

Vindkraft offshore

Utvikling og investering

Marianne Drægni Matre
Våren 2010



(Statoil, 2010d)



**DET SAMFUNNSVITENSKAPELIGE FAKULTET,
INSTITUTT FOR ØKONOMI OG LEDELSE
MASTEROPPGAVE**

STUDIEPROGRAM:

OPPGAVEN ER SKREVET INNEN
FØLGENDE SPESIALISERING/FAGOMRÅDE:

ER OPPGAVEN KONFIDENSIELL?

(**NB!** Bruk rødt skjema ved konfidensiell oppgave)

TITTEL: Vindkraft offshore – utvikling og investering

ENGELSK TITTEL: Offshore wind – development and investment

FORFATTER(E):

VEILEDER:

Studentnummer:

Navn:

.....

.....

.....

.....

OPPGAVEN ER MOTTATT I FIRE – 4 INNBUNDNE EKSEMPLARER

Stavanger,/..... 20...

Underskrift administrasjon:.....

Sammendrag

Denne utredningen ser på hvilke faktorer som påvirker investeringer i vindkraft offshore, og hvilken effekt disse vil ha på den fremtidige utviklingen og investeringene i næringen.

Arbeidsmetoden er basert på sekundærundersøkelser med gjennomgang av relevant og empirisk litteratur, samt statistikker over energiproduksjon -og forbruk.

Metodevalg er en grunnleggende del av investeringsanalysen. I forhold til vindkraft (og andre energikilder) er det utviklet nye metoder og målingsparametre (for eksempel EROI), som enkelte hevder gir mer nøyaktige mål for nytten og lønnsomheten til de ulike energikildene. Slike metoder vil ikke alene gi mer nøyaktige lønnsomhetsmål. Nyutviklede metoder kan imidlertid supplere resultatene av standard økonomisk analyse og gi økt nøyaktighet i den totale lønnsomhetsvurderingen.

Endringer, særlig i bedriftens eksterne miljø, inkluderer faktorer som bør tas med som variabler i analysemetodene for vurdering av investeringens lønnsomhet. Tre faktorer er kritiske for vekst i vindkraftsnæringen; politikk (særlig klimapolitikk), teknologisk utvikling og markedsutvikling. Bedriften bør i tillegg se på interne faktorer, særlig i forbindelse med organisasjonens kapasitet.

Teknologisk fremgang vil være essensielt for å redusere kostnadene innen vindkraft offshore, slik at næringen kan bli lønnsom uten offentlig støtte. Frem til det skjer vil offentlig støtte fortsatt være påkrevd for å gjøre investeringer i offshore vind lønnsomme. Det vil i hovedsak være store energibedrifter, med finansielle ressurser og erfaring innen offshore investering og produksjon, som vil lede an i satsingen. Disse bedriftene er likevel avhengig av langsiktige politiske forpliktelser. Det er derfor de nasjonene som legger til rette for dette som vil beholde og tiltrekke aktører innen offshore vind. Det er stor vilje blant energibedrifter til å satse på offshore vind. Fremgang i teknologisk utvikling og markedspotensialet kan også sies å være til stede. Politiske forpliktelser knyttet til ressurstilgang og økonomisk støtte er avgjørende for hvor og om bedrifter i fremtiden vil være villige til å investere i næringen.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	iii
Innholdsfortegnelse	iv
Forord.....	vi
Innledning	1
1 Teoretisk grunnlag bak investeringsbeslutninger	3
1.1 Vurdering av prosjektets verdiskapning	3
1.2 Risiko og usikkerhet	8
1.2.1 Måling	9
1.2.2 Analyse	10
1.3 Redusering av prosjektrisiko	12
2 Vindkraftens utvikling og dens rolle i den globale energimiksen.....	18
2.1 Vindkraftens historie.....	18
2.2 Vindkraftens rolle i den globale energimiksen	20
2.2.1 Den totale energimiksen - energitilbudet.....	20
2.2.2 Energiforbruk	24
2.3 Vekst og utvikling i vindenergi	26
2.4 Offshore vindkraft	27
2.5 Norsk utvikling av vindkraft - muligheter for en ny næring?.....	29
3 Faktorer som påvirker vekst og investering i vindkraft.....	31
3.1 Politiske faktorer	32
3.2 Teknologi	38
3.3 Markedsutvikling.....	41
3.4 Organisasjonens kapasitet	44
4 Teknikker for å evaluere energiformer	46
4.1 Net energy analysis og EROI.....	46
4.2 Risikovurdering og kvalitetssikring knyttet til prosjekter innen vindkraft.....	49

4.3	Nye teknikker versus tradisjonell økonomisk teori.....	55
5	Caseanvendelse: Statoil og Doggerbank prosjektet.....	58
5.1	Doggerbank - verdens største vindpark.....	59
5.2	Mål og strategi	61
5.3	Lønnsomhetsvurderinger	64
6	Offshore vind – bare en trend eller starten på et nytt næringsventyr?.....	85
	Litteraturliste.....	90

Figurliste

Figur 1:	Prosjekt med en internrente på 14 %	5
Figur 2:	Beslutningstre	17
Figur 3:	Verdens produksjon av primærenergi etter energitype 1980-2006 målt i kvadrillioner Btu.....	20
Figur 4:	Fornybar energi sin rolle i den totale energimiksen.....	22
Figur 5:	Sammenligning av energimiksen i EU for 1995 og 2008.....	23
Figur 6:	Totalt energitilbud 2007 – 2035.....	24
Figur 7:	Utvikling i vindkapasitet i EU i forhold til resten av verden.....	26
Figur 8:	Plassering av Doggerbankfeltet.....	59
Figur 9:	Markeds/produkt matrise.....	64
Figur 10:	Strømprisutvikling for Storbritannia 2000 – 2008.....	67
Figur 11:	Strømprisutvikling for EU 15 og G7 landene 2000-2008.....	68
Figur 12:	Nåverdiens sensitivitet overfor endringer i strømprisen.....	74
Figur 13:	Nåverdiens sensitivitet ved en pris på 1,52 kr/kWh.....	79

Forord

Denne utredningen er skrevet ved Universitetet i Stavanger institutt for økonomi og ledelse som en avslutning på masterstudiet i økonomi og administrasjon.

Vindkraft offshore har den siste tiden vært et aktuelt tema i norske medier. Jeg har fulgt dette med stor interesse, og fant dermed tidlig ut hva jeg ville skrive om. Kombinert med investeringsteori faller temaet også naturlig inn under de ulike fagområder som jeg har studert gjennom mitt toårige masterstudium.

En stor takk rettes til min veileder Klaus Mohn. Han har vært en viktig ressurs både i forhold til raske tilbakemeldinger og konstruktive veiledningsmøter underveis i arbeidet. Jeg vil også takke Kristin Aamodt fra Statoil Ny Energi for god informasjon om Statoils prosjekter innen offshore vind.

Stavanger 15. juni 2010

Marianne Drægni Matre

Innledning

Utfordringer innen klimaendringer og energi har blitt en viktigere og viktigere del av verdens politiske agenda. Særlig i Europa har satsingen innen fornybar energi fått stor oppmerksomhet og Europakommisjonen har satt et mål om at 20 prosent av verdens energimiks innen 2020 skal bestå av fornybar energi (København 2009, 2009). Havbasert vindkraft er blant de energikildene som er ventet å ha størst potensial for å innfri EUs energimål, og en rekke land satser allerede store midler på utviklingen av denne næringen (Energirådet, 2008). Frem til 2008 var Norge lite involvert i vindkraft offshore. De siste årene har imidlertid norske bedrifter kommet mer på markedet, blant annet gjennom prosjektinvesteringer som Hywind - verdens første flytende vindmølle, Statoil og Statkrafts involvering i bygging av havvindparker på Dogger Bank og den planlagte konstruksjonen verdens største vindturbin. Slike investeringer involverer ikke bare store beløp, men også kapitalbinding i relativt risikofylte prosjekter. I denne sammenheng er det interessant å se på følgende problemstilling:

Hvilke faktorer påvirker investeringene innen offshore vindkraft og hvilken effekt vil disse ha på den fremtidige utviklingen innen investeringene på området?

Hensikten med utredningen er å gi en oversikt over hva som er viktig å ta hensyn til ved investeringsvurderinger knyttet til offshore vind, samt gi en vurdering av den generelle fremtidige utviklingen innen investering i næringen. Problemstillingen utforskes med utgangspunkt i tradisjonell økonomisk teori, og utredningen starter derfor med en gjennomgang av investeringsteori. Kapittel to tar for seg vindkraftens historiske utvikling og dens rolle i den totale energimiksen. Historiske trekk gir et godt utgangspunkt for vurdering av hvilke faktorer som driver investeringer nå, og hvilke faktorer som kan bli viktige i fremtiden. Dette leder videre til tredje kapittel, som tar for seg nettopp dette.

Satsingen innen fornybar energi har ledet frem til ny litteratur innen analysemetoder og teknikker for å evaluere energiformer. Et eget kapittel, kapittel fire, er derfor viet til en diskusjon av slike teknikker sett i forhold til den tradisjonelle økonomiske investeringsteorien.

I kapittel fem vil det foretas en caseanalyse av Statoils investering i Doggerbank-prosjektet. En slik analyse vil ikke bare gi en mer praktisk vinkling på utredningens problemstilling, men vil også gi en naturlig oppsummering av de momenter som har blitt fremhevet i foregående kapitler. Dette skaper en fornuftig overgang til utredningens siste kapittel - drøftingen av den generelle fremtidige utviklingen i investeringer innen vindkraft offshore.

1 Teoretisk grunnlag bak investeringsbeslutninger

Teorigrunnlaget bak investeringsspørsmålet er et viktig tema i økonomisk litteratur, fordi slike beslutninger danner selve grunnlaget for bedriftens inntjening og overlevelse på sikt. Gode investeringsprosjekter kan innebære store finansielle løft, samtidig som konsekvensene av eventuelle feilbeslutninger kan blir store. Det er derfor viktig at prosjektavgjørelser tas etter nøye vurdering og analyse, og på grunnlag av gode kunnskaper innen blant annet investeringsteori. To viktige områder innen investeringslitteraturen er knyttet til vurderingen av den verdien prosjektet kan tilføre bedriften, og den risiko som er knyttet til investeringen.

1.1 Vurdering av prosjektets verdiskapning

I investeringssammenheng er det viktig at prosjektet stemmer overens med de økonomiske mål som ligger til grunn for driften av bedriften. Slike mål kan være profittmaksimering, det å oppnå en bestemt markedsandel, vekst og maksimering av aksjonærenes formue (Bredesen, 2005). Generelt sett er dermed teorien om verdi et viktig utgangspunkt. Den uttrykker blant annet at det fundamentale målet til en bedrift er å maksimere nåverdien av bedriftens aksjer (Brealey et al., 2006). Det er da en logisk sammenheng at grunnlaget for prosjektinvestering er å skape kontantstrømmer i fremtiden som er større enn investeringen. Det er flere teknikker som kan brukes til å vurdere om et prosjekt er verdt å investere i; tilbakebetalingsmetoden, internrentemetoden, return on investment (ROI) og netto nåverdimetoden¹.

Tilbakebetalingsmetoden (Payback-metoden)

Tilbakebetalingsmetoden ser på hvor lang tid det går før de prognostiserte akkumulerte kontantstrømmene blir lik den opprinnelige investeringen. Tilbakebetalingstiden kan beregnes som:

$$\text{Tilbakebetalingstid} = \frac{\text{Investeringsutgift}}{\text{Årlig cash flow}} = \frac{I}{K}$$

¹ I tillegg kommer nytte- kostnadsanalysen (Finansdepartementet, 1998). Denne er imidlertid mest brukt for offentlige prosjekter og analyser. Siden denne utredningen har hovedvekt på private aktører er nytte-kostnadsanalysen dermed mindre relevant i denne sammenhengen (Grønn, 1991).

I følge denne metoden vil det være lønnsomt å investere i prosjektet dersom dets tilbakebetalingstid er mindre eller lik en forhåndsbestemt terskel (Arnold, 2005).

En ulempe med tilbakebetalingsmetoden er at den ikke tar hensyn til pengenes tidsverdi – at 10 kr i dag er verdt mer enn 10 kr i morgen. Dette kan imidlertid tas hensyn til ved å bruke en modifisert versjon av tilbakebetalingsmetoden - neddiskontert tilbakebetaling. Denne metoden diskonterer fremtidige kontantstrømmer før tilbakebetalingsperioden beregnes. Det er imidlertid to andre ulemper ved tilbakebetalingsmetoden som likevel gjør seg gjeldende. For det første tar tilbakebetalingsmetoden ikke hensyn til inntekter som kan oppstå i etterkant av prosjektets tilbakebetalingsperiode. For det andre er det ingen teoretisk basis for å sette en hensiktsmessig tidsperiode. Denne kan derfor bli et resultat av innfall eller manipulasjon.

Til tross for disse ulempene er tilbakebetalingsmetoden fortsatt mye brukt, men primært som en sekundær metode som supplement til en eller flere andre metoder. Den er enkel å bruke og forstå, og kan blant annet brukes på et tidlig stadium til å filtrere bort prosjekter som gir uakseptabel risiko og avkastning. Dette kan dermed bidra til å gjøre vurderingsprosessen mer effektiv.

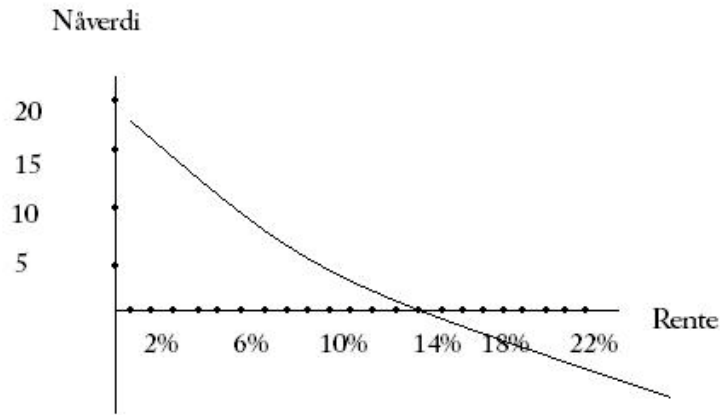
Internrentemetoden

Internrentemetoden finner internrenten som er et mål på den høyeste kalkulasjonsrenten som prosjektet tåler uten å bli ulønnsomt. Det vil si at internrenten er den renten som gir en nåverdi lik null (Arnold, 2005). Den generelle ligningen for å finne den rentesatsen som gir en nåverdi lik null er:

$$- \text{investeringsutgift} + \text{nåverdien av fremtidige beløp} = 0$$
$$-I_0 + \frac{K_1}{(1+r)^1} + \frac{K_2}{(1+r)^2} + \frac{K_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{K_n}{(1+r)^n} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t} = 0$$

hvor r er internrenten i hundredeler. Ligningen kan imidlertid ikke løses på vanlig måte. Det er derfor utviklet metoder og tabeller som gir en tilnærmet verdi for p (Hæhre Reidar 2002).

Figur 1: Prosjekt med en internrente på 14 %.



Kilde: (Hæhre Reidar 2002)

I følge internrentemetoden er en investering lønnsom dersom internrenten er høyere enn kalkulasjonsrenten. Kalkulasjonsrenten er det krav til forrentning som bedriften setter. Utgangspunktet for å bestemme denne er den avkastningen som bedriften kan få ved å bruke pengene på andre måter.

Internrentemetoden tar hensyn til pengenes tidsverdi og gir et lett forståelig mål i form av en prosentsats. Metoden tar imidlertid ikke hensyn til at pengens tidsverdi kan variere over tid, og tar heller ikke høyde for investeringens størrelse (den absolutte formuesendringen). Den måler avkastning i prosent, noe som kan føre til at prosjekter som bør godtas blir forkastet og omvendt. Et annet problem med internrentemetoden er at den ikke kan gi et samlet mål for flere prosjekter (Arnold, 2005).

Return On Investment (ROI)

Return on investment (ROI) er en populær metode for å evaluere investeringer i prosjekter. Denne metoden kalles også for Accounting Rate of Return (ARR) eller Return on Capital Employed (ROCE). Den regner ut graden av profitt i forhold til investeringen i prosjektet uttrykt i prosent. Dersom ROI er større enn eller lik et gitt forrentningskrav, er reglen at det vil være lønnsomt å akseptere prosjektet.

$$ROI = \frac{\text{Netto bokført profitt}}{\text{Investering}}$$

ROI kan regnes ut på flere måter. Tallet for profitt regnes imidlertid i de fleste tilfeller med fradrag for avskrivning, og tallet for investering regnes inkludert enhver stigning i arbeidskapital(Arnold, 2005).

Mange ledere vurderer jevnlig ytelsen til en fabrikk eller et prosjekt ved å sammenligne dens Return On Investment (ROI) med kapitalkostnaden. For eksempel dersom bedriften har investert 1 milliard kr i prosjektet som genererer netto inntekter på 130 millioner, tjener bedriften en ROI på $130/1000 = 13 \%$. Dersom kapitalkostnaden er 10% , gir prosjektet verdi til bedriften og nettoavkastningen er $13 - 10 = 3 \%$. Dersom kapitalkostnaden imidlertid er 20% , bør bedriften heller investere millionene et annet sted fordi nettoavkastningen blir negativ ($13 - 20 = -7 \%$) (Brealey et al., 2006).

En svakhet ved ROI er muligheten for å velge ulike definisjoner for profitt (teller) og investering (nevner). Dette kan føre til at ledere misbruker metoden ved å tilpasse den til sine egne mål. ROI kan også være et unøyaktig mål fordi tallene for profitt i regnskapet ikke er en god erstatning for de faktiske kontantstrømmene, og fordi den ikke tar hensyn til pengenes tidsverdi.

På tross av svakhetene til ROI, brukes det av flere store firmaer når de skal vurdere sine prosjekter. Grunnen til dette kan være den vide bruken av ROI som vurderingsmål for bedriften som helhet. Fordi bedriftens prestasjon blir målt på denne måten, er det naturlig for mange ledere å bruke ROI til å vurdere fremtidige prosjekter(Arnold, 2005).

Netto nåverdimetoden

Netto nåverdi er et viktig mål i forbindelse med et prosjekts verdiskapning. Dette fordi en positiv netto nåverdi impliserer at prosjektet er verdt mer enn det koster å utføre, og at avkastningen til investeringen er større enn kapitalens alternativkostnad. Det er derfor viktig at prosjektene som det investeres i har et potensial til å skape en positiv netto nåverdi(Brealey et al., 2006).

For å bruke netto nåverdimetoden til å vurdere om en skal investere i et prosjekt, er en avhengig av å gjøre en prognose for kontantstrømmene som vil bli generert over prosjektets økonomiske levetid. Den mest hensiktsmessige neddiskonteringsraten må også fastslås. Denne bør reflektere både pengenes tidsverdi og prosjektets risiko. Kapitalmarkedet gir en god indikasjon på hvor

mye som bør diskonteres for tid og risiko, fordi det på dette markedet handles både sikre og usikre kontantstrømmer. Neddiskonteringsatsen finnes dermed som alternativkostnaden av å investere i prosjektet heller enn å investere i et alternativ med samme risiko. Alternativkostnaden brukes til å neddiskontere prosjektets fremtidige kontantstrømmer og gir et mål på hvor mye aksjonærene vil være villig til å betale for prosjektet.

Summen av de neddiskonterte kontantstrømmene blir kalt for nåverdi (NV). Konklusjonen av analysen fremkommer imidlertid først når investeringen trekkes fra dette nøkkeltallet og gir prosjektets netto nåverdi (NNV). Dersom netto nåverdi er større enn null (positiv), sier netto nåverdiregelen at en bør investere i prosjektet, fordi dette vil skape vekst og verdi for selskapet.

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

I følge Brealey, Myers & Allen (2006) er netto nåverdiregelen, når den blir riktig tolket, det beste kriteriet når det gjelder investeringsavgjørelser. Det er flere grunner til dette. For det første kan en ved å kalkulere nåverdien til prosjektet kopiere den prosessen kapitalmarkedene følger når den verdsetter en ordinær aksje i firmaet. For det andre avhenger netto nåverdi kun av prosjektets prognostiserte kontantstrøm og kapitalens alternativkostnad. Dette gjør at metoden ikke påvirkes av faktorer som lederens smak, bedriftens regnskapsmetode, lønnsomheten til bedriftens virksomhet eller andre uavhengige prosjekter. For det tredje tar netto nåverdi hensyn til både pengenes tidsverdi og det faktum at en sikker dollar er verdt mer enn en dollar med risiko. Dette er også grunnen til at kontantstrømmene blir neddiskontert.

Et problem i forbindelse med netto nåverdi er å finne ut hva som skal diskonteres. I denne sammenheng bør en være oppmerksom på at analysen bør konsentreres rundt kontantstrøm etter skatt, og at ikke all regnskapsdata er kontantstrømdata. Alle ekstra kontantstrømmer skal inkluderes. Bieffekter bør også tas hensyn til fordi disse kan strekke seg langt inn i fremtiden og gi ekstra kontantinnstrømninger.

Ved bruk av netto nåverdimetoden bør en være oppmerksom på at det faktisk kan lønne seg å investere penger i et tapende prosjekt, dersom det kan snu prosjektet til det bedre. Fordelene ved at prosjektet blir mer lønnsomt bør imidlertid regnes med fradrag fra fremtidige kostnader og

kostnader ved eventuelle forbedringer. Samtidig kan det være ugunstig å investere penger i et lønnsomt prosjekt dersom det ikke er sikkert at dette vil gi økt verdi til prosjektet.

Kriterier for valg av gode investeringsanalyseteknikker

I følge Bredesen (2005) bør det stilles visse krav til de analysemetodene som brukes for investeringsprosjekter. En god analysemetode må ivareta det overordnede målet om å maksimere aksjonærenes formue. Den må også ta hensyn til pengenes tidsverdi, all relevant informasjon og den risiko som er forbundet med investeringen. Det er også et viktig poeng at metoden må være enkel å anvende og kommunisere, samt gi beslutningstakeren og andre interessenter et klart signal om prosjektet bør aksepteres eller ikke.

1.2 Risiko og usikkerhet

En viktig faktor i forbindelse med investeringsbeslutningen er vurdering og måling av eksponering for risiko. Når alle andre faktorer holdes konstant, er prosjekter med risiko mindre verdt enn prosjekter uten risiko. Det er derfor tydelig at det er viktig å korrigere for risiko i vurderingen av prosjektets lønnsomhet.

Når det gjelder prosjektets kontantstrøm og beregning av nåverdi, kan det korrigeres for risiko på inntekter og kostnader over brøkstreken, eller for risiko i kalkulasjonsrenten under brøkstreken.

Det kreves en høyere avkastning for prosjekter med risiko. En korrigering av kalkulasjonsrenten innebærer derfor at det ilegges et risikotillegg:

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1 + r_t)^t}$$

hvor $r_t = i_t + \delta_t$, R = inntekter og C = kostnader.

En korrigering for risiko over brøkstreken innebærer en estimering av prosjektets inntekter og kostnader. Til disse målene ligger det en del usikkerhet i forhold til prognosenes nøyaktighet. Kostnadsrisiko og default risiko er særlig viktige estimater i denne sammenhengen.

Kostnadsrisiko betyr sannsynligheten for tap som følge av kostnadsoverskridelse (BusinessDictionary, 2010), mens default risiko er sannsynligheten for at investorene ikke vil få tilbake det de har investert inkludert renter (DiMartino Danielle, 2007). Default risiko og kostnadsrisiko er knyttet til karakteristikk ved en gitt næring eller et firma, og eventuell mulighet for tilbakegang innen disse. Det er dermed gunstig å utføre en kostnadsrisikoanalyse, fordi denne gjør en prognose over sannsynlige kostnadsøkninger som følge av uforutsette hendelser. Dette gir videre grunnlag for en forsvarlig vurdering av hvilke kostnader som skal budsjetteres, slik at denne kostnaden har en tilfredsstillende sannsynlighet for ikke å bli overskredet. (Garvey, 2005)

To kilder som kan påvirke kostnadsrisikoen er unøyaktige eller urimelige kalkulasjoner, eller at prosjektet ikke klarer å møte målene som er satt i budsjettet. Kvalitetssikring når det gjelder estimering av kostnader og evaluering av kostnadsrisiko er derfor essensielt i forhold til å redusere kostnadsrisikoen. Den vanligste metoden for slike estimater og evaluering av kostnadsrisiko er Monte Carlo simulering basert på ekspertuttalelser eller historiske tall. Når det anvendes ekspertuttalelser, brukes det ofte parametre for de mest sannsynlige og minst sannsynlige verdiene for kostnader. Når tallmaterialet (ekspertuttalelsene eller de historiske tallene) er klart, blir det gjort om til en sannsynlighetsfordeling over de totale kostnadene ved hjelp av Monte Carlo simulering (Acquisition Community Connection, 2002). Disse tallene kan så brukes i følgende formel, som viser et ledd i utregningen av netto nåverdi, hvor det er korrigert for risiko i inntekts og kostnadsleddet:

$$E(NNV) = -E(I_0) + \sum_{t=1}^n \frac{E(R_t - C_t)}{(1 + r_t)^t}$$

1.2.1 Måling

Bedriftens kapitalkostnad er kapitalens alternativkostnad for investering i bedriften som helhet. Det er imidlertid ikke alltid at denne er den mest hensiktsmessige å bruke for alle bedriftens prosjekter. Dersom prosjektet har samme risiko som firmaets eksisterende forretningsvirksomhet, kan bedriftens kapitalkostnad brukes som neddiskonteringssatsen til prosjektets kontantstrømmer. Dersom det imidlertid ligger større (mindre) risiko i prosjektet enn i firmaet som helhet, bør prosjektets kapitalkostnad være høyere (lavere). Hvert prosjekt bør

derfor i prinsippet vurderes til sin individuelle alternativskostnad fordi hvert prosjekt vil påvirke den totale verdien til firmaet. Anta for eksempel at bedriften består av to prosjekter A, og B.

Firmaets verdi blir da:

$$\text{Firmaets verdi} = NV(A) + NV(B) = \text{summmen av verdien av prosjektene}$$

Dersom firmaet vurderer å investere i et tredje prosjekt, C, bør altså dets verdi vurderes som om det var et eget firma. Prosjektets kontantstrømmer diskonteres så til den forventede avkastningsraten som investorer ville kreve for å gjøre en separat investering i C. For investering i et prosjekt er det altså prosjektrisiko som teller (Brealey et al., 2006).

1.2.2 Analyse

I kombinasjon med en kontantstrømprognose bør det også utredes hva annet som kan skje med prosjektet. Dette betyr at det må utredes hvilke andre variabler enn de som tas med i kontantstrømprognosen som vil være avgjørende for om prosjektet lykkes eller ikke. Det er også viktig å være oppmerksom på uidentifiserte variabler, som kan være avgjørende for prosjektet. Store prosjekter med stor investering er nært knyttet til planer for produktutvikling, produksjon og markedsføring. Ledere fra alle disse områdene blir dermed uunngåelig trukket inn i analysen av prosjektet (Brealey et al., 2006). Ulike analysemodeller kan brukes for å finne i hvor stor grad underliggende variabler påvirker prosjektet, blant disse er sensitivitetsanalyser, scenarioanalyser, break-even analyser og Monte Carlo simulering.

Sensitivitetsanalyse

En sensitivitetsanalyse analyserer i hvilken grad ulike nøkkelvariabler påvirker prosjektet ved å endre én variabel om gangen. Dette gir også informasjon om konsekvensene av eventuelle feilestimat av variablene, og hvor det kan være nyttig med mer informasjon (Brealey et al., 2006).

Det kan for eksempel utføres en sensitivitetsanalyse med hensyn til markedsstørrelse eller markedsandel. Markedsavdelingen og produksjonsavdelingen blir i dette tilfellet bedt om å gi optimistiske, forventede og pessimistiske estimater av de underliggende variablene. Det gjøres så en analyse av hva som skjer med prosjektets netto nåverdi, dersom variablene blir satt en av

gangen til sine optimistiske og pessimistiske verdier. Dette gir en indikasjon på om usikkerheten kan løses før bedriften gjør investeringen i prosjektet.

En kritikk mot sensitivitetsanalyser er at de ulike avdelingene i bedriften (for eksempel markedsavdeling, økonomiavdeling, produksjonsavdeling etc.) kan gi ulike mål på hva som er pessimistiske eller optimistiske mål på variablene. Et annet problem med sensitivitetsanalysen er at hver variabel blir endret en av gangen, mens de andre holdes konstant. Grunnen til dette er at de underliggende variablene ofte er beslektet (Arnold, 2005; Brealey et al., 2006).

Scenario analyse

Dersom variablene er beslektete og det er hensiktsmessig å se på hva som skjer dersom flere faktorer endres samtidig, kan det hjelpe å ta i bruk en scenario analyse. En scenario analyse ser på et begrenset utvalg av ulike, men konsistente kombinasjoner av variabler. Det vil si at det gir lederen en mulighet til å estimere ulike variabler under et bestemt scenario, for eksempel ”Worst-case” og ”best-case scenario” (Arnold, 2005; Brealey et al., 2006).

Break-even analyse

Sensitivitetsanalyser og scenario analyser ser på hva som vil skje dersom variablene for eksempel for salg endrer seg, slik at de blir verre enn forventet. En Break-even analyse ser til sammenligning på hvor dårlig salget kan bli, før prosjektet begynner å tape penger. Break-even analysen blir ofte regnet ut i form av regnskapsmessig overskudd heller enn nåverdier. Den tar også med prosjektets eksponering overfor faste kostnader. Siden store faste kostnader i forhold til variable kostnader medfører høy risiko, er dette et viktig nøkkeltall (Brealey et al., 2006).

Monte Carlo Simulering

Ved hjelp av Monte Carlo simulering kan en til forskjell fra sensitivitetsanalyser og scenario analyser ta alle mulige kombinasjoner av variabler i betraktning. Metoden åpner dermed for muligheten til å evaluere hele fordelingen av prosjektets utfall.

Monte Carlo Simulering bruker en datamaskin til å simulere prosjektet gjennom fire steg (Brealey et al., 2006):

Det første steget er å gi datamaskinen en nøyaktig modell av prosjektet. En må da tenke på hvordan variablene som påvirker prosjektet er forbundet. Den komplette modellen av prosjektet inkluderer flere ligninger for hver variabel, for eksempel markedsstørrelse, pris, markedsandel, variable enhetskostnader og faste kostnader.

Det andre steget er å spesifisere sannsynligheter for prognosefeil.

Det tredje steget er å simulere kontantstrømmer for hver periode. Det er viktig å huske på at en eventuell positiv skjevhet – dvs. at veldig store resultater er mer sannsynlig enn veldig små – er vanlig når prognosefeil akkumuleres over tid. På grunn av skjevheten kan den gjennomsnittlige kontantstrømmen være noe høyere enn det mest sannsynlige utfallet.

Det fjerde steget er å kalkulere nåverdien.

Informasjonskvalitet

Det kreves god informasjon for å gjøre gode investeringsavgjørelser, fordi informasjon av høy kvalitet reduserer grad av usikkerhet knyttet til investeringen. Ledelsen er ofte avhengig av spesialister innen bedriftens ulike avdelinger for å få tilgang til informasjon. Det er imidlertid alltid en fare for at denne informasjonen inneholder feil, for eksempel ved at prognosemakeren har vært overoptimistisk i sine kalkulasjoner. Dermed kan ledelsen ha informasjon med høy kvalitet for noen deler av prosjektet og dårligere for andre. For å sikre god informasjon bør det kontrolleres for at den er relevant, konsistent, fullstendig, korrekt, pålitelig og tidsriktig. Fordelene ved informasjonen bør dessuten være større enn kostnadene ved informasjonsinnsamlingen (Arnold, 2005).

1.3 Redusering av projektrisiko

I samme grad som det er viktig å kartlegge prosjektets risiko, er det også viktig å se på hvordan risikoen til et investeringsprosjekt kan håndteres. Usikkerhet trenger ikke nødvendigvis å være negativt. Risikostyring omfatter derfor en helhetlig vurdering av selskapets og prosjektets risikoeksponering, både negativ risiko (trusler) og positiv risiko (muligheter). Mange oppfatter gjerne risikostyring som oppgaven med å identifisere og redusere trusler. Risikostyring dreier

seg imidlertid like mye om å identifisere og øke muligheter. Mange usikkerheter har både en oppside og en nedside. I hvert prosjekt må det derfor vurderes hvilken av disse som dominerer og hvordan dette vil påvirke prosjektets lønnsomhet. Fleksibilitet i prosjektet kan bidra til å forbedre netto nåverdi, spesielt når fremtiden er usikker. Det kan derfor være gunstig å utrede i hvilken grad det er mulig å oppnå fleksibilitet underveis i prosjektet (Bredesen, 2005).

Realopsjoner gir ulike valgmuligheter knyttet til prosjektet og øker dets fleksibilitet. Når volatiliteten øker, stiger verdien av slike opsjoner (Brealey et al., 2006). Dette øker mulighetene som markedet gir og bidrar til å redusere projektrisikoen. Det finnes ulike typer realopsjoner. I dette kapitlet er disse delt inn i to kategorier; venteopsjoner og vekstopsjoner. Venteopsjoner er realopsjoner som gir holderen muligheten til å "vente og se" for så å ta en avgjørelse når verdien og usikkerheten knyttet til prosjektet er mer tydelig (Trigeorgis, 2004). Vekstopsjoner er realopsjoner som gir holderen muligheten til å modifisere prosjektet underveis.

De fleste investeringer kan snus. Det finnes imidlertid investeringer som ikke kan omgjøres – for eksempel letebrønner innen oljeindustrien. Det er ulike grader av slike irreversible investeringer, blant annet i sett forhold til investeringens likviditet og terskelen for å selge prosjektet.

Irreversible avgjørelser bør gjøres med forsiktighet, og fleksibilitet i investeringens timing blir da ekstra viktig. Det er faktisk slik at fleksibilitet i investeringens timing, særlig i et usikkert miljø, gir ledelsen et insentiv til å vente til det er mer sikkert om prosjektet vil bli suksessfullt eller ikke. Å inkludere verdien av venteopsjoner er dermed av stor betydning i tilfeller hvor investeringskostnaden er irreversibel. Venteopsjoner skaper fleksibilitet med hensyn til prosjektets timing, og kan bidra til at ledelsen unngår å gjøre en forhastet og kanskje mindre lønnsom investering. Standard verdsettingsmetoder som netto nåverdimetoden, har som mål å velge investeringer som skaper verdi for eksisterende aksjonærer. De tar imidlertid ikke hensyn til verdien av realopsjoner som venteopsjoner. En standard nåverdianalyse antar ubetinget at den er bundet til fremtidige planer, som definerer en "nå eller aldri" mulighet. Det at et prosjekt har en positiv netto nåverdi, betyr ikke nødvendigvis at det er mest gunstig å gjennomføre det nå. Det kan bli enda mer verdifullt dersom det blir gjennomført på et senere tidspunkt. I likhet kan et prosjekt med negativ netto nåverdi bli til en mer verdifull mulighet, dersom investeringen utsettes (Arnold, 2005). Dette gjør at netto nåverdimetoden isolert sett kanskje ville ha forkastet et prosjekt med negativ netto nåverdi, som faktisk kunne ha generert verdifulle

oppfølgingsmuligheter i fremtiden. Sikre forhold gjør det forholdsvis enkelt å svare på spørsmålet om når investeringen bør gjøres. Under usikre forhold er spørsmålet om optimal timing imidlertid mye mer komplisert. En mulighet som ikke blir tatt i dag, kan være enten mer eller mindre attraktiv om for eksempel 1 år. På den ene siden kan det lønne seg å investere med det samme, mens det på den andre siden kan lønne seg å vente, slik at en får mer informasjon og unngår å gjøre en dårlig beslutning.

Det er ofte knyttet flere investeringsbeslutninger til det første steget om å gjennomføre eller forkaste et prosjekt. Dette gjør at avgjørelsen som gjøres i dag, ofte er avhengig av hva som er planlagt i fremtiden og omvendt. Ledelsen må altså gjøre strategiske valg knyttet til videre investeringer i prosjektet. Dersom ting går bra kan prosjektet utvides, og dersom det går dårlig kan prosjektet reduseres i omfang eller selges. Andre muligheter er å forlenge levetiden til en eiendel, eller utsette deler av prosjektet. Denne typen opsjoner blir kalt for vekstopsjoner, og prosjekter som lett kan modifiseres på denne måten, er mer verdt enn de som ikke har denne fleksibiliteten.

Det er tydelig at bedriftens faktiske markedsverdi ikke blir fullstendig fanget opp av den forventede kontantstrømmen, som blir generert av bedriftens eksisterende eiendeler (målt ved netto nåverdimetoden). Markedsprisen på bedriftens aksjer reflekterer delvis bedriftens vekstpotensial. Denne verdien er utledet fra de investeringsmulighetene som bedriften kan gjennomføre i fremtiden, under de rette omstendighetene – altså bedriftens realopsjoner. Realopsjoner er dermed en viktig del av bedriftens totale markedsverdi. Det er imidlertid viktig å være klar over at realopsjonene kan være sensitive overfor handlingene til eksisterende konkurrenter. Samtidig kan inngangen av nye konkurrenter med helt nye teknologier modifisere det konkurranselandskapet som firmaet i dag opererer i. Metoder for investeringsvurdering bør fange opp komponentenes fleksibilitet og strategisk verdi, fordi disse kan bidra betydelig til firmaets markedsverdi i et usikkert konkurransemiljø. Dette tilsier at investeringsbeslutninger bør baseres på et utvidet netto nåverdi kriterium. Et utvidet netto nåverdi kriterium inkluderer den direkte netto nåverdien av forventede kontantstrømmer fra en umiddelbar investering, og verdien av fleksibilitet knyttet til prosjektets kombinerte muligheter. Bedriftens handlinger kan påvirke reaksjoner fra konkurrentene, noe som igjen påvirker verdien av firmaets

investeringsmuligheter. Verdien av å spille strategisk bør derfor også inkluderes. Det vil si verdien av å spille strategisk i forhold til hvordan bedriften tror konkurrentene vil reagere på dens strategi (Trigeorgis, 2004).

$$\begin{aligned} \text{Utvidet NNV} &= \text{passiv NNV} + \text{fleksibilitets (eller opsjons)verdi} \\ &+ \text{strategisk (spillteoretisk)verdi} \end{aligned}$$

Et marked med fullkommen konkurranse øker verdien av realopsjoner. Et slikt marked er blant annet karakterisert av homogene produkter, og at det er lett å komme inn og gå ut av markedet. Tidlig investering i et slikt marked skaper dermed bare midlertidige merinntekter for bedriften, dersom ikke firmaet kan generere en konkurransedyktig fordel. For å ta gode investeringsbeslutninger trengs en god forståelse av bedriftens konkurransemessige fordeler. Det er en viktig forutsetning for et suksessfullt prosjekt at bedriften har spesielle konkurransefortrinn på de markedene investeringen er ment å dekke. Det bør derfor utvikles en strategi for dette (Bredesen, 2005). En viktig del av å forstå den strategiske verdiskapningen i et prosjekts utvidede netto nåverdi, går dermed ut på å forstå hvilke av de tradisjonelle verdidriverne, som gjør et bestemt prosjekt mer verdifullt for bedriften enn for dens konkurrenter. Det er også viktig å forstå hvordan verdidriverne kan øke firmaets fremtidige vekstmuligheter, og hvordan strategiske beslutninger kan fremme fordelene av disse vekstmulighetene, samtidig som de begrenser risikoen for ufordelaktige utviklinger (Trigeorgis, 2004). Et eksempel på en strategisk avgjørelse som er viktig i forbindelse med selve investeringen, er hvor i verden investeringen bør gjøres (Brealey et al., 2006). Forhold som tilgang på ressurser, skatt og andre politiske faktorer kan variere fra land til land, og gjøre det mer fordelaktig å foreta investeringen et sted i forhold til et annet.

En bedrifts miljø er ofte dynamisk og høyteknologisk. Tilpasningsevne er derfor essensielt for å tjene på fremtidige investeringsmuligheter, og for å ta de rette avgjørelsene i forhold til konkurrentenes handlinger. Tilpasningsdyktige bedrifter tjener på vekstpotensial samtidig som risikoen for tap reduseres. En analyse av bedriftens realopsjoner verdsetter bedriften ved å

studere mulighetene den har for vekst, og om det er mulig å tjene på dem. Det er i dette tilfellet viktig å forstå bedriften, næringen og lederens evne til å dra fordel av de opsjonene som er tilgjengelige for bedriften.

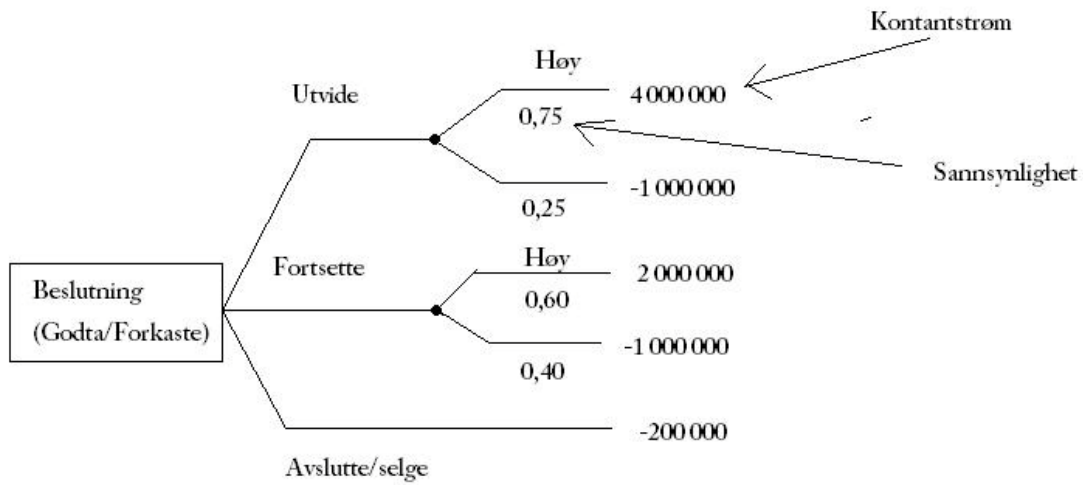
Næringer i vekst har ofte høyere volatilitet og risiko. De har dermed også ofte mer verdifulle vekstmuligheter, og en høyere andel PVGO (Present Value of Growth Opportunities) på pris enn andre næringer. I likhet med en kjøpsopsjon, er imidlertid verdien av firmaets vekstmuligheter påvirket av usikkerhet, levetid (time to maturity), og renter. Prosjektusikkerhet måler variansen, eller spredningen av den underliggende eiendelens fremtidige verdier. Dette kan ha betydelig påvirkning på verdien av realvekst opsjoner. På den ene siden kan høy systematisk risiko (markedsrisiko) resultere i at kapitalmarkedet krever høyere avkastning, samtidig som det gir en lav markedsverdi på prosjektet ved en umiddelbar investering. På den andre siden kan høy total risiko (markedsrisiko og bedriftsspesifikk risiko) ha positiv innvirkning på verdien av realopsjonen. I de tilfeller firmaet går bra er ekstreme verdier mer sannsynlig, noe som gjør opsjonene mer verdifulle. Når det gjelder prosjektets utløpsdato, vil lang tid til utløpsdatoen for opsjonen øke dens verdi. Dette fordi det gir ledelsen flere valgmuligheter med hensyn til timing. Nivået på rentene kan også påvirke verdien på realvekst opsjoner. For et gitt prosjekt fører høyere renter generelt sett til et høyere avkastningskrav, og lavere markedsverdi på umiddelbare investeringer. Høye renter påvirker imidlertid også verdien av realopsjonen dersom ledelsen tror at store investeringsutgifter på tilknyttede, påfølgende investeringer kan utsettes. Grunnen til dette er at nåverdien av påfølgende investeringer ofte minker når rentene øker (Trigeorgis, 2004).

En teknikk knyttet til realopsjoner er beslutningstrær. Denne metoden kan benyttes til å forstå projektrisiko og hvordan fremtidige beslutninger kan påvirke prosjektets kontantstrøm. I denne modellen starter en for eksempel med beslutningen om å godta eller forkaste prosjektet. Neste avgjørelse avhenger for eksempel av om prosjektet går godt eller dårlig (Bredesen, 2005).

Figuren på neste side viser et eksempel på et slikt beslutningstre.

Enhver kontantstrømprognose avhenger av en antakelse om firmaets fremtidige investering og driftsstrategi. Ofte er denne avgjørelsen underforstått. Beslutningstrær får den underliggende strategien ut i lyset, og viser sammenhengen mellom dagens og morgendagens beslutninger. Dette hjelper beslutningstakeren til å finne frem til strategien med den høyeste netto nåverdien.

Figur 2: Beslutningstre



Kilde: (Bredesen, 2005)

Problemet med beslutningstrær er at de fort blir veldig komplekse (Brealey et al., 2006). Hvilken avgjørelse bør for eksempel tas dersom etterspørselen verken er høy eller lav men ligger midt i mellom?

2 Vindkraftens utvikling og dens rolle i den globale energimiksen

Statistikker og fakta om vindkraftens utvikling og dens rolle i den globale energimiksen gir informasjon, ikke bare om hvordan denne energiformen har utviklet seg gjennom tidene, men også hvilken posisjon den har i dagens energimarked. Denne informasjonen er ikke bare interessant ut fra et historisk ståsted, men er også nyttig når det gjelder å utforme prognoser om vindkraftens potensial til videre utvikling. Den er derfor en viktig del av bakgrunnsinformasjonen både i bedrifters investeringsanalyser og markedsanalyser.

2.1 Vindkraftens historie

Vindkraftens historie kan spores så langt tilbake som til de første seilskipene som brukte vindkraft til å få vind i seilene. Bruken av vind til å skape mekanisk kraft kom imidlertid noe senere i antikken. De første omtalte vindmøllene fantes i Kina for 4000 år siden, og ble brukt til å pumpe vann til kunstige vanningsystemer. I Hellas ble vindmøller brukt for nesten 2000 år siden, mens vindmøllene kom til resten av Europa med korsfarerne først på 1100-tallet (Energilink, 2010).

Vindmøllene ble ikke brukt til utvinning av elektrisk energi med det første. De ble blant annet tatt i bruk til å male korn, drive sagblader, dreiebenker, driller og papirproduksjon. Vindmøller spilte også en stor rolle under tørrelegging og gjenvinning av land fra Nordsjøen i deler av Nederland. Under oppdyrking av prærien i USA og Australia ble de brukt til å pumpe vann (Danmarks vindmølleforening, 2003; Lund, 1994c).

Den første vindmøllen som ble brukt til produksjon av elektrisitet ble bygd i Skottland i juli 1887 av professor James Blyth. Ikke lenge etter, i 1888, ble det bygd en større og mer teknisk vindmølle av Charles F. Brush. Vindmøllen ble bygd av hans ingeniørbedrift, hadde en rotor på 17m i diameter og stod på et tårn på 18 meter. Til tross for dens størrelse gav den imidlertid bare 12KW i strøm, og ble brukt til å lade batterier og gi strøm til lamper og motorer i Brush sitt laboratorium. Vindmøllen var i bruk frem til 1900-tallet da elektrisitet ble tilgjengelig fra

Cleveland's sentralstasjoner(Danmarks vindmølleforening, 2003). Forskningen på vindmøller fortsatte, og i 1890 konstruerte en dansk vitenskapsmann, Poul la Cour, vindturbiner for å generere elektrisitet. Disse ble også brukt til å produsere hydrogen.

I løpet av 1900-tallet økte interessen for vindkraftverk gjennom flere perioder. Først under verdenskrigene som følge av mangel på kull og olje, og senere i situasjoner som oljekrisen på 1970 tallet. Dette gav grobunn til utforskningen av fornybar energi (Lund, 1994c).

Mellom 1985 og 1995 fortsatte utviklingen innen vindkraftnæringen, og små og mellomstore vindmøller ble tatt i bruk for kommersiell virksomhet. Det ble produsert storskalamøller med effekt på mer enn 1 MW, og den første mellomstore vindpark på land ble utviklet. I løpet av denne perioden ble det i tillegg installert vindturbiner offshore og kommersielle vindselskaper ble etablert. Dette førte til markedsvekst i USA og Europa. Videre frem mot det 21. århundret var fossilt brennstoff fortsatt relativt billig. Økt bekymring over forsyningssikkerhet, global oppvarming og utarming av fossilt brensel, førte imidlertid til en utvidet interesse for mulige tilgjengelige former for fornybar energi. Utvikling av fornybar energi ble etter hvert et viktig element i flere lands energipolitikk. Den kommersielle vindkraftnæringen, særlig i USA og Europa, begynte dermed å utvide seg. Denne utviklingen ble forsterket av tilgjengeligheten til gode vindressurser, og fallende kostnader som følge av forbedret teknologi og ledelse av vindparker. I perioden 1995 til 2005 ble de utviklet masseproduksjon av vindturbiner og tilhørende komponenter. Dette førte med seg en utvidelse av offshore markedet og en segmentering innen vindkraftnæringen som omfatter spesialisering, produktdesign og utvikling, komponentutvikling, installasjon og vedlikehold(Vindkraft.no, 2010).

I dag fortsetter fokuset på miljøspørsmål å øke. Gjennom klimakonferanser og klimaavtaler øker presset på verdens land om å redusere utslipp, og øke andelen fornybar energi. EU har for eksempel satt et mål om å øke fornybar energi sin andel av det totale energiforbruket fra vel 8 til 20 prosent innen 2020(København2009, 2009). Dette bidrar til å skape økt utvikling av vindkraftnæringen gjennom satsing og utvikling av ny teknologi, som flytende havmøller og utvidelse av transportnett for distribuering av vindkraft. Selv om vindkraft fortsatt utgjør en liten del av europeisk kraftproduksjon, er den nå en av de raskest voksende energiformene (Energirådet, 2008).

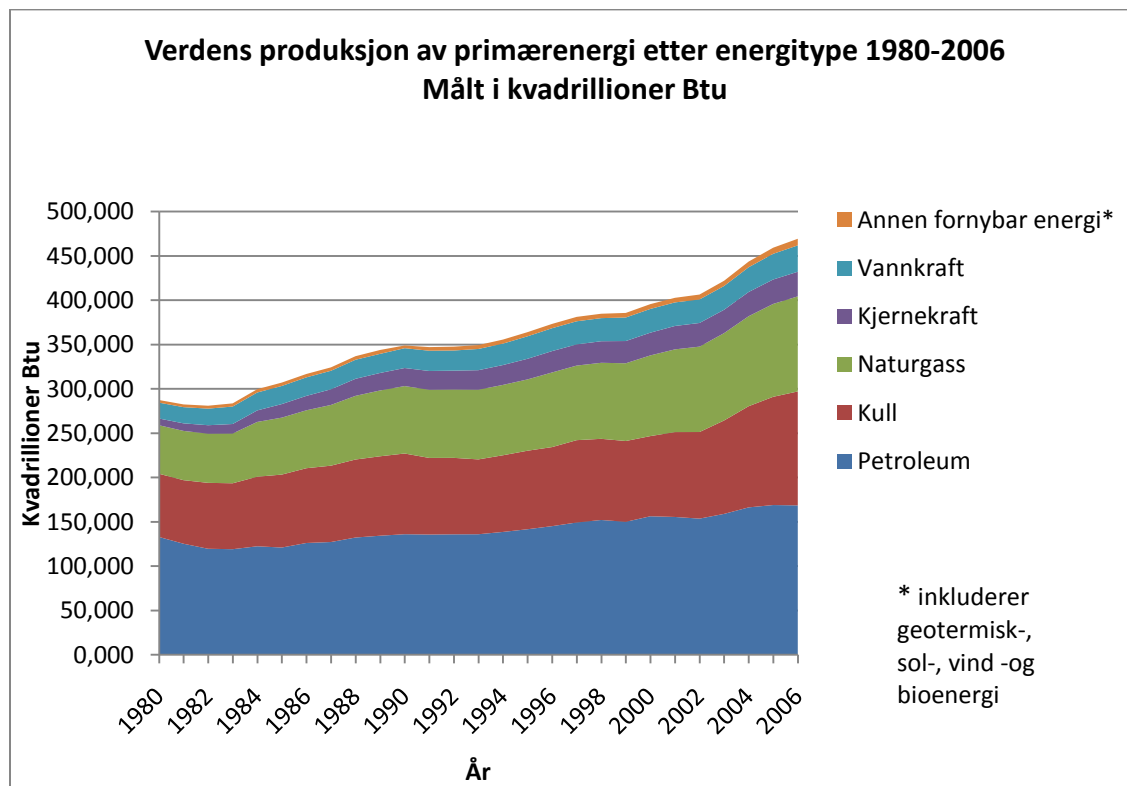
2.2 Vindkraftens rolle i den globale energimiksen

For å vurdere en investering i vindkraft, er det ikke bare viktig å ha informasjon om denne typen energi alene, men også om dens rolle som en del av det totale energimarkedet. Verdens energimarked er satt sammen av en energimiks bestående av både fornybare og ikke-fornybare kilder. Utvikling innen faktorer som priser, ressursgrunnlag, teknologi og andre faktorer innen de ulike energikildene, påvirker ikke bare den enkelte energikilde, men også sammensetningen av den totale energimiksen.

2.2.1 Den totale energimiksen - energitilbudet

En historisk statistikk fra Den Amerikanske energiadministrasjonen² (EIA, 2008) viser at det gjennom tiden har vært, og fortsatt er, de ikke-fornybare kildene som utgjør størstedelen av verdens energitilbud.

Figur 3: Verdens produksjon av primærenergi etter energitype 1980-2006 målt i kvadrillioner Btu



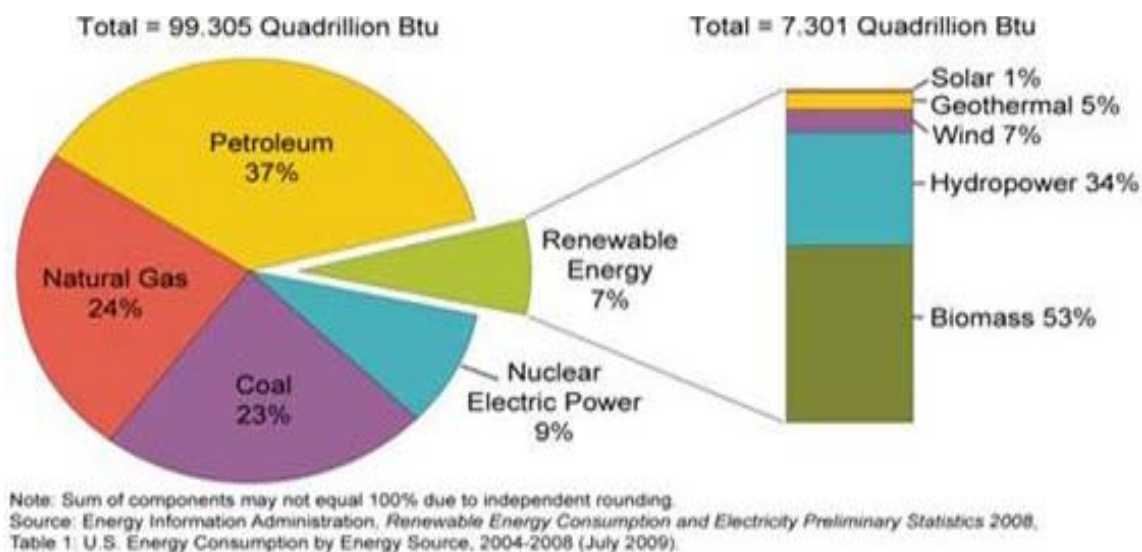
Kilde: (EIA, 2008)

² US Department of Energy - Energy Information Administration

Kull og olje utgjør den største andelen av denne gruppen. Tilbudet av både naturgass og kjernekraft har dessuten hatt en vekst siden 1980-tallet, og utgjør nå en viktig andel av det totale tilbudet. Når det gjelder fornybar energi utgjør vannkraft den største andelen og er spesifikt fremhevet i statistikken. Solenergi, vindkraft, geotermisk energi og bioenergi utgjorde i 2006 en liten del (totalt 8 %) av det totale energitilbudet og er samlet under gruppen ”annen fornybar energi”. Produksjonen av fornybar energi har imidlertid vokst med 100 % mellom 1980 og 2006 (EIA, 2008) og har fortsatt å vokse. I 2008 økte innsatsen rundt fornybar energi kraftig. Rundt \$120 milliarder ble globalt sett investert i fornybar energi dette året, inkludert ny kapasitet. Dette er det dobbelte av de \$63 milliardene som ble investert i 2006. Nesten hele denne økningen skyldes større investeringer i vindkraft, solenergi og bioenergi, der en andel på hele 42 % ble investert i vindkraftteknologi (REN21, 2009). I tillegg til de \$120 milliardene som ble investert i fornybar energi, gjorde vindkraftnæringen og næringen for solenergi betydelige kapitalinvesteringer i nye produksjonsparker og utstyr i 2008. Det ble i tillegg brukt over \$15 milliarder på global forskning og utvikling på dette området(REN21, 2009).

Fornybar energi som solenergi, vindkraft og geotermisk energi er hovedsakelig knyttet til produksjonen av elektrisitet, og er blant annet avhengig av økt etterspørsel for å fremme økt produksjon og vekst. Tabeller som viser deres spesifikke andeler, er for det meste vist i oversikter over den totale kraftproduksjonen, installert kapasitet eller i forbindelse med statistikker over kraftforbruk. En statistikk fra EIA (2009), gir en oversikt over fornybar energis rolle i det totale energiforbruket til USA. En sammenligning med tall fra BP’s årlige energirapport, bekrefter at dette også er et tilnærmet bilde på verdens energimiks sett under ett(BP, 2009). Figuren på neste side viser at det i 2008 fortsatt var de ikke-fornybare kildene, som utgjorde den største andelen av energimiksen. Den kraftige veksten innen fornybar energi for 2008, kan ikke ses på diagrammet, som viser en andel på 7 % for fornybar energi. Det er heller ikke ventet at økt fokus og investering på fornybar energi vil gi en umiddelbar andelsendring i forbruksstatistikkene. Veksten har imidlertid potensial til å gi en endring i forbruksandelen til fornybar energi på sikt.

Figur 4: Fornybar energi sin rolle i den totale energimiksen



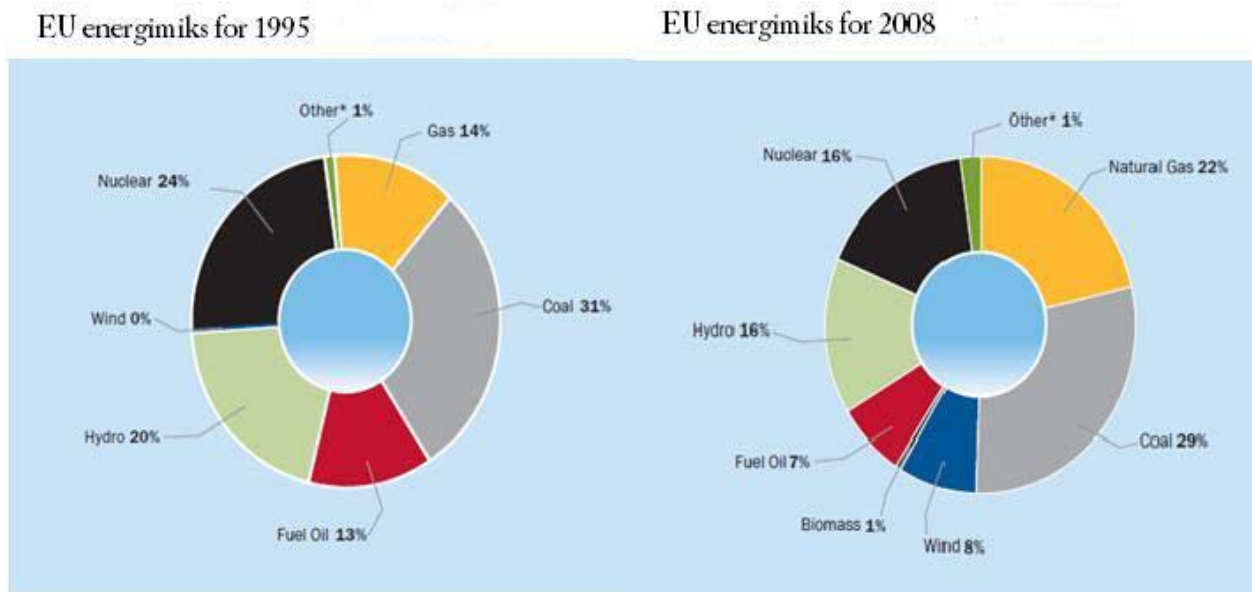
Kilde: (EIA, 2009b)

Statistikken til EIA (2009) er særlig interessant i at den viser hvor stor andel de ulike typene fornybar energi utgjør. Selv om vindkraft er i sterk vekst, er bioenergi og vannkraft fortsatt størst innen fornybar energi. Vindkraft utgjør altså foreløpig en liten rolle i den totale energimiksen, men har vokst til en andel på 7 % av tilbudet av fornybar energi. Den er dermed den største kilden sett i forhold til solenergi og geotermisk energi (EIA, 2009b).

Den totale globale energimiksen gir et godt bilde av dagens energiutvikling. Siden store deler av fornybar energi som sagt er konsentrert rundt produksjon av elektrisitet, kan det imidlertid også være interessant å se på hvor stor andel fornybar energi utgjør av total kraftproduksjon. Samtidig kan det være nyttig å vite i hvilke deler av verden utviklingen har vært størst. Statistikker fra Den europeiske vindenergiforeningen³ (EWEA) viser at fornybar energi og derunder vindkraft, utgjør en mye større andel i Europa enn for verden sett under ett. Disse viser at fornybar energi utgjorde hele 26 % av den totale kraftproduksjonen for EU i 2008, og av dette utgjorde vindkraft hele 8 %. Dette er en økning i andel fornybar energi på totalt 6 % og en tilnærmet økning for andel vindkraft på 8 % siden 1995(EWEA, 2008).

³ European Wind Energy Association: en organisasjon som promoterer bruken av vindkraft i Europa og resten av verden.

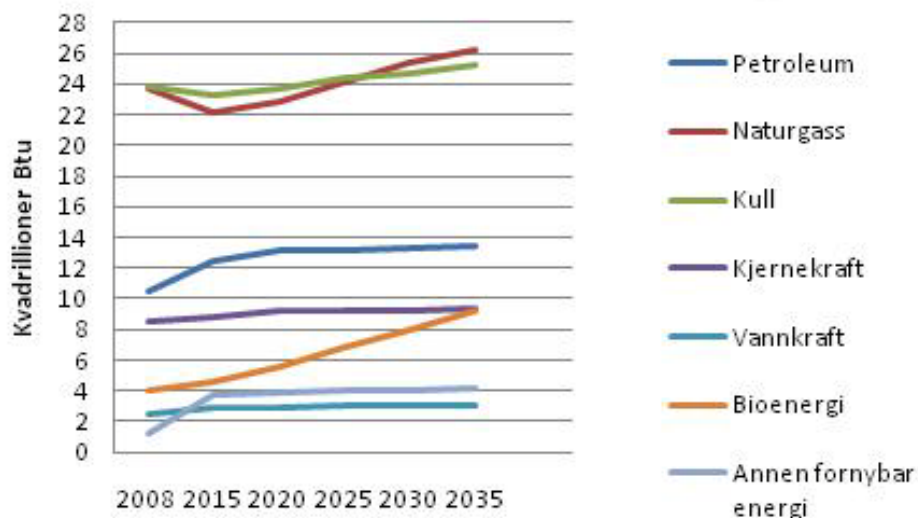
Figur 5: Sammenligning av energimiksen i EU for 1995 og 2008



Kilde: (EWEA, 2008)

Når det gjelder fremtidig energitilbud har EIA (2009b) satt opp en prognose for hvordan produksjonen er ventet å utvikle seg. I følge tall fra tabeller laget for Energy Outlook 2010, er det fornybar energi som vil vokse mest i produksjon. Alle de ulike kildene innen fornybar energi er ikke spesifisert, men det kommer frem at det ikke er vannkraft og bioenergi som vil vokse mest, men alternative energikilder som solenergi, vindkraft, geotermisk energi etc. EIA påpeker imidlertid at analysen ikke bør vurderes i isolasjon, men ses i sammenheng med usikkerheten i markedet, volatile priser og endringer i forhold som for eksempel lover og reguleringer (EIA, 2009c). Dette understreker volatiliteten som er knyttet til energipriser og utviklingen i energimarkedet. Det påpeker også viktigheten av å stadig være oppdatert og pro-aktiv ovenfor endringer i faktorer knyttet til utvikling og investering i energiprojekter.

Figur 6: Totalt energitilbud 2007 - 2035



Kilde: (EIA, 2009c)

Data fra BPs Statistical Review of World Energy June 2009 konkluderer med at verden har nok oljereservoarer, naturgass og kull til å møte verdens behov i de følgende tiår. Det er likevel et økt fokus i markedet på at de ikke fornybare energikildene en gang vil brukes opp. Dette satt sammen med økt bekymring og tiltak knyttet til utslipp av drivhusgasser, kan presse opp prisene på de ikke-fornybare energikildene gjennom for eksempel avgifter og begrensing av tilgang. Når prisene på de ikke-fornybare energikildene øker, er det ventet at produksjon og investering i fornybar energi vil øke. Dette scenarioet støtter EIA's prognoser om økt investering i fornybar energi. Økt satsing på fornybar energi er imidlertid også avhengig av en bedring i verdens finansielle markeder, fordi store energiprosjekter krever god tilgang til finansiering (EIA, 2009a).

2.2.2 Energiforbruk

Økonomisk vekst er den viktigste drivkraften når det gjelder energiforbruk, noe som har vært særlig tydelig de siste årene. Frem til midten av 2008 var det fortsatt vekst i verdensøkonomien. Etter dette begynte imidlertid økonomien å sakke ned, mest sannsynlig som følge av finanskrisen som har hatt betydelige effekter på det globale energiforbruket. Jevnt over for hele 2008 økte gjennomsnittsprisene betydelig for alle typer energi, dette til tross for at prisene falt betraktelig mot slutten av året. Prisøkningen var særlig merkbar i de årlige oljeprisene, som økte for det

syvende året på rad for første gang i den nærmere 150-årige historien til oljeindustrien. Finanskrisen og de økte energiprisene har tydelig påvirket det globale energiforbruket. Dette er særlig merkbart når det gjelder forbruk av primærenergi inkludert olje, naturgass, kull, kjernekraft og vannkraft, som i 2008 kun økte med 1,4 %. Dette er den laveste veksten siden 2001. De høye energiprisene gjør ikke bare utslag i total nedgang i energiforbruk, men kan også påvirke hvilken type energi som brukes mest. I 2008 rangerte kull for sjette år på rad som det fortest voksende brennstoffet, noe som har betydelige implikasjoner på CO_2 utslippene. På tross av at fornybar energi også har blitt påvirket av finanskrisen, har økt bekymring vedrørende drivhuseffekten og nye klimaavtaler økt bruken av fornybar energi. Dette ofte med god støtte fra staten. Det viser seg dermed at selv om fornybar energi fortsatt utgjør en liten del av verdens energimiks, øker andelen raskt i enkelte land. (BP, 2009)

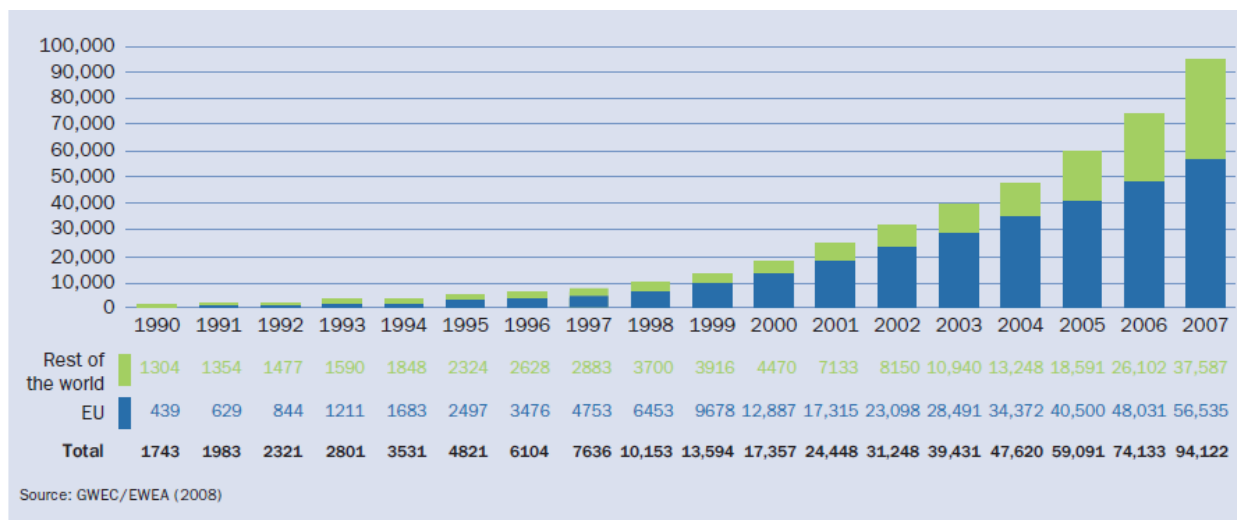
Til tross for dagens økonomiske situasjon, er det ventet økende etterspørsel etter energi spesielt i Kina, India og andre utviklingsland. Det er også ventet at mange land vil øke innsatsen om å begrense tilgangen til oljeresurser i sitt territorium, og at dette sammen med økt etterspørsel vil føre til økende reelle oljepriser på lang sikt. Det er imidlertid knyttet betydelig usikkerhet til denne prognosen, og oljeprisene i 2030 strekker seg fra \$50 til \$200 per år i de forskjellige scenarioene (EIA, 2009a). Den lave prisen representerer et scenario hvor mange av de store oljeproduiserende landene utvider oljeproduksjonen fortere enn forventet, noe som øker deres andel av produksjonen utover nåværende nivåer. Den høye prisen representerer et scenario hvor det motsatte skjer; store oljeproduiserende land velger å opprettholde streng kontroll over tilgangen til sine ressurser, og utvikle dem saktere enn forventet (EIA, 2009a). Prisutviklingen på de ulike energitypene er viktig for hvordan konsumeringen av ulike energikilder vil utvikle seg. Dersom for eksempel prisen på olje og andre ikke-fornybare energikilder øker som følge av mindre tilgjengelighet og økte avgifter, kan dette føre til at alternative energikilder, som for eksempel vindkraft, vil bli mer lukrative for konsumentene.

2.3 Vekst og utvikling i vindenergi

Vindkraft utvikler seg raskt både i Europa og globalt og utgjorde i 2008 det største tilskuddet til økt kapasitet innen fornybar energi (REN21, 2009). Mellom 1992 og 2008 har den globale installerte kapasiteten til vindkraft økt fra 2,5 GW til mer enn 120 GW. Dette er en gjennomsnittlig vekstrate på 25 prosent. De pågående forbedringene i turbineffektivitet og høyere priser på brennstoff har dessuten økt vindkraftens konkurransedyktighet overfor tradisjonell kraftproduksjon (EWEA, 2009b).

Europa er den klare lederen innen vindkraftteknologi, og hadde seksti prosent av verdens installerte kapasitet innen vindkraft på slutten av 2007. Samtidig hadde europeiske bedrifter en global markedsandel på hele 66 prosent (EWEA, 2009b).

Figur 7: Utvikling i vindkapasitet i EU i forhold til resten av verden.



Kilde: (EWEA, 2009b)

Utviklingen innen vindkraft gjør at vindkraftnæringen kan deles inn i to nivåer; landbasert vindkraft og havbasert vindkraft. Landbaserte vindmøller er historisk sett den eldste teknologien, og den delen av næringen som utgjør mesteparten av dagens vindkraftkapasitet. Teknologien har kommet langt i utviklingen. Med unntak fra vannkraft er landbasert vindkraft i dag konkurransedyktig i pris sammenlignet med annen fornybar energi. Det er likevel regnet at landbaserte vindmøller har begrenset potensial grunnet plasseringsproblemer, vindforhold og ønsket om å ikke ødelegge naturen verken estetisk eller med hensyn til for eksempel dyreliv (Sør-

Trøndelag Fylkeskommune, 2008). Landbasert vindkraft vil likevel fortsatt være en viktig del av vindkraftnæringen og landbasert erfaring vil være avgjørende for suksess til havs i fremtiden(Trædal, 2010)

Havbasert vindkraft er en nyere del av næringen, og kan igjen deles inn i to grupper; bunnfaste vindmøller og flytende vindmøller. Bunnfaste vindmøller plasseres på grunne havområder på i dag inntil 30-40 meters dybde. Frem til i dag er det bygd ut flere slike vindparker, og det satses mye på slike anlegg. Et eksempel er Dogger Bank prosjektet som Statoil og Statkraft deltar i. Teknologien knyttet til havbasert, bunnfast vindkraft, har utviklet seg med utgangspunkt i teknologien for landbaserte vindmøller, og mye av teknologien er kjent. Det er imidlertid fortsatt teknologi under utprøving og forskning på forhold som for eksempel design og utforming av slike vindparker til havs(Sør-Trøndelag Fylkeskommune, 2008). Når det gjelder havbaserte, flytende vindmøller er disse fortsatt i utviklingsfasen og under utprøving. Det er imidlertid knyttet stor tro til at slike vindmøller har stort potensial, og vil utgjøre en viktig del av fremtidens vindkraftnæring. Et eksempel på et slikt havbasert vindmølleprosjekt er Statoils Hywind, som er under utprøving på Karmøy.

2.4 Offshore vindkraft

Offshore vind utgjør foreløpig bare rundt 1 prosent av den totale vindkraftkapasiteten som er installert i verden i dag, men er nå en fundamental del av flere nasjoners energipolitikk. Det meste av utviklingen innen offshore vindkraft har blitt gjort rundt Nordsjøen og Østersjøen. På slutten av 2007 var det en kapasitet på mer enn 1000 MW lokalisert offshore i fem land: Danmark, Irland, Nederland, Sverige og Storbritannia. Mesteparten av denne kapasiteten har blitt installert på relativt grunt vann, ikke lengre enn 20 km fra kysten. Dette for å minimere kostnadene av å legge kabler i sjøen(EWEA, 2009a).

Markedet for offshore vind er karakterisert av prosjekter som er betydelig større og mer risikofylte enn de fleste landbaserte prosjekter. Denne usikkerheten er blant annet knyttet til større turbiner, vanskeligere tilgjengelighet og sikkerhet. Spesialfartøy og teknikker for å reise opp turbiner har blitt utviklet, men spørsmålet om nye og innovative måter å få tilgang til

offshore turbiner på, har fortsatt stor betydning for kostnader, tilgjengelighet og sikkerhet. Turbinteknologien til offshore prosjekter er også noe forskjellig fra landbaserte prosjekter. Når vindmøllene plasseres offshore, gir dette blant annet muligheter for å utvikle betydelig større turbiner. Turbiner på 5MW og mer blir rettet mot dette markedet. Mer spissfindige forskjeller i teknologi har også oppstått på grunn av det ulike miljøet, og økte krav til pålitelighet. Disse utviklingstrekkene gir grunn til å tro at det vil oppstå større teknologisk utvikling og innovasjon innen offshoremarkedet enn onshoremarkedet.(EWEA, 2009b).

Havbasert vindkraft er betraktelig dyrere enn landbasert vindkraft både i anlegg og drift og krever betydelig støtte(Sør-Trøndelag Fylkeskommune, 2008). Kostnadene ved offshorekapasiteten, i likhet med turbinene på land, har økt de siste årene. I gjennomsnitt er investeringskostnadene for nye offshore vindparker forventet å være rundt € til €2,2 millioner/MW for en park nær land og på relativt grunt vann. Til forskjell fra landbaserte turbiner, er hovedforskjellene i kostnadsstrukturen relatert til dyrere fundamenter, transformatorstasjoner og overføringskablene til havs. Kostnadene for offshore generert elektrisitet varierer fra rundt 6-8c€/KWh, for det meste på grunn av ulikheter i havdybde, avstand fra land og investeringskostnader (EWEA, 2009a).

Til tross for økte kostnader har offshore vindkraft hatt en kraftig vekst de siste årene, og er regnet å være en nøkkelfaktor i forbindelse med utvikling av fornybar kraft i Europa. I følge statistikker fra EWEA ble det i 2008 installert 1 MW ny kapasitet hver dag, og total kapasitet nådde en total på 1 471 MW globalt sett på slutten av året Det er nå over 100 GW offshore prosjekter under planlegging. Dersom alle disse blir realisert vil de produsere 10 % av EU's elektrisitet, og samtidig bidra til en reduksjon i CO₂ utslipp på 200 millioner tonn hvert år(EWEA, 2009a).

Den store økningen innen offshore vindkraft har blant annet sammenheng med det store potensialet, og de mulighetene som tillegges denne næringen. Offshore vind har sterkere, mer stabile vinder enn på land, og har dermed et vesentlig større kraftpotensial. Offshore turbiner genererer elektrisitet 70 -90 % av tiden. Det er dessuten regnet at vindene langs Europas kyst er kraftige nok til å møte Europas krav til elektrisitet ganget med syv (EWEA, 2009a). Vindmøller plassert offshore er også fordelaktige i forhold til landbaserte vindparker, blant annet fordi de

ikke er synlige fra land og har antatt færre miljøkonsekvenser. Samtidig er det antatt og at de kan dekke kraftbehovet på oljefeltene (Sør-Trøndelag Fylkeskommune, 2008).

European Wind Energy Association (EWEA) har satt et mål om å nå 40 GW av offshore vind i EU innen 2020 og 150 GW innen 2030. Målet for 2020 betyr en gjennomsnittlig årlig markedsvekst på 28 % over de neste 10 årene. Sett i forhold til historiske tall for hva som har blitt oppnådd på land, er det forventet at dette er en fornuftig målsetning. EU markedet for innenlands vind vokste med et gjennomsnitt på 32 % per år i 12 års perioden fra 1992 – 2004. Med dagens utvikling innen offshore vindkraft, er det ventet at denne næringen vil ha samme utvikling (EWEA, 2009a). Faktorer som markedsutvikling, politikk (særlig klimapolitikk) og teknologisk utvikling er imidlertid kritisk for om næringen vil oppnå denne fremtidige utviklingen. Disse faktorene vil bli presentert nærmere i kapittel 3.

2.5 Norsk utvikling av vindkraft - muligheter for en ny næring?

Vindkraft har vært og utgjør fortsatt en liten del av det norske energimarkedet, men er nå en av de raskest voksende energiformene. De første initiativer om å ta i bruk vindkraft ble gjort på slutten av 1980 årene i form av utredninger, vindressurskartlegging og utprøvningsanlegg av mindre vindkraftverk. Fra 1997 vokste imidlertid interessen for utvikling av vindkraft, og i dag er denne energiformen vurdert til å ha et betydelig potensial som bidrag til Norges totale kraftproduksjon (Hofstad, 2009).

EUs mål om at 20 % av energiforbruket skal være fornybar innen 2020 gir nye muligheter til å utvikle næringsvirksomhet innen vindkraftnæringen. I følge Energirådet (2008) har Norge potensial til å utvikle næringsvirksomhet innen leverandørindustrien, og til å bli en betydelig eksportør av fornybar kraft til Europa. Bakgrunnen for dette ligger for det første i det betydelige vindkraftpotensialet som finnes i havområdene utenfor norskekysten. Dette er vurdert til å være av et så stort omfang at det kan dekke en betydelig del av EUs behov for fornybar energi. For det andre har Norge et stort konkurransefortrinn når det gjelder erfaring innen offshore olje og gass, shipping, betongindustri og fjernstyrt drift til havs. Det skulle dermed være gode muligheter for å bygge opp en ny eksportnæring i landet (Energirådet, 2008).

BI professor Jørgen Randers og professor Finn Førsund ved universitetet i Oslo stiller seg imidlertid kritisk til utvikling av vindkraft i Norge. I 2008 ble det produsert 142,4 TWh elektrisk energi i Norge, mens elektrisitetsforbruket var 128,6 TWh (Helgesen, 2009). De hevder at utbygging av vindkraft vil bli ulønnsom blant annet fordi vi ikke trenger mer kraft i Norge. Flere politikere mener at Norge kan tjene mye penger på å bli en storeksportør av kraft. Professor Jørgen Randers understreker imidlertid at vindkraft vil koste vesentlig mer å produsere enn det man får betalt for den, og at det trengs subsidier for å få lønnsomhet i vind. Når det gjelder havvindmøller, påpeker professor Finn Førsund at det er lite sannsynlig at bedre vindforhold kan veie opp for de store kostnadene som kreves for å bygge, drive og vedlikeholde disse. Førsund mener at Norge heller bør bygge ut vannkraft dersom produksjonen må økes. Han frykter imidlertid at EUs klimamål vil føre til at Norge får overskudd av kraft (Helgesen, 2009).

Den store veksten i satsingen på vindkraft i Europa har allerede involvert flere land som legger betydelig satsing på denne næringen. I 2008 rapporterte Energirådet om at Norge foreløpig er lite involvert i denne satsingen, og at en større satsing på vindkraft er viktig for å ikke utelukke norsk industri fra å være med i denne veksten. De vektlegger blant annet at utbygging av infrastruktur i et marked der Norge ikke er en kommersiell aktør, også vil føre til at det ikke legges til rette for innfasing av kraft til Europa fra Norges gode vindressurser til havs (Energirådet, 2008).

Norge er fortsatt en liten aktør på verdens energimarked, men har siden 2008 sett utviklinger særlig innen offshore vindkraft og ny teknologi. I løpet av 2009 innviet Statoil verdens første flytende fullskala vindturbin, Hywind (Statoil, 2009a), og i første del av 2010 er allerede 2 store nye prosjekter i gang. I januar fikk de to norske selskapene, Statoil og Statkraft, sammen med de utenlandske selskapene Scottish and Southern Energy plc (SSE) og RWE npower, rettigheter til å bygge havvindparker på Doggerbank. Måneden etter fikk Bergensselskapet Sway AS tidenes største Enova-tildeling på 137 millioner kr til å bygge verdens største vindturbin utenfor kysten av Hordaland (Blindheim, 2010). Norge har fortsatt en stykke igjen å gå når det gjelder å hevde seg blant de ledende landene innen vindkraft, men har med de siste årenes utviklinger vist evne og vilje til økt bidrag innen en stadig voksende næring.

3 Faktorer som påvirker vekst og investering i vindkraft

Forrige kapittel tok for seg ulike situasjoner, som har påvirket utviklingen av vindenergi gjennom tidene. De spesifikke hendelsene og situasjonene er gjerne ulike, men ofte knyttet til samme utgangspunkt. I forbindelse med investeringsavgjørelser er det derfor nyttig å identifisere hvilke nøkkelfaktorer som vil være av avgjørende betydning for om prosjektet vil lykkes eller ikke. En måte å identifisere slike faktorer på er å utføre en SWOT analyse. Denne analysen spesifiserer målet med prosjektet, og identifiserer de eksterne og interne faktorene som vil være til fordel eller ulempe for å nå dette målet. De eksterne faktorene er de faktorene som oppstår uavhengig av den spesifikke bedrift, og som bedriften ikke har overordnet kontroll over. Eksempler på slike faktorer er politiske-, miljømessige-, sosio-kulturelle-, teknologiske- og økonomiske faktorer. Når det gjelder den historiske utviklingen av vindkraft som ble beskrevet i forrige kapittel, er det ofte hendelser innen disse faktorene som blir trukket frem, fordi de er avgjørende for vindkraftnæringen sett under ett. Historiske data, statistikker og prognoser er dermed ofte et godt utgangspunkt for å fastsette hvilke faktorer som er viktige å trekke frem i en analyse av prosjektets muligheter for suksess. Det er imidlertid knyttet mye usikkerhet til de eksterne faktorene som påvirker energimarkedene. Slike faktorer kan ikke med sikkerhet kan forutses, inkludert ekstremvær, politisk sammenbrudd, streiker, og teknologiske gjennombrudd. I tillegg kan fremtidig utvikling innen teknologi, demografi og ressurser ikke forutses med sikkerhet. Når EIA gjør prognoser for fremtidig utvikling i energimarkedene ser de derfor forbi dagens økonomiske og finansielle forhold, og fokuserer på faktorer som driver energimarkedene på lengre sikt (EIA, 2009a). Faktorer som er særlig kritiske for vekst i vindkraftnæringen er politikk (særlig klimapolitikk), teknologisk utvikling og markedsutvikling. Når det gjelder investeringsavgjørelser i forbindelse med vindkraft, vil dermed utvikling innen disse faktorene være ekstra interessante. Bedriften vil i tillegg se på interne faktorer, særlig i forbindelse med organisasjonens kapasitet.

3.1 Politiske faktorer

Politiske faktorer er en typisk ekstern faktor, som er viktig for utviklingen av vindkraft offshore. Historisk sett har det vært en sammenheng mellom miljømessige faktorer, forsyningssikkerhet og politiske faktorer når det gjelder energiindustrien. Bekymring over potensielle klimaendringer som følge av utslipp av klimagasser har vokst over de siste to tiårene. Det samme har usikkerheten med hensyn til økt energietterspørsel i fremtiden og kostnadene på drivstoff, arbeidskraft og bygging av nye energikraftverk. Som følge av dette har flere land gjort endringer i lover og reguleringer, innført skatteincentiver for fornybar energi, og inngått miljøavtaler for å begrense utslipp av klimagasser. Disse tiltakene vil påvirke alle deler av industrien for generering av elektrisk kraft. Dette gjelder særlig avgjørelsen om hvilke typer anlegg som skal bygges for å møte den økende etterspørselen etter elektrisitet. Hvilken ressurs som blir brukt til å generere elektrisitet, prisene som forbrukerne vil betale i fremtiden og klimagassutslippene fra anlegg som produserer elektrisitet, vil også i stor grad bli påvirket. Det er dermed tydelig at dagens produsenter må ta hensyn til effekten av potensielle endringer i lover og reguleringer, når de planlegger og tar drifts og investeringsavgjørelser (EIA, 2009a).

Politiske vedtak knyttet til miljøspørsmål har ført til avgifter og kvotebegrensninger for utslipp av CO_2 , noe som gir begrensninger i forhold til produksjonen av kraft fra ikke-fornybare kilder. CO_2 -avgiften ble innført i 1991 og er et viktig virkemiddel i klimapolitikken. Denne avgiften omfatter omlag halvparten av de samlede klimagassutslippene i Norge. Prosentandelen vil imidlertid kunne synke ettersom flere bransjer og sektorer blir omfattet av kvoteplikt.

Kvotesystemet fungerer slik at den kvotepliktige virksomheten må fremskaffe kvoter tilsvarende de utslippene den har. Kvotene tildeles gratis – eller de auksjoneres ut til virksomhetene. Hvert år må virksomhetene levere en rapport til Klima- og forurensningsdirektoratet, som dokumenterer hvor store utslipp de hadde det foregående året. Dersom en bedrift har sluppet ut mer klimagasser enn den har fått tildelt kvoter for, må den kjøpe kvoter i markedet.

Virksomheter som har klart å redusere sine utslipp og som sitter igjen med et overskudd av kvoter, kan selge disse. Norge er tilsatt EU's kvotesystem. Dette medfører at norske bedrifter kan handle med kvoter både seg imellom og med bedrifter i EU (Klima- og forurensningsdirektoratet, 2010). De politiske tiltakene knyttet til utslipp av CO_2 har også effekt på viktige aktører i energibedriftenes eksterne miljø. I USA har for eksempel flere store banker

bestemt seg for å inkludere fremtidige CO_2 -utslipp, som en faktor i sin beslutningstakingsprosess når det gjelder finansiering av nye kraftstasjoner (EIA, 2009a). Offshore vindkraft har foreløpig et høyere kostnadsnivå enn energiproduksjon fra tradisjonelle ikke-fornybare kilder. Økte kostnader og endring i finansieringsbetingelser som følge av kvotebegrensinger og avgifter, kan jevne ut kostnadsnivået mellom vindkraft og tradisjonelle energikilder. Dette vil virke positivt på konkurransedyktigheten til fornybare energikilder som offshore vind.

Andre politiske tiltak som kan stimulere til økt produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder er produksjonsstøtte og innføring av grønne sertifikater (elsertifikater). Produksjonsstøtte vil si at staten gir produsenter av fornybar energi, et fast tilskudd per produserte kilowatt-time fornybar energi. Dette gir investorer forutsigbarhet over en periode. Produksjonsstøtten kan imidlertid variere fra statsbudsjett til statsbudsjett og risikerer stadig å bli tatt opp til stortingsbehandling, noe som skaper ustabile rammevilkår (Bellona, 2003). Ordningen kan også føre til over- eller undersubsidiering, fordi den gir relativt liten kunnskap om hvor mye kraft som bygges ut (Holden, Idsø, Andersen, & Gjerald, 2009).

Grønne sertifikater er bevis på at energiproduksjonen er miljøvennlig etter visse kriterier gitt av myndighetene. Under en slik ordning pålegges energiselskapene å selge en bestemt andel miljøvennlig fornybar energi. Dette vil skje ved at det utstedes et sertifikat per mengde produsert fornybar energi. Leverandører av energi pålegges så å selge et bestemt antall grønne sertifikater. Myndighetene kan også kreve at alle som kjøper strøm må kjøpe en viss mengde sertifikater. Ved krav om kjøp av sertifikater, er det ventet at det vil oppstå en etterspørsel etter sertifikatene, og at de vil få en pris. Dette vil gi en ekstra inntekt til produsenter av fornybar elektrisitet. Det blir dermed markedsaktørene selv, ikke offentlige instanser, som avgjør hvilke prosjekter som det lønner seg å satse på. Siden sertifikatordningen ikke involverer en omfattende og ressurskrevende godkjenningssprosess, vil også småprosjekter kunne bli inkludert i ordningen. Konkurransen vil sikre at utbyggingen foregår billigst mulig. Det vil i tillegg være mindre sjans for over- eller undersubsidiering. Andre fordeler med pliktige grønne sertifikater, er at Stortinget forplikter seg til å oppfylle sine mål gjennom en lovpålagt minimumsproduksjon av fornybar energi. Dette gir mer forutsigbare, langsiktige rammevilkår for utbyggerne av vindkraft offshore,

noe som igjen kan bidra til å utvikle ny og rimeligere teknologi. Det er også ventet at et kvotemarked for CO_2 og sertifikatmarkedet vil utfylle hverandre. Utslippskvoter innføres gjerne for å nå et tidfestet utslippsmål, mens grønne sertifikater skal bidra til utvikling og utbygging av miljøvennlige energikilder, som vil bidra til lavere utslipp også på lengre sikt (Haugneland & Tjernshaugen, 2003). Sertifikatmarkedet vil over tid gjøre de reneste teknologiene billigere, slik at de senere kan bli tilgjengelige for det åpne markedet. Siden temaet om grønne sertifikater kom på dagsordenen, har det vært flere diskusjoner og motargumenter blant annet knyttet til måleusikkerhet i varmemarkedet og ustabil prisdannelse (Bellona, 2003). I følge regjeringen skal det imidlertid etableres et felles norsk-svensk el-sertifikatmarked fra 2012. Dette er ment å utløse betydelige investeringer i vindkraft offshore og annen fornybar energi. Frem til sertifikatmarkedet trer i kraft, påpeker regjeringen viktigheten av å opprettholde investeringene i fornybar kraft. Det legges blant annet opp til nye runder i Enovas vindkraftprogram, noe som skal bidra til å sikre dette (Regjeringen.no, 2009b).

I tillegg til støttemekanismer er markedet for fornybar energi avhengig av tilgang på ressurser, konsesjoner, infrastruktur for kraftoverføring, og et konkurransepreget miljø. For vindenergi er disse faktorene kritisk i defineringen både av markedsmuligheten og dens regler for deltakelse. Økonomisk levedyktige satser, effektiv fleksibel lisensiering og tilgjengelig kapasitet i overføringsnettene er nøkkelementene for et sterkt marked (EWEA, 2009b). En analyse utført av Statoil i 2009 fremhever dessuten politisk vilje, innovasjonsstøtte og et lovgivningsmessig rammeverk, som viktige politiske faktorer i forbindelse med vekst og utvikling i vindkraft offshore. Norge har gode vindressurser, noe som er grunnleggende for utvikling av effektive vindparker. Innvilgning av konsesjoner på gitte områder er essensielt for å få tilgang til disse vindressursene. Når det gjelder tilgang til norske vindressurser gjennom konsesjoner og søknader om støtte, virker det imidlertid som om dette foreløpig har blitt tildelt gjennom søknader fra ulike selskaper knyttet til konkrete prosjekter. Hovedvekten av disse er knyttet til prosjekter for teknologisk utvikling av turbiner. For å få skikkelig fart på utviklingen både innen teknologi og produksjon, må staten komme med konkrete tiltak, som for eksempel et åpent tilbud om støtteordninger og konsesjoner innen vindkraft. Tilrettelegging av infrastrukturen for kraftoverføring er også et tiltak som må til for å vise nasjonal forpliktelse knyttet til utvikling av vindkraft. I følge RENERGI er den største utfordringen for offshore vindkraft nettet, hvor det

allerede er presset kapasitet. Det kreves dermed større kapasitet for å gi rom for utbygging av vindkraftproduksjon. Dersom det skal bygges opp en leverandørindustri for vindkraft, må dessuten eksportkapasiteten økes (Aarvig, 2010).

Flere land i Europa satser stort på offshore vindkraft. De har satt klare resultatmål og gjort forpliktelser i forhold til den nasjonale satsningen. Dette gir gode rammevilkår for utvikling av denne næringen. I Norge har satsing på vindkraft fått mindre oppmerksomhet, og det har skjedd relativt lite i forhold til i andre land. En av grunnene til dette kan være at Norge ikke har et prekært behov for kraft, og dermed ikke har den samme driveren som andre land. I tillegg setter situasjoner som finanskrisen press på budsjettet, slik at det blir strammet inn på bevilgninger til alternative prosjekter. Norges lave fokus på utvikling av offshore vindkraft i forhold til andre land, har gjort at de i dag har dårligere rammevilkår for investering i denne næringen. Dette blir særlig tydelig når store aktører som Statkraft og Statoil velger å investere i andre europeiske land fremfor Norge. Den siste tidens utviklinger kan imidlertid peke i retning av økt norsk politisk vilje gjennom nye målsetninger, innovasjonsstøtte og lovgiving innen fornybar energi og offshore vindkraft. I juni 2009 la regjeringen frem et forslag til ny lov om fornybar energi til havs (havenergilova). Dette forslaget til havenergilov gir offentlig styring og kontroll av fornybare energiresurser til havs, og vil sikre at det blir tatt godt hensyn til miljø, trygghet, fiskeri og sjøtransport. Slik stabilitet og kontroll med utviklingen av næringen er nødvendig for å skape trygghet for investeringer i teknologi og utvikling (Energirådet, 2008). I forbindelse med lovforslaget vil det bli satt i gang arbeid med å identifisere havareal, som er egnet for framtidig utbygging. Forslaget til havenergiloven innebærer at fornybar energiproduksjon kan etableres etter at staten har åpnet bestemte områder for søknader om konsesjon, og alle relevante interessenter (som fiskerier og militæranlegg) er blitt vurdert. Proporsjonen har også forslag til regler om skadebot til fiskere, tilsvarende det regelverket som gjelder for petroleumssektoren, og forslag til tiltak vedrørende trygghet og arbeidsmiljø, arealavgift, systemdrift og utførsel og innførsel av elektrisk energi. Målet er at framtidig havvindproduksjon skal samkjøres med Norges regulerbare vannkraftanlegg på land, og sammen bidra til stabil energiforsyning. Strategien i proposisjonen går gjennom teknologiske, forskningsmessige og andre utfordringer knyttet til framtidig utbygging av fornybar energi til havs, samt hvordan departementet vil følge dette opp. Forslaget er ment å gi grunnlag og rammer rundt en langsiktig satsing for å gjøre

havvind til en ny norsk næring, teknologisk og energimessig. I følge regjeringen vil en videre utviklet strategi bli lagt frem for stortinget i 2012(Regjeringen.no, 2009a). For 2010 inkluderte regjeringen et mål om å sette klare, stabile og fremtidsrettede resultatmål i forhold til nasjonal investering i vindkraft. Dette som en del av en langsiktig strategi for miljøvennlig energibruk og energiproduksjon. Satsingen innen fornybar energi økte, noe som tilførte Enova for 2010 om lag 1,8 milliarder kroner, og gav virksomheten sitt største ordinære budsjett noensinne (Regjeringen.no, 2009b). Dette kan gi rom for mange gode prosjekter og støtte til utvikling av ny teknologi innen vindkraft. Effektene av det økte budsjettet viste seg allerede i begynnelsen av 2010. Bergensselskapet Sway AS fikk da tidenes største Enova-tildeling på 137 millioner kr til å bygge verdens største vindturbin utenfor kysten av Hordaland (Blindheim, 2010). I slutten av mars 2010 ble det offentliggjort at General Electric, en av verdens største vindturbinprodusenter, investerer 600 millioner kroner i offshore vindmøllesatsing i Norge. Dette er et resultat av at regjeringen i mange måneder har sittet i forhandlinger med amerikanerne for å få dem til å satse i Norge. Avtalen gjelder først og fremst forskning og utvikling, og skal bidra til å bygge opp en sterk klynge av kompetanse rundt offshore vindkraft. Dette er ventet å styrke mulighetene for norsk næringsliv til å hevde seg i den internasjonale konkurransen innen offshore vind. Gode vindressurser og tilgang på kvalifisert arbeidskraft er viktige grunner til at General Electric ønsker å satse i Norge. Selskapet understreker imidlertid også at mulighetene for statsstøtte er en viktig faktor for investeringen. Regjeringen har likevel ikke gitt noen forpliktelser i forhold til statsstøtte til utvikling og produksjon av vindmøllene til General Electric (Becker, 2010). Det ser dermed foreløpig ut til at graden av løfter er større enn de faktiske forpliktelsene.

Tiltak og støttesystemer knyttet til offshore vind bør tilpasses næringen og den utviklingen som den følger. Det er mulig at det er både fornuftig og fremtidsrettet å satse på offshore vind. Foreløpig er det imidlertid knyttet store kostnader til offshore vind og aktuelle vindprosjekter har vist seg å være mye dyrere enn regjeringen hadde håpet på. Utdfordringen for vindkraften er at det koster mye mer å utløse vindkraft enn å utløse resultater på andre områder, som varmeproduksjon og energieffektivisering. Samtidig utkonkurrerer disse vindkraften på pris (Nilsen, 2010). Forkjempere for vindkraft (for eksempel EWEA) hevder likevel at nasjonal investering og støtte bør økes, særlig når offshore vind over de neste årene flyttes på dypere vann og lengre fra land (Wilkes, 2010). Økt støtte vil gjøre det mer attraktivt å satse på offshore vind.

At regjeringen skal satse på en spesiell næring bør imidlertid begrunnes ut fra en form for markedssvikt⁴. For eksempel inngripen for å begrense CO_2 - utslipp. Selv om økonomisk teori åpner for offentlig regulering og påvirkning av markedssammensetningen i tilfeller med markedssvikt, tyder mye på at ulempene for samfunnet ved en påvirkning av næringsstrukturen ofte vil være større enn gevinstene. Strategisk næringspolitikk kan sende signaler til økonomiske aktører om at lobbyvirksomhet kan kaste av seg. Dette kan føre til at viktige ressurser blir brukt til å påvirke offentlige og private beslutningstakere, heller enn til å fokusere på de merverdier som skapes gjennom produksjon og markedsføring av varer og tjenester. Regjeringen utsettes også for risikoen for å ende opp med en næringsstruktur som ikke maksimerer avkastningen av samfunnets totale ressurser (Mohn, 2009).

Et eksempel på virkninger av for mye offentlig støtte er såkalt lekkasje i leverandørkjeden. Dette betyr at når etterspørselen etter vindturbiner er stort i forhold til antall aktører, er det mulig for leverandørene å skru opp prisene. Noe av den økte støtten kommer dermed disse til gode, istedenfor investorene i vindkraftnæringen. Lekkasje i leverandørkjeden kommer blant annet av at det i dag kun er et fåtall leverandører av vindturbiner til offshoremarkedet, hvor Siemens og Vestas er de klart mest dominerende. En rapport utarbeidet av EWEA, spår imidlertid at flere nykommere vil komme på markedet og at tilbudet på turbiner vil øke i forhold til situasjonen i dag. Dette er ventet å senke prisen på vindturbinene og redusere tilfellet av lekkasje i leverandørkjeden (Wilkes, 2010). For å unngå at statens støttesystemer for offshore vindkraft skaper en uheldig næringsstruktur, er det viktig å være pro-aktiv overfor slike effektivitetsbegrensende faktorer. Et godt samarbeid mellom staten og aktørene i næringen kan være et bra utgangspunkt for å sikre god utnyttelse av statens midler. Aktørene i markedet kan være gode referansepunkter for hvordan støttesystemene og prosessene i utviklingen fungerer. Deres vurderinger kan imidlertid være basert på industriens interesser, og er ikke nødvendigvis det som er mest hensiktsmessig ut i fra et samfunnsøkonomisk standpunkt. Statens involvering og satsing innen offshore vind bør dermed gjøres både ut i fra et miljømessig hensyn, samt med mål om å maksimere avkastningen av samfunnets totale ressurser. Dersom det økonomisk sett er en god ide å satse på offshore vind, vil utviklingen av næringen skje uten oppfordringer og kostbare tiltak.

⁴ Markedssvikt oppstår hvis markedskreftene ikke gir den best mulige bruken av ressursene på et marked.

3.2 Teknologi

Teknologi er både en intern og en ekstern faktor som påvirker vekst og investering innen vindkraft. Internt sett kan bedriften ved å utvikle ny og banebrytende teknologi skaffe seg en konkurransefordel innen næringen. Den raske utviklingen innen offshore vindkraft gjør imidlertid at nye teknologier, utfordringer og utviklinger er i stadig endring. Dette vil si at bedriften må være pro-aktiv overfor endringer i teknologiløsninger i markedet. Teknologiske endringer i det eksterne markedet vil ikke bare skape nye konkurrenter til bedriftens teknologi, men også åpne for nye og mer attraktive muligheter i markedet for vindkraft generelt sett. Teknologisk utvikling er særlig viktig når det gjelder å skape mer effektive vindturbiner og vindparker slik at investeringskostnader og driftskostnader reduseres. Bedre teknologi og mer erfaring i bruken av denne bidrar med andre ord til lavere kostnader. Dette er et viktig grunnlag for å redusere prisen på offshore vindkraft, og gjøre den kommersiell og konkurransedyktig i forhold til andre energikilder.

Teknologi for havbasert kraftproduksjon er fremdeles i en tidlig fase. Erfaringer hentet fra utbygging og drift av landbaserte vindturbiner, kan være til god nytte for utviklingen innen offshore vindkraft. Det er imidlertid også særegne utfordringer knyttet til denne næringen. Havbasert kraftproduksjon har store investerings- og driftskostnader i forhold til landbasert vindkraft og alternativ fornybar energi. Dette skaper en utfordring når det gjelder å tiltrekke investeringskapital (Olje- og energidepartementet, 2009). Investeringskostnaden per MW installert havvindkraft, er i dag mellom 60 og 100 % høyere enn for vindkraft fra land (Energirådet, 2008). Grunnen til dette er særlig fundamenter og installasjon av disse, samt kabling, som gjør offshore vindkraft dyrere. Samtidig gjør økt avstand fra land at kraftoverføringen blir dyrere. Avstand fra land innebærer også vanligvis økt vanddybde, noe som igjen gir økte investeringskostnader. Når det gjelder driftskostnader for havvindkraft er også disse vesentlig høyere enn for landbasert vindkraft. Havvind produserer imidlertid mer stabil og dobbelt så mye kraft per MW installert som vindparker på land. I dag ligger kostnadene for havvindkraft på €2,5 - €3,5 millioner per installert MW, avhengig av vanddyb, avstand fra land og andre forhold. Det betyr at kraftpriser på 80 – 120 øre/kWh må til for å utløse investeringer (Energirådet, 2008). Dagens kostnadsestimater er kun basert på bunnfaste installasjoner, siden det foreløpig ikke er datagrunnlag for å anslå hva flytende vindkraft vil

komme i en kommersiell fase. Økt krav til robusthet og ekstra kostnader i forbindelse med understellet (flyteren) og forankringer til havbunnen, er imidlertid ventet å trekke opp kostnadene for flytende vindturbiner til havs. Til gjengjeld går en studie ut i fra at flytende turbiner kan ha noe lavere installasjonskostnad enn bunnfaste turbiner (Olje- og energidepartementet, 2009). Det er likevel ikke ventet at flytende teknologi vil kunne konkurrere før den når vanddyb på 100 meter eller mer (Energirådet, 2008).

De store kostnadene for havbasert vindkraft tilsier at potensialet for kostnadsreduksjon er stort. Særlig når det gjelder å skape nye teknologier for å redusere kostnadene, og gjøre vindkraft offshore til en mer konkurransedyktig næring. Det er fortsatt et stort behov for teknologisk utvikling av mer kostnadseffektive løsninger for vindkraft til havs. Viktige faktorer i denne sammenheng er knyttet til turbinteknologi, tilgjengelighet til turbinen i drift, målemetoder for vindkartlegging til havs, design av vindparkene og infrastruktur for kraftoverføring.

Teknologien innen vindkraft har gjort raske fremskritt på alle områder, men er mest tydelig innen vindturbinteknologi (EWEA, 2009b). Den teknologiske utviklingen har resultert i stadig større vindturbiner, som utnytter både vind og landareal mer effektivt. Økt størrelse på vindturbiner gir også en større rotordiameter, noe som avgjør størrelsen på området den sveiper over. Dette er kanskje en av de viktigste faktorene i forhold til en turbins potensial til å generere kraft. En turbin med en respektabel elektrisk effekt, men med en rotor som er så liten at den ikke kan fange kraften før vindhastigheten blir veldig høy, vil ikke produsere hensiktsmessig nok årlig energi. Nye turbiner er også høyere enn tidligere teknologier, og kan dermed utvinne energi fra vinder som finnes høyere oppe. Særlig over flatt, åpent terreng øker vindhastigheten relativt hurtig med høyden (Kubiszewski & Cleveland, 2006a).

Større turbiner krever en større grunninvestering i materialer. Det er også høye kostnader assosiert med installeringen av hver enkelt vindturbin. Økningen i kraftgenerering per turbin som følge av økt turbinstørrelse, er imidlertid ventet å mer enn kompensere for økte materialkostnader. Det er også ventet å redusere installasjonskostnadene (Kubiszewski & Cleveland, 2006a).

Turbinstørrelse er altså en av de viktigste faktorene for å redusere investeringskostnader. Store turbiner vil også redusere vedlikeholdskostnadene per kWh (Energirådet 2008).

Til havs er det mulig å bygge store vindkraftparker med større turbiner, både fordi disse er lettere å installere her, og fordi problemstillinger rundt visuelle forhold blir mindre. Forholdene til havs skaper imidlertid nye utfordringer blant annet i forbindelse med tilpasninger til marin atmosfære (for eksempel korrosjon) og større vindhastighet. Utvikling av teknologi og kunnskap i forbindelse med produksjon av tårnet, turbinen og fundamentering av flyteren, utgjør en del av kostnadene knyttet til investering og produksjon av vindkraft. Teknologisk utvikling innen produksjonskomponenter er en viktig del av dette og har blant annet ført til bruk av nytt, lettere og sterkere materiale (Olje- og energidepartementet, 2009). Dette bidrar ikke bare til mer robuste turbiner med lengre levetid, men letter også installasjonen, noe som er nødvendig når turbinstørrelsen øker. Samtidig er det utviklet metoder for at vindturbiner kan demonteres og tilbakeføres så langt det lar seg gjøre slik det var før utbyggingen. Stort sett alle komponenter fra en vindpark kan gjenvinnes (Statkraft, 2009).

Tilgjengelighet til turbinen i drift er en annen utfordring i forbindelse med kostnadseffektivisering av offshore vindkraft. En betydelig del av vedlikeholdskostnaden er knyttet til tilgjengelighetsfaktoren (Energirådet 2008). Ny teknologi, forskning og utvikling i forbindelse med atkomst kan bidra til å redusere driftskostnader knyttet til vindkraft offshore.

I følge erfaringer fra landbasert vindkraft, tilsier høy middelvindfart ikke nødvendigvis høy brukstid. Det er med andre ord stor forskjell på energiproduksjonen ved en god og en dårlig plassering av vindturbinene. Videreutvikling av målemetoder for vindkartlegging til havs, inklusive målemetoder for store vindturbiner, vil dermed være av særlig betydning i planleggingen av nye vindprosjekter (Olje- og energidepartementet, 2009). Nøyaktigheten i estimatet av energiproduksjonen er avgjørende både for eieren av prosjektet og for organisasjonene som finansierer det.

Designen av vindkraftparkene er også et kritisk område når det gjelder kostnadsreduksjon og allmenn aksept, både på land og offshore. Hvordan vindturbinene i vindparken arrangeres har tydelig effekt ikke bare på energiproduksjonen, men også den visuelle fremtoningen og støyen som påvirker naboene.

Teknologisk utvikling av vindturbiner og design av vindparker har liten betydning dersom det ikke ligger til rette en tilstrekkelig infrastruktur for kraftoverføring fra sjø til land. I 2009 ble det

gjort betydelige tiltak i forbindelse med planlegging og finansiering av spesifikke offshore kabler, som den britiske/norske utjevningsledningen, NorGer, Cobra Cable, East-West, BritNed og Kriegers Flak. En slik stor integrasjon vil skape betydelige utfordringer for sektoren, og vil kreve at forskere, utvekslingssystemoperatører, energibedrifter, regulatorer, politikere og andre interessenter jobber tett sammen og konstruktivt vurderer passende løsninger(EWEA, 2009b). Utviklingen av kabelteknologien og øvrig overføringsteknologi vil imidlertid kunne redusere kostnadene. I Norge er det betydelig erfaring med sjøkabler. Det er etablert en konkurransedyktig og robust nasjonal kabelindustri, som sammen med et sterkt maritimt miljø kan gjøre det mulig å utvikle og ta i bruk teknologier for produksjon og installasjon av sjøkabler(Olje- og energidepartementet, 2009).

3.3 Markedsutvikling

Markedsutvikling er en annen viktig faktor i bedriftens eksterne miljø. Evaluering og forståelse av markedet som bedriften befinner seg i er av stor betydning for å lykkes. Ulike markedsforhold kan skape både muligheter og trusler for bedriften og dens planlagte prosjekter. En av de største barrierene for en investor som ønsker å gå inn i markedet for vindkraft, er at det er så høye investeringskostnader i forhold til prosjektets totale kostnad fordelt over dets levetid (rundt 80 %). Dette er en betydelig forskjell som skiller investering i vindkraft fra de fleste tradisjonelle valg for produksjon av elektrisitet, hvor det er den varierende og usikre naturen til kostnader på brennstoff som er nøkkelkomponenten(EWEA, 2009d). Den høye investeringskostnaden gjør analyser av utviklingen i markedet til en viktig del av beslutningsgrunnlaget for om det er gunstig å investere i et gitt prosjekt eller ikke. Slike analyser vil blant annet gi en indikasjon på om prosjektet har potensial til å skape de nødvendige kontantstrømmene, som skal til for å gjøre investeringen lønnsom. Innenfor økonomisk teori er marked definert som de generelle rammene, som gjør det mulig for kjøpere og selgere å utveksle varer, tjenester og informasjon (Lund, 1994a). De to hovedaktørene som møtes i et marked er leverandør og forbruker, hvor forbruker kan være bedrift eller privatperson. I følge markedsøkonomisk teori bestemmer markedet og fri konkurranse prisene på fordeling av knappe ressurser og goder ved hjelp av markedskrefter som tilbud og etterspørsel (Lund, 1994b). I forhold til markedsutvikling er det dermed smart å se på

hvilke aktører som utgjør markedet, og hvordan disse samhandler for å skape dagens og fremtidens tilbud og etterspørsel.

For vindkraftnæringen er det to hovedmarkeder som er spesielt viktige; outputmarkedet og inputmarkedet. Outputmarkedet er markedet for produksjon og etterspørsel av energi, mens inputmarkedet er markedet for de varer og tjenester som kreves for å kunne produsere energi til outputmarkedet.

Private forbrukere og næringslivet utgjør til sammen grunnlaget for etterspørselen etter energi i outputmarkedet. På nåværende tidspunkt er det ikke lett for forbruker å se om kraften kommer fra fornybare eller ikke-fornybare kilder. Pris er derfor en avgjørende faktor i forbindelse med denne etterspørselen, og vil dermed være avgjørende for hvor stor etterspørselen er. På kraftmarkedene er det altså i prinsippet de variable produksjonskostnadene, som avgjør hvilken rekkefølge forskjellige produksjonsanlegg blir tatt i bruk for å dekke etterspørselen til en hver tid (Energirådet, 2008).

Markedet for vindkraft er fortsatt i en tidlig fase. Det vil si at de største konkurrentene når det gjelder outputmarkedet for produksjon av kraft, ligger i de alternative energikildene. Ved siden av tradisjonelle energikilder, har vindenergi blitt en viktig del av elektrisitetsmiksen i markeder som Tyskland, Spania og Danmark. Markedet for vindkraft møter imidlertid fortsatt den ekstra utfordringen av å konkurrere med andre teknologier, og samtidig vise seg som et bra energivalg for store kraftprodusenter, som søker å øke og diversifisere sine porteføljer (EWEA, 2009c). De ulike interessentene i produksjon av vindkraft har altså en felles interesse i prosessen med å gjøre vindkraft til en konkurransedyktig og kommersiell næring. Statistikker og rapporter over den totale energimiksen i dag, og prognoser for dens utvikling, vil dermed være av interesse for å danne et bilde av hvordan veksten i de ulike energikildene og deres andeler av den totale kraftproduksjonen vil utvikle seg over tid. Naturgass og kull er store konkurrenter til vindkraft. Disse er kommersielle energikilder med betydelig lavere produksjonskostnader enn vindkraft. CO_2 -avgiften kan imidlertid bidra til å balansere forholdet mellom kull- og gasskraft. Kull er en billigere råvare enn naturgass, men naturgass gir mindre CO_2 -utslipp. Dersom prisen på CO_2 -utslipp er høy nok og forskjellen mellom gasspris og kullpris er liten, blir kraftproduksjonen fra gass billigere enn kull, noe som gir lavere CO_2 -utslipp. I dag er det en viss sammenheng mellom

kraftpris og gasspris, fordi det på Kontinentet er bygget gasskraftverk for å dekke behovet for tilgang på ny kraft, og for å erstatte eldre kullkraftverk. Kravet om å øke fornybar energi sin andel av energiforbruket, kan imidlertid svekke denne sammenhengen fordi gasskraftverk får mindre betydning i dekingen av det fremtidige energiforbruket (Energirådet, 2008). Dette kan virke positivt for utviklingen av vindkraft. Prisen på produksjon av vindkraft må imidlertid ytterligere ned, for at den skal kunne konkurrere med de alternative energikildene i markedet. Dette vil blant annet kreve fortsatt politisk vilje og støtte fra nasjonale regjeringer, i alle fall frem til teknologi og andre forhold er blitt utviklet i en slik grad at vindkraft alene kan konkurrere med de tradisjonelle energikildene (EWEA, 2009b).

Leverandørene av turbiner og komponenter til disse er også en viktig del av vindkraftmarkedet. Det samme er fagfolk med kompetanse innen konstruksjon, installasjon, utforming og drift av vindparkene. Kostnadsreduksjon knyttet til leverandørleddet er en viktig del av produksjonsleddet. Pålitelighet innen leverandørkjeden er en nøkkelfaktor innen tilbudet av vindturbiner. Forholdet mellom produsenter og deres leverandører har økt i viktighet. Den raske veksten innen vindnæringen har økt presset på leverandørkjeden. Dette har påvirket leveransekapasiteten, produktstrategier og prising for alle turbinleverandører. Produksjon av turbiner er avhengig av tilgangen på komponenter. Markedet for produksjon og levering av ulike komponenter har imidlertid ulik grad av etableringshindring. Det vil si at det er lettere å komme inn som ny produsent av for eksempel et tårn enn det er for produsenter av rotorblader. Denne ujevne markedsstrukturen på tvers av leverandørkjeden fører til ulikheter i tilgangen til de ulike komponentene, noe som igjen fører til økt sannsynlighet for knapphet av turbiner.

Turbinprodusenter vil dermed se en mulighet i å integrere vertikalt for å redusere risikoen. Siemens og Vestas er foreløpig de to største turbinleverandørene. Som følge av sterk vekst innen vindkraftnæringen er det imidlertid ventet en hurtig utbredelse av leverandører, ikke bare innen turbinkonstruksjon, men gjennom hele leverandørkjeden (EWEA, 2009b). Dette kan bedre flaskehalssituasjonen og senke den totale produksjonskostnaden. Flere aktører innen næringen, mer erfaring i leverandørindustrien og utvikling av dedikerte offshore turbiner, er dessuten ventet å øke leverandørens pålitelighet. Driftskostnadene vil dermed kunne reduseres på grunn av mindre behov for inspeksjoner og større grad av tilstandsdiagnostisering og fjernkontroll. Etter hvert som bransjen

vokser og modnes er det også ventet at overgang til produksjon i store serier og standardisering av flere elementer, vil gi betydelige kostnadsreduksjoner (Energirådet, 2008).

I litteratur om utvikling innen vindenergi er det rettet stort fokus mot produsentene og leverandørene av vindturbiner og komponenter, som skal bidra til konstruksjonen av disse. Etter hvert som flere og større vindparker skal konstrueres og drives, vil det imidlertid også bli bruk for større kunnskap innen konstruksjon, drift og vedlikehold. For investeringsprosjekter innen vindkraft vil dermed den kontinuerlige tilgangen til kompetanse og dyktige fagfolk også være en viktig del av vurderingsgrunnlaget for prosjektet.

3.4 Organisasjonens kapasitet

De mulighetene som skapes i bedriftens eksterne miljø er av liten verdi dersom bedriften ikke har den kapasiteten som skal til for å dra nytte av disse. For eksempel at det ikke er nok å komme opp med en banebrytende teknologi. Bedriften må også ha ressursene til å opprettholde denne, og til å drive fortsatt utvikling etter som markedet utvikler seg. For å hevde seg i markedet må bedriften kunne skape seg en konkurransedyktig fordel, som gjør at den vil kunne gjennomføre prosjektet på en bedre måte enn konkurrerende bedrifter. Bedriften må altså identifisere sine styrker og svakheter i forhold til utvikling av prosjektet og deltakelse i markedet. Når disse er identifisert kan de settes opp mot de muligheter og trusler som er finnes i det eksterne markedet, for så å gjøre en vurdering av om bedriften har de fortrinn som skal til for å lykkes med den aktuelle investeringen.

På kort sikt er en bedrifts konkurransedyktighet bestemt av forholdet mellom pris og kvalitet på bedriftens nåværende produkter. På lang sikt bygger imidlertid konkurransedyktighet på evnen til å bygge opp kompetanser på grunnlag av selskapets teknologier og kjernekompetanse. Dette gjør bedriften i stand til raskt å tilpasse seg endringer. Kjernekompetanse er et resultat av den kollektive læringen i organisasjonen. Dette dreier seg spesielt om hvordan et spekter av produksjonskompetanse skal samordnes, og hvordan flere ulike teknologier kan integreres. For å få dette til er det viktig med kommunikasjon og involvering på tvers av organisatoriske grenser, noe som omfatter folk fra ulike nivå og innen alle funksjoner. Minst tre tester kan brukes for å

påvise kjernekompetanse i en bedrift. For det første vil den samme kjernekompetansen være grunnlag for å operere i flere ulike markeder. For det andre vil en kjernekompetanse bidra til kundenes nytte av sluttproduktet. Kjernekompetansen bør for det tredje være vanskelig å imitere. Den vil være vanskelig å imitere dersom den er en kompleks samordning av ulike teknologier og produksjonskompetanse. Det vil være mulig for konkurrenter å skaffe noen av de teknologiene som utgjør bedriftens kjernekompetanse. Komplekse mønster av intern koordinering og læring vil imidlertid være vanskelig å kopiere (Prahalad & Hamel, 1998).

Satsing på nye prosjekter er et avgjørende valg i forhold til bedriftens strategi. Valget om å investere i offshore vindkraft vil være et spørsmål om å satse på eksisterende produkter i eksisterende markeder, nye produkter i et eksisterende marked, eksisterende produkter i et nytt marked, eller et nytt produkt i et nytt marked (Kotler Philip, 2003). Vindkraft offshore er et relativt nytt område. Det skjer rask vekst og utvikling innen denne næringen. Kompetanse innen tilknyttede områder som marin erfaring og teknologier vil være et godt utgangspunkt for investering i denne næringen. Dette krever en identifisering av bedriftens kjernekompetanse. Utvikling av vindkraft offshore er imidlertid sammensatt av flere kompetanseområder. Det er dermed ikke nok at bedriften identifiserer sin kjernekompetanse. Selskapet må også klargjøre på hvilke områder den har knapphet på kompetanse og ressurser. Dette i forhold til å bli konkurransedyktig innen et gitt område for offshore vind. Selskapet vil da skape et godt grunnlag for å vurdere hva som kan outsources og hvilke aktiviteter som bør holdes innen bedriften. Parallelt med identifiseringen av bedriftens kjernekompetanse, bør det vurderes hvilke faktorer som bør videreutvikles og gjøres sterkere. Bedriften danner da et grunnlag for i fremtiden å opprettholde og videreutvikle sin kjernekompetanse og styrke innen kraftmarkedet. Slike strategier for videre kompetanseutvikling er viktig for å gjøre bedriften fleksibel og tilpasningsdyktig i forhold til de raske endringene innen offshore vind. Med en slik strategisk identifisering og satsning, er det større sjanse for at selskapet kan oppnå konkurransefordeler. Dette fordi det legges grunnlag for å etablere bedriften som et erfaringslokomotiv innen de delene av næringen den velger å satse på. Det gir også bedriften et godt utgangspunkt i forhold til utarbeidelse av strategier for respons på konkurrenters aktiviteter, samt hvordan den skal tilpasse seg endringer i markedet.

4 Teknikker for å evaluere energiformer

Dette kapittelet vil gå i en nærmere analyse av hvilke teknikker som kan være hensiktsmessig å bruke for evaluering av energiformer. Som nevnt i tidligere kapitler er det flere ulike energikilder, som konkurrerer om å være den mest effektive i forhold til å kunne omdannes til nyttig arbeid i samfunnet. Det å finne den eller de energikildene som vil gi best avkastning og lønnsomhet for energibedrifter, og for samfunnet på lang sikt, er et diskusjonstema i dagens energimarked.

Hendelser, som energikrisen i 1970-årene, reiste spørsmål om nøyaktigheten på økonomiske mål som pris- og kostnadsmål. Dette i forhold til om disse faktisk fanger opp alle relevante karakteristika ved energiforsyningsprosessen. Det ble dermed utviklet nye metoder med den hensikt å gi mer nøyaktige mål for nytten og lønnsomheten til de ulike energikildene. Flere økonomer hevder generelt sett at prisen på energi automatisk fanger opp relevante karakteristika ved energiforsyningsprosessen. Litteratur knyttet til nye metoder som net energy analysis, fremholder imidlertid at en standard økonomisk fremgangsmåte for å måle den økonomiske lønnsomheten av et brennstoff bare gir en type informasjon. Det fremgår også at net energy analysis bare delvis informerer om alle de relevante forholdene rundt ressurskvalitet (Cleveland, 2006). I denne sammenheng kan det være interessant se på hva disse ulike metodene går ut på. Det er også relevant å utrede hvordan disse skiller seg fra den økonomiske teorien presentert i kapittel 1. Er det faktisk slik at denne informasjonen genererer mer nyttig informasjon, enn det som blir produsert gjennom en grundig økonomisk analyse basert på tradisjonelle teorier?

4.1 Net energy analysis og EROI

Net energy analysis er en teknikk som evaluerer energisystemer. Dette gjør den ved å sammenligne den mengden energi som en spesifikk teknologi (for eksempel vindkraft) leverer til samfunnet, med den totale energimengden som kreves for å finne, utvinne, behandle og på andre måter oppgradere denne energitypen til en sosial og anvendbar form. Et viktig mål knyttet til net energy analysis er Energy Return On Investment (EROI). EROI er et mål på egeninnsats i forhold til den mengde energi man får ut. Det vil si levert energi i forhold til energikostnader.

Når det gjelder elektrisitetskostnader, gir EROI en sammenligning mellom den elektrisiteten som skapes over teknologiens levetid og den primærenergien som blir brukt i produksjon, transport, konstruksjon, drift, avvikling og andre steg i fasilitetens livssyklus. (Kubiszewski & Cleveland, 2006a)

$$EROI = (\text{kumulativ generert elektrisitet}) / (\text{kumulativt behov for primærenergi})$$

Dersom EROI er lav, er det et tegn på høy egeninnsats i forhold til den mengde energi man får ut. En studie gjort av Kubiszewski, Cleveland & Endres (2006a) kom frem til en gjennomsnittlig EROI på 19,8 for vindturbiner. Dette plasserer vindenergi i en fordelaktig posisjon i forhold til tradisjonelle teknologier for kraftproduksjon uttrykt i EROI.

I følge teorien om net energy analysis, består den totale energien (embodied energy) som kreves for å produsere en enhet energi av direkte og indirekte energi. Direkte energi er brennstoff eller elektrisitet som brukes direkte i raffinering eller generering av en enhet energi. Eksempler er naturgass som brennes i maskiner som pumper olje til overflaten, eller drift av vindturbiner for å produsere strøm til husstander. Indirekte energi er den energien som blir brukt andre steder i næringen for å produsere de varer og tjenester som blir brukt til å raffinere eller generere energi. Et eksempel er energi som blir brukt til å produsere komponenter til vindturbiner eller til å finne olje. Både energiproduktet og den totale energien som kreves for å produsere det, kan uttrykkes ved en felles fysisk måleenhet som for eksempel Btu⁵ (Cleveland, 2006).

Det er tre teknikker innen net energy analysis som blir brukt til å kalkulere netto energi utvunnet fra vindkraft; prosessanalyse, input-output analyse og hybridanalyse (Kubiszewski & Cleveland, 2006a). En prosessanalyse er en analyse hvor en eller flere prosesser eller en sekvens av aktiviteter blir studert (Management Sciences for Health, 2006). En prosess kan defineres som en logisk serie av relaterte transaksjoner, som konverterer input til resultater eller output (B. Andersen, 1999). Prosessanalyser hjelper ledelsen å forbedre yteevnen til bedriftens aktiviteter (University of Central Florida, 2009). En input-output analyse er en metode, som måler hvordan hovedvariablene i et økonomisk system samhandler, og hvordan endringer i en variabel påvirker de andre variablene og det økonomiske systemet. Den kan også brukes for å se hvordan

⁵ Btu (British thermal unit) er en tradisjonell måleenhet for energi som tilsvarer den mengden energi som skal til for å varme opp ett pund vann til en grad Fahrenheit (Holter, Ingebretsen, & Parr, 2010).

endringer i en sektor av økonomien kan påvirke andre sektorer (Decision Analyst, 2010). Et eksempel er hvordan utviklingen i vindkraft blir påvirket dersom prisen på naturgass faller. En hybrid analyse er en kombinasjon av prosessanalyse og input-output analyse (Matthews & Treloar, 2001).

Den kanskje viktigste beslutningen som gjøres i net energy analyser er valget av systemgrenser. Dette inkluderer blant annet antall steg i livssyklusen til det energisystemet som vurderes. Disse stegene omfatter produksjon av komponenter, transport av komponentene til byggeplassen, drift og vedlikehold over levetiden til fasiliteten, administrasjonskostnader, mulige kostnader i forbindelse med tilknytning til kraftoverføringssystemet og driftsnedlegging. Energisystemer har også eksterne kostnader, særlig knyttet til helse og miljø, selv om disse er vanskelige å måle i kroner og energi (Kubiszewski & Cleveland, 2006a). Andre valg i forhold til analysens input data er de antakelser som gjøres i forhold til vindturbinenes drifts karakteristikk. Disse inkluderer elektrisk effekt, antatt levetid og kapasitetsfaktorer, og er enten basert på teoretiske drifts karakteristikk, ideelle drifts karakteristikk eller empiriske analyser. Teoretiske eller ideelle drifts karakteristikk av en vindturbin blir utledet fra simuleringer eller antakelser gjort om kostnader og driftsforhold. Et eksempel er en prosessanalyse av vindparken Fjaldene i Danmark utført i år 2000. Denne kom frem til en EROI på 76,92 for de 18 offshore vindturbinene, som på det tidspunktet var plassert i vindparken. Inputdataene som ble brukt i analysen var faktiske opplysninger som at rotorene hadde 3 blader, en rotordiameter på 39 meter i diameter, en hub høyde på 40,5 meter, en elektrisk effekt på 500 kW og en load faktor⁶ på 28,5 %. Analysedata var også basert på antatte data om en levetid på 20 år, en CO_2 -intensitet på 16,5 g CO_2 /kWh og en vindhastighet på 16 meter i sekundet. I tillegg er beregnede kostnader knyttet til konstruksjon, transport, produksjon, tilknytning til kraftnettet, drift, vedlikehold og avvikling tatt med i analysen⁷ (Kubiszewski & Cleveland, 2006b). Faktiske driftsforhold avviker i de fleste tilfeller fra de antatte forholdene, noe som kan ha betydelig innvirkning på resultatene (Kubiszewski & Cleveland, 2006a). Empiriske analyser som avhenger av faktiske kostnader,

⁶ Load faktor er et mål på den gjennomsnittlige kraften fra vindmøllen delt på den maksimale kraften som oppnås over en gitt tidsperiode.

⁷ Nøyaktige tall for kostnadene er ikke opplyst om i tabellen.

driftsforhold og output av energi, gir dermed et bedre bilde av et energisystems bidrag til energitilbudet (Kubiszewski & Cleveland, 2006a).

En studie utført av Kubiszewski, Cleveland & Endres (2006a) (primært basert på studier av faktiske driftsdata), viser at EROI generelt sett øker med turbinstørrelsen. Dette stemmer overens med trenden i næringen om produksjon og bruk av stadig større vindturbiner, som koster mindre både med hensyn til installasjon, drift og vedlikehold. EROI blir også påvirket av hvor turbinen blir produsert og installert. En analyse gjort av EROI i forhold til lokalisering viser en variasjonsbredde på 5 til 40:1. En slik stor bredde i vindturbinens EROI er en funksjon av ulikheter i energien som kreves for å transportere turbiner mellom landene, landenes økonomiske struktur, energistruktur og lover om resirkulering (Kubiszewski & Cleveland, 2006a). Politiske faktorer kan også påvirke EROI gjennom klimapolitikk og påfølgende energieffektivisering, kvoter og CO_2 -avgifter knyttet til ikke-fornybar energi. Dette er fordi det utjevner kostnadsforskjellene mellom vindkraft og ikke-fornybare energiformer, noe som bidrar til å øke forskjellen mellom energiformenes respektive mål for EROI.

4.2 Risikovurdering og kvalitetssikring knyttet til prosjekter innen vindkraft

Investeringer i vindkraftprosjekter er i flere tilfeller store og til dels irreversible. Samtidig opererer bedrifter som har prosjekter innen vindenergi i et relativt ungt marked, der ny teknologi og nye aktører brått kan endre virksomhetenes lønnsomhet og konkurransesituasjon. Dette betyr at det ofte ligger høyere risiko i investeringer i vindkraft enn det vil gjøre for investering i tradisjonelle, mer modne energiutvinningsteknologier. I enkelte tilfeller kan det derfor være ulemper med å være for tidlig ute (Gjølberg & Johnsen, 2009). Grundige analyser og strategier kan imidlertid bidra til å redusere risikoen i prosjektene, og er essensielt for å skape langsiktige konkurransefordeler for bedriftene.

De variable kostnadene i energiprojekter er ofte relativt sett små. Det vil si at når investeringen er gjort, er resultatet i betydelig grad bestemt av prisen på den energien som produseres. Det kan derfor tenkes at forretningsmessig risiko kan estimeres med utgangspunkt i energiprisene (for

eksempel olje eller el-prisen). Dette er imidlertid ikke alltid tilfellet. Verdien av prosjektet er verdien av alle forventede framtidige inntekter fratrukket forventede fremtidige kostnader, neddiskontert med en hensiktsmessig rente. De forventede inntektene er summen av forventet fremtidig produksjon, og prisene på alle tenkelige tidspunkt i fremtiden. Risikopremien i avkastningskravet vil ofte variere konjunktorelt (det vil si øke i dårlige og falle i gode tider). Dette vil gi variasjon i verdien av prosjektet utover variasjonen i produktprisen. Det er dermed ikke hensiktsmessig å benytte betaestimer basert på sammenhengen mellom produktpris og prosjektverdi. Gjølberg & Johnsen (2009) anbefaler et representativt avkastningskrav for prosjekter for fornybar energi før skatt på 10,7 %. Justert for 2,5 % langsiktig inflasjon gir dette et realkrav før skatt på 8 %. For prosjekter innen produksjon av vindkraft foreslår Gjølberg & Johnsen (2009) en forretningsbeta på 0,80. Dette er den samme som for prosjekter for produksjon av solenergi. Bioenergi og vannkraft har imidlertid mer modne teknologier. Slike prosjekter har dermed lavere anbefalte forretningsbetaer på henholdsvis 0,60 og 0,70. En anbefalt beta for prosjekter innen olje er ikke fremstilt i Gjølberg og Johnsens artikkel. Ut fra deres analyser synes det imidlertid som om forretningsbetaene for virksomheter innen fornybar energi er høyere enn for tradisjonelle og integrerte energivirksomheter (for eksempel oljeselskaper). Alle de anbefalte forretningsbetaene i artikkelen er vesentlig lavere enn estimert forretningsbeta på 1,10 for norske børsnoterte næringsvirksomheter (Gjølberg & Johnsen, 2009). Betaberegningen er imidlertid basert på bruk av internasjonale forretningsbetaer, noe som er i samsvar med det grunnleggende prinsippet om at avkastningskravet skal kompensere kostnaden ved profesjonelt, internasjonalt, diversifisert eierskap. Dette sikrer en samfunnsøkonomisk god kapitalallokering på tvers av bransjer og prosjekter, uavhengig av mer tilfeldige eller midlertidige spesielle eierskapsforhold for enkelte av prosjektene. Bruken av internasjonale forretningsbetaer er også i samsvar med anbefalte avkastningskrav i offentlig sektor, selv om disse gir noe lavere risikopremier enn bruk av nasjonale verdier. Det er også en viktig forutsetning for å kunne gjøre en meningsfylt sammenligning på tvers av nasjonale selskaper og land (Gjølberg & Johnsen, 2009).

Under fastsettelsen av forretningsbeta til det enkelte prosjekt, er det viktig å vurdere risikofaktorene; konjunktorell variasjon i salgsvolum og priser, konjunktorell variasjon i kostnader, og prosjektstørrelse. Konjunktorell variasjon i salgsvolum og priser er bestemt av

inntekts- og priselastisiteter for ulike energibærere i etterspørselen fra husholdninger og bedrifter. Konjunktorell variasjon i kostnader er bestemt av konjunktorell variasjon i prosjektets kontantstrøm. De variable kostnadene i energiprojekter er som sagt ofte relativt små, noe som betyr at kontantstrømriskoen kan være betydelig større enn prosjektets konjunktorelle inntektsrisiko. Innen vindkraftnæringen er dette særlig tydelig, fordi denne karakteriseres av kapitalintensive investeringer med et betydelig innslag av vedlikeholdskostnader/reinvesteringer. Når det gjelder prosjektstørrelse, kan små prosjekter (når alt annet holdes likt) forventes å ha større prosentvis konjunktorell kontantstrømrisiko enn store prosjekter. Estimerte forretningsbetaer faller også ofte med bedriftsstørrelse blant annet på grunn av at større bedrifter kan dra fordel av forhold som markedsrett, mer fleksibel produksjonsteknologi, et mer diversifisert produktspekter, utnyttning av stordriftsfordeler etc. Dette er imidlertid ikke alltid tilfellet. Noen ganger kan små prosjekter innebære større fleksibilitet og derfor ha en lavere konjunktorell risiko (Gjølberg & Johnsen, 2009).

Viktige valg i forbindelse med prosjektinvesteringer er å foreta en hensiktsmessig fastsettelse av størrelsen på den finansielle risikoen knyttet til prosjektet, samt foreta kvalifiserte og optimale beslutninger knyttet til kraftoverføring. Endringer i viktige faktorer⁸ som politikk, vil ha påvirkning på mål som EROI, men også generelt for vurdering av vekst og lønnsomhet i vindprosjekter. Økt allmenn bevissthet rundt bruk av fornybare energikilder og politiske tiltak, kan gi både større omdømmerisiko, omdømmekostnader⁹ og økt preferanse for bruk av fornybare energikilder. Bedriftens omdømme har blitt en viktigere og viktigere del av bedrifters strategi. Flere studier har vist at selskaper med sterke, positive omdømmer har høyere markedsverdi, får bedre betingelser med hensyn til lån, har mer produktive ansatte, og tiltrekker seg de største talentene (er en attraktiv arbeidsplass). Det er også vist at markedet oftere lar fordelene av tvil komme selskaper med godt omdømme til gode i situasjoner der ting går galt (Vallens, 2008). Gjennom tidene har økt fokus på miljøspørsmål fått flere bedrifter til å inkludere en miljøvennlig profil i sin forretningsstrategi. For å skape et godt omdømme har

⁸ Se kapittel 3 om faktorer som påvirker vekst og investering i vindkraft

⁹ Omdømmekostnader er kostnader som oppstår på grunn av dårlig omdømme rundt en av bedriftens aktiviteter. Dette kan for eksempel være kraftproduksjon fra ikke-fornybare energikilder som gir CO₂-utslipp og forurenser miljøet.

selskapet imidlertid måttet vise at det faktisk involverer seg og bidrar som miljøvennlig bedrift (Hagen, 2005). Dette har skapt et behov for å kunne dokumentere samfunnsansvarlig virksomhet, samtidig kan det åpne muligheten for diversifisering av elektrisitet.

Elektrisitet er i utgangspunktet et svært homogent gode. Det vil si at det ikke produseres i ulike kvaliteter eller for bestemte formål. Det er dermed ikke mulig å bruke fysiske kjennetegn til å differensiere strømleveranser. Dette til forskjell fra oljeprodukter som kan leveres i ulike kvaliteter, og som kan differensieres ytterligere gjennom merking av produktene. Et annet kjennetegn ved elektrisitet er at forbruket er momentant. Det vil si at det skjer samtidig med produksjonen. Levert elektrisitet er dermed også brukt elektrisitet, og har i så måte likhetstrekk med mange tjenester som for eksempel telefonsamtaler og flyreiser (Finansdepartementet, 2004). Bedrifter som produserer homogene goder, som elektrisitet, har problemer med å kunne ta en pris høyere enn grensekostnad uten at de mister markedsandeler. Dersom bedriften imidlertid klarer å skille ut sitt produkt slik at den kan observere etterspørselen etter det, kan en snakke om heterogenitet i kraftproduktene. Dette kan for eksempel gjøres ved å skape en merkevare eller merking av produktene, som selskapet kan ta en høyere pris for. For varer og tjenester er det allerede utviklet flere miljømerker som Svanemerket¹⁰ og Blomsten¹¹, som er en form for dokumentering av en bedrift eller et produkts miljøengasjement. Det finnes også egne energimerker som stiller krav til produkters energiforbruk. Eksempler på slike merker er Energimerking¹² og Energy Star¹³ (Grønn Hverdag, 2010). Hensikten med slike merker er å skape en merkevarepreferanse knyttet til miljømerket, slik at varer med slike merker favoriseres overfor varer som ikke har denne merkingen. I følge en gallupundersøkelse utført i 1998 er dette også tilfellet, i alle fall for Svanemerket. Denne undersøkelsen viste at hele 82 % visste at Svanemerket er det offisielle miljømerket. I tillegg svarte omtrent like mange av de spurte at de foretrekker svanemerkede produkter fremfor andre produkter (Grønn Hverdag, 2010).

¹⁰ Svanemerket er en felles miljøordning for nordiske land som gjelder for produkter innen nesten 50 produkt- og tjenesteområder. Svanemerket stiller miljøkrav til produkter under produksjon, under bruk og som avfall. Merket gir en garanti for at produktet er blant de minst miljøbelastende innenfor den aktuelle produktgruppen

¹¹ Blomsten er et norsk merke som finnes på bl.a maling, lakk, sko, klær og enkelte vaskemidler. I tillegg er noen hoteller og vandrehjem sertifisert med Blomsten. Blomsten administreres av Stiftelsen Miljømerking, som også administrerer Svanemerket.

¹² Energimerking er et obligatorisk merke i EU og EØS-områdene som indikerer hvor mye energi elektriske produkter bruker. Produktene deles inn i energiklasser fra A til G, hvor A er det minst energikrevende.

¹³ Energy Star er et amerikansk merke for effektiv energiutnyttelse, som også er utbredt i Norge.

Miljømerking for energibedrifter er foreløpig ikke utbredt. Som nevnt tidligere har imidlertid politiske tiltak og bekymring knyttet til CO_2 -utslipp økt energibedrifters kostnader knyttet til produksjon av kraft fra ikke-fornybare kilder. Omdømmekostnader relatert til miljøforurensning stiger også som følge av den økte miljøbevisstheten. Slike kostnader kan også bidra til å skille produkter og selskaper fra andre, men på en negativ måte. Jo høyere omdømmekostnadene blir, dess større vil den oppfattede fordelene med å produsere energi fra fornybare kilder bli. Flere store oljeselskaper som Statoil, Shell og BP ser derfor i økende grad på alternative metoder for energiproduksjon. Dette i tillegg til den tradisjonelle produksjonen fra ikke-fornybare kilder. I denne sammenheng kan det stilles spørsmål til om det kan skapes et marked for merkevarepreferanser knyttet til miljømerking. Det vil si om det kan skapes en form for effektiv merking som gir preferanser knyttet til energi som stammer fra fornybare kilder. En undersøkelse utført av TNS Gallup viser at et flertall av nordmenn er villige til å betale mer for fornybar energi (Rees, 2009). Tall fra EU viser imidlertid at bare en tredjedel EU-borgerne er villige til å betale mer (Gullberg, 2007). En slik merking har likevel potensialet til å skape økt bevissthet knyttet til fornybare energikilder. Dette kan i fremtiden kan bidra til preferanser for bruk av ren energi, særlig blant bedrifter¹⁴. Det vil også gi energiselskaper med fokus på forskning, utvikling og produksjon av fornybar energi en dokumentasjon på sitt engasjement. Utvikling av et slikt miljømerke vil kreve involvering fra flere parter innen energibransjen og vil avhenge av nærmere utforskning og vurdering. Fordelene både for involverte bedrifter og for næringen generelt sett, gjør imidlertid at det kan være et interessant tilskudd for å bidra til fortsatt vekst innen fornybar energi og vindkraftnæringen.

Når det gjelder det å foreta kvalifiserte og optimale beslutninger knyttet til kraftoverføring, er det avgjørende med en god forståelse av sannsynlighetsfordelingen til estimatene for prosjektet. Energiproduksjonen til et enkelt prosjekt kan variere fra år til år på grunn av variable vindressurser på området. Ved å sette sammen individuelle prosjekter til en portefølje kan den finansielle usikkerheten reduseres betydelig. Graden av usikkerhet er imidlertid fortsatt avhengig av en rekke faktorer, som prosjektenes relative størrelse, i hvilken grad prosjektenes vindressurser er korrelert, og om alle prosjektene bruker samme type turbin. For å gjøre

¹⁴ Referer til det som tidligere er skrevet om omdømmekostnader. Bedriftens kan for eksempel bedre sitt omdømme ved å kunne dokumenter i sin markedsføring at de bruker energi fra fornybare kilder.

porteføljen til et effektivt verktøy for risikoreduksjon, er det derfor viktig å forstå og analysere disse faktorene for alle de aktuelle områdene. (Det Norske Veritas, 2009). I følge Det Norske Veritas (2009) indikerer driftsdata at yteevnen til mange prosjekter fortsatt skiller seg betydelig fra estimatene som blir gjort før selve konstruksjonen. En årsak til disse forskjellene er utilstrekkelige programmer for måling av vind, informasjon som er essensiell i forhold til en nøyaktig modellering av estimerte, fremtidige vindressurser på området. En annen årsak til feilestimeringer er at prosent energitap som følge av nedetid for turbinene ofte er satt lik den antatte prosenten for nedetid. Dette viser seg å være galt i de fleste tilfeller, og fører derfor til overestimering av prosjektets ytelse. For å redusere projektrisiko, ta bedre finansieringsavgjørelser og utforme gode strategier for kraftoverføring, drift og vedlikehold, er det derfor avgjørende med ytterligere nøyaktighet i kalkuleringen av estimater.

Risikostyring og kvalitetssikring har blitt viktigere og viktigere for å sikre kostnadseffektivitet for prosjekter innen vindenergi. De største risikoene og utfordringene innen planlegging og bygging av offshore vindparker er relatert til tilgjengeligheten av vindturbiner, deres reliabilitet og tilgangen på støttestrukturer innen drift og reparasjon. En liten feil i prosjektets ulike faser kan føre til uakseptabel nedetid og tap. Kvalitetssikring og risikostyring er derfor viktig gjennom både produksjons-, installasjons-, design- og driftsfasen. Dette kan blant annet gjøres ved sertifisering av prosjektet, noe Tyskland, Danmark, Nederland og Belgia allerede har satt i gang (International sustainable energy review, 2009).

Veldefinerte Operation & Management (O&M) strategier for vindparker er kritisk for å sikre den finansielle levedyktigheten til investeringen. Det er utviklet dataprogrammer for å modellere effekten av ulike driftsstrategier på inntekten, tilgjengeligheten og kostnaden av prosjektet. Fremgangsmåten kan inkorporeres i forundersøkelsene og på designstadiet for å identifisere netto nåverdien til de ulike tekniske løsningene, og gi prognoser for inntektsgenerering. Den kan også inkorporeres i løpet av driftsstadiet for å justere O&M strategiene slik at total inntektsgenerering blir maksimert, og forsikre at kontrakter for levering av energi blir møtt. Effekten av O&M strategier på finansiell ytelse blir enda større for offshore vindparker både som følge av at høyere kostnader er involvert, og som følge av begrenset tilgjengelighet mht. værforhold (Det Norske Veritas, 2009).

4.3 Nye teknikker versus tradisjonell økonomisk teori

Teknikker for å vurdere risiko og avkastningskrav, risikostyring, samt utvikling av strategier for å sikre den finansielle levedyktigheten til investeringer i vindkraft, er akseptert som et viktig tilskudd til tradisjonell økonomisk teori og analyse. Bruken av Net Energy Analysis og EROI er imidlertid mer omdiskutert. Enkelte økonomer argumenterer for at net energy analysis kan gi mer og klarere informasjon til beslutningstakere og andre interessenter, og at den dermed har flere fordeler fremfor standard økonomisk analyse¹⁵. Bakgrunnen for denne påstanden ligger for det første i at net energy analysis vurderer endringen i den fysiske knappheten på energiresurser, og derfor er immun mot påvirkninger fra markedsufullkommenheter, som kan forvrengte data vedrørende økonomiske verdier. Til forskjell fra tradisjonelle økonomiske analyser, skal net energy analysis ikke påvirkes av inflasjon, subsidier, reguleringer, usikkerhet om fremtidige priser, diskonteringsrater og andre markedsufullkommenheter. Dette er forhold som kan forhindre tradisjonelle økonomiske analyser fra å gjøre nøyaktige vurderinger av energiteknologier. Det er også hevdet at subsidiering av noen energiteknologier kan forhindre markedet fra å oppdage om energikilden er ved eller nær dets likevektspunkt⁸. Net energy analysis kan dermed være et spesielt godt verktøy for vurdering av teknologier, som er subsidiert med skattekrone og som virker å være nær energiens likevektspunkt¹⁶. For det andre er net energy et mål på potensialet til å utføre nyttig arbeid i økonomiske systemer, fordi varer og tjenester blir produsert som følge av en omdannelse fra energi til nyttig arbeid. For det tredje kan EROI brukes til å rangere tilgangen på teknologier for alternativ energi ut fra deres potensial til å gjøre nytte i økonomien (Cleveland, 2006).

Flere neoklassiske økonomer forkaster metoder for økonomisk analyse som ikke er basert på menneskelige preferanser, og hevder at net energy analysis ikke genererer nyttig informasjon utover det som blir produsert gjennom økonomisk analyse. Kritikere av net energy analysis hevder dessuten at resultatene fra net energy analysis er sensitive overfor markedsforskjell, og derfor er utsatt for endring over tid akkurat som tradisjonelle økonomiske analyser. De peker på at utregninger av EROI er avhengig av endringer i markedet til en slik grad, at de avhenger av

¹⁵ Ref. blant annet teoriene i kapittel 1

¹⁶ I energisammenheng er likevektspunktet det punktet hvor anvendbar energi utvunnet fra en prosess (for eksempel produksjon av vindkraft), overstiger den energien som er lagt inn i prosessen (input energi).

teknologi, næringens struktur, diskonteringsrate og prisene som eksisterer på det gitte tidspunktet. Endringer i disse faktorene vil dermed uten tvil forandre varenes energikostnader og resultatene av net energy analysen (Cleveland, 2006). En viktig faktor i forbindelse med etterspørsel i markedet er knyttet til produktets tilfredsstillende av menneskelige behov. I følge Hyman (1979) har net energy ikke noen tilknytning til sosialvelferd, noe som gjør Net energy analysis til et utilstrekkelig verktøy fordi det ikke hjelper med å tilfredsstille menneskelige behov (Hyman, 1979). Webb og Pearce (1975) støtter dette argumentet og påpeker at net energy analysis ikke kan brukes til å rangere alternative energiteknologier, fordi en slik prosedyre krever en spesifisering av en objektiv funksjon (Webb & Pearce, 1975). Dette er et spørsmål som net energy analysis ikke er utrustet til å behandle, dersom ikke en energiverdi teori blir antatt. Det er dermed mulig at net energy analysis ikke er et bedre redskap for vurdering av ulike energikilder, særlig når det forekommer ufullkommenhet i markedet. Tilhengere av net energy analysis hevder imidlertid at spørsmålet om samfunnet maksimerer en objektiv funksjon for net energy, er irrelevant for om net energy analysis er et nyttig verktøy i den totale vurderingen av ressurskvalitet eller ikke. Det kan dermed være mer relevant å teste om net energy analysis gir noen form for unik og nyttig informasjon om den økonomiske nytten av energikilden som ikke kommer frem av andre typer analyser (Cleveland, 2006).

Med alle de ulike argumentene for og imot Net Energy Analysis – hva er faktisk den beste metoden å gjennomføre en best mulig analyse av prosjektet og investeringen? Implementering av nye metoder kan være et positivt tilskudd til teorier innen prosjektevaluering. Dette kan bidra til å holde et kontinuerlig fokus på forbedrede og mer nøyaktige effektivitets- og lønnsomhetsmål knyttet til ulike prosjekter og energikilder. Tradisjonell økonomisk teori har imidlertid et godt utprøvd og empirisk grunnlag, og brukes i verdiberegninger av bedriften som helhet. Som nevnt i kapittel en, kan bedriftens ulike prosjekter ses på som små firmaer i seg selv, som til sammen utgjør bedriftens totale verdiskapning. Et viktig poeng er dermed samsvar i økonomiske metoder og rapporteringer, samt at disse kan uttrykkes overfor beslutningstaker og andre interessenter på en forståelig måte. Uavhengig av nyutviklede teoretiske metoder, er tradisjonell økonomisk teori et viktig grunnlag for å forstå og analysere effektene av endringer og utarbeide strategier knyttet til bedriftens eksterne og interne miljø. Det er også elementært i forståelsen og vurderingen av generelle risikoanalyser gjort med hensynt til anbefalt beta og avkastningskrav for prosjekter

næringen. Slike rapporter er nyttige, men skal ikke brukes blindt. Det avgjørende at utregning av beta og avkastningskrav for bedriftens prosjekter inkluderer forhold som er analysert ut fra den enkelte bedrifts ståsted og karakteristikk. Grunnleggende økonomisk teori er dermed essensielt for å kunne ta gode investeringsavgjørelser. At tradisjonell økonomisk teori er viktig, ekskluderer imidlertid ikke ideen om utvikling av nye og mer effektive metoder. Tradisjonell økonomisk teori er faktisk også et godt, om ikke essensielt utgangspunkt for utvikling, vurdering og forståelse av effektive metoder for verdivurdering. Konklusjonen når det gjelder metodevalg ser ut til å bli at tradisjonelle og nyutviklede metoder bør brukes i kombinasjon. Metoder som Net energy analysis kan da brukes som et komplement til resultatene av standard økonomisk analyse, som alltid tar hensyn til ulike grader av usikkerhet og feilkilder.

5 Caseanvendelse: Statoil og Doggerbank prosjektet

Statoil er et internasjonalt energiselskap med hovedkontor i Norge og virksomhet i 40 land. Selskapet har 29.000 ansatte over hele verden og er børsnotert i New York og Oslo. Statoil ble opprettet i 1972 som Den norske stats oljeselskap AS, Statoil, og er i dag en av verdens største leverandører innen olje og gass. Selskapet er også verdensledende i bruk av undervannsteknologi, og på fangst og lagring av CO_2 . Selv om Statoils hovedaktiviteter er knyttet til olje- og gassindustrien, satser selskapet også aktivt på å posisjonere seg innen fornybar kraft. Statoil deltar i prosjekter både innen solenergi, geotermisk energi, bølgeenergi og teknologi for tidevannskraft. De største og mest omtalte fornybare satsingene har imidlertid blitt gjort innen offshore vindkraft, hvor selskapet har et naturlig fortrinn på grunn av sin marine erfaring og teknologier. Statoil har vindprosjekter både på land og til havs. Vindkraft til havs er imidlertid regnet som det største vekstområdet, og Statoil er foreløpig involvert i tre vindkraftprosjekter offshore. To av prosjektene, Sheringham Shoal og Doggerbank, er knyttet til havvindparker for produksjon av kraft utenfor kysten av Storbritannia. Det tredje prosjektet, Hywind – verdens første fullskala flytende vindmølle, er et pilotprosjekt for utvikling av ny offshore vindteknologi (Statoil, 2010b, 2010c).

Investeringsavgjørelser knyttet til nye prosjekter krever grundige analyser. Disse skal blant annet gi en vurdering av prosjektets lønnsomhet ut i fra den totale verdiskapningen som prosjektet kan gi bedriften. Målet med dette kapitlet er ikke å komme med en endelig konklusjon på om Statoil bør investere i Doggerbank-prosjektet. Det vil imidlertid foretas en vurdering av Statoils planer om investering i Doggerbank prosjektet i forhold til de teorier og faktorer som utredningens tidligere kapitler har tatt for seg.

5.1 Doggerbank - verdens største vindpark

I januar 2010 ble det kunngjort at Statoil, som en del av konsortiet¹⁷ Forewind, hadde fått rettighetene til å bygge ut havvindparker på Doggerbank. Feltet ligger mellom 125 og 195 kilometer utenfor østkysten av Yorkshire. Det har et vanddyp som varierer mellom 18 og 63 meter og dekker et område på om lag 8.660 kvadratkilometer (Statoil, 2010d). Dette er den største sonen som har blitt tildelt i den tredje lisensrunden for utbygging av havvindparker i Storbritannia.

Figur 8: Plassering av Doggerbankfeltet



Kilde: (Statoil, 2010d)

Konsortiet Forewind består av Statoil, Statkraft, Scottish and Southern Energy plc (SSE) og RWE npower (Statoil, 2010d). Den tredje konsesjonsrunden av Storbritannias og Crown Estates områder for vindparkutvikling byr på utfordringer som krever ekstraordinære ressurser.

¹⁷ Et konsortium er en samarbeidsavtale, ofte midlertidig, mellom to eller flere parter som blir inngått for å oppnå forretningsmessige mål (Henriksen & Eriksen, 2005-2007b).

Forewind ble satt sammen av de fire ledende energiselskapene for å samle krefter til å møte disse utfordringene, og sikre nødvendige konsesjoner for å bygge ut og utvikle vindparker blant annet på Doggerbank (Forewind, 2010). Konsortiet kombinerer internasjonal prosjekterfaring til havs, og erfaring med fornybar energiproduksjon med britisk ekspertise på vindkraft. Forewind har gjennom avtalen et mål om å utvikle 9 GW på Dogger Bank, mens det øvre potensialet er beregnet til rundt 13 GW (Statoil, 2010d). Det er regnet at Doggerbank-feltet skal kunne produsere om lag 27 terrawattimer (tWh) elektrisitet årlig (Kongsnes, 2010b).

Norsk netto sluttforbruk av elektrisitet for 2009 var på om lag 105 tWh (SSB, 2010). Det vil si at Doggerbank-feltet kunne levere rundt 25 % av samlet norsk elektrisitet. Når det gjelder installert kapasitet vil vindparken på Doggerbank bli mer enn 20 ganger større enn Norges nåværende vindkapasitet, som ligger på litt over 0,4 GW. Verdens største havvindpark per i dag er danske Horns Rev II på 0,21 GW, mens den største vindparken på land¹⁸ ligger i USA og er på 0,78 GW (Hovland, 2010a). Til sammenligning har Norges største vannkraftverk, Kvilldal i Rogaland, en installert effekt på 1,24 GW og en midlere årlig produksjon¹⁹ på 3,5 tWh (LVK, 2009). Verdens største vannkraftverk, ”Tre Kløfter” i Kina, har en installert effekt på 18,7 GW og skal kunne produsere 84,7 tWh per år (fornybar.no, 2006).

Utviklingen av havvindparker på Doggerbank er viktig for alle involverte selskapers ambisjoner innen havbasert vindkraft. Det er imidlertid mange tekniske og logistiske utfordringer som må løses. Forewind er derfor avhengig av å trekke på erfaringen til de ulike partnerne, og lete etter nyskapende leverandører og kontraktører for å modne prosjektet fram til godkjenning (Statoil, 2010d). Som lisensinnehaver vil konsortiet nå starte den kartlegging, vurdering og planlegging som kreves for godkjenningsprosessen. Størrelsen på Doggerbank området gjør at en eventuell utbygging må skje stegvis gjennom flere prosjekter. Som en del av utviklingen må det blant annet bygges et boligkvarter i havet for de ansatte, som skal drifte vindkraftanlegget (Kongsnes, 2010b).

Utbyggingen på Doggerbank vil koste om lag 326 milliarder kroner, fordelt med 25 % hver på de fire samarbeidspartnerne. Dette er fem ganger så mye som Ormen Lange feltet og 100 ganger så

¹⁸ Roscoe

¹⁹ Midlere årsproduksjon betyr beregnet, gjennomsnittlig årlig produksjon over en årrekke (BKK, 2010).

mye som operahuset kostet (T. K. Andersen, 2003; Kulturdepartementet, 2001-2002).

Investeringsbeslutningen blir imidlertid ikke tatt før i 2014, etter at nærmere utredninger har blitt gjort. I tillegg er det vanlig at marine utbygginger tar opp til to år. Det er dermed mulig at den første kilowattimen ikke blir produsert før i 2016 (Kongsnes, 2010b).

5.2 Mål og strategi

For å opprettholde sin posisjon, vokse og fremme sine konkurransefordeler er det viktig for et hvert selskap å reagere på endringer i det eksterne miljøet. De siste årene er det gjort flere politiske tiltak for å fremme bruken av fornybar energi og redusere utslipp av klimagasser. Fornybare energikilder er sett på som fremtidens energikilder. Flere energibedrifter, derunder Statoil, har de siste årene i større grad investert i prosjekter for fornybar energi. Ved å satse på slike prosjekter reagerer ikke bare Statoil på de endringer som skjer i bedriftens eksterne miljø, men støtter også opp under selskapets profil om ansvar for miljø og samfunn.

Satsing på nye prosjekter er et avgjørende valg i forhold til Statoils strategi, fordi de ulike prosjektene til sammen påvirker selskapets totale verdi. For å bidra til denne verdiskapningen er det viktig at prosjektet stemmer overens med bedriftens økonomiske mål. Statoils visjon er å ”krysse energigrenser”, det vil si å bryte ny grunn og sette nye standarder for energiindustrien (Statoil, 2009b). Prosjektene i Statoils påbegynte portefølje av vindprosjekter offshore, går begge under dette målet. Ved å investere i slike vindprosjekter er Statoil både nytenkende i forhold til selskapets tradisjonelle energiproduksjon, og samtidig banebrytende innen vindkraftnæringen. Utviklingen av Doggerbank området er ikke noe unntak. Prosjektet er et viktig steg innen utviklingen av offshore vindkraft. Avtalen om Doggerbank er for Statoil en vekstposisjon som er ventet å åpne for utviklingsmuligheter i fremtiden, og gjøre bedriften til en stor aktør innen denne næringen (Kongsnes, 2010b). En investering i prosjektet kan dermed sies å være i samsvar med selskapets økonomiske mål. At prosjektet stemmer overens med bedriftens økonomiske mål, gir imidlertid bare svar på innledende spørsmål i prosessen knyttet til den endelige investeringsbeslutningen. Det fundamentale målet til en bedrift vil være å maksimere nåverdien av bedriftens aksjer. En investering i Doggerbank-prosjektet vil bidra til Statoils portefølje av

vindprosjekter. Dette skal gi Statoil muligheten til å lære og utvikle den nødvendige kompetansen på samme måte som selskapet har gjort innen olje og gass (Statoil, 2010a). Porteføljen bidrar samtidig til å redusere den finansielle usikkerheten. Når Statoil vurderer å satse på Doggerbank-prosjektet, er dette med andre ord en del av en fremtidig plan. En plan om å kapre en andel av en stadig voksende næring, slik at selskapet fortsatt vil beholde sin internasjonale tyngde og ekspandere innen energiproduksjon. Dersom denne porteføljen er suksessfull, vil selskapet øke sin verdi i markedet, noe som vil øke avkastningen for selskapets aksjonærer.

Statoils satsing på prosjekter innen offshore vind er som antydnet overfor en del av en fremtidig vekststrategi. En måte å presentere en slik strategi på er gjennom en produkt-/ markedsmatrise. Produkt-/markedsmatrisen er for de fleste varer og tjenester relativt enkel å stipulere. For prosjekter innen fornybar energi kan denne imidlertid diskuteres ut i fra hvilke muligheter som utvikles i markedet. Doggerbank prosjektet kan ses på fra to synsvinkler; satsing på et nytt produkt (energi fra vindkraft) i et *eksisterende* marked (energimarkedet), eller utvikling av et nytt produkt (energi fra vindkraft) i et *nytt* marked (markedet for fornybar energi). Begge strategiene tar utgangspunkt i at Doggerbank-prosjektet for Statoil innebærer en satsing på et nytt ”produkt”. Bakgrunnen til dette ligger i at vindkraft offshore, selv om det er tilknyttet bedriftens kjernekompetanse (maritim kompetanse og teknologi), også har karakteristika og utfordringer, som skiller seg ut i så stor grad at det kan defineres som et eget produkt. Ved satsing på nye produkter er det et fortrinn, om ikke essensielt, å ha en erfarings- og kunnskapsbase knyttet til den næringen eller bransjen som investeringen gjøres i. Karakteristika knyttet til Doggerbank-området og prosjektet, gjør at Statoils kompetanse fra olje- og gassvirksomheten offshore vil ha stor betydning, noe som kan gi selskapet et viktig konkurransefortrinn. Utbyggingen av et boligkvarter i havet, er blant annet en prosess som er relativt parallell med lisens for oljeutvinning. Dette er nært inne på det som Statoil ellers driver med (Kongsnes, 2009). Utfordringene knyttet til utviklingen av et nytt produkt, gjør at Statoil trenger å bygge opp sin kjernekompetanse blant annet gjennom støtteaktiviteter og utvikling av sitt kontaktnettverk. Doggerbank prosjektet er og vil støttes opp av de erfaringene som er blitt bygget og fortsatt utvikles gjennom Statoils vindkraftprosjekter både på land og til havs. Av særlig betydning er selskapets tilknyttede prosjekter innen offshore vindkraft; teknologiutviklingsprosjektet Hywind

og havvindparken Sheringham Shoal. Disse prosjektene danner som sagt en portefølje, som er ventet å gi verdifull erfaring i Statoils involvering i vindparken på Doggerbank.

Når det gjelder marked skiller de to produkt-/markedsstrategiene seg ved at den ene fokuserer på et eksisterende marked (energimarkedet), mens den andre fokuserer på et nytt marked (markedet for fornybar energi). Strategien som fokuserer på et eksisterende marked, ser på vindkraft offshore som en del av det totale energimarkedet. I dette markedet ser forbruker (privat og bedrift) på energi som et enkelt produkt uavhengig av dets opprinnelsesform. Forbruker er altså enten ikke opptatt av hvor energien kommer fra, eller han har ingen mulighet til å skille energien ut fra om den kommer fra en fornybar- eller ikke-fornybar kilde. Dette er et typisk kjennetegn for et marked med homogene produkter. Elekrisitet er et i så måte et svært homogent gode fordi det ikke er mulig å bruke fysiske kjennetegn til å differensiere strømleveransen. I et slikt marked er det derfor typisk den billigste energiteknologien som først benyttes. Grunnen til dette er at det ikke finnes noe som skaper preferanser for den ene eller andre energitypen. Før det er utarbeidet noen form for merkevare som skaper preferanser for ulike energityper, vil dette markedet være det mest tydelige.

Strategien som fokuserer på et nytt marked, ser på vindkraft offshore som en del av markedet for fornybar energi. I et slikt marked ser forbruker på kraft ut i fra hvilken opprinnelsesform den kommer fra. Altså om kraften er produsert fra fornybare kilder og ikke forurensende teknologier, eller om den er produsert fra ikke-fornybare, forurensende kilder. For å skape et slikt marked må forbrukerne kunne skille mellom hvilke kraftselskap som produserer kraft fra fornybare kilder, og hvilke som ikke gjør det. Det må altså skapes en valgmulighet hvor forbrukerne kan skille mellom kraft fra fornybare eller ikke-fornybare kilder. Det vil si at elekrisitet må gjøres til et heterogent gode slik at etterspørselen etter elekrisitet fra offshore vindkraft kan måles. En måte å gjøre dette på er å skape merkevarepreferanser i markedet ved å innføre et miljømerke for energi. Et slikt system er utviklet for ulike typer varer og tjenester, men enda ikke for energi. Den voksende politiske og sosiale interessen for redusering av CO_2 -utslipp og forsyningssikkerhet knyttet til energi, gir imidlertid et godt utgangspunkt for å skape et nytt marked for etterspørsel av fornybar kraft. Foreløpig vil dette imidlertid være i utviklingsfasen.

Doggerbank-prosjektet vil på nåværende tidspunkt plasseres i markeds-/produktmatrisen som et nytt produkt i et eksisterende marked.

Figur 9: Markeds/produkt matrise

	Eksisterende marked	Nytt marked
Eksisterende produkt		
Nytt produkt	Doggerbank	

Kilde: (Kotler Philip, 2003)

Det er tydelig at Doggerbank-prosjektet passer inn i Statoils strategi for fortsatt vekst i markedet. Frem mot investeringsbeslutningen i 2014 må det imidlertid gjøres analyser og utredninger knyttet til prosjektets lønnsomhet og levedyktighet.

5.3 Lønnsomhetsvurderinger

Utregning av netto nåverdi er en viktig del av vurderingen av prosjektets verdiskapning blant annet fordi den impliserer om prosjektet er verdt mer enn det koster å utføre.

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

Det første leddet i nåverdimetoden viser prosjektets forventede investeringskostnad.

Doggerbank-prosjektet er ventet å koste 326 milliarder kroner fordelt med 25 % hver på de fire

samarbeidspartnerne. Forventet investeringskostnad (I_0) for Statoil blir da 81,5 milliarder kroner.

$$NNV = -81,5 \text{ mrd} + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

Det neste leddet i nåverdimetoden består av summen av Doggerbank-prosjektets fremtidige kontantstrømmer, neddiskontert med en hensiktsmessig rente over prosjektets forventede økonomiske levetid. I tillegg til forventet investeringskostnad er det altså tre nøkkeltall som må estimeres for å komme frem til forventet netto nåverdi; kontantstrøm (K_t), neddiskonteringssats (r) og prosjektets økonomiske levetid (n).

Doggerbank-prosjektets kontantstrøm (K_t), består av fremtidige innbetalinger fratrukket fremtidige utbetalinger. For å komme frem til denne kreves det en gjennomgang av forventede inntekter (R_t) og kostnader (C_t) knyttet til prosjektet. Til disse målene ligger det en del usikkerhet i forhold til prognosens nøyaktighet. Kvalitetssikring i estimeringen er derfor essensielt for å redusere risikoen for at investorene ikke vil få tilbake det de har investert inkludert renter. Vurdering av kostnadsrisiko²⁰ er særlig viktig i forhold til å redusere usikkerheten knyttet til prognosenes nøyaktighet. Det er dermed gunstig å utføre en kostnadsrisikoanalyse som gjør en prognose over sannsynlige kostnadsøkninger som følge av uforutsette hendelser. Den vanligste metoden for slike estimater og evaluering av kostnadsrisiko er Monte Carlo simulering basert på ekspertuttalelser eller historiske tall. Siden teknologien knyttet til vindkraft er forholdsvis ny og få turbiner har nådd forventet levetid, vil Monte Carlo simuleringen gjerne bli basert på ekspertuttalelser. Det vil i denne sammenheng bli brukt parametre for de mest sannsynlige og minst sannsynlige verdiene for kostnader. Tallmaterialet vil deretter bli gjort om til en sannsynlighetsfordeling over de totale kostnadene ved en Monte Carlo Simulering. Disse tallene kan så settes inn i nedenforstående formel, hvor det er korrigert for risiko i inntekts og kostnadsleddet:

$$E(NNV) = -E(I_0) + \sum_{t=1}^n \frac{E(R_t - C_t)}{(1+r_t)^t}$$

²⁰ Kostnadsrisiko betyr sannsynligheten for tap som følge av kostnadsoverskridelse.

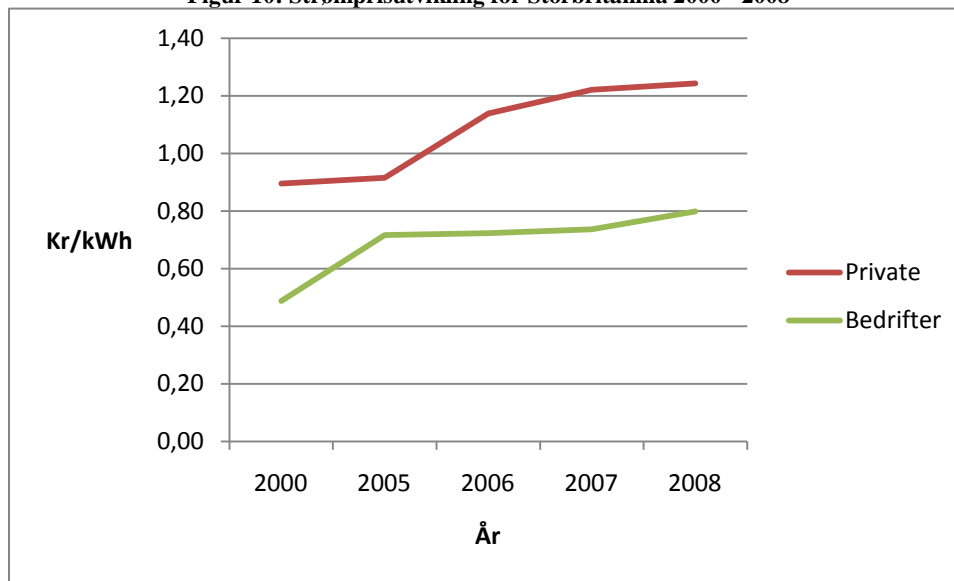
Inntekter

De forventede inntektene fra vindkraftproduksjon er basert på salg av strøm og grønne sertifikater. I tillegg kan innbetalinger komme gjennom statlig støtte. Vindforholdene på det valgte området og den forventede strømprisen er to viktige faktorer i estimeringen av prosjektets inntekter. En viktig del av informasjonsinnhenting til investeringsbeslutningen består derfor i å foreta kvalifiserte og optimale beslutninger knyttet til kraftoverføring. Storbritannia har 40 % av Europas vindressurser og et fordelaktig vanddyp (Statoil, 2010a). Samtidig er det gjort forpliktelser i forhold til overføringsnett for kraftoverføring fra Doggerbank-området. På tross av den gode tilgangen til vindressurser, kan energiproduksjonen på Doggerbank likevel variere fra år til år på grunn av variable vindressurser på området (selv om vindene offshore er regnet som mer stabile enn på land). En utfordring er å få tilstrekkelig nøyaktighet i kalkuleringen av estimater for fremtidige vindressurser på området. Unøyaktige mål kan føre til at prosjektets ytelse blir feilestimert, noe som kan bidra til en feilaktig vurdering av investeringens lønnsomhet. Dette er fordi estimatene til sammen vil danne noe av grunnlaget for vurderingen av forventet fremtidig kraftproduksjon, for eksempel i forhold til hvor mye arbeid som legges inn i produksjonen av hver KWh (EROI). Samtidig vil bedre evne til å forutsi vindforhold bidra til å optimalisere kraftsalget. Det er av felles interesse for alle deltakerne i Forewind konsortiet å få mest mulig nøyaktige estimater. Statoil kan dra fordel av dette ved å samarbeide tett med deltakerne i konsortiet, for å bedre evnen til å forutsi vindforhold og utarbeide mest mulig nøyaktige estimater.

I prosessen med å estimere den forventede prisen på elektrisitet kan det være nyttig å se på statistikker for prisendringer. I følge statistikker fra det britiske energidepartementet (2010) var den gjennomsnittlige elektrisitetsprisen i 2008 på 1,24 kr/KWh for private og 0,80 kr/kWh²¹ for bedrifter. Dette er en økning i pris på 39 % og 63 % for henholdsvis private og bedrifter siden år 2000. Grafen nedenfor viser en bratt stigning i prisen for bedrifter mellom 2000 og 2005 og deretter en gradvis prisøkning frem mot 2008. For det private markedet er det derimot en relativt jevn stiving frem mot 2005 og en bratt stigning mellom 2005 og 2006. Veksten avtar deretter noe, men fortsetter å stige frem mot 2008.

²¹ Omregnet fra GBP med en gjennomsnittlig valutakurs for 2008 på 10,330 (Norges_Bank, 2010).

Figur 10: Strømprisutvikling for Storbritannia 2000 - 2008



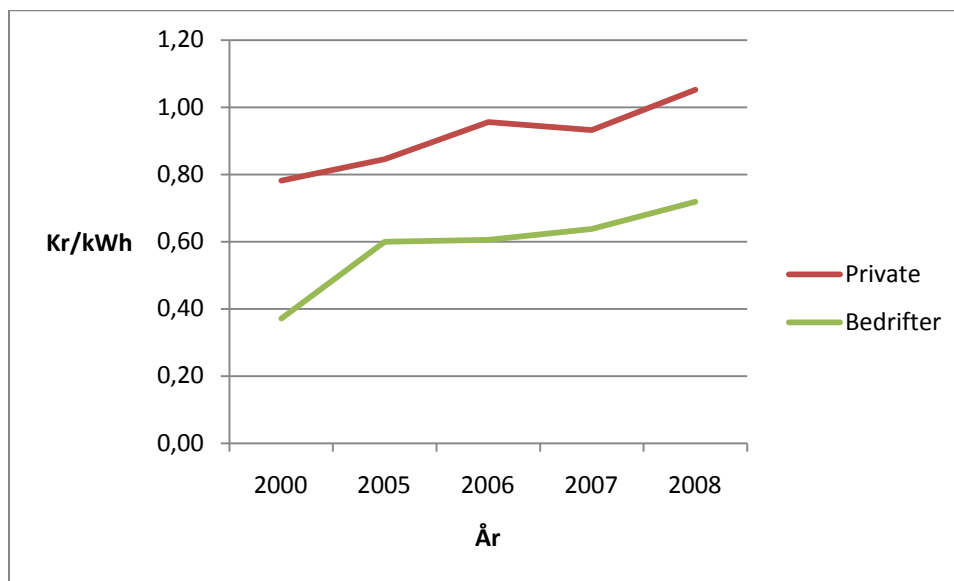
Kilde: (Det britiske energidepartementet, 2010).

Prisen på elektrisitet kan imidlertid variere fra land til land. Det kan derfor også være nyttig å se på trender for elektrisitetspriser for andre deler av verden. For EU 15²² -og G7²³ landene var strømprisen i 2008 på 1,05 kr/kWh for private og 0,72 kr/kWh for bedrifter. Dette er en økning i pris på 35 % for private og 94 % for bedrifter siden år 2000. Strømprisen for verden generelt sett ligger i følge denne statistikken noe lavere for verden sett under ett enn for Storbritannia. Når det gjelder prisutviklingen følger Storbritannia noenlunde samme stigning som resten av verden. Dette er særlig tydelig for bedriftsmarkedet der formen på vekstkurvene er relativt lik. Prisene for bedriftsmarkedet har imidlertid hatt en større økning i resten av verden enn i Storbritannia. Det bør imidlertid tas høyde for eventuelle tilnæringsfeil blant annet som følge kursberegninger.

²² EU 15 består av: Østerrike, Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Tyskland, Hellas, Irland, Italia, Luxemburg, Nederland, Portugal, Spania, Sverige og Storbritannia.

²³ G7 er et samarbeidsforum blant finansministrene i syv av verdens rikeste land: Frankrike, Italia, Japan, Storbritannia, Tyskland, USA og Canada.

Figur 11: Strømprisutvikling for EU 15 og G7 landene 2000-2008



Kilde: (Det britiske energidepartementet, 2010).

Ut i fra statistikkene overfor ser det ut til at strømprisen er økende. Ytterligere vurderinger bør imidlertid gjøres i forhold til hvilken pris Statoil forventer å få for elektrisiteten som produseres på Doggerbank-feltet.

For å sette opp et stilisert eksempel antas det blir produsert 27 tWh på Doggerbank-feltet årlig og at alle disse blir solgt. Det antas videre at Statoil får inntekter fra 6,75 TWh av disse²⁴ og at all elektrisiteten selges til Storbritannia til en strømpris på 1,02 kr/kWh (antatt gjennomsnittlig strømpris totalt for bedrifter og private). Dette gir en inntekt på 6,89 milliarder kr. I tillegg forventes det at Statoil vil få inntekter for salg av grønne sertifikater. Hvis det antas en pris på 0,48 øre/kWh for salg av grønne sertifikater, vil dette gi en ekstra inntekt på 32,4 millioner kroner. Det antas foreløpig ingen økonomisk støtte fra staten. Total inntekt blir da 6,92 milliarder kroner.

²⁴ Eksempelen antar samme årlige strømpris og samme årlige kostnader. Dette er neppe realistisk i den virkelige verden, men gjør det enklere å illustrere hvordan ulike faktorer har konkret tallmessig betydning for verdsetting og investeringsbeslutning.

$$E(NNV) = -E(81,5 \text{ mrd NOK}) + \sum_{t=1}^n \frac{E(6,92 \text{ mrd NOK} - C_t)}{(1 + r_t)^t}$$

Doggerbank-prosjektets fremtidige utbetalinger er blant annet knyttet til drifts og vedlikeholdskostnader, overføringskostnader²⁵ og balansekostnader²⁶. Drifts- og vedlikeholdskostnader inkluderer forsikring, planlagt vedlikehold, reparasjoner, reservedeler, lønn og administrasjon. Kostnader knyttet til forsikring, planlagt vedlikehold og administrasjon er forholdsvis stabile og enkle å forutsi. Kostnader over reparasjoner og reservedeler er imidlertid vanskeligere å estimere, siden teknologien knyttet til vindkraft er forholdsvis ny og få turbiner har nådd forventet levetid. De første årene blir drifts- og vedlikeholdskostnadene for nyere og større vindturbiner estimert som en årlig utgift på rundt 2 til 3 prosent av den totale investeringen. Kostnaden er deretter ventet å øke noe. For offshore vindparker kan det forekomme større værmessige hindringer for reparasjoner og vedlikehold enn for landbaserte vindparker. Drifts- og vedlikeholdskostnadene for offshore vindparker er derfor noe høyere enn landbaserte. Samtidig er disse kostnadene normalt lavere for større vindparker enn for små (Fornybar.no, 2010).

Dersom det antas at drifts- og vedlikeholdskostnadene for Doggerbank-prosjektet utgjør en årlig utgift på 3 prosent av den totale investeringen vil dette utgjøre:

$$81,5 \times 0,03 = 2\,445\,000\,000 \text{ milliarder kroner}$$

Balansekostnader og overføringskostnader må dessuten legges til. Det antas dermed en total kostnadsramme på 2,5 milliarder kroner.

$$E(NNV) = -E(81,5 \text{ mrd NOK}) + \sum_{t=1}^n \frac{E(6,92 \text{ mrd NOK} - 2,5 \text{ mrd NOK})}{(1 + r_t)^t}$$

²⁵ Overføringskostnader påløper som følge av den avgift som kraftprodusenter må betale til systemoperatøren for elektrisitet som skal overføres på det eksisterende nettet.

²⁶ Balansekostnader er kostnader som påløper når vindoperatøren må kompensere for avvik mellom prognosert og faktisk produksjon som følge av ujevnt vindtilsig.

Levetid

Antagelsen av Doggerbank-prosjektets estimerte levetid (n) er det antall år Statoil kan forvente at investeringen er lønnsom. Denne antagelsen vil være knyttet til graden av usikkerhet forbundet med investeringen. I tillegg påvirker slitasje, teknologisk- og økonomisk foreldelse levetiden. Økonomisk levetid for Sheringham Schoal prosjektet er forventet å være opptil 50 år med oppgraderinger underveis og 25 år uten oppgraderinger (Norsk petroleumsforening, 2010). Dersom en regner med levetid med oppgraderinger underveis, vil kostnadene være noe større enn dersom en regner med en levetid uten oppgraderinger. Prosjektet Sheringham Schoal er et tilsvarende prosjekt av mindre størrelse, havdyp og avstand fra land. Erfaringer høstet fra beregning av levetid for dette prosjektet kan likevel være til hjelp ved utregningen av Doggerbank-prosjektets levetid. I dette kapittelets talleksempel antas en levetid på 25 år uten oppgraderinger:

$$E(NNV) = -E(81,5 \text{ mrd NOK}) + \sum_{t=1}^{25} \frac{E(6,92 \text{ mrd NOK} - 2,5 \text{ mrd NOK})}{(1 + r_t)^t}$$

Neddiskonteringsatts

Neddiskonteringsattsen (r) er også en viktig del av nåverdiberegningen. Denne skal reflektere hvilken avkastning eierne og andre kapitalleverandører kan oppnå ved alternativ plassering av kapitalen med samme risiko. Det er flere faktorer som er med på å bestemme avkastningskravet.

Som de fleste andre investorer vil Statoils aksjonærer også ha en viss grad av risikoaversjon²⁷. Dette vil ikke si at de er uvillige til å ta risiko, men at de forventer en tilstrekkelig kompensasjon for risikoen. Denne kompensasjonen reflekteres gjennom at usikre kontantstrømmer diskonteres med en risikojustert rente. Jo større usikkerhet som er knyttet til prosjektets kontantstrømmer, jo høyere neddiskonteringsatts benyttes. Samtidig vil prosjektet bli mindre lønnsomt jo høyere diskonteringsrenten er. Hvilke risikobetraktninger som gjøres i forhold til Doggerbank-prosjektet er dermed en avgjørende faktor for å bestemme prosjektets avkastningskrav.

²⁷ Risikoaversjon betyr motvilje til å ta risiko, eller preferanse for sikker inntekt over usikker inntekt.

Én risikobetraktning er å se prosjektets risiko i forhold til Statoils eksisterende kapitalkostnad. Denne kan finnes gjennom å regne ut bedriftens vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC). Dette er den minsteavkastning som en bedrift må tjene for å tilfredsstille sine kreditorer.

$$WACC^{28} = \left(\frac{E}{E + G} \right) \times r_E + \left(\frac{G}{E + G} \right) \times r_G(1 - s)$$

Alle verdiene i WACC referer til firmaet som helhet. WACC gir den rette diskonteringsraten for prosjekter som har samme risiko som bedriften. Dersom prosjektet har høyere risiko bør neddiskonteringsraten være høyere (Brealey et al., 2006). Investeringen i Doggerbank-prosjektet kan vurderes som å ha større risiko enn Statoils eksisterende forretningsrisiko. Dette kan blant annet begrunnes med at investeringen gjøres i en relativt ny næring med umoden teknologi. Neddiskonteringsraten for dette prosjektet bør derfor være høyere enn den eksisterende forretningsrisikoen.

Forventet eller påkrevd rente for egenkapital og gjeld vil kunne endre seg i forhold til verdens økonomiske situasjon. Renten påvirker både investorer og låntakere og er en sentral størrelse for valget mellom forbruk i dag og i morgen. Det er særlig realrenten, altså nominell rente fratrukket forventet inflasjon, som har betydning for beslutninger om sparing og investeringer. Endringer i realrente vil reflektere at markedets forventning til de økonomiske konjunktorene fremover endres. En økning i realrentene reduserer etterspørselen både etter konsum- og investeringsgoder. Det blir relativt mer attraktivt å spare, og konsumet vrir i retning av mindre konsum. Investorene på sin side vil stå overfor økte investeringskostnader, noe som vil redusere investeringsetterspørselen (Bergo, 2003). I fastsettelsen av hensiktsmessig neddiskonteringsrate kan det dermed også være nyttig å se på realrenteutsiktene fordi også disse er med på å definere prosjektets risiko.

²⁸ G = gjeld, E = egenkapital, r_E = forventet eller påkrevd avkastning på egenkapitalen, r_G = forventet eller påkrevd avkastning på lån før skatt og s = skattesats.

For å kunne fastsette korrekt kompensasjon for risiko, må prosjektets totalrisiko dekomponeres. Den totale risikoen består av ikke-diversifiserbar (systematisk) risiko og diversifiserbar (usystematisk) risiko. Den usystematiske risikoen relaterer seg til spesifikke forhold ved prosjektet som for eksempel risikoen for kostnadsoverskridelse og tidsforsinkelser. Denne typen risiko bør det være tatt høyde for i prosjektets estimerte kontantstrømmer. Den systematiske risikoen er knyttet til endringer i makroøkonomiske størrelser (for eksempel rentenivå og oljepris), som i større eller mindre grad vil påvirke lønnsomheten for alle prosjekter. Usystematisk risiko kan elimineres ved å sette prosjektet inn i en portefølje. Doggerbank-prosjektet er bare et av prosjektene innen Statoils portefølje av energiprojekter. Styring av denne porteføljens risiko består dermed ikke bare i å vurdere hvert enkeltprosjekt isolert sett, men også å vurdere den samlede risikoeksponering og risikoprofil for hele porteføljen. Dette er viktig å ta med i betraktningen fordi at selv om den relative usikkerheten i estimatet for Doggerbank-prosjektet gjerne er stor, kan det ha liten effekt på porteføljens risiko (Lereim, 2009). Prosjektet kan med andre ord være fullt akseptabelt som en del av porteføljen og viktig for fremtidig virksomhet, selv om det ville ha blitt stoppet ut fra et enkeltprosjekts perspektiv.

Beta (β) er et mål for systematisk risiko og måler prosjektets sensitivitet overfor endringer i markedet. Jo høyere beta, desto mer sensitiv er prosjektet for endringer i markedet og jo større blir forventet risikotillegg for å gå inn i prosjektet. Ved en beta lik null er den forventede neddiskonteringssatsen lik risikofri rente. En beta på 1 indikerer at avkastningen generelt sett vil bevege seg med markedet (Brealey et al., 2006). En beta på 1,2 betyr at hvis markedet generelt går opp med 1 %, er forventet økning i aksjeprisen til selskapet 1,2 %. Statoil kan bruke beta til å finne den teoretisk sett forventede avkastningen i tilfeller hvor beta ikke er lik 0 eller 1. Dette gjøres ved hjelp av CAPM²⁹-modellen (kapitalprisingsmodellen):

$$r_x = r_f + [(r_m - r_f) \times \beta_x]$$

hvor

r_x = forventet avkastning, r_f = risikofri rente, r_m = avkastningen på markedsporteføljen og β_x = usystematisk risiko

²⁹ Capital Asset Pricing Model

Gjølberg og Johnsen (2009) anbefaler et avkastningskrav på fornybare prosjekter på 10,7 %. Av mangel på tallmateriale for nøyere analyse, tas det derfor utgangspunkt i dette tallet. Det antas en neddiskonteringssats på 11 %.

$$E(NNV) = -E(81,5 \text{ mrd NOK}) + \sum_{t=1}^{25} \frac{E(6,92 \text{ mrd kr} - 2,5 \text{ mrd NOK})}{(1 + 0,11)^t}$$

Lønnsomhets- og sensitivitetsberegning

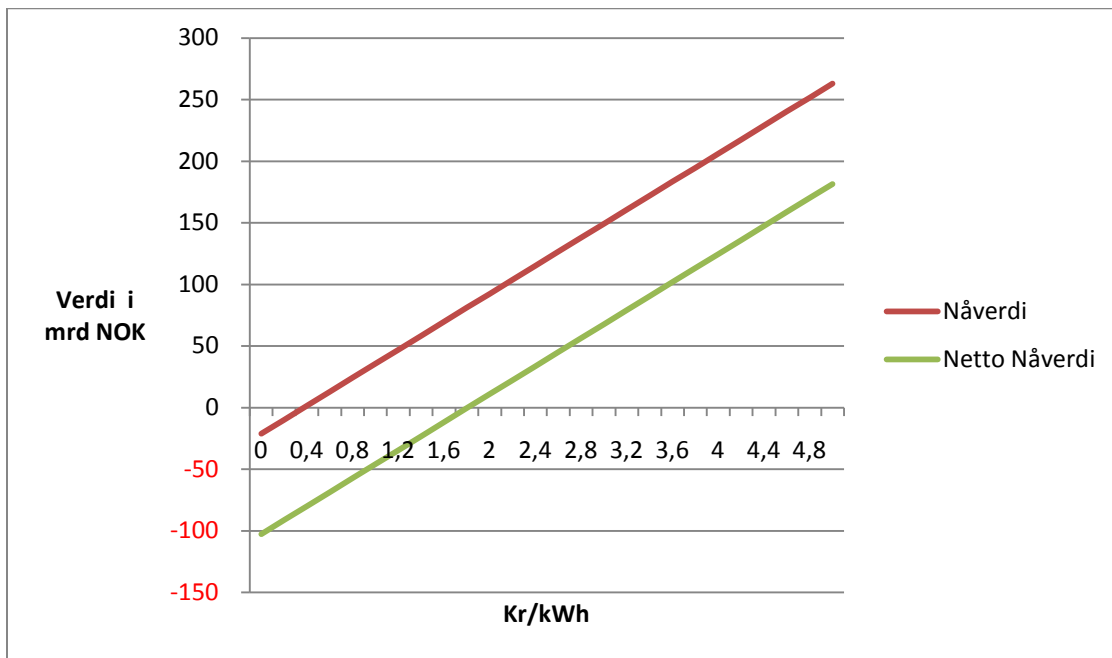
Med overforstående antagelser gir ligningen en nåverdi på:

$$\begin{aligned} E(NNV) &= -E(81,5 \text{ mrd}) + \sum_{t=1}^{25} \frac{E(6,92 \text{ mrd NOK} - 2,5 \text{ mrd NOK})}{(1 + 0,11)^t} \\ &= -E(81,5 \text{ mrd}) + \sum_{t=1}^{25} \frac{E(4,42 \text{ mrd NOK})}{(1 + 0,11)^t} = -81,5 + 37,2 \\ &= -44,4 \text{ mrd NOK} \end{aligned}$$

Dette er tydelig et meget negativt resultat, som understreker at det å skape lønnsomhet i offshore-basert vindkraft ikke er noen enkel affære. Strømprisøkninger og kostnadsreduksjon kan bidra til å bringe lønnsomheten opp mot avkastningskravet for næringen. Det samme kan statlig støtte. Spørsmålet er imidlertid hva som må til for å skape den mest stabile løsningen.

Ved å se på nåverdiens sensitivitet overfor endringer i strømprisen, kan en få en oversikt over hvor store prisendringer som må til for å gjøre prosjektet lønnsomt. Den røde linjen i figuren på neste side viser at prosjektet har en positiv nåverdi (NV) ved en strømpris på 0,4 kr/kWh. Den høye investeringskostnaden gjør imidlertid at investeringen ikke blir lønnsom før ved en pris på tilnærmet 1,8 kr/kWh (se grønn linje). Etter dette stiger prosjektets netto nåverdi relativt kraftig frem til en pris på 2 kr/kWh. Økningen i NNV faller deretter med stigende kraftpris. Det samme er tilfellet for prosjektets NV som stiger kraftig frem til en strømpris på 0,6 kr/kWh, før økningen gradvis avtar.

Figur 12: Nåverdiens sensitivitet overfor endringer i strømprisen



Dersom det kun var mulig å øke prosjektets strømpris for å gjøre prosjektet lønnsomt, ville det være gunstig om strømprisen kunne økes til 2 kr/kWh. Prosjektet ville da blitt lønnsomt med en netto nåverdi på:

$$\begin{aligned}
 E(NNV) &= -E(81,5 \text{ mrd}) + \sum_{t=1}^{25} \frac{E(13,5 \text{ mrd NOK} - 2,5 \text{ mrd NOK})}{(1 + 0,11)^t} \\
 &= -E(81,5 \text{ mrd}) + \sum_{t=1}^{25} \frac{E(11 \text{ mrd NOK})}{(1 + 0,11)^t} = -81,5 + 92,9 = 11,4 \text{ mrd NOK}
 \end{aligned}$$

Dette beløpet er over 11 milliarder kroner høyere enn den NNV prosjektet ville fått ved en strømpris på 1,8 kr/kWh³⁰.

Prisen på 2 kr/kWh er imidlertid nesten dobbelt så høy som den antatte gjennomsnittsprisen for markedet. Det er dermed langt fra sikkert at Statoil vil få solgt kraften til denne prisen. Det beste ville derfor være om det var mulig å finne en passende kombinasjon av strømprisøkning og

³⁰ Netto nåverdi for samme eksempel ved en strømpris på 1,8 kr/kWh er på 42 millioner kr.

kostnadsreduksjon, som bringer lønnsomheten opp mot avkastningskravet for den aktuelle næringen. Statlig støtte vil eventuelt være en tredje løsning.

Kostnadsreduksjon gjennom teknologisk utvikling

Estimering av kostnader er en viktig del av investeringsanalysen. Ved estimering av kostnader for teknologier langt inn i fremtiden, kan det ha mer for seg å se på relative kostnadsforhold enn absolutte kostnadsanslag, og sette dette i sammenheng med forutsetningene om levetid og diskonteringsrente (Olje- og energidepartementet, 2009). Rundt 80 % av kostnadene for vindkraft offshore er knyttet til investering, og det er dermed her det største potensialet for kostnadsreduksjon ligger. Utbyggingskostnader er en viktig del av denne kostnaden og i denne sammenheng er det flere teknologiuutfordringer. Mye fokus legges på å lage lettere, større og mer robuste turbiner. Større turbiner vil gi økt regularitet og lavere vekt vil gjøre både turbinen og installasjonen billigere (Statoil, 2010a). Utvikling av billigere understell og mer effektiv installasjon på dypt vann er også teknologiske utfordringer knyttet til kostnadsreduksjon. Samtidig bør det utvikles mer effektive og sikrere drifts- og atkomstmuligheter. Det er også knyttet teknologiske utfordringer i forhold til det å redusere tap i nett og nettilknytning. Statoil har allerede et prosjekt, Hywind, som går ut på å utvikle teknologi knyttet til flytende havvindmøller. Erfaringen som har blitt høstet fra Hywind-prosjektet utenfor Karmøy kan brukes på flere områder i forbindelse med forberedelsene på Doggerbank. Samtidig kan selskapet dra nytte av sine erfaringer fra vindparken på Sheringham Shoal.

Når det gjelder logistiske utfordringer vil uttestingen av båttyper til frakt av personell og oppankring ved turbinene i havet, være en viktig erfaring å ta med fra Hywind. Stavangerrederiet Bukser og Berging AS har levert en spesialbygget båt, tilpasset drifting av vindturbiner i havet. Hywind-prosjektet har også kjøpt en spesialdesignet båt fra Odfjell til formålet (Kongsnes, 2010b). For hvert vindkraftprosjekt som blir realisert, vil teknologien komme videre og kostnadsbildet vil endre seg. En dobling av erfaringen kan bidra med å redusere kostnadene med 20 prosent (Kongsnes, 2010a).

Dersom det antas en dobling av erfaringen innen vindkraftteknologi med påfølgende 20 % kostnadsreduksjon, vil investeringskostnaden reduseres til:

$$81,5 \text{ mrd NOK} \times (1 - 0,20) = 65,2 \text{ mrd NOK}$$

Investeringen vil da bli lønnsom ved en strømpris på 1,52 kr/kWh.

For å kunne sette strømprisen ned til det nivået som er antatt gjennomsnitt for Storbritannia (1,02 kr/kWh), må imidlertid investeringskostnaden reduseres med 45 % til 37 milliarder NOK. At kostnadene vil reduseres så mye i løpet av prosjektets fartstid er kanskje for mye å håpe på. I denne sammenhengen er det dermed naturlig å stille spørsmål til om det kan lønne seg å vente med investeringen til det er gjort mer erfaring på området (venteopsjon). Som tidligere nevnt er Statoils visjon å "krysse energigrenser". Det vil si å være en leder og pådriver og ikke en etterfølger. Dersom Statoil gir fra seg sin andel i prosjektet til noen andre, mister de kanskje sjansen til å hevde seg som et erfaringslokomotiv innen offshore vind. Dette målet må likevel ses i sammenheng med prosjektets lønnsomhet. Å gå inn i et prosjekt som ikke har usikter for å bli lønnsomt, kan skape negative konsekvenser for Statoils andre prosjekter og den totale verdien på selskapet. For at prosjektet skal kunne bli lønnsomt er derfor ytterligere og kontinuerlig fokus på forbedring og videreutvikling av teknologi essensielt. Statoil håper blant annet på å få til en demopark med flere flytende vindmøller a la Hywind, slik at teknologien kan videreutvikles (Kongsnes, 2010a). Nye teknologier utviklet av andre aktører i markedet, bidrar også til mer effektive turbiner og lavere kostnader knyttet til installasjon, drift og vedlikehold. Disse teknologiene må også vurderes i forhold til utvikling av egen teknologi, og hvordan denne vil påvirke lønnsomheten av Doggerbank-prosjektet. Et eksempel er den nylige annonseringen av General Electric sin storsatsing på utvikling av offshore vindteknologi i Norge. Det internasjonale selskapet skal fokusere på et bredt spekter av teknologiske løsninger, noe som vil bidra til å gjøre vindturbiner mer effektive og redusere kostnadene knyttet til vindkraft offshore.

For å sikre lønnsomhet på lang sikt uten subsidier, må med andre ord teknologien knyttet til offshore vind optimaliseres og forbedres slik at kostnadene reduseres. En beslutning om investering, bør kun gjøres dersom det er trolig at produksjon av offshore vind etter hvert vil bli så lønnsom at teknologien vil klare seg uten subsidier. Statoils satsing på prosjekter innen offshore vind, impliserer at selskapet setter sin lit til at produksjon av offshore vind på lang sikt vil bli lønnsom. Dette vil imidlertid ikke si at alle prosjekter innen offshore vind vil være

lønnsomme. De teknologiske faktorene må vurderes for hvert enkelt prosjekt i forhold til både gjennomførbarhet, læringsfaktorer og utviklingsmuligheter knyttet til lønnsomhet. Når det gjelder vurderingen av hvilke teknologiske faktorer som ligger til rette og som må utvikles i forhold til Doggerbank prosjektet, må dette gjøres både som en intern og en ekstern analyse. Vindkraft offshore er en relativt ung næring, noe som gjør at Statoil ikke kan basere prosjektinvesteringen på egen teknologi og kunnskap alene. Et samarbeid innen selve næringen er essensielt for å kunne redusere kostnadene og gjøre vindkraft offshore mer kommersiell og attraktiv. En viktig teknologisk utfordring for Statoil er å bidra til å utvikle teknologien for offshore vindkraft og modne prosjektene på Doggerbank fram til investeringsbeslutning, slik at disse blir lønnsomme og teknisk gjennomførbare (Kongsnes, 2010b).

Marked, pris og etterspørsel

For at investering i produksjon av vindkraft offshore skal være lønnsomt på lang sikt, er det avhengig av et positivt marked. Det vil si både god tilgang på de varer og tjenester som kreves for å produsere energi, og etterspørsel etter den energien som produseres. Analyse og prognoser knyttet til markedsdata vil dermed også være en viktig del av Statoils vurderingsgrunnlag. Når det gjelder inputmarkedet er det fortsatt utfordringer og flaskehals på leverandørsiden. Flere turbinleverandører er imidlertid i ferd med å entre markedet, og flere installasjonsfartøyer er under utbygging. Dette kan på sikt lette på kapasitetsproblemene og senke kostnadene.

For outputmarkedet er kraftpris en avgjørende faktor i forhold til forventet etterspørsel. Som vist ovenfor er de høye kostnadene knyttet til vindkraft offshore fortsatt en utfordring i denne forbindelse. Dersom Statoil skal kunne ta en pris for elektrisitet fra Doggerbank-feltet som ligger høyere enn markedets gjennomsnittlige strømpris, må denne kunne forsvares. Det vil si at elektrisiteten (produktet) må kunne skilles ut fra andre elektrisitetskilder slik at etterspørselen etter den kan observeres. Siden elektrisitet i utgangspunktet er et svært homogent gode er det ikke mulig å bruke fysiske kjennetegn til å differensiere strømleveransen. Strømleveransen må dermed skilles ut på annen måte, for eksempel gjennom miljømerking. Ulike undersøkelser viser varierende vilje til å betale mer for fornybar energi. Ved å skape et slikt miljømerke kan det imidlertid skapes slike preferanser blant annet fordi det gjør forbrukerne mer oppmerksom på

hvor strømmen kommer fra. Spørsmålet er imidlertid hvor mye mer forbruker faktisk vil være villig til betale.

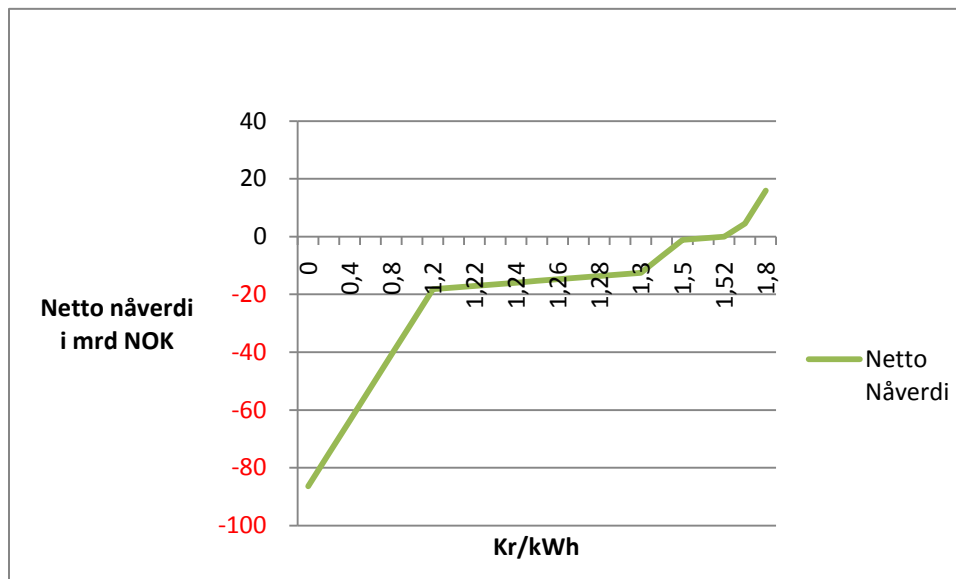
Prisforventninger bestemmes av forventninger til etterspørsel, tilbud, prisendringer for konkurrerende energibærere/teknologier (for eksempel olje, kjernekraft og kull), samt relevante politikkendringer. Prisstatistikker vist tidligere i kapittelet viser jevnt stigende priser fra år 2000 og frem til i dag. Det er dermed mulig at det er en viss aksept for økt strømpris i markedet. I tillegg har Storbritannia et stort behov for kraft og utfordringer når det gjelder å møte sine forpliktelser knyttet til fornybar energi i kraftmarkedet. Dette kan også bidra til økt betalingsvillighet for fornybar kraft. Ved estimering av forventet kraftpris bør det imidlertid også tas hensyn til at utvikling av fornybar energi også forekommer innen andre kilder som solenergi og osmoseenergi³¹. Endringer i konkurransemiljøet og energimiksen må dermed følges nøye, både i forhold til hvilke andre prosjekter som utvikles innen vindkraft offshore, og innen andre energikilder. Slike utviklinger vil påvirke prisen på kraft fra de ulike kildene – både fornybare og ikke-fornybare. Dette er særlig viktig i et marked der pris fortsatt er den dominerende etterspørselsfaktoren. Fremtidige endringer i andre energikilder vil med andre ord utgjøre en del av betingelsene som påvirker lønnsomheten til Doggerbank prosjektet

Dersom en går ut i fra en reduksjon i investeringskostnad på 20 % som beskrevet overfor, vil forbrukerne måtte betale en strømpris på 1,52 kr/kWh for at Doggerbank-prosjektet skal bli lønnsomt uten støtte fra staten. Dette er en økning i pris på nesten 50 % i forhold til det antatte markedsprisgjennomsnittet på 1,02 kr/kWh. Som tidligere beskrevet har strømprisen for Storbritannia steget med 39 % for private og 63 % for bedrifter mellom 2000 og 2008. Prisøkningen på 50 % kan dermed beskrives som en relativt stor endring, særlig dersom dette antas å være prisutgangspunktet fra oppstart. Selv om prisen på 1,52 kr/kWh anses som hensiktsmessig, vil netto nåverdi være sensitiv selv for små endringer i prisen, og marginen mellom lønnsom og ulønnsom investering vil være liten. Allerede ved en negativ prisendring på 1 øre, vil netto nåverdi bli negativ med 143 millioner kroner. Risiko kan også forekomme med hensyn til produksjon (antall tWh). Med et prisanslag med denne graden av sensitivitet, bør det gjøres nøye vurderinger rundt det faktiske estimatet både for pris og med hensyn til produksjon.

³¹ Osmoseenergi er kraft som blir produsert ved å blande sjøvann med ferskvann (Aspevoll, 2009).

Det bør altså vurderes om det skal settes et høyere prisanslag, eller om økonomisk støtte fra staten må inkluderes for kunne forsvare den antatte gjennomsnittlige neddiskonteringssatsen for fornybare prosjekter på 11 %.

Figur 13: Nåverdiens sensitivitet ved en pris på 1,52 kr/kWh



Organisasjonens kapasitet, leverandørsamarbeid og interessehåndtering

Selv om alle eksterne rammebetingelser er på plass, hjelper det lite dersom ikke selskapet har den kapasiteten som kreves for å oppnå konkurransedyktige fordeler og møte etterspørselen. Når det gjelder Statoils kapasitet, er selskapets tyngde innen marin erfaring og teknologi allerede nevnt som en viktig konkurransefordel. For å stake ut prosjektets styrke og utviklingsmuligheter, er det imidlertid ikke nok å identifisere bedriftens kjernekompetanse. Det er også utfordringer knyttet til å identifisere hvilke områder hvor selskapet har knapphet på kompetanse, samt vurdere hvilke aktiviteter som skal holdes innen bedriften, og hvilke som skal outsources. Et spørsmål er for eksempel om Statoil har tilstrekkelig erfaring med vindturbiner og kompetanse når det gjelder å installere og drifte vindparkene. Ved å analysere dette spørsmålet ut i fra selskapets siste strategiske trekk, kan mye tyde på at Statoil har identifisert sin kjernekompetanse og jobber med å utvikle denne videre. Bakgrunnen for denne påstanden er at selskapet gjennom de siste årene har bygget seg opp en portefølje av prosjekter innen vindkraft, som de fortsatt er i

prosessen med å utvikle. En slik portefølje gir Statoil muligheten til å lære og utvikle den nødvendige kompetansen, som trengs for å bygge opp viktige konkurransefordeler innen offshore vind. Dette understreker viktigheten av å være strategisk i valget av prosjekter og velge investeringer, som bygger opp under og tilføyer essensiell kunnskap knyttet til Statoils satsing innen offshore vind.

Et godt samarbeid innen næringen er også avgjørende for å få ned kostnadene og sikre god fremgang videre. De kontaktnettverkene som skapes i utviklingsprosessen er en viktig del av bedriftens erfaringsbase, og kan bidra til å skape effektivitet i prosjektene. Gode forhold til for eksempel leverandører, forskere, interesseorganisasjoner (for eksempel EWEA) og andre viktige aktører, bygger opp under og støtter utviklingen av Statoils kjernekompetanse. Etablerte forhold til samarbeidspartnere som leverandører kan øke effektiviteten i nye prosjekter, blant annet fordi gjensidig grunnleggende kjennskap allerede er til stede. I forhold til kontaktnettverk på leverandørsiden har Statoil kontakt med aktuelle samarbeidspartnere fra tidligere prosjekter, som kabelleverandøren Nexans og osloselskapet Master Mariene (installasjon). Disse ble brukt under Sheringham-utbyggingen (Kongsnes, 2010b). Størrelsen på Doggerbank prosjektet vil imidlertid kreve flere kontaktpunkter og tilknytning til større erfaringsbaser, noe som gjør at Statoil også må skape seg et større nettverk. Måten Statoil har involvert seg i Doggerbank prosjektet på, understreker viktigheten av denne nettverksbyggingen. Som en del av konsortiet Forewind har Statoil ikke bare fått tilgang til konsesjoner for utbygging av vindparker på Doggerbank-området. Selskapet har også knyttet kontakter med internasjonale bedrifter som kan dra felles nytte av hverandres erfaringer. Disse ulike kontaktpunktene skaper større effektivitet i prosjektene, kan gi kostnadsbesparelser og lette prosessen med å bygge opp Statoils kjernekompetanse som aktør i vindkraftnæringen. Slik nettverksbygging er imidlertid ikke en enkelt oppgave, men en kontinuerlig prosess som er viktig å opprettholde dersom Statoil skal kunne heve seg som en stor aktør innen offshore vindkraft.

Statoil må også ta hensyn til andre interessenter i markedet som ikke nødvendigvis er positivt innstilt til utbyggingen på Doggerbank-feltet. Det er her betydningen av sosial aksept kommer inn, særlig i forhold til selskapets og prosjektets omdømmekostnader. Selv om utbyggingen av verdens største havvindpark på Doggerbank er et prosjekt innen fornybar energi, har det ikke

bare fått positiv omtale. Både for norske og danske fiskere er Doggerbank et betydningsfullt område for tobisfiske³². Doggerbank er også et viktig område for havfugl. Fiskere og ornitologer³³ er generelt sett ikke motstandere av havvindmøller, men mot tendensen til å satse på grunne havområder for vindmølleparker. Dette er fordi disse ofte også er gode fiskebanker og områder for havfugl (Aftenbladet.no, 2009). Det oppstår dermed konflikter, som hvis de ikke løses kan skape økte omdømmekostnader for prosjektet og redusere dets lønnsomhet, samt begrense muligheten for framtidige tildelinger og utviklingsmuligheter. Kartlegging av brukerinteressene i området blir derfor en viktig del av vurderingen knyttet til Doggerbank-prosjektet. Utfordringen for Statoil blir å få i stand en dialog for å finne frem løsninger som kan legge grunnlag for sameksistens og minimering av potensielle konflikter (Førde, 2010).

Politikk

Politiske vilje, støtte, reguleringer og vedtak er som tidligere diskutert viktig å ta hensyn til når bedrifter planlegger og tar drifts og investeringsavgjørelser. Internasjonalt sett har flere politiske tiltak, som for eksempel CO_2 -avgifter, ført til at det generelt sett har blitt mer gunstig å satse på fornybar energi, derunder vindkraft. Økt andel av kapasitet innen vindkraft vil føre til at bedriftens kostnader til brennstoff og CO_2 -avgifter reduseres (EWEA, 2009d). Talleksempelen ovenfor viser imidlertid at det fortsatt kan være vanskelig å oppnå lønnsomhet i offshore vind uten offentlige støtteordninger. Å investere i et land som gir tilgang til gode støtteordninger kan dermed være en gunstig løsning for bedrifter som ønsker å utvikle prosjekter innen vindkraft. De politiske rammevilkårene for investering i vindproduksjon offshore anses foreløpig å være bedre i Storbritannia enn i Norge. Der Norge i dag bare har arbeidet frem forslag til lovverk og mål om fremtidig støtte, har Storbritannia allerede fastsatt et lovverk. Storbritannia har også på plass egne lisensrunder for vindkraft, noe som gjør ressursene mer tilgjengelige. I tillegg har landet et marked for grønne sertifikater, mange etablerte støtteordninger og et bra hjemmemarked. Storbritannias havvindpolitikk har satt landet i ledelsen i verden (Hovland, 2010b).

³² Tobisfisker eller sil (for referanse i leksikon se Sil), er en gruppe små langstrakte piggfinnefisker. I Norge finnes det fire slike arter: glattsil, havsil, småsil og storsil. Sil brukes mye til agn og er viktige næringsdyr for torsk, sei og annen fiske, samt for sjøfugler som lunde. Siden 1952-53 har det utviklet seg et betydelig fiske etter sil i Nordsjøen og fangsten går hovedsakelig til produksjon av fiskemel og fiskeolje (Henriksen & Eriksen, 2005-2007a)

³³ En ornitolog er en forsker som har spesialisert seg innenfor zoologi. Ornitologer studerer fugler i deres naturlige habitat og i laboratorium (utdanning.no, 2010).

Forpliktelsene i den britiske politikken gir et utgangspunkt for en tryggere og mer lønnsom investering enn det Norge som nasjon kan tilby. Når det gjelder politiske rammevilkår for vindkraftproduksjon ser det altså ut til at Storbritannia er et godt valg for lokalisering av Statoils investering.

Nåverdiberegningene som ble gjort tidligere i kapittelet ble gjort på grunnlag av minimumsinntekter fra grønne sertifikater og uten å inkludere offentlig støtte. Basert på en gjennomsnittlig strømpris for Storbritannia kom eksempelet frem til et underskudd på hele 44 milliarder kroner. Det måtte altså til en dobling i erfaring med påfølgende kostnadsreduksjon på 20 % og en prisøkning på 50 % for at prosjektet skulle bli lønnsomt uten offentlig støtte. Med denne kombinasjonen vil prosjektets lønnsomhet fortsatt være sensitiv for selv små endringer i pris og kostnader. Tilgang til britenes gode støtteordninger kan likevel gjøre verdens største vindkraftprosjekt på Doggerbank til en potensiell lønnsom mulighet for Statoil. Det er imidlertid viktig å være klar over at offentlige støtteordninger utsetter prosjektet for politisk risiko. Dersom Doggerbank-prosjektet har behov for offentlig støtte for å bli lønnsomt, ser det ut til å være snakk om relativt store beløp. Dette kan for eksempel ses ut fra figur 13 som viser at bare en liten reduksjon i strømpris fører til et behov for støtte som raskt går fra et par hundre millioner kroner til flere milliarder. Selv med gode støtteordninger må den britiske stat kunne forsvare slike store investeringer i offshore vind ut i fra en form for markedssvikt³¹. Den statlige støtten må altså vurderes ut i fra om den er samfunnsøkonomisk forsvarlig. Med svake finanser kan det derfor reises spørsmål om hvorvidt britiske myndigheter virkelig vil stå ved sine forpliktelser i årene som kommer.

Investeringsbeslutningen, fremtidige valgmuligheter og andre vurderinger

Som antydnet overfor er det mye som ligger til grunn for at Doggerbank prosjektet kan være et gunstig prosjekt å investere i. Dette er gjerne også grunnen til at Statoil ønsker å se nærmere på mulighetene for en investering i Doggerbank-prosjektet. Det er imidlertid også mange utfordringer knyttet til investeringen. Talleksempelen overfor understreker at det ikke er noen enkel sak å skape lønnsomhet i prosjekter knyttet til offshore vind. Doggerbank-prosjektet er ikke noe unntak. I dette ligger blant annet utfordringer knyttet til redusering av kostnader, videre utvikling og drift av vindparkene, samt utviklinger innen alternative energikilder som kan skape

ny og sterkere konkurranse for offshore vind. Dette gjør at grundige analyser kreves på flere områder som politikk, teknologi, marked og Statoils bedriftsspesifikke kapasiteter knyttet til prosjektet.

Det at et prosjekt har en positiv netto nåverdi betyr ikke nødvendigvis at det er mest gunstig å gjennomføre det nå. Det kan bli enda mer verdifullt dersom det blir gjennomført på et senere tidspunkt. I likhet kan et prosjekt med negativ netto nåverdi bli til en mer verdifull mulighet, dersom investeringen utsettes. Doggerbank-prosjektet er en del av en næring under utvikling. Det vil si at investeringsbeslutningen tas under relativt usikre forhold hvor spørsmålet om optimal timing er mer komplisert enn for beslutninger gjort i mer modne næringer.

Investeringsbeslutningen er dermed ikke bare knyttet til spørsmålet om å investere i Doggerbank eller ikke. Investeringen må også vurderes i forhold til hvilke utfordringer som kan gjøre seg gjeldene i fremtiden, og hvilke valgmuligheter Statoil har i forhold til disse. Slike fremtidige valgmuligheter utgjør en viktig del av beregningen av prosjektets lønnsomhet, fordi de vil øke verdien av prosjektet. Realopsjoner bør i så måte inkluderes som en del av vurderingen dersom de er tilstede. Dette er særlig viktig med tanke på at offshore vind er en næring i modning, hvor det skjer raske endringer som kan påvirke prosjektets lønnsomhet. Informasjon og avtaler knyttet til prosjektets grad av fleksibilitet er et viktig spørsmål i denne sammenhengen. Tilgang til venteopsjoner der investeringen kan utsettes til mer informasjon er tilgjengelig, kan bidra til at bedriften unngår å gjøre en dårlig beslutning. Samtidig kan det være gunstig om det er vekstopsjoner tilknyttet prosjektet, slik at Statoil har muligheten til å utvide prosjektet dersom det går bra og avslutte eller selge prosjektet dersom det går dårlig. Dette vil bidra til å redusere usikkerheten knyttet til investeringen, samt øke prosjektets lønnsomhet. Det er imidlertid viktig å være klar over at realopsjonene kan være sensitive overfor handlingene til eksisterende konkurrenter. Samtidig kan inngangen av nye konkurrenter med helt nye teknologier modifisere det konkurranselandskapet som firmaet i dag opererer i. Statoils metoder for investeringsvurdering bør derfor fange opp komponentenes fleksibilitet og strategiske verdi, fordi disse kan bidra betydelig til firmaets markedsverdi i et usikkert konkurransemiljø. Dette tilsier at investeringsbeslutningen bør baseres på et utvidet netto nåverdi kriterium. Et utvidet netto nåverdi kriterium inkluderer den direkte netto nåverdien av forventede kontantstrømmer fra en umiddelbar investering, og verdien av fleksibilitet knyttet til prosjektets kombinerte

muligheter. Statoils handlinger kan påvirke reaksjoner fra konkurrentene, noe som igjen påvirker verdien av firmaets investeringsmuligheter. Verdien av å spille strategisk bør derfor også inkluderes. Det vil si verdien av å spille strategisk i forhold til hvordan Statoil tror konkurrentene vil reagere på bedriftens strategi.

$$\begin{aligned} \text{Utvidet NNV} &= \text{passiv NNV} + \text{fleksibilitets (eller opsjons)verdi} \\ &+ \text{strategisk (spillteoretisk)verdi} \end{aligned}$$

Når det gjelder beslutningen om å investere eller ikke, ser dette for den enkelte bedrift i konsortiet ut til å være en enten eller beslutning. Det vil si at dersom de andre partene i konsortiet bestemmer seg for å investere i prosjektet, er det stor sannsynlighet for at muligheten for å vente og se, for så å investere i prosjektet vil gå bort, i alle fall som en del av konsortiet. Valget er altså en avgjørelse både som enkelt selskap, men også som en del av konsortiet Forewind. I tillegg til å trekke egne slutninger om hva som er best for Statoil som enkeltstående bedrift, vil selskapet altså også gjøre en beslutning som en del av fellesskapet Forewind. Det å være en del av dette konsortiet kan gi trygget i forhold til om Statoils beslutning faktisk er i tråd med de konklusjoner som andre ledende, internasjonale energiselskaper har kommet frem til. Det endelige valget bør imidlertid baseres på hva som vil komme Statoil til gode, og hva som vil gi økt verdiskapning for selskapets eiere på lang sikt.

6 Offshore vind – bare en trend eller starten på et nytt næringseventyr?

Gjennom de foregående kapitlene har endringer i politiske, teknologiske og markedsmessige faktorer blitt fremhevet som avgjørende i påvirkningen av investeringer i vindkraft offshore. Det vil si at det er endringene i disse faktorene som må analyseres, når det skal avgjøres om offshore vind bare er en midlertidig trend på veien mot de endelige løsningene på verdens utfordringer knyttet til miljø og forsyningssikkerhet, eller starten på et nytt næringseventyr for Norge.

De siste årenes politiske, teknologiske og markedsmessige endringer gjør det tydelig at det i fremtiden fortsatt vil være fokus på utvikling og bruk av mer miljøvennlige teknologier for kraftproduksjon. Flere nasjoner og internasjonale bedrifter har tatt dette til etterretning, og investerer i utviklingen av fornybare teknologier. Utviklingen mot investering i mer miljøvennlige teknologier er altså ikke bare en kortsiktig trend, men en nødvendig del av endringene innen verdens kraftproduksjon. Vindkraft er bare en av de konkurrerende fornybare teknologiene, og det skjer stadig utviklinger innen alle de fornybare alternativene. Vindkraft offshore har imidlertid hatt den kraftigste veksten i Europa de siste årene, og flere og flere bedrifter har lagt investeringer i prosjekter knyttet til denne næringen. Nasjonalt sett ser også mange land store muligheter i offshore vindkraft både økonomisk og i forhold til forsyningssikkerhet. Denne veksten innen offshore vind er en følge av en kombinasjon av de overnevnte faktorene. Dette inkluderer gode offshore vindressurser i Europa, sjenerøse subsidier fra nasjonale regjeringer, avgifter på CO_2 , reduserte kostnader knyttet til vindturbiner, volatile priser for tradisjonelle energiformer og etterspørselen etter mer miljøvennlige energikilder.

Den største satsingen på offshore vind er sett i land med behov både for økt innenlands kraftproduksjon, og utfordringer knyttet til kravet om å redusere produksjonen av CO_2 ³⁴. Storbritannia er et godt eksempel på dette. Det er et av de landene som har satset mest midler på vindkraft offshore. Storbritannia har dermed utviklet gode politiske rammebetingelser, som kombinert med fordelaktige vanddyp og gode vindressurser, har gjort landet ledende innen utvikling av vindkraft offshore. Dette har skapt oppmerksomhet blant ledende internasjonale

³⁴ På bakgrunn EUs fornybarhetsmål

selskaper, som har meldt sin interesse for satsing på kraftproduksjon i landet. Strengere miljøpolitikk og følgende energiomlegging, vil i fremtiden føre til at også land med nåværende kraftoverskudd vil måtte tenke nytt i forhold til kraftproduksjon. Norge er et av de landene som på nåværende tidspunkt har et kraftoverskudd og dermed ikke et prekært behov for kraft. Dette gjør at landet ligger et stykke bak for eksempel Storbritannia, særlig når det gjelder politiske rammebetingelser for utvikling av vindkraft offshore. Når det gjelder spørsmålet om kraftoverskudd, er det imidlertid viktig å ta hensyn til den energiomleggingen som vil skje i fremtiden. Norge har per i dag et overskudd på strøm. Endringer som for eksempel en overgang fra transport som går på fossilt brennstoff til elektrisk drevne transportmidler, kan imidlertid gjøre utslag både på forbruket og strømprisen.

Norskekysten har gode vindressurser, men ikke så grunne områder som i Storbritannia. Dette vil gi utfordringer som krever ytterligere forskning knyttet til anlegging av vindparker. Vindkraft offshore bygger imidlertid på en tradisjonell kjernekompetanse, som er godt innarbeidet i norsk industri; marin erfaring og teknologier. Vindressursene og tilgangen på kvalifisert arbeidskraft skaper et godt grunnlag for ytterligere utvikling av konkurransedyktige teknologier, og etter hvert produksjon fra egne vindparker. Offshore vind er også en god kombinasjon med en allerede utarbeidet og kommersiell fornybar energiproduksjon i Norge; vannkraft. Skiftende brukt av vannkraft og vindkraft kan bidra til å utnytte kraftsystemet optimalt.

De gode vindressursene og tilgangen på kvalifisert arbeidskraft er fordeler som kan gjøre det gunstig å satse på offshore vind i Norge. Teknologiske utfordringer og store investeringskostnader gjør imidlertid at det ikke er noen enkel sak å skape lønnsomhet i offshore vind. Dette er gjerne grunnen til at de største investeringene i offshore vind har blitt gjort av store selskaper med kjernekompetanse innen offshore produksjon og marine teknologier. For flere av disse bedriftene blir vindkraft offshore sett på som et naturlig utgangspunkt for videreutvikling av bedriftenes erfaring og teknologier. Det er flere likheter mellom karakteristikkene til prosjekter innen olje- og gassindustrien og offshore vindkraft. Prosjektene er ofte langsiktig i forhold til tidshorisont og at det går lang tid fra investeringen gjøres til prosjektet genererer en positiv kontantstrøm. Det er også store investeringer knyttet til prosjektene som sammen med en usikker kontantstrøm gir større risiko. I tillegg er teknologien ofte krevende. Disse

likhetstrekkene gjør at bedrifter innen olje- og gassindustrien gjerne har større kompetanse og et bedre utgangspunkt for å vurdere lønnsomheten i vindprosjekter offshore, enn det andre bedrifter har. I fremtiden er det dermed sannsynlig at de bedriftene som vil lede an i utviklingen av vindkraft offshore er internasjonale bedrifter med erfaring fra tidligere offshore energiproduksjon.

Et ledd i prosessen med å gjøre vindkraft offshore mer kommersiell og konkurransedyktig er å redusere kostnadene ytterligere. Utvikling, utprøving og forbedring av teknologi er en av de viktigste pådriverne i denne sammenhengen. Viktigheten av en slik teknologiutvikling kan i fremtiden føre til dannelsen av flere samarbeid som Forewind. Slike samarbeid kan fremme opparbeidelsen av en større kunnskapsbase og få fortgang i teknologiutviklingen, noe som vil være til felles fordel for alle investorene innen offshore vindkraft. Økt kompetanse og erfaring vil også bidra til reduksjon i investerings- og driftskostnader, noe som er viktig for å tiltrekke flere investorer og bidra til ytterligere kommersialisering av næringen. Når flere investerer i vindkraft offshore vil det også bli mer attraktivt for leverandører av for eksempel turbiner og andre viktige komponenter å gå inn i næringen. Dette vil bidra til en ytterligere kostnadsreduksjon.

Teknologiutvikling er ikke bare viktig i forbindelse med reduisering av investerings- og driftskostnader. Ved utviklingen av en ny næring med nye teknologier vil også forholdet til interessenter som fiskere og miljøhensyn være av betydning, særlig i forhold til plasseringen av vindparkene. Foreløpige utredninger har vist at det er særlig ved utvikling på grunnere områder slike konflikter oppstår. Dette er fordi disse ofte også er gode fiskebanker og områder for havfugl. Utviklingen av ny teknologi som flytende havvindmøller vil gjøre det mulig å flytte vindparkene på større havdyp, noe som er ventet å redusere slike miljø og interesseproblemer. Dette vil med andre ord også bidra til å redusere eventuelle omdømmekostnader som følge av slike konflikter. Teknologien knyttet til flytende havvindmøller er på et tidlig stadium, og det er foreløpig knyttet flere utfordringer til disse enn til vindmøller på grunnere havdyp. Disse utfordringene er blant annet som følge av mer ekstreme vindforhold, korrosjon og tilgang til overføringssystemer. Dersom slike flytende vindmøller kan utvikles til å bli konkurransedyktige i sammenligning med alternative teknologier, vil det imidlertid gi et stort bidrag til næringen for

vindkraft offshore. Det kan bli det siste leddet på veien til å gjøre vindkraft til en av verdens ledende energiformer.

I markedssammenheng er det ikke bare god tilgang på kraftnett og leverandører som er viktig. Vindkraft offshore vil ikke være lønnsomt uten fremtidig etterspørsel. Det er ventet at det i politikken vil fortsette å være økt fokus på bevaring av miljøet og utvikling av fornybar produksjon av kraft. Foreløpig er det slik at den enkelte forbruker ikke selv kan se om kraften kommer fra fornybare eller ikke-fornybare kilder. I fremtiden kan det derfor være gunstig om det utvikles et energimerkingssystem, slik at dette vil bli lett å skille for den enkelte forbruker. Dette kan få positiv innvirkning på vindkraftprodusenters omdømmekostnader. Samtidig kan det på sikt skape preferanser for kraft fra fornybare kilder og økt etterspørsel etter denne typen kraft, særlig fra bedriftskunder med miljøprofil.

Den satsingen og de forpliktelsene som gjøres i andre land i Europa gjør det klart at utvikling av vindkraft offshore er på vei til å etablere seg som en ny næring, og ikke bare er en forbigående trend. Om dette for Norges del bare er en forbigående trend eller starten på et nytt næringseventyr vil imidlertid avhenge av de videre politiske bestemmelsene og forpliktelsene, som gjøres av den norske stat. Internasjonale selskap som Statoil kommuniserer at de ser potensial i utvikling av vindkraft offshore. De store investeringskostnadene gjør imidlertid at det fortsatt er en utfordring å skape lønnsomhet innen næringen. Selskaper som ønsker å investere i offshore vind er dermed fortsatt avhengig av gode politiske rammebetingelser og økonomisk støtte, for at slike prosjekter skal være lønnsomme. Forkjempere og interessenter av offshore vind vil derfor argumentere for at den politiske støtten og forpliktelsene må økes. Aktører innen offshore vind vil naturlig tiltrekkes av de nasjonene som har de beste rammebetingelsene. Det er dermed ventet at Norge vil miste sin sjanse til bli en konkurransedyktig aktør innen vindkraft offshore, dersom det ikke snart skapes bedre rammebetingelser. At regjeringen skal satse på en spesiell næring bør imidlertid begrunnes ut fra en form for markedssvikt (for eksempel å begrense CO_2). Vindkraftnæringen kan, dersom den utvikles, være en god kombinasjon med Norges allerede utbygde kapasitet innen vannkraft. Dersom Norge skal gå inn med midler til støtte av denne næringen (for å gjøre den lønnsom), ser det imidlertid foreløpig ut til å dreie seg

om betydelige beløp³⁵. I tillegg vil det ved utbygging av vindkraft i stor skala, kreves både økt overføringskapasitet og planer for hvordan utbyggingen av vindkraft best kan integreres med den eksisterende kraftproduksjonen. Dette vil kreve ytterlige investeringer fra den norske stat. Den statlige støtten må vurderes både ut i fra et miljømessig hensyn, samt med mål om å maksimere avkastningen av samfunnets totale ressurser. Dersom det økonomisk sett er en god ide å satse på offshore vind, bør utviklingen av næringen kunne skje uten oppfordringer og kostbare tiltak. Det er dermed ikke sagt at Norge skal trekke seg bort fra satsingen på offshore vind. Når og hvis regjeringen forplikter seg til en satsing på vindkraft offshore, bør det imidlertid utredes hvor mye tilrettelegging og hvor stor økonomisk støtte som er forsvarlig ut i fra et samfunnsøkonomisk standpunkt. Samtidig bør det stimuleres til et samarbeid mellom fag, forskning og forretning. Med andre ord et samarbeid mellom den norske stat, næringslivet og landets utdanningsinstitusjoner. Landets utdanningsinstitusjoner vil kunne bidra til å øke kompetansen innen tekniske og naturvitenskaplige fag og styrke forskningsmiljøet. Et samarbeid mellom den norske stat og næringslivet vil dessuten gi trygget (klare nasjonale politiske rammebetingelser) for investorer i vindkraft offshore, samtidig som det kan gi regjeringen en pekepinn for hvordan statens investeringer best kan fordeles. Dette vil bygge opp under fremtidig forskning og utvikling på veien mot målet om å gjøre vindkraft offshore til en ny konkurransedyktig næring for Norge.

³⁵ Ref. diskusjonen rundt figur 13.

Litteraturliste

- Acquisition Community Connection. (2002). What is cost Risk? Lastet ned 22.02.2010, fra <https://acc.dau.mil/CommunityBrowser.aspx?id=17743>
- Aftenbladet.no. (2009). Mobiliserer mot vindmøller på Doggerbank. Lastet ned 09.01.2010, fra http://www.aftenbladet.no/energi/fornybar/1098159/Mobiliserer_mot_vindmoeller_paa_Doggerbank.html
- Andersen, B. (1999). *Business Improvement Toolbox*. Milwaukee: ASQ Quality Press.
- Andersen, T. K. (2003). Ormen Lange til Møre: Juvelen fra havet skal til land. Lastet ned 19.05.2010, fra http://www.norskolje.museum.no/stream_file.asp?iEntityId=335
- Arnold, G. (2005). *Corporate financial management*. Harlow: Prentice Hall.
- Aspevoll, T. F. (2009). Osmose er en av 101 løsninger. Lastet ned 12.04.2010, fra http://www.bellona.no/nyheter/nyheter_2009/osmose_er_loesning
- Becker, C. L. (2010). Vi skal bygge en ny industri. Lastet ned 25.03.2010, fra <http://www.dn.no/forsiden/politikkSamfunn/article1866727.ece>
- Bellona. (2003). Fordelen med grønne sertifikater. Lastet ned 24.03.2010, fra http://www.bellona.no/norwegian_import_area/energi/fornybar/sertifikater/28585
- Bergo, J. (2003). Rentens rolle i økonomien. Lastet ned 07.06.2010, fra http://www.norges-bank.no/templates/article_18094.aspx
- BKK. (2010). Ord og uttrykk. Lastet ned 03.06.2010, fra http://www.bkk.no/om_oss/media/Ord_og_uttrykk/
- Blindheim, A. M. (2010). Dette blir verdens største vindturbin. Lastet ned 12.02.2010, fra http://www.dagbladet.no/2010/02/12/nyheter/miljo/energi/energipolitikk/olje_og_energid_eparmentet/10358635/
- BP. (2009, June 2009). BP Statistical Review of World Energy June 2009. Lastet ned 20.12.2009, fra <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2006). *Corporate finance* (8. utg.). Boston, Mass.: McGraw-Hill/Irwin.
- Bredesen, I. (2005). *Investering og Finansiering* (3 utg.). Oslo: Gyldendal Akademisk.
- BusinessDictionary. (2010). Cost Risk. Lastet ned 22.02.2010, fra <http://www.businessdictionary.com/definition/cost-risk.html>
- Cleveland, C. J. (2006). Net energy analysis. Lastet ned 15.12.2009, fra http://www.eoearth.org/article/Net_energy_analysis
- Danmarks vindmølleforening. (2003). Vindmøller før og nu. *Faktablad M5* Lastet ned 10.02.2010, fra <http://www.dkvind.dk/fakta/pdf/M5.pdf>
- Decision Analyst. (2010). Marketing Research Glossary - I. Lastet ned 05.03.2010, fra <http://www.decisionanalyst.com/Glossary/IGlossary.dai>
- Det britiske energidepartementet. (2010). Domestic/Industrial electricity prices in EU and G7 countries (QEP 5.5.1) og (QEP 5.3.1). Lastet ned 27.05.2010, fra <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/source/prices/prices.aspx>
- Det Norske Veritas. (2009). Wind Industry Risk Management. Lastet ned 15.12.2009, fra <http://www.americainfra.com/article/Wind-Industry-Risk-Management/>
- DiMartino Danielle, D. J. V., Rosenblum Harvey (2007). From Complacency to Crisis: Financial Risk Taking in the Early 21st Century. Lastet, 22.02.2010, fra <http://www.dallasfed.org/research/ecllett/2007/el0712.html>

- EIA. (2008). International Energy Annual 2006. Lastet ned 24.02.2010, fra <http://www.eia.doe.gov/iea/overview.html>
- EIA. (2009a). Annual Energy Outlook 2009 - With projections to 2030. Lastet ned 20.12.2009, fra <http://www.eia.doe.gov/>
- EIA. (2009b). Renewable Energy Consumption and Electricity Preliminary Statistics 2008. Lastet ned 10.01.2010, fra http://www.eia.doe.gov/cneaf/alternate/page/renew_energy_consump/pretrends08.pdf
- EIA. (2009c). Table A1: Total Energy Supply and Disposition Summary. Lastet ned 08.02.2010, fra <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/pdf/appa.pdf>
- Energilink. (2010). Vinden, Sterk og - lunefull. Lastet ned 26.01.2010, fra <http://energilink.tu.no/no/vindkraft.aspx>
- Energirådet. (2008). *Vindkraft Offshore - industrielle muligheter for Norge*. Lastet ned 05.01.2010. fra <http://www.regjeringen.no/upload/OED/Rapporter/Vindkraft%20offshore%20-%20industrielle%20muligheter%20for%20Norge%20260508.pdf>.
- EWEA. (2008). European Capacity Map. Lastet ned 10.02.2010, fra http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/European_Wind_Map_2008.pdf
- EWEA. (2009a). Oceans of opportunity. Lastet ned 10.02.2010, fra http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Offshore_Fact_Sheet.pdf
- EWEA. (2009b). Wind Energy - the facts. Lastet ned 10.02.2010, fra http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/1565_ExSum_ENG.pdf
- EWEA. (2009c). Wind Energy - the facts part IV: Industry and markets. Lastet ned 02.03.2010, fra <http://www.wind-energy-the-facts.org/documents/download/Chapter4.pdf>
- EWEA. (2009d). Wind Energy, Finance and Economics. Lastet ned 10.02.2010, fra http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/factsheets/EWEA_FS_Economics.pdf
- Finansdepartementet. (1998). *Nytte-kostnadsanalyser*. Lastet ned 19.02.2010. fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/1998/nou-1998-16/3.html?id=116518>.
- Finansdepartementet. (2004). Differensiert el-avgift for husholdninger. Lastet ned 19.05.2010, fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2004/nou-2004-8/7.html?id=385903>
- Forewind. (2010). Forewind - delivering your energy future. Lastet ned 11.03.2010, fra <http://www.forewind.co.uk/home/>
- fornybar.no. (2006). Vannkraft. Lastet ned 03.06.2010, fra <http://www.fornybar.no/file.axd?fileID=6>
- Fornybar.no. (2010). Vindenergi. Lastet ned 26.05.2010, fra <http://www.fornybar.no/file.axd?fileID=5>
- Førde, T. (2010). Vindmøller midt i matfatet. Lastet ned 16.01.2010, fra http://www.aftenbladet.no/energi/fornybar/1144727/Vindmoeller_midt_i_matfatet.html
- Garvey, P. R. (2005). Cost Risk Analysis - Without Statistics!! Lastet ned 22.02.2010, fra www.incose.org/huntsville/documents/Garvey_Cost_Risk_wo_Statistics.ppt
- Gjølberg, O., & Johnsen, T. (2009). Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør legges til grunn? *Praktisk økonomi & finans*(2/2009), 77-95.

- Grønn, E. (1991). *Nytte-kostnads-analyse* (2. utg.). Oslo: Bedriftsøkonomens forl.
- Grønn Hverdag. (2010). Tema: miljømerker. Lastet ned 31.03.2010, fra <http://www.gronnhverdag.no/Nettsider/Groenn-Hverdag/Tm/Miljoemerker>
- Gullberg, A. T. (2007). Energi- og miljøspørsmål lite viktig for EU-borgerne. Lastet ned 12.04.2010, fra <http://www.cicero.uio.no/fulltext/index.aspx?id=5162>
- Hagen, Ø. (2005). Skaper samfunnsansvarlige merkevarer samfunnsansvarlige virksomheter? Lastet ned 31.03.2010, fra http://www.ntnu.no/eksternweb/multimedia/archive/00086/workingpaper1_05web_86583a.pdf
- Haugneland, P., & Tjernshaugen, A. (2003). Mer grønn elektrisitet. Lastet ned 15.05.2010, fra <http://www.cicero.uio.no/fulltext/index.aspx?id=2483>
- Helgesen, O. K. (2009). Norge trenger ikke vindkraft. Lastet ned 25.02.2010, fra <http://www.tu.no/energi/article200175.ece>
- Henriksen, P., & Eriksen, T. B. (red.). (2005-2007a) Sil, Aschehoug og Gyldendals store norske leksikon (Vols. 13). Oslo: Kunnskapsforlaget.
- Henriksen, P., & Eriksen, T. B. (red.). (2005-2007b) Konsortium, Aschehoug og Gyldendals store norske leksikon (Vols. 9). Oslo: Kunnskapsforlaget.
- Hofstad, K. (2009). Vindkraft - produksjonsstatistikk. Lastet ned 26.12.2009, fra <http://www.nve.no/no/nyhetsarkiv-/pressemeldinger/norsk-vindkraftproduksjon-i-2008/>
- Holden, E., Idsø, J., Andersen, O., & Gjerald, O. I. (2009). Klimabankprosjektet 2009 - vindenergi som framtidsstrategi? Lastet ned 24.03.2010, fra <http://www.vestforsk.no/filearchive/klimabanken-vf-rapport-9-2009.pdf>
- Holter, Ø., Ingebretsen, F., & Parr, H. (2010). Fysikk og Energiressurser. Lastet ned 07.03.2010, fra <http://www.fys.uio.no/~magne/fys3320/units.pdf>
- Hovland, K. M. (2010a). Norsk vind på Doggerbanken. Lastet ned 03.06.2010, fra <http://www.tu.no/energi/article232994.ece>
- Hovland, K. M. (2010b). Setter kurs for Doggerbanken. Lastet ned 09.01.2010, fra <http://www.tu.no/energi/article233021.ece>
- Hyman, E. L. (1979). Net Energy Analysis and the Theory of Value: Is It a New Paradigm for a Planned Economic System? *Journal of Environmental Systems*, Vol. 9(No. 4 1979-1980), 313-324.
- Hæhre Reidar, O. L., Øyen Alf H. (2002). *Bedriftsøkonomi 1* (4. utg.). Bergen: Økonomiforlaget.
- International sustainable energy review. (2009). Risk management in the wind energy sector. Lastet ned 15.12.2009, fra http://www.internationalsustainableenergy.com/articles/20090910_9
- Klima -og forurensningsdirektoratet. (2010). CO2-avgift. Lastet ned 15.05.2010, fra <http://www.miljostatus.no/Tema/Klima/Klimanorge/Nasjonale-virkemidler/CO2-avgift/>
- Kongsnes, E. (2009). Ingen norsk offshore vind før 2012. Lastet ned 09.01.2010, fra http://www.aftenbladet.no/energi/klima/1123849/Ingen_norsk_offshore_vind_foer_2012.html
- Kongsnes, E. (2010a). Har ikke råd til skreddersøm. Lastet ned 16.01.2010, fra http://www.aftenbladet.no/energi/1142690/Har_ikke_raad_til_skreddersoem.html

- Kongsnes, E. (2010b). Oljeerfaring blir viktig konkurransefortrinn. Lastet ned 16.01.2010, fra http://www.aftenbladet.no/energi/fornybar/1141250/Oljeerfaring_bli_viktig_konkurransefortrinn.html
- Kotler Philip, J. B. J. M. (2003). *Marketing for hospitality and tourism* (3. utg.). New Jersey: Pearson Education.
- Kubiszewski, I., & Cleveland, C. J. (2006a). Energy return on investment (EROI) for wind energy. Lastet ned 15.12.2009, fra http://www.eoearth.org/article/Energy_return_on_investment_%28EROI%29_for_wind_energy
- Kubiszewski, I., & Cleveland, C. J. (2006b). Table 1: The EROI for wind turbines. Lastet, 15.12.2009, fra http://www.eoearth.org/article/Energy_return_on_investment_%28EROI%29_for_wind_energy
- Kulturdepartementet. (2001-2002). Nytt operahus i Bjørvika. Lastet ned 19.05.2010, fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/kud/dok/regpubl/stprp/20012002/stprp-nr-48-2001-2002-/4.html?id=206047>
- København2009. (2009). 20 prosent fornybar energi. Lastet ned 25.01.2010, fra <http://www.kobenhavn2009.no/klimapolitikk/eus-klimapolitikk/5.20-prosent-av-energiforbruket-skal-vaere-fornybar-energi>
- Lereim, J. (2009). Strategisk og operativ porteføljestyling av prosjekter. Lastet ned 07.06.2010, fra <http://www.intech.no/images/Marketing/Tjenester/Portef%C3%B8ljestyring/Strategisk%20og%20operativ%20portef%C3%B8ljestyring%20av%20prosjekter%20av%20Jon%20Lereim.pdf>
- Lund, J. (red.) (1994a) Marked, Den Store danske encyklopædi (Vols. 12). København: Danmarks Nationalleksikon.
- Lund, J. (red.) (1994b) Markedsøkonomi, Den Store danske encyklopædi (Vols. 12). København: Danmarks Nationalleksikon.
- Lund, J. (red.) (1994c) Vindmølle, Den Store danske encyklopædi (Vols. 20). København: Danmarks Nationalleksikon.
- LVK. (2009). Norsk vannkraftproduksjon - nøkkeltall. Lastet, 03.06.2010, fra <http://www.lundogco.no/no/LVK/Fagomrader/Vannkraftproduksjon/Nokkeltall---Oversikt-over-konsesjonssystemet-for-vannkraftproduksjon/>
- Management Sciences for Health. (2006). Building a Common Vocabulary: A Glossary of Management Terms Lastet ned 05.03.2010, fra <http://erc.msh.org/mainpage.cfm?file=2.2.3p.htm&module=gmt&language=English>
- Matthews, T., & Treloar, G. J. (2001). Net energy analysis of double glazing for residential buildings in temperate climates (Publication no. 10.1108/EUM0000000005839). Lastet ned 09.03.2010, fra Emerald: www.emeraldinsight.com/10.1108/EUM0000000005839
- Mohn, K. (2009). Næringspolitisk overmot. Lastet ned 18.05.2010, fra http://www.aftenbladet.no/energi/kommentar/992638/Naeringspolitisk_overmot.html
- Nilsen, J. (2010). Vindkraften koster for mye. Lastet ned 18.05.2010, fra <http://www.tu.no/energi/article240524.ece>
- Norges Bank. (2010). Valutakurser. Lastet ned 28.05.2010, fra http://www.norges-bank.no/templates/article_200.aspx

- Norsk petroleumforening. (2010). Norske selskaper viser vei for britisk vindkraft. Lastet ned 26.06.2010, fra <http://www.npf.no/article.php?id=943&p>
- Olje- og energidepartementet. (2009). *Om lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova)*. Lastet ned 27.02.2010, fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/otprp/2008-2009/otprp-nr-107-2008-2009-.html>.
- Prahalad, C. K., & Hamel, G. (1998). Bedriftens kjernekompetanse. Lastet ned 25.03.2010, fra <http://sivil.no/magma.asp?FILE=1998/01/105prahalad.html>
- Rees, D. (2009). Nordmenn vil bidra i klimasaken. Lastet ned 12.04.2010, fra <http://www.tns-gallup.no/default.aspx?did=9085768>
- Regjeringen.no. (2009a). Havenergilova – tilrettelegging for havvindmøller. Lastet ned 26.02.2010, fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressecenter/pressemeldinger/2009/havenergilova-tilrettelegging-for-havvi.html?id=570220>
- Regjeringen.no. (2009b). Nye 5 milliarder til fornybarhetsfondet. Lastet ned 13.12.2009, fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressecenter/pressemeldinger/2009/nye-5-milliarder-kroner-til-fornybarfond.html?id=579469>
- REN21. (2009). Renewables Global Status Report: 2009 Update. Lastet ned 09.02.2010, fra http://www.ren21.net/pdf/RE_GSR_2009_Update.pdf
- SSB. (2010). Netto sluttforbruk av energibærere 1976 - 2009. Lastet ned 3.06.2010, fra <http://www.ssb.no/energiregn/tab-2010-04-23-05.html>
- Statkraft. (2009). Fordelene med vindkraft. Lastet ned 05.01.2009, fra <http://www.statkraft.no/energikilder/vindkraft/fordelene-med-vindkraft.aspx>
- Statoil. (2009a). StatoilHydro innvier flytende vindturbin. Lastet ned 12.02.2010, fra <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2009/Pages/InnovativePowerPlantOpened.aspx>
- Statoil. (2009b). Vi kan krysse grenser. Lastet ned 15.03.2010, fra <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2009/Pages/2NovCrossingEnergyFrontiers.aspx>
- Statoil. (2010a). Bygger videre på det vi kan. Lastet ned 06.04.2010, fra <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2010/Pages/16MarOevrum.aspx>
- Statoil. (2010b). Fornybar kraft. Lastet ned 10.03.2010, fra <http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Pages/default.aspx>
- Statoil. (2010c). Om Statoil. Lastet ned 10.03.2010, fra <http://www.statoil.com/no/about/pages/default.aspx>
- Statoil. (2010d). Tildelt vindkontrakt for Doggerbank. Lastet ned 09.01.2010, fra <http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/DoggerBank1/Pages/DoggerBank.aspx>
- Sør-Trøndelag Fylkeskommune. (2008). Havbasert vindkraft. Lastet ned 24.01.2010, fra http://www.stfk.no/upload/RegUt/FT_08_Alternativer_og_havbasert_vind_7_11_08.pdf
- Trigeorgis, H. T. J. S. L. (2004). *Strategic Investment: Real Options and Games*. New Jersey: Princeton University Press.

- Trædal, E. (2010). Venstre utsetter dagens løsninger. Lastet ned 26.01.2010, fra http://www.nu.no/saker/energi/fornybar/vindkraft/art-071030venstre_utsetter_dagens_losninger.html
- University of Central Florida. (2009). What is process analysis? Lastet ned 05.03.2010, fra http://oeas.ucf.edu/process_analysis/what_is_pa.htm
- utdanning.no. (2010). Ornitolog. Lastet ned 06.04.2010, fra <http://utdanning.no/yrker/beskrivelse/ornitolog>
- Vallens, A. (2008). The importance of reputation (Reputation Risk). Lastet ned 30.03.2010, fra http://www.accessmylibrary.com/coms2/summary_0286-34875424_ITM
- Vindkraft.no. (2010). Vindmøllens utvikling. Lastet ned 26.01.2010, fra <http://www.vindkraft.no/Default.aspx?ID=70>
- Webb, M., & Pearce, D. (1975). The Economics of Energy Analysis. *Energy Policy, Vol. 3*(December 1975), 318-331.
- Wilkes, J. (2010). The European offshore wind industry - key trends and statistics 2009. Lastet ned 25.01.2010, fra <http://www.ewea.org/fileadmin/emag/statistics/2009offshore/pdf/offshore%20stats%2020092.pdf>
- Aarvig, S. (2010). Tor Arne Hafstad: Fra offshore olje til havenergi. Lastet, 18.05.2010, fra <http://www.forskningsradet.no/servlet/Satellite?c=Nyhet&cid=1253952745717&pagename=renergi%2FHovedsidemal>