

NOTAT

EN AMBISIØS SATSING PÅ FLYTENDE HAVVIND

HVOR STORE MARKEDSANDELER MÅ EN NORSKBASERT INDUSTRI REALISERE?



NOTAT AV SANDER R. ASLESEN, SIGRID HERNES, ERIK JAKOBSEN OG EVEN WINJE

Innhold

INTRODUKSJON OG HOVEDFUNN	3
1 METODISK RAMMEVERK OG SENTRALE FORUTSETNINGER	4
2 PRISSATTE VIRKNINGER	6
2.1 Prissatt samfunnsøkonomisk kostnad	6
2.2 Prissatte samfunnsøkonomisk nyttevirkinger	7
2.3 Break-even-punkt	7
2.4 Sensitivitetsanalyser	8
3 ØVRIGE SAMFUNNSØKONOMISKE VIRKNINGER SOM IKKE ER PRISSATT I ANALYSEN	10

Introduksjon og hovedfunn

I dette notatet presenterer vi et supplement til Menons analyse av det flytende havvindmarkedet og norske aktørers omsetningspotensial.¹ Vi har gjennomført en «break-even»-analyse, med fokus på hvilke markedsandeler den norske verdikjeden for flytende havvind må kapre for å realisere en samfunnsøkonomisk gevinst tilsvarende merkostnaden ved fremskyndet og ambisiøs satsing på norsk sokkel. De prissatte gevinstene som følger av økte markedsandeler er et produkt av sysselsettingseffekten som kommer av økt omsetning, og differansen i verdiskaping mellom havvindnæringen og vår proxy for alternativverdien av denne sysselsettingen. Merkostnaden er definert som prosjektkostnader som ikke dekkes inn via salg av kraft i kraftmarkedet. Vi har operasjonalisert en aktiv næringspolitikk knyttet til flytende havvind, ved å legge til grunn at det realiseres en portefølje på 20 000 MW flytende havvind fram mot 2045. 1 500 MW realiseres allerede innen utgangen av 2020-tallet, etterfulgt av en utbygging tilsvarende 5000 MW frem mot 2035.

Vi finner at norske aktører må realisere en global markedsandel på omlag 9,5 prosent for at verdiskapingsgevinsten skal tilsvare den samfunnsøkonomiske merkostnaden som følger av utbyggingsscenarioet vi har lagt til grunn. Dette innebærer en økning på 4,5 prosentpoeng relativt til vårt *lavscenario*. Lavscenarioet representerer et null-alternativ som ikke legger til grunn noen signifikante tiltak for å sikre realisering av flytende havvind i Norge før markedet når kommersiell modenhet, herunder støtteordninger og/eller risikoavlastning. Vi redegjør også for flere ikke-prissatte virkninger, som samlet sett bidrar til å øke verdien av å realisere disse prosjektene. Dette inkluderer, men er ikke begrenset til, det faktum at utviklingen av flytende havvind kan være en viktig katalysator for det grønne skiftet i Norge², samt at økt konkurransekraft innen flytende havvind kan gi positive næringsøkonomiske gevinster i bunnfastmarkedet. Det er viktig å påpeke at analysen er beheftet med betydelig usikkerhet, både metodisk og med hensyn til datagrunnlaget. De kvantifiserte estimatene må derfor tolkes med varsomhet, og i all hovedsak som indikative størrelser for å synliggjøre mulighetsrommet for en storstilt satsing på flytende havvind på norsk sokkel.

Markedsandelen som må realiseres ligger godt innenfor utfallsrommet vi har identifisert for den norske verdikjeden. Det finnes imidlertid ingen forskning som sier noe om hvilken global markedsandel en slik utbygging faktisk vil utløse for norske aktører. Derimot ser vi at landene som dominerer markedet for bunnfaste installasjoner i dag var tidlig ute, og hadde målrettede satsinger på oppbygning av innenlandsk industri. Suksesskriterier identifisert i 2022 for den flytende havvindnæringen i Norge peker også på at et aktivt hjemmemarked fungerer som en skalerings-, test- og læringsarena, som vil styrke norske aktørers internasjonale konkurranseevne.¹ Blant annet vil norske aktører få kommersielle referanser, noe som vil bli vektlagt når internasjonale utbyggere velger underleverandører. Kombinert med målrettede virkemidler knyttet til internasjonalisering av den norske bransjen vil dette legge til rette for at den norske verdikjeden kan få en ledende posisjon i et kommersialisert marked for flytende havvind.

¹ [2022-53-Flytende-havvind-2.pdf \(menon.no\)](#)

² Uten at dette er tilstrekkelig reflektert i kraftmarkedsanalysene vi har lagt til grunn

1 Metodisk rammeverk og sentrale forutsetninger

Hovedformålet med dette notatet er å synliggjøre mulige samfunnsøkonomiske effekter knyttet til grønn næringsutvikling innen flytende havvind. For å belyse hvorvidt det er samfunnsøkonomisk grunnlag for å *vurdere* og støtte en utbygging av flytende havvind i Norge har vi gjennomført en såkalt «break-even»-analyse. Målet med analysen er å estimere hvilke globale markedsandeler den norske verdikjeden må realisere for at den samfunnsøkonomiske gevinsten skal tilsvare merkostnaden for å bygge ut en gitt mengde flytende havvind i Norge. Merkostnaden må i denne sammenheng tolkes som kostnader som ikke dekkes inn via salg av kraft i kraftmarkedet. Denne merkostnaden må dekkes inn via en subsidie som utgjør en samfunnsøkonomisk kostnad.³ Nyttensiden fokuserer på verdiskapningseffektene som kan *realiseres* ved å gjennomføre en aktiv næringspolitikk, hvor Norge tar en tidlig posisjon ved å utbygge storskalaparker fra 2030 og fram mot midten av 2040-tallet. Ettersom ressursene som benyttes vil ha en alternativverdi kan vi ikke basere oss på næringens brutto verdiskapingspotensial. For å vurdere gevinsten av arbeidsplassene som realiseres, har vi derfor utviklet en *proxy* for alternativverdien, basert på sammensetningen i dagens offshore leverandørnæring.

I analysen har vi tatt utgangspunkt i en periode på 40 år, som er i tråd med Finansdepartementets rundskriv.⁴ Vi har her satt 2029 til å være første år for analysen, og benytter en diskonteringsrente på 4 prosent. Vi har lagt til grunn markedstrendene i tråd med Menons havvindsrapport fra 2022, men antatt at de underliggende markedstrendene flater ut etter 2050.⁵ Dette er en relativt konservativ tilnærming, ettersom man i denne perioden også vil få et reinvesteringsbehov. Reinvesteringsbehovet er knyttet til å opprettholde produksjonskapasiteten over tid. Tilsvarende tilnærming er brukt for kraftprisutviklingen, som baserer seg på NVE sine langsiktige kraftmarkedsanalyser for perioden 2020-2040.⁶ På den måten sikrer vi konsistens mellom kostnads- og nyttesiden. Nullalternativet⁷ tar utgangspunkt i det som kan sees på som *lavscenarioet* i Menons havvindsrapport fra 2022, hvor vi legger til grunn en norsk markedsandel på 5 prosent.⁸

Det er viktig å presisere at vi ikke har utarbeidet en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse av en fremskyndet utbygging av flytende havvind. En slik analyse ville blant annet innebære å estimere effekten på konsument- og produsentoverskudd i kraftmarkedet, miljøvirkninger, klimagevinster og effekt på konkurransekraft, eksempelvis bunnfast havvind. De mest sentrale samfunnsøkonomiske virkningene vurderes kvalitativt i et eget delkapittel. Videre vil vi påpeke at det ikke finnes noen etablert metodikk for å vurdere nyttesiden av denne typen næringsgevinster i samfunnsøkonomiske analyser. Finansdepartementet peker på at det er svært utfordrende å estimere nettogevinsten av sysselsettingseffekter og at det ikke finnes tilstrekkelig empirisk grunnlag for denne typen beregninger.⁴ Det betyr imidlertid ikke at disse effektene ikke er viktige. Tvert imot er det avgjørende å utarbeide gode kunnskapsgrunnlag med hensyn til grønn næringsutvikling, i lys av omstillingen den norske økonomien står overfor. Finansdepartementet trekker også fram at slike effekter kan inngå som tilleggsanalyser i en samfunnsøkonomisk analyse, ettersom disse kan ha stor betydning for beslutningstakere, dersom man har grunnlag for det. Vår metodikk tar utgangspunkt i etablerte sammenhenger i den økonomiske faglitteraturen, men vi erkjenner at det er usikkerhet knyttet til denne typen estimer. Funnene vi presenterer her må derfor tolkes som indikative for å illustrere størrelsesforholdet mellom subsidiebehov og hvilken konkurransekraft som må realiseres. Det er også betydelig usikkerhet knyttet til hovedparameterne i analysen, herunder fremtidig

³ Den samfunnsøkonomiske verdien av kraften forutsetter vi med andre ord vil reflekteres i markedsprisen.

⁴ Finansdepartementet (2021). [Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser \(regjeringen.no\)](#)

⁵ [2022-53-Flytende-havvind-2.pdf \(menon.no\)](#)

⁶ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse - NVE](#)

⁷ Nullalternativet beskriver hva vi tror vil skje uten denne typen næringspolitikk.

⁸ [2022-53-Flytende-havvind-2.pdf \(menon.no\)](#)

verdiskaping, kostnadsutvikling og ikke minst kraftprisutvikling. Vi forsøker å ta høyde for dette ved å inkludere et bredt spekter av sensitivitetsanalyser i notatets siste delkapittel.

Sentrale forutsetninger og input i analysen

Vi tar utgangspunkt i en havvindportefølje på 20 GW (20 000 MW), som bygges ut mellom 2029 og 2044. Samlet sett innebærer dette en økning i kraftproduksjon tilsvarende 87,5 TWh. Til sammenligning hadde kraftforsyningen i Norge ved inngangen til 2022 en samlet installert produksjonskapasitet på 38 744 MW og en samlet normalårsproduksjon på 154,8 TWh.⁹ I tabellen under presenterer vi en rekke nøkkeltall knyttet til hele prosjektporteføljen. Vi gjør leseren oppmerksom på at estimater i denne analysen presenteres i 2022-kroner.

Tabell 1-1: Nøkkeltall (antagelser) prosjektporteføljen. Alle priser i 2022-kroner.

Nøkkeltall	Del 1 av porteføljen	Del 2 av porteføljen	Del 3 av porteføljen	Del 4 av porteføljen	Del 5 av porteføljen	Del 6 av porteføljen
Installert kapasitet	1 500 MW	2 000 MW	3 000 MW	4 000 MW	4 500 MW	5 000 MW
Idriftsettelse	2030	2032	2035	2038	2041	2044
LCOE (øre/kWh ¹⁰)	64	59	55	52	50	47
Gjennomsnittlig årlig produksjon ¹¹ (kapasitetsfaktor: 50 prosent)	6,5 TWh	9 TWh	13 TWh	17,5 TWh	19,5 TWh	22 TWh
Levetid	25 år	25 år	25 år	25 år	25 år	25 år

Energikostnaden over levetiden kan beregnes som en kostnad per kWh som sørger for at prosjektet går i null, fra et bedriftsøkonomisk ståsted. Dette omtales som *levelized cost of energy*, eller LCOE. En LCOE beregnes med bakgrunn i investeringskostnader (CAPEX), driftskostnader (OPEX), avkastningskrav og årlig produksjon. Estimaterne for investeringskostnad og driftskostnad i tabellen over samsvarer med kostnadsestimatene som følger av analysen i havvindsrapporten fra 2022. LCOE for de forskjellige utbyggingsstegene er vist i tabellen over.

Vi har lagt til grunn en tosidig differansekontrakt (CfD) for å sikre en investeringsbeslutning for en samlet portefølje på 20 000 MW flytende havvind. En slik ordning innebærer at utbygger mottar en fast pris for strømmen man produserer, uavhengig av utviklingen i kraftmarkedet. Størrelsen på subsidien er definert som forskjellen mellom energikostnaden over levetiden og inntektene fra kraftmarkedet. Merinntekten overføres tilbake til myndighetene dersom markedsprisen skulle bli høyere enn avtalt pris. På den måten sikres inntekten til utbygger, samtidig som forbrukerne sikres mot å betale mer enn nødvendig. Selv om markedsrisikoen fjernes for utbygger, vil det være betydelig teknologisk risiko knyttet til selve utbyggingen. Det er videre viktig å påpeke at markedsrisikoen overføres til myndighetene. Samtidig peker tidligere studier på at myndigheter kan være bedre rustet til å bære denne typen markedsrisiko.¹² Det er imidlertid usikkerhet knyttet til størrelsen på den samfunnsøkonomiske effekten.

⁹ <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

¹⁰ 2022-kroner

¹¹ Den årlige kraftproduksjonen er basert på vinddata fra de områdene som OED foreslår å åpne i Norge.

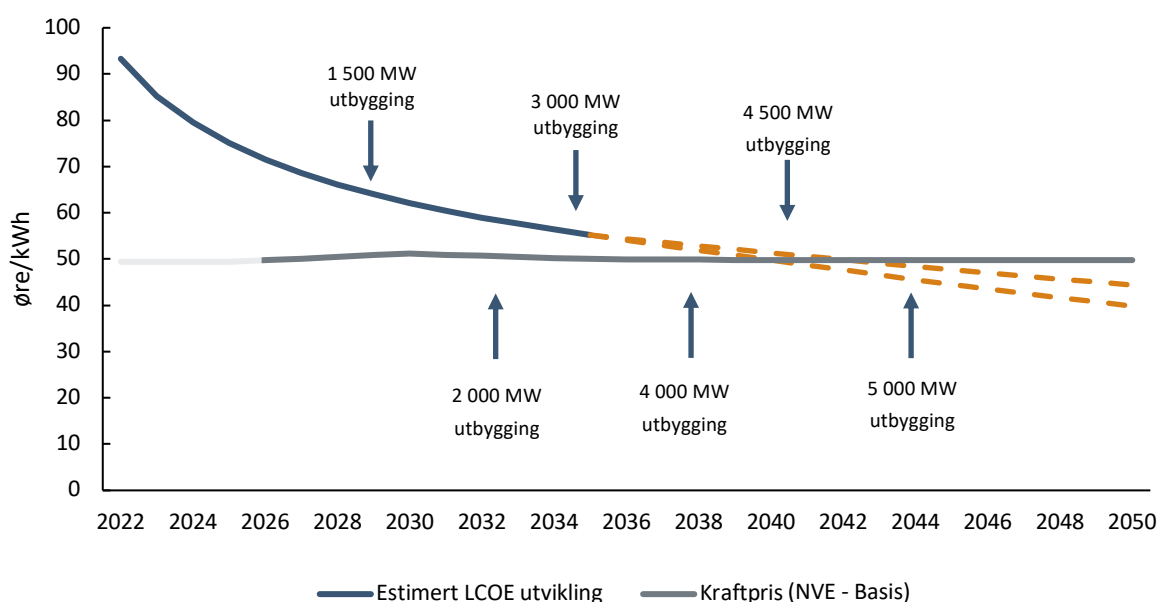
¹² Se blant annet Menon Economics (2020) og Oslo Economics (2022).

2 Prissatte virkninger

2.1 Prissatt samfunnsøkonomisk kostnad

Vi har lagt til grunn kraftprisene som presenteres i NVE sine siste markedsprognoser for perioden 2030 til 2040 for å estimere merkostnaden knyttet til en akselerert utvikling av flytende havvind på norsk sokkel. Samtidig har vi valgt å holde kraftprisene uendret for årene etter 2040.¹³ Kraftprisen reflekterer den samfunnsøkonomiske verdien av kraften som produseres. Når denne trekkes fra den samlede kostnaden for å realisere prosjektporteføljen, finner vi den samfunnsøkonomiske kostnaden av å realisere produksjonskapasiteten som er lagt til grunn. Figuren under viser utviklingen av LCOE og kraftprisene som er basert på NVEs basisscenario¹⁴, samt tidspunktene når vi antar utbygging av porteføljen som vurderes i denne analysen.

Figur 2-1: LCOE-utvikling og framtidige kraftpriser i 2022-kroner. Kilde: Menon og NVE¹⁴



Subsidiebehovet for å gjennomføre prosjektet er en sammenligning mellom hvor mye det koster å produsere energien (LCOE) og hvor mye man tjener på energien (kraftprisen). Siden utbyggingene varierer stort i tidsrom er det også store variasjoner i hvor store subsidiebehovene er for hvert enkelt prosjekt. Som figuren over viser vil det ikke være noe behov for å subsidiere utbyggingen etter 2041 med utgangspunkt i NVEs basisscenario. Det er viktig å påpeke at det er stor usikkerhet knyttet til både kostnadsreduksjon og kraftprisutviklingen. Sistnevnte reflekteres ved at NVE har valgt å ikke oppdatere fjorårets analyse fra 2021. Ved alt annet likt, vil økte priser redusere kostnaden ved utbyggingen betydelige. Subsidiebehovet øker dersom kostnaden ikke faller like raskt som vi har lagt til grunn. I analysen har vi også inkludert en skattefinansieringskostnad på 20 prosent, i tråd med Finansdepartementets rundskriv R-109.¹⁵ Samlet sett får vi en samfunnsøkonomisk merkostnad for hele porteføljen på cirka 35 milliarder kroner. Det er viktig å påpeke at denne kostnaden i stor grad drives av hvor tidlig man velger å satse på utbygging av flytende havvind i Norge, ettersom det er forventet en betydelig teknologiutvikling på 2030-tallet.

¹³ Dette er konsistent med at vi også holder utbyggingstakten i markedet for flytende havvind fast etter 2050.

¹⁴ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse - NVE](#)

¹⁵ Finansdepartementet (2021). [Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser \(regjeringen.no\)](#)

2.2 Prissatte samfunnsøkonomiske nyttevirkninger

Når vi skal vurdere den samfunnsøkonomiske verdiskapingseffekten av økte markedsandeler må vi ta hensyn til at ressursene som tas i bruk har en alternativverdi. Vår metodiske tilnærming tar utgangspunkt i forventningene knyttet til sysselsettingseffekten av redusert aktivitet på norsk sokkel. I Perspektivmeldingen 2021 er det anslått at aktivitetsnedgang i petroleumsindustrien vil føre til et omstillingsbehov fram mot 2030 på cirka 50 000 arbeidsplasser (inkludert ringvirkninger).¹⁶ Fremveksten av en norskbasert industri for flytende havvind vil imidlertid bidra til å dempe «fallet» i leverandørindustrien knyttet til offshore-næringen. Vi har valgt å legge til en proxy for alternativverdien tilsvarende et snitt av verdiskapingen per sysselsatt i fastlandsindustrien, basert på sammensetningen av denne sysselsettingsgruppen.¹⁷ For havvindnæringen, som per i dag er en relativt umoden næring, har vi valgt å basere oss på nøkkeltall fra dagens offshore leverandørnæring. Det er imidlertid viktig å påpeke at vi har lagt til grunn en relativt sett lavere produktivitetsvekst innen havvindnæringen. Dette har bakgrunn i at vi forventer økt konkurranse i verdikjeden knyttet til flytende havvind over tid, som gir press på bedriftenes marginer, slik man har sett i bunnfastmarkedet. Den samfunnsøkonomiske gevinsten som følge av økte markedsandeler blir da et produkt av sysselsettingseffekten som kommer av økt omsetning og differansen i verdiskaping mellom havvindnæringen, samt vår proxy for alternativverdien av sysselsettingen. Denne differansen tilsvarende 473 000 kroner i året i 2030, mens den faller til 358 000 kroner i 2050. Økte markedsandeler antas å realiseres umiddelbart. Størrelsen på det globale havvindmarkedet er basert på et gjennomsnitt av lav- og høyscenarioet fra Menons flytende havvindsrapport i 2022.

2.3 Break-even-punkt

Basert på antagelsene presentert over får vi følgende resultater av vår analyse:

- Norske aktører må realisere en *samlet* markedsandel på om lag 9,5 prosent for at de prissatte virkningene av en utbygging på 20 GW fra 2029-2044 skal tilsvare merkostnaden ved en fremskyndet utbygging.
- En samlet markedsandel på 9,5 prosent innebærer en økning på cirka 4,5 prosentpoeng relativt til nullalternativet presentert i Menons havvindsrapport fra 2022.

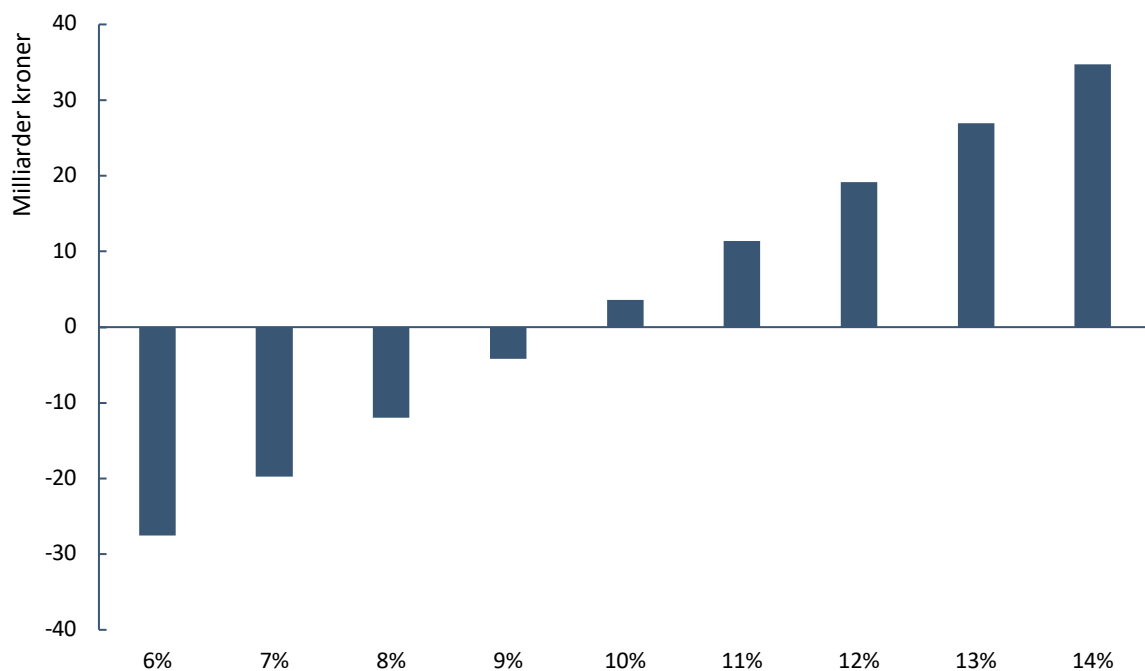
Markedsandelen som må realiseres for å nulle ut den samfunnsøkonomiske merkostnaden ved en subsidiert utbygging av 20 GW mellom 2029 og 2044 ligger godt innenfor utfallsrommet vi har identifisert for den norske verdikjeden i tidligere analyser. Det finnes imidlertid ingen forskning som sier noe om hvilken global markedsandel en slik utbygging faktisk vil utløse for norske aktører. En nasjonal industrisatsing innen flytende havvind vil derfor ikke komme uten risiko. Hvorvidt man ønsker å benytte seg av en aktiv næringspolitikk, slik vi ser mange andre land nå velger, vil derfor være et industri- og energipolitisk spørsmål.

Vi ser imidlertid at landene som dominerer markedet for bunnfaste installasjoner var de som tidlig etablerte seg i markedet, og hadde en målrettet satsing på å bygge en innenlandsk industri. Suksesskriteriene som ble pekt på i Menons havvindsrapport i 2022, eksempelvis et aktivt hjemmemarked som kan fungere som en skalerings-, test- og læringsarena, vil styrke norske aktørers internasjonale konkurransevne. Blant annet vil norske aktører få kommersielle referanser, noe som vil bli vektlagt når internasjonale utbyggere velger underleverandører. Kombinert med målrettede virkemidler knyttet til internasjonalisering av den norske bransjen, vil dette legge til rette for at den norske verdikjeden kan få en ledende posisjon i et kommersialisert marked for flytende havvind. Analysen over viser at dette kan gi betydelige verdiskapingseffekter.

¹⁶ Finansdepartementet (2021). Perspektivmeldingen 2021

¹⁷ I 2019-analysen la vi til grunn et snitt av bygg- og anlegg generelt og rådgivende tjenester innen bygg og anlegg som ga et noe lavere alternativverdi enn årets proxy.

Figur 2-2: Prissatt samfunnsøkonomisk gevinst, i 2022-kroner. Kilde: Menon Economics

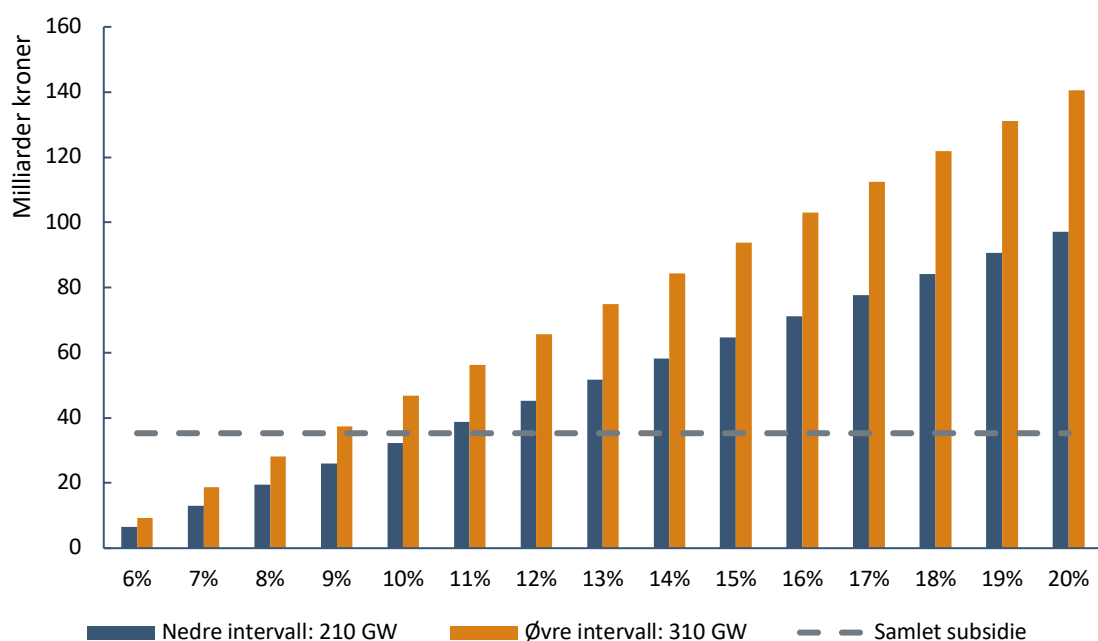


2.4 Sensitivitetsanalyser

Resultatene redegjort for over vil kunne endres med utgangspunkt i forutsetningene som er tatt. I det følgende presenterer vi sensitivitetsanalyser knyttet til henholdsvis markedsutvikling, kostnadsutvikling og kraftprisbaner.

Break-even-analysen baserer seg på et snitt av de to markedsintervallene som vi presenterer i vår havvindrapport fra 2022. Effekten av å legge til grunn det henholdsvis nedre og øvre intervallet er illustrert i figuren under. Gitt en utbygging på 310 GW finner vi et break-even-punktet ved en markedsandel på om lag 9 prosent, mens det for en utbygging på 210 GW er på om lag 11 prosent.

Figur 2-3: Prissatt samfunnsøkonomisk gevinst for ulike markedsscenarioer, 2022-NOK. Kilde: Menon Economics



Vi har også gjennomført sensitivitetsanalyser knyttet til usikkerhet i kostnadsutvikling (LCOE). For kostnadsutviklingen har vi lagt til grunn et usikkerhetsintervall på +/- 10 prosent. Vi har også sett hvordan utviklingen blir påvirket av kraftprisbanene til NVE. Punktene under oppsummerer resultatene av disse sensitivitetsanalysene.

- Dersom vi antar at verdiskapingen i en alternativ anvendelse (proxyen) øker med 10 prosent, blir break-even-punktet på i overkant av 11 prosent.
- Dersom vi antar at teknologien utvikler seg 10 prosent raskere, noe som leder til en lavere LCOE, vil break-even-punktet være på cirka 7,5 prosent.
- Dersom vi antar at teknologien utvikler seg 10 prosent saktere, noe som leder til en høyere LCOE, vil break-even-punktet være på cirka 11,5 prosent.
- Dersom vi legger til grunn den høye kraftprisbanen til NVE vil det være minimalt behov for subsidie, uavhengig av utviklingen i LCOE.

3 Øvrige samfunnsøkonomiske virkninger som ikke er prissatt i analysen

De samfunnsøkonomiske virkningene av utbygging vi legger til grunn i dette notatet er ikke begrenset til de vi har prissatt i denne analysen. Under følger en kvalitativ vurdering av de øvrige størrelsene.

Ettersom utbyggingen vi legger til grunn i denne analysen øker kraftproduksjonen i det norske kraftmarkedet med 87,5 TWh årlig fra 2044, vil det bidra til reduserte kraftpriser. Dette vil øke konsumentoverskuddet, og redusere produsentoverskuddet. Den langsiktige effekten vil derfor avhenge av utviklingen i kraftbalansen. Utviklingen i kraftbalansen avhenger igjen av øvrig utbygging av fornybar kraft i Norge, veksten i økonomien og videre elektrifisering.¹⁸ Ettersom man i dag har et overskudd av kraft, taler dette for en noe høyere break-even-andel. Samtidig er det flere analyser som peker mot et betydelig utbyggingsbehov, for å opprettholde dagens kraftbalanse. Kraftbalansen vil avhenge av hvor raskt eksisterende virksomheter omstiller, og ikke minst etableringer av nye grønn næringsvirksomhet.¹⁹ Om kraftbalansen i utgangspunktet er negativ vil redusert produsentoverskudd være lavere enn det økte konsumentoverskuddet.

Deler av kompetansen man opparbeider seg innen flytende havvind vil også være relevant for bunnfaste teknologier. Dette innebærer at man vil forvente å realisere andeler i det øvrige havvindmarkedet som følge av økt konkurransekraft innen flytende installasjoner. Denne effekten kan være betydelig, ettersom markedet for bunnfast havvind er – og forventes også i fremtiden å være – betydelig større enn for flytende havvind.²⁰ Dette taler for et lavere break-even-punkt enn vårt estimat.

Kraftproduksjonen i Norge og Europa er omfattet av kvotemarkedet og økt fornybar produksjon vil derfor ikke ha noen direkte påvirkning på utslipp. Utbygging av havvind kan imidlertid være en viktig katalysator for det grønne skiftet i Norge. Hvorvidt kraftbehovet knyttet til omstilling og utvikling av ny grønn industri er tilstrekkelig reflektert i kraftmarkedsanalysene vi her har lagt til grunn er usikkert. En studie av husholdningers betalingsvillighet for energi i Danmark viste også en betydelig økning i betalingsvillighet for fornybar energi jo lenger unna kysten møllene var plassert.²¹ Nyere analyser gjennomført av Menon Economics viser også en betydelig betalingsvillighet i befolkningen for å flytte vindkraftutbyggingen lenger unna bebyggelse i møte med økt kraftetterspørsel.²² Disse elementene peker mot et redusert break-even-punkt for flytende havvind.

Ved å industrialisere ny teknologi vil man også redusere kostnadene knyttet til omstilling i områder uten tilsvarende regulering. Dette kan potensielt være et viktig bidrag til den globale omstillingen, gitt den underliggende usikkerheten knyttet til utviklingen i energimarkedene, og hvorvidt Parisavtalen faktisk vil være bindende.²³

¹⁸ Som sagt har vi ikke inkludert noen skattekostnad ettersom vi her antar en subsidie i form av en CfD. Dette innebærer at merkostnaden legges på kraftprisen og således ikke har noen effekt utover påvirkningen på produsent- og konsumentoverskuddet i kraftmarkedet.

¹⁹ Se blant annet Statnett (2021) og NVE (2021).

²⁰ Se blant annet Thema (2020).

²¹ Ladenburg & Dubgaard (2007). Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark.

²² Menon Economics (2019). Vindkraft i motvind - Miljøkostnadene er ikke til å blåse av.

²³ Fæhn, T. m.fl. (2018). Parisavtalen og oljeeksporten.



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked. Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside www.menon.no.

+47 909 90 102 | post@menon.no | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | menon.no