

RAPPORT

VIRKEMIDLER FOR Å REALISERE FLYTENDE HAVVIND PÅ NORSK SOKKEL



MENON-PUBLIKASJON NR. 116/2020

Av Even Winje, Sigrid Hernes, Lars H. Lind, Gjermund Grimsby og Erik W. Jakobsen



Forord

Menon Economics har gjennomført en studie over hvilke virkemidler som kan være med på å realisere flytende havvindparker i Norge. Studien tar utgangspunkt i en rapport Menon Economics utarbeidet i 2019 om verdiskapingspotensialet knyttet til utviklingen av en norskbasert industri innen flytende havvind. Studien er gjennomført på oppdrag for Norwegian Offshore Wind Cluster i samarbeid med Eksportkreditt Norge, Norsk Industri, Norges Rederiforbund og Stavanger kommune.

Menon Economics er et forskningsbasert analyse- og rådgivningsselskap i skjæringspunktet mellom foretaksøkonomi, samfunnsøkonomi og næringspolitikk. Vi tilbyr analyse- og rådgivningstjenester til bedrifter, organisasjoner, kommuner, fylker og departementer. Vårt hovedfokus ligger på empiriske analyser av økonomisk politikk, og våre medarbeidere har økonomisk kompetanse på et høyt vitenskapelig nivå.

Prosjektet har vært ledet av Even Winje med Sigrid Hernes og Lars H. Lind som prosjektmedarbeidere. Erik W. Jakobsen har vært ansvarlig partner, og Gjermund Grimsby har vært kvalitetssikrer.

Vi takker Norwegian Offshore Wind Cluster med samarbeidspartnere for et spennende oppdrag. Vi takker også alle intervjuobjekter for gode innspill underveis i prosessen.

Oktober 2020

Even Winje
Prosjektleder
Menon Economics

Innhold

SAMMENDRAG	3
INNLEDNING OG BAKGRUNN	11
DEL A: MARKEDSANALYSE	
1. BAKGRUNN FOR MARKEDSANALYSEN	14
2. STATUS I DAGENS MARKED OG VIKTIGE UTVIKLINGSTREKK	15
2.1. Global klima- og fornybarpolitikk	15
2.2. Nasjonal industri- og energipolitikk	17
2.3. Lønnsomhet relativt til andre teknologier	19
2.4. Arealbegrensninger relativt til andre teknologier	20
3. OPPDATERTE MARKEDSSCENARIOER	22
3.1. Forventet utbygging av flytende havvind	22
3.2. Norske markedsandeler	25
3.3. Norsk omsetning i de ulike scenarioene	26
DEL B: VURDERING AV VIRKEMIDLER FOR Å REALISERE STORSKALA HAVVIND I NORGE	
4. BAKGRUNN FOR VIRKEMIDDELANALYSEN	30
4.1. Problembeskrivelse	30
4.2. Nærmere om verdien av et aktivt hjemmemarked i kommersialiseringsfasen	31
5. VIRKEMIDLER FOR Å UTVIKLE FLYTENDE HAVVIND I NORGE	34
5.1. Prisgarantiordninger	34
5.2. Investeringsstilskudd	36
5.4. Regulering	36
5.5. Kapitaltilgang	36
5.3. Midlertidig skatteordninger	36
6. VURDERINGSKRITERIER	38
7. KOMPARATIV ANALYSE	40
7.1. Hvilke virkemidler sikrer måloppnåelse?	40
7.2. Hvor kostnadseffektive er innretningene på kort sikt?	42
7.3. Hvor fleksible er ordningene over tid og med hensyn til omfang?	45
7.4. Hvor store er de administrative konsekvensene?	46
7.5. Er det forskjeller i finansieringskostnadene?	47
7.6. Samlet vurdering av de ulike virkemidlene	48
8. SYNERGIER OG POLITISK MULIGHETSROM	51
REFERANSER	53
VEDLEGG	56

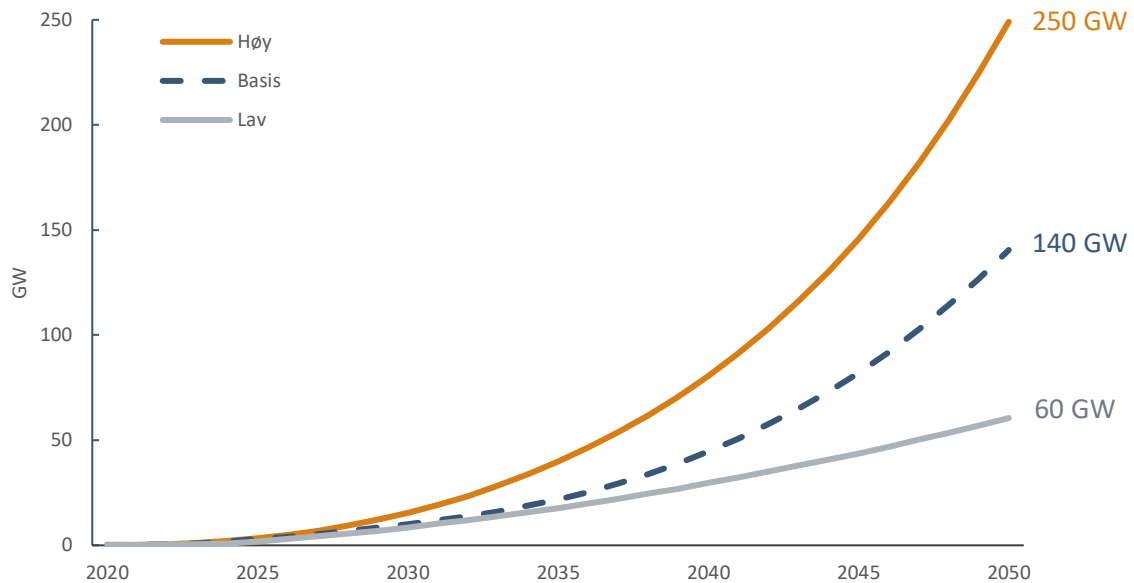
Sammendrag

I denne rapporten har vi gjort en samfunnsøkonomisk vurdering av hvilke virkemidler som er best egnet til å utløse private investeringer i storskala flytende havvind på norsk sokkel, for å legge til rette for teknologiutvikling og læringseffekter i den norske leverandørkjeden. Videre har vi redegjort for endringene som er skjedd i markedet det siste året, og vurdert hvilken betydning dette kan ha for framtidsutsiktene for næringen. Våre analyser viser at forventningene til markedet for flytende havvind øker. Dette øker også verdien av å utvikle en konkurransekraftig norskbasert industri via tiltak i hjemmemarkedet. I vår komparative analyse av ulike støtteordninger peker vi på differansekontrakter som det mest egnede virkemiddelet. Vi finner imidlertid at det er et betydelig politisk handlingsrom i forhold til innretning, herunder mulighet for å kombinere differansekontrakter med komplementære løsninger. Muligheten til å kombinere virkemidler er et viktig aspekt ettersom det kan være politisk-administrative barrierer som hindrer implementeringen eller det er fordelingshensyn som veier tungt. Like viktig som valg av virkemiddel er imidlertid innretningen av den aktuelle løsningen, spesielt tildelingskriteriene. En sentral målsetning med tiltaket er å bidra til grønn industriell utvikling med utgangspunkt i dagens offshorenæring. Positive eksternaliteter knyttet til innovasjon i verdikjeden tilsier derfor at tildelingskriteriene bør ha fokus på kvalitative parametre som bidrar til å sikre teknologiutvikling og læringseffekter i hele verdikjeden.

Oppdaterte markedsutsikter

På kort sikt ser vi to endringer i markedet for flytende havvind det siste året. For det første bidrar kapasitetsutfordringer og flaskehalsen til å forsinke utbyggingstakten. Dette gir en noe lavere utbyggingstakt på kort sikt. For det andre ser vi at man er i ferd med å realisere prosjekter av større skala tidligere enn vi la til grunn sist. Dette bidrar til at kostnadene faller raskere ettersom flytende havvind kan utløse betydelige stordriftsfordeler i produksjonen. Basisscenarioet vårt legger derfor til grunn en akselerert utbyggingstakt etter 2030. Samlet øker produksjonskapasitet med 40 prosent i 2050, sammenlignet med markedsanalysen Menon Economics gjennomførte i 2019. Vi mener også at «oppsiden» i markedet har blitt større. Dette følger av økte forventninger til havvind generelt, og positive signaler på myndighetssiden knyttet til flytende installasjoner spesielt. Økt utbygging presser prisene ytterligere og bidrar til at flytende havvind, frem mot 2050, kan bli konkurransedyktig på pris i markeder hvor potensialet for bunnfast er mer begrenset. Koronapandemien representerer på sin side en betydelig usikkerhet for alle markedsframskrivninger på nåværende stadium. Men pandemien kan også være en positiv faktor. Dette fordi finanspolitiske tiltak vil spille en viktig rolle fremover. Det er naturlig at myndighetene ser mot større infrastrukturprosjekter knyttet til grønn omstilling, som flytende havvind. Figuren under viser utfallsrommet for vår analyse. I høy-scenariet vil flytende havvind stå for nærmere 25 prosent av det samlede havvindmarkedet. I et slikt markedsscenario kan en norskbasert industri potensielt omsette for nærmere 85 milliarder kroner i 2050. Til sammenligning hadde leverandørnæringen tilknyttet olje- og gassindustrien i 2019 en eksport på om lag 100 milliarder kroner. Dette viser noe av det næringsøkonomiske omstillingspotensialet som ligger i næringen.

Figur A: Forventet utbygging av flytende havvind globalt på lang sikt i lav-, basis- og høy-scenariot i GW. Kilde: Menon Economics



Komparativ virkemiddelanalyse

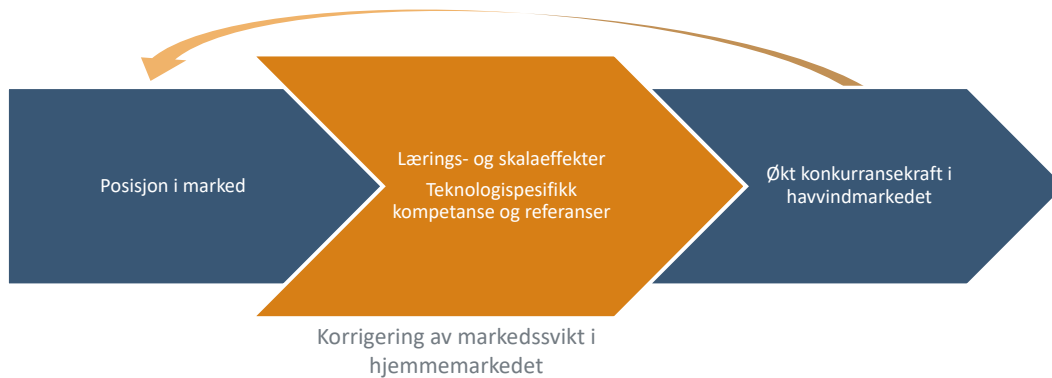
Virkemiddelanalysen tar utgangspunkt i et definert mål bilde knyttet til realiseringen av storskala flytende havvind som skal legge til rette for teknologiutvikling og læringseffekter i leverandørkjeden. Målsetningen er med andre ord rettet mot industriutvikling som legger til rette for eksportrettet grønn vekst i Norge. Vårt mandat har vært å gjennomføre en komparativ analyse av ulike virkemidler fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Det vil si at vi ikke har vurdert *om* man bør innføre et slikt virkemiddel, men *hvordan* man bør gjøre det. Ettersom flytende havvind per dags dato ikke er lønnsomt basert på markedspriser alene, vil imidlertid en vurdering av samfunnsøkonomisk mål oppnåelse stå sentralt.

Utgangspunktet for offentlig inngripen i et marked som flytende havvind er at det finnes samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringsprosjekter som ikke lar seg realisere med utgangspunkt i bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Utviklingen av en havvindpark er kompleks og involverer et bredt aktørmangfold i leverandørkjeden som utbygger kjøper varer og tjenester fra. Disse står imidlertid fritt til å tilby sine tjenester til konkurrerende operatører/utbyggere i neste runde. Dette gjør at gevinster i form av reduserte kostnader og økt konkurransekraft i leverandørindustrien ikke tilfaller de som skal investere i parken. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er imidlertid disse effektene helt sentrale. Målsetningen om å bygge en norskbasert industri omfatter hele verdikjeden knyttet til utbygging og drift av flytende havvindparker. I faglitteraturen kalles dette positive eksternaliteter, og det bidrar til et skille mellom den samlede samfunnsøkonomiske nytten og den forventede bedriftsøkonomiske avkastningen for utbygger.

Norske aktører som satser, eller ønsker å satse, på flytende havvind trekker frem at et aktivt hjemmemarked er avgjørende for at Norge skal ta en ledende posisjon i markedet for flytende havvind framover. Forskningslitteratur støtter opp om at næringspolitikk rettet mot omstilling av økonomien i retning av innovativ og miljøvennlig teknologi kan gi store eksportmuligheter dersom et land er tidlig ute. Utviklingen innen bunnfast havvind er et godt eksempel på dette. Uten støtteordninger er det imidlertid lite sannsynlig at Norge vil utvikle et hjemmemarked før teknologien er kommersialisert. Dersom man ønsker å bygge videre på Norges komparative fortrinn og realisere et «first-mover-advantage» innen flytende havvind, er man derfor avhengig av

økonomiske insentiver fra det offentlige. Figuren under illustrerer verdien av å korrigere for positive eksternaliteter i hjemmemarkedet. Realisering av økt konkurransekraft gjennom tiltak i hjemmemarkedet har en selvforsterkende effekt ved at det bidrar til å styrke kompetanse og konkurransekraften, som igjen øker oppdragsmengden i et internasjonalt marked.

Figur B: Konseptuelt rammeverk for verdien av en aktiv næringspolitikk rettet mot flytende havvind. Kilde: Menon Economics



Med utgangspunkt i dagens praksis og den pågående debatten har vi identifisert fem prinsipielt ulike virkemidler for å utløse investeringer i storskala flytende havvind på norsk sokkel. Tiltakene som inngår i den komparative analysen går bredt ut sammenlignet med dagens praksis i Europa, hvor ulike prissikringsmekanismer, herunder differansekontrakter, dominerer:

- Differansekontrakter
- Investeringsstøtte
- Krav om elektrifisering på sokkel
- Bedret kapitaltilgang via offentlig eksportfinansiering
- Midlertidige skatteordninger innenfor et grunnrenteskatteregime

Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at vi ikke vurderer den nøytrale «delen» av grunnrenteskatteregimet i den komparative analysen, men *subsidielementet* i de midlertidige skatteordningene. Bakgrunnen for dette er at det er nettopp disse som påvirker den bedriftsøkonomiske tilpasningen. Innføringen av en nøytral grunnrenteskatt er videre primært et politisk spørsmål knyttet til hvordan eventuell *meravkastning* som følge av tilgang til en knapp naturressurs skal fordeles i samfunnet, og kan kombineres med alle alternativene.

Den samfunnsøkonomiske vurderingen av virkemidlene tar utgangspunkt i at tiltaket skal være **styringseffektivt** (*i hvilken grad bidrar tiltaket til at målet blir oppnådd?*) og **kostnadseffektivt** (*i hvilken grad sikrer tiltaket at målet blir oppnådd til lavest mulig kostnad for samfunnet?*). Det er en rekke faktorer som påvirker styrings- og kostnadseffektiviteten til et tiltak. Det er blant annet viktig å ta hensyn til de dynamiske aspektene ved innføringen av ulike virkemidler. Ordningene skal stå seg over tid, og bør ikke bidra til varige (utilsiktede) vridninger i markedet. Vår analyse tar utgangspunkt i fem vurderingskriterier med totalt 13 underliggende indikatorer, disse er gjengitt i tabell A under.

Tabell A: Vurderingskriterier for den komparative analysen. Kilde: Menon Economics

Måloppnåelse	<ul style="list-style-type: none"> • Tiltaket må ha en utløsende effekt • Tiltaket bør være enkelt å implementere • Teknologiutvikling og skalaeffekter i verdikjeden bør kunne vektlegges
Kostnadseffektivitet (prosjektbasis)	<ul style="list-style-type: none"> • Tiltaket bør sikre måloppnåelse på en samfunnsøkonomisk kostnadseffektiv måte • Tiltaket bør legge til rette for at for at inntektssiden maksimeres • Tiltaket må gi økonomiske insentiver til effektiv utbygging og drift
Tilpasningsgrad	<ul style="list-style-type: none"> • Tiltaket bør gir myndighetene mulighet til å skalere omfanget over tid • Tiltaket bør være fleksibelt med hensyn til design • Tiltaket bør minimere varige vridningseffekter i markedet
Administrative konsekvenser	<ul style="list-style-type: none"> • Tiltaket bør gjøre impementeringsfasen minst mulig ressurskrevende • Tiltaket bør være transparent og praktisk å administrere • Jo færre periodiseringer, jo mindre ressurser går til oppfølging av tiltaket
Finansiering	<ul style="list-style-type: none"> • Tiltaket bør minimere vridningseffekter via skatter og avgifter

Måloppnåelse. Både investeringstilskudd, differansekontrakter og midlertidige skatteordninger kan innrettes slik at de realiserer storskala kraftproduksjon. De to førstnevnte sikrer realisering via subsidieordninger som bidrar til en positiv bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Lønnsomheten via midlertidige skatteordninger sikres via høyere avskrivningssatser, innføring av meravskrivninger og evt. høyere friinntektssats, i kombinasjon med at skatteverdien av underskudd kan utbetales til skatteyder. Investeringstøtte anses på sin side som det tiltaket som er enklest å innføre ettersom man har lang erfaring med denne typen virkemidler i Norge og det ikke medfører noen nevneverdig behov for utredning av selve stønadsutformingen. Felles for de tre virkemidlene er muligheten for å vektlegge kvalitative vurderinger i tildelingen av områder/støtte. Det er imidlertid flere veier til målet. Kvalitative vurderinger kan inngå i en prekvalifisering, tildeling av utviklingstillatelser, konsesjon eller som vektete kriterier i en mer helhetlig anbudsprosess hvor myndighetene selv definerer hvordan de vil vekte de ulike hensynene mellom de ulike kvalitative parameterne og subsidienivå. Vektlegging av kvalitative parametre er essensielt, uavhengig av virkemiddeltype, gitt målsetningen om å utvikle teknologi og en konkurransedyktig leverandørkjede i Norge. Selv om man sikrer prosjektlønnsomheten via subsidier/skatteordninger, ligger de bedriftsøkonomiske insentivene fortsatt i å minimere kostnadene i prosjektet. Dette kan gjøre at man velger «hyllevere» fremfor mer umodne løsninger, selv om økt FoU på sikt kan gi betydelige læringseffekter i verdikjeden. Man kan si at et kostnads- og styringseffektivt virkemiddel her hjemme gir mest mulig *industriutvikling* for pengene. Dette til forskjell fra andre land som har innført virkemidler for å fremme havvindprosjekter hvor behovet for økt fornybar produksjonskapasitet er den primære målsetningen. Synergieffekter med det øvrige virkemiddelapparatet for forskning og utvikling bør også utforskes for å sikre at man får fullt utbytte av muligheten for å utvikle innovative produkter/prosesser på veien mot et kommersialisert marked for flytende havvind. Fokuset i denne analysen har imidlertid vært virkemidler knyttet til å realisere storskala havvind og et aktivt hjemmemarked.

Tabell B: Vurdering av måloppnåelse. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse	<ul style="list-style-type: none"> + Realiserer prosjekt + Enkel å sette opp med hensyn til tid (early mover) + Kan rigges for anbud eller prekvalifisering slik at de vektlegger kvalitative parametre 	<ul style="list-style-type: none"> - Vil ikke realisere prosjekter på egen hånd + Ingen implementeringskostnad 	<ul style="list-style-type: none"> + Realiserer prosjekt + Kan rigges for anbud eller prekvalifisering slik at de vektlegger kvalitative parametre + Relativt enkel å sette opp men krever noe mer utredning mht. risikofordeling 	<ul style="list-style-type: none"> + Vil sannsynligvis realisere prosjekt - Usikker på skala - Usikker på mengde - Vil ikke ha fokus på utforming 	<ul style="list-style-type: none"> + Realiserer prosjekt + Prekvalifisering / konsesjonsbehandling kan vektlegge kvalitative parametre + Relativt enkel å sette opp, men krever noe utredningsarbeid for å sette nivå på de midlertidige ordningene

Kostnadseffektivitet (prosjektbasis). Differansekontrakter, investeringstilskudd og de midlertidige skatteordningene kan alle innrettes slik at man kan vektlegge kostnadssiden i tildelingen av støtte. Dette kan gjøres via anbudsprosesser eller prekvalifiseringer etterfulgt av rene auksjoner. Begge løsninger forutsetter tilstrekkelig konkurranse om støtteordningen. Alternativt kan subsidien settes via en forhandlingsprosess. For skatteordninger innebærer en slik innretning at subsidieelementet, eksempelvis meravskrivningene, blir en del av forhandlingen/budet. Det er imidlertid ingen eksempler på denne praksisen innenfor dagens skatteregimer. Som Klimautvalget (2020) pekte på, bidrar denne typen konkurranser til at ønsket tiltak realiseres til lavest mulig kostnad. Avveining mellom kostnadsfokus og kvalitative parametre i tildelingen er viktig sett i lys av diskusjonen knyttet til måloppnåelse og bør utredes nærmere uavhengig av hvilket virkemiddel man velger.

Differansekontrakter skiller seg ut ved at man kan redusere risikoen for overkompensasjon ved at det settes et «tak» på kontrakten. Det vil si at om markedsprisen er lavere enn den avtalte prisen dekker myndighetene differansen. I motsatt tilfelle betaler operatør den positive differansen til staten. Ettersom finansiering av statlige foretak innebærer en merkostnad i form av vridende skatter eller avgifter, reduserer dette risiko for reelle kostnadsøkninger i samfunnsøkonomisk forstand.

Vi argumenterer også for at differansekontrakter reduserer prosjektets eksponering for politisk risiko i kraftmarkedet, noe som reduserer den samlede samfunnsøkonomiske kostnaden ytterligere. Dette fordi staten «ex ante» har større innsikt i et marked som i stor grad påvirkes av politiske føringer. Overføring av risiko reduserer imidlertid også aktørens optimaliseringsinsentiver sammenlignet med investeringsstøtte og midlertidig skatteordninger. En kostnadseffektiv innretning av differansekontraktene fordrer derfor at man krever at en viss andel av produksjonen er markedseksponert. Om det da er mulig å øke inntjeningen relativt til markedsutviklingen i det norske kraftmarkedet, vil en profittmaksimerende aktør søke å utnytte dette. Dette for å sikre at man selger strømmen hvor den reelle verdien er høyest, herunder plattformer på norsk sokkel.

Vi har som sagt ikke vurdert innføring av et nøytralt grunnrenteskatteregime i den komparative analysen. Men vi vil påpeke at den relative forskjellen i kostnadseffektivitet mellom differansekontrakter og de øvrige virkemidlene reduseres med skattesatsen, alt annet likt.

Tabell C: Vurdering av kostnadseffektivitet på kort sikt. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse					
Kostnads-effektivitet (prosjektbasis)	<ul style="list-style-type: none"> + Mulig med prosjektspesifikke anbudsprosesser + Sterke insentiver til optimalisering - Risiko for overkompensasjon - Ingen avlastning av investors politiske risiko 	<ul style="list-style-type: none"> + Kan redusere kapitalkost + Prosjektbasert tildeling + Insentiver til optimalisering - Ingen avlastning av investors politiske risiko 	<ul style="list-style-type: none"> + Mulig med prosjektspesifikke anbudsprosesser + Lav politisk risiko (ex ante) knyttet til markedsutvikling + Lav risiko for overkompensasjon + Kan innrettes for å gi gode insentiver til optimalisering 	<ul style="list-style-type: none"> - Vanskelig å sette «nivå på tiltak» - Låser valg av lokasjoner - Svake insentiver til å maksimere verdier av produksjon - Ingen avlastning for investors politiske risiko 	<ul style="list-style-type: none"> + Mulig med prosjektspesifikke tilbud knyttet til nivå på subsidien + Sterke insentiver til optimalisering - Risiko for overkompensasjon - Ingen avlastning av investors politiske risiko

Tilpasningsgrad. Både investeringstilskudd, differansekontrakter og midlertidige skatteordninger har en høy tilpasningsgrad. De to første er prosjektspesifikke, noe som gjør at støttenivået kan justeres i tråd med behovet for hver avtale som inngås. Omfang og (konkurranse)vilkår kan også justeres fortløpende, det vil si hvordan man innretter ordningen med hensyn til kvalitative parametre og/eller avveininger mellom insentiver og risikoavlastning. Disse ordningene kan også vris mot en større grad av teknologinøytralitet på sikt (for eksempel mellom landbaserte og havbaserte teknologier). Ved å kontrollere omfang og innretning reduseres risikoen for varige markedsvidringer og uønskede fiskale konsekvenser. Midlertidige skatteordninger har mange av de samme kvalitetene. De er skalerbare via tilgjengeliggjøring av områder og kan avvikles/nedskaleres med hensyn til teknologi- og markedsutvikling slik at man unngår varige markedsendringer. I teorien kan de også være prosjektspesifikke, selv om dette ikke er praksis i dagens særordninger i petroleumskatteregimet.

Tabell D: Vurdering av tilpasningsgrad. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse					
Kostnadseff. (prosjektbasis)					
Tilpasningsgrad	<ul style="list-style-type: none"> + Kan skalere omfang over tid + Kan optimalisere innretningen + Ingen varige markedsendringer 	<ul style="list-style-type: none"> + Vil gjøres på prosjektbasis + Midlertidig mandatendring kan evt. justeres + Ingen varig effekt på markedet 	<ul style="list-style-type: none"> + Kan skalere omfang over tid + Kan optimalisere innretningen + Ingen varige markedsendringer 	<ul style="list-style-type: none"> - Lite fleksibel fordi endringer i rammevilkår vil ha store konsekvenser for tilpasningen 	<ul style="list-style-type: none"> + Skalierbar via tilgjengeliggjøring av områder samt avvikling av midlertidige ordninger + Kan optimalisere innretningen over tid + Ingen varige markedsendringer

Administrative konsekvenser og finansieringskostnader. Det er mindre forskjeller mellom de mest aktuelle virkemidlene innen disse vurderingskriteriene enn hos de tre foregående. Behovet for å utvikle konkrete tildelingskriterier gjelder alle virkemiddelkategoriene, ettersom man vil måtte vurdere ulike prosjekter opp imot hverandre uavhengig av hvilken støtteordning man velger (samt i fravær av støtteordninger). De relative forskjellene knyttet til administrative konsekvenser stammer derfor i all hovedsak fra kompleksiteten i selve støtteordningene. Differansekontrakter og midlertidige skatteordninger skårer her svakere enn investeringstilskudd grunnet at disse vil kreve noe mer utredningsarbeid og innebærer avregning over en lengre tidsperiode. Videre er det et betydelig handlingsrom i hvordan man finansierer de ulike løsningene, noe som gjør løsningene vanskelige å rangere med hensyn til finansieringskostnad. Offentlige føringer for

samfunnsøkonomiske analyser priser vridningseffekten via økte skatter, den såkalte skattekostnaden, til 20 øre per budsjettkrone. Finansiering gjennom avgifter i spesifikke markeder innebærer imidlertid også effektivitetstap. Finansiering av investeringsstøtte og differansekontrakter via kraftmarkedet, hvor økt tilbud vil presse prisene ned, kan potensielt gi lavere vridningseffekt. Dette bør utredes nærmere om fordelingseffektene er akseptable.

Tabell E: Vurdering av administrative konsekvenser og finansieringskostnader. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse					
Kostnadseff. (prosjektbasis)					
Tilpasningsgrad					
Admin. kons.	+ Enkel å implementere og lang erfaring med slike program. + Engangsstøtte gir lave oppfølgingskostnader	+ Allerede implementert + Lite behov for oppfølging. Kan bruke dagens apparat	- Krever noe mer utredningsarbeid mht. til risikofordeling - Noe mer administrasjon over tid ettersom det ikke kan innlemmes i eksisterende ordninger	+ Enkel å implementere forutsatt at det ikke innebærer store politiske eller juridiske prosesser	- Krever noe mer utredningsarbeid for å redusere risiko for overkomp. - Noe administrasjon over tid, men svært begrenset ettersom overføringer tas via skattesystemet.
Finansiering	- Finansiering vil gi skattevridninger og/ eller vridninger i marked som belastes	+ Vurderes på prosjektbasis mot alternativ anvendelse	- Finansiering vil gi skattevridninger og/ eller vridninger i marked som belastes	+ Eksternaliteter, men priset allerede	- Finansiering vil gi skattevridninger

Samlet vurdering. Differansekontrakter, investeringstilskudd og midlertidige skatteordninger kan alle legges til rette for å realisere målbildet i vår analyse. Det vil si at de kan utløse private investeringer i storskala flytende havvindparker på norsk sokkel og samtidig legge til rette for teknologiutvikling og læringseffekter i leverandørkjeden. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv mener vi differansekontrakter skiller seg ut ved at de reduserer den samfunnsøkonomiske kostnaden uten at dette går på bekostning av operatørens optimaliseringsinsentiver. Slike kontrakter er også, som investeringstilskudd og midlertidige skatteordninger, fleksible og skalerbare slik at man kan unngå varige markedsendringer.

Tabell F: Samlet vurdering av de ulike virkemidlene. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse	HØY	LAV	HØY	MEDIUM	HØY
Prosjekteff.	MEDIUM	MEDIUM	HØY	LAV	MEDIUM
Tilpasningsgrad	HØY	HØY	HØY	LAV	HØY
Admin. kons.	LAV	LAV	MEDIUM	LAV	MEDIUM
Finansiering	MEDIUM	LAV	MEDIUM	LAV	MEDIUM

Vi finner ingen synergieffekter av å kombinere enkeltstående virkemidler i vår analyse. Vi ser at differansekontrakter bidrar til å øke kostnadseffektiviteten i både investeringstilskudd og midlertidige skatteordninger, men uten at kvalitetene ved differansekontrakter styrkes. Effekten er i all hovedsak at prosjektene kan realiseres med en lavere forventet inntekt fra differansekontraktene enn om dette virkemiddelet virker alene. Den samfunnsøkonomiske effekten motsvares imidlertid av at myndighetene i slike kombinasjoner finansierer en

betydelig andel av investeringskostnadene. For kredittilgang og regulering gjelder samme rasjonale. En kombinasjon med differansekontrakter sikrer måloppnåelsen, men de øvrige effektene har kun fordelingsvirkninger. Nøytral kategorisering av krav til elektrifiseringer fordrer at dette vurderes som et effektivt klimatiltak i seg selv. Alternativt vil det gi uønskede vridningseffekter. Vår gjennomgang viser at det politiske handlingsrommet er betydelig med hensyn til å kombinere ulike tiltak. Dette er et viktig aspekt ettersom det kan være politisk-administrative barrierer som hindrer implementeringen, eller dersom det er *fordelingshensyn* som veier tungt. Kostnaden ved å kombinere ulike tiltak er at kompleksiteten og de administrative kostnadene øker.

Tabell G: Illustrasjon av synergier og politisk handlingsrom. Kilde: Menon Economics

	Investerings-tilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Investerings-tilskudd					
Kredittilgang	Nøytral				
Differansekontrakter	Nøytral	Nøytral			
Regulering / Krav	Nøytral	Nøytral	Nøytral		
Midlertidige skatteordninger	Nøytral	Nøytral	Nøytral	Nøytral	

I denne analysen peker vi på differansekontrakter som det mest egnede virkemiddelet på egne ben, og en forutsetning for en kostnadseffektiv løsning innad i det politiske handlingsrommet. Differansekontrakter er svært fleksible med hensyn til innretning, noe dagens praksis også reflekterer. Det er behov for skreddersøm som tar hensyn til særnorske forhold og ikke minst målsettingen om industriell utvikling og internasjonal konkurransekraft for norske aktører. I analysen redegjør vi for flere sentrale forutsetninger som ligger til grunn for vår vurdering. Disse kan oppsummeres slik:

- Høy måloppnåelse, uavhengig av hvilket virkemiddel vi har vurdert, forutsetter at man vektlegger kvalitative parametre i innretning og/eller tildeling av virkemiddelet. Et eksempel på dette er vektlegging av teknologisk utvikling som vil legge til rette for økt operatørmangfold og bedre konkurransevilkårene for mer umodne løsninger.
- For å legge til rette for en effektiv ressursutnyttelse må differansekontraktene rigges slik at utbygger og operatører har en viss markedseksponering. Dette gir insentiver til å selge strømmen der betalingsvilligheten er størst og reduserer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved prosjektet. Det er i denne sammenheng viktig at kjøp av strøm, eksempelvis via PPAer, likestilles med andre tiltak knyttet til energiforsyningen på sokkel.
- Kontrakten bør inneholde et «tak» for overføringen da dette reduserer risikoen for overkompensasjon for myndighetene. Finansiering av offentlige tiltak har en finansieringskostnad i form av økte skatter og avgifter. Om man overkompenserer aktørene har dette en reell samfunnsøkonomisk kostnad.

Innledning og bakgrunn

Verden står overfor et stort felles problem i form av global oppvarming som følge av menneskeskapte klimagassutslipp. Gjennom Parisavtalen har verdens land forpliktet seg til en felles ambisjon om å begrense klimaendringene. Dersom verden skal nå målsetningene i Parisavtalen er man avhengig av en storstilt omstilling av økonomien og ikke minst måtene vi bruker og produserer energi på. **Overgangen til et lavutslippssamfunn er en stor utfordring, men innebærer også store næringsøkonomiske muligheter for land og aktører som evner å gripe sjansen.** Sentralt i den globale omstillingen står utbyggingen av fornybar kraftproduksjon. En slik omstilling vil blant annet kreve betydelige investeringer i grønne teknologier. Det er en bred konsensus blant de mest anerkjente analysemiljøene at havvind her vil spille en viktig rolle.

Ifølge Klimaomstillingsutvalget (2020) går den globale energiomstillingen raskere enn hva man tidligere forventet. Utvalget trekker frem at andre nordiske og europeiske land har varslet at det vil komme store initiativ innen grønn energi- og teknologiutvikling. Dette vil øke konkurransen om grønne vekstmuligheter, som vil være med på å legge et økt press på næringslivet for å omstille seg. Dette gjelder spesielt den norske leverandørnæringen tilknyttet olje og gass, som står overfor et vedvarende aktivitetsfall på norsk sokkel i tiden fremover. Norsk petroleums egne prognoser tegner et bilde hvor produksjonen når topper innen få år før den faller frem mot 2030. Det er liten grunn til å tro at denne trenden vil snu. I tillegg er næringen rammet av et fall i oljeprisen som følge av koronapandemien, noe som legger ytterligere press på oppstart av nye felter.

Dagens situasjon står i sterk kontrast til perioden når utviklingen innen bunnfast havvind for alvor skjøt fart. Da var det høy aktivitet på norsk sokkel, og mindre villighet til å satse på nye forretningsområder. Aktørbildet innen bunnfast havvind er i dag relativt satt og med en norsk markedsandel på 3-5 prosent. **Fremveksten av flytende havvind kan ses på som en ny sjanse for den norske leverandørindustrien innen fornybarsegmentet.** Ifølge IEA er om lag 40 prosent av verdikjeden innenfor havvind sammenfallende med verdikjeden innen olje og gass. Andelen er størst for flytende installasjoner.

Menon Economics utarbeidet i 2019 en rapport hvor det ble identifisert et betydelig verdiskapingspotensial for norske aktører innen flytende havvind. For å realisere dette verdiskapingspotensialet ble det trukket frem fire suksessfaktorer. For det første vil et aktivt hjemmemarked legge til rette for lærings- og skalaeffekter i verdikjeden og gi viktige referanseprosjekter for internasjonal satsning. Videre pekte vi på at det var viktig å ta en tidlig posisjon. Dette for å utnytte at norske teknologikonsepter i dag har en sentral rolle i markedet, noe som kan være et springbrett for kompetanseoverføring fra leverandørindustrien innen olje og gass. Tilpassede virkemidler knyttet til eksportsatsing og teknologiutvikling av skala, samt en tydelig visjon fra myndighetene, ble også trukket frem.

Siden fjorårets rapport ble utarbeidet har det skjedd mye innen flytende havvind, både på markeds- og myndighetssiden. Flere land har utarbeidet eksplisitte mål for bygging av havvind generelt eller flytende havvind spesielt. I tillegg spiller koronakrisen inn. Myndigheter har utformet rednings- og støttepakker for å stimulere økonomisk aktivitet, hvor flere vektlegger at det skal investeres i grønne teknologier. **2020 markerte også et veiskille for den norske næringen. Den 12. juni kunngjorde regjeringen at den åpner to områder for energiproduksjon til havs fra og med 1. januar 2021.** I tillegg har regjeringen sørget for at havenergilovforskriften har kommet på plass. Denne forskriften utfyller havenergiloven og setter opp spillereglene for utviklingen innen havvind i Norge. Det innebærer at det nå blir mulig å søke konsesjon for storskala havvindprosjekter på norsk sokkel.

Samlet legger åpningen av Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II til rette for en produksjonskapasitet på 4 500 MW. Utsira Nord (1 500 MW) er det mest aktuelle for flytende havvind ettersom det ligger nær land og har store dybder. Nye områder kan bli åpnet på sikt.

Regjeringens uttalte målsetning er å «utvikle en fornybarindustri basert på havvind – som på sikt kan bli en stor, ny næring for Norge». Som Menon Economics (2019) peker også regjeringen på flytende havvind som den mest interessante teknologien sett med norske øyne. I september uttalte olje- og energiminister Tina Bru at store fullskala havvindparker ikke vil komme av seg selv, og at noe må gjøres dersom man ønsker å realisere dette i Norge.¹ Denne rapporten følger opp fjorårets analyse av Menon Economics, norske myndigheters handlinger samt signalene som nå kommer fra regjeringen i to delanalyser. Hovedformålet er å vurdere hva slags virkemiddeldesign som er mest hensiktsmessig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, med utgangspunkt i en målsetning om å realisere storskala havvind i Norge, samt lærings- og skalaeffekter i verdikjeden.

- **Del A er en oppdatering av fjorårets markedsanalyse** som tar utgangspunkt i endringene som har forekommet det siste året, og vurderer hvorvidt det er endringer av betydning som har innvirkning på fremtidsutsiktene for næringen. Med utgangspunkt i en kartlegging av de viktigste utviklingstrekkene i markedet oppdateres markedsscenarioene som ble presentert i fjorårets analyse, før vi estimerer hvilken omsetning tilknyttet flytende havvind som kan tilfalle norske aktører.
- **Del B er en komparativ virkemiddelanalyse** som vurderer ulike tiltak for å realisere storskala havvind i Norge. Denne analysen kan sees på som et kunnskapsgrunnlag som kan bistå myndigheter, næringsliv og andre interessenter i arbeidet for å etablere rammevilkår for en næring tilknyttet flytende havvind på norsk sokkel.

¹ <https://www.tu.no/artikler/energiministeren-til-tu-ingen-grenser-for-hvor-stort-havvind-kan-bli-br/499404?key=zyvZtvMV>

A photograph of three white wind turbines against a blue sky with soft, white clouds. The turbines are positioned at different heights and angles, creating a sense of depth. The text 'DEL A MARKEDSANALYSE' is centered over the image in a bold, dark grey font.

DEL A MARKEDSANALYSE

1. Bakgrunn for markedsanalysen

Del A av denne rapporten er en oppdatering av markedsanalysen som Menon Economics gjennomførte høsten 2019. Markedet for flytende havvind er relativt umodent, og det kan forekomme store endringer på kort tid. Det er derfor relevant å undersøke hvorvidt det er forekommet endringer av betydning som har innvirkning på framtidsutsiktene for næringen. Vårt fokus har vært å kartlegge utviklingen i fornybarmarkedet generelt, markedet for flytende havvind spesielt og ikke minst bevegelsene i den siste utviklingen innen flytende havvind.

Det er utfordrende å framskrive markeder, spesielt markeder som på nåværende tidspunkt er relativt umodent og som forventes å vokse kraftig i de neste tiårene. Det er en rekke faktorer som spiller inn på utviklingen i et marked. Dette betyr imidlertid ikke at økonomiske prognoser ikke har noen eksistensberettigelse. Scenarioanalyser innebærer en historiefortelling som bidrar til å systematisere tanker rundt utviklingen innen eksempelvis en næring. Videre presenterer en god scenarioanalyse vårt beste bud på næringens utvikling, noe kan hjelpe politikere og markedsaktører å posisjonere seg for fremtiden.

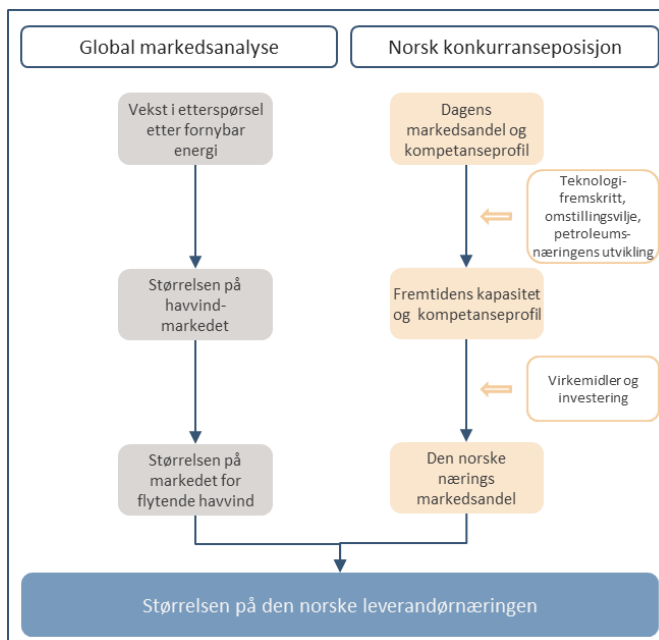
Vi har tatt utgangspunkt i et gjennomarbeidet analytisk rammeverk. Rammeverket tar inn over seg en rekke faktorer som kan si noe om en forventet utviklingsbane for markedet. I tillegg er rammeverket fleksibelt slik at man kan presentere ulike scenarier for markedet, og dermed illustrere et mulighetsrom.

Rammeverket inneholder input som relaterer seg til det globale markedet og til den norske andelen av dette markedet. Dette betyr at markedet er bygget opp etter en *top-down* fremgangsmåte, hvor vi først vil estimere utviklingen i det globale markedet, og deretter størrelsen på den norske andelen av dette. Dette vil sammen gi oss omsetningen som vil tilfalle norske aktører. Rammeverket er illustrert i Figur 1-1 og inkluderer en internasjonal og en innenlandsk analysedel. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at konkurransen fra internasjonale aktører også vil ha stor påvirkningskraft på den norske markedsandelen. For å skaffe oss et godt grunnlag for å vurdere markedet for flytende havvind har vi innhentet informasjon gjennom tre kanaler:

1. Vi har gjennomført en **litteraturgjennomgang av relevante analyser** som er publisert siden september 2019, da den forrige rapporten ble publisert.
2. Videre har vi undersøkt hvorvidt det har skjedd betydelige endringer i **pipelinen av kommende prosjekter**, som ble presentert i forrige rapport.
3. I tillegg har vi **intervjuet en rekke sentrale aktører** i markedet, både aktører fra næringslivet, organisasjoner og virkemiddelapparatet. En oversikt over intervjuobjekter er gitt i vedlegg B.

Vi vil først gjennomgå de viktigste utviklingstrekkene i markedet fra det siste året. Med utgangspunkt i dette vil vi estimere hvor mye flytende havvind som vil bygges ut i perioden frem mot 2050 basert på tre utviklings-scenarier. Deretter vil vi estimere den potensielle omsetningen norske aktører kan ta av markedet for flytende havvind.

Figur 1-1: Konseptuell visualisering av det analytiske rammeverket. Kilde: Menon Economics



2. Status i dagens marked og viktige utviklingstrekk

Dagens havvindmarked domineres av bunnfaste installasjoner. I 2019 hadde bunnfaste teknologier en installert kapasitet på 29 GW (GWEC, 2020). Sammenlignet med bunnfast havvind er markedet for flytende havvind relativt umodent, med en installert kapasitet på 82 MW i 2019 (Carbon Trust, 2020). Flytende havvind har vært gjennom en periode med pilotinstallasjoner og det er nå en rekke pre-kommersielle prosjekter under utvikling. Eksempelvis har utbyggingen på Hywind Tampen om lag samme kapasitet som hele dagens marked.

Den langsiktige markedsutviklingen for flytende havvind vil avhenge av flere faktorer. I det følgende gjennomgår vi fire av hoveddriverne og undersøker statusen for disse i dag. De fire hoveddriverne er:

- Global klima- og fornybarpolitikk
- Nasjonal energi- og industripolitikk
- Lønnsomhet relativt til andre teknologier
- Arealbegrensninger

2.1. Global klima- og fornybarpolitikk

Dersom verden skal nå målsetningene i Parisavtalen er man, som nevnt, avhengig av en storstilt omstilling av økonomien, og ikke minst måtene vi bruker og produserer energi på. Sistnevnte er spesielt viktig ettersom man forventer at kraftforbruket stiger. En viktig forutsetning for hvor raskt man klarer å realisere ny fornybar produksjonskapasitet avhenger av ambisjonsnivået i den globale klima- og fornybarpolitikken. Dette betyr at dersom land styrker sine klimamål, kan man forvente en høyere vekst i alle underliggende markeder, som eksempelvis flytende havvind. Derimot er det fortsatt stor usikkerhet knyttet til hvorvidt land vil klare å oppfylle de vedtatte klimamålene.

EU er Norges viktigste handelspartner. Rundt 80 prosent av den totale norske eksporten går til EU. EU er et eksempel på en stor global aktør som har som mål å bli ledende i det globale fornybarmarkedet. I forbindelse med dette lanserte Europakommisjonen sin grønne vekststrategi kalt European Green Deal i desember 2019. I strategien spiller havvind en sentral rolle for å nå EUs mål om å gjøre EU karbonnøytralt innen 2050. Europakommisjonen estimerer at for å holde temperaturøkningen på under 1,5 grader celsius så må man bygge ut 240 til 450 GW havvind i Europa innen 2050.² I løpet av 2020 vil EU lansere en egen strategi på offshore fornybar energi, som en del av Green Deal.³

² I forbindelse med arbeidet til Europakommisjonen ble det utarbeidet en rapport av BVG Associates for WindEurope (2019) som undersøkte behovet for areal, «grids» og leverandører for havvind. Studien fant at det er mulig å bygge 450 GW havvind innen 2050. Ifølge rapporten er det mest effektivt å plassere disse havvindparkene i Nordsjøen, og estimerer at 85 prosent av kapasiteten innen 2050 vil bli lokalisert der.

³ https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/onshore-and-offshore-wind_en

Case: EU-støtte til FLAGSHIP-prosjekt med norske aktører

Prosjektet FLAGSHIP går ut på å designe, bygge, installere og drifte en 10 MW flytende offshore vindturbin ved Karmøy i Rogaland. Dette vil bli den første installasjonen av en 10 MW vindturbin på flytende fundament. Formålet med prosjektet er å sikre at kostnaden på flytende havvind reduseres til mellom 40 og 60 euro per MWh i 2030.

En internasjonal sammenslutning står bak prosjektet, og er dominert av norske aktører. Dr. Techn. Olav Olsen har utviklet det flytende betongfundamentet OO-Star, som skal bygges av Kværner. UNITECH skal levere de undersjøiske kablene, mens DNV GL er prosjektets tekniske rådgiver for fremtidig sertifisering.

EU støtter prosjektet gjennom Horisont 2020, som er EUs rammeprogram for forskning og utvikling. EU-kommisjonen valgte prosjektet blant 15 andre konkurrerende prosjekter. EU støtter prosjektet med ca. 290 millioner kroner, hvorav om lag 244 millioner kroner vil gå til de norske aktørene. Dette betyr at prosjektet er blant de største EU-finansierte prosjektene i Norge.

COVID-19

Vinteren og våren 2019/2020 ble verden rammet av koronapandemien. Det globale sjokket som kom på grunn av viruset har drastisk endret kursen til den globale økonomien og energimarkedene (IEA, 2020b). Koronapandemien har ført med seg stor økonomisk usikkerhet, som det er stor grunn til å tro vil påvirke investeringer frem i tid, herunder energiinvesteringer.

Etter at krisen inntraff har aktører som IEA og IRENA utarbeidet rapporter om hvordan investeringer i henholdsvis energi- og fornybarmarkedene kan påvirkes.⁴ IRENA argumenterer i sin rapport at det nå er tid for å være strategisk og ambisiøs, og ta avgjørende skritt mot et strukturelt skift for å oppfylle FNs bærekraftsmål. Rapporten peker blant annet på hvordan og hvor investeringer og politiske virkemidler rettet mot fornybar energi kan styrke økonomien. Poenget til IRENA er sentralt, ettersom det er behov for både en rask grønn omstilling og en aktiv finanspolitikk i dag. Ved at myndighetene investerer i større infrastrukturprosjekter i grønne teknologier, som flytende havvind, bidrar man samtidig til å stimulere økonomien og å redusere klimagassutslippet.⁵

Det er stor usikkerhet knyttet til hvordan krisen vil påvirke utbygging av flytende havvind. På den ene side kan den økonomiske usikkerheten føre til at færre ønsker å investere i relativt umodne teknologier, som flytende havvindparker kan sees som, mens på den andre siden vil ofte myndigheter reagere på en nedgangstid med motsykliske finanspolitiske tiltak, som å investere betydelige summer i større infrastrukturprosjekter, som flytende havvindparker. Dette kan enten medføre at færre parker blir bygget da det er færre som ønsker å investere, eller at man opplever en betydelig økning i antall større prosjekter som kommer på plass grunnet myndigheters investeringsvilje. Den totale effekten er med andre ord usikker. I tillegg kan utbyggingen av flytende havvind bli forsinket grunnet forstyrrelser i verdikjeden. På bakgrunn av innspill vi har mottatt i

⁴ IEA (2020b), IEA (2020c) og IRENA (2020)

⁵ EU er et eksempel på en myndighet som vektlegger fornybar i sin redningspakke, ved å foreslå at 25 prosent av midlene skal brukes på klimatiltak. En rekke andre nasjoner har foreslått lignende lovgivning i sine redningspakker, som Norge, Tyskland, Storbritannia og Nederland for å nevne noen.

forbindelse med denne studien er det derimot lite som tyder på koronakrisen har vært med på å senke utviklingstempoet i næringen.

2.2. Nasjonal industri- og energipolitikk

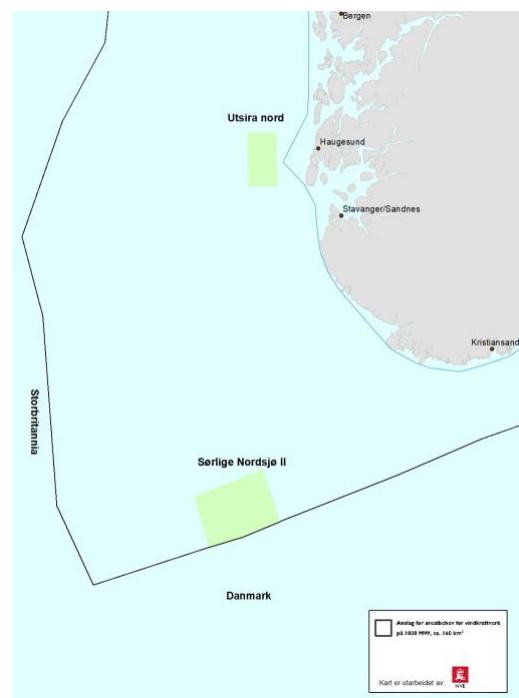
Flytende havvind er en relativt umoden teknologi sammenlignet med landbasert vind og bunnfaste installasjoner. For å øke produksjonskapasiteten, realisere skalafordeler og reduserte kostnader er man derfor i begynnelsen avhengig av den nasjonale energi- og industripolitikken. Summen av enkeltlands ambisjonsnivå, herunder Norge, vil i stor grad prege utviklingen de neste 10 årene.

Norge

Norges nasjonale energipolitikk kan bli sentral for utviklingen av flytende havvind frem til teknologien er fullt kommersialisert. I løpet av det siste året har det forekommet en betydelig utvikling innen norsk industri- og energipolitikk knyttet til flytende havvind. Hendelsen av størst betydning var den 12. juni 2020, da regjeringen besluttet ved kongelig resolusjon å åpne områdene Utsira Nord og Sørilige Nordsjø II for havvindutbygging. Dette innebærer at det vil være mulig å søke konsesjon for å bygge ut vindkraft til havs på norsk sokkel fra januar 2021.

Ifølge regjeringen er Utsira Nord et område som egner seg bra for flytende havvind. I tillegg er området relativt stort, slik at det er mulig å balansere flere interesser og lokalisere havvind nær etablert infrastruktur. Sørilige Nordsjø II ligger, som illustrert i kartet til høyre, mot grensen til Danmark. Dette feltet har både muligheter for flytende og bunnfast havvind. I tillegg muliggjør feltets beliggenhet eksport av kraft. Samlet er det mulighet å utvikle inntil 4 500 MW havvind på disse to områdene, ved både bunnfaste og flytende teknologier.

Figur 2-1: Kart over Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord. Foto: OED



Siden sist har også Olje- og energidepartementet godkjent utbyggingen av Hywind Tampen, som vil, når den står ferdig bygget, bli verdens største flytende vindkraftverk på 88 MW. Hywind Tampen markerer en viktig milepæl mot kommersialisering av flytende havvind. Samlet sett rapporterer aktører i næringen at det er en betydelig optimisme å spore fra myndighetssiden i Norge, som ikke var like tydelig i 2019. Dette kom blant annet frem under den internasjonale flytende havvindkonferansen i Haugesund i juni 2020 (se sitat under) og da Olje- og

“The offshore wind industry has progressed, also in the last few months. (...) I therefore firmly believe that the Norwegian Offshore Wind Cluster’s bold ambition to become the world’s strongest supply chain for floating offshore wind can be achieved.”

Tony C. Tiller, statssekretær, Olje- og energidepartementet

energiminister Tina Bru uttalte til Teknisk Ukeblad⁶ i september 2020 at det ikke er noen grenser for hvor stort havvind kan bli.

Europa

Tilsvarende som i Norge har det skjedd en betydelig utvikling på myndighetssiden i Europa. For et år siden var **Frankrike** ett av få land hvor myndighetene hadde forpliktet seg til en viss utbygging og hadde utarbeidet et *veikart* som var implementert i landets nasjonale energi- og klimaplan. Siden i fjor har franske myndigheter offentliggjort at de skal gjennomføre tre auksjoner for utbyggingsområder som samlet har en utbyggingskapasitet på 700 MW.

I løpet av det siste året har myndighetene i mange andre europeiske land kommet på banen, og satt flytende havvind på den politiske agendaen i sine respektive land. I **Irland** har den nylig valgte koalisjonen satt høye mål for fornybar energi og ser et potensial opp mot 30 GW med flytende havvind innen 2050.⁷ Det har i løpet av det siste året kommet flere prosjekter i pipeline, og de irske myndighetene ser aktivt etter partnere fra andre land for å utvikle prosjekter. **Italienske** myndigheter har satt et mål om å bygge 900 MW havvind, ikke spesifikt flytende, innen 2030 i deres nasjonale energi- og klimaplan.⁸ Til forskjell fra andre land drives interessen i Italia i stor grad frem av private utviklere og investorer. Ifølge **portugisiske myndigheters** industrielle strategi for fornybare havenergikilder er det totale potensialet for havvind estimert til 40 GW langs den portugisiske kysten (Carbon Trust, 2020). På bakgrunn av havdybden utenfor Portugal vil en stor del av denne kapasiteten sannsynligvis komme fra flytende havvindparker. **Spania** har ikke satt noen spesifikke målsetninger, men det er igangsatt en politisk prosess knyttet til havvind.

Storbritannia er et land som har uttalt at de ønsker å utvikle mer flytende havvind. En av årsakene til dette er mulighetene dette gir for innenlandsk leverandøring og arbeidsplasser. Statsminister Boris Johnson har oppjustert målsetningen knyttet til havvind fra 30 GW til 40 GW innen 2030, hvorav 1 GW skal være flytende havvind.⁹ Per i dag har Storbritannia en kapasitet på rett under 10 GW, og å bygge ut resten vil kreve bruk av flere teknologier, blant annet flytende teknologier. I løpet av sommeren 2020 ble ScotWind leasing round lansert for havvindprosjekter.¹⁰

Øvrige nasjoner

Kina er et marked man vet relativt lite om. Frem til nå har det vært lite informasjon som offentligjøres om kommende prosjekter, og flere analyser ekskluderer Kina som en del av markedet.¹¹ Et unntak er DNV GL (2020), som trekker frem Kina som et viktig marked fram mot 2050 i sin Energy Transition Outlook 2020-rapport. Dette samsvarer med innspill vi har fått i forbindelse med denne studien, hvor tilnærmet alle peker på at Kina vil være en sentral aktør i den globale fremveksten av flytende havvind i Asia. Ifølge Carbon Trust (2020) vil Kina imidlertid i stor grad kun utvikle bunnfaste havvindparker de neste årene, på grunn av store tilgjengelige havområder med grunt vann. Flere peker imidlertid på at dype havområder med nærhet til forbrukssentra vil bli viktige på sikt.

Japan var en av de første nasjonene til å ha havvindprosjekter, tilbake i 2003, med det er lite som har skjedd de siste årene. Dette ser ut til å ha endret seg nå. Sentrale næringsaktører intervjuet i forbindelse med denne

⁶ <https://www.tu.no/artikler/energiministeren-til-tu-ingen-grenser-for-hvor-stort-havvind-kan-bli-br/499404?key=zyvZtvMV>

⁷ <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/irish-coalition-plans-lsquotransform-renewables-revolutionrsquo-and-30-gw-of-floating-wind-59848>

⁸ <https://www.evwind.es/2020/04/29/solving-permitting-issues-is-key-to-italys-post-covid-19-wind-energy-recovery/74560>

⁹ <https://www.gov.uk/government/news/new-plans-to-make-uk-world-leader-in-green-energy>

¹⁰ <https://www.offshorewind.biz/2020/06/10/scotwind-offshore-wind-leasing-round-kicks-off/>

¹¹ For eksempel studien av Hannon, M., et al. (2019)

studien trekker frem at man tidligere så på Japan som et mindre relevant marked, tydelig preget av proteksjonisme. Derimot har japanske myndigheter i det siste åpnet mer opp mot internasjonale aktører, ettersom landet ikke har god nok kompetanse eller en fullverdig verdikjede og egnede leverandører for å utarbeide dette selv. Japan har, som første land, åpnet opp for en auksjon for et pre-kommersielt prosjekt innen flytende havvind i nærheten av Goto City, ved Nagasaki.

Sør-Korea er et marked som ofte trekkes frem for å ha et stort potensial, hvor flere norske aktører allerede er involvert i prosjekter. Myndighetene i landet har satt et krav om 20 prosent fornybar kraft i energimiksen innen 2030, som inkluderer 12 GW havvind (Carbon Trust, 2020). På bakgrunn av vanddybden utenfor den koreanske kysten vil trolig en betydelig andel av dette være flytende teknologier. Det er større flytende havvindprosjekter som planlegges i Sør-Korea, et eksempel er Equinors planer om en 800 MW flytende havvindpark.¹² Total har på sin side signert en intensjon om å bygge ut 2,3 GW fordelt på flere prosjekter¹³.

Sammenlignet med Europa og Asia er **USA** kommet relativt sent inn i markedet for havvind. Men utviklingen er i ferd med å ta seg opp. De mest relevante områder for flytende havvind i USA det neste tiåret er Vestkysten og Hawaii. Utenfor California planlegges det å sette i gang auksjoner allerede i begynnelsen av 2021.¹⁴

2.3. Lønnsomhet relativt til andre teknologier

Et annet viktig aspekt er kostnadsnivået. Det er rimelig å anta at det er de mest kostnadseffektive teknologiene som vil dominere investeringene i de globale kraftmarkedene. Dette betyr at jo mer konkurransedyktig flytende havvind blir relativt til andre fornybare teknologier, desto høyere utbyggingstakt vil man forvente. Per i dag er flytende teknologier tilnærmet 60 prosent dyrere enn bunnfaste teknologier (DNV GL, 2020). En viktig forutsetning for at det skal bli et større marked tilknyttet flytende havvind er derfor at kostnadene må falle. For å oppnå dette må man lykkes med å ta ut skalafordeler og industrialisere tilvirknings- og produksjonsprosessene.

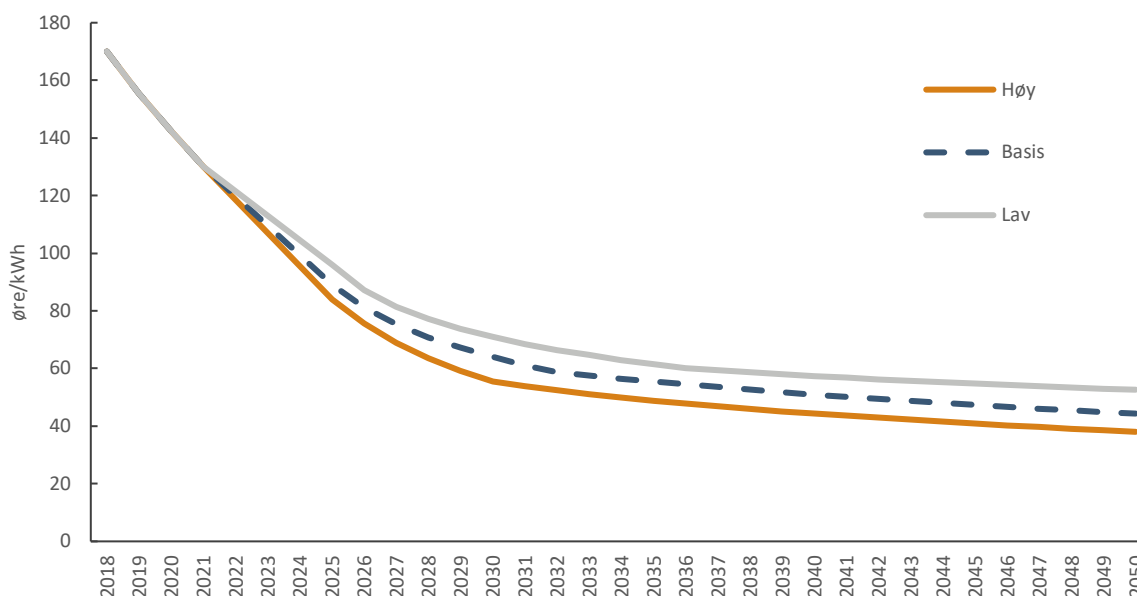
Figuren under viser våre kostnadsfremskrivninger for de tre scenarioene våre analyser bygger på. For basis- og høy-scenarioet faller kostnadene raskere enn vi antok i forrige analyse, dette er blant annet begrunnet i at det utvikles stadig større havvindparker. Samtidig har vi justert utvikling på lang sikt, for å ta hensyn til at teknologien modnes.

¹²<https://www.tu.no/artikler/equinor-vil-bygge-verdens-storste-flytende-havvindpark-i-sor-korea-startet-vindmalinger-denne-uker/495719?key=Z9LTYJUJ>

¹³ <https://www.offshorewind.biz/2020/09/01/total-enters-south-korean-floating-wind-market/>

¹⁴ <https://www.evwind.es/2020/07/23/california-offshore-wind-power-auction-could-begin-in-2021/75981>

Figur 2-2: Forventet utvikling i LCOE for fordelaktige lokasjoner. Kilde: Menon Economics



Det er viktig å merke seg at selv om kostnadene knyttet til flytende havvind vil falle globalt, så vil det være ulikt kostnadsnivå ved forskjellige utbyggingssteder. Viktige kostnadskomponenter er blant annet prisnivået i et samfunn og stabiliteten i vindforholdene som påvirker mengden kraft som kan produseres. Eksempelvis har Norge gode vindforhold som trekker ned kostnadsnivået, mens arbeidskraft derimot er dyrt i Norge. Enkelte land i Asia som både har gode vindforhold og billig arbeidskraft vil således komme raskere ned på et lavere kostnadsnivå enn Norge. Et annet sentralt spørsmål er hvorvidt større utbygging av flytende havvindparker i for eksempel Asia vil føre til en direkte kostnadsreduksjon for flytende havvindparker som bygges ut i Nordsjøen. Derimot vil en utbygging, uansett sted, bidra til at man får prøvd ut konsepter og teknologier, og således være med på å senke kostnader.

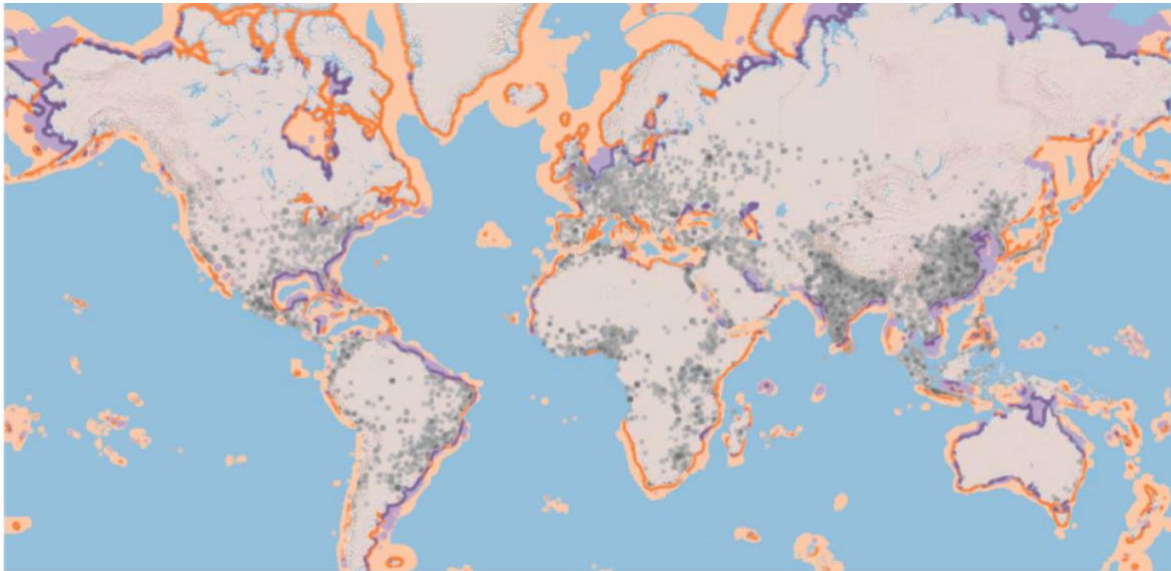
I tillegg kan det være variasjon i kostnadsnivå innenfor et spesifikt geografisk område. Det er å forvente at man sett opp mot bunnfaste teknologier kan nå kostnadsparitet for flytende havvind i enkelte områder hvor det er færre tilgjengelige godt egnede lokasjoner for bunnfast, ettersom de beste lokasjonene for bunnfast allerede er utnyttet. I disse tilfellene kan flytende teknologier være konkurransedyktig i enkelte områder på et tidligere stadium enn opprinnelig antatt.

2.4. Arealbegrensninger relativt til andre teknologier

Flytende havvind skiller seg noe fra andre vindteknologier. For det første vil flytende havvind sammenlignet med landbasert havvind i mindre grad komme i konflikt med annet arealbruk og andre miljøhensyn. For det andre har flytende teknologier et betydelig større utbyggingspotensial enn bunnfaste teknologier, ettersom de ikke er begrenset av vanddybder eller kvalitet på havbunnen. Dette potensialet ble blant annet gjennomgått i IEAs (2019) spesialrapport om havvindmarkedet. I samarbeid med Imperial College London har IEA analysert det tekniske potensialet for havvind, både i grunt vann (<60 m), hvor bunnfaste teknologier er gjeldende, og i dypt vann (60-2000 m), hvor flytende teknologier er løsningen. Samlet sett finner rapporten at det tekniske potensialet i grunt vann er på mer enn 87 000 TWh årlig, som er dobbelt så mye som den globale etterspørselen

etter elektrisitet forventes å være i 2040 i IEAs Stated Policies Scenario¹⁵. Derimot er det tekniske potensialet for områder lokalisert i dypt vann enda større. IEA anslår dette potensialet til 330 000 TWh per år.¹⁶ Kartet under illustrerer i hvilke områder det er teknisk potensial for havvind på dypt (oransje farge) og grunt vann (lilla farge), hvor det kommer tydelig frem at det er betydelig større områder for havvind på dypt enn grunt vann.

Figur 2-3: Det tekniske potensialet for havvind i verden. Kartet viser områder med et potensial på dypt vann (oransje farge) og grunt vann (lilla farge). Mørk farge er nær kysten og lys farge er langt fra kysten. Kilde: IEA (2019)



Som det fremkommer over er det et betydelig større teknisk potensial for havvind globalt, og da spesielt i områder med vanndybde over 60 m, hvor flytende teknologier vil være gjeldende. Selv om potensialet for bunnfast vil dekke elektrisitetsbehovet frem i tid, er det viktig å bemerke at tilgang på områder med dypt og grunt vann varierer mellom land. Eksempelvis er det flere land som har betydelig behov for elektrisitet, men med svært begrenset tilgang til områder med grunt vann. For disse vil flytende teknologier kunne bli en dominerende teknologi. I land med større ressursgrunnlag for bunnfast havvind kan også kostnadsbildet endre seg ettersom man utnytter de mest fordelaktige områdene.

¹⁵ IEA sitt «Stated Policies Scenario» gjenspeiler virkningen av eksisterende politiske rammer og dagens kunngjorte politiske intensjoner. Formålet med scenarioriet er å illustrere konsekvensene av planene til dagens politiske beslutningstakere for energibruk, utslipp og energisikkerhet.

¹⁶ For å sette dette i et perspektiv vil 100 GW med flytende havvind gi 450 TWh i strømproduksjon i året.

3. Oppdaterte markedsscenarioer

Vi har nå beskrevet de viktigste utviklingstrekkene innen energimarkedet generelt og for flytende havvind spesielt. Med bakgrunn i dette vil vi i det følgende drøfte hvordan markedet for flytende havvind forventer å utvikle seg på kort (til 2030) og lang sikt (til 2050). Det er som nevnt betydelig usikkerhet knyttet til utviklingen i et marked som på nåværende tidspunkt er relativt umodent, men som forventes å vokse kraftig de neste tiårene. Vi presenterer derfor tre mulige utviklingsscenarioer for det flytende havvindmarkedet fremover som vil bidra til å illustrere mulighetsrommet i markedet.

3.1. Forventet utbygging av flytende havvind

Det har i løpet av det siste året blitt utarbeidet flere markedsanalyser som enten tar for seg det totale havvindmarkedet eller markedet for flytende havvind¹⁷. I flere av disse markedsanalysene og i andre analyser av energimarkedene generelt har betydningen av havvind blitt oppjustert fra tidligere utgaver av analysene. Et eksempel på dette er IRENA (2019) som fra 2018 til 2019 økte sine forventninger til havvindmarkedet fra 500 GW til 1 000 GW for året 2050. Dette understreker at man forventer at det samlede markedet for havvind vil bli større enn tidligere antatt.

Et annet viktig moment som er med å understøtte en betydelig utbygging i havvindmarkedet er ambisjonsnivået i den globale klima- og fornybarpolitikken og enkelte lands nasjonale energi- og industripolitikk. Disse er med på å sette rammene for hvor raskt man realiserer ny fornybar produksjonskapasitet. Jo større «kaken» blir, desto høyere vekst vil man kunne forvente i de underliggende markedene, herunder flytende havvind. Som nevnt over har flere land kommet på banen i løpet av det siste året med uttalte mål og økte ambisjoner, enten for havvind generelt eller for flytende teknologier spesielt. Dersom dette sees i sammenheng med behovet for motsykliske finanspolitiske tiltak i forbindelse med koronakrisen, som vil gi høyere investeringer i store infrastrukturprosjekter i grønn energi, er dette med å åpne opp mulighetsrommet for havvind ytterligere.

Et sentralt aspekt for å utvikle et marked tilknyttet flytende havvind er å lykkes med å ta ut skalafordeler og industrialisere tilvirknings- og produksjonsprosesser. Vi ser en positiv utvikling i forbindelse med dette ved at det bygges ut stadig større flytende havvindparker. Et eksempel på dette er Equinors planer om en 800 MW flytende havvindpark i Sør-Korea.¹⁸ Dette viser at aktører er i ferd med å skalere opp sine planer, og markedet modner raskere enn tidligere antatt. Samlet understreker dette at det er en stor utbygging av store volum ventet når man først har kommet i gang. Dette henger også sammen med forventningene til kostnadsutviklingen innen flytende havvind.

3.1.1. Forventet utbygging på kort sikt

På kort sikt legger vi til grunn en akkumulert global kapasitet for flytende havvind på om lag 10 GW i 2030 i **basis-scenariotet**. Dette er noe lavere enn hva som ble lagt til grunn i fjorårets rapport av Menon Economics. En utbygging på 10 GW er i tråd med analyser av Carbon Trust¹⁹, men er noe lavere enn DNV GL (2020) og Equinor²⁰

¹⁷ Studier vi har vurdert er Menon Economics (2019), IEA (2019), IRENA (2019), GWEC (2020), Carbon Trust (2020), DNV GL (2020), Styringskomiteen for Grønne Elektriske verdikjeder (2020), Statkraft (2020) og presentasjon av Equinor under International Floating Offshore Wind Conference i Haugesund, juni 2020.

¹⁸<https://www.tu.no/artikler/equinor-vil-bygge-verdens-storste-flytende-havvindpark-i-sor-korea-startet-vindmalinger-den-ne-uker/495719?key=Z9LTYJUJ>

¹⁹ Basis-scenariotet (expected deployment) til Carbon Trust (2020).

²⁰ Presentasjon av Equinor under International Floating Offshore Wind Conference i Haugesund juni 2020.

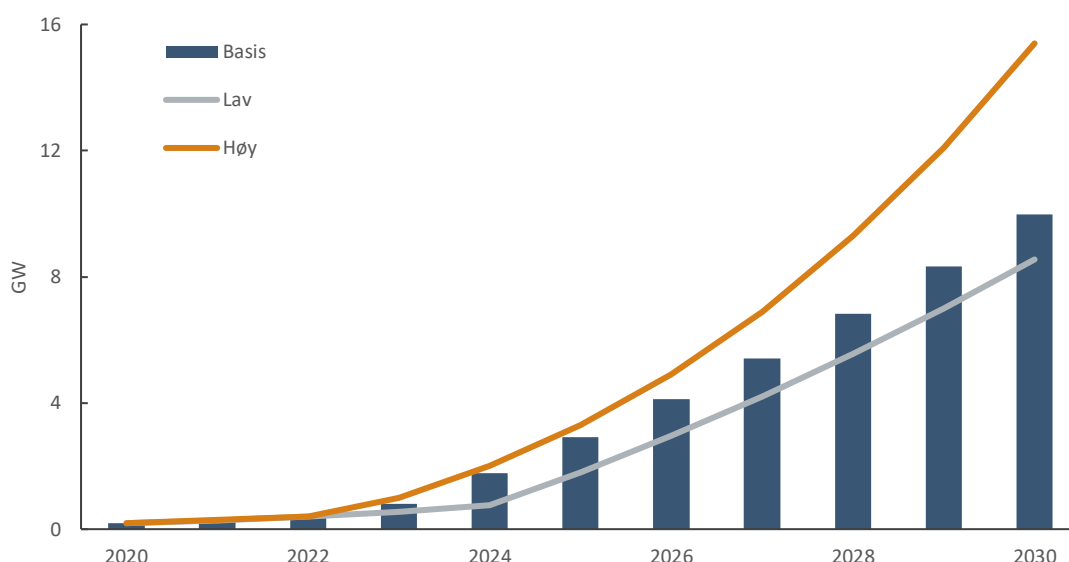
sine forventninger. Andre analyser ligger lavere, som eksempelvis GWEC (2020) som forventer en utbygging på 6 GW i 2030.

Det er flere årsaker til at vi forventer en noe lavere utbygging frem mot 2030 i basis-scenarioet. For det første er det noe usikkerhet knyttet til kapasiteten til industriaktører for å bygge og produsere deler til flytende havvindparker. Det vil ta tid før industriaktører klarer å skalere opp kapasiteten sin for å bygge de volumene som forventes innen få år. Kapasitetsutfordringer og flaskehals bidrar til å forsinke dagens prosjekter. For det andre tar det mellom fem og ti år å utvikle et havvindprosjekt, som betyr at man må sette relativt raskt i gang for å møte myndigheters ambisjoner. En tredje årsak er at den offentlige prosessen knyttet til rammevilkår og tillatelser tar noe lengre tid enn planlagt. Dette til tross for positive signaler fra myndighetene knyttet til utbygging av flytende havvindparker. Dette er allerede med på å forsinke dagens prosjekter. Tilsvarende som vår analyse har Carbon Trust (2020) nedjustert forventet utbygging i basis-scenarioet frem til 2030.

I **høy-scenarioet** legger vi til grunn at man raskt lykkes med å skalere opp kapasitet og at myndigheter prioriterer å få på plass de politiske prosessene knyttet til havvind. I tillegg forventer vi at myndighetene investerer i større infrastrukturprosjekter, som flytende havvind, for å demme opp for den økonomiske nedgangstiden som følge av koronakrisen. På bakgrunn av dette legger vi til grunn en global akkumulert kapasitet på 15 GW i 2030. Det er med andre ord en større oppside i markedet en tidligere observert. Dette er i tråd med hva DNV GL (2020) og Equinor²¹ legger i sine fremskrivninger.

Tilsvarende som i basis-scenarioet forventer vi i **lav-scenarioet** at det tar tid å bygge opp kapasitet, samtidig som det oppstår betydelige flaskehals i både produksjonen og forsinkelser i den politiske prosessen hos myndighetene. På bakgrunn av dette forventer vi en utbygging på 9 GW i 2030. I Figur 3-1 under presenteres forventet utbygging i de tre scenarioene frem mot 2030.

Figur 3-1: Forventet utbygging av flytende havvind globalt på kort sikt i lav-, basis- og høy-scenarioet i GW. Kilde: Menon Economics

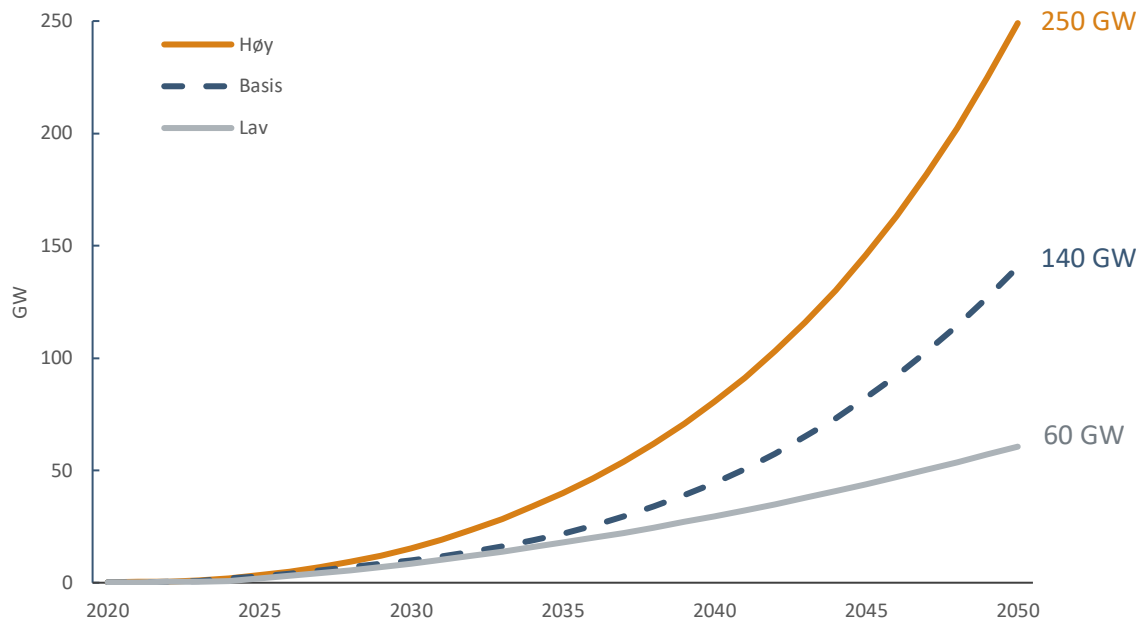


²¹ Presentasjon av Equinor under International Floating Offshore Wind Conference i Haugesund juni 2020

3.1.2. Forventet utbygging på lang sikt

Etter 2030 forventer vi i **basis-scenariot** at utbyggingen skyter fart. Dette samsvarer med Carbon Trust (2020) sine forventninger til markedet. Økende skala på kommende havvindprosjekter vil ha positiv innvirkning på kostnadsutviklingen og vi legger til grunn at det vil være betraktelige stordriftsfordeler i produksjonen. Som tidligere nevnt har flere analysemiljøer oppdatert betydningen av havvind i sine scenarier, som understreker at man forventer at det samlede markedet for havvind skal bli større enn tidligere antatt. Dette er med på å understøtte økte forventninger til utbygging av flytende havvindparker frem mot 2050, ettersom vi også forventer at kostnadene faller raskere enn sist. På bakgrunn av dette legger vi til grunn en akkumulert kapasitet på 140 GW i basis-scenariot i 2050, som innebærer en økning på 40 GW fra analysen i fjor. Noe av økningen har blant annet grunn i at man i løpet av det siste året har fått et bedre innblikk i enkelte markeder hvor havvind forventes å vokse kraftigere, som eksempelvis Kina. Vårt anslag for 2050 i basis-scenariot er i tråd med basis-scenariot til Carbon Trust²², dersom vi ekstrapolerer deres anslag frem til 2050.

Figur 3-2: Forventet utbygging av flytende havvind globalt på lang sikt i lav-, basis- og høy-scenariot i GW. Kilde: Menon Economics



Tilsvarende som i basis-scenariot så forventer vi i **høy-scenariot** at utbyggingen vil ta seg kraftig opp etter 2030. Dette samsvarer og med Carbon Trust²³ sine antagelser for deres høy-scenario. I dette scenariot venter vi at flytende teknologier vil ta en større andel av havvindmarkedet, samtidig som vi legger til grunn et større «totalmarked» enn sist antatt. Et sentralt moment i høy-scenariot er at vi antar at EU gjør en betydelig innsats for å gjøre Europa klimanøytralt innen 2050 i tråd med nylige løfter fra presidenten av Europakommisjonen. Dette vil innebære at man investerer og legger til rette for en stor utbygging av havvindparker i Europa. I tillegg

²² Carbon Trust (2020) sitt basis-scenario «expected deployment» går kun til 2040. I 2040 forventer Carbon Trust en akkumulert utbygging på 70 GW. Dersom vi ekstrapolerer denne med samme vekst som fra 2030 til 2040, vil de ligge på en akkumulert utbygging på 129 GW i 2050. Trolig vil utbyggingstakten være høyere mellom 2040 og 2050, og 2030 og 2040.

²³ Tilsvarende som basis-scenariot går Carbon Trust (2020) sitt høy-scenario «accelerated deployment» kun til 2040. I 2040 forventer Carbon Trust en akkumulert utbygging på 120 GW. Dersom vi ekstrapolerer denne med samme vekst som fra 2030 til 2040, vil de ligge på en akkumulert utbygging på 227 GW i 2050.

legger vi til grunn i dette scenarioet en betydelig utbygging i Kina, som i fjorårets analyse var et marked man hadde lite kjennskap til.

Høyscenarioet understøttes også av potensielle motsykliske finanspolitiske tiltak for å få økonomien på fote igjen etter koronakrisen, hvor investeringer i fornybar kraftproduksjon og store infrastrukturprosjekter blir prioritert. Med andre ord forventer vi at myndighetene benytter seg av muligheten til å støtte opp under prosjekter som bidrar til grønn omstilling. Med dette som utgangspunkt legger vi til grunn i høy-scenarioet at man vil nå en akkumulert utbygging på 250 GW i 2050. Dette er en betraktelig økning fra fjorårets rapport og understreker at vi har identifisert en større oppside ved markedet enn tidligere og mulighetsrommet for flytende havvind åpnes betydelig opp. En utbygging på 250 GW er tilnærmet hva DNV GL²⁴ legger til grunn i Energy Transition Outlook 2020. Derimot er vårt anslag betydelig høyere enn hva Equinor forventer i 2050.²⁵

I motsetning til basis- og høy-scenarioene vil markedet i **lav-scenarioet** ikke ta seg opp i samme grad etter 2030. I dette scenarioet er også veksten i fornybarmarkedet generelt lavere. Lavere utbyggingsvekst påvirker markedet for flytende havvind sterkt ettersom det begrenser stordriftsfordeler som er en av teknologiens store fordeler. Dette vil føre til at man ikke opplever samme kostnadstall, og flytende teknologier dermed ikke vil være like konkurransedyktige sett opp mot alternative tiltak. Samlet sett innebærer dette at den forventede utbyggingen primært vil foregå i områder hvor pilot- og pre-kommersielle prosjekter allerede er igangsatt. I praksis vil dette si Europa og enkeltmarkeder i Asia. Med dette som bakgrunn legger vi i lav-scenarioet til grunn en akkumulert utbygging på 60 GW i 2050. Dette er noe lavere enn hva Carbon Trust²⁶ legger til grunn i sitt lav-scenario, dersom vi ekstrapolerer deres anslag frem til 2050.

3.2. Norske markedsandeler

Den andre viktige inputen i denne analysen er et estimat på hvor store markedsandeler norske aktører kan ta i et globalt marked. I kartleggingen gjennomført i fjorårets analyse av Menon Economics vurderte man at utfallsrommet for norske aktørers markedsandel i et internasjonalt marked utenfor Norge ville ligge mellom 3 prosent i et nedre og 20 prosent i et øvre intervall.

Et viktig moment i forbindelse med hvor stor markedsandel norske aktører kan ta, er hvorvidt man lykkes med de fire suksesskriteriene som ble identifisert i forrige rapport. Disse inkluderer et aktivt hjemmemarked, å være tidlig ute, samt en tydelig visjon som gir forutsigbarhet og tilpassede virkemidler fra myndighetene. Alle disse fire faktorene bidrar til å øke den potensielle markedsandelen som norske aktører kan ta i et globalt marked.

En annen viktig faktor som er med på å bestemme hvilken markedsandel norske aktører kan ta er hvor en utbygging vil finne sted. Årsaken til dette er at en norsk markedsandel avhenger av den geografiske avstanden mellom den norske verdikjeden og hvor en havvindpark bygges – jo nærmere den norske verdikjeden utbyggingen er, desto større markedsandel vil norske aktører kunne ta. Eksempelvis forventer vi at norske aktører tar en betydelig større markedsandel i prosjekter i Europa enn i andre deler av verden. I Kina forventer vi eksempelvis liten involvering av internasjonale aktører.

²⁴ DNV GL (2020). DNV GL er også en av analysene som legger til grunn det største havvindmarkedet i 2050.

²⁵ Presentasjon av Equinor under International Floating Offshore Wind Conference i Haugesund juni 2020.

²⁶ Tilsvarende som de andre scenarioene går Carbon Trust (2020) sitt lav-scenario «slow deployment» kun til 2040. I 2040 forventer Carbon Trust en akkumulert utbygging på 27,8 GW. Dersom vi ekstrapolerer denne med samme vekst som fra 2030 til 2040, vil de ligge på en akkumulert utbygging på 50 GW i 2050.

I tillegg spiller norske aktørers kompetanse inn på markedsandelen de kan forvente å ta i et globalt marked. Tidligere rapporter har vurdert at det er en betydelig kompetanseoverføring mellom offshore olje- og gassindustrien og markedet for flytende havvind.²⁷ Dersom norske aktører lykkes med å videreutvikle denne kompetansen og sikre seg referanseprosjekter innenfor flytende havvind, vil dette ha positiv innvirkning på den markedsandelen som norske aktører vil klare å kapre. Det er samtidig viktig å bemerke at fortrinnet norske aktører har på bakgrunn av den overførbare kompetansen og erfaringen fra offshore olje- og gassindustrien, trolig kun vil være gjeldende på kort sikt, frem til internasjonale konkurrenter får bygget opp kompetanse fra egne prosjekter innen flytende havvind. Realiseringen av Hywind Tampen er et viktig *steg* for å bygge en norsk-basert industri, men for den videre kommersialiseringen og for å kapitalisere på kompetansen norske aktører besitter er det sentralt at utviklingen av nye prosjekter blir startet opp så raskt som mulig.

Under beskriver vi tre hovedscenarier for utviklingen for å vise utfallsrommet. Det er imidlertid viktig å påpeke at mulighetsrommet har uendelig mange utviklingsbaner, og at verdien av en aktiv næringspolitikk vil øke med markedsstørrelsen.

I **basis-scenariot** legger vi til grunn en høyere vekst frem mot 2050 enn i fjorårets analyse av Menon Economics. I dette scenariot vil tyngden av utbyggingen imidlertid fortsatt komme i Europa, i tråd med Carbon Trust (2020) sine analyser. Dette vil gi norske leverandører gode muligheter for å vinne en betydelig andel av kontraktene som utbys. Ved hjelp av spesifikke tiltak på hjemmebane legger vi her til grunn at Norge utvikler en konkurransedyktig næring, men ikke evner å ta en lederrolle internasjonalt. Vi legger derfor til grunn markedsandel på 10 prosent.

I **høy-scenariot** har vi oppjustert veksten siden fjorårets analyse. En større andel av utbyggingen forventer vi imidlertid at vil komme i Asia, og mer spesifikt i Kina, slik også DNV GL (2020) estimerer det i sin seneste rapport. Alt annet likt reduserer dette potensialet for den norske markedsandelen. Vi legger imidlertid i dette scenariot til grunn en høy utbygging på norsk sokkel. Dette er med å motvirke denne effekten noe, ettersom vi forventer at norske aktører i et høyscenario kan ta opp mot 70 prosent av en utbygging på norsk sokkel.²⁸ Med utgangspunkt i høy aktivitet i hjemmemarkedet og en tidlig posisjonering legger vi likevel til grunn at den norske industrien blir verdensledende, noe som blant annet innebærer at de dominerer utbyggingen i det europeiske markedet. Med dette som utgangspunkt vil trolig norske aktører ta 17 prosent av markedet i et høy-scenario.

I **lav-scenariot** forventer vi at Europa vil være det ledende markedet frem mot 2050 drevet frem av at regionen vil ha mer ambisiøse klimamål enn andre regioner. I et slikt scenario vil norske aktører ha en fordel ved at markedet, selv om det er betydelig mindre enn i de andre scenarioene, vil være geografisk nærmere den norske verdikjeden. Selv om vi her ikke legger til grunn noen spesifikke tiltak på hjemmebane vil likheter i verdikjeden legge til rette for en noe høyere markedsandel enn vi ser innen bunnfast havvind in dag, som så langt domineres av europeisk utbygging. Dette understøtter en noe høyere norsk markedsandel på seks prosent i lav-scenariot.

3.3. Norsk omsetning i de ulike scenarioene

Basert på forutsetningene og estimatene presentert over forventer vi at norske aktører tilknyttet flytende havvind vil ha en årlig gjennomsnittlig omsetning på 11,6 milliarder kroner²⁹ i basis-scenariot. Den årlige globale

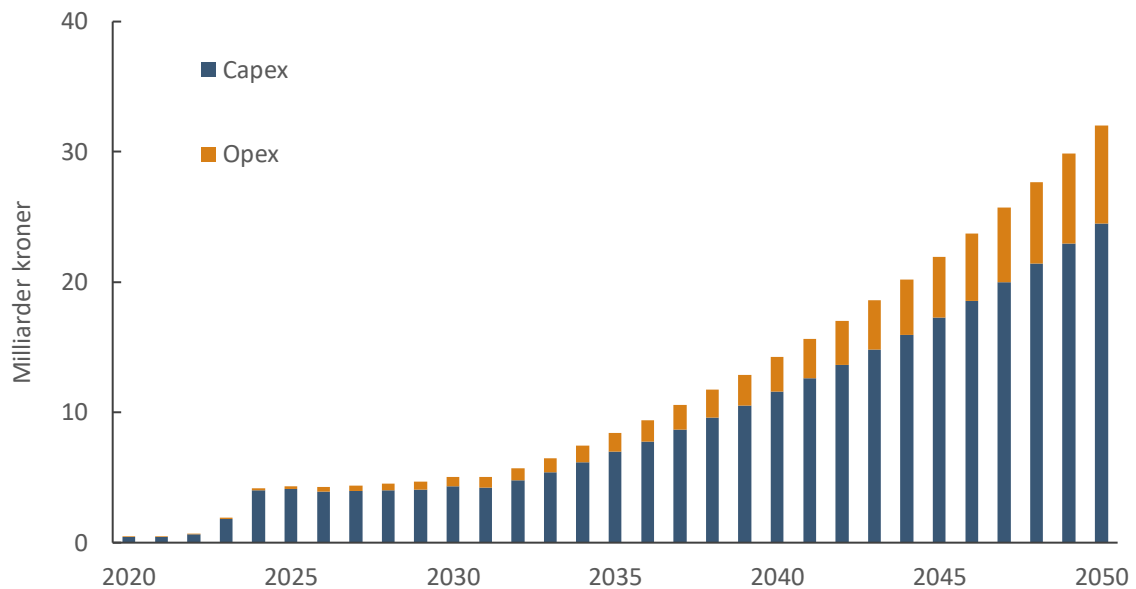
²⁷ Se eksempelvis Menon Economics (2019), Menon Economics (2020) og IEA (2019).

²⁸ Andelen på 70 prosent er noe lavere enn hva som ble lagt til grunn i Menon Economics-studien fra 2019. Dette har bakgrunn i innspill fra industriaktører og en vurdering av pågående prosjekter. Norske aktørers konkurransekraft i Norge er begrenset av at utenlandske aktører har kapret deler av verdikjeden, eksempelvis vindturbiner.

²⁹ I faste 2020-kroner

omsetningen til norske aktører er vist i Figur 3-3 under. Den årlige omsetningen øker over perioden og vil være på 32 milliarder kroner i 2050. Omsetningen er fordelt mellom kostnader tilknyttet utbygging (CAPEX) og kostnader tilknyttet drift og vedlikehold (OPEX). Ettersom markedet for flytende havvind vokser, vil kostnader knyttet til drift og vedlikehold utgjøre en stadig større del av markedsomsetningen.

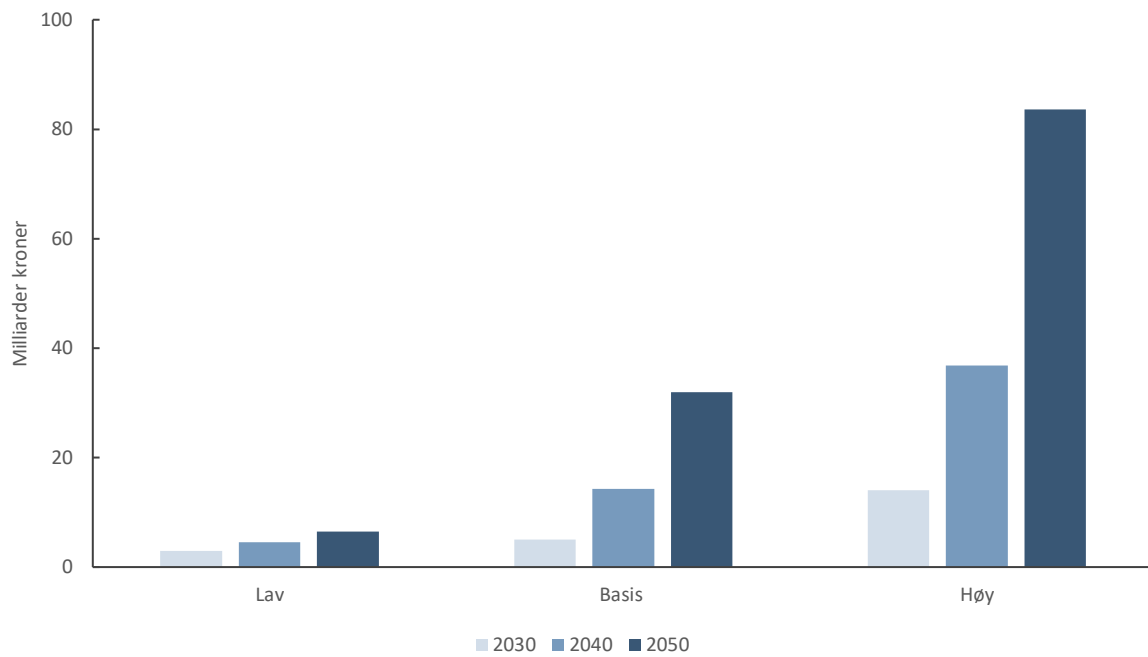
Figur 3-3: Norsk andel av total omsetning i det globale markedet akkumulert (til venstre) og årlig (til høyre) for perioden 2020 til 2050, for lav-, basis- og høy-scenarier. Kilde: Menon Economics



Som nevnt er det betydelig usikkerhet knyttet til fremskrivninger av et marked som i dag er relativt umodent og som forventes å vokse kraftig i perioden fremover. Høy- og lav-scenarier i denne analysen er med på å vise mulighetsrommet for denne næringen. Dette mulighetsrommet er illustrert i figuren under. I høy-scenarier vil norske aktører ha en årlig gjennomsnittlig omsetning på 30,1 milliarder kroner over perioden. Årlig omsetning til norske aktører vil som nevnt øke over perioden, og vil i 2050 være på nærmere 85 milliarder kroner. Dette har bakgrunn i størrelsen på markedet og den betydelige andelen av markedet som vi legger til grunn at norske aktører vil ta. Til sammenligning hadde leverandørnæringen tilknyttet olje- og gassindustrien i 2019 en eksport på om lag 100 milliarder kroner³⁰. Dette er med på å illustrere at flytende havvind kan bidra til å opprettholde den eksportrettede verdiskaping og sysselsetting som leverandørindustrien knyttet til olje- og gasssektoren bidrar med i dag. I lav-scenarier, som legger til grunn en konkurransesituasjon i fravær av tiltak her hjemme kombinert med en svak markedsutvikling, finner vi en omsetning på 6,5 milliarder kroner i 2050. Like interessant er imidlertid det faktum at om man lykkes med å etablere en verdensledende industri i dette markedsscenarioet får man en omsetning på 20 milliarder.

³⁰ Menon Economics, Rystad Energy. Dette tallet viser eksporten disse leverandørene har innen olje- og gassverdikjeder. Enkelte aktører eksporterer og til andre sektorer, dette er ikke inkludert.

Figur 3-4: Forventet omsetning som vil tilfalle norske aktører i lav-, basis- og høy-scenariot i 2030, 2040 og 2050. Kilde: Menon Economics³¹



³¹ Alle beløp er oppgitt i faste 2020-kroner.



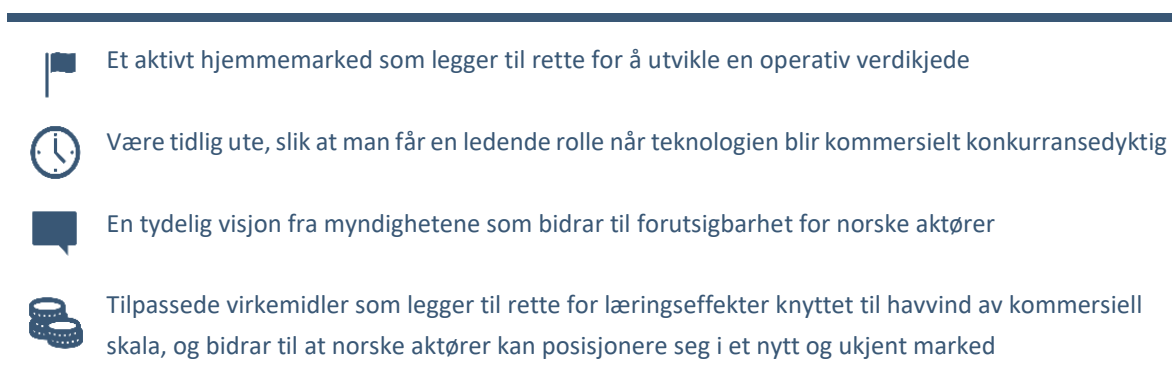
DEL B

VURDERING AV VIRKEMIDLER
FOR Å REALISERE STORSKALA
HAVVIND I NORGE

4. Bakgrunn for virkemiddelanalysen

I fjorårets rapport viste vi at det ligger et betydelig verdiskapingspotensial i utviklingen av en norskbasert industri knyttet til flytende havvind. Årets markedsoppdatering viser at oppsiden for en norskbasert industri er enda større. Basert på intervjuer med en rekke sentrale markedsaktører peker vi på fire kritiske suksesskriterier for å realisere dette potensialet. Sentralt blant disse var fremveksten av et hjemmemarked, og at norske leverandører tar en tidlig posisjon.

Figur 4-1: Fire suksessfaktorer for å realisere verdiskapingspotensialet knyttet til en norskbasert industri for flytende havvind. Kilde: Menon Economics (2019)



Debatten som fulgte etter lanseringen av rapporten var preget av diskusjoner knyttet til *hvordan* man bør utforme eventuelle støtteordninger. I årets analyse tar vi tak i denne problemstillingen. **Mer spesifikt vurderer vi hvilke virkemidler som er best egnet til å utløse private investeringer i storskala flytende havvind på norsk sokkel for å legge til rette for teknologiutvikling og læringseffekter i leverandørkjeden.** Analysen tar med andre ord utgangspunkt i et definert mål bilde. Vårt mandat innebærer å gjennomføre en komparativ analyse av ulike virkemidler fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

4.1. Problembeskrivelse

Utgangspunktet for offentlig inngripen i et marked som flytende havvind er at det finnes samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringsprosjekter som ikke lar seg realisere med utgangspunkt i bedriftsøkonomisk lønnsomhet. For at dette skal være tilfelle må det eksistere en form for markedssvikt, i form av positive eller negative eksternaliteter.

- **Positive/negative eksternaliteter:** Denne typen markedssvikt oppstår når hele eller deler av gevinsten/kostnaden fra investeringen tilfaller andre aktører enn de som gjennomfører den.

Flere peker på at grønn omstilling er utsatt for en alvorlig markedssvikt i form av et dobbelt eksternalitetsproblem.³² For det første er det en negativ eksternalitet knyttet til klimagassutslipp som forurenser ikke tar tilstrekkelig inn over seg. For det andre er det positive eksternaliteter knyttet til forskning og utvikling av grønn teknologi som utvikleren heller ikke kan forvente å få hele fordelene av. Sistnevnte er spesielt relevant for denne analysen.

³² Se for eksempel Rennings (2000)

Utviklingen av en havvindpark er komplekst og involverer et bredt aktørmangfold i leverandørkjeden som utbygger kjøper varer og tjenester fra. Disse står imidlertid fritt til å tilby sine tjenester til konkurrerende operatører/utbyggere i neste runde. Dette gjør at en eventuell gevinst i form av reduserte kostnader og økt konkurransekraft i leverandørindustrien ikke tilfaller de som skal investere i parken. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er imidlertid disse effektene helt sentrale. Målsetningen om å bygge en norskbasert industri omfatter hele verdikjeden knyttet til utbygging og drift av flytende havvindparker. Dette bidrar til et skille mellom den samfunnsøkonomiske nytten og de bedriftsøkonomiske insentivene en utbygger står overfor.³³ Vår analyse vurderer hvilke virkemidler som er best egnet til å korrigere for denne markedssvikten.

4.1.1. Positive eksternaliteter og tildelingskriterier

Positive eksternaliteter har konsekvenser for hvordan man bør tildele områder/støtteordninger. Selv om man sikrer prosjektlønnsomheten via subsidier/skatteordninger, ligger de bedriftsøkonomiske insentivene fortsatt i å minimere kostnadene i prosjektet. Dette kan gjøre at man velger «hyllevare» fremfor mer umodne løsninger, selv om økt FoU på sikt kan gi betydelige effektivitetsgevinster. Asymmetrisk informasjon mellom utbygger og teknologileverandør kan forsterke denne effekten. Investor vil prise inn den eventuelle usikkerheten knyttet til mer umodne løsninger, som eksempelvis ikke er testet i tilsvarende skala, når de vurderer ulike underleverandører. Målbildet i vår analyse er knyttet mot en industriell utvikling i leverandørkjeden, og ikke kun realisering av fornybar produksjonskapasitet. Dette til forskjell fra andre land som har innført virkemidler for å fremme havvindprosjekter hvor behovet for økt fornybar produksjonskapasitet er den primære målsetningen. Det er derfor viktig at virkemidlene legger til rette for at kvalitative vurderinger knyttet til potensialet for teknologiutvikling og læringseffekter blir en sentral del av tildelingsprosessen uavhengig av hvilken løsning man går for.

Det skal åpnes for utredningssøknader allerede 1. januar 2021 for Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II. Man bør derfor så raskt som mulig søke å fastsette eventuelle kvalitative parametre man ønsker å vektlegge i tildelingsprosessen. Dette vil øke forutsigbarheten for aktuelle utbyggere og redusere risikoen for at de beste prosjektene ikke blir realisert. Hvorvidt man klarer å korrigere tilstrekkelig for denne markedssvikten er imidlertid usikkert, uavhengig av virkemiddel. Synergieffekter med det øvrige virkemiddelapparatet for forskning og utvikling bør derfor utforskes for å sikre at man får fullt utbytte av muligheten for å utvikle innovative produkter/prosesser på veien mot et kommersialisert marked for flytende havvind. Fokuset i denne analysen ligger imidlertid på virkemidler rettet mot realisering av storskala parker og et aktivt hjemmemarked.

4.2. Nærmere om verdien av et aktivt hjemmemarked i kommersialiseringsfasen

Beise-Zee og Rennings (2005) viser med eksempler fra landbasert vind og bilindustrien at næringspolitikk rettet mot omstilling av økonomien i retning av innovativ og miljøvennlig teknologi kan gi store eksportmuligheter dersom et land er tidlig ute. En sentral forutsetning for at et land skal lykkes med en slik politikk er at næringspolitikk er knyttet opp mot en global etterspørsel og/eller en internasjonal regulerings-trend. Beise-Zee og Rennings analyser understøttes av blant annet Rodrik (2013) og Aghion mfl. (2016).

³³ Se blant annet Acemoglu mfl. (2012)

Norske aktører som satser eller ønsker å satse på flytende havvind trekker også frem at et aktivt hjemmemarked er avgjørende for at Norge skal ta en ledende posisjon.³⁴ Fremveksten av et hjemmemarked kan bidra til at norske aktører får:

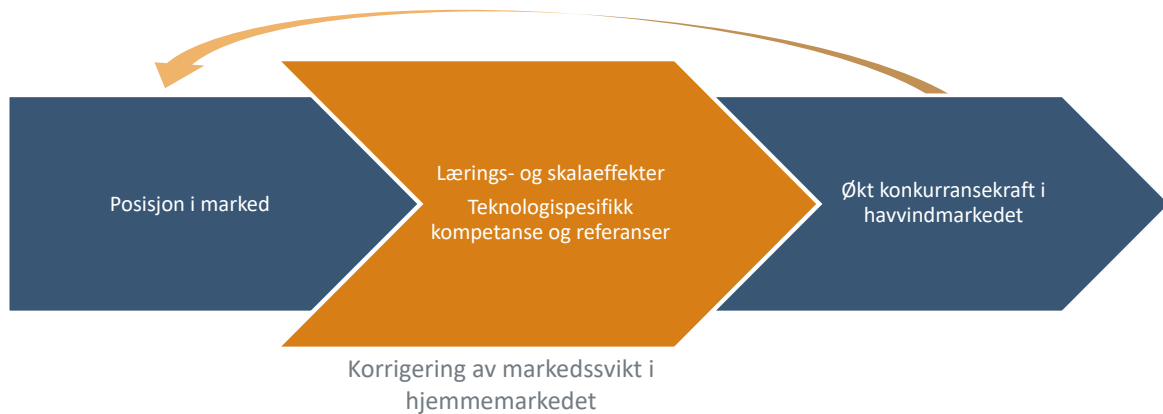
- **Etablere et økosystem/en verdikjede.** En viktig del av å ha et hjemmemarked er å etablere et økosystem av spesialiserte underleverandører som kan levere til havvindmarkedet, både bunnfast og flytende. Herunder vil samhandlingskompetanse mellom ulike aktører i markedet være sentral. Dersom det bygges flytende havvindparker i Norge, vil det trolig føre til at flere industriaktører involverer seg og blir leverandører til den flytende havvindindustrien. Det er her viktig å merke seg at det er ikke selve verdiskapingen som kommer av å bygge opp vindparker i Norge som vil være viktig, men effekten det vil ha på å etablere et økosystem, herunder investere i og sette opp en produksjonslinje hvor skalerbarhet er mulig, som samlet bidrar til økt konkurransekraft.
- **Skaffe referanseprosjekter.** Et sentralt element av å ha et hjemmemarked for flytende havvind vil være at norske aktører vil få referanseprosjekter. Dette er spesielt viktig i en tidlig fase av markedet ettersom en vil forsterke en eventuell fordelaktig posisjon med å kapre nye kontrakter ettersom markedet vokser. Norske aktører trekker frem at selv i situasjoner hvor teknologien og/eller operasjonen for flytende havvind er tilnærmet lik det som selskapet har utført i leverandørindustrien gjentatte ganger, krever de store internasjonale aktørene referanseprosjekter direkte knyttet til flytende havvind i anbudsprosesser.
- **Bygge kompetanse og kunnskap.** Norske aktører vil gjennom et aktivt hjemmemarked bygge opp relevant kompetanse og kunnskap knyttet til teknologiske løsninger og markedet generelt.
- **En arena for å teste nye løsninger.** Et hjemmemarked vil fungere som en arena hvor norske aktører kan teste ut nye løsninger. Det vil være viktig å hente ut potensialet som ligger i økt forskning og utvikling.

Et hjemmemarked vil være spesielt viktig for mindre norske selskaper som alene ikke er store nok til å få en posisjon i et internasjonalt marked, samt nyetablerte selskaper. Havvindparken Hywind Tampen markerer en viktig milepæl for kommersialisering av flytende havvind. Flere aktører trekker imidlertid frem at Hywind Tampen alene ikke vil være nok for at norsk leverandørindustri skal få den nødvendige erfaringen til å kunne ta steget ut i verden. Dette ble blant annet understreket av Enova-direktør Nils Kristian Nakstad som har uttalt at Hywind Tampen alene ikke vil være nok, men at det er et viktig *steg* mot kommersialisering av teknologien.³⁵ Dette samsvarer også med Multiconsult mfl. (2019) sine vurderinger i mulighetsanalysen knyttet til Hywind Tampen. Om den videre kommersialiseringen skjer i utlandet, og norske aktører ikke har tilstrekkelige insentiver til å satse videre, vil den konkurransekraften man har opparbeidet seg svekkes betydelig.

³⁴ Menon Economics (2019)

³⁵ Nielsen og Frøysa (2019)

Figur 4-2: Konseptuelt rammeverk for verdien av en aktiv næringspolitikk rettet mot flytende havvind. Kilde: Menon Economics



Figuren ovenfor illustrerer verdien å korrigere for positive eksternaliteter i hjemmemarkedet. Et viktig element for måloppnåelsen i denne analysen er knyttet opp mot begrepet «first-mover advantage». Dersom den norske industrien er tidlig ute, og tar en sentral posisjon i kommersialiseringen av teknologien, vil dette gi økte markedsandeler også internasjonalt. Økte konkurransekraft har en selvforsterkende effekt ved at det igjen bidrar til å styrke kompetanse og konkurransekraft ytterligere. Historien fra markedet for bunnfast havvind viser at det nettopp var aktører (og land) som var tidlig ute med å ta en markedsposisjon som har en dominerende markedsposisjon i dag. Med utgangspunkt i diskusjonen rundt markedssvikt over, er det imidlertid lite sannsynlig at Norge vil utvikle et hjemmemarked før teknologien er kommersialisert. Dersom man ønsker å bygge videre på Norges komparative fortrinn og realisere et «first-mover-advantage» innen flytende havvind, er man derfor avhengig av økonomiske insentiver fra det offentlige.

5. Virkemidler for å utvikle flytende havvind i Norge

Norge så vel som andre europeiske land har tidligere innført virkemidler for å støtte oppunder utbygging av fornybar kraftproduksjon generelt og vindkraft spesielt. I Europa er det i dag særlig utbredt med ulike varianter av prisgarantiordninger for å stimulere til økt utbygging. Det er imidlertid flere land som kombinerer dette med ulike ordninger av investeringstilskudd og kreditttilgang. Tabellen nedenfor gir en oversikt over virkemidler rettet mot vindkraft i et utvalg europeiske land.

Tabell 5-1: Virkemidler rettet mot havvind i Europa. Kilde: Wind Europe, Menon Economics og Gonzalez & Arantegui (2016)

Land	Virkemidler for vindkraftutbygging
Norge	El-sertifikater, teknologinøytralt (avvikles i 2021)
Sverige	El-sertifikater, utvidet til 2030
Danmark	Prisgaranti (CfD)
Finland	Prisgaranti (CfD), investeringstilskudd
Storbritannia	Prisgaranti (CfD)
Frankrike	Prisgaranti (CfD)
Tyskland	Prisgaranti (Fastpremiemodell), lavrente-lån
Nederland	Prisgaranti (Fastpremiemodell)
Belgia	Prisgaranti (Fastpremiemodell), investeringstilskudd
Litauen	Prisgaranti (CfD), investeringstilskudd, lavrente-lån

Vår analyse tar utgangspunkt i et bredere utvalg av virkemidler enn dem nevnt i oversikten over. Det er en rekke ulike kategorier av tiltak og virkemidler som kan implementeres for å fremme utbyggingen av kraftproduksjon ved hjelp av havvind i en norsk kontekst. Med utgangspunkt i dagens praksis og den pågående debatten har vi identifisert fem ulike kategorier:

- Prisgarantiordning
- Investeringsstøtte
- Regulering
- Kapitaltilgang offentlig eksportfinansiering
- Midlertidige skatteordninger innenfor et grunnrenteskatteregime

Under redegjør vi kort for de ulike løsningene i en norsk kontekst. Redegjørelsen danner grunnlaget for den komparative analysen i kapittel 7 ved at vi allerede her skiller ut hvilke tiltak som er mest relevante innen de ulike kategoriene.



5.1. Prisgarantiordninger

Prisgarantiordninger er en samlebetegnelse for ulike måter å sikre operatørers inntekt på, typisk ved en eller annen form for sikret inntjening per produserte energienhet. Tabell 5-1 ovenfor viser at prisgarantiordninger dominerer dagens virkemiddelbruk i Europa rettet mot havvind. Det er i utgangspunktet tre ulike måter å sette opp et slikt virkemiddel. Tidligere dominerte **fastprisavtaler**³⁶ i mange markeder. En fastprisavtale

³⁶ Engelsk: Feed-in tariffs

innebærer at staten kjøper ut hele strømproduksjonen til en forhåndsdefinert pris. Fordelen med denne ordningen er at operatør er garantert full inntektssikring og derfor får redusert sin markedsrisiko betydelig. Dette gjør at prosjektets «levetidskostnad»³⁷ reduseres ettersom avkastningskravet reduseres. Videre vil myndighetene sitte igjen med «oppsiden» i markedet, om prisene øker over den avtalte fastprisen. En svakhet ved en fastprismodell er at operatør ikke har noen insentiver til å optimalisere teknologi, kapasitet og drift. På motsatt side av skalaen finner man **fastpremiemodeller**³⁸. Dette er en prisgarantiordning som innebærer et fast påslag på markedsprisen. En slik ordning gir sterke optimaliserings-insentiver. Den reduserer imidlertid ikke markedsrisikoen for operatøren ettersom inntektssiden er fullt ut korrelert med kraftprisutviklingen. Dette medfører en høyere beregnet levetidskostnad sammenlignet med en fastprismodell. Forskning viser at fastprismodeller kan være opp mot 30 prosent billigere enn et fast påslag på kraftprisen.³⁹

Differansekontrakter⁴⁰ er i praksis en kombinasjon av en fastpris- og en fastpremiemodell. Kontraktene kan innrettes slik at man får ønsket kombinasjon av prissikring og markedseksposering. Det er imidlertid en avveining mellom disse egenskapene. Jo høyere grad av prissikring som ligger i kontrakten, desto mindre optimaliserings-insentiver gir man operatøren. Det vil si insentiver til å maksimere verdien av kraften, både i prosjektdesign og driftsfasen. Dagens praksis innebærer bruk av såkalte referansepriser og/eller at man kun tillater at deler av produksjonsvolumet sikres⁴¹. Differansekontrakter kan også innrettes med et «tak» som sikrer at operatøren ikke overkompenseres. Det vil si at om markedsprisen er lavere enn den prisen som er fastsatt i kontrakten, så dekker myndighetene differansen mens operatør betaler til regulator i perioder hvor markedsprisen på kraft er høyere enn den kontraktsfestede prisen. Vi anser en differansekontrakt for å være den beste måten å innrette en prisgarantiordning på. Dette kommer av modellens fleksibilitet med hensyn til tre hovedparametre:

- En differansekontrakt gir lavere levetidskostnad for prosjekter sammenlignet med en fastpremiemodell fordi man reduserer operatørens eksponering for markedsrisiko. Dette til forskjell fra fastpremiemodeller. Selv om dette hovedsakelig er en fordelingseffekt mellom utbygger og staten, argumenterer vi i kapittel 7.2 for at en omfordeling av «ex ante» politisk risiko reduserer den samfunnsøkonomiske kostnaden.
- En differansekontrakt kan innrettes slik at operatør har insentiver til å finne den høyeste mulige betalingsviljen for kraften som produseres (dvs. den beste mulige anvendelsen av kraften), både i design av prosjektet og i løpet av levetiden. Dette til forskjell fra fastprisavtaler.
- En differansekontrakt kan også, som en fastprisavtale, innrettes slik at man i stor grad sikrer seg mot overkompensasjon på prosjektbasis.

I mange land praktiserer man rene prisauksjoner for å tildele differansekontrakte. Som nevnt i kapittel 4.1.1 mener vi imidlertid at dette er lite hensiktsmessig gitt målsetningen om en grønn industriell utvikling med utgangspunkt i dagens offshore-næring. Dette utdypes nærmere i kapittel 7.1.

³⁷ Engelsk: Levelized cost of energy (LCOE), som illustrer prosjektets «break-even-pris».

³⁸ Engelsk: Feed in Premium

³⁹ Se blant annet: Kitzing (2014), Rickerson, Sawin & Grace (2007) og Held, mfl. (2007)

⁴⁰ Engelsk: Contract for difference

⁴¹ Enten andel eller over tid.



5.2. Investeringstilskudd

Et investeringstilskudd er en forhåndsavtalt engangsstøtte til utbygging av havvindkraftanlegg. Et slikt tilskudd reduserer omfanget av privat kapital som må investeres for å bygge ut anlegget og bidrar dermed til å øke kapitalavkastningen på prosjektet for investor. Etter at prosjektet er realisert driftes det på rene markedsvilkår. Den største forskjellen mellom en prisgarantiordning og et investeringstilskudd ligger i at førstnevnte er rettet inn mot inntektssiden i prosjektet, mens sistnevnte reduserer den bedriftsøkonomiske kostnaden. Norske myndigheter har allerede erfaring med denne typen virkemidler, da hovedsakelig via Enova som også har støttet havvind. Enova ga i 2019 tilsagn om støtte på 2,3 mrd. kroner til Equinors utbygging av den flytende havvindparken, Hywind Tampen. En storskala utbygging vil imidlertid kreve bevilgninger utover dagens Enova-rammer.



5.4. Regulering

En måte å få realisert storskala kraftproduksjon på norsk sokkel, uten at dette får direkte budsjett-konsekvenser for norske myndigheter, er å implementere lovgivning som sørger for at private aktører finner det hensiktsmessig å realisere slike prosjekter via reguleringer. Det mest nærliggende tiltaket innenfor denne kategorien av virkemidler er en innføring av krav om at petroleumsinstallasjoner på norsk sokkel skal elektrifiseres og bruke ren energi. Et krav om elektrifisering via *havvindinstallasjoner* for å korrigere for kostnadsmessig optimalisering hos aktørene på norsk sokkel anser vi som lite relevant.



5.5. Kapitaltilgang

Tilgang til kapital er avgjørende for å få realisert havvindprosjekter på norsk sokkel. Norske myndigheter har, gjennom det offentlige systemet for eksportfinansiering, anledning til å yte kreditt samt garantere for denne kreditten. Flytende havvind faller allerede i dag innunder de gjeldende rammene for Eksportkreditt Norge og GIEK⁴². I denne analysen vil vi vurdere effekten dagens ordning har på en investeringsbeslutning, men også hvordan et utvidet mandat vil kunne bidra til å realisere havvindprosjekter.



5.3. Midlertidig skatteordninger

Innføring av et nøytralt grunnrenteskatteregime er i utgangspunktet et politisk spørsmål knyttet til hvordan eventuell meravkastning som følge av tilgang til en knapp naturressurs skal fordeles i samfunnet. I Norge har denne typen skatteregime tradisjonelt vært knyttet til petroleums- og vannkraftnæringen. Nylig har imidlertid grunnrenteskatt også vært vurdert innført for havbruk. En nøytral utformet grunnrenteskatt vil i teorien ikke endre på bedriftsøkonomiske investeringsbeslutningen. Det vil si alle prosjekter som er bedriftsøkonomisk lønnsomme før skatt, skal også være det etter skatt og motsatt⁴³. Grunnen til dette er at en slik skatt er å anse som at staten tar en eierandel lik skatteprosenten hvor man deler både oppside og nedside med den private investoren. Om man skulle velge å innføre et slikt skattesystem for havvind, åpner man for en siste kategori av virkemidler i den komparative analysen. Man kan legge til midlertidige skatteordninger som øker investors lønnsomhet til teknologien kan stå «på egne ben». Et eksempel på dette er endringene i petroleums-skatten som ble innført våren 2020 for å sikre investeringsaktivitet i næringen, i møte med den globale

⁴² Se blant annet vedtekter for Garantiinstituttet for Eksportkreditt (GIEK), § 1.7

⁴³ Dette inkluderer marginalt lønnsomme/ulønnsomme prosjekter.

resesjonen knyttet til koronakrisen. De midlertidige endringene gjelder for alle investeringsplaner som leveres mellom våren 2020 og utgangen av 2022. Det er tre sentrale tiltak som er innført⁴⁴:

- Det blir gitt anledning til å avskrive investeringer i løpet av ett år i beregningen av grunnlaget for særskatt. Vanligvis er avskrivningstiden seks år.
- Friinntektsfradraget, som trekkes fra inntekter i beregningen av grunnlaget fra særskatt, beregnes som 24 prosent av investeringskostnaden i det aktuelle året. Vanligvis beregnes dette fradraget som 5,2 prosent av investeringskostnaden over fire år (sum 20,8 prosent).
- Selskaper som har skattemessig underskudd i 2020 og 2021 kan kreve dette utbetalt.

Dersom man velger å innføre et grunnrenteskatteregime for havvind, kan tilsvarende midlertidige ordninger implementeres. Virkningen av å kunne avskrive investeringer i løpet av ett år, kunne trekke fra en friinntekt i beregningen av skatt, i kombinasjon med at skatteverdien av underskudd kan utbetales til skatteyter, er en vesentlig forbedret likviditet i investeringsperioden og samlet sett en forbedret prosjektlønnsomhet for utbygger. Dette fordi store deler av utbyggingskostnadene som utbyggerne først finansierer blir tilbakebetalt i starten av prosjektenes levetid gjennom utbetalinger av den skattemessige verdien av underskudd og ubenyttet friinntekt i samme år. Samlet bidrar en slik innretning til at investeringskostnaden som finansieres av myndighetene blir *større* enn andelen skatt som myndighetene krever inn av fremtidige positive resultater. Dette utgjør et subsidieelement, og innebærer at skattleggingen ikke lenger er nøytral⁴⁵. Det at tiltakene også er midlertidige gir et insentiv til å igangsette prosjektene raskt, før ordningene utløper. Midlertidige skatteordninger kan også kombineres med en kontantstrømskatt slik regjeringen nå foreslår innført for nye vannkraftprosjekter.

Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at vi ikke vurderer den nøytrale «delen» av grunnrenteskatteregimet i den komparative analysen, men subsidieelementet i de midlertidige skatteordningene. Bakgrunnen for dette er at det er nettopp disse som påvirker den bedriftsøkonomiske tilpasningen. Videre kan også de øvrige virkemiddelkategoriene kombineres med en nøytral grunnrenteskatt. I en komparativ analyse vil derfor effekten (både positive og negative) ikke påvirke den relative rangeringen av virkemidler.

⁴⁴ Kilde: <https://www.norskpetsroleum.no/okonomi/petroleumsskatt/>

⁴⁵ Se bl.a. Lund og Rosendahl (2020), Asheim mfl. (2020) og Holstmark (2020)

6. Vurderingskriterier

Når man skal gjøre en samfunnsøkonomisk vurdering av offentlige virkemidler tar man ofte utgangspunkt i to parametre som samlet skal gi en indikasjon på hvorvidt virkemiddelet er innrettet på en effektiv måte.⁴⁶ Disse to parameterne er som følger:

- **Styringseffektivitet** – I hvilken grad bidrar tiltaket til at målet blir oppnådd?
- **Kostnadseffektivitet** – I hvilken grad sikrer tiltaket at målet blir oppnådd til lavest mulig kostnad for samfunnet?

Det er en rekke faktorer som påvirker styrings- og kostnadseffektiviteten til et tiltak. Det er blant annet viktig å ta hensyn til de dynamiske aspektene ved innføringen av ulike virkemidler. Ordningene skal stå seg over tid, og bør ikke bidra til varige (utilsiktede) vridninger i markedet. Under har vi derfor delt vurderingskriteriene inn i fem kategorier med totalt 13 indikatorer som vi suksessivt redegjør for i den komparative analysen:

Tabell 6-1: Vurderingskriterier for den komparative analysen. Kilde: Menon Economics

Måloppnåelse	<ul style="list-style-type: none">• Tiltaket må ha en utløsende effekt på realisering av storskala flytende havvind i Norge• Tiltaket bør være enkelt å implementere for å sikre rask igangsettelse da dette er viktig for å utvikle konkurransekraft (early mover advantage).• Teknologiutvikling og skalaeffekter i verdikjeden bør kunne vektlegges i allokeringen.
Kostnadseffektivitet (prosjektbasis)	<ul style="list-style-type: none">• Tiltaket bør sikre måloppnåelse på en samfunnsøkonomisk kostnadseffektiv måte. Dette er ikke begrenset til støtteordningene, men omfatter den samlede merkostnaden utover verdien i markedet.• Tiltaket bør sørge for at inntektssiden maksimeres i markedet og med hensyn til risikofordeling i prosjektdesign og over tid.• Tiltaket må ha tilstrekkelig økonomiske insentiver til effektiv utbygging og optimalisering i driftsfasen.
Tilpasningsgrad	<ul style="list-style-type: none">• Tiltaket bør gir regulator mulighet til å skalere omfanget over tid ettersom teknologien utvikler seg.• Tiltaket bør være fleksibelt med hensyn til design. Det kan være behov for å vektlegge ulike ting i tildelingen i en startfase enn når man nærmer seg et kommersielt nivå.• Tiltaket bør ikke ha varige vridningseffekter i markedet.
Administrative konsekvenser	<ul style="list-style-type: none">• Jo mer komplekst ordninger er, desto mer ressurskrevende blir implementeringsfasen.• Tiltaket bør være transparent og praktisk å administrere både for aktører og myndigheter. Dette reduserer tidsbruk og barrierer knyttet til deltagelse og øker tilliten til støtteordninger.• Periodiserte virkemidler er mer ressurskrevende fordi de krever løpende oppfølging.
Finansiering	<ul style="list-style-type: none">• Tiltaket bør minimere vridningseffekter i budsjett og/eller marked. Med andre ord ønsker man så langt det lar seg gjøre å hente inn stønadsgrunnlaget via avgifter på negative eksternaliteter. Generelle skatte- og avgiftskiller vil vri produksjons- og konsumbeslutningene slik at økonomien påføres et effektivitetstap. Skattekostnaden på dette er i dag satt til 20 øre per budsjettkrone.

⁴⁶ Se blant annet Hoel (2003), Utredningen av Grønn skattekommisjon (NOU 2015: 5, 2015) og Klimakur 2030 (2020)

Videre er det også viktig å vurdere fordelingsvirkningene av tiltakene.⁴⁷ Vurderinger av fordelingsvirkninger påvirker ikke konklusjonene i den samfunnsøkonomiske analysen, men kan ha stor betydning for hvilke alternativer som er gjennomførbare i praksis. Fordelingsvirkninger vil derfor bli vurdert separat i lys av potensielle institusjonelle og politiske barrierer som påvirker gjennomførbarheten av et virkemiddel.

⁴⁷ Jf. Finansdepartementets rundskriv for samfunnsøkonomiske analyser (2014).

7. Komparativ analyse

Under presenterer vi vår komparative analyse med utgangspunkt i de fem hovedkriteriene. Vurderingskriteriene er analysert sekvensielt og partielt. Det vil si at en lav uttelling på et kriterium ikke påvirker den øvrige rangeringen. Til slutt gjør vi en samlet vurdering på tvers av de partielle analysene.

7.1. Hvilke virkemidler sikrer måloppnåelse?

For at et virkemiddel som skal fremme utbygging av kraftproduksjon fra havvind på norsk sokkel skal vurderes til å ha en høy grad av måloppnåelse, må virkemiddelet først og fremst ha en utløsende effekt. Det vil si at det må bidra til å realisere storskala havvind på norsk sokkel. Det må også være enkelt å innføre, uten at det medgår for lang tid til utredningsarbeid og implementering, for å sikre et «early mover advantage». Etersom målet med virkemiddelet er å berede grunnen for utvikling av en leverandørindustri rettet mot havvind, vil et godt innrettet virkemiddel bidra til teknologiutvikling og skalaeffekter i verdikjeden.

Tabell 7-1: Vurdering av måloppnåelse. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, en minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse	+ Realiserer prosjekt + Enkel å sette opp med hensyn til tid (early mover) + Kan rigges for anbud eller prekvalifisering slik at de vektlegger kvalitative parametre	- Vil ikke realisere prosjekter på egen hånd + Ingen implementeringskostnad	+ Realiserer prosjekt + Kan rigges for anbud eller prekvalifisering slik at de vektlegger kvalitative parametre + Relativt enkel å sette opp men krever noe mer utredning mht. risikofordeling	+ Vil sannsynligvis realisere prosjekt - Usikkerhet mht. skala - Usikkerhet mht. mengde - Vil ikke ha fokus på utforming	+ Realiserer prosjekt + Prekvalifisering / konsesjonsbehandling kan vektlegge kvalitative parametre + Relativt enkel å sette opp, men krever noe utredningsarbeid for å sette nivå på de midlertidige ordningene

Både investeringstilskudd, differansekontrakt og innføring av midlertidige skatteordninger kan innrettes slik at de realiserer storskala kraftproduksjon. De to førstnevnte sikrer realisering via direkte subsidieordninger som bidrar til en positiv bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Det er også subsidieelementene i de midlertidige skatteordningene som gjør at dette kan realisere storskala havvindprosjekter. Dette er elementer som høye avskrivningssatser, innføring av meravskrivninger⁴⁸ og eventuelt en høy friinntektssats. Med slike ordninger vil prosjektet kunne bli lønnsomt for investorer, forutsatt at driften av anlegget⁴⁹ er forventet å være positiv.⁵⁰

Felles for de tre virkemidlene er også muligheten for å vektlegge kvalitative vurderinger i tildeling av områder/støtte. For investeringsstøtte og differansekontrakter kan dette gjøres gjennom prekvalifiseringer eller en helhetlig anbudsprosess hvor myndighetene selv definerer hvordan de vil vekte ulike kvalitative parametre kontra subsidienivå. I en skatteordning kan det samme oppnås gjennom konsesjonssystemet. Dagens forskrift legger allerede til grunn at utredningssøknaden skal inneholde potensielle virkninger for miljø, andre næringer og samfunn. Dette er et godt utgangspunkt for en kvalitativ vurdering mellom konkurrerende prosjekter. Dette var også et av fokusområdene i Innspillsmøte til OED den 20. april 2020.

⁴⁸ En oppjustering av investeringskostnader i beregningen av avskrivninger. Dette gir selskapene høyere avskrivninger og dermed lavere skattegrunnlag (i.e. skattebesparelser).

⁴⁹ Med andre ord driftsresultatet før avskrivninger/EBITDA.

⁵⁰ Se bl.a. Klimaomstillingsutvalget (2020)

Vektleggingen av kvalitative parametre er helt sentralt for måloppnåelsen, uavhengig av valg av virkemiddel jf. kapittel 4.1.1. Positive eksternaliteter gjør at investor/utbygger, fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, ikke vil ha tilstrekkelige insentiver knyttet til teknologisk utvikling og læringseffekter i leverandørkjeden. Uten spesifikke krav vil de bedriftsøkonomiske insentivene ligge i å minimere kostnadene i prosjektet, noe som kan innebære at man velger «hylleware» fremfor mer umodne løsninger, selv om sistnevnte kan gi betydelige effektivitetsgevinster på sikt. Ettersom målsetningen for virkemidlene i dette tilfellet primært er knyttet til industriell utvikling er det derfor essensielt at det settes spesifikke krav som bidrar til å drive frem nye innovative løsninger i utforming, tilvirkning og installasjon. Man kan si at et kostnads- og styringseffektivt virkemiddel her hjemme gir mest mulig *industriutvikling* for pengene. I så måte bør man heller se til land som Sør-Korea og Skottland for inspirasjon enn til England, hvor rene auksjoner basert på kostnad per energienhet står sentralt i rammeverket for tildeling av støtte. Det er imidlertid flere veier til målet. Kvalitative vurderinger kan inngå i en prekvalifisering, tildeling av utviklingstillatelser, konsesjon eller som vektete kriterier i en mer helhetlig anbudsprosess hvor myndighetene selv definerer hvordan de vil vekte de ulike hensynene mellom de ulike kvalitative parameterne og subsidienivå.

Et eksempel på en kvalitativ parameter er vektlegging av teknologisk utvikling. Læringseffekten avtar med den teknologiske modningsprosessen. En konsekvens av dette er at man vil foretrekke at flere konkurrerende konsepter realiseres fremfor et stort, samt at nye innovative teknologier/løsninger vil være å foretrekke, alt annet likt⁵¹. Vektlegging av teknologisk utvikling vil i så måte bidra til økt operatørmangfold på sokkel og leverandørmangfold på land, uavhengig av hvilket virkemiddel man velger. Hvorvidt man klarer å korrigere tilstrekkelig for denne markedssvikten er usikkert, uavhengig av virkemiddel. Synergieffekter med det øvrige virkemiddelapparatet for forskning og utvikling bør derfor utforskes for å sikre at man får fullt utbytte av muligheten for å utvikle innovative produkter/prosesser på veien mot et kommersialisert marked for flytende havvind.

Regulering kan bare delvis sies å oppnå målsetningen om å realisere storskala havvindkraftproduksjon på norsk sokkel. Regulering, i form av krav til elektrifisering, innebærer en risiko for at omfanget og skalaen på parkene blir suboptimale. Skala og lokasjon er heller ikke noe man kan/bør sette direkte krav til uten å bruke egne virkemidler rettet mot havvindaktørene. Videre vil det være utfordrende å vektlegge kvalitative parametre i en slik ordning om dette øker kostnadssiden for petroleumsaktørene. Selv om en regulering er realtivt enkel å innføre samt *muliggjør* kvalitative vurderinger i områdetildeling, anser vi den samlede måloppnåelsen som usikker. Det er viktig å påpeke at vi ikke her vurderer krav til elektrifisering som et klimatilak i seg selv, men som et virkemiddel for å realisere storskala havvind.

En **bedre tilgang til kreditt** for aktører som investerer i havbasert vindkraft har isolert sett en lav måloppnåelse. Selv om offentlig eksportfinansiering kan bidra til å redusere utbygger kapitalkostnader vil det ikke være tilstrekkelig for å gjøre flytende havvindprosjekter på norsk sokkel lønnsomme. En eventuell utvidelse av dagens mandat (via subsidieelementer, teknologispesifikk innretning etc.) vil også ha en beskjeden effekt på en investeringsbeslutning, i fravær av supplerende tiltak, da finanskostnader knyttet til «grønne investeringer» allerede er relativt lave.

⁵¹ Se blant annet Frontier Economics (2020)

7.2. Hvor kostnadseffektive er innretningene på kort sikt?

Et kostnadseffektivt virkemiddel sikrer at prosjektene realiseres til en lavest mulig kostnad for samfunnet. Dette er imidlertid ikke det samme som å minimere støtten som overføres. Målet er å minimere den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å realisere utbyggingen⁵². Det er hovedsakelig tre faktorer som påvirker dette. For det første må virkemiddelet bidra til at utbygger har insentiver til å **maksimere inntektssiden/verdien av kraften**, både i prosjektdesign og over tid. Videre må utbygger ha tilstrekkelige insentiver til å **minimere kostnadene**. Et kostnadsfokus kan gå på bekostning av kvalitative parametre i målbildet, dersom det bidrar til at man søker mot «hylleware» fremfor nye og mer umodne teknologiske løsninger. Gitt måloppnåelse, som vurderes separat, er imidlertid en bedriftsøkonomisk kostnadseffektivitet uansett et gode fra et samfunnsøkonomisk ståsted. Til sist må **markedsrisikoen fordeles på en hensiktsmessig måte**.

Tabell 7-2: Vurdering av kostnadseffektivitet på kort sikt. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, en minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse					
Kostnads-effektivitet (prosjektbasis)	+ Mulig med prosjektspesifikke anbudsprosesser + Sterke insentiver til optimalisering - Risiko for overkompensasjon - Ingen avlastning av investors politiske risiko	+ Kan redusere kapitalkost + Prosjektbasert tildeling + Insentiver til optimalisering - Ingen avlastning av investors politiske risiko	+ Mulig med prosjektspesifikke anbudsprosesser + Lav politisk risiko (ex ante) knyttet til markedsutvikling + Lav risiko for overkompensasjon + Kan innrettes for å gi gode insentiver til optimalisering	- Vanskelig å sette «nivå på tiltak» - Låser valg av lokasjoner - Svake insentiver til å maksimere verdier av produksjon - Ingen avlastning for investors politiske risiko	+ Mulig med prosjektspesifikke anbud knyttet til nivå på subsidien + Sterke insentiver til optimalisering - Risiko for overkompensasjon - Ingen avlastning av investors politiske risiko

Alle virkemidlene gjør det mulig å vektlegge kostnadssiden i tildelingen. Kostnadssiden er sentral i enhver samfunnsøkonomisk vurdering. Et naturlig sted å vurdere kostnadssiden i et havvindprosjekt er konsesjonssøknaden. Samfunnsmessig rasjonalitet er grunnlaget for tildeling av konsesjon i Energiloven. Dette innebærer at den samlede verdien av et kraftanlegg må overstige samfunnets kostnader, herunder miljøvirkninger. Tilsvarende krav finner man ikke i Havenergiloven eller tilhørende forskrift. Sistnevnte setter derimot krav til både kostnadsanslag og vurdering av lønnsomhet i konsesjonssøknaden. Hvordan disse skal anvendes er imidlertid fortsatt et åpent spørsmål. Om man åpner for konsesjonssøknader før et rammeverk for støtteordninger er på plass, er det viktig at man tidlig avklarer hvordan man skal vurdere ulike prosjekter opp mot hverandre. Dette både med hensyn til kostnader og kvalitative parametre. Sistnevnte utgjør en sentral del av prosjektenes samfunnsnytte, jf. delkapittel 7.1.

For investeringstilskudd og differansekontrakter kan man også vurdere kostnadssiden via anbudsprosesser hvor subsidien er en av parameterne som veies opp imot kvalitative parametre. Alternativt kan man benytte bindende prekvalifiseringer etterfulgt av rene auksjoner. Begge løsninger forutsetter tilstrekkelig konkurranse om støtteordningen. Alternativt kan subsidien settes via en forhandlingsprosess. Skatteinnrettingen kan også teoretisk ha en prosjektspesifikk tilnærming ved at «særordningene» er en del av en anbudsprosess. Dette er imidlertid ikke praksis i dagens petroleumsskatteregime og økt kompleksitet innebærer at transparensen i

⁵² Den samfunnsøkonomiske kostnaden er i denne sammenheng nettokostnaden ved utbyggingen. Det vil si kostnader som ikke kan dekkes inn via markedsverdien på kraften som realiseres. Eksempelvis spiller det ingen rolle om et prosjekt realiseres via krav på etterspørselsiden eller støtte på tilbudsiden fra et samfunnsøkonomisk ståsted. Dette er kun fordelingsvirkninger i økonomien.

ordningen svekkes. Klimautvalget (2020) peker på at denne typen konkurranser bidrar til at ønsket tiltak realiseres til lavest mulig kost. Det er imidlertid en avveining mellom kostnadsfokus og kvalitative parametre i tildelingen. Dette bør utredes nærmere med en målsetning om å få mest mulig industriutvikling for pengene. Samtidig, som vi viser under, er det flere faktorer som spiller inn på virkemiddelets kostnadseffektivitet, og som samlet gir oss en tydelig rangering uavhengig av vektlegging i tildelingsprosessen ettersom sistnevnte går på tvers av de ulike virkemidlene.

Differansekontrakter utmerker seg på de øvrige parameterne. For det første gjør et slikt virkemiddeldesign det mulig å redusere risikoen for overkompensasjon ved at det settes et «tak» på kontrakten. Det vil si at om markedsprisen er lavere enn den avtalte prisen dekker myndighetene differansen. I motsatt tilfelle betaler operatør den positive differansen til staten. Ettersom finansiering av statlige tiltak innebærer en merkostnad i form av vridende skatter eller avgifter (se delkapittel 7.5) reduserer dette risiko for reelle kostnadsøkninger i samfunnsøkonomisk forstand. Videre avlaster differansekontrakter prosjektet for «ex ante» politisk risiko i kraftmarkedet, noe som reduserer den samlede samfunnsøkonomiske kostnaden. Under redegjør vi for hvorfor en overføring av markedsrisiko har en samfunnsøkonomisk verdi, og ikke *bare* utgjør en fordelingseffekt.⁵³

Den samfunnsøkonomiske verdien av risikofordeling:

Markedsrisiko er en sentral variabel i en investeringsbeslutning. Jo høyere markedsrisiko det er knyttet til prosjektet, desto høyere avkastningskrav vil en privat aktør sette for at investeringen skal vurderes som lønnsom. Ved å overføre markedsrisiko fra aktør til stat øker man nåverdien av fremtidige kontantstrømmer, noe som igjen reduserer støttebehovet. Dette følger av at diskonteringsrenten til prosjekteier reduseres. Men statens markedseksponering øker tilsvarende.

Det er imidlertid en grunnleggende forskjell mellom stat og markedsaktørene i denne sammenheng. Staten kan i stor grad selv påvirke utviklingen i kraftprisen via politiske tiltak rettet mot etterspørselssiden (elektrifisering) samt tilbudet av strøm. Sistnevnte reflekteres i regjeringens nylige forslag knyttet til innstramningene i konsesjoner for landbasert vind. Private aktører er derimot fullt ut pristakere og dermed også fullt eksponert for myndighetsdrevne endringer i markedet. Dette bidrar til at den prosjektspesifikke politiske risikoen «ex ante» reduseres ved å flytte markedseksponeringen over på staten som har større innsikt i hvilke politiske føringer som kan komme. På lengre sikt reduseres effekten ettersom det er lite sannsynlig at staten vil endre sin energipolitikk som følge av at en subsidie er bundet opp mot prisutviklingen i markedet. Til sammenligning antar vi at det ikke finnes slike grunnleggende forskjeller mellom stat og investor for øvrige risikoelementer, eksempelvis utbyggingsrisiko. Reduksjonen i det prosjektspesifikke avkastningskravet er kun knyttet opp mot markedsrisiko ved investeringstidspunktet. Om man eksempelvis benytter seg av investeringsstøtte påvirker ikke dette det samfunnsøkonomiske avkastningskravet fordi dette kun påvirker utbyggingsfasen hvor staten og den private aktøren er eksponert for den samme risikoen.

Det er usikkerhet knyttet til størrelsen på den samfunnsøkonomiske effekten. På marginen mener vi imidlertid at kostnaden reduseres når staten bærer markedsrisikoen. Dette så lenge operatør/utbygger har tilstrekkelig økonomiske insentiver til å kostnadsminimere/profitmaksimere.

Det er ingen grunnleggende forskjeller i optimaliseringsinsentivene for utbygger/eier. Investeringsstøtte, midlertidige skatteordninger og kreditttilgang er alle 100 prosent markedseksponerte og har derfor høye optimaliseringsinsentiver uten videre tilpasning av virkemidlene. For differansekontrakter er innretningen

⁵³ Blant annet basert på Menon Economics & THEMA Consulting (2019) og Belkhir mfl. (2017)

sentral ettersom staten, gjennom denne ordningen, avlaster aktørenes markedseksponering. Kontraktene må rigges på en måte som sikrer tilstrekkelig insentiver til å maksimere salgsverdi av kraftproduksjonen⁵⁴. Dette fordrer at man krever at en viss andel av produksjonen er markedseksponert. Om det da er mulig å øke inntjeningen relativt til markedsutviklingen i det norske kraftmarkedet, vil en profittmaksimerende aktør søke å utnytte dette. Dette åpner for å levere kraft til plattformer på norsk sokkel, avtaler med landbasert næringsliv (PPAer) samt overføring til andre lands kraftsystemer.

Midlertidige skatteordninger og investeringstilskudd avlaster ikke den politiske risikoen i markedet. Disse to ordningene har likehetstrekk ved at de i stor grad bidrar til å redusere kapitalbindingen tidlig i prosjektets levetid, enten via direkte overføring eller via raske og høye avskrivninger i kombinasjon med refusjon av skatteverdien av underskudd. En slik innretning bidrar imidlertid ikke med avlastning av markedsrisikoen, jf. diskusjonen over. Dette er med på å øke den samfunnsøkonomiske kostnaden for å realisere prosjektet, sammenlignet med differansekontrakter, som faktisk reduserer den politiske risikoen i markedet. Begge virkemidlene gir imidlertid sterke optimaliseringsinsentiver med hensyn til å maksimere verdien av kraften som produseres, noe som isolert sett er veldig positivt.

Både investeringsstøtte og en skatteinnretning innebærer en risiko for overkompensasjon ettersom subsidien ikke er knyttet til prisutviklingen. Om kraftprisen blir høyere enn antatt vil prosjektenes lønnsomhet også øke, uten at subsidienivået reduseres. Finansiering av det offentlige innebærer som sagt en merkostnad i form av vridende skatter eller avgifter, og jo mer man kan sikre seg mot overkompensasjon jo mer kostnadseffektivt er virkemiddelet. Spesielt er asymmetrisk informasjon en iboende utfordring i en skatteordning om man ikke evner å legge til rette for en prosjektspesifikk tilnærming⁵⁵.

Insentivstrukturen avviker derimot mellom de to i utbyggingsfasen. I et regime med midlertidige skatteordninger vil kapitalavkastningen skje «ex post», noe som reduserer eksponeringen for eventuelle kostnadsøkninger i utbyggingen sammenlignet med «ex ante» differansekontrakter og investeringsstøtte. Hvorvidt dette er en reell problemstilling er imidlertid høyst usikkert da aktørene uansett vil bære deler av risikoen.

Kredittilgang er vurdert til å ha en middels kostnadseffektivitet. Virkemiddelet kan tildeles på prosjektbasis, og påvirker ikke optimaliseringsinsentivene i markedet. Som investeringskostnader og midlertidige skatteordninger reduseres imidlertid ikke investors eksponering for «ex ante» politisk risiko i kraftmarkedet.

Å innføre **reguleringer** i form av krav om å elektrifisere oljeinstallasjoner, med det formål å realisere havvind-utbygging, er vurdert til å ha en **lav prosjekteffektivitet**. Det å binde utviklingen av havvind til et spesifikt formål kan bidra til suboptimale løsninger med hensyn til lokasjon, innretning og skala, noe som reduserer kostnadseffektiviteten. Videre har en slik ordning ingen fleksibilitet med hensyn til betalingsvillighet i markedet. Som vi diskuterte i delkapittel 7.1 er det også usikkert i hvilket omfang havvind vil realiseres som følge av et generelt krav til elektrifisering. Et eventuelt spesifikt krav om å elektrifisere via havvind forsterker effekten med hensyn til kostnadseffektivitet ettersom et slikt krav kun vil ha effekt om det er rimeligere for aktørene på sokkelen å elektrifisere fra land.

⁵⁴ En fleksibilitet i forhold til andel som omfattes av sikringen bør også vurderes.

⁵⁵ En skatteinnretning kan også gi utbygger et insentiv til å øke investeringskostnadene mer enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt, om dette gir høyere overskudd når anleggene er i drift, selv om det ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt før skatt. Dette fordi utbygger finansierer en mindre andel av investeringskostnadene enn den andelen av overskuddet som utbygger sitter igjen med etter skatt, av fremtidige overskudd fra anlegget. En tildeling som tar hensyn til kostnadssiden vil imidlertid justere for dette.

7.3. Hvor fleksible er ordningene over tid og med hensyn til omfang?

Fra samfunnets side er det hensiktsmessig at virkemidler er innrettet på en måte som gir myndighetene mulighet til å kontrollere bruken, utformingen og ikke minst kostnaden av virkemiddelet over tid. Tiltaket bør derfor være skalerbart med hensyn til omfang. Videre er det en fordel om man har mulighet til å justere virkemiddeldesignet i tråd med utviklingen innen teknologi og markedet. Det er usikkert om de kvalitative parameterne man legger vekt på i dag er like relevante på sikt, og om man i større grad kan/vil vektlegge pris. En høy tilpasningsgrad gjør myndighetene i stand til å justere innretningen over tid. Ettersom teknologien modnes og målbildet oppfylles, vil det eksempelvis være ønskelig at markedssignalene i større grad driver utviklingen. Den langsiktige målsetningen kan oppsummeres med at man ikke ønsker å skape varige markedsendringer som bidrar til bedriftsøkonomiske tilpasninger som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Tabell 7-3: Vurdering av tilpasningsgrad. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, en minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse					
Kostnadseff. (prosjektbasis)					
Tilpasningsgrad	+ Kan skalere omfang over tid + Kan optimalisere innretningen + Ingen varige markedsendringer	+ Vil gjøres på prosjektbasis + Midlertidig mandatendring kan evt. justeres + Ingen varig effekt på markedet	+ Kan skalere omfang over tid + Kan optimalisere innretningen + Ingen varige markedsendringer	- Lite fleksibel fordi endringer i rammevilkår vil ha store konsekvenser for tilpasningen	+ Skalerbar via tilgjengeliggjøring av områder samt avvikling av midlertidige ordninger + Kan optimalisere innretningen over tid + Ingen varige markedsendringer

Både investeringstilskudd, differansekontrakter og midlertidige skatteordninger har en høy tilpasningsgrad.

De to første er prosjektspesifikke, noe som gjør at støttenivået kan justeres i tråd med behovet for hver avtale som inngås. Omfang og (konkurrans)vilkår kan også justeres fortløpende, det vil si hvordan man innretter ordningen med hensyn til kvalitative parametre og/eller avveininger mellom insentiver og risikoavlastning. Disse ordningene kan også vris mot en større grad av teknologinøytralitet på sikt (eks. mellom landbasert og havbaserte teknologier). Ved å kontrollere omfang og innretning reduseres risikoen for varige markedsvidringer og uønskede fiskale konsekvenser. Midlertidige skatteordninger har mange av de samme kvalitetene. De er skalerbare via tilgjengeliggjøring av områder og kan avvikes/nedskaleres med hensyn til teknologi- og markedsutvikling slik at man unngår varige markedsendringer. I teorien kan de også være prosjektspesifikke, selv om dette ikke er praksis i dagens særordninger i petroleumsskatteregimet.

Videre vurderer vi **kredittilgang** til å ha en høy tilpasningsgrad. Tildelingen vil her veies opp imot dens alternative anvendelse som sikrer en ressurseffektiv allokering. Et eventuelt midlertidig mandat om å styrke kapitaltilgang for flytende havvind kan også justeres på sikt, men ventes som sagt å ha begrenset påvirkning på prosjektlønnsomheten.

Regulering er en ordning som har svært lav tilpasningsgrad. Som nevnt over er stabile rammevilkår et sentralt premiss i regulering av næringsvirksomhet uavhengig av sektor. I denne sammenheng er det også helt sentralt for at reguleringen skal få den effekten man ønsker. Om aktørene som påvirkes av innføringen av et krav om elektrifisering av petroleumsinstallasjoner ikke har tillitt til at dette kravet vil vedvare eller at de har en forventning om at innretningen av reguleringen vil mykes opp, vil de ha et insentiv til å utsette investeringsbeslutninger. Dette vil eventuelt bryte med vår vurdering av måloppnåelsen. Krav/regulering er også svært lite

skalerbart. Myndighetene vil ikke kunne kontrollere hvor mye produksjonskapasitet som bygges ut og vil, på bakgrunn av en ambisjon om stabile rammevilkår, ha begrenset handlingsrom til å påvirke utbyggingstakt og -omfang over tid.

7.4. Hvor store er de administrative konsekvensene?

Kostnadene ved å administrere de ulike virkemidlene, for både myndigheter og markedsaktørene, er også en viktig størrelse i denne sammenheng. Ulike virkemidler krever varierende grad av ressursbruk for å kunne implementeres (juridiske og politiske prosesser). At virkemiddelet og prosessen for tildeling av støtte er transparent og enkel å forstå bidrar til å redusere de administrative kostnadene for både myndighetene og aktører. Terskelen for å utrede mulighetene for å gjennomføre utbygginger på norsk sokkel, ved hjelp av virkemidler fra myndighetene, reduseres også. Dette bidrar til aktørmangfold og potensielt en mer effektiv utbygging, ettersom flere aktører forstår, vurderer og deltar i utbyggingen av havvindprosjekter på norsk sokkel. Myndighetenes forutsigbarhet er imidlertid en avveining mot risikoavlastning for aktører som diskutert over.

Tabell 7-4: Vurdering av administrative konsekvenser. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, en minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringsstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse					
Kostnadseff. (prosjektbasis)					
Tilpasningsgrad					
Admin. konsekvenser	+ Enkel å implementere og lang erfaring med slike program. + Engangsstøtte gir lave oppfølgingskostnader	+ Allerede implementert + Lite behov for oppfølging. Kan bruke dagens apparat	- Krever noe mer utredningsarbeid mht. risikofordeling - Noe mer administrasjon over tid ettersom det ikke kan innlemmes i eksisterende ordninger	+ Enkel å implementere forutsatt at det ikke innebærer store politiske eller juridiske prosesser	- Krever noe mer utredningsarbeid for å redusere risiko for overkomp. - Noe administrasjon over tid, men svært begrenset ettersom overføringer tas via skattesystemet

Det er mindre forskjeller mellom de ulike virkemidlene innen dette vurderingskriteriet enn de tre foregående. Behovet for å utvikle konkrete tildelingskriterier går på tvers av alle virkemiddelkategoriene, ettersom man vil måtte vurdere ulike prosjekter opp imot hverandre uavhengig av hvilken støtteordning man velger (samt i fravær av støtteordninger). **De relative forskjellene stammer derfor i all hovedsak fra kompleksiteten i selve støtteordningen, samt hvorvidt man kan høste erfaring fra lignende ordninger.**

Norge har bred erfaring med å benytte **investeringstilskuddsordninger**, blant annet via Enova som også nylig innvilget støtte til en flytende havvindpark på norsk sokkel. Selve implementeringen bør derfor være relativ enkel. En engangsstønad er videre, av natur, enkel å administrere og gir fullstendig forutsigbarhet for myndighetene. En eventuell oppfølging av prosjektene kan eksempelvis gjøres via Enova, uten behov for å tilegne seg ny kompetanse ettersom man allerede har lignende kontrollsystemer på plass.

Differansekontrakter og midlertidige skatteordninger vurderes også som relativt enkelt å innføre og administrere. Disse virkemidlene krever imidlertid mer forarbeid enn ved innføring av en investeringsstøtte. For differansekontrakter er innretningen viktig for å sikre tilstrekkelige optimaliseringsinsentiver. Mange land i Europa har imidlertid allerede innført slike kontrakter, noe vi kan høste erfaringer fra i Norge. Dette til tross for

at tildelingskriteriene vil avvike fra andre land⁵⁶. Utbetalinger til operatør gjøres periodevis basert på vilkår som er avtafestet og transparente, men vil kreve mer ressursbruk enn en ren investeringsstøtte, som kun utbetales én gang. For midlertidige skatteordninger er det viktig å at man setter riktig nivå på de aktuelle «særordningene» for å redusere risiko for overkompensasjon. Selve administrasjonen bør derimot være noe mindre krevende enn for differansekontrakter ettersom «utbetalingene» gjøres via skattesystemet. Samtidig kan utfordringer med å sette rett nivå medføre et større behov for å justere over tid. Om man derimot fastsetter særordningene på prosjektbasis vil omfanget av administrasjon av virkemiddelet i stor grad tilsvare vurderingen gjort av differansekontrakter.

Å innføre **krav eller reguleringer** overfor operatører av petroleumsinstallasjoner om å elektrifisere denne virksomheten er vurdert til å gi lave administrative kostnader. Forutsatt at innføring av en slik regulering ikke møter på behov for større juridiske avklaringer eller konflikter, vil det i prinsippet være en rask og enkel prosess å innføre denne ordningen. De administrative oppgavene for myndighetene er begrenset til å kontrollere at kravene overholdes.

7.5. Er det forskjeller i finansieringskostnadene?

Dersom finansiering av offentlige tiltak har vridningseffekter i markedet hvor det blir finansiert, innebærer dette en merkostnad i samfunnsøkonomiske analyser. Dette er også noe av bakgrunnen for at man ønsker å legge kostnadsbyrden på aktørene som bidrar til negative eksternaliteter, eksempelvis på klimagassutslipp. En løsning som innebærer at «forurenser betaler» korrigerer en markedssvikt ved at den som skattlegges selv stilles overfor kostnaden som man påfører andre. Generelle skatter og avgifter vrir derimot produksjons- og konsumbeslutningene slik at økonomien påføres et effektivitetstap.

Tabell 7-5: Vurdering av finansiering. Pluss indikerer en fordel ved ordningen, en minus indikerer en ulempe. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse					
Kostnadseff. (prosjektbasis)					
Tilpasningsgrad					
Admin. kons.					
Finansiering	- Finansiering vil gi skattevridninger og/ eller vridninger i marked som belastes	+ Vurderes på prosjektbasis mot alternativ anvendelse	- Finansiering vil gi skattevridninger og/ eller vridninger i marked som belastes	+ Eksternaliteter, men priset allerede	- Finansiering vil gi skattevridninger

Samtlige virkemidler som inngår i denne analysen **kan** finansieres, enten direkte eller indirekte, over statsbudsjettet. For å utjevne budsjetteffekten er man avhengig av å øke skatteinntektene. Offentlige føringer for samfunnsøkonomiske analyser priser vridningseffekten via økte skatter, den såkalte skattekostnaden, til 20 øre per budsjettkrone.⁵⁷ Dette gjelder også **krav om elektrifisering** av petroleumsinstallasjoner på norsk sokkel samt **midlertidige skatteordninger**. De to sistnevnte i form av at tiltakene reduserer statens skatteinntekter. Denne reduksjonen i skatteinntekter er sammenlignbar med kostnaden av virkemidler som finansieres

⁵⁶ Det er selve kontraktsutformingen vi her adresserer. Utforming av tildelingskriterier går på tvers av alle de ulike virkemidlene i den komparative analysen.

⁵⁷ Finansdepartementets rundskriv R-109/2014

via økte budsjettbevilgninger. Krav om elektrifisering kan samtidig bidra til markedsmessige vridningseffekter om det ikke i utgangspunktet er et effektivt klimatiltak i seg selv⁵⁸.

Differansekontrakter og **investeringstilskudd** har også alternative finansieringsmuligheter. Én mulighet er å finansiere slike ordninger med et fond. Inntektskilden til et slikt fond vil imidlertid innebære vridningskostnader i markedet, om man ikke kan identifisere negative eksternaliteter (eks. utslipp) som i dag ikke er tilstrekkelig priset. Eksempelvis blir kostnaden knyttet til el-sertifikater finansiert av strømforbrukere via et påslag på kraftprisen. Det er så vidt vi vet ingen forskning å støtte oss på for å anslå hvor store vridningseffekter slike finansieringsløsninger har. Sagt på en annen måte, hvor mye en eventuell marginal prisøkning på strøm vrir konsumet vekk fra ren energi. Økt kraftproduksjon fra flytende havvind vil også, alt annet likt, redusere prisnivået noe. Nettoeffekten på en finansiering via strømrregningen bør derfor vurderes nærmere. Dette kan potensielt redusere finansieringskostnadene for disse løsningene og bør utredes om fordelingsvirkningen er akseptable.

7.5.1. Fordelingsvirkninger

I tillegg til budsjett- og vridningseffekter vil finansiering av offentlige tiltak alltid innebære en form for fordelingseffekter. Dette er ikke effekter som direkte har innvirkning på de samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsvurderingene av tiltaket eller virkemiddelet, men som like fullt kan være sentralt for den politiske beslutningen knyttet til omfang og innretning av støttesystemet.

Ettersom det skiller lite i finansieringsstrukturen mellom de virkemidlene vi har vurdert, vil forskjeller i fordelingseffekter også være begrenset. De fleste virkemidlene har det samme mulighetsrommet med hensyn til finansieringskilder og derfor det samme handlingsrommet i forhold til fordelingsvirkninger. Eksempelvis kan man finansiere en differansekontraktmodell eller investeringsstøtte ved å legge en avgift på petroleums-virksomheter, som gir de samme fordelingsvirkningene som en regulering/krav om elektrifisering. Finansiering via økte skatter og/eller avgifter på konsum har i stor grad like fordelingsvirkninger.

Differansekontrakter har imidlertid den effekten at de reduserer det samlede støttebehovet, samtidig som risikoen knyttet til statens kontantstrøm øker. Vi argumenterer for at overføring av «ex ante» politisk risiko reduserer den samlede samfunnsøkonomiske kostnaden noe. Den øvrige risikooverføringen er en ren fordelingseffekt som utligner den resterende reduksjonen i støttebehov.

7.6. Samlet vurdering av de ulike virkemidlene

Det er i utgangspunktet tre virkemidler som kan legge til rette for å realisere målbildet i vår analyse. Det vil si at de kan utløse private investeringer i storskala flytende havvindparker på norsk sokkel og samtidig vektlegge teknologiutvikling og læringseffekter i leverandørkjeden. De tre virkemidlene er som følger:

- **Differansekontrakter**
- **Investeringstilskudd**
- **Midlertidige skatteordninger**

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv mener vi differansekontrakter skiller seg ut ved at de reduserer den samfunnsøkonomiske kostnaden uten at dette går på bekostning av operatørenes optimaliserings-insentiver. Videre innebærer en slik ordning en lav risiko for at myndighetene overkompenserer mottakerne. Slike

⁵⁸ Det er lite trolig at krav om elektrifisering via havvind alene er et kostnadseffektivt virkemiddel. Krav om elektrifisering generelt kan imidlertid være det, selv om tiltakskostnaden for mange felt er veldig høy.

kontrakter er også, som investeringstilskudd, fleksible og skalerbare slik at man kan unngå varige markedsendringer.

Tabell 7-6: Samlet vurdering av de ulike virkemidlene. Kilde: Menon Economics

	Investeringstilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Måloppnåelse	HØY	LAV	HØY	MEDIUM	HØY
Prosjekteff.	MEDIUM	MEDIUM	HØY	LAV	MEDIUM
Tilpasningsgrad	HØY	HØY	HØY	LAV	HØY
Admin. kons.	LAV	LAV	MEDIUM	LAV	MEDIUM
Finansiering	MEDIUM	LAV	MEDIUM	LAV	MEDIUM

Det er også vår vurdering at prosessen med å innføre differansekontrakter er relativt raskt, samt at administreringen av disse kontraktene vil ha begrensede administrative konsekvenser. På disse områdene skårer imidlertid investeringsstøtte bedre grunnet lavere kompleksitet og det faktum at Norge har lang erfaring med å benytte slike virkemidler. Dette er en forutsetning for å kunne få opp aktiviteten raskt, og ta en tidlig posisjon i markedet. Til slutt ser vi i tabell Tabell 7-6: Samlet vurdering av de ulike virkemidlene. Kilde: Menon Economics at regulering og kredittilgang skårer høyest på de to siste kriteriene, uten at det endrer rangeringen.

Et viktig poeng i denne sammenheng er at differansekontrakter er svært fleksible med hensyn til innretting, noe dagens praksis også reflekterer. Det er behov for skreddersøm som tar hensyn til særnorske forhold og ikke minst måloppnåelsen som primært fokuserer på industriell utvikling. I analysen over har vi redegjort for flere sentrale forutsetninger som ligger til grunn for vår vurdering. Disse kan oppsummeres slik:

- Høy måloppnåelse, uavhengig av hvilket virkemiddel vi har vurdert, forutsetter at man vektlegger kvalitative parametere i innretting og/eller tildeling av virkemiddelet. Et eksempel på dette er vektlegging av teknologisk utvikling som vil legge til rette for økt operatørmangfold og bedre konkurransevilkårene for mer umodne løsninger.
- For å legge til rette for en effektiv ressursutnyttelse må kontraktene rigges slik at en viss andel av produksjonen er markedsekspontert. Dette gir insentiver til å selge strømmen der betalingsvilligheten er størst og reduserer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved prosjektet. Det er i denne sammenheng viktig at kjøp av strøm likestilles med andre tiltak knyttet til energiforsyningen på sokkel, spesielt siden dagens midlertidige ordninger favoriserer investeringstunge løsninger, fremover eksempelvis PPAer⁵⁹.
- Kontrakten bør inneholde et «tak» for overføringen da dette reduserer risikoen for overkompensasjon for myndighetene. Finansiering av offentlige tiltak har en finansieringskostnad i form av økte skatter og avgifter. Om man overkompenserer aktørene har dette en reell samfunnsøkonomisk kostnad.

Selv om vi anser differansekontrakter som det beste virkemiddelet på *egne ben*, utelukker vi imidlertid ikke at det kan være kombinasjoner av virkemidler som samlet sett gir en bedre styrings- og kostnadseffektivitet. Videre kan det være politisk-administrative barrierer som tilsier at differansekontrakter er mer ønskelig å innføre i sammenheng med andre tiltak⁶⁰, eller at det er spesifikke fordelingsvirkninger man ønsker å ta hensyn til.

⁵⁹ PPAer er langsiktige kontrakter knyttet til strømkjøp.

⁶⁰ Dette kan blant annet være knyttet til at man binder opp fremtidige budsjetter og/eller usikkerhet knyttet til kontantstrømmen over tid.

7.6.1. Effekten av en nøytral grunnrenteskatt

Vi har ikke vurdert selve skattenivået som et eget virkemiddel i den komparative analysen. Grunnen til dette er at en nøytral utformet skatt, enten det er normale skattenivåer eller grunnrenteskatt, ikke påvirker investeringsbeslutningen i seg selv. Slik vi ser det er innføring av en eventuell grunnrenteskatt primært et politisk spørsmål knyttet til hvordan eventuell meravkastning som følge av tilgang til en knapp naturressurs skal fordeles i samfunnet. Alle de fem tiltaksalternativene kan kombineres med en grunnrenteskatt. Tiltaket «midlertidige skatteordninger» skiller seg imidlertid ut ved at det også forutsetter at det også innføres en permanent nøytral grunnrenteskatt.

Vi har tidligere argumentert for at staten er mindre eksponert for politisk risiko knyttet til markedsutviklingen for kraft. En nøytral grunnrenteskatt er sammenlignbart med at staten går inn som medeier i prosjektet tilsvarende skattesatsen. Eksempelvis vil en kontantstrømbeskattning, slik regjeringen nå har foreslått for nye vannkraftinvesteringer, si at investor kan utgiftsføre hele kostnaden for nye investeringer i grunnrenteskatten i samme år som investeringen gjøres. Staten dekker med andre ord inn sin del av kostnadene løpende, mot at de tar tilsvarende andel av inntektsiden. Ettersom staten har lavere politisk risiko, og med det lavere diskonteringsrente, vil nåverdien av prosjektet øke med nivået på skattesatsen. Differansekontrakter maksimerer denne effekten uavhengig av skattesystem. For de øvrige virkemidlene tilsier dette at et grunnrenteskattregime vil være å foretrekke fremfor et skatteregime med lavere skattenivåer.

I en situasjon hvor det er lønnsomt å bygge ut flytende havvind kan imidlertid en grunnrenteskatt påvirke *hvor* man velger å bygge ut et havvindprosjekt. Dette fordi man på norsk sokkel vil være «tvunget» til å ta med staten som medeier, mens man i andre land vil kunne ta hele prosjektet selv. Denne problemstillingen er spesielt relevant for bunnfast havvind som i enkelte land bygges ut uten subsidier. For havvindprosjekter i den sørlige delen av Nordsjøen kan det være aktuelt å overføre strømmen direkte til markeder hvor prisnivået er høyere enn her hjemme⁶¹. Vi har ikke gjort noen nærmere vurdering av denne effekten og hvilke preferanser aktuelle investorer har med hensyn til om de ønsker å bygge ut forventet lønnsomme havvindparker i en jurisdiksjon med nøytrale normale skatterater versus en jurisdiksjon med nøytral grunnrenteskatt.

Innføring av et grunnrenteskattesystem for en relativt umoden næring reiser også noen mer prinsipielle problemstillinger knyttet til hvordan man genrelt skal skattlegge næringsvirksomhet som benytter seg av felleskapets naturressurser. Usikkerhet knyttet til langsiktig skatteinnretning kan gi økt politisk risiko for aktører, noe som kan påvirke investeringsviljen, alt annet likt. Det er derfor viktig at man så raskt som mulig avklarer hvilken skatteinnretning man vil legge til grunn for energiproduksjon til havs og hvordan eventuelle endringer vil påvirke eksisterende parker.

⁶¹ For prosjekter som tilknyttes land lenger sør på kontinentet kan man også argumentere for at staten ikke er bedre egnet til å bære markedsrisikoen ettersom eventuelle endringer i klimatiltak eller regulering her hjemme vil ha lite å si for prisutviklingen i det aktuelle markedet.

8. Synergier og politisk mulighetsrom

Dersom det er en *synergieffekt* ved å kombinere to eller flere virkemidler innebærer det at effekten av å kombinere flere tiltak er større enn summen av effektene av de enkeltstående virkemidlene alene. Et eksempel på en slik synergieffekt i virkemidler er tiltakene som gjør kjøp av el-biler billigere for forbruker og offentlig støtte til utbygging av ladestasjoner. Det er grunn til å tro at *kombinasjonen* av disse to typene virkemidler har større effekt på omfanget av kjøp av el-biler enn de to tiltakene har til sammen dersom de hadde blitt innført hver for seg.

Som det kommer frem i Tabell 8-1 under, vurderer vi det dit hen at ingen kombinasjoner av enkeltstående virkemidler bidrar til å realisere noen form for synergieffekter. Basert på våre vurderinger i den komparative analysen må derfor en kostnadseffektiv innretning inkludere differansekontrakter. Samtidig viser vår gjennomgang at det er et betydelig mulighetsrom for politisk-administrative hensyn, men at det kommer med en kostnad i form av høyere kompleksitet og mindre transparens. Under diskuterer vi kort hvordan de ulike virkemiddelkategoriene som er vurdert i denne rapporten er forventet å virke sammen med andre tiltak.

Tabell 8-1: Illustrasjon av synergier mellom ulike virkemidler. Kilde: Menon Economics

	Investerings-tilskudd	Kredittilgang	Differansekontrakter	Regulering / Krav	Midlertidige skatteordninger
Investerings-tilskudd					
Kredittilgang	Nøytral				
Differansekontrakter	Nøytral	Nøytral			
Regulering / Krav	Nøytral	Nøytral	Nøytral		
Midlertidige skatteordninger	Nøytral	Nøytral	Nøytral	Nøytral	

Differansekontrakter og investerings-tilskudd. I kombinasjon med differansekontrakter bidrar investerings-tilskudd til at operatører kan realisere prosjekter med en lavere forventet inntekt fra differansekontrakter (en lavere minimumspris), enn om dette virkemiddelet virker alene. Dette reduserer myndighetenes fremtidige budsjettbelastning⁶². Fordeling av markedsrisiko endres imidlertid ikke ettersom det kun er nivå på «taket» i differansekontrakten som flyttes. Det vil si at selv om «knekkpunktet» hvor kontantstrømmen skifter fra å gå fra stat til aktør og motsatt endres, er kontantstrømmens markedseksposering den samme. Dette kan sidestilles med at en «sikker» kontantstrøm fremover i tid erstattes med en «lump sum»-utbetaling ved oppstart. En slik kontantstrøm har samme risikoprofil for aktør og myndigheter, og vil derfor ikke påvirke kostnadseffektiviteten i prosjektet⁶³.

Differansekontrakter og midlertidige skatteordninger. På samme måte som ved investerings-tilskuddsordning vil en kombinasjon med midlertidige skatteordninger medføre at utbygger/operatør sitt behov for støtte gjennom differansekontrakter reduseres. I praksis innebærer en økt beskatning, med midlertidige særordninger, en form for investeringsstøtte i den tidlige fasen av prosjektet.

⁶² Samfunnsøkonomisk har det ingen effekt om man kun flytter på kontantstrøm i tid da vi antar like tidspreferanser mellom private aktører og staten.

⁶³ Vår vurdering følger her Finansdepartementets rasjonale knyttet til den foreslåtte endringen i vannkraftbeskatningen som de anser for å være provenynøytral (<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kraftskatt-som-legger-til-rette-for-lonnsomme-investeringer/id2767847/>)

Alle virkemidler er vurdert å fungere godt sammen med tilbud om statlig garantert **kredittilgang**. Bedre kredittilgang via offentlig eksportfinansiering kan bidra til å redusere operatørens kapitalkostnader. Dette medfører at en operatør som ønsker å bygge ut, isolert sett kan gjøre dette med en *noe* lavere støtte fra andre virkemidler (f.eks. et noe lavere minimumsprisnivå i en differansekontrakt). Dette innebærer imidlertid ikke at det realiseres noen synergier. Kostnadseffekten som *eventuelt* oppnås gjennom offentlig eksportfinansiering vil være ekvivalent med reduksjonen i minimumsprisen i differansekontrakt eller støttebehov i øvrige virkemidler, som en operatør kan godta for å realisere et prosjekt. Dette virkemiddelet vurderes derfor til å ha en nøytral effekt på de øvrige virkemidlene. Statens inntjening på lånet er en ren fordelingsvirkning mellom stat og investor.

Regulering bidrar positivt forutsatt at det er et kostnadseffektivt tiltak for energiomstilling på sokkelen generelt. Det vil si at dagens avgiftssystem ikke gir tilstrekkelig insentiver til å investere i lavutslippsløsninger. Eventuelle negative eksternaliteter kan imidlertid også skattlegges og brukes til å finansiere en løsning med utgangspunkt i støtteordninger på tilbudssiden. Vi vurderer derfor dette tiltaket som nøytralt med hensyn til synergier. På mer generell basis vil vi imidlertid trekke frem at det er viktig at kjøp av strøm likestilles med andre tiltak knyttet til energiforsyningen på sokkel, spesielt siden dagens midlertidige ordninger favoriserer investeringstunge løsninger, fremover eksempelvis PPAer⁶⁴.

En kombinasjon av **investeringstilskudd** og innføring av **midlertidige skatteordninger** er lite hensiktsmessig. Dette fordi disse to virkemidlene i stor grad virker på samme måte for mottakerne av støtten. Skatteinnretningen som er diskutert her innebærer at regulator finansierer en betydelig del av investeringene i prosjektets første fase, gjennom en høy beregning av skattemessig verdi av finansielle underskudd og *utbetaling av denne verdien*. Dette har en tilsvarende effekt som et investeringstilskudd, som er en overføring fra regulator til operatør for å bidra til å finansiere utbyggingen. Innføring av en investeringstilskuddsordning innebærer derfor at man kan nedskalere de midlertidige tiltakene og motsatt.

Vår analyse viser at det er et betydelig politisk handlingsrom gitt at man legger differansekontrakter «i bunn» for et virkemiddel rettet mot å realisere storskala flytende havvind på norsk sokkel, samt teknologiutvikling og læringseffekter i leverandørkjeden. Samtidig er det viktig å påpeke at vi ikke finner noen samfunnsøkonomiske argumenter for å kombinere flere virkemidler. Uavhengig av kombinasjon vil det lede til økte kostnader i implementering og administrasjon av tiltaket over tid. Videre har vi argumentert for at tildelingskriteriene for differansekontrakter i like stor grad kan innrettes til å vektlegge kvalitative parametre som øvrige tiltak. Eventuelle politisk-administrative preferanser må derfor veies opp imot kostnaden ved økt kompleksitet.

⁶⁴ PPAer er langsiktige kontrakter knyttet til strømkjøp.

Referanser

- Acemoglu, D., Aghion, P., Bursztyn, L., & Hemous, D. (2012). The Environment and Directed Technical Change. *American Economic Review*, 102(1), 131-166.
- Aghion, P., Dechezlepetre, A., Hemous, D., Martin, R., & Van Reenen, J. (2016). Carbon taxes, path dependency and directed technical change: Evidence from the auto industry. *Journal of Political Economy*, 124(1), 1-51.
- Asheim, G., Christiansen, V., Hoel, M., Lund, D., Mehlum, H., Nyborg, K., . . . Ulltveit-Moe, K. H. (2020, Juni 3). Subsidier til oljenæringen gir ikke omstilling: Åtte tidligere og nåværende professorer ved Økonomisk Institutt. *Aftenposten*. Retrieved from <https://www.aftenposten.no/meninger/kronikk/i/vQMqLL/subsidier-til-oljenaeringen-gir-ikke-omstilling-aatte-tidligere-og-naav>
- Beise-Zee, R., & Rennings, K. (2005). Lead markets and regulation: A framework for analyzing the international diffusion of environmental innovations. *Ecological Economics*, 52(1), 5-17.
- Belkhir, M., Boubakri, N., & Grira, J. (2017). Political risk and the cost of capital in the MENA region. *Emergin Markets Review*, 33, 155-172.
- Carbon Trust. (2020). *Floating Wind Joint Industry Project. Phase II: summary report*.
- DNV GL. (2020). *Energy Transition Outlook 2020. A global and regional forecast to 2050*. Høvik: DNV GL.
- Equinor. (2020, Juni). The next step for floating offshore Wind. *Presentasjon av Arne Eik ved International Floating Offshore Wind Conference*. Haugesund.
- ETIP Wind. (2020). *Floating Offshore Wind - Delivering climate neutrality*. Brussel: European Technology & Innovation Platform (WTIP) on Wind Energy.
- Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv. (R-109/14)*. Oslo: Departement.
- Frontier Economics. (2020). *Business models for low carbon hydrogen production. A report for BEIS*. Frontier Economics.
- Gonzalez, J. S., & Arantegui, R. L. (2016). *Technological evolution of onshore wind turbines - a market-based analysis*. Wind Energy.
- GWEC. (2020). *Global Offshore Wind Report 2020*. Brussel: Global Wind Energy Council (GWEC).
- Hannon, M., Topham, E., MacMillan, D., Dixon, J., & Collu, M. (2019). *Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market*. Glasgow: University of Strathclyde.
- Held, A., Ragwitz, M., Huber, C., Resch, G., Faber, T., & Vertin, K. (2007). *Feed-in Systems in Germany, Spain and Slovenia. A Comparison*.
- Hoel, M. (2003). *Effektive økonomiske virkemidler for bedre miljø og bærekraftig utvikling*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/berekraftig/trondheim.pdf>

- Holstmark, K. (2020, Juni 6). Innlegg: Oljesubsidiene kan koste minst 20 milliarder i året. *Dagens næringsliv*. Retrieved from <https://www.dn.no/innlegg/energi/okonomi/skatt/innlegg-oljesubsidiene-kan-koste-minst-20-milliarder-i-aret/2-1-822953>
- IEA. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019. World Energy Outlook Special Report*. Paris: International Energy Agency (IEA).
- IEA. (2020a). *World Energy Outlook 2020: Summary*. Paris: International Energy Agency (IEA).
- IEA. (2020b). *Renewable Energy Market Update: Outlook for 2020 and 2021*. Paris: International Energy Agency (IEA).
- IEA. (2020c). *World Energy Investment 2020. Revised version, July 2020*. Paris: International Energy Agency (IEA).
- IRENA. (2019). *Future of Wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. Abu Dhabi: International Renewable Agency (IRENA).
- IRENA. (2020). *The Post-Covid Recovery: An agenda for resilience, development and equality*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Kitzing, L. (2014). Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean-variance approach. *Energy*(64), 495-505.
- Klimaomstillingsutvalget. (2020). *Raskere klimaomstilling, redusert risiko: ny politikk for Norge i en verden som skal nå Parismålene*.
- Lund, D., & Rosendahl, K. E. (2020, Juni 7). Innlegg: Skatteforslaget gir subsidiering av olje, uten tvil. *Dagens Næringsliv*. Retrieved from <https://www.dn.no/innlegg/oljeskatt/norsk-olje-og-gass/thore-johnsen/innlegg-skatteforslaget-gir-subsidiering-av-olje-uten-tvil/2-1-820902>
- Menon Economics & THEMA Consulting. (2019). *Regulatorisk risiko i dagens modell for grunnrentebeskatning*. Oslo: Menon Economics. Retrieved from <https://www.energinorge.no/contentassets/df58a4cfbd504988bf46bc8d88bcf86c/190205-notat-regulatorisk-risiko.pdf>
- Menon Economics. (2019). *Verdiskapingspotensialet knyttet til utviklingen av en norskbasert industri innen flytende havvind. Menon-publikasjon nr. 69/2019*. Oslo: Menon Economics.
- Menon Economics. (2020). *Ringvirkninger av industriutvikling for flytende havvind. Menon-publikasjon nr 115/2020*. Oslo: Menon Economics.
- Miljødirektoratet, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet, Norges vassdrag- og energidirektorat og Enova. (2020). *Klimakur 2030: tiltak og virkemidler mot 2030*. Oslo: Miljødirektoratet.
- Multiconsult Norge AS, Future Technology AS & Thema Consulting AS. (2019). *Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger*.
- Nielsen, P. G., & Frøysa, K. G. (2019, August 23). *Hywind Tampen er viktig for norske leverandører*. Retrieved August 2019, from Sysla.no: <https://sysla.no/meninger/hywind-tampen-er-viktig-norske-leverandorer/>
- NOU 2015: 5. (2015). *Sett pris på miljøet: rapport fra grønn skattekommissjon*. Oslo: Finansdepartementet.

- Oljedirektoratet. (2020). *KraftFraLand til norsk sokkel*. Stavanger: Oljedirektoratet.
- Rennings, K. (2000). Redefining innovation: eco-innovation research and the contribution of ecological economies. *Ecological Economics*, 32, 319-322.
- Rickerson, W., Sawin, J., & Grace, R. (2007). If the shoe FITs: Using feed-in tariffs to meet U.S. renewable electricity targets. *The Electricity Journal*, 20(4), 73-86.
- Rodrik, D. (2013). *Structural change, fundamentals, and growth: an overview*. Institute for Advanced Study.
- Rystad Energy. (2020). *Floating offshore wind to decarbonize offshore oil and gas facilities in Norway - what is required? Summary-report*. Oslo: Rystad Energy.
- Statkraft. (2020). *Statkrafts lavutslippsscenario 2020*. Oslo: Statkraft.
- Styringskomiteen for Grønne Elektriske Verdikjeder. (2020). *Norske muligheter i grønne elektriske verdikjeder*. Oslo: Styringskomiteen for Grønne Elektriske Verdikjeder.
- Wind Europe. (2019). *Our energy, our future. How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*.

Vedlegg

A. Ordliste

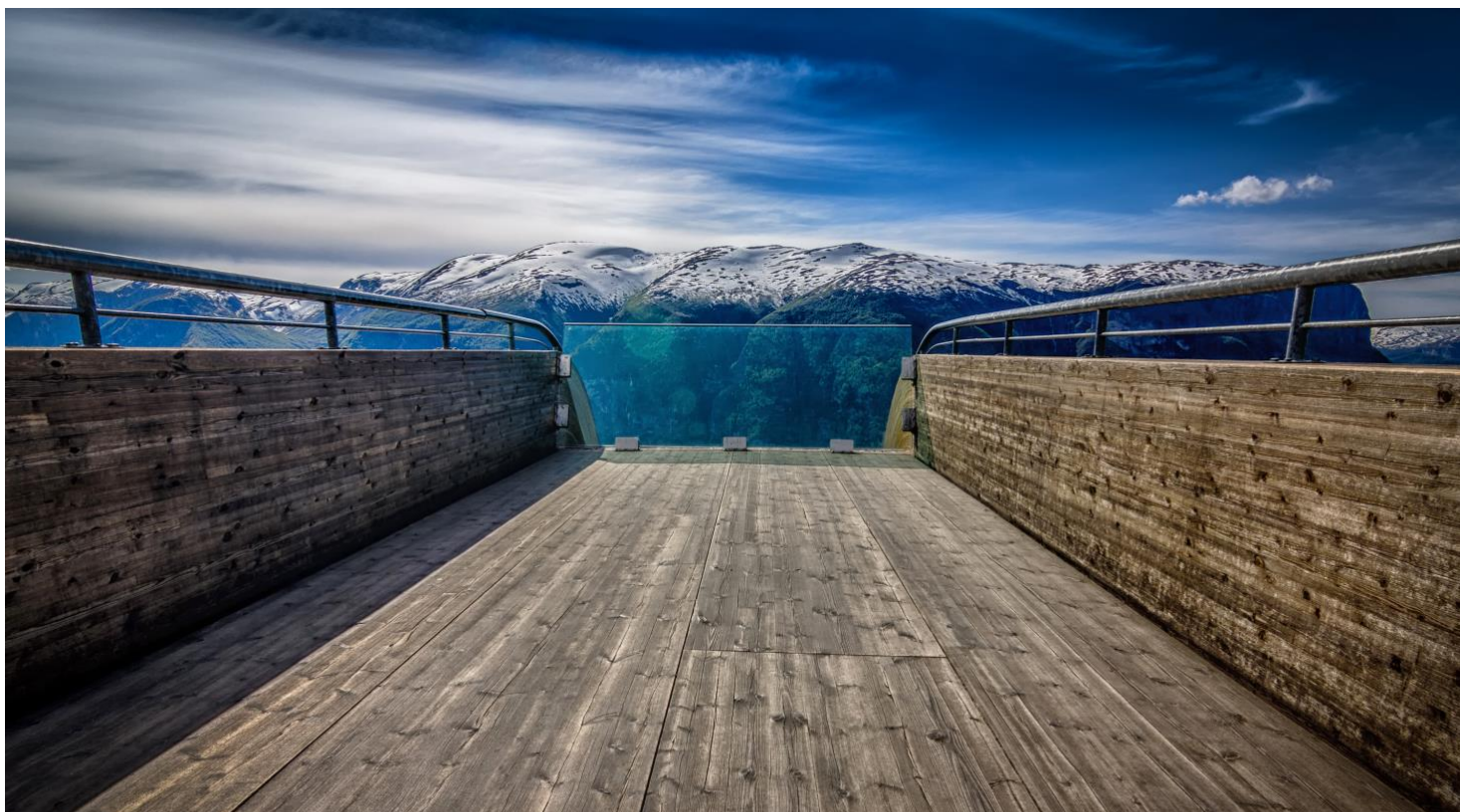
CAPEX	Investeringskostnader
CfD	Contract for Difference, differansekontrakter
FIP	Feed-in Premium, fastpremieavtale
FIT	Feed-in Tariff, fastprisavtale
GW	Gigawatt
IEA	The International Energy Agency
IRENA	The International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy
MW	Megawatt
OPEX	Drifts- og vedlikeholdskostnader
PPA	Purchasing power agreement, langsiktige kontrakter knyttet til strømkjøp
TWh	Terawatttime

B. Intervjuer med næringsaktører og organisasjoner

Under følger en liste over aktører vi har intervjuet i forbindelse med denne studien.

Firma	Navn	Stilling
ABB	Tor-Eivind Moen	VP Market Development New Energy
Aibel	Ole Sandvik	Verftsdirektør, Haugesund
Aibel	Kjetil V. Jacobsen	Senior Advisor Project Manager
Aibel	Lars Henrik Hosøy	Head of Business Development & Sales Offshore Wind
Aker Offshore Wind	Knut Vassbotn	Head of Business Development, Offshore Wind
Aker Offshore Wind	Geir Ove Karlsen	Senior Manager
DNV GL	Magnus Ebbesen	Business Lead Floating Offshore Wind
Dr. Techn. Olav Olsen	Trond Landbø	Forretningsområdeansvarlig Fornybar energi
Dr. Techn. Olav Olsen	Erik Løkken Walter	Seniorrådgiver, Offshore Wind
Eksportkreditt	Ivar Slengesol	Director of Strategy and Business Development
Equinor	Arne Eik	Leading business developer floating offshore wind
Equinor	Torkel Sjoner	Regulatory Affairs
Equinor	Odd Tore Skytterholm	Principal Engineer

Fred. Olsen Ocean	Sofie Olsen Jebesen	VP Strategy and Business Development
Fred. Olsen Ocean	Kristian Jacobsen	Advisor, Floating wind business development
GIEK	Ivar Rekve	Avdelingsdirektør, Energi og Industri
GIEK	Pernille Østensjø	Teamleder, miljøteknologi
Kværner	Magne Bjelland	Subcontracting Manager
Nexans	Bjørn Sanden	Technical Director Subsea & Land Systems
Norwegian Offshore Wind Cluster	Arvid Nesse	Daglig leder
NORWEP	Knut Erik Steen	Director Wind
UNITECH Energy Group	Gunnar Birkeland	CEO
Wind Europe	Lizet Ramirez	Analyst, Offshore wind
Østensjø Rederi	Håkon Vevang	Chartering Manager Renewables



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