



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2024 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Differansekontrakter i havvindsektoren: økonomisk påvirkning på investor og offentlige myndigheter

Contracts for Difference in the offshore wind sector:
economic implications for investors and public
authorities

Martine Skistad

Fornybar energi

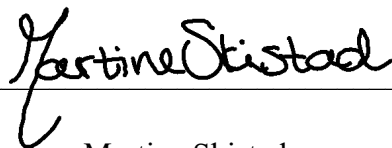
Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen på mitt masterstudie i Fornybar Energi, og seks uforglemmelige år på Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) – Norges fineste studiested. Oppgaven er skrevet ved fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning, våren 2024.

Jeg vil først rette en stor takk til min veileder Kristin Linnerud, for alle tilbakemeldinger, gode faglige innspill og engasjement gjennom oppgaven. Jeg vil også si takk til mine medstudenter, for å ha gjort hverdagen på lesesalen både hyggelig og lærerik. Takk til venner og familie for motiverende ord den siste delen av min studietid, og en spesiell takk til min mor for all støtte og hjelp gjennom oppgaven.

Takk for nå Ås – jeg vet vi ses igjen!

Ås, 15.05.2024

A handwritten signature in black ink that reads "Martine Skistad". The signature is written in a cursive style with a long, sweeping underline that extends to the left and then curves back under the name.

Martine Skistad

Sammendrag

Havvind er en fornybar energikilde med et stort potensial, og i Norge har regjeringen gått inn for en storsatsning, der havvindauksjonen på Sørliche Nordsjø II markerer startskuddet. Utbygging av havvind er derimot ikke konkurransedyktig til markedspriser sett fra en investors ståsted, og det er derfor nødvendig med finansielle støtteordninger fra myndighetene for å fremme utbyggingen. For første fase av Sørliche Nordsjø II har regjeringen gått inn for en tosidig differansekontrakt. Gjennom en differansekontrakt blir investor sikret en kraftpris, noe som reduserer risikoen forbundet med utbygging. Differansekontrakter er mye brukt i resten av Europa, men ulik utforming påvirker både investor og myndighetene i landene.

I denne studien blir det undersøkt hvordan ulik utforming av differansekontrakter kan påvirke lønnsomheten til investor, samt myndighetens utbetalinger. Storbritannia og Norge blir brukt som utgangspunkt, og det er valgt å undersøke tre av forskjellene i de to differansekontraktene nærmere. Det innebærer å undersøke referanseprisutforming, minsteprisinnføring, samt støttetak kontra en reservasjonspris. Investors lønnsomhet og myndighetenes utbetalinger vurderes i tre kraftprisscenarioer: lav, basis og høy. Nåverdimetoden og forutsetninger knyttet til Sørliche Nordsjø II legges til grunn i lønnsomhetsberegningene.

Resultatene viser at ulik referanseprisutforming kun utgjør en forskjell på investors lønnsomhet og myndighetenes utbetalinger i lavprisscenarioet. Videre blir det vist at å innføre en minstepris på fem øre per kWh i den norske modellen påvirker investors lønnsomheten og utbetalingene i alle prisscenarioer, og påvirkningen er spesielt stor i lavprisscenarioet. Til slutt blir det vist at et støttetak og en reservasjonspris påvirker investors netto nåverdi, og myndighetenes utbetalinger i stor grad. Gitt forutsetningene i denne studien, viser analysene at under lav- og basisprisscenarioet vil ikke prosjektet Sørliche Nordsjø II oppnå en netto nåverdi større enn null med et støttetak på 23 milliarder kroner. Auksjonsutfallet kan likevel forklares gjennom realopsjonslogikk, da det å sikre seg kontrakten kan ha en alternativverdi for investor som den tradisjonelle beslutningsregelen knyttet til nåverdimetoden ikke hensyntar.

Regjeringens havvindambisjoner vil være et viktig bidrag til den enorme havvindkapasiteten som verden i dag trenger for å realisere vedtatte klimamål, men for å realisere ambisjonene er det nødvendig med støtteordninger som fremmer utbygging. Gjennom studien blir det tydelig at en differansekontrakt håndterer risiko mellom stat og investor. Ved å videre undersøke og tallfeste hvordan begrensinger i en differansekontrakt påvirker investor og myndigheter, kan utformingen av differansekontrakter kanskje forbedres, og havvindkapasiteten som verden sårt trenger styrkes.

Abstract

Offshore wind has a great potential, and in Norway, the government has embarked on major initiative with the offshore wind auction in the Southern North Sea II making the starting point. However, the development of offshore wind is not competitive at market prices from an investor's perspective and therefore financial support schemes from the authorities are necessary to promote development. For the first phase of Southern North Sea II, the government has opted for a two-way contract for difference (CfD). Through a CfD, the investor has guaranteed a power price, which reduces the risk associated with development. CfDs are widely used in the rest of Europe, but different designs affect both the investor and the authorities in the countries.

This study examines how the different design of CfDs can affect the profitability of the investor, as well as the government's payouts. The UK and Norway are used as a starting point, and three of the differences in the two CfD schemes are chosen for further examination. This involves examining the design of the reference price, the introduction of a minimum price, and a support cap versus a reservation price. The profitability of the investor and the government's payouts are assessed in three power price scenarios: low basic and high. The net present value method and assumptions related to the Southern North Sea II, are used as a basis for the profitability calculations.

The results show that different designs of the reference price only make a difference to profitability of the investor and the government's payouts in the low-price scenario. Furthermore, it is shown that introducing a minimum price of five cents per kWh in the Norwegian model affects the profitability of the investor and the payouts in all price scenarios, and the impact is especially large in the low-price scenario. Finally, it is shown that a support cap and the reservation price greatly affect the net present value of the investor and the government's payouts. Given the assumptions in this study, the analyses show that under the low- and basic-price scenario, the Southern North Sea II project will not achieve a net present value greater than or equal to zero with a support cap of 23 billion kroner. The auction outcome can still be explained through real option logic, as securing the contract may have an alternative value for the investor that the traditional decision rule related to the net present value method does not consider.

The government's offshore wind ambitions will be an important contribution to the enormous offshore wind capacity that the world currently needs to realize agreed climate goals, but in order to realize the ambitions, support schemes that promote development are necessary. Through this study, it becomes clear that a contract for difference handles risk between the state and the investor. By further examining and quantifying how limitations in a CfD affect investor and authorities, the design of CfDs could be improved, and the offshore wind capacity that the world sorely needs strengthened.

Terminologi

EMRS	EMR Settlement Limited
IMRP	Intermittent Market Reference Price
LCCC	Low Carbon Contracts Company
LCOE	Levelized Cost of Electricity
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Valutakurser som er brukt i studien¹

EUR til NOK: 11,4206, hentet fra Norges Bank (2023a).

USD til NOK: 10,5647, hentet fra Norges Bank (2023c).

GBP til NOK: 13,1348, hentet fra Norges Bank (2023b).

Prisstigning som er brukt i studien

2020 til 2023: 15,60%, hentet fra Norges Bank (2024b).

2021 til 2023: 11,59%, hentet fra Norges Bank (2024b).

2022 til 2023: 5,52%, hentet fra Norges Bank (2024b).

¹ Historiske valutakurser fra EUR til NOK ble også benyttet ved utforming av prissenarioene i studien, men disse er ikke oppgitt her.

Innholdsfortegnelse

1	INTRODUKSJON	2
1.1	FORSKNINGSPØRSMÅL	3
1.2	DISPOSISJON AV OPPGAVEN	4
2	KUNNSKAPSGRUNNLAG	5
2.1	AUKSJONSTEORI	5
2.2	DIFFERANSEKONTRAKTER	6
2.3	AKTUELLE STUDIER	12
2.4	KUNNSKAPSBEHOV	16
3	METODE	17
3.1	INVESTERINGSTEORI	17
3.2	DIFFERANSEKONTRAKTBREGNINGER	18
3.3	DATAGRUNNLAG	22
3.4	VURDERING AV DATAGRUNNLAG	30
4	RESULTATER & ANALYSE	35
4.1	REFERANSEPRISUTFORMING	35
4.2	MINSTEPRESINNFØRING	36
4.3	STØTTETAK I NORSK MODELL OG RESERVASJONSPRIS I BRITISK MODELL	37
4.4	GRAFISK FREMSTILLING	39
4.5	ANALYSE	41
5	DISKUSJON	44
5.1	TOLKNING AV RESULTATER	44
5.2	KONSEKVENSER FOR VIDERE HAVVINDSATSNING	48
5.3	SVAKHETER VED STUDIEN	49
6	KONKLUSJON	50
7	REFERANSER	52
	VEDLEGG A – LCOE	58

Tabelloversikt

Tabell 1: Hovedtrekk ved differansekontraktordningen i Storbritannia og Norge.....	8
Tabell 2: LCOE for havvind fra ulike aktører.....	34
Tabell 3: Antakelser for beregningene.....	35
Tabell 4: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger ved ulik referanseprisutforming.....	36
Tabell 5: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger ved innføring av en minstepris på fem øre per kWh i den norske modellen.....	36
Tabell 6: Endringer i investors netto nåverdi og statens utbetalinger etter innføring av minstepris. Det vil si verdiene fra tabell 4 minus verdiene i tabell 5.....	37
Tabell 7: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger ved innføring av et støttetak på 23 milliarder kroner i den norske modellen.....	37
Tabell 8: Endringer i investors netto nåverdi og statens utbetalinger ved innføring av et støttetak på 23 milliarder kroner i den norske modellen. Det vil si forskjellen mellom verdiene i tabell 5 og verdiene i tabell 7.38	
Tabell 9: Innføring av en reservasjonspris på 80 øre per kWh i den britiske modellen.....	38
Tabell 10: Kontraktpriser under britisk differansekontraktmodell som tilfredsstillende en netto nåverdi lik null...41	
Tabell 11: Kontraktpriser under norsk differansekontraktmodell (inkludert et støttetak på 23 milliarder kroner) som tilfredsstillende en netto nåverdi lik null.....	41
Tabell 12: Kontraktpriser under norsk differansekontraktmodell (ekskludert et støttetak på 23 milliarder kroner) som tilfredsstillende en netto nåverdi lik null.....	42

Figuroversikt

Figur 1: Illustrasjon av en tosidig differansekontrakt.....	7
Figur 2: Estimert realprisbane basert på gjennomsnittlige månedspriser fra 2020 til 2023, samt forventet kraftpris for 2030. Kraftpris er på y-aksen og tid er på x-aksen. Figuren utgjør år 1 i basisprisscenarioet.....	24
Figur 3: Produksjonsprofil som legges til grunn i denne studien.....	26
Figur 4: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger under norsk og britisk differansekontrakt ved ulik referanseprisutforming.....	39
Figur 5: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger under norsk og britisk differansekontrakt ved innføring av minstepris.....	40
Figur 6: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger under norsk og britisk differansekontrakt ved innføring av et støttetak på 23 milliarder kroner i den norske modellen og en reservasjonspris på 80 øre per kWh i den britiske modellen. De gråskraverte søylene indikerer en situasjon der kontraktpris er over reservasjonspris, og det blir ikke inngått en differansekontrakt.....	40
Figur 7: Følsomhetsanalyse i basisprisscenarioet.....	43

1 Introduksjon

Potensialet for havvind er enormt. IEA (2019) viser til at det tekniske havvindpotensialet i verden er i overkant av 420 000 terrawatt timer (TWh) per år. De beste områdene nær fastland har alene et potensial som kan dekke den forventede etterspørselen etter elektrisitet i 2040, på omtrent 36 000 TWh per år (IEA, 2023a). Havvind er derfor essensielt i den globale klima- og energiomstillingen, som er avgjørende for å begrense global oppvarming.

I Norge har regjeringen gått inn for en storsatsning. Ambisjonene er 30 gigawatt (GW) havvind innen 2040, noe som nesten tilsvarer Norges totale kraftproduksjon på omtrent 158 TWh (NVE, 2024; Regjeringen, 2022). Satsningen begynte med Sørlige Nordsjø II, som ble det første prosjektområdet til havs der ulike tilbydere fikk mulighet til å konkurrere om tildelingen gjennom en auksjon. For Sørlige Nordsjø II er det aktuelt med bunnfaste installasjoner, det vil si at fundamentet til vindturbinen festes til havbunnen (Østenby, 2019). I dag er havvind dyrere enn landbasert vindkraft og andre former for fornybar kraftproduksjon på land, og ikke konkurransedyktig til markedspriser (IRENA, 2023). Kostnadsnivået gjør at investeringene fra et økonomisk perspektiv, isolert sett, er lite attraktive. For at regjeringens ambisjoner skal bli virkelighet, har de derfor gått inn for en finansiell støtteordning til havvindinvestorer for første fase av Sørlige Nordsjø II. Virkemiddelet de har valgt er en tosidig differansekontrakt, den mest brukte modellen for å støtte havvindsatsningen i Europa (Prop. 93 S (2022–2023); Winje et al., 2022).

En differansekontrakt er en langsiktig avtale der staten garanterer havvindinvestoren en kraftpris for å redusere risikoen forbundet med utbygging (Prop. 93 S (2022–2023); Winje et al., 2022). En tosidig kontrakt fungerer ved at staten betaler/mottar differansen mellom den garanterte kraftprisen, heretter kalt kontraktspris, og markedets kraftpris, heretter kalt referansepris, dersom referanseprisen er lavere/høyere enn kontraktsprisen (Prop. 93 S (2022–2023)). Som nevnt er denne ordningen mye brukt i Europa, og spesielt Storbritannia var tidlig ute med å benytte virkemiddelet. Storbritannia har gjennom flere auksjonsrunder utviklet kontraktene sine, og med sine 13,9 operative GW, har de den nest største andelen med installert havvind i verden (Department for Business and Trade, u.å.).

Tidligere litteratur viser til at differansekontrakter kan fremme utbyggingen av fornybar energi (Beiter et al., 2024; Jansen et al., 2022; Kell et al., 2023b; Neuhoff et al., 2022). Da den norske regjeringen la frem havvindambisjonene ble derfor slike kontrakter valgt, og flere aspekter ved denne støtteordningen vurdert (Blanco et al., 2022; Prop. 93 S (2022–2023); Winje et al., 2022).

I forbindelse med vurderingene ble det sett til andre erfarende land, som Storbritannia. Deres differansekontrakt har en varighet på 15 år og en reservasjonspris på 44 britiske pund i 2012 verdier. En reservasjonspris er den høyeste prisen myndighetene godtar som kontraktspris (Department for Business Energy and Industrial Strategy, 2022b). Hvis ingen aktører er villig til å legge inn et bud som er lavere enn reservasjonsprisen, blir det ikke inngått en differansekontrakt. Blanco et al. (2022) anbefalte den norske regjeringen å innføre en reservasjonspris, men det endelige utkastet til landets første differansekontrakt inneholdt ingen reservasjonspris. I stede ble det innført et støttetak på 23 milliarder kroner, det vil si at staten maksimalt betaler ut 23 milliarder kroner i støtte (Prop. 93 S (2022–2023)), og en minstepris. En minstepris er her definert som en nedre grense for hva kraftprisen kan være, og den påvirker utbetalinger av støttebeløp fra investor til stat. Dette viser at det er mulig å forme differansekontrakter på flere måter, men hva som er den beste måten avhenger av hvem du spør – investor eller myndighet.

1.1 Forskningsspørsmål

I denne studien ønsker jeg å vurdere hvordan ulik utforming av differansekontrakter påvirker lønnsomheten til investor og myndighetenes utbetalinger. Myndighetene har et underliggende ønske om å øke den fornybare kraftproduksjonen, samtidig som investor krever en økonomisk avkastning, og det er derfor interessant å vurdere begge perspektiver. For å vurdere lønnsomheten er det nærliggende å benytte en økonomisk tilnærming, og nåverdimetoden vil derfor benyttes i denne studien. Jeg vil ta utgangspunkt i den britiske- og den norske differansekontraktmodellen ettersom disse er ulike. I beregningene vil forventninger og forutsetninger knyttet til Sørlige Nordsjø II benyttes. Fordi fremtiden er svært usikker med tanke på kraftprisutviklingen og dette er en viktig parameter i beregningene, vil netto nåverdi undersøkes under tre kraftprisscenarioer, lav, basis og høy. Forskingsspørsmålet jeg vil besvare kan derfor formuleres som følger:

Hvordan påvirkes lønnsomheten i bunnfast havvind, målt ved nåverdimetoden, gjennom norsk kontra britisk utforming av differansekontrakter, sett fra myndighetenes og investors side?

For å undersøke forskjeller i den norske og britiske differansekontrakten grundigere, definerer jeg tre delspørsmål. Spørsmålene skal bidra til å gi dypere innsikt i hvordan ulik utforming av differansekontrakter påvirker lønnsomheten til investor, samt myndighetenes utbetalinger. Og dermed besvare forskningsspørsmålet. Delspørsmålene er som følger:

1. Hvordan påvirkes investors netto nåverdi under britisk og norsk differansekontrakt av ulik *referanseprisutforming*, og hva er myndighetenes utbetalinger?
2. Hvordan påvirkes investors netto nåverdi under britisk og norsk differansekontrakt ved *innføring av minstepris*, og hva er myndighetenes utbetalinger?
3. Hvordan påvirkes investors netto nåverdi under norsk differansekontrakt ved innføring av *et støttetak*, og britisk differansekontrakt ved innføring av *en reservasjonspris*, og hva er myndighetenes utbetalinger?

De tre delspørsmålene over vil jeg belyse ved å utvikle modellen som benyttes i studien steg for steg. Først blir det isolert sett på hvordan ulikt valg og beregning av referansepris påvirker investors netto nåverdi under de to modellene, samt myndighetenes utbetalinger. Deretter blir det innført en minstepris i den norske differansekontrakten, slik det er foreslått. Referanseprisene fra delspørsmål 1 ligger da til grunn i begge modeller. Eventuelle forskjeller ved å gå fra delspørsmål 1 til delspørsmål 2 vil illustrere effektene av å innføre en minstepris. Til slutt innføres det et støttetak i den norske modellen og en reservasjonspris i britiske modellen. Da ligger fortsatt referanseprisene fra delspørsmål 1 til grunn i begge modellene, samt minsteprisen i den norske modellen fra delspørsmål 2. Eventuelle forskjeller ved å gå fra delspørsmål 2 til delspørsmål 3 vil illustrere effektene av å innføre et støttetak i den norske modellen, og en reservasjonspris i den britiske modellen.

1.2 Disposisjon av oppgaven

Denne oppgaven er disponert som følger. Først blir et kunnskapsgrunnlag presentert i kapittel 2. Det innebærer teori som benyttes som utgangspunkt for beregningene, og en oversikt over eksisterende studier som har belyst differansekontrakter. Videre blir oppgavens metode presentert i kapittel 3. Denne bygger på investeringsteori og konkret informasjon om differansekontraktberegninger i henhold til britisk og norsk differansekontrakt. Under metodekapittelet presenteres også datagrunnlaget for studien, og det blir videre gjort en vurdering der det kommer frem om grunnlaget er godt eller begrenset. Deretter blir resultatene presentert i kapittel 4, og det blir gjennomført analyser for å vurdere sensitiviteten til resultatene. Kapittel 5 diskuterer resultatene, før det i kapittel 6 blir tatt en konklusjon. Til slutt viser kapittel 7 en liste over referansene som er brukt.

2 Kunnskapsgrunnlag

Dette kapittelet tar for seg teori som er relevant i forbindelse med forskningsspørsmålet. Først presenteres auksjonsteori, som er ligger til grunn bak tildelingen av differansekontrakter i Storbritannia og Norge. Litteraturen som blir brukt er hovedsakelig engelsk, og informasjon og begreper er derfor oversatt fra engelsk til norsk. Deretter presenteres teori om differansekontrakter, før den britiske modellen og den norske modellen blir gjennomgått. Til slutt presenteres tidligere litteratur innenfor tema differansekontrakter.

2.1 Auksjonsteori

McAfee og McMillan (1987) forklarer at en auksjon er et marked med bestemte regler som styrer hvordan ressurser blir tildelt, samt hva prisene blir, basert på bud fra aktører i markedet. Det eksisterer ulike auksjonstyper, men overordnet kan det skilles mellom åpne og lukkede auksjoner. En åpen auksjon er en auksjon der aktørene som deltar blir gjort oppmerksom på hvilket bud som til enhver tid er det beste budet. Hver aktør får da mulighet til å legge inn et nytt og bedre bud. Auksjonen ender når ingen aktør ønsker å utkonkurrere det beste budet som ligger inne. Ved en lukket auksjon derimot vet ikke deltakerne i auksjonen hva konkurrentene byr inn. De har kun mulighet til å legge inn ett bud, og den aktøren som byr inn det beste budet vinner derfor auksjonen (McAfee & McMillan, 1987). Videre defineres ofte fire auksjonstyper i markedet, to åpne og to lukkede. De to åpne auksjonene kalles ofte engelsk auksjon og nederlandsk auksjon. De to lukkede auksjonstypene omtales ofte som første-pris og andre-pris (McAfee & McMillan, 1987; Milgrom & Weber, 1982). Ved tildeling av differansekontrakter gjennom den britiske og den norske modellen benyttes det en åpen auksjon, og disse to auksjonstypene forklares nærmere.

En engelsk auksjon er en åpen auksjon der det beste budet vil være det høyeste budet. Auksjonen foregår ved at aktørene legger inn et bud, og for hvert bud er prisen nødt til å øke. Slik fortsetter auksjonen helt til det gjenstår en budgiver. Under denne auksjonstypen blir vinnerbudet, og dermed auksjonsprisen, lik den nest høyeste budgiverens betalingsvilje (McAfee & McMillan, 1987). Når det er klart for aktøren hva denne verdien er, vil den ha en dominant strategi under auksjonen. Dette er den beste strategien en budgiver kan velge, uansett hvilke strategi de andre budgiverne velger (Pindyck et al., 2013). Den dominante strategien vil være å delta i auksjonen frem til et bud gjør at auksjonsprisen overskrider verdien aktøren har satt (McAfee & McMillan, 1987; Milgrom & Weber, 1982).

For eksempel, anta en auksjon med to aktører, aktør 1 og aktør 2. Begge aktørene har satt en verdi på det som auksjoneres bort, og vil ha en dominant strategi som sier at de skal by opp til denne verdien. Ide aktør 1 byr lik verdien til aktør 2, vil ikke aktør 2 legge inn et nytt bud. Aktør 1 vinner derfor auksjonen, og vinnerbudet reflekterer verdien til den nest høyeste budgiveren. Ved dette punktet er det kun en interessert budgiver igjen i auksjonen, og aktøren som vinner er derfor den budgiveren med høyest betalingsvilje. Resultatet blir en likevekt i dominante strategier, som er pareto-optimalt (Milgrom & Weber, 1982). En likevekt i dominante strategier betyr at begge budgiverne utøver sin dominante strategi. Pareto-optimalitet er et mål som brukes for å vurdere hvor effektiv en ressursallokering er, og et pareto-optimalt utfall er en situasjon der «ingen kan få det bedre uten at andre får det verre» (Pindyck et al., 2013).

En nederlandsk auksjon er også en åpen auksjon, men dette er en såkalt reversert auksjon. Det vil si at den gjennomføres på motsatt vis av den engelske, og det beste budet vil derfor være det laveste budet. Deltakerne byr inn på samme måte som under den engelske auksjonen, men for hvert bud er prisen nødt til å gå ned. Aktørene byr inn helt til en budgiver står igjen med det laveste budet (McAfee & McMillan, 1987).

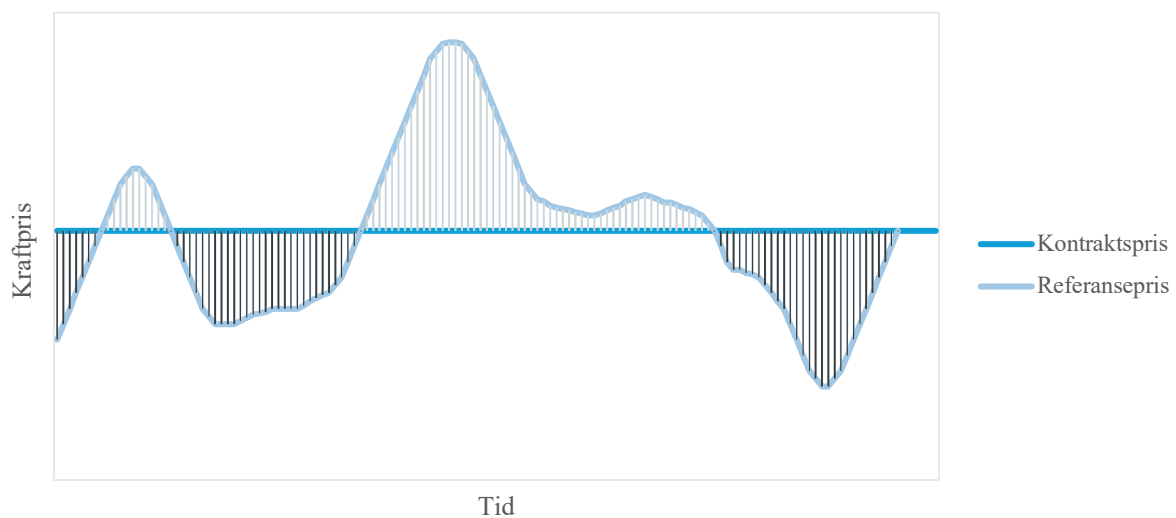
Jansen et al. (2022) viser til at auksjoner er foretrukket i det globale markedet hvis de predikerte gigawatt-timene med havvind skal realiseres. På en annen side viser en studie gjennomført av Winkler et al. (2018), at det ikke er noe entydig grunnlag for å alltid anbefale auksjoner når støtteordninger for fornybar energi skal innføres. Forfatterne har undersøkt effektiviteten av auksjonsbaserte støtteordninger ved å hovedsakelig vurdere utvalgte land som har gått over til å benytte dette støttesystemet. Resultatene viser at auksjoner er effektive, men ikke så effektive at de alltid kan anbefales som den beste ordningen (Winkler et al., 2018).

2.2 Differansekontrakter

En differansekontrakt for havvind er en langsiktig avtale der konsesjonseierens motpart garanterer konsesjonseier en kraftpris for å redusere risikoen forbundet med utbygging (Prop. 93 S (2022–2023); Winje et al., 2022). Konsesjonseierens motpart er ofte et statlig eid selskap, og konsesjonseier er i dette tilfellet en havvindprodusent. For å skape mer flyt gjennom studien vil konsesjonseierens motpart videre omtales som staten eller myndighetene, og konsesjonseier vil omtales som utbygger eller investor. To viktige elementer i en differansekontrakt er kontraktspris og referansepris. Som påpekt tidligere, er kontraktspris er den kraftprisen utbygger blir garantert gjennom kontrakten. Denne kan bestemmes gjennom en auksjon basert på bud fra produsenter, eller gjennom forhandlinger mellom stat og utbygger (Winje et al.,

2022). En referansepris betegner som nevnt den variable kraftprisen for den avtalte perioden (Prop. 93 S (2022–2023)). Det er differansen mellom disse to en differansekontrakt tar utgangspunkt i, og som avgjør hvor mye støtte som betales.

Det er flere varianter av differansekontrakter, men helt overordnet skilles det ofte mellom to typer, en ensidig differansekontrakt, og en tosidig differansekontrakt (Winje et al., 2022). En tosidig differansekontrakt fungerer på følgende måte. Dersom referanseprisen er lavere enn kontraktsprisen betaler staten differansen til utbygger. Hvis referanseprisen på den andre siden er høyere enn kontraktsprisen er utbygger nødt til å betale inn differansen til staten (Prop. 93 S (2022–2023)). Figur 1 illustrere dette. Den lysegrå skraveringen indikerer situasjoner der utbygger må betale inn differansen mellom kontraktspris og referansepris til staten. Den mørkegrå skraveringen indikerer på den andre siden situasjoner der staten må betale inn differansen mellom kontraktspris og referansepris til utbygger. Dette skiller en tosidig differansekontrakt fra en ensidig differansekontrakt. Ved en ensidig differansekontrakt er ikke utbygger nødt til å betale differansen til staten dersom referanseprisen er høyere enn kontraktsprisen (Winje et al., 2022). I dette tilfellet vil utbygger få betalt den mørkegrå skraveringen, samt beholde den lysegrå skraveringen i figur 1.



Figur 1: Illustrasjon av en tosidig differansekontrakt.

For å svare på forskningsspørsmålet tas det utgangspunkt i den britiske og den norske utformingen av en differansekontrakt. De er begge tosidige. Tabell 1 viser hovedtrekkene i de to modellene, og de blir nærmere forklart i de to neste delkapitlene. Til slutt blir forskjellene jeg ønsker å studere nærmere i denne studien trukket frem i delkapittel 2.2.3.

Tabell 1: Hovedtrekk ved differansekontraktordningen i Storbritannia og Norge.

	STORBRITANNIA	NORGE
Type virkemiddel	Tosidig differansekontrakt.	Tosidig differansekontrakt.
Antall gjennomførte auksjoner	Fem.	En.
Auksjonstype	Åpen, reversert auksjon (Nederlandsk).	Åpen, reversert auksjon (Nederlandsk).
Antall teknologitype(r) i auksjonsrunden	15 teknologityper.	En teknologitype.
Overordnet budsjett	227 millioner euro.	Ingen utover støttetak.
Konsesjonseierens motpart	Low Carbon Contracts Company v/staten.	Energidepartementet v/staten.
Reservasjonspris	44 britiske pund per MWh, målt i 2012 kroner.	Ingen.
Støttetak	Ingen.	23 milliarder norske kroner.
Referansepris	Alle timepriser på day-ahead markedet.	Gjennomsnitt av timesprisene i NO2 for den aktuelle måneden. Timer med negative kraftpriser ekskluderes fra beregningene. Timesprisene hentes på day-ahead markedet.
Minstepris	Under null britiske pund per MWh. Utbetaling av støtte fra myndighetene skjer frem til denne prisen.	Fem øre per kWh. Utbetaling av støtte fra myndighetene skjer ikke under denne prisen.
Dekking av nettutbyggingskostnader	Offshore Electricity Transmission Operators.	Havvindinvestor betaler for radiell kabel, mens Statnett betaler hovedsakelig for kabelstrukturen ved tilknytning til flere markeder.
Sanksjonsmuligheter dersom prosjektet ikke realiseres	Investor får ikke mulighet til å delta i neste havvindauksjon.	Investor pålegges en bot på to milliarder norske kroner.

2.2.1 Den britiske modellen

I Storbritannia benytter de en tosidig differansekontrakt, noe de har gjort siden 2014 da den første auksjonsrunden ble gjennomført (Department for Business Energy and Industrial Strategy, 2022a; Watson & Bolton, 2023). Britene har gjennomført totalt fem auksjonsrunder, men for å øke investeringene i fornybar energi vil det fra og med 2023 arrangeres årlige auksjoner (Department for Business Energy and Industrial Strategy, 2022a). Gjennom fem auksjonsrunder har ordningen med differansekontrakter utviklet seg, og det er rammeverket knyttet til den femte auksjonsrunden som legges til grunn når jeg i det videre beskriver den britiske modellen.

Før auksjonsrunden sendte regjeringen i Storbritannia ut en varslings, som la føringene for den kommende auksjonen. I varslingen var det spesifisert et budsjett som skulle fordeles, samt hvordan dette skulle fordeles hvert leveringsår. Budsjettet var på totalt 227 millioner euro (Department for Energy Security and Net Zero, 2023a). Det var 15 teknologier som kunne være med å konkurrere, og innenfor hver teknologi ble det lyst ut flere differansekontrater tilknyttet spesifikke prosjekter. Det er disse kontraktene ulike markedsaktører konkurrerer om når de legger inn bud i auksjonen. De 15 teknologiene var fordelt mellom to teknologigrupper. Bunnfast havvind var del av teknologigruppe 1, definert som Pot 1, og flytende havvind var del av teknologigruppe 2, definert som Pot 2. De andre teknologiene i Pot 1 var energi fra avfall med kraftvarme (CHP), vannkraft (>5MW og <50MW), deponigass, landvind (>5MW), ekstern øyvind (>5MW), kloakkgass og sol (>5MW). De andre teknologiene i Pot 2 var avanserte konverteringsteknologier (ACT), anaerob fordøyelse (AD) (>5MW), dedikert biomasse med CHP, geotermisk, tidevannsstrøm og bølge (Department for Business Energy and Industrial Strategy, 2022c). Myndighetene skiller teknologiene i grupper basert på modenhet, der hensikten er å unngå konkurranse mellom teknologier som ikke er like modne. På den måten sikrer de at budsjettet fordeles mellom flere teknologier og at ikke den teknologien med lavest forventede enhetskostnader for energi, LCOE, blir favorisert og ender opp med alt (Haelg, 2020).

De benytter en er åpen reversert auksjon, også kalt nederlandsk auksjon, (Watson & Bolton, 2023), der aktørene legger inn bud som reflekterer prisen de er villig til å bygge ut for. Budene kan ikke overskride reservasjonsprisen myndighetene har satt, som for bunnfast havvind og flytende havvind henholdsvis er på 44 britiske pund per MWh og 116 britiske pund per MWh, målt i 2012 priser (Department for Business Energy and Industrial Strategy, 2022c). En reservasjonspris er et tak på hvor mye produsentene maksimalt kan by inn (Coutinho, 2023).

Aktørene som byr inn har mulighet til å justere budene sine fire ganger, noe som sikrer at den totale budsjettpåvirkningen fra hvert prosjekt minimeres (Department for Energy Security and Net Zero, 2023b; Kell et al., 2023a). Budene blir videre sortert fra lavest til høyest, og auksjonen får en klareringspris lik det siste budet som ikke overskrider budsjettet (Department for Energy Security and Net Zero, 2023b). Det betyr at det siste suksessfulle budet innenfor hver teknologi setter kontraktsprisen for alle differansekontraktene som deles ut i auksjonsrunden for den teknologien.

Hvor mange prosjekter som tildeles en differansekontrakt avhenger av total budsjettpåvirkning, som bestemmes i henhold til en verdivurderingsformel. Det er den nasjonale systemoperatøren som vurderer hvilke bud som vil være innenfor budsjett, og hvilke som vil overskride budsjettet. En systemoperatør er en aktør med ansvar for kraftnettet (Creti & Fontini, 2019). Systemoperatøren bruker verdivurderingsformelen på hvert bud, sortert fra lavest til høyest. For hvert bud som vurderes, summeres resultatene for å se påvirkningen på det totale budsjettet. Når et bud til slutt gjør at det totale budsjettet overskrides, blir ikke dette akseptert og det blir ikke inngått en differansekontrakt med denne utbyggeren. Hvis to aktører legger inn et likt bud, men budsjettet ikke er stort nok til å akseptere begge, vil aktørene bli vurdert etter et bestemt regelverk (Department for Energy Security and Net Zero, 2023b).

Det er det statlig eide selskapet Low Carbon Contracts Company (LCCC) som er konsesjonseierens motpart, og dermed ansvarlig for alle inn- og utbetalinger som finner sted mellom stat og utbygger. Transaksjonene blir beregnet ved hjelp av kontraktspris og referanseprisen, men i Storbritannia har de to referansepriser. Det er en for grunnlast teknologier og en for uregulerbare teknologier. Havvind faller under den siste kategorien, og skal beregne en referansepris i henhold til The Intermittent Market Reference Price (IMRP). LCCC beregner ikke referanseprisen selv, men får den fra EMR Settlement Limited (EMRS). Når EMRS beregner IMRP benytter de day-ahead-data fra børsene EPEX SPOT og N2EX, og beregner en referansepris på timesbasis, der alle kraftpriser er inkludert (EMRS, 2024). Referanseprisen benyttes videre for å beregne inn- og utbetalinger mellom investor og stat. Når utbetalingene fra stat til investor blir beregnet, det vil si støttebeløpet til investor, har de britiske myndighetene satt en minstepris på null øre per kWh. I Storbritannia praktiseres minsteprisen slik at utbetaling av støtte fra stat til investor skjer frem til denne prisen. Det betyr at ved produksjon i timer med negative kraftpriser, får investor maksimalt utbetalt et støttebeløp lik kontraktsprisen.

Differansekontraktordningen finansieres gjennom en avgift som pålegges energileverandører. Energileverandørene legger videre denne avgiften inn på forbrukerens strømregning, noe som i praksis betyr at forbrukerne betaler for ordningen. Ved eventuelle innbetalinger til staten trekkes dette fra på forbrukernes strømregning, som da blir mindre (Watson & Bolton, 2023). Det er Offshore Transmission System Operators (OFTO), som betaler for å bygge og vedlikeholde nett-tilknytning som er nødvendig til havvindparken (nationalgrid, 2015). Det vil si en systemoperatør. I dette tilfellet eier, drifter og vedlikeholder systemoperatøren kraftnettet i forbindelse med havvindinstallasjoner. Kontrakten har en varighet på 15 år og dersom konsesjonseier ikke overholder kontrakten får ikke selskapet delta i neste auksjonsrunde (Watson & Bolton, 2023).

2.2.2 Den norske modellen

Juni 2023 fikk regjeringen fullmakt til å inngå en tosidig differansekontrakt for første fase av Sørlege Nordsjø II (Stortinget, 2023), og et endelig utkast til Norges første differansekontrakt for havvind ble publisert november samme år. Auksjonen åpnet 18. mars, og 20. mars var det en aktør, Ventyr, som ble tildelt prosjektområdet for Sørlege Nordsjø II (Regjeringen, 2024). Auksjonen for Sørlege Nordsjø II var også en nederlandsk auksjon, det vil si en åpen, reversert auksjon. For å få lov til å være med i auksjonen måtte aktørene i forkant oppfylle definerte krav til gjennomføringsevne (Energidepartementet, 2024).

Konsesjonseierens motpart under den norske modellen er staten ved Energidepartementet. I utgangspunktet vil departementet forvalte utbetalingene, men staten har mulighet til å gi et annet statlig organ fullmakt til dette. Per februar 2024 er det ikke presisert mer om utbetalingene enn at de vil være en utgift i statsbudsjettet. Kontrakten som inngås har en varighet på 15 år. Dersom investor bryter kontrakten før støtteperioden, kan det påløpe dagbøter og/eller støtteperioden kan bli redusert. Hvis det forekommer avtalebrudd i støtteperioden, kan staten redusere sine utbetalinger, og ved vesentlig avtalebrudd kan avtalen heves av begge parter. Hvis staten velger å heve avtalen på grunn av forsinkelser eller mangel på gjennomføring av prosjektet, er investor nødt til å betale en bot på to milliarder norske kroner. I løpet av støtteperioden er transaksjonene mellom stat og investor begrenset til maksimalt 23 milliarder kroner. Det vil si at staten maksimalt kan betale ut 23 milliarder kroner til investor, og investor kan maksimalt betale ut 23 milliarder kroner til staten. Denne begrensningen omtales i denne studien som et støttetak.

Referanseprisen i den norske modellen fastsettes månedlig basert på et gjennomsnitt av timesprisene i NO2 for den aktuelle måneden. Timer med negative kraftpriser ekskluderes fra beregningene, og timesprisene hentes fra day-ahead-markedet. Det er også innført en minstepris på fem øre per kWh. Den sier at i timene der kraftprisen er mindre enn fem øre per kWh, skal eventuelle betalinger av støttebeløp settes til null. Det vil si at utbygger ikke mottar støtteutbetalinger ved produksjon i disse timene, kun salgsinntekter fra markedet. Kontrakten sier at minstepris, støttebeløp og kontraktspris skal indeksreguleres én gang. Denne reguleringen skal finne sted før anlegget stettes i drift. Etter driftsettelse holdes verdiene konstante gjennom differansekontraktens levetid (Energidepartementet, 2023a; Prop. 93 S (2022–2023)). Ulike nettløsninger har vært vurdert for Sørlige Nordsjø II, en radiell kabel og en hybrid kabel. Ved en radiell kabel er konsesjonseier nødt til å dekke nettkostnaden, men ved en hybrid kabel blir konsesjonseier bare pålagt å dekke en liten andel da Statnett hovedsakelig står for investeringen (Statnett, 2022a).

2.2.3 Tre utvalgte forskjeller

Fra delkapittel 2.2.1 og 2.2.2 kan flere forskjeller mellom den norske og den britiske modellen løftes frem. I denne studien er det valgt å trekke ut tre av disse forskjellene å jobbe videre med for å svare på problemstillingen og delspørsmålene som er definert i kapittel 1.1. Først blir det sett nærmere på hvordan utformingen av referansepris påvirker investors lønnsomhet, og myndighetenes utbetalinger. Videre blir det vurdert hvordan ulike minstepriser virker inn på utfallet. Til slutt trekkes innføringen av et støttetak og en reservasjonspris frem for å se hvordan påvirkning dette har.

2.3 Aktuelle studier

Som følge av energikriser og klimamål har Fabra (2023) har sett på hvordan det europeiske kraftmarkedet kan omstruktureres, for å i større grad tilpasses dagens og fremtidens energisituasjon. I studien anbefaler forfatteren å benytte differansekontrakter i forbindelse med investeringer i fornybar energi, da dette virkemiddelet vil bidra til risikohåndtering for investor, noe også Beiter et al. (2024) argumenterer for. Det er flere risikoaspekter ved å bygge ut fornybar energi. Schmidt (2014) viser til at investeringsrisikoen ved slik utbygging er høyere sammenlignet med fossil energi, da disse utbyggingene er mer kapitalkrevende. En økt investeringsrisiko vil påvirke partene som er del av investeringen og bli synlig gjennom økte avkastningskrav, noe som medfører redusert konkurransefortrinn for fornybar energiproduksjon (Schmidt, 2014).

Pahle og Schweizerhof (2016) drøfter på en annen side hvordan eksponering for variable kraftpriser øker investors risiko. Risikoen øker fordi kraftprisen settes basert på marginalkostnaden til den siste teknologien som må produsere for å dekke etterspørselen i markedet (Creti & Fontini, 2019). I timene der dette er en teknologi med lave marginalkostnader, som vind og sol (Statnett, 2022b), oppnår investor lave salgsinntekter. Lave salgsinntekter påvirker investors finansielle forpliktelser, og øker risikoen for at investor ikke klarer å oppfylle disse (Beiter et al., 2024). På den måten kan kraftprisrisiko bremse utbyggingen av fornybar energi (Pahle & Schweizerhof, 2016). Når investorer på en annen side blir sikret en stabil inntekt gjennom en differansekontrakt, så kan det medføre økt interesse for prosjektene blant investorer med lavere krav til avkastning. Et lavere avkastningskrav gir billigere energiprojekter, og kan bidra til en raskere utbygging av fornybar energi (Beiter et al., 2024). Risikohåndtering gjennom en differansekontrakt kan derfor motvirke noe av risikofaktorene forbundet med utbygging av fornybar energi, og følgelig fremme utbygging av fornybar energi til lave kostnader (Jansen et al., 2022; Kell et al., 2023b; Kröger et al., 2022; Neuhoff et al., 2022).

Et virkemiddel som fremmer utbyggingen av fornybar energi til lave kostnader er positivt for investor, men også for forbrukere. Først vil en økt utbygging av energikilder med lave marginalkostnader redusere kraftprisen i markedet (Creti & Fontini, 2019), noe som vil være positivt for forbrukere. Jåstad og Bolkesjø (2023) viser eksempelvis at for hver gigawatt med installert havvind, så vil den norske kraftprisen reduseres med 0,4 euro per MWh. Samtidig kan en tosidig differansekontrakt som er utformet på samme måte som i Storbritannia være til fordel for forbrukere. Året 2022 var preget av gassmangel, noe som resulterte i at kraftprisene generelt lå over kontraktsprisene i Storbritannia. Konsekvensen ble store utbetalinger fra utbygger til stat gjennom differansekontrakten, som videre ble overført til forbrukerne (Watson & Bolton, 2023). En differansekontrakt kan på den måten beskytte forbrukerne til en viss grad mot pristopper (Kröger et al., 2022; Neuhoff et al., 2022).

På en annen side, når kraftprisen er under kontraktsprisen, vil forbrukerne bære nedsiden med differansekontrakten gjennom en økt regning. Det kommer da frem at en differansekontrakts evne til å håndtere risiko, i realiteten bare er en risikooverføring fra investor til stat, som igjen ofte overføres til forbrukerne (Simshauser, 2019). Nelson og Dodd (2023) vurderer sosial rettferdighet i sammenheng med differansekontrakter. De har undersøkt den australske ordningen i New South Wales, der kostnadene dekkes gjennom nettverksavgifter. Forfatterne konkluderer med en slik kostnadsoverføring hovedsakelig påvirker sårbare forbrukere med et

høyt energiforbruk, og ordningen forverrer deres økonomi gjennom en ytterligere belastning. Det igjen resulterer i at husholdningene ikke har mulighet til å investere i andre energiløsninger, som kunne redusert deres etterspørsel (Nelson & Dodd, 2023). For å unngå disse uheldige utfallene, kan staten legge inn begrensninger i differansekontrakten som gjør risikooverføringen fra investor til stat mindre. Å begrense utbetalingene gjennom et støttetak er et eksempel på en slik begrensning. Dette ble gjort i Danmark, noe som resulterte i mindre risiko for staten, men økt risiko for investor (Jansen et al., 2022). Samtidig, ved å legge inn begrensninger i differansekontrakten kan det stilles spørsmål med hvorvidt prosjekter vil bli realisert.

Et uheldig aspekt ved differansekontrakter er at de kan gi incentiver til å maksimere produksjon uansett markedssituasjonen (ENTSO-E, 2024; Schlecht et al., 2024). Dette gjelder hovedsakelig når kontrakten beregner referansepris basert på timespriser, slik som i Storbritannia. Incentivene skyldes at produsenten er garantert en kraftpris gjennom kontrakten, noe som gjør det gunstig å maksimere produksjonsmengde fremfor verdien på det som produseres (ENTSO-E, 2024; Schlecht et al., 2024). Dette er negativt av flere grunner, noe ENTSO-E (2024) og (Schlecht et al., 2024) diskuterer. For det første påvirker det investeringsvalget, da det ikke gir investor incentiver til å velge løsninger som kunne bedret fleksibiliteten i markedet. I stede blir løsninger som maksimerer produksjon valgt, uavhengig av hvilke signaler markedet sender (ENTSO-E, 2024; Schlecht et al., 2024). For det andre påvirker det oppgraderingsvalg gjennom anleggets levetid, noe som kan resultere i mangel på oppgraderinger, men også for mange oppgraderinger (Schlecht et al., 2024). Et tredje argument er at investor ikke har noe incentiv til å tilpasse tidspunktet for vedlikehold til perioder med lave markedspriser, ettersom oppnådd kraftpris er den samme, og lik kontraktsprisen uansett. Ideelt vil vedlikehold planlegges til tider med lave kraftpriser (ENTSO-E, 2024; Schlecht et al., 2024). Et fjerde argument fra ENTSO-E (2024) er at disse incentivene heller ikke fremmer investeringer i områder med knapphet. Et siste argument er at investor kan ha incentiver til å produsere ved negative kraftpriser, noe som betyr at de produserer under egne marginalkostnader (ENTSO-E, 2024; Schlecht et al., 2024).

Fellesnevneren blant ulempene som trekkes frem er at incentivene til å ta valg basert på hva markedet trenger forsvinner. Fra et effektivt perspektiv er det gunstig å maksimere produksjon i timer med høy kraftpris, og produsere mindre i perioder med lav kraftpris. Årsaken er at en høy kraftpris reflekterer knapphet i markedet, og følgelig et behov for kraft. Er kraftprisen på den andre siden lav er ikke behovet like stort, og kraftverket burde begrense produksjonen

(Schlecht et al., 2024). En studie gjennomført av Winje et al. (2022) viser til at flere land i Europa har sikret seg til en viss grad mot disse insentivene ved å sette en nedre grense for kraftprisen, en minstepris. Denne er ofte satt lik null i landene som er undersøkt. Hensikten er å begrense produksjon ved negative priser, ettersom det signaliserer at det allerede er nok kraft i markedet (Prop. 93 S (2022–2023); Winje et al., 2022).

En minstepris fungerer som nevnt som en nedre grense for kraftprisen, men ulike differansekontraktmodeller har ulik tilnærming til bruken av minstepris i forbindelse med støtteutbetalinger. I Storbritannia for eksempel har de satt en minstepris lik null. Den fungerer slik at investor uansett får utbetalt støtte frem til minsteprisen. Det vil si at ved produksjon i timer med negative kraftpriser, så vil investor få en støtteutbetaling, men støtteutbetalingen blir aldri større enn kontraktsprisen på grunn av minsteprisen. I Norge derimot har staten satt denne nedre grensen til 5 øre per kWh for kontrakten på Sørlege Nordsjø II (Energidepartementet, 2023a). Her er differansekontrakten utformet slik at hvis kraftprisen er lavere enn minsteprisen, så mottar ikke investor noe støtteutbetaling ved produksjon i denne timen, kun eventuelle salgsinntekter fra markedet. Dette kan illustreres med et eksempel. Anta en kontraktspris lik 115 øre per kWh, og en kraftpris på -10 øre per kWh. En britisk investor vil i dette tilfellet motta en støtteutbetaling på 115 øre per kWh, men en norsk investor vil ikke motta en støtteutbetaling i det hele tatt. Dette kommer tydeligere frem i delkapittel 3.2. NRK har senere vist til at Norge i følge Nordpool har hatt 132 dager med en gjennomsnittlig kraftpris under 5 øre per kWh siden 2019 (Topdahl et al., 2024). Gjennom vindparkens levetid kan derfor en slik begrensning påvirke investors lønnsomhet, ettersom det ikke blir noe støtteutbetaling disse dagene, og utbygger mottar kun inntekt gjennom salg til markedspris. Som et resultat kan investor sette et høyere krav til avkastning for å få lønnsomhet i prosjektet, sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. Et økt avkastningskrav vil reflekteres i en høyere kontraktspris og et økt subsidienivå (Winje et al., 2022). Winje et al. (2022) peker videre på at en slik risikooverføring fra stat til utbygger kan medføre et samfunnsøkonomisk tap ettersom differansekontraktens kostnadseffektivitet reduseres. Samtidig er det viktig å påpeke at året 2020 besto av rekordlave kraftpriser (Jelsness & Valseth, 2021).

En annen problemstilling som har blitt belyst er at aktørene som byr under havvindauksjoner kan ha insentiver til å by aggressivt for å sikre seg kontrakten (Huebler et al., 2017; Kell et al., 2023a; Müsgens & Riepin, 2018; Welisch & Poudineh, 2020). Det innebærer at de byr en kontraktspris som ligger lavere enn forventede enhetskostnader for energi, LCOE. I Tyskland har det for eksempel skjedd at investorer ved en ensidig differansekontrakt har bydd en

kontraktspris lik 0, noe som i praksis betyr at de selger til markedspris og ikke får utbetalt noe støtte. Det at kontrakten er ensidig, påvirker åpenbasert de aggressive budene (Huebler et al., 2017). Problemet med at investorer byr aggressivt er at risikoen for at prosjektene ikke bygges ut øker. Det følger av at investor ikke klarer å få prosjektet lønnsomt med den aggressive kontraktsprisen (Kell et al., 2023a). Myndighetene har mulighet til å sikre seg i noe grad mot disse insentivene ved å innføre krav til pre-kvalifisering blant budgiverne og straff for å ikke realisere prosjektet (Kell et al., 2023a; Kreiss et al., 2017; Matthäus, 2020; Welisch & Poudineh, 2020). Welisch og Poudineh (2020) viser at ved manglende kriterier for pre-kvalifisering, eller mangel på straff for å ikke overholde kontrakten, så kan oppførselen til aktørene i budrunden endres. De peker på Storbritannia som eksempel, og mener det er sannsynlig å oppleve bud under faktiske kostnader her grunnet dette. Simuleringer foretatt i studien underbygger dette da budene i simuleringene avviker fra de empiriske budene (Welisch & Poudineh, 2020).

2.4 Kunnskapsbehov

Kell et al. (2023a) viser til at flere studier har vurdert auksjonsdesign i forbindelse med differansekontrakter, men at få har undersøkt konkrete eksempler, slik som forfatterne selv valgte å gjøre. Gjennom litteratursøket sitter jeg igjen med et tilsvarende inntrykk, nemlig at det er få som har regnet på konkrete eksempler, og tallfestet hvordan utformingen av en differansekontrakt påvirker investor og myndighetene. Jeg ønsker å belyse dette kunnskapshullet nærmere gjennom mitt forskningsspørsmål (se delkapittel [1.1](#)).

3 Metode

I dette kapitlet gis det først en kort presentasjon av tradisjonelle nåverdiberegninger, og deretter hvordan disse beregningene er tilpasset for å reflektere kontantstrømmer og risiko ved britiske og norske differansekontrakter. Deretter presenteres spesifikk informasjon om beregninger i henhold til britisk og norsk differansekontrakter, samt kontraktspris. Data og forutsetninger som er nødvendig for å benytte alle formlene presenteres i delkapittel 3.3. Til slutt gjøres det en vurdering av datagrunnlaget.

3.1 Investeringssteori

Hensikten med en investering er å skape verdi, og derfor er det sentralt å vurdere et investeringsobjekt før en beslutning blir tatt. Bøhren og Gjærum (2020) forklarer at nåverdi er kan betraktes som et mål på verdiskapning, og i henhold til finansiell teori bør bedrifter benytte netto nåverdimetoden (NNV) før en investeringsbeslutning (Hillier et al., 2017; Oslo Economics, 2022). Den tradisjonelle beslutningsregelen for investeringer er gitt ved formel 1,

$$NNV = -I + \sum_{t=1}^T \frac{E(KS_t)}{(1+r)^t} > 0, \quad (1)$$

der I er investeringsutlegget i år null, $E(KS_t)$ er forventede netto kontantstrømmer på tidspunkt t , r er kapitalkostnaden som reflekterer investor sitt krav til avkastning, derfor også kalt avkastningskrav, og T er den forventede økonomiske levetiden til prosjektet. Nåverdimetoden sier at ved uavhengige prosjekter skal prosjekter med en positiv nåverdi aksepteres, prosjekter med en negativ nettonåverdi skal forkastes, og dersom det er et prosjekt der nettonåverdi er null, vil en være likegyldig til investeringen (Bøhren & Gjærum, 2020; Hillier et al., 2017). At prosjektene er uavhengige betyr at beslutningen om å investere i det ene prosjektet ikke påvirker beslutningen om å investere i de/det andre prosjektet (Bøhren & Gjærum, 2020).

Gjennom en differansekontrakt blir investor sikret en kontraktspris, og følgelig en stabil inntekt over en periode. Dette påvirker inntektssiden til de forventede kontantstrømmene, $E(KS_t)$, samt kapitalkostnaden til prosjektet, r . Det antas derfor at disse variablene vil være ulike i perioden med en differansekontrakt, og i perioden uten en differansekontrakt. De forventede kontantstrømmene vil være ulike ettersom inntekten blir ulik. En forklaring på hvorfor kapitalkostnaden vil være ulik følger i neste avsnitt.

Når en kontantstrøm står ovenfor mer risiko, vil kapitalkostnaden øke. Kapitalkostnaden består blant annet av et risikopåslag, beta. Beta måler den systematiske risikoen eierne står ovenfor ved en investering. Systematisk risiko er en form for usikkerhet som investor ikke har mulighet til å fjerne, selv ikke gjennom diversifisering, som innebærer at investeringsbeløpet splittes opp mellom flere prosjekter (Bøhren & Gjærum, 2020). Den systematiske risikoen, altså beta, vil trolig være ulik i perioden med en differansekontrakt og i perioden uten en differansekontrakt. Det følger av at beta reflekterer forventet endring i prosjektverdien som følge av svingninger i markedet (Bøhren & Gjærum, 2020), det vil si konjunkturer (Holden, 2021). Under differansekontrakten vil ikke markedsconjunkturer påvirke prosjektverdien i stor grad, og det er derfor logisk å anta en lavere beta i denne tidsperioden. Ved differansekontraktens slutt blir derimot prosjektverdien i større grad eksponert for svingninger i markedet, og det er logisk å anta en høyere betaverdi som vil reflektere disse conjunkturerne.

Nåverdiregelen for en investering der man innledningsvis er sikret en stabil inntekt gjennom differansekontrakten kan uttrykkes som formel 2,

$$NNV = -I + \sum_{t=t^*}^T \frac{E(KS_{DF_t})}{(1+r_{DF})^t} + \sum_{t^*=T}^T \frac{E(KS_{M_t})}{(1+r_M)^t} \quad (2)$$

der $E(KS_{DF_t})$ er forventede netto kontantstrømmer med en differansekontrakt (DF) på tidspunkt t og r_{DF} er avkastningskravet under en differansekontrakt. Perioden strekker seg fra t til t^* , der t^* er slutten på differansekontraktens levetid. $E(KS_{M_t})$ er forventede netto kontantstrømmer uten en differansekontrakt, det vil si under markedsinntekter (M), på tidspunkt t , og r_M er avkastningskravet under markedsinntekter. Perioden strekker seg fra t^* til T , der T er slutten på anleggets økonomiske levetid.

3.2 Differansekontraktberegninger

Dette delkapittelet presenterer hvordan referansepris beregnes under de to modellene, samt avregningsbeløp. For å gjøre det enklere å følge formlene, samt se likheter og forskjeller mellom britisk og norsk differansekontrakt, velger jeg å benytte like notasjoner i formlene som presenteres. Det innebærer at jeg endrer notasjonene i de britiske formlene til å samsvare med de norske notasjonene. Innholdet i formlene endres ikke, kun måten de visualiseres på. Til slutt presenteres formelen for Levelized Cost of Electricity (LCOE), som benyttes i forbindelse med valg av kontraktspris.

I denne studien vil kraftprisene i alle beregninger hentes fra ENTSO-E Transparency Platform, og være «day-ahead» priser for prisområdet NO2. Det følger av at Sørlege Nordsjø II legges til grunn som eksempel. ENTSO-E Transparency Platform benyttes fremfor Nordpool, da Nordpool har etablert en betalingsmur for å hente ut historiske kraftpriser. Kraftprisene som hentes hos ENTSO-E Transparency Platform er de samme som er tilgjengelig hos Nordpool.

3.2.1 Referansepris med britisk modell

I den britiske modellen for differansekontrakter er referanseprisen for uregulerbare teknologier satt lik spotprisen per time (s_t), der spotprisen hentes fra børsene EPEX SPOT og N2EX² (EMRS & LCCC, 2024). Referanseprisen betegnes som IMRP i det britiske regelverket, men vil i denne oppgaven få notasjonen r_t . Referanseprisen per time kan uttrykkes ved formel 3,

$$r_t = s_t \quad (3)$$

3.2.2 Avregningsbeløp med britisk modell

Etter referanseprisen er beregnet skal totale inn- og/eller utbetalinger mellom stat og utbygger, også kalt avregningsbeløp, beregnes. Avregningsbeløpet under den britiske modellen beregnes ved hjelp av formel 4³.

$$A_t = (K - r_t) * X_t + RA + CIA \quad (4)$$

der A_t er avregningsbeløp per time t , K er kontraktspris, r_t er referansepris i en time t , og X_t er avregnet produksjon i time t . RA er eventuelle justeringer i avregningsbeløpet som følge av ulike hendelser, gitt av bestemmelser og vilkår i kontrakten. CIA er en rente som skal betales i forbindelse med eventuelle justeringer i avregningsbeløpet (EMRS & LCCC, 2024; LCCC, 2023b). I denne studien antas det at RA og CIA er lik null, slik at avregningsbeløpet er lik differansen mellom kontraktspris og referansepris.

I timer der kraftprisen er negativ skal avregningsbeløpet, A_t , settes lik kontraktsprisen, K . Dette er gitt av formel 5⁴,

$$A_t = K \quad (5)$$

² Hvis spotprisen ikke foreligger hos børsene EPEX SPOT og N2EX, benyttes formel $r_t = \frac{\sum_{i=1}^e DAP_{i,t} * DAV_{i,t}}{\sum_{i=1}^e DAV_{i,t}}$,

der e er antall timer i døgnet, $DAP_{i,t}$, er spotprisen per time t , hentet fra day-ahead markedet og $DAV_{i,t}$ er avregnet produksjon per time. Formel og forklaring er gjengitt fra LCCC (2023b) s. 105, samt supplert med informasjon fra LCCC (2023a). I denne studien benyttes ikke denne formelen, da formel 3 legges til grunn som hovedformel i den britiske differansekontrakten.

³ Opprinnelig var formelen notert som $NPA = ADA + RA + CIA$, slik som det fremgår i LCCC (2023b) side 114.

⁴ Opprinnelig var formelen notert som $Differanse = MAX(SP-IMRP, SP)$, slik det fremgår av EMRS og LCCC (2024) side 8.

Det betyr at uansett hvor negativ kraftprisen er, så vil ikke utbetalingen være større enn kontraktsprisen. For eksempel, hvis kontraktsprisen er 115 øre per kWh, men spotprisen en tilfeldig time er -10 øre per kWh, så vil utbygger maksimalt få utbetalt 115 øre per kWh. Utbetalingen blir på den måten begrenset til kontraktsprisen (EMRS & LCCC, 2024).

3.2.3 Referansepris med norsk modell

For å beregne referanseprisen under den norske modellen benyttes formel 6, hentet fra Energidepartementet (2023b), side 4 og 5.

$$r_i = \frac{\sum_{t=1}^n s_t * x_t}{\sum_{t=1}^n x_t} \quad (6)$$

der r_i er referansepris i måned i , s_t er spotpris per avregningsperiode og x_t er avregnet produksjon per avregningsperiode i en måned. Avregningsperiode er her og videre definert som per time da det er den korteste tidsperioden som kan benyttes for å beregne innmatet elektrisk kraft (Energidepartementet, 2023a). Formelen forutsetter at hvis $s_t < 0$, så er $x_t = 0$, som betyr at hvis spotprisen i noen timer faller under null og er negativ, så vil disse timene ekskluderes fra referanseprisberegningen (Energidepartementet, 2023a; Energidepartementet, 2023b). Det som i praksis blir gjort er å multiplisere spotpris per time med produksjon per time, gitt at spotprisen er positiv, og deretter dividere på total produksjon i den aktuelle måneden. Total produksjon inkluderer kun produksjon i timer med positiv spotpris.

3.2.4 Avregningsbeløp med norsk modell

Avregningsbeløpet under den norske modellen beregnes hovedsakelig ved hjelp av formel 7, hentet fra Energidepartementet (2023b), side 5. Forklaringene til formelen er presentert på side 4 i vedlegget.

$$A_i = (K - r_i) * X_i \quad (7)$$

der A_i er avregningsbeløp i måned i , K er kontraktspris, r_i er referansepris i måned i og X_i er avregnet produksjon i måned i , men det er to unntak der det er være nødvendig å benytte formel 8,

$$A_i = \sum_{t=1}^n a_t \quad (8)$$

der

Unntaksregel a: $a_t = 0$ hvis $s_t < M$

*Unntaksregel b: $a_t = (M - s_t) * x_t$ hvis $(K - r_i) < 0$ og $M < s_t < M + (r_i - K)$*

Hvis ingen av tilfellene skrevet over oppstår, så er $a_t = (K - r_i)X_t$.

A_i er avregningsbeløp i måned i og a_t er avregningsbeløp per avregningsperiode, det vil si time, i en måned. Det første unntaket inntreffer hvis minsteprisen, M , er høyere enn spotprisen per avregningsperiode, s_t , og sier at avregningsbeløpet, A_t , skal settes lik null i dette tilfellet. Det andre unntaket inntreffer hvis differansen mellom kontraktspris, K , og referansepris i måned i , R_i , er negativ, og summen av spotpris per avregningsperiode og differansen er mindre enn minsteprisen. I dette tilfellet skal minstepris og spotpris benyttes for å finne avregningsbeløpet istedenfor kontraktspris og referansepris. Hvis det er nødvendig å benytte formel 8, så benyttes denne kun på de aktuelle timene. De resterende timene som ikke omfattes av unntaket benytter formel 7 (Energidepartementet, 2023b).

3.2.5 Kontraktspris

For å sette en kontraktspris benytter jeg en tredelt fremgangsmåte. Først setter jeg kontraktsprisen til samme nivå i begge land, og velger et nivå som reflekterer kostnadsanslagene til Sørlege Nordsjø II, inklusiv informasjon om aksjonsresultatet. Deretter setter jeg kontraktsprisen i Storbritannia til nivåer som reflekterer at deres utbetalinger i henhold til differansekontrakten med sikkerhet varer i 15 år, til forskjell fra den norske, som avkortes dersom maksimalt støttebeløp på 23 milliarder kroner inntreffer tidligere. Til slutt setter jeg kontraktsprisen til nivåer som gir netto nåverdi lik null for hvert land og hvert prisscenario. I det videre utdypes det litt kort om første og andre del av fremgangsmåten.

European Commission (2013) mener LCOE den beste metoden å benytte ved fastsettelse av et støttenivå for fornybar kraftproduksjon, og det tas derfor utgangspunkt i denne ved første del av fremgangsmåten. LCOE er et verktøy der alle kostnader som påløper gjennom et anleggs økonomiske levetid blir fordelt på totalproduksjon gjennom levetiden (Creti & Fontini, 2019; NVE, 2023c).

LCOE er gitt av formel 9,

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + OM_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (9)$$

der I_t er investeringskostnad i år t , OM_t er drifts- og vedlikeholdskostnader i år t , F_t er råstoffkostnader i år t , E_t er energi som er produsert og solgt i markedet ved år t og r er kapitalkostnad. Formelen og forklaringen er oversatt fra engelsk til norsk og hentet fra Creti og Fontini (2019) side 313.

Samtidig kan det tenkes at å sette en kontraktspris lik LCOE ikke er helt realistisk. Det følger av at under en differansekontrakt er utbygger sikret en kraftpris en viss periode, men ikke hele den økonomiske levetiden til anlegget. I et basis-scenario forventes kraftprisen å synke de kommende årene (Kirkerud et al., 2023; Statnett, 2023), noe som kan gi insentiver til å by over LCOE. Da vil utbygger i større grad ta hensyn til de siste årene uten sikker inntekt. Dette støttes av Visser og Held (2014), som peker på at det under en differansekontraktordning vil være feil å sette kontraktsprisen i Storbritannia lik LCOE. Med bakgrunn i dette velges det å sette en kontraktspris noe over beregnet LCOE.

I del to av fremgangsmåten endres kontraktsprisen i Storbritannia til nivåer som hensyntar at utbetalingene i Storbritannia med sikkerhet varer i 15 år, da det antas å gi mindre insentiver til å by over LCOE, sammenlignet med i Norge. Dette steget gjennomføres etter støttetaket er lagt til i den norske modellen. Netto nåverdi i den norske modellen blir først beregnet under alle prisscenarioene, og deretter blir netto nåverdi fra den norske modellen satt inn i den britiske modellen. Det vil si at netto nåverdi i norsk og britisk modell på dette tidspunktet er den samme. I den britiske modellen finner jeg da kontraktsprisenivåene som tilfredsstillende en netto nåverdi lik den norske. Det antas at de nye kontraktsprisene må være lavere i Storbritannia for å oppnå en lik netto nåverdi som under den norske modellen.

3.3 Datagrunnlag

I dette delkapitlet presenteres data og forutsetninger for beregningene i studien. Forutsetningene baseres i stor grad på forventninger knyttet til havvindområdet Sørlege Nordsjø II. I tillegg antas det i denne studien en levetid på 25 år.

3.3.1 Avgrensninger

For å holde fokuset på utformingen av differansekontrakter har jeg valgt å forenkle beregningen av netto nåverdi i prosjektet. Kontantstrømmene består kun av investeringskostnad, drifts- og vedlikeholdskostnad, samt inntekter fra salg av strøm i markedet og eventuelle kontantstrømmer som følge av differansekontrakter. Det vil si at andre faktorer som potensielt ville påvirket kontantstrømmen til totalkapitalen utelates. Det gjelder for eksempel avviklingskostnader, restverdi og eiendomsskatt. Det er heller ikke klart om havvind vil oppnå inntekter i forbindelse med opprinnelsesgarantier, og derfor utelates også denne potensielle inntekten. I tillegg er det valgt å se bort fra nettkostnader, og hvordan ulik utforming av nettet vil påvirke beregningene. Det ene kostnadsestimatet for drifts- og vedlikehold hentet fra Aasland (2023b) inkluderer likevel kostnader for nettilknytning. I mine beregninger har jeg ikke tatt stilling til investeringer i radiell tilknytning til land, eller kostnader for tilknytning til hybride nettløsninger. Det er også lagt til grunn en forutsetning om at investor ikke produserer i timer med negative kraftpriser. Til slutt har jeg valgt å se bort fra indeksjusteringen av minstepris, støttebeløp og kontraktspris i den norske differansekontrakten.

3.3.2 Referanse- og Spotpris

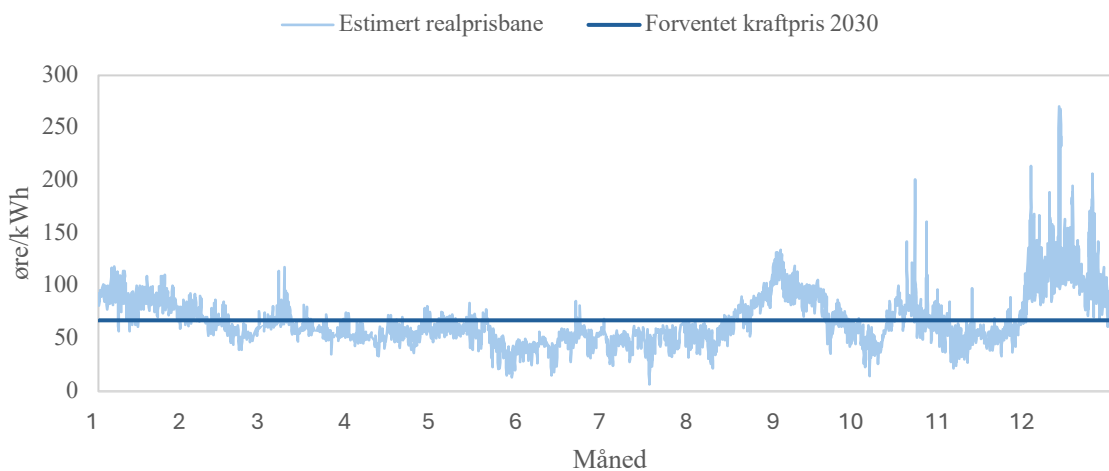
For å beregne referansepriser har jeg valgt å benytte historiske spotpriser fra prisområde NO2, og langsiktige kraftmarkedsanalyser fra Statnett og NVE.

Historiske spotpriser fra NO2 fra årene 2020, 2021, 2022 og 2023 er brukt til å predikere prisbaner for tre ulike scenarioer, lav, basis og høy. Året 2020 besto av historisk høy magasinutfylling, noe som bidro til rekordlave kraftpriser i NO2 og deler av resten av landet (Jelsness & Valseth, 2021). Prisene fra dette året er derfor brukt til å predikere en prisbane for et lavpris-scenario. Året 2022 på den andre siden besto av økte gasspriser som følge av krigen i Ukraina og lav fyllingsgrad i sørlige deler av Norge, noe som resulterte i rekordhøye kraftpriser i NO1, NO2 og NO5 (NVE, 2022). Prisene fra året 2022 er derfor brukt til å predikere en prisbane for et høypris-scenario. For å estimere en prisbane for et basis scenario, er et gjennomsnitt basert på årene 2020, 2021, 2022 og 2023 benyttet. Årsaken til at det predikeres ulike prisbaner for ulike scenarioer er fordi fremtidens kraftpris er svært usikker. De siste årene viser at utfallsrommet kan være stort, og med pågående kriger, økte teknologikostnader, samt økt fokus på energi- og forsyningssikkerhet, er markedet i stor grad preget av usikkerhet (Kirkerud et al., 2023).

Timesprofilen til bruk i prisbanene fremover er lagd ved å regne ut hvor mye kraftprisen per time i det aktuelle året avviker fra gjennomsnittlig kraftpris samme år. For basis-scenariot ble et gjennomsnitt av avvikene til de fire årene benyttet. Dataene var oppgitt i euro per MWh. For å gjøre om disse til øre per kWh ble det hentet ut historiske valutakurser fra Norges Bank (Norges Bank, 2024c). Valutakursene var kurser per dag det aktuelle året.

Videre benyttes data fra NVE sin langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023, samt Statnett sin langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023 for å estimere årlige kraftpriser fremover, en utgangspris. Begge analysene oppgir priser i reelle 2022 verdier. NVE sin langsiktige kraftmarkedsanalyse estimerer kraftpriser for årene 2030, 2035 og 2040. For hvert år ser de på tre utfallsrom for kraftprisen, lav, basis og høy. Statnett sin langsiktige kraftmarkedsanalyse estimerer kraftpriser for årene 2030, 2035, 2040 og 2050. Denne analysen vurderer også tilsvarende mulige utfallsrom for kraftprisen. Utgangsprisen blir lagd ved å beregne et gjennomsnitt av forventningene i de to analysene. Fordi NVE sin analyse stopper i 2040 er det kun Statnett sine estimater fra 2040 til 2050 som blir benyttet i dette tidsintervallet. Kraftprisen forventes å være nokså stabil i dette intervallet i henhold til Statnett, og det antas derfor at snittprisen fra 2050 kan videreføres ut analyseperioden til 2055.

Prisbanene ferdigstilles ved å koble sammen avvikene fra år 2020 med utgangsprisen for et lavpris-scenario, avvikene fra år 2022 med utgangsprisen for et høypris-scenario og til slutt gjennomsnittlig avvik for årene 2020 til 2023 med utgangsprisen for et basis-scenario. Figur 2 viser deler av det sistnevnte resultatet. Prisbanen indikerer hvordan kraftprisen vil svinge gjennom året, gitt en forventet kraftpris på cirka 67 øre per kWh, i reelle 2023 verdier.



Figur 2: Estimert realprisbane basert på gjennomsnittlige månedspriser fra 2020 til 2023, samt forventet kraftpris for 2030. Kraftpris er på y-aksen og tid er på x-aksen. Figuren utgjør år 1 i basisprisscenariot.

Av hensyn til analysen er det gjort noen justeringer i datagrunnlaget. Først er det korrigert for skuddår, da året 2020 var et skuddår, til forskjell fra 2021, 2022 og 2023. Med kun ett skuddår i datagrunnlaget var dataen for skuddårsdagen begrenset, og det ble valgt å fjerne hele dagen. Videre er det også valgt å se bort fra sommer- og vintertid, og det antas at hvert døgn hele året består av 24 timer. Det betyr at den ekstra timen som oppstår når klokken stilles mot vintertid i slutten av oktober er fjernet, og den timen som forsvinner når klokken stilles mot sommertid i mars er lagt til. Den ekstra timen i mars har fått en lik pris som timen før i det aktuelle døgnet. Årsaken til justeringen er at klokken ble stilt på ulik dato alle årene, noe som påvirket prisbanene.

3.3.3 Produksjon

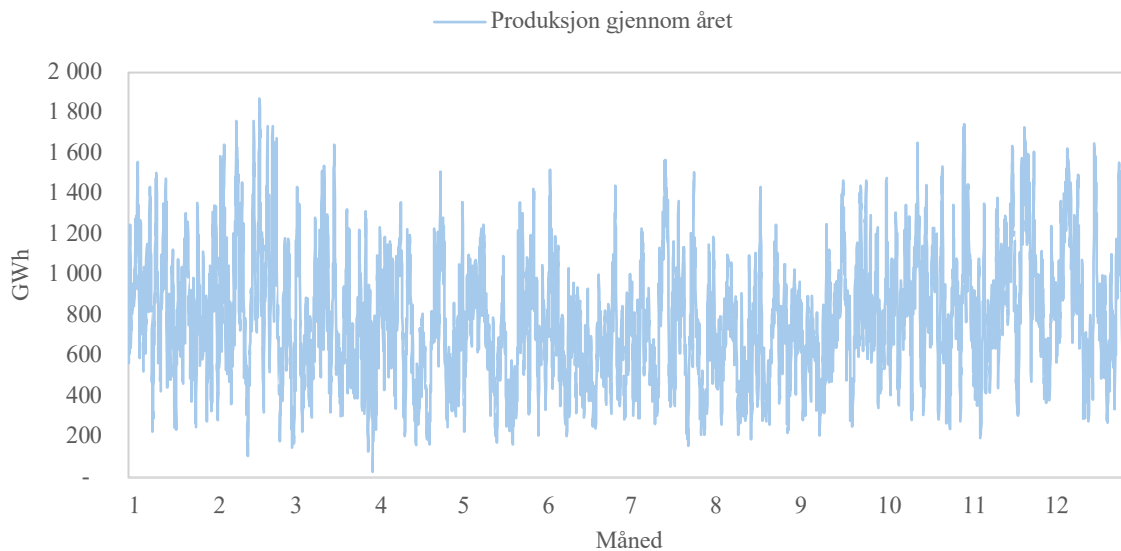
Det legges til grunn en årlig produksjon på 6 861 400 MWh, et estimat som følger av forventningene knyttet til årlig produksjon på Sørilige Nordsjø II kombinert med formel 10.

$$\text{Årlig produksjon (MWh)} = \text{installert effekt (MW)} * \text{brukstid (h)} \quad (10)$$

Feltet Sørilige Nordsjø II er lagt ut med en kapasitet på 1 500 MW. I Norden er det krav til dimensjonerende feil på 1 400 MW. Dimensjonerende effekt betyr at hvis kraftsystemet mister mer enn 1 400 MW som følge av at det oppstår en feil i et enkelt anlegg, kan forbruk bli koblet ut ettersom det kanskje ikke er nok effekt inn i systemet (Statnett, 2022a). Videre benyttes derfor en effekt på 1 400 MW ved beregning av årlig produksjon. NVE har beregnet at prosjektområde for Sørilige Nordsjø II har en kapasitetsfaktor på omtrent 68 prosent ekskludert tap. Når de inkluderer tap i beregningene, ender de på en kapasitetsfaktor på omtrent 55,9 prosent, noe som resulterer i en brukstid på 4 901 timer (NVE, 2023b). Denne brukstiden legges til grunn ved utregning av produksjon. Ved å bruke formel 10 blir årlig produksjon beregnet til 6 861 400 MWh.

Gjennom korrespondanse med et selskap i energibransjen, har det vært mulig å lage en produksjonsprofil for denne studien. Profilen er lagd basert på produksjonshistorikk fra et vindkraftverk som ligger langs kysten sør i Norge. Det ble valgt å etterspørre data fra dette kraftverket, da det forventes å være noe korrelasjon mellom produksjonsprofilen til det aktuelle kraftverket og Sørilige Nordsjø II grunnet beliggenhet. For å lage en produksjonsprofil ble det hentet inn produksjonsdata fra de fem siste årene til kraftverket. Dataen var produksjon per time, og de ble i likhet med spotpris dataen korrigert for skuddår, samt sommer og vintertid.

Det ble regnet ut en gjennomsnittlig timesproduksjon basert på de fem årene, og summen av alle timene utgjorde årlig produksjon. Videre ble det regnet ut hvor mye hver time avviket fra årlig produksjon. Avvikene ble deretter overført til forventet årlig produksjon på Sørlige Nordsjø II. Hver time gjennom året ble multiplisert med det tilhørende avviket, og resultatet ble produksjonsprofilen vist i figur 3.



Figur 3: Produksjonsprofil som legges til grunn i denne studien.

3.3.4 Kapitalkostnad

Som forklart i kapittel 3.1, antas det at den systematiske risikoen vil være ulik gjennom anleggets økonomiske levetid, og det benyttes derfor to kapitalkostnader, eller avkastningskrav, i denne studien. Osmundsen et al. (2024) har i sin studie «Oil Company Investment in Offshore Windfarms: A business Case» antatt det samme, og jeg velger derfor å se til denne studien ved fastsettelse av kapitalkostnad. Forfatterne publiserte en rapport i 2021, «Project economics for offshore windfarms. A business case» (Osmundsen et al., 2021), som supplerer studien fra 2024. Jeg ser derfor til begge rapportene, og ettersom rapportene bygger på samme grunnlag, omtales de videre som «rapporten» og ikke «rapportene».

I rapporten er det beregnet en veid gjennomsnittlig kapitalkostnad, eller Weighted Average Cost of Capital (WACC) på engelsk (Bøhren & Gjærum, 2020), på 8,54 prosent for perioden uten differansekontrakt, og en WACC på 5,92 prosent i perioden med differansekontrakt. Begge estimatene er fratrukket skatt og er presentert i nominelle termer. For å komme frem en WACC på 8,54 prosent legger forfatterne til grunn en risikofri rente på 3 prosent, en risikopremie på 6

prosent og en total kapitalbeta på 1. Videre har de forutsatt en gjeldsgrad på 30 prosent. Med denne gjeldsgraden får de en egenkapitalbeta på 1,25. Avkastningskravet til egenkapitalen beregnes derfor til 10,49 prosent. De forutsetter at banken vil ha et avkastningskrav på 4,8 prosent på gjelden, og at skattesatsen er 17 prosent. Videre forutsettes det at prosjektet finansieres med 70 prosent egenkapital og 30 prosent gjeld. WACC blir da 8,57 prosent etter skatt. For perioden med differansekontrakt forutsetter forfatterne at egenkapitalbetaen endres, men at alt annet holdes konstant. De forutsetter en total kapitalbeta på 0,5, noe som resulterer i en egenkapitalbeta på omtrent 0,62, når gjeldsgraden holdes konstant på 30 prosent. Beta endringen reflekteres i at avkastningskravet på egenkapitalen synker til 6,75 prosent. WACC med differansekontrakt blir derfor 5,92 prosent.

Som forklart over benytter forfatterne en skatteprosent på 17, da studien tar utgangspunkt i en britisk havvindpark. I denne studien legges det derimot til grunn en skatt på 22 prosent, som er den alminnelige selskapsskatten i Norge (Skatteetaten, 2024). Det følger av at det ikke er spesifisert noen særskatter for havvind. Det understrekes likevel at havvindutviklingen i Norge er på et tidlig stadium, noe også skattereglene som omfatter aktiviteter utenfor territorialgrensen er (PwC, 2023). Ved å endre skatteprosenten fra 17 til 22 vil egenkapitalbetaen endres noe, samt avkastningskravene til egenkapitalen og total kapitalen (WACC).

Først benyttes formel 11 for å beregne beta til egenkapitalen,

$$\beta_{EK} = \beta_{TK} + \frac{G}{EK} * (\beta_{TK} - \beta_G) * (1 - s) \quad (11)$$

der β_{EK} er egenkapitalbetaen, G/EK er gjeldsgrad, β_{TK} er total kapitalbetaen, β_G er gjeldsbetaen og s er skattesatsen (Hillier et al., 2017). Det antas at gjeldsbetaen er lik 0.

Deretter benyttes kapitalverdimodellen for å beregne avkastningskravet til egenkapitalen. Kapitalverdimodellen er gitt av formel 12,

$$E(R_i) = R_f + [E(R_M) - R_f] \beta_i \quad (12)$$

der $E(R_i)$ er forventet avkastningskrav til eiendelen i , som i dette tilfellet er egenkapitalen. Denne kan derfor skrives som r_{EK} , som vil bli brukt videre. R_f er risikofri rente, $[E(R_M) - R_f]$ er markedets risikopremie og β er betaverdien til egenkapitalen i (Hillier et al., 2017). Videre benyttes formel 13, til å beregne nye avkastningskrav til total kapitalen etter skatt,

$$r_{TK} = r_{EK} * \left(\frac{EK}{EK + G} \right) + r_G * (1 - s) * \left(\frac{G}{EK + G} \right) \quad (13)$$

der r_{TK} er avkastningskravet til totalkapitalen, det vil si WACC. EK er andel egenkapital, G er andel gjeld, r_{EK} er avkastningskravet til egenkapitalen, r_G er avkastningskravet til gjelden og T er skattesats (Bøhren & Gjærum, 2020), side 382.

Ved å legge til grunn de samme forutsetningene som Osmundsen et al. (2021) og Osmundsen et al. (2024), men en ny skattesats på 22 prosent, blir avkastningskravet til totalkapitalen for denne studien beregnet til 8,39 prosent for perioden uten differansekontrakt og 5,81 prosent for perioden med en differansekontrakt.

Til slutt blir avkastningskravene regnet om til reelle termer ved hjelp av formel 14,

$$r_R = \frac{r_N - j}{1 + j} \quad (14)$$

der r_R er reell rente, r_N er nominell rente og j er inflasjon (Bøhren & Gjærum, 2020), side 143. Fordi både den britiske og norske differansekontrakten i utgangspunktet har en varighet på 15 år, legges Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2 prosent (Norges Bank, 2024a). Det reelle avkastningskravet til totalkapitalen etter differansekontrakten blir beregnet til 6,26 prosent, og kravet til totalkapitalen under differansekontrakten blir 3,74 prosent.

3.3.5 INVESTERINGSKOSTNAD

I denne studien legges det til grunn en investeringskostnad på 60 milliarder kroner, et gjennomsnitt av hva NVE mener det vil koste å bygge ut Sørilige Nordsjø II, og nyere data. NVE har estimert at det vil koste omtrent 40 milliarder kroner å bygge Sørilige Nordsjø II (Aasland, 2023b). Kostnadsestimatet bygger på en forutsetning om at det koster 2,18 millioner euro per MW å bygge et vindkraftverk til havs (NVE, 2023e). Kostnaden er anslått for 2020. Ved å inflasjonsjustere verdien til 2023 verdier blir estimatet 2,52 millioner euro per MW, noe som gir en investeringskostnad på omtrent 40 milliarder kroner. Flere mediehus har derimot den siste tiden vist til at den svenske storbanken SEB spår at havvindparken vil koste 80 milliarder kroner (Aftenposten, 2024; E24, 2024; Stavanger Aftenblad, 2024). De refererer derimot ikke til hvor denne informasjonen er offentliggjort, noe som gjør at datagrunnlaget ikke er tilstrekkelig (Ederer, 2015). Khosravi og Kleppe (2023) viser i sin masteroppgave at gjennomsnittlig investeringskostnad for havvind kan estimeres til 4,71 millioner euro per MW

i 2022 verdier. Ved å konvertere til NOK, inflasjonsjustere og deretter multiplisere med en kapasitet på 1 400 MW, gir dette en investeringskostnad på omtrent 79 milliarder kroner, noe som i stor grad sammenfaller med estimatene til den svenske storbanken.

Med dette som bakgrunn antas det at kostnadene er noe høyere enn hva NVE anslår, da kostnadsbildet har endret seg betydelig siden 2020. Videre antas det at de økte kostnadene i større grad reflekteres i estimatet på 80 millioner, men dette anses som et dårlig datagrunnlag. Ettersom estimatene fra Khosravi og Kleppe (2023) i stor grad sammenfaller med spådommene fra den svenske banken, antas det likevel at estimatene kan brukes til en viss grad gjennom en gjennomsnittsberegning. Et gjennomsnitt av de to verdiene, 40 og 80 milliarder kroner, gir en investeringskostnad på 60 milliarder kroner.

3.3.6 Drifts- og vedlikeholdskostnader

I denne studien benyttes årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 1,3 milliarder kroner. NVE anslår at årlige drifts- og vedlikeholdskostnader, inkludert nettløsning, kommer på 750 millioner kroner for Sørlige Nordsjø II (Aasland, 2023a). Samtidig estimerer IRENA (2023) at drifts- og vedlikeholdskostnadene for havvind i Europa og Kina ligger mellom 0,017 USD per kWh og 0,030 USD per kWh i 2022 verdier. Ved å først ta et gjennomsnitt av de to verdiene, deretter gjøre om fra USD til NOK, inflasjonsjustere, og til slutt multiplisere med forventet årlig produksjon, blir årlige drifts- og vedlikeholdskostnader omtrent 1,8 milliarder kroner. Et gjennomsnitt av NVE sitt estimat på 750 millioner kroner, og IRENA sitt estimat på 1,8 milliarder er 1,3 milliarder kroner rundet opp til nærmeste heltall.

3.3.7 Kontraktspris

Som beskrevet i kapittel 3.2.5, benytter jeg en tredelt fremgangsmåte ved fastsettelse av kontraktspris, og nivåene som settes som utgangspunkt for studien blir nærmere beskrevet her.

For å sette en kontraktspris blir først LCOE beregnet, og ettersom kontraktsprisen skal settes noe høyere enn LCOE velges det å se til aksjonsresultatet på Sørlige Nordsjø II. For å beregne LCOE legges det til grunn en investeringskostnad på 60 milliarder og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på omtrent 1,3 milliarder. Videre forutsettes det en årlig produksjon på omtrent 6,9 TWh, og at havvindparken har en levetid på 25 år. Til slutt forutsettes det et avkastningskrav på 6,26 prosent alle årene. Med disse forutsetningene blir LCOE beregnet til 89,93 øre per kWh. Kontraktsprisen skal settes høyere enn LCOE, med bakgrunn i kapittel

3.2.5. Hvor mye høyere er vanskelig å avgjøre, og det velges derfor å se til aksjonsresultatet på Sørlige Nordsjø II, der vinnerbudet fra Ventyr var på 115 øre per kWh. Ettersom dette er noe av det nyeste datagrunnlaget det er mulig å se til, samt at det ligger over beregnet LCOE, velges det å sette en kontraktspris for denne studien lik 115 øre per kWh.

Den britiske reservasjonsprisen er på 44 britiske pund per MWh i 2012 verdier. Ved å inflasjonsjustere (Bank of England, 2023), og gjøre om til NOK, tilsvarer dette 795 kr per MWh. Omgjort til øre per kWh blir det 79,5. I denne studien rundes det opp, og reservasjonsprisen under den britiske modellen settes lik 80 øre per kWh. En kontraktspris på 115 øre per kWh betyr derfor umiddelbart at det ikke blir tildelt noen differansekontrakter gjennom den britiske modellen, ettersom reservasjonsprisen er 80 øre per kWh. Dette understreker at for å se virkningene av britenes reservasjonspris, så er den britiske kontraktsprisen nødt til å endres gjennom studien. Den endres ved å sette netto nåverdi fra den norske modellen inn i den britiske modellen, og finne kontraktsprisinivåene som tilfredsstillende en netto nåverdi lik den norske, slik som beskrevet i delkapittel 3.2.5.

3.4 Vurdering av datagrunnlag

Ved datainnsamlingen kom det frem ulike aspekter ved flere av variablene, og disse aspektene belyses videre her.

3.4.1 Referanse- og Spotpris

NVE forventer en snittpris i NO2 på 82 øre per kWh i 2030, noe som er 36,55 øre per kWh høyere enn Statnett sitt estimat på 45,45 øre per kWh. Det ble derfor valgt å undersøke de to analysene nærmere for å gjøre en vurdering, ettersom avviket er stort. Det kan også nevnes at NVE sine forventninger om en kraftpris på 82 øre per kWh også er høyere enn hva de har forventet tidligere for året 2030 (Birkelund et al., 2021; Buvik, 2023; Gogia et al., 2019; Sem et al., 2020)

Gjennomgangen viser at de to aktørene i stor grad er enig i hva som vil drive kraftprisen de kommende årene. Samtidig oppnår de to ulike snittpriser. Årsaken ser ut til å være aktørenes antakelser knyttet til produksjonskapasiteten fra hovedsakelig havvind, sol og landvind i 2030. Statnett forventer et større innslag av disse energikildene i 2030 enn hva NVE gjør. Dette kan tolkes ut fra figur 1-2 i Kirkerud et al. (2023) og Figur 5-10 i Statnett (2023). Statnett antar at total produksjon fra sol og vind i 2030 ligger på omtrent 1 800 TWh, men NVE antar i sin analyse at total produksjon fra disse teknologiene vil være omtrent 1 400 TWh. Statnett ser ut

til å være mer optimistiske med tanke på utviklingen av havvind, da de mener denne teknologien stadig blir mer konkurransedyktig, noe som vil resultere i økt utbygging (Statnett, 2023). NVE sin rapport er på en annen side åtte måneder nyere, og de peker i større grad på at kostnadene for havvind har økt siden 2020 grunnet råvarepriser, kapitalkostnader og press på leverandørkjedene (Kirkerud et al., 2023). De virker derfor mer pessimistiske til utviklingen. Differansen på 400 TWh tilsvarer nesten tre ganger Norges strømforbruk (Magnussen & Esmark, 2023). Med så mye ekstra fornybar energi inn i energisystemet er det logisk at Statnett oppnår en lavere kraftpris, som følge av lave marginalkostnader.

3.4.2 Produksjon

I denne studien antas det en konstant produksjon på omtrent 6,9 TWh, men en ny studie gjennomført av Lorentzen et al. (2024) peker på at kapasitetsfaktoren i havvindparker faller i løpet av parkens levetid. Det vil potensielt påvirke lønnsomheten i et prosjekt, og det velges derfor å belyse denne antakelsen.

I studien har forfatterne undersøkt 36 britiske havvindparker som ble satt i drift mellom 2004 og 2020. Ved å kjøre en dataregresjonsmodell med tilfeldig effekt viser de at kapasitetsfaktoren er stigende de første ni årene før den begynner å synke. I år 18 har kapasitetsfaktoren sunket tilbake til utgangsverdien, men den fortsetter synke ytterligere ut parkens levetid. Som følge av dette vil produksjonsprofilen ha en konkav kurve. Forfatterne peker på at disse funnene er noe motstridende sammenlignet med tidligere litteratur, men viser til at en konkav produksjonskurve kan forene tidligere resultater (Lorentzen et al., 2024).

Videre illustrerer forfatterne hvordan en konkav produksjonsprofil påvirker lønnsomheten i et prosjekt. De antar at en konkav produksjonsprofil er den sanne produksjonsprofilen til kapasitetsfaktoren før de utfører beregninger for tre scenarioer. Det første scenarioet er et gjennomsnitt av den konkave produksjonsprofilen, deretter et scenario med den konkave produksjonsprofilen og til slutt et scenario der kapasitetsfaktoren tilsvarer maksimal kapasitetsfaktor gjennom hele levetiden. Resultatene viser at det første scenarioet oppnår en netto nåverdi som nesten er 50 prosent lavere enn scenario to. Dette henger sammen med at en konkav produksjonsprofil vil gi høyere inntjening tidligere, noe som gir utslag på NNV. Scenario tre på den andre siden oppnår en netto nåverdi som nesten er 67 prosent høyere enn scenario to. Dette fordi produksjonen generelt er høyere gjennom havvindparkens levetid med en høyere kapasitetsfaktor. De konkluderer til slutt med at prosjektets lønnsomhet blir

undervurdert i scenario en og overvurdert i scenario tre, ettersom den konkave produksjonsprofilen er antatt å være den sanne (Lorentzen et al., 2024).

Ved å anta en flat produksjon med en kapasitetsfaktor på 55,9 prosent, legger jeg til grunn maksimal kapasitetsfaktor gjennom hele levetiden, og følgelig et tilfelle som tilsvarer scenario tre. Det kan derfor være en grov forenkling av virkeligheten, og lønnsomhetsberegningene kan være overvurderte. Utgangspunktet for studien vil likevel basere seg på en flat produksjon gjennom parkens levetid, men det vil gjennomføres en sensitivitetsanalyse der effektene av endret kapasitetsfaktor belyses.

I denne studien blir det ikke tatt i betraktning at Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), med medium sikkerhet mener at den gjennomsnittlige vindhastigheten i Nord-Europa kommer til å synke. Graden av sikkerhet bestemmes etter lav, medium og høy, og hastigheten forventes å avta grunnet global oppvarming (Ranasinghe et al., 2021). Hvis forventningene til IPCC inntreffer, så vil dette også bety at å anta en flat produksjon gjennom levetiden er feil.

3.4.3 Avkastningskrav

Det benyttes to avkastningskrav for å hensynta at den systematiske risikoen for investor endres i løpet av analyseperioden. Samtidig er det også tenkelig at bankens risiko vil endres i løpet av samme periode, men dette blir ikke tatt hensyn til. Bankens avkastningskrav er illustrert gjennom lånerenten, som i denne studien er satt til 4,8 prosent. Ved økt risiko ønsker ofte banken en form for kompensasjon, noe som vil reflekteres i et økt rentenivå (Bernhardsen & Larsen, 2002). Etter differansekontrakten tar slutt, vil bankens risiko øke som følge av at investors risiko øker. Investor er ikke lenger sikret en inntekt, og for banken blir det derfor større usikkerhet knyttet til investors likviditet.

3.4.4 Investeringskostnad

Khosravi og Kleppe (2023) viser i sin masteroppgave at det er relativt stor usikkerhet knyttet til investeringskostnader i havvindparker. Estimater de legger frem på 4,71 millioner euro per MW, har et standardavvik på 1,57. Ved å inkludere standardavviket i beregningene blir det synlig hvor stor usikkerheten er, da det kommer frem at kostnadene kan variere mellom 51,3 og 102,6 milliarder kroner i 2022 verdier. I 2023 verdier tilsvarer dette omtrent 54,1 og 108,3 milliarder. Basert på dette kan det antas at kostnadsestimatene til NVE i utgangspunktet er noe lave. Denne antakelsen støttes til en viss grad av Kirkerud et al. (2023), der de peker på at deres

kostnadsanslag knyttet til beregning av LCOE for havvind er lave. I disse beregningene legger de til grunn en investeringskostnad på omtrent 40 milliarder (NVE, 2023a), noe som understreker poenget. LCOE er beregnet i 2021. I tillegg kan det basert på funnene i Khosravi og Kleppe (2023) være tenkelig at en investeringskostnad på 60 milliarder også er noe lavt. 60 milliarder er i det nedre sjiktet av kostnadsintervallet, og det kan derfor være tenkelig at den faktiske kostnaden vil være høyere.

Samtidig kan en investeringskostnad på 60 milliarder forsvares basert på IRENA (2023) sine funn om investeringskostnader i europeiske havvindparker. De har vurdert fem europeiske land og konkludert med at gjennomsnittlig vektet investeringskostnad i 2022 var omtrent 3,9 USD per kW (IRENA, 2023). Ved å gjøre om til NOK, deretter inflasjonsjustere og til slutt omgjøre til MW og multiplisere med 1 400MW, tilsvarer dette en investeringskostnad på omtrent 61 milliarder kroner.

3.4.5 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Da NVE beregnet LCOE for havvind benyttet de årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på 923 NOK per kW (NVE, 2023d). Med dette som forutsetning, samt en kapasitet på 1400 MW, blir årlige drifts- og vedlikeholdskostnader omtrent 1,3 milliarder. Et langt høyere estimat enn energiministeren mente NVE hadde beregnet (Aasland, 2023b), og som ble lagt til grunn i denne studien. Ettersom dette kostnadsestimatet ble beregnet i 2021, antas det i likhet med tidligere at kostnadsestimatet er lavt. Det betyr at årlige drifts- og vedlikeholdskostnader i denne studien også er lave, da det benyttes årlige drifts- og vedlikeholdskostnader på omtrent 1,3 milliarder.

Å anta at årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er konstante over havvindparkens levetid kan også anses som en stor forenkling av virkeligheten. Når anlegget blir eldre vil det trolig være behov for mer vedlikehold, noe som gjør at årlige drifts- og vedlikeholdskostnader vil øke over levetiden (Osmundsen et al., 2024).

3.4.6 Kontraktspris

Beregnet LCOE i denne studien er 89,93 øre per kWh. Ved å sammenligne 89,93 øre per kWh med LCOE fra NVE, IRENA, IEA og Bloomberg, kommer det frem at denne studiens LCOE kanskje er noe høy. Tabell 2 viser LCOE fra de nevnte aktørene. Hvordan disse tallene er hentet ut er nærmere beskrevet i vedlegg A.

Tabell 2: LCOE for havvind fra ulike aktører.

	LCOE	KILDE	REELLE 2023 PRIER
NVE	69 øre/kWh, reelle 2021 priser	(NVE, 2023c)	77 øre/kWh
IRENA	78 øre/kWh, reelle 2022 priser	(IRENA, 2023)	82 øre/kWh
IEA	72 øre/kWh, reelle 2022 priser	(IEA, 2023b)	76 øre/kWh
BLOOMBERG	71 øre/kWh, reelle 2022 priser	(BloombergNEF, 2022; Vasdev, 2023)	75 øre/kWh

Sørlige Nordsjø II skiller seg fra andre havvindparker i Europa, blant annet når det gjelder distanse fra land og havdyp. I 2020 var gjennomsnittlig avstand fra en havvindpark under konstruksjon til land på 44 kilometer, og gjennomsnittlig dybde var 36 meter (WindEurope, 2021). Sørlige Nordsjø II ligger derimot 200 til 250 km fra land, og på et havdyp som de fleste steder varierer mellom 60 og 80 meter (Statnett, 2022a). Både avstand til land og havdyp er med andre ord betydelig høyere for Sørlige Nordsjø II sammenlignet med gjennomsnittet i Europa. Det kan derfor antas at LCOE for Sørlige Nordsjø II, og dermed denne oppgaven, burde være høyere enn hva aktørene oppgir. Denne antakelsen støttes av Myhr et al. (2014), som viser at LCOE for havvind, både bunnfast og flytende, i stor grad påvirkes av blant annet parkens distanse fra land og havdyp. Det kan også nevnes at NVE peker på at deres kostnadsestimater er lave (Kirkerud et al., 2023), og at bruken av LCOE som verktøy ikke anses å være så transparent (Ederer, 2015; Visser & Held, 2014).

Det kan også diskuteres om en kontraktspris på 115 øre per kWh kanskje er noe lav. Årsaken er at det kun var to aktører som var med under den nederlandske auksjonen på Sørlige Nordsjø II, til tross for flere prekvalifiserte budgivere. Det kan indikere at få i utgangspunktet fant prosjektet lønnsomt, en teori som kan avkrefte eller bekrefte gjennom resultatene.

4 Resultater & Analyse

Investerings teori og konkrete detaljer om britisk og norsk differansekontrakt for bunnfast havvind har blitt brukt for å vurdere hvordan ulik utforming av differansekontrakter påvirker lønnsomheten i et konkret havvindprosjekt. Antakelsene som ble lagt til grunn i modellen er presentert i delkapittel 3.3, og oppsummert i tabell 3.

Tabell 3: Antakelser for beregningene.

	FORUTSETNINGER
Referanse- og spotpris	Langsiktige kraftmarkedsanalyser
Produksjon	6 861 400 MWh
Kapasitetsfaktor	55,9 %
Avkastningskrav _{DF}	3,74 %
Avkastningskrav _M	6,26 %
Investeringskostnad	60 000 MNOK
Drifts- og vedlikeholdskostnader	1 300 M NOK
Kontraktspri _{Utgangspunkt}	115 øre/kWh
Inflasjon	2% (Norges Banks langsiktige inflasjonsmål)
Økonomisk levetid	25 år

Først er det sett på hvordan utformingen av referansepris i de to landene påvirker netto nåverdi under tre prisscenarioer, samt myndighetenes utbetalinger. Delkapittel 4.1 viser resultatene. Videre ble en minstepris på fem øre per kWh innført i den norske modellen. Delkapittel 4.2 presenterer resultatene. Til slutt ble støttetaket introdusert i den norske modellen og reservasjonsprisen i den britiske modellen. Delkapittel 4.3 presenterer resultatene. Alle delkapitlene refererer til netto nåverdi som viser til verdier for investor, og utbetalinger som viser kostnadene myndighetene pådrar seg.

4.1 Referanseprisutforming

Tabell 4 viser hvordan beregning av referansepris i Storbritannia og Norge påvirker lønnsomheten målt som netto nåverdi av en investering i det skisserte havvindprosjektet.

Tabell 4: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger ved ulik referanseprisutforming.

NNV OG TOTALE UTBETALINGER AV STØTTEBELØP I MILLIONER KRONER VED
ULIK REFERANSEPRISUTFORMING

		LAV	BASIS	HØY
NNV	Storbritannia	17 814	25 645	33 781
	Norge	17 751	25 645	33 781
	<i>Avvik</i>	- 63	-	-
UTBETALINGER	Storbritannia	79 980	62 300	44 930
	Norge	79 900	62 300	44 930
	<i>Avvik</i>	- 80	-	-

Resultatene viser lønnsomme prosjekter fra investors side under alle prisscenarioene da netto nåverdi er positiv. Det gir en avkastning høyere enn avkastningskravet satt i begrensningene. Netto nåverdi under lavprisscenarioet avviker noe fra den britiske netto nåverdien. Det er vist i den øverste avvikskolonnen. Netto nåverdi er lik i de to andre prisscenarioene. De totale støtteutbetalingene fra den norske og den britiske staten er like under basis- og høyprisscenarioene, men avviker under lavprisscenarioet. Avviket er illustrert nederst i tabellen, og drøftes videre i kapittel 5.

4.2 Minsteprisinnføring

Tabell 5 viser hvordan innføringen av en minstepris på fem øre per kWh i den norske modellen påvirker netto nåverdi for investor, samt myndighetenes utbetalinger. For den norske stat betyr minsteprisen at de ikke vil ha noen utbetalinger når kraftprisen er under fem øre per kWh. Den britiske staten har på en annen side ingen utbetalinger ved negative markedspriser.

Tabell 5: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger ved innføring av en minstepris på fem øre per kWh i den norske modellen.

NNV OG TOTALE UTBETALINGER AV STØTTEBELØP I MILLIONER KRONER VED
INNFØRING AV MINSTEPRIS

		LAV	BASIS	HØY
NNV	Storbritannia	17 814	25 645	33 781
	Norge	11 506	25 627	32 968
	<i>Avvik</i>	- 6 308	- 18	- 813
UTBETALINGER	Storbritannia	79 980	62 300	44 930
	Norge	70 740	62 270	43 800
	<i>Avvik</i>	- 9 240	- 30	- 130

Ved innføring av minstepris er det fortsatt lønnsomme prosjekter i alle prisscenarioer sett fra investors side, men netto nåverdi under den britiske og den norske modellen avviker nå i alle prisscenarioene. De negative avvikene som vises i den øverste avvik kolonnen, viser hvor mye mindre den norske netto nåverdien er sammenlignet med den britiske. Reduksjonen er størst i lavprisscenarioet, og noe mindre under basis- og høyprisscenarioene. Utbetalingene fra den norske og britiske staten avviker også, og avviket i den nederste kolonnen viser hvor mye mindre den norske staten må betale sammenlignet med den britiske.

Hvordan netto nåverdi for investor, samt statens utbetalinger, endres ved å innføre en minstepris, sammenlignet med resultatene fra 4.1 uten en minstepris, er vist under i tabell 6.

Tabell 6: Endringer i investors netto nåverdi og statens utbetalinger etter innføring av minstepris. Det vil si verdiene fra tabell 4 minus verdiene i tabell 5.

ENDRING I MILLIONER KRONER ETTER INNFØRING AV MINSTEPRISS		LAV	BASIS	HØY
NNV	Storbritannia	-	-	-
	Norge	- 6 245	- 18	- 813
UTBETALINGER	Storbritannia	-	-	-
	Norge	- 9 240	- 30	- 130

Resultatene viser at verken investor eller staten under den britiske modellen opplever endringer, ettersom det ikke har blitt innført noe minstepris her. Den norske utbyggeren derimot opplever reduksjon i netto nåverdi under alle prisscenarioer, og spesielt i lavprisscenarioet. Den norske staten opplever også en reduksjon i utbetalinger under alle prisscenarioer, og reduksjonen i utbetalingene er større enn reduksjonen i netto nåverdi for investor.

4.3 Støttetak i norsk modell og reservasjonspris i britisk modell

Tabell 7 viser hvordan innføringen av et støttetak på 23 milliarder kroner i den norske modellen påvirker investors netto nåverdi, samt myndighetenes utbetalinger.

Tabell 7: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger ved innføring av et støttetak på 23 milliarder kroner i den norske modellen.

INNFØRING AV STØTTETAK I NORSK MODELL			
	LAV	BASIS	HØY
NNV (MNOK)	- 22 893	- 3 429	17 059
Kontrakspris	115 øre/kWh	115 øre/kWh	115 øre/kWh
Maksimal utbetaling (MNOK)	23 000	23 000	23 000
Utløp støtte	november, år 5	mai, år 7	juni, år 10

Resultatene viser at prosjektet ikke lenger er lønnsomt under lav- og basisprisscenarioet, men det er fortsatt lønnsomt under høyprisscenarioet, sett fra investors side. Staten sine totale utbetalinger under alle prisscenarioene er 23 milliarder kroner. Støtten fra staten til investor tar slutt ved ulikt tidspunkt under de tre prisscenarioene. Under lavprisscenarioet tar støtten slutt i løpet av november i år fem, under basisprisscenarioet tar det slutt i løpet av mai år syv, og under høyprisscenarioet tar støtten slutt i løpet av juni år 10.

Hvordan netto nåverdi for investor, samt statens utbetalinger, endres ved å innføre et støttetak, sammenlignet med resultatene fra 4.2 med en minstepris, er vist under i tabell 8.

Tabell 8: Endringer i investors netto nåverdi og staten sine utbetalinger ved innføring av et støttetak på 23 milliarder kroner i den norske modellen. Det vil si forskjellen mellom verdiene i tabell 5 og verdiene i tabell 7.

ENDRING I MILLIONER KRONER ETTER INNFØRING AV STØTTETAK I NORSK
MODELL

	LAV	BASIS	HØY
NNV	- 34 399	- 29 056	- 15 909
Utbetalinger	- 47 740	- 39 270	- 20 800

Resultatene viser store reduksjoner i netto nåverdi for investor, og store reduksjoner i statens utbetalinger, i alle prisscenarioer som følge av støttetaket på 23 milliarder kroner. Reduksjonen er størst for både investor og stat i lavprisscenarioet.

Som beskrevet i delkapittel 3.2.5 setter jeg videre netto nåverdi fra tabell 7 inn i den britiske modellen. Det blir da undersøkt om det i de ulike prisscenarioene vil inngås en differansekontrakt eller ikke, når reservasjonsprisen satt i den britiske modellen på 80 øre per kWh innføres. Tabell 9 viser resultatene.

Tabell 9: Innføring av en reservasjonspris på 80 øre per kWh i den britiske modellen.

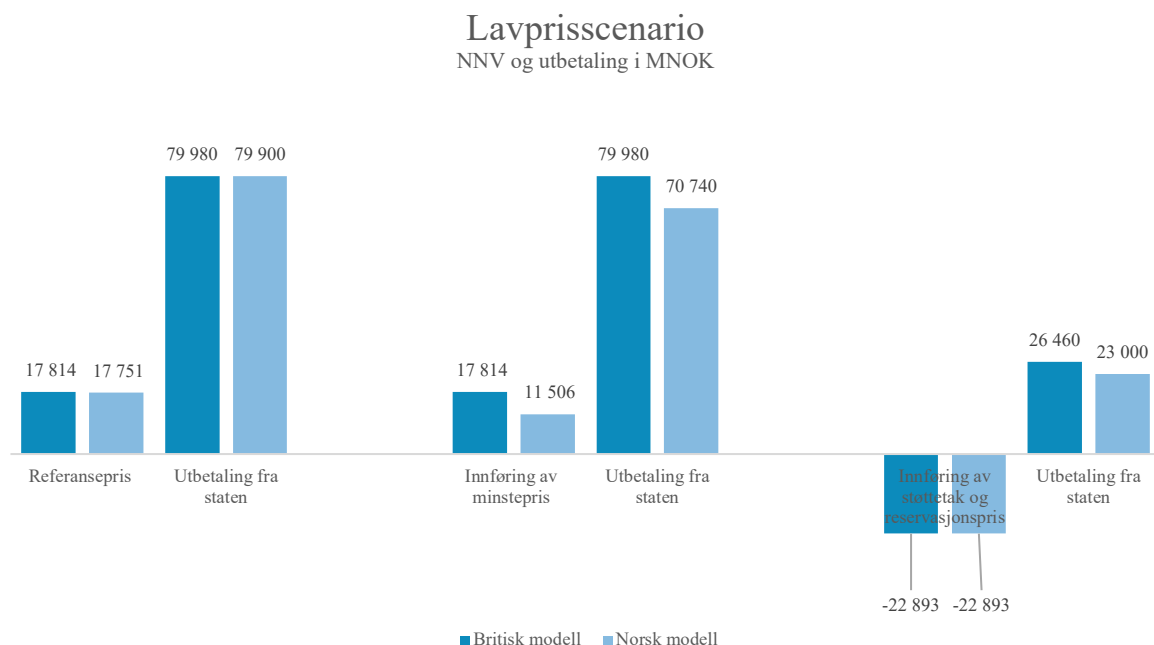
INNFØRING AV RESERVASJONSPRIS I BRITISK MODELL

	LAV	BASIS	HØY
NNV (MNOK)	- 22 893	- 3 429	17 059
Reservasjonspris	80 øre/kWh	80 øre/kWh	80 øre/kWh
Kontraktspris	63 øre/kWh	78 øre/kWh	93 øre/kWh
Utbetalinger (MNOK)	26 460	24 220	22 280
Inngått kontrakt?	Ja	Ja	Nei

Med en reservasjonspris på 80 øre per kWh inngås det ikke en differansekontrakt i høyprisscenarioet, da kontraktsprisen er høyere enn reservasjonsprisen. Dette er likevel ikke realistisk, noe som diskuteres i kapittel 5. Under lav- og basisprisscenarioene blir det inngått en differansekontrakt, men prosjektene er ikke lønnsomme sett fra investors perspektiv. Statens utbetalinger er kraftig redusert sammenlignet med tidligere situasjoner, som følge av en stor reduksjon i netto nåverdi.

4.4 Grafisk fremstilling

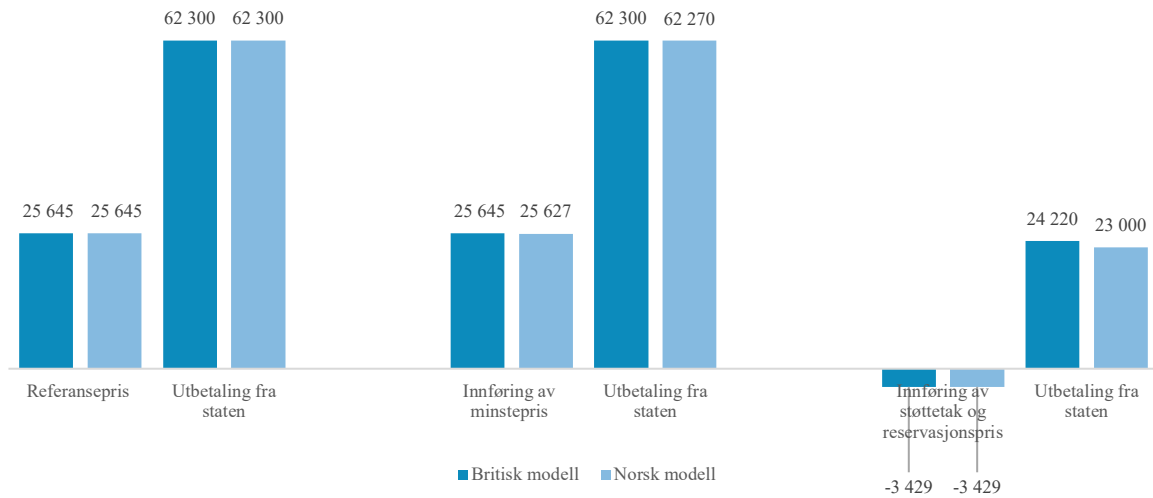
Hvordan utformingen av differansekontrakter i Storbritannia og Norge påvirker investors netto nåverdi og statens utbetalinger kan illustreres grafisk, slik i figur 4, 5 og 6. Figur 4 illustrer lavprisscenarioet. Dette er scenarioet som best viser hvordan ulik utformingen av differansekontrakter påvirker investor og stat. Figuren tydeliggjør at innføring av minstepris og støttetak i stor grad påvirker netto nåverdi til investor, og statens utbetalinger. Figur 5 viser basisprisscenarioet, og figur 6 viser høyprisscenarioet. I høyprisscenarioet er den ene søylen skravert, noe som indikerer at det ikke blir inngått noe differansekontrakt under den britiske modellen i dette scenarioet. Effektene av reservasjonsprisen i den britiske modellen blir på den måten tydeliggjort i denne grafen.



Figur 4: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger under norsk og britisk differansekontrakt ved ulik referanseprisutforming.

Basisprisscenario

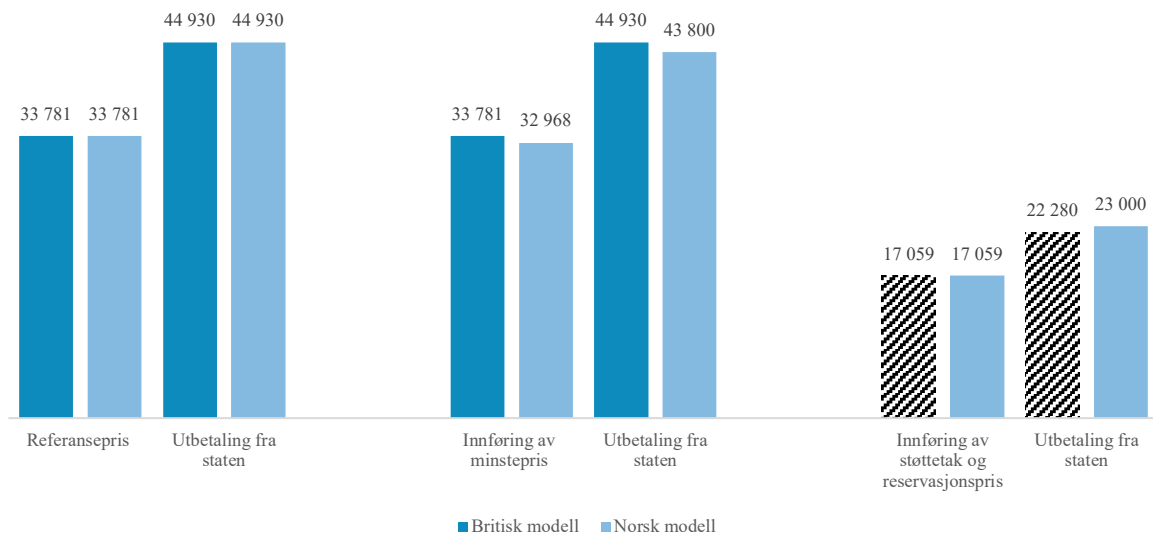
NNV og utbetaling i MNOK



Figur 5: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger under norsk og britisk differansekontrakt ved innføring av minstepris.

Høyprisscenario

NNV og utbetaling i MNOK



Figur 6: Netto nåverdi for investor og statens utbetalinger under norsk og britisk differansekontrakt ved innføring av et støttetak på 23 milliarder kroner i den norske modellen og en reservasjonspris på 80 øre per kWh i den britiske modellen. De gråskraverte søylene indikerer en situasjon der kontraktspris er over reservasjonspris, og det blir ikke inngått en differansekontrakt.

4.5 Analyse

Gjennom datainnsamling og databehandling ble det synlig at det er stor usikkerhet knyttet til flere av forutsetningene, og det blir derfor gjennomført en analyse av kontraktspris, samt en følsomhetsanalyse.

4.5.1 Kontraktspris

I resultatene over ble det hovedsakelig lagt til grunn samme kontraktspris i Storbritannia og Norge, noe som gjorde det enklere å sammenligne de to landenes differansekontrakter. En alternativ fremstilling er å undersøke hva kontraktsprisen under de to modellene må være for å oppnå en netto nåverdi lik null. Det vil si en kontraktspris som under ulike rammevilkår og forventninger sikrer investor en normal avkastning. Under den britiske modellen er kontraktsprisene som tilfredsstillende en netto nåverdi lik null oppgitt i tabell 10. De er rundet opp til nærmeste hele tall. Støttebeløpet som er nødvendig for investor gitt denne kontraktsprisen er oppgitt under.

Tabell 10: Kontraktspriser under britisk differansekontraktmodell som tilfredsstillende en netto nåverdi lik null.

	KONTRAKTSPRIS OG STØTTEBELØP VED NNV LIK 0		
	LAV	BASIS	HØY
KONTRAKTSPRIS	92 øre/kWh	82 øre/kWh	72 øre/kWh
STØTTEBELØP	56,38 MNOK	28,33 MNOK	176 MNOK

Gitt en britisk reservasjonspris på 80 øre per kWh blir det ikke tildelt en differansekontrakt under lav- og basisprisscenarioet. Investor kan velge å by inn en lavere kontraktspris for å sikre seg kontrakten, men vil da forvente en negativ netto nåverdi av prosjektet. Myndighetens utbetaling under høyprisscenarioet er 180 000 kroner.

Å gjennomføre samme analyse for den norske modellen ga resultatene i tabell 11.

Tabell 11: Kontraktspriser under norsk differansekontraktmodell (inkludert et støttetak på 23 milliarder kroner) som tilfredsstillende en netto nåverdi lik null.

	KONTRAKTSPRIS OG STØTTEBELØP VED NNV LIK 0		
	LAV	BASIS	HØY
KONTRAKTSPRIS	Ingen løsning	Ingen løsning	72 øre/kWh
STØTTEBELØP	Ingen løsning	Ingen løsning	144 MNOK

Analysen viser at høyprisscenarioet er det eneste prisscenarioet der det er mulig å finne en kontraktspris som gir en netto nåverdi lik null med et støttetak på 23 milliarder kroner. Under lav- og basisprisscenarioene er det ingen kontraktspriser som kan tilfredsstillere kravet til normal avkastning. Dette skyldes begrensningen på 23 milliarder kroner.

Jeg velger å sette to tilfeldige kontraktspriser, en lav på 50 øre per kWh og en høy på 200 øre per kWh, under basisprisscenarioet for å belyse dette nærmere. Resultatene viser at med en kontraktspris på 50 øre per kWh, så vil investor ende opp med utbetalinger til staten de 10 første årene. Deretter vil investor motta støtte fra staten de fem siste årene av differansekontraktens levetid. Investor ender opp med en netto støtteutbetaling på minus 4,6 milliarder kroner i hele den økonomiske levetiden som er lagt til grunn, og en negativ netto nåverdi. Staten på den andre siden ender opp med en netto innbetaling fra investor på 4,6 milliarder kroner gjennom samme periode. Støttetaket går i dette eksempelet aldri tomt, og det er staten som i dette tilfellet tjener på differansekontrakten.

Ved å på en annen side sette kontraktsprisen lik 200 øre per kWh, så vil de 23 milliarder kronene bli brukt opp i løpet av det tredje året. De påfølgende årene kan ikke salgsinntektene basert på markedspriser kompensere for manglende støtte, og netto nåverdi for investor forblir negativ.

Fordi det ikke var mulig å finne kontraktspriser som tilfredsstiller kravet til normal avkastning med støttetaket, velger jeg også å undersøke den norske modellen uten et støttetak på 23 milliarder kroner. Resultatene er vist i tabell 12.

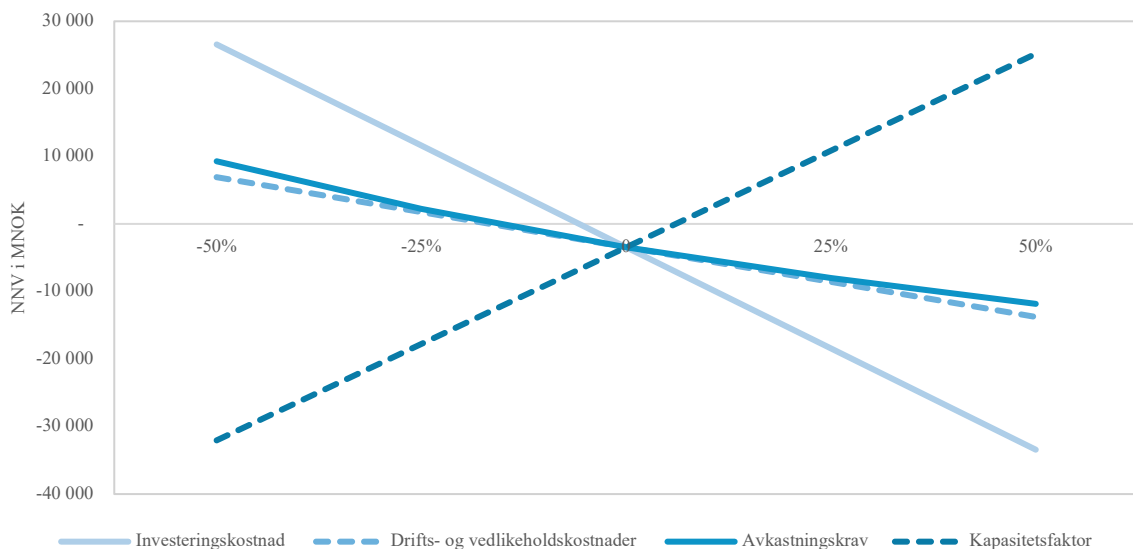
Tabell 12: Kontraktspriser under norsk differansekontraktmodell (ekskludert et støttetak på 23 milliarder kroner) som tilfredsstiller en netto nåverdi lik null.

	KONTRAKTSPRIS OG STØTTEBELØP VED NNV LIK 0		
	LAV	BASIS	HØY
KONTRAKTSPRIS	99 øre/kWh	82 øre/kWh	72 øre/kWh
STØTTEBELØP	55 630 MNOK	28 330 MNOK	144 MNOK

Resultatene viser at det er mulig å oppnå lønnsomme prosjekter for investor på Sørliche Nordsjø II med en lavere kontraktspris enn 115 øre per kWh, hvis støttebeløpet hadde vært høyere under lav- og basisprisscenarioene.

4.5.2 Følsomhet

Hensikten med en følsomhetsanalyse er å vurdere sensitiviteten til kontantstrømmene ved å se på endringer i netto nåverdi (Bøhren & Gjærums, 2020). Variablene som endres er investeringskostnad, drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnad og kapasitetsfaktor. De vurderes i henhold til basisprisscenarioet under de to modellene. Forutsetningene som er presentert i tabell 3 legges til grunn. For avkastningskravene ble det sett på hvordan en tilsvarende endring i begge krav påvirket netto nåverdi. Hver variabel ble justert opp og ned med 25 og 50 prosent, og det ble sett på hvordan denne endringen isolert påvirket netto nåverdi ved at alle andre variabler ble holdt konstant. Figur 7 viser resultatet av analysen.



Figur 7: Følsomhetsanalyse i basisprisscenarioet.

Nåverdien er mest følsom ovenfor endringer i investeringskostnad, etterfulgt av endringer i kapasitetsfaktoren. Dette er mulig å lese ut fra figur 7, ved å se på stigningstallene til de to linjene. Analysen viser at investeringskostnadene er nødt til å reduseres med omtrent seks prosent (3,6 milliarder kroner) for å oppnå en netto nåverdi lik null. Kapasitetsfaktoren er på en annen side nødt til å øke med nesten seks prosent for å få en netto nåverdi lik null. Det vil si at kapasitetsfaktoren måtte vært 59,30 prosent. Videre viser analysen at nåverdien er noe mer følsom ovenfor endringer i avkastningskrav sammenlignet med endringer i drifts- og vedlikeholdskostnader. Samtidig er det verdt å påpeke at det må det være noe større prosentvise endringer i disse variablene før det gir et lønnsomt prosjekt. Det er også viktig å påpeke at følsomhetsanalyser er begrensede, da de ikke vurderer avhengighet mellom variablene som endres, eller sannsynligheten for at en endring oppstår (Bøhren & Gjærums, 2020). Analysen påvirker ikke myndighetenes utbetalinger, da disse er konstant på 23 milliarder kroner.

5 Diskusjon

I dette kapitlet besvares forskningsspørsmålet ved hjelp av de definerte delspørsmålene, og det diskuteres hvilke konsekvenser dette kan ha for fremtidig havvindsatsning. Til slutt drøftes svakheter ved studien, og anbefalinger til videre undersøkelser.

5.1 Tolkning av resultater

I dette delkapitlet vender jeg tilbake til forskningsspørsmålet, og besvarer det med utgangspunkt i hvert delspørsmål. For enkelthetskyld repeterer jeg hovedspørsmålet her:

Hvordan påvirkes lønnsomheten i bunnfast havvind, målt ved nåverdimetoden, gjennom norsk kontra britisk utforming av differansekontrakter, sett fra myndighetenes og investors side?

DELSPØRSMÅL 1: REFERANSEPRISUTFORMING

Referanseprisen benyttes når avregningsbeløpet under den britiske og den norske differansekontraktmodellen skal beregnes, det vil si inn- og utbetalinger mellom stat og investor. I delkapittel 4.1 ble det vist at referanseprisutformingen i Norge kontra Storbritannia kun utgjør en forskjell for investors lønnsomhet og myndighetenes utbetalinger under lavprisscenarioet (se tabell 4). Årsaken er at lavprisscenarioet er det eneste scenarioet med negative kraftpriser, og følgelig er dette det eneste scenarioet der referanseprisen avviker mellom de to modellene. Fra formel 3 vet jeg at den britiske referanseprisen er lik spotprisen, og fra formel 6, vet jeg at ved beregning av den norske referanseprisen skal kraftpriser og produksjon i timer med negative kraftpriser ekskluderes. Ettersom det kun er seks timer hvert år med negative kraftpriser i dette studiet, gir ikke dette store utslag på investors lønnsomhet i Norge kontra Storbritannia. Under basis- og høyprisscenarioene er det ingen timer med negative kraftpriser, og referanseprisene i Storbritannia og Norge blir like. Det resulterer i at investors lønnsomhet, samt myndighetenes utbetalinger, også er like, slik som tabell 4 viser. Samtidig må det understrekes at det er gjort noen forenklinger av den britiske modellen for å skape et sammenligningsgrunnlag, noe som kan ha påvirket resultatene.

Resultatene fra lavprisscenarioet bekrefter at å beregne referansepris på timesbasis, slik som i Storbritannia, gir insentiver til å maksimere produksjon fremfor verdi på produksjon, og støtter dermed diskusjonene rundt dette i Schlecht et al. (2024) og ENTSO-E (2024), samt Winje et al. (2022) som også diskuterer de samme poengene. Dette blir synlig ved at investors netto nåverdi under den britiske modellen er høyere enn investors netto nåverdi under den norske

modellen. Å beregne referansepris basert på et gjennomsnitt av kraftpriser over null øre per kWh, slik som i Norge, kan derfor bidra til å gjøre insentivene mindre, da det vil være mer lønnsomt for investor å maksimere verdi fremfor produksjon.

DELSPØRSMÅL 2: INNFØRING AV MINSTEPRIS

Ved kraftpriser under minsteprisen i den norske modellen, betales det ikke ut støttebeløp. I delkapittel 4.2 ble det vist at innføring av en minstepris på fem øre per kWh påvirker lønnsomheten og utbetalingene i den norske modellen i alle prisscenarioer, og spesielt lavprisscenarioet (se tabell 5). Årsaken er at unntaksregel a⁵ under den norske modellen kommer til anvendelse. Regelen sier at avregningsbeløpet (a) skal settes lik null i alle timer der spotprisen (s) er mindre enn minsteprisen (M), og det vil derfor ikke være noe utbetaling disse timene. Endringen i netto nåverdi, samt endringer i statens utbetalinger, er igjen størst under lavprisscenarioet (se tabell 6), ettersom unntaksregelen kommer til anvendelse flere timer.

I lavprisscenarioet er det er snakk om totalt 11 790 timer gjennom differansekontraktens varighet på 15 år hvor unntaksregelen kommer til anvendelse, noe som gjennomsnittlig utgjør omtrent 33 dager hvert år uten utbetaling. Hvis det blir sett bort fra gjennomsnitt, så gjelder det 10 dager i år 1, og 63 dager i år 15. Det er en økning i antall dager uten utbetaling av støttebeløp gjennom differansekontraktens levetid. Det henger sammen med en forventning om lavere kraftpriser i årene som kommer. I høyprisscenarioet utgjør det gjennomsnittlig omtrent 5-6 dager hvert år, og i basis-scenarioet utgjør mindre enn 1 dag hvert år. I likhet med lavprisscenarioet er antall timer og dermed dager økende gjennom differansekontraktens levetid på 15 år. Dette slår positivt ut i lønnsomhetsberegningene til investor, ettersom nåverdimetoden verdsetter utbetalinger i dag høyere enn utbetalinger i fremtiden (Hillier et al., 2017).

Tabell 6 illustrerer effekten av en minstepris, både for investor og stat, og viser hvordan begrensninger i en differansekontrakt kan resultere i risikooverføring mellom stat og investor. Ved å innføre minsteprisen sikrer staten seg mot store utbetalinger gjennom differansekontrakten dersom kraftprisene blir lavere, noe som reduserer deres risiko og utbetalinger. På den andre siden må investor nå bære denne risikoen, noe som illustrerer risikooverføringen fra stat til investor.

⁵ Unntaksregel a: $a_t = 0$ hvis $s_t < M$

DELSPØRSMÅL 3: STØTTETAK OG RESERVASJONSPRIS

Til slutt ble det vist at innføringen av et støttetak og en reservasjonspris i stor grad påvirker investors netto nåverdi, og åpenbart myndighetenes utbetalinger.

Da støttetaket ble innført i den norske modellen gikk prosjektet Sørliche Nordsjø II fra å være lønnsomt i alle tre prisscenarioer, til å ikke være lønnsomt under basis- og lavprisscenarioet (se tabell 7). Støttetaket ble også synlig i høyprisscenarioet, der netto nåverdi nesten ble halvert. Tidligere har det blitt diskutert at støttenivået er for lavt (Kristoffersen et al., 2024), noe resultatene fra lav- og basisprisscenarioet støtter. Betydningen av å ha et støttetak blir tydeliggjort i tabell 8, som viser endringen i investors netto nåverdi, samt myndighetenes utbetalinger. Fra tabellen er det mulig å tolke at støttetaket overfører risiko fra myndighetene tilbake til investor, ettersom investors risiko øker (lavere netto nåverdi) og myndighetenes risiko reduseres (mindre utbetalinger fra stat til utbygger). I tabell 11 kommer det frem at prosjektet aldri vil bli lønnsomt med et støttetak. Analysen viser også hvordan en differansekontrakt kan beskytte forbrukere mot pristopper gjennom utbetalinger fra investor til myndighetene, noe som støtter funn i tidligere studier (Kröger et al., 2022; Neuhoff et al., 2022).

Innføringen av en reservasjonspris under den britiske modellen påvirker også investor. Tabell 9 viser kontraktsprisene som under den britiske modellen tilfredsstillende netto nåverdi lik som i den norske modellen. Det kommer da frem at under høyprisscenarioet blir det ikke inngått en differansekontrakt, ettersom kontraktsprisen er over reservasjonsprisen. Dette er ikke en realistisk situasjon, noe som også vises i tabell 10. Tradisjonell beslutningsregel sier at investor vil akseptere prosjekter med netto nåverdi større enn null, og tabell 9 viser at netto nåverdi i dette scenarioet er 17 059 millioner kroner. Med en positiv netto nåverdi ville investor vært villig til å redusere sitt bud under auksjonen for å sikre seg rettighetene til å bygge prosjektet. Investor hadde vært villig til å redusere budet til 72 øre per kWh, som er kontraktsprisen som gir en netto nåverdi lik null i den britiske modellen (se tabell 10). Tabell 10 viser at det i realiteten er under lav- og basisprisscenarioet det ikke vil bli inngått en differansekontrakt. Det betyr at resultatene i tabell 9 ikke er realistiske under noen prisscenarioer, men funnene gir likevel verdifull innsikt. Resultatene støtter oppunder teorien om at insentivene til å by over LCOE er lavere i Storbritannia enn de er i Norge. Det kommer av at en britisk investor har mulighet til å sikre seg lik netto nåverdi som en norsk investor, men til en lavere kontraktspris. Det betyr at når utbetalingene fra differansekontrakten med sikkerhet varer i 15 år, byr investor nærmere sine faktiske kostnader sammenlignet med en situasjon der det er uvisst hvor lenge

utbetalingene varer, slik som i Norge. Støttetaket er årsaken til usikkerheten, og resultatene i denne studien støtter Winje et al. (2022) sin påstand om at et støttetak reduserer en differansekontrakts kostnadseffektivitet.

Ved å legge basisprisscenarioet til grunn, viser resultatene fra tabell 7 at det med den norske modellen burde det ikke vært inngått en differansekontrakt på Sørilige Nordsjø II, gitt at forutsetningene i denne studien er korrekt. Resultatene i tabell 11, og forklaringen som følger tabellen, bekrefter også dette. De viser at det ikke eksisterer en kontraktspris som oppfyller investor sitt krav til normal avkastning, og dermed en netto nåverdi lik null. Uten et støttetak derimot, eller hvis støttetaket hadde økt med i overkant av fem milliarder kroner, ville prosjektet vært lønnsomt for investor (se tabell 12). Disse resultatene støtter teorien flere studier har diskutert, (Huebler et al., 2017; Kell et al., 2023a; Müsgens & Riepin, 2018; Welisch & Poudineh, 2020), om at investor har insentiver til å by aggressivt for å sikre seg kontrakten. Et spørsmål som likevel kan stilles er hvorfor ble det inngått en differansekontrakt på Sørilige Nordsjø II?

Beiter et al. (2024) argumenterer for evnen en differansekontrakt har til å håndtere finansiell risiko er noe flere investorer verdsetter mer enn selve utbetalingene fra staten. I lys av dette kan det på en side argumenteres for at støttetaket alene ikke burde påvirke investors vilje til å investere, noe som kan bidra å forstå auksjonsutfallet på Sørilige Nordsjø II.

En annen forklaring på auksjonsutfallet kan være gjennom realopsjonslogikk. Dixit og Pindyck (1994) forklarer at en realopsjon gir en rett, men ikke en plikt, til å ta en investeringsbeslutning. Å ha denne rettigheten er nok for mange investorer en verdi i seg selv, da det gir de mulighet til å se hvordan markedet utvikler seg, og deretter ta en beslutning. En opsjon skaper på den måten en alternativverdi som den tradisjonelle beslutningsregelen ikke tar hensyn til, noe som kan forklare hvorfor investeringsatferd avviker fra det som er forventet (Dixit & Pindyck, 1994). For Sørilige Nordsjø II betyr dette at Ventyr kan ha lagt inn et bud som tilsynelatende ikke gir et lønnsomt prosjekt målt ved netto nåverdimetoden, fordi muligheten til å vente skaper en alternativverdi. Rohlfs og Madlener (2014) konkluderer med at denne alternativverdien vil øke lønnsomheten. Det vil si at hvis lønnsomheten i denne studien hadde vært målt gjennom en realopsjonstilnærming, og ikke netto nåverdimetoden, kunne prosjektet Sørilige Nordsjø II oppnådd en høyere verdi (Compernelle et al., 2017; Santos et al., 2014; Zhang et al., 2014).

Det er mulig at Ventyr har benyttet en realopsjonstilmærming da de valgte å by på Sørlige Nordsjø II. Havvindbransjen har opplevd store kostnadsøkninger den siste tiden (Kristoffersen et al., 2024), og Ventyr har nå sikret seg en mulighet til å observere denne kostnadsutviklingen, før de må ta et investeringsvalg. Som følsomhetsanalysen viste, må investeringskostnadene reduseres med omtrent seks prosent for å oppnå en netto nåverdi lik null under basisprisscenarioet. Dersom investeringskostnadene reduseres, har Ventyr mulighet til å utøve sin rettighet, og kan sitte igjen med forventet avkastning på sin investerte kapital. Hvis investeringskostnadene ikke reduseres, er de derimot ikke pliktet til å bygge ut, og de må ta en vurdering på om det er bedre å betale boten de pålegges ved å ikke bygge ut. Kanskje har boten en verdi som er lik deres alternativverdi forbundet med å sikre seg differansekontrakten.

Ved å bygge opp den britiske og norske modellen gjennom studien blir det tydelig hvordan en differansekontrakt håndterer risiko mellom stat og utbygger, slik som Fabra (2023) og Beiter et al. (2024) viste til. I den britiske modellen er det synlig at det er staten som bærer den største risikoen, og i den norske modellen kommer det frem at staten har valgt å begrense denne risikoen. Da den norske staten utformet differansekontrakten la de inn begrensninger, og resultatene i tabell 6 og 8 viser hvordan begrensningene har overført risiko fra staten tilbake til investor, slik som Jansen et al. (2022) pekte på at det ville. Studien bidrar derfor til å støtte opp tidligere litteratur med regneeksempler, og viser at ulik differansekontraktutforming påvirker investor og stat. Under den britiske modellen blir myndighetene i større grad enn investor eksponert for markedsendringer, og bærer med det den største risikoen. I den norske modellen derimot er risikoen mer fordelt mellom myndighetene og investor, og investor bærer mer risiko sammenlignet med i den britiske modellen.

5.2 Konsekvenser for videre havvindsatsning

Ulik utforming av differansekontrakter for bunnfast havvind har vist seg å påvirke investors lønnsomhet, målt ved netto nåverdimetoden, noe som kan få konsekvenser for videre havvindsatsning. Ved å legge inn begrensninger i henhold til delspørsmålene som er diskutert i denne studien, vil investors risiko øke, og myndighetenes risiko reduseres. Ikke alle investorer er villig til å ta denne risikoen, og for de som er villig vil trolig avkastningskravet øke. Et økt avkastningskrav vil på en annen side resultere i dyrere energiprojekter, noe som kan sette bremsen for havvindsatsningen, både i Norge og resten av verden.

Hvis investeringene går ned, kan det påvirke læringseffektene knyttet til havvind, noe som er sentralt for å oppnå subsidiefri havvind i fremtiden (Jansen et al., 2020). Læringseffekter innebærer at erfaring resulterer i kostnadsreduksjoner (Woerlen, 2004), noe som betyr at teknologikostnadene for havvind vil reduseres for hver MW som installeres (Santhakumar et al., 2023). Ved dyrere energiprojekter kan antall MW som installeres reduseres, og læringseffektene bremses, noe som bidrar til ytterligere bremsing av havvindsatsningen. For at vi skal nå klimamålene som er satt om å begrense global oppvarming til 1,5 grad innen 2030, er det estimert av havvindkapasiteten må øke fra omtrent 74 GW i 2023 til 494 GW (COP28 et al., 2023; GWEC, 2024). Det kreves med andre ord en enorm økning, noe som viser at det ikke er rom for at havvindsatsningen bremses.

5.3 Svakheter ved studien

Resultatene i denne studien avhenger av forutsetningene som ligger til grunn, og jeg vil her beskrive noen av svakhetene rundt disse. Først kan netto nåverdimetoden trekkes frem. Den tradisjonelle beslutningsregelen tar ikke hensyn til optimalt beslutningstidspunkt eller verdien av usikkerhet (Santos et al., 2014). Dette er sentrale faktorer i forbindelse med lønnsomheten i bunnfast havvind, ettersom en tildeling av differansekontrakter i teorien kan betraktes som en tildeling av en opsjon. Det følger av at investor har mulighet til å sitte på rettigheten til å bygge havvindparken, og ta en avgjørelse når markedet er mer sikkert (Müsgens & Riepin, 2018). Resultatene i denne studien kunne derfor vært styrket ved å gjennomføre en slik tilnærming, og deretter sammenligne resultatene. Det kunne gitt en mer nyansert forståelse av resultatene.

Videre kan de tre prisscenarioene som analysene bygger på trekkes frem, da det kan stilles spørsmål ved hvorvidt basis- og høyprisscenarioet illustrerer en realistisk fremtid. Dette med bakgrunn i antall timer med negative priser som er inkludert, og det kan også vurderes om lavprisscenarioet også undervurderer dette antallet. I basis- og høypris er det ingen timer med negative kraftpriser, noe som trolig ikke er realistisk. Jåstad og Bolkesjø (2023) konkluderer med den norske kraftprisen vil reduseres som følge av havvindinstallasjoner, noe som vil redusere kraftprisen og markedsverdien for andre fornybare kraftprodusenter. Osmundsen et al. (2024) peker på at det kanskje er andre vindkraftprodusenter uten en fastprisavtale som rammes hardest av dette. Det følger av deres produksjon i større grad korrelerer med havvindproduksjonen sammenlignet med andre kraftprodusenter, ettersom begge bruker vind som ressurs. Resultatet kan bli flere dager med negative kraftpriser og en kannibaliseringseffekt (Osmundsen et al., 2024). Det vil si en situasjon der inntektene til vindkraftprodusentene faller

som følge av økt produksjon, ettersom kraftprisen reduseres i timene de produserer. De oppnår derfor en lavere kraftpris på sin produksjon (Birkelund et al., 2021). Med bakgrunn i dette kan det derfor være at fremtiden i realiteten består av flere timer med negative kraftpriser, noe som betyr at utformingen av referansepris vil ha større betydning på netto nåverdi. Hvis antallet timer med negative kraftpriser er undervurdert, vil også minsteprispåvirkningen i realiteten være mye høyere. Det følger av at det vil være flere timer der unntaksregel a, og også kanskje unntaksregel b kommer til anvendelse.

6 Konklusjon

I denne studien har lønnsomhetsberegninger ved hjelp av nåverdimetoden, og konkrete detaljer om norsk og britisk differansekontrakt blitt brukt for å besvare forskningsspørsmålet. Studien konkluderer med tre hovedfunn, som kan gi innsikt til fremtidige havvindauksjoner, samt benyttes i videre arbeid med å vurdere differansekontrakter.

Først blir det vist at referanseprisutforming ikke har betydelig påvirkning på investors lønnsomhet, eller myndighetenes utbetalinger, under noen prisscenarioer, verken i den britiske eller den norske modellen. Påvirkningen er til stede i den norske modellen og lavprisscenarioet, men det er marginalt. Den marginale påvirkningen skyldes trolig et lite innslag av negative kraftpriser i prisbanene som ligger til grunn. Hvordan utforming av referansepris basert på timesbasis kontra gjennomsnittlig timespriser i en måned påvirker investors lønnsomhet og myndighetenes utbetalinger kan derfor være undervurdert.

Deretter kommer det frem at innføringen av en minstepris på fem øre per kWh i den norske modellen påvirker investors lønnsomhet og myndighetenes utbetalinger i alle prisscenarioer, men hovedsakelig under lavprisscenarioet. Innføringen av minsteprisen illustrerer hvordan myndighetene kan legge inn begrensninger i differansekontrakten for å overføre risiko tilbake til investor. Ved et større innslag av negative kraftpriser vil lønnsomhet fra en investors side og utbetalinger fra myndighetenes side reduseres.

Til slutt kommer det frem at å innføre et støttetak og en reservasjonspris har stor påvirkning for investor og myndigheter med både britisk og norsk differansekontrakt. Med et støttetak i den norske modellen er ikke lenger prosjektet Sørliche Nordsjø II lønnsomt under lav- og basisprisscenarioet. Lønnsomheten i høyprisscenarioet er også nesten halvert. Analysene viser også at med et støttetak på 23 milliarder kroner, er det ikke mulig å finne en kontraktspris som

gjør at investor kan oppnå en netto nåverdi lik null. Auksjonsutfallet på Sørlige Nordsjø II kan likevel forklares gjennom realopsjonslogikk. Det følger av at det å sikre seg kontrakten kan for investor ha en alternativverdi, noe som ikke hensyntas i den tradisjonelle beslutningsregelen. Reservasjonsprisen viser at det ikke tildeles differansekontrakter i alle prisscenarioer, noe som også påvirker investor og myndigheter. Gjennom reservasjonsprisen ble det også vist at insentivene til å by inn en kontraktspris over LCOE er høyere i Norge kontra Storbritannia.

Resultatene kan gi politikere og andre beslutningstakere et godt grunnlag for videre utvikling av differansekontraktutforming. De viser hvilke begrensinger som i dagens utforming kan påvirke investor i retning av å ikke investere i bunnfaste havvindprosjekter. Samtidig gir funnene myndighetene innsikt i hvordan de kan overføre noe av risikoen de påtar seg i forbindelse med havvindsatsningen tilbake til investor. I videre undersøkelser anbefales det å undersøke flere begrensninger, som for eksempel kostnader forbundet med nett-tilknytning, for å tallfeste hvordan dette påvirker investor og myndigheter. Det langsiktige målet med undersøkelsene vil være å forbedre ordningen, slik at havvindkapasiteten som vi i dag sårt trenger, styrkes.

7 Referanser

- Aftenposten. (2024). *Havvind i Nordsjøen: Vindturbiner dobbelt høye som Oslo Plaza*. Tilgjengelig fra: <https://www.aftenposten.no/okonomi/i/q1zdrghavvind-i-nordsjoeen-vindturbiner-dobbelt-hoeye-som-oslo-plaza> (lest 17.04.2024).
- Bank of England. (2023). *Inflation calculator*. Tilgjengelig fra: <https://www.bankofengland.co.uk/monetary-policy/inflation/inflation-calculator> (lest 19.04.2024).
- Beiter, P., Guillet, J., Jansen, M., Wilson, E. & Kitzing, L. (2024). The enduring role of contracts for difference in risk management and market creation for renewables. *Nature Energy*, 9: 20-26. doi: 10.1038/s41560-023-01401-w.
- Bernhardsen, E. & Larsen, K. (2002). *Bankenes prising av risiko ved utlån til foretakssektoren*: Avdeling for finansiell analyse og struktur, Norges Bank. Tilgjengelig fra: <https://norges-bank.brage.unit.no/norges-bank-xmli/bitstream/handle/11250/2503332/bernhardsen.pdf?sequence=1> (lest 20.04.2024).
- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F. H. & Haukeli, I. E. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf (lest 11.03.2024).
- Blanco, A. A., Hoel-Holt, A., Lotz, B., Riekeles, H., Valseth, Å. S. & Vennemo, H. (2022). *Norwegian Offshore Wind Auctions – Strategic Recommendations for Phase 1 of Sørliche Nordsjø II*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/bd4d260de2c242beb661494550b8d7a3/norwegian-offshore-wind-auctions-report-1.pdf> (lest 01.05.2024).
- BloombergNEF. (2022). *2H 2022 Levelized Cost of Electricity Update*. Tilgjengelig fra: <https://about.bnef.com/blog/2h-2022-levelized-cost-of-electricity-update/> (lest 25.03.2024).
- Buvik, M. (2023). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2022*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/langsiktig-kraftmarkedsanalyse-2022/> (lest 11.03.2024).
- Bøhren, Ø. & Gjærum, P. I. (2020). *Finans: Innføring i investering og finansiering*. 2. utg. Bergen, Norge: Fagbokforlaget.
- Compernelle, T., Welkenhuysen, K., Huisman, K., Piessens, K. & Kort, P. (2017). Off-shore enhanced oil recovery in the North Sea: The impact of price uncertainty on the investment decisions. *Energy policy*, 101: 123-137. doi: 10.1016/j.enpol.2016.11.034.
- COP28, IRENA & GRA. (2023). *Tripling renewable power and doubling energy efficiency by 2030: Crucial steps towards 1.5°C*: International Renewable Energy Agency. Tilgjengelig fra: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Oct/COP28_IRENA_GRA_Tripling_renewables_doubling_efficiency_2023.pdf?rev=9831037db9e44aa5976b582af19a90da (lest 26.02.2024).
- Coutinho, C. (2023). *Boosting the Future of our Renewables Sector*: UK Parliament. Tilgjengelig fra: <https://questions-statements.parliament.uk/written-statements/detail/2023-11-16/hcws40> (lest 29.02.2024).
- Cretì, A. & Fontini, F. (2019). *Economics of electricity: markets, competition and rules*: Cambridge University Press.
- Department for Business and Trade. (u.å.). *Offshore wind*: UK.gov. Tilgjengelig fra: <https://www.great.gov.uk/international/content/investment/sectors/offshore-wind/> (lest 30.04.2024).
- Department for Business Energy and Industrial Strategy. (2022a). *Contracts for Difference and Capacity Market Scheme Update 2022*. Tilgjengelig fra: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/639c94e4e90e075879285026/cfd-cm-scheme-update-2022.pdf> (lest 29.02.2024).
- Department for Business Energy and Industrial Strategy. (2022b). *Contracts for Difference Methodology used to set Administrative Strike Prices for CfD Allocation Round 5*. Tilgjengelig fra: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65d38172423931826ab7b8fa/cfd-ar5-administrative-strike-prices.pdf> (lest 14.05.2024).
- Department for Business Energy and Industrial Strategy. (2022c). *R5 Core Parameters*. Tilgjengelig fra: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6399a2d8d3bf7f3f8106c44d/cfd_ar5_core_parameters.pdf (lest 29.02.2024).
- Department for Energy Security and Net Zero. (2023a). *Contracts for Difference (CfD): Budget Revision Notice for the fifth Allocation Round*. Tilgjengelig fra: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64ca634b101f9200128b6cf7/cfd-budget-revision-notice-allocation-round-5-2023.pdf> (lest 29.02.2024).
- Department for Energy Security and Net Zero. (2023b). *Contracts for Difference Scheme for renewable electricity generation. Allocation Round 5: Allocation Framework, 2023*. Tilgjengelig fra:

- <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6412c51fd3bf7f79dd8acc52/cfd-allocation-round-5-allocation-framework.pdf> (lest 29.02.2024).
- Dixit, A. K. & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. 41 William Street, Princeton, New Jersey 08540: Princeton University Press.
- E24. (2024). *Havvindpark kan koste nær 80 milliarder kroner. Aasland tror ennå på budkamp*. Tilgjengelig fra: <https://e24.no/energi-og-klima/i/bgRgXl/norges-foerste-havvindpark-kan-koste-80-milliarder-kroner> (lest 17.04.2024).
- Ederer, N. (2015). Evaluating capital and operating cost efficiency of offshore wind farms: A DEA approach. *Renewable & sustainable energy reviews*, 42: 1034-1046. doi: 10.1016/j.rser.2014.10.071.
- EMRS. (2024). *Settlement Data for CfD Generators*. Tilgjengelig fra: <https://www.emrsettlement.co.uk/settlement-data/settlement-data-cfd-generators/> (lest 21.04.2024).
- EMRS & LCCC. (2024). *G24 – CfD Generator Payments*. EMRS Guidance. Tilgjengelig fra: <https://www.emrsettlement.co.uk/document/guidance/g24-cfd-generator-payments/> (lest 19.04.2024).
- Energidepartementet. (2023a). *Differansekontrakt for havvind i Sørlege Nordsjø II. Endelig utkast til differansekontrakt for havvind 7.11.2023*.: Stortinget. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/differansekontrakt-for-havvind-pa-sorlige-nordsjo-ii/id2994457/> (lest 23.02.2024).
- Energidepartementet. (2023b). *Differansekontrakt for havvind i Sørlege Nordsjø II. Vedlegg b*.: Stortinget. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/differansekontrakt-for-havvind-pa-sorlige-nordsjo-ii/id2994457/> (lest 23.02.2024).
- Energidepartementet. (2024). *Fem aktører kan delta i auksjon om havvind i Sørlege Nordsjø II*: Regjeringa. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/fem-aktorar-kan-delta-i-auksjon-om-havvind-i-sorlege-nordsjo-ii/id3025843/> (lest 29.02.2024).
- ENTSO-E. (2024). *Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design*. Tilgjengelig fra: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2024/240220_ENTSO-E_CfDs_Position_Paper.pdf (lest 02.05.2024).
- European Commission. (2013). *European Commission guidance for the design of renewables support schemes*. SWD(2013) 439 final. Brussels. Tilgjengelig fra: https://energy.ec.europa.eu/document/download/de118bc1-1f05-42ba-be92-96a750b1c60e_en?filename=com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf (lest 16.04.2024).
- Fabra, N. (2023). Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis. *Energy economics*, 126: 106963. doi: 10.1016/j.eneco.2023.106963.
- Gogia, R., Endresen, H., Haukeli, I. E., Hole, J., Birkelund, H., Aulie, F. H., Østenby, A., Buvik, M. & Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf (lest 11.03.2023).
- GWEC. (2024). *Global wind report 2024*: Global Wind Energy Council. Tilgjengelig fra: <https://gwec.net/global-wind-report-2024/> (lest 08.05.2024).
- Haelg, L. (2020). Promoting technological diversity: How renewable energy auction designs influence policy outcomes. *Energy research & social science*, 69: 101636. doi: 10.1016/j.erss.2020.101636.
- Hillier, D., Clacher, I., Ross, S., Westerfield, R. & Jordan, B. (2017). *Fundamentals of corporate*. 3. utg. London, England: McGraw-Hill Education.
- Holden, S. (2021). *Makroøkonomi*: Cappelen Damm AS.
- Huebler, D., Radov, D. & Wieshammer, L. (2017). *Method or Madness: Insights from Germany's Record-Breaking Offshore Wind Auction and Its Implications for Future Auctions*: NERA Economic consulting.
- IEA. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019*: International Energy Agency. Tilgjengelig fra: https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf (lest 29.04.2024).
- IEA. (2023a). *Wind*: International Energy Agency. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/wind> (lest 29.04.2024).
- IEA. (2023b). *World Energy Outlook 2023*: International Energy Agency. Tilgjengelig fra: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf> (lest 25.03.2024).
- IRENA. (2023). *Renewable power generation costs in 2022*: International Renewable Energy Agency. Tilgjengelig fra: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf?rev=cccb713bf8294cc5bec3f870e1fa15c2 (lest 25.03.2024).

- Jansen, M., Staffell, I., Kitzing, L., Quoilin, S., Wiggelinkhuizen, E., Bulder, B., Riepin, I. & Müsgens, F. (2020). Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy. *Nature Energy*, 5 (8): 614-622. doi: 10.1038/s41560-020-0661-2.
- Jansen, M., Beiter, P., Riepin, I., Müsgens, F., Guajardo-Fajardo, V. J., Staffell, I., Bulder, B. & Kitzing, L. (2022). Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally. *Energy policy*, 167: 113000. doi: 10.1016/j.enpol.2022.113000.
- Jelsness, S. T. & Valseth, Å. S. (2021). *Historisk høy magasinfylling og lav kraftpris i 2020*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/historisk-hoy-magasinfylling-og-lav-kraftpris-i-2020/> (lest 09.03.2024).
- Jåstad, E. O. & Bolkesjø, T. F. (2023). Offshore wind power market values in the North Sea – A probabilistic approach. *Energy (Oxford)*, 267: 126594. doi: 10.1016/j.energy.2022.126594.
- Kell, N. P., Santibanez-Borda, E., Morstyn, T., Lazakis, I. & Pillai, A. C. (2023a). Methodology to prepare for UK's offshore wind Contract for Difference auctions. *Applied energy*, 336: 120844. doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120844.
- Kell, N. P., van der Weijde, A. H., Li, L., Santibanez-Borda, E. & Pillai, A. C. (2023b). Simulating offshore wind contract for difference auctions to prepare bid strategies. *Applied energy*, 334: 120645. doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120645.
- Khosravi, A. & Kleppe, J. M. T. (2023). *From Idealism to Pragmatism: Exploring the Cost Realities of Offshore Wind Development in Norway*. Bergen: Norwegian School of Economics.
- Kirkerud, J. G., Buvik, M., Holm, I., Spilde, D., Sørbye, M., Skaansar, E., Kvandal, H., Birkelund, H., Skulstad, H., Petrusson, L., et al. (2023). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*. Rapport nr. 25/2023: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_25.pdf (lest 09.03.2024).
- Kreiss, J., Ehrhart, K.-M. & Haufe, M.-C. (2017). Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties. *Energy policy*, 101: 512-520. doi: 10.1016/j.enpol.2016.11.007.
- Kristoffersen, B., Elboth, A., Hjorth, R., Sjøtøl, O. A. & Rustad, A. M. (2024). *Outlook for Norway Building sustainable industrial advantage through the green transition*: NHO + BCG. Tilgjengelig fra: <https://web-assets.bcg.com/0c/6c/bcc2f6274d7eb287dabc259c2f1a/outlook-for-norway-building-sustainable-industrial-advantage-through-the-green-transition.pdf> (lest 26.02.2024).
- Kröger, M., Neuhoff, K. & Richstein, J. C. (2022). *Contracts for difference support the expansion of renewable energy sources while reducing electricity price risks*. Tilgjengelig fra: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.852061.de/dwr-22-35-1.pdf (lest 06.05.2024).
- LCCC. (2023a). *AR5 CfD (Phase 1) agreement (Single metering)*: GOV.UK. Tilgjengelig fra: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6412fc40d3bf7f79daa11256/ar5-cfd-phase-1-agreement-single-metering.pdf> (lest 11.04.2023).
- LCCC. (2023b). *Fit contract for difference standard terms and conditions*: GOV.UK. Tilgjengelig fra: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6412f9b8e90e0776a0d957de/ar5-standard-terms-and-conditions.pdf> (lest 11.04.2024).
- Lorentzen, S., Osmundsen, P. & Lu, L. (2024). *Immature offshore wind technology: UK life cycle capacity factor analysis*.
- Magnussen, I. & Esmark, M. (2023). *Energibruk*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/>.
- Matthäus, D. (2020). Designing effective auctions for renewable energy support. *Energy policy*, 142: 111462. doi: 10.1016/j.enpol.2020.111462.
- McAfee, R. P. & McMillan, J. (1987). Auctions and bidding. *Journal of economic literature*, XXV (2): 699-738.
- Milgrom, P. R. & Weber, R. J. (1982). A Theory of Auctions and Competitive Bidding. *Econometrica*, 50 (5): 1089-1122. doi: 10.2307/1911865.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A. & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable energy*, 66: 714-728. doi: 10.1016/j.renene.2014.01.017.
- Müsgens, F. & Riepin, I. (2018). Is Offshore Already Competitive? Analyzing German Offshore Wind Auctions. *IEEE*. doi: 10.1109/EEM.2018.8469851.
- nationalgrid. (2015). *Guide to TNUoS Charging Methodology for Offshore Generation in GB*. Tilgjengelig fra: <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/44938-Offshore%20Information.pdf> (lest 14.05.2024).
- Nelson, T. & Dodd, T. (2023). Contracts-for-Difference: An assessment of social equity considerations in the renewable energy transition. *Energy policy*, 183: 113829. doi: 10.1016/j.enpol.2023.113829.
- Neuhoff, K., May, N. & Richstein, J. C. (2022). Financing renewables in the age of falling technology costs. *Resource and energy economics*, 70: 101330. doi: 10.1016/j.reseneeco.2022.101330.

- Norges Bank. (2023a). *Valutakurs EUR til NOK*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR> (lest 19.04.2024).
- Norges Bank. (2023b). *Valutakurs GBP til NOK*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=GBP>.
- Norges Bank. (2023c). *Valutakurs USD til NOK*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=USD> (lest 19.04.2024).
- Norges Bank. (2024a). *Inflasjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/kort-forklart/inflasjon/> (lest 22.04.2024).
- Norges Bank. (2024b). *Priskalkulator*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Priskalkulator/> (lest 16.04.2024).
- Norges Bank. (2024c). *Valutakurser*. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR> (lest 06.02.2024).
- NVE. (2022). *Kraftsituasjonen fjerde kvartal og året 2022*. Tilgjengelig fra: https://www.nve.no/media/15154/kvartalsrapportq4_2022.pdf (lest 09.03.2024).
- NVE. (2023a). *Datagrunnlag for LCOE 2023*. Tilgjengelig fra: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nve.no%2Fmedia%2F16321%2F1coe-2023-til-delning-offentlig.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK> (lest 20.04.2024).
- NVE. (2023b). *Identifisering av utredningsområder for havvind*. Tilgjengelig fra: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/> (lest 18.03.2024).
- NVE. (2023c). *Kostnader for kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (lest 25.03.2024).
- NVE. (2023d). *LCOE til deling offentlig*. Tilgjengelig fra: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nve.no%2Fmedia%2F16321%2F1coe-2023-til-delning-offentlig.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>.
- NVE. (2023e). *Vedlegg: Utredning av nettløsninger for Sørlike Nordsjø II fase 2*. Rapport nr. 4 / 2023. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_04.vedlegg.pdf (lest 16.04.2024).
- NVE. (2024). *Kraftproduksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/> (lest 30.04.2024).
- OECD. (2022). *Exchange rates*. Tilgjengelig fra: <https://data.oecd.org/conversion/exchange-rates.htm> (lest 25.03.2024).
- Oslo Economics. (2022). *Vurdering av utvalgte støtteordninger for flytende havvind*. Tilgjengelig fra: <https://osloeconomics.no/wp-content/uploads/2022/03/Vurdering-av-utvalgte-stotteordninger-for-flytende-havvind.pdf> (lest 07.03.2024).
- Osmundsen, P., Emhjellen-Stendal, M. & Lorentzen, S. (2021). *Project economics of offshore windfarms. A business case*. nr. 32 2021 NORCE Samfunn: NORCE. Tilgjengelig fra: <https://norceresearch.brage.unit.no/norceresearch-xmlui/bitstream/handle/11250/2830740/Rapport%20NORCE%20samfunn%2032%202021.pdf?sequence=1> (lest 16.04.2024).
- Osmundsen, P., Emhjellen-Stendal, M. & Lorentzen, S. (2024). Oil Company Investment in Offshore Windfarms: A Business Case. *The Energy Journal*, 45 (2): 111-136.
- Pahle, M. & Schweizerhof, H. (2016). Time for tough love: Towards gradual risk transfer to renewables in Germany. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 5 (2): 117-134. doi: 10.5547/2160-5890.5.2.mpah.
- Pindyck, R. S., Rubinfeld, D. L. & Synnestvedt, T. (2013). *Introduksjon til mikroøkonomi*. Edinburgh Gate, England: Pearson Education Limited.
- Prop. 93 S (2022–2023). *Fullmakt til å inngå ein tosidig differansekontrakt for støtte til fornybar energiproduksjon til havs frå første fase av Sørlege Nordsjø II*. Energidepartementet.
- PwC. (2023). *Usikre rammebetingelser for havvindaktører*. Tilgjengelig fra: <https://www.pwc.no/no/pwc-aktuelt/skatt-og-mva-paa-havvind-i-stoepeskjeen.html> (lest 17.04.2024).
- Ranasinghe, R., Ruane, A. C., Vautard, R., Arnell, N., Coppola, E., Cruz, F. A., Dessai, S., Islam, S., Rahimi, M., Daniel Ruiz Carrascal, et al. (2021). Climate Change Information for Regional Impact and for Risk Assessment. In *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*: 1767–1926. doi: 10.1017/9781009157896.014.
- Regjeringen. (2022). *Kraftfull satsing på havvind*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kraftfull-satsing-pa-havvind/id2912297/> (lest 30.04.2024).
- Regjeringen. (2024). *Ventyr SN II AS har vunnet auksjonen om tildeling av prosjektområde for havvind i Sørlike Nordsjø II*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ventyr-nordsjo-ii-har-vunnet->

- [auksjonen-om-tildeling-av-prosjektomrade-for-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii/id3030559/](#) (lest 20.03.2024).
- Rohlfs, W. & Madlener, R. (2014). Optimal investment strategies in power generation assets: The role of technological choice and existing portfolios in the deployment of low-carbon technologies. *International journal of greenhouse gas control*, 28: 114-125. doi: 10.1016/j.ijggc.2014.06.012.
- Santhakumar, S., Heuberger-Austin, C., Meerman, H. & Faaij, A. (2023). Technological learning potential of offshore wind technology and underlying cost drivers. *Sustainable energy technologies and assessments*, 60: 103545. doi: 10.1016/j.seta.2023.103545.
- Santos, L., Soares, I., Mendes, C. & Ferreira, P. (2014). Real Options versus Traditional Methods to assess Renewable Energy Projects. *Renewable energy*, 68: 588-594. doi: 10.1016/j.renene.2014.01.038.
- Schlecht, I., Maurer, C. & Hirth, L. (2024). Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. *Energy policy*, 186: 113981. doi: 10.1016/j.enpol.2024.113981.
- Schmidt, T. S. (2014). Low-carbon investment risks and de-risking. *Nature Climate Change*, 4 (4): 237-239. doi: 10.1038/nclimate2112.
- Sem, I. V., Hole, J., Aulie, F. H., Spilde, D., Arnesen, F., Jelsness, S., Veirød, E., Veie, C. A., Sidelnikova, M., Henriksen, M. E. & Stavseng, A. G. (2020). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf (lest 11.03.2024).
- Simshauser, P. (2019). On the Stability of Energy-Only Markets with Government-Initiated Contracts-for-Differences. *Energies (Basel)*, 12 (13): 2566. doi: 10.3390/en12132566.
- Skatteetaten. (2024). *Alminnelig inntekt*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/satser/alminnelig-inntekt/> (lest 17.04.2024).
- Statnett. (2022a). *Fagrappport om havvind i Sørliche Nordsjø II. Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/fagrappport-om-havvind-i-sorlige-nordsjo-ii.pdf> (lest 07.03.2024).
- Statnett. (2022b). *Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma2022-2027.pdf> (lest 14.05.2024).
- Statnett. (2023). *Langsiktig markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2022-2050*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf> (lest 09.03.2024).
- Stavanger Aftenblad. (2024). *Norges første havvindpark kan koste 80 milliarder kroner*. Tilgjengelig fra: <https://www.aftenbladet.no/okonomi/i/APjvgz/havvind-paa-soerlige-nordsjo-ii-kan-koste-80-milliarder-kroner> (lest 17.04.2024).
- Stortinget. (2023). *Fullmakt til å inngå ein tosidig differansekontrakt for støtte til fornybar energiproduksjon til havs frå første fase av Sørlege Nordsjø II*: Stortinget. Tilgjengelig fra: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=93724> (lest 23.02.2024).
- Topdahl, R. C., Espeland, S. & Fridman, M. (2024). *Annerledeslandet. Nå satser Norge på havvind, på sin helt egen måte. Det kan bli risikabelt.*: NRK. Tilgjengelig fra: <https://www.nrk.no/klima/xl/sorlige-nordsjo-ii-tre-grunner-til-at-havvind-i-norge-kan-bli-ekstra-dyrt-1.16729207#authors--expand> (lest 20.02.2024).
- Vasdev, A. (2023). *2H 2023 LCOE Update: An Uneven Recovery*: BloombergNEF. Tilgjengelig fra: <https://about.bnef.com/blog/2h-2023-lcoe-update-an-uneven-recovery/> (lest 25.03.2024).
- Visser, E. d. & Held, A. (2014). *Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE)*. Tilgjengelig fra: https://res-cooperation.eu/images/pdf-reports/ECOFYS_Fraunhofer_Methodologies_for_estimating_LCoE_Final_report.pdf (lest 16.04.2024).
- Watson, N. & Bolton, P. (2023). *Contracts for Difference*. House of Commons Library: UK Parliament. Tilgjengelig fra: <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-9871/> (lest 23.02.2024).
- Welisch, M. & Poudineh, R. (2020). Auctions for allocation of offshore wind contracts for difference in the UK. *Renewable energy*, 147: 1266-1274. doi: 10.1016/j.renene.2019.09.085.
- WindEurope. (2021). *Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2020*. Tilgjengelig fra: https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJfcmFpbHMiOnsibWVzc2FnZSI6IkJBaDdDVG9JYTJWNVNTSWhkV1J2ZFhoa1lXdDBOVEo1ZDI1MU1ETTBOMlpyTldSNWVtZHdkd1k2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRHbHZia2tpQVpKcGJteHBibVU3SUdAcGJHVnVZVzFsUFNKWGFxNWtSWFZ5YjNCbExVOW1abk5vYjNkYExYZHBibVF0YVc0dFJYVnliM0JsTFhOMFIYUnBjM1JwWTNNdE1qQXINQzV3WkdZaU95Qm1hV3hsYm1GdFpTbz1WVlJHTFRnbkoxZHibVjZGFhKdmNHVXRUMlptYzJodmNtVXRkMmx1WkMxcGJpMUZkWEp2Y0dVdGMzUmhkR2x6ZEdsamN5MHINREl3TG5Ca1pnWTdCbFE2RVdOdmJuUmxiBlmZEHsd1pVa2lGR0Z3Y0d4cFkyRjBhVz1lTDNCa1pnWTdCbFE2RVhObGNuWnBZMlZmYm1GdFpUb0tiRz1qVWVd3PSPsImV4cCl6I

[jIwMjQtMDQtMTRUMTM6MzU6MjcuNTgzWlIsInB1ciI6ImJsb2Jfa2V5In19--4f15c208eec6f23e11db081c657bad3a4c4b97e1/WindEurope-Offshore-wind-in-Europe-statistics-2020.pdf](https://www.menon.no/wp-content/uploads/2022-137-Differansekontrakter-for-havvind.pdf) (lest 14.04.2024).

- Winje, E., Lind, L. H., Spiewanowski, P. & Schöpfer, A. (2022). *Differansekontrakter. Vurdering av innretning av differansekontrakter for utbygging av havvind på norsk sokkel*: Menon Economics. Tilgjengelig fra: <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2022-137-Differansekontrakter-for-havvind.pdf>.
- Winkler, J., Magosch, M. & Ragwitz, M. (2018). Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity – What can we learn from recent experiences? *Renewable energy*, 119: 473-489. doi: 10.1016/j.renene.2017.09.071.
- Woerlen, C. (2004). Experience Curves for Energy Technologies. *Encyclopedia of Energy*: 641-649. doi: 10.1016/B0-12-176480-X/00249-7.
- Zhang, M., Zhou, D. & Zhou, P. (2014). A real option model for renewable energy policy evaluation with application to solar PV power generation in China. *Renewable & sustainable energy reviews*, 40: 944-955. doi: 10.1016/j.rser.2014.08.021.
- Østenby, A. M. (2019). *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa*: Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf (lest 30.04.2024).
- Aasland, T. (2023a). *Skriftlig spørsmål fra Sofie Marhaug (R) til olje- og energiministeren*: Stortinget. Tilgjengelig fra: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qid=94535> (lest 18.03.2024).
- Aasland, T. (2023b). *Skriftlig spørsmål fra Sofie Marhaug (R) til olje- og energiministeren*: Stortinget. Tilgjengelig fra: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qid=94175> (lest 20.04.2024).

Vedlegg A – LCOE

IRENA (2023) oppgir en LCOE for havvind lik 0,081 USD per kWh i reelle 2022 priser. For å gjøre om til øre per kWh blir først verdiene gjort om fra USD til NOK. I henhold til OECD (2022) var valutakursen i 2022 9,614. 0,081 blir derfor multiplisert med 9,614. Videre blir resultatet multiplisert med 100 for å konvertere fra kr per kWh til øre per kWh. Dette gir resultatet 77,87, som rundes opp til nærmeste hele tall.

IEA (2023b) oppgir en LCOE for havvind på 75 USD per MWh i reelle 2022 priser. Samme prosess som over gjentas for å konvertere fra USD til NOK. Dette gir resultatet 72 105 øre per MWh. Videre divideres beløpet på 1000 for å konvertere fra MWh til kWh. LCOE blir da 72,11, som til slutt rundes ned til nærmeste hele tall.

Desember 2023 kom Bloomberg med en rapport som inneholdt oppdaterte LCOE estimater (Vasdev, 2023). Da fullstendig rapport ikke lå tilgjengelig ble det valgt å lese av grafen som ble publisert, og sammenlignet med BloombergNEF (2022). I 2022 var LCOE for havvind lik 72 USD per MWh. Grafen fra 2023 ser ut til å øke litt fra 2022 til 2023, og det er derfor satt en LCOE lik 74 USD per MWh. På grunn av unøyaktig avlesing kan estimatene avvike noe fra Bloomberg sine faktiske estimater. Videre blir verdien konvertert fra USD til NOK, og deretter fra MWh til kWh ved hjelp av samme prosess som beskrevet over. Resultatet ble da 71,14, som rundes ned til nærmeste hele tall.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway