

NOTAT

Forslag til gjennomføringsmodell for hybridprosjekter til havs

Konseptuell tidslinje fra politisk beslutning til idriftsettelse, med vurdering av kritiske faser, risikofordeling og rammevilkår



Arbeidsgruppe 3 - Infrastruktur og utvikling av nett til havs

Samarbeidsforum for havvind

Notatet skisserer en mulig gjennomføringsmodell for et norsk hybridprosjekt til havs, inkludert sentrale milepæler, aktøransvar og nødvendige avklaringer før en eventuell politisk beslutning.

Statnett

Norsk Industri

Fornybar
Norge



ZERO

Innholdsfortegnelse

1. Sammendrag og hovedbudskap.....	3
2. Introduksjon.....	4
2.1 Sentrale forutsetninger arbeidsgruppen mener bygger et mulig hybridprosjekt.....	5
3. Beskrivelse av mulig gjennomføringsmodell.....	5
3.1 Sentrale aktører i et hybridprosjekt.....	5
3.2 Forutsetninger.....	8
3.3 Forslag til konseptuell gjennomføringsmodell.....	9
3.4 Sentrale milepæler.....	13
4. Kritiske faser i gjennomføringsplanen.....	17
4.1 Bilaterale avtaler.....	17
4.2 Hva må skje før år 0?.....	17
4.3 Auksjonsmodell.....	18
4.4 Tidsplan – hvor raskt kan prosjektet gjennomføres?.....	18
4.5 Fordeler med tidlig naturkartlegging, sjøbunns- og bunnundersøkelser.....	19
4.6 Konsesjoner.....	20
4.7 Rammevilkår som kan påvirke støttebehovet.....	20
4.8 Auksjonstidspunkt.....	24
4.9 Risikofordeling og risikohåndtering.....	24
5. Videre anbefalinger.....	26

1. Sammendrag og hovedbudskap

Notatet beskriver en konseptuell gjennomføringsmodell og tidslinje for et hybridprosjekt. Det er grunn til å anta at realiseringen av et hybridprosjekt vil kunne ta ti år fra en politisk beslutning frem til idriftsettelse av prosjektet. Dette er på nivå med et typisk vannkraftprosjekt eller utbyggingstiden for nye transmisjonslinjer i nettet. Tidsperspektivet er avhengig av en vesentlig grad av forberedende avklaringer og aktiviteter.

I forkant av en eventuell politisk beslutning (år 0 på tidslinjen) må Norge og motpartlandet inngå en bilateral avtale som avklarer rammer for inntekts- og kostnadsdeling, markedsdesign og flaskehalsinntekter. Statnett må opprettholde dialogen og samarbeidet med relevante TSOer for å utvikle kostnadseffektive nettløsninger og aktuelle markeds- og systemløsninger. Samtidig må nødvendige utredninger som oppdatering av nettoutredningen Sørvest F, tilstrekkelige utredninger for utlysingsprosess inkludert åpning av areal etter havenergiloven samt auksjonsformat være gjennomført. Det er mange prosesser som må starte tidlig i forløpet, slik at det er politisk mulig for regjeringen å ta en beslutning basert på et godt utredet grunnlag. Det er også vesentlig med tidlig dialog med fiskeri og god miljø- og naturkartlegging for en vellykket prosess.

De mest sentrale aktørene som er representert i notatets gjennomføringsmodell er Energidepartementet (ED), NVE og RME, Statnett som ansvarlig for planlegging, bygging og drift av hybridforbindelsen, motpartslandets myndigheter, motpartslandets TSO som partner, samt utviklere og et bredt leverandørmarked.

For å etablere et attraktivt hybridprosjekt med bred konkurranse blant utviklerne, er det avgjørende at disse er med i dialog med myndighetene fra start. Det er også avgjørende at det utarbeides detaljerte mekanismer for risikofordeling mellom myndigheter, TSOer på begge lands sider og utbyggere på et tidligst mulig tidspunkt. Nettanlegget tar lengre tid enn vindparken, og investeringsbeslutningen må tas på et tidligere tidspunkt enn for vindparken. Dette medfører betydelig risiko for prosjektet. Tidlig naturkartlegging og detaljert risikohåndtering vil bidra til å redusere risikoen for alle aktører, og dermed også kostnadene i prosjektet.

Selve forslaget til tidslinje og gjennomføringsmodell som legges frem i dette notatet er gjennomarbeidet. Det er innhentet innspill fra både utviklere, Statnett og leverandører i prosessen. Det er likevel viktig å understreke at notatet er en foreløpig versjon som bør videreutvikles i dialog med myndigheter, aktørene i bransjen, forskningsinstitusjoner og andre interessegrupper.

2. Introduksjon

Etter en periode med høye strømpriser i Europa og Norge er det krevende å vurdere hybridprosjekter med tilknytning til et annet europeisk land. Dette kan endre seg avhengig av det fremtidige sikkerhetsbildet, fremtidige prisbildet, økt fokus på energisikkerhet, tettere samarbeid med Europa og den nasjonale energibalansen. Hensikten med dette notatet er å skissere et forslag til en mulig tidslinje og gjennomføringsmodell for hvordan et hybridprosjekt kan se ut før og etter en endelig politisk beslutning, videre gjennom åpning, utlysning, auksjon og tildeling, frem til realisering og idriftsettelse.

Regjeringen har som mål å tildele arealer for 30 GW havvind innen 2040.¹ Ifølge Statnetts områdeplan, "Utvikling av nett til havs", er det kapasitet til å tilkoble totalt 15 GW med havvind innen 2040 om man legger dagens utvikling i forbruk til grunn.² Med ytterligere økt forbruk og lavere kostnader for havvind er det mulig å knytte til mer havvind på lengre sikt. Mye havvind i det norske kraftnettet og store endringer i det europeiske kraftsystemet kan kreve økt behov for utveksling. Høye europeiske ambisjoner for havvind gjør at det kan bli aktuelt å velge nettløsninger som kan dekke flere behov ved å kombinere produksjon, forbruk og utveksling, der det er mulig. Samarbeid med andre land vil i så fall bli helt sentralt. Statnetts netttutredning for Sørvest F viser at hybridprosjekter vil kunne være samfunnsøkonomisk lønnsomme, styrke den norske kraftbalansen, redusere kraftprisene og redusere støttebehovet sammenlignet med radielle tilknytninger.³

Notatet beskriver aktiviteter og avklaringer som kreves der det er gjensidig avhengighet mellom myndigheter og ulike aktører. I tillegg beskriver notatet hva som kreves av politiske beslutninger i Norge og avklaringer med samarbeidende land i forkant av utlysning. I nest siste del av notatet drøfter vi de mest kritiske fasene og momentene i den foreslåtte gjennomføringsmodellen, etterfulgt av forslag til videre anbefalinger.

Arbeidet med tidslinjen vil kunne være et viktig bidrag til regjeringens plan for videre utvikling av havvind på norsk sokkel som skal legges frem senest høsten 2026.

¹ <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/gront-industriloft/havvind/id2920295/>

² <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/temarapport---utvikling-av-nett-til-havs-2023.pdf>

³ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/nett-til-havs/nettutredning-sorvest-f.pdf>

2.1 Sentrale forutsetninger arbeidsgruppen mener bygger et mulig hybridprosjekt

Vi vil i denne delen peke på noen forutsetninger arbeidsgruppen har lagt til grunn i arbeidet med en gjennomføringsmodell for en eller flere mulige hybrider. Et mulig hybridprosjekt for Norge bør:

- Styrke den norske kraftbalansen.
- Være samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Gi en nøytral eller lavere samlet kostnad for kraftpris og nettleie for både industriforbruk og annet forbruk.
- Ha et lavt naturfotavtrykk, og sikte mot et naturpositivt prosjekt.

3. Beskrivelse av mulig gjennomføringsmodell

I dette kapitlet beskriver vi selve gjennomføringsmodellen med aktiviteter og samhandling mellom aktørene i de ulike prosjektfasene med tidslinjer og milepæler. Vi presenterer først aktørbildet. Deretter beskriver vi forutsetningene og selve gjennomføringsmodellen med sentrale milepæler. Avslutningsvis diskuterer vi usikkerheter knyttet til gjennomføringsmodellen.

3.1 Sentrale aktører i et hybridprosjekt

MYNDIGHETER

Relevante myndigheter i Norge er Energidepartementet (ED), NVE, Miljødirektoratet og RME. Energidepartementet er ansvarlig for å bestemme rammer for prosjektet, utlysningsprosessen og konkurranse, og bør koordinere seg med miljømyndighetene. ED har ansvar for å åpne et egnet havområde for konkurranse, etter grundige miljøundersøkelser gjennomført av myndighetene. ED er også ansvarlig for utlysningsprosess, auksjonsformat og tildeling av areal. ED vil også ha dialog med andre land for å bli enige om rammene for et felles prosjekt, inkludert inntekts- og kostnadsdeling, markedsløsninger og anleggsbidrag. Med dagens konsesjonssystem fatter NVE anleggskonsesjonsvedtak og godkjenner detaljplan for produksjonsanlegget. For nettanlegget fatter ED både anleggskonsesjonsvedtak og gir konsesjon for kraftutveksling, mens NVE godkjenner detaljplan. I forslaget til nytt konsesjonssystem utarbeidet av NVE vil ED tildele alle konsesjoner, mens NVE vil være ansvarlig for godkjenning av detaljplaner. I forslag til nytt forvaltningsregime vil også ED ha ansvaret for at det gjennomføres tidlige miljø-, grunn- og

bunnundersøkelser i forkant av utlysningssdokumenter. RME er foreslått å være reguleringsmyndighet for kraftsystemet til havs.⁴⁵

MYNDIGHETER UTLAND

Myndigheter utland har overordnet sett tilsvarende ansvar som norske myndigheter. Inndelingen og ansvar mellom de ulike myndighetene er imidlertid ikke lik som i Norge. Gitt hybridens tilknytning til to land, vil beslutningene til myndigheter utland måtte være samordnet med norske myndigheters beslutninger.

STATNETT

Myndighetene legger til grunn at hybride nettløsninger skal bygges, eies og drives av Statnett.⁶ Statnett er systemansvarlig for kraftsystemet på land. Myndighetene har uttalt at de også vil forskriftsfeste Statnetts rolle som systemansvarlig til havs⁷. I tillegg har regjeringen besluttet å gi Statnett ansvaret for å planlegge nettet til havs, i tråd med retningslinjer gitt av departementet og basert på innspill og dialog med havvindaktørene.⁸ Statnett vil også være ansvarlig for avtaleverket mot TSO utland og leveranse av nettinformasjon inn i utlysningssprosessen sammen med TSO utland.

TSO UTLAND

For de fleste aktuelle motpartland er det TSOen som vil være Statnetts partner. Overordnet sett vil de utenlandske TSOene ha et lignende ansvar som Statnett. Unntaket er UK som har en annerledes organisering av kraftmarkedet. Gitt hybridens tilknytning til to land og nødvendig risikodeling og samordning av løsninger, må prosjektutviklingen og beslutningsprosessene hos de to partene være tilstrekkelig samordnet og tilpasset myndighets-, og aktørprosesser i begge land.

UTVIKLERE

Utbyggere har ansvaret for utbygging, drift og avhending av vindparken, med internnett og tilkobling på samleskinne på nettanleggets konverterstasjon til havs (eksakt grensesnitt avklares senere). Utbyggere har ansvar for utvikling, utbygging og drift av produksjonsanlegget til havs i henhold til avtalen med myndighetene. Dette ansvaret inkluderer utarbeidelse av prosjektspesifikk konsekvensutredning (KU) for sine installasjoner på tildelt areal, plassering og utforming av vindpark innenfor det tildelte arealet etter KU-prosess/detaljprosess med NVE og dialog med berørte aktører. Et typisk hybridprosjekt kan være på 1,4 GW produksjonskapasitet med tilsvarende kabelkapasitet mot begge land.⁹ Som Statnett har vist i nettutredningen for Sørvest F, kan man også koble på to ganger 1,4 GW (2,8 GW)

⁴ https://publikasjoner.nve.no/rapport/2023/rapport2023_29.pdf

⁵ https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2023/rme_rapport2023_01.pdf

⁶ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/2025-rapport---utvikling-av-nett-til-havs.pdf>

⁷ Statnett: Slik tilrettelegger Statnett for havvind. Energidepartementet varslet i brev til Statnett i juni 2023 at rollen som systemansvarlig til havs vil bli forskriftsfestet. <https://www.statnett.no/havvind/tilrettelegging-for-havvind/>

⁸ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/2025-rapport---utvikling-av-nett-til-havs.pdf>

⁹ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/nett-til-havs/nettutredning-sorvest-f.pdf>

parker til en 1,4 GW forbindelse, der parkene kan plasseres både i Norge og motpartland, eller begge i Norge. I rapporten “Utvikling av nett til havs” fra Statnett utelukker man heller ikke fremtidige prosjekter større enn 1,4 GW, forutsatt modifikasjoner (metallisk retur) som gjør det forenlig med dimensjonerende utfall i nettet (dagens grense er 1400 MW).¹⁰ Fremtidige prosjekter kan i så fall tenkes bygd ut som et hybridprosjekt på opptil 4 GW, med 2 GW overføring mot begge land. Med 4 GW er det nødvendig med to omformere på 2 GW til havs.¹¹ I et slikt tilfelle kan det vurderes å knytte til ett 2 GW eller to 1 GW utbygginger til hver stasjon. I realiteten kan derfor et stort hybridprosjekt bestå av flere havvindprosjekter og utviklere innenfor samme utbygging. Myndighetene vil gjennom en konkurranseprosess (auksjon) tildele ansvaret for utbygging og drift av de utlyste prosjektområdene.

LEVERANDØRER

Et hybridprosjekt krever mange ulike leverandører. De kan i hovedsak kategoriseres i to grupper, leverandører til nettanlegg og leverandører til vindparken. For nettanlegget har det de siste årene vært et presset marked og høye priser for levering av HVDC-teknologi, plattformer og kabel. Gjennom dette arbeidet har vi kartlagt at presset i markedet synes å være noe avtagende og at prisene derfor vil kunne stabilisere seg de neste årene. Kapasiteten bygges opp for å møte veksten, samtidig som den enorme veksten en har sett de siste årene trolig ikke vil fortsette med samme hastighet. Analyseselskaper som vurderer disse markedene (HVDC kabel/konvertere) forventer imidlertid fremdeles stor vekst i etterspørselen frem mot 2040 og sier samtidig at ny kapasitet bare delvis vil kunne møte denne etterspørselen.¹² Tid fra kapasitetsreservasjon av HVDC-utstyr til idriftsettelse ventes å være seks til åtte år.¹³ På turbin- og fundamentsiden er markedet mer stabilt og leveringstiden kan antas å være noe kortere.

I et havvindprosjekt er det også en rekke fartøy i aksjon. Ulike fartøy kreves til installasjon av turbiner, kabler og anlegg, og i den operative driftsfasen. Dette er et område Norge har en svært sterk posisjon internasjonalt med en betydelig andel av installasjoner av havvindturbiner globalt. Hver fjerde turbin i verden er installert av et norsk havvindfartøy.

Ettersom ledetiden for et hybridprosjekt er omtrent 10-15 år, kan det forventes at havvindfartøyene, i likhet med annen sjøfart, vil omstille seg utover 2030-tallet som følge av strengere klimakrav. Dette bør sees i sammenheng med klimakravet til petroleumsfartøy, som diskuteres i dag. Det er derfor viktig å planlegge tidlig for muligheter til å lade fartøy direkte fra havvindparken.

¹⁰ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/2025-rapport---utvikling-av-nett-til-havs.pdf>

¹¹ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/2025-rapport---utvikling-av-nett-til-havs.pdf>

¹² [HVDC Cables Market | Global Market Analysis Report - 2036](#)

¹³ [TenneT accelerates grid expansion and energy transition](#)

EUROPEISK REGULERING – KOMMISSJONEN, ENTSO-E, OTC OG NSEC

EU-kommisjonen er overordnet ansvarlig for all EUs energipolitikk. Kommisjonen er også både initiativtaker og sekretariat for North Sea Energy Cooperation (NSEC) og leder det politiske samarbeidet, sørger for koordinering mellom landene og passer på at arbeidet er tilpasset EUs energi- og klimapolitikk (Green Deal, Net Zero Industry Act etc.).

NSEC er et politisk og strategisk samarbeidsforum for havvind mellom landene rundt Nordsjøen og EU-kommisjonen (inkludert Storbritannia og Norge). Norske myndigheter deltar her. North Sea Summit ble avholdt i februar 2026 i Hamburg.¹⁴ Fra møtet kom det blant annet en felles forpliktelse fra alle medlemsland i EU, inkludert UK, om å bygge 300 GW med havvind og 100 GW med grensekryssende infrastrukturprosjekter som hybrid.¹⁵ Det er nå klare forventninger om tydeligere politiske løfter for hvordan Europa skal koordinere utbygging og støtte for grensekryssende infrastrukturprosjekter for havvind. Norge forpliktet seg ikke til dette målet eller mål om deltagelse i samarbeidsprosjekter.¹⁶

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) er samarbeidsorganet for alle de nasjonale TSO-ene i Europa, unntatt UK, og er underlagt EU-kommisjonens regulering. Statnett er medlem. Organisasjonen koordinerer og planlegger det europeiske kraftsystemet på tvers av landegrenser. ENTSO-E er en overordnet koordinator for det europeiske kraftsystemet både på land og til havs, og er sentrale i arbeidet med havvind.

Offshore TSO Collaboration (OTC) er et samarbeid mellom TSOer rundt Nordsjøen med målsetning om å bidra til å realisere havvindpotensialet i Nordsjøen på en effektiv måte i henhold til NSECs ministererklæringer. Statnett deltar her. Det er totalt elleve TSOer som deltar i samarbeidet. Merk at National Grid er fullt medlem her. OTC fungerer i hovedsak som spesialiserte arbeidsgrupper som fokuserer på offshore nett og samspillet med produksjon.

Alle disse aktørene er knyttet sammen gjennom forskjellige former for samarbeid, og de er sentrale i etableringen av rammebetingelsene for havvind, inkludert hybride forbindelser i Nordsjøen.

3.2 Forutsetninger

For å kunne lage en modell/rammeverk med tidslinje har arbeidsgruppen gjort flere forutsetninger og antagelser. Vi har lagt til grunn at:

- Det er Statnett som skal bygge, eie og drifte en hybridforbindelse¹.
- At hybridprosjektet planlegges som et hybridprosjekt fra starten av.

¹⁴ <https://windeurope.org/news/north-sea-summit-investment-pact-to-mobilise-e1tn-in-offshore-wind-investments-for-europe/>

¹⁵ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/M-O/nordsee-gipfel-2026/joint-offshore-wind-investment-pact-for-the-north-seas.pdf>

¹⁶ Hamburg Declaration of Energy Ministers, 26. januar 2026, punkt 3. Målet om inntil 100 GW gjennom samarbeidsprosjekter er der avgrenset til deltakende EU-land og Storbritannia. https://www.regjeringen.no/contentassets/9c304ebd37884d19ad932685fac73aa8/1_hamburg-declaration-of-energy-ministers-8.pdf

- I henhold til Statnetts nyeste rapport: "Utvikling av nett til havs"², beskriver vi en hybrid, som ikke kobles sammen til et større havnett.
- Modell/tidslinje a) legger til grunn et nytt forvaltningsregime for havvind³. Her baserer vi oss på hovedtrekkene i forslaget til nytt forvaltningsregimet fra NVE, som innebærer at konsesjon til vindparken gis på tildelingstidspunktet. Det legger opp til at myndighetene gjør mer av de innledende undersøkelsene, som miljøundersøkelser, sjøbunns- og grunnundersøkelser som samlet innebærer at kunnskapsnivået ved tildeling/konsesjon er betydelig høyere enn ved dagens konsesjonssystem. I tillegg legges det opp til en prosjektspesifikk KU etter tildeling av område og konsesjon, men før detaljplanen blir godkjent.
- Modell b) legger til grunn gjeldende konsesjonsregelverk hvor konsesjon tildeles etter prosjektspesifikk KU. Det er også i dette regelverket mulig å gjennomføre flere av de samme undersøkelsene i en tidlig fase, men dagens konsesjonsregelverk legger opp til at det er utbyggers ansvar og risiko.
- Vi legger også til grunn at myndighetene sikrer at utformingen av konsesjonsprosessen som er en del av NVEs forslag til nytt forvaltningsregime tilfredsstiller anerkjente prinsipper i miljøforvaltningen, EUs Environmental Impact Assessment Directive (EIA), og naturmangfoldloven.
- Myndighetene må ha tilstrekkelig avklarende dialog og beslutninger med motpartland før "år 0" på tidslinjen
- Det er kun vindpark(er) på norsk side – modellen vil imidlertid i stor grad også være relevant for hybrider med vindparker på begge sider.

Andre forutsetninger beskrives nærmere i teksten under hvor vi går gjennom de ulike milepælene i modellen.

3.3 Forslag til konseptuell gjennomføringsmodell

Under vises forslag til konseptuell gjennomføringsmodell i a) ved bruk av forslaget til nytt konsesjonssystem fra NVE, og i b) etter dagens konsesjonssystem. Modellen viser en oversikt over tidslinjen til alle aktører som vil være involvert i et hybridprosjekt. Aktørene er listet vertikalt, mens tidslinjen er vist horisontalt. Tidslinjen er delt i to, en forberedende fase og en prosjektutviklings- og gjennomføringsfase. År null er definert på tidslinjen for når den politiske beslutningen om at hybrid skal igangsettes. På det tidspunktet må blant annet rammer for inntekts- og kostnadsdeling, markedsdesign mellom Norge og motpartsland være tilstrekkelig avklart. Dette diskuteres inngående i kapittel 4.1. De største milepælene er vist i øverste horisontale linje og er indikert med røde romber. Milepæler for de enkelte aktørene er vist på samme måte i de ulike aktørenes tidslinjer. Streker i figuren indikerer avhengigheter mellom aktiviteter blant aktørene. Den største og viktigste forskjellen mellom modellene a) og b) er at auksjonstidspunktet må skyves frem i tid ved bruk av dagens konsesjonssystem, fordi utvikler må foreta meldings- og konsesjonssøknadsprosess for

havvindanlegget. En annen betydelig endring er at myndighetene ikke vil stå for sjøbunns- og grunnundersøkelser.

Faser

Milepæler

Myndigheter

Myndigheter utland

Statnett

TSO utland

Utvikler

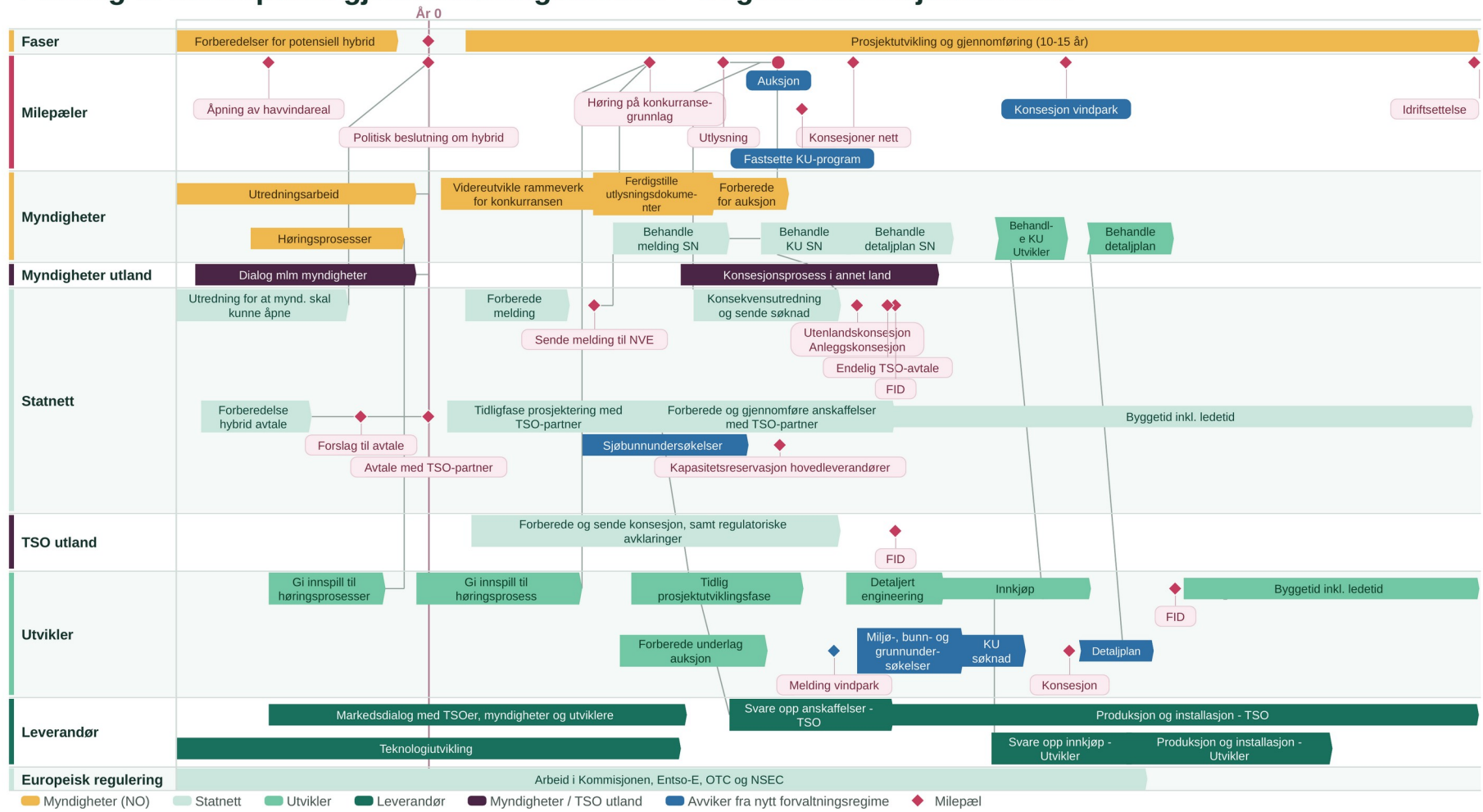
Leverandør

Europeisk regulering

Myndigheter (NO) Statnett Utvikler Leverandør Myndigheter / TSO utland Milepæl

b)

Forslag til konseptuell gjennomføringsmodell – Dagens konsesjonsmodell



3.4 Sentrale milepæler

ÅPNING AV HAVVINDAREAL

Med åpning av havvindareal mener vi at regjeringen åpner et egnet område for havvind i tråd med havenergilooven. NVE leverte en strategisk konsekvensutredning (SKU) for Sørvest F og Vestavind F sommeren 2024, og anbefalte åpning av et areal i Sørvest F med kapasitet 1500-2100 MW, som kan være egnet for hybrid.¹⁷ I juni 2025 leverte NVE SKUene for de resterende 18 havvindområdene.¹⁸ Regjeringen planlegger å legge frem en langsiktig plan for åpning/utlysning av havvindområder basert på blant annet SKUene i løpet av 2026.¹⁹ Her vil det være aktuelt å peke på en plan for videre åpning og utbygging av bunnfast havvind. Det er også naturlig å peke på hvilke av disse områdene som kan være egnet for hybride prosjekter. Dersom det er aktuelt med flere prosjektområder/havvindparker knyttet til et hybridprosjekt, må også flere spesifikke prosjektområder utpekes og åpnes etter havenergilooven. NVE peker i SKUene blant annet på behov for å se på samlede konsekvenser i Sørvest-områdene og mer kunnskap om trekkfugl før de anbefaler åpning av flere områder enn det utpekte prosjektområdet i Sørvest F, samt anbefaler en rekke tilleggsundersøkelser. Det understrekes også at det er svært viktig med en god dialog med fiskeri for en vellykket prosess.

Ved åpning av havvindareal bør det være avklart forslag til spesifikke areal/produksjonsområder og produksjonsvolum som er aktuelt å videreutvikle for et hybridprosjekt med et annet land. På dette tidspunktet bør også myndighetene legge frem en tidslinje for prosessen, legge frem et forslag til konkurranseform og varsle eventuelle endringer i forvaltningsregimet inkludert konsesjonsprosessen.

Arbeidsgruppen legger til grunn at Statnett får i oppdrag å oppdatere eller utvide hele eller deler av «nettutredningen Sørvest F» som kom i januar 2025, samt å gjennomføre relevante aktiviteter som beslutningsstøtte for myndighetene. Dette vil gi myndighetene et oppdatert beslutningsgrunnlag for å kunne åpne areal og etablere produksjonsvolumer. Det vil også gi departementet et viktig kunnskapsgrunnlag for å kunne fatte en konseptbeslutning og intensivere dialogen med andre myndigheter for å vurdere et eventuelt hybridprosjekt.

Arbeidsgruppen forutsetter også at myndighetene utpeker regulator til havs så snart som mulig og senest ved åpning.

POLITISK BESLUTNING OM HYBRID (ÅR 0)

Vi har definert år 0 i tidslinjen for tidspunktet når det fattes en politisk beslutning om å gå videre med et hybridprosjekt. I kapittel 4.2 redegjør vi mer for hva som må besluttes fra politisk hold, fra TSO- og utviklerperspektiv.

Ved en eventuell politisk beslutning om hybrid antar vi at det foreligger tilstrekkelige avklaringer og avtaler med motpartland på myndighetsnivå og et

¹⁷ <https://www.nve.no/energi/energisystem/havvind/>

¹⁸ Strategisk konsekvensutredning av vindkraft til havs - del 2

¹⁹ Strategisk konsekvensutredning av vindkraft til havs - del 2

utkast til avtale mellom Statnett og TSO utland i tråd med myndighetsavklaringene. Sentrale punkter i en slik avtale er kostnads- og inntektsfordeling, konsept og kapasiteter, og en eventuell kostnadsdeling av støttebeløpet til vindparken. Vi antar videre at det avklares hvordan prosessen for utenlandskonsesjon tilpasses utlysningsprosessen for å redusere usikkerhet. Vi antar også at myndighetene har fattet en konseptbeslutning for nettløsningen på dette tidspunktet som avklarer antall vindparker/prosjekter, totalt utbyggingsvolum og hybridens utnyttelsesgrad.

Gitt en politisk beslutning om en hybrid, og at nettanlegget tar lengre tid enn produksjonsanlegget, legger vi til grunn at dette innebærer klarsignal til Statnett om igangsetting av alle aspekter ved prosjektutviklingen sammen med TSO-partner. Statnett må på dette tidspunktet også ha avklart finansieringsspørsmål knyttet til nettanlegget.

PERIODEN MELLOM POLITISK BESLUTNING (ÅR 0) OG UTLYSNING

Fra det er tatt en eventuell politisk beslutning om å gå videre med et hybridkonsept vil myndighetene videreutvikle rammeverk for havvindauksjonen. Om departementet følger modell a) med nytt forslag til forvaltningsregime, må myndighetene i denne fasen starte opp forundersøkelser av sjøbunn og grunnforhold og samtidig gjennomføre grundige miljøundersøkelser i havvindarealet som er åpnet. Som et minimum må undersøkelsene kunne sikre et tilstrekkelig kunnskapsnivå for å kunne tildele konsesjon ved tildeling, danne det faglige grunnlaget for et prosjektspesifikt konsekvensutredningsprogram og danne grunnlag for detaljplanlegging av parken. Det vises til kapittel 4.5 for ytterligere detaljer om nødvendige undersøkelser gjennomført av myndighetene i tidlig fase. Myndighetene må også i perioden frem til utlysning ferdigstille alle dokumenter for konkurransen.

Statnett starter å forberede anleggskonsesjonsprosessen og sender melding med forslag til konsekvensutredningsprogram for nettanlegget. Parallelt starter de opp arbeidet med prosjektutvikling i samarbeid med TSO-partner. Dette arbeidet vil inkludere konsesjonsarbeid i begge land, prosjektering og forberedelser for anskaffelser. Behovet for, og muligheten til kapasitetsreservasjon hos nøkkelleverandører bør også avklares i denne perioden.

Statnett vil deretter jobbe med konsekvensutredningen og forberede anleggskonsesjonssøknader for nettanlegget. Statnett forbereder samtidig søknad om konsesjon for kraftutveksling. Dette er en kritisk fase for Statnett og den utenlandske TSOen. Når den politiske beslutningen om hybridprosjekt er tatt, må arbeidet med prosjektering og anskaffelser settes i gang snarest. Dette er fordi nettanlegget tar lengre tid enn produksjonsanlegget. Alle sentrale HVDC-leverandører opplyser om at de krever en form for kapasitetsreservasjon for å sette prosjektet i bestilling. Dette kan innebære at Statnett og utenlandsk TSO må fatte foreløpig investeringsbeslutning og gjennomføre offentlig innkjøpsprosess i forkant av en kapasitetsreservasjon. Endelig finansieringsløsning og nødvendige garantier for nettanlegget må derfor være klarlagt tidlig, helst ved det politiske beslutningstidspunktet.

I denne perioden vil utviklerne jobbe med tidlig prosjektutvikling, forberede prekvalifikasjon, leverandørene vil svare opp anskaffelser fra TSO og være i dialog med utvikler om løsninger.

UTLYSNING

Myndighetene ferdigstiller og sender ut utlysningsskildene. På dette tidspunktet må det vesentlige av økonomiske rammebetingelser være på plass, inkludert nettinformasjon. Statnett og utenlandsk TSO må trolig ha gjennomført en kapasitetsreservasjon og jobber med detaljprosjektering og anskaffelsesprosessen for nettanlegget. Det er vesentlig at det på utlysningstidspunktet er et tilstrekkelig konkurranseunderlag og at de økonomiske rammene er tydelig avklart slik at aktørenes tidsbehov for auksjonsforberedelser ivaretas. Avhengig av valgt tidspunkt for utlysning og modenheten på konkurranseunderlaget, kan det være behov for et oppdatert konkurranseunderlag mellom utlysning og auksjon.

PERIODEN MELLOM UTLYSNING OG AUKSJON

Myndighetene formaliserer de økonomiske rammebetingelsene, behandler konsesjonssøknader fra Statnett, gjennomfører prekvalifisering av havvindutviklerne og forbereder auksjon og tildeling.

Statnett og TSO-partner gjennomfører anskaffelsene og forbereder for investeringsbeslutning og byggestart for nettanlegget. I modell a) med nytt forvaltningsregime legger vi til grunn at TSOene fatter betinget investeringsbeslutning i forkant av auksjonen. I modell b) etter dagens konsesjonsregelverk vil auksjonen trolig måtte finne sted før TSOene fatter investeringsbeslutning.

Utviklere søker om prekvalifisering, gjør innledende prosjektering, gjennomfører kommersielle analyser og risikovurderinger for å få oversikt over prosjektets lønnsomhet slik at de blir klare for auksjon. I tillegg må prosjektkonseptet utvikles til en modenhetsgrad som er tilpasset valgt konsesjonsmodell/gjennomføringsmodell. På bakgrunn av utlysning og prosjektkonsept gis prosjektorganisasjonen et forhandlingsmandat i auksjonen.

Leverandørene vil i denne tidsperioden ha svart på anskaffelsene fra TSOene og forbereder byggestart. Leverandører er også i dialog og inngår foreløpige kontrakter med utviklere.

AUKSJON

Myndighetene arrangerer auksjon og utviklere som ønsker å delta byr i konkurranse mot hverandre. Vinneren av auksjonen gis i gjennomføringsmodell a) konsesjon ved tildeling og går videre med spesifikk konsekvensutredning, detaljplan, detaljprosjektering og anskaffelser. I gjennomføringsmodell b) vil vinneren av auksjonen gis eksplisitt rett til området og må sende inn forslag til konsekvensutredningsprogram før de gjennomfører nødvendige undersøkelser. Auksjonstidspunktet og modenheten av totalprosjektet vil være betydelig forskjellig i de to modellene.

Som det går frem av vårt forslag, så bør auksjonstidspunktet etableres som et resultat av forventet modenheten på de viktigste faktorene i havvindaktørenes kommersielle vurderinger. Samtidig bør auksjonen ikke komme så sent at det innebærer en forsinkelse for totalprosjektet.

Gitt at ledetidene i leverandørmarkedet ikke endrer seg vesentlig, så vil auksjonstidspunktet best kunne samordnes med TSOenes investeringsbeslutning i modell a). Det vil gi størst grad av presisjon i nettinformasjonen som legges til grunn i auksjonen samtidig som man opprettholder en optimal gjennomføringstid for totalprosjektet (nett + produksjon). Det vil også gi større sikkerhet før auksjonen for at nettløsningen faktisk realiseres. Etter modell b) vil usikkerhet rundt realiseringen av nettanlegget representere et risikoelement for utbyggerne inn i auksjonen. Samtidig vil TSOene kunne sitte med noe større risiko ved investeringsbeslutning i modell a). Risikoen som oppstår for TSOene, bør være tydelig regulert. Håndtering av risiko mellom partene blir drøftet videre i kapittel 4.9.

TILDELING

Vinner av auksjonen vil få tildelt enerett på området og en støtteavtale med staten. Etter modell a) vil en tildeling gi en rett til å bygge og drive (tilsvarende konsesjon) prosjektkonseptet beskrevet i utlysningssøknaden innenfor havvindområdet. Beskrivelse av prosjektkonsept må i dette tilfellet legges til som et krav i utlysningssøknaden. Etter modell b), med dagens konsesjonssystem, vil prosjektet oppfattes å ha høyere risiko for utviklerne knyttet til konsesjon på tildelingstidspunktet. Dersom dagens konsesjonssystem opprettholdes, vil allikevel konsesjonsprosessen kunne effektiviseres ved at man bygger et kunnskapsgrunnlag gjennom tidligundersøkelser tilsvarende det som legges til grunn i NVEs forslag til nytt forvaltningsregime.

Etter tildeling vil utviklerne måtte jobbe intensivt med spesifikke konsekvensutredninger og tillatelser etter valgt konsesjonssystem. De vil også detaljutforme parken før en endelig investeringsbeslutning fattes.

UTBYGGING

I denne fasen vil leverandørene produsere HVDC-anlegg, kabler, fundamenter og turbiner. TSOene installerer respektive landanlegg, kabler og HVDC plattform(er) til havs. Utviklerne installerer fundamenter, internkabler og turbiner, som spenningssettes med tilkobling til HVDC-plattformen offshore. Det vil være betydelig grad av koordinering mellom utviklere og TSOer i installasjonsfasen. Det er kritisk at nettilkoblingen er etablert før installasjon av turbiner.

IDRIFTSETTELSE

Idriftsettelse av nettanlegg og havvindparken(e).

4. Kritiske faser i gjennomføringsplanen

I dette kapitlet drøfter vi kritiske faser av gjennomføringsplanen og overgripende problemstillinger mer grundig.

4.1 Bilaterale avtaler

Det er krevende å komme til enighet om en bilateral avtale og en traktat med et annet land om hybridforbindelser. Partene må blant annet bli enige om et rammeverk der risiko fordeles mellom de ulike parter. Begge landene må også synliggjøre at det er klare fordeler ved å gjøre investeringene, og at kostnadene for skattebetalerne og transmisjonsnettskundene er akseptable. Med stor sannsynlighet vil de mest kritiske punktene handle om å bli enige om fordelingen av økonomiske inntekter og kostnader rundt nettløsning og eventuell betalingsvillighet for etablering av felles havvindprosjekt. Det er ikke gitt at denne fordelingen er 50/50 mellom landene. Forhandlinger mellom Tyskland og Danmark om Energiø Bornholm resulterte i 50/50 deling i kostnadene for infrastrukturen²⁰, mens Tyskland betaler 70 prosent av støttebeløpet for havvindproduksjon, og Danmark betaler 30 prosent.²¹ Et hybridprosjekt åpner også for finansiering via EU-ordninger, som nevnes i 4.6. Dette krever en felles virkelighetsforståelse av prosjektets virkninger for begge parter.

4.2 Hva må skje før år 0?

Arbeidet med et hybridprosjekt bør starte før det er klart om det er flertall for å godkjenne et hybridprosjekt på Stortinget. Årsaken er blant annet at politiske beslutningstagere trenger relevant informasjon for å kunne ta stilling til prosjektet.

I beskrivelsen av den mulige gjennomføringsmodellen har vi satt opp noen forutsetninger for hva som må besluttet politisk fra en utvikler og TSO-perspektiv. Vi har blant annet pekt på bilaterale avtaler med andre land og dialog med andre myndigheter, relevant utredningsarbeid og avtale med TSO-partner. Sentrale punkter i en slik avtale er kostnads- og inntektsfordeling, konsept og kapasiteter, og en eventuell kostnadsdeling av støttebeløpet til vindparken. Utfallet av disse avgjørelsene er helt avgjørende for hvor attraktivt et hybridprosjekt vil være for Norge, og det gir en avklaring på hvilken effekt et hybridprosjekt har på de ulike kundegruppene av nettet. Regjeringen og ED bør derfor begynne det strategiske arbeidet med en hybridforbindelse til et annet land før det er tatt en endelig beslutning. Statnett må også opprettholde dialogen med relevante TSOer for å

²⁰ [joint-project-bornholm-energy-island-for-the-generation-and-transmission-of-offshore-renewable-energy.pdf](#)

²¹ [Bornholm Energy Island is back on track after a Denmark-Germany deal - NordiskPost](#)

fortsette utviklingen av mer kostnadseffektive nettløsninger og forberede for aktuelle markeds- og systemløsninger.

4.3 Auksjonsmodell

Det har vært drøftet ulike auksjonsmodeller i arbeidet. Tabellen under viser en oversikt over ulike auksjonsmodeller tatt i bruk i Europa. Gruppen har vurdert både fordeler og ulemper, og tatt utgangspunkt i at modellen som omtales som en klassisk en-stegs modell for vår modell a), mens vår modell b) benytter det som i figuren henviser til norsk modell – SNII.

Auksjonsmodeller er tatt i bruk i Europa

To-stegsmodell Konkurranse om areal etterfulgt av auksjon		En-stegsmodell Auksjon der areal og støtte tildeles samtidig	
FORDELER	Klassisk to-stegsmodell	Klassisk en-stegsmodell Vår modell a)	Norsk modell – SNII Vår modell b)
	FORDELER • Støtte tildeles tett på investeringsbeslutning • Begrenset antall aktører som må involveres i utviklingsfasen • Utvikler har stor grad av påvirkning, reduserer risiko og kostnader • Velkjent modell	FORDELER • Støtte tildeles tett på investeringsbeslutning • Kun ett område tildeles • Myndighetene overtar tidligfaserisiko knyttet til konsekvensutredninger, grunnundersøkelser og miljøundersøkelser • Aktørene byr på en «ferdig pakke» der alt er klargjort • I tråd med forslag til nytt konsesjonssystem	FORDELER • Kun ett område tildeles • Utvikler har stor grad av påvirkning
ULEMPER	Innstegsmodellen	ULEMPER	ULEMPER
	ULEMPER • Mulig informasjonsasymmetri mellom utvalgt utvikler og øvrige utviklere • Begrensede insentiver for utvalgt utvikler til å delta i støtteauksjonen • Utvalgt utvikler kan miste prosjektet i støtteauksjonen	• Krever omfattende arbeid og økt risiko for myndighetene • Myndighetene må bygge opp omfattende «utviklerkompetanse» i tidligfase • Mange potensielle utviklere som myndighetene (og Statnett) må koordinere med • Utviklere har lavere grad av påvirkning	• Støtte tildeles lenge før investeringsbeslutning • Utvikler må by i auksjonen under stor usikkerhet. Færre bud og høye risikopåslag • Høy risiko for kansellering

4.4 Tidsplan – hvor raskt kan prosjektet gjennomføres?

I tidsplanen har vi indikert at fra år 0 vil det kunne ta ca. ti år til et hybridprosjekt er ferdigstilt. Tiden fra auksjon til ferdig anlegg på Sørliche Nordsjø II er beregnet å ta rundt åtte år (2023-2031).²² Et radielt prosjekt er betydelig mindre komplekst, og

²² <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/havvind-gar-ikke-videre-med-hybrid-na-vil-prioritere-flytende-havvind-med-radial/id3087159/>

prosjektet gjennomføres også av en aktør. I dette prosjektet var også modningen av prosjektet ved auksjon mindre klar enn for modellen vi skisserer for hybridprosjekt. Statnett kan starte modning og forberedelser av prosjektet i forkant av en politisk beslutning med en realopsjonstilnærming. Involvering med utenlandsk TSO, konsesjons- og reguleringsforhold på utenlandsk side og behovet for en større anskaffelsesprosess i offentlig regi trekker imidlertid mot en noe lengre prosess enn for et radielt prosjekt som styres av en utbygger. Gitt tilstrekkelig forberedelser og en effektiv gjennomføring kan en tidsramme ned mot 10 år være realistisk, men det er betydelig usikkerhet knyttet til denne antagelsen.

4.5 Fordeler med tidlig naturkartlegging, sjøbunns- og bunnundersøkelser

Tidlige undersøkelser kan i prinsippet gjennomføres uavhengig av valg av konsesjonsprosess/gjennomføringsmodell. I gjennomføringsmodell a) etter forslaget til nytt konsesjonssystem er det en forutsetning, mens det etter dagens konsesjonssystem er mer en åpen mulighet som prosessen i utgangspunktet legger opp til at utbyggerne selv leder.

I forslaget til nytt forvaltningssystem legger NVE opp til at myndighetene må ha tilstrekkelig kunnskap om bunn- og grunnforhold på utlysningstidspunktet for å kunne dele inn i hensiktsmessige prosjektområder. Det vurderes som hensiktsmessig at grunnundersøkelsene er av tilstrekkelig omfang og kvalitet til å gi aktørene grunnlag for å gjøre en reell vurdering av miljø- og byggerisiko, slik at risikopåslaget minimeres i auksjonen. Gjennomføring av naturundersøkelser i samme periode kan bidra positivt til prosjektet på samme måte med å redusere risiko for at området som velges har betydelige naturverdier som er uforenlig med utbygging.

En myndighetsstyrt prosess for innhenting av kunnskap tidlig i forløpet anses som hensiktsmessig og bedre for å redusere risiko og kostnader i prosjektet. Det er også helt nødvendig for å følge modell a) der Statnett sitt investeringstidspunkt samordnes med auksjonstidspunktet senere i prosessen. Samfunnsøkonomisk vil det være mer effektivt at en aktør styrer all datainnsamling, enn at mange aktører må gjøre samme undersøkelser. Denne fremgangsmåten vil fordre mindre bevilgninger over statsbudsjettet, som det vil være grunn til å tro vil redusere fremtidig støttebehov grunnet mindre risikopåslag hos aktørene. Myndighetsutførte undersøkelser er også i tråd med utlysningprosessen blant annet i Danmark.

Omfanget, detaljnivået og utformingen av natur- og grunnundersøkelsene bør besluttes i samråd med industrien og naturforskningsinstitusjoner. Dette bør være en del av høringen før åpning, slik at aktørene kan gi innspill til myndighetene i tidlig fase. Undersøkelsene bør også kunne samkjøres med behovet Statnett har for bunnundersøkelser i prosjektområdet. Undersøkelsene for havvindparken og nettanlegget bør gjennomføres av en aktør, og det kan fra ED sin side vurderes hvem som bør utpekes til å styre denne prosessen.

4.6 Konsesjoner

NVEs forslag til forvaltningsregime anerkjenner at nettanlegget tar lengre tid enn produksjonsanlegget og åpner for at konsesjon og detaljplan for nettanlegget kan besluttes før tilsvarende milepæler for produksjonsanlegget. Da kan konsesjonsbeslutningene for nettanlegget fattes før auksjon, og detaljplan for nettanlegget kan behandles så raskt som mulig og uavhengig av detaljplan for produksjonsanlegget. Dette arbeidet, inkludert tidslinje, må være koordinert med tilsvarende prosesser i motpartland. Denne tilnærmingen bør det også være mulig å implementere i dagens konsesjonsmodell, ettersom nettutvikler og havvindutvikler ikke vil være samme aktør, og at nettutvikler er utpekt tidlig i prosessen. For havvinnanlegget vil konsesjonsvedtak fattes ulikt etter modell a) og modell b). Med modell a) tildeles konsesjon fra ED ved tildeling til vinneren av auksjonen, mens det i modell b) gis konsesjon fra NVE etter mer normal konsesjonsprosess for alle energianlegg. Men også under modell b) vil det kunne være mulig å etablere en mer tilpasset konsesjonsprosess dersom det gjennomføres tidlige miljø- og bunnundersøkelser tilsvarende modell a).

4.7 Rammevilkår som kan påvirke støttebehovet

Lønnsomheten og attraktiviteten for utviklere påvirkes av mange faktorer. Behovet for statsstøtte vil avhenge av summen av rammevilkår. Vi vil her drøfte flere av de mest sentrale rammevilkårene for prosjektøkonomien.

KOSTNADER VED NETTILKNYTNING

Statnett er systemansvarlig for det norske kraftsystemet og har ansvaret for en samfunnsøkonomisk effektiv drift av transmisjonsnettet både på land og til havs. Regjeringen har derfor besluttet at Statnett skal bygge, eie og drifte eventuelle hybride nettløsninger. Investeringene som kreves for nett til havs er betydelige, særlig for HVDC-anlegg som hybride løsninger er avhengige av.

I temarapporten *“Utvikling av nett til havs”* beskriver Statnett at de jobber systematisk med å utvikle kostnadseffektive løsninger. Dette inkluderer innovasjonsarbeid og tett samarbeid med TSO-er i Nordsjøregionen for å redusere investerings- og driftskostnader. Dersom Statnett og deres TSO-partnere lykkes med å utvikle designløsninger og standarder som senker kostnadene for offshoreanlegg, vil det ha stor betydning for lønnsomheten i et hybridprosjekt. Det er derfor sentralt at Statnett arbeider videre med disse spørsmålene i dialog med relevante TSOer som en del av forberedelsene for en eventuell hybrid.

Samtidig har utviklerne signalisert at også de vil arbeide målrettet for å redusere kostnader. I *Joint Offshore Wind Investment Pact for the North Seas* skriver industrien at de har som mål å redusere kostnaden per produsert kilowatttime (LCOE) med 30 prosent innen 2040 sammenlignet med 2025-nivået.²³ De uttrykker også vilje til å investere 9,5 milliarder euro i å styrke kapasiteten i leverandørkjeden, og til å samarbeide med TSO-er om harmonisering av produksjonsstandarder.²⁴

OFFSHORE BIDDING ZONE - OFFSHORE BUDOMRÅDER

Inndeling i budområder er et viktig virkemiddel for å håndtere strukturelle flaskehalser både i transmisjonsnettet på land og for hybride nettløsninger til havs. For havvind med radiell tilknytning til land vil det ikke oppstå flaskehalser på overføringen. Havvindparken er dermed en del av det nærliggende budområdet på land og får samme pris som området på land. Med en hybrid tilknytning med offshore budområde til havs vil kraften flyte til området med høyest pris, mens havvindprosjektet vil motta prisen i budområdet med lavest pris.²⁵ Offshore budområder gir den mest effektive bruken av infrastrukturen, men det reduserer samtidig markedsinntektene til havvindprodusentene. Flaskehalsinntektene fra prisforskjellen mellom landene vil tilfalle netteier, i dette tilfellet Statnett og utenlandsk TSO. Markedsdesignet med offshore budområder gir derfor en ytterligere prisrisiko for investorer sammenlignet med radiale prosjekter. Det er ikke formelt avklart om et hybridprosjekt vil få et markedsdesign med offshore budområder, men det er klar anbefaling fra RME, Statnett og ENTSO-E.²⁶

FLASKEHALSINNTEKTER

I Nettutredningen Sørvest F gjør Statnett en vurdering av fordelingen av kostnader og inntekter som oppstår i et hybrid havvindprosjekt plassert på Sørvest F.²⁷ Figuren under, hentet fra Nettutredningen for Sørvest F, viser et moderat samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt for konseptet de omtaler som Storhandel, dvs. 1400 MW utveksling mot begge land og 1400 MW havvind.²⁸ Det fremkommer av de to første søylene, kostnad produksjonsanlegg og inntekter havvindaktør, at havvindanlegget går omtrent i null om nettinvesteringen holdes utenfor. Samtidig viser beregningene at de netto økte flaskehalsinntektene for Norge ikke dekker nettinvesteringene for Statnett (oransje søyler) i dette prosjektet. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ligger i lavere priser for forbrukere på land. Dette kan variere fra prosjekt til prosjekt, men i dette tilfellet viser Statnetts analyse

²³ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/M-O/nordsee-gipfel-2026/joint-offshore-wind-investment-pact-for-the-north-seas.pdf>

²⁴ <https://windeurope.org/news/north-sea-summit-investment-pact-to-mobilise-e1tn-in-offshore-wind-investments-for-europe/>

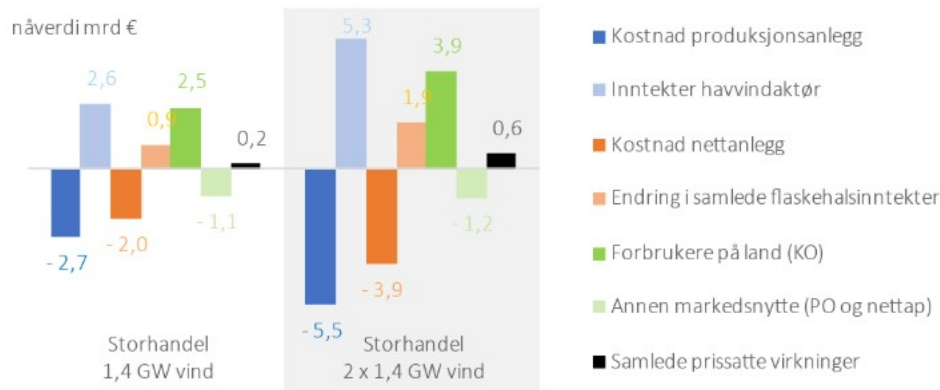
²⁵ https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2023/rme_rapport2023_01.pdf

²⁶ https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2023/rme_rapport2023_01.pdf

²⁷ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/nett-til-havs/nettutredning-sorvest-f.pdf>

²⁸ <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/nett-til-havs/nettutredning-sorvest-f.pdf>

fra Sørvest F, gitt forutsetningene som ligger til grunn, at fordeling av flaskehalsinntekter alene ikke er tilstrekkelig for å dekke nettkostnadene til Statnett fra Sørvest F.



Figur 132: Detaljert norsk prissatt lønnsomhet i Basis for 1,4 GW og 2,8 GW havvind tilknyttet med Storhandel.

ANLEGGSBIDRAG

RME har i 2023, på oppdrag fra departementet, vurdert hvordan tariffing og eventuelle anleggsbidrag skal ilegges for hybrider.²⁹ I transmisjonsnett på land er det en praksis at forbrukere eller produsenter som utløser nettinvesteringer i masket nett betaler 50 prosent anleggsbidrag³⁰. Sistnevnte regelverk er også under revisjon, og RME anbefaler i oversendelse til ED november i år innføring av et tilknytningsbidrag per MW. Det blir derfor et sentralt punkt å avklare regelverket for anleggsbidrag og tariffing for hybrider, før en eventuell politisk beslutning.

Et hybridanlegg bygges med to formål, både for havvindanlegget og kraftutveksling. Dette skiller seg derfor klart fra vanlige investeringer i transmisjonsnett, og vil kreve ny regulatorisk avklaring om hvordan et eventuelt anleggsbidrag skal fattes. Samtidig har Statnett mandat til å planlegge og bygge mellomlandsforbindelser som er samfunnsøkonomisk lønnsomme, uavhengige av den bedriftsøkonomiske lønnsomheten for Statnett. RME har utredet ulike modeller for hybrider i rapporten: Regulering av nett til havs⁵. Et høyt anleggsbidrag har en påvirkning på den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til havvindaktørene, og vil øke et eventuelt støttebehov. Gitt at havvindaktørene får et lavere anleggsbidrag vil det få konsekvenser ved at de andre transmisjonsnettskundene må betale mer over nettleien, eventuelt at dette finansieres særskilt over statsbudsjettet. I forbindelse med utbyggingen av Energiø Bornholm har Danmark bestemt at staten går inn og betaler havvindutvikler sin andel av anleggsbidraget.³¹ Gitt at prosjektet blir realisert vil Danmark skille investeringer i infrastruktur fra det samlede støttebeløpet for å redusere risiko og gjøre eventuelle bud fra aktørene mer attraktive. Det er ulik praksis knyttet til dette i de andre europeiske landene. I

²⁹ https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2023/rme_rapport2023_01.pdf

³⁰ https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2023/rme_rapport2023_01.pdf

³¹ energy-islands.transfer-of-costs-through-grid-charges.pdf

Tyskland har man for eksempel utlysninger uten anleggsbidrag for havvindutvikler³², men at de betaler en skatt/avgift på overskuddet som går til å redusere nettkostnadene.³³ Nettutredningen for Sørvest F peker på et underskudd isolert for nettanlegget, og behov for omfordeling til nettanlegget for bedriftsøkonomisk lønnsomhet⁶. Utredningen viser også muligheten av å finansiere nettanlegget over tariffen (uten anleggsbidrag), ved at en forventet økning i transmisjonsnettтарiffen, utlignes av en lavere strømpris i samme periode. Utformingen av anleggsbidrag/tilknytningsbidrag er et vesentlig rammevilkår ED må søke å avklare før en politisk beslutning.

TRANSMISSION ACCESS GUARANTEE (TAG)

EU vurderer å innføre ulike ordninger som kan gi havvindaktørene kompensasjon fra systemansvarlig (TSO) når det oppstår flaskehalser i nettet som gjør at produsenten ikke får eksportert kraften.³⁴ Forslaget er ment for å redusere volumrisikoen til investorer og havvindparken, og det gir TSOer et incentiv til å bygge ut nett der det oppstår mange flaskehalser. Utfordringene med forslaget er hvordan man definerer referanseprisen som skal være grunnlaget for kompensasjonen, om det vil fungere sammen med CfD-kontrakter, og hvordan det skal finansieres. Det er foreløpig uklart når og hvordan ordningen vil se ut i praksis, og når det eventuelt vil gjelde for Norge.

STØTTE TIL INFRASTRUKTURPROSJEKTER SOM HAR GRENSEKRYSENDE BETYDNING

Tilskuddsprogrammet Connecting Europe Facility (CEF) Energy, administrert gjennom byrået CINEA, er EUs hovedverktøy for å forbedre og utvide infrastruktur på tvers av landegrenser. I september fikk Bornholm Energy Island, et hybrid offshore prosjekt mellom Tyskland og Danmark, et tilskudd på 645,2 millioner euro av CEF⁷.³⁵ Støtteordninger gjennom EU til infrastrukturprosjekter på tvers av landegrenser vil kunne redusere utbyggingskostnader og investeringskostnader (CAPEX) til hybridprosjekter. Utfordringen er varigheten til slike programmer ettersom infrastrukturprosjekter har lang ledetid. For Norges del kan det også oppstå utfordringer ettersom finansieringsordningen er knyttet til grensekryssende prosjekter mellom EU-land.

Under North Sea Summit, som ble arrangert i Hamburg i 2026, ble det presentert en investeringspakt eller avtale mellom myndighetene, TSOene og industrien.³⁶ I avtalen ser man på utfordringer som må løses for å bygge mer havvind slik at man når målsettingen om 300 GW i 2050 og 100 GW gjennom samarbeidsprosjekter på

³² German association backs offshore wind exemption from dynamic grid fees | Offshore Wind News | Renewables Now

³³ Offshore grid levy - Renewables and levies - Energy Market - TransnetBW

³⁴ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/M-O/nordsee-gipfel-2026/joint-offshore-wind-investment-pact-for-the-north-seas.pdf>

³⁵ https://energy.ec.europa.eu/news/commission-facilitates-landmark-grant-agreement-more-eu645-million-bornholm-energy-island-2025-09-04_en

³⁶ <https://windeurope.org/news/north-sea-summit-investment-pact-to-mobilise-e1tn-in-offshore-wind-investments-for-europe/>

tvers av landegrenser. I avtalen forplikter myndighetene seg til å etablere Offshore Financing Framework (OFF) som bygger på eksisterende EU-rammeverk/ordning om prosjekter med felles/mutual interesse.³⁷ Myndighetene vil også utrede markedsmodeller for hybride offshore-prosjekter, videreutvikle nasjonale reguleringer som gir større investeringssikkerhet og arbeide for et robust investeringsrammeverk gjennom bruk av tosidig CfD, PPA-er, på tvers av landegrenser. I tillegg vil TSO-ene følge opp arbeidet knyttet til prinsipper om kostnadsdeling (cost-sharing) for grensekryssende infrastrukturprosjekter.

4.8 Auksjonstidspunkt

Auksjonstidspunkt er et svært kritisk punkt på tidslinjen. Når i tidsforløpet auksjonstidspunktet settes har mye å si for risikofordeling mellom myndigheter, utviklere og TSO. Dagens konsesjonssystem legger opp til at auksjonen foregår tidlig på tidslinjen, men til forskjell fra et hybridprosjekt styrer utvikleren hele prosjektet og tidsforløpet i et radielt tilknyttet havvindprosjekt. I et hybridprosjekt sitter både utvikler og TSO med risiko for at den ene av partene ikke er på tid eller stopper opp. Økt risiko koster for alle parter og gir lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet og økt behov for støtte/omfordeling både til nettanlegg og havvindpark. Det er derfor vesentlig at auksjonstidspunktet settes slik at det er mulig å redusere den totale risikoen i prosjektet mest mulig. Siden nettanlegget tar lengre tid enn vindparken, er det vanskelig å komme unna at investeringstidspunktet for nettanlegget må komme før endelig investeringstidspunkt for havvindutviklerne. Med dette vil det oppstå risiko for TSOene frem til havvindutvikler har tatt endelig investeringsbeslutning. Mer om disse risikoene og hvordan de bør håndteres, omtales i punkt 4.9.

Det nye forslaget til forvaltningsregime legger opp til en prosess hvor auksjonstidspunktet for hybridprosjekter kan skyves ut i tid. Vårt forslag er i tråd med det. Auksjonstidspunktet settes til etter at investeringsbeslutning for nettanlegget er fattet. Det forutsetter at TSOene gjøres i stand til å ta en slik risiko. Dette er i tråd med de fleste prosjektene i Europa hvor TSO leverer nettanlegg. Dette vil minimere risikoen for utviklerne, som igjen vil føre til mindre behov for risikoavlastning og garantier. Samtidig krever dette at alle bunn-, grunn-, og miljø/natur-undersøkelser har høy nok kvalitet slik at utviklerne kan by på en ferdig pakke.

4.9 Risikofordeling og risikohåndtering

Hovedaktørene i et hybridprosjekt er norske myndigheter, myndigheter utland, havvindutbygger(e), Statnett, utenlandsk TSO og leverandørene. Det er en stor grad

³⁷ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/M-O/nordsee-gipfel-2026/joint-offshore-wind-investment-pact-for-the-north-seas.pdf>

av gjensidig avhengighet mellom disse aktørene. Det betyr at det ligger betydelig risiko i grensesnittene mellom aktørene.

Det er mange ulike utfordringer eller scenarier som kan oppstå i et hybridprosjekt, blant annet om det ikke kommer bud i auksjonen. Relevante scenarier bør drøftes og avklares i forkant av prosjektstart, både som en del av forhandlingene mellom ED og utenlandske myndigheter, og mellom myndigheter, Statnett og utviklere. De ulike partene vil stå overfor ulik risiko i ulike faser av gjennomføringen. Vi mener derfor det er behov for en løsning der det etableres tilpassede mekanismer for å regulere denne risikoen for eksempel gjennom en avtale om en felles gjennomføringsforpliktelse. Dette er en avtale mellom ED, nettutbygger (TSO) og havvindutvikler, som regulerer risikoen i prosjektet gjennom blant annet konvensjonalbøter, regulering, garantier og tilpassing av CfD-kontrakten.

Myndighetene må i en slik avtale også bidra med tilstrekkelig risikoavlastning for scenarier der aktørene selv ikke kontrollerer risikoene gitt premissene for utbyggingen. Det er vesentlig at disse mekanismene er klarlagt før auksjonstidspunktet.

Alternativt vil trolig aktørene kreve risikoavlastning hos hverandre. TSOene vil for eksempel trolig måtte stille krav til at havvindaktøren tar ansvar for TSOenes termineringseksposering for en eventuell situasjon der havvindutbygger velger å ikke realisere prosjektet. Tilsvarende vil havvindaktørene trolig søke risikoavlastning hos TSOene for et eventuelt scenario der en eller begge TSOer terminerer prosjektet under realisering.

5. Videre anbefalinger

Dette notatet har presentert en mulig gjennomføringsmodell for et hybridprosjekt. På bakgrunn av gjennomgangen i dette notatet foreslår Arbeidsgruppe 3 at myndighetene prioriterer følgende aktiviteter for å danne et beslutningsgrunnlag, og modne frem et eventuelt hybridprosjekt.

- Opprettholde dialog med andre lands myndigheter knyttet til utviklingen av havvindprosjekter i Nordsjøen
- Sikre at Statnett opprettholder dialog og samarbeid med relevante TSOer om kostnadseffektive nettløsninger og aktuelle markeds- og systemløsninger.
- Utrede hvordan risikoen mellom TSOer, utviklere og myndigheter best håndteres på en effektiv måte for å sikre et robust prosjekt.
- Følge opp NVEs anbefalinger om nødvendig miljøkunnskap og samlede konsekvenser for Sørvest-områdene, for å kunne åpne tilstrekkelig med areal for et hybridprosjekt.
- Sørge for at bunn- og grunnundersøkelser og detaljert myndighetsstyrt naturkartlegging gjennomføres tidlig i prosessen for å redusere risiko og legge til rette for at havvindprosjektet kan nå målet om naturnøytralitet.
- Gå i dialog med utviklere, leverandører, forskningsinstitusjoner og TSOer om valg av fremtidig konsesjonssystem og auksjonsmodell, og hvordan sjøbunn-, grunn-, og miljøundersøkelser bør gjennomføres på en effektiv måte for alle parter og ivaretagelse av natur.
- Opprettholde dialog med fiskeri og miljøinteresser med tanke på å åpne areal på Sørvestfeltene
- Utpeke RME og Statnett som henholdsvis regulator og systemansvarlig til havs.