab-2012-01-13-01.html>

Statistisk Sentralbyrå. (2009). *Energi*. Hentet mai 24, 2012 fra Ssb.no: <http://www.ssb.no/energi/>

Statnett. (2011a). *Årsrapport 2011*. Hentet mai 2012, 24 fra Statnett.no: <http://2011.statnett.no/dette-er-statnett/verdikjeden/>

Statnett. (2011b). *Kraftsituasjonen*. Hentet mai 2012, 28 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Kraftsituasjonen/>

Statnett. (2010). *Markedsområder for strøm*. Hentet mai 29, 2012 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Markedsomrader-for-strom/>

Sørgard, L. (1997). *Konkurransestrategi - eksempler på anvendt mikroøkonomi* (2. utg.). Bergen, Norge: Fagbokforlaget.

Thagaard, T. (1998). *Systematikk og innlevelse. En innføring i kvalitativ metode* (3. utg.). Bergen, Norge: Fagbokforlaget.

## 9. Vedlegg

### Vedlegg 1: Oversikt over Norges største kraftprodusenter

Under følger en liste med de største kraftprodusentene sortert på midlere årsproduksjon (GWh). Dataene er basert på status per 1.1.2011. Samlet installert effekt er 31110 MW og årsproduksjon på 132,7 TWh, dette forutsetter full kapasitet fra varmekraftverk. Alle selskap med selskapsform delt deltakeransvar (DA) er fordelt på sine respektive eiere. Alle selskap som eier et kraftverk eller selskap med mer enn 50 % får tildelt 100 % av dette kraftverkets/selskapets produksjon.

	<b>Selskap</b>	<b>Sum årlig produksjon GWh</b>
1	Statkraft Energi AS/ Statkraft SF	48 716
2	E-CO Energi AS	11 947
3	Norsk Hydro ASA	8 670
4	Agder Energi Produksjon AS	7 894
5	BKK Produksjon AS	6 099
6	LYSE Produksjon AS	4 904
7	Statoil	4 838
8	NTE Energi AS	3 446
9	Hafslund Produksjon AS	2 173
10	EB Kraftproduksjon AS	2 173
11	Akershus Energi Vannkraft AS	2 034
12	Eidsiva Energi AS	1 974
13	Østfold Energi AS	1 869
14	Trønderenergi AS	1 858
15	SKS Produksjon AS	1 787
16	Elkem Energi AS	1 496
17	SFE Produksjon AS	1 290
18	SKL Produksjon AS	1 267
19	Tafjord Kraftproduksjon AS	1 165
20	Troms Kraftproduksjon AS	1 127
21	Norsk Vannkraftproduksjon AS	1004
	Sum	117 731
	Total årlig produksjon	132 700

(NVE, 2012c)

## Vedlegg 2: Intervjuagenda

### *Introduksjon*

#### **Om oss**

Vi er to masterstudenter, Silje Holm og Birte Solvang Hjorth, ved Norges Handelshøyskole (NHH). Vi har valgt fordypning i henholdsvis områdene «Energi, miljø og naturressurser» og «Strategi og ledelse».

#### **Om oppgaven**

Bakgrunnen for oppgaven er elsertifikatordningen som har blitt opprettet for å bidra til økt produksjon av fornybar kraft. De største norske kraftprodusentene vil være viktige aktører for å nå målet om en økning i kraftproduksjon fra fornybare energikilder innen 2020. I Norge i dag kommer nesten all kraftproduksjon fra storskala vannkraft som ikke vil være støtteberettiget. Vår problemstilling dreier seg om hvorvidt de største kraftprodusentene i Norge har insentiver til å foreta nødvendige investeringer som må til for tilstrekkelig utbygging av fornybar kraft. Vi ønsker å undersøke hvilke avveininger de ledende kraftprodusentene gjør i forbindelse med investeringsbeslutninger i fornybar kraft.

#### **Konfidensialitet**

Det er viktig for oss å behandle datamaterialet på en korrekt måte. Vi vil anonymisere aktørene vi har intervjuet, og unnlate å knytte aktørenes navn til enkeltuttalelser. For øvrig vil vi informere om at den ferdige masterutredningen vil være tilgjengelig i NHH sin database.

### *Temaer for intervjuet*

#### **1. Lønnsomhet**

Her ønsker vi å snakke om de faktorene dere vektlegger i lønnsomhetsvurderinger av et ny fornybart prosjekt.

#### **2. Konkurrenters atferd**

Her ønsker vi å snakke om i hvilken grad andre aktørers utbygging av ny fornybar kraft påvirker deres bedrifts beslutninger.

### **3. Overføringskapasitet**

Her ønsker vi å snakke om hvordan kapasiteten i det nasjonale nettet samt eksportmuligheter vil påvirke investeringer i ny fornybar kraft.

### **4. Annet**

Her ønsker vi å snakke om andre faktorer som påvirker hvordan bedriften posisjonerer seg i forhold investeringer i ny fornybar kraft. Her vil for eksempel spørsmål knyttet til posisjonering av bedriften i markedet slik det er i dag - og fremtidige markedsscenarioer være aktuelle.

## **Vedlegg 3: Intervjuguide**

### **Introduksjon**

- Kort om oss
- Formålet med intervjuet og hva dataene skal bli brukt til
- Ev. formålet med lydopptaker
- Konfidensialitet
- Spør om intervjuobjektet har noen spørsmål

### **Generelt**

- Fortelle kort om selskapet:
  - Virkeområde
  - Involvert i hvilke ledd i verdikjeden?
  - Produksjon: andel fornybar kraft (eksisterende), hva slags teknologi og planlagt utbygging
  - Posisjon i markedet

### **Tema 1: Lønnsomhet**

Her ønsker vi å snakke om de faktorene dere vektlegger i lønnsomhetsvurderinger av et nytt fornybart prosjekt.

- Hvor viktig er elsertifikatordningen for investeringsbeslutningen?
- NVE: 8 prosents kalkulasjonsrente – er dette et rimelig avkastningskrav for produsenter?

- Ser dere på det som en fordel at det er dere som bygger ut i stedet for at andre gjør det?

### **Tema 2: Konkurrenters atferd**

Her ønsker vi å snakke om i hvilken grad andre aktørers utbygging av fornybar kraft påvirker deres bedrifts beslutninger.

- Hvordan opplever dere at konkurransen mellom kraftprodusentene er (ift. utbygging)?
- Hvordan påvirker andre produsenters utbygging av fornybar kraft dere?
  - Små vs. Store? Hvem er viktigst?
- Hvordan tror dere at dere, som stor kraftprodusent, påvirker andre aktører?
- I forhold til vannkraft, hvor viktig er det å ha mulighet til å regulere kapasiteten?
  - Hvordan bruker dere magasinene på kort sikt?
- Tror dere at kraftprodusenter bruker konsesjonsrettigheter som et strategisk middel?

### **Tema 3: Overføringskapasitet**

Her ønsker vi å snakke om hvordan kapasiteten i det nasjonale nettet samt eksportmuligheter vil påvirke investeringer i ny fornybar kraft.

- Hvordan påvirker kapasiteten i det nasjonale nettet investeringsbeslutninger?
- Hvordan påvirker muligheten for eksport investeringsbeslutninger?

### **Tema 4: Posisjonering**

Her ønsker vi å snakke om andre faktorer som påvirker investeringer i ny fornybar kraft enn de som er nevnt ovenfor.

- Er det noen andre viktige faktorer som ikke er nevnt så langt som er viktig for investeringsbeslutninger?
- I hvilken grad er samfunnsansvar viktig for en investeringsbeslutning?
- Er det sannsynlig å tro at man vil se en teknologiutvikling for ny fornybar kraft i fremtiden? Hvilken type teknologi? I hvilken grad tar dere høyde for dette i investeringsbeslutninger i dag?

### **Avslutning**

- Spørsmål?
- Kort oppsummering av intervjuet