

Fagrappport om havvind i Sørlige Nordsjø II

Fakta og analyse av økonomiske og markedsmessige forhold



Forord

Utbygging av store volumer havvind blir en sentral del av energiomstillingen både i Norge og Europa. Samtidig øker forbruket mye, og med så store parallelle endringer er gode analyser, planlegging og koordinering viktig. I denne rapporten bidrar vi med kunnskap og analyser som belyser viktige elementer i utviklingen av norsk havvind i Sørilige Nordsjø. Vi legger til grunn regjeringens vedtak om å bygge ut første trinn med radial til Norge, og ser på ulike økonomiske og markedsmessige forhold ved en videre utbygging utover dette. Hensikten er å bidra til gode og helhetlige løsninger for den samlede utviklingen av havvind og det totale kraftsystemet inkludert på land i Norge. Arbeidet vil være en del av Statnetts bidrag til utredningsoppdraget regjeringen har gitt NVE for videre utvikling av havvind i Sørilige Nordsjø II etter første trinn.

I denne rapporten presenterer vi analyser der vi sammenligner radiell tilkobling av havvind i Sørilige Nordsjø II med flere varianter av hybrid tilkobling. Vi viser hvordan havvind og hybrid tilkobling påvirker prisene i Norge parallelt med økt industriforbruk. For å gi et perspektiv på mulig bedriftsøkonomisk lønnsomhet skisserer vi hvordan ulike tilkoblinger og markedsscenarioer påvirker oppnådd salgpris, og holder dette opp mot anslag på framtidig langsiktig grensekostnad (LCOE). Analysen kvantifiserer og drøfter også den samfunnsøkonomiske nytten som oppstår i markedet gjennom kraftutvekslingen ved en hybrid. Denne holder vi opp mot grove kostnadsoverslag for hybridanlegget. For å gi kontekst og et bilde av de europeiske rammebetingelsene oppsummerer vi også relevante posisjonspapirer knyttet til utformingen av marked, nett og system til havs. I tillegg beskriver vi de europeiske planprosessene.

Dette er en første rapport som belyser noen deltemaer knyttet til utviklingen av Sørilige Nordsjø. Det vil være behov for mer kunnskap og analyse før eventuelle investeringsbeslutninger, og dette kan endre på noe av det vi presenterer i denne rapporten. Videre presiserer vi at vi verken beregner eller drøfter samlet samfunnsøkonomisk kost-nytte for å bygge ut havvind i Norge. Rapportens utgangspunkt er av havvinden skal bygges, og analysene beskriver virkninger av ulike nettløsninger.

En viktig påminnelse: Dagens ekstreme kraftsituasjon med svært høye kraftpriser vinteren 2021/22 og usikkerhet om energikostnader de nærmeste årene knyttet til krig og ustabilitet i gassforsyninger til Europa, er lite relevant for å forstå hvordan havvind vil fungere i kraftmarkedet rundt år 2030 og senere. Vi forventer og legger til grunn at situasjonen da er normalisert med et vesentlig lavere prisnivå enn i dag, slik dette beskrives i vår langsiktige markedsanalyse.

Rapporten er skrevet av Julie Larsen Gunnerød, Idar Gimmestad, Anders Kringstad, Rolf Korneliussen, Eirik Bøhnsdalen, Jan Bråten og Gerard Doorman – med bidrag fra flere andre i Statnett.

Oslo, mars 2022

Håkon Borgen, konserndirektør Utvikling Hav

Gunnar G. Løvås, konserndirektør Kraftsystem og Marked

Sammendrag

Omstillingen til nullutslipp krever store mengder fornybar kraftproduksjon. Vår kortsiktige markedsanalyse viser at det norske kraftoverskuddet gradvis forsvinner de nærmeste fem år, grunnet økt industrielt kraftforbruk og elektrifisering. For å møte det store behovet for kraft vil havvind være sentralt, både i Norge og i Europa. Norske myndigheter har derfor åpnet for havvind i områdene Utsira Nord og i Sørliche Nordsjø II, og regjeringen har avklart at første trinn av Sørliche Nordsjø II skal bygges med radiell tilkobling til Norge.

I denne fagrappporten ser vi på videre utvikling av Sørliche Nordsjø II etter at første trinn med havvind er knyttet til med radial. Konklusjonene kan oppsummeres i følgende punkter:

- Havvind, industriforbruk og nett på land må utvikles helhetlig.
- Samlet norsk priseffekt av mer havvind og økt forbruk er lav når Norge er i energibalanse.
- Norsk havvind kan bli lønnsomt for utbygger basert på kraftsalg. Betaling for nett kan avgjøre.
- Hybrid gir bedre ressursutnyttelse og samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling.
- Utvikling av et masket nett i Nordsjøen vil kreve teknologiutvikling.

Våre analyser viser at overgangen til et kraftsystem dominert av vind- og solkraft i hele Europa, betyr klart mest for de norske kraftprisene til 2030-40. Dette demper kraftprisene og priseffekten av nytt forbruk og ny produksjon.

Stort behov for mer fornybar produksjon i Norge og Europa – havvind er sentralt

Norge har behov for vesentlig mer kraftproduksjon til elektrifisering og ny grønn industri. Energisparing vil trolig gi et betydelig bidrag, men er langt fra tilstrekkelig. I hele landet er det planer om mye ny industri og økt kraftforbruk. Mye av veksten forutsetter at det kommer ny kraftproduksjon. Havvind peker seg ut som en sentral bidragsyter, både fordi vekstpotensialet for sol- og vannkraft er begrenset, og fordi prosessene for utvikling av vindkraft på land har stoppet opp. Statnett forventer derfor at havvind på sikt vil bygges ut langs kysten av hele Norge for å dekke økt forbruk.

Det er bred enighet om at EU og Storbritannia må bygge ut flere tusen TWh fornybar kraftproduksjon for å nå målene om nullutslipp til 2050. Dette gjelder selv om man lykkes med storstilt energisparing og bygger ut mer kjernekraft enn tidligere planlagt. Havvind vil også være en sentral del av løsningen siden havvind blir stadig mer konkurransedyktig, og man trenger veldig store volumer ny produksjon raskt.

Radialer og hybrider kan bygges i dag – havnett krever teknologiutvikling

Sørliche Nordsjø II er egnet for bunnfaste installasjoner. Avstanden til land er ca. 200 km og det er derfor nødvendig å bruke likestrømskabler (DC) for tilknytning til land. Dette krever et omformeranlegg til havs som omgjør vekselstrøm (AC) til likestrøm (DC). På land må det være et tilsvarende anlegg for å kunne mate kraften inn på hovednettet. Dette gir høyere kostnader enn for kystnær havvind, som på Utsira Nord, der man kan bruke vekselstrømskabler og unngår omformeranlegg.

Plasseringen av Sørliche Nordsjø II gjør det mulig med en hybrid tilkobling til både Norge og ett eller flere andre land. Dette gir både tilknytning av havvinden og mulighet for lønnsom kraftutveksling når det ikke blåser for fullt. En hybrid kan bygges på flere måter. Samtidig legger ulike faktorer ved dagens teknologi, og samspillet med systemet på land, føringer for hva som i første omgang vil være teknisk rasjonelt å bygge. Den viktigste forskjellen fra en radial er at en hybrid trolig vil bygges med høyere spenningsnivå for å legge til rette for kraftutveksling og ikke bare ilandføring av kraft. Med dagens teknologi innebærer dette trolig et spenningsnivå på 525 kV, mens en radial kan bygges med 320 kV.

En hybrid tilkobling av havvind kan gjøres på flere måter. En mulighet er å ha 1400 MW¹ til Norge og 1400 MW til et annet land. Dette gir mulighet til å knytte til vindkraften det er åpnet for i trinn to (1500 MW). Løsningen gir også mulighet for å knytte til opp mot 2800 MW vindkraft før kapasiteten til land blir fullt utnyttet. Da må man imidlertid med dagens teknologi ha to omformeranlegg til havs. En annen løsning er å ha to kabler hver på 1400 MW til Norge og to til utlandet. Dette gir en samlet overføringskapasitet til land på 5600 MW, og dermed plass til vesentlig mer enn 2800 MW havvind. I praksis vil dette trolig innebære at det etableres to separate hybridforbindelser. En sammenkobling offshore vil kreve teknologiske løsninger som ikke er tilgjengelig i dag, bl.a. DC-brytere.

Det er teknisk mulig å utvide en radial til en hybrid. Dette forutsetter at radialen som bygges i første trinn er teknisk klargjort for hybrid. Dette gir fleksibilitet i den videre utviklingen, men også betydelig økte kostnader. Ved en stegvis utbygging er interoperabilitet i omformeranleggene viktig. Dette innebærer at de to anleggene i radialen er klargjort for samdrift med et tredje anlegg etter utvidelse.

Utbyggingsmålene til EU og Storbritannia for havvind i Nordsjøen er så store at det over tid kan bli rasjonelt å utvikle et masket DC-nett. Dette vil skje stegvis og krever fleksible og fremtidsrettede nettløsninger som kan kobles sammen på sikt. Teknologit utvikling som gjør dette mulig, er et stort satsningsområde.

Tilknyttet havvind flyter i hovedsak til Norge – en hybrid øker ikke nettoeksporten i seg selv

Det er en sterk samvariasjon mellom produksjonen i Sørlige Nordsjø II og vindkraftproduksjonen ellers i det nordvestlige Europa. Ved høy produksjon fra havvinden er det som regel lavest pris i våre naboland og dermed flyt til Norge fra Sørlige Nordsjø II, og samtidig import på de øvrige forbindelsene inn til Sør-Norge. Produksjonen vil dermed i stor grad gå til Norge også med hybrid.

Norges nettoeksport er over tid lik differansen mellom produksjon og forbruk i Norge, og blir i hovedsak ikke direkte påvirket av mer kapasitet til våre naboland via en hybrid. En hybrid gir større flyt ut og inn av Norge over sesonger og kortere perioder, og en omfordeling av utvekslingen fra øvrige forbindelser. Dette gir en bedre utnyttelse av produksjonsressursene i det europeiske kraftsystemet.

Moderat endring i kraftprisene i Norge ved balansert vekst av havvind og industriforbruk

Det er relevant å se prisvirkningen av havvind i lys av en parallell forbruksvekst. Forutsatt en fremtidig normalårsbalanse² rundt null, gir våre beregninger følgende hovedfunn:

- Havvind på radial og tilsvarende økt forbruk gir tilnærmet uendret snittpris i Sør-Norge
- Havvind på hybrid uten økt forbruk gir en svak nedgang i den sørnorske snittprisen
- Havvind på hybrid og tilsvarende økt forbruk øker prisen noe i 2030 og lite i 2040
- En hybrid tilkobling gir noe mer kortsiktig prisvolatilitet i Norge

Havvind har ingen drivstoffkostnader og kan ikke lagres uten store investeringer i batterier og hydrogenproduksjon. Derfor reduserer havvind kraftprisene, selv om utbyggingskostnadene er relativt høye. I Norge vil mer havvind uten andre endringer presse ned kraftprisene ved at vi får økt kraftoverskudd. Da må vannkraftprodusentene sette ned prisen på vannet lagret i magasinene slik at man får eksport i flere timer og dermed kan eksportere det økte overskuddet. Vi forventer imidlertid at økt forbruk utligner prisnedgangen gitt av havvind. Det skyldes at Norge er et attraktivt land for industrietableringer, godt hjulpet av at vi har lavere gjennomsnittlige kraftpriser enn i mange andre land i Europa. Hvis målet er å oppnå varig lavere priser av å bygge havvind forutsetter dette at man bygger ut mer vindkraft enn forbruksveksten slik at kraftoverskuddet og nettoeksporten øker.

¹ Kraftsystemet kan håndtere et effektbortfall (feil) på opptil 1400 MW. Dette gir i dag en øvre grense for kapasiteten på hver kabel til land.

² Med normalårsbalanse mener vi balansen mellom samlet kraftproduksjon og forbruk i et år med normalt vær.

Samtidig understreker vi at prisendringene på norsk side er sensitive for utviklingen i den norske energibalansen og det europeiske prisbildet. Med underskudd i Norge vil eksempelvis havvind i større grad redusere norske priser både med hybrid og radial. Videre vil den kortsiktige priseffekten i alle scenarier variere mye med været.

Norsk havvind kan bli lønnsomt for utbygger basert på kraftsalg hvis tilknytningskostnaden er lav

Bedriftsøkonomisk lønnsomhet for utbyggeren av havvind er en forutsetning for at det blir utbygging. I hvilken grad dette innebærer støtte eller kan baseres på kraftsalg alene, er avhengig av flere faktorer både på kostnads- og inntektssiden.

Lavere utbyggingskostnader og høyere CO₂-pris, gjør at det i dag er lønnsomt å bygge kystnær bunnfast havvind uten subsidier i flere av landene rundt Nordsjøen. Lavere kostnader bidrar til å øke lønnsomheten ytterligere i årene som kommer. Og selv om en stadig større markedsandel etter hvert gir lavere kraftpriser i timer med mye vind, forventer vi at det kommer inn mye batterier, smart elbillading og produksjon av grønt hydrogen i hele det europeiske kraftmarkedet. Dette vil trolig bidra til å opprettholde lønnsomheten av havvind i hele nordsjøområdet.

Mye regulerbar vannkraft i Sør-Norge og relativt lav andel vindkraft, gir få timer med priser ned mot null drevet av høy vindkraftproduksjon. Dette gjør at den gjennomsnittlige salgsprisen for havvind i Sør-Norge blir på nivå med prisen hos våre handelspartnere, selv om Norge i gjennomsnitt over året har lavere kraftpris. Med optimistiske anslag på kostnadene ved utbyggingen av selve vindparken, kan derfor en utbygging i Sørlige Nordsjø II på radial til Norge være lønnsomt basert på kraftsalg alene. Tar vi med tilknytningskostnaden, er det mindre sannsynlig at en utbygging kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomt uten støtte i tillegg til inntektene fra kraftsalg.

En hybrid demper markedsusikkerheten for utbygger og gir sikkerhet for avsetning av kraften selv om det er feil på en av landforbindelsene. Så kan tilkobling til ett annet land i tillegg til Norge gi en noe lavere gjennomsnittlig salgspris for havvinden enn ved radial til Norge, når Sørlige Nordsjø II er et eget prisområde. Med en hybrid vil imidlertid ledningene til land også brukes til samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling. Dette gir grunnlag for å la utbyggeren av vindkraft betale en mindre andel av tilknytningskostnaden. Gjennom en auksjon kan dette utligne forskjeller i inntekt, og gi tilstrekkelig lønnsomhet for en utbygger av havvind uten annen støtte.

En del aktører har foreslått at utbyggeren av vindkraften skal bygge ut og eie hele hybridene. Dette vil gi utbyggerne en flaskehalsinntekt fra kraftutvekslingen. Siden en hybrid reduserer øvrige flaskehalsinntekter, gir dette en implisitt subsidiering fra nettkunder til utbyggerne.

Hybrid tilkobling i Sørlige Nordsjø II gir lønnsom kraftutveksling

Til tross for gode vindforhold vil omtrent 50 % av overføringskapasiteten i en hybrid over tid være ledig og kunne utnyttes til kraftutveksling mellom Norge og utlandet. Våre beregninger viser at dette gir en høy samfunnsøkonomisk markedsnytte, i hovedsak drevet av to mekanismer:

- Større kortsiktig prisvariasjon hos våre handelspartnere enn i Norge. Dette gjør til at vi kan importere til lavere priser og eksportere til høyere priser
- Mye uregulert produksjon også i Norge, gir stort norsk eksportbehov om sommeren, særlig i år med mye tilsig. Økt handelskapasitet gir mindre flomtap og økt verdi av norsk produksjon

Det er flere usikre faktorer og et betydelig utfallsrom for den samfunnsøkonomiske markedsnyten fra kraftutvekslingen ved en hybrid. Samtidig er det liten tvil om at overgangen til mer sol- og vindkraft i kombinasjon med norsk vannkraft, gir en robust nytte av økt handelskapasitet. Og med mye regulerbar vannkraft får Norge en stor andel av denne nytten. Basert på grove kostnadsanslag kan et hybrid

tilknytningsanlegg derfor være samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge kun basert på markedsnytt fra kraftutvekslingen. Dette forutsetter at vi deler kostnadene for nettanlegg og plattform med en partner i landet vi knytter oss til. Betaling for tilknytning fra utbyggeren av havvind kommer da i tillegg.

Med våre forutsetninger gir en hybrid lav prisvirkning på norsk side og dermed lite omfordeling fra konsumenter til produsenter. Andre forutsetninger vil imidlertid kunne gi større omfordeling. Og hvis hybridanlegget i tillegg finansieres over tariffen forsterkes dette. For at norske forbrukere reelt sett skal komme bedre ut må dermed myndighetene aktivt tilbakeføre overskuddet til forbrukerne.

Havvind og økt industriforbruk gir behov for nettinvesteringer – helhetlig planlegging er viktig

Tilknytning av havvind til Norge, sammen med økt industriforbruk, vil øke det innenlandske nettbehovet og utløse investeringer både i selve tilknytningspunktene og i én eller flere ledninger på land. I Statnetts Nettutviklingsplan 2021 og analyserapporten "Analyse av transportkanaler 2021-40" oppsummerte vi funn fra de innledende analysene av både vesentlig økt industriforbruk på Sør- og Østlandet, og opp mot full utbygging av havvind både i Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Analysene viser særlig økt flyt mellom Sørlandet og Telemark og Østlandet – forutsatt at havvinden kobles til Sørlandet. I Nettutviklingsplanen indikerer vi at dette kan gi behov for en ny ledning mellom Sørlandet og Telemark. Dette gjelder både ved tilknytning av havvind på radial og hybrid. I tillegg vil det være viktig å oppgradere eksisterende 300 kV-nett videre mot Østlandet og nord-sør på Vestlandet.

Vi utreder nå videre behov og konkrete tiltak for nettførsterkninger på land i en egen analyseprosess. Her ser vi også på alternative tilknytningspunkter for havvind i et større geografisk område, herunder også at kabelanlegg kan trekkes et stykke "inn i landet". Dette vil inngå som underlag i mer helhetlige og områdevis nettplaner som skal kunne håndtere flere ulike scenarier i utviklingen av både nytt forbruk og ny produksjon. Med store volumer ny produksjon og nytt forbruk, vil det kunne være mye å spare på en koordinert planlegging.

Havvind krever harmonisering av planer og regelverk

For å legge til rette for en storstilt utvikling av havvind er EU godt i gang med å oppdatere og tilpasse felles regelverk og regulering på relevante områder. Mye av dette forventes iverksatt 22/23. ENTSO-E blir offshore planansvarlig med følgende hovedprosess:

- Juli 2022, **Offshore-scenarier/prognose** (2030, 2040, 2050), basert på EUs offshorestrategi (300 GW vindkraft+40 GW annen produksjon offshore innen 2050)
- Juli 2023, **Europeisk offshore-plan** (hvert 2.år). Strategisk overordnet plan som del av den ordinære tiårsplanen (TYNDP). Skal overordnet planlegge for 340 GW til 2050.
- Juli 2023. **Regionale offshoreplaner for 4 regioner:**
Baltic Sea (Østersjøen), North Sea, North Atlantic, Mediterrian

ENTSO-E har tatt en aktiv rolle ved å etablere et tverrfaglig offshoreteam. Foreløpig er ulike posisjonspapirer utarbeidet (planlegging, interoperabilitet, markedsdesign, tariffstruktur og eierskap). En viktig konklusjon er at man bør opprette egne prisområder for havvindparker som er tilknyttet flere land (hybrider). Videre utvikles og tilpasses metoder for nettplanleggingen offshore.

Innhold

	Forord	2
	Sammendrag	3
	Innhold	7
1	I Norge blir trolig havvind sentralt for å dekke forbruksvekst	8
2	Storstilt utbygging av havvind i Europa påvirker Norge	11
3	Havvind krever harmonisering av planer og regelverk	16
4	Tekniske løsninger og kostnader for tilknytning av norsk havvind	21
5	En hybrid gir kraftutveksling ut fra vind- og markedssituasjonen	30
6	Prisvirkning i Norge ved tilknytning av havvind	39
7	Lønnsomheten for utbyggerne av havvind i Norge	50
8	Hybrid gir samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling	54
9	Store endringene i kraftsystemet – viktig med helhetlig utvikling	67
	Vedlegg A – Metode og modellering	70
	Vedlegg B – Teoretisk underlag for nytten av handel	71
	Vedlegg C – Figursammenheng mellom ulike tilknytningsløsninger	73
	Andre relevante rapporter fra Statnett	75

Våre tall for teknologikostnader, brenselpriser og CO₂-pris bygger på ulike kilder med noe ulik inflasjonsforventning, men alle legger til grunn lav inflasjon ~ 2%

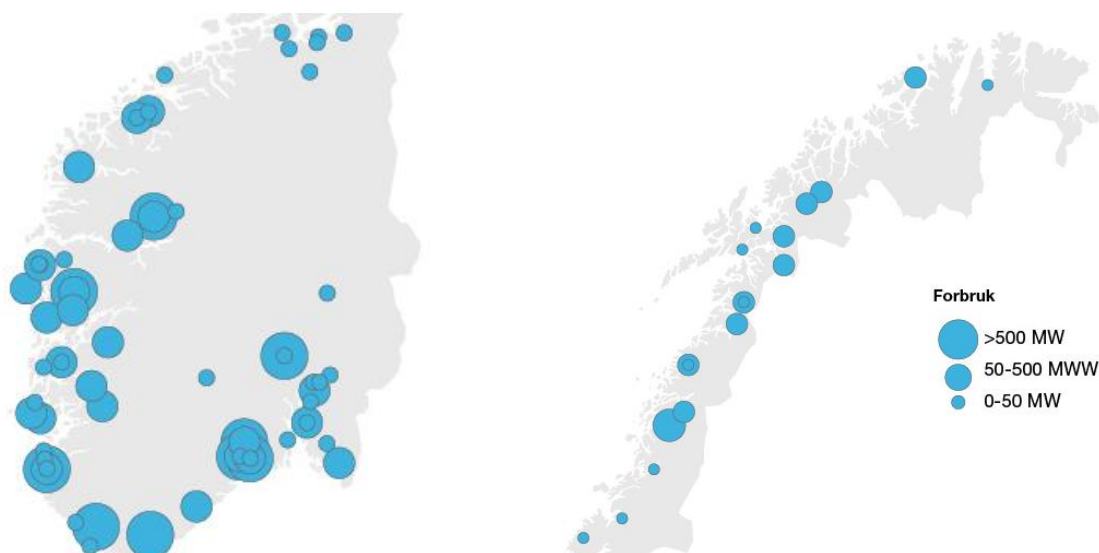
Alle fremtidige priser og utbyggingskostnader i rapporten er reelle 2021-verdier

1 I Norge blir trolig havvind sentralt for å dekke forbruksvekst

I Norge forventer vi at forbruket vil øke betydelig, på grunn av elektrifisering og ny næringsutvikling. Forbruksveksten går raskere enn utviklingen av ny produksjon. Det gjør at dagens kraftoverskudd vil gå mot null om rundt fem år. En del av det nye forbruket er følsomt for prisnivået, slik at denne forbruksveksten stopper opp om ikke kraftproduksjonen øker samtidig. Havvind peker seg ut som en sentral kilde til ny kraftproduksjon, da det stadig er motstand mot vindkraft på land og potensialet for sol- og vannkraft er begrenset. Energieffektivisering bidrar også, men vil ikke være tilstrekkelig alene.

1.1 Energiomstillingen gir sterk forbruksvekst – men en del forbruk er prissensitivt

I Norge er det mye nytt forbruk som ønsker å knytte seg til på kort tid, mens veksten i kraftproduksjon stagnerer etter 2024. Dette er konkretisert gjennom et stort antall tilknytningssaker over hele landet. Siden 2018 har Statnett behandlet omtrent 26 000 MW omsøkt volum, der det aller meste er forbruk. Aktiviteten fordeler seg over hele landet, men den aller største aktiviteten ser vi langs kysten av Vest- og Sørlandet, samt indre deler av Nordland og Vestfold og Telemark. Det store omsøkte volumet indikerer mange planer og høy vekst, men er ikke en prognose på hvor mye forbruk som blir realisert.



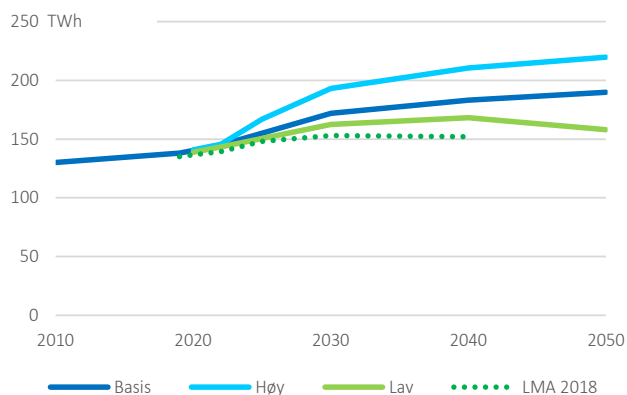
Figur 1-1: Kartet viser omsøkt forbruk inkludert fordeling i perioden 2018-2021.

I vår Kortsiktige markedsanalyse 2021 (KMA21) har vi lagt inn at kraftoverskuddet blir redusert fra rundt 15 TWh i normalåret per 2021, til rundt 3 TWh i 2026 i vår basisprognose. *Vår basisprognose inneholder her sikre prosjekt som har nettilknytning og som er investeringsbesluttet.* Det er derfor sannsynlig at forbruket kommer på et tidspunkt, men det er noe usikkerhet knyttet til om det kommer innen 2026. Forsinkelse i når nytt forbruk kommer på nett kan gi noe høyere kraftoverskudd, mens en høyere forbruksvekst enn vi har lagt til grunn kan gjøre at kraftoverskuddet reduseres ytterligere.

Selv om størrelsen på forbruksveksten er noe usikker, ser vi en tydelig omstilling og vekst i norsk kraftforbruk. Stor forbruksvekst uten vesentlig vekst i kraftproduksjon, bidrar til en klart svekket effekt- og energibalanse i Norge de kommende årene.

Etter 2026 og videre fremover er det ventet ytterligere forbruksvekst knyttet til videre elektrifisering og ny industri. Dette vil gi et kraftunderskudd i Norge dersom ikke ny produksjon knytter seg til og balanserer forbruksveksten mot 2030 og videre utover. I vår basisprognose for kraftforbruket i Langsiktig markedsanalyse 2020 (LMA 2020) øker forbruket med 50 TWh, fra 140 TWh i dag til 190 TWh i 2050.

En betydelig del av den ventede forbruksveksten kommer innen industri som er sensitiv for kraftprisen. Økt industriforbruk uten tilsvarende mengde ny produksjon vil gi høyere kraftpriser i Norge. Dette vil igjen føre til at forbruksveksten stopper opp for industri som er sensitiv for prisnivået på kraft. Forbruksutviklingen er derfor i et lengre perspektiv nært knyttet utviklingen i norsk kraftproduksjon.

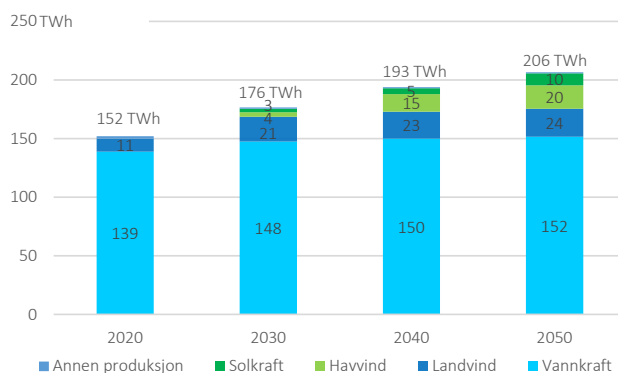


Figur 1-2: Scenarioer for norsk forbruksutvikling fra LMA 2020

1.2 Havvind kan dekke behovet for mer produksjon

I Norge er det for tiden et overskudd på energibalansen i et normalår på rundt 15 TWh. I LMA 2020 la vi til grunn en vekst i vannkraftproduksjonen på 12 TWh frem til 2040. Av dette er 5 TWh økt tilsig som følge av klimaendringer mens resten er antatt å komme gjennom opprustning og utvidelse samt en del småkraft³. Videre har vi antatt at det etter hvert blir vanlig å legge solcellepanel på tak i Norge. I 2040 har vi antatt en samlet solkraftproduksjon på ca. 10 TWh.

Utover i tid fremstår havvind som en realistisk kilde til større volumer ny kraftproduksjon. Motstand mot vindkraft på land og begrenset potensial for vann- og solkraft, samt minkende subsidiebehov for havvind bidrar til dette. I vår Basis i LMA2020 la vi til grunn hhv 4 og 15 TWh havvind i 2030 og 2040.

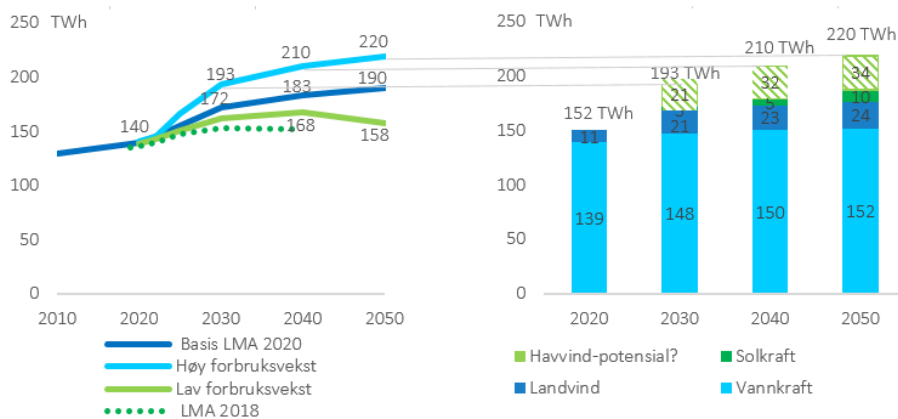


Figur 1-3: Norsk kraftproduksjon i et normalår fra vår basisprognose LMA 2020

I vårt scenario for Høy forbruksvekst er det et enda større behov for kraft. For å ha en nøytral energibalanse⁴ i dette scenarioet mot 2050, er det behov for hele 21 TWh havvind i 2030 og 32 TWh havvind i 2040. Dette er betydelig mer enn det som ligger i vår basisprognose for norsk kraftproduksjon. Avhengig av brukstiden til havvinden, vil man da trenge om lag 8.000 – 10.000 MW installert kapasitet havvind. Alternativt vil det være behov for mer energieffektivisering og annen produksjon.

³ Vi har lagt til grunn NVEs anslag i *Analyse og framskrivinger av kraftproduksjon i Norden til 2040* (2019). Hvor stort det økonomiske og tekniske potensialet er for økt vannkraftproduksjon er usikkert og det kan bli mer enn vi har antatt. NVE kom nylig med en oppjustering i sine anslag for videre utbygging, og med høyere CO₂-priser kan noe av dette være lønnsomt uten subsidier.

⁴ Dvs. omtrent like mye forbruk som produksjon målt i energi (TWh).



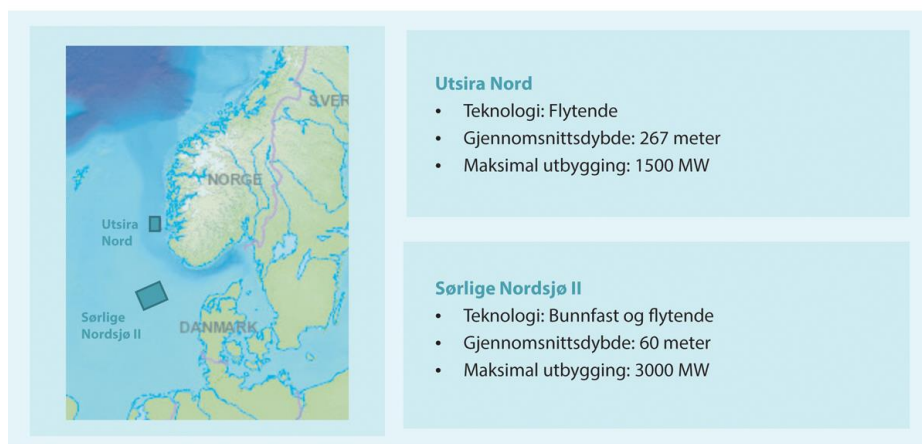
Figur 1-4: Forbruks og produksjonsprognoser LMA 2020 + oppskalert havvind

1.3 Myndighetene har åpnet for 4500 MW havvind

Myndighetene har åpnet to områder for utbygging av havvind, Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord. I disse områdene er det nå åpnet for å knytte til henholdsvis 3000 MW og 1500 MW havvind. Et større volum enn dette vil trolig være aktuelt på lengre sikt, ettersom vindforholdene i norsk sektor er svært gode.

Regjeringen vedtok i januar 2022 at de første 1500 MW havvind i Sørilige Nordsjø II skal bygges ut i andre halvdel av 2020-tallet og knyttes til med radial. Det er ikke tatt noen beslutning på tilknytningsmåten for de resterende 1500 MW i et andre utbyggingstrinn. Sørilige Nordsjø II er stort nok for 4500 MW havvind, som beskrevet i regjeringens høringsnotat for inndeling av områdene i utlysingsområder⁵. Et andre utbyggingstrinn i Sørilige Nordsjø kan dermed også være 3000 MW. Det å åpne for totalt 4500 MW i Sørilige Nordsjø II krever imidlertid en ny konsekvensutredelse.

De to områdene, Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord, skiller seg i hovedsak fra hverandre på to måter. Det ene er ulik havdybde. Sørilige Nordsjø II har en havdybde på rundt 40-70 meter og følgelig er tiltenkt utbygging av bunnfast havvind. Utsira Nord har en havdybde på 220-280 meter og er dermed tiltenkt flytende havvind. Det andre er avstand til fastlandet. Fra Utsira Nord er avstanden om lag 50 km, mens Sørilige Nordsjø II ligger ca. 200-250 km fra land. Sistnevnte er sentralt plassert i Nordsjøen, helt ned mot dansk økonomisk sone. Dette gjør det naturlig å vurdere en hybrid tilkobling både til Norge og et eller flere andre land.



Figur 1-5: Områder som er åpnet for fornybar energiproduksjon til havs (kilde OED)

⁵ Regjeringen. (2022) Høringsnotat – inndeling av dei opna områda i mindre utlysingsområde

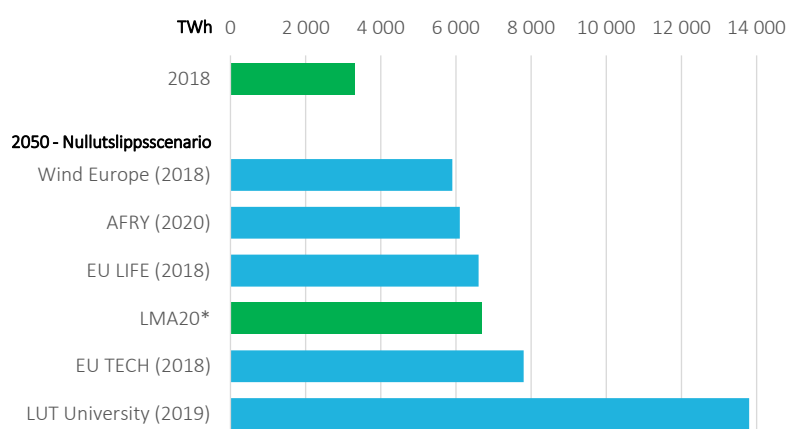
2 Storstilt utbygging av havvind i Europa påvirker Norge

Havvind blir en sentral del av energiproduksjonen, ikke bare i Norge, men i stor grad i hele Nord-Europa. Utviklingen vil påvirke Norge uansett hvor mye som bygges ut i Norge, og disse utviklingstrekkene er helt sentrale for å forstå hvilket marked norsk havvind vil bli en del av i framtiden. Noen viktige utviklingstrekk beskrives i dette kapitlet.

2.1 Elektrifisering og termisk utfasing gir enormt behov for ny utslippsfri kraftproduksjon

EU og Storbritannia har som mål å nå nullutslipp innen 2050. Dette innebærer en storstilt omlegging og utvidelse av kraftsystemet i Europa. Massiv elektrifisering, både gjennom direkte bruk av strøm og indirekte via grønt hydrogen, er helt sentralt for å nå nullutslipp innen både transport, industri og oppvarming. Dette gir mye større kraftforbruk. Hvor stor veksten blir, er avhengig av hvor mye som gjøres på andre områder som energisparing, utnyttelse av spillvarme, varmepumper redusert energibruk ved resirkulering av materialer og lignende. I tillegg har det betydning i hvilken grad Europa importerer grønt hydrogen fra områder med god tilgang til billig fornybar kraftproduksjon.

I vår siste langsiktige markedsanalyse (Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050, LMA 2020) går vi gjennom flere eksterne analyser og prognoser som viser en økning i kraftforbruket på 100-400 % for å kunne nå nullutslipp i Europa. I LMA2020 la vi til grunn en dobling av kraftforbruket innen 2050. Eksterne analyser og prognoser som har kommet senere, viser et lignende bilde.



Figur 2-1: Samlet kraftforbruk i EU28 i 2050 i ulike nullutslipps-analyser. Sammenstillingen av de ulike analysene ble gjort i forbindelse med LMA20.

Parallelt med at forbruket vil øke kraftig, skal all gjenværende kraftproduksjon basert på fossil gass og kull fases ut. I sum gir dette et enormt behov for ny utslippsfri kraftproduksjon. Og som følge av relativt lave kostnader og begrenset tilgang på alternativer, vil det aller meste av behovet bli dekket ved sol-energi, landvind og havvind. Gitt at kraftforbruket i EU dobles til 2050 finner vi i LMA2020 at kapasiteten i sol- og vindkraft må tidobles sammenlignet med dagens installerte effekt. Vi understreker at det er et betydelig utfallsrom både når det gjelder det samlede behovet for utslippsfri produksjon og fordelingen mellom sol-, land- og havvindkraft. I tillegg kan det bli mer kjernekraft enn vi har i vårt basisscenario.

Det kommer stadig nye studier og planer om den videre utviklingen av det europeiske energi og kraftsystemet både fra analyseselskaper, EU-kommisjonen, Entso-E og nasjonale energimyndigheter og TSO-er. Her kan ny innsikt og nye planer gi andre fordelinger mellom ulike typer produksjon, graden av elektrifisering og så videre. De forandrer imidlertid ikke på hovedkonklusjonen, at det uansett blir en massiv utbygging av sol og vindkraft i Europa de neste 20-30 årene.

2.2 Havvind blir sentralt – EU og Storbritannia har klare mål og er godt i gang

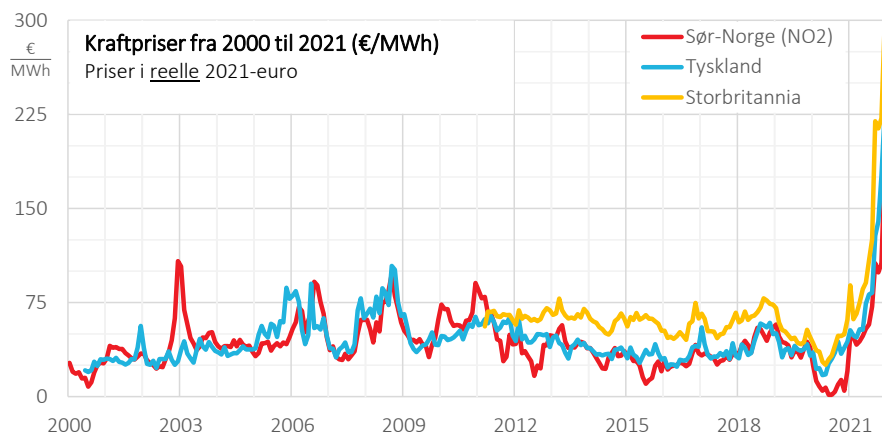
Det er bred enighet om at storskala utbygging av havvind både er nødvendig og gunstig for å møte veksten i kraftforbruket. Stadig lavere kostnader gjør havvind mer konkurransedyktig. Og selv om vindkraft på land er billigere, og vil fortsette å være billigere i overskuelig framtid, betyr arealrestriksjoner på land at det må komme mye havvind for at Europa skal nå utslippsmålene for 2030 og 2050.

Utbyggingen og planlegging av nye store volumer er godt i gang, både i Storbritannia, Tyskland og flere andre land rundt både Nordsjøen og Østersjøen. I Europa er det i dag rundt 20 GW havvind i drift. EU har mål om minst 70 GW innen 2030 og inntil 450 GW innen 2050⁶. I tillegg har Storbritannia et eget mål om 40 GW havvind til 2030⁷ og 100 GW i 2050 som kommer i tillegg til EUs fastsatte mål. Det meste av disse volumene vil trolig bygges ut i Nordsjøen, der vindforholdene er best og hvor det dessuten er mulig å bygge ut det meste med bunnfaste installasjoner.

Både EU og Storbritannia ser havvindutbyggingen i sammenheng med fleksibilitet og nett, som skal bidra til å utjevne og dempe de enorme variasjonene. Det legges derfor vekt på utbyggingskonsept som har nettilknytning til flere land og/eller hydrogenproduksjon lokalisert i tilknytning til havvindproduksjonen, enten til havs eller på land. EUs hydrogenstrategi, publisert i 2020, har mål om 40 GW elektrolysekapasitet innen 2030.

2.3 Europeiske og norske kraftpriser blir lavere enn i dag og mer teknologidrevne

Vi har i dag en spesiell markedssituasjon med historisk høye gasspriser og samtidig høye priser på kull og CO₂. Dette gir unormalt høye driftskostnader for både kull og gasskraftverk. Og siden denne typen kraftverk fortsatt står for en stor del av den europeiske kraftproduksjonen og ofte er prissettende, gir dette kraftpriser langt over gjennomsnittsnivået de siste 20 årene i hele Europa. Dette gjelder også i Sør-Norge der vannkraftens budgivning reflekterer det høye europeiske prisnivået.



Figur 2-2: Historiske kraftpriser i Sør-Norge, Tyskland og Storbritannia. Prisene er i reelle 2021-euro, altså er prisene korrigert for inflasjon i de enkelte landene.

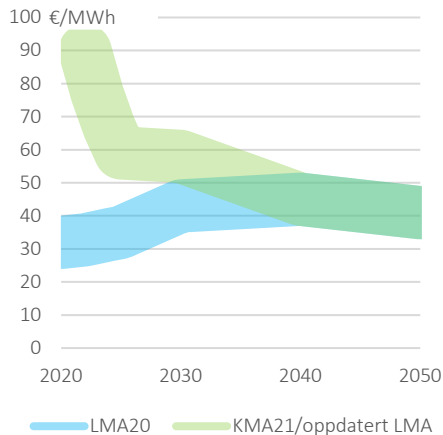
Situasjonen med mye høyere kraftpriser enn normalt, vil imidlertid ikke vedvare. Akkurat nå er særlige gassprisen preget av krig og muligheten for at importen av russisk gass til Europa kan falle bort. Prisnivået er langt over kostnadene ved å øke tilbudet av gass til Europa. Over tid kan vi derfor forvente at prisen vil falle ned mot et nivå som speiler de langsiktige kostnadene med produksjon og frakt for å

⁶Enkelte EU-land har også egne nasjonale mål for havvind innen 2030: Nederland: 22 GW, Belgia 5,8 GW, Tyskland 30 GW, Danmark 8,5 GW.

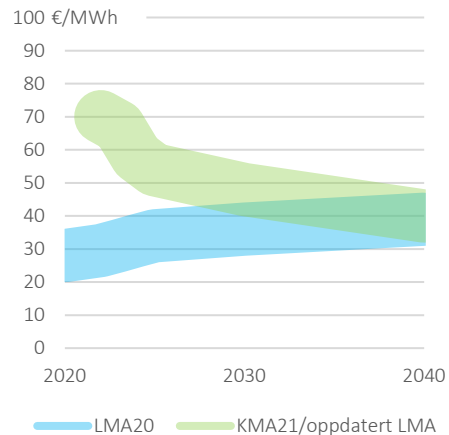
⁷ Den skotske vindauksjonen med mål om minst 25 GW innen 2030 øker i praksis Storbritannia-målene

bringe gass til markedet. Hvor fort dette skjer er usikkert og blant annet avhengig av den pågående konflikten med Russland.

Kontraktspisene i det finansielle markedet viser at markedsaktørene forventer at gassprisen går tilbake til rundt *en fjerdedel av dagens nivå* innen fire til fem år. Parallelt bygges det ut stadig mer sol og vindkraft. Til 2030 gir disse faktoren mye lavere kraftpriser enn i dag. Dette er både drevet av flere timer med priser ned mot null når vind og solkraft er prissettende og av at kraftprisen blir lavere når gasskraft setter prisen. Høy CO₂-pris og fortsatt relativt mange timer per år der gasskraft er prissettende, gir likevel et relativt høyt prisnivå i 2030 sammenlignet med snittet de siste 20 årene.



Figur 2-3: Utvikling i tysk kraftpris i vår KMA og LMA



Figur 2-4: Utvikling i sørnorsk kraftpris i vår KMA og LMA

Videre mot 2035-40 får vi raskt et skift over til en situasjon der både kull- og konvensjonell gasskraft er faset mer eller mindre ut. Kull- og gasskraft vil derfor få mindre og mindre betydning for kraftprisene. Svingninger i globale og regionale gass- og kullpriser, som igjen ofte henger sammen med geopolitiske forhold, konjunkturer i Kina og så videre, vil da ikke lengre ha noen direkte virkning på kraftprisene i Europa og Norge. Med gradvis utfasing av fossil kraftproduksjon får også CO₂-prisen mindre direkte betydning for kraftprisen, men den vil ha en indirekte betydning ved at høyere CO₂-pris vil øke betalingsviljen for grønt hydrogen til industri og transport. Tilsvarende kan høyere pris på naturgass også øke betalingsviljen for grønt hydrogen og dermed løfte kraftprisen noe. Men når fossilt kull og gass også er utfaset i resten av industri- og energisektoren vil denne påvirkningen være borte.

I vår siste langsiktige markedsanalyse viser vi hvordan kraftprisen en stor del av tiden i 2040 vil bli satt ut fra utkoblingspriser på elektrolyse for grønt hydrogen og fra hydrogendrevne kraftverk i timer med lav sol- og vindkraftproduksjon. Dette gir fortsatt en sterk kortsiktig prisvariasjon, men de europeiske og norske kraftprisene er da mer løsrevet fra globale konjunkturer og råvarepriser. Samtidig vil det være stor variasjon i prisnivået mellom år på grunn av variasjonen i energiproduksjonen fra eksempelvis vindkraft. Det kan også oppstå svingninger gjennom et mer sammenhengende hydrogenmarked. I snitt vil imidlertid prisnivået i stor grad speile den samlede kostnaden ved å bygge ut sol og vindkraft, og produsere grønt hydrogen via elektrolyse til transport og industri.

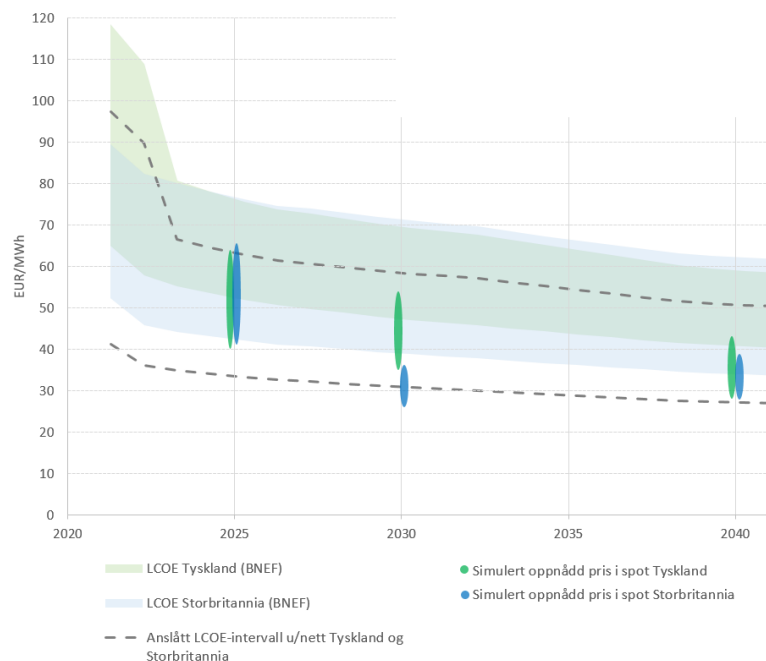
Dette innebærer at det i større grad er teknologikostnadene for utbygging av vind, solkraft, batterier og elektrolyseanlegg med lagring av hydrogen som bestemmer kraftprisnivået over tid. Og med stadig lavere teknologikostnader vil også de gjennomsnittlige kraftprisene bli lavere utover i tid.

2.4 Havvind i Europa blir lønnsomt med mindre andel støtte

Europa trenger store mengder havvind for å nå de juridiske bindene utslippsmålene. Derfor må rammevilkårene innrettes slik at dette blir lønnsomt. Spørsmålet er i hvilken grad lønnsomheten kommer gjennom kraftsalg i markedet eller via ulike støtteordninger. Hvordan dette utvikler seg har direkte betydning for lønnsomheten av havvind i Norge – og er noe vi drøfter videre i kapittel 7.

En vesentlig faktor for inntjeningen og lønnsomheten til havvind er at den gjennomsnittlig oppnådde kraftprisen⁸ blir gradvis lavere når markedsandelen øker. Dette skjer fordi prisene blir presset ned mot null i de timene det blåser mye og store mengder vindkraft produserer samtidig. Utover mot 2030 og 2040 vil denne effekten forsterke seg, og uten andre endringer vil inntjeningen gå vesentlig ned og det blir etter hvert ikke lønnsomt å bygge ut mer uten betydelig subsidier.

I vår LMA2020 har vi derfor lagt til grunn mye fleksibilitet i forbruket som kan bidra til å unngå priskollaps når det blåser. Dette er primært gjennom fleksibel produksjon av grønt hydrogen som absorberer mye av overskuddsproduksjonen fra sol- og vindkraft. Videre legger vi til grunn betydelig økt overføringskapasitet mellom land i Nordsjøregionen, drevet av en kombinert utbygging av havvind og nett til havs⁹. I LMA2020 viser vi hvordan dette bidrar til å løfte den oppnådde kraftprisen for havvind og dermed også lønnsomheten ved å bygge ut mer. Vi forutsetter i utgangspunktet at hoveddelen av inntjeningen til havvind kommer fra kraftsalg. Her er det imidlertid betydelig usikkerhet, både knyttet til bidraget fra ulike støtteordninger, og hvordan det faktiske samspillet utvikler seg mellom utbygging av fornybar produksjon og ny fleksibilitet.



Figur 2-5: Gjennomsnittlige kostnader over levetiden (LCOE) for havvind inkludert nett fra Bloomberg, anslått LCOE uten nettkostnader og simulert oppnådd kraftpris for havvind i våre datasett.

De samlede drifts og utbyggingskostnadene (LCOE) ved å bygge ut havvind har falt mye de siste ti årene. Det er bred enighet om at kostnadene vil fortsette å falle fremover. Bloomberg anslår at LCOE for havvindprosjekter *inkludert kostnader for nettilknytning* og med finansiering i 2022 ligger på 42-75

⁸ Vi forutsetter her at produsentene har noen form for eksponering mot markedspris, enten via spoteksponering eller kontraktspriser som påvirkes av spotprisen. Produksjon med FIT-/CfD-avtale påvirkes ikke direkte av kannibaliseringseffekter, men dette representerer uansett en kostnad for samfunnet, ved at verdien på kraftproduksjonen i spotmarkedet faller og subsidiebehovet øker.

⁹ Les mer om dette i Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050

€/MWh i Storbritannia og 58-109 €/MWh i Tyskland. Tilsvarende anslag for prosjekter med finansiering i 2030 er henholdsvis 36-65 €/MWh og 47-69 €/MWh. Med våre antagelser om kostnader for nettilknytning anslår vi at LCOE *uten kostnader for nettilknytning* i Storbritannia og Tyskland vil ligge i området 30-60 €/MWh i 2030. Anslag fra IEA og DNV ligger også i dette området.

Samlet lønnsomhet for nye havvindprosjekter vil variere og er avhengig av mange faktorer. For å få en oversikt over mulig lønnsomhet sammenligner vi anslag for LCOE med kraftprisen prosjektene ville oppnådd i våre modellsimuleringer. Figuren under viser at de beste prosjektene i Storbritannia og Tyskland kan oppnå lønnsomhet med full eksponering mot spotmarkedet allerede i dag og videre fram mot 2025-30. Samtidig ser vi tydelig at selv om kostnadene faller, vil også den oppnådde kraftprisen gå ned med økt markedsandel. I 2030 og 2040 indikerer derfor figuren fallende lønnsomhet basert på simulert kraftsalg i vårt basisscenario for utviklingen i kraftmarkedet. I det høye prisscenarioet er lønnsomheten bedre.

Årsaken til at vi i figuren får ekstra lav oppnådd kraftpris og dermed lav lønnsomhet i Storbritannia i 2030, er at vi forventer rask utbygging av vindkraft og dermed en høy andel nullpriser. Det er imidlertid usikkert om andelen nullpriser rundt 2030 blir så høy i det britiske markedet som vi får i vårt basisscenario, eller om det kommer inn mer fleksibelt forbruk som løfter opp prisene igjen allerede til 2030 slik vi har i det høye scenarioet. Så lave priser som vi har for vindkraft i Storbritannia i 2030 er ikke bærekraftig over tid om ikke kostnadene for utbygging av havvind blir lavere enn figuren viser.

I lys av at EU har reformert CO₂-kvotemarkedet og framhever dette som et mye mer sentralt virkemiddel enn tidligere, er det nærliggende å tro at kvoteprisen vil holde seg på et høyt nok nivå til at det blir lønnsomt å bygge ut havvind og produsere hydrogen til industri og transport. Det at CO₂-prisen har økt mye styrker en forventning om at CO₂-prisen vil bli bærende for å gi lønnsomhet til både vind og solkraft. Samtidig har EU i sin Fit for 55-pakke lagt opp til en blandet strategi det første tiåret der også andre virkemidler bidrar. Eksempler på slike ordninger er CfD-kontrakter, der utviklere av fornybar kraftproduksjon får en garantert pris for produksjonen i en avtalt periode (typisk 15-20 år). En annen støttemekanisme er å dekke deler av kostnadene for tilknytning til nettet på land gjennom støtte fra EU eller fra medlemslandene.

Samlet sett er det etter vår vurdering sannsynlig at det meste av inntekten for havvind i Europa vil bli basert på kraftsalg – og at dette også kan gi varig lønnsomhet alene. Her vil trolig også langsiktige kraftkontrakter bidra ved å redusere risiko og dermed finansieringskostnader. I tillegg kan opprinnelsesgarantier e.l. gi ekstra inntjening. Den store interessen for å posisjonere seg i havvindmarkedet tyder på at mange tror på lønnsomhet på sikt. Samtidig er det også sannsynlig at det blir en viss støtte for mange prosjekter gjennom støtte til nettilknytningen og via differansekontrakter.

Utviklingen mot en mer markedsbasert utbygging av havvind i Europa reduserer støttebehovet for havvind i Norge, og kan også under optimistiske forutsetninger gi lønnsomhet uten støtte. Dette drøfter vi nærmere i kapittel 7.

3 Havvind krever harmonisering av planer og regelverk

For at kraftsystemet skal fungere som et integrert teknisk system, må regelverk og krav harmoniseres på tvers av landegrenser. Med store mengder ny havvind i alle landene rundt Nordsjøen, blir behovet for harmonisering og samarbeid enda større enn tidligere. Noen viktige utviklingstrekk beskrives i dette kapittelet.

3.1 Tilpasninger i reguleringen pågår for å nå målene om havvind

De ambisiøse målene for havvind, der en stor andel vil komme i Nordsjøen, krever tilsvarende ambisiøs utvikling av infrastruktur. Fra EUs perspektiv er det viktig å få en utbygging av havvind som gir store bidrag til energiomstillingen, samtidig minimere infrastrukturkonflikter. For eksempel kan et masket nett offshore mellom flere land ha mange ulike og utilsiktede konsekvenser.

EU har derfor stadig tilpasset politikk og regulering de siste årene, for å ha regulering og lovtekst som er tilpasset de store endringer EU forventer for energisystemet. Viktige politiske milepæler for offshoresatsingen har vært Parisavtalen (2015), Clean Energy Package (2016), Green Deal (2019) og Fit for 55 (2021).

Med de ulike politiske pakkene følger også omfattende ny regulering. For offshore planlegging er spesielt reguleringen gjennom EUs retningslinjer som følger av det transeuropeiske nettverket for energi (TEN-E¹⁰) viktig. Her vil det bli endringer og det ligger an til at sammenslutningene for de europeiske systemansvarlige nettselskapene (ENTSO-E¹¹) får et planansvar. Det er lagt opp til flere sentrale planprodukter som kommer allerede i 2022 og 2023:

- **Juli 2022**, Offshore-scenarioer/prognose (2030, 2040, 2050), basert på EUs offshorestrategi (300 GW vindkraft+40 GW annen produksjon offshore innen 2050)
- **Juli 2023**, Europeisk offshore-plan (hvert 2.år). Strategisk overordnet plan som del av TYNDP. Skal overordnet planlegge offshore infrastruktur nødvendig for innfasing av 340 GW til 2050.
- **Juli 2023**, Regionale offshore-planer for (non-binding) for 4 regioner: Baltic Sea (Østersjøen), North Sea, North Atlantic, Mediterranean

Grunnlaget for både scenarioer og regionale offshoreplaner blir gjort i et felles arbeid, men delt i fire regionale grupper. Dette blir tatt videre til nasjonale energi- og klimaplaner (NECP¹²) for å vise forventet offshore produksjonsbilde for 2030, 2040 og 2050. På bakgrunn av disse skal så alternative offshore-konsept/design evalueres til en samlet plan. Erfaringsmessig er det store forsinkelser i slike prosesser. Dette betyr at de regionale planene vel så mye vil bli basert på ulike eksisterende initiativ (planlagte vindparker, hybrider, energiøyer/hub-er etc.).

Arbeidet med europeiske offshore-planer blir også en del av prosessene rundt den europeiske tiårsplanen (TYNDP¹³). Dette vil si at prosjekt som blir del av europeiske offshore-planer også vil kunne søke om å komme inn på EUs liste over prosjekt med felles interesse (PCI¹⁴). Prosjektene her kan da søke støtte fra EUs sterke finansielle ordninger. Neste PCI-liste forventes publisert november 2023.

¹⁰ TEN-E Regulation (EU) No 347/2013 Trans-European Networks for Energy

¹¹ ENTSO-E Energy network Transmission System Operators for Electricity.

¹² NECP National Energy- and Climate Plans

¹³ TYNDP Ten Year Network Development Plan

¹⁴ PCI Project of common interest

3.2 ENTSO-E har utarbeidet flere posisjonspapirer på havvind og havnett

Det integrerte nettet on- og offshore vil bli ryggraden i det fremtidige "system of systems", som er kjernen i ENTSO-Es strategi for 2030¹⁵. Som beskrevet ovenfor er det naturlig at de systemansvarlige nettselskapene (TSO-ene¹⁶) spiller en sentral rolle både i forvaltning og drift av det samlede nettet, men også for å legge til rette for det markedsmessige samspillet mellom land- og havressurser. TSO-ene er også opptatt av at de markedsmessige løsningene er best mulig tilpasset det fysiske systemet, som er gunstig både for økonomisk effektivitet og driftssikkerhet.

På denne bakgrunnen har ENTSO-E engasjert seg i tenkningen rundt både den fysiske planleggingen og utformingen av et regelverk for offshore-nettet. Statnett har bidratt aktivt i dette arbeidet som foreløpig har resultert i fem offisielle "posisjonspapir"¹⁷, mens et sjette papir om eierskap offshore er under utarbeidelse. Statnett deltar også i dette arbeidet.

Offshore utvikling av både havnettet- og vind

Dette "posisjonspapiret" omhandler helhetlig planlegging av et mer komplekst integrert system. Her pekes det på at det også i framtiden vil være ulike tilknytningsformer. Det vil si at havvind både kommer til å bli knyttet til land med radielle forbindelser og at det vil komme hybrider med havvind tilknyttet flere land. Videre vil det også komme hub-er som på sikt kan omfatte storskala forbruk som f.eks. elektrolyse.

På denne bakgrunnen utvider ENTSO-E og TSO-ene nå sitt planleggingsverktøy TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) til å integrere utviklingen på land og til havs. Dette blir gjort for å sikre en helhetlig planlegging over tid og på tvers av geografi og sektorer.

TSO-ene har da ansvaret for å velge de mest egnede tilknytningspunktene med hensyn til nettet på land, forventet tilknytning av fremtidig last og produksjon og nødvendig utvikling av nettet. Videre er TSO-ene opptatt av at utvikling og drift av nettet til havs skjer i samsvar med kravene til det maritime miljøet og andre relevante aktiviteter.

Marked og regulering

Selve markedetsdesignet, herunder utformingen av budområdene, vil ha mye å si for hvilken kraftpris havvindaktørene oppnår. ENTSO-E vurderer offshore budområder som en veldig aktuell løsning. Dette ut fra at den sikrer effektiviteten til både marked og drift, gjenspeiler nettets fysiske begrensninger og gir korrekte prissignaler. Dette er utypet i kapittel 3.3.

Systemdrift og roller

ENTSO-E anser at eksisterende løsninger, samt prosjekter som er under implementering, vil være godt egnet til å balansere og drifte det fremtidige systemet. Samtidig blir det jobbet med å forsterke samarbeidet mellom TSOer, de regionale koordineringssentre (RCC) og ikke-EU naboland. Eksisterende roller til TSOer og RCCer kan brukes også offshore, noe som gir effektiv integrering av havvind, sikker drift og deling av reserver gjennom hele det europeiske systemet.

Interoperabilitet

I et offshore nett, både hybrid og mer masket, må det være sømløs samhandling uten noen tilgang- og implementasjonsrestriksjoner (interoperabilitet). Det er fortsatt noen tekniske og markedsmessige

¹⁵ Se ENTSO-E "Vision on Market Design and System Operation towards 2030"

¹⁶ TSO Transmission System Operators

¹⁷ [ENTSO-E's views on offshore development \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)

begrensninger som skaper utfordringer for utvikling av et offshore havnett. ENTSO-E har pekt på disse utfordringene og arbeider aktivt videre med løsninger.

De teknologiske standardene er avgjørende for at multi-terminalløsninger og utstyr fra forskjellige leverandører kan kobles sammen og driftes problemfritt, både for å holde kostnadene nede og for å sikre pålitelighet. I dette arbeidet og ved den nødvendige standardiseringen, er det viktig å ta hensyn til den teknologiske utviklingen.

TSO-ene vil fortsette å bidra til forskning og utvikling rundt tekniske og juridiske løsninger sammen med alle relevante parter. Et fullskala demonstrasjonsprosjekt bør komme på plass for å teste ut ny teknologi i praksis og legge til rette for standardisering.

Alternativer for økonomisk støtte for havvind

De regulatoriske løsningene er av stor betydning for økonomien i et havvind-prosjekt. Hvordan havvind skal bli realisert vil derfor henge sammen med valg av kvalifiseringsløsning (grad av "subsidiert").

Bruk av eksisterende støttemekanismer for fornybar energi må være basert på effektiv og transparent konkurranse, i samsvar med reglene for det interne energimarkedet. Effektive mekanismer må (videre)utvikles for bruk offshore for å ta hensyn til de spesielle egenskapene til hybride prosjekter.

Deling av flaskehalsinntekter med utviklerne av havvind, som foreslått av EU Kommisjonen, har en rekke konsekvenser. Disse bør utredes for å unngå uheldige virkninger for markedet. Eksempelvis vil det kunne medføre en implisitt subsidiering fra nettkunder til utviklerne av vindkraft, noe som TSO-ene anser som uheldig.

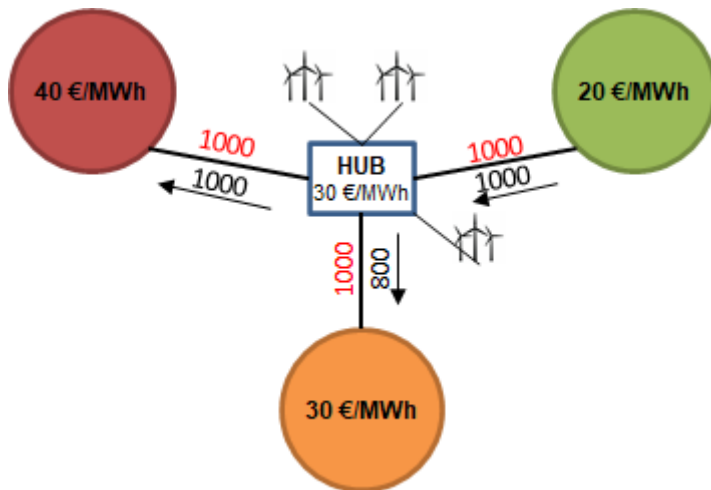
3.3 Markedsklarering – "offshore bidding zones" ved en hybrid løsning

En hybrid løsning, hvor vindparken er tilknyttet to eller flere land, må finne en god løsning på hva som skal avgjøre i hvilken retning (land) kraften skal flyte til. På land og mellom land løses dette med å bruke budområder/prisområder. Her flyter kraften fra lavpris- til høyprisområdet.

Ved å etablere offshore budområder vil markedsklareringen ta hensyn til kapasitetsbegrensninger mellom disse, og finne den optimale produksjonsfordelingen. I henhold til Regulering (EU) 2019/943, Clean Energy Package, skal grenser mellom budområder baseres på strukturelle flaskehals.

ENTSO-E har vurdert to ulike konsept for markeddesign, home market (HM) og offshore bidding zone (OBZ). men peker på OBZ som en foretrukket løsning. OBZ har en rekke gunstige egenskaper.

Det er derfor naturlig at det opprettes budområder også ute i havet når vindparker tilknyttes flere land, såkalte "Offshore Bidding Zones" (OBZ). Man ser da for seg offshore "hub-er" tilknyttet en eller flere havvindparker. Prisen i budområdet offshore vil bli lik prisen i det budområdet på land som det *ikke* er flaskehals til. Et eksempel er vist i følgende figur:



Figur 3-1: Offshore hub tilknyttet tre budområder

I figuren er hub-en tilknyttet tre onshore budområder med forskjellige priser, og kapasiteten fra hub-en til hvert av områdene er 1000 MW. Vindkraftproduksjonen er 800 MW. Det blir flaskehals mot høy- og lavprisområdene, mens hub-en får prisen til områdene med prisen som ligger mellom de to andre. En lignende situasjon vil man ofte se når en hub er tilknyttet mer enn to områder, avhengig av antall områder, kabelkapasiteter og vindkraftproduksjon.

OBZ løsningen har en rekke fordeler:

- Produksjonsfordelingen bestemmes av markedskoplingen og den resulterende kraftflyten maksimerer det samfunnmessige overskuddet.
- Budområdegrensener representerer strukturelle flaskehals for fordi en av kablene fra hub til land (nesten) alltid vil være en flaskehals.
- Løsningen er helt i samsvar med eksisterende regelverk (Regulation (EU) 2015/1222, "CACM" og Regulation (EU) 2019/943, "CEP"), og ingen eller få tilpasninger er nødvendige.
- Det er ukomplisert å overholde "70 % regelen¹⁸" for kapasitet mellom budområder; uten andre begrensninger (som f.eks. ramping) kan TSO alltid gi full kapasitet på samtlige kabler.
- Prissignalet i OBZ svarer til marginalverdien av produksjonen. Dette er spesielt viktig ved fremtidig tilknytning av lagringsteknologier som hydrogenproduksjon eller batterier.
- Selv om vindparkeieren har det økonomiske ansvaret for ubalanser, vil TSO måtte ha det driftsmessige ansvaret; balanseringen vil kunne løses effektivt med de planlagte europeiske balanseplattformene.
- En tilleggsfordel for Statnett er at man i Norge allerede har budområder og at nødvendige rutiner for drift av flere budområder er etablert.

TSOen må ha tilstrekkelig med reserver, og med store mengder havvind må de antagelig økes. På den annen side så ville for eksempel fleksibel produksjon av hydrogen økt fleksibiliteten i systemet.

3.4 Det europeiske regelverket vil påvirke utviklingen av norsk havvind

Et viktig prinsipp er at TSO-ens oppgaver og ansvar skal være likt på land og til havs. I planlegging og drift må kraftsystemet på land og til havs sees på som ett kraftsystem, og reguleringer og

¹⁸ I henhold til EU Regulation 2019/943 (Clean Energy Package), artikkel 15.8, skal 70% av kapasiteten på mellomlandsforbindelser gjøres tilgjengelig for markedet (de detaljerte kravene er mer kompliserte)

markedsdesign må i størst mulig grad være samordnet for å sikre effektiv ressursutnyttelse og likebehandling mellom aktørene.

På denne bakgrunnen blir valg av offshore budområder en naturlig utvidelse av den eksisterende modellen, som vil kunne innføres uten store endringer i reguleringer. Det kan forventes at modellen faktisk fungerer bedre i havet, da man med HVDC overføringer unngår utfordringene som sone-modellen har fordi flyten i det maskede AC-nettet ikke følger markedsklareringen fullt ut.

Samtidig erkjenner TSO-ene at modellen med budområder kan øke usikkerheten knyttet til inntjeningen for investorer i havvind. EU-kommisjonen har framsatt ideen om at flaskehalsinntektene til kablene til og mellom offshore hub-ene skulle kunne deles mellom TSO-ene og utviklerne av havvind. Under forutsetning at det er TSO-ene som betaler kablene og konverterstasjonene, er Statnett og de andre TSO-ene uenige i dette forslaget.

For det første trekker TSO-ene påstanden i tvil om en invers korrelasjon mellom havvind- og flaskehalsinntektene, spesielt ved bruk av den kommende metodikken "Advanced Hybrid Coupling" i markeds-koplingen. For det andre er en slik deling i strid med prinsippene for det interne energimarkedet, spesielt prinsipper for bestemmelse av tariffen, kryss-subsidiering, uavhengigheten til de nasjonale regulatorene og subsidiering av fornybar energi.

Statnett og de andre TSO-ene mener at statlig støtte som tildeles gjennom auksjoner er langt mer effektivt og transparent, og i samsvar med reglene for det interne energimarkedet. Disse prinsippene bør utvikles videre, spesielt fordi havvind tilknyttet flere land per definisjon er grenseoverskridende.

Inntjeningen til havvind må også ses i sammenheng med tilknytningskostnader og nett-tariffer. Her vil offshore budområder kunne være fordelaktige for havvind, da avstanden til transmisionsnettet kan bli vesentlig kortere enn ved en radiell tilknytning.

Statnett vil fortsatt delta aktivt i europeiske utrednings- og innovasjonsprosesser, og fortløpende gjennomføre utredninger med relevans for norske forhold og rammebetingelser.

4 Tekniske løsninger og kostnader for tilknytning av norsk havvind

I dette kapitlet redegjør vi for ulike konseptuelle tekniske løsninger for tilknytning av havvind, og noen grove, tidlige fase kostnadsanslag for disse. Anslagene er utelukkende gjort for å gi en indikasjon på lønnsomhet og også kunne indikere påslag på LCOE for nettkostnadene.

Det presiseres at dette er grove anslag med stor usikkerhet. Dette skyldes blant annet at en fullskala hybridløsning tilknyttet offshore vind med HVDC-teknologi ikke er bygget ennå og at alle kostnader er markedsavhengig. Noen av de skisserte løsningene krever også teknologiutvikling for å kunne realiseres.

4.1 Tekniske forhold setter føringer for valg av tilknytningsløsning

Lange avstander og tilknytning til andre land forutsetter HVDC

Avstand mellom havvindparken og fastlandet er avgjørende for valg av teknologi for tilknytning. Lengre avstander tilsier bruk av likestrøms teknologi dvs. HVDC (High Voltage Direct Current) teknologi, mens kortere avstander tilsier tilkobling med vekselstrøm, dvs. HVAC (High Voltage Alternating Current). Forbindelser til land utenfor det nordiske synkronområdet bygges alltid med HVDC-teknologi, fordi denne teknologien gjør det mulig å knytte sammen ulike synkronområder og overføre kraft over store avstander.

Det er i dag sju HVDC-forbindelser mellom Norge og andre synkronområder. Dette er fire til Danmark, en til Nederland, en til Tyskland og en til Storbritannia. Ledningsnettene i Norge og forbindelsene til Sverige og Finland er HVAC. En HVDC-forbindelse består overordnet av en AC/DC-omformerstasjon i hvert av endepunktene, og en DC-kabel imellom. En slik konfigurasjon kalles en HVDC-link eller en likestrømsforbindelse. Omformeranlegget gjør vekselstrøm (AC) om til likestrøm (DC), og motsatt.

Det åpne området på Utsira Nord (1500 MW), ligger så nært fastlandet at tilknytning med HVAC er mulig. Sørøstlige Nordsjø II ligger ca. 200-250 km fra fastlandet, og tilknytning til land med HVDC-teknologi anses å være det eneste alternativet på grunn av avstanden til land og den store effekten som skal overføres.

Hensynet til kraftsystemet på land gir viktige premisser for valg av tekniske løsninger

Det viktigste kriteriet i valg av tilknytningspunkt er at nettet på land må ha tilstrekkelig kapasitet til å ta imot vindkraftproduksjonen.

De automatiske reservene i alle kraftsystemer er dimensjonert ut fra det største bortfallet av effekt som kan skje ved en enkeltfeil. Dette kalles dimensjonerende feil, og et effektbortfall som overstiger dette vil medføre at reservene i kraftsystemet kan bli utilstrekkelige og at forbruk automatisk kobles ut. Per i dag er dimensjonerende feil i Norden 1400 MW. Det er teknisk mulig å øke dimensjonerende feil, men det vil kreve en enighet mellom de nordiske TSO-ene, og medføre betydelig økte kostnader i alle nordiske land.

Dimensjonerende feil setter føringer for design og tekniske løsninger for tilknytning av havvind. På grunn av dette kravet er det lagt til grunn en utbygging av trinn på 1400 MW i våre analyser. Det vil si at to slike trinn vil summere seg opp til 2800 MW, og ikke 3000 MW. Hvilken dimensjon som velges ved en utbygging vil også måtte ta hensyn til hva som er en kostnadseffektiv dimensjonering av kabler og konverterteknologi.

Teknologiutvikling viktig for å legge til rette for havnettet

Det eksisterer i dag moden HVDC-teknologi for å bygge både radialer og hybrider tilknyttet havvind. Samtidig jobbes det med å utvikle teknologi for å gjøre det mulig å koble sammen slike løsninger i et masket nett også på likestrøm, tilsvarende som man har i vekselstrømsnettet.

Det som kjennetegner dagens likestrømsystemer (HVDC) er at kontrollsystemene i hver ende er levert fra samme leverandør. I utviklingen av et masket nett er det behov for å utvikle standarder og teknologier for å knytte sammen kontrollsystemer fra ulike leverandører. At flere omformerstasjoner fra ulike leverandører kan kobles sammen i et større HVDC-system betegnes som *interoperabilitet*. Dette er en utfordring som det jobbes med å løse på tvers av land og leverandører – og som bransjen vil løse sammen over tid. Det er stor oppmerksomhet rundt temaet og som beskrevet i kapittel 3 pågår det arbeid på tvers av TSOer i Europa, bla. gjennom ENTSOE, og med leverandørene av omformeranlegg.

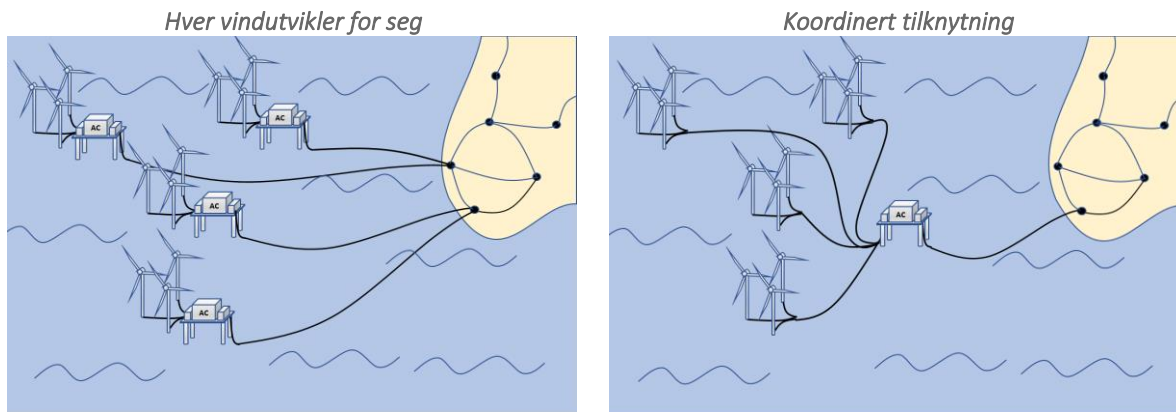
DC-brytere er en forutsetning for å oppnå sikker drift av et masket DC-nett. En DC-bryter gjør det mulig å seksjonere en feil slik at ikke hele DC nettet faller ut, men kun en begrenset del vil bli koblet ut. DC brytere er ikke kommersielt tilgjengelig i dag, men utvikling pågår.

En radiell tilknytning kan utvides til en hybridløsning eller en del av et masket nett, men da må det gjøres tekniske valg i første byggetrinn som støtter en slik utvidelse. De tekniske valgene for å utvide til hybrid, vil være annerledes enn om radialen skal kunne bli en del av et fremtidig masket nett. Den samme avveiningen må gjøres i design av en hybridforbindelse. En hybrid kan i fremtiden bli designet med eller uten mulighet til å koble den sammen med andre forbindelser i et masket nett. Noen av valgene er et rent kostnadsspørsmål, mens andre valg baserer seg på fremtidig teknologiutvikling der det er usikkert når teknologien er tilgjengelig. Da kan fleksible løsninger ta lenger tid å realisere.

Statnett jobber for at løsningene som etableres skal være fleksible, og legge til rette for en fremtidig utvikling mot et masket nett. Dette gjøres på europeisk nivå og gjennom samarbeid med leverandører og TSOer i Europa. Samtidig må ikke teknologiutvikling være et hinder for å etablere havvind i Sørlige Nordsjø II raskt. Dette betyr at det må jobbes videre med løsninger som kan legge til rette for en rask utbygging, og fleksible løsninger som kan benyttes og gi verdi lenger frem i tid. Generelt er både hybrid og radial mulig å realisere med dagens teknologi, samtidig som det jobbes med å utvikle teknologi for å kunne designe disse løsningene til å kunne bli en del av et masket nett nevnt over.

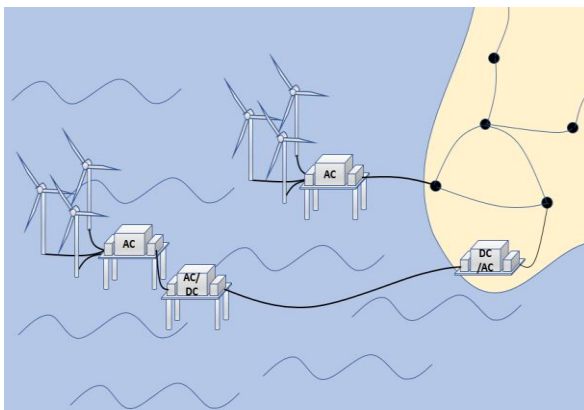
4.2 Radiell tilknytning med vekselstrøm fra Utsira Nord

Utsira Nord ligger utenfor Haugalandet og er plassert i en avstand fra land som gjør det mest aktuelt med en vekselstrømsforbindelse (HVAC) mot land. Det er flere mulige tilkoblingspunkter til nettet, men Statnett har pekt på nye Gismarvik stasjon som har mulighet til å ta imot 1500 MW havvind uten å utløse behov for nettførsterkninger på land. Myndighetene har foreslått en arealinndeling med to arealer på 500 MW og to arealer på 250 MW. Hver havvindutvikler vil være ansvarlig for tilknytning til nettet. Dette kan enten gjøres ved at hver vindutvikler bygger en til to kabler fra hvert sitt havvindfelt mot land, eller ved å etablere en koordinert tilknytning med en felles stasjon og legge kabel derfra mot land. Utsira øy er en aktuell lokasjon for en slik stasjon. En slik løsning vil gi færre offshore hub-er, gi færre parallelle ilandføringer, redusere arealbruken og kan være mer kostnadseffektiv. En koordinert løsning kan være særlig gunstig hvis det senere blir aktuelt å bygge ut enda mer havvind utenfor Haugalandet.



Figur 4-1: Eksempel på tilknytning av flere parallelle kabler fra et havvindområde mot land og en koordinert tilknytning med etablering av felles stasjon.

4.3 Radiell tilknytning med likestrøm – kraften går bare til Norge



Figur 4-2 Eksempel på radiell tilknytning

Radiell tilknytning har til nå, i andre land, vært den foretrukne løsningen for tilknytning av havvind, og teknologien er kjent og har lav risiko. I Norge kan dette gjøres direkte med AC-kabler for parker nærme land (Utsira Nord), eller via DC-forbindelser dersom avstanden til land er lengre som for Sørilige Nordsjø II.

En radiell tilknytning med likestrøm består av de samme tekniske komponentene som en likestrømsforbindelse (HVDC) mellom to land. Forskjellen er at det ene omformeranlegget etableres offshore. For Sørilige Nordsjø II, som har

havdyb på typisk 60-80 meter, betyr dette at det må bygges en plattform, mens i grunnere farvann kan det lages en kunstig øy. På plattformen må det etableres tilknytning for omkringliggende havvindparker, og et omformeranlegg. Det tekniske anlegget for tilkobling av store mengder havvind og omforming til HVDC kalles også for en *hub*.

4.4 Hybridløsning – kan benyttes til både ilandføring av havvind og kraftutveksling

En hybridløsning består av en *hub*¹⁹ som er koblet til to land. Dersom det skal etableres en slik løsning i Sørilige Nordsjø II, vil koblingen mot begge land være HVDC. En hybridløsning skiller seg fra en radiell forbindelse ved at den fyller to funksjoner; den overfører kraftproduksjon til land og den kan benyttes til kraftutveksling når produksjonen fra de tilknyttende havvindparkene er lav. Hensikten med å introdusere en hybrid mellomlandsforbindelse er nettopp å muliggjøre tilknytning av havvind langt fra land kombinert med at forbindelsen kan benyttes til å knytte sammen kraftmarkeder.

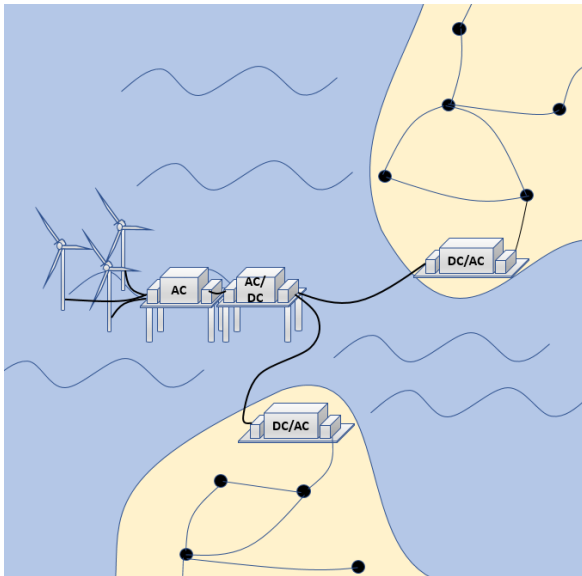
En hybrid består av to kabelsystemer, to omformerstasjoner på land, samt en plattform med en offshore omformerstasjon og tilknytningsløsninger for havvindparker. Siden en hybrid har to tilknytninger til land, vil havvindparkene kunne produsere også i perioder med feil eller vedlikehold på en av kabelforbindelsene. Dersom installert havvind overstiger kapasiteten på gjenværende kabel, vil noe av produksjonen måtte stoppes når produksjonen er høy.

¹⁹ Hybrid hub inkluderer ikke selve vindparken. Hybrid nett infrastruktur er avgrenset til omformeranlegg med innmating av vind.

I denne rapporten er det sett på tre ulike hybridkonsepter - liten hybrid, stor hybrid og asymmetrisk hybrid. I analysene er alle konseptene tilknyttet 2800 MW havvind, men kapasiteten til hvert land varierer. Dette gir ulike prisvirkninger og nyttevirksomheter. Det er i tillegg gjort analyser av liten hybrid med 1400 MW vindkraft.

Liten hybrid kan bygges med eksisterende teknologi

Kapasiteten på konseptet som i rapporten kalles "liten hybrid" er 1400 MW til hvert land. Med 1400 MW vindkraft vil det være tilstrekkelig med én offshore omformerstasjon for tilknytning av havvind, og det vil være mulig å ilandføre all vindkraftproduksjonen selv om en av kablene er ute for feil eller vedlikehold.



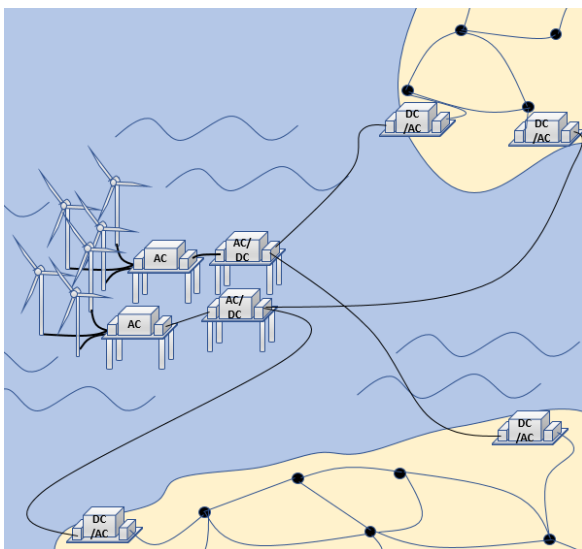
Figur 4-3 Eksempel på liten hybrid for Sørlege Nordsjø II

Med 2800 MW havvind tilknyttet, vil det sannsynligvis være behov for to omformerstasjoner offshore, siden omformerstasjoner på 2800 MW ikke er tilgjengelig teknologi per i dag. Dersom det utvikles så store omformerstasjoner, må det likevel vurderes om det er mer hensiktsmessig å designe anlegget med to separate stasjoner, fordi en slik omformer vil kreve en svært stor plattform. To omformerstasjoner på to ulike plattformer med avstand mellom vil også kunne gjøre tilknytningskablene fra hver enkelt vindturbin kortere og billigere.

Med 2800 MW havvind vil noe av produksjonen måtte stoppes dersom en av kablene er ute for feil eller vedlikehold.

Stor hybrid er i praksis to hybridforbindelser

Kapasiteten på konseptet "stor hybrid" er 2800 MW til hvert land. Det betyr at ved full vindkraftproduksjon vil all kraftproduksjon kunne gå til ett land, og en lavere vindkraftproduksjon vil frigjøre kapasitet til handel. Dersom en av kabelforbindelsene er ute for feil eller vedlikehold,

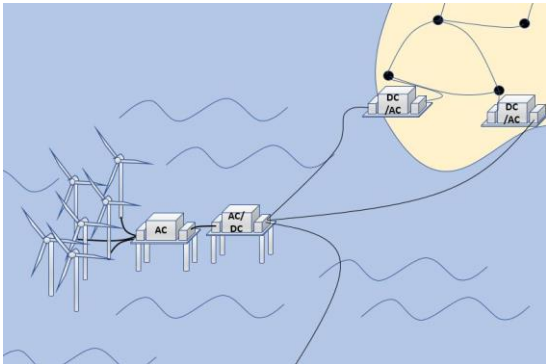


Figur 4-4 Eksempel på stor hybrid for Sørlege Nordsjø II.

vil det likevel være tilstrekkelig kapasitet til å få all produksjon til land. I praksis vil dette konseptet trolig bestå av to separate hybridforbindelser, hver av dem tilknyttet 1400 MW vindkraft, og med 1400 MW kabelforbindelser til hvert land. De to hybridforbindelse kan også gå til to ulike land. Det er tekniske utfordringer ved å koble sammen de to hybridforbindelsene. Dette er først og fremst knyttet til at det må gjøres tiltak for å unngå at en enkelt feil medfører utfall av begge forbindelsene til land, siden dette vil gi et effektbortfall over dimensjonerende feil. Teknologisk utvikling kan gjøre dette mulig i fremtiden.

Asymmetrisk hybrid trenger teknologiutvikling

Konfigurasjon hvor det er større kapasitet til ett land enn til det andre kalles i denne rapporten for en asymmetrisk hybrid. En slik løsning vil gjøre at det er mulig at en større andel av kraftproduksjonen går til Norge, noe som vil gi andre prisvirkninger enn en hybrid med lik kapasitet i begge retninger.



Figur 4-5 Eksempel på asymmetrisk hybrid for Sørlege Nordsjø II.

En mulig løsning er en hybrid med to kabelforbindelser (2x1400 MW) til Norge og én forbindelse på 1400 MW til et annet land. I en slik løsning må det tas hensyn til dimensjonerende feil som er beskrevet i kapittel 4.1. Dette betyr at hybridforbindelsen må designes slik at ingen enkeltfeil skal kunne medføre utfall av begge forbindelsene til Norge. Dette gjelder også feil i omformerstasjonene offshore og onshore. Det må jobbes videre med både teknisk design og teknologiutvikling for å kunne realisere en løsning med to kabler til Norge, uten å komme i konflikt med kravet til dimensjonerende feil.

Det er også mulig å tenke seg en stegvis utvikling av en asymmetrisk hybrid som beskrevet i kapittel 4.5, f.eks. ved at det etableres en hybrid og en radial i første steg, som senere kobles sammen til en asymmetrisk hybrid. De tekniske utfordringene ved en slik løsning er gjeldende også ved en stegvis utvikling. En sammenkobling av eksisterende radial og hybrid vil gi små endringer i lønnsomhet og prisvirkninger. En eventuell nytte ligger i at en hybrid med to kabelforbindelser til Norge, med avstand mellom tilknytningspunktene, gir mulighet å styre flyten slik at nettet på land kan avlastes. En annen fordel er at det ikke er behov for å stoppe vindkraft i perioder radialforbindelsen er ute for feil eller vedlikehold. Det blir en avveining om disse nyttevirkingene er tilstrekkelig til å forsvare investeringene og den økte kompleksiteten en slik sammenkobling medfører.

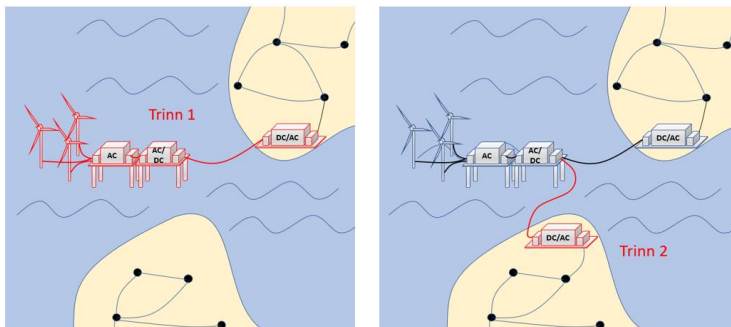
Et alternativ til en løsning med to kabler til Norge, er å lage en hybrid med kun én 1400 MW kabel til Norge og én kabel med lavere kapasitet, f.eks. 1000 MW, til et annet land. Dette kan realiseres med samme teknologi som en hybrid på 1400 MW.

En løsning som teknologisk er ganske lik en asymmetrisk hybrid er å knytte kabelforbindelser til tre ulike land til samme hub for havvind. En slik løsning vil være et første skritt mot et DC-nett.

4.5 Fra radial til hybrid – teknologiutvikling og planlegging

En radial som skal forberedes for en fremtidig utvidelse til hybrid, krever tilpasninger i design. Dette er fordi bruksområdet endres etter utvidelse til hybrid. Det må gjøres tekniske valg i første byggetrinn for å kunne ha muligheten å bygge en hybrid i trinn 2.

For en radial vil belastningen på anlegget variere med vindkraftproduksjonen. For en hybrid vil omformerstasjonen i området med høyest pris bli høyt belastet fordi den til enhver tid ledige kapasiteten vil bli benyttet til utveksling dersom det er prisforskjell mellom de tilknyttede landene. En høy kontinuerlig belastning påvirker dimensjoneringen av komponentene. For eksempel kan en klargjort radial bli bygget med større kabelverrsnitt, selv om maksimal kortvarig kapasitet er den samme som for en enkel radial.



Figur 4-6 Radiell tilkobling som utvides til fremtidig hybrid mellomlandsforbindelse

Ved en utvidelse til hybrid økes den samlede lengden på forbindelsen. Dette kan påvirke valg av spenningsnivå. I dag bygges de lengste mellomlandsforbindelsene med 525 kV spenningsnivå for å holde energitapene lave. Det er naturlig at dette spenningsnivået også velges på en hybrid med tilsvarende lengde. For en enkel radial tilknyttet havvind, som har et lavere gjennomsnittlig

overføringsbehov, vil det være naturlig å vurdere 320 kV spenningsnivå for å redusere investeringskostnadene.

Et høyere spenningsnivå krever større og tyngre HVDC komponenter samt større isolasjonsavstand mellom komponentene på omformerstasjonene både onshore og offshore. Dette vil være mer arealkrevende, noe som spesielt vil være fordyrende for plattformen for offshore omformerstasjonen. I tillegg vil tilrettelagt plass for oppkoblingsutstyr for to kabelforbindelser også kreve noe mer plass. Disse to forholdene gjør at en radial klargjort for utvidelse til hybrid vil kreve en større plattform.

En hybridforbindelse krever at kontrollsystemer i tre omformerstasjoner opererer sammen. Det betyr at de to kontrollsystemene på en klargjort radial må kunne fungere sammen med ett tredje kontrollsystem. Dersom det tredje kontrollsystemet er levert fra en annen leverandør, krever dette interoperabilitet, som forklart i kapittel 4.1. Dersom det er levert av samme leverandør som de to første, vil det fungere uten interoperabilitet.

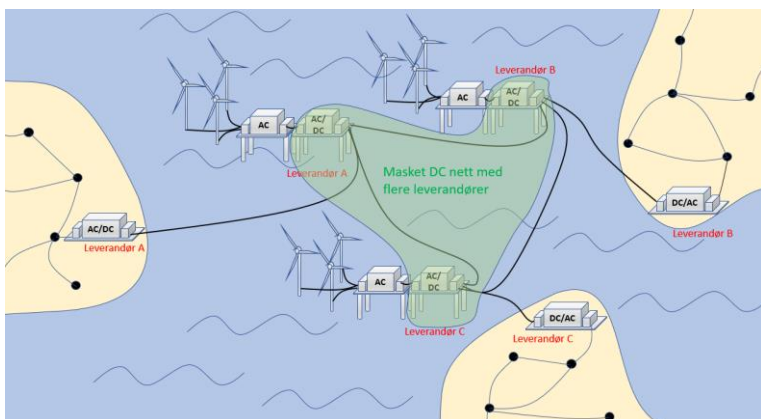
Utvidelse av en klargjort radial til hybrid øker den tekniske og økonomiske risikoen sammenlignet med utbygging av hybrid i en planlagt kontraktfestet trinnvis utbygging. Det er i tillegg en risiko for at utvidelsen blir dyrere, blir forsinket eller ikke er gjennomførbar dersom det går mange år mellom første og andre byggetrinn fordi teknologien er basert på foreldete løsninger. En radial klargjort for utvidelse kan derfor sees på som en tidsbegrenset opsjon.

En klargjort radial kan bli lenger enn en enkel radial fordi tilknytningspunktet som blir valgt på land må kunne håndtere eksport i tillegg til import. Dette kan innebære at tilknytningen må skje i et sterkere punkt i nettet lenger fra kysten og at den samlede kabellengden dermed blir lenger.

Momentene over medfører at en radial klargjort for hybrid vil være betydelig dyrere enn en enkel radial. Samtidig vil en slik løsning bevare fleksibilitet i den videre utviklingen av kraftsystemet til havs.

4.6 Fra hybrid til masket DC-nett til havs

Et masket DC-nett består av flere omformerstasjoner som er koblet sammen i et sammenhengende nett. I sin enkleste form kan man tenke seg at hub-ene i to hybridløsninger kobles sammen med en DC-kabel. Det andre ytterpunktet er at det etableres et sammenhengende DC-nett som kobler sammen et større antall hub-er, med tilkoblinger til alle land som grenser til Nordsjøen.



Figur 4-7 eksempel på masket DC-nett

Ved utbygging av vindkraft og DC-forbindelser i et område kan det bli aktuelt på sikt å koble sammen et større DC-nett. Dette krever at alle stasjoner er bygget for fremtidig utvidelse til et masket nett. Felles for disse løsningene er at det krever teknologisk utvikling og standardisering for å kunne realiseres, og det må gjøres tekniske valg når en radiell forbindelse etableres, dersom det

skal være mulig for forbindelsen å bli en del av et større sammenhengende DC-nett i fremtiden. Interoperabilitet, som ble beskrevet i kapittel 4.1 er også en forutsetning for at radialer eller hybridforbindelser skal kunne kobles sammen i et masket nett.

4.7 Grovt kostnadsanslag for havvindtilknytning

Hovedkomponentene i nettkostnadene og viktige drivere for kostnadsnivået

I kapittel 2.4 viste vi gjennomsnittskostnader for havvind (LCOE), og skilte mellom LCOE med og uten kostnadene til nettknytning. Størstedelen av kostnadene for å realisere havvind er knyttet til produksjonsapparatet hvor turbinkostnader og fundamentet er de to største, mens kostnadene ved å få overført til kraften til land (nettkostnadene) er en mindre del – kanskje i snitt 20-25 % av totalen.

Nettkostnadene drives i stor grad av volum og vekt på plattformen, lengden til land og hvilken teknologi som benyttes (AC eller DC). Hvordan havvinden skal knyttes til vil også være av betydning, dvs. om det skal være kun en radial, klargjort radial til hybrid, eller om det skal være en full hybrid. I tillegg vil det kunne bli behov for ytterligere nettførsterkninger på land. Dette skriver vi mer om i kapittel 9.1.



Figur 4-8 Havvind – infrastruktur tilknytning.

Nettkostnadene består av en offshore hub/plattform med en omformerstasjon på, kabel til land, og en omformerstasjon på land som kobles til det øvrige nettet.

Plattformen offshore kan konstrueres på ulike måter. Danmark har for eksempel planer om å bygge en kunstig øy, mens det mest vanlige er en bunnfast plattform. Valget her vil være drivende for nettkostnadene.

Videre vil tilknytningspunktet på land ha mye å si for kabelkostnaden, siden det påvirker lengden på kabelen. Nettselskapene kan anwise aktørene til det mest egnede punktet i nettet. Dette blir gjort ut fra en helhetsvurdering av hva som er mest rasjonelt, kraftsystemet sett under ett. Her pågår det en egen utredning i Statnett for å identifisere og vurdere tilknytningspunkter. I tillegg til kabellengde, er det flere andre faktorer som vil påvirke kostnadene. Dette er for eksempel kabelens overføringskapasitet, monopol, bipol

og metallisk retur, bunnforhold og behov for beskyttelse, metallpriser, knapphet i leverandørmarkedet mm.

Omformerstasjonen på land har andre typer kostnadsdrivere, som i stor grad blir drevet av generell markedsusikkerhet (leverandørmarkedet) og beliggenhet. Erfaringen fra tidligere prosjekter er at det å etablere stasjoner som krever nye veier og med kompliserte grunnforhold, kan være prisdrivende.

Kostnadsanslagene bygger på erfaringstall

Kostnadsanslagene for komponenter er basert på Statnetts egne erfaringer og offentliggjorte kontraktspriser på sammenlignbare anlegg. Anslagene er vurdert til å være relevant for 2022, men det er stor usikkerhet knyttet til prisene relatert til råvarer (eks. kobber og stål) og markedsituasjonen på tidspunktet kontrakter skal inngås. Tallene er basert på en tilknytningsløsning på 1400 MW. En dobling av effektnivået, til 2800 MW, kan litt forenklet utgjøre det dobbelte. Kostnadsanslag for en asymmetrisk hybrid på 2800 MW er basert totalkostnaden for en radial og en hybrid med hver sine offshore og landbaserte omformere, dvs. totalt fem omformere.

Tapt inntekt fra vindkraftproduksjonen i forbindelse med test og innkjøring av anlegget ved for eksempel utvidelse av en radial til hybrid, er ikke tatt med.

Vi har derfor valgt å oppgi et spenn (høy og lav) for sum av omformeranlegget, kabelen og plattformen, som skal illustrere disse usikkerhetene.

Kostnadsanslag for ulike tilknytningsløsninger i Sørliche Nordsjø II

Som beskrevet vil det være HVDC i Sørliche Nordsjø II, noe som da vil påvirke prisene. Her har Statnett erfaringstall fra både omformeranlegg og kabel fra våre nylig bygde mellomlandsforbindelser de siste årene. Vi har antatt at selve omformeranlegget vil stå på en plattform som en bunnfast installasjon. Her foreligger det lite erfaringstall, men vi har gjort noen egne anslag.

I en slik tidlig fase er utfallsrommet stort, noe som er vist med "lav og høy" kostnad. Dette er verken et gulv eller tak for kostnadene, men ment som en indikasjon på utfallsrommet. Vi har dermed heller ikke noe forventningsverdi på kostnadene, men konstruert et "basisanslag" som indikerer noe omtrent mellom høy og lav.

Som beskrevet tidligere i kapitlet er det ulike tilknytningsløsninger for vindkraften. En vindpark på 1400 MW vil, slik vi har beskrevet det tidligere, kunne bli tilknyttet kun radielt eller som en hybrid. Ved en radial må det i designfasen bli tatt stilling til om den skal kunne bli utvidet eller ikke. Dersom den blir klargjort for utvidelse er det noe høyere investeringskostnader, både i form av annen kabel og større omformerstasjoner på land og offshore. Sistnevnte vil også innebære en større plattform.

I tabellen under ser vi at det er noen merkostnader ved å gjøre den utvidbar. Vi kommer tilbake til merverdien av dette senere i rapporten. Dersom radialen er klargjort er det mulig å utvide den, dvs. legge en kabel til et annet land og drifte den som en hybrid. Dette er vist som "videreføring av radialen". Merkostnaden er om lag 1 mrd. Euro. For ordens skyld er også sum kostnad ved å etablere en hybrid også vist. Det er flere mulige tilknytningspunkt på land. Og hva som blir tilknytningspunktet vil kunne påvirke kabelkostnadene siden det er ulik lengde. Vi har basert kostnadene på et snitt av ulike punkt i Sør-Norge. Ved en videreføring vil det også være mulig å gå til ulike land. Kostnadene er basert på en tilknytning i Storbritannia/Tyskland, mens å gå til Danmark vil justere ned anslaget med om lag 0,3-0,4 mrd. Euro.

Tabell 1: Kostnadsanslag i milliarder € for ulik tilknytning av 1400 MW havvind. Nettkostnader på land inngår ikke.

1400 MW vind Mrd. euro	Kun radial		Videreføring av radial	Hele hybriden
	Ikke utvidbar	Utvidbar		
Lav	0,9	1,2	0,7	1,9
Basis	1,2	1,6	0,9	2,5
Høy	1,5	1,9	1,1	3,0

Dersom vindparken skaleres opp til 2800 MW vil dette både øke kostnadene, men også gjøre det mulig med andre typer tilknytninger. Dette er vist tidligere i kapitlet. Eksempelvis vil det være mulig å ha to forbindelser til Norge (2 x 1400 MW) og en til utlandet (1 x 1400MW). Dette kaller vi asymmetrisk hybrid. I tillegg er det mulig å bygge en "stor hybrid", med to forbindelser til Norge (2 x 1400 MW) og to til utlandet (2 x 1400 MW). Dersom disse skal bygges trinnvis forutsetter det at "radialen" i første trinn er utvidbar.

En annen variant er å bygge en hybrid tilknyttet 2800 MW vindkraft, men én forbindelse til Norge (1 x 1400 MW) og én til utlandet (1 x 1400 MW). Kostnadsanslag for en slik hybridløsning er basert to sammenkoblede offshore omformere.

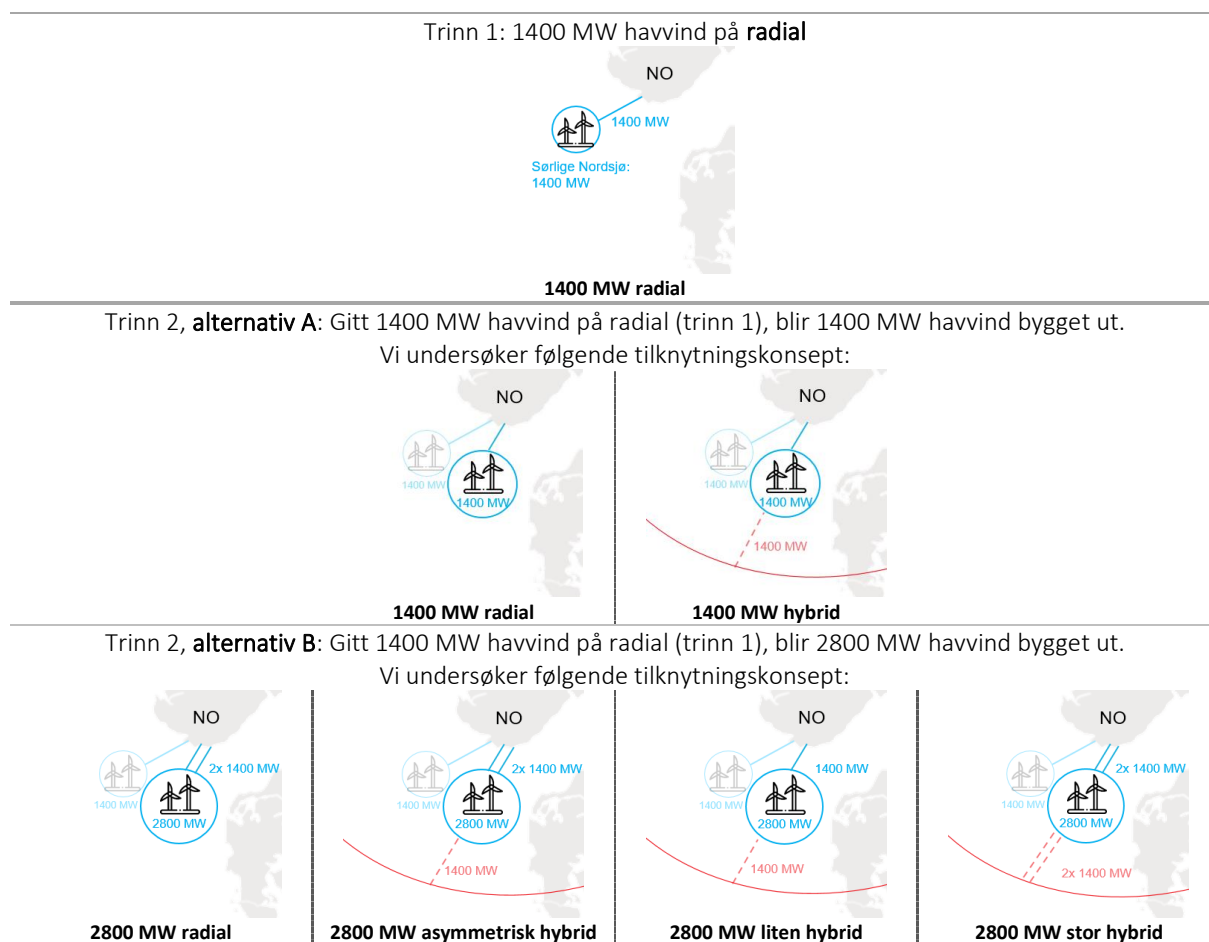
Tabell 2 Kostnadsanslag i milliarder € for ulik tilknytning av 2800 MW havvind. Nettkostnader på land inngår ikke.

2800 MW vind Mrd. Euro	Kun radial		Videreføring av radial		Alle kostnader		
	Ikke utvidbar	Utvidbar	Asymmetrisk	Stor hybrid	Asymmetrisk	Liten hybrid	Stor hybrid
Lav	1,9	2,4	0,7	1,4	3,1	2,8	3,8
Basis	2,4	3,2	0,9	1,7	4,0	3,5	4,8
Høy	2,9	3,8	1,1	2,1	4,9	4,3	5,9

5 En hybrid gir kraftutveksling ut fra vind- og markedssituasjonen

Regjeringen har vedtatt at første utbyggingstrinn i Sørliche Nordsjø II er på 1500 MW havvind knyttet til Norge med radial. I dette og de tre påfølgende kapitlene vil vi se nærmere på kraftutveksling, kraftprisene i Norge og lønnsomheten til havvind i neste utbyggingstrinn av Sørliche Nordsjø II. Vi viser også hvordan hybride tilkoblinger gir mulighet for markedsnytte gjennom kraftutveksling.

Neste utbyggingstrinn i Sørliche Nordsjø II kan enten være ytterligere 1500 MW eller 3000 MW havvind, som beskrevet i kapittel 1.3. De ulike utbyggingstrinnene og tilknytningskonseptene for havvind som vi ser på er oppsummert i Figur 5-1. Dette er samme tilknytningskonsept for havvind som presentert i kapittel 4.²⁰ Vi holder oss for enkelhets skyld til enheter på 1400 MW, da dette er dimensjonerende feil i Norden²¹. Med våre vindserier gir dette rundt 6 TWh vindkraftproduksjon, som er noe lavere enn regjeringens anslag på rundt 7 TWh. Forskjellen skyldes ulike vindserier og at regjeringen operer med 1500 MW havvind, men dette har ingen vesentlig betydning for analysen.



Figur 5-1: Illustrasjon av ulike trinn i havvindutbyggingen i Sørliche Nordsjø II og noen ulike tilknytningskonsept for havvind som vi undersøker

5.1 Vi bruker markedsmodeller for å undersøke virkningene av radial og hybrid

En hybrid gir både tilknytning til land for havvind og en handelsforbindelse mellom to land. Den hybride løsningen krever større investeringer i nett, men gir samtidig mulighet til å bruke forbindelsen til krafthandel når det er ledig kapasitet. Hybriden gir også sikrere utnyttelse av vindkraften enn en radial,

²⁰ Se Vedlegg C for figursammenheng mellom illustrasjonene i kapittel 4 og skissene brukt i resten av rapporten.

²¹ Se også kapittel 4.1

fordi en eventuell feil på en radial vil gjøre at vindkraften ikke kan leveres, mens en hybrid løsning gir en alternativ rute til land.

Hvor mye av kapasiteten på en hybrid som er tilgjengelig for handel, vil avhenge av hvor mye vindkraften stenger for handel og hvor mye kapasitet man har på forbindelsene til hvert land. Hvis kapasiteten er forskjellig til de to handelspartnerne (asymmetrisk hybrid), vil den minste kapasiteten begrense mulig handel når ikke vindkraftproduksjonen er begrensende.

Kraftflyten til og fra hvert av de tilknyttede landene blir påvirket av produksjonsmønsteret for vindkraften og hvordan dette samvarierer med prisene i hver ende av den hybride forbindelse. For å få et best mulig bilde av dette må man simulere vindkraftproduksjon på hybriden sammen med prisdannelsen i resten av markedet. Simuleringene skjer i en kraftmarkedsmodell og gjøres for et stort utfallsrom av værkombinasjoner (værrår), ulike scenarier for utbygd vindkraft, solkraft og forbruksmønster, ulik kraftbalanse i Norge, samt ulike marginalkostnader i termisk kraftproduksjon (pris for gass, kull og CO₂-utslipp).

Vi simulerer kraftmarkedet i våre to markedsmodeller, Samnett og BID, som gjengir samspillet mellom bla. vannkraft, vindkraft, og ulike typer forbruk i kraftmarkedet i Norge og resten av Europa fremover i tid. Modellene gjengir også samspillet med det fysiske transmissjonsnett og hvordan kraftflyten fordeler seg. Vi simulerer med 29 historiske værrår for å fange opp variasjoner i tilsig, temperatur, forbruk vind og sol. Vi tar utgangspunkt i modelldatasett og forutsetninger om markedsutviklingen fra vår siste langsiktige markedsanalyse (LMA2020)²² og oppdateringen av denne våren 2021²³. Analysen er bygget rundt våre basisdatasett for 2030 og 2040, hvor vi i 2040-datasettet har lagt til grunn nettoppgraderingene som skissert i NUP/ATK2021²⁴.

Våre basisdatasett er først og fremst et utgangspunkt for analyser og må ikke ses på som noen fasit på utviklingen. Vi drøfter og illustrerer også ulike alternative utviklingsbaner, se nærmere beskrivelse i vedlegg A. Modellsimuleringene har også svakheter, vi ser derfor på modellresultater i sammenheng med historikk og teori.

5.2 Kraftflyten på en kabelforbindelse styres av prisforskjellene time for time

Siden modellene våre er komplekse og resultatene kan være vanskelig å forstå, skal vi i dette delkapitlet gi en mer intuitiv og forenklet forklaring av de viktigste faktorene som vil styre kraftflyten på en hybrid forbindelse og dermed påvirke prisene i Norge.

For å forstå kraftflyten på en hybrid er det nyttig å forstå hvordan kraftflyten på en direkte forbindelse (dvs. uten tilknyttet vindkraft) til et annet land fungerer. På hver forbindelse vil flyten gå fra området med lavest pris til området med høyest pris, og vanligvis vil hele kapasiteten på kabelen bli utnyttet. Kraftprisene hos våre handelspartnere vil normalt variere mye mer enn norske kraftpriser innenfor en tidshorisont på uker og måneder. Store norske vannmagasin flytter kraftproduksjon fra timer og perioder med lav pris til timer og perioder med høy pris. Samtidig koster det lite å justere opp og ned på vannkraftproduksjonen. Dette gir en mye jevnere kraftpris innenfor kortere tidsrom på norsk side. Når våre naboland gjennom vinteren 2021-2022 har hatt perioder med ekstra stor vindkraftproduksjon og priser ned mot null, har magasinprodusentene kunnet holde tilbake vann for å produsere mer kraft senere. I Sør-Norge har dette gitt en mer jevn pris som er høyere enn handelspartneren når vi har hatt

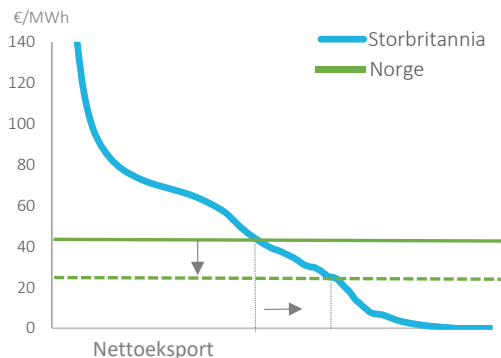
²²Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050. https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf

²³ Oppdatert LMA, våren 2021. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-07-02-lma-oppdatering.pdf>

²⁴ Nettutviklingsplanen /Analyse av transport kanaler 2021. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/nettutviklings-og-investeringsplan/>

import og lavere når vi har eksportert. Disse egenskapene ved det norske kraftsystemet har vært viktige for norsk kraftutveksling siden 90-tallet (og delvis før dette) og vil spille en større rolle i fremtiden når kraftsystemet rundt oss blir stadig mer dominert av sol- og vindkraft.

Som en første tilnærming for å forstå kraftutveksling over en forbindelse til utlandet, kan vi undersøke hvordan kraftflyt og netto eksport vil være for en gitt norsk kraftpris. Vi tar utgangspunkt i en forventet varighetskurve for kraftprisen i Storbritannia i 2030. Varighetskurven viser hvordan prisen varierer over tid, og er sortert fra høyeste til lavest pris.



Figur 5-2: Varighetskurve for britisk kraftpris i Basis 2030 og en illustrasjon av norsk kraftpris. For å få økt nettoeksport eksempelvis i et år med mye tilsig, må norsk kraftpris reduseres for å få flere timer med eksport enn import.

Medianprisen er definert ved at det er like mange timer med pris over som under denne. Siden det her finnes en del timer med veldig høye priser og ganske mange timer med nullpriser, blir medianprisen i dette tilfellet vesentlig lavere enn gjennomsnittsprisen.

Handel over en kabel eller en hybrid er en del av samlet tilbud og etterspørsel i det norske prisområdet hvor kablet er tilknyttet. I denne sammenheng er tilknytningen til prisområdet NO2. Det er tilbud og etterspørsel i hvert delområde, inkludert handel med andre områder i Norge og utlandet, som bestemmer prisen i hvert område. Både i den enkelte time og over tid har en handelsforbindelse kun virkning på prisen i Norge ved de volumene som importeres eller eksporteres. En forbindelse med kapasitet 1400 MW til Storbritannia vil tilby 1400 MWh så lenge norsk pris er høyere enn prisen i Storbritannia og den vil etterspørre 1400 MWh/time så lenge norsk pris er lavere enn prisen i Storbritannia. Om prisen i Storbritannia i en bestemt periode er ekstremt mye høyere enn prisen i Norge eller bare litt høyere, blir eksporten den samme og gitt av eksportkapasiteten (1400 MW, eller mindre hvis det er andre nettbegrensinger).

Hvis vi som en forenkling, tenker oss at Norge gjennom hele året har en stabil pris lik medianprisen i Storbritannia mens prisen i Storbritannia varierer i tråd med varighetskurven, vil vi ha like mange timer med import og eksport. Vi vil få import i timene hvor britisk pris er lavere enn medianprisen (dvs. vår pris i dette tankeeksperimentet) og eksport i timene hvor britisk pris er høyere enn medianprisen. Netto eksport blir da null. Begge land tjener på handelen, både i import og eksportsituasjonen, fordi billig kraft i det ene landet erstatter dyrere kraft i det andre landet.

Hvis norsk pris er lavere enn medianprisen i Storbritannia vil vi få flere timer med eksport og færre timer med import, og dermed netto eksport. Formen på priscurven til landet vi knytter oss til har mye å si for hvor lett det er å få full eksport eller import. En større utbygging av vind- og solkraft eller kjernekraft vil, alt annet like, gi flere perioder med svært lave priser som gjør det vanskelig å få en stor eksport. Norsk pris må da lengre ned for å utløse stor eksport. Tilsvarende vil høyere marginalkostnader for fossil kraftproduksjon løfte prisene mer i periodene hvor denne produksjonen er på marginen. Det betyr at for en gitt norsk pris på dette prisnivået vil vi få mer eksport.

5.3 Norges nettoeksport eller -import er gitt av differansen mellom produksjon og forbruk

Differansen mellom produksjon og forbruk (inkludert tap) av kraft er alltid lik det vi utveksler med våre naboland. Dersom produksjonen er større enn forbruket har vi eksport, og om forbruket er størst har vi import. Når vi ser på hva produksjon, forbruk og utveksling ville vært med det været vi har hatt over de omkring 30 siste årene, så er gjennomsnittlig utveksling per år det samme som vi kaller energibalansen i et normalår. Energibalansen i et normalår er altså et gjennomsnitt, og over- eller underskudd vil variere mye fra år til år, se også tekstboks.

Som vi forklarte i kapittel 1 har Norge et kraftoverskudd i dag, og dermed en nettoeksport, på rundt 15 TWh i et gjennomsnittlig/normalt år. De nærmeste fem årene forventer vi at energibalansen går mot null som følge av økt forbruk og lite ny produksjon.

I Norge har vi store variasjoner i tilsiget til vannkraftverkene, både mellom år og kortere perioder. Produksjonen blir jevnet ut mellom år og sesonger ved at vi lagrer vann i vannmagasinene. Likevel gir perioder med enten ekstra høye priser i utlandet, mye tilsig, lavt forbruk eller en kombinasjon disse, vedvarende høy nettoeksport. Motsatt kan vi ha lengre perioder med nettoimport i perioder med lavt tilsig og høyt forbruk – selv om vi i et normalår har energioverskudd.

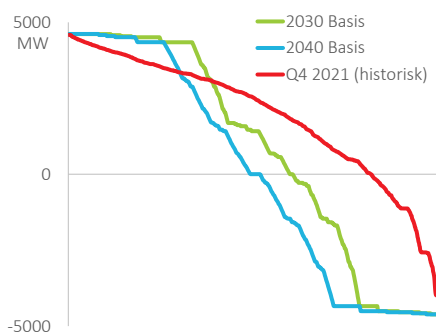
Når vi i perioder enten har nettoeksport eller nettoimport betyr det at vi som nasjon har henholdsvis for mye eller for lite kraftproduksjon til å dekke forbruket i Norge. Og ser vi bort fra utbyggingen av nye kraftverk så er samlet norsk produksjon over tid gitt av været, og den blir verken større eller mindre ved endringer i kraftprisene. Tilsvarende er forbruket i liten grad påvirket av kraftprisene. Sett bort fra underliggende vekst i både forbruk og produksjon vil dermed ikke et økt prisnivå slik vi har sett det siste året kunne gi større nettoeksport enn om prisene var lave.

Tilsvarende vil det være en god tilnærming å si at det verken blir mer nettoeksport eller nettoimport over lengre tidsperioder av at vi øker overføringskapasiteten til andre land via en hybrid. Et unntak er om det blir så store tilsig relativt til forbruket og tilgjengelig lagringskapasitet i magasinene at vi får flomtap. Dette var situasjonen sommeren 2020, og med mer overføringskapasitet til andre land i en slik situasjon ville mer av flomtapet blitt omsatt i økt produksjon og økt nettoeksport.

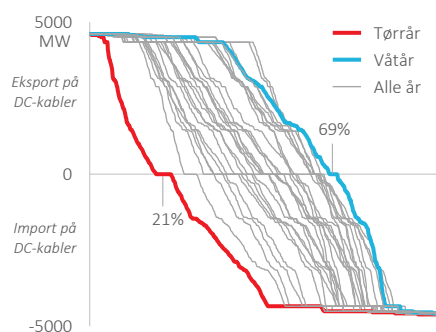
Vi bruker betegnelsen *energibalanse i et normalår* om den *forventede gjennomsnittlige netto eksporten* på et gitt stadium, f.eks. i 2022. Historisk værstatistikk er sentralt i beregningen av energibalanse i et normalår.

Ved å bruke værstatistikk for en lengre periode fanger vi opp variasjonen og samvariasjon mellom nedbør, vind, sol og temperatur. Dette brukes i markedsmodeller hvor disponering av vannmagasin simuleres sammen med utveksling av kraft mellom ulike områder i Norge og utveksling med utlandet.

Disse analysene gir oss både et bilde av forventet gjennomsnittlig eksport (import), og et bilde av spredningen mellom ulike værår og sesonger. Vi kan for eksempel belyse risiko for store underskudd i tørrår, eller fare for spill av kraft om sommeren i våte år.



Figur 5-3: Varighetskurve for samlet flyt på DC-forbindelsene ut av Sør-Norge, i Q4 2021 (historikk) og i vår basis for 2030 og 2040 fra LMA2020 i en situasjon med kraftbalanse i et normalår.

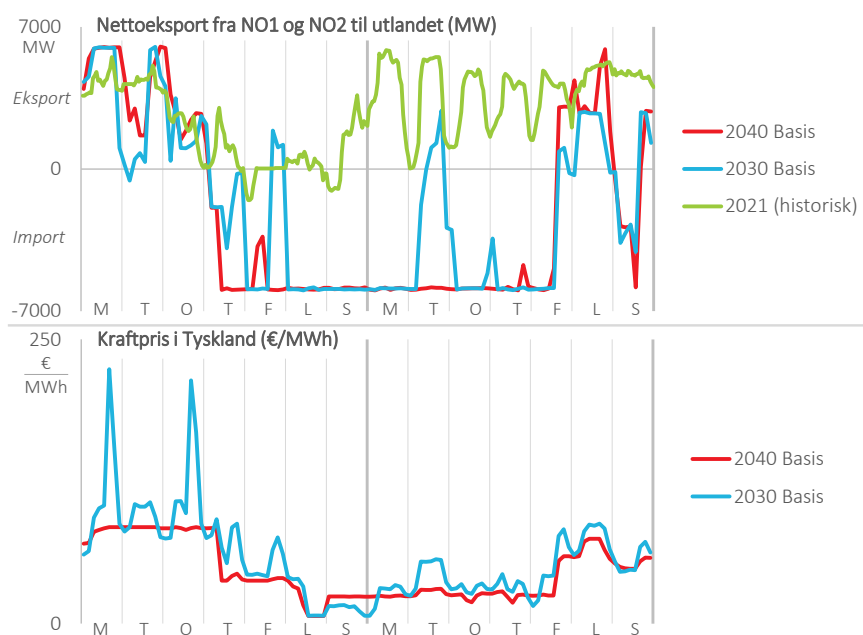


Figur 5-4: Varighetskurve for samlet flyt på DC-forbindelsene ut av Sør-Norge i Basis 2040 i en situasjon med kraftbalanse i et normalår, for hvert værår – et tørrår og et våtår er markert.

5.4 Mot 2030 blir kraftutveksling enda mer preget av variasjoner i vind og solkraft

Uttekslingen mellom Norge og våre naboland har historisk vært preget av en viss nettoeksport som følge av overskudd på energibalansen i gjennomsnitt, og lengre perioder med ekstra høy nettoeksport eller nettoimport for å jevne ut værdrevne variasjoner i den hydrologiske balansen i Norge og sesongvariasjoner. I tillegg har det vært et klart mønster med mer kortvarig utveksling der vi typisk har hatt eksport på dagtid og import på natten, drevet av høyere kortsiktig prisvolatilitet i mange av våre naboland.

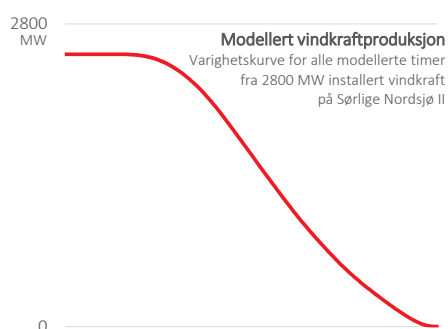
Med overgangen til et europeisk marked og et kraftsystem dominert av vind og solkraft, vil kraftprisene og dermed også kraftutvekslingen over forbindelsene til andre land bli preget av svingningene i sol- og vindkraft. I timer med mye sol og vindkraft faller prisene og det blir mer import til Norge – særlig på vinteren, siden det da i større grad er mulig å holde igjen på vannkraftproduksjonen for å gi plass til overskudd av sol og vindkraft fra våre naboer. På sommeren er mønsteret mindre tydelig da den regulerbare vannkraften i stor grad allerede har stoppet opp for å gi plass til uregulert vannkraft og import på eksisterende forbindelser.



Figur 5-5: Figuren over viser kraftutveksling fra Sør-Norge (øverst) og pris i Tyskland (nederst) over 14 dager. I perioder med mye vind og vindkraftproduksjon i Europa blir prisen svært lav, og Norge importerer kraft til lav pris. I perioder med lite kraftproduksjon stiger prisen, og Norge selger kraft til en dyr pris. Utvekslingen med Norge følger derfor i stor grad pris og produksjon i Europa.

5.5 En hybrid omfordeler nettoeksporten og gir mer utveksling

Med en hybrid tilkobling av havvind fra Sørlege Nordsjø II vil det bli mer overføringskapasitet mellom Norge og landet eller landene vi kobler oss til gjennom hybridene. Hvor mye overføringskapasiteten øker er avhengig av hvor mye havvind som er tilkoblet relativt til overføringskapasiteten. Varighetskurven for vindkraftproduksjonen fra en havvindpark på 2800 MW illustrerer at det er mange timer per år der det er mindre enn full vindkraftproduksjon som gir ledig kapasitet for kraftutveksling.



Figur 5-6: Varighetskurve for vindkraftproduksjon fra en vindpark på 2800 MW i vår modell²⁵.

Vi undersøker ulike tilknytningskonsept for utbygging av to volum havvind, 1400 MW og 2800 MW, oppsummert i Figur 5-7. I lys av de store forbruksplanene i Norge er det naturlig at en økning i kraftproduksjon fører til økt industriforbruk. Vi legger derfor også til grunn en vekst i industriforbruket²⁶ tilsvarende havvindproduksjonen, hhv ca. 6 og 12 TWh. Vi undersøker virkningen på kraftflyt ut av Norge, ved samme økning i produksjon og forbruk. Situasjonen vi tar utgangspunkt i

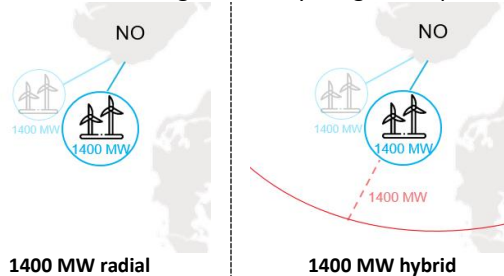
²⁵ Vi forutsetter at vindkraftproduksjonen aldri er mer enn 90 % av samlet installert effekt i vindparken, som følge av vake-tap, revisjoner og elektriske tap internt i parken

²⁶ Vi legger til grunn industriforbruk med flat forbruksprofil gjennom året

har kraftbalanse i Norge. Vi ser også på virkningene med andre kraftbalanser og i andre markedsscenario.

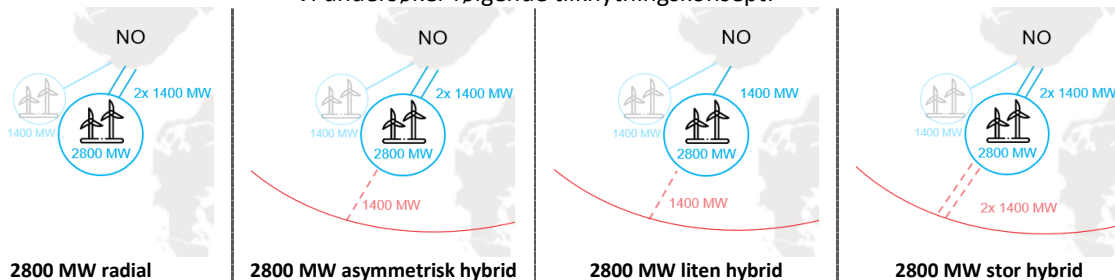
Trinn 2, **alternativ A**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 1400 MW havvind bygget ut.

Vi undersøker følgende tilknytningskonsept:



Trinn 2, **alternativ A**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.

Vi undersøker følgende tilknytningskonsept:



Figur 5-7: Illustrasjon av ulike trinn i havvindutbyggingen i Sørilige Nordsjø II og noen ulike tilknytningskonsept for havvind som vi undersøker

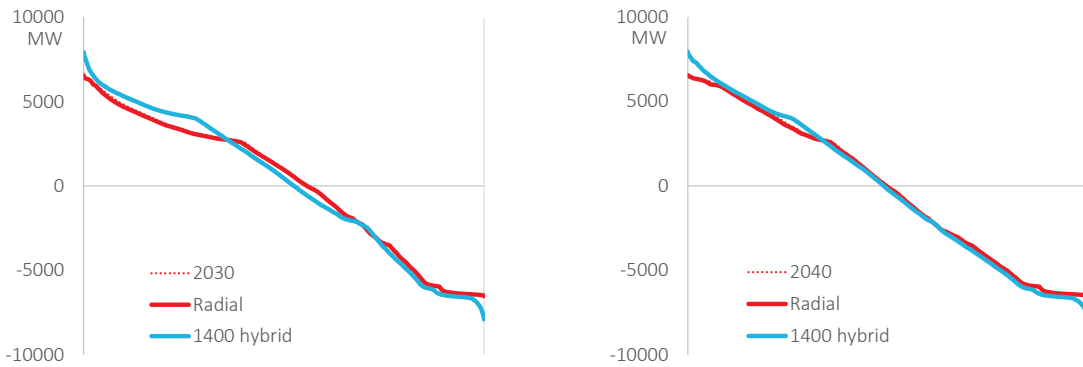
Som vi forklarer i kapittel 5.5 gir ikke en hybrid noe større nettoeksport fra Norge i seg selv. Den gir opplagt økt produksjon i form av å knytte til havvind, og dermed mer nettoeksport om ikke forbruket øker tilsvarende. Men siden vi sammenligner med en tilsvarende utbygging av havvind med radiell tilkobling blir samlet nettoeksport i utgangspunktet den samme.

En hybrid vil på samme måte som direkte mellomlandsforbindelser gi en omfordeling av nettoeksporten til timer og markeder med høyest pris. Samtidig får vi større kortsiktig utveksling. Det blir mer eksport av større volum på kortere tid i timer med høye priser i våre naboland, men også større volum import over kortere tidsperioder når det er lave priser rundt oss.

Vindkraftproduksjonen i Sørilige Nordsjø II vil være sterkt korrelert med vindkraftproduksjonen på kontinentet og i Storbritannia, og dermed også utvekslingsmønsteret på de øvrige forbindelsene. Dette betyr at når det er full produksjon i Sørilige Nordsjø II vil det ofte også være høy vindkraftproduksjon ellers i Nord-Europa – og dermed også import på de øvrige mellomlandsforbindelsene til Sør-Norge.

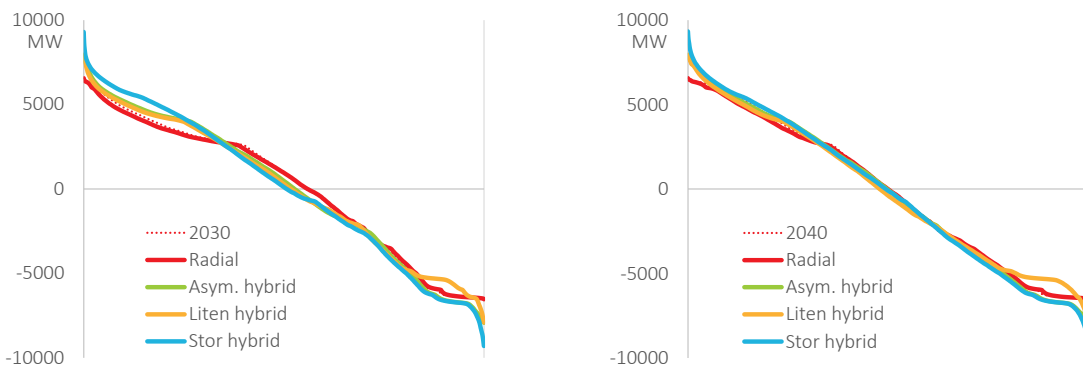
Vi ser av Figur 5-8 og Figur 5-9 hvordan de ulike hybride tilknytningene gir høyere maksimal kraftutveksling, sammenlignet med radiell tilknytning. Hybrid tilknytning gir noen færre timer med eksport, sammenlignet med radial, da det er lavere utvekslingskapasitet mot utlandet med en radial og følgelig må nettoeksporten fordeles på flere timer.

Trinn 2, alternativ A: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 1400 MW havvind bygget ut.



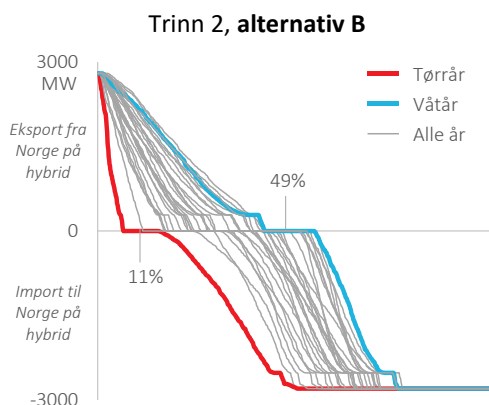
Figur 5-8: Samlet flyt fra Sør-Norge til utlandet (Sverige og DC-forbindelser, inkludert forbindelsen fra vind-hub til Storbritannia). 2030-datasett til venstre, og 2040 til høyre. Det er kraftbalanse i alle datasett, altså er det tilsvarende forbruksvekst som vindproduksjon i datasettene med havvind

Trinn 2, alternativ B: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.



Figur 5-9: Samlet flyt fra Sør-Norge til utlandet (Sverige og DC-forbindelser, inkludert forbindelsen fra vind-hub til Storbritannia). 2030-datasett til venstre, og 2040 til høyre. Det er kraftbalanse i alle datasett, altså er det tilsvarende forbruksvekst som vindproduksjon i datasettene med havvind

Eksemplene vi har sett på til nå tar utgangspunkt i en situasjon med kraftbalanse i normalåret, hvor vi ser på gjennomsnittet av 29 simulerte værår. Når det er kraftbalanse i et normalår vil mengden tilsig gjennom året avgjøre om det blir kraftoverskudd eller kraftunderskudd i det aktuelle året. Et tørrår, i en situasjon med kraftbalanse i normalåret, vil gi kraftunderskudd og behov for nettoimport. Tilsvarende vil det i et våtår bli kraftoverskudd og nettoeksport, som påvirker kraftflyten ut av Norge. Figur 5-10 illustrerer hvordan kraftflyten ut av Norge på en 2800 MW stor hybrid i 2040 varierer over de ulike værårene vi simulerer.

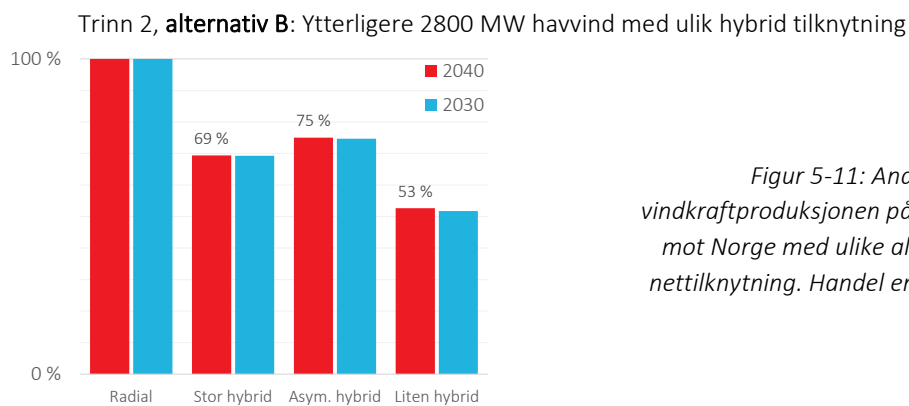


Figur 5-10: Flyt fra Norge til vindhub på stor hybrid i 2040, i en situasjon med kraftbalanse i et normalår. Et av de tørreste og våteste årene er uthevet i figuren.

5.6 Ved hybrid flyter havvinden fra Sørilige Nordsjø II i hovedsak mot Norge

Ved en hybrid tilkobling av havvind fra Sørilige Nordsjø II kan den tilknyttede vindkraftproduksjonen flyte både til Norge og til landet eller landene vi har knyttet oss til gjennom hybridene. Den sterke korrelasjonen mellom vindkraftproduksjon tilknyttet Sørilige Nordsjø II og vindkraftproduksjon ellers i det nordvestlige Europa bidrar imidlertid til at det meste av produksjonen fra Sørilige Nordsjø II rent fysisk flyter til Norge. Når det er mye vindkraftproduksjon fra Sørilige Nordsjø II er det i våre simuleringer ofte mye vindkraftproduksjon på kontinentet og i Storbritannia også, og dermed lavere priser der enn i Norge. Dermed får vi flyt mot Norge fra Sørilige Nordsjø II i mye av tiden det er mye vindkraftproduksjon på hybridene. Dette er knyttet til vannkraftens evne til å holde tilbake vann i magasinene når prisene er lave.

Selv om Sørvest-landet (NO2) i *gjennomsnitt* har lavere kraftpris enn handelspartneren i den andre enden av hybridene, vil vi som regel ha høyest pris i timene hvor stor vindkraftproduksjon presser prisene ned mot null i Nordsjø-området. Figur 5-11 viser hvordan dette gjør at 70-75 % av produksjonen i Sørilige Nordsjø II flyter mot Norge med eksemplene våre på en stor hybrid og en asymmetrisk hybrid. For varianten liten hybrid blir det en mindre andel som går til Norge siden det her ikke er nok kapasitet i ledningen til land i Norge til å overføre mer enn halvparten av den maksimale produksjonen. Ved full produksjon vil halvparten gå til Norge og halvparten til landet vi knytter oss til.



Figur 5-11: Andel av vindkraftproduksjonen på hub som flyter mot Norge med ulike alternativer for nettilknytning. Handel er holdt utenfor.

6 Prisvirkning i Norge ved tilknytning av havvind

Mer havvind i Norge gir lavere kraftpriser mens økt forbruk har motsatt effekt. Økt overføringskapasitet mellom Norge og utlandet via en hybrid kan både trekke prisene opp og ned. I dette kapitlet ser vi nærmere på prisvirkningene av havvind tilknyttet både med radial og hybrid, og hvordan dette slår ut ved en parallell vekst i forbruket. Vi understreker at det er mye usikkerhet i beregningene og at priseffektene er sterkt avhengige av perspektiv og forutsetninger. Hensikten med vår analyse er å belyse grunnleggende sammenhenger og skissere størrelsesordenen på priseffektene – ikke å gi noen fasit på den framtidige utviklingen.

Vi har nå en helt spesiell markedsituasjon med historisk høye kraftpriser i hele Europa. Det høye prisnivået forsterker priseffekten av endringer i produksjon og forbruk i Norge. Norsk havvind vil imidlertid ikke komme i drift før nærmere 2030, og innen da forventer vi et vesentlig lavere europeisk prisnivå drevet av en normalisering av gassprisen og mye mer sol og vindkraft. Dette gir mer dempede priseffekter av både havvind og forbruk i Norge. Våre analyser viser også at overgangen til vind og solkraft i hele Europa betyr vesentlig mer for de norske kraftprisene til 2030-40 – enn utviklingen av forbruk og produksjon i Norge.

For å få frem de grunnleggende sammenhengene beregner vi prisendringene slik de er i snitt over alle timene i de 29 historiske værårene vi simulerer i vår modell. Vi understreker imidlertid at prisvirkningene både vil være større og mindre i enkeltår og enkelttimer, enn hva de er i gjennomsnitt.

6.1 Vi ser på prisvirkningen av havvind i sammenheng med økt forbruk

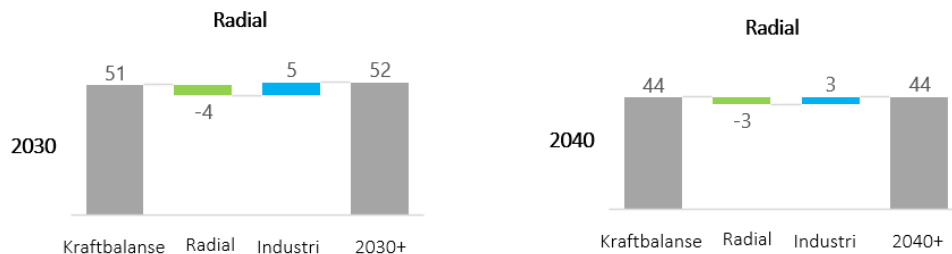
Havvind er produksjon med svært lav eller ingen driftskostnad. Det betyr at når en vindpark først er bygget vil den tilby sin kraft til en pris nær null. Når kraften sendes til det norske nettet, bidrar den til å senke prisen i Norge, alt annet likt. Det er imidlertid sannsynlig at vi får en høy vekst i forbruket parallelt med utviklingen av havvind i Norge. Og økt forbruk i Norge vil øke den norske kraftprisen. Samtidig er en del av forbruksplanene sensitive for kraftprisnivået, og dermed i praksis avhengig av at det kommer ny kraftproduksjon. Høyere kraftpriser i Norge vil begrense veksten i kraftintensiv industri og samtidig øke lønnsomheten av ny kraftproduksjon.

Vi kjenner ikke den eksakte markedsmessige sammenheng mellom økt forbruk og produksjon, og i hvor stor grad nytt industriforbruk heller vil etablere seg i andre land hvis det blir underskudd i Norge. Markedsmessig er det derfor fullt mulig at vi i løpet av de neste 10-20 årene kan ha perioder med betydelig under- og overskudd på energibalansen over året. Vi mener likevel det er mest riktig å se prisvirkningen av økt havvindproduksjon i sammenheng med økt forbruk. Videre viser vår siste Kortsiktige Markedsanalyse at kraftoverskuddet i Norge trolig reduseres ned mot null i 2026. I våre beregninger av prisvirkningene av økt havvind og nytt forbruk tar vi derfor utgangspunkt i en situasjon der Norge har omtrent like mye forbruk og produksjon i et år med normalt vær.

Som et første utbyggingstrinn legger vi til grunn regjeringens vedtak med 1500 MW havvind i Sørlege Nordsjø II med radial til Norge før 2030. Dette er illustrert som trinn 1 i Figur 5-1. I denne rapporten holder vi oss for enkelhets skyld til enheter på 1400 MW, da dette er dimensjonerende feil i Norden²⁷. Med våre vindserier gir dette rundt 6 TWh vindkraftproduksjon, som er noe lavere enn regjeringens anslag på rundt 7 TWh. Denne forskjellen er imidlertid uvesentlig for analysen og våre konklusjoner.

²⁷ Se også kapittel 4.1

I våre regneeksempler legger vi skjematisk inn at økningen i produksjonen fra havvind gir en tilsvarende økning i forbruk²⁸, selv om det ikke nødvendigvis er noen eksakt sammenheng. Våre simuleringer viser at samlet effekt på den gjennomsnittlige sørnorske kraftprisen av 6 TWh havvind og 6 TWh industriforbruk i første trinn er en økning på i underkant av 1 €/MWh i både 2030 og 2040, som vist i Figur 6-1. Når vi ser på den videre utviklingen av neste trinn forutsetter vi at første trinn er inne med en økning i forbruket som i praksis utligner priseffekten av havvinden²⁹.



Figur 6-1: Virkning på sørnorsk kraftpris (snitt av 29 værår) av 1400MW havvind i Sørlege Nordsjø II tilknyttet med radial og tilsvarende mengde industriforbruk (ca. 6 TWh), i 2030 og 2040.

6.2 Varig lavere norsk pris av havvind forutsetter at den går til eksport, ikke økt forbruk

Mer havvind på radial til Norge gir en klar prisnedgang, men denne vil altså bli utlignet hvis forbruket øker tilsvarende målt i energi. Dette betyr at hvis man skal kunne bidra til varig lavere kraftpriser i Norge gjennom utbygging av havvind i Norge, så må hele eller deler av kraften gå til eksport og ikke til økt kraftforbruk i Norge. Utbyggingen av havvind må være større enn veksten i forbruket.

Grunnen til at det er slik, er at vi har et felles kraftmarked i hele Europa. Det sikrer at vi har en plass å kjøpe kraft når vi trenger det, og selge kraft når vi ikke kan bruke alt selv. Men det fører også til at den norske kraftprisen følger den europeiske. I praksis skjer dette ved at vannkraftprodusentene prissetter vannet de har på lager i magasinene slik at de til enhver tid er tilpasset prisenivået rundt oss, justert for fyllingsgrad, mulig tilsig fremover i tid og den underliggende kraftbalansen. Forenklet kan vi si at den norske prisen over tid blir lik den europeiske medianprisen når Norge er i kraftbalanse. Overskudd gjør at vi får en lavere gjennomsnittspris, mens underskudd gjør at vi får en høyere pris.

Skal den norske prisen bli lavere enn den europeiske, må vi ha kraftoverskudd, som betyr at vi har netto eksport til nabolandene våre. Med lavere kraftpris enn i våre naboland er det naturlig at ny kraftintensiv industri ønsker å etablere seg i Norge. Det vil redusere kraftoverskuddet og heve kraftprisen. Lav pris vil også svekke lønnsomheten ved ny produksjon, og den må derfor subsidieres om vi ønsker å øke overskuddet mer. Disse faktorene begrenser hvor stort det norske kraftoverskuddet kan bli, og trekker prisen i Norge mot den europeiske. Over tid vil det altså være vanskelig å ha en kraftpris i Norge som er vesentlig lavere enn i våre naboland. Her spiller også den samlede balansen i Sverige og Norge inn. Også prisvariasjonen på kontinentet avgjør hvor norsk kraftpris ligger i snitt sammenlignet med den kontinentale. Men hovedprinsippet er uansett gyldig – at økt overskudd presser ned norske priser sammenlignet med snittprisene i landene rundt oss, og motsatt.

²⁸ Vi legger til grunn industriforbruk med flat forbruksprofil gjennom året.

²⁹ Første trinn på 1400 MW havvind og tilsvarende energimengde kraftforbruk er ikke fullt ut implementert i vårt 2030-datasett. Det innebærer at våre simuleringer er basert på et kraftsystem som er noe mindre i antall TWh. Det har imidlertid en neglisjerbar virkning på resultatene.

6.3 Moderat prisendring av forbruk og havvind med hybrid i vårt basisscenario

Modellsimuleringer med vårt basisscenario gir følgende hovedeffekter på de gjennomsnittlige kraftprisene i Sør-Norge, ved de ulike alternative tilkoblingsmåtene for havvind i Sørlege Nordsjø:

- Havvind på radial og tilsvarende økt forbruk gir tilnærmet uendret snittpris i Sør-Norge
- Havvind på hybrid uten økt forbruk gir en svak nedgang i snittprisen
- Havvind på hybrid og tilsvarende økt forbruk øker prisen noe i 2030 og lite i 2040
- For husholdninger er forskjellen i prisvirkning mellom radial og hybrid mindre i 2030
- Mer installert vindkraft demper prisvirkningen av en hybrid
- Hybride tilkoblinger gir noe større kortsiktig prisvariasjon i Norge

Det er et stort utfallsrom for prisvirkningene drevet av brensel- og CO₂-pris, kraftbalansen i Norge og Norden i et normalår – dette kommer vi tilbake til i neste delkapittel. Videre understreker vi at prisvirkningene kan variere mye på tvers av enkeltår, dvs. at det er store variasjoner i prisendringene bak gjennomsnittstallene som vi primært presenterer, over alle timene i 29 simulerte historiske værår.

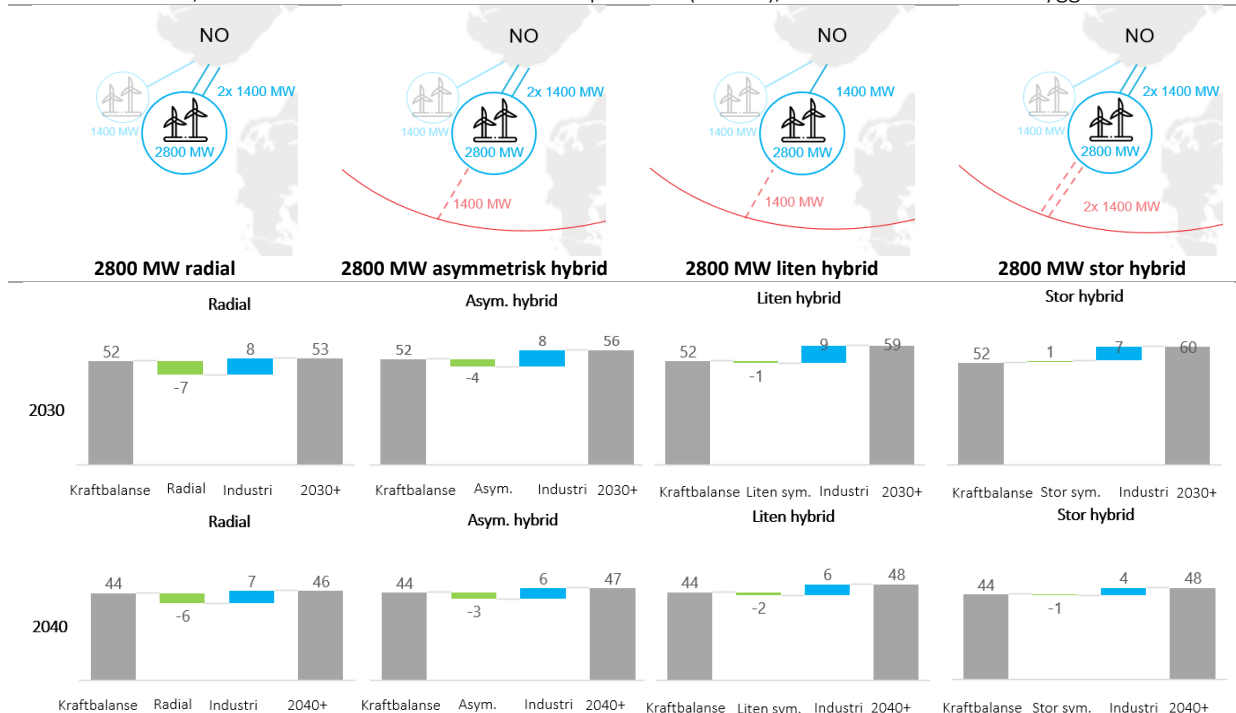
Vi undersøker virkningen på norsk kraftpris av hybrid tilknytning mot en rekke andre land rundt Nordsjøen, og finner at prisvirkningen vil være relativt lik uavhengig av tilknytningsland. For enkelhets skyld viser vi primært prisvirkningene ved hybrid tilknytning mot Storbritannia, hvis ikke annet er nevnt. Tilknytning mot Danmark og Nederland er også illustrert.

Trinn 2, **alternativ A**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 1400 MW havvind bygget ut.



Figur 6-2: Virkning på sørnorsk kraftpris (snitt av 29 værår) av 1400MW havvind i Sørlege Nordsjø II og tilsvarende mengde industriforbruk (ca. 6 TWh), med ulik tilknytning av havvinden i 2030 og 2040. Utgangspunktet er en situasjon med kraftbalanse i 2030 og 2040. Hybridforbindelse til Storbritannia.

Trinn 2, **alternativ B**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.



Figur 6-3: Virkning på sørnorsk kraftpris (snitt av 29 værår) av 2800MW havvind i Sørlige Nordsjø II og tilsvarende mengde industriforbruk (ca. 12 TWh), med ulik tilknytning av havvinden i 2030 og 2040. Utgangspunktet er en situasjon med kraftbalanse i 2030 og 2040. Hybridforbindelser til Storbritannia.

Like stor vekst i havvind med radial og forbruk gir tilnærmet uendret snittpris

Figur 6-2 og Figur 6-3 viser hvordan den isolerte virkningen av økt havvindproduksjon en klar prisnedgang på norsk side når den tilknyttes med radial. Når vi deretter øker forbruket med like mye målt i energi, øker den gjennomsnittlige kraftprisen igjen. Vi ender opp med en svak økning i kraftpris på rundt 1 €/MWh av å legge til samme mengde havvind og forbruk. Dette gjelder både for første trinn og når vi legger til mer havvind i andre trinn, enten 1400 eller 2800 MW. Samme volum økning i forbruk øker kraftprisen noe mer enn samme volum havvind trekker kraftprisen ned ettersom havvind og forbruk ikke har samme tidsprofil over året og ikke er lokalisert på samme sted i nettet.

Havvind på hybrid uten økt forbruk gir en svak nedgang i snittprisen

Når vi legger inn havvinden på hybrid får vi en lavere prisnedgangen enn med radial før vi legger til økt forbruk. Dette skyldes at den økte utvekslingskapasiteten vi får gjennom den hybride tilkoblingen bidrar til å øke kraftprisene noe. For en hybrid på 1400 MW og en "Stor" hybrid på 2800 MW får vi at sum prisvirkning av både havvind og handel via hybrid er nesten null i 2030 og svak nedgang i 2040. Det siste skyldes at vi med en stadig større andel sol og vindkraft importerer flere timer med nullpriser når vi øker utviklingskapasiteten via en hybrid. Med variantene "Asymmetrisk" og "Liten" hybrid er prisnedgangen større da hybridene her gir relativt sett mindre ny utvekslingskapasitet mellom Norge og landet vi kobler oss til.

Havvind på hybrid og tilsvarende økt forbruk øker prisen noe i 2030 og lite i 2040

Når vi med hybrid øker industriforbruket like mye som havvindproduksjonen, øker den sørnorske kraftprisen mer enn havvinden i utgangspunktet trekker kraftprisen ned. Det gjør at den samlede virkningen på norsk kraftpris av en like stor økning av havvind og forbruk er en liten prisøkning. Vi ser samtidig at forskjellen mellom virkningen på norsk kraftpris av ulike tilknytninger til land, er mindre når vi antar at havvind og forbruk øker like mye. Årsaken til dette er at med hybrid blir prisreduksjonen

ved mer havvind mindre enn ved radiell tilknytning, men på den annen side gir det økte forbruket også mindre prisøkning.

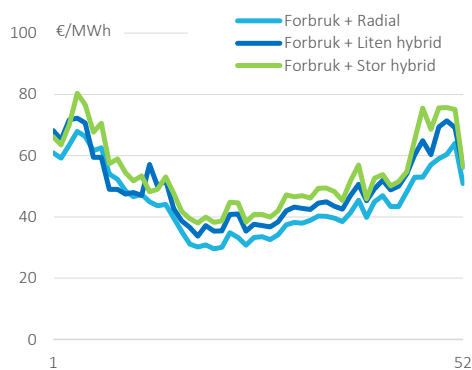
Den samlede prisvirkningen av økt forbruk og en hybrid, sammenlignet med økt forbruk og en radial, er større i 2030 enn i 2040. For en 1400 MW hybrid og tilsvarende økt industriforbruk i 2030 er norsk snittpris rundt 4€/MWh høyere enn med en radial med økt forbruk, mens forskjellen i snittpris kun er 1 €/MWh i 2040, som vist i Figur 6-2. For det dobbelte volumet havvind er forskjellen mellom radial og hybrid noe større, men trenden er lik. For en "Stor" hybrid i 2030 og tilsvarende økt industriforbruk er norsk snittpris rundt 7 €/MWh (t.h. i Figur 6-3), enn tilfellet med økt industriforbruk og havvind på radial (t.v. i Figur 6-3). I 2040 er denne differansen redusert til kun rundt 2 €/MWh.

Prisvirkningen av en hybrid reduseres i våre beregninger mot 2040. Dette skyldes høyere andel av produksjon fra sol og vindkraft, kombinert med mer fleksibilitet i kraftsystemet. Denne fleksibiliteten balanserer ut periodene med stort kraftoverskudd og -underskudd. Et lavere prisnivå og mindre prisvariasjon gir en mindre virkning på norsk kraftpris av en hybrid. Hvor raskt disse utviklingstrekkene inntreffer er usikkert. Utviklingen mot et kraftsystem basert på sol og vind i Europa kan skje tidligere enn vi har forutsatt i våre datasett, og det samme gjelder forbruksveksten i Norden. I sum vil det kunne at prisvirkning med en radial og en hybrid vil kunne bli på nivå med det vi illustrerer for 2040, på et tidligere tidspunkt enn dette.

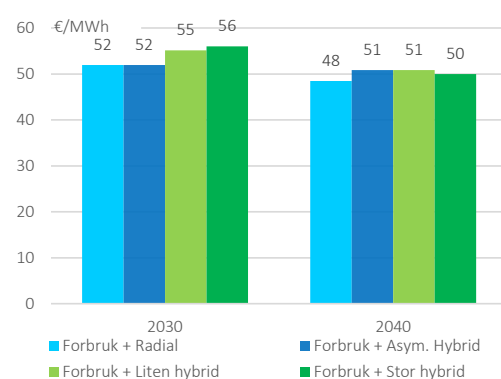
Husholdninger opplever en mindre forskjell mellom radial og hybride tilkoblinger i 2030

Prisvirkningen av en hybrid tilkobling av havvind, sammenlignet med tilkobling med radial, er størst i 2030. I 2030 ser vi imidlertid at et større kraftoverskudd i Norden gjør at virkningen på sørnorsk snittpris er større i sommersesongen enn i vintersesongen. Husholdninger og næring som bruker mest strøm om vinteren opplever derfor en mindre forskjell mellom radial og hybrid enn det forskjellen i gjennomsnittlig sørnorsk kraftpris skulle tilsi. For husholdninger i 2030 vil forskjellen i forbruksvektet snittpris mellom en radial og en stor hybrid være rundt 4 €/MWh, mens differansen i snittprisen er rundt det dobbelte.

Trinn 2, **alternativ B**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.



Figur 6-4: Virkning på sørnorsk kraftpris gjennom året i 2030, av samme økning i forbruk/havvind og ulik tilknytning for havvinden. Snitt av 29 værår.



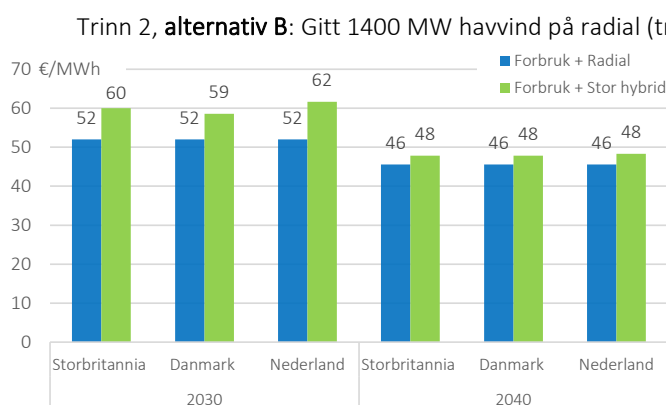
Figur 6-5: Forbruksvektet kraftpris i Sør-Norge ved samme økning i forbruk/havvind og ulik tilknytning for havvinden.

Lik prisvirkning ved tilkobling til forskjellige land i 2040 – mer ulikt i 2030

I analysene som vises i Figur 6-3 har vi antatt en hybridforbindelse til Storbritannia. Som illustrert i Figur 6-6 viser våre beregninger at landet en hybrid knyttes mot har lite betydning mot 2040, da kraftverksparkene i alle landene rundt Nordsjøbasen vil ha utviklet seg til å være basert på sol, vind og nye former for fleksibilitet. Dette gir like snittpriser i de ulike landene og dermed lik prisvirkning

av å knytte seg til de ulike landene. Vi har valgt Danmark og Nederland som eksempler. I våre datasett er nederlandsk kraftpris svært lik tysk kraftpris, både i snittpris og i prisvariasjon. Dansk kraftpris ligner i våre modellsimuleringer mer og mer på tysk/nederlandsk kraftpris mot 2040.

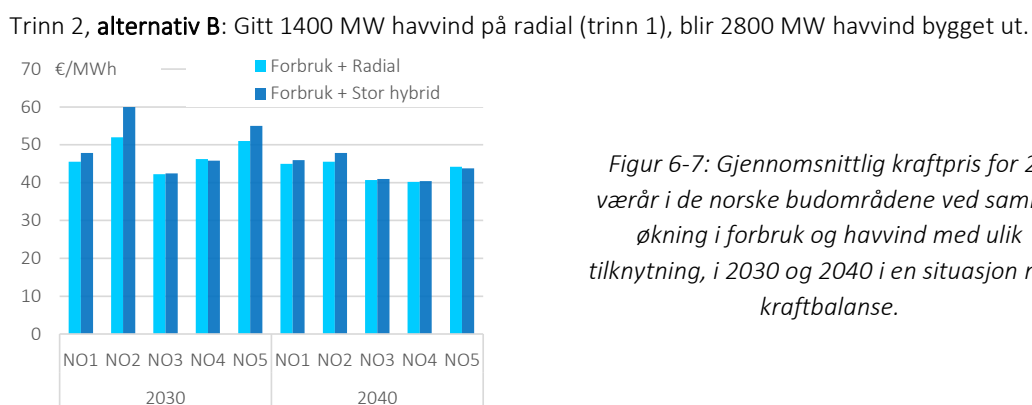
Markedsituasjonen varierer mer mellom land i 2030. Det innebærer at prisvirkningen av en hybrid vil kunne variere noe med tilknytning mot ulike land i 2030. Tilknytning mot Nederland gir i våre beregninger en noe høyere gjennomsnittlig prisvirkning på norsk side, enn tilknytning med hybrid mot Storbritannia. Dette henger sammen med at Storbritannia har i våre basisdatasett en høyere andel kraftpriser ned mot null i 2030, enn de kontinentale landene, som følge av en massiv havvindutbygging. I kapittel 8 vil vi se at den høye prisvariasjonen på britisk side i 2030 gir grunnlag for en høy markedsnytte gjennom kraftutveksling.



Figur 6-6: Virkning på sørnorsk kraftpris (snitt av 29 værår) av 2800MW havvind i Sørlege Nordsjø II og tilsvarende mengde industriforbruk (ca. 12 TWh) og havvind tilknyttet med stor hybrid til ulike land i nordsjøbassenget i 2030 og 2040. Utgangspunktet er en situasjon med kraftbalanse i 2030 og 2040.

Hybride tilkoblinger gir størst prisvirkning i NO2 – i mindre grad i Midt- og Nord-Norge

Våre beregninger viser at snittprisen i Midt og Nord-Norge i liten grad påvirkes av om havvind knyttes til med radial eller hybrid, gitt at det kommer like mye industriforbruk i Sør-Norge. Generelt venter vi langt mindre forskjeller i gjennomsnittlig kraftpris mellom de norske budområdene i 2030 og i 2040, enn tilfellet er i dag. Forskjellen i snittpris internt i Norge synker også mellom 2030 og 2040 som følge av en rekke faktorer, blant annet en mer balansert forbruks- og produksjonsutvikling nord og syd i Norden, samt høyere nettkapasitet og nettutnyttelse.



Figur 6-7: Gjennomsnittlig kraftpris for 29 værår i de norske budområdene ved samme økning i forbruk og havvind med ulik tilknytning, i 2030 og 2040 i en situasjon med kraftbalanse.

Stor variasjon i prisvirkning på norsk side i tørre og våte år

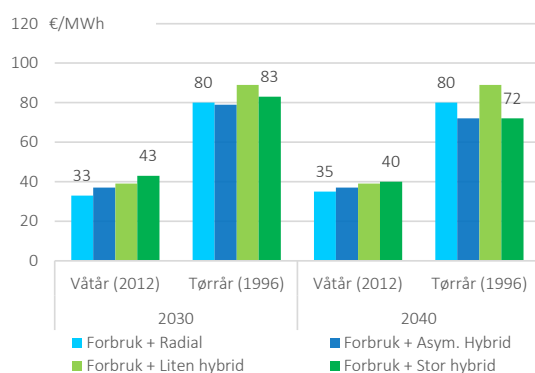
Priseffekten på norsk side kan være langt større i enkeltår og i avgrensede perioder. I et enkeltår vil mengden tilsig gjennom året påvirke prisvirkningen av en hybrid sammenlignet med en radial.

Virkingen på sør-norsk kraftpris i et våtår og et tørrår er illustrert i Figur 6-8 for ulike tilknytning av havvinden. Forskjellen i snittpris ved radial og snittpris ved hybride tilkoblinger er større i et våtår enn i et normalår. Dette skyldes at en hybrid i et våtår gir større muligheter for eksport og dermed en

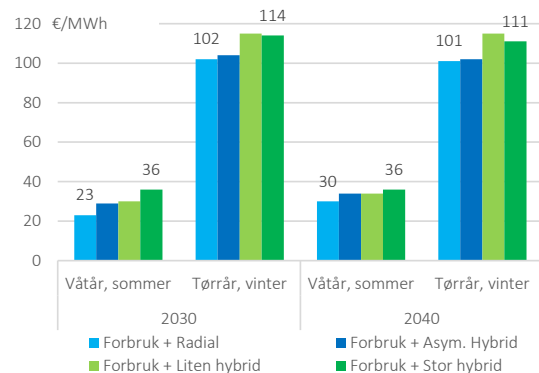
høyere verdi av vannkraften og høyere norsk kraftpris. Dette bildet er enda tydeligere om vi ser på sommersesongen i et våtår, vist i Figur 6-9. Om sommeren i våtår kan store tilsig knyttet til bl.a. snøsmelting gi prisfall og i noen tilfeller nullpriser og tapt produksjon. Sannsynligheten for at dette skjer reduseres med større eksportmuligheter, som med en hybrid.

I et tørrår er imidlertid ikke bildet like entydig. I snitt gjennom et tørrår kan forskjellen mellom en radial og en hybrid være mindre enn i et normalår, som vist i Figur 6-8. Det skyldes at en hybrid gjør det lettere å importere kraft i det tørre året. Det gir lavere vannverdier og derfor lavere priser så lenge det er ledig produksjonskapasitet i vannkraftverkene. Likevel kan forskjellen i snittpris mellom eksempelvis en radial og en stor hybrid bli større i de strammeste periodene om vinteren, enn i et normalår. Dette fordi en hybrid vil gi hyppigere effektpriser i Norge, dvs. situasjoner der all norsk kraftproduksjon er i bruk og norsk prisen løftes til et nivå som reduserer eksporten i disse timene.

Trinn 2, alternativ B: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.



Figur 6-8: Sør-norsk kraftpris (NO2) ved samme økning i forbruk og havvind med ulik tilknytning, i våtår og tørrår, i 2030 og 2040 i en situasjon med kraftbalanse.

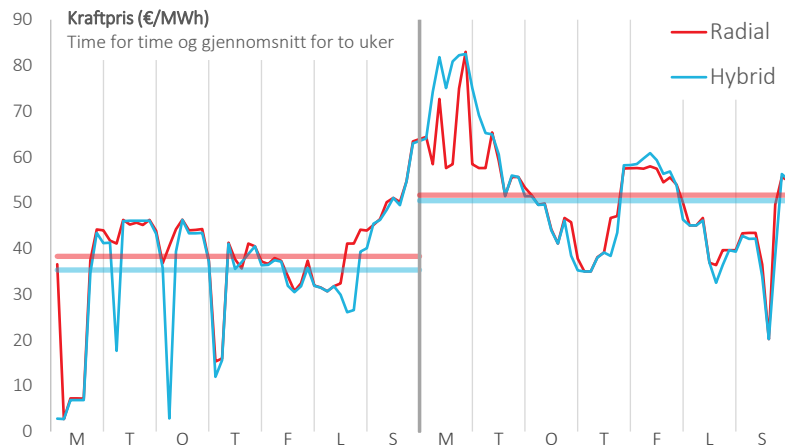


Figur 6-9: Sør-norsk kraftpris (NO2) ved samme økning i forbruk og havvind med ulik tilknytning, i sommersesongen i våtår og vintersesongen i tørrår, i 2030 og 2040, i en situasjon med kraftbalanse.

Hybride tilkoblinger øker den kortsiktige prisvariasjonen på norsk side

En hybrid tilknytning vil gi noe mer variasjon i pris over døgnet og uken. Dette skyldes høyere prisvolatilitet i våre naboland og at denne delvis smitter inn på norsk side. Norsk kraftpris vil imidlertid fortsatt ha vesentlig lavere kortsiktige volatilitet enn i Storbritannia og på kontinentet. Det er dette som gir mye av grunnlaget for markedsnytten av en hybrid, som vi kommer tilbake til i kapittel 8.

Trinn 2, **alternativ B**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1) – ytterligere 2800 MW havvind bygges ut



Figur 6-10: Eksempel på kraftpris i Sør-Norge gjennom to utvalgte, kronologiske uker i 2040, med radial og stor hybrid. Eksempelet illustrerer at prisvolatiliteten er noe større med hybrid. Det vil si at den gir større prisvariasjon rundt gjennomsnittet – både høyere og lavere priser – enn en radial.

Om vinteren vil den kortsiktige prisvariasjonen være høyest, både i Norge og på kontinentet, og følge vindkraftproduksjonen. Økt handelskapasitet gir oftere priskobling med kontinentet, både i perioder hvor lite vindkraftproduksjon gir full eksport og høyere norske priser, og i perioder med mye vind og lave kraftpriser. Om sommeren er prisvariasjonen generelt lavere, da døgnvariasjonen i solkraft i større grad lar seg jevne ut av den tilgjengelige batterikapasiteten.

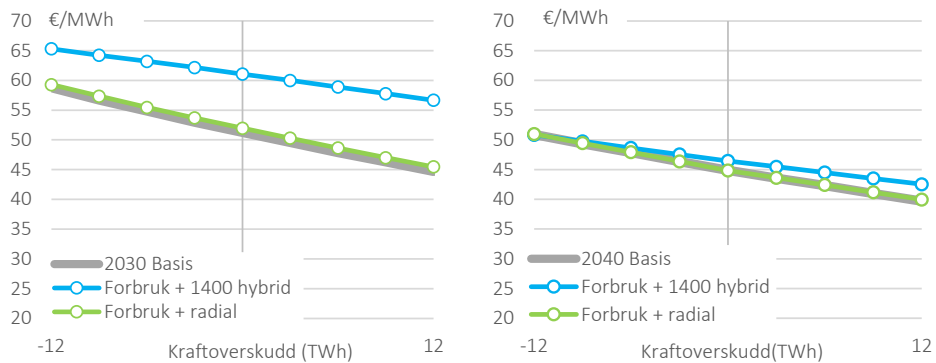
6.4 Prisvirkningene avhenger blant annet av kraftbalansen og europeiske priser

For å belyse usikkerhetsmomenter og en stor del av det mulige utfallsrommet, undersøker vi også ulik tilknytning av havvind, i våre to alternative scenario for kraftpris (Høy og Lav) og ved ulike nivå av kraftbalanse i Norge samt ved kombinasjoner av prisnivå og kraftbalanse.

Beregningene viser at forskjellen i snittpris mellom samme volum havvind på radial og hybrid er minst ved kraftunderskudd og øker med større kraftoverskudd. Sammenhengen er tilnærmet lineær i våre beregninger. Ved kraftoverskudd gir en hybrid mulighet til å eksportere kraftoverskuddet til en noe høyere kraftpris og gir dermed bedre utnyttelse av vannkraften. Dette vil løfte kraftprisen mer på norsk side enn i en situasjon med kraftunderskudd. I en situasjon med kraftunderskudd minsker forskjellen mellom radial og hybrid³⁰. I 2040 er forskjellen i snittpris mellom radial og hybrid null ved 12 TWh underskudd. Dette henger sammen med at vindkraften på en hybrid i større grad vil flyte mot Norge i en underskuddssituasjon. Samtidig gir den tilgjengelige kabelkapasiteten i perioder tilgang på import i perioder med lite vind, som gir lavere priser på norsk side. Ulik kraftbalanse i Norden påvirker norsk markedsnytte omtrent på samme måte.

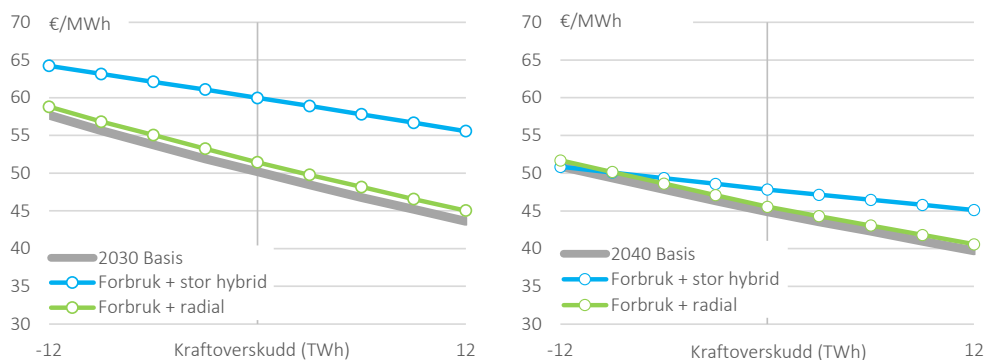
³⁰ Om vi sammenlignet en radial med en vanlig mellomlandsforbindelse ved kraftunderskudd ville en mellomlandsforbindelse gir lavere priser i Norge enn en radial, dersom kraftprisen hos den aktuelle handelspartneren var på samme nivå som de andre handelspartnerne.

Trinn 2, **alternativ A:** Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.



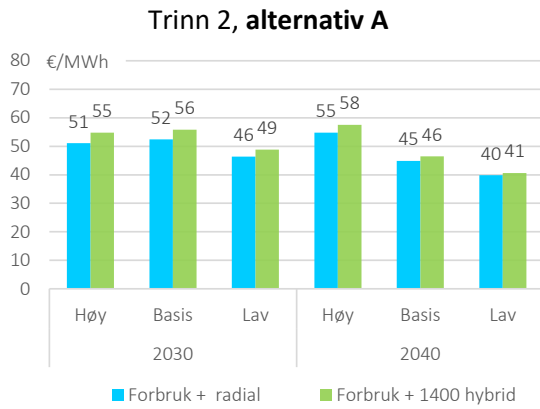
Figur 6-11: Sørnorsk kraftpris med 6 TWh industriforbruk og havvind med ulik tilknytningsmåte (radial og 1400 hybrid), for en rekke ulike kraftbalanser i 2030 (t.v.) og 2040 (t.h.). De ulike kraftbalansene er simulert med 3 TWh intervaller.

Trinn 2, **alternativ B:** Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.

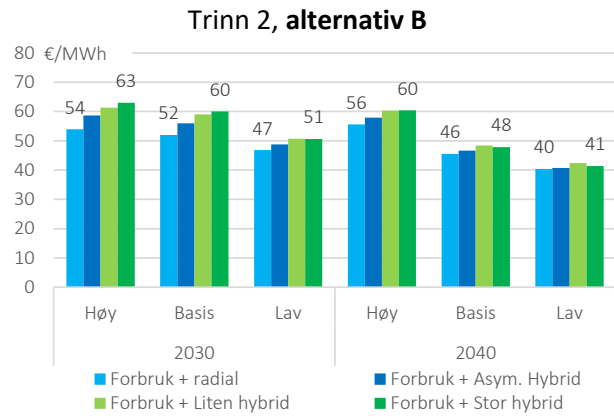


Figur 6-12: Sørnorsk kraftpris med 12 TWh industriforbruk og havvind med ulik tilknytningsmåte (radial og stor hybrid), for en rekke ulike kraftbalanser i 2030 (t.v.) og 2040 (t.h.). De ulike kraftbalansene er simulert med 3 TWh intervaller.

Generelt vil et høyt prisnivå og større prisvariasjon som i Høy gi en større prisvirkning av en hybrid i snitt, mens et lavere prisnivå og -variasjon, som i Lav, gir en mindre prisvirkning, sammenlignet med radial. I 2040 gir scenarioene for kraftpris, Høy og Lav, et relativt symmetrisk utfallsrom for prisvirkningen, som vist i Figur 6-13 og Figur 6-14. I 2030 er prisvirkningen av en hybrid til Storbritannia i Høy kun noe høyere enn i Basis. Dette fordi snittprisen i Høy i 2030 kun er noe høyere enn i Basis, mens prisvariasjon er lavere enn i Basis, som følge av en noe lavere andel nullpriser. I kapittel 8 ser vi hvordan markedsnyttene vil bli høyere i Basis, enn i Høy, som følge av høyere prisvariasjon i Basis.



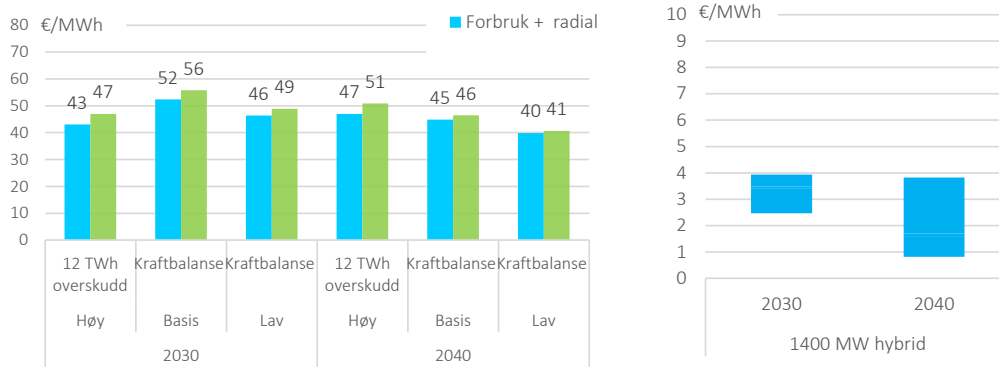
Figur 6-13: Sørnorsk kraftpris med samme økning i forbruk/havvind og ulik tilknytning for havvinden, i våre ulike scenario for kraftpris, Basis, Høy og Lav. Utgangspunktet er kraftbalanse.



Figur 6-14: Sørnorsk kraftpris med samme økning i forbruk/havvind og ulik tilknytning for havvinden, i våre ulike scenario for kraftpris, Basis, Høy og Lav. Utgangspunktet er kraftbalanse.

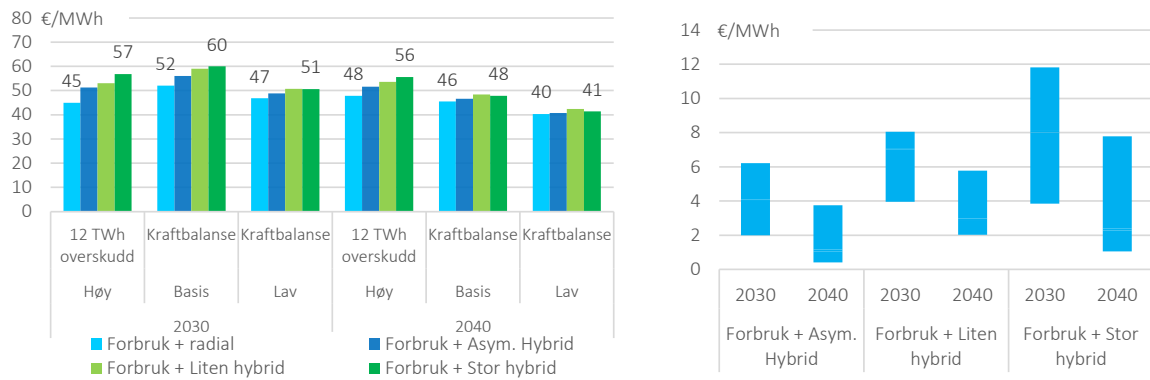
Vi har kombinert scenarioene for kraftpris med ulik kraftbalanse for å breie ut utfallsrommet for prisvirkningene av en hybrid, sammenlignet med en radial, ytterligere. Ikke overraskende finner vi at en kombinasjon av høy kraftpris og 12 TWh kraftoverskudd gir høyest prisvirkning av hybride tilkoblinger, mens en kombinasjon av lav kraftpris og kraftbalanse gir lavest prisvirkning. Kombinasjonene illustrerer en del av det mulige utfallsrommet for prisvirkning, vist for utbyggingstrinn 2A og 2B i hhv Figur 6-15 og Figur 6-16. Vi presiserer at prisvirkningen kan bli høyere og lavere enn dette, og det gjelder særlig i enkeltår hvor værvariasjoner spiller inn. Alt i alt mener vi utfallsrommet i figurene gir en god indikasjon på utfallsrommet for prisvirkningen av ulike hybride tilkoblinger *over tid*.

Trinn 2, **alternativ A**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 1400 MW havvind bygget ut.



Figur 6-15: T.v. Sørnorsk kraftpris med forbruk og havvind med 1400 MW hybrid sammenlignet med forbruk og radial tilknytning i noen utvalgte kombinasjoner av scenarioene for kraftpris Basis, Høy og Lav og ulik kraftbalanse, som gir høyest og lavest prisvirkning. T.h. utfallsrom for prisvirkning av 1400 MW hybrid, sammenlignet med radial i de samme kombinerte sensitivitetene.

Trinn 2, **alternativ B**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.



Figur 6-16: T.v. Sørnorsk kraftpris med forbruk og havvind med ulike hybrider sammenlignet med forbruk og radial tilknytning i noen utvalgte kombinasjoner av scenarioene for kraftpris Basis, Høy og Lav og ulik kraftbalanse, som gir høyest og lavest prisvirkning. T.h. utfallsrom for prisvirkning av ulike hybrider, sammenlignet med radial i de samme kombinerte sensitivitetene.

7 Lønnsomheten for utbyggerne av havvind i Norge

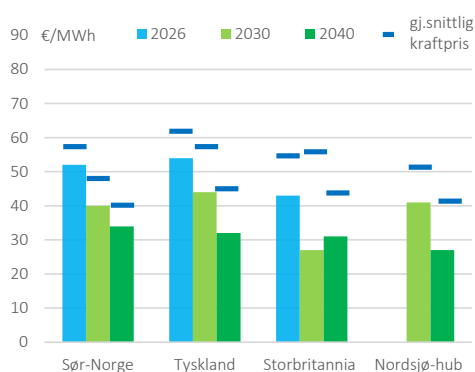
Tilstrekkelig bedriftsøkonomisk lønnsomhet for de som skal bygge havvind er en opplagt forutsetning for at det skal bli noen utbygging, også i Norge. Forrige kapittel viste hvordan kraftprisen i Sør-Norge kan utvikle seg under ulike forutsetninger og tilknytningsformer for havvind. I dette kapitlet drøfter vi hvorvidt det kan være lønnsomt for havvindaktørene å bygge ut havvind i Sørlige Nordsjø II basert på kraftsalg alene. I tillegg ser vi nærmere på hvordan ulike faktorer påvirker lønnsomheten av havvind.

For Utsira Nord og flytende installasjoner er kostnadsnivået høyere og ukjent da det er mer umoden teknologi. Lønnsomhet uten støtte, på Utsira Nord, er derfor mindre aktuelt per i dag. I tillegg til inntjeningen vil også tilknytningskostnaden være viktig for lønnsomheten for utbyggerne. Vi har derfor tatt utgangspunkt i havvind i Sørlige Nordsjø.

7.1 Mye vannkraft bidrar til å opprettholde salgsprisen for vindkraft i Norge

Det er forskjell på de kraftprisene vi har vist i forrige kapittel og hva som vil kunne bli oppnådd kraftpris for havvind. I kapittel 2.4 forklarer vi hvordan en stadig større andel vind og solkraft etter hvert gir lavere priser i timene med mye sol og vind – og dermed også lavere inntjening ved ytterligere utbygging. Allerede i dag er denne effekten mer fremtredende i landene rundt Norge, enn her. En videre utbygging er dermed etter hvert avhengig av at det kommer inn forbruk og lagring som tar unna overproduksjonen.

I Norge er det mye regulert vannkraft og relativt lav andel vindkraft. Sammenlignet med Europa er også forbruket vesentlig høyere på vinteren enn resten av året, noe som passer godt med sesongprofiler for vindkraftproduksjon. Våre modellsimuleringer viser tydelig hvordan dette bidrar til en relativt høy gjennomsnittlig inntjening for ny vindkraft i Norge. Dette har vi vist i våre langsiktige markedsanalyser LMA20. Det er også gjengitt i Figur 7-1 hvor oppnådd kraftpris for havvind i Sør-Norge er på nivå med og/eller høyere enn oppnådd kraftpris for havvind i Tyskland, Storbritannia og på en "nordsjøhub"³¹, gitt vår forutsatte markedsutvikling.



Figur 7-1: Oppnådd kraftpris fra "basis" LMA20 for havvind i Sør-Norge generelt (ikke spesifikt i Sørlige Nordsjø II), Tyskland, Storbritannia og en "nordsjøhub" for 2026, 2030 og 2040.

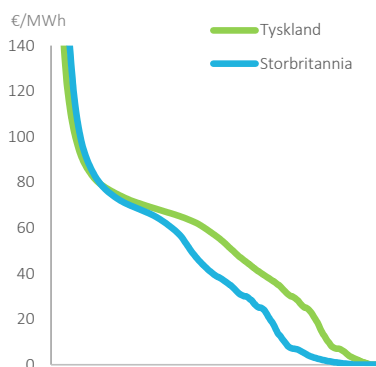
Som vi ser er det mindre forskjell mellom oppnådd kraftpris for havvind og gjennomsnittsprisen, når vi sammenligner Sør-Norge og landene rundt nordsjøbassenget. Med andre ord bidrar vannkraften dermed til å opprettholde inntjeningen for ny vindkraft i Norge. I et slikt perspektiv fremstår Norge som et gunstig sted for havvinden å knytte seg til. Samtidig er det ikke noen automatikk i at dette alene kan gi lønnsom utbygging av havvind i Norge.

³¹ Vi forutsatte i LMA20 en vindhub i Nordsjøen med tilknytning til flere land på kontinentet i 2030 og fra 2040 med tilknytning også mot Storbritannia. Se også LMA 2020-2050, side 27.

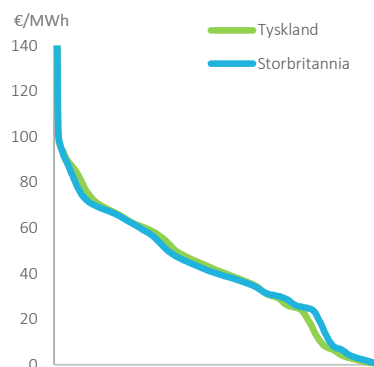
7.2 Både markedsutvikling og tilknytningsmåte påvirker havvindens salgspris

Ved radiell tilkobling fra Sørlige Nordsjø II til Norge viser våre simuleringer en oppnådd gjennomsnittlig kraftpris for havvind mellom 34 og 43 €/MWh. Når vi simulerer med samme volum tilknyttet en hybrid blir oppnådd kraftpris noe lavere. Dette skyldes i hovedsak at vi i simuleringen legger til grunn at Sørlige Nordsjø II er et eget prisområde (offshore bidding zone, jf. kapittel 3.3). Ved flaskehals mellom Norge og landet vi knytter oss til får dermed havvinden fra Sørlige Nordsjø II hele tiden lik pris med landet som har lavest kraftpris.

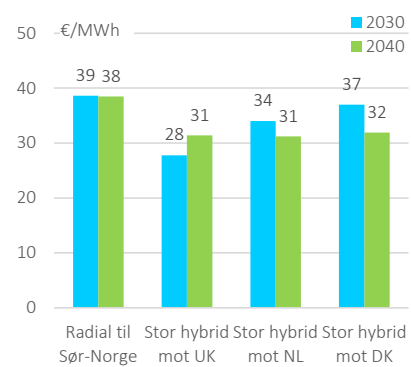
Det er usikkert hvor mye en hybrid tilkobling trekker ned den gjennomsnittlige oppnådde kraftprisen for havvinden. En viktig usikkerhetsfaktor er hvor mye nullpriser det er i landet vi kobler oss til med hybrid. Desto større andel timer med nullpriser, desto lavere blir oppnådd kraftpris for havvinden i Sørlige Nordsjø II. Dette ser vi tydelig når vi sammenligner en hybrid tilkoblet Storbritannia med en som er tilkoblet kontinentet i 2030 i vårt basisscenario fra LMA2020. Vi forventer en relativt sett raskere utbygging av vindkraft i Storbritannia enn på kontinentet. Modellsimuleringene våre gir dermed en større andel nullpriser i Storbritannia rundt 2030, enn på kontinentet. Dette gjør at det er lavere oppnådd pris for havvinden ved en hybrid tilkoblet Storbritannia enn kontinentet i vårt basisdatasett for 2030. Som vi kommer tilbake til i kapittel 8 er imidlertid den simulerte markedsnyttens som følger av kraftutvekslingen større ved tilkobling til Storbritannia, drevet av at de samme nullprisene gir stor prisvariasjon og dermed også høy markedsnytte.



Figur 7-2: Varighetskurve for tysk og britisk kraftpris i Basis 2030



Figur 7-3: Varighetskurve for tysk og britisk kraftpris i Basis 2040

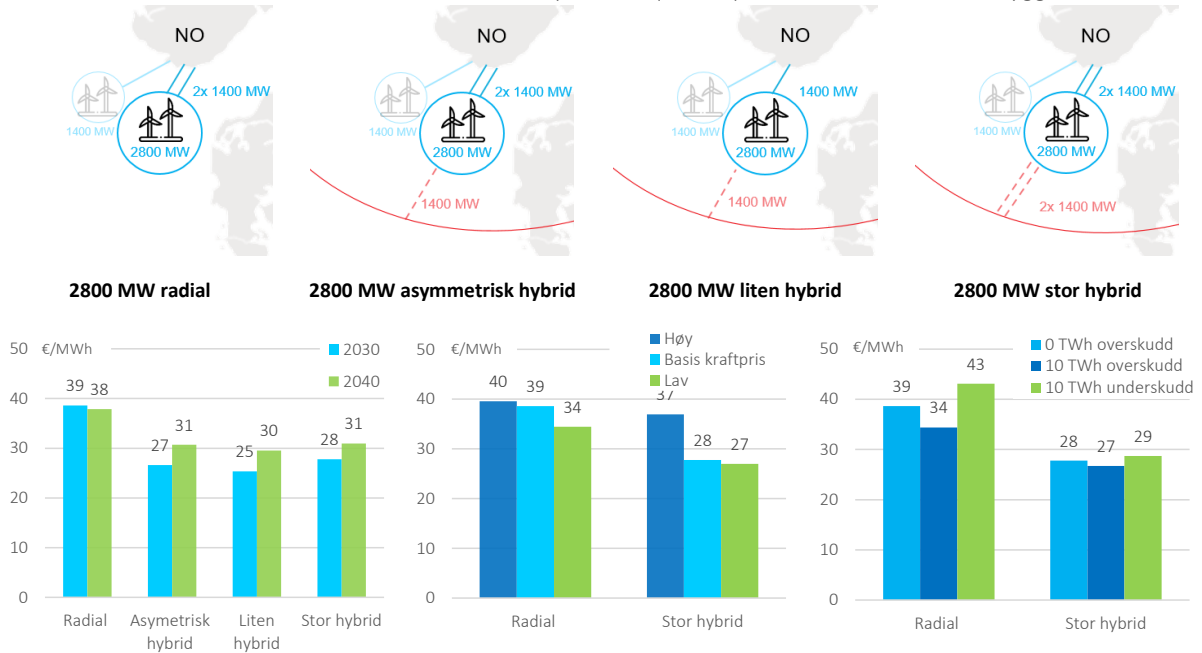


Figur 7-4: Oppnådd kraftpris for 2800 MW havvind i 2030 og 2040, i en situasjon med kraftbalanse

I basisscenarioet vårt for 2040 er forskjellen i andelen nullpriser mellom Storbritannia og kontinentet jevnet ut. Og selv om det er realistisk at Storbritannia ligger an til å få en større andel vindkraft raskere, er det usikkert om nullprisandelen rundt 2030 blir så høy som i våre simuleringer. Som vi har forklart tidligere må det komme inn hydrogenproduksjon og annen lagring eller fleksibelt forbruk som kan bidra til å utnytte overproduksjonen når det er høy fornybarproduksjon. Dette kan komme i sterkere grad og på et tidligere tidspunkt enn vi har antatt. I så fall vil andelen nullpriser i Storbritannia bli lavere og mer i samme størrelsesorden som på kontinentet. I et slikt perspektiv betyr det ikke så mye hvilket land en hybrid blir koblet til med tanke på oppnådd kraftpris for havvinden.

Effekten med at vi får redusert oppnådd kraftpris for havvinden ved hybrid, vil bli lavere om vi på lengre sikt har en tilkobling til flere land fra Sørlige Nordsjø II. Da vil oppnådd kraftpris i større grad bli et snitt av prisen i landene man er tilkoblet.

Trinn 2, **alternativ B**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut.



Figur 7-5: Oppnådd kraftpris for havvind i 2030 og 2040, i en situasjon med kraftbalanse i Norge – Vist for ulike tilknytninger av 2800 MW havvind i Sørlege Nordsjø II

Figur 7-6: Oppnådd kraftpris for havvind i 2030 med markedsscenarioene Høy og Lav kraftpris, i en situasjon med kraftbalanse i Norge – Vist for ulike tilknytninger av 2800 MW havvind i Sørlege Nordsjø II

Figur 7-7: Oppnådd kraftpris for havvind i 2030 og ulik kraftbalanse i Norge – Vist for ulike tilknytninger av 2800 MW havvind i Sørlege Nordsjø II

Forholdstallet mellom den installerte effekten havvind og den samlede overføringskapasiteten til land har også betydning for oppnådd kraftpris på hybridene. Enkelt sagt blir oppnådd kraftpris høyere desto større den samlede overføringskapasiteten er til land, relativt til volumet tilknyttet havvind. Figur 7-5 viser hvordan dette gir noe lavere oppnådd pris i eksemplene med asymmetrisk hybrid og liten hybrid. I sistnevnte har vi 2800 MW havvind og kun 1400 MW i overføringskapasitet til hvert land, i motsetning til det vi kaller stor hybrid der det er både 2800 MW havvind og 2800 MW overføringskapasitet til hvert land. Samtidig gir disse variantene lavere nettkostnader for tilknytning enn med full hybrid.

Den overordnede markeds- og prisutviklingen vil ha vesentlig betydning for hva havvind både i Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord kan få i gjennomsnittlig salgpris. Og her er det som vi viser i vår langsiktige markedsanalyse et betydelig utfallsrom. I vårt høyprisscenario har vi høyere pris og betalingsvilje for hydrogen, i tillegg til høyere priser på gass og CO₂. Figur 7-6 viser hvordan dette gir høyere oppnådd kraftpris for havvind ved hybrid tilkobling. Ved radiell tilkobling er endringen marginal. Dette skyldes at oppnådd pris på hybrid er mer eksponert mot endringer i prisen i landet vi kobler oss til. Motsatt vil en utvikling med flere nullpriser og lavere kraftprisenivå redusere inntjeningen – selv om virkningen er lav i vårt eksempel, da den lave prisen mer kommer i form av lavere priser når gasskraft er på marginen.

7.3 Norsk havvind kan bli lønnsomt kun basert på kraftsalg – betaling for nett kan avgjøre

Kostnadene ved selve vindkraftutbyggingen har mye å si for lønnsomheten. Vi har imidlertid ikke underlag til å lage presise kostnadsestimater for en utbygging i Norge. For Sørlege Nordsjø II gir en sammenligning med prognoser for bunnfast havvind ellers i Nordsjøen en indikasjon. Og som vi forklarer i kapittel 2 viser estimatene fra Bloomberg, IEA og DNV at LCOE for havvind i Storbritannia og Tyskland kan komme ned mot 30-60 €/MWh uten nettilknytning i 2030. Så vet vi at det er dypere vann

i Sørilige Nordsjø II enn for mange av de andre stedene man bygger og planlegger å bygge ut bunnfast havvind langt fra land ellers i Nordsjøen. Dette vil trolig gi et visst tillegg.

Hvis vi antar en optimistisk utvikling for LCOE i Sørilige Nordsjø II, ned mot 30-40 €/MWh uten nettilknytning, vil dette kunne være på nivå med oppnådd gjennomsnittlig kraftpris for havvind med radiell og hybrid tilknytning, ved vår forutsatte markedsutvikling. Dette tilsier at det kan være lønnsomt å bygge ut uten støtte når vi ser bort fra kostnadene for nettilknytning til land. Med våre grove anslag på kostnaden ved radiell tilkobling til land i Norge på 900-1500 millioner euro³² per 1400 MW, gir dette et tillegg på LCOE på 8-15 €/MWh. Eventuelle kostnader for å forsterke nettet på land for tilknytning av radialene kommer i tillegg. Med våre forutsetninger gir dette høyere LCOE enn oppnådd gjennomsnittlig kraftpris med klar margin, og er dermed også ulønnsomt for utbygger.

NVE har i energimeldingen et mye høyere anslag på 60 €/MWh for LCOE inkludert anslag på kostnader ved radial tilknytning til Norge. Med et slikt kostnadsnivå vil det sannsynligvis være behov for betydelig støtte for å få tilstrekkelig lønnsomhet. Motsatt vil høyere kraftpriser og/eller lavere kostnader gjøre det mer lønnsomt. Det er fullt mulig at det kan bli lønnsomt med radiell tilkobling til Norge uten støtte.

Ved hybrid tilkobling vil de samlede nettkostnadene på norsk side være noe større enn ved radial. Samtidig vil ledningene til land også brukes til kraftutveksling. Hvis vi legger til grunn samme prinsipper som ved nettvikling på land, vil havvindprodusentene kun bli ansvarlig for en representativ andel av nettkostnaden. Om myndighetene legger til rette for tilkobling av havvinden enten gjennom anleggsbidrag eller tariff, kan denne betalingen være lavere for utbyggerne enn den fulle kostnaden ved å bygge en radiell tilkobling.

En annen måte å løse dette på er å ha en auksjon der aktører konkurrerer om å vinne retten til å knytte seg til. Dette vil da kunne gi en betaling som kan brukes til å betale for nettet. Da er det mulig å se for seg at man henter inn en betaling som gir utbyggeren nok avkastning, samtidig som vi dekker en så stor del av nettkostnadene som mulig og maksimerer samfunnsøkonomisk overskudd. Avhengig av hva den reelle LCOE er for aktøren som vinner denne retten, og hva de har av langsiktige salgskontrakter, kan dette gi en sum som dekker en betydelig del av investeringskostnaden for hybridanlegget. En slik auksjon vil også kunne utligne effekten av lavere forventet inntjening for havvinden ved tilkobling med hybrid.

³² Her bruker vi det billigste alternativet der det ikke er mulig å utvide til en hybrid på et senere tidspunkt.

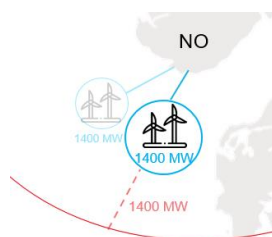
8 Hybrid gir samfunnsøkonomisk lønnsom kraftutveksling

En hybrid tilknytning av havvind fra Sørlege Nordsjø II gir mulighet til å utnytte infrastrukturen til kraftutveksling når det ikke blåser for fullt og sende vindkraften til det markedet der den har høyest verdi. I dette kapitlet ser vi nærmere på markedsnyttene som oppstår ved ulike hybride tilkoblinger, sammenlignet med radiell tilknytning. Vi ser mest på andelen av nytten som tilfaller Norge og sammenstiller denne med kostnadsoverslag for å gi en indikasjon på om denne kan dekke en antatt norsk andel av kostnadene ved hybridanlegget.

Det vil både være markeds- og modellusikkerhet knyttet til disse beregningene. I tillegg vil det også være andre nytte og kostnadsvirkninger til de ulike tilknytningsalternativene som vi ikke tallfester her. Likevel gir beregningene etter vår vurdering en tydelig indikasjon på at norsk markedsnytte fra kraftutvekslingen kan dekke norsk andel av kostnaden ved hybridanlegget.

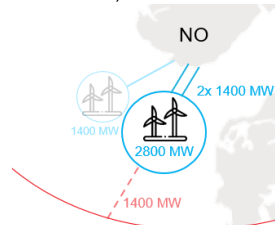
Vi presiserer at vi ikke beregner den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av havvind i denne rapporten. Vårt fokus er på forskjellen med ulik tilknytning av et gitt volum havvind. Når vi beregner markedsnyttene av kraftutveksling ved en hybrid er markedsnyttene som følger av den tilknyttede havvinden ikke inkludert.

Trinn 2, **alternativ A**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 1400 MW havvind bygget ut

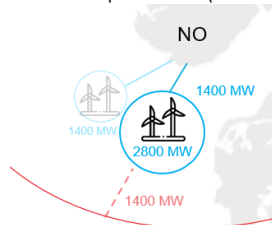


1400 MW hybrid

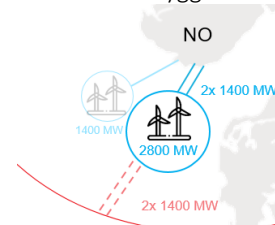
Trinn 2, **alternativ B**: Gitt 1400 MW havvind på radial (trinn 1), blir 2800 MW havvind bygget ut



2800 MW asymmetrisk hybrid



2800 MW liten hybrid



2800 MW stor hybrid

Figur 8-1: Illustrasjon av ulike trinn i havvindutbyggingen i Sørlege Nordsjø II og de ulike hybrid tilknytningskonseptene for havvind som vi ser på

8.1 Markedsnyttene viser verdien av kraftutveksling i timene med ledig kapasitet

Kraftutveksling med andre land ved bruk av ledig kapasitet på en hybridforbindelse gir økt samfunnsøkonomisk markedsnytte, tilsvarende den vi har på eksisterende mellomlandsforbindelser og mellom prisområder internt i Norge. Økningen i markedsnyttene inkluderer flaskehalsinntekter via hybridene pluss endringer i konsumentoverskudd, produsentoverskudd, flaskehalsinntekter på forbindelser innad i Norden og mot kontinentet eller Storbritannia, samt overføringstap i transmisjonsnettet.

Markedsnyttene av økt utvekslingskapasitet kommer som et resultat av bedre ressursutnyttelse av den samlede kraftproduksjonen i det samlede europeiske kraftsystemet. Dette innebærer reduserte drivstoffutgifter i kraftproduksjonen i våre naboland. Norge får en betydelig andel av denne nytten

gjennom vår regulerbare vannkraft og et bedre bytteforhold i den løpende kraftutvekslingen med utlandet, der vi i perioder selger dyrere og i timer med lav pris kjøper tilbake tilsvarende volumer billigere. I tillegg blir nettoeksporten i våte år og perioder med mye uregulert produksjon på norsk side bedre betalt, det blir mindre tap av energi i perioder med høy fornybarproduksjon og vi får flaskehalsinntekter. Så må vi også ta med i beregningen endringer i flaskehalsinntekter på andre forbindelser og økt tap i nettet i Norge³³.

Med en hybrid vil også den tilkoblede vindkraften bidra til en markedsnytte i Norge, både gjennom at volumet øker og ved at vi får en påvirkning på prisene i Norge. Dette sier noe om den samfunnsøkonomiske nytten av å bygge ut havvind i Norge. Det å beregne eller drøfte den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av havvind er imidlertid komplisert og et tema vi ikke ønsker å gå nærmere inn på i denne rapporten. Derimot ønsker vi å belyse forskjellen i ulike måter å knytte havvinden til land.

For at vi skal kunne beregne markedsnyttene som oppstår som følge av kraftutvekslingen må vi simulere med våre markedsmodeller. For hvert utbyggingsalternativ A og B, har vi i et referansealternativ hvor vi har lagt til havvind, med den aktuelle havvindkapasiteten, på radial til Norge, og økt forbruket tilsvarende. Så legger vi til forbindelsen til utlandet fra Sørlige Nordsjø II og tar differansen i beregnet flaskehalsinntekt, produsentoverskudd, konsumentoverskudd og tap i nettet. Med dette får vi den isolerte effekten, eller markedsnyttene, av kraftutvekslingen.

I og med at vi i referansen med radial legger vi til samme volum forbruk som den tilknyttede havvinden har Norge like mye forbruk som produksjon i et normalår både i referansen og i hybridalternativet. Men siden nytten er sensitiv for om det balanse, overskudd eller underskudd, og fordi utviklingen i energibalansen er usikker, viser vi også nytten i en situasjon med overskudd og underskudd.

Vi presiserer at vår beregnede markedsnytte av kraftutvekslingen ved en hybrid tilkobling ikke dekker alle nytteeffekter av en hybrid tilkobling. Blant annet beregner vi ikke verdien av å kunne opprettholde havvindproduksjonen ved feil eller vedlikehold på den ene forbindelsen til land.

For hybridalternativet med 2800 MW tilknyttet havvind, og en 1400 MW kabel til hhv. Norge og et annet land, har vi ikke noe fornuftig radielt referansealternativ å sammenligne med som kan brukes til å få fram den isolerte markedsnyttene av kraftutvekslingen. På den ene siden vil 2800 MW på en radial til Norge med 1400 MW være en umulighet. Motsatt vil to radielle kabler hver på 1400 MW i referansen gi en annen overføringskapasitet enn for hybridene vi søker å beregne markedsnyttene av. For dette alternativet drøfter vi derfor bare hvordan markedsnyttene påvirkes hvis vi tenker på dette som en naturlig utvidelse av en 1400 MW hybrid, hvor havvindkapasiteten er økt med 1400 MW.

8.2 Kraftutveksling gir høy markedsnytte av hybride tilkoblinger i vårt basisscenario

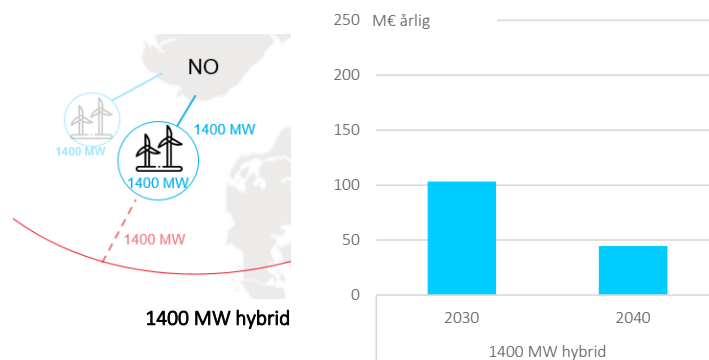
Gjennom modellsimuleringer med utgangspunkt i datasett fra vår siste langsiktige markedsanalyse har vi kvantifisert markedsnyttene av de ulike hybridkonseptene. Vi viser markedsnyttene i utbyggingstrinn 2A og 2B av de ulike hybride tilkoblingene mellom Norge og Storbritannia, i Figur 8-2. Alternativet A og B kjennetegnes med ulike referanse for beregningen av markedsnytte, hhv. 1400 MW og 2800 MW havvind på radial mot Norge. I begge alternativ er det forutsatt en økning i forbruk tilsvarende havvindproduksjonen som er knyttet til, slik at kraftbalansen i Norge er 0 TWh.

³³ For mer informasjon om grunnlaget for nytten av økt utvekslingskapasitet se vedlegg B og kapittel 2 i Statnetts analyse av transportkanaler 2021. [analyse-av-transportkanaler-2021-2040.pdf](https://statnett.no/analyse-av-transportkanaler-2021-2040.pdf) (statnett.no)

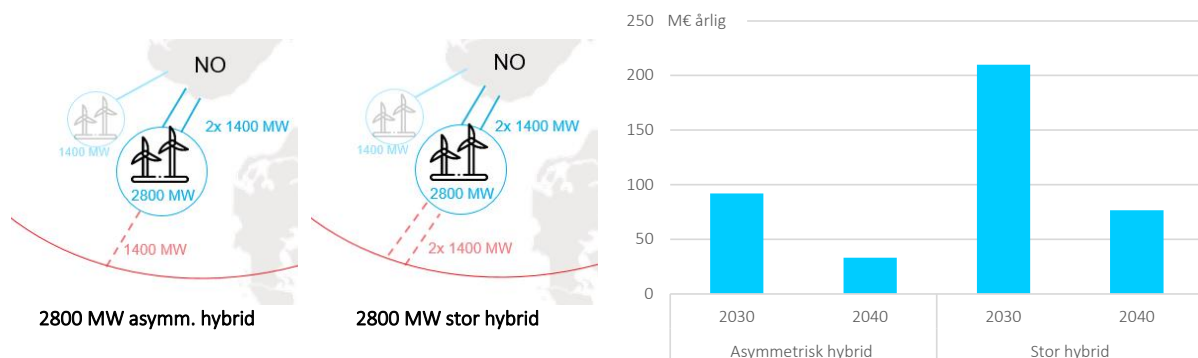
Vi har undersøkt markedsnyttens av hybrid tilknytning til en rekke alternative land rundt Nordsjøen, men som våre simuleringer viser vil markedsnyttens være relativt lik uavhengig av tilknytningsland. For enkelhets skyld ser vi primært på markedsnyttens ved hybrid tilknytning mot Storbritannia, men viser også markedsnyttens ved tilknytning mot Danmark og Nederland. Basert på våre beregninger oppsummerer vi våre hovedfunn slik:

- Markedsnyttens er høyest i 2030 og avtar noe mot 2040 som følge av avtagende prisvolatilitet
- Økt kabelkapasitet relativt til vindkapasitet gir større markedsnytte da dette gir mer handel
- Nyttens er relativt lik uavhengig av tilknytningsland, fordi kraftprisene blir likere på tvers av land
- Økningen i markedsnyttens blir mindre og mindre jo mer kabelkapasitet Norge har til utlandet
- En høy andel av den europeiske markedsnyttens tilfaller Norge og vannkraftsystemet
- På norsk side er nyttens drevet av netto økning i flaskehalsinntektene
- Det er stort utfallsrom for markedsnyttens – avhengig av utviklingen på kontinentet og i Norge

Trinn 2, **alternativ A**: Referansen er 1400 MW på radial og kraftbalanse i Norge



Trinn 2, **alternativ B**: Referansen er 2800 MW havvind på radial og kraftbalanse i Norge



Figur 8-2: Årlig norsk markedsnytte ved utbyggingstrinn 2A og 2B, for ulike hybride tilkoblinger i 2030 og 2040. Det er kraftbalanse i Norge samlet, og hybridforbindelsene går til Storbritannia.

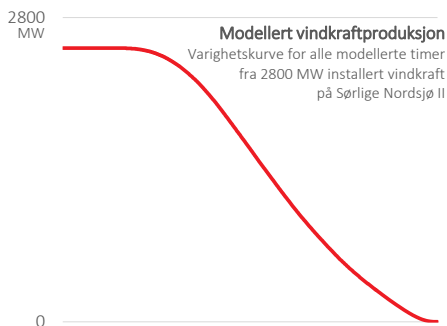
Markedsnyttens er høyest i 2030 og avtar i Basis mot 2040

Våre beregninger illustrert i Figur 8-2 viser hvordan markedsnyttens for alle de hybride tilkoblingene er høyere i 2030 enn i 2040, dette i likhet med prisvirkningene vist i kapittel 6. Markedsutviklingen på kontinentet og i Storbritannia gir høyere prisvariasjonen i 2030 enn i 2040, mens prisvariasjonen i Norge er relativt lik i begge år. Følgelig blir den timevise prisforskjellen mellom Norge og utlandet størst i 2030, som igjen gir en høyere markedsnytte. Mot 2040 vil mer fleksibilitet i det kontinentale og britiske kraftsystemet føre til lavere prisvariasjon, som gir nedgang i markedsnyttens mot 2040. Nedgangen i nytte fra 2030 til 2040 er større mot Storbritannia enn mot andre land fordi nyttens til Storbritannia er så høy i 2030.

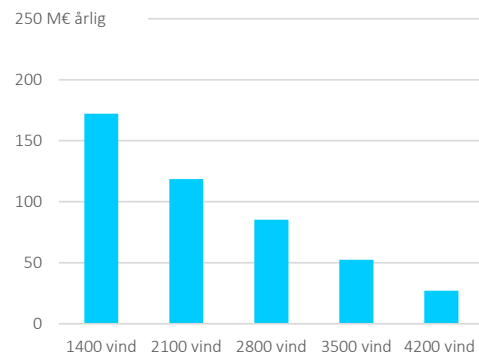
Forholdet mellom tilgjengelig kabelkapasitet og installert vindkraft påvirker markedsnytten

Våre beregninger viser tydelig at markedsnytten ved ulike hybride tilkoblinger avhenger av mengden tilgjengelig kabelkapasitet. Både en 1400 MW hybrid og en 2800 MW stor hybrid er hybrider med tilsvarende kabelkapasitet som vindkapasitet, som gir mulighet for kraftutveksling i alle timer hvor det ikke er full vindkraftproduksjon. Figur 8-3 illustrerer andelen av tiden med ulike nivå vindkraftproduksjon, for en 2800 MW vindpark.

En asymmetrisk hybrid har lavere kabelkapasitet mot utlandet, relativt til vindkapasiteten som er 2800 MW, og oppnår følgelig lavere markedsnytte enn en stor hybrid. Dette fordi en lavere kabelkapasitet relativt til vindkapasiteten gir færre timer med mulighet for kraftutveksling som er grunnlaget for markedsnytten. Dette poenget illustrerer vi også i sensitiviteten i Figur 8-4 som viser at markedsnytten reduseres når vindkapasiteten øker, gitt at kabelkapasiteten til hvert land hele tiden er konstant.



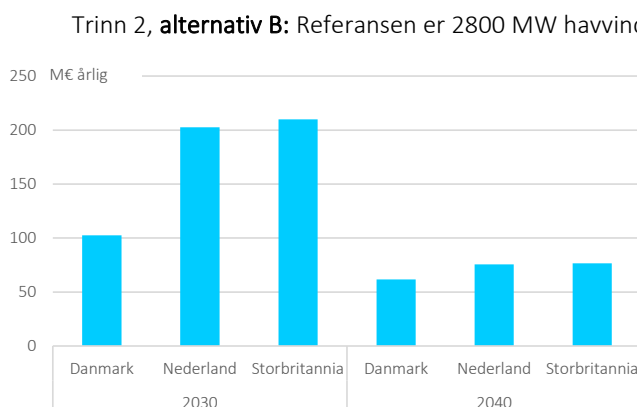
Figur 8-3: Varighetskurve for vindkraftproduksjon fra en vindpark på 2800 MW i vår modell.



Figur 8-4: Årlig, norsk markedsnytte i en sensitivitet med ulik vindkapasitet i 2040. Kabelkapasiteten er hele tiden 2800MW til hvert land.

Nytten i 2030 er størst ved tilknytning til Storbritannia – forskjellen mellom land er borte i 2040

Med forutsetningene vi har lagt til grunn, er markedsnytten størst ved tilknytning til Storbritannia i 2030, mens det er liten forskjell mellom ulike tilknytning til ulike land i simuleringen for 2040. Dette henger sammen med at kraftverksparkene blir stadig likere mot 2040. Det reduserer forskjellen i gjennomsnittlige kraftpriser og i prisvolatilitet mellom ulike land, noe som igjen gir likere nytte av å knytte seg mot de ulike landene. Implikasjonen av dette er at det på sikt ikke betyr så mye for norsk handelsnytte hvilket land forbindelsen kobler seg til.



Figur 8-5: Årlig, norsk markedsnytte med 2800 MW stor hybrid til ulike land i 2030 og 2040. Det er kraftbalanse i Norge.

Kabelkapasitet mot utlandet har avtakende grensenytte

Generelt fører høyere kabelkapasitet mot utlandet til at prisene i Norge og utlandet blir noe likere. Prisforskjellen time for time er driveren bak markedsnytten ved kraftutveksling, og følgelig innebærer

dette at inntekspotensialet for kraftutveksling reduseres jo mer kabelkapasitet man bygger ut. Det betyr også markedsnyttens av den første enheten kabelkapasitet mot utlandet (1 MW) er høyere enn den andre, som følger logikken om fallende marginalnytte.

Denne effekten ser vi ved å sammenligne markedsnyttens av en 1400 MW hybrid og en 2800 MW stor hybrid, som vist i Figur 8-2. En 2800 MW stor hybrid har dobbel så høy tilgjengelig kabelkapasitet mot utlandet, men oppnår ikke fullt dobbelt så høy markedsnytte som en 1400 MW hybrid, i våre beregninger.

Norge får en høy andel av den europeiske markedsnyttens

Markedsnyttens som oppstår ved kraftutveksling, tilfaller de to handelspartnerne som i dette tilfellet er Norge og landet Norge knytter seg mot. Våre modellsimuleringer viser at Norge får en høy del av den samlede markedsnyttens. I tillegg til flaskehalsinntektene på selve hybridforbindelsen, som vi har forutsatt at deles likt mellom Norge og handelspartneren, oppnår Norge i tillegg en netto økning i de samlede produsent- og konsumentoverskuddet. Dette henger sammen med at økt kabelkapasitet mot utlandet påvirker vannverdiene i det norske vannkraftsystemet som igjen påvirker kraftprisen. Norge får som følge av dette, i større grad enn handelspartnerne, en endring i kraftpris. Når kraftprisen endrer seg på norsk side får Norge en gevinst i form av en netto økning i det samlede produsent- og konsumentoverskuddet

Norsk markedsnytte består av økt netto produsent- og konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter

Våre beregninger viser at ved kraftbalanse i Norge er den norske markedsnyttens ved en hybrid drevet av en nettoøkning i de samlede norske flaskehalsinntektene, som vist i Figur 8-6, for en stor hybrid i 2040. Nettovirkningen i produsent-/konsumentoverskudd (PO/KO) er lav, og i dette tilfellet er den svakt negativ. Dette til tross for at det oppstår en betydelig økning i PO/KO på "fastlandet" i Norge med en hybrid, men i dette tilfellet mer enn oppveies denne av at havvindaktøren får et betydelig lavere produsentoverskudd med en hybrid enn ved radiell tilknytning. Dette sistnevnte poenget er også vist i kapittel 7 hvor vi så en lavere oppnådd kraftpris for havvind med en hybrid enn med en radial. Mye som var produsentoverskudd for havvindaktøren ved radial, blir med en hybrid realisert som en flaskehalsinntekt på hybridforbindelsen, som vi forutsetter deles likt mellom handelspartnerne.

Videre er det lav prisvirkning av en hybrid i en situasjon med kraftbalanse i Norge, som allerede vist i kapittel 6, og det er prisvirkningen på norsk side som er grunnlaget for nettoøkningen i PO/KO. I en situasjon med et kraftoverskudd på 15 TWh i Norge er prisvirkningen av en hybrid høyere, som også gir en høyere andel PO/KO av den samlede norske markedsnyttens, som vist i Figur 8-7.

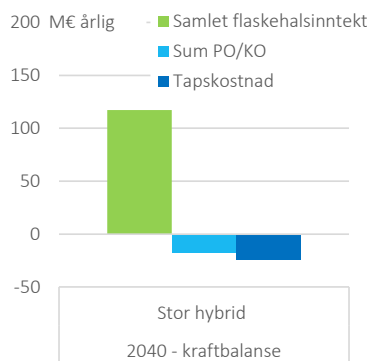
Flaskehalsinntektene som oppstår med en hybridforbindelse består av flaskehalsinntekter på selve hybridforbindelsen, samt endringer i flaskehalsinntekter på interne forbindelser og eksisterende mellomlandsforbindelser. Økte flaskehalsinntekter på selve hybridforbindelsen, medfører en reduksjon i flaskehalsinntektene på de eksisterende mellomlandsforbindelsene ut av Norge, som vist i Figur 8-7 for en stor hybrid. Dette fordi en hybrid gjør at de norske kraftprisene blir noe likere kraftprisene i landene vi handler med, og fordi nettoeksporten ut av Norge ikke øker med en hybrid, men fordeles på flere forbindelser. Med nettet skissert i NUP2021, som vi har lagt til grunn, gir en hybrid også en økning i interne flaskehalsener. Ytterligere nettførsterkninger i Sør-Norge vil kunne dempe de interne flaskehalsene og gi økt utnyttelse av hybridforbindelsen, som igjen ville gitt økte flaskehalsinntekter på hybridforbindelsen, samt redusere tapene i nettet.

Vi omtaler den delen av den norske markedsnyttens som oppstår som følge av prisvirkning på norsk side, som nettovirkningen i PO/KO. Bak dette er det en omfordeling mellom produsenter og konsumenter. Denne vil variere med markedssituasjonen i Norge og i landene rundt oss. Ulike

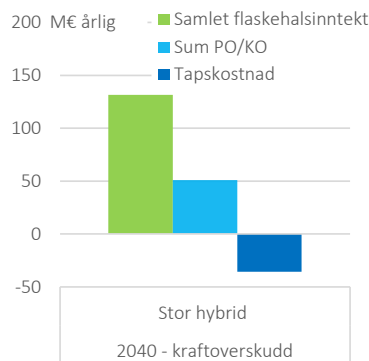
situasjoner kan gi økt produsentoverskudd og reduksjon i konsumentoverskuddet, og motsatt, avhengig av om kraftprisen øker eller faller med en hybrid.

Fordeling av markedsnytte på ulike aktører i kraftmarkedet vil være tema ved videre analyser. I våre simuleringer der vi sammenligner med en radiell tilkobling og med kraftbalanse i et normalt værår, gir dette en relativt moderat omfordeling fra forbrukere til produsenter. Sammenligner vi derimot med et alternativ uten havvind på radial og uten det økte forbruket, viser vi i kapittel 6 at summen av havvind og hybrid gir minimal endring i kraftprisene i Norge – og dermed blir også omfordelingseffekten også veldig lav.

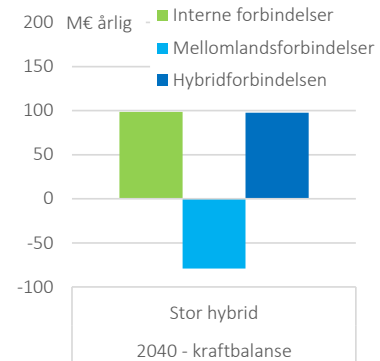
Trinn 2, **alternativ B**: Referansen er 2800 MW havvind på radial og kraftbalanse i Norge



Figur 8-6: Fordeling av årlig norsk markedsnytte ved en stor hybrid i 2040 i en situasjon med **kraftbalanse** i et normalår.



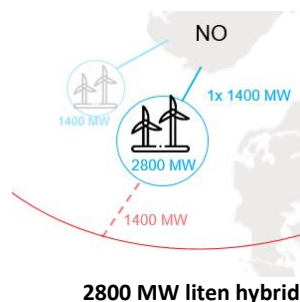
Figur 8-7: Fordeling av årlig norsk markedsnytte ved en stor hybrid i 2040 i en situasjon med **15 TWh kraftoverskudd** i et normalår.



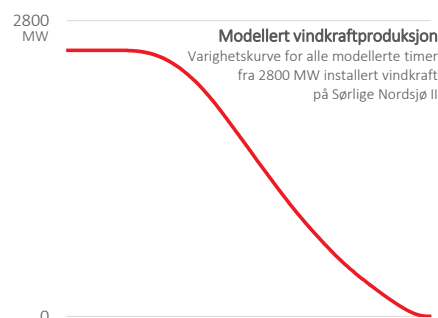
Figur 8-8: Fordeling av samlet norsk flaskehalsinntekt for en stor hybrid i 2040 med **kraftbalanse** i et normalår.

8.3 Mer havvind tilknyttet hybridene gir liten reduksjon i markedsnytte av kraftutveksling

Det er som forklart i kapittel 8.1 vanskelig å finne et naturlig referansealternativ for en liten 2800 MW hybrid, for å isolere markedsnytte av kraftutveksling. Vi velger derfor å løsrive oss fra metoden som vi har brukt på de andre hybride tilkoblingene og heller se på en liten 2800 MW hybrid som en utvidelse av en 1400 MW hybrid, hvor havvindkapasiteten er økt med 1400 MW, for samme kabelkapasitet på 1400 MW.



Figur 8-9: Illustrasjon av en liten 2800 MW hybrid



Figur 8-10: Varighetskurve for vindkraftproduksjon fra en vindpark på 2800 MW i vår modell.

Det er primært to årsaker til at en 2800 MW liten hybrid kan ses på som en gunstig utvidelse av en 1400 MW hybrid. For det første gjør en slik tilknytning det mulig å knytte til ytterligere 1400 MW havvind uten en kostnad ved å øke kabelkapasiteten. For det andre gir muligheten for kraftutveksling en ekstra markedsnytte som man ikke har med radiell tilknytning av det samme volumet vindkraft. Vi

ser av Figur 8-10 at det er en betydelig andel timer med vindkraftproduksjon under 1400 MW for en vindkraftpark på 2800 MW, som gir mulighet for kraftutveksling.

Sammenlignet med en 1400 MW hybrid vil en 2800 MW liten hybrid innebære at vindkraftproduksjonen stenger for kraftutveksling i flere timer. Dette gir noe høyere flaskehalsinntekter på hybridforbindelsen, som imidlertid veies opp med nedgang i flaskehalsinntekter på andre forbindelser. Likevel er det en del timer hvor vindkraftproduksjonen er lavere enn 1400 MW hvor det er mulighet for handel, som gir en markedsnytte av kraftutveksling. På norsk side vil kraftprisen synke, sammenlignet med en 1400 MW hybrid, og havvinden på hybridene vil få en lavere salgspris for vindkraften. Vi gjør ikke noe forsøk på å beregne den samlede nytten av disse effektene.

En 2800 MW liten hybrid kan også tenkes å utvides videre til en 2800 MW asymmetrisk hybrid, som deretter kan utvides videre til en stor hybrid. Denne siste utvidelsen innebærer kun økning i kabelkapasitet mot utlandet og vil gi en markedsnytte ved kraftutveksling, som er rundt tilsvarende markedsnytten ved en 1400 MW hybrid.

8.4 Markedsnytten varierer med andre kraftbalanser og markedsscenarioer

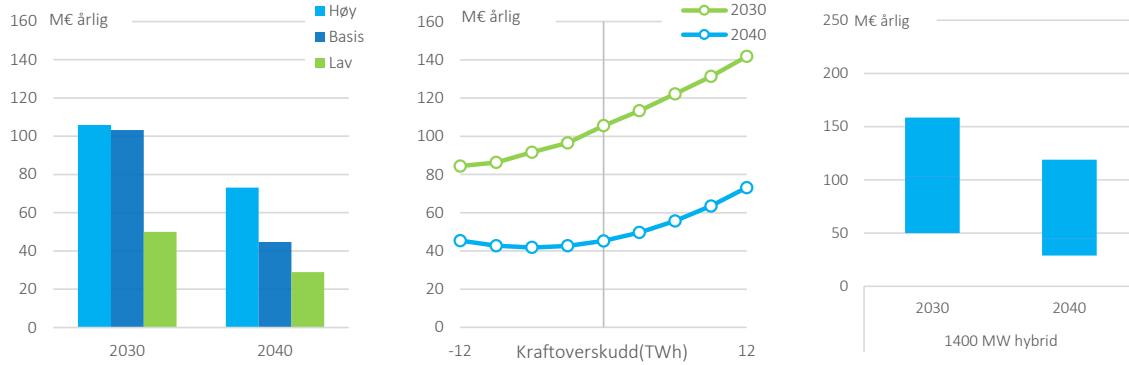
For å belyse usikkerhetsmomenter og en stor del av det mulige utfallsrommet, undersøker vi markedsnytten i alternativ 2A og 2B med ulik tilknytning av havvind. Dette gjør vi i to alternative scenario for kraftpris (Høy og Lav), ulike nivå av kraftbalanse i Norge og kombinasjoner av disse. Våre beregninger med ulike nivå for kraftpris, prisvariasjon og kraftbalanse gir et utfallsrom for norsk markedsnytte.

Figur 8-12 og Figur 8-15 illustrerer hvordan kraftbalansen i Norge påvirker markedsnytten av kraftutveksling i de ulike hybride tilkoblingene i utbyggingstrinn 2A og 2B. Kraftoverskudd gir høyere markedsnytte av kraftutveksling som følge av høyere nettoeksport. I 2030 gir kraftunderskudd lavere markedsnytte av de ulike hybride tilkoblingene, da verdien av havvind på radial i dette tilfellet er høyere enn verdien av import. I 2040 er imidlertid markedsnytten av en hybrid noe høyere med -12 TWh kraftbalanse, da import demper pristoppene på norsk side ved kraftunderskudd. Kraftbalanse i Norden påvirker norsk markedsnytte omtrent på samme måte.

I 2040 gir scenarioene for kraftpris Høy og Lav, et relativt symmetrisk utfallsrom for markedsnytten i Basis, som vist i Figur 8-11 og Figur 8-14. I 2030 er imidlertid markedsnytten av en hybrid til Storbritannia lavere i scenarioet for Høy kraftpris enn i Basis. Som tidligere påpekt gir basisscenarioet for kraftpris i 2030 svært høy markedsnytte av en hybrid til Storbritannia. Storbritannia har høyere snittpris i Høy, men *prisvariasjonen* som er drivende for markedsnytten er høyere i Basis, som følge av en høyere andel nullpriser i Storbritannia i Basis. Det gir svært lønnsom import og dermed høyere nytte av kraftutveksling med Storbritannia i Basis enn i Høy.

For å breie ut utfallsrommet for markedsnytten har vi kombinert scenarioene for kraftpris med ulik kraftbalanse. Vi finner at en kombinasjon av høy kraftpris og 12 TWh kraftoverskudd gir høyest markedsnytte av hybride tilkoblinger, mens en kombinasjon av lav kraftpris og kraftbalanse gir lavest markedsnytte. Disse kombinasjonene illustrerer en del av det mulige utfallsrommet for markedsnytten, vist for utbyggingstrinn 2A og 2B i hhv Figur 8-13 og Figur 8-16. Vi presiserer at markedsnytten kan bli høyere og lavere enn dette. Dette gjelder for gjennomsnittet av værår, og spesielt i enkeltår, hvor værvariasjonene også spiller inn. Vi mener likevel utfallsrommet i figuren under gir en god indikasjon på den mulige markedsnytten av ulike hybride tilkoblinger.

Trinn 2, alternativ A: Referansen er 1400 MW havvind på radial og kraftbalanse i Norge

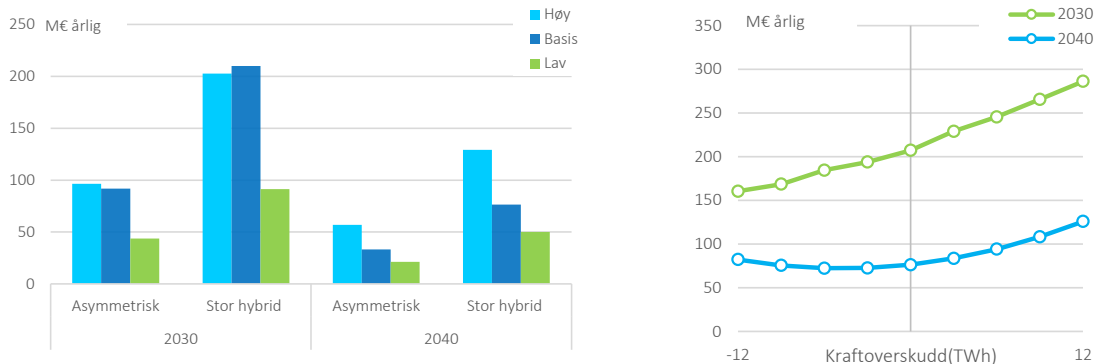


Figur 8-11: Årlig, norsk markedsnytte for 1400 MW hybrid til Storbritannia i Basis og i scenarioene for "Høy" og "Lav" kraftpris.

Figur 8-12: Årlig, norsk markedsnytte med stor hybrid til Storbritannia i Basis og i sensitiviteter med ulik kraftbalanse.

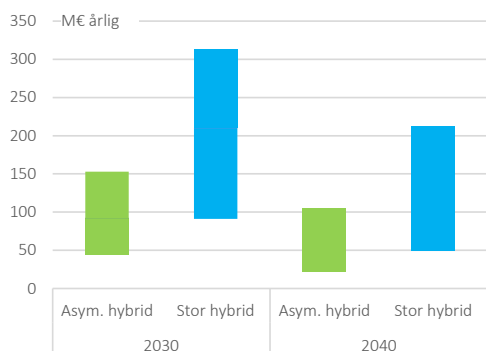
Figur 8-13: Utfallsrom for årlig, norsk markedsnytte med ulike hybrider til Storbritannia i noen utvalgte kombinasjoner av scenarioene for kraftpris og ulik kraftbalanse, som gir høyest og lavest markedsnytte.

Trinn 2, alternativ B: Referansen er 2800 MW havvind på radial og kraftbalanse i Norge



Figur 8-14: Årlig, norsk markedsnytte av ulike hybrider til Storbritannia i Basis og i scenarioene for "Høy" og "Lav" kraftpris.

Figur 8-15: Årlig, norsk markedsnytte med stor hybrid til Storbritannia i sensitiviteter med ulik kraftbalanse.



Figur 8-16: Utfallsrom for årlig, norsk markedsnytte med ulike hybrider til Storbritannia i noen utvalgte kombinasjoner av scenarioene for kraftpris og ulik kraftbalanse, som gir høyest og lavest markedsnytte.

8.5 En hybrid forbindelse kan være samfunnsøkonomisk lønnsom

Markedsnyttene av en hybrid forbindelse er høyere enn utbyggingskostnadene

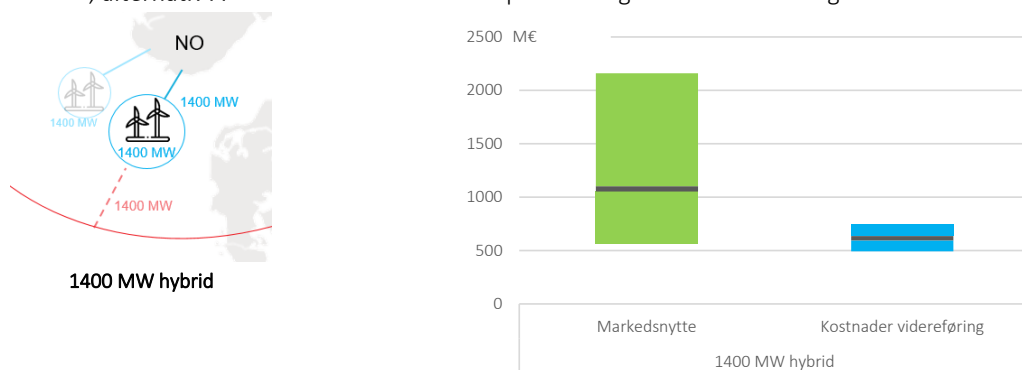
Når vi skal gjøre lønnsomhetsvurderinger må vi se de årlige nytte- (og kostnads-) verdiene over en lengre tidsperiode og sammenligne de i et felles referansetidspunkt, såkalte nåverdier. Det er ikke helt opplagt hva som er rett tidshorisont og diskonteringsrente³⁴ for et tilfelle som dette. Vi har imidlertid

³⁴ Denne bruker vi for å kunne omgjøre verdier på ulike tidspunkt til et felles referansetidspunkt og dermed kunne summere de meningsfullt.

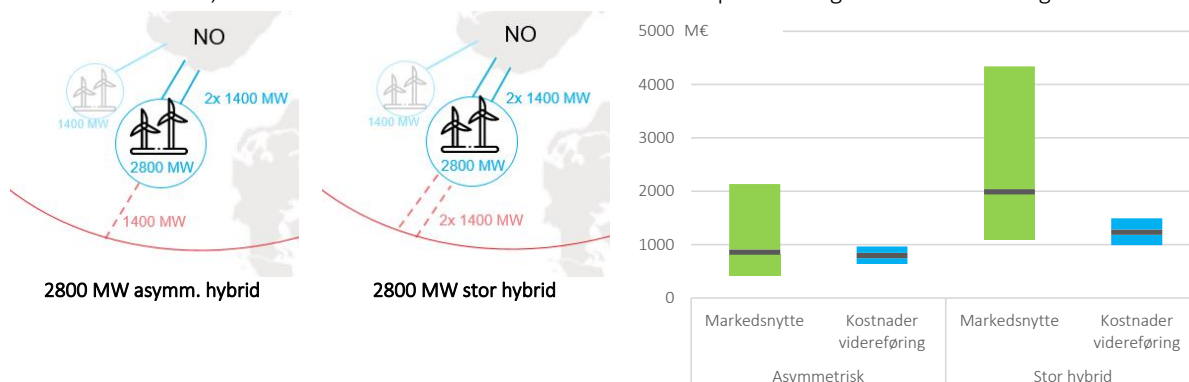
lagt til grunn standardverdiene som blir benyttet for samfunnsøkonomiske analyser i Norge, som betyr en analyseperiode på 40 år³⁵ og en realrente på 4 %. Disse bruker vi til å regne summen av de årlige gevinstene, dvs. nåverdien. Selv om det også er andre målemetoder som internrente og tilbakebetalingstid, ser vi på de mer som supplerende enn alternative metoder.

Vi har til nå diskutert hva markedsnyttens består av, og hvordan den kan utvikle seg over tid under ulike forutsetninger. Basert på dette kan vi gi indikasjon på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å sammenstille resultatene av markedsnyttens ved kraftutveksling med investeringskostnadene for utbygging av hybrid. Hovedbildet er at å utvide radielt tilknyttet havvind til utlandet, dvs. åpne for kraftutveksling, fremstår som samfunnsmessig rasjonelt.

Trinn 2, **alternativ A**: Referansen er 1400 MW på radial og kraftbalanse i Norge



Trinn 2, **alternativ B**: Referansen er 2800 MW havvind på radial og kraftbalanse i Norge



Figur 8-17: Nåverdien av norsk andel av markedsnytte og kostnader, ved utbyggingstrinn 2A og 2B for ulike hybride tilkoblinger, 40 års analysehorisont og 4 % realrente. Søylene viser utfallsrommet og sort strek basisscenarioet.

Vi presiserer at dette ikke viser hva som er den totale konsekvensen av lønnsomheten for Norge av å bygge ut havvind. Da må alle fordeler og ulemper tas med. Eksempelvis verdien av evt. nytt forbruk som kommer, og som er en følge av havvinden, også tas med i beregningen, samt verdien av havvinden i seg selv. Dette kan i seg selv ha vidstrakte følgenvirkninger for samfunnet i form av industriutvikling og ringvirkninger som ligger langt utenfor en slik analyse. På den andre siden vil utbygging av havvind inkl. infrastruktur ha miljøulemper herunder konsekvenser for fiske- og havbruksnæringen.

³⁵ Vi har antatt 40 års levetid på infrastrukturen og nyttestrømmer like lenge, dvs. at det vil være vindparker der gjennom hele levetiden. Henførsingsåret er satt til tre år før nyttestrømmene kommer, og at de tre årene er byggeperiode. Mao. 43 års kontantstrøm fra investeringsbeslutning.

Videre er dette heller ikke en komplett samfunnsøkonomisk investeringsanalyse. Det vil innebære en mer grundig gjennomgang av alle nytte- og kostnadsvirkninger av en hybridforbindelse, eksempelvis forsyningssikkerhet, system og balansetjenester, nettkostnader på land miljøvirkninger, driftskostnader mm.

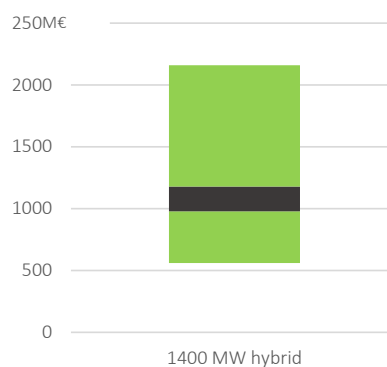
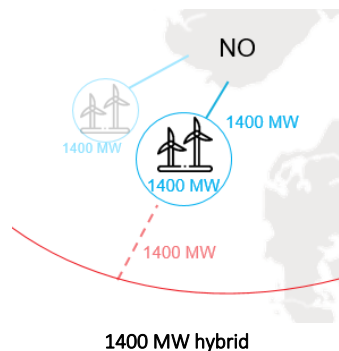
Likevel gir analysen etter vår vurdering en god indikasjon på mulig samfunnsøkonomisk lønnsomhet basert på hovedvirkningene i kraftsystemet. Statnett vil arbeide videre med tekniske konsepter og utfyllende utredninger av både lønnsomhet, prisvirkninger og nettbehov på land.

Hybrid har høyere markedsnytte over levetiden enn radial

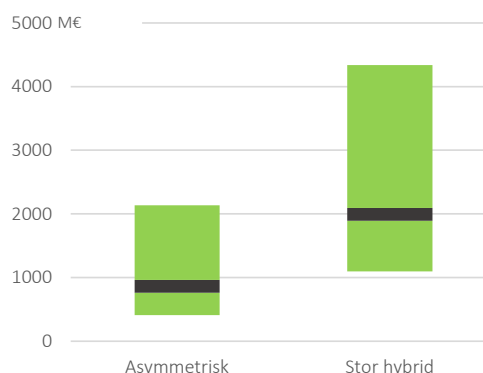
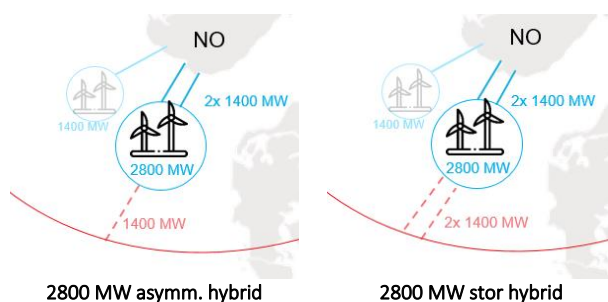
Basert på tallene presentert tidligere i kapittelet, har vi da sammenstilt resultatene i figuren nedenfor. Dette er gjort for både alternativ 2A og 2B. Vi har vist både Basisverdiene fra kapittel 8.2 og Høy- og Lavscenariene fra sensitiviteten i kapittel 8.4. Utfallsrommet i nåverdien av markedsnyttten følger dermed samme forklaringer som sensitivitetsdiskusjonen i forrige kapittel.

Markedsnyttten ved å utvide radialen til hybrid ligger i Basis med en nåverdi mellom 1000-2000 MEuro, avhengig av mengden havvind og kapasitet på tilknytningen. Utfallsrommet er stort, og hva som blir utviklingen i kraftbalansen og kraftpriser vil dermed ha mye å si for om markedsnyttten blir mindre eller større enn i Basis. En stor hybrid fremstår med klart høyest markedsnyttten over analyseperioden. Resultatene viser det samme når vi eksponerer dem for usikkerhetene vi diskuterte i forrige delkapittel, med ulike kraftpriser- og balanser.

Trinn 2, **alternativ A**: Referansen er 1400 MW på radial og kraftbalanse i Norge



Trinn 2, **alternativ B**: Referansen er 2800 MW havvind på radial og kraftbalanse i Norge



Figur 8-18: Nåverdien norsk markedsnytte ved utbyggingstrinn 2A og 2B, for ulike hybride tilkoblinger, 40 års analysehorisont og 4 % realrente. Blå farge er utfallsrommet og grønn farge basis markedsnytte.

Investeringskostnadene for offshore nett ved ulike utbyggingsløsninger

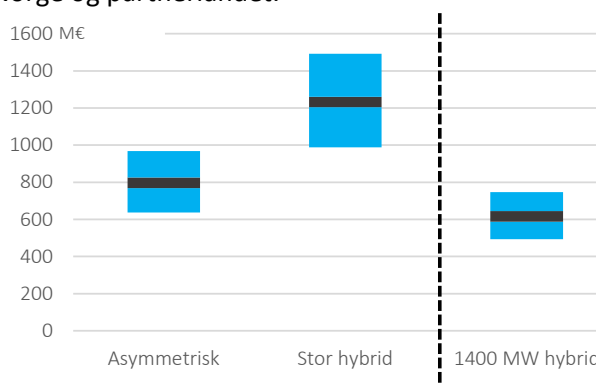
Som vist kan det være store merverdier ved å utvide en radiell tilknytning til en hybrid. Dersom havvind skal bygges i trinn med en radiell tilknytning først, gir det en dermed stor oppside å klargjøre for å kunne bli utvidet til en hybrid løsning på et senere tidspunkt.

Vi benytter de grove kostnadsanslagene basert på informasjonen i kapittel 4.7 for ulike tilknytningsløsninger. Dette er anslag på investeringskostnadene som inkluderer kostnad for kabel, omformerstasjoner på land og offshore omformerstasjoner inkl. plattform. Det er også lagt inn et utfallsrom for høye og lave investeringskostnader. Disse må ikke ses på som et absolutt utfallsrom, men en indikasjon på noe av usikkerheten vi står over for i denne fasen. Dette er vist som blå søyle i figuren, mens basisanslaget er illustrert med sort strek. Siden en stor hybrid i praksis er det samme som to vanlige hybrider er også den dobbelt så kostbar, og med samme utfallsrom. Rekkefølgen blir da også at en stor hybrid er dyrest, etterfulgt av asymmetrisk hybrid og til slutt hybrid. I tillegg er det flere andre kostnadselementer som er holdt utenfor:

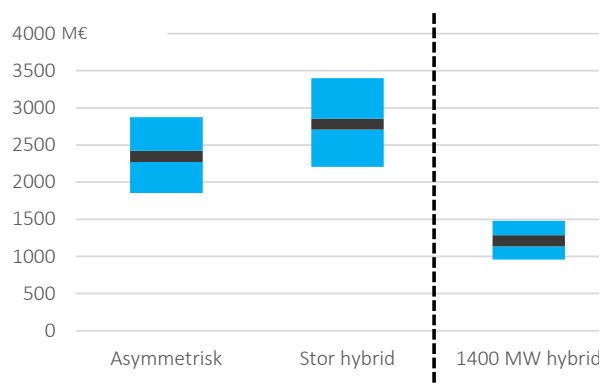
- Investerings- og driftskostnader til vindparkene
- Systemdriftskostnader
- Kostnader til nettinvesteringer på land i Norge
- Stordriftsfordeler i innkjøp og bygging

Det er flere mulige måter å se for seg kostnadsdelingen på, både mellom aktørene i Norge og mellom Norge og partnerlandene. Vi tar i denne analysen ikke stilling til hvem som bærer investeringskostnadene og holder det åpent om dette er en myndighetsaktør eller en privat aktør. Samfunnsøkonomisk er dette å anse som en fordelingsvirkning. For enkelthets skyld og for å få

konsistens med beregningen av markedsnytt, forutsetter vi her at kostnadene deles 50/50 mellom Norge og partnerlandet.



Figur 8-19 Investeringskostnader millioner euro for ulike utbyggingsløsninger. Norges andel gitt 50/50 deling av kostnadene for å videreføre radialen til et annet land.



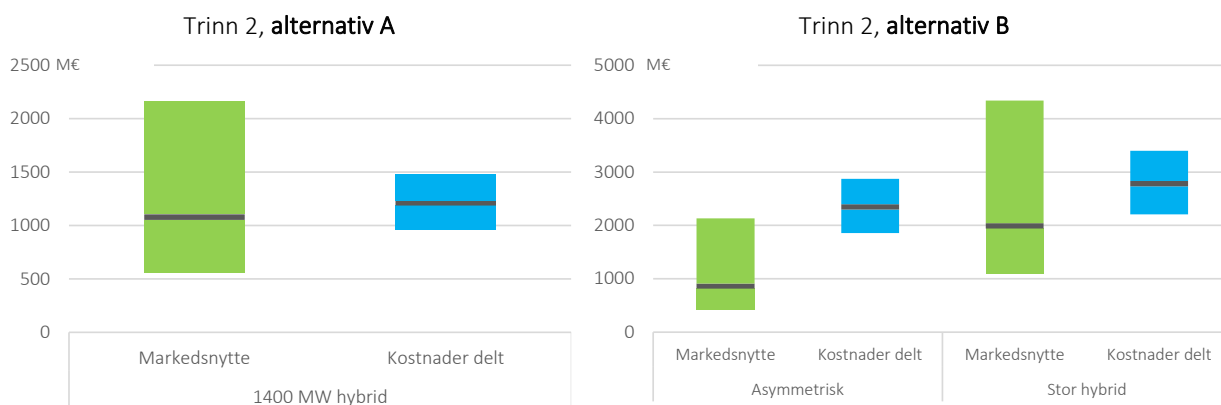
Figur 8-20 Investeringskostnader millioner euro for ulike utbyggingsløsninger. Norges andel gitt 50/50 deling av hele kostanden for hybrid – fra Norge til utlandet inkl. plattform og omformere offshore og på land.

Markedsnytt kan også dekke de fulle utbyggingskostnadene av hele hybrid

Ovenfor viste vi nåverdien av markedsnytt og kostnader i en situasjon der vi videreførte fra radial til hybrid. Grunnen til det var at markedsnytt er beregnet med en referansesituasjon hvor havvinden allerede er etablert på radial, og for å få en "korrekt" sammenligning ble det samme gjort med kostnadene.

Skulle vi vist hele nytten av å bygge hybrid direkte, og ikke se på en referansesituasjon hvor vi allerede har bygd radialen, måtte både markedsanalysen vært gjort annerledes og vi burde tatt med andre nytteverdier. Eksempelvis forsyningssikkerhet, salg av system og balansetjenester, konsekvenser av uønskede utfall og revisjoner på forbindelsene mfl. Likevel mener vi at selv om markedsnytt ikke er komplett, representerer den et slags minimumsanslag på nytten. Basert på dette ser vi at markedsnytt i mange scenarioer dekker hele tilknytningskostnaden ved en hybrid.

Hovedpoenget er at det er perioder hvor havvinden ikke produserer for fullt. Da går det an å bruke den ledige kapasiteten til kraftutveksling med utlandet, og den kan bære hele kostnaden til nettinfrastrukturen offshore. Verdien av kraftutvekslingen som kan skje når det er ledig kapasitet (ikke full vindkraftproduksjon) kan dekke hele tilknytningen for havvind. Markedsnytt kan også være så stor at vi også vil få positiv netto nåverdi selv om kostnadene blir enda høyere enn vi har indikert.



Figur 8-21: Utfallsrom for nåverdi markedsnytte og hele investeringskostnaden for ulike hybridkonfigurasjoner. 50/50 andel med partnerland.

Stort utfallsrom – men likevel lønnsomt i mange utviklingstrekk

Vi har illustrert utfallsrommet på både markedsnyttene og investeringskostnadene med "Høy og Lav". Her har vi benyttet utfallsrommet fra sensitivitetsdiskusjonen tidligere i kapittelet. Dette er ikke et endelig utfallsrom og som diskutert er det mange ulike drivere. Likevel ser vi at i mange, men ikke alle utviklingstrekk, vil markedsnyttene overstige kostnadene.

Vi ser generelt at markedsutviklingen på kontinentet betyr mye. Hvor fort transformasjonen med mer sol og vind og raskere omlegging av forbruk med karbonutslipp, betyr mye for om resultatene i "2030-caset" eller "2040-caset" som blir gjeldende. Går transformasjonen saktere enn vi har lagt til grunn blir markedsnyttene isolert sett høyere enn utfallsrommet indikerer, og motsatt. Samtidig kan det være at utviklingen ikke skjer så balansert som vi har lagt til grunn, dvs. at utviklingen i ny produksjon og omlegging av forbruk går i "utakt". Det vil igjen øke markedsnyttene ytterligere enn vi har vist i utfallsrommet. Også med en del korte perioder med ubalanser, og ekstra høy prisvariasjon gir det større markedsnytte enn det som er vist i vårt høy-scenario.

Vi har i våre nåverdiregninger i dette kapitlet lag til grunn en hybrid til Storbritannia, både for markedsnytte og kostnader. Som vist i Figur 8-5 er det forskjell på markedsnyttene ved å knytte seg til ulike land. Det er høyere markedsnytte til Storbritannia i 2030, men forskjellene avtar mot 2040. Og da har Nederland noe høyere nytte enn Storbritannia. I sum gir dette omtrent samme nåverdi uavhengig av valg av tilknytning mellom de to landene. For Tyskland vil det være samme bildet. Det er imidlertid vesentlig kortere å knytte seg til Danmark, men samtidig er markedsnyttene også lavere. Summen gjør at Danmark kommer noe dårligere ut enn de andre landene.

9 Store endringene i kraftsystemet – viktig med helhetlig utvikling

Statnett skal sørge for en sikker drift og effektiv kraftforsyning. Samtidig skal vi utvikle fremtidens nett-, markeds- og driftsløsninger på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det er derfor viktig å ha et helhetlig og langsiktig perspektiv på utviklingen.

9.1 Både havvind og industriforbruk gir behov for å forsterke nettet

Markedsutviklingen gjør at Statnett både planlegger og investerer i hele Norge

Statnett balanserer mange hensyn for å sikre et velfungerende kraftsystem og et robust nett. Nettutbygging krever omfattende planlegging og ledetidene er lange. For å sikre tempo i omstillingen av energisystemet, er det derfor sentralt at vi klarer å utnytte systemet på en god måte gjennom system- og markedstiltak. Vi viser til Statnetts nettutviklingsplan 2021 for utdypende informasjon om de fremtidige nettplanene.

Frem til 2030 planlegger vi å investere 60-100 milliarder, inkludert investeringer i havnett. Usikkerheten etter 2030 øker, men vi anslår at gjennomsnittlig årlig investeringer vil være i samme størrelsesorden. Øvre del av spennet avhenger av hvor raskt forbruket øker, og hvor i landet nytt forbruk og ny produksjon blir lokalisert. Storstilt havvindutbygging kan også føre til mer omfattende investeringer på land enn vi har tatt høyde for.

Vår ambisjon er at alle storbyer og områder med høy aktivitet har et ferdig oppgradert nett på 420 kV innen 2040. I tillegg skal alle de store transportkanalene, som knytter elspot-områdene sammen, være



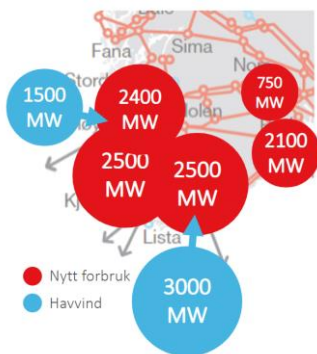
på 420 kV innen samme tidspunkt. Mye nytt forbruk, men også produksjon gir økte flaskehals og dermed prisforskjeller. Dette bidrar til at det er lønnsomt å spenningsoppgradere mange kraftlinjer før de når teknisk levetid. I praksis vil dette i mange tilfeller også være nødvendig for å knytte til mer forbruk og produksjon.

Vi er godt i gang i Midt-Norge og mot NO5 og NO1. Neste tiltak for transportkanalene vil være å øke kapasiteten mellom dagens prisområder NO2 (Sørlandet) og NO1 (Østlandet). Imidlertid er det viktig å se disse nett-tiltakene i sammenheng med plasseringen av de store forbruksplanene og hvor havvinden skal knyttes til.

Figur 9-1: Illustrasjon hvor Statnett ser flaskehals i fremtiden (ATK 2021)

Vi må se forbruk, havvind og nett på land i sammenheng for å sikre en rasjonell utvikling i sør

Det er store planer om økt industriforbruk langs hele kysten i Sør-Norge. Industrivekst i kombinasjon med tilknytning av havvind vil øke belastningen i nettet internt på Sørlandet, men også mellom Sørlandet og tilgrensende landsdeler. Dette vil trolig utløse nettinvesteringer i én eller flere ledninger på land i tillegg til selve tilknytningspunktene. Hvor stort nettbehovet blir vil imidlertid avhenge av flere ting. De viktigste er hvor store volum nytt forbruk og produksjon som kommer, hvordan disse belaster nettet (bl.a. brukstid), i hvilken rekkefølge det kommer, og hvor i kraftsystemet det etableres. For eksempel vil samlokalisering av forbruk og produksjon ofte dempe behovet for nettinvesteringer. For å sikre effektiv utnyttelse av nettet vi har, og en videre rasjonell nettutvikling, må vi se på utviklingen av forbruk, havvind og nett på land i sammenheng.



Figur 9-2 Volum henvendelser per sept. 2021

Forbruk har generelt kortere ledetider enn både havvind og nett, og flere av forbruksaktørene ønsker tilknytning allerede før 2030. Økt forbruk gir alene behov for lokale nett-tiltak, men øker også nettbehovet inn til NO2. Statnett planlegger å øke kapasiteten mellom Sørlandet og Østlandet, dvs. mellom NO2 og NO1. Dette er planlagt gjennomført ved å erstatte og omstrukturere dagens 300 kV-nett med 420 kV mellom NO1 og NO2 (Flesakersnittet), og videre vestover. Det samme gjelder nettet som går nord-sør gjennom Vestlandet. Disse planene står seg uavhengig av om hva som skjer med havvinden.

Oppgradering av 300 kV-ledningene vil både ta tid og være kostbart, og vil dermed bli en del av porteføljevurderingen til Statnett.

Foreløpige vurderinger indikerer at første steg bør være å spenningsoppgradere sørlige deler av nettet fra grenlandsområdet, mot Flesaker og så videre mot Østfold. Dette er planlagt idriftsatt innen 2030. Neste steg forventer vi vil være fra Flesaker og vestover mot Tokke, og de nordlige 300 kV-ledningene til slutt. Tilstand på anlegg og endring i kapasitetsbehov vil kunne påvirke rekkefølge og tidspunkt for investeringene.

Økt forbruk i slike volum som vi ser her uten at det kommer noe særlig ny produksjon vil imidlertid gi økte kraftpriser og påvirke kraftbalansen i negativ retning. Utsikten til høyere kraftpriser i Sør-Norge relativt til andre landsdeler og nordiske land gir en usikkerhet knyttet til hvor mye nytt forbruk som vil etablere seg. Hvor høy priseffekten blir vil avhenge av hvor mye forbruk som faktisk kommer og mengden ny produksjon. Utvidelser av nett på land vil ikke nødvendigvis løse dette.

Tilknytning av havvind vil bidra til å dempe priseffekten av økt forbruk, og kan også dempe nettbehovet på land dersom det tilknyttes i et gunstig punkt i nettet på land. I Statnetts Nettutviklingsplan 2021 og analyserapporten "Analyse av transportkanaler 2021-40" oppsummerte vi funn fra de innledende analysene, av både vesentlig økt industriforbruk på Sør- og Østlandet, og full utbygging av havvind slik det er åpnet for. Analysene viser særlig økt belastning mellom Sørlandet og mot Telemark og Østlandet – forutsatt at havvinden kobles til på Sørlandet. For å få tilstrekkelig kapasitet for store volum havvind og industriforbruk kan det, i tillegg til oppgradering av 300 kV-nettet, bli nødvendig å bygge en ny ledning mellom Sørlandet og Telemark.

Vi utreder nå behov og konkrete tiltak, i en egen analyse ("Sørlandsstudien"), hvor vi ser på økt forbruk i området i sammenheng med havvind i Sørlige Nordsjø. Formålet med den er å avklare hvilke tilknytningspunkt, både for havvind og stort forbruk, og hvilke nett-tiltak, som virker mest rasjonelle med tanke på fremtidig nettutvikling. Resultatene vil være viktig for utviklingen av havvind, og inngå som underlag i en mer helhetlig områdeplan. Disse skal være robuste for flere scenarioer i utviklingen av både nytt forbruk og ny produksjon.

9.2 Ansvar og virkemiddelbruk i systemdriften – viktig i den videre utviklingen

I løpet av få år vil kraftsystemet ha andre egenskaper enn i dag. Vi ser allerede at det relativt faste flytmønsteret mellom dag og natt og mellom sesonger erstattes av større, oftere og raskere endringer i kraftflyten, i stor grad preget av vindkraftproduksjonen på kontinentet. Det trengs mye fleksibilitet for å håndtere disse variasjonene.

Under Solberg-regjeringen foreslo Olje- og Energidepartementet Statnett som systemansvarlig til havs. Vi har tatt en aktiv rolle i det europeiske og nasjonale arbeidet med å utforme nye systemdrifts- og markedsløsninger, bl.a. gjennom ENTSO-E.

Når store deler av kraftproduksjonen i Europa skal foregå til havs, setter det høye krav til driftssikkerheten. I planlegging og drift må kraftsystemet på land og til havs sees på som ett kraftsystem, og reguleringer og markeddesign må i størst mulig grad være samordnet for å sikre likebehandling av alle aktører. Systemansvaret bør være samlet, og det må til enhver tid være balanse i det samlede systemet.

Siden Norge er integrert i det europeiske kraftmarkedet, vil EUs regelverk i stor grad bestemme driften av et sammenkoblet kraftnett til havs. Statnett er opptatt av at regelverket og markedsløsningene legger til rette for likebehandling og effektiv ressursutnyttelse. Det er lite rom for å ha egne nasjonale regler, med unntak av nett-tariffer og tilknytningsavgifter. Aktiv deltagelse i de europeiske diskusjonene øker mulighetene for å få løsninger som tilfredsstillende norske interesser.

Selv om markedsaktørene har det økonomiske ansvaret for sine ubalanser, må Statnett sikre den fysiske balansen i den løpende driften. Dette omfatter også ansvaret for å sikre at det finnes tilstrekkelig med reserver i systemet for å håndtere ubalanser til havs.

I Statnetts system- og markedsutviklingsplan (SMUP) 2021 beskriver vi mer om hvordan Statnett møter utviklingsbehovet det kommende tiåret. SMUP, sammen med Statnetts Nettutviklingsplan, konkretiserer vår strategi og viser hvilket ambisjonsnivå som er nødvendig for å møte utviklingen.

Vedlegg A – Metode og modellering

Metodikk for beregning av nyttestimater

De fundamentale sammenhengene bak den samfunnsøkonomiske nytten er tett sammenvevet, og vi er derfor helt avhengige av gode modellverktøy i analysen. Vi benytter våre to system og markedsmodeller³⁶ til å simulere kraftsystemet over et år, gitt forutsetninger om produksjon, forbruk og overføringskapasitet, i Norge og resten av Europa. Vi tar utgangspunkt forutsetninger fra Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050 (LMA 2020) og oppdateringen av denne våren 2021. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi hvert datasett over 29 historiske værår.

Analysen er bygget rundt våre basisdatasettet for 2030 og 2040. Basisdatasettene er utformet for å i størst mulig grad for å beskrive det vi mener er den mest sannsynlige utviklingen. I tillegg bruker vi våre alternative scenarier Høy og Lav, og en rekke andre sensitiviteter til å avdekke usikkerhetsmomenter og få frem et utfallsrom.

Scenariene for kraftpris fra LMA20, Høy og Lav, er scenario der vi med utgangspunkt i Basis justerer flere faktorer som trekker nivået på kraftprisene og prisvolatiliteten henholdsvis opp og ned. Faktorene vi varierer har mye usikkerhet og har stor betydning for prisvolatiliteten og gjennomsnittsnivået i kraftprisene. Dette er bla. brenselpris, CO₂-pris og graden av markedsdrevet, grønn omstilling i kraftsystemet.

Våre modellsimuleringer gir viktig innsikt i de fundamentale sammenhengene bak den samfunnsøkonomiske nytten av handel. Likevel vil våre modeller og forutsetninger alltid vil gi et forenklet bilde av det virkelige systemet. Estimaterne på handelsnytte, og den tilhørende analysen, kommer derfor ikke som et resultat fra modellsimuleringene direkte, men er også basert på en totalvurdering hvor også historikk og kjente modellsvakheter er med.

Modellering av en hybridforbindelse

I vår Basis har vi definert en hybridforbindelse som en havvindpark i Sørlege Nordsjø II med nettforbindelse til Norge og ett annet land. Vi forutsetter 1400MW havbasert vindkraft og 1400MW overføringskapasitet fra vindparken til hvert land. Nettkapasiteten til land er altså satt slik at det ikke er spill av kraft. Selv om installert effekt havvind er 1400MW vil det i modellen aldri produseres full kapasitet i en time, for å ta høyde for revisjoner og ujevne vindforhold i vindparken. Det betyr at i vår modellering er det alltid noe tilgjengelig handelskapasitet, selv når det blåser "fullt".

Generelt tilsier markedsdynamikken at havvinden i Sørlege Nordsjø II alltid vil få tilslag i kraftmarkedet når den byr inn sin produksjon. Dette da havvind, på lik linje med annen vind- og solkraft, har null i marginalkostnad og legger derfor inn sin produksjon til nullpris i markedet. Dersom det imidlertid er nullpris eller negativ kraftpris på kontinentet, kan det være at havvinden i Sørlege Nordsjø II slutter å produsere. I en slik situasjon vil det det være full kapasitet tilgjengelig for handel på hybridforbindelsen.

Vi modellerer tap på nettforbindelsene lineært. Videre modellerer vi prisområder offshore, noe som innebærer at havvindparken får en egen kraftpris. Hybridforbindelsen er modellert med full kapasitet gjennom året og har ikke revisjoner.

³⁶ Samnett: Dekker Norden og Baltikum og har sin hovedstyrke i en detaljert modelleringa av de nordiske vannkraftsystemet. BID: Dekker 11 europeiske land, nord i Europa. Har en detaljert beskrivelse av termiske verk og en god gjengivelse av produksjon av sol og vindkraft og døgnvariasjoner i termiske markedene.

Vedlegg B – Teoretisk underlag for nytten av handel

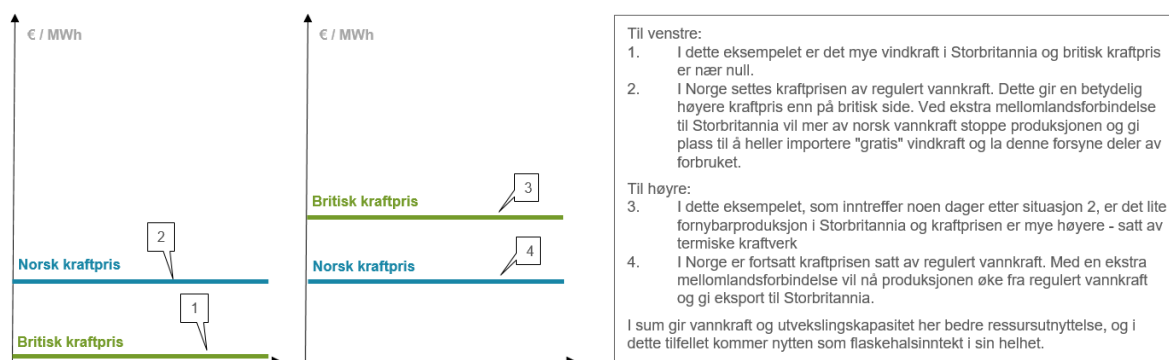
Størrelsen på den samfunnsøkonomiske gevinsten vi får av å knytte sammen to markeder er bestemt av prisforskjellen time for time før det bygges ut mer overføringskapasitet. Prisforskjellene er det økonomiske potensialet for å drive lønnsom handel. Med NordLink og NSL i drift blir noe av potensialet for handel hentet ut, fordi forbindelsene medfører likere priser time for time i Norge og på kontinentet. Den videre markedsutviklingen i Europa trekker imidlertid i motsatt retning, mot økt prisvolatilitet på kontinentet gir økende nytte av handel, vi har vist i LMA20³⁷ og oppdateringen våren 2021³⁸.

Fundamentale drivere for prisforskjellene mellom Norge og utlandet

Handelen i kraftmarkedet³⁹ via våre eksisterende og nye forbindelser til Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia gir høy samfunnsøkonomisk nytte. De viktigste driverne for dette er:

- Høy kortsiktig prisvolatilitet hos våre handelspartnere og samtidig relativt lav volatilitet på norsk side gir betydelige prisforskjeller, som regulert vannkraft kan utnytte
- Mye uregulert produksjon gir stort eksportbehov på norsk side i sommerhalvåret – særlig i år med stort tilsig

I Norge gir den høye andelen regulert vannkraft mulighet til å endre og flytte kraftproduksjonen tilnærmet kostnadsfritt, i takt med behovet. Økt handelskapasitet med utlandet åpner for å i større grad utnytte denne betydelige fleksibiliteten. Norsk vannkraft vil da holde igjen på mer av produksjonen når det er mye vind- og solkraft og dermed lave priser i landene rundt oss, og produsere mer når fornybarproduksjonen er lav og prisene høyere. I sum bidrar dette til bedre ressursutnyttelse samlet sett for Europa. Norge tjener på å kjøpe billigere og selge dyrere, se Figur 9-3.



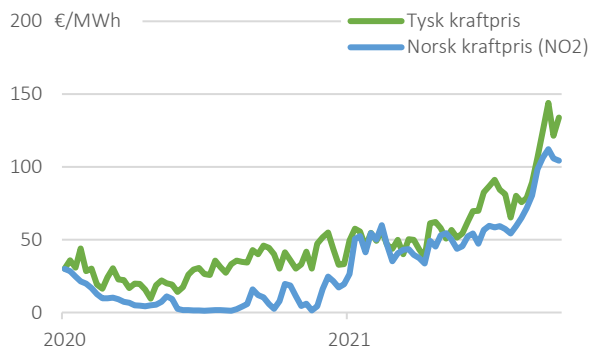
Figur 9-3: Prinsippkisse -Norge tjener på opp- og nedregulering av vannkraften

Med økt handelskapasitet vil også Norge tjene mer på å selge den uregulerte produksjonen som gjerne dominerer om sommeren. Mer handelskapasitet gjør at nettoeksporten av kraft kan spres over flere timer. Dette øker kraftprisen på norsk side og dermed eksportverdien. Potensialet for inntjening er ekstra høy i våte år, som f.eks. sommeren 2020, da høyt tilsig i Norge førte til priskollaps og dermed høy prisforskjell mot kontinentet. Se Figur 9-4.

³⁷ Langsiktige Markedsanalyse 2020-2050: https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf

³⁸ LMA-oppdatering 2021: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-07-02-lma-oppdatering.pdf>

³⁹ I denne sammenhengen mener vi Day-Ahead markedet



Figur 9-4: Historisk kraftpris gjennom 2020 og 2021 for Norge og Tyskland. Priser for 2021 er t.om. sept. 2021

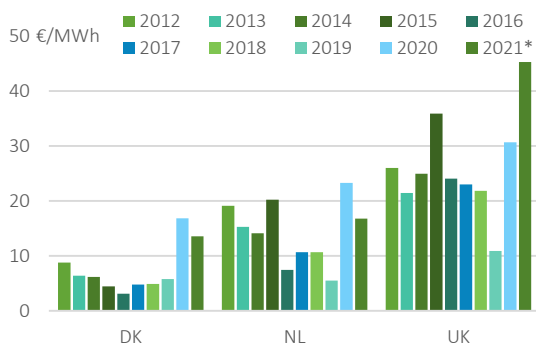
Den videre markedsutviklingen gir økt nytte av handel

På kontinentet gir omleggingen mot et utslippsfritt energisystem innen 2050 mer kortsiktig prisvariasjon, med flere timer med høye og lave priser. Pristoppene blir høyere etter hvert som fossile kraftverk må legge ned, forbruket øker og CO₂-prisen blir høyere. Samtidig gjør veksten i sol og vindkraft at det blir flere timer med kraftpriser nær null. Omleggingen av kraftsystemet er gjennomgående for alle land, som gjør at prisene i snitt blir likere på tvers av ulike land på kontinentet. Det gjør at nytten av å handle med ulike land er relativt lik.

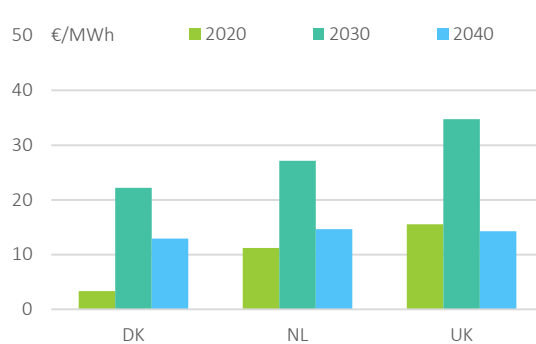
Prisvariasjonen øker betydelig på kontinentet til 2030. Mot 2040 og særlig til 2050, vil mer fleksibilitet i form av fleksibelt forbruk, mer lagring, hydrogenproduksjon og nett, dempe prisvolatiliteten på kontinentet noe. Det gir noe lavere behov for norsk fleksibilitet i vannkraftsystemet, som også gir noe lavere nytte av handel med Norge i 2040 og 2050, enn i 2030.

På norsk og nordisk side gir også veksten i sol og vindkraft, kombinert med utfasing av kjernekraft og termisk kraftproduksjon, noe økt kortsiktig prisvariasjon. Men i sum er prisvolatiliteten relativt moderat, drevet av en fortsatt høy andel regulert vannkraft. Vi forventer høy absolutt prisforskjell mellom Norge og kontinentet/Storbritannia, som vist i Figur 9-5 og dermed høy nytte av handel.

Norsk og nordisk overskudd på energibalansen over året er en viktig driver for økt lønnsomhet av handel med utlandet. I LMA20 legger vi til grunn et relativt lavt kraftoverskudd i 2030-40, drevet av høy forbruksvekst og lavere produksjonsvekst. Likevel viser våre analyser at det oppstår en betydelig nytte gjennom bedre betalt nettoeksport i perioder med høyt tilsig i sommerhalvåret.



Figur 9-5: Historisk absolutt prisforskjell mellom Norge og utlandet. 2021-tallene er t.o.m. september 2021.

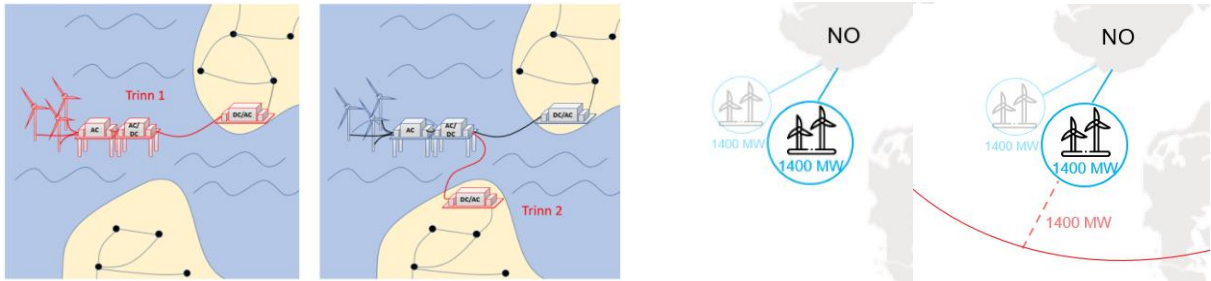


Figur 9-6: Absolutt prisforskjell mellom Norge og utlandet i vår Basis

Vedlegg C – Figursammenheng mellom ulike tilknytningsløsninger

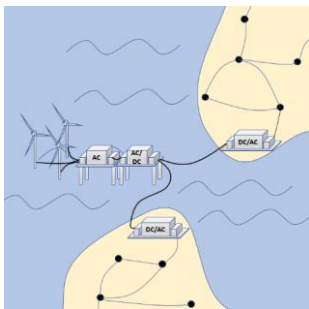
I kapittel 4 beskriver vi de tekniske løsningene og viser illustrasjoner for hvordan disse kan se ut. I resten av rapporten er det laget enklere skisser som viser de samme løsningene. Nedenfor har vi vist sammenhengene mellom illustrasjonene og skissene.

Fra radial til hybrid – trinn 1 og trinn 2

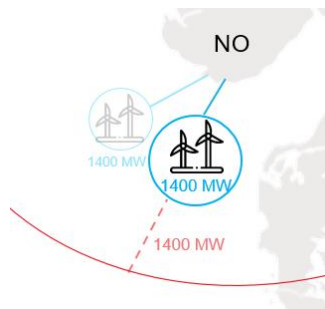


Figur 9-7 Fra radial (trinn 1) til hybrid (trinn 2)

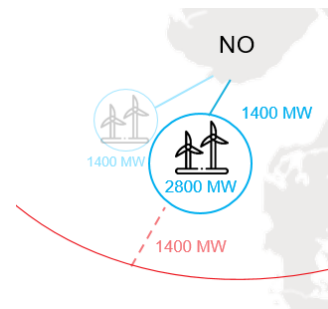
Hybrid tilknytning med én kabel til hvert land ulike størrelser på vindparken (1400 og 2800 MW)



Figur 9-8: Hybrid tilknytning

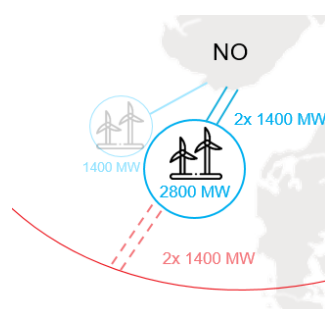
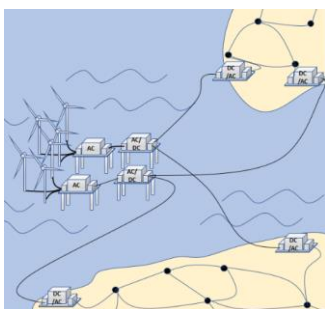


Figur 9-9 Hybrid: 1400 MW vind, én kabel til hvert land på 1400 MW

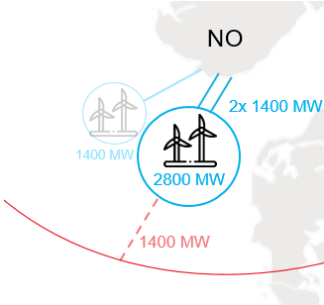
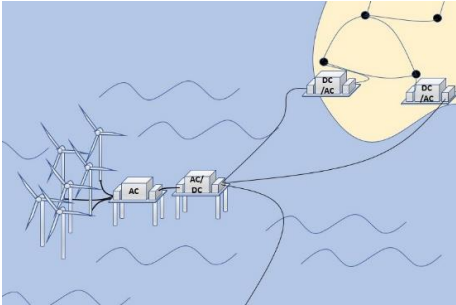


Figur 9-10 Liten hybrid: 2800 MW vind og én kabel til hvert land på 1400 MW

Stor hybrid, dvs. 2800 MW vind og to kabler til hvert land à 1400 MW



Asymmetrisk hybrid – 2800 MW vindkraft med to kabler til Norge og én til utlandet à 1400 MW



Andre relevante rapporter fra Statnett



Oppdatert Langsiktig Markedsanalyse, våren 2021

Oppdatering av LMA20 med fokus på markedsutviklingen de kommende 10-15 årene

<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-07-02-lma-oppdatering.pdf>



Langsiktig markedsanalyse 2020

Norden og Europa 2020-2050

Forrige utgave av LMA fra 2020.

[langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf \(statnett.no\)](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2020-05-15-lma-revidert.pdf)



Analyse av transportkanaler 2021

Analyse av transportkanaler er en overordnet analyse av flyt og flaskehalsar i de store transportkanalene i det norske kraftsystemet frem mot 2040.

[analyse-av-transportkanaler-2021-2040.pdf \(statnett.no\)](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/transportkanaler/2021-04-01-analyse-av-transportkanaler-2021-2040.pdf)



Statnett Nettutviklingsplan 2021

Nettutviklingsplanen er Statnetts plan for nettutviklingen i Norge fremover. En oppdatert versjon blir publisert hvert annet år

[nettutviklingsplan-2021.pdf \(statnett.no\)](https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nettutviklingsplan/2021-01-01-nettutviklingsplan-2021.pdf)

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
E-post: firmapost@statnett.no
Nettside: www.statnett.no

Statnett