

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for naturforvaltning

Masteroppgave 2015
30 stp

Flytende offshore vindkraft på Utsira Nord

Floating offshore wind power at Utsira Nord

Arne Egeberg Næverdal

Offshore flytende vindkraft. En mulighetsstudie på Utsira Nord ved bruk av Retscreen 4



Figur 1: Hywind utenfor Karmøy (Semar, 2014)

Forord

Denne oppgaven på 30 studiepoeng markerer slutten på mitt masterstudium i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Oppgaven er skrevet våren 2015 og setter punktum for det toårige masterprogrammet ved institutt for naturforvaltning (INA).

Jeg vil takke masterveileder Thomas Martinsen for gode tilbakemeldinger, lærerike veiledningstimer og for et godt samarbeid generelt.

Jeg vil også takke doktorgradsstudent Åsa Grytli Tveten ved NMBU for tilsendte kraftprisprognoser for år 2020 og år 2030.

Til slutt vil jeg takke venner og familie som har gitt motivasjon og støtte underveis.

Oslo, 10 mai, 2015

Arne Egeberg Næverdal

Sammendrag

Vindkraftpotensialet på dypt vann er enormt og ifølge den europeiske organisasjonen for vindenergi (EWEA) anslås det at flytende vindkraft i Nordsjøen alene kan dekke Europas kraftbehov 4 ganger.

1 juli 2010 vedtok Norge havenergilooven og på bakgrunn av denne fikk NVE i ansvar å avklare havvindpotensialet langs norskekysten. Utredningsområdene ble først avdekket gjennom rapporten «Havvind – forslag til utredningsområder» og ble senere ferdig utredet gjennom det oppfølgende arbeidet «Havvind – strategisk konsekvensutredning».

Her blir 5 utredningsområder anbefalt åpnet og av disse er Utsira Nord det eneste området som tar i bruk flytende konstruksjon. Ved hjelp av energimodellerings-programmet Retscreen 4 er det foretatt økonomiske lønnsomhetsanalyser basert på prognoserte priser og kostnader for området Utsira Nord i år 2020 og år 2030.

Det kommer klart fram av resultatene at et vindkraftverk ved bruk av flytende konstruksjon, ikke vil være teknisk-økonomisk mulig med dagens prognoser for pris og kostnad. Teknologien mangler en leverandørindustri og er såpass umoden at selv om flytende fundamenter blir kommersialisert og tilgjengelig innen år 2020, vil kostnadene bli for høye for at en større utbygging blir økonomisk lønnsom. Alle modellsimuleringene i oppgaven ender derfor opp med negative netto nåverdier.

Det vil være nødvendig med en reduksjon av kostnader, og/eller en økning av kraftpriser, før en flytende vindpark på Utsira Nord blir økonomisk konkurransedyktig.

Abstract

The wind power potential in deep water is huge and estimations made by The European Wind Energy Association (EWEA) suggests that floating wind power in the North Sea alone can meet the power demand in Europe four times over.

Norway adopted the Offshore Energy Act in July 1, 2010 and based on this NVE was given the responsibility to assess the potential for offshore wind power along the Norwegian coast. The study areas were first revealed by the report "Offshore wind - proposed study areas" and later underwent a comprehensive assessment in the follow-up report "Offshore wind - strategic impact assessment".

Based on this work five study areas were recommended for opening, where Utsira Nord is the only area that uses a floating structure. Through the use of the energy modeling software Retscreen 4, a feasibility study has been conducted based on forecasted costs and prices for Utsira Nord in the year 2020 and 2030.

It is clear from the results that a wind farm using floating structure will not be technically and economically feasible with today's forecasted price and cost scenario for neither 2020 nor 2030. At its current state, the technology is too immature and lacks suppliers. Granting floating foundations are commercialized and available by the year 2020, the costs remain too high to make a floating wind park economically profitable. All model simulations therefore ends up with negative net present values.

It will be necessary with cost reductions, and/or an increase in power prices, before a floating wind power project becomes economically competitive at Utsira Nord.

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Sammendrag	3
Abstract	4
Innholdsfortegnelse	5
Figurliste	6
1. Innledning	8
1.1. Problemstillinger	9
1.2. Sentral litteratur	9
1.3. Oppgavens struktur	10
2. Metode og teori	11
2.1. Energikostnaden	11
2.2. Nåverdimetoden	14
2.3. Diskonteringsrente	15
2.4. Internrentemetoden	15
2.5. Tilbakebetalingsmetoden	16
2.6. Retscreen 4	16
2.7. Sertifikatordningen	19
3. Kostnadsdrivere for havvind	21
3.1. Kapitalkostnader	23
3.1.1. Turbin	24
3.1.2. Fundament	25
3.1.3. Installasjonskostnader	26
3.1.4. Elektrisk infrastruktur	27
3.2. Drifts- og vedlikeholdskostnader	29
4. Flytende vindkraft på Utsira Nord i år 2020	31
4.1. Bakgrunn	31
4.2. Forutsetninger for økonomiske analyser	33
4.3. Resultater	38
4.3.1. Scenario 1: «Forventet utvikling»:	38
4.3.2. Scenario 2: «Negativ utvikling»:	39
4.3.3. Scenario 3: «Positiv utvikling»:	40
5. Havvind for år 2030 basert på Douglas Westwood (2010)	41

5.1. Kapasitetsutvikling	41
5.2. Kostnadsprognoser for år 2030	42
6. Flytende vindkraft på Utsira Nord i år 2030	48
6.1. Forutsetninger	48
6.1.1. Kapitalkostnader (CAPEX):	48
6.1.2. Drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX):	49
6.2. Resultat	49
7. Diskusjon	51
7.1. Kostnadsdrivere	51
7.2. Resultater av lønnsomhetsanalysene for flytende vindkraft på Utsira Nord	52
8. Konklusjon	55
9. Referanser	58

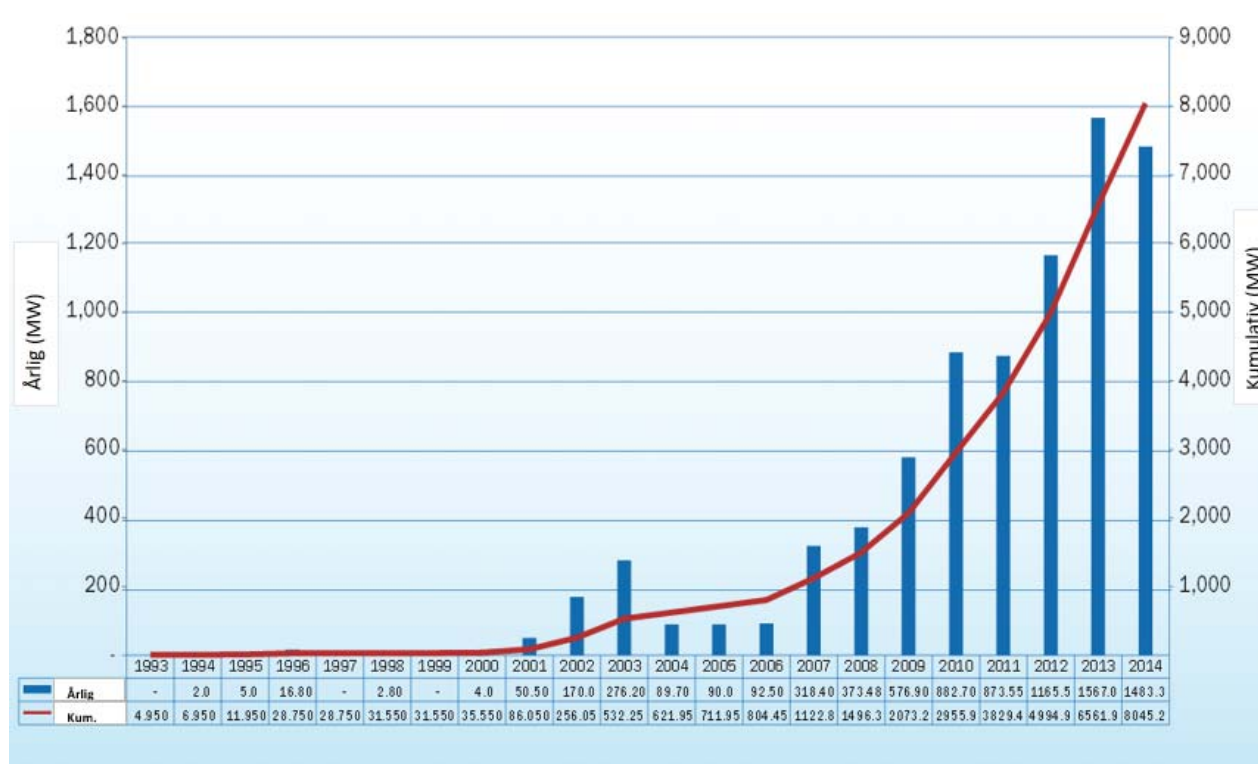
Figurliste

Figur 1: Hywind utenfor Karmøy (Semar, 2014)	1
Figur 2: Kumulativ og årlig kapasitetsutvikling av offshore vindkraft i Europa (European Wind Energy Association, 2015)	8
Figur 3: Formel for beregning av energikostnad (LCOE)(International Renewable Energy Agency, 2012)	11
Figur 4: Kapasitetsfaktorer ved ulike turbintyper (International Energy Agency, 2013)	12
Figur 5: Turbinutvikling siden 1980 i tårnhøyde (m), effekt (kW) og rotor diameter (m) (International Energy Agency, 2013)	13
Figur 6: Formel for beregning av nåverdi (NOU 1997: 27 - Nytte-kostnadsanalyser - Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor)	14
Figur 7: Formel for beregning av internrente (NOU 1997: 27 - Nytte-kostnadsanalyser - Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor)	15
Figur 8: Retscreens oppbygging (Retscreen, 2013)	17
Figur 9: Kostnadsstruktur for offshore vindkraft, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)	22
Figur 10: Kapitalkostnad for offshore vindkraft i perioden 1990 - 2014, i MNOK/MW. Størrelse på boble representerer kapasitet på vindpark (Douglas Westwood, 2010)	24
Figur 11: Kostnadsstruktur for vindturbin (Douglas Westwood, 2010)	25
Figur 12: Fundamentkostnad etter teknologi og havdybde, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)	26
Figur 13: Kostnadsstruktur for installasjon (Douglas Westwood, 2010)	27
Figur 14: Elektrisk layout for en offshore vindpark (Douglas Westwood, 2010)	28
Figur 15: Prosentvis andel av drifts- og vedlikeholdskostnadene på den totale energikostnaden til vindkraft mellom 7 land (International Renewable Energy Agency, 2012)	29

Figur 16: Fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader for havvind (Douglas Westwood, 2010)	30
Figur 17: Potensielle havvindområder utenfor norskekysten (NVE, 2010).....	31
Figur 18: Havdybde ved Utsira Nord (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2010)	32
Figur 19: Variasjon fra gjennomsnittlig energikostnad (LCOE) per utredningsområde. 0 prosent = gjennomsnitt (Multiconsult, 2012).....	33
Figur 20: Oversikt over de 15 utredningsområders avvik fra gjennomsnittlig investeringskostnad (0 = gjennomsnitt) (Multiconsult, 2012)	34
Figur 21: Oversikt over de 15 utredningsområders avvik fra gjennomsnittlig drifts- og vedlikeholdskostnader (Multiconsult, 2012).....	35
Figur 22: Vindparkens utforming (Multiconsult, 2012).....	36
Figur 23: Økonomisk lønnsomhet under scenario 1 (Retscreen, 2013).....	38
Figur 24: Økonomisk lønnsomhet under scenario 2 (Retscreen, 2013).....	39
Figur 25: Økonomisk lønnsomhet under scenario 3 (Retscreen, 2013).....	40
Figur 26: Forventet kapasitetsutvikling for havvind fram mot år 2030, i MW (Douglas Westwood, 2010).....	42
Figur 27: Forventet kapitalkostnad for havvind fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010).....	43
Figur 28: Forventet kostnad for prosjektering & utvikling fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)	43
Figur 29: Forventet utvikling i fundamentkostnad fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)	44
Figur 30: Forventet utvikling i turbinkostnad fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010).....	45
Figur 31: Forventet kostnadsutvikling for elektrisk infrastruktur fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)	45
Figur 32: Forventet utvikling i installasjonskostnader fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)	46
Figur 33: Forventet utvikling i drifts- og vedlikeholdskostnader fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)	47
Figur 34: Økonomisk lønnsomhet for en flytende vindpark på Utsira Nord i år 2030 (Retscreen, 2013)	50
Figur 35: Rangering av utredningsområdene fra A til E (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2012)	52

1. Innledning

Offshore vindkraft er Europas raskest voksende energisektor og nådde en installert kapasitet på 8045,3 MW ved utgangen av år 2014, se figur 2. De totalt 2488 vindturbinene produserer årlig omlag 29,6 TWh fordelt på elleve Europeiske land (European Wind Energy Association, 2015).



Figur 2: Kumulativ og årlig kapasitetsutvikling av offshore vindkraft i Europa (European Wind Energy Association, 2015)

Basert på estimater fra The European Wind Energy Association (EWEA) forventes det 40 GW installert kapasitet innen år 2020 og ytterligere 110 GW mellom år 2020 og år 2030. Det gir til sammen 150 GW havvind som vil produsere 562 TWh årlig og dekke 14 % av Europas strømbehov i år 2030 (European Wind Energy Association, 2011).

I Norge blir potensialet for offshore vindkraft ansett for å være enormt. Det fysiske potensialet har blitt beregnet til ca. 14 000 TWh (SWECO Grøner/Econ, 2007).

En utfordring er at det blir fort veldig dypt på områdene utenfor norskekysten, noe som begrenser mulighetene for de tradisjonelle vindturbinene med bunnfast teknologi. Disse kan kun benyttes på dyp opp til ca. 70 meter. Det er derfor interessant med flytende vindturbiner som kan benyttes på dyp opp til 400 meter (NVE, 2010).

1.1. Problemstillinger

Problemstillingen i denne oppgaven er todelt:

Problemstilling 1: Avdekke kostnadsdrivere forbundet med havvind

Problemstilling 2: Avdekke økonomisk lønnsomhet for flytende vindkraft på Utsira Nord i år 2020 og år 2030

Det ønskes i første omgang å utforske hva som driver kostnadene ved en offshore vindpark. I andre omgang vil potensialet for en flytende vindpark på Utsira Nord belyses.

Energimodellerings-programmet Retscreen 4 er benyttet ved gjennomføring av de økonomiske lønnsomhetsanalysene under problemstilling 2.

1.2. Sentral litteratur

Oppgavens vitenskapelige arbeid er hovedsakelig basert på NVEs havvindrapporter og Douglas Westwood (2010) rapporten: «Wind assessment for Norway». Havvindrapportene ser på potensialet for offshore vindkraft på norsk sokkel i år 2020, mens Douglas Westwood (2010) tar for seg havvind i år 2030.

Basert på disse to uavhengige kildene vil jeg gjennomføre Retscreen-analyser for å avdekke den økonomiske lønnsomheten til en flytende vindpark på Utsira Nord.

1.3. Oppgavens struktur

Oppgaven er delt inn i 9 kapitler.

I kapittel 2 beskrives metode og teori som danner grunnlaget for de økonomiske beregningene gjort senere i oppgaven.

Deretter vil de viktigste kostnadsdriverne forbundet med havvind belyses i kapittel 3.

Kapittel 4 tar for seg NVEs havvindrapporter med økonomiske analyser av en flytende vindpark på Utsira Nord i år 2020.

Kapittel 5 presenterer utsiktene for havvind i et 2030 -perspektiv basert på kostnadsprognoser utført av Douglas Westwood (2010).

I kapittel 6 blir kostnadsestimatene benyttet ved en økonomisk analyse av en flytende vindpark på Utsira Nord i år 2030.

Til slutt blir resultatene drøftet i kapittel 7 og konklusjoner trekkes i kapittel 8.

Kapittel 9 gir en liste over referanser brukt i oppgaven.

2. Metode og teori

I følgende kapittel beskrives de økonomiske lønnsomhetskriteriene som setter utgangspunktet for resultatene i oppgaven, samt en beskrivelse av Retscreen 4 og sertifikatordningen.

2.1. Energikostnaden

Energikostnaden (LCOE: Levelized cost of energy) tar for seg alle kostnader knyttet til vindparkens livsløp dividert på total kraftproduksjon, neddiskontert over prosjektets levetid. Energikostnaden henger derfor sammen med prosjektets økonomiske egnethet og tilsvarer prisen du må ha for å nå «break-even» over livsløpet.

Høy energikostnad tilsvarer høy produksjonskostnad og dermed vil den økonomiske lønnsomheten øke jo lavere energikostnaden er. Metoden benyttes ofte til å sammenligne produksjonskostnaden til ulike kraftproduserende teknologier og ved politikktutvikling som for eksempel subsidiering av fornybare energikilder (International Renewable Energy Agency, 2012).

Formelen for å beregne energikostnad (LCOE) er som følger;

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Figur 3: Formel for beregning av energikostnad (LCOE) (International Renewable Energy Agency, 2012)

Hvor;

I_t = Investeringskostnad i år t

M_t = Drift- og vedlikeholdskostnad i år t

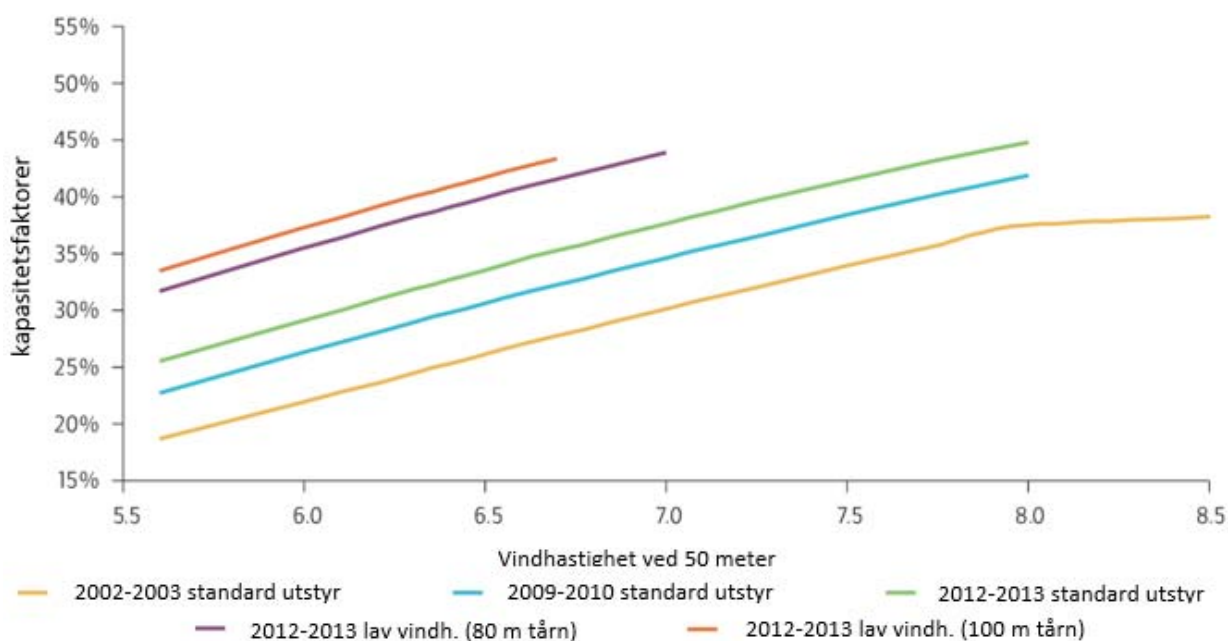
F_t = Brenselskostnad i år t

E_t = Strøm produsert i år t

r = Diskonteringsrenten (avkastningskravet)

n = Livstiden til prosjektet

Energikostnaden vil derfor avhenge av vindressurs, parkens prosjekterte kostnader, diskonteringsrenten og prosjektets levetid. Den vil i tillegg påvirkes av teknologiutvikling som kan gi forbedret kapasitetsfaktor, større årlig strømproduksjon (e) og dermed en lavere LCOE (International Renewable Energy Agency, 2012). Dette illustreres av figur 4 som viser oppnådde kapasitetsfaktorer ved nye vindturbiner.



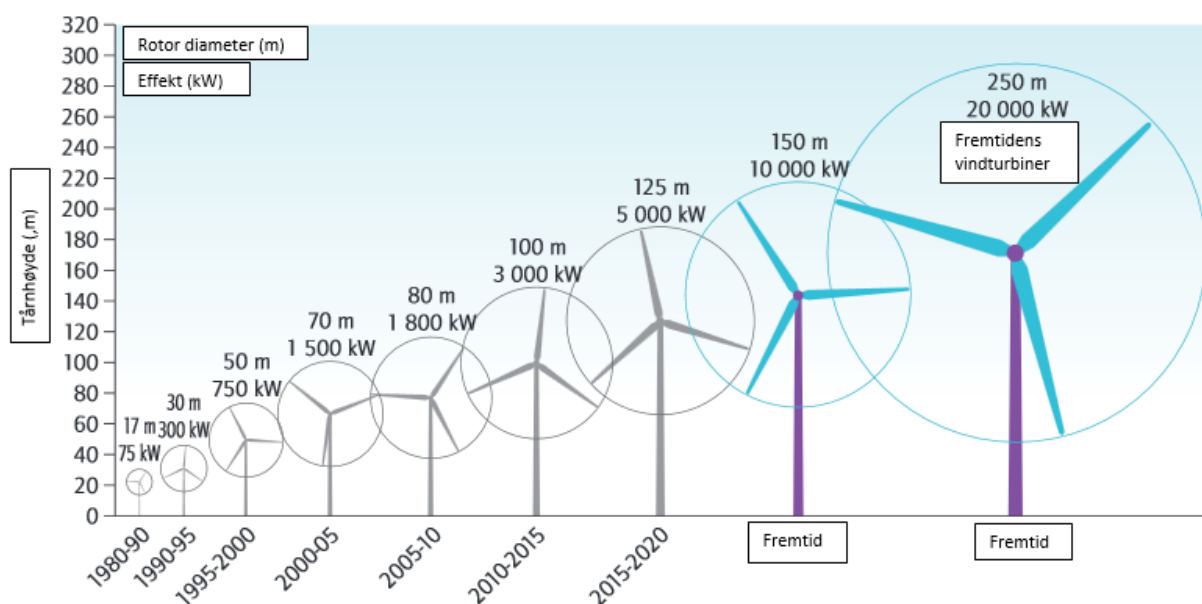
Figur 4: Kapasitetsfaktorer ved ulike turbintyper (International Energy Agency, 2013)

Vindkraft er en svært kapitalintensiv industri og diskonteringsrenten (r) vil påvirke energikostnaden i stor grad. Det kreves store investeringer og avkastningskravet (r) investor forlanger, vil være av kritisk betydning. Jo høyere avkastningskravet (r) settes, desto høyere blir energikostnaden. Vindparkens økonomiske lønnsomhet vil dermed avhenge av nivået på avkastningskravet. Settes for eksempel avkastningskravet for høyt, kan energikostnaden føre til at prosjektet får en negativ nåverdi og aldri blir bygget.

Energikostnaden vil også variere ut ifra områdets vindforhold, da energiutnyttelsen fra vinden er proporsjonal med vindhastigheten i tredje potens. Det vil si at en dobling av vindhastigheten, vil gi en 8 ganger så stor effektutnyttelse (2^3). Økende vindhastigheter vil dermed resultere i en større årlig kraftproduksjon og en lavere energikostnad.

Vindturbinens sveipeareal er grovt sett proporsjonal med den maksimale energiutnyttelsen vindmøllen får og rotordiameter blir derfor avgjørende for kraftproduksjonen. I tillegg til at vinden blåser mer konstant i høyden, er gjennomsnittshastigheten også større.

Turbinutviklingen har av den grunn fått en kraftig økning i størrelse og tårna har blitt høyere, se figur 5 (International Renewable Energy Agency, 2012).



Figur 5: Turbinutvikling siden 1980 i tårnhøyde (m), effekt (kW) og rotor diameter (m) (International Energy Agency, 2013)

I perioden 1980 til tidlig 2000 – tallet økte turbinkapasiteten fra under 100 kW til over 1 MW. I samme periode steg rotordiameteren fra ca. 15 meter til over 70 meter i noen tilfeller. I tillegg økte tårnhøyden fra 20 meter til 65 meter. Utviklingen har ført til høyere kapasitetsfaktorer og en lavere LCOE (IEA Wind Task 26, 2012).

Energikostnaden for vindkraft har hatt et kraftig fall siden de første kommersielle parkene ble lansert. For gunstige kystlokasjoner i Europa har det vært en reduksjon på 40 % fra 1987 til 2006. Denne trenden snudde i år 2003, da energikostnadskurven steg. Årsaken var økte

kapitalkostnader som følge av bl.a. høye råvarepriser. Men det forventes en fremtidig reduksjon i energikostnad, i hvert fall globalt og innen bestemte vindressruser. Omfanget av reduksjonen er derimot høyst usikkert (IEA Wind Task 26, 2012).

Det eksisterer ulike LCOE-beregninger basert på den ønskelige finansielle detaljeringsgraden og energikostnaden kan derfor variere mellom rapporter basert på forutsetningene som settes. Det er av den grunn viktig å presisere nøye hva som skal modelleres. LCOE-beregninger kan utvides fra standardformelen gitt i figur 3 til å inkludere blant annet; avskrivninger, subsidier, skatt og andre finansielle parametere.

LCOE-beregningene som benyttes i oppgaven er basert på en forenklet energikostnads-analyse (figur 3), men tar også med elsertifikater som subsidie. Skatt og andre finansielle parametere er utelatt.

2.2. Nåverdimetoden

Nåverdimetoden benyttes for å beregne forventet avkastning ved å sammenligne alle inn- og utbetalinger gjennom livsløpet til prosjektet og omregne dem til nåverdi. Netto nåverdi (NNV) tilsvarer dermed summen av alle nytter og kostnader ved prosjektet, neddiskontert til nåverdi ved investeringstidspunktet. Formel for beregning av NNV er som vist i figur 6 (NOU 1997: 27 - Nytte-kostnadsanalyser - Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor)

.

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

Figur 6: Formel for beregning av nåverdi (NOU 1997: 27 - Nytte-kostnadsanalyser - Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor)

Hvor;

I = Investeringskostnad i år 0

U = Overskudd i år t

K = Diskonteringsrente (avkastningskrav)

n = Levetiden

Et prosjekt defineres som økonomisk lønnsomt dersom det har en netto nåverdi større eller lik 0. Investeringen bør da gjennomføres og prosjektet vil gå i overskudd når forventet avkastning er høyere enn avkastningskravet (K).

2.3. Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten (K) tilsvare investorers risikjusterte avkastningskrav og benyttes ved beregning av nåverdi. Diskonteringsrenten (kalkulasjonsrenten) vil derfor ha stor betydning for prosjektets økonomiske lønnsomhet da nåverdien av investeringen synker jo høyere diskonteringsrenten settes. Diskonteringsrenten vil øke i takt med prosjektets risiko, da investor forventer større avkastning på innskutt kapital. For større eller viktige utbygginger og grupper av prosjekter, anbefales det at diskonteringsrenten settes enkeltvis. (NOU 2012: 16 - Samfunnsøkonomiske analyser)

2.4. Internrentemetoden

Internrenten (IRR) tilsvare diskonteringsrenten (avkastningskravet) som gir nåverdi av kontantstrømmene lik 0 og illustreres i figur 7 ved utregning av P.

$$- I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{U_t}{(1 + p)^t} = 0$$

Figur 7: Formel for beregning av internrente (NOU 1997: 27 - Nytte-kostnadsanalyser - Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor)

Internrenten brukes for å sammenligne lønnsomheten til ulike prosjekter og benyttes av investorer for å avgjøre om deres avkastningskrav vil bli dekket. Dersom internrenten er lik

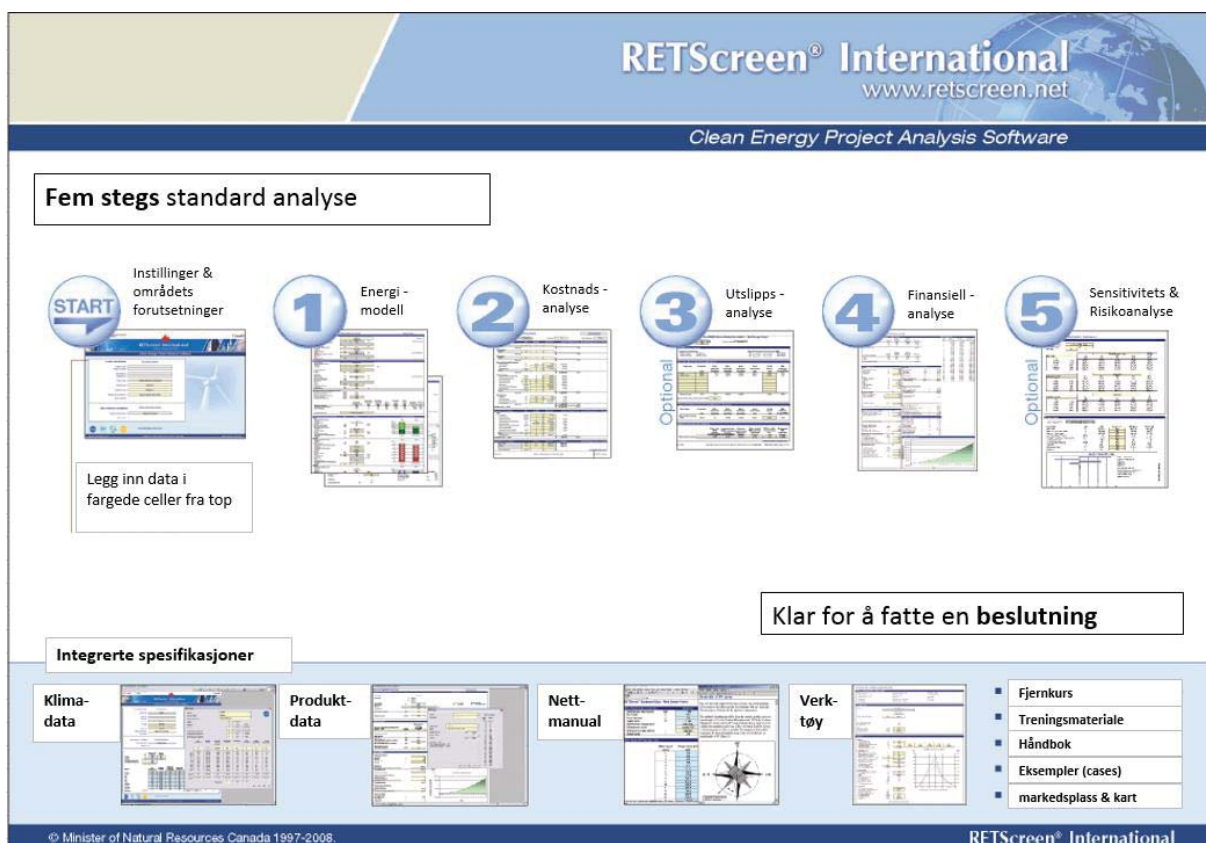
eller større enn investors avkastningskrav, vil prosjektet bli finansiert. Dersom nødvendig avkastningskrav er større enn internrenten, vil prosjektet med høy sannsynlighet bli avvist. Internrenten er et relativt mål på lønnsomhet og uttrykkes i prosent (NOU 1997: 27 - Nyttekostnadsanalyser - Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor).

2.5. Tilbakebetalingsmetoden

Et prosjekts tilbakebetalingstid defineres som tiden det tar å tjene inn kapitalkostnadene. Jo kortere tilbakebetalingstiden er, desto mer attraktivt er prosjektet da investor får tilbake innskutt kapital raskere. Men tilbakebetalingstiden kan ikke alene brukes for å sammenligne ulike prosjekters lønnsomhet. Metoden bør heller ikke benyttes som hovedkriterie når økonomisk lønnsomhet skal avgjøres. Metoden er derimot et godt verktøy for å beregne risikoen til investeringen og kan benyttes som en sekundær indikator (Retscreen, 2013).

2.6. Retscreen 4

Retscreen 4 er et Excel-basert, canadisk program som skal hjelpe beslutningstakere å avgjøre den økonomiske lønnsomheten til fornybare energiprosjekter, energieffektiviserings-løsninger og kombinert varme- og kraftproduksjon. Programmet er delt inn i 5 hovedkategorier (se figur 8). Disse består av ulike tekniske og økonomiske parametere, som sammen brukes for å avgjøre et prosjekts egnethet ut ifra dataene som settes inn (Retscreen, 2013).



Figur 8: Retscreens oppbygging (Retscreen, 2013)

På startsidene føres generell fakta inn som prosjektets navn, teknologi, analysemetode og valgt valuta. I tillegg velges klima for området, enten manuelt eller via database innebygd i programmet.

Første regneark, energimodell, tar for seg det foreslåtte prosjekts produksjonsdata. Her velges turbintype, kapasitetsfaktor, energi produsert og energipris.

I det andre regnearket, kostnadsanalyse, skal prosjektets kostnader estimeres. Her føres det inn alt fra investeringskostnader til drifts- og vedlikeholdskostnader.

I det tredje regnearket, utslippsanalyse, ser man på den potensielle besparelsen i drivhusgasser som kan oppnås. Man fører her inn landets elektrisitetsforsyning og får da opp utslippstall i form av tonn CO₂/MWh som den konvensjonelle elektrisitetsmiksen gir. Derfra kan man

regne ut hva reduksjonen i CO₂ – ekvivalenter blir, hvis man erstatter gitt mengde elektrisitet med fornybar kraft produsert.

I det fjerde regnearket, finansiell analyse, blir prosjektets lønnsomhet beregnet. Her får man en fullstendig oversikt over prosjektets inntekter og kostnader, som sammen brukes for å kalkulere blant annet; nåverdi, internrente, tilbakebetalingstid og energikostnad. Disse parameterne vil gi beslutningstaker verdifull informasjon angående prosjektets finansielle levedyktighet og økonomiske lønnsomhet.

Det siste regnearket, sensitivitets & risikoanalyse, er som navnet tilsier en risiko og følsomhetsanalyse over prosjektet. Her kan man finne ut hvilke faktorer som er av størst betydning i tilknytning til viktige finansielle indikatorer og den tilhørende risikoen de har (Retscreen, 2013).

Med unntak av regneark 3: utslippsanalyse og regneark 5: sensitivitets & risikoanalyse, er de resterende regnearkene brukt for å gjennomføre modellsimuleringene.

Ved anvendelsen av Retscreen 4 har jeg benyttet prognoser på totale kapitalkostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader, hentet fra NVEs havvindrapporter og Douglas Westwood (2010). Sammen med prognoser for kraft- og sertifikatpris, har jeg i kombinasjon med produksjonsdata for Utsira Nord, sett på det økonomiske potensialet for en flytende vindpark i år 2020 og år 2030. Resultatene blir presentert i form av bl.a. energikostnad og nåverdi under regneark 4, finansiell analyse.

Jeg har valgt å bruke totale kostnadsestimater fra rapportene, da det eksisterer begrenset data tilgjengelig for flytende vindkraft. Det har derfor vært utfordringer knyttet til datainnsamlingen, spesielt for norske forhold. Ved bruk av vitenskapelige søkemotorer (f.eks. Isi Web of Science), ble det klart at en mer detaljert kostnadsbeskrivelse ville bidratt til flere usikkerhetsmomenter og et mindre korrekt kostnadsnivå for flytende vindkraft i Norge. Gjennom NVEs havvindrapporter ble det beregnet totale kostnader for de mest aktuelle områdene for havvind på norsk sokkel. I tillegg ble det beregnet spesifikke produksjonsdata for utredningsområdene, deriblant Utsira Nord. En bruk av estimatene utledet herfra, vil bidra til å gi et mer presist helhetsbilde av kostnadene for en flytende vindpark på Utsira Nord. Det fører til mindre usikkerhet i mine egne analyser og en mer presis energikostnad.

2.7. Sertifikatordningen

På Europeisk nivå ble det i år 2008 vedtatt et fornybardirektiv som stiller spesifikke krav om økning i fornybar energiproduksjon til alle EU-landene. Det var i dette direktivet de kjente 20-20-20 målene først ble vedtatt og som siden har blitt videreført i EUs strategiske plan for vekst og sysselsetting. Målene må oppfylles innen år 2020 og sier følgende: (Rosvold, 2013, Europaportalen, 2013)

- Drivhusgasser skal reduseres med 20 % i forhold til 1990 nivå
- Fornybarandelen av EUs totale strømforbruk skal heves til 20 %
- Energieffektiviteten skal økes med 20 %

Siden fornybardirektivet er innført under EØS-avtalen fra 2005, er den styrende for norsk lov og må gjennomføres i tråd med bestemmelsene. Det vil si at Norge må øke sin fornybarandel til 67,5 % i år 2020 (Pressemelding Nr: 110/11, 2011).

For å nå klimamålene må energisystemet legges om og ny kraftproduksjon basert på fornybare energikilder må etableres. Fornybare energikilder kjennetegnes av høye investeringskostnader og det trengs derfor støtteordninger for å stimulere til utbygging og konkurranse mot de allerede etablerte teknologiene. Støtteordningene varierer fra land til land og i Norge har Enova SF hatt ansvaret for å stimulere til økt fornybarproduksjon gjennom investeringsstøtten. Denne direkte støtten ble i 2011 avskaffet da Elsertifikatordningen ble innført i Norge.

Elsertifikatordningen fungerer slik at kraftproduksjon basert på fornybare energikilder mottar et elsertifikat, også kalt grønne sertifikater, per MWh produsert i 15 år framover. Samtidig dannes det en etterspørsel etter sertifikatene, da kraftleverandører og enkelte forbrukere forpliktes til å kjøpe en gitt andel sertifikater basert på sitt forbruk. Dette systemet fører til et marked etter sertifikater og dermed en ekstrainntekt for produsenter av fornybar energi. Tanken er at systemet skal gi insentiver til fornybare kraftinvesteringer, som igjen skal bidra til å realisere målene vedtatt i fornybardirektivet. Det er forbrukerne som vil stå for regningen, da sertifikatprisen til kraftleverandørene vil bli lagt til i strømprisen (Olje- og energidepartementet, 2014).

I Sverige har elsertifikatordningen vært gjeldende siden år 2003. Det at Norge nå innfører systemet bidrar til et felles norsk - svensk sertifikatmarked fra år 2012. Dette vil føre til at

markedet blir mer slagkraftig og at kraftinvesteringene vil skje på mest mulig kostnadsoptimal måte, uten landegrenser som hinder. Det er planlagt en utbygging av totalt 26,4 TWh fornybar elektrisitetsproduksjon mellom Sverige og Norge gjennom sertifikatordningen. Utbyggingen skal fullføres innen år 2020, hvor hvert av landene skal stå for halvparten av finansieringen (13,2 TWh). Ordningen vil gradvis reduseres fra år 2020 og avskaffes i år 2035 (EnergiNorge, 2014).

Produsenter av fornybar energi i Norge, må begynne å produsere kraft innen utgangen av år 2020 for å kunne motta elsertifikater (Olje- og energidepartementet, 2014).

Foruten elsertifikatordningen, kan fornybare energiprojekter i Norge søke støtte gjennom Norsk forskningsråd, Innovasjon Norge og Enova SF. Sammen ønsker de å bidra gjennom støtteprogrammer på ulike trinn i utviklingsløpet for å fremme introduksjonen av innovative, nye teknologiløsninger til markedet. De tilbyr blant annet støtte til fullskala demonstrasjonsprosjekter samt risikofylte innovasjonslån (Miljø, 2014).

3. Kostnadsdrivere for havvind

Kostnadene forbundet med havvind er svært prosjektspesifikke og avhenger av en rekke kostnadsdrivere som havdybde, teknologitype og avstand til land. Ved utregning av energikostnad må man i tillegg ta hensyn til områdets produksjonsforhold, prosjektets økonomiske levetid og diskonteringsrenten. Det er derfor vanskelig å spesifisere en generell kostnad for havvind (Oljedirektoratet, 2010).

En kostnadsdriver er en faktor som styrer kostnadsnivået til en bedrift og er derfor avgjørende for prosjektets lønnsomhet. Havdybde er den viktigste kostnadsdriveren for bunnfast vindkraft og en avgjørende parameter ved utvelgelse av areal. Bunnfaste fundamenter kan benyttes på dybder opp til 70 meter, hvor kostnadene øker med dybden. For vindparker som benytter seg av flytende fundamenter, vil havdybde være av mindre betydning. Her blir istedenfor avstand til land og nettilknytning vesentlige kostnadsdrivere (Oljedirektoratet, 2010).

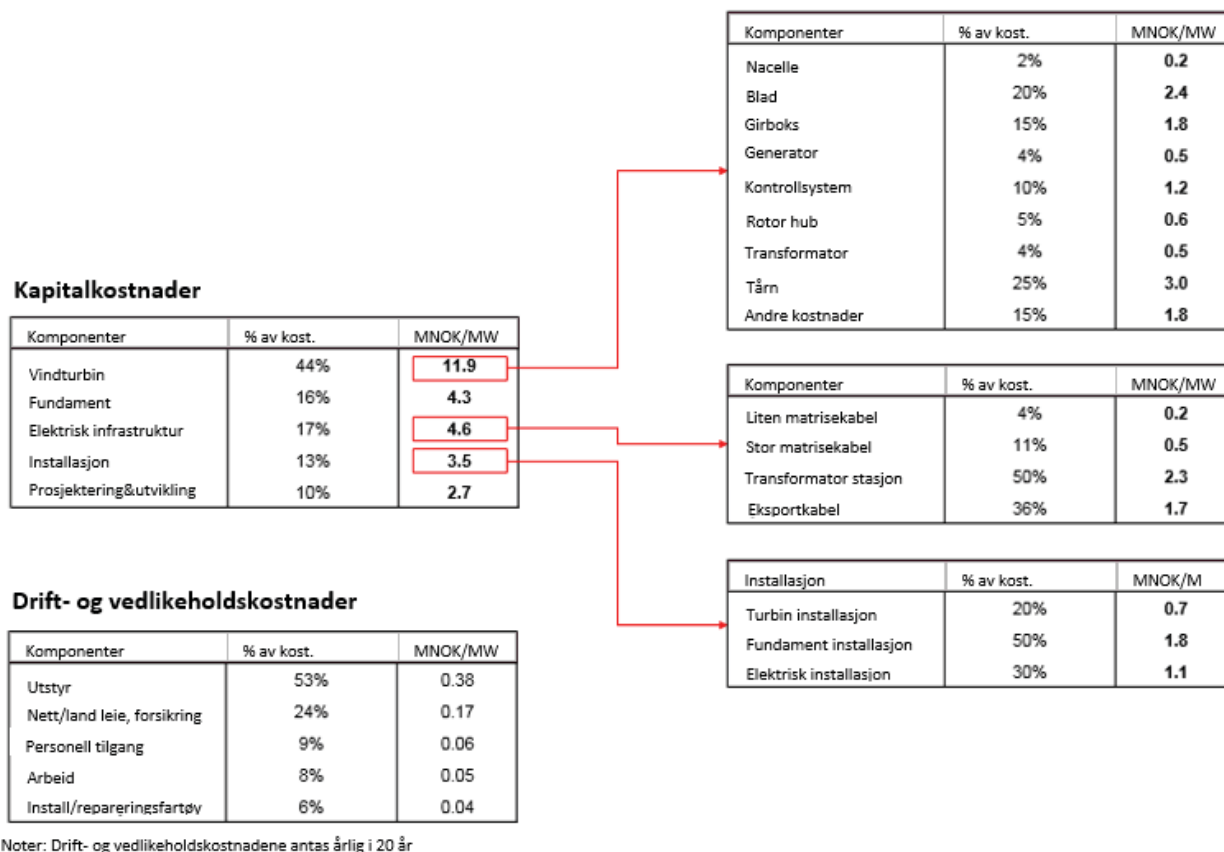
Kostnadene for en havbasert vindpark kan i hovedsak deles inn i to kategorier. Den første kategorien tar for seg produksjonsenheten bestående av turbin, tårn og fundament. Den andre kategorien dekker vindparkens infrastruktur, bestående av kabelnettverk og transformatorstasjoner.

Basert på to uavhengige havvindrapporter kommer det fram at kategori 1, produksjonsenheten, vil stå for 80 % av investeringskostnadene, mens infrastrukturen vil utgjøre 20 %. I rapportene konkluderes det med to ulike investeringskostnader for havvind. I Douglas Westwood (2010) estimeres total investeringskostnad til 26 millioner norske kroner per mega watt (MNOK/MW). I Lyses mulighetsstudie fra 2010 beregnes imidlertid investeringskostnaden til å ligge på mellom 33 – 66 MNOK/MW, avhengig av hvilke forutsetninger som settes angående teknologi og havdybde (Oljedirektoratet, 2010).

De store prisforskjellene mellom studiene belyser viktigheten av antagelser om blant annet avstand til land og havdybde. Disse 2 parameterne blir sett på som de viktigste kostnadsdriverne for offshore vindkraft. I Douglas Westwood (2010) forutsettes det en vindpark på 20 meters dyp, 15 km fra land og med sjøkabel inkludert i regnestykket. I Lyses scenario med høyest kostnader, antas det en bygging på 120 meters dyp, 160 km fra land og uten sjøkabel inkludert (Oljedirektoratet, 2010).

I NVEs havvindrapport estimeres utredningsområdenes investeringskostnader å ligge på mellom 26 – 31 MNOK/MW i år 2020. Beregningene tar utgangspunkt i 15 områder på forskjellige havdybder og avstander til land (Multiconsult, 2012).

Basert på forutsetninger satt av Douglas Westwood (2010) er kostnadsstrukturen for et fullstendig havvindsystem vist av figur 9.



Figur 9: Kostnadsstruktur for offshore vindkraft, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

Realiteten er at kostnadsstrukturen og hver enkelt komponents størrelse vil avhenge av en rekke faktorer, som blant annet; (International Renewable Energy Agency, 2012)

- Hvilket land parken bygges i
- Stedsspesifikke forhold (havdybde, bunnforhold, avstand til land, vindressurs etc.)
- Turbin- og fundamenttype
- Landets kostnadsstruktur og det lokale vindkraftmarkedets konkurranse

I følgende kapittel beskrives de viktigste kostnadene forbundet med havvind.

Kostnadsestimatene er basert på Douglas Westwood (2010) rapporten: «Wind assessment for Norway».

3.1. Kapitalkostnader

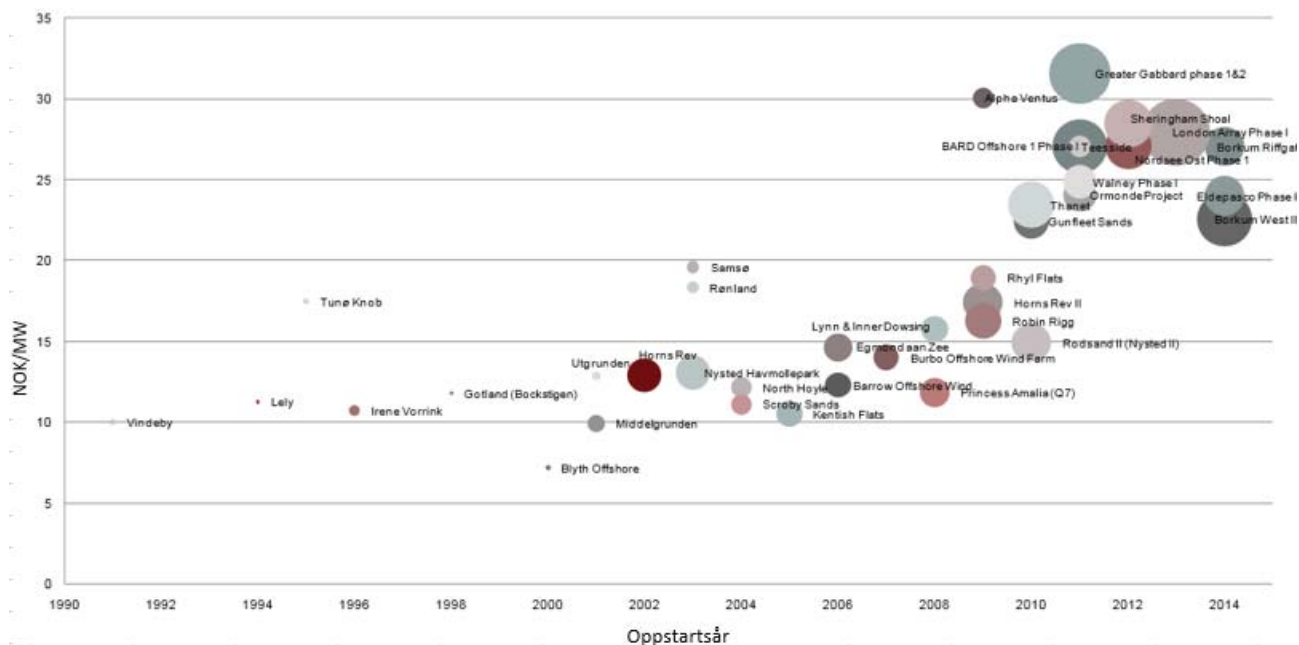
I likhet med andre fornybare energiteknologier dominerer kapitalkostnadene (CAPEX) prisbildet forbundet med en vindpark. Da vinden benyttes som energikilde eksisterer det ikke brenselkostnader og vindkraft er derfor en svært kapitalintensiv teknologi sammenlignet med fossile energikilder. Her kan opptil 70 % av kostnadene relateres til brenselkostnader, drift- og vedlikehold (European Wind Energy Association, 2009).

For havvind regnes kapitalkostnadene å være ca. dobbelt så høye som på land. Forskjellen skyldes i hovedsak dyre fundamenter og sjøkabler (inkl. transformatorer og nett-tilknytning). Kostnadene øker med avstand (km) og havdybde (m). Foruten fundament og sjøkabling vil det kreves frakting av materialer og turbiner fra havn til park, samt dyre installeringer av fundamenter, turbiner og annet utstyr. I tillegg vil selve vindturbinen være dyrere enn på land da det stilles strengere krav til design. Årsaken er at turbinene utsettes for økt belastning i form av vær og vind. Av den grunn vil de trenge ekstra beskyttelse mot blant annet korrosjon. En fordel med dette er mer robuste turbiner som igjen gir redusert behov for vedlikehold (International Renewable Energy Agency, 2012).

Havbasert vindkraft er fortsatt en svært umoden teknologi og man skulle derfor forvente kostnadsreduksjoner gjennom teknologiutvikling ved læring. I stedet har man fått økte kapitalkostnader de siste årene. Økningen kom som følge av høye råvarepriser på hovedsakelig stål og kobber, kombinert med økt etterspørsel og et begrenset antall produsenter. Som følge av dette oppstod det en flaskehals på tilbudssiden, da markedet etterspurte mer enn produsentene kunne dekke. Dermed steg prisene på enkelte kostnadskomponenter (International Renewable Energy Agency, 2012).

Teknologifremskritt har også ført parkene lenger fra land og på dypere vann. Havvind-industrien har hatt en utvikling fra relativt grunt vann i Danmark, til dypvannsprosjekter i Tyskland og Storbritannia. Utviklingen har resultert i økte investeringskostnader (International Renewable Energy Agency, 2012).

Figur 10 viser kapitalkostnadsutviklingen for havvind siden år 1990.



Figur 10: Kapitalkostnad for offshore vindkraft i perioden 1990 - 2014, i MNOK/MW. Størrelse på boble representerer kapasitet på vindpark (Douglas Westwood, 2010)

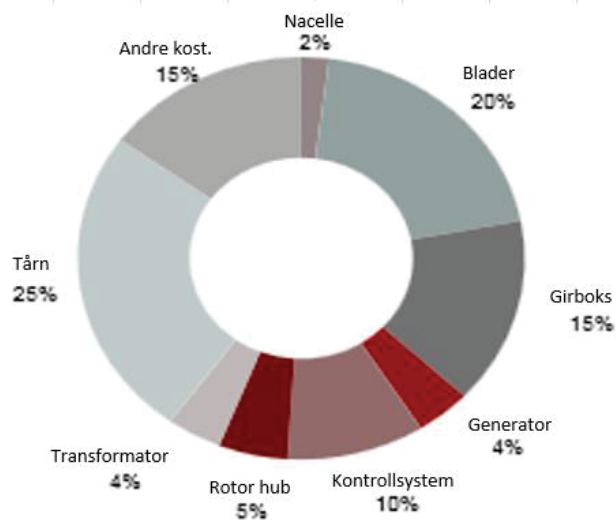
Som vi kan se av figuren holdt investeringskostnadene seg relativt stabile på 10 – 15 MNOK/MW fram til år 2008. De siste årene har kostnadene steget drastisk og det antas at nye havvindprosjekter vil koste mellom 15 – 35 MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010, Oljedirektoratet, 2010).

3.1.1. Turbin

Vindturbinen representerer den største utgiftsposten og for en havbasert vindpark vil denne stå for 44 % av de totale kapitalkostnadene. Resten dekkes av fundament, installasjon, elektrisk infrastruktur samt planlegging og utvikling. Se figur 9 for referanse (Douglas Westwood).

Basert på estimer gjort av Douglas Westwood, beregnes en vindturbin å koste 11,9 MNOK/MW i gjennomsnitt. Det er da tatt utgangspunkt i de største turbinprodusentene, samt forskning på enkeltkomponentene vindturbinen består av. Girboks, rotorblader og tårn

representerer de største kostnadskomponentene for en vindturbin og dekker opp til 60 % av de totale turbinkostnadene, se figur 11 (Douglas Westwood, 2010).

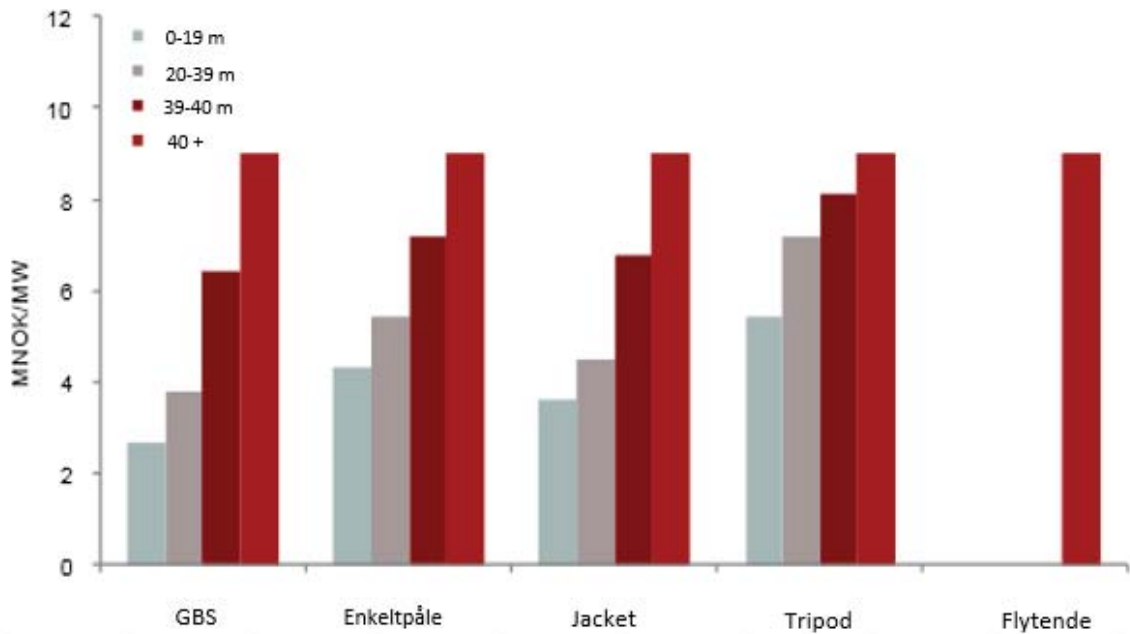


Figur 11: Kostnadsstruktur for vindturbin (Douglas Westwood, 2010)

3.1.2. Fundament

Fundamentkostnaden avhenger av fundament-teknologi som igjen velges ut i fra steds spesifikke forhold som havdybde, turbintype og bunnforhold. Kostnaden vil derfor variere mellom prosjekter avhengig av parkens lokasjon. I følge Douglas Westwood rapporten vil fundamentkostnaden utgjøre 16 % av de totale kapitalkostnadene. Sement og stål utgjør de største kostnadskomponentene og råvareprisene vil derfor påvirke fundamentkostnaden i stor grad (Douglas Westwood, 2010, International Renewable Energy Agency, 2012).

Hoveddelen av dagens vindparker til havs er bygget ved hjelp av bunnfaste fundamenter (monopiler, tripod, gravitasjon osv.) på grunt vann og nær land. Estimer for flytende fundamenter og andre alternativer på dypt vann (over 40 meter) er derfor svært usikre.



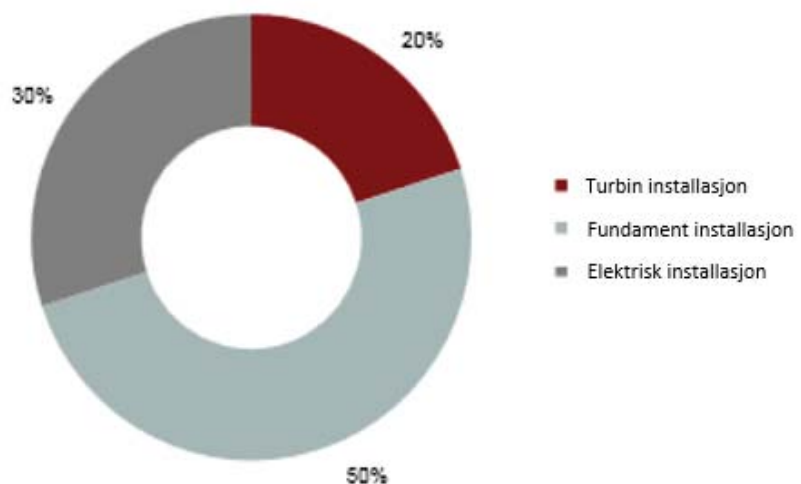
Figur 12: Fundamentkostnad etter teknologi og havdybde, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

Figur 12 viser forskningsresultater gjort av Douglas Westwood (2010) på gjennomsnittsprisen for ulike fundamenttyper etter havdybde. GBS (Gravitasjonsbasert), enkeltpåle (monopile), jacket og tripod representerer bunnfaste fundamenter.

Flytende fundamenter koster i dag ca. 13,5 millioner NOK/MW. Dette tallet er basert på et begrenset antall planlagte og installerte demonstrasjonsprosjekter. Det er forventet at kostnaden vil starte på 9,0 millioner NOK/MW ved kommersialisering (Douglas Westwood, 2010).

3.1.3. Installasjonskostnader

Installasjonskostnadene kan deles inn i tre bolker; turbin, fundament og elektrisk arbeid. Figur 13 illustrerer kostnadsstrukturen basert på en vurdering av eksisterende installasjonskontrakter utført av Douglas Westwood. Fundamentkostnaden tar utgangspunkt i dagens praksis, hvor enkeltpåle (monopile) er mest brukt. Det finnes fortsatt ingen fullskala, flytende vindpark og det er usikkert om kostnaden vil stige eller synke ved bruk av flytende fundamenter (Douglas Westwood, 2010).



Figur 13: Kostnadsstruktur for installasjon (Douglas Westwood, 2010)

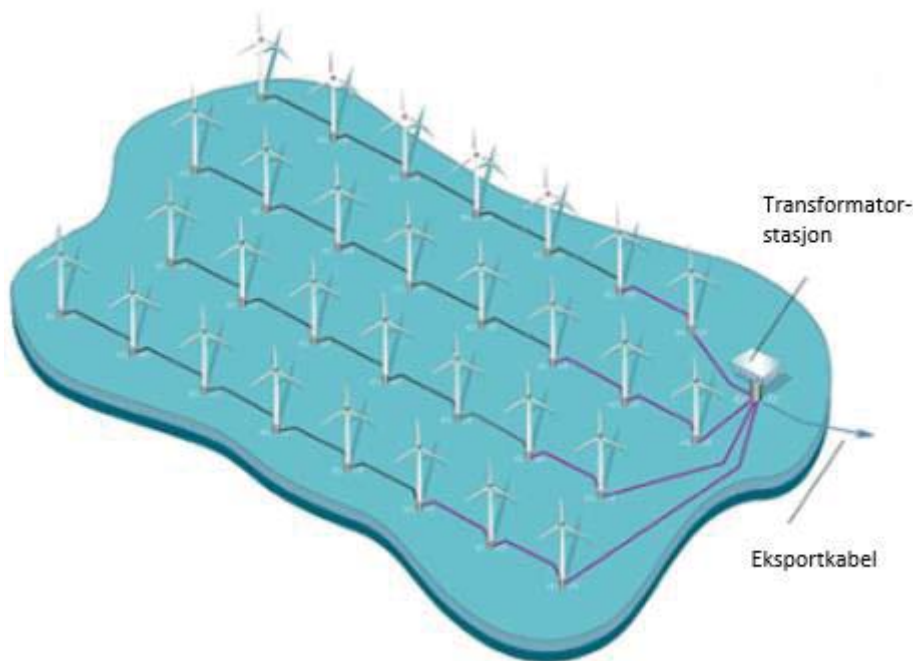
Installering av fundament utgjør hoveddelen av de totale installasjonskostnadene og er estimert til å koste 1,8 MNOK/MW. Elektrisk arbeid representerer den nest største andelen på 30 % og beregnes til å koste 1,1 MNOK/MW. De siste 20 % dekkes av turbin-installering og står for 0,7 MNOK/MW.

Til sammen utgjør installasjonskostnadene 13 % av de totale kapitalkostnadene (Douglas Westwood, 2010).

3.1.4. Elektrisk infrastruktur

Elektrisk infrastruktur for en havbasert vindpark består av parkens kabelnettverk og transformatorstasjon(er). Kostnadene forbundet med kabling kan deles inn i to typer; matrise(array)- og eksportkabler.

Matrise-kablene kobler vindturbinene sammen i et nettverk og eksportkabelen frakter så den produserte strømmen videre til land, se figur 14. Vindturbiner produserer AC-strøm (alternating current), som regel 33 kV, som kan transporteres direkte til land uten behov for transformatorstasjoner (Douglas Westwood, 2010).



Figur 14: Elektrisk layout for en offshore vindpark (Douglas Westwood, 2010)

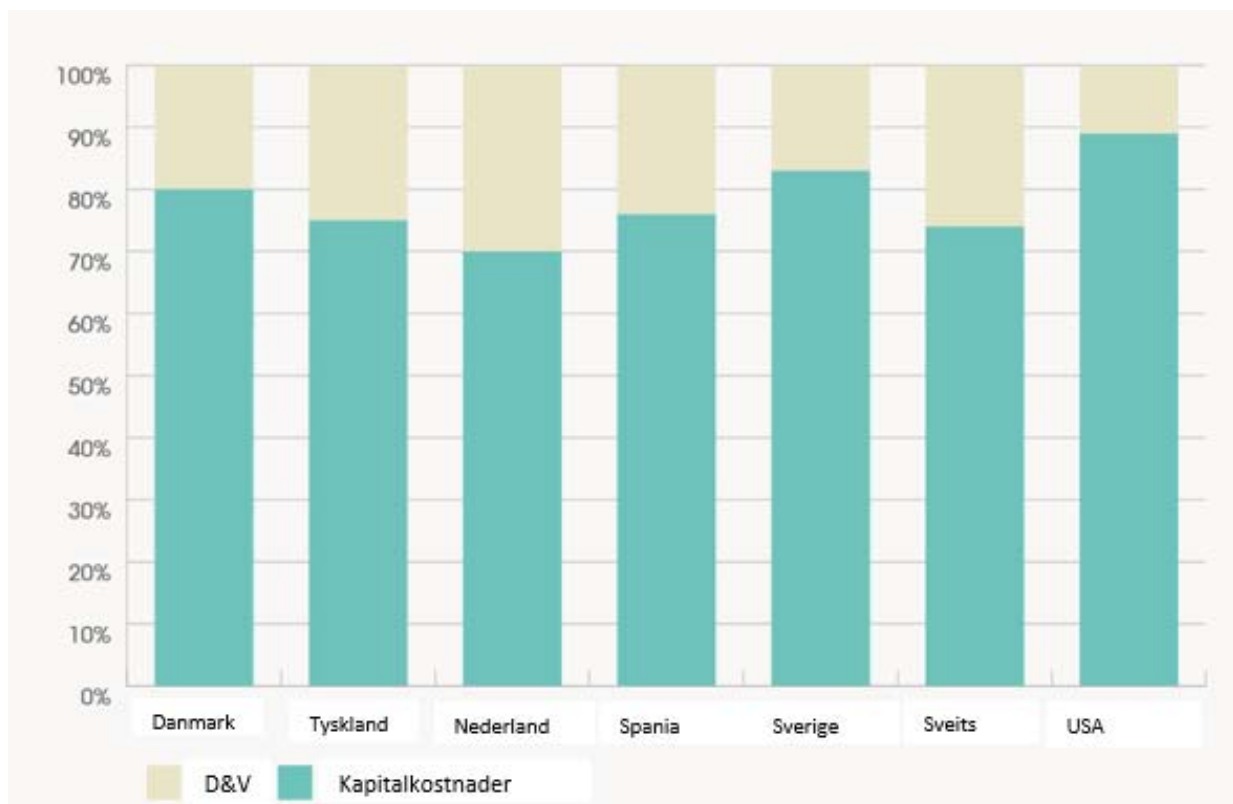
For mindre prosjekter (≤ 100 MW) på avstander opp til 20 km, benyttes som oftest AC-kabler også som eksportkabel. For større vindparker med avstander over 20 km vil linjetapene ved bruk av AC-kabler bli for store. Det vil her være mer kostnadseffektivt å bruke HC (high voltage) -kabler. Den produserte strømmen blir da omdannet fra 33 kV til 132 kV eller mer, ved hjelp av transformatorstasjoner (Douglas Westwood, 2010).

Dersom nett-tilknytningspunktet ikke er for langt fra vindparken, benyttes som regel høyspent vekselstrøm, HVAC (high voltage alternating current), som eksportkabel. Er parken derimot langt fra land, kan det være fordelaktig å konvertere til høyspent likestrøm, HVDC (high voltage direct current). Overføring ved bruk av HVDC reduserer linjetapet betraktelig i forhold til HVAC og det er estimert at HVDC vil være lønnsomt ved avstander over 50 km. Det vil da være nødvendig med en AC/DC konverter til havs, samt en DC/AC konverter på land for å omdanne likestrøm til vekselstrøm (International Renewable Energy Agency, 2012).

I følge Douglas Westwood vil elektrisk infrastruktur (inkl. matrisekabel, transformatorstasjon og eksportkabel) utgjøre 17 % av de totale kapitalkostnadene og representerer den nest største kostnadskomponenten etter vindturbinen (Douglas Westwood, 2010).

3.2. Drifts- og vedlikeholdskostnader

De faste og variable drifts- og vedlikeholdskostnadene (D&V) representerer en betydelig del (15 – 25%) av den totale energikostnaden for en vindpark (International Energy Agency, 2013). Kostnadene vil være svært prosjektspesifikke og varierer fra land til land, som vist av figur 15 (International Renewable Energy Agency, 2012).

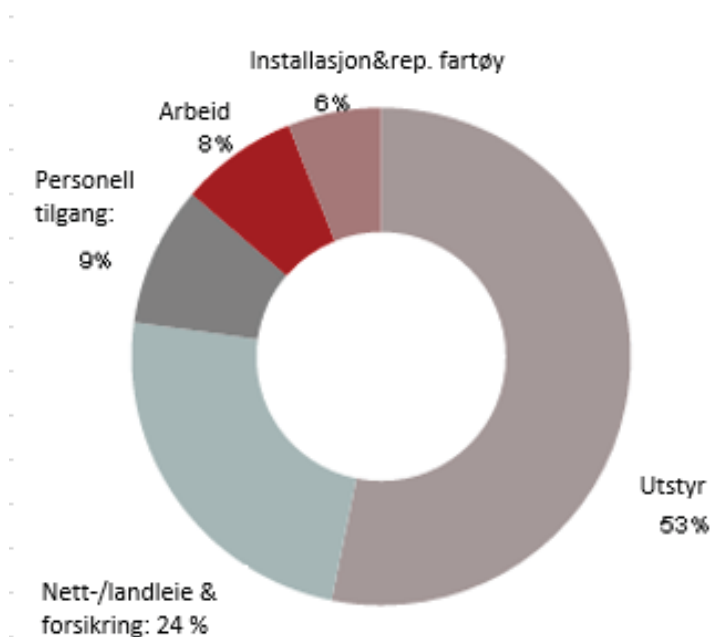


Figur 15: Prosentvis andel av drifts- og vedlikeholdskostnadene på den totale energikostnaden til vindkraft mellom 7 land (International Renewable Energy Agency, 2012)

Aktiviteter innen drift- og vedlikehold inkluderer blant annet; administrasjon, land- og nettleie, reparasjoner, forsikring, ekstra deler og utstyr, samt planlagt og ikke – planlagt vedlikehold (International Energy Agency, 2013, Douglas Westwood, 2010).

Kostnaden er betraktelig høyere til havs enn på land. Blant annet vil redusert tilgjengelighet fører til en høyere vedlikeholdskostnad når arbeiderene må fraktes ut med båt. I tillegg er vedlikeholdskostnaden i seg selv større, da parken utsettes for et hardt marint klima i form av høye bølger, vann og salt (International Renewable Energy Agency, 2012).

Basert på estimater gjort av Douglas Westwood (2010) beregnes drifts- og vedlikeholdskostnadene til å være ca. 0,7 MNOK/MW årlig. Det er da tatt utgangspunkt i et gjennomsnitt av eksisterende havvindparker med en kostnadsfordeling som vist i figur 16 (Douglas Westwood, 2010).



Figur 16: Fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader for havvind (Douglas Westwood, 2010)

Det er knyttet en betydelig usikkerhet til estimatene, da vindkraftnæringen fortsatt er i en tidlig fase i utviklingsløpet og få turbiner har fullført levetiden sin på ca. 20 år. Det er derfor mangel på tilgjengelig data og i tillegg har teknologiutviklingen redusert kostnadene betraktelig de siste årene. Kostnadene vil dermed avhenge av turbintype- og alder (International Energy Agency, 2013).

En reduisering av drifts- og vedlikeholdskostnadene blir sett på som en sentral utfordring for å forbedre den økonomiske lønnsomheten til havvind (International Renewable Energy Agency, 2012).

4. Flytende vindkraft på Utsira Nord i år 2020

4.1. Bakgrunn

De norske havområdene ble for første gang kartlagt i ”Havvind – forslag til utredningsområder” hvor en direktoratgruppe ledet av NVE belyste de 15 mest aktuelle områdene for havvind (NVE, 2010).



Figur 17: Potensielle havvindområder utenfor norskekysten (NVE, 2010)

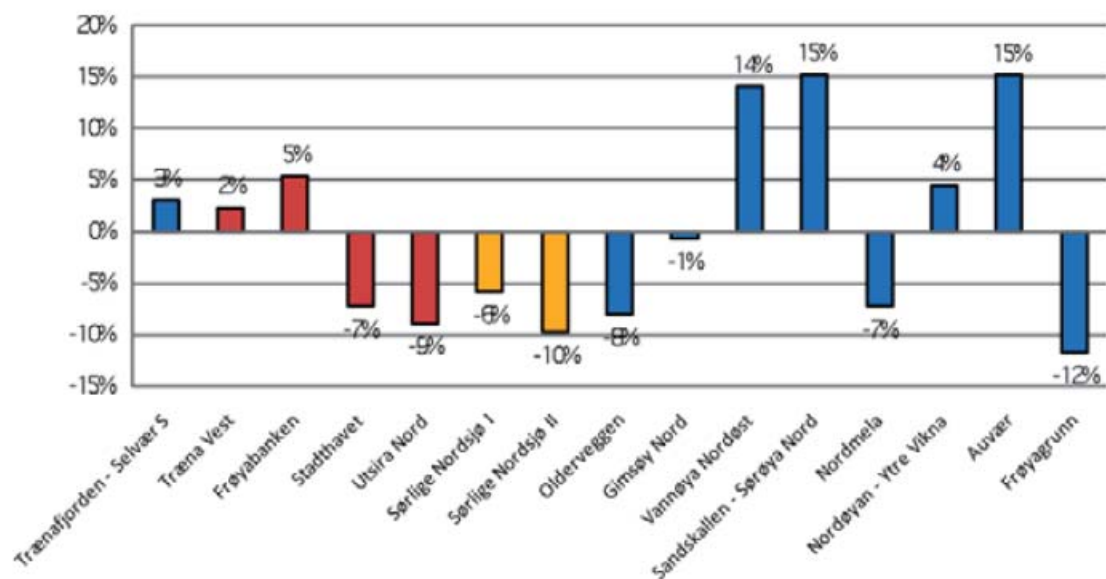
På bakgrunn av denne rapporten utledet NVE en strategisk konsekvensutredning hvor følgende utredningsområder ble anbefalt åpnet: Sørliche Nordsjø 1 og 2, Frøyagrunnene, Sanskallen – Sørøya nord og Utsira Nord (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2012).

Utsira Nord befinner seg vest for Haugesund og er det eneste av de fem anbefalte områdene som benytter flytende teknologi, da den gjennomsnittlige dybden er 267 meter, se figur 18 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2010).



Figur 18: Havdybde ved Utsira Nord (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2010)

Området pekes ut som attraktivt da det har blant de aller beste vindforholdene, samt at plassen blir vurdert til å ha moderat konfliktnivå samlet sett. I tillegg er området relativt nærme land (22 km) og den beregnede energikostnaden for år 2020 er lav, se figur 19 (Multiconsult, 2012).



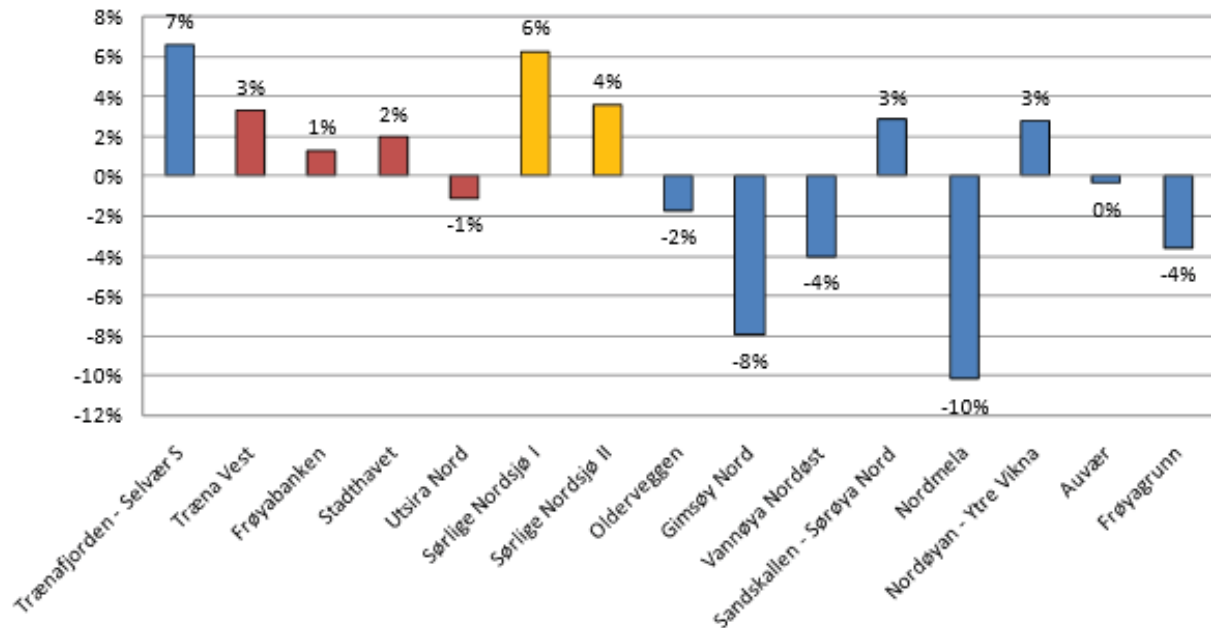
Figur 19: Variasjon fra gjennomsnittlig energikostnad (LCOE) per utredningsområde. 0 prosent = gjennomsnitt (Multiconsult, 2012)

Av hensyn til tallenes usikkerhet er utredningsområdenes spesifikke kostnader holdt skjult. Det er kun belyst områdenes relative lønnsomhet i forhold til hverandre og innenfor kostnadsintervaller. Jeg ønsker derfor å belyse Utsira Nords spesifikke kostnader og økonomiske lønnsomhet.

4.2. Forutsetninger for økonomiske analyser

Basert på Multiconsults fagrapport angående teknologi og kostnadsutvikling, konkluderes det med at utredningsområdenes investeringskostnader (CAPEX) antas å ligge på mellom 26-31 millioner kroner per MW i år 2020 (Multiconsult, 2012).

Utredningsområdenes spesifikke kostnader er som nevnt holdt skjult, men områdenes relative kostnader er belyst som vist i figur 20.

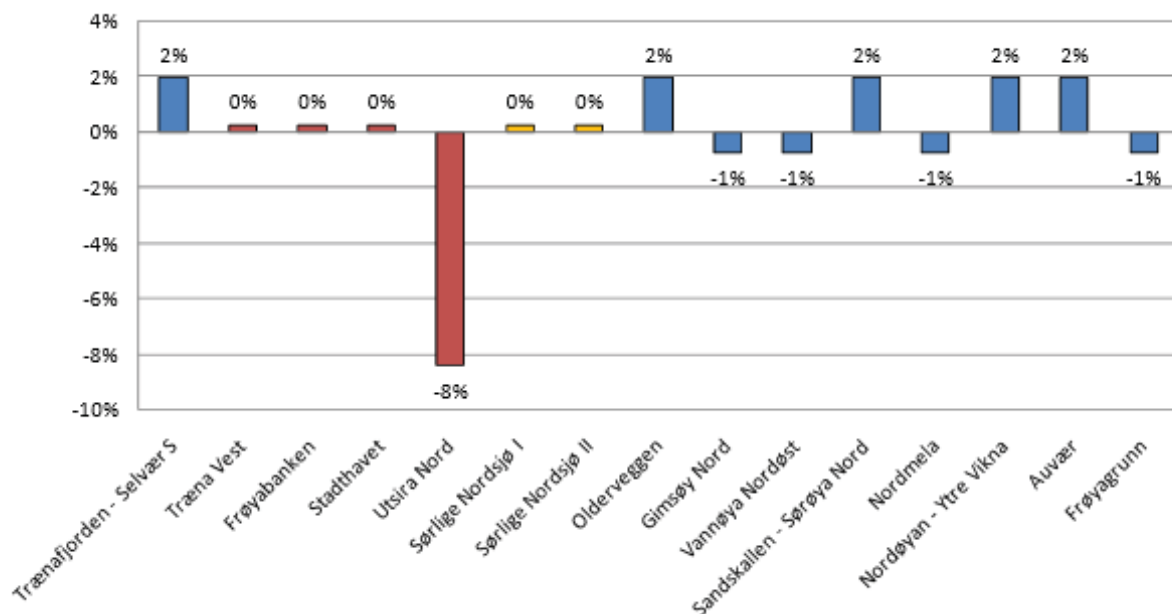


Figur 20: Oversikt over de 15 utredningsområders avvik fra gjennomsnittlig investeringskostnad (0 = gjennomsnitt) (Multiconsult, 2012)

Vi kan her se at Utsira Nord har investeringskostnader (CAPEX) som ligger 1 % under gjennomsnittet. For å regne ut gjennomsnittet er det tatt utgangspunkt i den dyreste CAPEX som er Træna fjorden – Selvær S. Området ligger 7 % over gjennomsnittet med investeringskostnad på 31 000 000 NOK/MW. Gjennomsnittet blir da: $31\,000\,000 \times (100\% - 7\%) = 28\,830\,000$ NOK.

Utsira Nords kapitalkostnader blir derfor: $28\,830\,000 \times (100\% - 1\%) = 28\,541\,700$ NOK. Det er på bakgrunn av dette tatt utgangspunkt i en investeringskostnad på 28,6 millioner kroner per MW.

Når det gjelder drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) varierer disse fra 510 000 til 570 000 kroner/MW. Ifølge Multiconsults estimater kommer Utsira Nord best ut av utredningsområdene (se figur 21). Det antas derfor drifts- og vedlikeholdskostnader på 510 000 kroner/MW (Multiconsult, 2012).

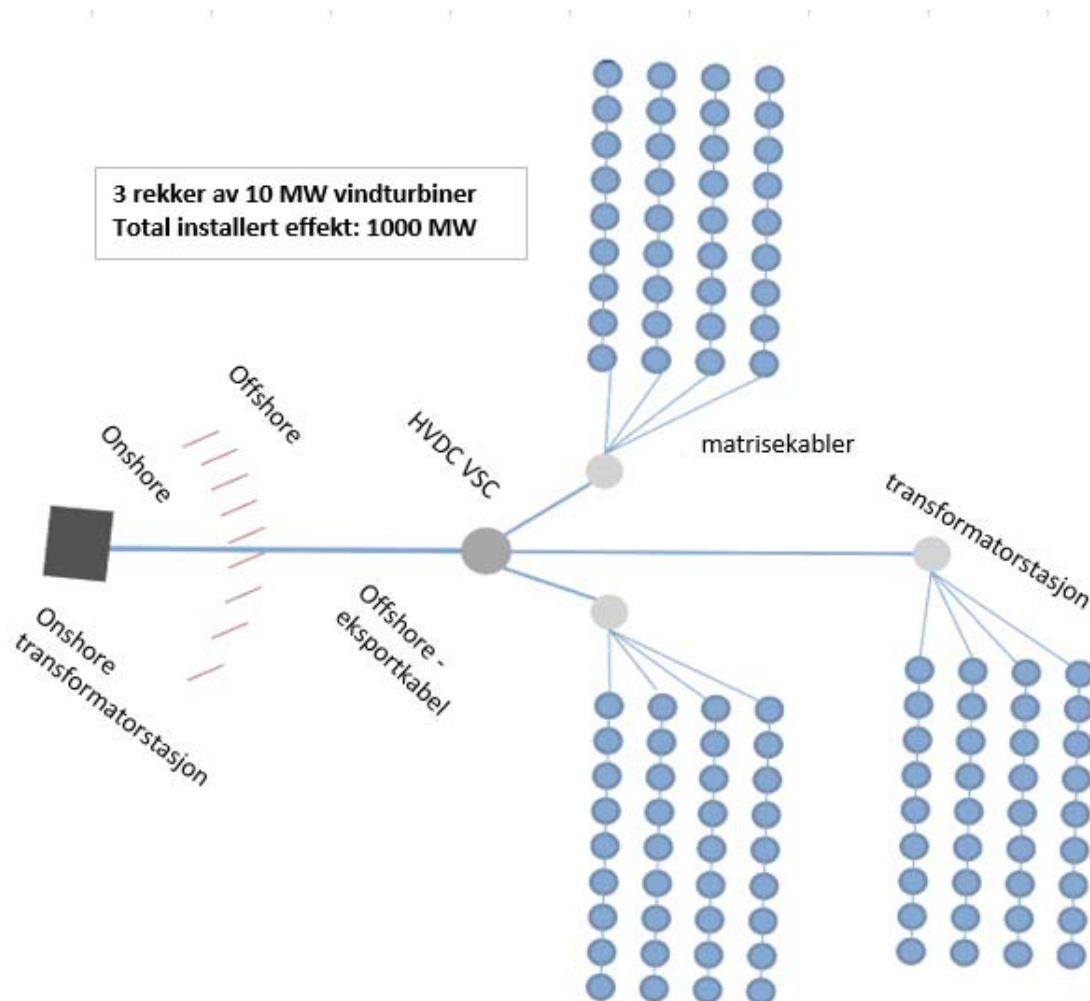


Figur 21: Oversikt over de 15 utredningsområders avvik fra gjennomsnittlig drifts- og vedlikeholdskostnader (Multiconsult, 2012)

Man ville i utgangspunktet forventet en høyere drift- og vedlikeholdskostnad for Utsira Nord. Mange av de øvrige områdene er lokalisert nærmere kysten og med roligere værforhold. Områdene nærmere kysten tar utgangspunkt i en liten utbygging på 200 MW. Utsira Nord er utredet for en stor utbygging på 1000 MW og vindparken får dermed økonomiske stordriftsfordeler. I tillegg er det kalkulert inn en bo- og vedlikeholds plattform som resulterer i lavere transportkostnader enn de andre områdene. Til sammen gir disse to effektene utslag i den laveste drift- og vedlikeholdskostnaden av de 15 utredningsområdene (Multiconsult, 2012).

Retscreen-analysene er utført med tanke på en stor utbygging på 1000 MW med tilhørende kapasitetsfaktor på 47 %. Det er da justert for et tap på 20 % basert på tilgjengelighet, vaketap samt nett- og overføringstap. Levetiden for prosjektet er satt til 20 år med en diskonteringsrente på 10 % (Multiconsult, 2012).

Det er tatt utgangspunkt i en fiktiv vindturbin på 10 MW, med layout som vist av figur 22.



Figur 22: Vindparkens utforming (Multiconsult, 2012)

Vindkraftverket vil dermed bestå av 3 separate parker på 330 – 340 MW som hver er knyttet opp mot en 220/33 kV transformatorstasjon. Da det er snakk om en større utbygging på 1000 MW, vil den produserte vekselstrømmen (AC) omdannes til høyspent likestrøm (HVDC), før den eksporteres til land. Overføringen vil skje ved hjelp av en sjøkabel på 320 kV, som frakter strømmen til en landbasert transformatorstasjon. Her blir den høyspente likestrømmen (HVDC) konvertert tilbake til vekselstrøm (AC).

Når det gjelder kraftprisprognoser for prosjektet, er det tatt utgangspunkt i estimater tilsendt av doktorgradsstudent Åsa Grytli Tveten ved NMBU. Disse er utført med modelleringsprogrammet Balmorel (eabalmorel.dk, 2013).

For Utsira Nord vil nærmeste tilknytning være Håvik transformatorstasjon. Her vil den årlige gjennomsnittsprisen på strøm være 47,1 øre/KWh i år 2020 og setter dermed utgangspunktet for kraftprisen i analysene (Tveten, 2013).

Ved siden av kraftprisen mottas grønne sertifikater som støtteordning til prosjektet. Elsertifikatene vil man ha i 15 år fra oppstart, altså fra år 2020 til år 2035. Prosjektet vil derfor ikke motta elsertifikater de fem siste årene av prosjektets levetid. Sertifikatprisen vil variere fra år til år basert på tilbud og etterspørsel etter strøm, samt tempo på kraftutbygginger. Det er tatt utgangspunkt i olje- og energidepartementets beregninger på 25 øre/KWh (EnergiNorge, 2014).

Det er regnet med en inflasjonsrate på 2,5 % som tilsvarer Norges «inflasjonsmål» vedtatt av Stoltenberg-regjeringen 29. mars. 2001. Norges bank er styringsorganet som har fått det operative ansvaret med å opprettholde den angitte prisendringen gjennom pengepolitikken (Bank, 2014).

Det er vanskelig å forutsi prisbildet i år 2020 og det er derfor gjennomført modellsimuleringer basert på 3 ulike scenarier:

Scenario 1: Forventet utvikling

Scenario 2: Positiv utvikling

Scenario 3: Negativ utvikling

Scenario 1: «Forventet utvikling» tilsvarer forutsetningene gitt tidligere i kapittelet. I «positiv utvikling» - scenariet er kraftpris og sertifikatpris justert opp med 15 %, mens i «negativ utvikling» - scenariet er prisene justert ned med 15 %.

Vindparkens totale kostnader (CAPEX + OPEX) er holdt konstante i alle scenariene.

Prosjektets økonomiske lønnsomhet vil i hovedsak belyses ut ifra prosjektets netto nåverdi (NNV), energikostnad (LCOE) og internrente (IRR).

4.3. Resultater

4.3.1. Scenario 1: «Forventet utvikling»:

Kraftpris: $47,1 \text{ øre/KWh} * 0,85 = 40,035 \text{ øre/KWh}$

Sertifikatpris: $25 \text{ øre/KWh} * 0,85 = 21,25 \text{ øre/KWh}$

Finansiell egnethet		
Før-skatt internrente: egenkapital	%	4,2 %
Før-skatt internrente eiendeler	%	4,2 %
Etter-skatt internrente egenkapital	%	4,2 %
Etter-skatt internrente eiendeler	%	4,2 %
Simpel tilbakebetalingstid	år	11,6
Tilbakebetalingstid: egenkapital	år	12,1
Netto nåveri	NOK	- 9 533 867 231
Årlig livssyklus besparelser	NOK/år	- 1 119 844 468
Nytte-Kostnads rate (N-K)		0,67
Energikostnad	NOK/MWh	742, 99
Klimagass-reduksjonskostnad	NOK/tCO ₂	1 386

Figur 23: Økonomisk lønnsomhet under scenario 1 (Retscreen, 2013)

Figur 23 viser prosjektets finansielle lønnsomhet. Basert på den negative nåverdien på ca. – 9,5 milliarder kroner, ser vi at investeringen vil være langt fra lønnsom. Prosjektet ender opp med å tape 1,120 milliarder kroner hvert år og en nytte-kostnads rate på under 1 påpeker dette. Et lønnsomt prosjekt har en N-K rate over 1, da fordelene overskrider ulempene.

Energikostnaden er kalkulert til 743 NOK/MWh og da de årlige inntektene gjennom kraftpris og sertifikatpris blir 721 NOK/MWh ($471 + 250$), vil vindparken gå med underskudd hvert år. Prosjektets internrente beregnes til 4,2 % og bekrefter det negative resultatet da internrenten er mindre enn diskonteringsrenten. Prosjektets tilbakebetalingstid er ca. 11,7 år.

4.3.2. Scenario 2: «Negativ utvikling»:

Kraftpris: $47,1 \text{ øre/KWh} * 0,85 = 40,035 \text{ øre/KWh}$

Sertifikatpris: $25 \text{ øre/KWh} * 0,85 = 21,25 \text{ øre/KWh}$

Da forutsetningene under scenario 1 resulterte i et tapsprosjekt, vil et utgangspunkt med lavere priser kun forverre tapene. Dette vises av figur 24 hvor den beregnede nåverdien er blitt – 13,2 milliarder kroner.

Finansiell egnethet		
Før-skatt internrente: egenkapital	%	1,5 %
Før-skatt internrente eiendeler	%	1,5 %
Etter-skatt internrente egenkapital	%	1,5 %
Etter-skatt internrente eiendeler	%	1,5 %
Simpel tilbakebetalingstid	år	14,2
Tilbakebetalingstid: egenkapital	år	15,1
Netto nåveri	NOK	- 13 184 634 824
Årlig livssyklus besparelser	NOK/år	- 1 548 662 259
Nytte-Kostnads rate (N-K)		0,54
Energikostnad	NOK/MWh	776, 49
Klimagass-reduksjonskostnad	NOK/tCO2	1 916

Figur 24: Økonomisk lønnsomhet under scenario 2 (Retscreen, 2013)

Videre ser vi at energikostnaden har økt til 776,5 NOK/MWh og prosjektet vil nå gå med et årlig underskudd på – 1,5 milliarder kroner. I tillegg har N-K raten og internrenten sunket som følge av lavere inntektsgrunnlag. Til slutt kan vi se at tilbakebetalingstiden har økt til ca. 14 år.

4.3.3. Scenario 3: «Positiv utvikling»:

Kraftpris: $47,1 \text{ øre/KWh} * 1,15 = 54,165 \text{ øre/KWh}$

Sertifikatpris: $25 \text{ øre/KWh} * 1,15 = 28,75 \text{ øre/KWh}$

Finansiell egnetthet		
Før-skatt internrente: egenkapital	%	6,6 %
Før-skatt internrente eiendeler	%	6,6 %
Etter-skatt internrente egenkapital	%	6,6 %
Etter-skatt internrente eiendeler	%	6,6 %
Simpel tilbakebetalingstid	år	9,8
Tilbakebetalingstid: egenkapital	år	10,1
Netto nåveri	NOK	- 5 883 099 638
Årlig livssyklus besparelser	NOK/år	- 691 026 676
Nytte-Kostnads rate (N-K)		0,79
Energikostnad	NOK/MWh	709, 49
Klimagass-reduksjonskostnad	NOK/tCO ₂	855

Figur 25: Økonomisk lønnsomhet under scenario 3 (Retscreen, 2013)

Selv med 15 % høyere kraft- og sertifikatpriser, vil prosjektet gå i minus med en nåverdi på ca. - 5,9 milliarder kroner (se figur 25). Resultatet er en forbedring fra de 2 foregående scenariene, men er fortsatt sterkt negativt med et årlig underskudd på ca. 700 millioner. Energikostnaden har sunket til 709,5 NOK/MWh og vi har i tillegg fått en forbedret N-K rate (0,79) og høyere internrente (6,6 %). Med et avkastningskrav på 10 % er det fortsatt et stykke igjen før internrenten tilsvarer diskonteringsrenten. Tilbakebetalingstiden er ca. 10 år.

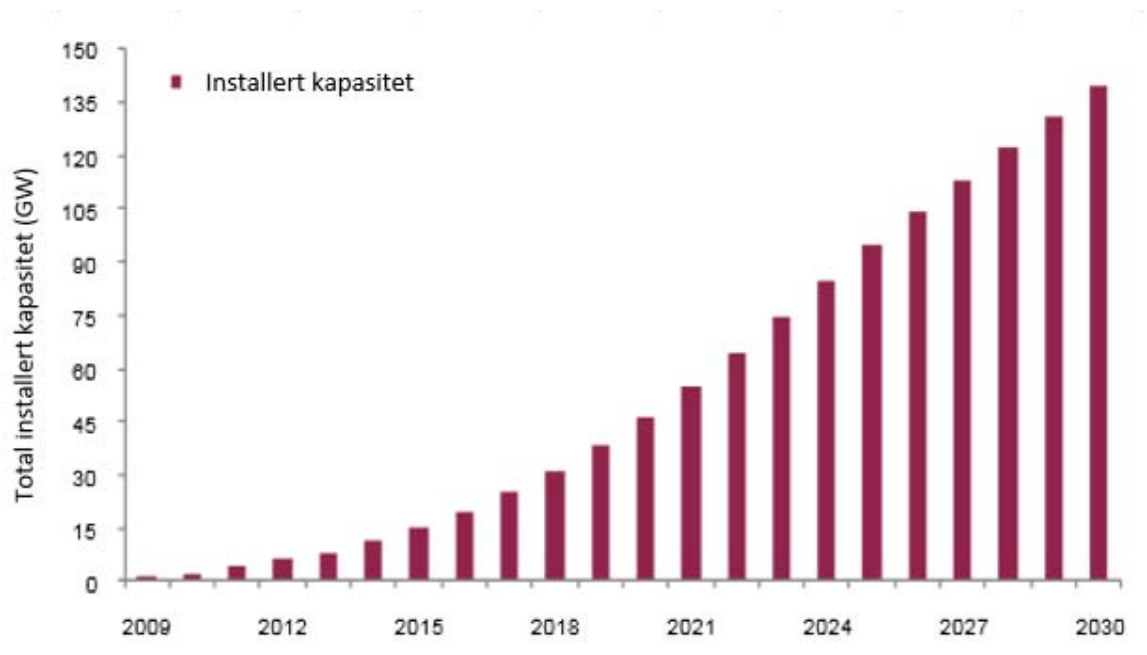
5. Havvind for år 2030 basert på Douglas Westwood (2010)

5.1. Kapasitetsutvikling

Vindkraft har hatt en kraftig kapasitetsutvikling de siste 30 årene og kapitalkostnadene falt drastisk i perioden 1980 til tidlig 2000 – tallet. Reduksjonen skyldes teknologiutvikling og økonomiske stordriftsfordeler (IEA Wind Task 26, 2012). Kostnadsreduksjon er en naturlig følge av kapasitetsutvikling og oppstår gjennom innovasjon og læring. Læring fører til teknologiutvikling. Effekten beskrives gjennom læringsrater som tilsvarer en prosentvis reduksjon i kapitalkostnader for hver gang installert kapasitet dobles (International Renewable Energy Agency, 2012).

Den historiske læringsraten har ligget på 10 % opp til år 2004. Det vil si at kapitalkostnadene falt med 10 % når kapasiteten doblet seg. Det er usikkert om den fremtidige trenden vil være like sterk, men det antas at kapitalkostnadene vil fortsette å synke. Prognoser fra The International Energy Agency (IEA) og Global Wind Energy Council (GWEC) tilsier en fremtidig læringsrate på 7 %, men estimatene er usikre og tallet kan også bli lavere. (International Renewable Energy Agency, 2012)

Kostnadsreduksjon er en viktig del av Douglas Westwood (2010) rapporten og basert på en «bottom – up» tilnærming, blir hver enkelt kostnadskomponent av en havvindpark analysert. For å kunne si noe om fremtidige kostnadsreduksjoner, er det nødvendig å gjøre antagelser om utvikling av installert kapasitet. Utviklingen fremover og analysene av hver enkelt komponent, er basert på en antagelse om fremtidig vekst i havvindnæringen. Det beregnes at den globale kapasiteten vil nærme seg 140 GW innen år 2030, se figur 26 (Douglas Westwood, 2010).



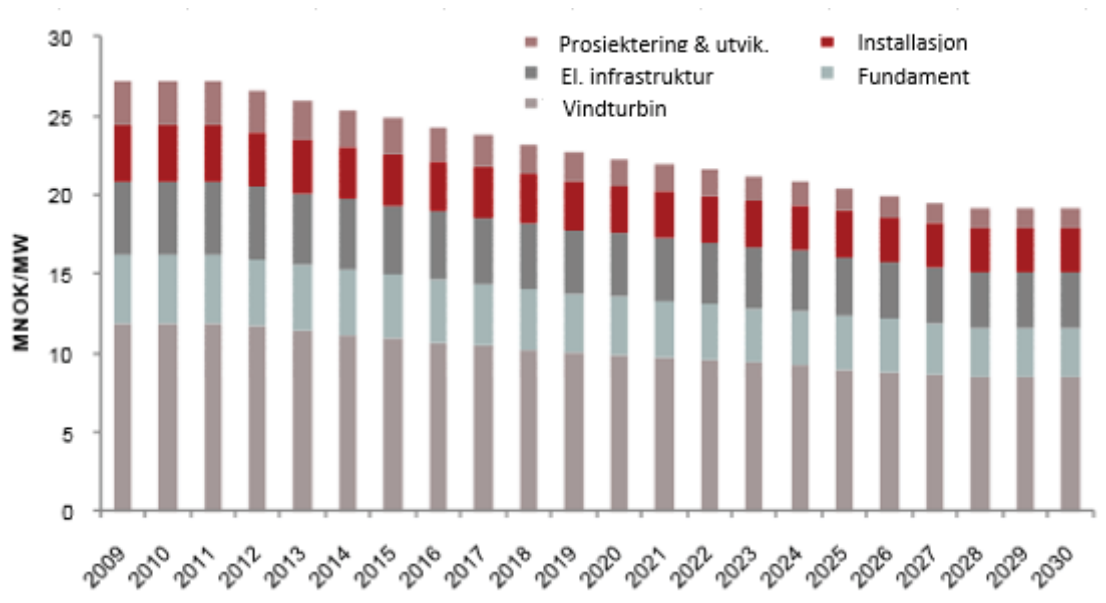
Figur 26: Forventet kapasitetsutvikling for havvind fram mot år 2030, i MW (Douglas Westwood, 2010)

Det samsvarer også med EWEA sine prognoser, hvor det estimeres 150 GW installert kapasitet kun i Europa (European Wind Energy Association, 2011).

5.2. Kostnadsprognoser for år 2030

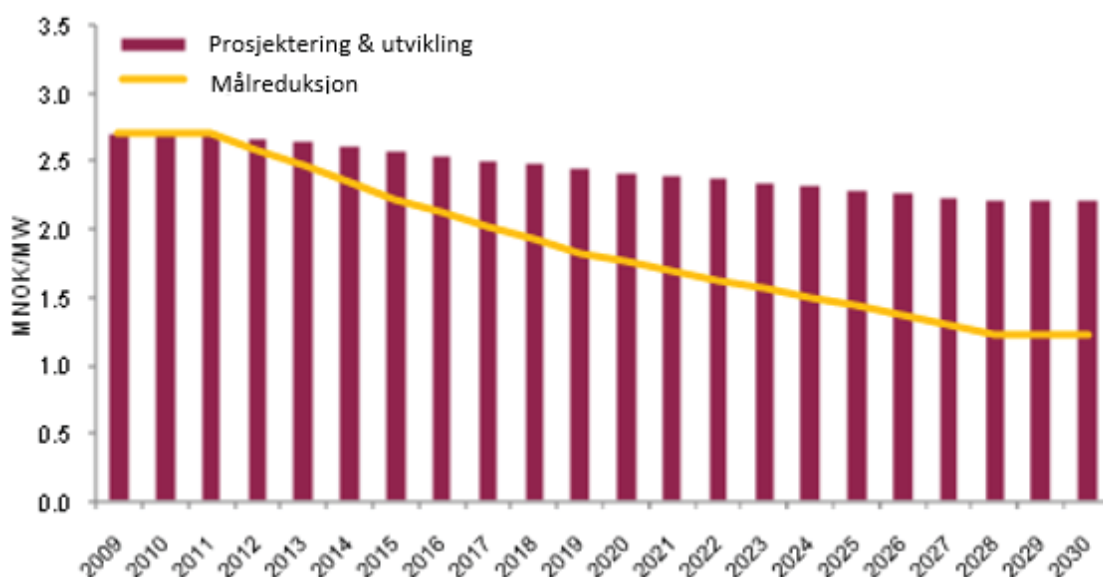
Douglas Westwood (2010) forventer fremtidige fall i både kapitalkostnader samt drifts- og vedlikeholdskostnader. I følgende kapittel presenteres rapportens kostnadsprognoser for år 2030.

Figur 27 viser forventet utvikling av kapitalkostnader. Her antas det at kapitalkostnadene kan falle med 30 % innen år 2030. Kapitalkostnaden vil da reduseres fra ca. 27 MNOK/MW i år 2009 til 19,1 MNOK/MW i år 2030 (Douglas Westwood, 2010).



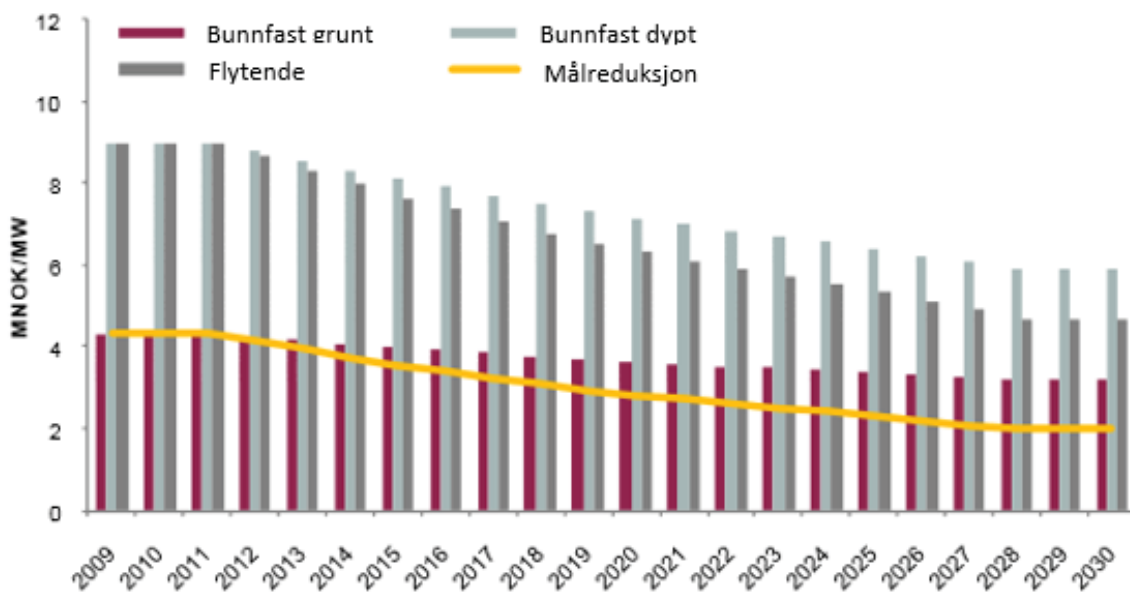
Figur 27: Forventet kapitalkostnad for havvind fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

Prisen forbundet med prosjektering og utvikling er forventet å forbli relativt stabil, med en reduksjon på kun 0,5 MNOK/MW innen år 2030. Den nye kostnaden vil da bli 2,20 MNOK/MW, se figur 28. Den gule grafen tilsvare dagens kostnad for landbasert vindkraft og er målet for kostnadsreduksjonen i rapporten (Douglas Westwood, 2010).



Figur 28: Forventet kostnad for prosjektering & utvikling fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

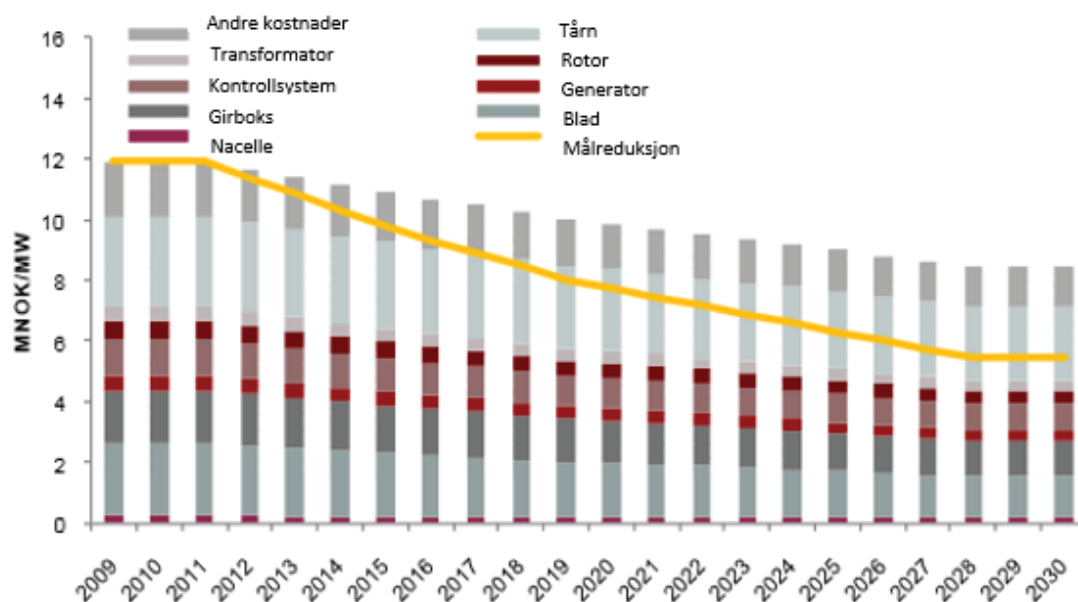
Fundamentkostnadene forventes å falle fram mot år 2030, men størrelsen på reduksjonen vil avhenge av teknologivalg. Flytende fundamenter representerer det største fallet og beregnes å bli konkurransedyktig med dagens kostnader for bunnfast teknologi innen år 2030 (Douglas Westwood, 2010).



Figur 29: Forventet utvikling i fundamentkostnad fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

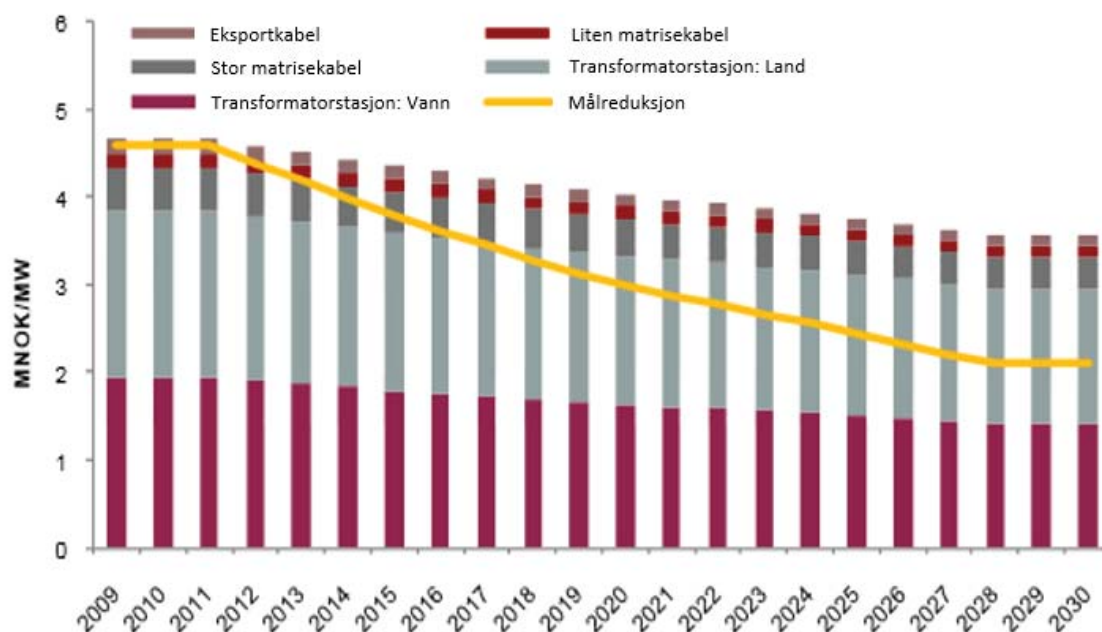
For flytende fundamenter på dypt vann forventes kostnadene å reduseres fra 9 MNOK/MW i år 2009 til ca. 4,7 MNOK/MW i år 2030, se figur 29 (Douglas Westwood, 2010).

Når det gjelder vindturbinen estimeres det en reduksjon i kostnader fra 11,9 MNOK/MW i år 2009 til 8,4 MNOK/MW i år 2030. Som vist av figur 30 er det tårn og blad som vil står for de største fallene (Douglas Westwood, 2010).



Figur 30: Forventet utvikling i turbinkostnad fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

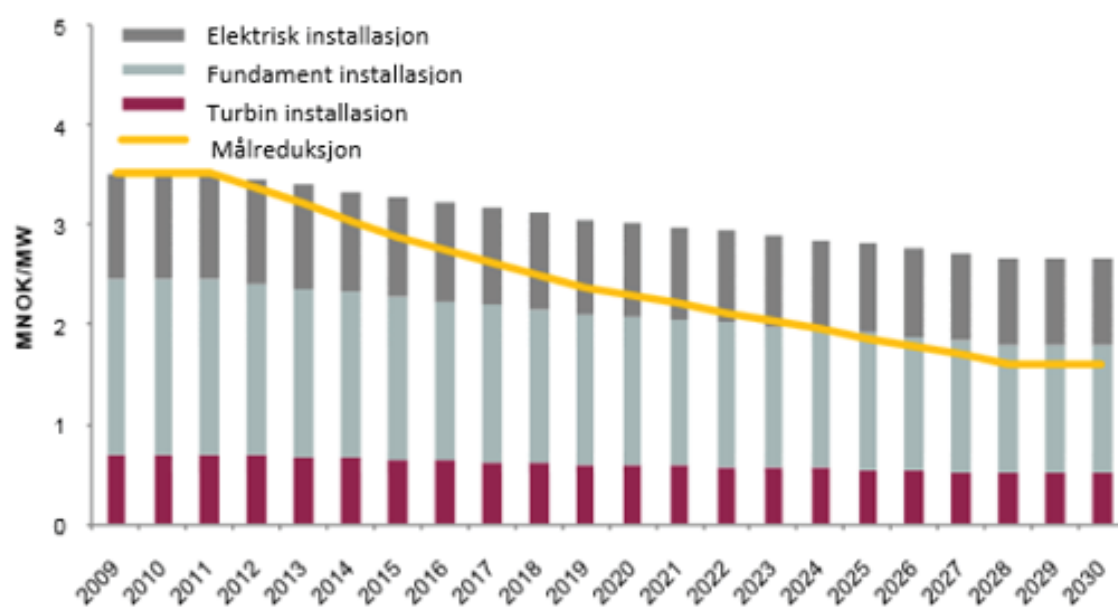
Som vi kan se av figur 31 forventes det også kostnadsreduksjoner forbundet med elektrisk infrastruktur. Det antas en reduksjon fra ca. 4,7 MNOK/MW i år 2009 til 3,6 MNOK/MW i år 2030 (Douglas Westwood, 2010).



Figur 31: Forventet kostnadsutvikling for elektrisk infrastruktur fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

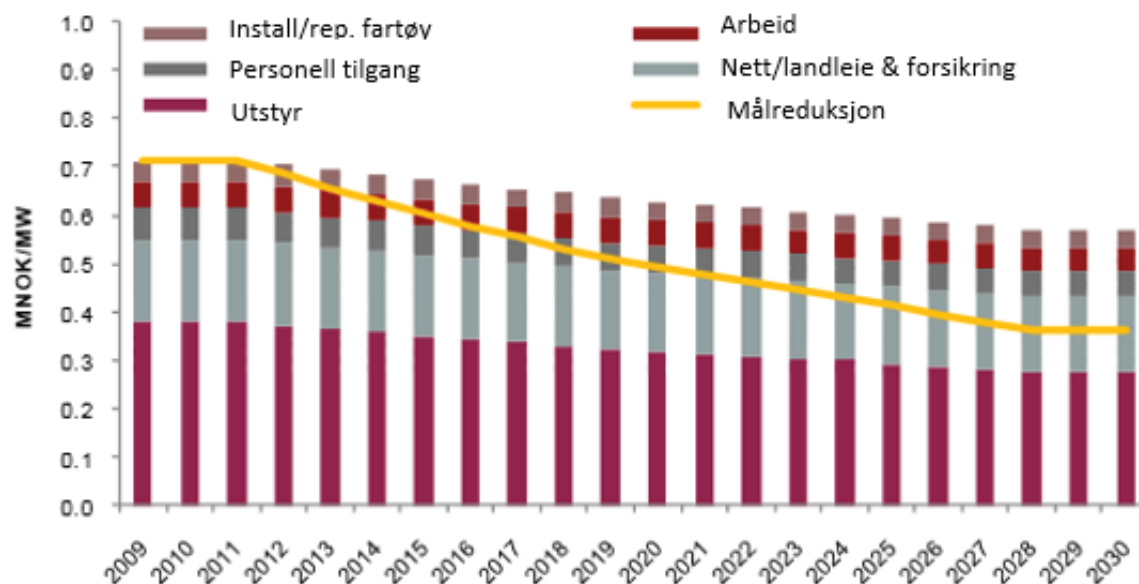
Grunnet høy aktivitet i både olje- og gassnæringen samt havvindindustrien, oppstod det begrensninger på tilgjengeligheten av installasjonsfartøy da etterspørselen etter dem kom på tvers av sektorer. Den høye etterspørselen etter egnede fartøy (til bl.a. kabellegging & tunge løft) kombinert med et begrenset antall tilbydere, drev prisene opp og dermed også installasjonskostnadene (Douglas Westwood, 2010).

Tilbudspresset har på grunn av økonomiske nedgangstider falt de siste årene. I tillegg forventes det en fremtidig økning i antall installasjonsfartøy og det antas derfor en reduksjon i installasjonskostnader fra ca. 3,5 MNOK/MW i 2009 til 2,7 MNOK/MW i 2030 (se figur 32) (Douglas Westwood, 2010).



Figur 32: Forventet utvikling i installasjonskostnader fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

Til slutt forventes årlig drifts- og vedlikeholdskostnader å falle fra 0,71 MNOK/MW i år 2009 til ca. 0,57 MNOK/MW innen år 2030, se figur 33 (Douglas Westwood, 2010).



Figur 33: Forventet utvikling i drifts- og vedlikeholdskostnader fram mot år 2030, i MNOK/MW (Douglas Westwood, 2010)

6. Flytende vindkraft på Utsira Nord i år 2030

Ved bruk av Douglas Westwoods (2010) kostnadsprognoser og havvindrapportens produksjonsberegninger, er det utført økonomiske lønnsomhetsanalyser av en flytende vindpark på Utsira Nord i år 2030. Analysen er utført med Retscreen 4 og resultatene presenteres i følgende kapittel.

6.1. Forutsetninger

Det er tatt utgangspunkt i en tilsvarende vindpark som under retscreen-analysene for år 2020 (kapittel 4). Vindparken vil ha en installert kapasitet på 1000 MW med tilhørende kapasitetsfaktor på 47 %. Den økonomiske levetiden vil være 20 år, diskonteringsrenten 10 % og inflasjonsrenten 2,5 % (Bank, 2014, Multiconsult, 2012).

Det er igjen tatt utgangspunkt i kraftprisestimer tilsendt av Åsa Grytli Tveten ved bruk av modelleringsprogrammet Balmorel (eabalmorel.dk, 2013). For området Utsira Nord estimeres den årlige gjennomsnittsprisen på strøm å være 54,56 EUR/MWh i år 2030. Ved en konverteringsrate på 8,1720 (NOK/EUR, 28.04.2015) blir den årlige kraftprisen 446 NOK/MWh = 44,6 øre/KWh (Tveten, 2013).

Prosjektet vil ikke motta grønne sertifikater da utbyggingen starter i år 2030. Kravet om kraftproduksjon innen utgangen av år 2020 vil derfor utgå og det er ikke regnet med noen andre støtteordninger i analysen.

Følgende kostnadsestimer for år 2030 er benyttet som grunnlag for resultatene; (For nærmere beskrivelse, se kapittel 5)

6.1.1. Kapitalkostnader (CAPEX):

Prosjektering og utvikling: 2,2 MNOK/MW

Vindturbin: 8,4 MNOK/MW

Flytende fundament: 4,7 MNOK/MW

Elektrisk infrastruktur: 3,6 MNOK/MW

Installasjon: 2,7 MNOK/MW

Vindparkens kapitalkostnader blir dermed: $2,2 \text{ MNOK/MW} + 8,4 \text{ MNOK/MW} + 4,7 \text{ MNOK/MW} + 3,6 \text{ MNOK/MW} + 2,7 \text{ MNOK/MW} = 21,6 \text{ MNOK/MW}$.

Med en installert kapasitet på 1000 MW blir den totale kapitalkostnaden:
 $21,6 \text{ MNOK/MW} * 1000 \text{ MW} = 21,6 \text{ milliarder kroner (MRD/MW)}$.

6.1.2. Drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX):

Drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) forventes å falle fra 0,71 MNOK/år i 2009 til 0,57 MNOK/år i år 2030. Den årlige kostnaden i år 2030 blir da:
 $0,57 \text{ MNOK/år} * 1000 \text{ MW} = 570 \text{ MNOK/år}$.

6.2. Resultat

Strømpris i år 2030: $44,6 \text{ NOK/KWh} = 446 \text{ NOK/MWh}$

Dersom forutsetningene nevnt ovenfor inntreffer, vil en flytende vindpark på Utsira Nord få en negativ nåverdi på ca. - 12 milliarder kroner i år 2030, se figur 34. Den beregnende energikostnaden er på 784 NOK/MWh og med en strømpris på 446 NOK/MWh vil parken gå med et årlig underskudd på ca. - 1,39 milliarder kroner. Det negative resultatet belyses ytterligere av en internrente på 0,1 % og en tilbakebetalingstid på 17 år.

Finansiell egnethet		
Før-skatt internrente: egenkapital	%	0,1 %
Før-skatt internrente eiendeler	%	0,1 %
Etter-skatt internrente egenkapital	%	0,1 %
Etter-skatt internrente eiendeler	%	0,1 %
Simpel tilbakebetalingstid	år	17,1
Tilbakebetalingstid: egenkapital	år	19,8
Netto nåveri	NOK	- 11 859 378 668
Årlig livssyklus besparelser	NOK/år	- 1 392 998 168
Nytte-Kostnads rate (N-K)		0,45
Energikostnad	NOK/MWh	784, 34
Klimagass-reduksjonskostnad	NOK/tCO ₂	1 724

Figur 34: Økonomisk lønnsomhet for en flytende vindpark på Utsira Nord i år 2030 (Retscreen, 2013)

Resultatet viser også betydningen av støtteordninger som grønne sertifikater. Vindkraft er i likhet med andre fornybare energiteknologier preget av svært høye investeringskostnader. Det er derfor nødvendig med høye kraftpriser og/eller subsidiering av fornybar energi, som sertifikatordningen.

7. Diskusjon

7.1. Kostnadsdriverne

De viktigste kostnadsdriverne for havvind, blir i kapittel 3 identifisert som havdybde og avstand til land. Havdybde er den viktigste teknisk-økonomiske parameteren ved fundamentering av bunnfaste vindparker og er avgjørende for utvelgelse av areal.

For flytende vindkraft blir regnestykket annerledes. Flytende fundamenter har, i forhold til bunnfaste fundamenter (70 meter), få begrensninger hva angår havdybde og kan benyttes på flere hundre meters dyp. Et eksempel på dette er Hywind, verdens første fullskala flytende vindturbin, forankret på ca. 200 meters dyp utenfor Karmøy. Her blir derimot avstand til land og nettilknytning trukket fram som de viktigste kostnadsdriverne.

Som det vises av prisforskjellene mellom ulike havvindrapporter (for eks: Douglas Westwood & Lyse), vil investeringskostnadene variere i stor grad. Dette har sin årsak i de forutsetninger som settes, bl.a. avstand til land og havdybde. I tillegg vil områdets vindressurs og bunnforhold påvirke kostnadsnivået.

Gjennom NVEs havvindrapporter beregnes energikostnadene å ligge på mellom 900 – 1200 MWh for de 15 utredningsområdene. I rapporten trekkes det fram at vindparkene som ligger på dypt vann og er langt fra land (for eks: Utsira Nord), har noen av de laveste energikostnadene av utredningsområdene.

Dette er noe overraskende, da de viktigste kostnadsdriverne er identifisert som; avstand til land, havdybde og nettilknytning. Årsaken er at fordelene knyttet til bedre produksjonsforhold overstiger ulempene forbundet med økte kapitalkostnader. Vindparkene vil derfor få en større investeringskostnad enn områdene nærmere land, men grunnet høyere kapasitetsfaktorer vil resultatet bli en lavere energikostnad.

Det vil derfor ikke være noen direkte korrelasjon mellom kostnadsdriverne og sluttresultatet presentert i energikostnad. Det bekrefter igjen viktigheten av stedsspesifikke forhold og utfordringene knyttet til en generalisering av kostnadene forbundet med havvind.

7.2. Resultater av lønnsomhetsanalysene for flytende vindkraft på Utsira Nord

Foruten det økonomiske aspektet, vil det i tillegg være teknologisk krevende å bygge et flytende vindkraftverk innen år 2020. Teknologien er fortsatt på forskningsstadiet, er ikke-kommersialisert og det må utprøves vellykkede pilotprosjekter før en storskala utbygging kan tre i kraft. Denne konklusjonen samsvarer også med NVEs anbefalinger gjennom havvindrapportene. NVE rangerte utredningsområdenes tekniske og økonomiske egnethet fra A til E, hvor A gir områdene med høyest egnethet og E gir lavest egnethet, se figur 35 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2012).



Utsira Nord havnet i kategori D som representerer områder med større flytende vindkraftverk (over 1000 MW) på store havdyp. Området scorer høyt på økonomisk egnethet, da energikostnaden er blant de laveste (9 % under gjennomsnittet) og vindforholdene er svært gode. Det er den tekniske egnetheten som trekker helhetsbildet av analysen ned. Årsaken er bruken av flytende fundamenter. Den flytende fundament-teknologien mangler en leverandørindustri, noe som resulterer i høy risiko og usikkerhet for prosjektet. Selv om man lykkes i å få leverandører på banen innen år 2020, vil teknologien være såpass umoden at kostnadene forventes å bli for høye for at en større utbygging skal kunne bli økonomisk konkurransedyktig. Stordriftsfordeler og innovative løsninger vil kompensere for den økonomiske usikkerheten, men kostnadsreduksjonen antas å bli utilstrekkelig i et 2020-perspektiv. Selv om utbyggingen av en storskala flytende vindpark ikke vil være mulig, kan en mindre park som bygges ut stegvis fra år 2020 være gjennomførbart. Vindparken bør starte med et par turbiner og deretter videreutvikles trinnvis, inntil et storstilt vindkraftverk er på plass (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2012).

Når det gjelder nettilknytning vil det i dag være mulig med en utbygging på 500 MW uten nevneverdige utfordringer. Senere, når planlagte prosjekter under Statnetts Nettutviklingsplan er ferdig realisert innen år 2025, kan parkens andre trinn på 500 MW bygges ut.

Resultatene for år 2030 er sammenlignbare med resultatene fra år 2020. Kapitalkostnaden har falt fra 28,6 MNOK/MW i år 2020 til 21,6 MNOK/MW i år 2030, mens drifts- og vedlikeholdskostnaden har økt fra 0,51 MNOK/MW til 0,57 MNOK/MW.

Med utgangspunkt i scenario 1: «Forventet utvikling», blir energikostnaden 743 NOK/MWh og nåverdien – 9,5 milliarder kroner i år 2020. For år 2030 beregnes energikostnaden til 784 NOK/MWh og nåverdien til – 12 milliarder kroner. Selv med reduserte kapitalkostnader går utviklingen mot en høyere energikostnad og større negativ nåverdi i år 2030.

Forklaringen ligger i sertifikatordningen som inngår i LCOE- beregningene og påvirker det økonomiske resultatet. Eلسertifikater er benyttet som støtteordning for år 2020, men ikke for år 2030 da sertifikatordningen utgår. For å kvalifisere for sertifikater må produsenter av fornybar energi være i drift innen utgangen av år 2020.

Det er benyttet en sertifikatpris på 25 øre/KWh over 15 år under scenario 1. Dersom vindparken i år 2030 hadde mottatt en lik sertifikatstøtte, ville parken fått en ny nåverdi på – 4 milliarder kroner og en energikostnad på 561 NOK/MWh.

Basert på tilsvarende støtteordning ville vi fått en positiv utvikling, gjennom lavere energikostnad og nåverdi for år 2030. Utfallet belyser viktigheten av forutsetningene som settes for de økonomiske analysene.

Det knyttes stor usikkerhet til oppgavens resultater (nåverdi, energikostnad), ettersom det i dag ikke eksisterer noen storskala, flytende vindpark i verden. Det er av den grunn vanskelig å estimere reelle kostnader for de ulike delene i forsyningskjeden. I tillegg baseres de økonomiske analysene på kostnadsestimater hentet fra samme rapport, noe som kan bidra til redusert troverdighet.

Inntektsgrunnlaget, i form av kraftpris og sertifikatpris, er også preget av betydelig usikkerhet, da prisene beror på forutsetninger om det fremtidige nordiske kraftsystemet. Forutsetningene er igjen basert på en rekke underliggende faktorer angående utvikling av installert kapasitet og kraftsystemets elektrisitetsmiks. Det gjør estimatene meget usikre.

Det er derfor viktig å merke seg at beregningene utført i oppgaven er basert på forenklede metoder og må kun ses på som indikasjoner på områdets økonomiske potensial. Grunnet de usikre pris- og kostnadsestimatene (spesielt for år 2030) må det utføres detaljerte analyser av Utsira Nord for å avdekke en presis energikostnad.

8. Konklusjon

Med dagens prognoserte kraft- og sertifikatpriser, vil det ikke bli bygget noen flytende vindpark på Utsira Nord i år 2020 eller i år 2030.

Det er behov for kostnadsreduksjoner gjennom teknologiutvikling som oppstår ved hjelp av innovasjon og læring. Med utgangspunkt i forventet kostnadsnivå for flytende vindkraft, vil prognosene på kraft- og sertifikatpris bli for lave. Det vil derfor være nødvendig med en reduksjon av kostnader, og/eller en økning av kraftpriser, før en flytende vindpark på Utsira Nord blir økonomisk konkurransedyktig.

I tillegg vil det være nødvendig med mer testing gjennom demonstrasjonsprosjekter og myndighetene må avgjøre om en satsing på havvind er ønskelig. Dersom svaret er ja, vil det kreves sterkere engasjement i form av økonomisk støtte og langsiktig planlegging.

Mange nasjoner vil benytte seg av havvind for å legge om energisystemet sitt. Norge har med sin store erfaring gjennom olje- og gassnæringen gode forutsetninger for å være en sentral aktør i en slik utvikling. I tillegg regnes vindressursene i Norge for å være blant verdens beste.

Norsk havvind kan også benyttes i forbindelse med elektrifisering av petroleumsindustrien. På grunn av varierende vindhastighet og kraftproduksjon, kan ikke vindturbinene erstatte gassturbinene på plattformene. Det stilles svært høye krav til driftssikkerhet og stabil kraft er en forutsetning. Fordelen ligger i delt infrastruktur og økonomisk gevinst. Ved elektrifisering av petroleumsinnretninger, blir det strukket en kraftkabel fra plattformen og inn til land. Kostnadsstrukturen for kraftkabler gjør at det er økonomisk fordelaktig å legge en stor kabel som dekker flere behov, framfor mange små. Ved en elektrifisering av petroleumsinnretninger økes derfor også rasjonaliteten for å bygge ut vindkraft. Dersom plattformens kraftkabel deles, kan vindturbinene levere strøm til nettet og petroleumsinnretningen kan motta kraft fra land. Forurensende gassturbiner offshore kan således erstattes med ren, elektrisk kraft. Resultatet vil bli en positiv effekt på det norske klimaregnskapet. Den frigjorte gasskraften kan så eksporteres til EU-land, hvor den erstatter den svært forurensende kullkraften. Elektrifisering av norsk sokkel kan dermed bidra til reduserte klimagassutslipp (både nasjonalt og globalt), samt sikre fremtidig norsk oljeproduksjon. Hvilke havvind-områder som bør åpnes kan derfor basere seg på hvem som kan knyttes til eksisterende petroleumsinstallasjoner (Oljedirektoratet, 2010).

For å nå sine forpliktelser gjennom fornybardirektivet, har de fleste landene i EU lagt planer om utbygging av fornybar energi. Dersom det kommer nye klimaforpliktelser etter 2020, kan det bli krevende for medlemsland å gjennomføre tiltak, da mange har begrensninger i tilgjengelige fornybare energiresurser. Dette vil øke verdien av fornybar energi, fordi mange nasjoner må importere kraft for å dekke sine forpliktelser.

Norge er normalt selvforsynt med bærekraftig ren vannkraft og vil ikke ha behov for å legge om energisystemet i stor grad. Ved en utbygging av havvind kan Norge dekke potensielle behov gjennom nye forpliktelser og i tillegg bli en eksportør av fornybar kraft til kontinentet. Det vil resultere i en stor nasjonal verdi- og jobbskapning, samt en diversifisering av norsk økonomi fra petroleumsindustrien. Det kan vise seg å være lurt for å unngå «hollandsk syke» ved en nedgang i oljesektoren. En etablering av havvind vil også styrke landets forsyningssikkerhet og kraftbalanse ved tørrår.

I en fremtid hvor Europas energisystem preges av stadig mer uregulerbar energi, vil behovet for balansekraft («back-up kraft») øke. Land som Tyskland har nå fått så mye sol- og vindkraft, at de har et stort behov for balansekraft når solen ikke skinner og vinden uteblir. Strømmen kan enten hentes fra hurtigregulerende gasskraftverk eller så kan norske vannmagasiner benyttes som «batterier». Det fungerer ved at overskuddskraft eksporteres til Norge og benyttes i pumpekraftverk hvor vannet pumpes tilbake til magasinene ved hjelp av reverserte turbiner. Når behovet så kommer (ved lite sol og vind) kan vannet «slippes» og den produserte strømmen sendes tilbake til landet ved hjelp av en eksportkabel (Tønseth, 2014).

Den fremtidige prisen på naturgass og CO₂-utslipp er svært usikker. En studie utført av SINTEF og NTNU viser imidlertid at import av norsk vannkraft kan bli billigere enn lokalprodusert gasskraft i nesten alle scenarier. Konklusjonen for Tyskland er også gjeldene for Storbritannia og Nederland, som begge satser tungt på vindkraft. Norge kan dermed bli «Europas batteri» ved at norske vannkraftverk tilfører balansekraft til Europa. Det kan gi landet enorme inntekter, da billig kraft importeres i overskuddsperioder når det blåser mye og deretter eksporteres dyr kraft tilbake til kontinentet når etterspørselen er stor (lite vind). På den måten kan norsk vannkraft i forbindelse med vindkraft bli en svært verdifull kombinasjon i fremtiden (Tønseth, 2014).

Douglas Westwood-rapporten fremhever store utfordringer knyttet til en utbygging av offshore vindkraft i Norge. Det eksisterer få områder på grunt vann som egner seg for havvind. Inntil det utvikles kostnadseffektive flytende vindparker, vil kostnadsnivået være

betraktelig høyere enn for andre europeiske land, som f.eks. Danmark. Uten et nasjonalt marked for offshore vindkraft, vil det være vanskelig for Norge å etablere seg på det internasjonale havvindmarkedet. Det anbefales isteden å fokusere på enkelte kostnadskomponenter av forsyningskjeden (Douglas Westwood, 2010).

Norge er blant verdens fremste nasjoner på utvikling av flytende fundamenter (Hywind) og det anbefales derfor en videre utbygging av demonstrasjonsprosjekter på dypt vann. Slik forskning og utvikling kan føre til nødvendige kostnadsreduksjoner, som igjen vil kunne resultere i at områder langs norskekysten, som i dag er utilgjengelige på grunn av havdybde, blir utnyttbare og økonomisk attraktive (Douglas Westwood, 2010).

Offshore vindkraft har de siste årene hatt en utvikling mot dypere vann, lenger fra land. Foreløpig er bunnfaste konsepter markedsledende, men det er forventet at flytende fundamenter vil ta over på sikt.

Norge er i dag i verdenstoppen innen marinteknologi og offshorekompetanse gjennom petroleumsindustrien og kan med landets egnede områder på dypt vann (Utsira Nord), bli en hovedeksportør av flytende teknologi og kompetanse.

Andre aktører som USA og Japan er forventet å etablere seg på markedet i et 2030-perspektiv. Det kan derfor være avgjørende at vi handler raskt, benytter konkurransefortrinnet og ikke lar sjansen gå fra oss.

En posisjon som hovedleverandør av flytende teknologi på et havvindmarked i vekst, kan gi et nytt industrieventyr for Norge etter oljen.

9. Referanser

- BANK, N. 2014. *Målet for pengepolitikken* [Online]. Available: <http://www.norges-bank.no/Upload/import/publikasjoner/skriftserie/34/kap71-72.pdf>.
- DOUGLAS WESTWOOD. 2010. *Offshore Wind Assessment For Norway* [Online]. Available: <http://www.nve.no/Global/Energi/Havvind/Vedlegg/Annet/Offshore%20Wind%20Assessment%20For%20Norway%20-%20Final%20Report%20-%20190510%20with%20dc.pdf>.
- EABALMOREL.DK. 2013. *Balmorel -energy system model* [Online]. Available: <http://www.eabalmorel.dk/>.
- ENERGINORGE. 2014. *Elsertifikater: Spørsmål og svar* [Online]. Available: <http://www.energinorge.no/elsertifikater/sporsmalogsvar>.
- EUROPAPORTALEN. 2013. *Alt om Europa- 2020* [Online]. www.regjeringen.no: Ragnhild Imerslund. Available: <http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/europa-2020/alt-om-europa-2020.html?id=692115>.
- EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. 2009. *The Economics of Wind Energy* [Online]. www.ewea.org. Available: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf.
- EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. 2011. *Wind in our Sails* [Online]. www.ewea.org. Available: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore_Report.pdf.
- EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. 2015. *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014* [Online]. www.ewea.org. Available: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2014.pdf>.
- IEA WIND TASK 26. 2012. *The Past and Future Cost of Wind Energy* [Online]. www.ieawind.org. Available: https://www.ieawind.org/index_page_postings/WP2_task26.pdf.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2013. *Technology Roadmap: Wind energy* [Online]. www.iea.org. Available: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. 2012. *Renewable energy technologies: Cost analysis series* [Online]. www.irena.org. Available: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_Power.pdf.
- MILJØ, N. E. O. 2014. *Fornybar Energi og Energieffektivisering* [Online]. Available: <http://www.innovasjon Norge.no/Documents/old/PageFiles/15438/Fornybar%20energi%20og%20energieffektivisering.pdf>.
- MULTICONSULT. 2012. *Teknologi- og kostnadsutvikling: -Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs* [Online]. www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat. Available: http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2012/rapport2012_50.pdf.
- NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT. 2010. *Utsira nord* [Online]. Available: <http://www.nve.no/no/Havvind/Havvind-forslag-til-utredningsomraader/Utsira-nord/>.
- NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT. 2012. *Havvind - Strategisk konsekvensutredning* [Online]. Available: http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2012/rapport2012_47.pdf.
- NOU 1997: 27 - NYTTE-KOSTNADSANALYSER - PRINSIPPER FOR LØNNSOMHETSVURDERINGER I OFFENTLIG SEKTOR. www.regjeringen.no. Available: <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/nou-1997-27/id116359/?docId=NOU199719970027000DDDEPIS&q=&navchap=1&ch=1>.

- NOU 2012: 16 - SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSER. www.regjeringen.no. Available: <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/nou-2012-16/id700821/?docId=NOU201220120016000DDDEPIS&ch=1&q=>.
- NVE. 2010. *Havvind - Forslag til utredningsområder* [Online]. nve.no. Available: http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202010/Havvind_ver02.pdf.
- OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET. 2014. *Elsertifikater* [Online]. Regjeringen. Available: <https://www.regjeringen.no/nb/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater/id2075998/>.
- OLJEDIREKTORATET. 2010. *Teknisk-økonomiske forhold* [Online]. www.npd.no. Available: <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/Havvind1/3-Teknisk-okonomiske-forhold/>.
- PRESSEMELDING NR: 110/11. 2011. *Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen* [Online]. www.regjeringen.no: Olje- og energidepartementet. Available: <https://www.regjeringen.no/nb/aktuelt/fornybardirektivet-en-del-av-eos-avtalen/id667482/>.
- RETSCREEN. 2013. *Retscreen 4* [Online]. retscreen.net. Available: <http://www.retscreen.net/ang/version4.php>.
- ROSVOLD, K. A. 2013. *EU 20-20-20* [Online]. snl.no: Store Norske Leksikon Available: http://snl.no/EU_20-20-20.
- SEMAR. 2014. *Hywind Project* [Online]. semar.no: Semar Available: <http://www.semar.no/sider/tekst.asp?side=152>.
- SWECO GRØNER/ECON. 2007. *Potensialstudie Havenergi* [Online]. Available: <http://www.ntnu.no/eit/tep4852>.
- TVETEN. 2013. *RE: Strømprisprognoser for Utsira Nord i år 2020*.
- TØNSETH, S. 2014. *Norge er Europas billigste batteri* [Online]. www.sintef.no. Available: <http://www.sintef.no/nyheter-fra-gemini.no/norge-er-europas-billigste-batteri/>.



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no